



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE
CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS
DE HIDROCARBUROS A NIVEL MUNDIAL**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ

DIRECTOR DE TESIS

ING. CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ



DEDICATORIA

A mis padres Julio César y Ana María

A mi hermano Lorenzo de Jesús †

A mis abuelos Lorenzo Reyes † y Felicitas Mar †, Jesús Meléndez † y Nancy García †

A mis tíos y tías: Mayte y Nacho, Jacobo, Jesús y Esperanza, Hector y Sandra, Tere, Tía Mara, Tía Josefina, Padre Ignacio Virgen, Lorenzo y Helga, Enrique y Silvia, Ángel y Esther, Mónica Sanchez, César Jiménez

A Eloísa y Alejandro Borja

A mis primos y primas Abi, Fer, Brenda, Rosalba, Mónica, Gemma, Chely, Laura, Angélica, Ana Victoria, Juan Pablo, Kenneth, Ana Isabel Chilo, Alonso, Güero, Charly, Luis, Suzeth, Lorena, Erika, Oscar, Lizeth, Ángel, Ángela

A Waldo, Cami, Emi, Pau, Santi y Alonso

A mis amigos y amigas Pelo y Pao, Compaye y Comaye, Tocayo, Mecánico, Espartaco, Babu, Zebra, Karla Isabel, Susana, Mary Paz, Montse Palacios, Miguel Gallegos, Israel Hinojosa, Luis Arcos, Clon, Ambar Isabel, Miguel Herrera, Alan Cruz, Paty Mercado, Alfredo Chaparro, Dante Arteaga, Allan Reyna, Viri Ortega, Fernando Montes de Oca, Luis Rivera, Isaí Velázquez, Profeta, Jair Torres, Adriel Luis Ángel, Fabián, Mauricio, Juan Luis, Juan Carlos Maciel, al más Fuerte †, al más Listo †, Gelacio Andrea Rocha, Teissi, Taiwaro, Chamaco, Omar Ek Balam, Elvis y Lupita

Agradecimientos para

A mis mentores al M.C. Ulises Neri, al Ing. Alejandro Mar

Un agradecimiento muy especial al Mtro. Gelacio Martín, al Ing. Elvis Fragoso, a la Ing. María Guadalupe Manzo por su colaboración en la elaboración de este trabajo.

A mis profesores Mtra. Martha Josefina Fernández, Mtro. Fabio Barbosa, Ing. Andrés Basilio, Ing. Leobardo Palomino

Una mención especial para el M.I. Nicolás Rodríguez, Ing. Gilberto Mireles, Ing. Leonardo Meneses, Ing. Erick Gallardo.

A la Facultad de Ingeniería

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por mi raza hablará el espíritu

ABSTRACT

This written work presents a comparison between different Reserves Classification, analyzing similarities and considerations between them. Comparing how different Reserves classifications allow estimating volumes of hydrocarbons initially in place, estimating the recoverable volumes from the original in place volumes, and comparing how the different methodologies classify the projects based on maturity status and chance of commerciality.

The first chapter presents the activities related to exploration activities which objective is to discover hydrocarbon accumulations and production activities which are related to develop reservoirs discovered.

In the second chapter is introduced the different existing types of regulatory bodies, which are: government regulators and market regulators, both type of regulators establishes specific rules and regulations for estimating and reporting reserves and resources based on their own objectives. While government regulators focus their efforts on maximizing the country's economic ultimate recovery, market regulators on the other hand focuses their efforts on creating company's comparability and consistency for the benefit of investors.

In the third chapter are introduced the basics of petroleum economics analysis. Based on cash flow calculation and economic indicators that will help us determining if projects are commercial or not, knowing that commerciality is a criterion a project has to satisfy to be recognized as reserves according to the existing reserves classification systems. The second part of the third chapter presents the common reserves indicators used to determine the company's reserves performance and allows governments to track countries reserves.

In the fourth chapter, the resources and reserves classifications systems and definitions are presented.

The fifth chapter presents the application of the definitions analyzed in the fourth chapter and describes the main aspects to take in consideration for estimating hydrocarbon volumes, and compares the criteria in the different classification systems that must be satisfied in order to recognize those volumes as Reserves.

ÍNDICE

Dedicatoria.....	ii
Abstract.....	iii
Índice	iv
Introducción.....	2
1. Actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.....	4
1.1 Exploración	5
1.1.1 Actividades de Exploración.....	5
1.1.1.1 Caracterización Estática.....	6
1.1.1.2 Caracterización Dinámica	7
1.2 Extracción	10
1.2.1 Actividades de Extracción.....	10
1.2.1.1 Ingeniería de Yacimientos.....	11
1.2.1.2 Ingeniería de Perforación	12
1.2.1.4 Ingeniería de Producción	13
1.2.1.5 Sistemas Artificiales de Producción	14
1.3 Métodos de Recuperación Adicional.....	17
1.3.1 Recuperación Secundaria y Mejorada.....	17
1.3.1.1 Recuperación Secundaria	17

1.3.1.2	. Recuperación Mejorada	18
2	Reguladores y marco regulatorio de las reservas de hidrocarburos.....	21
2.1	Brasil.....	22
2.1.1	Regulador Gubernamental de Brasil.....	22
2.1.2	Regulador Financiero de Brasil.....	22
2.2	Canadá	23
2.2.1	Regulador Gubernamental de Canadá	23
2.2.2	Regulador Financiero de Canadá	23
2.3	Colombia.....	24
2.3.1	Regulador Gubernamental de Colombia.....	24
2.3.2	Regulador Financiero de Colombia	24
2.4	Malasia.....	25
2.4.1	Regulador Gubernamental de Malasia	25
2.4.2	Regulador Financiero de Malasia	25
2.5	Noruega	25
2.5.1	Regulador Gubernamental de Noruega.....	25
2.5.2	Regulador Financiero de Noruega.....	26
2.6	Reino Unido	26
2.6.1	Regulador Gubernamental de Reino Unido	26

2.6.2	Regulador Financiero de Reino Unido	26
2.7	México.....	27
2.7.1	Regulador Gubernamental de México	27
2.7.2	Regulador Financiero de México	28
2.8	SPE Standards.....	30
2.8.1	Cuantificación de Reservas	30
2.8.2	Certificación Externa de Reservas.....	32
2.8.3	Auditoría de Reservas	34
3	Conceptos generales de Evaluación Económica e Indicadores de Reservas	44
3.1	Evaluación económica	44
3.1.1	Ingresos.....	44
Ingresos Totales	44	
3.1.2	Egresos.....	45
3.1.2.1	Inversiones.....	45
3.1.2.2	Costos Fijos	45
3.1.2.3	Costos Variables	46
3.2	Indicadores Económicos	46
3.2.1	Valor Presente Neto (VPN).....	46
3.2.2	Valor Presente de la Inversión (VPI).....	47

3.2.3	Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI).....	47
3.2.4	Relación Beneficio-Costo (RBC).....	48
3.2.5	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	48
3.2.6	Tiempo de Recuperación de la Inversión.....	50
3.2.7	Límite económico.....	50
3.3	Análisis de Sensibilidad:	53
3.4	Evaluación Económica Probabilista	54
3.4.1	Simulación Montecarlo	55
3.5	Indicadores de reservas	57
3.5.1	Relación Reserva Producción.....	57
3.5.2	Tasa de Descubrimientos de Reservas	58
3.5.3	Tasa Integral de Restitución de Reservas	59
4	Sistemas de clasificación de Recursos y Reservas de Hidrocarburos	64
4.1	Organismos técnicos.....	64
4.1.1	SPE-PRMS.....	64
	Fundamentos de la PRMS.....	64
4.1.1.1	Clasificación de Recursos	65
4.1.1.2	Clasificación de Reservas	69
4.1.1.3	Reservas Probables.....	69

4.1.1.4	Reservas Posibles.....	70
4.1.1.5	Evaluación de recursos basada en proyectos.....	70
4.1.1.6	Proyectos Incrementales.....	74
4.1.2	United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources (UNFC).....	74
4.1.2.1	Clases	76
4.2	Reguladores Financieros	79
4.2.1	SEC (Securities and Exchange Commission).....	79
4.2.2	UK Statement of Recommended Practices (SORP-2001).....	85
4.2.3	Canadian Securities Administrators.....	89
4.3	Reguladores Gubernamentales	91
4.3.1	Norwegian Petroleum Directorate.....	91
4.3.2	Clasificación de la Federación Rusa (FR) 2005.....	93
4.3.3	China Petroleum Reserves OFFICE.....	97
5	Comparativo de los sistemas de clasificación de Recursos y Reservas	102
5.1	Criterios de comparación	102
5.1.1	Certeza para reservas probadas	102
5.1.2	Certeza para reservas probables.....	103
5.1.3	Certeza para reservas posibles	103

5.1.4	Reservas más allá del LKH.....	104
5.1.5	Reservas en áreas no perforadas.....	104
5.1.6	Volúmenes de autoconsumo	105
5.1.7	Requerimientos de reservas asociadas a recuperación secundaria y mejorada	105
5.1.8	Comercialidad.....	106
5.1.9	Compromiso de desarrollo.....	107
5.1.10	Evaluación económica y precios	107
5.1.11	Costo de Abandono.....	108
5.2	Comparativo de volúmenes reconocidos como reservas por las diferentes metodologías.	109
5.2.1	Análisis de la información	118
5.2.2	Comparando diferentes metodologías de clasificación.....	120
5.2.3	Resultados obtenidos	124
	Conclusiones	127
	Bibliografía	129

Figura 1. Etapas de la exploración y extracción de hidrocarburos.....	4
Figura 2. Clasificación de Recursos Prospectivos de la PRMS	6
Figura 3. Actividades de la caracterización estática de yacimientos.....	7
Figura 4. Caracterización de Yacimientos.	9
Figura 5. Etapas de desarrollo de un yacimiento.....	11
Figura 6. Factor de recuperación según el tipo de Empuje del yacimiento.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 7. Tipos de terminaciones de pozos.	13
Figura 8. Comparación de Flujo Natural vs SAP.	14
Figura 9. Clasificación tradicional de los métodos de recuperación.....	17
Figura 10. Clasificación metodos de Recuperación Mejorada.	18
Figura 11. Compañías certificadoras de reservas.....	33
Figura 12. VPN a diferentes tasas de descuento.....	47
Figura 13. Tasa interna de retorno.	48
Figura 14. Valor muy alto de la TIR.	49
Figura 15. Límite Económico.....	51
Figura 16. Esquema de los elementos de una evaluación económica.....	52
Figura 17. Diagrama de tornado.....	53
Figura 18. Datos de entrada necesarios para llevar a cabo una simulación de Montecarlo respecto al flujo de efectivo de un proyecto de exploración y extracción de hidrocarburos.....	55
Figura 19. Distribución de Probabilidad de los flujos de efectivo de un campo marino.	56
Figura 20. Gráfica de probabilidad acumulada de los flujos de efectivo de un campo marino.	57
Figura 21. Relación Reserva-Producción de México al 1 de enero de 2015.....	58
Figura 22. Tasa de restitución por descubrimientos 2005-2015.....	59
Figura 23. Valores de descubrimientos, delimitaciones, desarrollo y revisiones de PCE en 2015.	60

Figura 24. Gráfica de la tasa de restitución Integral de Reservas 2010-2015 de México.....	61
Figura 25. Clasificación de Recursos y Reservas.....	66
Figura 26. Clasificación Probabilista de Reservas.....	69
Figura 27. Estimación de Reservas basada en proyectos.....	71
Figura 28. Clasificación de Recursos y Reservas de acuerdo a la madurez del proyecto.....	73
Figura 29. Clasificación de recursos minerales de la ONU.....	75
Figura 30. Clasificación de recursos y reservas de la ONU.....	76
Figura 31. Clasificación de Reservas SORP 2001.....	86
Figura 32. Clasificación de Recursos Canadiense del CIM.....	90
Figura 33. Clasificación de recursos del NPD.....	93
Figura 34. Clasificación de Recursos Rusa.....	94
Figura 35. Sistema de Clasificación de Recursos y Reservas Chino.....	97
Figura 36. Gráfica de los pronósticos de producción 1P, 2P y 3P del campo.....	118
Figura 37. Gráfica comparativa de perfiles de producción 1P.....	120

Tabla 1.Registros de producción	8
Tabla 2. Clasificación de los tipos de crudo.....	8
Tabla 3. Criterios de selección de los SAP.....	16
Tabla 4.comparativo reguladores gubernamentales y financieros	29
Tabla 5. Resultado en años de la relación Reserva-Producción de México al 1 de enero de 2015.	58
Tabla 6. Criterios que los recursos y reservas deben satisfacer.....	68
Tabla 7. Volumen original del campo JKR.....	110
Tabla 8. Metas físicas del campo JKR.....	111
Tabla 9. Instalaciones de producción del campo JKR.	111
Tabla 10. Metas físicas del campo JKR.....	113
Tabla 11. Inversiones asociadas al plan de desarrollo del campo JKR.....	114
Tabla 12. Inversión asociada al plan de desarrollo del campo JKR.....	116
Tabla 13.Gastos de operación y mantenimiento del campo JKR.....	117
Tabla 14.Pronosticos de producción de aceite base e INCREMENTAL (2015-2032) del campo.	117
Tabla 15.Pronósticos de producción de aceite base e incremental (2033-2050) del campo.	118

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se presentan los elementos para la estimación de reservas, la cual puede realizarse para cuantificación interna de una empresa, país o certificación de reservas.

En el primer capítulo se definen las actividades exploración y extracción de hidrocarburos, las cuales se realizan para descubrir acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo y su posterior producción. El plan de desarrollo incluye todas las actividades necesarias para extraer, transportar y comercializar los hidrocarburos producidos.

En el segundo capítulo se describen los tipos de reguladores existentes de acuerdo a sus objetivos, y el marco regulatorio de los hidrocarburos en distintos países, tales como Brasil, Canadá, Colombia, Malasia, Noruega, Reino Unido y México, asimismo se presenta una traducción de los elementos necesarios para cuantificación certificación y auditoria de reservas publicado por la SPE.

En el tercer capítulo se definen los elementos básicos de una evaluación económica que son ingresos y egresos, los cuales definen el flujo de efectivo a partir del cual se pueden calcular indicadores económicos que permiten determinar la rentabilidad de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, asimismo, se definen los indicadores de reservas utilizados en México para dar seguimiento a los recursos y reservas.

En el cuarto capítulo se presentan las definiciones de reservas publicados por diferentes órganos reguladores gubernamentales y financieros, y organismos internacionales, tales como la clasificación China, clasificación rusa RF 2005, la clasificación NPD de Noruega, la metodología SEC, la SORP 2001 de Reino Unido, la clasificación del CIM de Canadá, la SPE y la ONU, que son la SPE-PRMS 2007 publicado por la SPE y la UNFC de la ONU, respectivamente.

En el quinto capítulo se comparan los criterios de comercialidad, criterios de compromiso y evaluación económica definidos en las clasificaciones de recursos y reservas. Y se evalúa un proyecto para comparar los volúmenes de reservas reconocidos por las diferentes clasificaciones.

CAPITULO 1. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

1. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

Se refiere a las actividades necesarias para encontrar acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo, extraerlos y poderlos comercializar.

En la fase de exploración se requiere de inversiones en actividades como sísmica, gravimetría, magnetometría y actividades geológicas. En esta etapa tanto geofísicos como geólogos trabajan en conjunto para determinar dónde podría haber acumulaciones comerciales de hidrocarburos. La única manera de comprobar que existen acumulaciones comerciales de hidrocarburos es mediante la perforación de pozos.

Una vez localizada alguna ubicación comercial, se realiza la caracterización del yacimiento para conocer su capacidad de almacenamiento y producción, luego se analizan las opciones técnicas para el desarrollo del yacimiento, que reciben el nombre de actividades de extracción de hidrocarburos, es el abanico de opciones de ingeniería petrolera conocidas con las cuales podemos llevar a cabo el desarrollo de un yacimiento o campo.

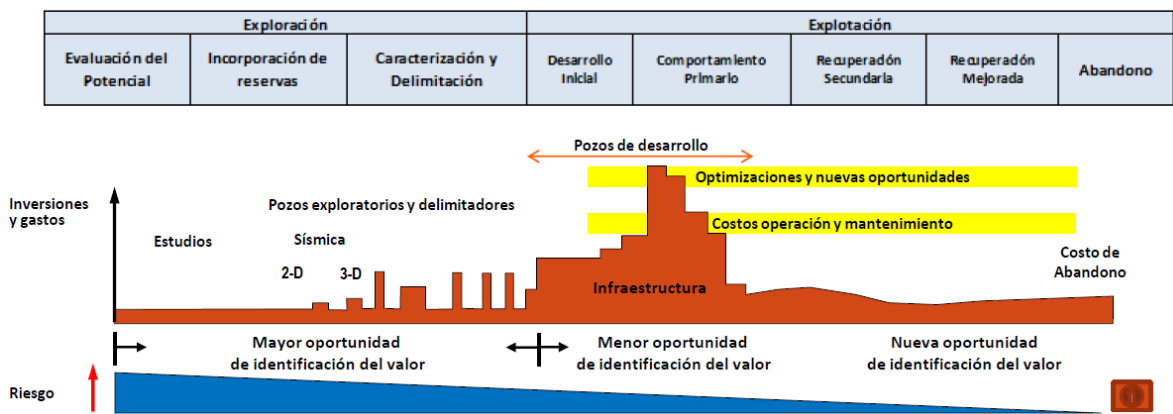


FIGURA 1.ETAPAS DE LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.

En la etapa de exploración, el desconocimiento de las características del yacimiento da como resultado tener mucha incertidumbre. A medida que se realizan las actividades de exploración y extracción se cuenta con mayor información y conocimiento del yacimiento, por lo que la incertidumbre va reduciéndose a medida que se lleva a cabo el desarrollo del campo

1.1 EXPLORACIÓN

1.1.1 ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN

En la etapa de exploración se parte de análisis geológicos en la superficie que puedan dar un indicio de que en el subsuelo hay hidrocarburos, posteriormente se realizan análisis de gravimetría y magnetometría, que en conjunto permitirán la identificación de zonas de interés con condiciones geológicas favorables de contener hidrocarburos, es decir, que se cuenta con los elementos de un sistema petrolero o *Play*, que son:

- Roca generadora.
- Roca almacén.
- Roca sello.

Posteriormente con la aplicación de sísmica 2D es posible identificar estructuras y formaciones consistentes con los elementos de un sistema petrolero, con lo que podría identificarse oportunidades o *leads*. Una vez identificadas las áreas con oportunidad, se realiza la perforación de pozos exploratorios para recolectar mayor información del yacimiento mediante la toma de núcleos y al analizarlos poder determinar:

- Litología.
- Paleontología.
- Detectar presencia de hidrocarburos.
- Y conocer las características de la roca generadora.

Con la información ya recolectada se puede inferir la presencia de un prospecto, para lo cual se aplica sísmica 3D que permitirá caracterizar con mayor detalle el yacimiento y poder confirmar un prospecto, se determina la probabilidad de éxito geológico y comercial antes de proceder a desarrollar dicho prospecto.

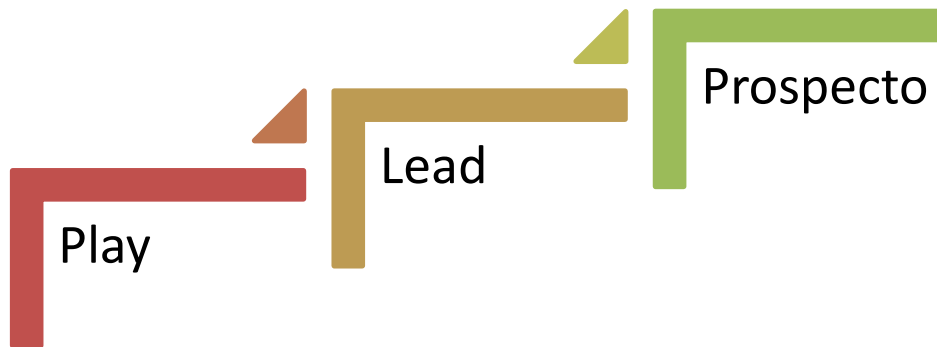


FIGURA 2. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS PROSPECTIVOS DE LA PRMS

Como se muestra en la figura 2 se tiene un *play* cuando se ha identificado una zona de interés, al contar con mayor información se puede decir que se tiene un *lead* y una vez determinada la probabilidad de éxito geológico y comercial de los *leads* se pueden identificar y jerarquizar los prospectos.

1.1.1.1 CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

La caracterización estática de yacimientos consiste en integrar e interpretar la información geológica, geofísica y petrofísica disponible para poder inferir el tamaño, forma, composición y características generales de las rocas y de los fluidos, dichas características están relacionadas con la capacidad de almacenamiento del yacimiento.

Se puede obtener información a partir de:

- Sísmica
- Recortes de roca obtenidos durante la perforación
- Núcleos
- Registros geofísicos de pozo

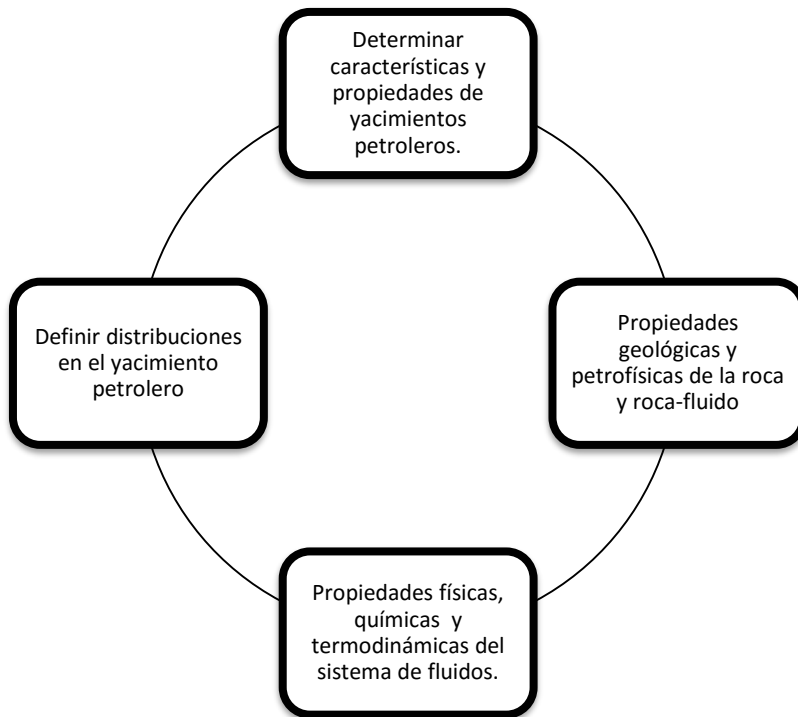


FIGURA 3. ACTIVIDADES DE LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS.

1.1.1.2 CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

La caracterización dinámica de yacimientos consiste en interpretar el comportamiento dinámico de los fluidos del yacimiento, a partir de datos de presión y temperatura para poder determinar la capacidad su de producción.

Se puede obtener información a partir de:

- Pruebas de variación de presión:
 - Pruebas de incremento de presión
 - Pruebas de decremento de presión
 - Pruebas de interferencia
- Datos históricos de producción
- Registros de Producción

Registros.	Proporciona.
Temperatura	Gradientes de temperatura (a lo largo del pozo)
Trazador radioactivo	Evalúa de forma cuantitativa los perfiles de inyección
Velocidad de disparo	Tiempo de eyección del trazador y el tiempo en que llega al detector de rayos gama
Molinete hidráulico	Mide la velocidad del fluido
Gradiometro	Mide la densidad promedio de los fluidos contenidos en una longitud (Gradientes de densidad)
Ruidos	Mide el sonido que se genera por la turbulencia del fluido

TABLA 1.REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Las actividades de caracterización de yacimientos permiten conocer las siguientes características del yacimiento:

- Tipo de yacimiento:
 - Aceite Negro
 - Aceite Volátil
 - Gas y Condensado
 - Gas Húmedo
 - Gas Seco
- Grados y clasificación API

Aceite	Densidad(g/cm ³)	Densidad °API
Extra pesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Intermedio	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39.0
Súper ligero	<0.83	>39.0

TABLA 2. CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE CRUDO

- El área del yacimiento(A) se expresa en Acres o en Km²

- El espesor del yacimiento(h) se expresa en pies(ft) o en metros(m)
- Porosidad(ϕ) y se expresa en fracción
- Saturación de agua(S_w) se expresa en fracción
- Factor de volumen (B_o) se expresa de manera adimensional (m^3/m^3)
- Factor de volumen del gas(B_g) se expresa de manera adimensional (m^3/m^3)
- Relación de solubilidad(R_s) se expresa en pies cúbicos por barril (ft/b)
- Litologías del yacimiento
- Profundidad de interés
- Contactos entre fluidos
- Presión inicial
- Presión de saturación
- Temperatura del yacimiento

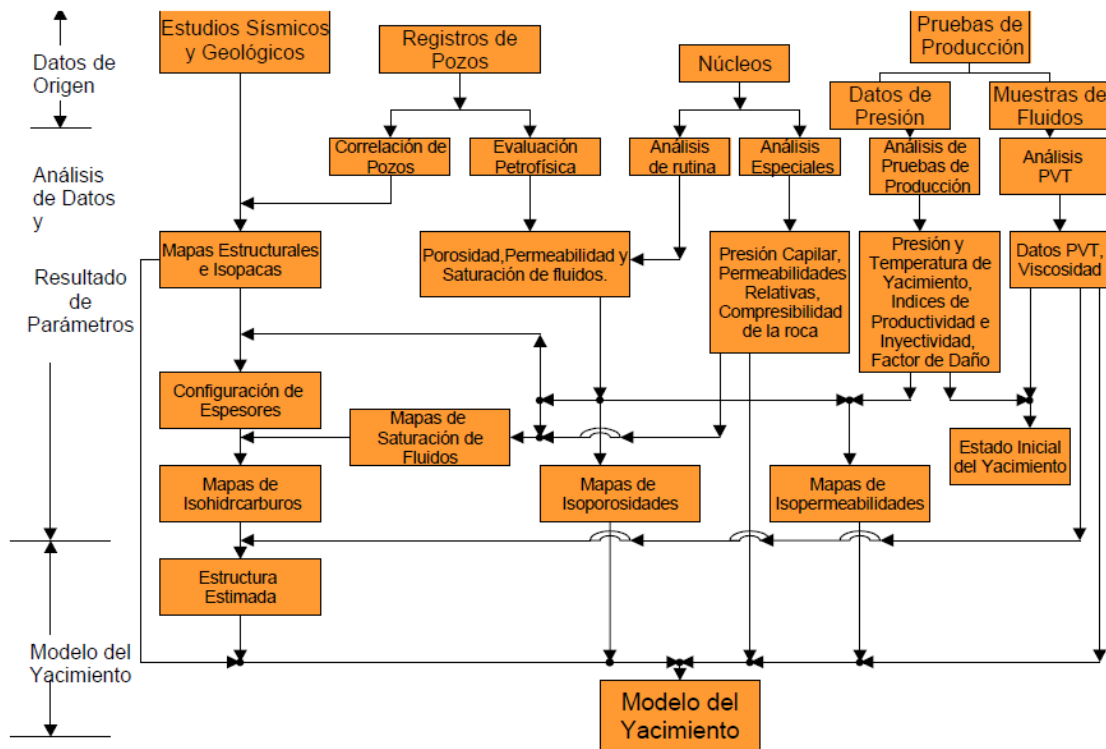


FIGURA 4. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.¹

¹ (Petróleos Mexicanos)

La información que se obtiene de la caracterización estática y dinámica de yacimientos es la base para poder realizar predicciones del comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva con la aplicación de técnicas de ingeniería de yacimientos.

1.2 EXTRACCIÓN

1.2.1 ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN

Son todas las actividades necesarias para extraer los fluidos del yacimiento, partiendo de la información obtenida en la etapa de exploración, como sísmica y registros de pozo, núcleos obtenidos de los pozos exploratorios y análisis PVT realizados a las muestras de los fluidos del yacimiento.

Una vez caracterizado el yacimiento, se realiza la ingeniería de yacimientos para predecir el comportamiento de producción durante lo que será la vida productiva del yacimiento y poder analizar diferentes estrategias de extracción.

Se analizan las diferentes estrategias técnicas de extracción para el desarrollo del campo, con el objetivo de determinar la estrategia que maximice el factor de recuperación del volumen original y se comparan los respectivos indicadores económicos. A la combinación de opciones técnicas seleccionadas para el desarrollo del yacimiento o campo se le conoce como plan de desarrollo.

Una vez formulado el plan de desarrollo, se procede a la ejecución de dicha estrategia, inicia con actividades de perforación de pozos de desarrollo con la finalidad de delimitar el área del yacimiento debe contemplar el tipo de pozos a utilizar así como los arreglos de pozos, que serán el conducto para traer los fluidos del yacimiento hasta la superficie y es necesario construir las instalaciones superficiales de producción, que consistirán en ductos, separadores e instalaciones de procesamiento de crudo y gas para dejar los fluidos listos para su comercialización, el plan de desarrollo también debe de contemplar el abandono de pozos al final de la vida productiva del yacimiento o campo.

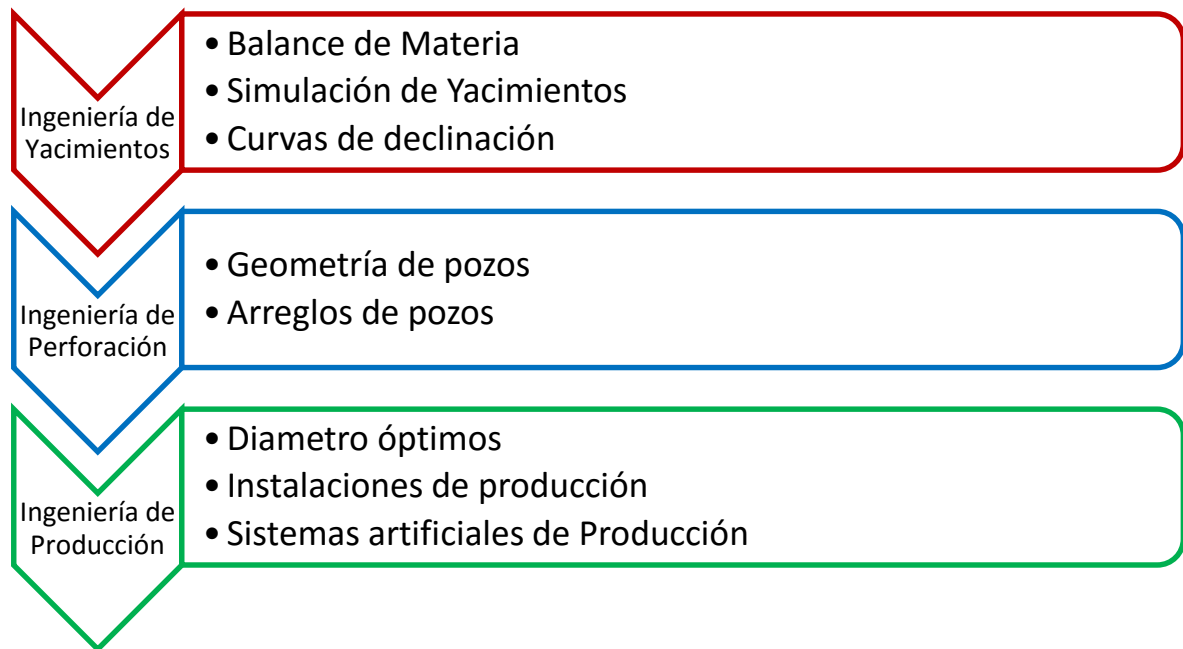


FIGURA 5. ETAPAS DE DESARROLLO DE UN YACIMIENTO

1.2.1.1 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

La ingeniería de yacimientos consiste en utilizar la información disponible obtenida en la parte de caracterización de yacimientos, como son las propiedades de las rocas y de los fluidos, para predecir el comportamiento de producción futuro del yacimiento mediante el uso de balance de materia o de simulación matemática de yacimientos.

1.2.1.1.1 BALANCE DE MATERIA

En la aplicación del método de balance de materia se considera la suma de la representación de las expansiones de la roca, el aceite, el gas y el agua comparados con los volúmenes que serán producidos de aceite, gas y agua. Básicamente la expansión de los fluidos y la roca permite determinar los volúmenes que serán producidos durante la vida productiva del yacimiento.

El balance de materia se utiliza para estimar:

- El volumen original de hidrocarburos
- Comportamiento durante la vida productiva del yacimiento

- Determinación de los mecanismos de empuje²
 - Empuje por expansión del sistema roca-fluidos
 - Expansión del gas disuelto
 - Expansión del casquete de gas
 - Entrada de agua
 - Segregación gravitacional

1.2.1.1.2 SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS

La simulación matemática de yacimientos se realiza cuando ya se cuenta con mayor información de un yacimiento, consiste en utilizar la información disponible de propiedades de las rocas, fluidos, presiones, producción acumulada y distribución de las propiedades petrofísicas y de los fluidos e identificación de fallas y límites dentro del yacimiento, para simular el comportamiento futuro del yacimiento. Analiza diferentes estrategias de ejecución, variando en ellas el número y ubicación de pozos, tipos de pozos, métodos de recuperación secundaria y mejorada, estimando la recuperación final de las diferentes estrategias de ejecución, siendo así muy útil para determinar la estrategia técnica óptima de ejecución.

1.2.1.2 INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

1.2.1.2.1 PERFORACIÓN DE POZOS

Son aquellas actividades que se llevan a cabo en un campo petrolero, mediante el empleo de equipo, maquinaria y herramientas especializadas con la finalidad de crear y mantener un conducto que comunique al yacimiento con la superficie.

Para la perforación de un pozo se parte de la información sísmica y correlaciones geológicas para determinar la profundidad, diámetros y tipos de tuberías a utilizar, así como el tipo de barrena adecuado para las formaciones que se van a perforar. Durante la perforación se van obteniendo muestras que sirven para seguir mejorando la selección de materiales del pozo.

1.2.1.3 TERMINACIÓN DE POZOS

La terminación de un pozo es un proceso operativo que se inicia después de cementada la tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

² (Thakur & Satter, 1994)

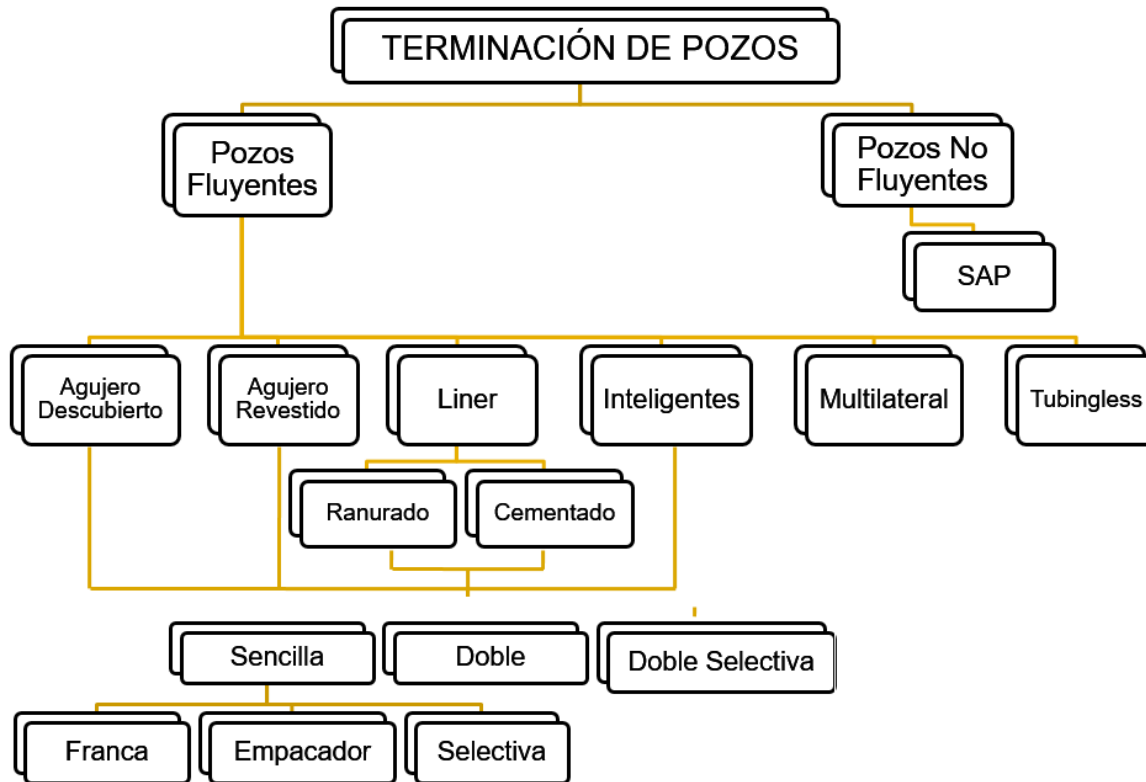


FIGURA 6. TIPOS DE TERMINACIONES DE POZOS.³

1.2.1.4 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Es el diseño de tuberías de producción e instalaciones superficiales que transportarán, separarán y tratarán los fluidos producidos hasta el punto de almacenamiento o comercialización.

El diseño debe de considerar las especificaciones técnicas de las tuberías que provean de las menores caídas de presión a los fluidos a lo largo del sistema integral de producción. De manera ideal, la presión del yacimiento debe ser suficiente para vencer las caídas de presión del yacimiento a la cabeza del pozo, de la cabeza del pozo a los separadores o instalaciones de tratamiento y de ahí a los tanques de almacenamiento o puntos de comercialización. Incluye el

³ (Garaicochea & Benitez H.)

diseño de separadores, etapas de separación y dispositivos de tratamiento de crudo y gas para, estabilización, deshidratación y desalado.

1.2.1.4.1 CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de gastos de producción permite estimar la declinación en la producción de los pozos, a partir de gastos iniciales y calculando los gastos futuros, por lo que se puede predecir la producción acumulada durante vida productiva del yacimiento a través del análisis de curvas de declinación:

- Exponencial
- Hiperbólica
- Armónica

1.2.1.5 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Cuando la energía del yacimiento ya no es suficiente para vencer las caídas de presión del yacimiento a la cabeza del pozo, se utilizan sistemas artificiales de producción, los cuales adicionan energía mediante diversas fuentes a los fluidos del yacimiento:

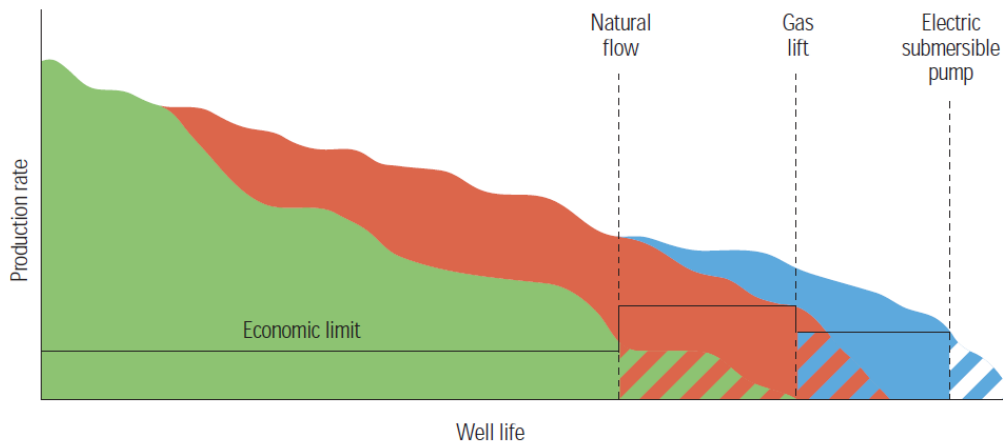


FIGURA 7. COMPARACIÓN DE FLUJO NATURAL VS SAP.⁴

⁴ (Fleshman & Obren, 1999)

1.2.1.5.1 BOMBEO NEUMÁTICO

- Consiste en la inyección de gas por el espacio anular, que luego pasa al interior de la tubería de producción y el gas al mezclarse con el aceite, aligera la columna, por lo que facilita la llegada del aceite a la cabeza del pozo.

1.2.1.5.2 BOMBEO HIDRÁULICO

- Consiste en inyectar un fluido motriz por el espacio anular, el cual al entrar al interior de la tubería de producción adiciona energía a los fluidos para que puedan llegar hasta la superficie.

1.2.1.5.3 BOMBEO MECÁNICO

- Consiste en una serie de varillas que succionan el aceite producido a la altura de los disparos y le proporcionan la energía necesaria para llegar hasta la cabeza del pozo.

1.2.1.5.4 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

- Consiste en una bomba en el interior del pozo que centrifuga los fluidos, proporcionando la energía necesaria para vencer las caídas de presión entre el yacimiento y la cabeza del pozo.

1.2.1.5.5 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

- Está compuesto de una serie de cavidades que al rotar van elevando el aceite hasta la superficie.

En la tabla 3 se muestran los criterios de selección para los distintos sistemas artificiales de producción:

Parámetros	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet
Profundidad de operación	4,880 [m]	2,400 [m]	4,570 [m]	3,500 [m]	5,500 [m]	5,500 [m]
Temperatura de operación	40 – 200 °C	40 – 290 °C	40 – 290 °C	40 – 180 °C	40 – 260 °C	40 – 260 °C
Gasto de operación	100 – 30,000 [bpd]	5 – 5,000 [bpd]	150 – 100,000 [bpd]	5 – 5,000 [bpd]	50 – 5,000 [bpd]	300 - > 15,000 [bpd]
Densidad del fluido	> 15 °API	> 8 °API	> 10 °API	> 8 °API	> 8 °API	> 8 °API
Manejo de corrosivos	Bueno a excelente	Bueno a excelente	Bueno	Favorable	Bueno	Excelente
Manejo de gas	Excelente	Pobre a bueno	Malo a favorable	Favorable	Favorable	Bueno
Manejo de sólidos	Bueno	Pobre a bueno	Malo a favorable	Excelente	Malo	Bueno
Energía principal	Compresor	Gas o electricidad	Motor eléctrico	Gas o electricidad	Electricidad	Electricidad
Aplicación en plataforma	Excelente	Limitado	Excelente	Bueno	Bueno	Bueno
Eficiencia total del sistema	10 – 30%	45 – 60%	35 – 60%	40 – 70%	45 – 55%	10 – 30%

TABLA 3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS SAP.⁵

⁵ (López Reyes & Crispín, 2011)

1.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL

1.3.1 RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

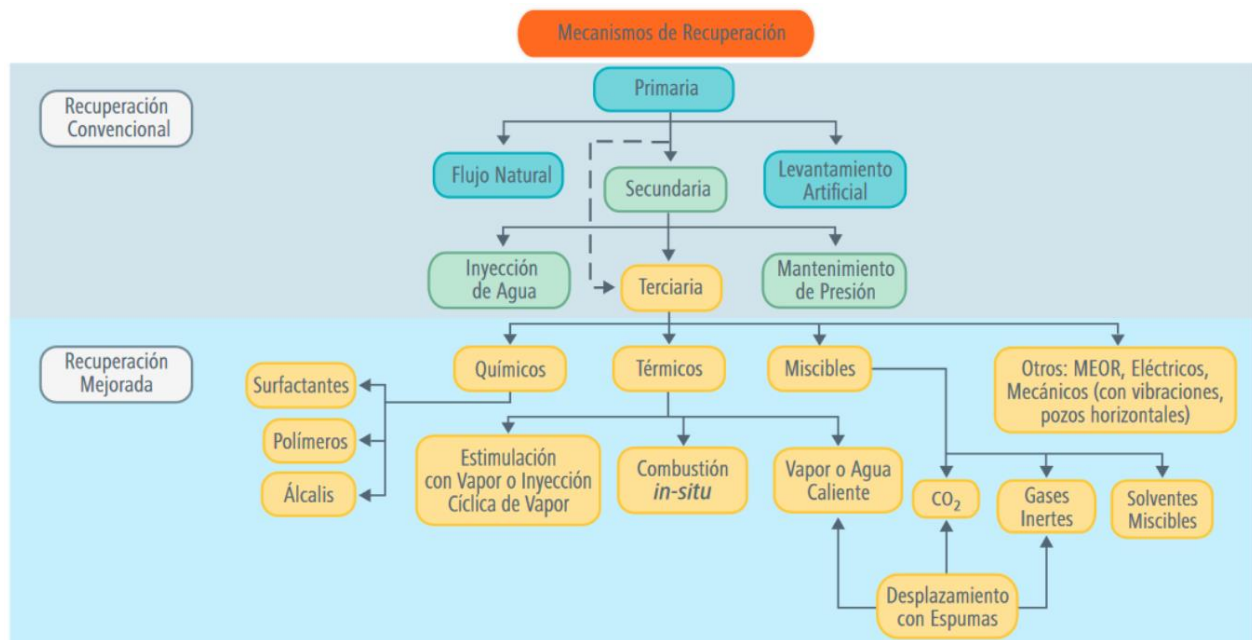


FIGURA 8. CLASIFICACIÓN TRADICIONAL DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN.⁶

1.3.1.1 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida

⁶ (CNH, 2012)

productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos.⁷

1.3.1.2 RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite.⁸

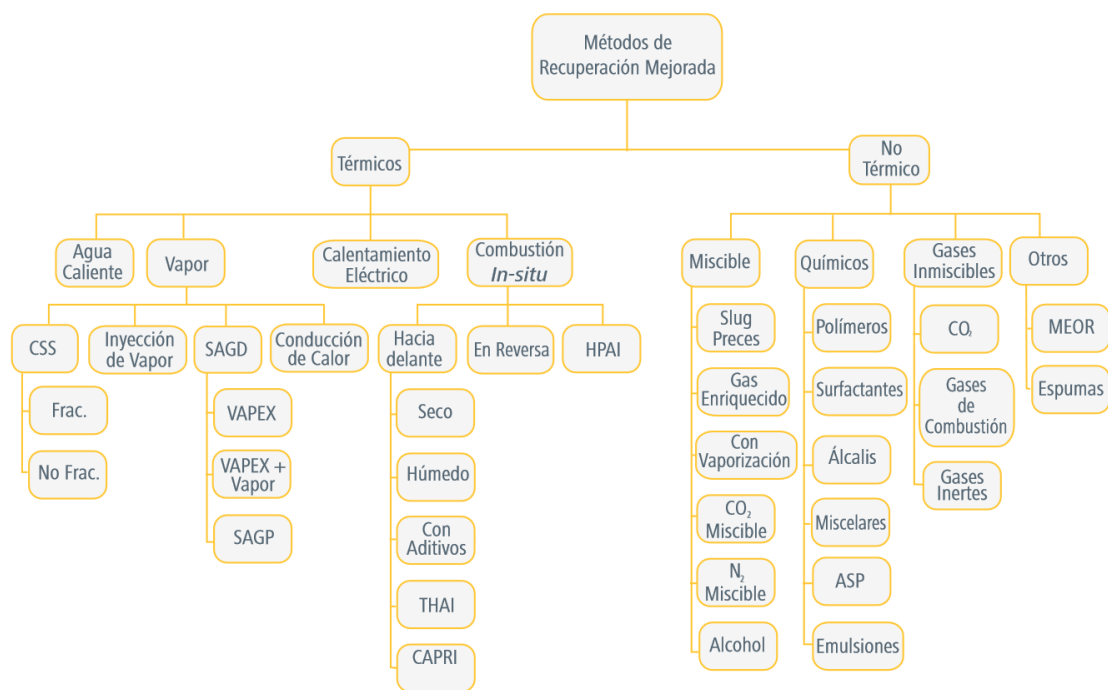


FIGURA 9. CLASIFICACIÓN METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

1.3.1.2.1 MÉTODOS TÉRMICOS

- Consiste en la inyección de agua caliente o vapor; al inyectarse elevan la temperatura de los fluidos del yacimiento que se expanden y vaporiza algunos

⁷ (CNH, 2012)

⁸ (CNH, 2012)

líquidos, disminuye la viscosidad de los fluidos, facilitándoles el flujo. Se aplica en yacimientos que contienen aceites pesados y viscosos. Algunos métodos son:

- Inyección de agua caliente
- Inyección continua de vapor
- Inyección cíclica de vapor
- Inyección de vapor asistida por gravedad
- Combustión *in situ*

1.3.1.2.2 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GASES

- *Estos métodos tienen como objetivo incrementar el número capilar, esto significa que se reduce la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa.*
 - Inyección de gases miscibles
 - Inyección de gases de combustión
 - Inyección de gases hidrocarburos
 - Inyección de nitrógeno
 - Inyección de dióxido de carbono

1.3.1.2.3 MÉTODOS DE INYECCIÓN QUÍMICOS

- *Algunos químicos son inyectados con el objetivo de reducir la tensión interfacial y/o disminuir la relación de movilidad, a fin de mejorar el control sobre la movilidad.*
 - Inyección de polímeros
 - Inyección de surfactante
 - Inyección de polímeros micelares
 - Inyección de álcalis
 - Inyección de espumas
 - Inyección de geles
 - Inyección microbiana
 - Inyección inteligente de agua
 - Inyección de salmuera de baja salinidad con surfactantes
 - Inyección de agua alternada con inyección de gas
 - Inyección cíclica de CO₂
 - Inyección de polímero-surfactante-álcali

CAPITULO 2. REGULADORES Y MARCO REGULATORIO DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

2 REGULADORES Y MARCO REGULATORIO DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Existen dos distintos tipos de reguladores en la industria petrolera: el regulador gubernamental y el regulador financiero. El regulador gubernamental centra sus esfuerzos en conocer el total de recursos que incluyen a las reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos de un país, y el potencial económico del total de sus recursos, en cambio, el regulador financiero centra su regulación en el potencial económico a corto plazo (5-10 años), por lo que generalmente abarca sólo a las reservas probadas de hidrocarburos.

El regulador gubernamental es el encargado de establecer qué clasificación y definiciones de reservas y recursos serán utilizados en el país de acuerdo a sus necesidades, y tiene como objetivo que las reservas y recursos del país reflejen adecuadamente el total de sus recursos, lo que permitirá al regulador establecer las directrices a las empresas que extraen hidrocarburos en la nación para madurar los recursos y explotar las reservas de manera óptima.

Por su parte, el regulador financiero tiene como objetivo garantizar a los inversionistas que las reservas reportadas por las compañías puedan ser comparadas entre sí, es decir, que las reservas estimadas en diferentes países tengan un denominador común para los mercados de valores, analizando la viabilidad económica de financiar proyectos de desarrollo a los operadores petroleros, y que sus inversiones se recuperarán en el plazo esperado.

Un operador petrolero de acuerdo al lugar donde realiza sus actividades de exploración y extracción de hidrocarburos debe sujetarse a la regulación del país y/o países donde realice sus actividades, por lo que una empresa que realiza actividades de exploración y extracción de hidrocarburos deberá sujetarse a diversas regulaciones según el número de países en los cuales realice sus actividades, de ahí que sea necesario que una misma empresa deba utilizar más de una clasificación de recursos y reservas. Adicionalmente si la empresa utiliza el financiamiento para la realización de sus proyectos debe sujetarse a la regulación establecida por los reguladores financieros en el país donde desee financiarse.

A continuación, se presenta cuáles son los organismos reguladores gubernamentales y financieros y el marco regulatorio de algunos países, es decir, las leyes locales que regulan las actividades de exploración y producción, y si en tales naciones existen regulaciones específicas para cuantificación, reporte y certificación de reservas.

2.1 BRASIL

2.1.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE BRASIL

La Agencia Nacional de Petróleo (ANP) es el regulador de actividades petroleras en Brasil y depende del Ministerio de Minas y Energía⁹ que es la máxima autoridad energética en Brasil. La ANP, responsable de la contratación y supervisión de las actividades petroleras, es el organismo gubernamental encargado de llevar a cabo las licitaciones y firma de contratos para bloques de exploración y producción. Además, se encarga de consolidar de manera anual la información de Reservas reportada por los operadores petroleros y de su publicación. La ANP aprueba los planes de desarrollo y modificaciones a los mismos.¹⁰

En 1995 la Constitución brasileña fue modificada, autorizando al gobierno a negociar contratos de exploración, producción, refinación, distribución y comercialización de los hidrocarburos brasileños con cualquier empresa pública o privada mediante concesiones. Anteriormente sólo Petrobras podía realizar actividades de exploración y producción; hasta la fecha se han llevado a cabo 13 rondas de licitaciones. En el caso de los yacimientos pre-sal y áreas estratégicas se utilizan acuerdos de producción compartida.

2.1.2 REGULADOR FINANCIERO DE BRASIL

La Comisión de Valores de Brasil¹¹ es el regulador financiero brasileño, aunque no tiene regulación específica para el reporte de reservas de hidrocarburos.

Petrobras utiliza 3 metodologías de estimación de reservas, una versión del SPE-PRMS/ANP adaptado para cuantificación interna, el cual permite reconocer reservas hasta el límite económico en vez del límite contractual como lo establece el SPE-PRMS. Utiliza el SPE-PRMS para reportar internacionalmente sus reservas, y la SEC para reportar a inversionistas de Estados Unidos.

⁹ <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>

¹⁰ <http://www.anp.gov.br/>

¹¹ <http://www.cvm.gov.br/>

2.2 CANADÁ

2.2.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE CANADÁ

Los principales reguladores de actividades petroleras son el Consejo Nacional de Energía *National Energy Board (NEB)*¹² y el Regulador de Energía de Alberta el *Alberta Energy Regulator (AER)*¹³, que dependen del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá *Ministry of Natural Resources (MNR)*¹⁴; en conjunto regulan las actividades de exploración extracción y distribución de hidrocarburos.

2.2.2 REGULADOR FINANCIERO DE CANADÁ

Existen dos instituciones principales en Canadá Administración de Valores de Canadá: *Canadian Securities Administration (CSA)*, y la Comisión de Valores de Alberta (ASC)

La clasificación de reservas utilizada por los reguladores financieros de Canadá es la que se encuentra en el Manual de Evaluaciones de Aceite y Gas Canadiense, *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)* elaborado por el Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo, *Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum (CIM)*¹⁵, y el capítulo canadiense de la SPEE¹⁶.

LA CSA publicó la norma NI51-101, que contiene la guía para publicación y divulgación de actividades petroleras la cual consta de 3 formatos.

- El 51-101F1 Estimación de reservas por parte del operador petrolero.
- El 51-101F2 Estimación de reservas hecho por un tercero independiente.
- El 51-101F3 El formato para publicación de información petrolera.

Las compañías deben reportar las reservas 1P, 2P, 3P y reportar los recursos contingentes es opcional, así como reportar la diferencia entre la reserva bruta y la reserva neta.

¹² <https://www.neb-one.gc.ca>

¹³ <https://www.aer.ca/>

¹⁴ <http://www.nrcan.gc.ca/>

¹⁵ <https://www.cim.org/>

¹⁶ <http://www.speecanada.org/>

2.3 COLOMBIA

2.3.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE COLOMBIA

En el año 2003, mediante el decreto 1760 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos(ANH)¹⁷ que es el regulador de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

La legislación colombiana establece que las reservas son propiedad de la nación, pero el estado puede suscribir contratos de exploración y producción avalados por la ANH, mediante la licitación de bloques en distintas rondas; hasta la fecha se han llevado a cabo 11 rondas, y mini rondas de licitación.

Es la agencia encargada de la administración de las reservas petroleras, en el año 2007 se estableció el decreto 727 el cual establece las reglas para la cuantificación y validación de las reservas de hidrocarburos y mediante el acuerdo 11 de 2008 se estableció el estándar de la SPE-PRMS 2007 para la cuantificación y evaluación de reservas en Colombia para propósitos generales la ANH provee una traducción de la SPE-PRMS en español, pero aclara que la versión oficial es la que está en su idioma original inglés.

En el mismo acuerdo 11 de 2008 se establece que las cuantificaciones de reservas deben ser certificadas por un tercero independiente que utilice los estándares de la SPE para la cuantificación de reservas

2.3.2 REGULADOR FINANCIERO DE COLOMBIA

El regulador de las actividades financieras y bursátiles Superintendencia Financiera de Colombia (SFC)¹⁸ aunque no tiene regulación específica para las actividades de exploración y producción.

¹⁷ <https://www.anh.gov.co>

¹⁸ <https://www.superfinanciera.gov.co>

2.4 MALASIA

2.4.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE MALASIA

La ley de hidrocarburos de Malasia estableció en 1974 a PETRONAS¹⁹ como el regulador gubernamental de los recursos petroleros, el cual debe aprobar los planes de desarrollo de los proyectos de exploración y producción y administrar las reservas petroleras.

Las leyes de Malasia establecen que los recursos petroleros son de la nación, pero las empresas privadas pueden participar en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos por medio de contratos de producción compartida.

Los contratos establecen que los operadores deben cuantificar y reportar las reservas anualmente a PETRONAS. Para la cuantificación de reservas en Malasia se utiliza la clasificación y definiciones del SPE-PRMS, con la diferencia que similar al caso de Brasil, permite reconocer reservas hasta el límite económico en vez de hasta el límite contractual como lo establece el SPE-PRMS 2007.

2.4.2 REGULADOR FINANCIERO DE MALASIA

El regulador financiero de Malasia es el Kuala Lumpur Stock Exchange, aunque no tiene requerimientos específicos para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. PETRONAS dentro de sus actividades de consolidación de la información de reservas, con base en las reservas emite bonos de deuda.

2.5 NORUEGA

2.5.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE NORUEGA

La máxima autoridad noruega de energía es el Ministerio de Petróleo y Energía *Ministry of Petroleum and Energy*, y el regulador de las actividades de exploración y producción el *Norwegian Petroleum Directorate (NPD)*²⁰.

Los operadores deben de reportar las reservas anualmente al NPD, que utiliza su propia clasificación y definiciones de reservas el *NPD Guidelines to classification of the Petroleum*

¹⁹ <https://www.petronas.com.my>

²⁰ <http://www.npd.no/en/>

Resources on the Norwegian Continental Shelf cuya última versión fue publicada en 2003, que difiere principalmente con el SPE-PRMS en la definición de recursos contingentes.

2.5.2 REGULADOR FINANCIERO DE NORUEGA

El regulador financiero noruego es la Bolsa de Valores de Oslo²¹ quien publicó el *Listing and Disclosure Requirements for Oil and Natural Gas Companies* el cual contiene las metodologías aceptadas para el reporte de reservas por parte de las compañías internacionalmente que son:

- SPE-PRMS
- NI-51-101 (COGEH)
- Metodología SEC

2.6 REINO UNIDO

2.6.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE REINO UNIDO

En el año 2008 se constituyó el departamento de energía y cambio climático *Department of Energy and Climate Change(DECC)*²² el cual es responsable de la regulación de las actividades de exploración y producción y de otorgar concesiones a empresas privadas.

El DECC es el encargado de la aprobación de planes de desarrollo, así como de consolidar la información de reservas del Reino Unido, utilizando las practicas emitidas por el *Her Majesty Revenue and Customs (HRMC)*²³ el cual emitió practicas recomendadas (SORP 2001) que establece la manera en que las reservas de hidrocarburos deben reportarse en el Reino Unido.

2.6.2 REGULADOR FINANCIERO DE REINO UNIDO

El regulador financiero es la Bolsa de Valores de Londres *London Stock Exchange (LSE)*²⁴ el cual emitió en 2009 la regulación para el reporte de reservas en el *Note for Mining and Oil Companies* el cual reconoce los estándares SPE-PRMS y el COGEH y a su vez el LSE debe cumplir con las regulaciones europeas del European Securities and Markets Authority (ESMA) quien establece que las clasificaciones de reservas aceptadas son:

²¹ http://www.oslobors.no/ob_eng/

²² <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>

²³ <https://www.gov.uk>

²⁴ <http://www.londonstockexchange.com>

- SPE-PRMS
- COGEH
- NPD

2.7 MÉXICO

2.7.1 REGULADOR GUBERNAMENTAL DE MÉXICO

En México el regulador gubernamental es la Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH)²⁵ y la máxima autoridad energética es la Secretaría de Energía. La CNH fue creada en el año 2008 con la finalidad de regular las actividades de exploración y producción en México.

En el año 2013 fue modificada la constitución manteniendo El Estado la propiedad de los hidrocarburos, pero permitiendo que cualquier empresa pública o privada pueda realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos mediante celebración de contratos de exploración y extracción con la CNH como representante del Estado los cuales pueden ser:

- Producción Compartida
- Utilidad Compartida
- Licencia
- Servicios

La CNH es la encargada de realizar las rondas de licitaciones que a la fecha han sido 3.

- Licitación 1 exploración en aguas someras con contrato de producción compartida
- Licitación 2 extracción en aguas someras con contrato de producción compartida
- Licitación 3 extracción de campos maduros terrestres con contrato de licencia

La CNH ha emitido varios lineamientos que regulan el reporte de recursos y reservas (2010, 2012 y 2015), en el cual adopta la SPE-PRMS 2007 como clasificación y definiciones de reservas, permitiendo similar a Brasil y Malasia reconocer reservas hasta el límite económico a los operadores en vez de hasta el límite contractual como lo establece la SPE-PRMS.

²⁵ <http://cnh.gob.mx/>

La CNH establece en su último lineamiento publicado en el Diario Oficial de la Federación que, si un operador que realiza actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México reporta a algún regulador de mercado, adicional a la cuantificación realizada utilizando la clasificación y definiciones SPE-PRMS debe entregar el reporte entregado al regulador financiero.

Adicionalmente es requerido por la CNH que los operadores petroleros certifiquen el 100% de las reservas en un periodo de 3 años 1P, 2P y 3P y el 100% de las reservas asociadas a modificaciones en planes de desarrollo.

2.7.2 REGULADOR FINANCIERO DE MÉXICO

El regulador financiero en México es la Comisión Nacional Bancaria y De Valores(CNBV)²⁶ y actualmente no tiene regulación específica en aspectos de exploración y extracción de hidrocarburos, Pemex desde 1994 ha reportado a la SEC por lo que utiliza la SPE-PRMS para reportar a la CNH y la metodología SEC para reportar a la SEC.

A continuación, se presenta una tabla comparativa de los reguladores gubernamentales y financieros de países seleccionados que regulan las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

País	Regulador Gubernamental	Regulador Financiero	Clasificación de Recursos Utilizada	Información requerida por el regulador	Certificación de Reservas
Brasil	Agencia Nacional de Petróleo (ANP)	Comisión de Valores Mobiliarios(CVM)	SPE-PRMS adaptado	Reservas, Recursos, Plan de Desarrollo,	NO
Canadá	National Energy Board (NEB), Alberta Energy	Canadian Securities Administration(CSA),	COGEH	Reservas, Recursos, planes	Requerido por el regulador

²⁶ <http://www.cnbv.gob.mx>

	Regulator (AER)	Alberta Securities Commission		de desarrollo	financiero
Colombia	Agencia Nacional de Hidrocarburos(ANH)	Superintendencia Financiera de Colombia(SFC)	SPE-PRMS	Reservas, recursos, planes de desarrollo	SI
Malasia	PETRONAS	Kulua Lumpur Stock Exchange(KLSE)	SPE-PRMS adaptado	Reservas, Recursos, Plan de desarrollo	NO
Noruega	National Petroleum Directorate (NPD)	Oslo Stock Exchange	NPD	Reservas, Recursos, Plan de desarrollo por proyecto, Evaluación Económica	NO
Reino Unido	Department of Energy and Climate Change (DECC)	London Stock Exchange	SPE-PRMS	Reservas, Recursos, Planes de desarrollo, Evaluación Económica	NO
México	Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH)	Comisión Nacional Bancaria y de Valores(CNBV)	SPE-PRMS	Reservas, Recursos, Evaluación Económica Plan de desarrollo, Perfil de producción a nivel de Pozo	SI

TABLA 4.COMPARATIVO REGULADORES GUBERNAMENTALES Y FINANCIEROS

Cada regulador establece la clasificación de reservas y recursos que será utilizada por los operadores petroleros, así como la información requerida de geociencias, ingeniería de yacimientos, detalles de perforación, terminación, reparación y abandono de pozos, evaluación económica, detalle de precios utilizados, metodologías de estimación de costos e inversiones,

etc., es decir toda la información, de estimación de volúmenes, planes de desarrollo y de cumplimiento regulatorio, que justifique la categorización de los volúmenes de hidrocarburos como reservas.

2.8 SPE STANDARDS

La Sociedad de Ingenieros Petroleros *Society of Petroleum Engineers* (SPE) es una organización profesional sin fines de lucro, cuya misión es recopilar, difundir e intercambiar conocimientos técnicos concernientes a la exploración, desarrollo y producción recursos de petróleo y gas y tecnologías relacionadas para el beneficio público y proveer oportunidades para profesionales para mejorar sus técnicas y competencias profesionales y público en 2007 los estándares para la estimación y auditoria de reservas. La mayoría de los países adaptan la SPE-PRMS como sistema de clasificación y definición de reservas y algunas otras toman como base la misma publicación de la PRMS por lo que a continuación se presenta una traducción de dichos estándares. En el documento Estándares de la SPE, *SPE Standards*, La SPE publica los estándares para las actividades de cuantificación, certificación y auditoria de reservas.

2.8.1 CUANTIFICACIÓN DE RESERVAS

Es realizada por una empresa petrolera de manera interna para conocer sus recursos y también para su reporte a los países, consiste en mediante la información de geociencias, ingeniería, evaluación económica, información regulatoria, contratos de exploración y producción, estimar las cantidades recuperables ya sea al límite contractual, límite económico o límite técnico en la vida productiva del yacimiento.

Para la cuantificación de reservas la SPE en el *SPE Standards* reconoce las siguientes actividades:

Los métodos aceptados para la estimación de reservas son:

- a) *El método volumétrico*
- b) *Evaluación de curvas de declinación.*
- c) *Balance de materia y Simulación numérica de yacimientos*
- d) *Analogía*

Los estimadores de reservas deben a su juicio utilizar los métodos aceptados o una combinación de ellos en función de:

- a) *Ubicación geográfica*

- b) *Propiedades de la roca y los fluidos*
- c) *La cantidad y calidad de la información disponible*

Estimación de Reservas por el método volumétrico

Este método incluye el análisis de la siguiente información:

- a) *Propiedad de los hidrocarburos y mapas de desarrollo*
- b) *Mapas y modelos geológicos*
- c) *Los registros disponibles de agujero descubierto y pozo revestido y pruebas de formación*
- d) *Información disponible de los fluidos presentes y de núcleos*
- e) *Información sísmica y su interpretación*
- f) *Información de perforación, terminación y desempeño de los pozos actuales y futuros*
- g) *Estimación de los factores de recuperación y desempeño de los yacimientos*

Estimación de reservas mediante curvas de declinación

A partir de los yacimientos que presentan información sólida y predecible puede estimarse la producción futura, tomando en cuenta:

- a) *Presión del yacimiento*
- b) *Relación agua aceite*
- c) *Relaciones gas-líquido*

Se debe de contar con un amplio criterio profesional para combinar la utilización de software y los conocimientos del área

Estimación de reservas mediante simulación de yacimientos

Dado que la simulación de yacimientos se realiza con la utilización de software comercial, es fundamental que el estimador de reservas conozca a detalle el funcionamiento lógico del software, para que pueda interpretar siempre de manera adecuada los resultados de la simulación.

Estimación de reservas con yacimientos análogos

Se puede estimar el comportamiento de un yacimiento de manera análoga si este cumple con las siguientes consideraciones:

- a. *El yacimiento se encuentra dentro de la misma formación*
- b. *El yacimiento comparte la misma roca almacén el mismo fluido, mismos mecanismos de producción*

Es fundamental establecer los criterios de lo que es análogo.

Estimación de perfiles de producción

La estimación de perfiles de producción se realiza extrapolando los datos de producción actuales, se realiza utilizando el método de curvas de declinación tomando en cuenta la historia de producción del yacimiento, otro método para la estimación de perfiles de producción es la simulación de yacimientos, cualquiera que sea el método la información necesaria para poder estimar perfiles de producción es la siguiente:

- a. La capacidad de producción de los pozos*
- b. Los pozos que serán perforados, la fecha en la que serán perforados y su ubicación*
- c. La energía del yacimiento*
- d. La recuperación que se espera del yacimiento*
- e. Reparaciones que serán realizadas*
- f. El cronograma de abandono*
- g. Tiempos de inactividad*
- h. Restricciones de producción, por regulación o cuestiones comerciales²⁷*

2.8.2 CERTIFICACIÓN EXTERNA DE RESERVAS

Consiste en que una empresa independiente realice una cuantificación de las reservas de los operadores petroleros, recibiendo una carta de certificación de reservas si la diferencia con la estimación interna de la empresa es menor al $\pm 10\%$ generalmente se realiza por motivos de cumplimiento con los reguladores gubernamentales.

²⁷ Traducido del SPE Standards 2007
http://www.spe.org/industry/docs/Reserves_Audit_Standards_2007.pdf

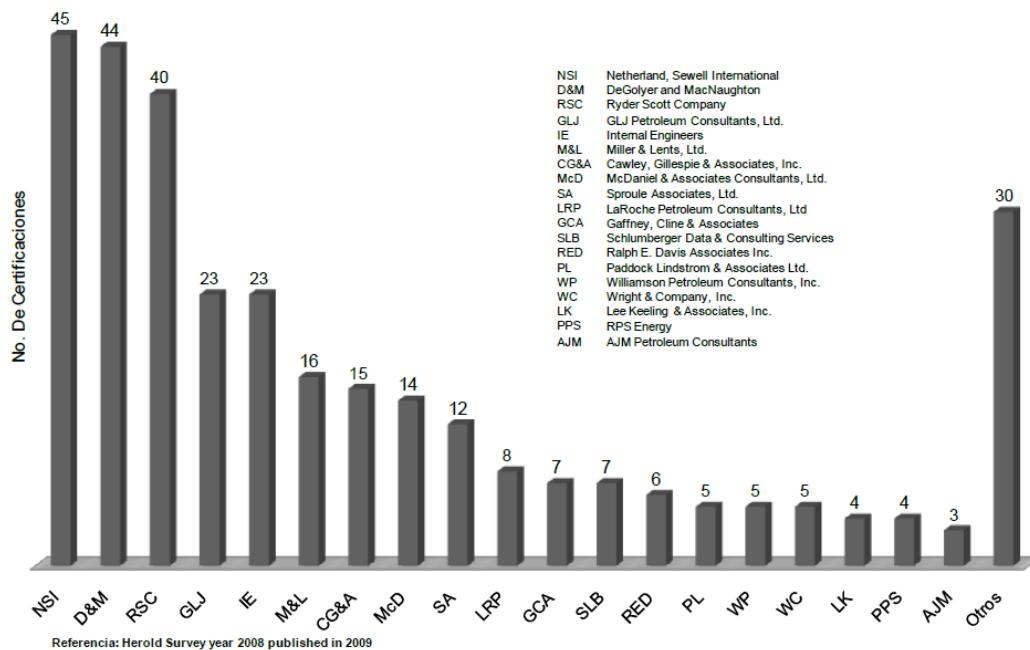


FIGURA 10.COMPAÑIAS CERTIFICADORAS DE RESERVAS.²⁸

Compañía	Cuantificación interna de reservas	Certificación	Nombre de los consultores externos
PEMEX	Realizada por la Gerencia de Recursos y Reservas -Revisa, certifica y registra las reservas basado en los lineamientos (SPE PRMS) para reportar al regulador SEC para reservas probadas y estándares corporativos	-Pemex hacen su estimación de reservas -Las reservas son certificadas por terceros independientes - La CNH aprueba y publica las reservas presentadas por Pemex	Ryder Scott, DeMac y NSAI
PETROBRAS	-Hay dos equipos de estimación de reservas las que se encuentran en Brasil y las reservas internacionales.	-Las estimaciones de reservas probadas que serán reportadas a la SEC son certificadas por terceros independientes. -La ANP consolida la información de reservas	DeMac

²⁸ Herold Survey, publicado en 2009.

Statoil	El Corporate Reserves Management team es el encargado de verificar que se sigan las metodologías NPD y SEC para los respectivos reportes de reservas	Certifica las Reservas probadas, para reportar al NPD y a la SEC	DeMAc
BP	Se realizan revisiones de cambios de reservas Cuantifica sus Reservas y revisa modificaciones sustantivas anualmente	Garantiza internamente la cuantificación de reservas	No utiliza certificación externa

2.8.3 AUDITORÍA DE RESERVAS

Son revisiones a las estimaciones y certificaciones realizadas por empresas, una auditoria puede ser solicitada por algún organismo regulador en caso de que haya diferencias muy grandes entre la estimación del operador y la del certificador, o donde se crea que no hay imparcialidad en la certificación de las reservas, el *SPE Standards* provee definiciones y requerimientos para cuantificadores y auditores de reservas, se muestra una traducción de dichos requerimientos a continuación.

Propósito y bases para el desarrollo de estándares correspondientes a la estimación y certificación de reservas.

Los métodos y la información usada para la estimación de reservas son con regularidad, indirecta o análoga. Por lo que se requiere aplicar principios de evaluación aceptados por la ingeniería petrolera. Los Objetivos:

- ❖ *Aprobar, publicar y distribuir estándares que permitan dar un nivel apropiado de confianza en la información de reservas.*
- ❖ *Comprender los métodos y limitaciones en la estimación y certificación de reservas.*
- ❖ *Que las reservas sean estimadas y certificadas de forma congruente por geocientíficos e ingenieros competentes.*

Para cumplir con los objetivos mencionados la Society of Petroleum Engineers ha incluido en estos estándares:

- ❖ *Definiciones de términos seleccionados correspondientes a la estimación y certificación de reservas*
- ❖ *Los requisitos profesionales para las personas encargadas de estimar y certificar reservas*
- ❖ *Estándares para determinar la independencia y objetividad de esas personas*
- ❖ *Estándares para la estimación y certificación y otra información de reservas*

Definiciones de términos seleccionados

- I. **Entidad:** es una sociedad, empresa, asociación, fideicomiso, principado, agencia u otra persona involucrada directa o indirectamente en (i) la exploración o producción de aceite y gas; (ii) la adquisición de propiedades o intereses en los mismos con el fin de llevar a cabo dicha exploración o producción; o (iii) la propiedad de bienes o interés en los mismos con respecto al cual dicha exploración o producción está siendo o será llevada a cabo.
- II. **Estimador de reservas:** es una persona que ha sido designada para ser el responsable de la estimación y evaluación de reservas; lo puede hacer personalmente o puede supervisar y aprobar la estimación y evaluación de las mismas.
- III. **Informe de reservas:** Es un reporte que puede ser realizado por un estimador interno o externo indicando en el reporte el motivo del informe, un informe debe contener la información de al menos el 80% ya sea de reservas, pronósticos de producción y/o ingresos.
- IV. **Informe de reservas específico:** Es un reporte que contiene información de algunos yacimientos, campos o proyectos, pero no es lo suficientemente extenso para considerarlo un Informe de reservas.
- V. **Auditor de reservas:** Es un empleado de una firma externa que se encarga de evaluar la estimación de reservas realizada por alguna compañía.
- VI. **Auditoría de reservas:** Es el proceso de evaluar las suposiciones tomadas en cuenta al estimar reservas o de la estimación de reservas realizada por alguna compañía externa y dar su opinión acerca de 1) si se utilizó la metodología adecuada, 2) si la información utilizada es la adecuada, 3) El detalle del trabajo de estimación, 4) si las reservas están clasificadas de manera adecuada, 5) si las cantidades de reservas son realistas
- VII. **Auditoría financiera:** Es un análisis periódico de los estados financieros de una empresa, para verificar que los recursos fueron utilizados para lo que fueron destinados y que se están siguiendo las políticas financieras establecidas.

Competencias profesionales de los Estimadores y Auditores de Reservas

1. La importancia de Estimadores y Auditores de reservas calificados

Los Estimadores y Auditores de reservas son los profesionales encargados de realizar las estimaciones y auditorías respectivamente y estos deberían de ser:

- a. Empleados de una organización
- b. Accionistas, propietarios, socios o empleados de alguna firma consultora de ingeniería petrolera enfocada en la estimación y auditoría de reservas

Los estimadores y auditores de reservas deberían:

- a. Analizar e interpretar la información disponible para la estimación o auditoría de reservas.
- b. Realizar pruebas y validación de la información disponible

- c. *Realizar los cálculos y estimaciones aplicando los estándares mediante los cuales serán estimadas las reservas*

Todo lo anterior a juicio de los estimadores y auditores tomando en cuenta su formación académica y profesional, integridad y experiencia profesional. Por lo que para garantizar la adecuada estimación o auditoría de reservas es fundamental contar con profesionales calificados.

Requerimientos profesionales para los estimadores de reservas

Se debe evaluar si el estimador de reservas, cumple con tener la suficiente formación académica, la formación profesional y la experiencia profesional para ejercer un juicio profesional lo suficientemente sólido para realizar la estimación de reservas. Un estimador de reservas debería de cumplir al menos con:

- a. *Al menos 3 años de experiencia práctica en ingeniería petrolera, o ingeniería de producción, geología con al menos 1 año de experiencia en la estimación y evaluación de información de reservas*
- b. *Contar con a) un título en ingeniería petrolera geología, o alguna otra disciplina en ciencias o ingeniería o b) tiene un certificado para ejercer la ingeniería expedido por el gobierno*

El profesional dedicado a la estimación de reservas debería de manejar un amplio rango de áreas del conocimiento:

- a. *Creación y manejo de mapas geológicos y modelos*
- b. *Seleccionar modelos análogos apropiados*
- c. *Conocimiento y aplicación de modelos sísmicos*
- d. *Fundamentos y limitaciones de la simulación de yacimientos*
- e. *Conocimiento básico y aplicación de métodos determinísticos y probabilísticos de evaluación*
- f. *El uso de diferentes técnicas de evaluación de desempeño de interpretaciones geológicas*
- g. *Entendimiento del uso del software y sus limitaciones*
- h. *Diferentes modelos de contratos y modelos fiscales*
- i. *Formación en el entendimiento y clasificación de reservas*
- j. *Formación en ética*

Y mantener una formación continua en todos los puntos anteriores de manera interna como externa. Un estimador de reservas no debería de realizar dichas estimaciones si no está calificado para hacerlo.

Requerimientos profesionales para los auditores

Los auditores de reservas de reservas deberían de ser considerados profesionalmente calificados si cuenta con una formación académica, formación profesional, y cuenta con experiencia profesional que le permitan tener un juicio

profesional adecuado para llevar a cabo auditorías de reservas, normalmente se considera calificado a un auditor que cumpla con los siguientes aspectos:

- a) *AL menos 10 años de experiencia en ingeniería petrolera o ingeniería de producción, geología, con al menos 5 años de experiencia en la estimación y evaluación de información de reservas*
- b) *Contar con a) un título en ingeniería petrolera geología, o alguna otra disciplina en ciencias o ingeniería o b) tiene un certificado para ejercer la ingeniería expedido por el gobierno*

Un auditor de reservas no debería de realizar dichas estimaciones si no está calificado para hacerlo.

Estándares de Independencia, Objetividad, y Confidencialidad para Estimadores y Auditores de Reservas

1. Importancia de la Independencia y Objetividad de los Estimadores y Auditores de Reservas

Con la finalidad de garantizar que la información de estimación y auditoría de reservas se ha realizado de manera imparcial y objetiva es importante que los estimadores y auditores tengan claros los estándares de objetividad e imparcialidad. Para cumplir con dichos estándares la Sociedad ha adoptado:

- a) *Estándares de independencia para estimadores y auditores de reservas*
- b) *Estándares de objetividad para auditores de reservas*

2. Requerimiento de Independencia para consultores de estimación y auditoría de reservas

Los consultores estimadores o auditores de reservas no deberían de ser accionistas, propietarios, socios o empleados de la compañía a la que se le está proporcionando el servicio de estimación o auditoría y todo reporte de reservas debe de contener una declaración de los estimadores o auditores indicando esta situación.

3. Estándares de Independencia para Estimadores y Auditores de Reservas

No se considerará independiente a un Estimador o Auditor de reservas si éste está involucrado de alguna de las siguientes maneras con alguna compañía a la que pudieran ofrecer sus servicios de estimación o auditoría:

- a. *Inversión*
- b. *Son parte de una misma sociedad*
- c. *Están involucrados en algún préstamo*
- d. *Prestamos en garantía*
- e. *Créditos*
- f. *Garantías para clientes*
- g. *Compra y venta de activos*
- h. *Relaciones con el cliente*
- i. *fideicomisos*

4. Requerimiento de objetividad para Estimadores de Reservas contratados internamente

Los estimadores de reservas que trabajan internamente en una compañía deben de ser empoderados por la compañía a ser objetivos a la hora de auditar las reservas de otras entidades.

5. Estándares de objetividad para Estimadores de Reservas contratados internamente

Audidores trabajando internamente se considera que están en condiciones de trabajar objetivamente sí:

- a) Trabaja en un grupo que es independiente del grupo que toma las decisiones
- b) Tiene libertad para reportar irregularidades en cualquier momento

6. Requerimientos de confidencialidad

Los estimadores y auditores de reservas que sean inversionistas, dueños, socios o empleados de una compañía de estimación y auditoría de reservas deben de mantener la confidencialidad de la información de dichas reservas.

Estándares para la estimación de reservas y otra información de reservas

1. Consideraciones generales en la información de estimación de reservas

La estimación de reservas debe ser estimada a través de métodos geológicos y de ingeniería generalmente aceptados y debe de cumplir con los siguientes puntos:

- a) Suficiencia de información y confiabilidad
- b) Etapa de desarrollo
- c) Historial de desempeño
- d) Experiencia con las propiedades
- e) La importancia de las propiedades

Debe de reportarse todas las suposiciones hechas en la estimación, las definiciones utilizadas, el estándar comúnmente utilizado es el SPE-PRMS 2007.

2. El uso de una base de datos adecuada en la estimación de reservas

Es fundamental con una base de datos confiable para la estimación de reservas. Y debe contener información de términos fiscales, detalles de la comercialización, información financiera y los posibles cambios en el futuro.

5.8 Clasificación de reservas

Las reservas deben de ser clasificadas de acuerdo al grado de certidumbre en su recuperación, Existen varios estándares internacionales de definiciones de reservas por lo que es fundamental establecer que definición se está utilizando.

Actualmente as reservas probadas suelen reportarse para propósitos financieros, aunque cada vez más suele reportarse la reserva 2P.

5.9 Métodos determinísticos y probabilísticos para la estimación de reservas

La estimación determinista se realiza utilizando un único valor para cada variable utilizada en el cálculo de reservas.

En la estimación probabilista se propone un rango de valores para cada variable utilizada en el cálculo de reservas y se construye una distribución de probabilidad utilizando principalmente la Simulación de Montecarlo (aunque existen más métodos).

Es importante tomar en cuenta que la estimación probabilista de las reservas de cada campo no se puede sumar aritméticamente con la de otros campos. La SPE-PRMS recomienda que no se debe reportar dicho agregado, cuando se hayan utilizado métodos probabilistas el nivel máximo de reporte debe ser a nivel de campo.

5.11 Estimación de información extra de reservas

En la estimación de reservas también se toma en cuenta:

- a. Ingresos esperados*
- b. Impuestos a pagar*
- c. Costos operativos*
- d. Inversiones*
- e. Costo de abandono*

6. Estándares para la estimación de reservas y otra información de reservas

6.1 Auditoría de Reservas

Es el proceso de evaluar las suposiciones tomadas en cuenta al estimar reservas o de la estimación de reservas realizada por alguna compañía externa y dar su opinión acerca de 1) si se utilizó la metodología adecuada, 2) si la información utilizada es la adecuada, 3) El detalle del trabajo de estimación, 4) si las reservas están clasificadas de manera adecuada, 5) si las cantidades de reservas son realistas.

Dado que la estimación de reservas es una ciencia imprecisa no se puede auditar la exactitud de las cifras de reservas, pero si se puede auditar la metodología utilizada y las suposiciones hechas a la hora de la estimación de reservas y determinar si la estimación se realizó de manera adecuada.

6.2 Límite de responsabilidad de los auditores de reservas

Dado que la responsabilidad de la estimación de reservas de la entidad que tiene el derecho sobre las reservas, la responsabilidad del auditor de reservas se limita a ser solo una opinión de la estimación. De manera general los auditores de reservas utilizan la información de reservas proporcionada por la entidad que tiene derecho sobre la reserva sin verificar dicha información

6.3 Relación entre la entidad, contadores públicos independientes y el auditor de reservas

- **Disponibilidad de la información de reservas**

La entidad proveerá a los auditores de reservas

- I. Toda la información disponible de reservas
- II. Acceso a la información relativa a reservas
- III. Acceso al personal que trabaje con la información de reservas
- IV. Derecho de utilizar información adicional de fuentes ajenas a la entidad

- **Desempeño de la auditoría**

Los auditores de reservas:

- I. Evaluarán la pertinencia de los métodos utilizados en la estimación de reservas
- II. Revisarán las definiciones y clasificación de reservas utilizados por la entidad
- III. Validar la información proporcionada
- IV. Emitir una opinión de la estimación de reservas

- **Disponibilidad del reporte de auditoría para Firmas independientes de contabilidad**

Los auditores de reservas mediante una solicitud por escrito:

- I. Permitir que su reporte de la auditoría sea consultado por los contadores públicos independientes
- II. Estar en disposición para discutir su reporte con los contadores públicos independientes

- **Coordinación entre los auditores de reservas y contadores públicos independientes**

Debe existir coordinación entre ambas entidades cuando sea necesario.

6.4 Procedimientos para la auditoría de reservas

Las auditorías deben de realizarse en línea con las siguientes prácticas:

- I. Planeación y supervisión adecuadas
- II. Establecer la auditoría de manera anticipada
- III. Establecer la posibilidad de requerir una opinión calificada
- IV. Establecer el tiempo que tomará realizar la auditoría
- V. Aspectos a tomar en cuenta
 - i. Políticas, procedimientos, controles, documentación, y guías de base para la estimación, revisión y aprobación de reservas
 - ii. Calificación e independencia de los estimadores de reservas
 - iii. Relación reserva producción
 - iv. Información histórica de reservas
 - v. Ranking de propiedades selectas
 - vi. Porcentaje de reservas estimadas por cada método
 - vii. Cambios significativos en las reservas
- VI. Evaluación interna de las políticas, procedimientos controles y documentación

- i. Definición y clasificación de reservas utilizadas*
- ii. Políticas de aprobación y revisión*
- iii. Frecuencia de revisión de la información*
- iv. Procedimiento para determinar el alcance y duración de una auditoría*
- v. Flujo de trabajo del sistema de reservas de la entidad*

VII. Prueba de cumplimiento

El auditor de reservas debe determinar si la estimación de reservas se hizo siguiendo la regulación interna de la entidad

VIII. Prueba de las áreas sustantivas

Los auditores deben de priorizar las áreas que:

- i. Un valor grande de reservas en relación con el agregado*
- ii. Valores con modificaciones considerables*
- iii. Reservas con alto grado de incertidumbre*

6.5 Registro y documentación de la auditoría

El auditor debe documentar y mantener registro de la auditoría con la siguiente información

- i. La información auditada*
- ii. Evaluación de políticas y procedimientos de la entidad*
- iii. Documentación de cumplimiento de dichas políticas y procedimientos*
- iv. Cumplimiento de las áreas sustantivas²⁹*

²⁹Traducido del SPE Standards 2007

http://www.spe.org/industry/docs/Reserves_Audit_Standards_2007.pdf

CÁPITULO 3. CONCEPTOS GENERALES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA E INDICADORES DE RESERVAS

3 CONCEPTOS GENERALES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA E INDICADORES DE RESERVAS

3.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las distintas metodologías para la estimación de reservas existentes y analizadas en esta tesis, establecen que la estimación de reservas debe estar basadas en proyectos comerciales, lo cual implica que los Ingresos esperados por el desarrollo del proyecto deben de ser suficientes para pagar los egresos de dicho proyecto. Esto significa que los ingresos deben ser superiores a las inversiones y los costos asociados al proyecto; la práctica común es realizar una evaluación económica basada en modelos de flujo de efectivo.

Las evaluaciones económicas, con base en modelos de flujos de efectivo, toman en cuenta un pronóstico de producción de aceite y gas natural, y un precio constante o un pronóstico de precios (según la metodología de estimación de reservas utilizada) para construir un perfil de ingresos.

Asimismo, para construir un perfil de Egresos se toman en cuenta todas las inversiones y costos asociados al plan de desarrollo propuesto para el proyecto de manera calendarizada, con la finalidad de determinar las inversiones y los costos de dicho proyecto, la fecha en la que se llevarán a cabo cada una de las actividades y cuándo se harán las erogaciones de cada una de las actividades.

Tomando en cuenta lo anterior, se calculan los ingresos y los egresos estimados para cada año del proyecto. Posteriormente a los ingresos se restan los egresos del año correspondiente, y el resultado final es un perfil anual de flujos de efectivo, a partir del cual podemos calcular varios indicadores económicos que nos ayudarán a determinar la comercialidad de un Proyecto.

3.1.1 INGRESOS

Es el resultado de multiplicar la producción (aceite, gas y condensado) por su respectivo precio ya sea constante o un perfil de precios.

INGRESOS TOTALES

Es la suma de los ingresos por aceite, ingresos por gas natural e ingresos por condensado de un proyecto.

3.1.2 EGRESOS

Las sumas de las erogaciones realizadas en un proyecto se dividen en inversiones, costos fijos y costos variables.

3.1.2.1 INVERSIONES

Son erogaciones en exploración, desarrollo de campos, equipos e instalaciones, como pueden ser:

- ✓ Perforación de pozos.
- ✓ Instalación de sistemas artificiales de producción.
- ✓ Implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada.
- ✓ Reparaciones mayores.
- ✓ Construcción de ductos.
- ✓ Estructuras marinas.
- ✓ Modernización de infraestructura.
- ✓ Construcción de instalaciones de tratamiento de los fluidos producidos.

En una evaluación económica basada en modelos de flujo de efectivo se necesita un perfil de las inversiones asociadas al plan de desarrollo en todo el horizonte del proyecto, el cual puede ser estimado de diferentes maneras.

- Contratos vigentes de obras y servicios de campos vecinos e
- Información histórica de costos registrada de campos o proyectos existentes.

Dependiendo del tipo y cantidad de información que se tenga de un proyecto se realizan en algunas ocasiones estimaciones análogas, esto es, por comparación de valores y parámetros como el alcance, el costo, tamaño, el peso y la complejidad del proyecto anterior similar, como base para utilizar el mismo parámetro o medida en el proceso.

3.1.2.2 COSTOS FIJOS

Se definen como el conjunto de costos asociados a mantener una empresa junto con sus operaciones en funcionamiento.

- ✓ Costos administrativos
- ✓ Mano de obra

- ✓ Materiales
- ✓ Servicios corporativos
- ✓ Servicios generales

3.1.2.3 COSTOS VARIABLES

Costos que dependen del volumen de hidrocarburos producido en un periodo de tiempo asociado al mantenimiento y extracción de un barril de aceite del yacimiento

Para la estimación de los costos asociados a un proyecto se realiza de forma similar en la que se realiza la estimación de las inversiones, tomando en cuenta precios unitarios de contratos vigentes y costos históricos y tomando en cuenta la fecha de realización de actividades, duración y recursos a utilizar

3.2 INDICADORES ECONÓMICOS

3.2.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Con este indicador se puede conocer el valor que representan el día de hoy todos los flujos de efectivo futuros del proyecto, con el uso de una tasa de descuento anual se descuentan los flujos de efectivo futuros, mientras mayor sea la tasa de descuento, menor será el valor del VPN.

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{FE_n}{(1 + td)^n}$$

FE=Flujo de efectivo del periodo

td=Tasa de descuento

n= periodo

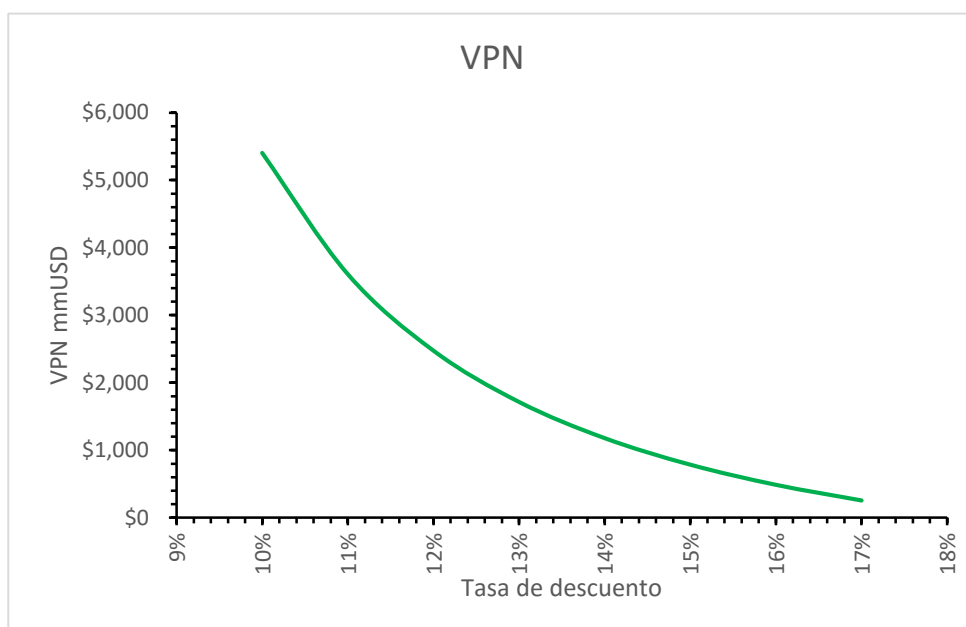


FIGURA 11.VPN A DIFERENTES TASAS DE DESCUENTO.

3.2.2 VALOR PRESENTE DE LA INVERSIÓN (VPI)

Con este indicador se puede conocer el valor que representan el día de hoy todas las inversiones futuras del proyecto.

$$VPI = \sum_{n=0}^n \frac{I_n}{(1 + td)^n}$$

In=Inversiones realizadas en cada periodo

td=Tasa de descuento

n= periodo

3.2.3 EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (VPN/VPI)

Es el resultado de dividir el Valor Presente Neto del proyecto entre el Valor Presente de la Inversión; el resultado representa el número de unidades monetarias que se ganarán con el proyecto por cada unidad monetaria invertida, por ejemplo, 5 usd/usd significa que el proyecto recupera el dólar invertido y genera 4 dólares adicionales de ganancia por cada dólar invertido. Este indicador sólo contempla las Inversiones asociadas al plan de desarrollo del proyecto.

$$\text{Eficiencia de la inversión} = \frac{VPN}{VPI}$$

VPN=Valor Presente Neto

VPI=Valor Presente de la Inversión

3.2.4 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (RBC)

Es el resultado de dividir el Valor Presente Neto del proyecto entre el Valor Presente de los Egresos; el resultado representa el número de unidades monetarias que se ganarán con el proyecto por cada unidad monetaria egresada, por ejemplo, 5 usd/usd significa que el proyecto gana 5 dólares por cada dólar egresado. Este indicador contempla las Inversiones y los Costos asociados al plan de desarrollo del proyecto

$$\text{Relación Beneficio - Costo} = \frac{VPN}{VPE}$$

VPN=Valor Presente Neto

VPI=Valor Presente de los Egresos

Egresos=Inversiones + Costos

3.2.5 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de una inversión, matemáticamente representa el valor de la tasa de descuento que haría que el VPN valga cero.

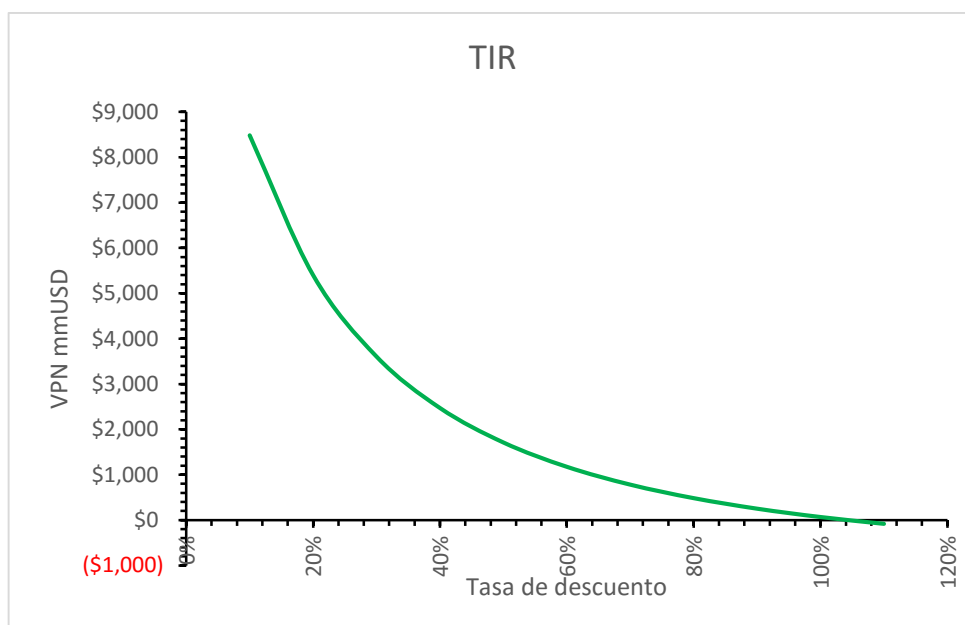


FIGURA 12.TASA INTERNA DE RETORNO.

En la figura 12 se puede ver la descripción gráfica de la TIR, donde la curva que representa el VPN a distintas tasas de descuento intersecta con el eje de las abscisas en $VPN=0$, dicha intersección representa la solución gráfica para el cálculo de la TIR que en este caso es de 104%.

TIR indeterminada:

- a) Para poder calcular el valor de la TIR debe haber al menos un cambio de signo en los Flujos de efectivo de los diferentes años del proyecto lo que gráficamente representaría que la curva de VPN a diferentes tasas, cuando todos los flujos de efectivo del proyecto en cada año son positivos dicha curva no cruza el eje de las abscisas y por lo tanto no es posible calcular el valor de la TIR en el horizonte del proyecto.
- b) En el caso de diferentes cambios de signo se dice que se tiene más de una TIR por lo que tampoco es posible determinar el valor de la TIR

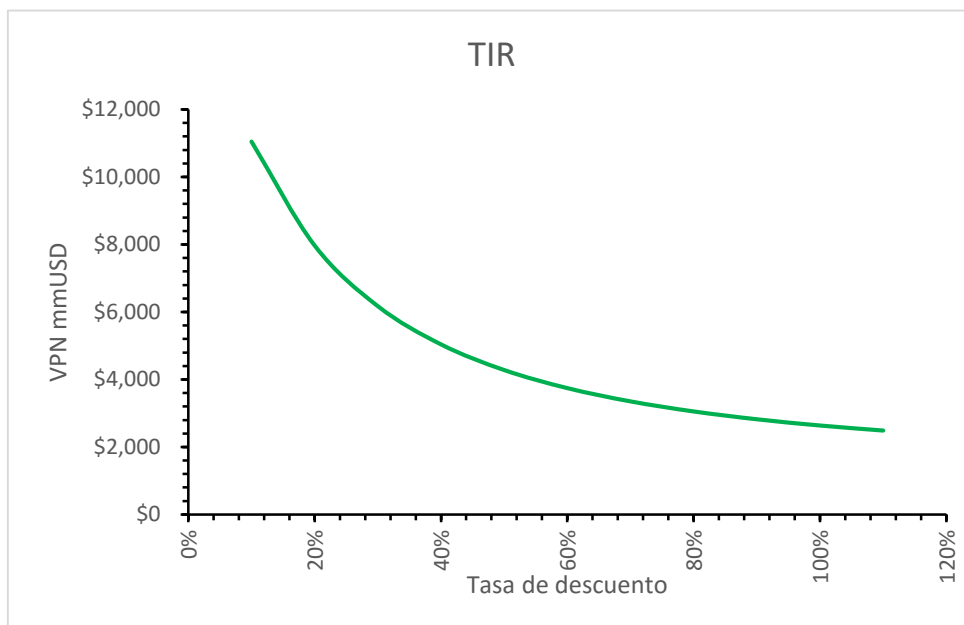
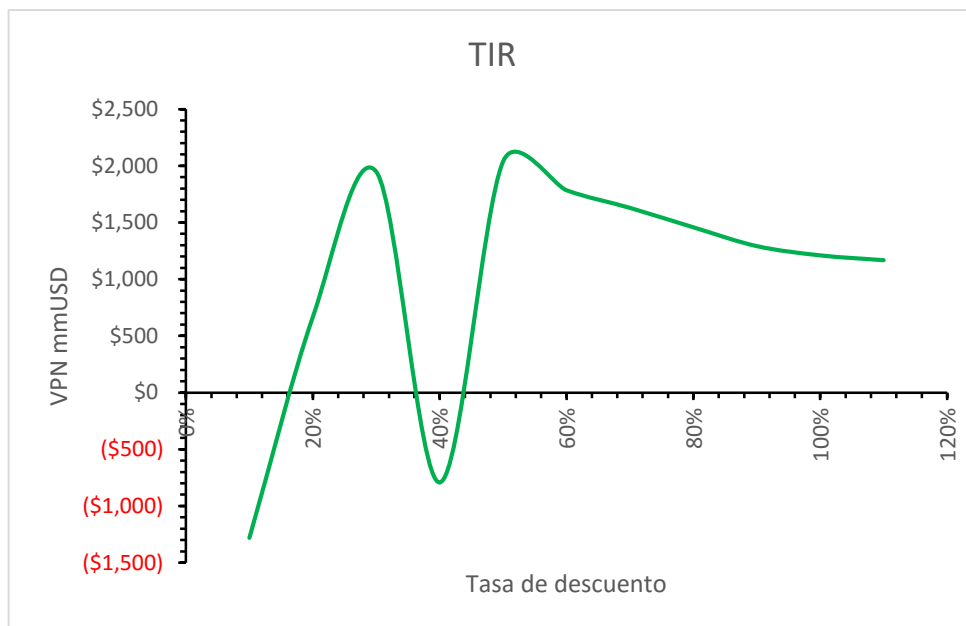


FIGURA 13. VALOR MUY ALTO DE LA TIR.

Esta gráfica de la figura 13 se representa la curva de VPN a distintas tasas de descuento, en la que se puede observar que la curva nunca interseca con el eje de las abscisas, por lo que no es posible determinar el valor de la TIR, podríamos considerar que este proyecto tiene un valor de TIR muy elevado.



Esta gráfica representa la curva de VPN intersectando en más de una ocasión el eje de las abscisas, por lo que se tiene más de un valor de TIR.

En el caso de existir más de un valor de TIR la SPEE recomienda alertar al lector del reporte detallado de evaluación económica de un reporte de reservas la existencia de más de un valor de TIR y revisar detalladamente la gráfica de VPN vs TIR, esto debido a que el uso de diferentes softwares comerciales al haber más de un valor de TIR reportan diferentes resultados, algunos reportan la TIR menor, algunos otros reportan la TIR mayor y otros reportan como indeterminado.³⁰

3.2.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Suponiendo que todos los Ingresos del proyecto se utilizaran para pagar el total de inversiones del proyecto, es el tiempo que tomaría cubrir dicha inversión.

3.2.7 LÍMITE ECONÓMICO

Es el punto en donde irremediamente los Egresos del proyecto son superiores a los Ingresos para todos periodos de tiempo posteriores a dicho punto. Gráficamente es el punto máximo en una curva de flujo de efectivo acumulado.

³⁰ (SPEE, 2000)

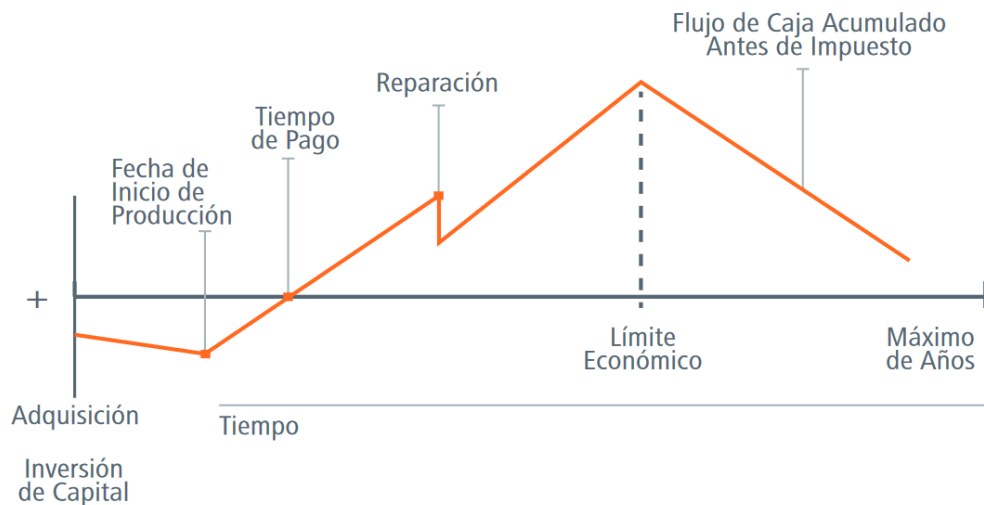


FIGURA 14. LÍMITE ECONÓMICO.

En esta gráfica se puede observar que el límite económico es el punto máximo de flujo de efectivo acumulado, donde después de dicho punto la curva es decreciente irremediabilmente.

En resumen, una evaluación económica con base en el análisis de flujos de efectivo de un proyecto petrolero toma en cuenta los perfiles de producción de aceite, gas natural y condensado, el precio de comercialización de cada fluido y las inversiones y costos asociada al proyecto.

En la siguiente figura se esquematiza una evaluación económica, en el caso de proyectos petroleros los ingresos están determinados por la producción de hidrocarburos y el precio de comercialización de cada hidrocarburo, y los egresos son la suma de todas las inversiones y costos asociados al plan de desarrollo, de los ingresos se restan los egresos y al resultado se le conoce como flujo de efectivo, una vez determinado el flujo de efectivo para cada periodo de la evaluación económica se pueden calcular indicadores de rentabilidad, para poder determinar si el plan de desarrollo del yacimiento es viable o sirven para comparar económicamente distintos planes de desarrollo.

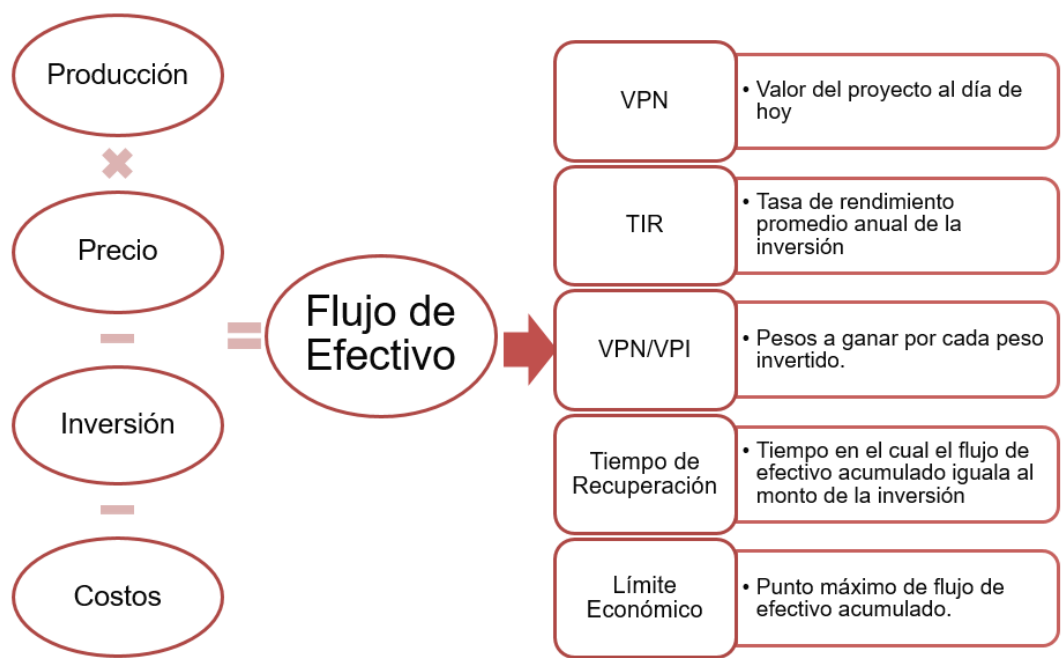


FIGURA 15. ESQUEMA DE LOS ELEMENTOS DE UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD:

Se realiza para poder visualizar cuál de las variables involucradas en el cálculo de algún indicador, impactaría tanto de manera positiva o negativa en dicho indicador respecto a un valor base.

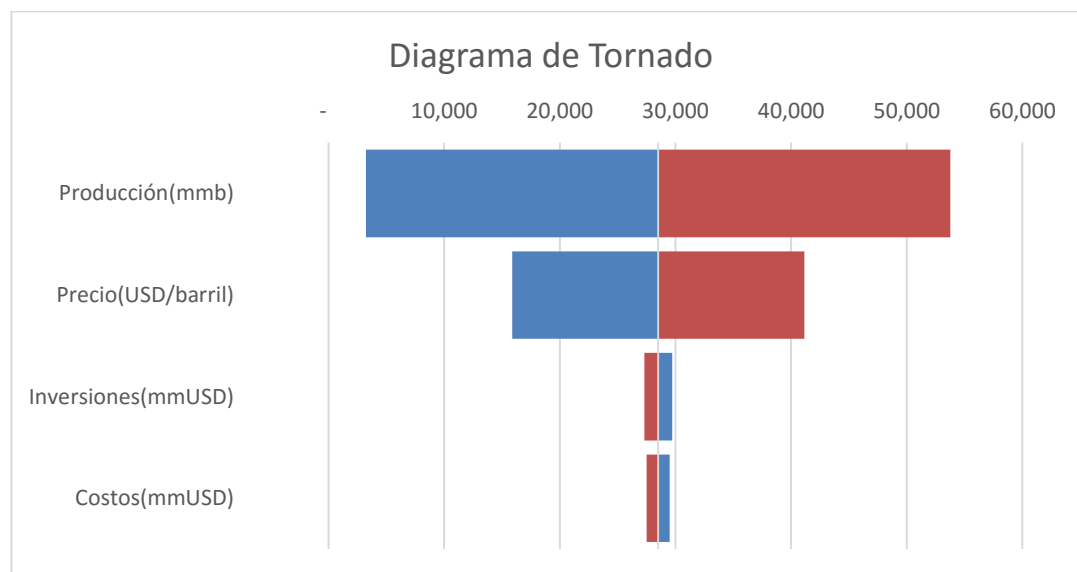


FIGURA 16. DIAGRAMA DE TORNADO.

En la figura 17 se muestra el análisis de sensibilidad realizado para cuantificar cuanto impactarían en el flujo de efectivo tanto positiva como negativamente la producción en millones de barriles de un campo si está aumentará o disminuirá en $\pm 50\%$, el precio tuviera una variación de $\pm 30\%$ y las inversiones y los costos fueran mayores o menores en $\pm 10\%$.

El resultado muestra que de un flujo de efectivo base de 30,000 millones de dólares la variable que más impactaría sería la producción en el rango (3,000-53,000 millones de dólares), el precio sería la segunda variable con mayor impacto respecto al valor base (15,000-41,000 millones de dólares).

Se puede visualizar en el diagrama de tornado que aun en los escenarios bajos de producción o precio el proyecto aún tiene flujo de efectivo positivo en el caso favorable que la producción fuera 50% mayor a lo estimado en el escenario base el flujo de efectivo podría duplicarse; con respecto a un precio de comercialización 30% menor al esperado el flujo de efectivo es positivo de 15,000 millones en caso de tener un precio de comercialización 30% mayor el flujo de efectivo sería 50% mayor.

Por último, se puede observar que las inversiones y los costos no impactan de manera significativa en el caso que fueran mayores o menores en 10%.

Analizando el diagrama de tornado obtenido se puede concluir que el proyecto puede ser rentable inclusive si la producción de aceite fuera 50% menor o el precio de comercialización 30% y que la rentabilidad no se verá afectada si incrementan las inversiones o los costos de operación.

3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA PROBABILISTA

Una evaluación económica probabilista se realiza con la información disponible para determinar la frecuencia de un determinado resultado y el impacto que puede tener en un proyecto, en los proyectos petroleros se tiene incertidumbre en diversos aspectos como lo son:

- Volúmenes de hidrocarburos
- Ingresos
- Inversiones
- Costos
- Egresos
- Flujo de efectivo
- Valor Presente Neto
- Tasa Interna de Retorno
- Eficiencia de la Inversión

Una evaluación económica probabilista nos puede ayudar a identificar riesgos u oportunidades en un determinado proyecto. La Incertidumbre es la falta de conocimiento sobre el resultado futuro de un acontecimiento, un riesgo es una afectación negativa ligada a la incertidumbre y una oportunidad es una afectación positiva ligada a la incertidumbre

Los riesgos normalmente se definen como eventos negativos, como puede ser un volumen de hidrocarburos menor al esperado o ingresos que no cubren los respectivos egresos de un proyecto. Sin embargo, durante el proceso de análisis de riesgo también se pueden descubrir resultados potenciales positivos. Mediante la exploración de todo el espacio de posibles resultados para una situación determinada, un buen análisis de riesgo puede identificar peligros y descubrir oportunidades.

3.4.1 SIMULACIÓN MONTECARLO

Una manera de realizar un análisis de riesgo cuantitativo es mediante el uso de la simulación Montecarlo. En la simulación Montecarlo, las variables inciertas de un modelo se representan usando rangos de posibles valores mediante el uso de distribuciones de probabilidad.

Para simplificar el modelo de la simulación de Montecarlo es importante darle variables de entrada con la elección de distribuciones de probabilidad solo a las variables que más pudieran impactar al indicador que estamos analizando, dejando constantes las variables que casi no impactan en el indicador analizado

Al realizarse la simulación de Montecarlo se realiza N cantidad de cálculos aleatorios tomando en cuenta la distribución de probabilidad de entrada de cada variable y da como resultado una distribución de probabilidad del indicador que se quiere calcular, por lo que el resultado de una simulación de Montecarlo no será un resultado único si no un rango de resultados y la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los rangos.

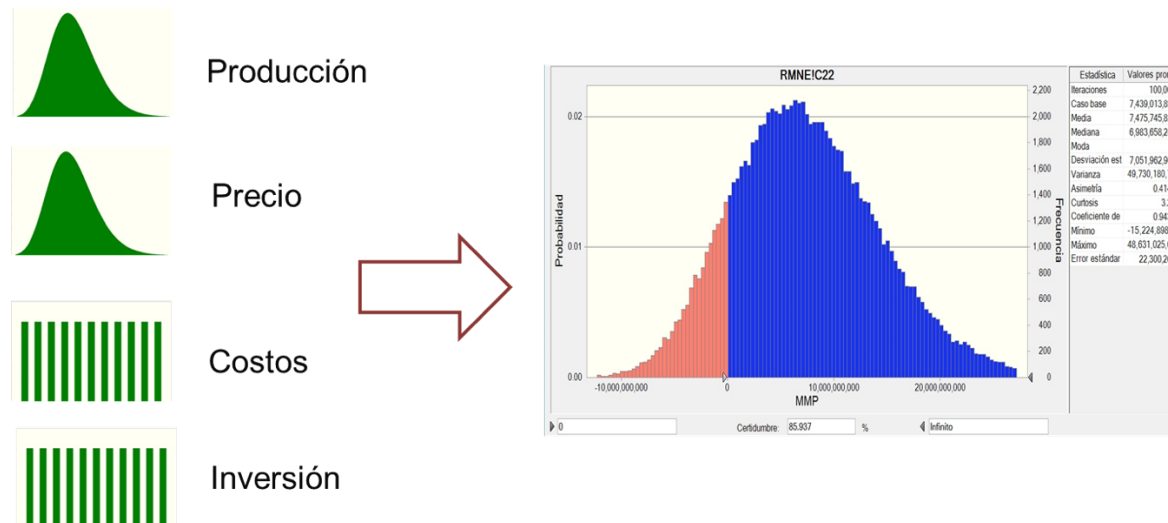


FIGURA 17. DATOS DE ENTRADA NECESARIOS PARA LLEVAR A CABO UNA SIMULACIÓN DE MONTECARLO RESPECTO AL FLUJO DE EFECTIVO DE UN PROYECTO DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.

En la figura 18 se muestra esquemáticamente que los datos de entrada para realizar la simulación de montearlo deben estar definidos por una distribución de probabilidad, la cual dictará el comportamiento de cada una de las variables durante la simulación.

A continuación, en la figura 19 se muestra un ejemplo del resultado que se obtiene al realizar una simulación de montecarlo tomando los datos de producción, precio, inversiones y costos de un campo marino de México, el cual es una distribución de probabilidad normal en la cual se puede observar que se realizaron 1 millón de iteraciones y se observa que el rango de flujos de efectivo posibles es (-12,000-28,000 millones de dólares) y cada valor de flujo de efectivo tiene una probabilidad de ocurrencia. Se puede observar que el valor con mayor probabilidad de ocurrir es 6,941 con una probabilidad de 20%

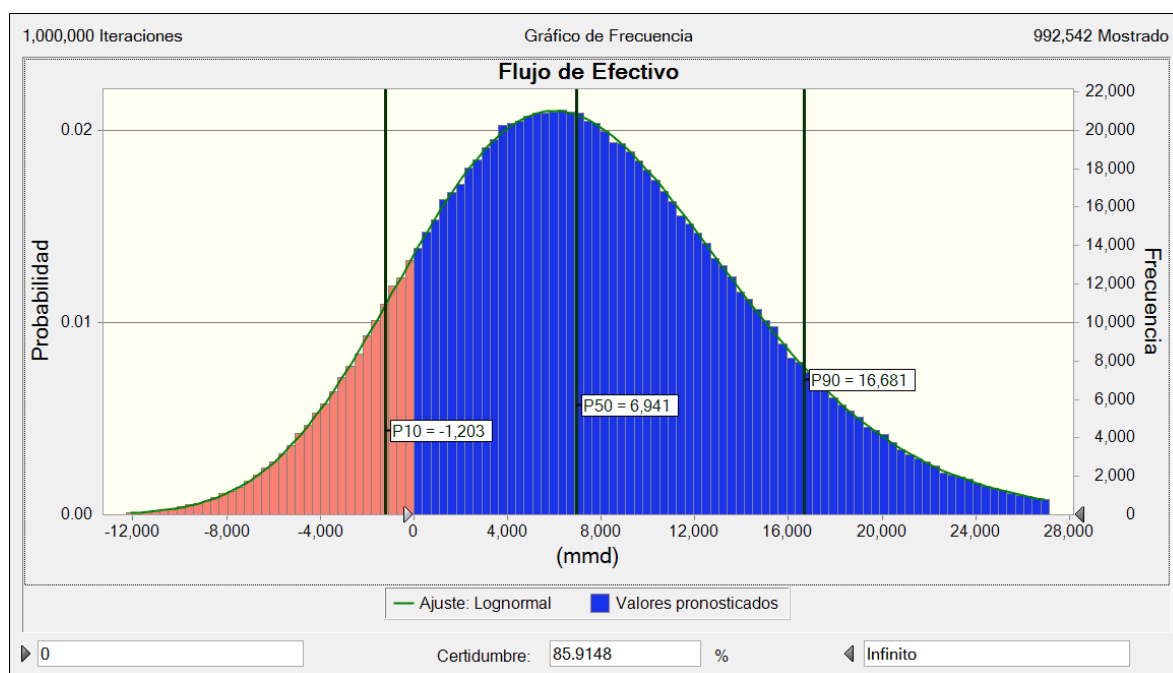


FIGURA 18. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE UN CAMPO MARINO.³¹

En la figura 20 se muestra la gráfica de probabilidad acumulada del ejemplo anterior, en la cual se puede apreciar en color rojo los posibles resultados negativos, en te caso el proyecto tiene una probabilidad de 14% de tener flujos de efectivo menores a cero, lo cual implica un 86% de probabilidad de que el proyecto tenga flujos de efectivo mayores a cero dólares.

³¹ Elaborado a partir de la Información de Reservas al 1 de enero de 2013 de la CNH

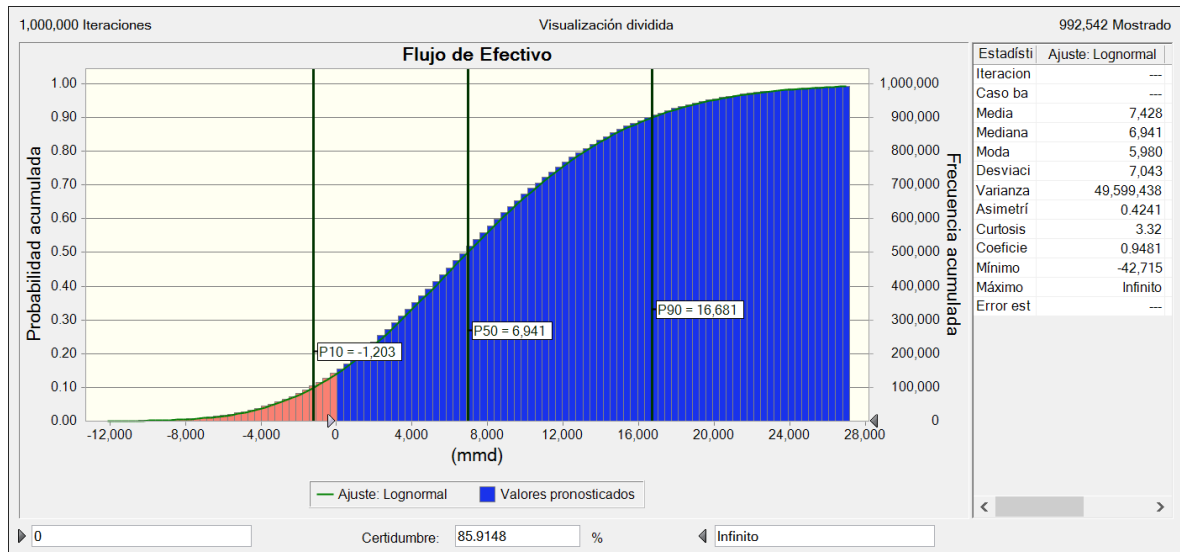


FIGURA 19. GRÁFICA DE PROBABILIDAD ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE UN CAMPO MARINO.

3.5 INDICADORES DE RESERVAS

3.5.1 RELACIÓN RESERVA PRODUCCIÓN

Resulta de dividir la reserva de aceite, gas natural o petróleo crudo equivalente de un año determinado entre la producción acumulada del año de aceite, gas natural o petróleo crudo equivalente para las categorías 1P, 2P y 3P. El resultado se puede interpretar como el número de años que duraría la reserva si se mantuviera el ritmo de producción actual.

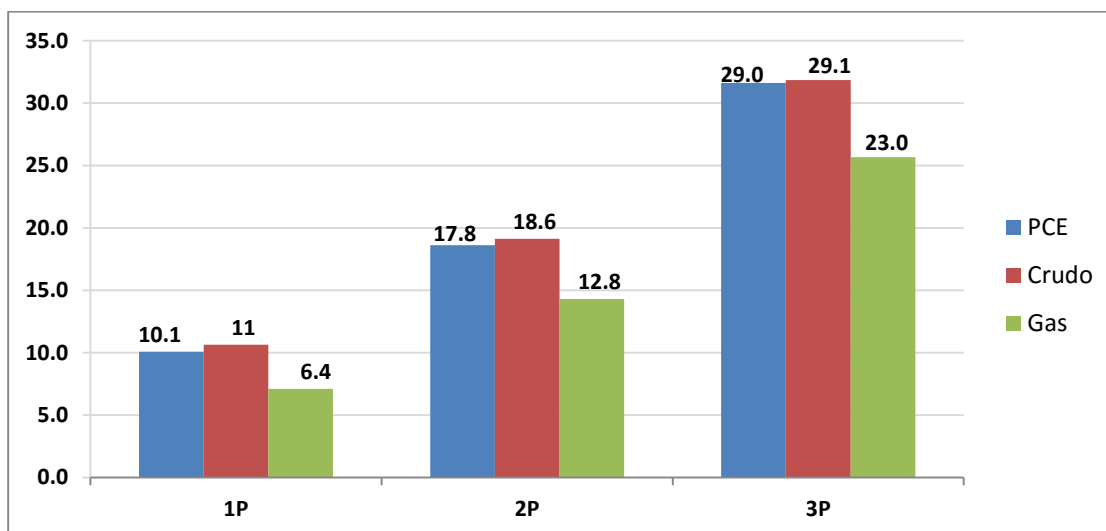


FIGURA 20. RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN DE MÉXICO AL 1 DE ENERO DE 2015.³²

Relación Reserva Producción Nacional (años)			
	PCE	Crudo	Gas natural
	(años)	(años)	(años)
1P	10.1	11.0	6.4
2P	17.8	18.6	12.8
3P	29.0	29.1	23.0

TABLA 5. RESULTADO EN AÑOS DE LA RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN DE MÉXICO AL 1 DE ENERO DE 2015.³³

3.5.2 TASA DE DESCUBRIMIENTOS DE RESERVAS

Resulta de dividir los descubrimientos de aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente en la producción acumulada en un año determinado en las categorías 1P, 2P y 3P. Este indicador puede ser muy útil para medir el éxito exploratorio de una compañía.

³² http://www.cnh.gob.mx/_docs/Presentaciones/Presentacion%20Reservas_ODG_2015_FINAL.pdf

³³ http://www.cnh.gob.mx/_docs/Presentaciones/Presentacion%20Reservas_ODG_2015_FINAL.pdf

$$TR_{Descubrimientos} = \frac{Descubrimientos}{Producción} \times 100$$

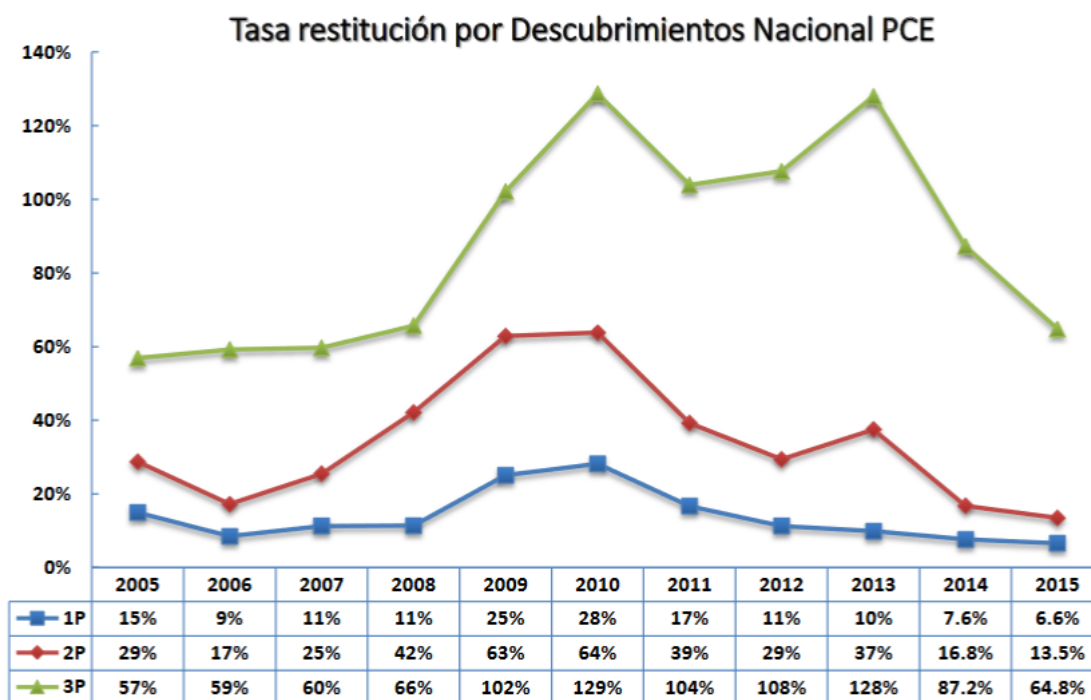


FIGURA 21. TASA DE RESTITUCIÓN POR DESCUBRIMIENTOS 2005-2015.³⁴

3.5.3 TASA INTEGRAL DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS

Es el resultado de la suma aritmética de los volúmenes descubiertos, actividades de delimitación y desarrollo de yacimientos y revisiones a los volúmenes estimados anteriormente, dividido entre la producción de un año específico.

$$TR_{Integral} = \frac{Descubrimientos \pm Delimitación \pm Desarrollo \pm Revisiones}{Producción} \times 100$$

³⁴ Presentación de Reservas 2P y 3P de la CNH 2015.

http://www.cnh.gob.mx/_docs/Presentaciones/Presentacion%20Reservas_ODG_2015_FINAL.pdf

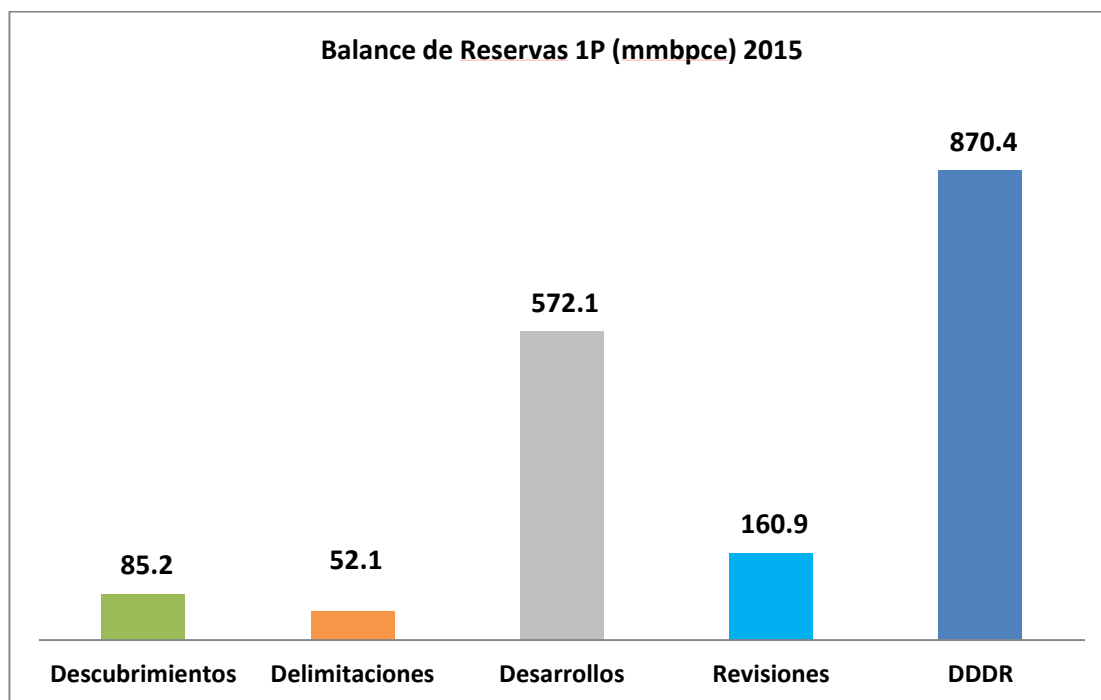
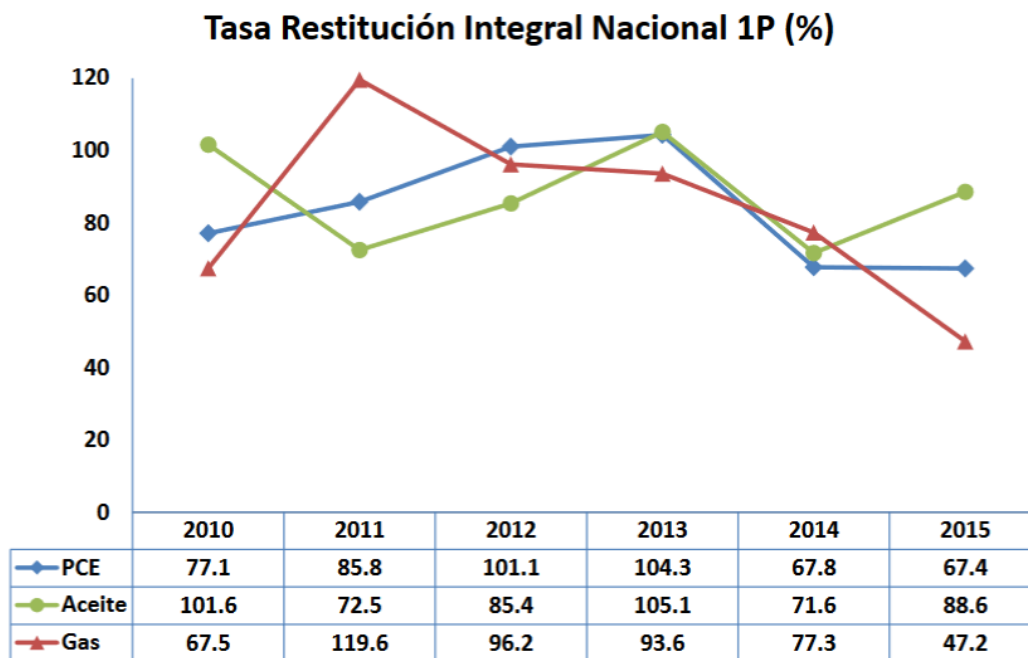


FIGURA 22. VALORES DE DESCRUBRIMIENTOS, DELIMITACIONES, DESARROLLO Y REVISIONES DE PCE EN 2015.³⁵

En la figura 23 se puede observar gráficamente la actividad realizada por los operadores petroleros en México y se puede interpretar que en el año 2014 se hicieron descubrimientos que incorporaron 85.2 millones de barriles a la reserva 1P, por actividades de delimitación de yacimientos se incrementó la reserva 1P en 52.1 millones de barriles, por actividad de desarrollo de yacimientos se adicionaron 572.1 millones de barriles a la reserva probada y por reinterpretación de estimaciones previas se adicionaron 160.9 millones de barriles el balance de reservas del año 2014 resulta en la adición aritmética de los rubros mencionados y se obtiene como resultado la incorporación de 870.4 millones de barriles.

EL resultado obtenido del balance de reservas del año se divide entre la producción acumulada del mismo año y multiplicando por cien, en cada una de las categorías 1P, 2P y 3P y se obtiene la tasa integral de restitución de reservas del periodo.

³⁵ http://www.cnh.gob.mx/_docs/Presentaciones/Presentacion%20Reservas_ODG_2015_FINAL.pdf



**Los datos corresponden al día 1 de enero del año indicado.*

FIGURA 23. GRÁFICA DE LA TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL DE RESERVAS 2010-2015
DE MÉXICO.³⁶

Este indicador se puede utilizar para las categorías de reservas 1P, 2P y 3P y para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente y puede ser utilizado para evaluar en conjunto las actividades de exploración y desarrollo de una compañía petrolera en relación con la producción de un periodo determinado de tiempo.

³⁶

http://www.cnh.gob.mx/_docs/Presentaciones/Presentacion_soporte_de_la_resolucion_CNH.E04.00115.pdf

CAPÍTULO 4. SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

4 SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

En este capítulo se presentan la clasificación y definiciones de recursos y reservas publicadas por distintos reguladores gubernamentales como Noruega, Rusia, China, reguladores financieros de Estados Unidos, Canadá y Reino Unido y organismos técnicos independientes como la SPE y la ONU.

4.1 ORGANISMOS TÉCNICOS

En la sección de organismos técnicos independientes, cuya finalidad es establecer definiciones de recursos y reservas independiente y entendible a nivel mundial sin importar país o compañía.

4.1.1 SPE-PRMS

El *Petroleum Resources Management System*, fue desarrollado para establecer la definición y clasificación de Reservas y Recursos y fue elaborado por un grupo internacional de expertos en evaluación de Reservas con la colaboración de la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* y la *Society of Exploration Geophysicists*. El SPE-PRMS toma las definiciones previas e incorpora las mejores prácticas para el uso de cualquier compañía, regulador, país o cualquier interesado.

FUNDAMENTOS DE LA PRMS³⁷

Las reservas y recursos de aceite y gas natural se definen como volúmenes que serán recuperados de manera comercial en el futuro. Para una compañía operadora sus reservas se encuentran de manera física en yacimientos por lo que no pueden ser cuantificadas o constatadas de manera visual, por lo que se realizan estimaciones de las cantidades de aceite y gas natural con base en información disponible. La estimación de reservas se realiza siempre con incertidumbre y no se conocerán los volúmenes finales hasta el final de la vida productiva del yacimiento.

³⁷ (SPE, 2007)

Para tomar en cuenta la incertidumbre presente en la estimación de Reservas, el SPE-PRMS categoriza las Reservas y Recursos de acuerdo al grado de incertidumbre asociado al potencial para alcanzar un estatus de producción comercial.

Cuando se utiliza la PRMS para la estimación de Reservas los especialistas técnicos deben de basarse en un proyecto que se desarrollará para recuperar las reservas y recursos y debe determinar la probabilidad de que dicho proyecto sea comercial, después se debe estimar el volumen que será recuperado por el proyecto

El SPE-PRMS está diseñado para proveer la clasificación de los volúmenes de aceite y gas natural que una compañía operadora tiene en su portafolio de proyectos

Establecer un lenguaje común para la estimación de Reservas beneficia a todas las partes:

- Da mayor consistencia y hace más fácil la comparación entre los reportes de Reservas de diferentes compañías y países.
- Mayor transparencia en cómo fueron estimadas las Reservas
- Estimaciones más confiables con base en estándares que consideran los avances tecnológicos y consiente de las mejores prácticas

4.1.1.1 CLASIFICACIÓN DE RECURSOS

4.1.1.1.1 VOLUMEN ORIGINAL

Es aquella cantidad de hidrocarburos que se estima exista originalmente en acumulaciones naturales. Esto incluye aquella cantidad de petróleo que se estima a una fecha dada, esté contenida en acumulaciones conocidas previo al inicio de su producción, más aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir equivalente a los recursos totales.

4.1.1.1.2 VOLUMEN DESCUBIERTO

Es aquella cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, esté contenida en acumulaciones conocidas previas al inicio de su producción.

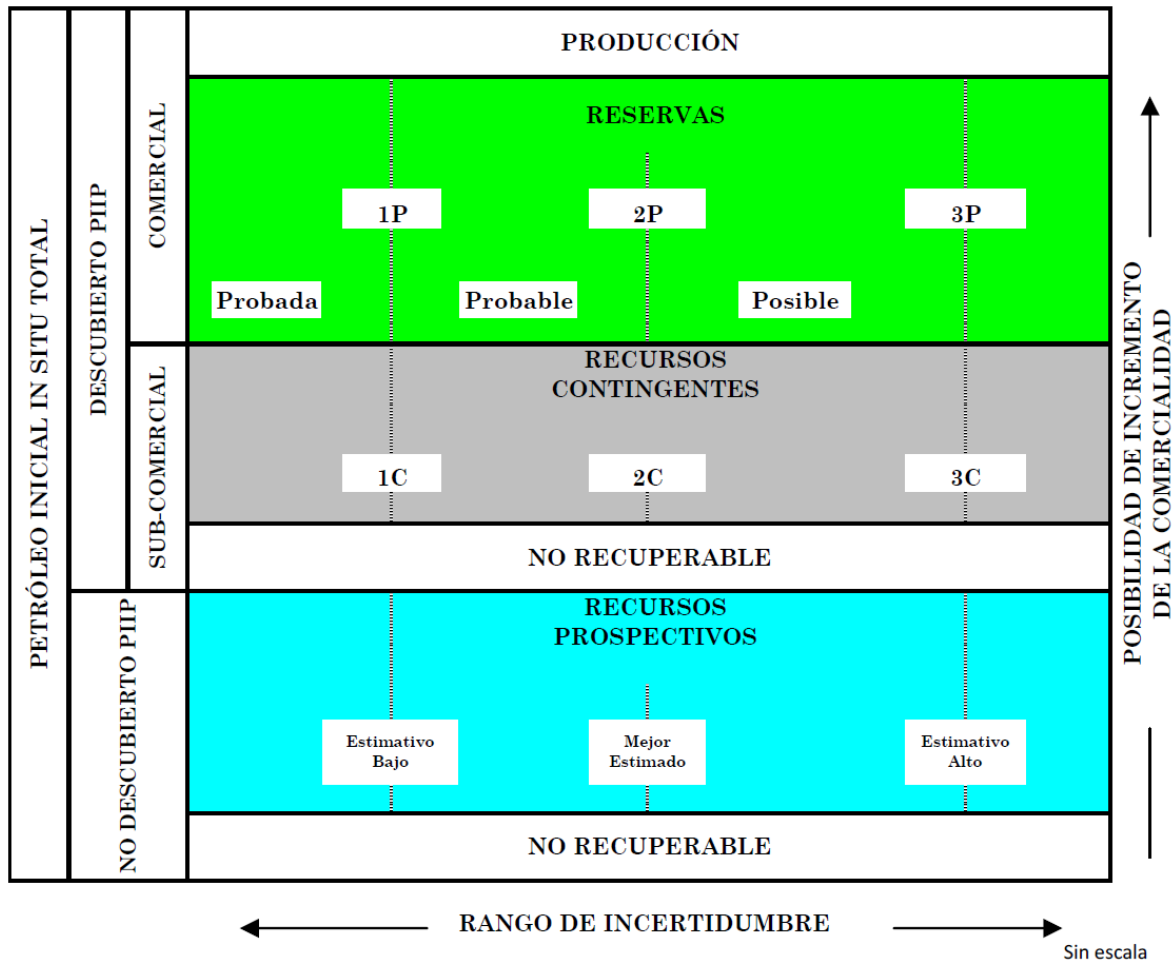


FIGURA 24. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS.

4.1.1.1.3 RECURSOS NO RECUPERABLES

Es aquella porción de hidrocarburos descubiertos o no descubierta inicialmente *in-situ* que se estima, a una fecha dada, no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos; la porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas de la interacción en el subsuelo de fluidos y las rocas del yacimiento.

4.1.1.1.4 RESERVAS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y ser remanentes (a la fecha de la evaluación), basadas en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Adicionalmente, las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, y pueden ser sub-clasificadas, basadas en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

4.1.1.1.5 RECURSOS CONTINGENTES

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman, a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el o los proyecto(s) aplicado(s) aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias.

Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Adicionalmente los recursos contingentes se categorizan de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, y pueden ser sub-clasificados, basados en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

4.1.1.1.6 RECURSOS PROSPECTIVOS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman, a una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una oportunidad asociada de descubrimiento y una oportunidad de desarrollo. Los recursos prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo al nivel de certeza asociado a estimaciones recuperables, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden sub-clasificarse basándose en la madurez del proyecto.

	Descubierto	Recuperable	Comercial	Remanente
Reservas	✓	✓	✓	✓
Recursos Contingentes	✓	Potencialmente	Aún no	✓
Recursos Prospectivos	✓	Potencialmente	Potencialmente	✓

TABLA 6. CRITERIOS QUE LOS RECURSOS Y RESERVAS DEBEN SATISFACER.³⁸

³⁸ (SPE, SPEE, WPC, & AAPG, 2007)

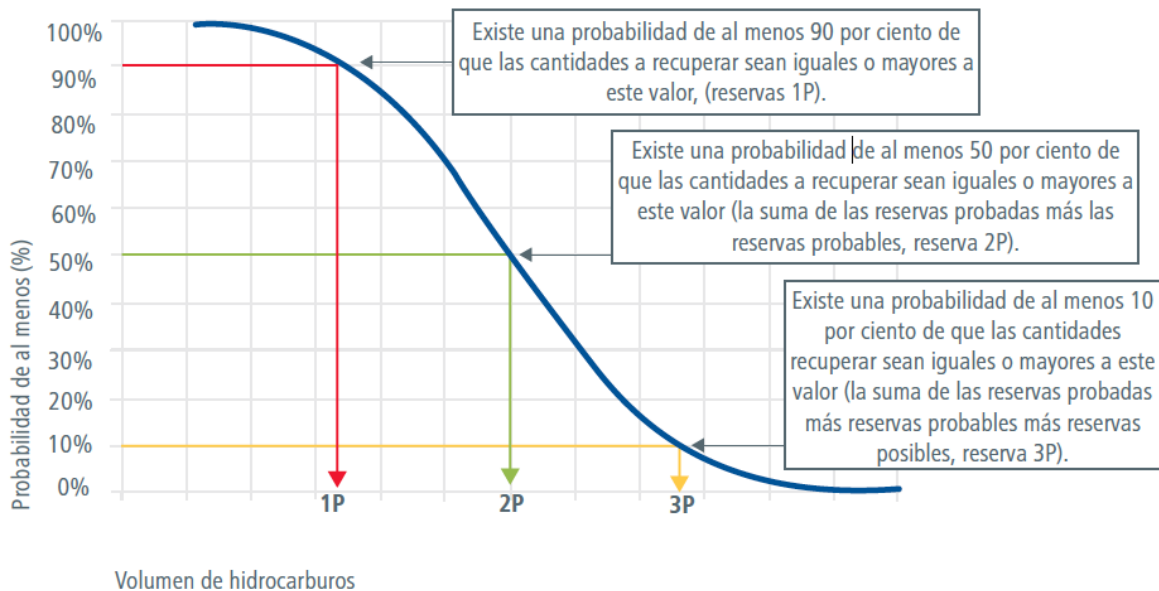


FIGURA 25. CLASIFICACIÓN PROBABILISTA DE RESERVAS.

4.1.1.2 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS

4.1.1.2.1 RESERVAS PROBADAS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que, a partir del análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y regulaciones gubernamentales definidas.

Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certidumbre razonable expresa un alto grado de confianza a que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

4.1.1.3 RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas a reservas probadas, pero más ciertas a ser

recuperadas comparadas a las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores a la suma de las reservas estimadas probadas más probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

4.1.1.4 RESERVAS POSIBLES

Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más probables más posibles (3P), lo que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad del 10% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

4.1.1.5 EVALUACIÓN DE RECURSOS BASADA EN PROYECTOS

4.1.1.5.1 VOLUMEN DE HIDROCARBUROS

Hace referencia al volumen original del yacimiento y a las propiedades de fluido y roca que afectan la recuperación de hidrocarburos.

4.1.1.5.2 PROYECTO

Cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento específico genera un perfil de producción y de flujo de efectivo único. La integración de tiempo de estos perfiles llevados al límite técnico, económico o contractual del proyecto, define los recursos recuperables estimados y las proyecciones del futuro flujo de efectivo asociado a cada proyecto. La relación de recuperación final estimada contra volumen original define el factor de recuperación para los proyectos de desarrollo. Un proyecto se puede definir a varios niveles y etapas de madurez. Puede incluir uno o varios pozos, producción asociada e instalaciones de producción. Un proyecto puede desarrollar varios yacimientos, o muchos proyectos pueden ser aplicados a un solo yacimiento.

4.1.1.5.3 CONTRATOS DE EXTRACCIÓN

Un contrato de extracción incluye los derechos y obligaciones de un contratista, incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definir la participación de cada uno de los participantes en las cantidades producidas (titularidad) y la participación en las inversiones, gastos e ingresos para cada proyecto de recuperación y el yacimiento al cual se debe aplicar. Los contratos de extracción pueden cubrir muchos yacimientos, o un yacimiento puede necesitar diferentes contratos. Un contrato de extracción de hidrocarburos puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas.

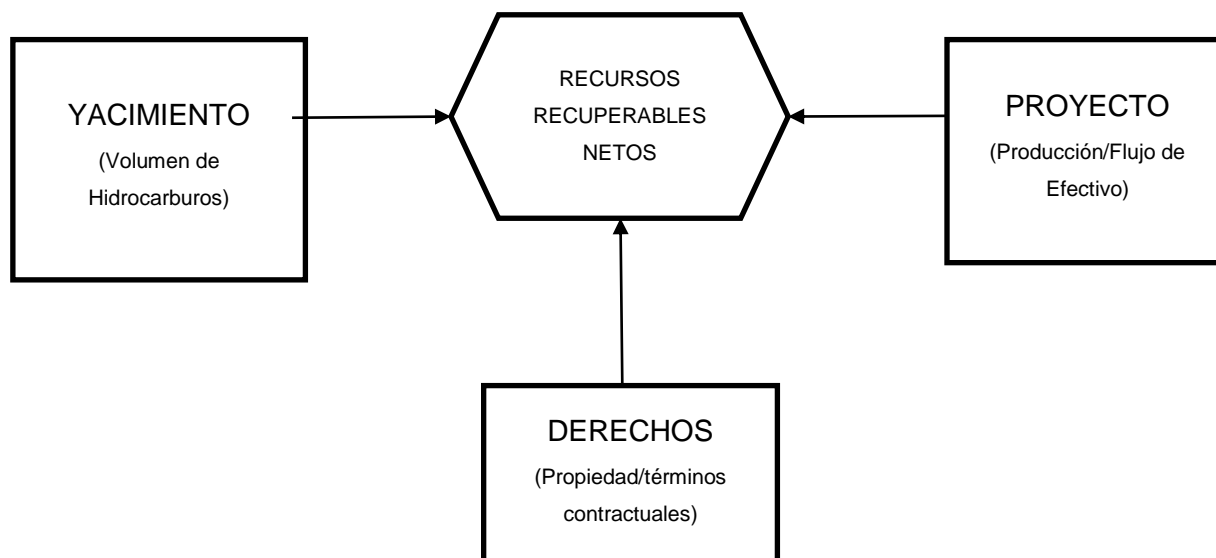


FIGURA 26. ESTIMACIÓN DE RESERVAS BASADA EN PROYECTOS.

4.1.1.5.4 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DEL DESCUBRIMIENTO

Para ser incluido en la clasificación de Reservas, debe haber alto grado de confianza en la productividad comercial del yacimiento, respaldada por pruebas reales de formación o

producción. En ciertos casos se puede designar como Reservas con base en los registros de pozo y/o el análisis de núcleos que indican que el yacimiento en cuestión contiene hidrocarburos y es análogo a otros yacimientos localizados en la misma área que están produciendo, o han demostrado en las pruebas de formación, que están en capacidad de producir.

4.1.1.5.5 DETERMINACIÓN DE LA COMERCIALIDAD

Los volúmenes de descubrimientos recuperables (Recursos Contingentes) puede considerarse comercialmente producibles y por lo tanto Reservas, si la entidad que reclama la comercialidad ha demostrado la firme intención de proceder con el desarrollo, y dicha intención se basa en todos los siguientes criterios:

- Evidencia que apoye un cronograma de desarrollo razonable.
- Una evaluación económica futura de dichos proyectos de desarrollo que cumplan con las inversiones definidas y los criterios de operación.
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todo, o que por lo menos las ventas esperadas de cantidad de producción sean requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias están disponibles o estarán disponibles;

- Evidencia de que los requerimientos legales, contractuales, ambientales y otros asuntos económicos y sociales permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que está siendo evaluado.

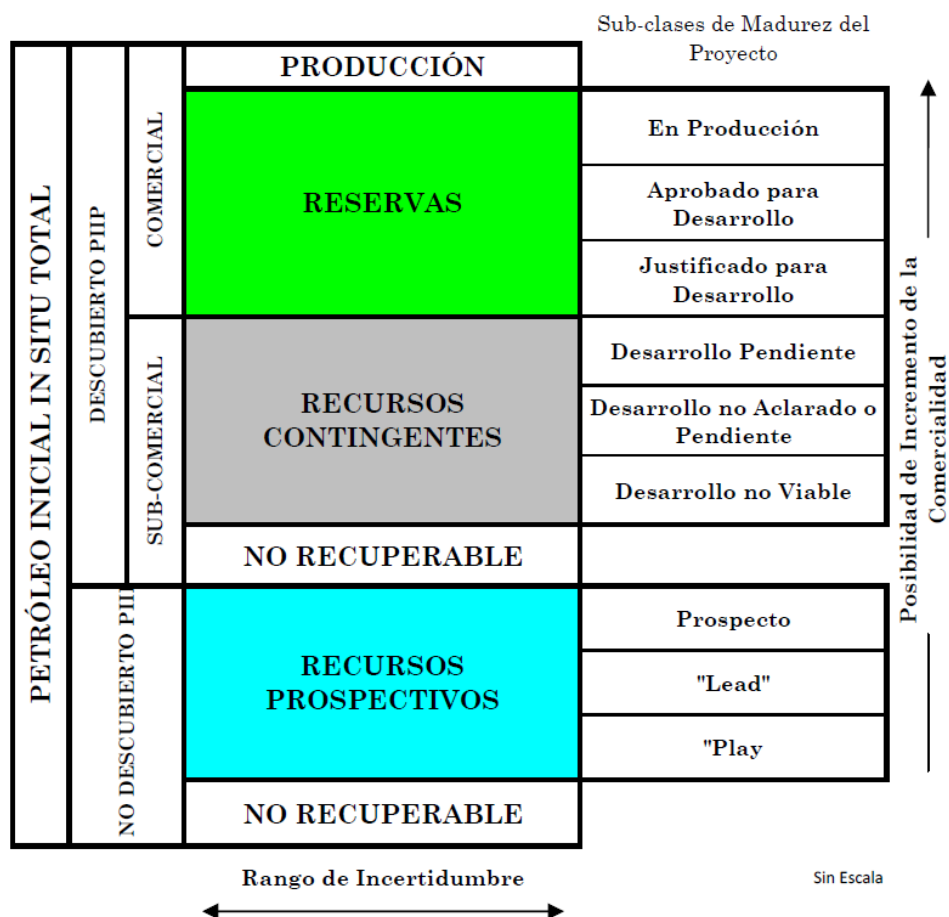


FIGURA 27. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE ACUERDO A LA MADUREZ DEL PROYECTO.

4.1.1.5.6 SUB-CLASES DE MADUREZ DEL PROYECTO

Los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) se pueden sub-clasificar según los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones de negocios) que se requieren para desplazar el proyecto hacia una producción comercial.

4.1.1.6 PROYECTOS INCREMENTALES

Los proyectos incrementales son diseñados para incrementar el factor de recuperación y/o acelerar la producción a través de cambios efectuados a los pozos o instalaciones, perforación de relleno o recuperación mejorada. Dichos proyectos deben clasificarse según los mismos criterios utilizados para los proyectos iniciales.

4.1.2 UNITED NATIONS FRAMEWORK CLASSIFICATION FOR FOSSIL ENERGY AND MINERAL RESERVES AND RESOURCES (UNFC)

La Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales es un sistema para la clasificación y presentación de información sobre la energía fósil y los recursos y reservas minerales, que puede aceptarse de manera universal y aplicarse a nivel internacional.³⁹

La CMNU-2009 es un sistema genérico basado en principios en el que las cantidades se clasifican con arreglo a los tres criterios fundamentales de viabilidad económica y social (E), situación y viabilidad de los proyectos sobre el terreno (F), y conocimiento geológico (G), mediante un sistema de codificación numérico. Las combinaciones de esos criterios dan lugar a un sistema tridimensional.

³⁹ (CNH, 2012)

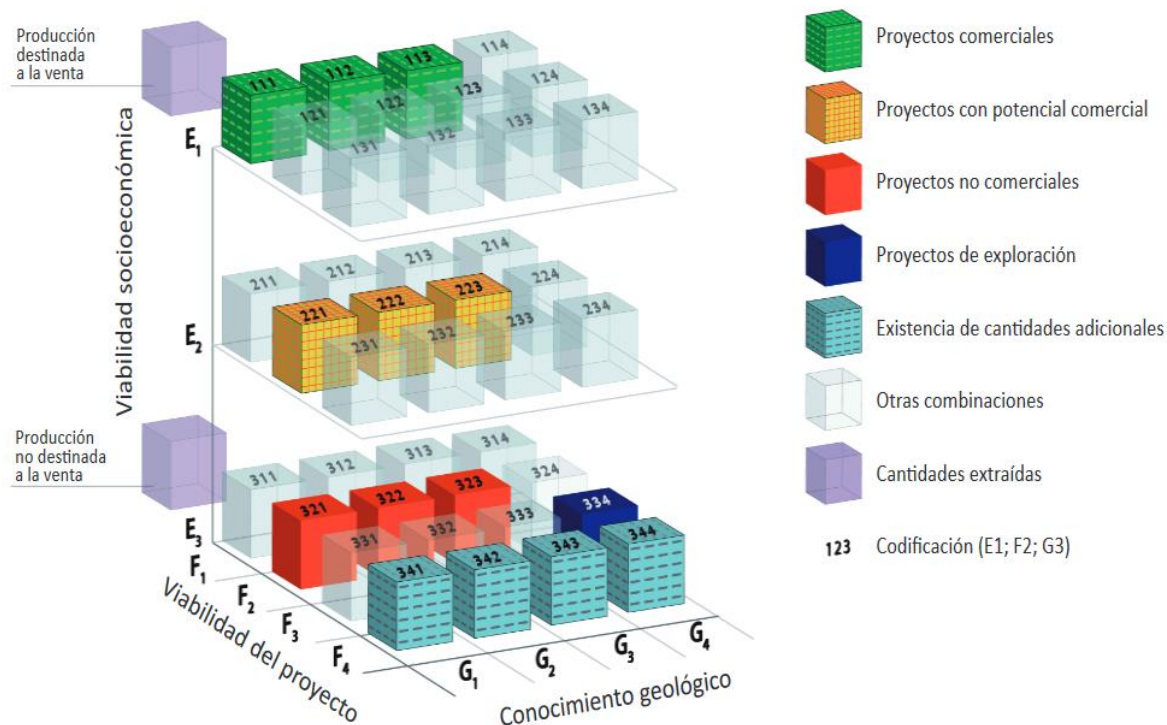


FIGURA 28. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS MINERALES DE LA ONU.⁴⁰

El primer conjunto de categorías (el eje E) designa en qué medida son favorables las condiciones sociales y económicas a la hora de establecer la viabilidad comercial del proyecto, incluida la consideración de los precios de mercado y las condiciones de naturaleza jurídica, normativa, ambiental y contractual. El segundo conjunto (el eje F) designa la madurez de los estudios y compromisos necesarios para poner en práctica planes o proyectos de explotación de los recursos mineros. Esos estudios y compromisos van desde las primeras actividades de exploración realizadas antes de confirmar la existencia de un yacimiento o acumulación hasta el establecimiento de un proyecto para extraer y vender un producto, y reflejan los principios normalizados de la gestión de la cadena de valor. El tercer conjunto de categorías (el eje G)

⁴⁰ (ONU, 2009)

designa el nivel de confianza en el conocimiento geológico y las posibilidades de recuperar las cantidades establecidas.

Clases de la CMNU definidas por categorías y subcategorías						
Total de las existencias iniciales del producto	Extraídas	Producción destinada a la venta				
		Producción no destinada a la venta				
	Clase	Subclase	Categorías			
			E	F	G	
	Yacimiento conocido	Proyectos comerciales	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 con potencial comercial	Pendiente de desarrollo	2 ^b	2.1	1, 2, 3
			Desarrollo detenido	2	2.2	1, 2, 3
		Proyectos no comerciales	Desarrollo sin aclarar	3.2	2.2	1, 2, 3
Desarrollo no viable			3.3	2.3	1, 2, 3	
Cantidades adicionales existentes		3.3	4	1, 2, 3		
Yacimiento potencial	Proyectos de exploración	[Sin subclases definidas] ^c	3.2	3	4	
	Cantidades adicionales existentes		3.3	4	4	

FIGURA 29. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE LA ONU.

4.1.2.1 CLASES

Una clase queda definida unívocamente al seleccionar una combinación determinada de una categoría o subcategoría (o grupos de categorías o subcategorías) de cada uno de los tres criterios. Como los códigos se citan siempre en la misma secuencia (E; F; G), pueden suprimirse las letras y dejarse solo los números. De esa manera, el código numérico que define una clase resulta idéntico en todos los idiomas que utilizan la numeración arábica.

4.1.2.1.1 E1

La extracción y la venta resultan económicamente viables en las actuales condiciones del mercado y si se adoptan hipótesis realistas de las posibles condiciones del mercado en el futuro. Se han confirmado todas las aprobaciones o contratos necesarios o se tienen expectativas razonables de que esas aprobaciones o contratos se confirmarán en un plazo razonable. La viabilidad económica no se ve afectada por condiciones de mercado adversas a corto plazo, siempre que las previsiones a largo plazo sigan siendo favorables.

4.1.2.1.2 E2

No se ha confirmado que la extracción y venta sean económicamente viables, pero, adoptando hipótesis realistas de las posibles condiciones de mercado en el futuro, se tienen perspectivas razonables de la viabilidad económica de la extracción y venta en el futuro previsible.

4.1.2.1.3 E3

Adoptando hipótesis realistas de las posibles condiciones del mercado en el futuro, se considera actualmente que no hay perspectivas razonables de la viabilidad económica de la extracción y venta en el futuro previsible; o bien la viabilidad económica de la extracción no puede determinarse todavía porque no se dispone de información suficiente (por ejemplo, durante la fase de exploración). Se incluyen también las cantidades que está previsto extraer, pero no que se destinarán a la venta

4.1.2.1.4 F1

Se ha confirmado la viabilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación definido.

Se está procediendo actualmente a la extracción; o está en marcha la ejecución del proyecto de explotación; o se han terminado estudios suficientemente detallados que demuestran la viabilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación definido.

4.1.2.1.5 F2

La viabilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación es objeto de una anterior evaluación.

Estudios preliminares demuestran la existencia de un yacimiento de forma, calidad y cantidad tales que puede evaluarse la viabilidad de la extracción mediante un proceso de desarrollo. Puede que sea necesario obtener nuevos datos o realizar nuevos estudios para confirmar la viabilidad de la extracción.

4.1.2.1.6 F3

No puede determinarse la viabilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación definido debido a la limitación de datos técnicos.

Estudios muy preliminares que pueden basarse en un proyecto de explotación definido, indican la necesidad de obtener más datos para conformar la existencia de un yacimiento de forma, calidad y cantidad tales que permita evaluar la viabilidad de la extracción.

4.1.2.1.7 F4

No se ha determinado ningún proyecto de explotación. Cantidades in situ que no se extraerán mediante ningún proyecto de explotación actualmente definido.

4.1.2.1.8 G1

Cantidades asociadas con un yacimiento conocido que pueden estimarse con un nivel de confianza alto.

4.1.2.1.9 G2

Cantidades asociadas con un yacimiento conocido que pueden estimarse con un nivel de confianza moderado

4.1.2.1.10 G3

Cantidades asociadas con un yacimiento conocido que pueden estimarse con un nivel de confianza bajo

4.1.2.1.11 G4

Cantidades estimadas asociadas con un posible yacimiento, basadas principalmente en indicios indirectos.

4.2 REGULADORES FINANCIEROS

En esta sección se presenta la clasificación y definiciones de reservas publicadas por distintos reguladores financieros de las actividades de exploración y producción del mundo, como ya se ha mencionado en este trabajo con anterioridad los reguladores financieros centran sus esfuerzos en evaluar las reservas en el corto plazo por lo que en la mayoría de los casos solo reconocen las reservas probadas.

4.2.1 SEC (SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION)⁴¹

La SEC define como reservas a las cantidades estimadas remanentes de aceite y gas natural que se anticipa serán económicamente producidas en una fecha esperada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas con fundamento en lo siguiente:

- Análisis de la información de geociencias e ingeniería.
- El uso de tecnología confiable.
- El derecho legal de producir.
- Instalaciones de distribución hacia los mercados.
- Todos los permisos y financiamiento.
- Económicamente producibles con los precios y costos actuales.
- Se establece que en el caso de existir fallas sellantes, no se debe considerar como reserva más allá de la falla si el área no ha sido perforada y evaluada como económicamente producible.

4.2.1.1.1 ESTIMACIÓN DETERMINISTA

Es la estimación de reservas tomando un único valor de los parámetros utilizados en la estimación de reservas.

⁴¹ (SEC, 2008)

4.2.1.1.2 ESTIMACIÓN PROBABILISTA

Es aquella que considera todo el abanico de posibles valores para los parámetros utilizados en la estimación de reservas, asociado a la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos

4.2.1.1.3 RESERVAS DESARROLLADAS

Reservas de cualquier categoría que se espera sean recuperadas mediante:

Pozos existentes, con equipo y operaciones existentes o mediante equipo con un costo menor al de perforar un nuevo pozo. Instalaciones de producción existentes e infraestructura operativa.

4.2.1.1.4 RESERVAS NO DESARROLLADAS

Reservas de cualquier categoría que se espera sean recuperables mediante la perforación de pozos nuevos, o mediante pozos existentes, en los cuales se requiere una inversión significativa en reparaciones mayores.

La perforación de nuevos pozos está limitada a las reglas de espaciamiento entre pozos, al menos que mediante el uso de tecnología confiable se justifique una distancia mayor.

Para que un área no perforada pueda ser clasificada como reserva no desarrollada, es necesario que el plan de desarrollo esté aprobado y que los pozos programados sean perforados en los próximos 5 años, a menos que circunstancias específicas justifiquen mayor tiempo.

4.2.1.1.5 RECUPERACIÓN SECUNDARIA O MEJORADA

No se reconocerá reservas, a menos que hayan sido probados dichos métodos en proyectos actuales en el mismo yacimiento o en un yacimiento análogo, o por medio del uso de tecnología confiable que pueda establecer certeza razonable.

4.2.1.1.6 ECONÓMICAMENTE PRODUCIBLE

Con relación a los recursos, significa recursos que generan ingresos mayores o que resulta razonable esperar ingresos mayores a los costos de operación. El valor de los productos será determinado en el punto de entrega.

4.2.1.1.7 RESERVAS PROBADAS

Son aquellas cantidades que mediante el análisis de geociencias e ingeniería, se puede estimar con certeza razonable, que serán económicamente producibles, en una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales, hasta una fecha contractual definida.

Para su estimación se pueden utilizar tanto métodos deterministas como métodos probabilistas.

Un proyecto de extracción de hidrocarburos debe estarse llevando a cabo o debe de comenzar en un tiempo razonable.

- El área probada incluye:
 - Un área identificada mediante perforación de pozos y limitada por el contacto de fluidos.
 - Áreas adyacentes no perforadas con certeza razonable de tener continuidad y contener cantidades económicamente producibles de aceite o gas.
- Contacto de fluidos limitado por:
 - El nivel más bajo de hidrocarburos conocido (Lowest known hydrocarbons) identificado mediante la penetración de los pozos, a menos que mediante la aplicación de tecnología confiable se determine un contacto más bajo.
 - El nivel más alto de hidrocarburos conocido (Highest known oil), a menos que mediante la aplicación de tecnología confiable se determine un contacto más alto.
- Las Reservas que se espera sean producidas mediante métodos de recuperación mejorada se consideran probadas si:
 - Cuenta con una prueba piloto exitosa, o
 - existe la aplicación del método en yacimientos análogos, o
 - Se tiene certeza razonable mediante la aplicación de tecnología confiable, y
 - El proyecto ha sido aprobado por todas las partes, incluyendo las entidades gubernamentales.

4.2.1.1.8 CONDICIONES ECONÓMICAS EXISTENTES

Precios y costos a los cuales es económicamente producible. El precio es el promedio aritmético del primer día de cada mes, a menos que el precio sea definido mediante un arreglo contractual, excluyendo escalaciones basadas en condiciones futuras.

4.2.1.1.9 CERTEZA RAZONABLE

De manera determinista se define como el alto grado de confianza de que las cantidades de hidrocarburos serán recuperadas, entendiendo como el alto grado de confianza que existe si las cantidades son más probables de ser recuperadas que de no serlo. De manera probabilista se define si existe al menos el 90% de probabilidad de que las cantidades sean iguales o mayores a lo estimado.

4.2.1.1.10 TECNOLOGÍA CONFIABLE

Una o más tecnologías (incluyendo métodos computacionales) que han sido probados y han demostrado proveer resultados consistentes con certeza razonable y que pueden ser llevados a cabo de manera repetitiva en la misma formación o en formaciones análogas.

4.2.1.1.11 YACIMIENTO ANÁLOGO

La SEC define como yacimientos análogos a aquellos que comparten propiedades similares de roca y fluidos, o condiciones de yacimiento similares tales como:

- Profundidad
- Temperatura
- Presión
- Mecanismos de empuje
- Cuando se utiliza para sustentar reservas probadas los yacimientos comparten las siguientes características en común:
 - Misma formación geológica (no necesariamente comunicada).
 - Mismo ambiente de depósito
 - Estructura geológica similar
 - Mismo mecanismo de empuje

Se deben considerar que las características del yacimiento análogo no sean más favorables que en el yacimiento de interés.

4.2.1.1.12 RESERVAS PROBABLES

Son reservas adicionales, con menor certeza de ser recuperadas que las reservas probadas, en conjunto con las reservas probadas tienen la misma probabilidad de ser recuperadas que de no serlo.

De manera determinista: tan probable como no, que las cantidades remanentes recuperadas excedan la suma de las reservas probadas más las probables.

De manera probabilista: Al menos 50% de probabilidad que las cantidades remanentes recuperadas sean igual o excedan a las reservas probadas, más las probables

Pueden ser asignadas a áreas de yacimientos adyacentes a áreas probadas donde se tiene menos certeza del control de la información o de su interpretación, o donde la continuidad estructural o de productividad no cumple con el criterio de certeza razonable.

Pueden ser asignadas a áreas estructuralmente más altas que las áreas probadas donde se tiene comunicación de presión con el área probada. Pueden ser asignadas a áreas estructuralmente más bajas que el probada, si es que estas áreas están en comunicación con el área probada. Incluye cantidades potencialmente incrementales asociadas con un mayor factor de recuperación de hidrocarburos que el asumido en las reservas probadas.

El estimado de las reservas probadas más probables deben estar basadas en interpretaciones técnicas y comerciales con base en proyectos que están bien documentados incluyendo comparaciones de resultados con proyectos similares exitosos.

Las reservas probables pueden ser asignadas a profundidades que están por encima del HKO que no cumplen con el criterio de certeza razonable si es que las propiedades de los fluidos e interpretaciones del gradiente de presión proveen suficiente información.

4.2.1.1.13 RESERVAS POSIBLES

Cantidades adicionales de reservas con menor certeza de ser recuperadas que las reservas probables. De manera determinista el total de las cantidades a ser recuperadas por el proyecto tienen baja probabilidad de exceder a la reserva probada más probable más posible.

De manera probabilista tiene al menos 10% de probabilidad que las cantidades recuperadas sean iguales o excedan a la reserva probada más probable más posible.

Puede ser asignado a áreas del yacimiento adyacentes a áreas probables donde el control de información y las interpretaciones son progresivamente menos certeras, con frecuencia son áreas donde con la información disponible no se puede determinar los límites verticales de la producción comercial que abarca el proyecto. Incluye cantidades potencialmente incrementales asociadas con un mayor factor de recuperación de hidrocarburos que el asumido en las reservas probables.

El estimado de las reservas probadas más probables más posibles deben estar basadas en interpretaciones técnicas y comerciales, con base en proyectos que están bien documentados incluyendo comparaciones de resultados con proyectos similares que han resultado exitosos.

Las reservas posibles pueden ser asignadas a profundidades que están por encima del HKO que no cumplen con el criterio de certeza razonable, si es que las propiedades de los fluidos e interpretaciones del gradiente de presión proveen suficiente información.

Pueden ser asignadas donde, mediante información disponible, se puede identificar partes del mismo yacimiento separadas del área probada por fallas con un desplazamiento menor al del espesor de la formación o alguna otra discontinuidad geológica que no ha sido perforada, si el analista considera que algunas áreas adyacentes están comunicadas con el área probada.

Pueden ser asignadas a áreas estructuralmente por encima o por debajo del área probada si es que se encuentran comunicadas con el área probada.

4.2.1.1.14 PRECIO PROMEDIO DE LOS ÚLTIMOS 12 MESES.

La SEC en su definición de reservas probadas, establece que la extracción de hidrocarburos de un yacimiento debe estar basado en condiciones económicas actuales y especifica que para determinar si un volumen de hidrocarburos es económicamente producible, una compañía debe usar el precio promedio de 12 meses, calculado como el promedio aritmético del primer día de los 12 meses previos a la elaboración del reporte, a menos que el precio esté definido mediante un acuerdo contractual.

4.2.1.1.15 PROYECTO DE DESARROLLO

Es el medio para que los recursos petroleros sean económicamente producibles, por ejemplo:

- El desarrollo de un campo.

- Desarrollo incremental en un campo.
- El desarrollo integrado de un grupo de campos con instalaciones de producción comunes.

4.2.1.1.16 ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La SEC considera actividades de producción de hidrocarburos a las siguientes:

- Exploración de aceite gas natural y líquidos del gas natural.
- La adquisición de los derechos de exploración y extracción.
- Construcción, perforación y actividades necesarias para la extracción de hidrocarburos incluyendo sistemas artificiales de producción, así como la recolección separación y tratamiento de los hidrocarburos
- Extracción de hidrocarburos comercializables ya sea en fase sólida, líquida o gaseosa incluyendo arenas bituminosas, aceite y gas shale, gas asociado al carbón, o cualquier otro recurso no renovable que se pretenda extraer para ser transformado en aceite o gas sintéticos.

Las actividades que no corresponden a la producción de hidrocarburos son las siguientes:

- El transporte, refinación y comercialización de aceite y gas natural.
- Producción de vapor geotérmico.
- Actividades de explotación de recursos naturales cuyo fin no sea la producción de aceite o gas natural.

4.2.2 UK STATEMENT OF RECOMMENDED PRACTICES (SORP-2001).⁴²

El grado de certeza de las reservas probadas y probables es dado por una definición probabilística (2P => P50), mientras las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas usan definición determinística (certeza razonable) casi igual a la definida por la SEC.

Se debe utilizar un valor determinista de los límites como el LKH y el área del yacimiento.

Las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas son definidas con precios y costos hasta la fecha de estimación. Las definiciones de reservas probadas y probables no contemplan este aspecto, aunque la cuantificación de reservas tiene que basarse en una evaluación económica razonable.

⁴² (UK, 2001)

La SORP requiere que la fuente de estimación sea divulgada junto con una descripción de las bases utilizadas para llegar a cantidades exactas. Las directrices SORP tienen un propósito de información financiero; no se contemplan aspectos metodológicos.

SORP es principalmente un documento de normas de contabilidad. Este no discute el total de las reservas y el sistema de clasificación de recursos (no reservas posibles, no recursos contingentes o prospectivos) ni provee orientación detallada sobre las prácticas de evaluación recomendados. Sus definiciones de reservas se limitan a las probadas y 2P.

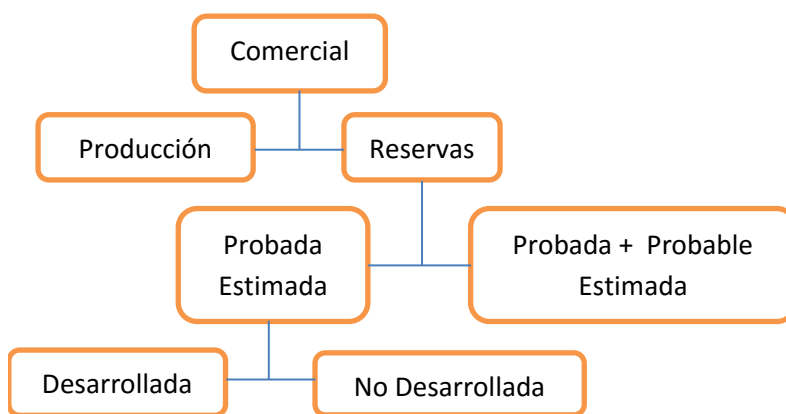


FIGURA 30. CLASIFICACIÓN DE RESERVAS SORP
2001

- Las reservas solamente pueden ser consideradas probadas y probables si la productividad es soportada por producción actual o pruebas de formación convincentes.
- La categoría 2P incluye inmediatamente porciones no perforadas mostrando que se puede tomar como económicamente productiva, basado en información de ingeniería geológica y geofísica.
- La recuperación mejorada en reservas 2P se puede definir basándose en pruebas piloto exitosas u operación de un programa instalado en el yacimiento u otra evidencia razonable (análogos exitosos o estudios de simulación de yacimientos).
- Las reservas pueden ser consideradas comercialmente producibles si la gestión tiene la intención de desarrollarlas y producirlas.

4.2.2.1.1 RESERVAS COMERCIALES

Las reservas probadas y probables de hidrocarburos son las cantidades estimadas de crudo petróleo, gas natural y líquidos de gas natural que, a partir de datos geológicos, geofísicos y de ingeniería demuestran con un determinado grado de certeza sean recuperables en los siguientes años de yacimientos conocidos y que se consideran comercialmente producibles. Debe haber una probabilidad de 50 por ciento que la cantidad real de reservas recuperables será de más de la cantidad que se estima probada y probable, y un 50 por ciento de probabilidad de que será menos. Las probabilidades equivalentes para las categorías probada (90%) de probables (50%) y posibles (10%).

Las reservas pueden ser consideradas comercialmente producibles si se tiene la intención de desarrollarlas y producirlas basado en:

- Una evaluación económica razonable de la producción esperada
- Expectativa razonable que hay un mercado para la producción esperada
- Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte están o estarán disponibles

Además, las reservas sólo se pueden considerar probada y probable si la producibilidad está soportada por la producción real o prueba de formación concluyentes. El área de depósito considerado probada incluye (a) la parte delimitada por la perforación y definido por gas-aceite y / o contactos de aceite-agua, en su caso, o ambos, (b) las partes inmediatamente contiguas aún no perforados, pero que pueden ser juzgadas razonablemente como económicamente productivos sobre la base de geofísica disponible, geológicos y datos de ingeniería. En ausencia de información sobre los contactos entre fluidos, el LKH estructural es el límite probado inferior del yacimiento.

Las reservas que se pueden producir económicamente a través la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, sólo pueden incluirse en las categorías probada y probable mediante una prueba piloto exitosa, la ejecución de un plan de desarrollo, o de otras técnicas razonables (tales como, la experiencia de las mismas técnicas en yacimientos análogos o simulación de yacimientos) proporciona soporte para el análisis de ingeniería de la que el proyecto o programa se basó.

4.2.2.1.2 Reserva probada desarrollada y no desarrollada

Son las cantidades estimadas de hidrocarburos que a partir de datos geológicos y de ingeniería demuestran con certeza razonable que serán recuperables en los siguientes años a partir de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y operativas existentes, es decir, los precios y costos como en la fecha en que se realiza la estimación.

Los yacimientos se consideran probados si se prueba su producibilidad económica apoyada por la producción real o prueba formación concluyente. El área del yacimiento definida por (a) la perforación y definida por los contactos gas-aceite o agua-aceite, si lo hay, o ambos, y (b) el área adyacente aún no perforada, pero que pueden ser razonablemente juzgado como económicamente productivo con la información geológica y de ingeniería. En ausencia de información del contacto de los fluidos, el LKH de hidrocarburos controla el límite probada inferior del depósito.

Las reservas que se pueden producir económicamente a través de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada se reconoce como reserva solo mediante la aplicación de una prueba piloto exitosa, o la implementación del método llevándose a cabo.

Las estimaciones de reservas probadas no incluyen los siguientes: (a) cantidades adicionales de hidrocarburos de yacimientos conocidos pero consideradas adicionales (b) hidrocarburos con incertidumbre geológica o comercial (c) hidrocarburos en áreas prospectivas no perforadas y (d) hidrocarburos no convencionales

Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en probada desarrollada y Probada no desarrollada

4.2.2.1.3 RESERVAS DESARROLLADAS PROBADAS DE PETRÓLEO Y GAS

Son las reservas que se espera recuperar a través de pozos existentes con equipos y métodos operativos actuales. Los hidrocarburos que se esperan obtener mediante la aplicación de otras técnicas de recuperación mejorada para o que se complementar las fuerzas y mecanismos de recuperación primaria naturales recuperación por lo general debe ser incluido como probadas desarrolladas mediante la aplicación exitosa de una prueba piloto o mediante la implementación de un proyecto que confirme la recuperación adicional de hidrocarburos.

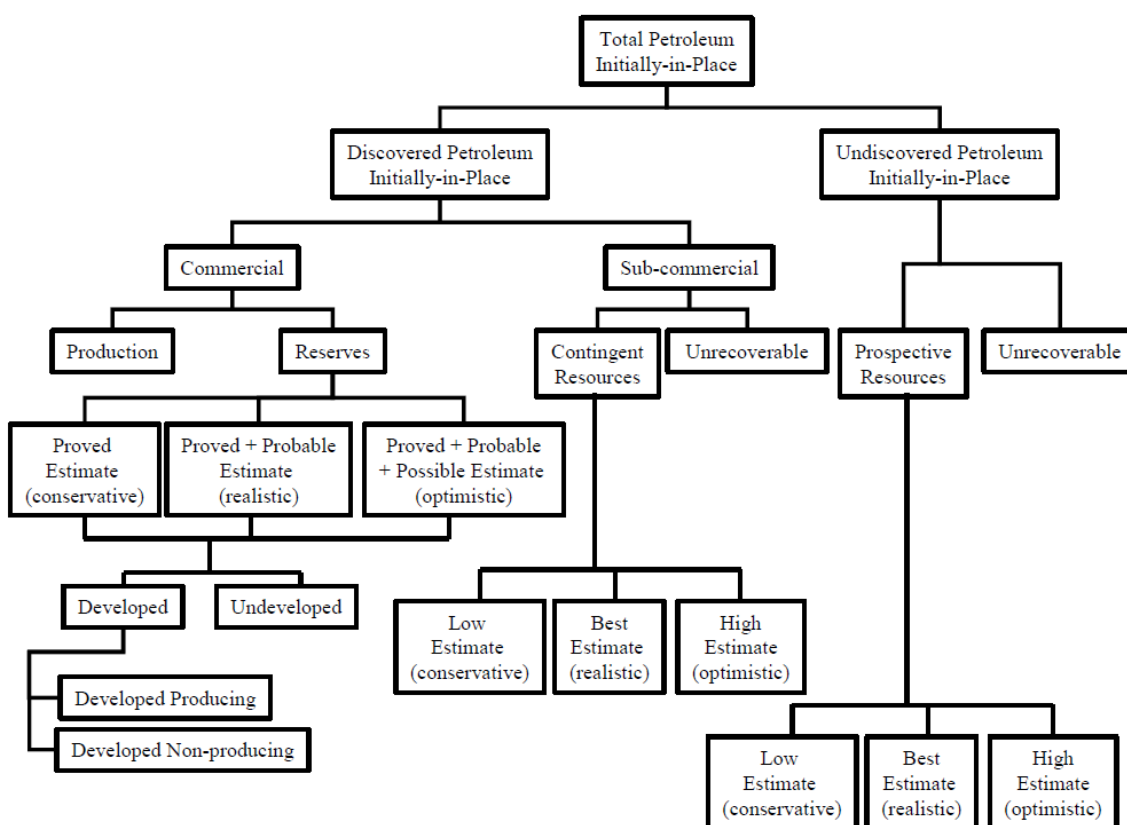
El resto de las reservas probadas que no cumplen con esta definición son probadas no desarrollada.

4.2.3 CANADIAN SECURITIES ADMINISTRATORS.⁴³

Utiliza la clasificación y definiciones de reservas contenidas en el Manual Canadiense para la Evaluación de Hidrocarburos (COGEH) que fue elaborado por el capítulo canadiense de la SPEE y el Instituto Canadiense de Minas, Metalurgia y Petróleo (CIM).

Bajo los criterios del instrumento nacional NI51-101 la cuantificación de reservas debe abarcar a las categorías:

- Probada
- Probada más probables
- Probada más probable más posibles es opcional
- Recursos contingentes es opcional
- Recursos prospectivos es opcional



4.2.3.1.1 RESERVAS

Cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán recuperadas comercialmente de yacimientos descubiertos. Es necesario que exista certeza que se desarrollará el proyecto y los volúmenes serán producidos en un tiempo razonable.

4.2.3.1.2 RESERVAS PROBADAS

Son las cantidades que se estima con un alto grado de certeza que serán recuperadas, es muy probable que las cantidades remanentes excedan la reserva probadas.

4.2.3.1.3 RESERVAS PROBABLES

FIGURA 31. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS CANADIENSE DEL CIM.

Son aquellas cantidades adicionales de reservas en las que se tiene menos certeza de que sean recuperadas que las reservas probadas. Es igual de probable que las reservas remanentes sean mayores o menores que la reserva probada más probable.

4.2.3.1.4 RESERVAS POSIBLES

Son aquellas cantidades adicionales de reservas en las que se tiene menos certeza de que sean recuperadas que las reservas probables. Es poco probable que las reservas remanentes sean mayores o menores que la reserva probada más probable más posible.

4.2.3.1.5 RECURSOS CONTINGENTES

Cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán recuperadas en una fecha dada de yacimientos descubiertos, pero actualmente no son comerciales, incluye recursos para los cuales no hay mercado actualmente.

4.2.3.1.6 RECURSOS NO DESCUBIERTOS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos estimados a una fecha dada que serán descubiertos, se clasifican como recursos prospectivos.

4.2.3.1.7 RECURSOS PROSPECTIVOS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos estimados a una fecha dada que serán descubiertos, y serán recuperables técnica y económicamente.

4.3 REGULADORES GUBERNAMENTALES

En esta sección se presenta la clasificación y definiciones de recursos y reservas publicadas por reguladores gubernamentales quienes centran sus esfuerzos en conocer todos los recursos de hidrocarburos del país, por lo que sus clasificaciones abarcan recursos descubiertos comerciales y no comerciales, así como recursos aun no descubiertos.

4.3.1 NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE.⁴⁴

Una de las principales tareas de *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) es mantener y vigilar los recursos petroleros para que las autoridades puedan tener la mejor base posible para la planificación de las medidas para garantizar que están bien gestionadas y para la previsión de actividades y producción futura.

La “NPD” es un buen ejemplo de una aplicación modificada de la clasificación SPE/WPC/AAPG 2000, para satisfacer las necesidades legales y regulatorias del sistema noruego.

⁴⁴ (Norwegian Petroleum Directorate, 2001)

El sistema de clasificación “NPD”, se basa en que los recursos recuperables en un campo o descubrimiento, deben ser clasificados de acuerdo a su posición en la cadena de desarrollo (estatus del proyecto), es decir en las diferentes etapas de madurez.

Los recursos están divididos en 10 diferentes categorías (estatus del proyecto).

Todos los recursos deben ser, en la medida de lo posible, reportados los escenarios bajo, medio y alto. Esto permite una oportunidad para describir la incertidumbre en la cantidad de recursos en los campos individuales y en el informe completo de los recursos (cartera total).

Las Categorías “0-7” abarcan los recursos descubiertos, recursos recuperables, las posibles medidas futuras para mejorar el factor de recuperación se colocan en la categoría 7, junto con los descubrimientos que aún no han sido evaluados. Las categorías “8 y 9” abarcan los recursos no descubiertos. 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.

Todas las compañías operando en Noruega deben presentar anualmente información de recursos acorde a esta clasificación. Por otra parte, la mayor parte de las compañías noruegas de petróleo y gas han adoptado el mismo, o un similar, sistema de administración de recursos interno.

4.3.2 CLASIFICACIÓN DE LA FEDERACIÓN RUSA (FR) 2005.⁴⁵

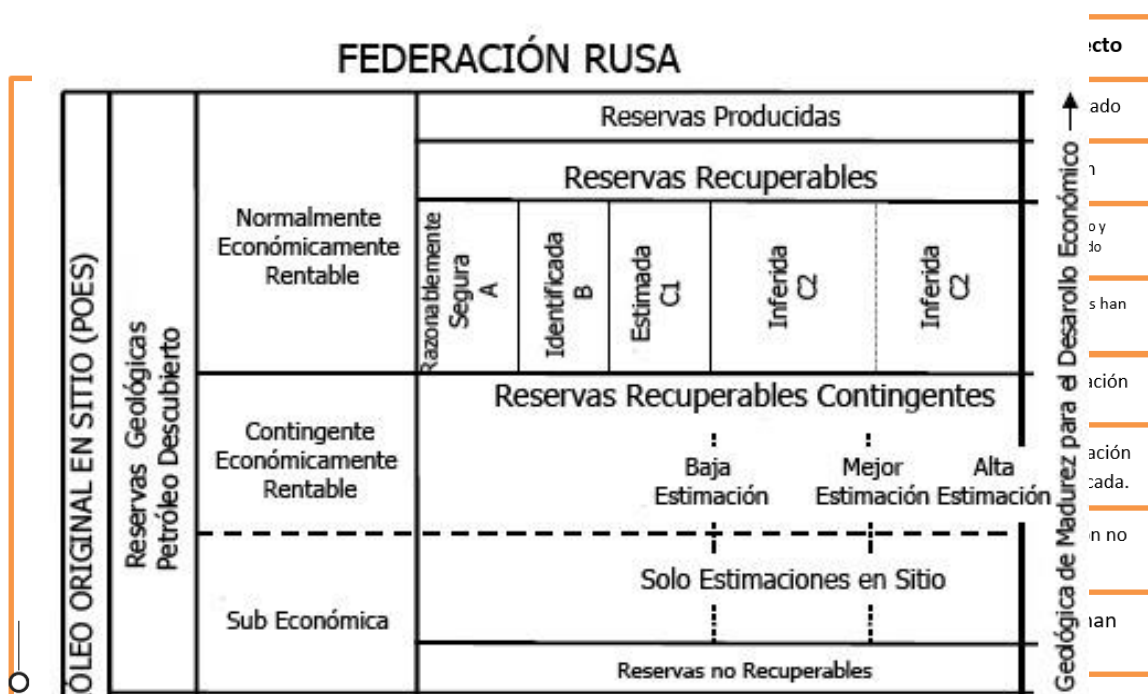


FIGURA 32. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS DEL NPD.



⁴⁵ (SPE Oil and Gas Reserves Committee, 2005)

La clasificación rusa RF2005 estableció principios uniformes para la clasificación de reservas y recursos de aceite y gas natural en la Federación Rusa basado en conocimiento de exploración geológica y grado de madurez para desarrollo económico, las cantidades de aceite y gas encontradas en el subsuelo son divididas en reservas geológicas (descubiertas) y reservas geológicas (no descubiertas). Las reservas geológicas son utilizadas en la planeación del desarrollo incluyendo tratamiento y transporte para predicción de la producción y evaluar por provincia, región, distrito, zonas, áreas y trampas individuales; tal información es usada en planeación de actividades futuras de exploración.

Eficiencia económica y productividad comercial – Basado en el nivel de productividad comercial de un depósito y un flujo de efectivo descontado (VPN) basado en indicadores económicos y tasas de descuento fijo. Las reservas son separadas en tres grupos:

4.3.2.1.1 ECONÓMICO NORMALMENTE RENTABLE

Son reservas que, de acuerdo a cálculos técnicos y económicos, han sido evaluadas como comercialmente recuperables y serán producidas bajo condiciones de mercado competitivas, con el uso de equipo y tecnología producción y tratamiento, garantizando que se cumplan los requerimientos para el uso racional de los recursos y que se cumple con los requerimientos de protección ambiental.

FIGURA 33. CLASIFICACIÓN DE RECURSOS RUSA

4.3.2.1.2 ECONÓMICO CONTINGENTE RENTABLE

Son volúmenes que a la fecha de evaluación no se consideran reservas, pero el desarrollo puede ser factible a través de un cambio de precios, nuevos mercados o nuevas tecnologías.

4.3.2.1.3 SUB-ECONÓMICO

Son reservas cuyo desarrollo, en una fecha dada, no es considerado factible por razones técnicas, económicas o tecnológicas. Esto incluye no sólo acumulaciones no comerciales, también aquellas confinadas dentro de los límites de zonas protegidas, áreas populares, parques

nacionales, monumentos históricos/culturales y depósitos localizados lejos de líneas de transporte e infraestructura de producción.

4.3.2.1.4 CATEGORÍA A (RAZONABLEMENTE ASEGURADO)

Incluye reservas produciendo de una acumulación de hidrocarburos perforada en la base la red de explotación de pozos, conforme al documento de diseño para una producción apropiada. Todas las categorías, características de la roca y fluidos (incluyendo contacto de fluidos) confirmados por perforación, muestreo y registros de pozos suficientes para construir modelos de simulación multidimensional. La explotación rentable es determinada por un diseño técnico y confirmado por operaciones de recuperación actuales. Categoría A incluye:

- Reservas en yacimientos desarrollados comercialmente, siendo producidas por producción de pozos con el uso de tecnologías de recuperación establecidas.
- Reservas en yacimientos desarrollados comercialmente, que por varias razones no han sido producidas a la fecha estimada por que ponerlos a producir está económicamente justificado y no requerirá algún gasto adicional.
- Reservas incrementales que pueden ser rentablemente recuperadas de reservas geológicas (en el sitio), a través de la aplicación de recuperación mejorada establecidos.
- Reservas incrementales que pueden ser rentablemente recuperadas de reservas geológicas (en el sitio) a través de Infill Drilling (pozos de relleno) dentro de la red primaria de pozos produciendo.

4.3.2.1.5 CATEGORÍA B (IDENTIFICADA)

Incluye reservas de acumulaciones de hidrocarburos que han sido exploradas y maduras para desarrollo, estudiados por sísmica y perforación de pozos, delimitación y pozos productores donde se obtuvieron flujos comerciales. Toda la geología, características de la roca y los fluidos son razonablemente bien conocidas y suficientes para construir modelos confiables de simulación. La productividad comercial de un yacimiento ha sido confirmada por datos de una prueba piloto de producción, registros geofísicos de pozos y justificados por un diseño de desarrollo técnico. La categoría B incluye reservas de porciones de yacimientos en zonas de producción de pozos donde han sido obtenidos flujos comerciales con pruebas de producción.

4.3.2.1.6 CATEGORÍA C1 (ESTIMADA)

Incluye reservas de acumulaciones de hidrocarburos estudiadas mediante sísmica en áreas adyacentes a las categorías A y B, donde la información geológica y geofísica indica con certeza razonable que la formación objetivo tiene continuidad lateral y existe una alta probabilidad de que resulte comercial. Se estima el comportamiento de producción y de rentabilidad de manera análoga con las áreas ya exploradas del yacimiento. La categoría C1 incluye reservas:

- En áreas no perforadas del yacimiento inmediatamente adyacentes a las categorías A y B, a la distancia de un espaciamento.
- Áreas del yacimiento de las que no se tienen muestras núcleos o de producción, se ha probado que puede ser producida mediante información de áreas análogas.

4.3.2.1.7 CATEGORÍA C2 (INFERIDA)

Incluye reservas de áreas no perforadas del yacimiento más allá del área de drene, a dos espaciamentos de las áreas A y B, se asume a información geológica y de estimación de producción de manera análoga con el área ya explorada del yacimiento o acumulaciones de la misma región. La información disponible es suficiente para generar modelos de simulación geológica preliminares y cálculo de reservas, la categoría C2 incluye reservas:

- En áreas del yacimiento entre el área probada y los límites del yacimiento, si la información geológica y geofísica es suficiente para confirmar la continuidad de la formación
- En formaciones que no han probado ser productoras, pero exploradas con registros de pozos que indican que podrían ser productoras.
- En áreas no perforadas que presentan características similares a las de otras formaciones productoras.

Las reservas estimadas en las categorías A, B y C1, no deberían de sumarse con las estimadas en la categoría C2.

4.3.2.1.8 CATEGORÍA D1 (LOCALIZADA)

Incluye recursos en formaciones con potencial de ser productoras confinadas a trampas maduras para poder ser perforadas. Se han identificado estructuras y su tamaño a partir de información

geológica y geofísica., Los valores de espesor, porosidad y propiedades de los fluidos son asumidas de manera análoga a otras áreas exploradas.

4.3.2.1.9 CATEGORÍA D2 (PROSPECTIVA)

Incluye recursos de formaciones y horizontes con volúmenes comerciales probados, Se tiene un sistema petrolero comprobado, confinado a estructuras regionales muy grandes. Su estimación se basa en resultados de estudios regionales y por analogía con acumulaciones descubiertas en la misma región.

4.3.2.1.10 CATEGORÍA D3 (PREDICCIÓN)

Incluye recursos en los cuales no se ha probado que puedan ser comerciales. No se ha comprado que exista un sistema petrolero, su estimación de basa en parámetros regionales y por analogía con interpretaciones geológicas conceptuales.

4.3.3 CHINA PETROLEUM RESERVES OFFICE.⁴⁶

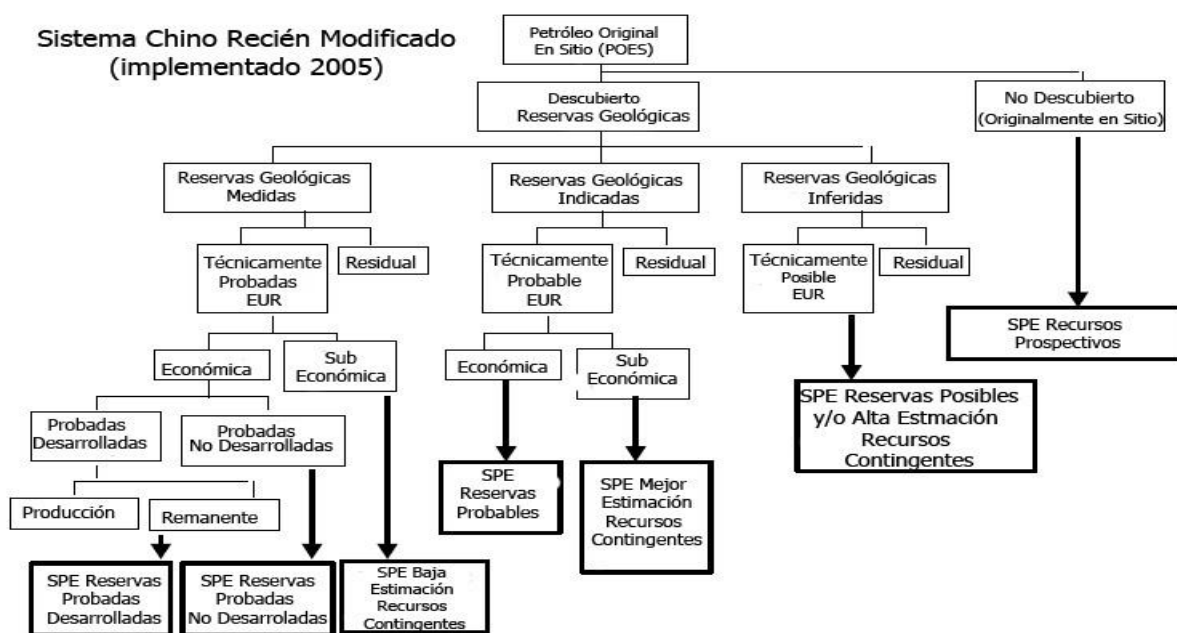


FIGURA 34. SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS CHINO.

⁴⁶ (Ministry of Land and Resources, s.f.)

4.3.3.1.1 VOLUMEN ORIGINAL

Es el volumen total de hidrocarburos de acumulaciones conocidas y desconocidas que son estimadas mediante el uso de métodos pertinentes, con base en la información geológica, geofísica e información de laboratorio obtenida en las etapas de exploración y desarrollo.

4.3.3.1.2 RESERVAS GEOLÓGICAS

Son los volúmenes iniciales descubiertos, son las cantidades de hidrocarburos estimadas con base en información sísmica, de perforación, registros de pozo, y pruebas de formación en yacimientos conocidos, después de que se descubrieron hidrocarburos mediante la perforación de pozos, las reservas geológicas se dividen en 3, Medidas, indicadas e inferidas.

4.3.3.1.3 RESERVAS GEOLÓGICAS MEDIDAS

Se estiman con un alto grado de certeza y error relativo menor al $\pm 20\%$ después de que ha sido probada la recuperación comercial del yacimiento mediante su delimitación. La estimación de las reservas geológicas medidas, debería de permitir identificar de qué tipo de yacimiento se trata, la morfología de los poros, mecanismos de empuje propiedades de los fluidos. El contacto de fluidos y el LKH debería ser identificado mediante la perforación de pozos, registros y datos de presión. Se debería de utilizar un espaciamiento razonable entre pozos o un patrón definido para la delimitación de los límites del yacimiento. Se debería de tener un alto grado de certeza en los datos de todos los parámetros de la estimación de volúmenes

4.3.3.1.4 RESERVAS GEOLÓGICAS INDICADAS

Se estiman con un nivel medio de certeza y error relativo menor al $\pm 50\%$ y la evaluación económica se realiza con base en la perforación de pozos futuros, la estimación de reservas geológicas indicadas debería de permitir conocer la configuración estructural, continuidad de formaciones, distribuciones de las propiedades del aceite y gas, tipo de yacimiento, propiedades de los fluidos. EL grado de certeza geológico es moderado, y puede ser utilizado para planear la perforación de pozos delimitadores y plantear un plan de desarrollo.

4.3.3.1.5 RESERVAS GEOLÓGICAS INFERIDAS

Son estimadas con un bajo grado de certeza, se estiman los volúmenes con pozos que se planea perforar. Se debería de poder identificar la configuración estructural del y condiciones del yacimiento.

CAPÍTULO 5. COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS

5 COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS

En este capítulo se comparan los elementos que toman en cuenta las distintas clasificaciones y definiciones de recursos y reservas para determinar si un volumen de hidrocarburos es considerado como reserva, recurso contingente o recurso prospectivo.

Como requerimiento en la certeza de la información disponible, la cantidad y certeza de la información dependen del grado de desarrollo del proyecto asociado a las reservas, la certeza de la información permitirá diferenciar entre reservas probadas, probables y posibles.

Otro aspecto a comparar es si las clasificaciones de reservas permiten considerar reservas más allá del contacto agua-aceite (LKH) y que establecen para áreas aun no perforadas adyacentes a áreas que han probado tener acumulaciones de hidrocarburos, es decir los límites físicos de los yacimientos.

Otro aspecto a comparar es que metodologías consideran como reservas los volúmenes esperados de métodos de recuperación secundaria y mejorada y cuáles son los requerimientos para considerar dichos volúmenes como reservas.

También se compara el autoconsumo de la producción, es decir si las diferentes clasificaciones de reservas permiten reconocer los volúmenes reutilizados en operaciones de las actividades de extracción del operador petrolero como reservas.

Y por último se comparan criterios de comercialidad, que son los criterios que cada clasificación de reservas establece para determinar si los volúmenes en el subsuelo justifican el desarrollo del yacimiento, criterios de precios utilizados para las evaluaciones económicas y los criterios que deben cumplir los proyectos de las evaluaciones económicas asociadas a los planes de desarrollo para que los volúmenes que se espera recuperar sean considerados como reservas.

5.1 CRITERIOS DE COMPARACIÓN

5.1.1 CERTEZA PARA RESERVAS PROBADAS

Este criterio se refiere al grado de certeza de la información utilizada en la estimación de los volúmenes probados de reservas, la cual dependerá de la información disponible y de las técnicas utilizadas en la obtención de la información.

PRMS: Certeza razonable de ser comercialmente recuperable.

SEC: Certeza razonable de ser comercialmente recuperable.

SORP: No definido

CIM: Alto grado de certeza de ser recuperable

RF: Razonablemente asegurado

China: Alto grado de confianza y error relativo menor a $\pm 20\%$

UNFC: Alto grado de confianza

NPD: Reserva en producción

5.1.2 CERTEZA PARA RESERVAS PROBABLES

Este criterio se refiere al grado de certeza de la información utilizada en la estimación de los volúmenes probables de reservas, la cual dependerá de la información disponible y de las técnicas utilizadas en la obtención de la información, el grado de certeza es menor que el de la categoría probada.

PRMS: Menos probables que las probadas

SEC: No presenta definición de reservas probables

SORP: No definido

CIM: Menos probable que las probadas

RF: Inferencia

China: Factibilidad de ser rentable

UNFC: Nivel razonable de confianza

NPD: Reservas que están en desarrollo

5.1.3 CERTEZA PARA RESERVAS POSIBLES

Este criterio se refiere al grado de certeza de la información utilizada en la estimación de los volúmenes posibles de reservas, la cual dependerá de la información disponible y de las técnicas utilizadas en la obtención de la información. El grado de certeza es menor que el requerido para la categoría probable.

PRMS: Menos probables que las probables

SEC: No presenta definición de reservas posibles

SORP: No definido

CIM: Poco probable exceder la estimación 3P

RF: Inferencia

China: Volúmenes técnicamente recuperables

UNFC: Bajo nivel de confianza

NPD: Compromiso de desarrollo

5.1.4 RESERVAS MÁS ALLÁ DEL LKH

Este criterio compara las metodologías de clasificación respecto a reconocer reservas más abajo estructuralmente del contacto agua-hidrocarburos.

PRMS: No permite reconocer reservas probadas más allá del LKH

SEC: No permite reconocer reservas probadas más allá del LKH

SORP: No permite reconocer reservas probadas más allá del LKH

CIM: No se permite reconocer reservas más allá del LKH, identificado mediante registros, núcleos o prueba de formación.

RF: Solo volúmenes hasta el LKH identificado mediante, núcleos y registros

China: Volúmenes hasta el LKH definido por registros, núcleos, pruebas de formación e información de presión

UNFC: No definido

NPD: No se permite

5.1.5 RESERVAS EN ÁREAS NO PERFORADAS

Este criterio compara la postura de las diferentes metodologías de clasificación de reservas respecto a los volúmenes que se estima existan en áreas aún no perforadas.

PRMS: Relacionada al espaciamiento entre pozos a menos que donde exista certeza razonable para una distancia mayor.

SEC: Relacionada al espaciamiento entre pozos, a menos que con certeza se justifique una distancia mayor, la sísmica no es suficiente para justificar continuidad.

SORP: Áreas adyacentes en donde la información geológica y geofísica permite justificar volúmenes producibles económicamente.

CIM: Limitado al espaciamiento entre pozos con continuidad geológica

RF: Limitado al espaciamiento entre pozos

China: Limitado a un espaciamiento razonable entre pozos

UNFC: No definido

NPD: Limitado al espaciamiento entre pozos, requiere plan para perforar pozos futuros

5.1.6 VOLÚMENES DE AUTOCONSUMO

Este criterio compara si las metodologías analizadas permiten o no reconocer como reservas el volumen de aceite o gas natural reutilizado en operaciones por las compañías al momento que son producidos.

PRMS: Debe restarse de la reserva

SEC: Se puede incluir en las reservas para reducir costos de operación

SORP: No se consideran reserva

CIM: No se considera reserva

RF: No se define claramente una postura

China: No definido

UNFC: Se clasifica como volumen que no será comercializado

NPD: No es reserva

5.1.7 REQUERIMIENTOS DE RESERVAS ASOCIADAS A RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

Este criterio compara si las metodologías de clasificación de recursos y reservas permiten clasificar como reservas a los volúmenes que serán producidos en yacimientos por medio de

recuperación secundaria o mejorada y en caso de reconocerlos definir cuáles son los requerimientos para su clasificación.

PRMS: Prueba piloto exitosa o método implementado en yacimiento análogo.

SEC: Prueba piloto exitosa o método implementado en yacimiento análogo con características de yacimiento menos favorables, o que el método haya sido probado exitosamente en el área.

SORP: Prueba piloto exitosa, yacimiento análogo, simulación de yacimientos.

CIM: Prueba piloto exitosa, yacimiento análogo, presupuesto aprobado para implementación del método, cumplir con regulaciones establecidas

RF: No se requiere prueba piloto para métodos ya probados

China: Tecnología probada mediante pruebas piloto o en campos análogos, garantía de la implementación del método

UNFC: No definido

NPD: Requiere proyecto de implementación

5.1.8 COMERCIALIDAD

Este criterio compara los requerimientos de las metodologías de clasificación de reservas para determinar la comercialidad de los proyectos de producción de hidrocarburos que permitirán clasificar los volúmenes como reservas.

PRMS: Evaluación comercial del plan de desarrollo, firme intención de ejecutar el desarrollo.

SEC: Mercado existente para la comercialización, y una estrategia de extraer, tratar y transportar la producción de manera comercial.

SORP: Mercado existente para la comercialización de la producción, infraestructura de producción existente o futura.

CIM: Solo puede considerarse reserva los volúmenes que se pueden extraer económicamente, y no se prohíbe su producción por alguna regulación

RF: Las Reservas deben ser comerciales, bajo condiciones competitivas de mercado, contemplando el uso de equipo actualizado y tecnologías aplicadas racionalmente.

China: Prueba de factibilidad de que el desarrollo del proyecto es económico

UNFC: Evaluación económica favorable, evidencia de que estarán disponibles las instalaciones de producción y transporte, evidencia de que se cumplirá con términos contractuales y ambientales

NPD: Evaluación económica positiva

5.1.9 COMPROMISO DE DESARROLLO

Este criterio compara los requerimientos del compromiso que las empresas tienen de proceder con un plan de desarrollo, de manera general el plan tendría que estar aprobado y la compañía contar con los recursos técnicos y económicos para llevarlo a cabo.

PRMS: 10 años

SEC: 5 años para comprobar el compromiso de contar con infraestructura de producción, tratamiento y transporte

SORP: SE requiere la intención de desarrollo y producción

CIM: Expectativa razonable que se desarrollará el proyecto y el yacimiento se pondrá en producción en un tiempo razonable

RF: No definido

China: Garantía de implementación del proyecto

UNFC: Compromiso de realizar las inversiones para lleva el proyecto de exploración a producción

NPD: Se requiere plan de desarrollo

5.1.10 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y PRECIOS

Este criterio compara las premisas económicas que las metodologías de estimación de reservas establecen para la evaluación económica de los planes de desarrollo y el modelo de precios a utilizar.

PRMS: Puede realizarse con precios promedio o pronóstico de precios

SEC: Precio promedio últimos 12 meses con excepción de contratos ya firmados de comercialización, flujo de efectivo positivo

SORP: Evaluación económica razonable, se requiere proporcionar la metodología de estimación de costos

CIM: Para reservas probadas utilizar costos de fin de año, para reservas probables y posibles se utiliza un pronóstico de precios. Se considera reservas hasta el límite económico

RF: Los volúmenes deben ser económicamente producibles, bajo condiciones competitivas de mercado, con el uso de equipo y tecnologías que permitan la explotación racional de los recursos cumpliendo con criterios de protección ambiental.

China: Evaluación económico utilizando condiciones actuales de costos y precios, el criterio de rentabilidad establece que los ingresos permitan recuperar la inversión

UNFC: Evaluación económica realista de las condiciones del proyecto, precios y costos actuales.

NPD: Evaluación económica positiva

5.1.11 COSTO DE ABANDONO

Este criterio compara si el operador debe contemplar el costo de abandono de los campos en el proyecto y si éste debe ser considerado en la evaluación económica del plan de desarrollo.

PRMS: Límite económico debe incluir costos de abandono

SEC: Límite económico debe incluir costos de abandono

SORP: Debe incluirse según la guía de costos de la SORP

CIM: Debe contemplarse en la evaluación económica

RF: No definido

China: No definido

UNFC: Debe incluirse en la evaluación económica

NPD: No definido

5.2 COMPARATIVO DE VOLÚMENES RECONOCIDOS COMO RESERVAS POR LAS DIFERENTES

METODOLOGÍAS.

Para el comparativo se toma la información de volumen original de un campo, se presenta el plan de desarrollo con el que se pretende recuperar el máximo volumen posible, para maximizar el factor de recuperación, se presentan los perfiles de producción 1P, 2P y 3P, el precio de comercialización de los fluidos producidos, así como costos fijos, costos variables y las inversiones asociadas a las actividades del plan de desarrollo.

Con los datos disponibles se realizó una evaluación económica considerando los criterios definidos en las clasificaciones de reservas, para determinar para un mismo campo, un mismo volumen original y mismo plan de desarrollo, el volumen que cada metodología de clasificación de reservas permite reconocer como reservas.

CARACTERIZACIÓN E INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

	Área Km ²	Porosidad %	Saturación agua %	Permeabilidad md	Espesor neto m
Mesozoico	97.3	6.2	13.9	10-250	198.2
Terciario	54.2	29	27	400-1200	18
Total/Promedio	151.5	17.6	20.5	10-1200	108

Los estudios PVT que comprenden el campo JKR contemplan ocho análisis para las tres formaciones del Mesozoico y nueve estudios para las seis unidades genéticas de Terciario.

El PVT composicional del pozo 106 fue seleccionado como el de mejor calidad y representativo del campo.

- Presión inicial de yacimiento de 533 kg/cm²
- Presión de saturación de 308 kg/cm² @ 4854 mvbnm
- Factor de volumen inicial (B_{oi}) de 1.6 m³/m³
- Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (R_{si}) de 220 m³/m³
- Factor de volumen del gas (B_{gi}) de 0.00431 m³/m³

La evaluación dinámica del campo es resultado del análisis integral de la información de presiones disponibles; para esto se cuenta con registros de presiones estáticas y fluyentes, así como pruebas de variación de presión convencionales, mediante tomas de información; también se consideran los resultados de los estudios de caracterización estática, análisis de ingeniería de yacimientos y datos de producción.

El modelado numérico de yacimientos se ha venido ajustando en el campo en la medida que el nivel de caracterización estática y dinámica fue mejorando. Diversos estudios se han introducido al modelo numérico en el campo Mesozoico que han impactado favorablemente en las políticas de explotación. La integración total de la sísmica 3D, la consideración de un modelo sedimentológico, mecanismos de empuje (expansión del sistema roca-fluido y empuje por gas en solución), el incremento del número de celdas y la mejora de la representación de los contactos de los fluidos.

De la información disponible se pudo calcular el volumen original 1P, 2P y 3P que se muestra en la siguiente tabla:

Categoría	Volumen Original de Aceite	Volumen Original de Gas
	MMb	MMMpc
1P	4,103	5,051
2P	4,494	5,169
3P	4,635	5,213

TABLA 7. VOLUMEN ORIGINAL DEL CAMPO JKR.

METAS FÍSICAS

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2029	Total
Pozos desarrollo	38	12	3	3	2	1							59
Líneas de descarga	85	5	4	4	2	2							103
Cabezales	8	9	1										18
Acueductos	2	1	1										4
Oleogasoductos	6	1	2										9

Reparaciones mayores 46 36 26 13 15 14 41 16 1 0 1 4 214

TABLA 8. METAS FÍSICAS DEL CAMPO JKR.

INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

Infraestructura	Características generales	Capacidad Instalada	Fecha de instalación
Gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> 3.76 Km x 24" desde Compresoras JKR III hasta Trampas JKR II. 	14.76 MMpc de gas amargo	Ene-1978
Línea de Bombeo Neumático	<ul style="list-style-type: none"> 43 Km x 2-8" red de distribución de gas seco hacia los pozos con bombeo neumático. 	110 MMpc de gas seco	Ene-1984
Oleoductos	<ul style="list-style-type: none"> 4.32 Km x 16" desde Batería JKR III hasta Batería JKR II. 	7.85 mb de aceite	Ene-1978
	<ul style="list-style-type: none"> 0.39 Km x 16" desde Batería JKR II hasta Trampas exteriores. 	117 mb de aceite	Mayo-1974
Oleogasoductos	<ul style="list-style-type: none"> 53.2 Km x 4-24" red entre colectores, cabezales y Baterías JKR II y III. 	198 MMpc de gas y 67.3 mb de aceite	De Ene-1992 hasta mayo-2013
Batería II	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de separación trifásica (aceite, agua y gas), estabilización de crudo, almacenamiento, bombeo y medición. 	100 Mbd de aceite, 200 MMpcd de gas, 43 Mbd de agua	
Batería III	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de separación bifásica (gas-líquido), almacenamiento, bombeo y medición. 	33 Mbd de líquido, 80 MMpcd de gas	
Planta deshidratadora II	<ul style="list-style-type: none"> Separación agua y aceite 	180 Mbd de mezcla crudo-agua	
Planta de tratamiento e inyección de agua congénita II	<ul style="list-style-type: none"> Tratamiento final para agua de inyección al yacimiento 	110 Mbd de crudo y 37 Mbd de agua salino-aceitosa	
Estación de compresión II	<ul style="list-style-type: none"> Incrementar la energía de presión al gas para envío 	330 MMpcd de gas húmedo amargo	

TABLA 9. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO JKR.

La situación actual es Unos de los principales problemas que se tienen actualmente en el campo es la viscosidad del fluido del aceite pues sus valores a condiciones de superficie van de 200 hasta 72500 cp, lo que dificulta la toma de información en el yacimiento, limita el uso de los sistemas artificiales de producción, dificulta la recuperación de muestras del fluido de fondo (PVT) e impide la toma de información para estudios como pruebas de presión, balance de materia, etc.

Ante esto se requiere necesariamente de un proceso que reduzca la viscosidad del aceite como lo es la Inyección Alternada de Vapor, dicho proceso se lleva a cabo con resultados muy buenos; esta inyección se está llevando a cabo con 9 generadores de vapor, cada generador inyecta 15 pozos aproximadamente por año. Muy pronto se realizará una prueba piloto para la inyección continua de vapor, así como el método de SAGD para la inyección de vapor en pozos horizontales.

El campo cuenta con los estudios y autorizaciones ambientales de pozos y ductos, necesarias para el logro de los objetivos planteados y se sustenta en la política de seguridad industrial y protección al medio ambiente como compromiso institucional.

Tomando en cuenta la historia de producción, la infraestructura disponible, así como la situación actual se propone el siguiente plan de desarrollo.

PLAN DE DESARROLLO JKR

El programa para el periodo 2015-2050 contemplan las actividades relacionadas al desarrollo del campo, siendo la estrategia de explotación la descrita a continuación:

- Perforar y Terminar 59 pozos, direccionales y horizontales
- 214 Reparaciones mayores
- Efectuar 185 reparaciones menores que incluyen la instalación de 17 equipos BEC en pozos con alto porcentaje de agua
- Lograr el mantenimiento de la presión del yacimiento. Perforación de dos pozos horizontales para inyección de agua.
- Aplicar la estrategia de administración de la presión por el control de pozos de alta RGA

- Ampliar y adecuar la planta de tratamiento de agua
- Aplicación del sistema artificial de producción de bombeo: neumático, mecánico, de cavidades progresivas y electrocentrífugo en Terciario.
- Inyección de 1.3 millones de toneladas de vapor hasta el año 2023, 0.3 millones de toneladas de agua en forma alternada para incrementar el factor de recuperación hasta 14%.
- Reingeniería en la batería del campo para optimizar el manejo de aceite viscoso.
- Construcción e instalación de 16 acueductos para el servicio de agua a las calderas.
- Realización de estudios de factibilidad para aplicar el proceso de inyección continua de vapor.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2029	Total
Pozos desarrollo	38	12	3	3	2	1							59
Líneas de descarga	85	5	4	4	2	2							103
Cabezales	8	9	1										18
Acueductos	2	1	1										4
Oleogasoductos	6	1	2										9
Reparaciones mayores	46	36	26	13	15	14	41	16	1	0	1	4	214

TABLA 10. METAS FÍSICAS DEL CAMPO JKR.

INVERSIONES ASOCIADAS A LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE DESARROLLO

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Subtotal
Inversión total	8,33	8,27	9,78	5,53	4,55	2,54	1,95	1,95	1,55	1,71	1,64	1,77	49,618

	0	7	0	2	9	2	7	4	3	5	0	9	
Estratégico	4,86	4,22	6,09	2,26	2,04	1,05	579	599	205	457	418	545	23,367
	8	9	9	6	9	5							
Desarrollo de Campos	1880	1184	1033	488	800	305	76	59	0	0	0	0	5,825
Infraestructura	245	171	2967	100	32	63	23	58	19	231	75	24	4,006
Ductos	245	130	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	416
Modernización y rehabilitación de infraestructura	1,102	1,567	701	410	345	233	272	263	131	148	254	291	5,718
Intervenciones mayores a pozos	668	572	616	548	318	253	170	178	5	0	40	180	3,549
Recuperación	7	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Seguridad Industrial Estratégica	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Otros	721	597	741	720	554	200	37	41	50	78	48	50	3,837
Operacional	3462	4048	3681	3266	2510	1487	1378	1355	1348	1258	1222	1234	26,250
Mantenimiento	616	818	954	491	529	304	258	300	311	272	254	298	5,405
Administración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación de Pozos	1349	1215	786	1172	655	428	410	342	365	376	393	368	7,859
Otros	1497	2015	1942	1604	1326	756	710	713	672	609	575	568	12,986

TABLA 11. INVERSIONES ASOCIADAS AL PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO JKR

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Subtotal
Inversión total	1453	1147	1097	9	9	9	5	1	1	1	1	1	3,735
Estratégico	400	234	181	0	0	0	0	0	0	0	0	0	815
Desarrollo de Campos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Infraestructura	125	40	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	193
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Modernización y rehabilitación de infraestructura	240	156	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	495
Intervenciones mayores a pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Recuperación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Seguridad Industrial Estratégica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	35	37	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126
Operacional	1053	914	915	9	9	9	5	1	1	1	1	1	1	2,920
Mantenimiento	278	280	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	856
Administración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación de Pozos	345	232	223	9	9	9	5	1	1	1	1	1	1	837
Otros	430	402	395	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,227
	203	204	204	204	204	204	204	204	204	204	204	205	Subtota	Total
	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	I	
Inversión total	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	8	53,360
Estratégico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,182
Desarrollo de Campos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,825
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,200
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	416
Modernización y rehabilitación de infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,214
Intervenciones mayores a pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,549

Recuperación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Seguridad Industrial Estratégica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,963
Operacional	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	8	29,178
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,260
Administración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación de Pozos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	8	8,705
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,213

TABLA 12. INVERSIÓN ASOCIADA AL PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO JKR.

GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ASOCIADOS A LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE DESARROLLO

JKR	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Subtotal
Gasto de Operación total	2,964	2,845	2,294	2,193	2,096	1,878	1,775	1,682	1,593	1,492	1,173	1,116	1,042	962	888	822	764	709	28,289
No Programable	2,486	2,361	1,856	1,769	1,687	1,479	1,401	1,330	1,264	1,194	892	845	790	735	682	635	593	553	22,551
administración del corporativo	105	106	96	93	89	87	82	77	72	65	61	59	55	49	44	40	37	34	1,251
compras interorganismos	126	128	116	112	108	105	99	92	87	78	74	71	66	59	53	49	44	40	1,506
reserva laboral	170	173	156	151	145	142	133	125	117	106	100	96	89	80	72	66	60	55	2,035
servicios corporativos	49	49	45	43	42	41	38	36	33	30	29	27	25	23	21	19	17	16	582
compras de gas	2,036	1,905	1,443	1,371	1,303	1,103	1,049	1,000	955	915	629	591	556	524	491	462	434	409	17,177
Programable	478	484	438	423	408	399	375	352	330	298	281	271	252	227	206	187	172	156	5,738
mano de obra	317	322	291	281	271	265	248	233	218	197	186	179	165	149	135	122	112	102	3,792
materiales	30	30	28	27	26	25	23	22	21	19	18	17	16	14	13	12	11	10	359
jubilados	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	57

servicios generales	128	130	117	113	109	107	100	94	88	79	75	72	67	60	54	49	45	41	1,530
---------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-------

JKR	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Subtotal	Total
Gasto de Operación total	658	616	576	539	505	473	441	411	382	354	327	303	282	262	244	228	213	196	7,008	35,297
No Programable	515	483	452	424	397	372	348	325	303	283	263	245	228	214	199	187	175	162	5,575	28,126
administración del corporativo	31	28	26	24	23	21	19	18	16	15	13	12	11	10	9	8	8	7	298	1,548
compras interorganismos	37	34	32	29	27	25	23	21	20	18	16	14	13	12	11	10	9	8	358	1,865
reserva laboral	50	46	43	40	37	34	32	29	26	24	21	19	17	16	14	13	12	11	484	2,520
servicios corporativos	14	13	12	11	11	10	9	8	8	7	6	5	5	5	4	4	3	3	139	721
compras de gas	384	360	339	319	299	281	265	249	234	220	207	195	183	172	161	152	143	134	4,296	21,472
Programable	143	134	124	115	108	101	93	85	79	71	64	58	53	49	44	41	38	33	1,433	7,171
mano de obra	93	86	80	74	69	64	59	54	49	44	40	35	32	30	27	24	23	20	902	4,695
materiales	9	8	8	7	7	6	6	5	5	4	4	3	3	3	3	2	2	2	85	444
jubilados	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	81	138
servicios generales	37	35	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	13	12	11	10	9	8	364	1,894

TABLA 13.GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO JKR.

Con el plan de desarrollo planteado y erogando las inversiones y costos de operación y mantenimiento del campo se espera tener el siguiente pronóstico de producción en el periodo 2015-2060, en la tabla solo se muestra hasta el año 2050

JKR	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Qo																		
Base (Mbd)	45.2	34.7	28.5	25.5	22.7	20.1	15.2	11.6	9.2	7.5	6.7	6.2	5.7	5.3	4.9	4.4	4.2	3.9
Qo																		
Inc. (Mbd)	7.4	16.5	17.7	18.3	19.4	20.7	23.5	25.1	25.4	23.7	22.9	22.4	20.6	18.3	16.3	14.7	13.3	11.9

TABLA 14.PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE BASE E INCREMENTAL (2015-2032) DEL CAMPO.

JKR	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Qo																		
Base (Mbd)	3.6	3.4	3.2	3.0	2.8	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
Qo																		
Inc. (Mbd)	10.7	9.9	9.1	8.4	7.8	7.3	6.6	6.0	5.4	4.8	4.2	3.8	3.4	3.1	2.7	2.5	2.3	2.1

TABLA 15. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE BASE E INCREMENTAL (2033-2050) DEL CAMPO.

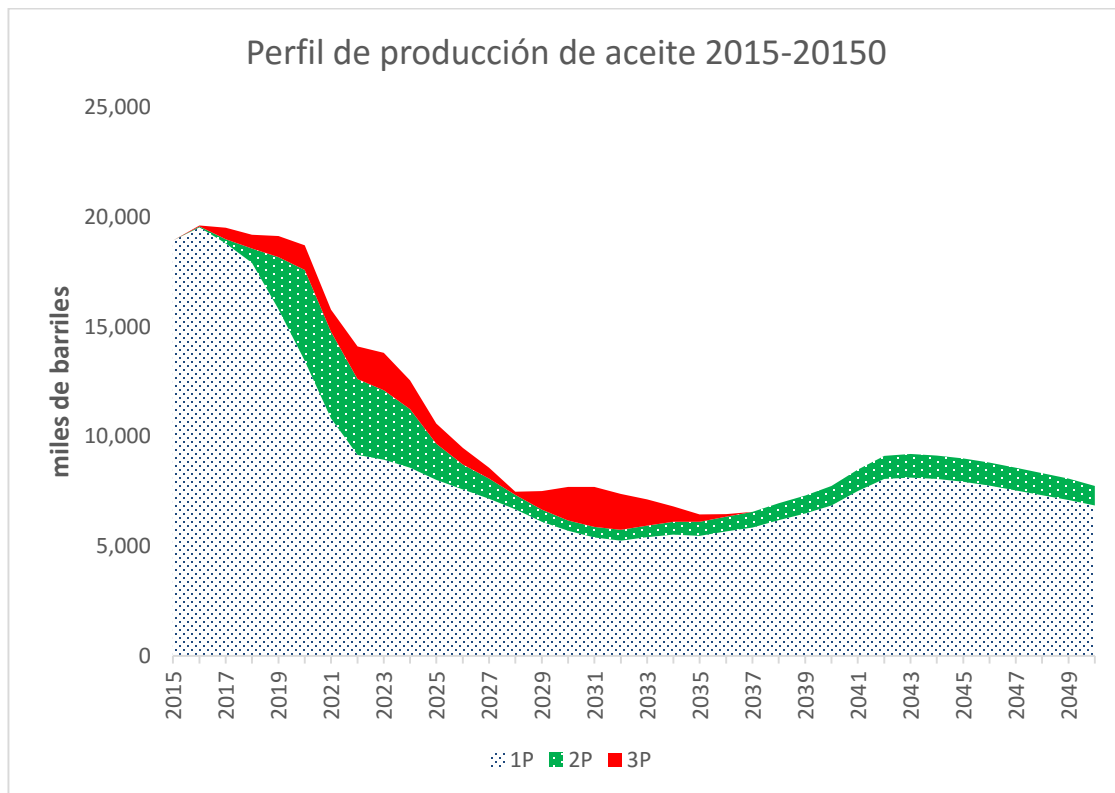


FIGURA 35. GRAFICA DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN 1P, 2P Y 3P DEL CAMPO.

5.2.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Partiendo de la información del campo se tiene caracterizado el yacimiento y la información disponible permite conocer el área del yacimiento, el espesor, porosidad, saturación de agua y factor de volumen del aceite con lo que se puede estimar el volumen original.

Se cuenta con la ubicación de los contactos, se tiene historia de producción desde 1990 por lo que es posible realizar simulación matemática de yacimientos se tienen pozos delimitadores perforados, existen instalaciones de producción que tienen la capacidad de transportar y tratar los fluidos producidos y el proyecto se realiza en un país exportador de petróleo por lo que hay un mercado para la comercialización de la lo que da un alto grado de certeza en el área, lo que permite clasificar la reserva como 1P y las áreas a desarrollar como reservas adicionales probables y posibles

En el caso de la producción esperada por la inyección alternada de vapor, dado que se han realizado pruebas piloto de manera exitosa y se cuenta con la programación de la ejecución de las actividades para su implementación se tiene la firme intención de proceder con la implementación del proyecto, las metodologías permiten reconocer como reserva la producción asociado a dicho método de recuperación mejorada, en el caso de la inyección continua de vapor ninguna metodología reconoce el volumen de producción esperado por el método debido a que apenas se comienza a analizar su aplicación en el campo.

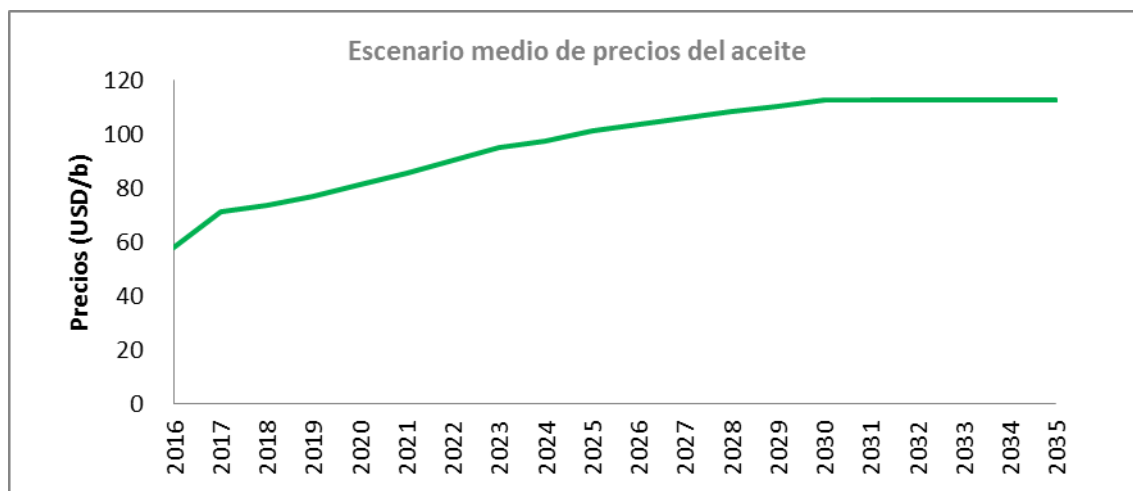


FIGURA 36.PRONÓSTICO DE PRECIOS DEL CAMPO.

5.2.2 COMPARANDO DIFERENTES METODOLOGÍAS DE CLASIFICACIÓN

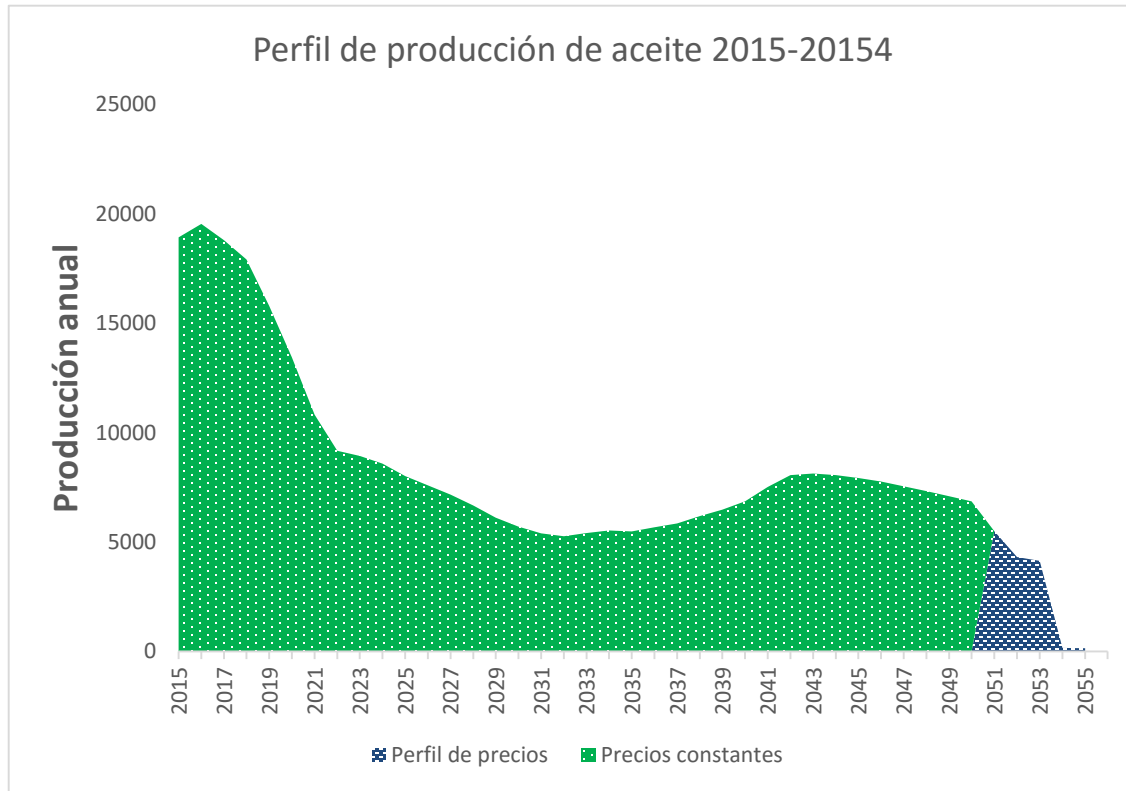


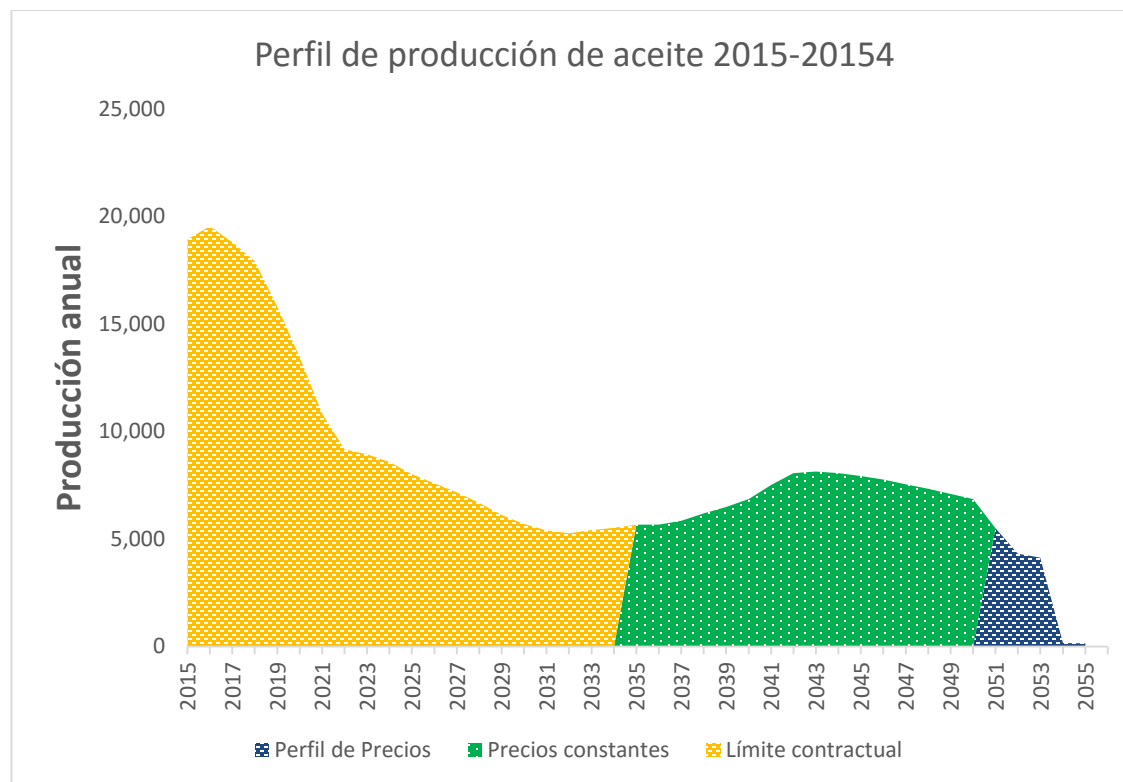
FIGURA 37. GRÁFICA COMPARATIVA DE PERFILES DE PRODUCCIÓN 1P

	Precios constantes	Perfil de precios	Variación
Reserva reconocida en mmb	317	330	4%

La grafica corresponde al perfil de producción del campo, el área verde es la reserva reconocida

Por las metodologías que utilizan condiciones económicas actuales, tomando el precio promedio de 2015 como 40 dólares por barril, el límite económico ocurre 4 años antes que con un perfil de precios que oscila en un rango de 40-112 a lo largo de los años de evaluación.

Por lo que la SEC, el CIM de Canadá, la metodología China, la UNFC y la SORP de Reino Unido reconocen reservas hasta el año 2050 debido al uso de un precio constante en todos los años de la evaluación económica, por otro lado, la SPE-PRMS, la RF rusa y el NPD permitirían reconocer reservas hasta el año 2054



	Límite contractual	Precios constantes	Perfil de Precios
Reserva en (mmb)	273	317	330

En la gráfica se muestra el perfil de producción del ejemplo anterior, aquí se adiciona un contrato de producción de hidrocarburos con vigencia de 20 años, la reserva que se permite reconocer por parte de la mayoría de las metodologías de clasificación de reservas solo es hasta el límite contractual, representado por el área amarilla en la gráfica y equivale a una reserva de 273 millones de barriles, la metodología de clasificación del CIM utiliza un precio constante y permite reconocer reservas hasta el límite económico por lo que reconocería como reserva hasta el año 2050 317 millones de barriles, y en el caso de la SPE-PRMS pero adaptada en países como Brasil, Malasia y México el cual permitiría reconocer reservas hasta el límite económico determinado con un perfil de precios en el año 2054 reconociendo 330 millones de barriles.

Lo que se concluye es que las distintas metodologías de clasificación y definiciones de reservas de acuerdo a sus criterios y objetivos, pueden reconocer más o menos reservas a partir de un mismo volumen de hidrocarburos.

Respecto al criterio de certeza en el caso de las reservas probadas tomando como definición principal a la SPE-PRMS 2007 y categorías equivalentes en otras clasificaciones se requiere de un alto grado de certeza o confianza en la información definida, es decir la información obtenida de la perforación de varios pozos, registros geofísicos, análisis de núcleos pruebas de producción, que en conjunto permiten conocer los límites del yacimiento al menos en el área probada, permite definir el contacto agua-aceite y las características de la roca como son: porosidad, permeabilidad, mojabilidad, mientras más se aleje del área probada se tendrá menos certeza de la información del yacimiento, teniendo un grado medio de certeza para reservas probables y bajo para reservas posibles. El grado de certeza de recuperación de un volumen de hidrocarburos es lo que define la diferencia entre las distintas categorías de una misma metodología de clasificación y definición de recursos y reservas.

Respecto al criterio de reconocer reservas más allá del LKH, ninguna clasificación de reservas permite clasificar reservas más allá del contacto agua aceite, el cual debió haber sido definido mediante información obtenida de pozos como: registros, análisis de núcleos pruebas de formación e información de presión.

Respecto al criterio de reconocer reservas en áreas no perforadas, las clasificaciones coinciden a utilizar un espaciamiento razonable entre pozos para determinar hasta donde se ubican los límites del yacimiento, un espaciamiento razonable sería el promedio de espaciamiento entre los pozos del yacimiento, o espaciamientos utilizados en yacimientos análogos.

Con respecto a los volúmenes de autoconsumo, ninguna clasificación permite reconocerlos como reservas, por lo que a los volúmenes de reservas a reportar se debe restar los volúmenes que se planea consumir en operaciones de campo, solo la SEC permite cuantificar la reducción de costos operativos si el volumen producido es reutilizado en operaciones de extracción de hidrocarburos

Con respecto a los criterios de comercialidad en las clasificaciones se establecen algunos aspectos comunes, como el que hay un mercado para lo que se espera producir ya sea aceite, gas o condensado, que existe la firme intención de llevar a cabo el proyecto de desarrollo y se cuenta con la capacidad técnica, recursos financieros y cumpliendo regulaciones técnicas y ambientales existentes, el proyecto debe abarcar todo lo necesario para la producción y comercialización de hidrocarburos, por lo que debe incluir perforación de pozos e instalaciones de tratamiento y transporte de hidrocarburos.

En el criterio de compromiso de desarrollo las metodologías de estimación de reservas establecen que el plan de desarrollo debe ejecutarse en un tiempo razonable, 10 años establecido por la SPE-PRMS, 5 años por la SEC y en las demás clasificaciones no se menciona un periodo de tiempo específico.

Respecto a la evaluación económica las distintas metodologías establecen que el resultado debe ser positivo, por lo que se considera en algunas clasificaciones reserva los volúmenes producidos hasta el límite económico y en algunas otras los volúmenes producidos hasta el límite contractual. Respecto a los precios hay dos diferentes casos, utilizar un precio constante para toda la evaluación económica, o un perfil de precios, finalmente todas las clasificaciones coinciden en que debe de considerarse el costo de abandono en la evaluación económica de los proyectos asociados a la extracción de los volúmenes de reservas.

Con respecto a las reservas probables y posibles solo las metodologías técnicas SPE-PRMS y la UNFC, y la clasificación del regulador canadiense permitirían clasificar dichos volúmenes.

5.2.3 RESULTADOS OBTENIDOS

Se puede concluir que los tres tipos de organismos gubernamentales, financieros o técnicos que han publicado clasificación y definiciones de recursos y reservas se basan en criterios muy similares para la estimación de recursos y reservas, todas las metodologías consideran:

- Un volumen de hidrocarburos en el subsuelo
- Proyecto de desarrollo para extraer el volumen
- Cumplimiento de todas las regulaciones aplicables

Para la determinación de los volúmenes todas las metodologías consideran las actividades de geociencias e ingeniería petrolera y clasifican los recursos y reservas dependiendo de la certeza del conocimiento del yacimiento. Para la categoría probada en todas las metodologías de clasificación analizadas se requiere de un grado de certeza o certidumbre muy alto al menos el 90% en la mayoría de las metodologías.

Para la categoría probable las metodologías consideran un 50% de probabilidad de la certeza o certidumbre que se tiene de la información de geociencias e ingeniería petrolera que se tiene del campo para la estimación del volumen de hidrocarburos en el subsuelo y para la categoría posible se requiere certeza de al menos 10% en la información disponible de geociencias e ingeniería para la estimación del volumen del yacimiento. La excepción en las categorías probables y posibles son la US-SEC que solo reconoce a la reserva probada y las demás categorías son opcionales, y la SORP 2001 del Reino Unido que solo define hasta la categoría 2P.

Con respecto a los planes de desarrollo que contienen todas las actividades de geociencias e ingeniería petrolera utilizando tecnologías existentes que se realizarán en el futuro de un proyecto las distintas metodologías coinciden que la evaluación económica del plan debe ser comercial y que debe haber un compromiso de desarrollo en un tiempo razonable, es decir para poder producir los volúmenes en el subsuelo en el tiempo esperado es necesario la ejecución del plan de desarrollo según lo planeado por el operador petrolero.

Por último las metodologías convergen en que para poder extraer los volúmenes de hidrocarburos del subsuelo es necesario cumplir con las regulaciones del país donde se realizan las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Lo primero es contar con los

derechos de extracción de hidrocarburos que los países generalmente los otorgan mediante contratos de exploración y producción con las empresas petroleras, el contrato definirá los términos fiscales que deberán ser tomados en cuenta en las evaluaciones económicas y definen el tiempo que una empresa podrá extraer hidrocarburos en el país. Además, las empresas petroleras deben cumplir con las regulaciones de seguridad industrial y ambientales establecidas por los países ya que al no cumplirlas se pueden perder los derechos de extracción lo que impacta directamente en las reservas de la empresa.

De los puntos analizados se cumplió con el objetivo de la tesis que es resaltar que las distintas metodologías de clasificación de reservas a pesar de tener distintos objetivos según el organismo que la publica basan sus estimaciones en criterios muy similares aplicables en cualquier parte del mundo, aunque con algunos criterios varían como el uso de precios constantes y pronósticos de precios o reconocer reservas hasta el límite económico o límite contractual puede variar el volumen reconocido como recursos y reservas según las metodologías publicadas por reguladores gubernamentales, financieros u organismos técnicos, la base de estimación es muy similar en todas las metodologías comparadas.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- Las reservas no son iguales al volumen de hidrocarburos que se ubica en el subsuelo, para poder hablar de reservas es necesario tomar en cuenta el volumen original de hidrocarburos, contar con un plan de desarrollo que permita extraer los hidrocarburos de acuerdo al tipo de yacimiento y tener el derecho de extracción por medio de la legislación gubernamental o firmar un contrato con la persona o estado dueño de los hidrocarburos.
- Existen dos tipos de reguladores de las actividades petroleras, el regulador gubernamental el cual generalmente representa a un estado dueño de los recursos petroleros y el regulador financiero el cual representa a los inversionistas de algún país o región geográfica.
- Los reguladores gubernamentales centran sus esfuerzos en maximizar el factor de recuperación de los yacimientos, procurando la maduración de los recursos a reservas mediante la aplicación de planes de desarrollo y emitiendo regulaciones que permitan extraer el máximo volumen de hidrocarburos posible a los yacimientos de una manera segura y amigable con el ambiente.
- Los reguladores financieros centran sus esfuerzos en que los proyectos petroleros financiados tengan una rentabilidad en el corto plazo, que permitan a los inversionistas recuperar su inversión en los plazos definidos, emitiendo regulaciones que permitan medir la salud financiera de las empresas petroleras y su desempeño exitoso en la realización de proyectos de producción de hidrocarburos.
- A pesar de que los distintos reguladores tienen objetivos diferentes, las metodologías de clasificación de recursos y reservas tienen en común los métodos técnicos de estimación de volúmenes recuperables, criterios de requerimientos de desarrollo y comercialidad similares y todas consideran el cumplimiento de las regulaciones necesarias.
- Una empresa petrolera debe sujetarse a las regulaciones emitidas por el regulador gubernamental en el que realiza actividades de exploración y producción lo que implica reportar el comportamiento de las reservas durante los años de explotación sujetándose a utilizar la metodología de clasificación y definiciones de reservas adoptadas por el país, adicionalmente la empresa debe utilizar la metodología de clasificación y definiciones de reservas establecida por el regulador financiero del país o región donde la empresa financie sus actividades.

- Se puede concluir que los tres tipos de organismos gubernamentales, financieros o técnicos que han publicado clasificación y definiciones de recursos y reservas se basan en criterios muy similares para la estimación de recursos y reservas, todas las metodologías consideran:
 - Un volumen de hidrocarburos en el subsuelo
 - Proyecto de desarrollo para extraer el volumen
 - Cumplimiento de todas las regulaciones aplicables

BIBLIOGRAFÍA

- Canadian Institute of Mining ;. (n.d.). *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*. Retrieved from <http://digitaldfw.com/cgaus/cogeh.pdf>
- CNH. (2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012*.
- CNH. (2012). *El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*.
- Fleshman, R., & Obren, H. (1999). Artificial Lift for high volume production. 15.
- Franco Hernandez, G. (2014). *Administración Integral de Yacimientos*. Ciudad de México.
- Garaicochea, F., & Benitez H., M. (n.d.). *Apuntes de terminación de pozos*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- López Reyes , J., & Crispín, S. (2011). Nuevos Desarrollos en el Bombeo de Cavidades Progresivas para la Optimización de Pozos de Aceite. 208.
- Ministry of Land and Resources. (n.d.). Retrieved from <http://www.petrosharp.com/services/petroleum-reserves/petroleum-reserves-definition/65-chinese-reserve-definitions>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2001). Retrieved from http://www.npd.no/global/engelsk/5-rules-and-regulations/guidelines/ressursklassifisering_e.pdf
- ONU. (2009). *ONU*. Retrieved from Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales : https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009_ES39_s.pdf
- ONU. (2009). *Organización de la Naciones Unidas*. Retrieved from http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/pub/UNFC2009_Spec_ES42_esp.pdf
- PEP. (2014). *Petróleos Mexicanos*.

- Petróleos Mexicanos. (n.d.). *Un siglo de la perforación en México*.
- SEC. (2008). *SEC Oil and Gas Reporting*. Retrieved from <https://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>
- SPE. (2007). *PRMS Guide for Non-TEchnical Users*.
- SPE. (2007). *SPE Standards*. Retrieved from http://www.spe.org/industry/docs/Reserves_Auditing_Standards_2007.pdf
- SPE Oil and Gas Reserves Committee. (2005, Diciembre). *Comparison of Selected Reserves and Resource Classification and Associated Definitions*. Retrieved from http://www.spe.org/industry/docs/OGR_Mapping.pdf
- SPE, SPEE, WPC, & AAPG. (2007). *Petroleum Resources Management System*. Retrieved from http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf
- SPEE. (2000). *SPEE Petroleum Economics Software Symposium*. Retrieved from <https://secure.spee.org/sites/spee.org/files/wp-files/pdf/ReferencesResources/REP09-MultipleROR.pdf>
- Thakur, G., & Satter, A. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management*.
- UK, O. I. (2001, Junio 7). *Statement of Recommended Practice Accounting*. Retrieved from <http://oiac.co.uk/wp-content/uploads/2015/11/SORP.pdf>

