

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN INTERNA EN UN PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Carapaica M., Jessica N.
Castillo U., Gloriana del C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN INTERNA EN UN PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Adriana Zambrano
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Abdel González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Carapaica M., Jessica N.
Castillo U., Gloriana del C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

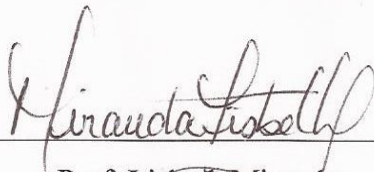
Caracas, Noviembre de 2012

Caracas, Noviembre 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las Bachilleres: Carapaica M., Jessica N. y Castillo U., Gloriana del C., titulado:

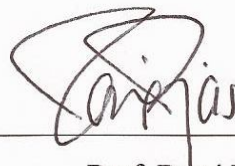
**“PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN INTERNA
EN UN PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE
YACIMIENTOS DE PETRÓLEO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



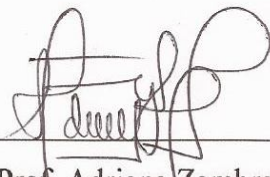
Prof. Lisbeth Miranda

Jurado Principal



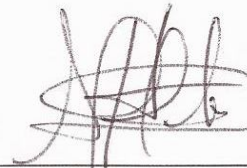
Prof. René Rojas

Jurado Principal



Prof. Adriana Zambrano

Tutor Académico



Ing. Abdel González

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Dios, que es mi fuerza y mi todo, que me acompaño y cuido en este camino que es la vida.

A mi Universidad Central de Venezuela por formarme como profesional y suministrarme los conocimientos necesarios para el desenvolvimiento en el campo laboral.

A mi Madre que es la mejor mujer del mundo y que ha sido el mayor apoyo de mi vida, incluyendo en mi carrera. Gracias por todo lo que has hecho por mí. Te adoro

A mi Padre que con su ejemplo y consejos me guió hasta este momento.

A mi Hermano por ser tan especial y estar conmigo es todo momento, sobre todo en los que más te necesito.

A Víctor Fernández por ser mi compañero en esta travesía. Gracias por estar allí incondicionalmente. Te Amo.

Jessica Nairet Carapaica Marcano

DEDICATORIA

A Dios, por concederme las oportunidades, que me han permitido el logro de las metas que me he propuesto.

A mi Universidad Central de Venezuela por formarme como profesional y suministrarme los conocimientos necesarios para el desenvolvimiento en el campo laboral.

A mis Padres, Julio Castillo y Ana Urbina de Castillo por transmitirme continuamente sus experiencias y conocimientos, siendo mis ejemplos a seguir de perseverancia y el constante trabajo en búsqueda del crecimiento personal y espiritual, por darme todo el apoyo necesario para mis estudios.

A mis queridos hermanos: Julio Castillo (Q.E.P.D) nunca te olvidare hermano mayor, tu recuerdo vivirá en mi corazón, a Carlos Castillo y Alexandra Castillo por animarme y apoyarme en todo lo que me he propuesto.

Ustedes constituyen las motivaciones primordiales, para el cumplimiento de mis metas, los Amo con todo mi corazón.

Gloriana del Carmen Castillo Urbina

AGRADECIMIENTOS

A Dios que me ha llevado a alcanzar cada uno de mis sueños y me ha dado salud para realizarlos.

A la Universidad Central de Venezuela por permitirme crecer ella en todos los aspectos. En sus aulas y espacios adquirí conocimientos y vivencias inolvidables.

A mi tutora académica Adriana Zambrano que fue un apoyo incondicional y mi ejemplo a seguir como profesional.

A mi tutor industrial Abdel mil gracias porque al más mínimo de los problemas tu siempre encontrabas una respuesta.

A mi Madre Mirla de Carapaica por ser la mujer que es y gracias por hacerme la mujer que soy, por enseñarme a pararme ante cualquier adversidad. A ti más que a nadie le debo estar aquí que desde que tengo recuerdo me dijiste que estudiaré. Las gracias que tengo para ti jamás serán suficientes, te adoro.

A mi Padre Oswaldo Carapaica por apoyarme en todo momento y siempre estar presente cuando más te necesite, eres un padre especial que pocas personas tienen, gracias por todo.

A mi Hermano Joswel Carapaica por ser ese amigo que estuvo conmigo compartiendo a diario mis alegrías y tristezas, gracias por ser más que un hermano para mí.

A el Amor de mi vida Víctor Fernández por ser el que lleno mi corazón de alegrías, gracias por hacerme feliz cada día y por tu apoyo incondicional. Por ser como eres y darle un sentido diferente y especial a esta última vivencia universitaria y espero que se la des a lo que me resta de vida. Te Amo.

A mi familia que siempre me apoyaron especialmente a mis abuelos Angela Gallardo y Juan Ramón Marcano, a mis tías Marjorie y Moraima, a mi Angel y Barbara por venir a alegrar mis fines de semana. Los adoro.

A mi compañera de tesis Gloriana Castillo por estar conmigo en los momentos difíciles, gracias por compartir conmigo en todo momento por ser más que una compañera de tesis. Muchos éxitos y te quiero mucho.

A mis amigos por entrar en mi vida en el momento indicado, y compartir momentos que jamás olvidaremos y de los que aprendimos que más que amigos somos y seremos para siempre hermanos, Gabriela Perez, Nohely Paredes, Wilmer Mejias y Eddinth Herrera, gracias por compartir conmigo momentos que jamás olvidaré, sigan cosechando muchos éxitos, los quiero y espero verlos siempre.

Jessica Nairt Carapaica Marcano

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela por formarme como profesional y suministrarme los conocimientos necesarios para el desenvolvimiento en el campo laboral.

A mis Padres, Hermanos, tío Jaime por ser las primeras personas que han estado a mi lado en las buenas y en las malas, por brindándome, apoyo, soporte, alegrías y los mejores consejos que pudiese haber recibido en mi vida, que día a día contribuyen en mi crecimiento personal.

A mi madrina Carla Da Silva y Carlos Manuel siempre pendiente de mi estabilidad, por brindarme apoyo y alegrías.

A mi amiga Rachel por estar en la etapa más importante de mi carrera, por suministrarme sus consejos, conocimientos y su amistad incondicional, por dejarme entrar a su casa, su familia ha sido un gran apoyo Señora Zayda, Miranda, tía Dayana y su novio Julio Bily.

A mi compañera de tesis Jessica Carapaica, familia y su novio Víctor. Muchas Gracias, por hacer de la tesis una experiencia, por sus atenciones y decirme que sí se puede.

A mis amigas queridas Norlus, Dreydi, Alejandra, Fabiola, Gabriela, Dayne, Gioritza, Marilu y Laura que me han apoyado en todo momento en mis alegrías, molestias y tristeza, por escucharme en todo momento por dejarme entrar en sus hogares y corazón, las quiero mucho.

A mis Amigos queridos Luis, Daniel, Leonardo, Robert y Juan que me han apoyado en tantos momentos de alegrías, molestias y tristezas.

A mis Tutores, la Ing. Adriana Zambrano y el Ing. Abdel González, por haberme dedicado parte de su tiempo y preocupación en la construcción de este Trabajo

Especial De Grado, teniendo siempre en mente que pueda aprender lo mayor posible en el proceso.

A todas mis amigas y amigos del colegio por brindarme apoyo y consejos.

A todos mis amigos de la Universidad, mi entrenador de baloncesto José Antonio, mis amigas del baloncesto, a todos mis amigos que han estado en la trayectoria de mi vida y que están presentes, gracias por brindarme apoyo y consejos.

A todos y a quienes han contribuido con mis éxitos, GRACIAS.

Gloriana del Carmen Castillo Urbina

**Carapaica M., Jessica N.
Castillo U., Gloriana del C.**

**PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN
INTERNA EN UN PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE
YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.**

**Tutor Académico: Ing. Adriana Zambrano. Tutor Industrial: Ing. Abdel
González**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2012, 158p.**

Palabras Claves: Reservas, Yacimientos, Certificación, Modelo Integrado de Yacimientos, Matriz de evaluación, Herramienta informática.

Resumen. Hoy en día empresas certificadoras internacionales rigen sus normas de certificación según los lineamientos establecidos por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial de Petróleo, y por la Comisión de Intercambio y Seguridad de los Estados Unidos. En Venezuela el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería le corresponde oficializar los datos proporcionados por Petróleos de Venezuela. Para la certificación de reservas se deben usar parámetros de calidad los cuales están contenidos en el modelo integrado de yacimientos de PDVSA. Por tal motivo las empresas a certificar requieren un instrumento que le permita verificar los parámetros a entregar a la certificadora.

El Trabajo Especial de Grado pretende realizar una matriz de evaluación técnica requerida para la evaluación de yacimientos de petróleo basándose en el estudio integral de yacimientos y las definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos emanada por el MENPET en el año 2005. Además se realizó un análisis a los métodos de certificación de recursos y reservas empleados por empresas internacionales. Se elaboró una herramienta computacional basada en lengua C# que permite estimar probabilísticamente las reservas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.2. OBJETIVO ESPECÍFICOS	4
1.3 ALCANCE	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS Y DEFINICIONES	6
2.2 MARCO DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS PETROLÍFEROS	7
2.2.1 Petróleo Total Inicialmente En Sitio	8
2.2.2 Petróleo Descubierta Inicialmente En Sitio	8
2.2.3 Petróleo No Descubierta Inicialmente En Sitio	10
2.3 CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS	11
2.3.1 Rango De Incertidumbre	11
2.3.2 Definiciones Y Pautas De Las Categorías	12
2.4 DEFINICIONES DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	15
2.4.1 Reservas De Hidrocarburos	15
2.4.2 Clasificación Según La Certidumbre De Ocurrencia	16
2.4.3 Clasificación Según Las Facilidades De Producción	28
2.4.4 Clasificación Según Método De Recuperación	29
2.5 CÁLCULO DE RESERVAS	29
2.5.1 Métodos Determinísticos	29
2.5.2 Método Volumétrico	30

2.5.3	Cálculos Por Curvas De Comportamiento De Producción	30
2.5.4	Cálculo Por Balance De Materiales	30
2.5.5	Cálculo Por Simulación Numérica	30
2.6	DEFINICIÓN DE FACTOR DE RECOBRO, COMO VARIABLE IMPORTANTE PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS	31
2.7	NORMAS PARA EL SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS	32
2.7.1	Por Descubrimiento	36
2.7.2	Por Extensión	38
2.7.3	Por Revisión	38
2.8	ESPECIFICACIONES PARA LA ELABORACIÓN DE MAPAS ISÓPACOS-ESTRUCTURALES	40
2.9	JURISDICCIONES DE LAS INSPECCIONES TÉCNICAS DE HIDROCARBURO	44
2.10	ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE CERTIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS EMPLEADOS POR EMPRESAS CERTIFICADORAS INTERNACIONALES	44
2.11	EMPRESAS ENCARGADAS DE LA CUANTIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE RESERVAS A NIVEL MUNDIAL	46
2.11.1	Ryder Scott	46
2.11.2	Degolyer And Macnaughton	54
2.11.3	Mcdaniel & Associates	63
2.11.4	VyP Consultores S.A	64
2.11.5	The Strickland Group	69
2.11.6	Netherland, Sewell & Associates, INC. (NSAI)	72
2.12	Proceso De Oficialización De Reservas Emanados Por Los Lineamientos Del MENPET	74
2.13	ESTADO DEL ARTE PARA METODOLOGÍA EMPLEADA INTERNACIONALMENTE PARA LA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO	78

2.13.1	Diferencias Significativas En Las Estimaciones De Reservas Probadas Usando Definiciones SPE / WPC En Comparación Con Las Definiciones De Comisión De Valores Y Bolsa De Los E.E.U.U. (SEC)	79
2.13.2	Similitudes En Las Definiciones De Reservas Probadas De La SEC Y SPE/WPC	81
2.14	COMPARACIÓN DE LOS RECURSOS CONTINGENTES	86
2.15	SIMULACIÓN MONTE CARLO	87
2.16	PROBABILIDAD	88
2.17	DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD	88
2.17.1	DISTRIBUCION TRIANGULAR	88
2.17.2	DISTRIBUCIÓN UNIFORME	90
	CAPÍTULO III	91
	MARCO METODOLÓGICO	91
3.2	METODOLOGÍA DE TRABAJO	92
3.2.1	Revisión Bibliográfica	94
3.2.2	Análisis De Métodos De Certificación Empleados Por Empresas Internacionales	94
3.2.3	Identificación De Los Lineamientos Emanados Del Ministerio Del Poder Popular De Petróleo Y Minería Menpet, Con Respecto A La Certificación	95
3.2.4	Realización Del Estado De Arte	96
3.2.5	Elaboración De Matriz De Evaluación Adecuada A Las Normas Internacionales	96
	CAPÍTULO IV	106
	ANÁLISIS DE RESULTADOS	106
4.1	MATRIZ DE EVALUACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PARA LA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO	106
4.2	APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN DE INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO	116

4.3	COMPLETACIÓN DE HOJA DE DATOS BÁSICOS COMO REQUISITO PARA EL SOMETIMIENTO DE RESERVAS EN EL PROCESO DE OFICIALIZACIÓN SOLICITADA POR EL MENPET.....	123
4.4	DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA	129
4.4.1	Módulo De Estimación Probabilística De Reservas	129
4.4.2	Módulo De Curvas De Sensibilidad	131
4.4.3	Análisis De Certidumbre	133
4.5	APLICACIÓN DEL PROGRAMA Y VERIFICACIÓN DE LOS DATOS DE RESERVA	134
	CONCLUSIONES.....	140
	RECOMENDACIONES.....	142
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	143
	APÉNDICE I.....	148

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Clasificación de las reservas de hidrocarburos. (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)	16
Tabla 2.2	Nomenclatura para identificar el Tipo de Hidrocarburo en la Tabla de Contribuciones de Reservas Probadas	35
Tabla.2.3	Colores que deben identificar a cada tipo de fluido en los mapas oficiales de reserva	43
Tabla.2.4	Lapsos de sometimiento según la actividad generadora del cambio de reservas probadas.	44
Tabla.2.5	Campos trabajados por Ryder Scott	50
Tabla 2.6	Desarrollo de las definiciones de reservas de petróleo desde 1981	80
Tabla 2.7	Comparación de los Recursos Contingentes (Modificado CIED, PDVSA)	87
Tabla.4.1	Datos básicos.	108
Tabla 4.2	Datos requeridos	110
Tabla 4.2	Datos requeridos (continuación)	111
Tabla 4.2	Datos requeridos (continuación 2)	112
Tabla 4.3	Evaluación interna matriz propuesta	120
Tabla 4.3	Evaluación interna matriz propuesta (continuación)	121
Tabla 4.3	Evaluación interna matriz propuesta (continuación 2)	122
Tabla 4.4	Hoja de Datos Básicos	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1	Representación del sistema de clasificación de recursos	7
Figura 2. 2	Caso 1 reservas probadas	17
Figura 2. 3	Caso 2 reservas probadas	18
Figura 2. 4	Caso 3 reservas probadas	18
Figura 2. 5	Caso 4 reservas probadas	19
Figura 2. 6	Caso 5 reservas probadas	19
Figura 2. 7	Caso 6 reservas probadas	20
Figura 2. 8	Serie 100, Reservas Probables	22
Figura 2. 9	Serie 200, Reservas Probables	23
Figura 2. 10	Serie 300, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)	23
Figura 2. 11	Serie 700, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)	26
Figura 2. 12	Serie 800, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)	26
Figura 2. 13	Serie 900, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)	27
Figura 2. 14	Esquema para la Tabla de Contribuciones de Reservas Probadas	35
Figura 2. 15	Símbolo del Pozo y Arreglo de sus Datos, según deben presentarse en los Mapas Oficiales de Reservas	42
Figura 2. 16	Símbolo en pozo desviado	43
Figura 2.17	Esquematación de los requerimientos de una solicitud de Sometimiento de cambio de reservas	76
Figura 2.18	Esquema de las Actividades generadoras de cambio de reservas	77
Figura 2. 19	Representación de la distribución triangular	89
Figura 2. 20	Representación de la distribución uniforme	90
Figura 3.1	Flujograma de actividades.	93

Figura 3. 2	Diferentes procesos por los que se tiene pasar antes de llegar al punto de recolección del crudo	95
Figura 3.3	Fases del manual de estudios integrado yacimientos	97
Figura 4.1	Generalidades	108
Figura 4.2	Pantalla de entrada de bienvenida al usuario y menú principal con los diferentes módulos de la herramienta	125
Figura 4.3	Resultados de reservas obtenidos de la herramienta computacional	126
Figura 4.4	Ventana de ingreso de datos de curvas de sensibilidad	127
Figura 4.5	Curvas de sensibilidad obtenidas al variar algún parámetro.....	128
Figura 4.6	Ventana de ingreso al módulo de análisis de certidumbre	129
Figura 4.7	Resultado del módulo I estimación de reservas	130
Figura 4.8	Ingreso de datos para las curva de sensibilidad	131
Figura 4.9	Resultado de la curva de sensibilidad	132
Figura 4.10	Ingreso de datos	133
Figura 4.11	Análisis de incertidumbre	134

INTRODUCCIÓN

Las reservas de hidrocarburos son volúmenes que se consideran que pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. La estimación de las reservas es un proceso que puede ser realizado bajo dos métodos: uno determinístico, si se obtiene un único valor para el mejor estimado de reservas, el cual es basado en el conocimiento geológico, de ingeniería y datos económicos; y el otro método de estimación es el probabilístico, cuando el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas. La clasificación de reservas como probadas, probables y posibles ha sido la forma más frecuente para catalogarlas y proporciona una indicación de la probabilidad de la recuperación.

La certificación de reservas se encarga de evaluar yacimientos mediante estudios de geociencia, geología, explotación de campos, simulación de yacimientos, entre otros. Las empresas encargadas de la certificación realizan un documento en el cual acredita debidamente dichos estudios de manera periódica con la finalidad de asesoramiento y pronosticar con seguridad el rendimiento de complejos yacimientos de petróleo, de tal manera que se garantice la autenticidad de los valores estimados.

En Venezuela, debido a la importancia de petróleo en la actividad económica del país, el proceso de certificación se realiza periódicamente, de forma tal de incluir los nuevos volúmenes provenientes de nuevos descubrimientos y de conocer lo que se va a ofrecer a los mercados internacionales con las reservas certificadas. Por otra parte, al comparar Venezuela con los países competidores, es importante analizar los diferentes métodos usados en la estimación y certificación de reservas por las empresas extranjeras, y compararlos con los que indica el ente que oficializa las reservas en Venezuela que es el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MENPET).

En tal sentido, en este Trabajo Especial de Grado se persigue proponer una metodología para la evaluación interna frente a un proceso de certificación de reservas de yacimientos de petróleo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La cuantificación y certificación de reservas de petróleo no es una ciencia exacta, de hecho, muchos factores dan una serie de discrepancias en cuanto a la certificación que usa cada país. Para todo país, la certificación de reservas de petróleo es de vital importancia, ya que permite a los mismos planificar sus actividades comerciales tales como exportación y consumo interno de petróleo. La importancia de la cuantificación y certificación de reservas para cada país es su directa relación al tamaño de los intereses ya que coloca al país dentro del negocio petrolero y permitir un lenguaje común que facilite la comercialización.

Para lograr la certificación de sus reservas, los países utilizan varios lineamientos internacionales entre los cuales están: la metodología utilizada en el Petroleum Evaluation Management System (PRMS), ajustado por la World Petroleum Council (WPC), la Society of Petroleum Engineers (SPE), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG); y la Modernization of Oil and Gas Reporting (MOGR), avalada por la Securities Evaluation Engineers (SEC). Estas metodologías poseen lineamientos que no eliminan las discrepancias, sin embargo, permiten que las operadoras den información segura y honesta sobre sus reservas probadas, esto con el propósito de que el país pueda atraer inversiones y asumir un estatus a nivel mundial.

La certificación en Venezuela, se realiza a través de la inversión de proyectos por parte de las empresas petroleras Petróleos de Venezuela (PDVSA) y la Corporación Venezolana de Petróleo CVP, estas contratan a empresas internacionales como Ryder Scott, entre otras, con el fin de que cuantifiquen y certifiquen las reservas de nuestro país; estas cifras y estimaciones de reservas son entregadas al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) que es el ente encargado de oficializar dichas reservas.

Debido a la importancia de la certificación para las empresas PDVSA y CVP, están mostrando interés en prepararse ante el proceso de certificación, de una manera más rápida, efectiva y evitar demoras en dicho proceso. Sin embargo, actualmente, estas empresas no cuentan con una guía que les facilite mejorar sus evaluaciones internas a fin de estar mejor preparados previo al proceso de certificación.

En tal sentido, este Trabajo Especial de Grado pretende proponer una metodología de la cual se generara una matriz de evaluación requerida para la certificación de reservas de petróleo, dicha matriz, ofrecerá datos importantes que contribuyan a la efectividad del proceso de certificación.

1.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología para la evaluación interna ante un proceso de certificación de reservas de yacimientos de petróleo, combinando estándares internacionales y los métodos de evaluación de reservas de Venezuela.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Revisar la información bibliográfica disponible sobre los métodos de estimación de reservas de yacimientos de petróleo.
2. Analizar los métodos de certificación de recursos y reservas empleados por empresas certificadoras internacionales.
3. Identificar los lineamientos emanados MPPEP que se deben seguir para la oficialización de reservas para yacimientos de petróleo.
4. Realizar un estado del arte de la metodología empleada internacionalmente para la certificación de reservas de petróleo.
5. Elaborar una matriz de evaluación de la información requerida para la certificación de reservas en yacimientos de petróleo.

6. Desarrollar una herramienta computacional para la estimación probabilística de reservas, incluyendo análisis de incertidumbre para yacimientos de petróleo.

1.3 ALCANCE

El presente estudio pretende proponer una metodología que sirva para la evaluación interna en el proceso de certificación de reservas, principalmente en yacimientos de petróleo, realizando un estudio de los lineamientos usados por los certificadores internacionales de reservas; a fin de proporcionar una guía completa que facilite dicha certificación. Adicionalmente, se pretende desarrollar una herramienta computacional que permita el cálculo de reservas, utilizando métodos probabilísticos y que se adapte a los estándares utilizados por el MENPET.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Actualmente es muy importante para las empresas petroleras de cada país calcular y exponer el número de reservas que poseen, ya que esto les garantiza o las posicionan como sólidas y rentables internacionalmente. Venezuela posee un gran número de reservas que han sido cuantificadas y certificadas pero necesita seguir con este proceso para nuevos descubrimientos a fin de lograr financiamientos y aumentar la base de recursos del país. Es por ello que la metodología aplicada para la certificación de reservas de yacimientos de petróleo es muy importante, debido a que actualmente no hay una plantilla o matriz estándar en el país que se use para hacer evaluación interna previo a un proceso de certificación de reservas de yacimientos de petróleo, que combine estándares internacionales y los métodos de evaluación de reservas de Venezuela.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se explicará de forma detallada los fundamentos teóricos necesarios para la elaboración del Trabajo Especial de Grado relacionado con el objetivo general y los objetivos específicos, donde es importante definir Recursos y Reservas, la elaboración de sometimientos de cambios de reservas de Hidrocarburo siguiendo el Manual de “Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos”, vigente desde Noviembre del 2005, establecida por el MENPET. Esta Norma, no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial a través del manual de Lineamientos para la Aplicación del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros, vigente desde Marzo 2007, patrocinado por las siguientes Organizaciones: Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG), Consejo Mundial del Petróleo (WPC), Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SPEE), Sociedad de Exploración de Geofísicos (SEG), además de los lineamientos enunciados por la Comisión de Bolsas y Valores (SEC), de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países, información mostrada a lo largo del capítulo.

2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS Y DEFINICIONES ^[1]

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema uniforme de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos, y las carteras completas de compañías de acuerdo con los pronósticos de perfiles de producción y recuperaciones. Dicho sistema debe considerar tanto factores técnicos como

comerciales que impactan en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva, y los flujos de efectivo relacionados.

2.2 MARCO DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS PETROLÍFEROS ^[1,2]

El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural que consiste de hidrocarburos en las fases gaseosas, líquidas, o sólidas. El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre. En casos raros, el contenido no hidrocarburo puede superar el 50%.

Es la intención que el término “recursos”, como se usa aquí, incluya todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran “convencional” o “no-convencional”.

La Figura 2.1, Es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos según SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las clases principales de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos, tanto como Petróleo No Recuperable.

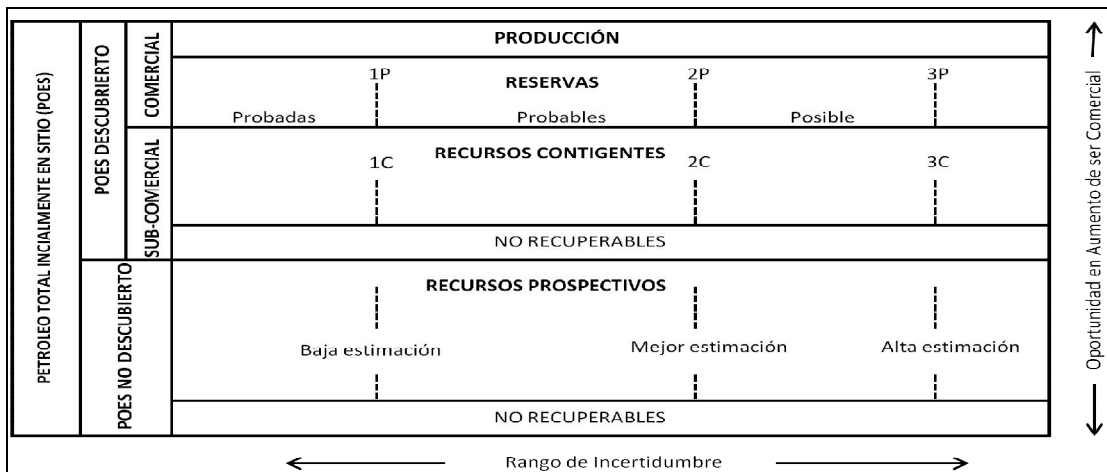


Figura 2.1. Representación del sistema de clasificación de recursos.

El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras el eje vertical representa la “Oportunidad de Comercialidad”, o sea, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial. Las siguientes definiciones se aplican a las subdivisiones mayores dentro de una clasificación de recursos:

2.2.1 Petróleo Total Inicialmente En Sitio

Es la cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún a descubrir (equivalente a los “recursos totales”).

2.2.2 Petróleo Descubierta Inicialmente En Sitio

Es la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.

- **Producción**

Es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido recuperada en cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del yacimiento.

Se pueden aplicar proyectos múltiples de desarrollo a cada acumulación conocida, y cada proyecto recuperará una porción estimada de las cantidades inicialmente in situ. Estos proyectos serán sub-divididos en Comerciales y Sub-Comerciales, con las cantidades recuperables estimadas

clasificadas respectivamente como Reservas y Recursos Contingentes, como se define a continuación.

- **Reservas**

Son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

- **Recursos contingentes**

Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para 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. Los Recursos Contingentes se categorizar adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

2.2.3 Petróleo No Descubierta Inicialmente In Situ

Es aquella cantidad de petróleo estimada, a fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.

- **Recursos prospectivos**

Son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden subclasificarse basado en la madurez del proyecto.

- **No recuperable**

Es esa porción de cantidades de Petróleo Descubierta o No Descubierta Inicialmente In Situ que se estima, a fecha dada, de 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 representadas por la interacción en la sub-superficie de fluidos y las rocas del yacimiento.

La Recuperación Final Estimada (EUR) no es una categoría de recursos, sino un término que puede aplicarse a cualquier acumulación o grupo de acumulaciones (descubierta o no descubierta) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a fecha dada, a ser potencialmente recuperables bajo condiciones definidas técnicas y comerciales además de aquellas cantidades ya producidas (total de recursos recuperables).

2.3 CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS ^[1,2]

El eje horizontal en la Clasificación de Recursos (ver Figura 2.1) define el rango de incertidumbre en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable, o potencialmente recuperable, asociadas con un proyecto. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre tanto técnicos como comerciales, como se describe a continuación:

- El petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos in-situ).
- Aquella porción del petróleo in situ que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo.
- Variaciones en las condiciones comerciales que pueden impactar en las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad en el mercado, cambios contractuales).

2.3.1 Rango De Incertidumbre ^[1]

El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse por escenarios deterministas o por una distribución de probabilidad.

Cuando el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, se proveerá una estimación baja, media, y alta de tal forma que:

- Alta: Debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
- Media: Debería haber por lo menos una probabilidad de 50% (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.

- Baja: Debería haber por lo menos una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.

Al usar el método de escenario determinista, típicamente deberá también haber estimaciones bajas, medias y altas, donde dichas estimaciones se basan en evaluaciones cualitativas de incertidumbre relativa usando pautas uniformes de interpretación. Bajo una metodología determinista incremental (basado en riesgos), las cantidades de cada nivel de incertidumbre se estiman en forma discreta y separada.

Estas mismas metodologías para describir incertidumbre pueden aplicarse a Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos. Mientras que puede haber riesgo significativo de que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no lograrán una producción comercial, es útil considerar el rango de cantidades potencialmente recuperables independientemente de tal riesgo o consideración de la clase de recurso donde se asignarán las cantidades.

2.3.2 Definiciones Y Pautas De Las Categorías

Los evaluadores pueden evaluar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por incertidumbre usando el enfoque determinista incremental (basado en riesgo), el enfoque de escenario determinista (acumulativo), o métodos probabilísticos. En muchos casos, se utiliza una combinación de enfoques.

El uso de terminología uniforme promueve claridad en la comunicación de resultados de evaluación. Para Reservas, los términos acumulativos generales de estimación baja/media/alta son mencionados como 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas se mencionan como Probadas, Probables, y Posibles. Las Reservas son un sub-conjunto de, y deben ser vistas dentro del contexto de, el sistema completo de clasificación de recursos. Mientras que los criterios de categorización son propuestos específicamente para Reservas, en la mayoría de los casos, pueden aplicarse igualmente a Recursos Contingentes y

Prospectivos condicionalmente hasta que puedan satisfacer los criterios para descubrimiento y/o desarrollo.

Para Recursos Contingentes, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/medias/altas son mencionados como 1C/2C/3C, respectivamente. Para los Recursos Prospectivos, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/medias/altas aún se aplican. No se definen términos específicos para cantidades incrementales dentro de los Recursos Contingentes y Prospectivos. Sin información de técnica nueva, no debe haber un cambio en la distribución de volúmenes técnicamente recuperables y sus límites de categorización cuando se satisfacen las condiciones de forma suficiente para re-clasificar un proyecto de Reservas Contingentes a Reservas.

Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto uniforme de condiciones de pronóstico, incluyendo la suposición de costos y precios futuros, tanto para la clasificación de proyectos como la categorización de cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto.

Lo siguiente resume las definiciones para cada categoría de Reservas en términos de tanto el enfoque determinista incremental como el enfoque de escenario y también provee los criterios de probabilidad si se aplican métodos probabilísticas.

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

- Las Reservas Probables: son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.
- Las Reservas Posibles: son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Basado en datos adicionales e interpretaciones actualizadas que indican un aumento en certeza, porciones de las Reservas Posibles y Probables puede re-categorizarse como Reservas Probables y Comprobadas.

La incertidumbre en estimaciones de recursos es comunicada mejor al informar un rango de resultados potenciales. Sin embargo, si el requerimiento es de informar un sólo resultado representativo, se considerará la “mejor estimación” como la evaluación más realista de las cantidades recuperables. Generalmente se considera que representa la suma de las estimaciones Comprobadas y Probables (2P) cuando se usa un enfoque de escenario determinista o de evaluación probabilística. Se

debe notar que bajo el enfoque determinista incremental (basado en riesgos), se preparan estimaciones discretas para cada categoría, y no debe agregarse sin consideración debida de su riesgo asociado.

2.4 DEFINICIONES DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS^[2]

2.4.1 Reservas De Hidrocarburos

Son los volúmenes que se estiman recuperar comercialmente provenientes de acumulaciones conocidas, y en un lapso determinado. De acuerdo con el nivel de certeza asociado a la información geológica, de ingeniería y/o las condiciones económicas existentes para el momento de la estimación, estas reservas se califican en Probadas, Probables y Posibles, cada una con un nivel creciente de incertidumbre asociado, el cual refleja la probabilidad de la recuperación de las mismas.

Toda estimación de reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre. El procedimiento de estimación se califica como *determinístico* cuando se reporta un *valor único*, el cual representa el mejor estimado de reservas, basado en la información geológica y de ingeniería disponible, y a las condiciones económicas existentes para ese momento. Los métodos determinísticos utilizados para el cálculo de reservas son: el Método por Analogía (analítico y estadístico), el Método Volumétrico, Balance de Materiales y el Método de Rendimiento (análisis de declinación). El procedimiento se denomina *probabilístico* cuando la información conocida de ingeniería, geología y las condiciones económicas sustentan la generación de un *rango de estimados* y las probabilidades asociadas al mismo.

Debido a la condición de incertidumbre inherente a la estimación, las reservas requieren ser revisadas continuamente a medida que la información geológica, de ingeniería y las condiciones económicas varíen en el tiempo. A partir de un descubrimiento de reservas se pueden generar modificaciones en las mismas, en la medida que se disponga de mayor y mejor información sobre el área en estudio.

- **Clasificación de reservas de hidrocarburos**

En Venezuela, oficialmente, las Reservas pueden ser clasificadas según los siguientes criterios: Según la Incertidumbre de Ocurrencia, las Facilidades de Producción o el Método de Recuperación, las reservas se clasifican según se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos. (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

Criterio	Clasificación de las Reservas
Certidumbre de Ocurrencia	Probadas Probables Posibles
Facilidades de Producción	Probadas Desarrolladas Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	Primarias Suplementarias

2.4.2 Clasificación Según La Incertidumbre De Ocurrencia ^[3]

- **Reservas probadas**

Son los volúmenes de hidrocarburos que mediante el análisis de la información geológica y/o de ingeniería, pueden ser estimados con razonable certeza para ser recuperados comercialmente bajo las condiciones actuales, las cuales incluyen los métodos de operación y las regulaciones gubernamentales.

Para estimarlas se emplean procedimientos determinísticos, en cuyo caso el término “razonable certeza” expresa un alto grado de confianza en que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Si por el contrario se emplean procedimientos probabilísticos, el término “razonable certeza” expresa que al menos el 90% de los volúmenes recuperados igualarán o excederán el estimado.

En general, las reservas se consideran probadas si la productividad comercial del yacimiento está respaldada por pruebas de producción o de formación; o también, a través de registros (perfiles) de pozos y/o análisis de núcleos que indiquen la presencia de hidrocarburos sólo en yacimientos, que se encuentren en el mismo horizonte o cercanos a otros, que estén produciendo o que hayan demostrado su capacidad de producción a través de pruebas exitosas de producción o de formación.

Bajo estas suposiciones, se puede considerar dentro la definición de reservas probadas los siguientes casos:

- Los volúmenes de hidrocarburos producibles considerados comerciales, en áreas donde se han realizado con éxito pruebas de producción y/o formación, ver figura 2.2.

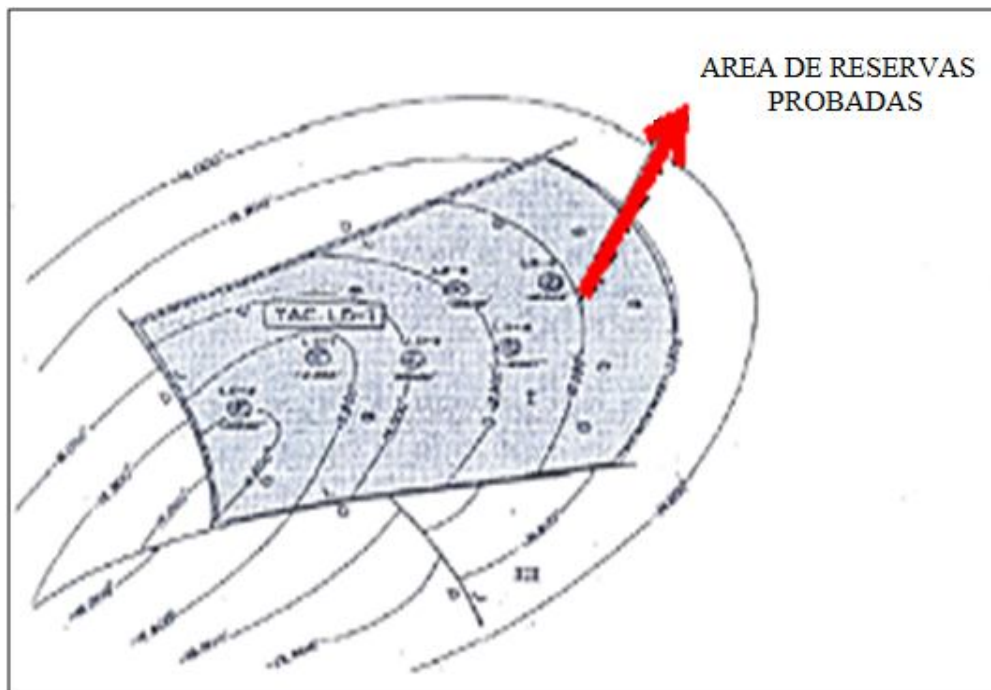


Figura 2.2 Caso 1 reservas probadas^[3]

- Los volúmenes producibles del área de un yacimiento, que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables, ver figura 2.3.

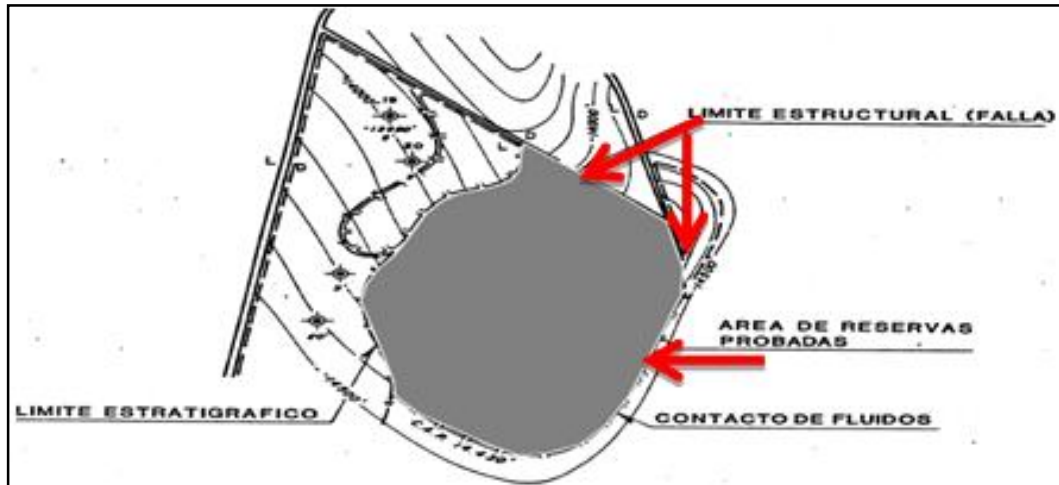


Figura 2.3 Caso 2 reservas probadas^[3]

- Los volúmenes de hidrocarburos producibles comercialmente en áreas adyacentes a las ya perforadas, cuando exista razonable certeza de su productividad comercial, basándose en estudios económicos de factibilidad que la soporten, ver figura 2.4.

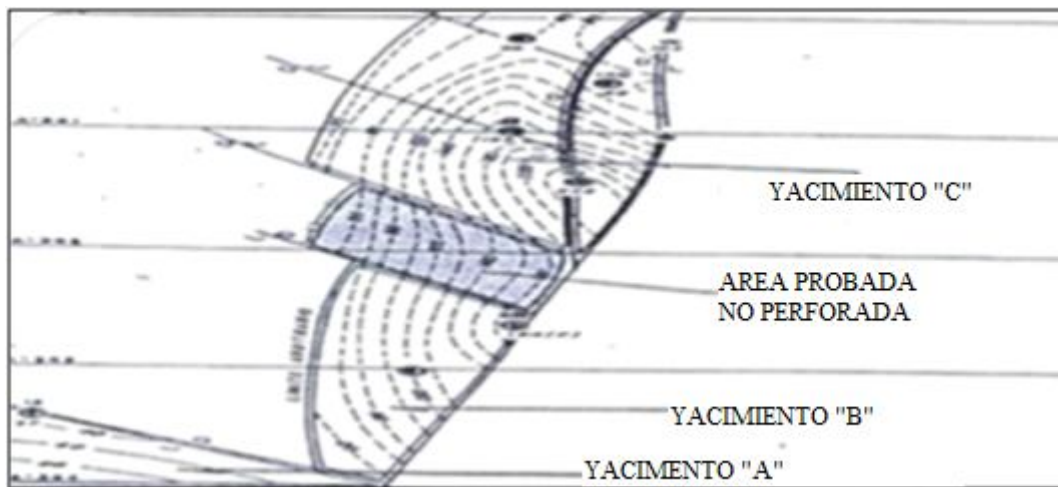


Figura 2.4 Caso 3 reservas probadas^[3]

- Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas indiquen continuidad, ver figura 2.5.

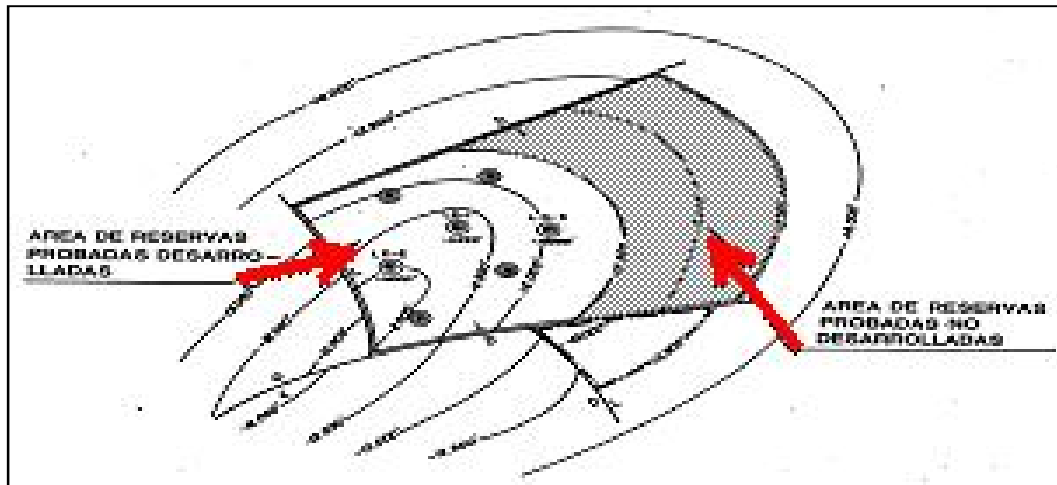


Figura 2.5 Caso 4 reservas probadas^[3]

- Los volúmenes adicionales de hidrocarburos que se pueden obtener mediante la aplicación de proyectos comerciales de recuperación suplementaria planificados o en operación, tales como: inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros, ver figura 2.6.

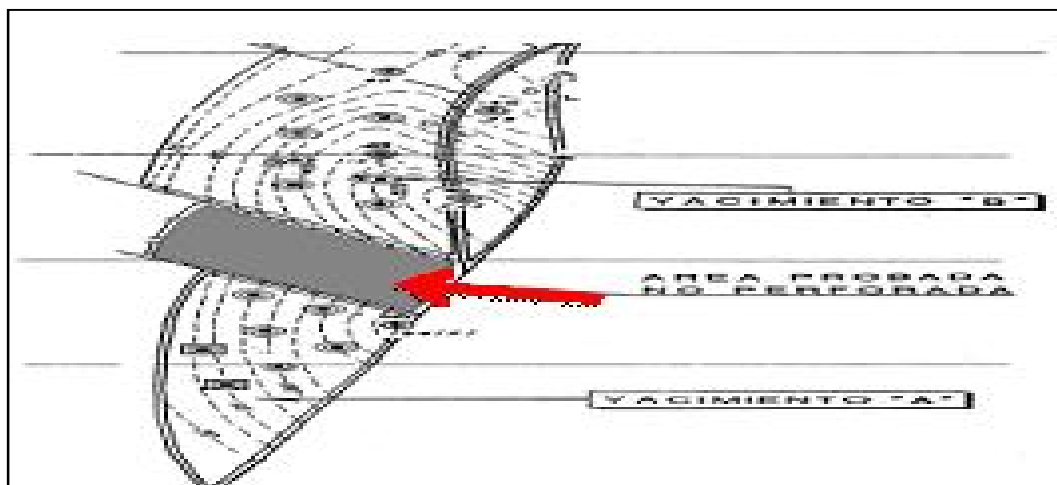


Figura 2.6 Caso 5 reservas probadas^[3]

- Los volúmenes adicionales de hidrocarburos que se pueden obtener mediante la aplicación de proyectos de recuperación suplementaria comprobados, para los que exista certeza razonable de su implementación y que cumplan con las siguientes condiciones, ver figura 2.7:
 - ✓ Cuando se tenga un estudio de factibilidad de ingeniería y geología apoyado en simulación de yacimientos, que recomiende la recuperación de un volumen adicional de reservas, en aquellos casos de yacimientos que por sus características especiales lo ameriten (rocas, fluidos, mecanismos de producción, etc.).
 - ✓ Que el estudio de factibilidad de geología e ingeniería que lo sustenta esté basado en un Proyecto Piloto exitoso o en una respuesta favorable a un proyecto experimental, instalado en el mismo yacimiento o en otro yacimiento análogo.

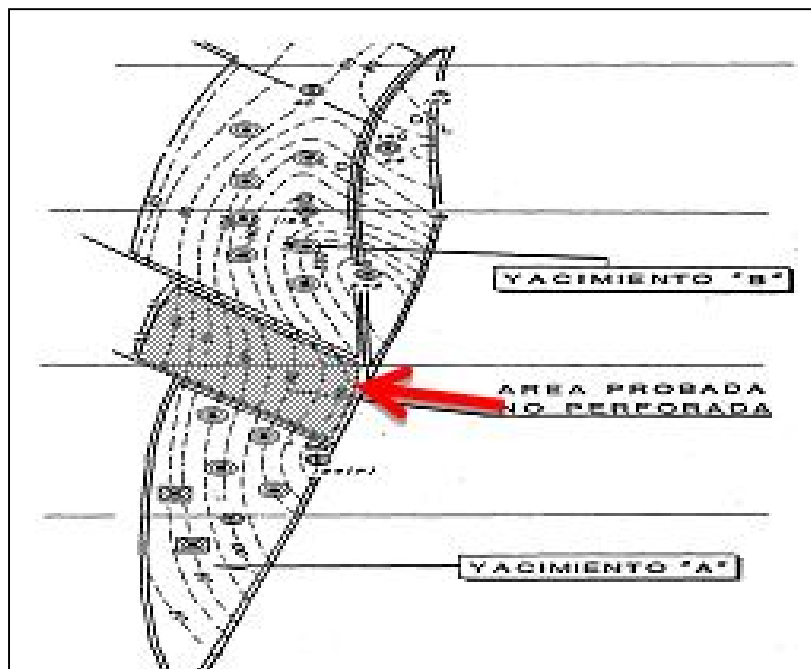


Figura 2.7 Caso 6 reservas probadas^[3]

- **Reservas probables**^[3]

Las reservas probables son los volúmenes de hidrocarburos para los cuales el análisis de la información geológica y/o de ingeniería sugiere una probabilidad alta de recuperación, aunque menor a la de las reservas probadas. Empleándose procedimientos probabilísticos para su estimación, las reservas probables deben tener por lo menos un 50% de probabilidad de materializarse. Por ello el volumen total acumulado de reservas tiene esa probabilidad (50%) de ser igual o mayor que la sumatoria de las reservas probadas más las probables. La estimación de reservas probables debe adecuarse a las condiciones actuales en lo referente a los métodos de operación y regulaciones gubernamentales.

En general las reservas se consideran probables cuando:

- A partir de la información suministrada por pruebas de formación, registros (perfiles) de pozos o análisis de núcleos, la presencia de hidrocarburos y su productividad comercial poseen un mayor grado de incertidumbre al de las reservas probadas.
- La interpretación geofísica y geológica indica que el área en estudio se encuentra en una posición estructural más alta que el área probada.
- En áreas donde la información de subsuelo no es adecuado y en aquellas áreas cuyas características no son análogas a la de yacimientos productores en las cercanías.

En base a las suposiciones antes indicadas, se enumeran y describen los diferentes tipos de reservas probables denominados *Series*, según la numeración establecida por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Las mismas se enumeran desde la Serie 100 hasta la 500, en donde el número de la serie aumenta según el incremento de la incertidumbre asociada.

- **Serie 100**

Son los volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos en cuyos pozos no se han efectuado pruebas de producción, pero que las características de los perfiles petrofísicos indican con certeza razonable la probabilidad de su existencia, siempre que dichas características no sean análogas a las de yacimientos probados ni productores en el área. Estos volúmenes se identifican como reservas detrás de la tubería revestidora, ver Figura 2.8.

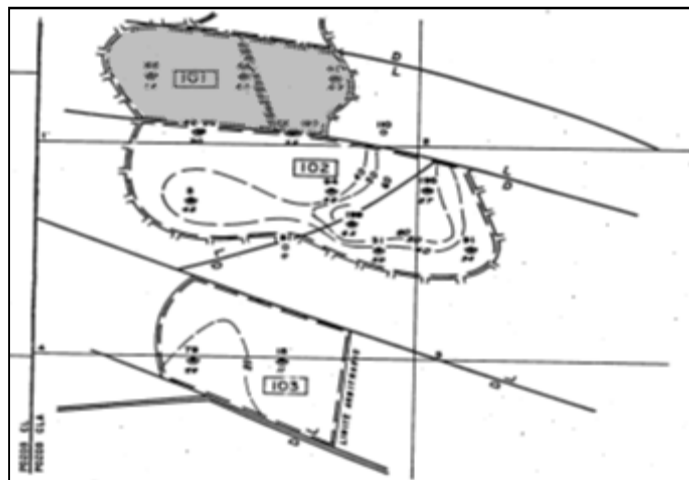


Figura 2.8. Serie 100, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

- **Serie 200**

Son los volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse, provenientes de una distancia razonable fuera de los límites del área probada y donde no se han determinado los límites del yacimiento (contacto de fluidos, estratigráficos, etc.) en función del pozo estructuralmente más bajo. Por ello, es necesario perforar pozos de avanzada para delimitar el yacimiento existente, ver Figura.2.9.

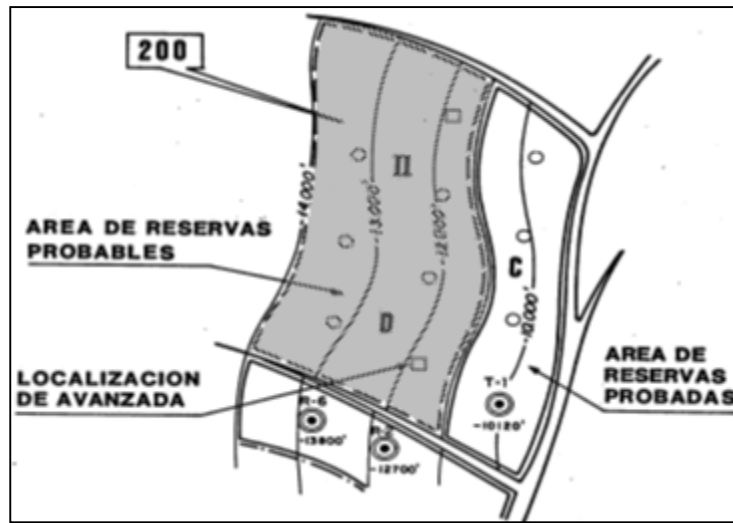


Figura 2.9. Serie 200, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

- **Serie 300**

Son los volúmenes de hidrocarburos que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de éstas por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas exista certeza razonable de tener condiciones geológicas favorables, para la acumulación de hidrocarburos y que las mismas se encuentren en una posición estructural más alta, que la del área probada (Figura. 2.10).

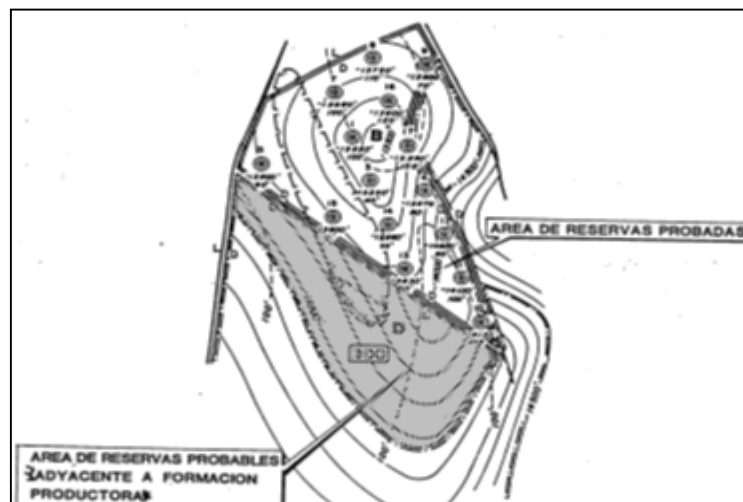


Figura 2.10. Serie 300, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

- **Serie 400**

Son los volúmenes de hidrocarburos que pudieran obtenerse como resultado de la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando:

- ✓ El método ha sido comprobado mediante su aplicación exitosa y repetida.
- ✓ Existen planes para un Proyecto Piloto, aunque aun no esté en operación.
- ✓ Las características del yacimiento deben ser favorables para la aplicación comercial de ese método de recuperación.

- **Serie 500**

Son los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que podrían obtenerse de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.), o también atribuibles a reparaciones, tratamientos, retratamiento, cambios en el equipamiento u otros procesos mecánicos.

- **Reservas posibles**^[3]

Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos para los cuales el análisis de la información geológica y/o de ingeniería sugiere, que la probabilidad de recuperar dichas reservas es menor a la de las reservas probables. Si se usan procedimientos probabilísticos para su estimación, las reservas posibles deben tener por lo menos un 10% de probabilidad de materializarse. Por ello, la cantidad o volumen total acumulado de reservas tiene esa probabilidad (10%) de ser igual o mayor que la sumatoria de las reservas probadas más las probables y las posibles. La

estimación de las reservas posibles debe adecuarse a las condiciones actuales, enmarcadas en los métodos de operación y regulaciones gubernamentales.

En general, las reservas se consideran posibles cuando:

- Se determina un alto grado de incertidumbre de la información obtenida por pruebas de producción en yacimientos análogos, pruebas de formación, a través de registros o perfiles de pozos, análisis de núcleos, la interpretación geofísica y geológica del área.
- Los volúmenes estimados no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero podrían ser rentables en condiciones económicas futuras.

En base a las suposiciones antes indicadas, se enumeran y describen los diferentes tipos de reservas posibles, según la numeración establecida por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Las mismas se enumeran desde la Serie 600 hasta la 1100, en donde el número de la serie aumenta según el incremento de la incertidumbre asociada.

- **Serie 600**

Son los volúmenes de hidrocarburos sustentados por pruebas de producción o de formación, que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que podrían ser rentables bajo condiciones económicas futuras razonablemente ciertas

- **Serie 700**

Son los volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación (con altos grados de incertidumbre) poseen características que indican la existencia de los hidrocarburos, pero que su productividad comercial no es rentable, ver Figura.2.11.

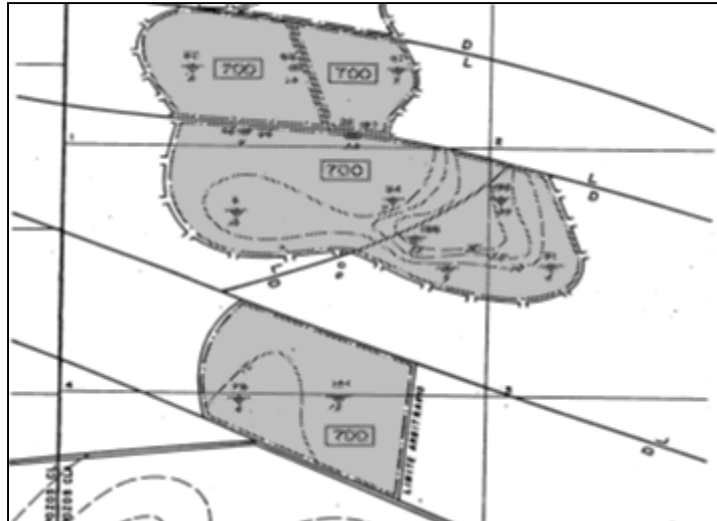


Figura.2.11. Serie 700, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

- **Serie 800**

Son los volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor, que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y cuando la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos, ver Figura.2.12.

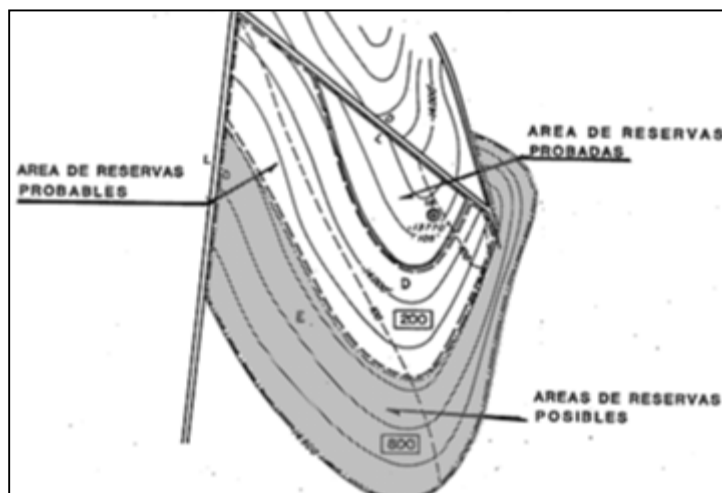


Figura.2.12.- Serie 800, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

- **Serie 900**

Son los volúmenes que podrían existir en bloques fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si esos bloques contienen volúmenes recuperables o si el mismo se encuentra en una posición estructural más baja, ver Figura. 2.13.

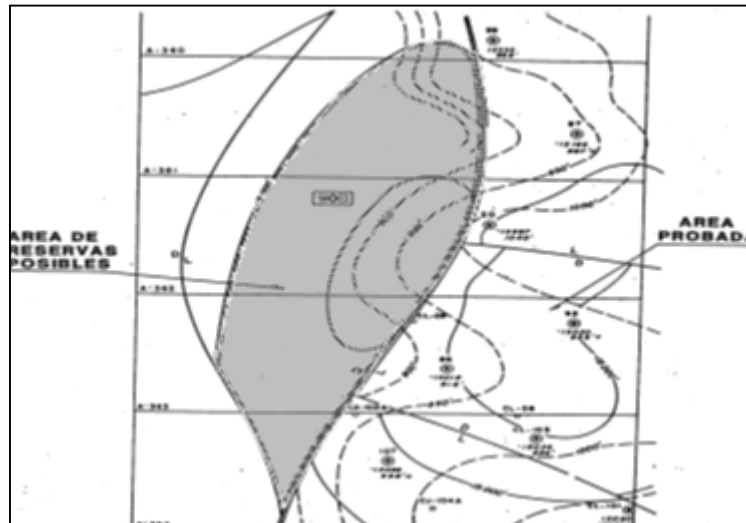


Figura.2.13. Serie 900, Reservas Probables (Normas y Definiciones de Reservas de Hidrocarburos)^[3]

- **Serie 1000**

Son los volúmenes de hidrocarburos adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito, si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria, cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Existen planes para un Proyecto Piloto, aunque aún no está en operación.
- Las características de la roca, fluidos y el yacimiento son tales que existe una duda razonable de que el proyecto será comercial.

- **Serie 1100**

Son los volúmenes de hidrocarburos adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de los parámetros del yacimiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc).

2.4.3 Clasificación Según Las Facilidades De Producción^[3]

De acuerdo al grado de desarrollo, las áreas que contienen reservas probadas se califican en dos categorías: *desarrolladas* y *no desarrolladas*.

- **Reservas probadas desarrolladas**

Son reservas comercialmente recuperables a través de pozos e instalaciones que estén operativas al momento de realizar la estimación. Dentro de esta definición, se incluyen las reservas detrás de la tubería revestidora, que requieren un costo menor y por lo general no requieren el uso del taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener mediante la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria, cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

- **Reservas probadas no desarrolladas**

Son aquellas que sólo serán comercialmente recuperables, en la medida que se realicen actividades adicionales en el área, tales como: perforar nuevos pozos, profundizar en los pozos existentes o incorporar nuevas instalaciones. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería, que requieren de un costo mayor para incorporarlas a producción.

2.4.4 Clasificación Según Método De Recuperación

- **Reservas primarias**

Son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

- **Reservas suplementarias**

Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

2.5 CÁLCULO DE RESERVAS^[3]

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos.

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos.

2.5.1 Métodos Determinísticos

Utiliza valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de ingeniería y económico en la estimación de las reservas para cada caso específico

2.5.2 Método Volumétrico

Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original en Sitio con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. El Método Volumétrico es el adoptado por el Ministerio de Petróleo y Minería como Método Oficial para el cálculo de las reservas. Estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método.

2.5.3 Cálculos Por Curvas De Comportamiento De Producción

Se utilizan con frecuencia para estimar las reservas remanentes mediante la extrapolación del comportamiento de producción y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje en los yacimientos cuando se dispone de suficiente historia de producción-presión. Los principales tipos de curvas de declinación se refieren a las variables Producción Diaria vs Tiempo y Producción Diaria vs. Producción Acumulada.

2.5.4 Cálculo Por Balance De Materiales

Se utiliza para calcular el Petróleo Original En Sitio y cotejar con el resultado obtenido por el Método Volumétrico. El éxito de la aplicación de este método requiere de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten así mismo predecir el petróleo recuperable.

2.5.5 Cálculo Por Simulación Numérica

Consiste en la utilización de modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos.

2.6 DEFINICIÓN DE FACTOR DE RECOBRO, COMO VARIABLE IMPORTANTE PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

El factor de recobro lo representa la fracción del hidrocarburo original en sitio que podrá ser recuperada a condiciones de superficie. El volumen de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento en particular, dependerá de la roca recipiente, las propiedades y continuidad de los fluidos contenidos en ella, así como de las condiciones económicas vigentes al momento de la recuperación. Dicho factor es un número entre 0 y 1. El factor de recobro final se refiere al cambio en la saturación de hidrocarburos, desde su saturación inicial ($1-S_{wi}$) hasta la saturación irreducible (S_{hr}), utilizando un método de producción en particular.

En cualquier momento del agotamiento del yacimiento, el factor de recobro puede representarse en términos de la recuperación acumulada de hidrocarburos como:

$$F_r = \frac{\beta_{hi} * \sum q_j * t_j}{VPHC} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

β_{hi} = factor volumétrico inicial de hidrocarburos.

q_j = producción volumétrica de hidrocarburos al intervalo j.

t = tiempo al intervalo j.

$VPHC$ = Volumen Poroso saturado inicialmente de Hidrocarburos.

En el caso del petróleo, donde N es el volumen de petróleo en sitio a condiciones normales, y N_p es la producción acumulada a las mismas condiciones normales, para un tiempo t y presión P , el factor de recobro viene dado por:

$$F_r = \frac{N_p}{N} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Para desarrollar nuevos campos, donde no se tenga mucha información, la estimación del Factor de Recobro final o último puede hacerse usando técnicas y métodos de dinámica de yacimientos y puede ser representado como una distribución probabilística. El uso de estas distribuciones permite la estimación de reservas recuperables, usando la Simulación de Monte Carlo u otro método probabilístico de estimación.

Podemos reagrupar el factor de recobro en dos categorías: una determinada por las condiciones económicas (regidas por el mercado de hidrocarburos, los costos operativos y la tecnología necesaria para extraer los fluidos) y ambientales y/o ecológicas (regidas por las normativas del país en que se opera y de cada empresa productora de hidrocarburos); y otra que depende únicamente de las condiciones técnicas del yacimiento, es decir, que dependen de diversos factores inherentes a las características físicas de la roca y de los fluidos que se encuentran dentro de los poros de la roca. Las que más influyen son:

- La litología de la roca o arena productora, porosidad y permeabilidad
- La viscosidad y gravedad de los fluidos contenidos en la roca recipiente o yacimiento
- El tipo de energía con la que produce el yacimiento
- El mecanismo de producción del yacimiento
- La terminación de los pozos y las instalaciones disponibles para producción

2.7 NORMAS PARA EL SOMETIMIENTO DE CAMBIOS DE RESERVAS ^[3]

A continuación, se describe los procedimientos a las que deben regirse las empresas operadoras para la elaboración de la información escrita, los mapas, las Figuras y la simbología oficial que debe usarse al momento de realizar un sometimiento de cambio de reservas. Se presenta el esquema que debe seguirse para presentar ante el MENPET la información mínima requerida que debe contener la solicitud.

La empresa debe consignar ante la Oficina de Correspondencia del Ministerio de Petróleo y Minería una (1) copia del documento de solicitud, acompañado de una (1) copia del correspondiente informe técnico. Una vez que el proceso de certificación del cambio de reservas haya culminado y en el caso de ser aprobada la solicitud, la empresa debe entregar dos (2) copias del documento de solicitud y de la versión del informe técnico resultante de las observaciones generadas por parte de la Dirección General de Exploración y Reserva de Hidrocarburos, durante el proceso de certificación.

La actividad generadora del cambio de reserva puede ser: **Descubrimiento**, **Extensión** o **Revisión**. El sometimiento de Cambios de Reservas debe presentar información gráfica que soporte lo que está descrito en el texto de la misma. El contenido gráfico se clasifica en Figuras y mapas que deben presentarse siguiendo las normas establecidas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

El Informe Técnico, los gráficos y cualquier anexo que lo acompañe deben presentarse en idioma castellano. Todas las Figuras y mapas que se presenten en la solicitud deben ser nítidos y perfectamente legibles.

Estructura de los requerimientos de la solicitud de sometimiento de cambio de reservas por parte de la empresa operadora es de la siguiente forma:

- **Documento de solicitud**

Este es preparado por el representante legal de la empresa. Deberá contener:

- Tipo de Reservas: primarias o suplementarias.
- Nombre del yacimiento.
- Campo, Jurisdicción y Estado.
- Actividad que genera el cambio: descubrimiento, extensión o revisión.

- Resumen por campo de los cambios en las reservas de petróleo y gas natural expresados en miles de barriles y millones de pies cúbicos, respectivamente.

- **Contribuciones de reservas probadas**

Consiste en una tabla mostrada en la Figura 2.14, de los cambios sometidos en la solicitud, y debe contener:

- Nombre de los Campos (organizados por orden alfabético)
- Nombre del Yacimiento (organizados por orden alfabético dentro de cada Campo)
- Tipo de Hidrocarburo, siguiendo la nomenclatura identificada en la Tabla 2.2.
- Volumen de la contribución de Petróleo en MBN (Miles de Barriles Normales) y volumen de la contribución de Gas en MMPCN (Millones de Pies Cúbicos Normales).
- Volumen Resultante de Petróleo en MBN (Miles de Barriles Normales) y de Gas en MMPCN (Millones de Pies Cúbicos Normales).
- Observaciones. Debe indicarse la actividad generadora del cambio:
 - ✓ Descubrimiento.
 - ✓ Extensión.
 - ✓ Revisión, donde debe especificarse si la razón del cambio obedece a:
 - Cambio en los parámetros de un yacimiento.
 - Creación de un yacimiento por fusión.
 - Creación de un yacimiento por división.
 - Eliminación de un yacimiento.

CONTRIBUCIONES DE RESERVAS PROBADAS							
LOGO DE LA EMPRESA		Carta No. Área					
CAMPO	YACIMIENTO	TIPO DE HIDRO-CARBURO	CONTRIBUCIONES		VOLUMEN RESULTANTE		OBSERVACIONES
			PETRÓLEO (MBN)	GAS (MMPCN)	PETRÓLEO (MBN)	GAS (MMPCN)	

Figura. 2.14.- Esquema para la Tabla de Contribuciones de Reservas Probadas.

Tabla 2.2 Nomenclatura para identificar el Tipo de Hidrocarburo en la Tabla de Contribuciones de Reservas Probadas.

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API	NOMENCLATURA
Gas	-	G
Condensado	Mayor de 42 (*)	C
Petróleo Liviano	Más de 30	L
Petróleo Mediano	De 22 a 29,9	M
Petróleo Pesado	De 10 a 21,9	P
Petróleo Extrapesado	Menor a 10	XP

(*)Gravedad API utilizada solo para fines fiscales.

- **Hoja de datos básicos**

Es el formato oficial para presentar los datos básicos del yacimiento al Ministerio de Petróleo y Minería, especialmente diseñada para calcular las reservas por el método volumétrico:

Existen cuatro formatos, los cuales son:

- **DB-1** De Condensado y Gas Natural Asociado.
- **DB-2** De Petróleo y Gas Natural Asociado (en solución y en capa de gas).
- **DB-3** De Gas Natural no Asociado.
- **DB-4** De Petróleo Crudo por Recuperación Suplementaria.

- **Historia de cambio de reservas**

Para registrar la evolución del yacimiento en el informe técnico debe incluirse una breve relación histórica por sometimientos anteriores, donde se indique la siguiente información:

- Actividad Generadora del Cambio (descubrimiento, extensión o revisión).
- Volumen de Reservas Incorporadas.
- Volumen Resultante de Reservas Totales.
- Razón del cambio (descubrimiento, extensión o revisión).
- Factores de Recobro.

- **Comentarios técnicos**

Se debe presentar las razones y justificaciones que soportan el cambio ya sea por Descubrimiento, Extensión o Revisión. El informe debe contener resúmenes y comentarios geológicos y de comportamiento de yacimientos, todos soportados por estudios recientes y basados en datos locales.

Los Sometimientos de Cambios de Reservas se establecen de la siguiente manera:

2.7.1 Por Descubrimiento

Las Reservas generadas por Descubrimientos están básicamente relacionadas con los programas de perforación exploratoria.

- **Determinación del área probada**

El área probada estará determinada por los límites naturales del yacimiento (fallas, acuñamientos de arena, contactos de fluidos, entre otros) según la interpretación geológica, geofísica y de ingeniería disponible para el momento y deberá identificarse en el mapa con la Simbología Oficial. Cuando no se conoce el contacto de fluidos se usaran límites arbitrarios, los cuales deberán ser paralelos a los contornos estructurales.

- **Determinación del espesor**

El espesor promedio de Arena Neta Hidrocarburifera deberá respetar:

- El espesor interpretado en el registro del pozo descubridor
- El modelo sedimentológico/estratigráfico planteado en el Informe Técnico.

- **Determinación de los parámetros básicos**

Los parámetros básicos serán determinados por los métodos técnicos correspondientes. En el caso de tener que usar correlaciones o analogías con otras áreas, deben identificarse y explicarse en el texto del informe técnico. Estos valores deben reportarse en la Tabla de Datos Básicos correspondiente en la columna “DESCUBRIMIENTO” y en la columna “YACIMIENTO A OFICIALIZAR”.

- **Determinación del Factor de Recobro**

El Factor de Recobro debe ajustarse a las características del comportamiento del yacimiento y/o por analogías con yacimientos de áreas cercanas.

- **Registro del pozo**

Debe anexarse una copia del Registro de Competición del pozo descubridor.

- **Oficio de completación**

Debe anexarse una copia del Oficio de Completación Oficial del pozo.

2.7.2 Por Extensión

Son los cambios generados básicamente por la perforación de pozos de avanzada.

- **Determinación del área probada**

Se tomara como área probada la ya existente en el modelo geológico, con las modificaciones que resulten de la nueva información suministrada por el pozo que origina la EXTENSIÓN.

- **Determinación del espesor**

El nuevo espesor promedio de la Arena Neta Hidrocarburifera se estimara tomando en cuenta el valor aportado por el pozo que origina la extensión.

- **Determinación de los parámetros básicos**

Los parámetros básicos se actualizarán con la nueva información obtenida del pozo, y su variación debe reportarse en la Tabla de Datos Básicos correspondiente, en la columna identificada como “EXTENSIÓN”, manteniendo la información anterior en la columna de “DESCUBRIMIENTO” y colocando la información nueva en la columna “YACIMIENTO A OFICIALIZAR”.

- **Determinación del Factor de Recobro**

El factor de recobro resultará de la actualización al tomar en cuenta la nueva información generada por el pozo que origina la extensión.

- **Registro del pozo**

Debe anexarse una copia del Registro de Completación del pozo que genera la extensión.

2.7.3 Por Revisión

Las revisiones son producto de la reinterpretación geológica y de los parámetros de yacimiento y generan aumentos o disminuciones en las cantidades de reservas probadas de un yacimiento.

Los Cambios de Reservas por REVISIÓN pueden generar:

- Un nuevo yacimiento por fusión de dos o más yacimientos preexistentes.
- Dos o más nuevos yacimientos por división de uno o más preexistentes.
- Eliminación de uno o más yacimientos por los cambios generados en los puntos anteriores.
- Cambios por revisión de los parámetros de yacimiento.

Para hacer estos cambios de reservas se debe redistribuir la producción acumulada para la fecha en que se efectuó la REVISIÓN.

Cuando se crea un yacimiento, sus datos básicos deben reportarse en la columna “YACIMIENTO A OFICIALIZAR”. Si el cambio afecta a un yacimiento existente sin la creación de uno nuevo, la información oficial debe reportarse en la columna “REVISIÓN / OFICIAL” la variación de los parámetros básicos debe reportarse en la Tabla de Datos Básicos correspondiente, en la columna “REVISIÓN/CAMBIO” colocando la información nueva en la columna “YACIMIENTO A OFICIALIZAR”.

Debe anexarse una copia del Mapa Oficial de Reservas para cada yacimiento sometido a cambio.

- **Mapa de reservas**

Todo yacimiento consignado en el Informe Anual de Reservas debe tener un Mapa Oficial de Reservas asociado a él. Dicho mapa debe contener toda la información necesaria para la cabal interpretación del Modelo Geológico, ya que constituye el soporte de sus Reservas de Hidrocarburos.

Los mapas que acompañan la solicitud de cambios de reservas obtienen el rango de Mapas Oficiales al momento en que la solicitud es aprobada por el Ministerio de Petróleo y Minería. El Mapa Oficial debe estar conformado por el mapa isópaco-estructural al tope de la arena yacimiento.

El mapa a oficializar debe señalar los límites del yacimiento (área probada) y los límites de los prospectos (probables y posibles), cuando estén definidos. Cuando el cambio está generado por **Extensiones y Revisiones**, el mapa a oficializar debe indicar, adicionalmente, los límites oficiales (anteriores) del yacimiento objeto del cambio, en color amarillo.

2.8 ESPECIFICACIONES PARA LA ELABORACIÓN DE MAPAS ISÓPACOS-ESTRUCTURALES

- Los mapas mostrarán de manera conjunta la información isópaca-estructural, salvo en aquellos casos en los que la densidad de información geológica y de pozos sea muy alta y para su mejor lectura deban ser presentados separadamente.
- Los mapas deben ser presentados a escala 1:20.000. En aquellos casos en que sea necesario prepararlos en una escala diferente, la Empresa solicitará el correspondiente permiso al Ministerio de Petróleo y Minería, justificando las razones del cambio en la escala.
- Los mapas deben ser presentados en idioma español y bajo el siguiente esquema:
 - Indicando el Norte Geográfico.
 - Presentando un reticulado de Coordenadas UTM.
 - Nombre y número de las parcelas.
 - Deben usarse los símbolos presentados en la Leyenda Oficial.
 - La condición y características de cada pozo debe estar representada siguiendo la nomenclatura de la Leyenda Oficial.
 - Registro Tipo del área, mostrando las formaciones geológicas del área con sus respectivas edades y señalando el horizonte cartografiado.

- Los volúmenes de Reservas Probadas deben identificarse con la palabra Yacimiento y los volúmenes de Reservas Probables o Posibles, deben identificarse con la palabra Prospecto.
- Las curvas estructurales deben trazarse con líneas negras continuas y las profundidades deben indicarse en pies.
- El mapa isópaco deberá estar basado en los valores de Arena Neta Hidrocarburífera, bien sea petrolífera (ANP) o gasífera (ANG), y no en la Arena Neta Total Yacimiento (ANT). Las curvas deben trazarse con líneas negras de segmentos cortos, indicando el espesor de la arena en pies.
- Los límites del yacimiento (fallas, acuñamientos de arenas, barreras de permeabilidad, etc.) deben estar claramente identificados en el mapa mediante los símbolos y código de colores incluidos en la Leyenda Oficial. En el caso de establecer límites arbitrarios, estos deben ser paralelos a los contornos estructurales y deben señalarse en el mapa utilizando la expresión “límite arbitrario”.
- En los yacimientos delimitados por contactos de fluidos, debe indicarse este contacto según las condiciones originales del yacimiento e indicar el valor de la profundidad a la cual se encuentran.
- En caso de variación en la extensión del área del yacimiento, debe representarse en el nuevo mapa la geometría anterior del yacimiento en color amarillo.
- Los valores de profundidad y espesor de arena de cada pozo debe organizarse de la siguiente forma: el valor del Tope Estructural deberá colocarse debajo de la simbología de cada pozo. En el siguiente renglón se colocara espesor de Arena Neta Total Yacimiento (ANT) y por último el espesor de Arena Neta Hidrocarburífera (Petrolífera o Gasífera, según el caso). El último valor deberá subrayarse con una línea cuando el intervalo

cartografiado ha sido probado y con dos líneas cuando ha sido completado (Figura.2.15).

- En caso de pozos desviados debe identificarse su ubicación en superficie con la letra S y en fondo con la letra F. El símbolo oficial del pozo debe colocarse en el punto donde su trayectoria interseca el tope de la arena cartografiada (Figura.2.16). o. Para indicar el movimiento relativo vertical de las fallas, el bloque deprimido se identifica con la letra **D** y el bloque levantado con la letra **L**, así como los valores de las curvas estructurales a ambos lados de la falla.
- Para la representación de los fluidos en el yacimiento, se deben utilizar los colores identificados en la Tabla.2.3

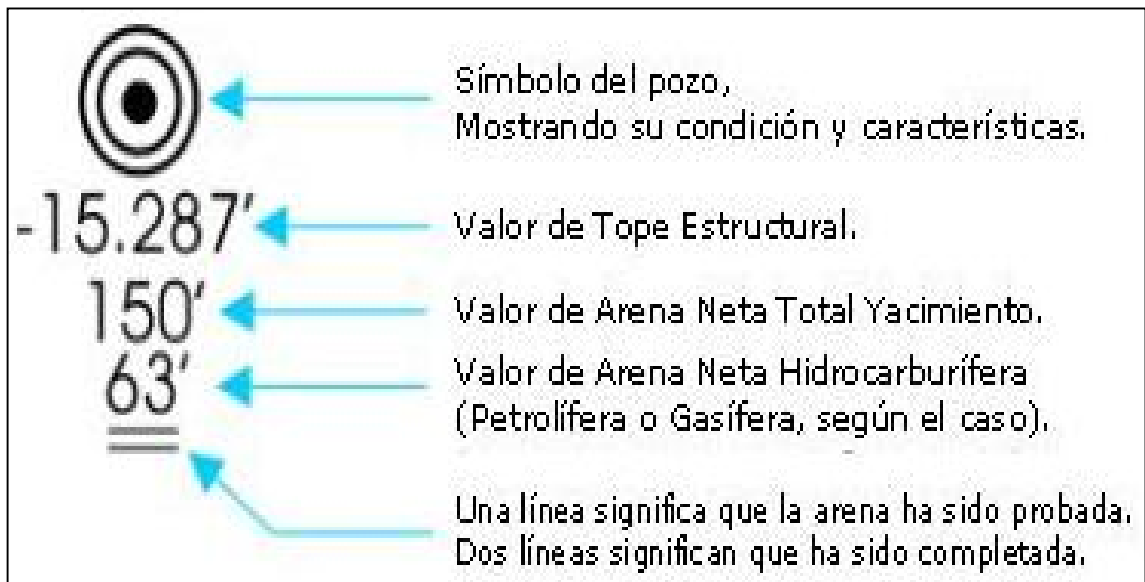


Figura.2.15 Símbolo del Pozo y Arreglo de sus Datos, según deben presentarse en los Mapas Oficiales de Reservas. (Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos).

Tabla.2.3 Colores que deben identificar a cada tipo de fluido en los mapas oficiales de reservas.

FLUIDO	COLOR
Gas	Rojo
Condensado	Anaranjado
Petróleo Liviano/Mediano	Verde Claro
Petróleo Pesado	Verde Oscuro
Petróleo Extrapesado	Marrón Oscuro
Agua	Azul

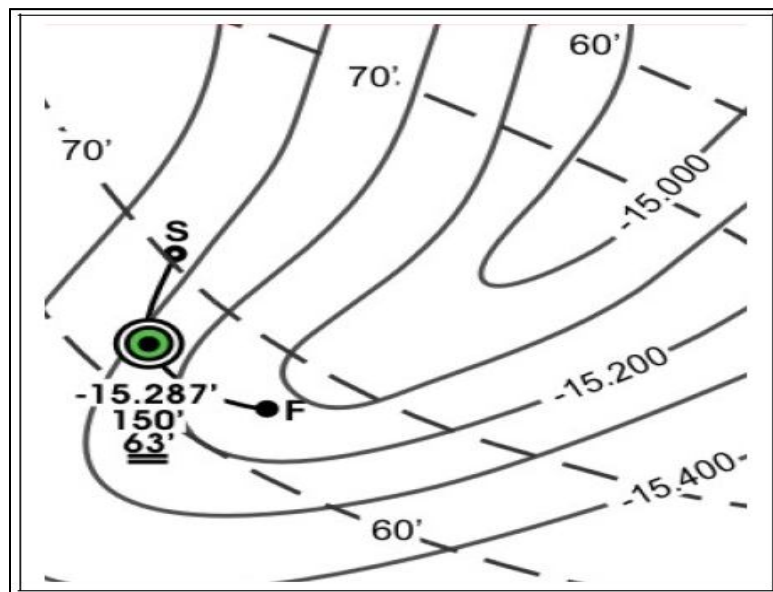


Figura.2.16 Símbolo en pozo desviado

- **Representaciones gráficas adicionales:**

Cada solicitud de cambio de reservas debe ir acompañada con los gráficos que amerite, es decir: secciones estratigráficas, estructurales, mapas diversos, entre otros.

- **Fechas de sometimientos de cambios de reservas**

Dependiendo de la actividad generadora del cambio, los Cambios de Reservas deben someterse dentro de los lapsos señalados según la Tabla.2.4.

Tabla.2.4 Lapsos de sometimiento según la actividad generadora del cambio de reservas probadas.

ACTIVIDAD GENERADORA DEL CAMBIO	LAPSO DE SOMETIMIENTO	FECHA LÍMITE DE SOMETIMIENTO
Descubrimiento y extensiones	Del 02 de enero al 30 de noviembre	A los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la fecha de Completación Oficial del pozo
Revisiones	Del 02 de enero al 31 de julio	31 de julio

2.9 JURISDICCIONES DE LAS INSPECCIONES TÉCNICAS DE HIDROCARBURO

Los estados bajo la competencia de las Jurisdicciones de las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos (ITH) son:

- **Jurisdicción Maracaibo:** Estados Falcón, Lara, Mérida, Táchira, Trujillo y Zulia y las Aguas Territoriales correspondientes a las áreas Golfo de Venezuela y La Vela Costa Afuera.
- **Jurisdicción Barinas:** Estados Apure, Barinas, Carabobo, Cojedes, Portuguesa y Yaracuy.
- **Jurisdicción Barcelona:** Estados Anzoátegui, Aragua y Guárico.
- **Jurisdicción Maturín:** Estados Delta Amacuro, Monagas, Sucre y las Aguas Territoriales correspondientes a las áreas de Golfo de Paria, Norte de Paria y Plataforma Deltana.

2.10 ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE CERTIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS EMPLEADOS POR EMPRESAS CERTIFICADORAS INTERNACIONALES.^[4,5]

El petróleo, como fuente energética no renovable, ya está dando señales de su agotamiento a nivel de las reservas mundiales y de su ritmo productivo. A este hecho

hay que añadir el aumento de la demanda. Así pues el consumo en 10 años se incrementará en 20 millones de barriles diarios y, al mismo ritmo de crecimiento, en el 2020 la demanda rondará los 115 millones de barriles diarios. Se estima en que la tasa de caída anual en cuánto a producción corresponde a un 5 %. Esto supone que en 10 años habrá un déficit cercano a los 60 millones de barriles diarios.

EEUU es el primer consumidor de petróleo (25 % del total) y ha incrementado su demanda en un 17% en la última década, mientras Europa lo hizo en un 7 %. Resaltar el incremento del 47 % en el Estado español (consumo de más de 1,5 millones de barriles diarios) que también contrasta con los países de la Unión.

Cada estadounidense consume 18 veces más petróleo que un Chino. Si China consumiera en la misma proporción que los americanos necesitaría de 90 millones de barriles diarios, casi 15 millones más que toda la producción mundial diaria (según consumo por día en 2001).

El 78% de las reservas se encuentran en los 11 países pertenecientes a la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) –Arabia Saudí, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela–. El 7,8% del total mundial se encuentra en países pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), formada por 30 países entre los que se encuentran los económicamente más potentes del mundo.

El resto, un 15,2%, está repartido en los demás países del mundo (entre éstos destacan, por sus reservas, Rusia y China). Esto quiere decir que el 87,4% de las reservas actualmente existentes de petróleo en el mundo se encuentran en esos 12 países.

El dato sobre las reservas de petróleo es de gran importancia en tanto en cuánto permite averiguar la duración de las mismas a nivel mundial si no se efectuasen nuevos descubrimientos.

En cuánto a nuestro país el reporte anual sobre las reservas de petróleo y gas indica que las existencias petroleras totalizaron en gas 1,653 billones de barriles a fines del 2011. Venezuela ocupa el primer puesto por sus reservas de petróleo, dejando atrás a Arabia Saudita, comunica el informe elaborado por la compañía petrolera BP.

Según los datos de la compañía, a finales del año 2011 las reservas confirmadas de petróleo en Venezuela contaron con 296.500 millones de barriles, siendo el 18 por ciento de los recursos mundiales, mientras que las de Arabia Saudita se calcularon en 265.400 millones (el 16 por ciento). En el tercer puesto se encuentra Canadá con sus 175.200 millones de barriles, el 11 por ciento del crudo mundial.

Por esto es de gran importancia conocer como es la certificación de estas reservas a nivel mundial ya que nuestro país es el que tiene mayor cantidad de reservas, por lo cual se deben conocer cuáles son las empresas encargadas de realizar estos cálculos y sus procedimientos especialmente las que han de una u otra forma participado en la cuantificación y certificación de reservas en nuestro país.

2.11 EMPRESAS ENCARGADAS DE LA CUANTIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE RESERVAS A NIVEL MUNDIAL

2.11.1 Ryder Scott^[6]

Ryder Scott es una compañía que ofrece diversos servicios en el área petrolera comenzó a operar en el año 1937, en Bradford, Pennsylvania. Inicialmente se dedicó a la producción de petróleo para luego convertirse en una muy reconocida firma de ingeniería y laboratorio de investigaciones. Para ofrecer asistencia técnica se asociaron Harry M. Ryder y David Scott Jr., ya que los productores habían observado el éxito de las inyecciones de agua proyectadas en el yacimiento de Bradford por Ryder Scott.

La firma originó diversas técnicas. Donald T. May, el primer empleado de la empresa, fue pionero en el análisis de fracciones del núcleo para obtener información petrofísica exacta a partir de un solo tapón de arena. Ryder, que era ingeniero en

electricidad, desarrolló los disparos selectivos. Esa técnica de terminación de pozos se concentraba en la selección de explosiones de nitroglicerina correctamente dimensionadas y colocadas para perforar y estimular la formación productora.

La firma continuó implementando las prácticas más acertadas con control total de la ingeniería a fin de retardar la caída de la producción en la zona de Bradford durante la década de 1940. Ryder Scott utilizó taponamiento selectivo en las tomas de agua. La firma recomendó mejoras en la adquisición de núcleos, perfiles, prácticas de terminación, aguas y presiones de inyección, espaciado de pozos y equipos para yacimientos petrolíferos.

En la actualidad, Ryder Scott Petroleum Consultants se parece bastante poco al naciente laboratorio de análisis de núcleos de los años 30. Sin embargo, la firma se sigue parámetros de calidad que todavía conserva, los principios de sus fundadores que los proyectos de petróleo y gas deben ser evaluados y proyectados adoptando los principios profesionales y éticos más exigentes.

Desde 1937, Ryder Scott ha completado diversos proyectos singulares. Uno de ellos fue la evaluación de Elk Hills Naval Petroleum Reserves para el Departamento de Energía de los Estados Unidos que realizó en 1997. Ryder Scott invirtió más de 40,000 horas analizando el productor de miles de millones de barriles y generó un reporte en tres volúmenes de las reservas. Después de la presentación del reporte, la participación del gobierno en el campo fue vendida en \$3650 millones, el traspaso de propiedad federal más grande en la historia de los Estados Unidos.

Algunos de los más importantes estudios recientes son certificaciones de reservas de petróleo de Ryder Scott para China National Offshore Oil Corp. y Sinopec. Ryder Scott realizó estudios detallados e integrados de todos los yacimientos pertenecientes a estas importantes compañías chinas. Las certificaciones independientes fueron presentadas a los entes reguladores de valores en Nueva York y Hong Kong para ofertas públicas iniciales.

En 2000 y 2001, Ryder Scott realizó evaluaciones en todo EEUU de las reservas de gas y los recursos costa afuera en Colombia y Trinidad y Tobago. Estos países utilizaron reportes para desarrollar políticas nacionales de energía así como sistemas de precios y estructuras para implementar en diversos contratos de gas a largo plazo.

En 2001, Ryder Scott preparó planes de desarrollo detallados y cálculos de economía de proyecto para 113 campos en la antigua Unión Soviética para la segunda compañía en orden de importancia de Rusia según el total de sus reservas de petróleo. El personal directivo superior del cliente empleó el estudio para la optimizar los factores económicos del desarrollo de yacimientos, asignar prioridades en la asignación de financiamiento corporativo y para elaborar un plan de la organización.

En 2002, Ryder Scott llevó a cabo una evaluación técnica de ofertas para una importante participación en el yacimiento petrolero costa afuera más grande del mundo, una propiedad de 500,000 barriles de petróleo diarios en Medio Oriente. El proyecto incluyó el desarrollo de un sistema de puntuación para clasificar las ofertas presentadas por posibles inversionistas.

También en 2002, Ryder Scott realizó una auditoria de reservas para la adquisición por \$6750 millones de dos importantes compañías rusas por parte de una petrolera integrada internacional. La transacción fue la inversión directa más grande realizada en Rusia con posterioridad a la era soviética y el resultado fue la creación de la tercera compañía petrolera y de gas en orden de importancia en Rusia, con una producción de 1,2 millones de barriles de petróleo diarios.

En 2004, los nuevos proyectos de Ryder Scott se concentraron en el cumplimiento de las pautas de la Comisión de Títulos y Valores de los Estados Unidos. Ryder Scott realizó una auditoria de fin de año de las reservas corporativas de una importante compañía de servicios públicas después de una reducción del valor en libros de sus reservas a fin de que éstas cumplieran en tu totalidad con las pautas de la mencionada comisión. Asimismo, ese año, una compañía petrolera integrada internacional, después de otra reducción del valor en libros de las reservas, contrató a Ryder Scott

para llevar a cabo una revisión de vía rápida de las clasificaciones de las reservas de determinados campos que cubren aproximadamente 40 por ciento del total de la cartera corporativa. La revisión abarcó también 60 por ciento del total de las reservas no desarrolladas verificadas.

En 2005, Ryder Scott comenzó a evaluar la prolífica región del norte de México que consta de 350 yacimientos de petróleo y gas tanto en la costa como costa afuera en la cuenca de Burgos y en el complejo de las cuencas de Tampico, Misantla y Veracruz. La compañía petrolera nacional, que emite títulos en el mercado estadounidense, utilizará el reporte independiente para presentar los valores estimados verificados de sus reservas y los valores actuales netos a la Comisión de Títulos y Valores de los Estados Unidos.

Durante el periodo de 2006-2007, Ryder Scott condujo una evaluación de reservas para confirmar la capacidad de entrega para un consorcio como parte de una diligencia conveniente técnica y comercial para la financiación de un proyecto de GNL de capital intensivo en África Occidental. Otro proyecto de certificación de reservas en Sudamérica, con alcance del país entero, estableció una base equitativa para el ministerio de petróleo de la nación para renegociar los términos contractuales con compañías subsidiarias internacionales.

En 2008, Ryder Scott fue el consejero técnico principal de Ecopetrol para el inicio de su Oferta Inicial al Público (IPO) en la Bolsa de Valores de Nueva York. La empresa asesora también certificó ciertas reservas de petróleo de la compañía nacional de petróleo de Colombia.

En 2009, la empresa pública de Bolivia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, comisionó a Ryder Scott para certificar independientemente las reservas probadas, probables y posibles de petróleo y gas del país. Con las segundas reservas de gas más grandes de Sudamérica, Bolivia usará la validación de una empresa tercera para reducir los riesgos y para estimular inversiones e industrialización, una

prioridad nacional. Adicionalmente, los servicios anuales de asesoramiento del mercado tradicional de la empresa en Norteamérica se mantuvieron firmes.

- **Venezuela**

Acuerdo Operativo Tercera Ronda Geológica y realiza evaluaciones de ingeniería de varias propiedades que se ofrecen en la Ronda III Acuerdo Operativo. Proporcionado las estimaciones de reservas de petróleo y gas, los volúmenes de flujo de flujo y horarios de inversión.

Ryder Scott también Completa estudios que incluyen los siguientes campos, Tabla 2.5:

Tabla.2.5 Campos trabajados por Ryder Scott

Acema	Cerro Negro	Mata	Socuavo
Ambrosio	La Concepcion	La Palma	Tarra
Block B2B	Concordia	La Paz	Temblador
Bombal	Las Cruces	Pedernales	Tres Bocas
Bonito	Dacion	Rio de Oro	Tucupita
Boqueron	Isleño	Rosario	Uracoa
Cabimas	Los Manueles	El Salto	

Ryder Scott fue la empresa encargada de la certificación de reservas en los bloques del área de Junín y de todas las reservas de las áreas de Boyacá, Ayacucho y Carabobo en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Las actividades de la empresa Ryder se enfocaron en la estimación volumétrica del POES y las reservas asociadas a cada bloque de Junín. Un primer paso fue la revisión por parte de la certificadora del modelo estático realizado por PDVSA. Ryder fue comparando y ajustando una serie de correlaciones y evaluaciones petrofísicas con los cuales generaron sus propios mapas y los estimados de volúmenes. Así mismo,

Ryder efectuó sus propios cálculos de reservas, denominados recursos contingentes, debido a que usaron las definiciones aprobadas por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Congress (WPC). A través de modelos sectoriales y utilizando una matriz de valores petrofísicos y geológicos. La empresa realizó predicciones mediante simulaciones numéricas, con la finalidad de obtener las variaciones de la producción con variaciones de propiedades de yacimientos.

Se realizaron discusiones entre el grupo de PDVSA y la certificadora a fin de comparar los resultados de los volúmenes y las reservas obtenidas por cada grupo. Finalmente, Ryder Scott, emitió cartas para cada bloque certificado, donde se reflejan las estimaciones de POES y recursos de sus revisiones.

- **Estimación de volumen de petróleo original en sitio (POES)**

Mediante un proceso de auditoría, Ryder Scott inició un estudio de estimación de POES para cada bloque del Área de Junín con datos de información de pozos y de área, suministrados por el grupo de PDVSA. Así mismo, la empresa certificadora condujo un análisis petrofísico de los pozos estratigráficos perforados en cada bloque del área. Basado en este análisis, generó mapas de espesores de arena neta petrolífera para las distintas zonas identificadas (Mioceno Temprano, Arenas Basales, Oligoceno y Cretácico). Los mapas fueron incorporados al programa petrel, donde se realizaron los cálculos volumétricos de POES. Adicionalmente, se incorporaron los pozos vecinos de los bloques en estudio con el objetivo de obtener una mejor resolución de la geología del área.

- **Estimación de recursos**

La metodología para la estimación de las reservas adoptada por la empresa certificadora Ryder, se basó en el desarrollo de un modelo de simulación numérica sectorial que consistió en una unidad productora.

El modelo conceptual constó de una macolla con arreglos de 6 grupos de pozos distribuidos por área, con respecto a las variaciones de propiedades tales como

porosidad, relación KV/Kh y saturación de agua, Ryder usó su estudio petrofísico y delimitó valores máximos, intermedios y mínimos para las zonas tope Mioceno Temprano, tope Arenas Basales, tope Oligoceno y tope Cretácico. Con esto, obtuvo 11 curvas por zonas haciendo un total de 44 curvas de tendencias. El esquema de variaciones de propiedades solo comprendió corridas con propiedades homogéneas (saturaciones de agua, porosidades, permeabilidades, etc).

Para el modelo de simulación, se definió un caso base donde se tomaron los valores intermedios de las propiedades porosidad, saturación de agua y relación kv/kh. Los valores de porosidad y saturación de agua fueron obtenidos de promedios aritméticos y la relación kv/kh un valor de referencia. De igual manera, fueron incorporados parámetros como permeabilidad absoluta, compresibilidad y propiedades roca fluido.

Para cada zona se consideraron tres profundidades de referencia. Por lo tanto, le fue asignó cada profundidad un valor de la viscosidad correspondiente a la temperatura de referencia de cada profundidad.

Ryder Scott usó las definiciones de la guía de reservas y recursos de petróleo de la SPE/WPC/AAPG para asignar una categoría a los volúmenes de petróleo recuperables en cada estudio de los bloques de Junín. Estas cantidades de petróleo recuperables bajo esquemas de producción en frío, las cuales fueron catalogadas como recursos contingentes.

Para la obtención de los recursos contingentes, Ryder seleccionó tres curvas de factor de recobro en función de profundidad, las mismas fueron asignadas de acuerdo a una categoría de recursos como sigue:

- Recursos contingentes 1C: esta categoría fue asignada a los volúmenes de reservas cuyos espesores son mayores de 60 pies, es decir, los espesores cuya probabilidad de ocurrencia son de 90% (P10). La curva de factor de recobro asignada en esta categoría fue la obtenida de un promedio donde se encuentra la mayor concentración de juego de

curvas. Con esta tendencia se obtuvo una función que fue introducida en Petrel y aplicada al mapa estructural donde se construyó una variación de factor de recobro en función de profundidad por niveles.

- Recursos contingentes 2C: esta categoría le fue asignada a los volúmenes de reservas cuyos espesores son mayores a 20 pies, esto incluyó de igual manera los espesores de 60 pies. El percentil asignado en este caso es el correspondiente a P50, en cuyo caso es el que presenta probabilidades de ocurrencia o diferentes. La curva de factor de recobro en función de profundidad seleccionada para este tipo de recursos fue la obtenida de un promedio aritmético (promedio de curvas extremo).
- Recursos contingentes 3C: es una categoría definida para espesores mayores de 20 pies, es decir, un percentil de P90 equivalente a una probabilidad de ocurrencia de 10%. Para esta categoría se seleccionó la curva de factor de recobro en función de profundidad optimista de todos los niveles del bloque.

- **Cálculo de los espesores asignados a los recursos contingentes**

A partir de las curvas de factores de recobro, se obtiene una ecuación en función de profundidad, que es introducida en el programa de Petrel, donde es posible obtener un mapa de distribución de factores de recobro con el mapa estructural del área.

Se obtiene un volumen de roca con el área y espesor promedio de las zonas.

Se calcula el petróleo original en sitio con propiedades de saturación de agua y porosidades promedio por zonas.

Finalmente, se calculan las reservas contingentes en base a promedios de mapas de factores de recobro y el POES calculado.

2.11.2 Degolyer And Macnaughton ^[8]

Tras el descubrimiento de Drake en 1859, la industria del petróleo a principios de los EE.UU. estaba a merced de los ciclos de auge y caída. El gas, necesario para mover crudo inerte, fue expulsado a la atmósfera, el agotamiento de esta fuente de energía potencial. Junto con las evaluaciones inexactas e incompletas de las condiciones del yacimiento, ineficientes y prácticas primitivas de producción dieron lugar a grandes pérdidas en las reservas potenciales. Si estos procedimientos se mantuvieron sin control, miles de millones de barriles de petróleo nunca podrían haber sido producidos.

En la década de 1930 la capacidad productiva, en el antiguo sistema de flujo, mercados limitados, y la vida económica de la industria petrolera fue amenazada. Los métodos científicos y principios de conservación comenzaron a estabilizar la industria. Métodos innovadores de financiación, creando la necesidad de estudios de yacimientos fiables y evaluaciones independientes.

La formación de DeGolyer and MacNaughton en 1936 fue una respuesta directa a las necesidades de la industria y la fundación de la compañía anunció una nueva era en la economía de la energía.

Desde 1919, los petroleros han considerado Everette Lee DeGolyer como el pionero en la exploración geofísica. Pocos individuos han fundado o dirigido empresas de gran importancia para la industria petrolera internacional. Desde el descubrimiento de los yacimientos más grandes de petróleo del mundo hasta cuantificar las enormes reservas en el Medio Oriente, la legendaria carrera de DeGolyer estuvo marcada por la brillantez, la confianza, la paciencia, y una especie de sentido de anticipación. Su estatura en la industria fue reconocida por sus pares a través de la creación de un premio de la industria.

MacNaughton Lewis también fue un geólogo capaz, con experiencia laboral sólida en el extranjero antes de obtener su título universitario. El erudito, metódico

MacNaughton fue contratado en 1928 por DeGolyer, entonces presidente de Amerada Petroleum Corporation. Fue llamado DeGolyer sin cesar por las instituciones financieras y las compañías petroleras que buscan asesoramiento sobre la base de su profesionalidad científica y. Frente a la esencialidad e inevitabilidad de una mayor demanda de consulta fiable, realista, DeGolyer MacNaughton convenció para unirse a la primera organización para llevar a cabo tales servicios con un alcance internacional.

DeGolyer and MacNaughton fue constituida en 1949 con un plan estratégico de la organización para el futuro de la empresa. La corporación no tiene accionistas distintos de los empleados que han demostrado su capacidad y valor. En la clásica tradición de libre empresa, D & M disfruta de los mejores esfuerzos individuales de los propietarios de sus empleados, motivados por el orgullo de la propiedad.

Los rasgos originales de asociación son evidentes más de 75 años después, el espíritu pionero, el desarrollo de jóvenes talentos, la valentía de innovar, la búsqueda del conocimiento científico y la imaginación para aplicar ese conocimiento de manera creativa y honesta. Estas características han hecho de D & M uno de los más buscados después de asesores de la industria petrolera.

DeGolyer and MacNaughton es uno de los nombres más respetados en la industria de petróleo y gas, la prestación de servicios de consultoría, evaluación de reservas de recursos, estudios de campo, estudios de simulación de yacimientos, y muchos otros servicios para los servicios energéticos y financieros en todo el mundo. La empresa trabaja con cientos de clientes en todo el mundo cada año, y los miembros del personal están organizados por la geografía con el fin de maximizar el conocimiento regional y proporcionar más rentables y eficientes servicios de consultoría.

La empresa ha completado más de 21.000 proyectos en todo el mundo desde 1936, impulsados por el deseo de ser el líder en servicios de consultoría de la industria del petróleo. Algunos de sus servicios son:

- Evaluaciones y exámenes de Reservas
- Las evaluaciones de los recursos prospectivos
- Las evaluaciones de los recursos no convencionales
- Las evaluaciones de los recursos contingentes
- Simulación de yacimientos.
- Ingeniería análisis
- Estudios petrofísicos
- Estudios Geofísicos
- Estudios Geológicos
- El modelo económico.

Para alcanzar estos resultados, la compañía aplica los conocimientos de los miembros de su equipo y una amplia gama de herramientas técnicas y capacidades. Nuestras áreas de especialización incluyen:

- Sistemas de yacimientos
- interpretación estratigráfica
- Diagénesis, porosidad
- Producción previsión costo
- Modelado Cuenca historia
- Análisis PVT
- Análisis Especial de núcleos
- Análisis de la permeabilidad relativa

Además de la estimación de las reservas de los campos de todo el mundo, DeGolyer and MacNaughton evalúa y valora los Recursos Contingentes de yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales que utilizan los recursos del petróleo Management System (PRMS) directrices.

Aunque no clasificadas como reservas, recursos contingentes son evaluadas y se cuantificaron utilizando los mismos procesos y estándares rigurosos D & M se aplica

a las estimaciones de reservas. En D & M, los equipos geográficamente especializados de los geofísicos, geólogos, petrofísicos, ingenieros y economistas trabajan juntos para evaluar los recursos contingentes. Al igual que con estimación de reservas, geofísicos y geólogos trabajan con petrofísicos para desarrollar depósito estructural y estratigráfica y modelos volumétricos. Los ingenieros de la empresa a continuación, determinar las propiedades de los fluidos, los volúmenes recuperables y las tasas proyectadas de producción. Si el recurso, que se apreciarán, todo el equipo trabaja con los economistas para crear planes de desarrollo, los perfiles de gastos operativos y de capital, y las proyecciones de ingresos.

- **Evaluación de los recursos prospectivos**

D & M ha elaborado informes de recursos prospectivos que se han utilizado para primeros miles de millones de dólares de las ofertas públicas (Rosneft, OGX, HRT, y cobalto), como guías para proyectos en todo el mundo para las compañías petroleras nacionales, las privatizaciones, las certificaciones, consorcios financieros, así como las justificaciones para préstamos por un total de miles de millones de dólares. D & M tiene un alto nivel de experiencia en la valoración de los recursos potenciales, y esto ha llevado D & M para hacer presentaciones y seminarios a exploracionistas, las empresas petroleras nacionales e inversionistas de todo el mundo. Por otra parte, D & M ha capacitado a personal de la empresa multinacional en el uso del enfoque de los recursos probabilísticos en la evaluación y clasificación de las acumulaciones potenciales y oportunidades recién descubiertos.

La empresa utiliza la última tecnología, las herramientas y los métodos estándar de la industria para cuantificar y evaluar el riesgo y la incertidumbre de los recursos prospectivos en la nueva Sociedad de Ingenieros Petroleros de Recursos Petroleros Management System (PRMS) y NI 51-101 directrices / marco. Estos análisis han variado en el ámbito de las grandes evaluaciones de la cartera de nivel que abarcan muchos países y cuencas de las estimaciones volumétricas de perspectiva en el bloque una licencia. Fundamental para este tipo de análisis es la cuantificación

objetiva de los factores aleatorios geológicas diferentes (trampa, reservorio, la migración, y la fuente) y el rango de incertidumbre volumétrica. Por otra parte, la comprensión de los factores de ingeniería y oportunidad económica es crucial para el desarrollo de un análisis integrado que es consistente con las MPP y NI 51-101 directrices. D & M participa con frecuencia en este tipo de estimaciones, y recientemente ha cuantificado los factores aleatorios geológicas y / o económicas y las incertidumbres volumétricos asociados con la estimación probabilística de los volúmenes de hidrocarburos y los valores posibles para proyectos en más de 100 países.

- **Sypher - Evaluación prospectiva rutinaria y sistemática de Hidrocarburos**

D & M utiliza actualmente @ RISK para el desarrollo de modelos probabilísticos para volúmenes potenciales y el valor potencial de las perspectivas y las acumulaciones. @ RISK es una herramienta de decisión paquete de software proporcionado por la Corporación de Palisade.

Sypher es software desarrollado por D & M. probabilísticamente integra todas las fases del proceso de evaluación de los recursos potenciales: los volúmenes potenciales, los factores geológicos y oportunidad económica, tamaño mínimo terreno económico, los planes de desarrollo potencial, la incertidumbre capex-opex-precio y descuento de flujos de efectivo asociados con probabilísticamente derivadas perfiles de producción potenciales.

Las entradas Sypher incluyen roca potencial y las propiedades del fluido, volúmenes probabilísticos recursos prospectivos, varios factores casuales, posibles planes de desarrollo, la programación de costo potencial, y el régimen fiscal en cuestión.

Estas entradas se utilizan para simular el comportamiento del yacimiento potencial salida a los perfiles potenciales de producción, los flujos mensuales en efectivo, y el factor de recuperación rangos basado en roca real y física de fluidos a través de

"campo completo" simulación. La metodología D & M es un único enfoque plenamente integrado probabilístico.

- **Informes D & M tabular varios indicadores técnicos y económicos**
 - Recursos prospectivos.
 - Estimaciones probabilísticas de volúmenes.
 - Estimaciones probabilistas de evaluación de cartera (completamente corría el riesgo de un valor potencial presente en diversos factores de descuento).

Para las estimaciones los clientes de D & M se proporcionan con un producto integral probabilísticamente hecho, y en base a la simulación de campo completo, que abarca varianza de entrada métrica crítico. Los resultados se tabularon y organizado y definido específicamente para ser compatible con PRMS, NI 51-101 directrices, informes Persona Competente (CPR), así como de las notificaciones con varios mercados de valores: London Stock Exchange - Alternative Investment Market (AIM), Toronto Exchange (TSX), Australian Securities Exchange (ASX), Bolsa de Valores de Singapur (SGX), Hong Kong Stock Exchange (HKEX) y la Bolsa de São Paulo (BOVESPA).

- **Experiencia mundial y evaluaciones de Reservas**

Una de las principales razones por DeGolyer and MacNaughton se formó era apoyar a los bancos y los productores de petróleo con el proceso de evaluación de reservas. Desde su creación, la compañía ha completado miles de evaluaciones de reservas en todo el mundo, lo que permite a los productores informar a los inversionistas y los reguladores, ayudar a los compradores y vendedores con precisión proyectar el valor de los activos y permitiendo a las empresas a desarrollar estrategias de financiación y capitalización. De todos los servicios que presta, D & M ofrece quizás la más profundidad en este campo.

- **D & M realiza las siguientes actividades:**
 - Estimación de petróleo, condensado de gas, y las reservas naturales de gas líquidos.
 - Estimados de las reservas no desarrolladas y clasificación.
 - Asistencia para el desarrollo de planificación y experiencia en ambos campos no desarrollados y subdesarrollados.
- **Tasaciones:**
 - Flujo neto de efectivo.
 - Valoraciones de mercado justo.
 - Contratos de Producción Compartida (PSC).
 - Tasaciones inmobiliarias.
 - Participación en las utilidades valoraciones confianza de registros de cambio y los documentos presentados.
 - Securities and Exchange Commission.
 - La Bolsa de Londres.
 - Australian Stock Exchange.
 - Intercambio brasileño.
 - Bolsa de Valores de Hong Kong.
 - Valores de Canadá.
 - Indonesia Cambio.
 - Bolsas europeas.
 - Reservas evaluaciones de auditoría.
 - Certificaciones de gas y los estudios de entregabilidad.
 - Estudios unificación.
 - Testimonios de peritaje.
 - Fusiones y adquisiciones.
 - Desinversiones.
 - Las empresas mixtas.
 - Administración de valores, ingresos, bienes y sucesiones impuestos.
 - Representación de datos habitación.

- Preparación de datos técnicos recolección e interpretación.
 - Equidad re determinaciones.
- **Ejemplos del trabajo de D & M a través de todas estas ofertas de servicio incluyen:**

- **Evaluación Mundial de Reservas de la salida a bolsa Conoco**

En octubre de 1998, Dupont anunció que la venta de su filial de energías aguas arriba, Conoco. Esto dio lugar a la mayor oferta pública inicial de ese tiempo en la historia y se recaudo \$ 4,4 mil millones (USD) por Dupont. D & M, la cual fue parte de este acontecimiento trascendental. Como parte del proceso de registro de acciones en venta, una revisión independiente de las reservas de Conoco era necesario. D & M, con su experiencia global, evaluó las reservas mundiales de Conoco en el plazo requerido permitiendo que el proyecto se termine a tiempo.

- **Evaluación de Reservas de la Sociedad mundial de energía, Gazprom**

En los últimos años se han producido cambios radicales en el gobierno ruso y la economía. Las empresas que eran propiedad de una vez por el gobierno han sido privatizadas. Durante este proceso, la mayor compañía privada energética en el mundo, Gazprom, fue formado. Gazprom volvió a D & M para proporcionar una evaluación independiente de las reservas y ayudar con una lista de valores. Gazprom y D & M ha establecido un calendario anual para las evaluaciones de las propiedades de Gazprom.

- **Evaluación de Reservas y Valoración de PetroChina Company Ltd.**

D & M ha realizado las reservas y los estudios de valoración de más de 400 campos de petróleo y gas en China por PetroChina, la parte que cotiza

en la bolsa de China National Petroleum Corporation, la mayor petrolera del gobierno chino y la compañía de gas. Estos estudios incluyen prácticamente todas las grandes cuencas productivas de petróleo en China y se utilizaron para la primera presentación SEC para una de las más grandes de petróleo del mundo y las compañías de gas. La empresa continúa realizando actualizaciones anuales de todas estas reservas.

- **Dación Modelo de Estudio - Venezuela**

D & M ha realizado un estudio modelo de yacimiento en el campo Dación en Venezuela. El objetivo principal del trabajo fue la construcción de modelos de simulación para mejorar la comprensión del comportamiento del yacimiento pasado y los planes de desarrollo en optimizar los intervalos de cuatro yacimientos diferentes dentro del campo. Este proyecto incluyó la interpretación sísmica, descripción básica, análisis de registros, interpretación ambiente deposicional, modelado geocelular y modelos de simulación. Un componente clave de este trabajo fue el reconocimiento de zonas como las superficies de carbón crono estratigráficas y las barreras para el flujo de fluido. Los datos de más de 200 pozos fueron incorporados en los modelos geológicos. Cada modelo se construyó utilizando un enfoque determinista y una combinación de las técnicas estocásticas incluyendo el modelado de objetos para la distribución de facies y simulación gaussiana secuencial de propiedades de las rocas. El rango de incertidumbre asociado con cada modelo se cuantificó mediante la generación de una serie de realizaciones. Un modelo de línea de flujo se utilizó después para clasificar cada realización por su grado de heterogeneidad. Para cada intervalo de depósito, las realizaciones de heterogeneidad fueron variando mayor escala y simulados. Los resultados se compararon con el comportamiento de los yacimientos general y la realización que consigue la coincidencia más cercana fue elegida por la historia detallada a juego y la previsión.

2.11.3 Mcdaniel & Associates

Es una de las principales firmas consultoras de petróleo del mundo que se especializan en estudios geológicos, evaluaciones de reservas, las evaluaciones de los recursos, las evaluaciones económicas y estudios de ingeniería de petróleo.

McDaniel & Associates Consultants Ltd. fue fundada por el Sr. Rod McDaniel en 1955 como una empresa consultora independiente canadiense y ha sido el suministro de petróleo y gas, servicios de evaluación a la industria del petróleo en el mundo durante el último medio siglo. Se ha reconocido internacionalmente debido a la experiencia en estudios geológicos, evaluaciones de reservas, evaluación de recursos, evaluaciones económicas y de ingeniería de yacimiento de petróleo. Con una plantilla de más de 60 profesionales y técnicos de apoyo, y oficinas en Calgary, Alberta y Guildford, Inglaterra, McDaniel ha ganado una reputación como empresa de servicio de consultoría del petróleo y gas, que se ha construido mediante la adhesión a la mayor profesional, las normas técnicas y éticas. Como resultado de evaluaciones constantemente preparados y dedicación a nuestros clientes, McDaniel & Asociados cuenta con la confianza de las principales empresas públicas y privadas del mundo reconocida por muchas de las instituciones financieras más grandes del mundo como una de las de las industrias de petróleo más confiable y consultores de gas.

A lo largo del último medio siglo proporciona consultoría de servicios de petróleo y gas a las compañías canadienses e industrias petroleras internacionales, McDaniel & Associates ha desarrollado una amplia experiencia en las siguientes áreas:

- Estudios Geológicos.
- Evaluaciones de Reservas.
- Evaluaciones de los recursos contingentes.
- Estudios Técnicos.
- Servicios de Asesoría.

- Pericia Judicial.

McDaniel & Associates es reconocido además como un líder en el campo de la evaluación de reservas y provee una amplia gama de servicios en esta área que incluyen:

- **Evaluación de reservas:**
 - Las evaluaciones económicas y los reportes de las reservas de petróleo y gas.
 - Certificaciones de Reservas.
 - Personas competentes para crear los reportes.
 - Las auditorías de las reservas y los reportes para la evaluación de los recursos.
 - Análisis de precios de la energía y los pronósticos.

McDaniel & Associates tiene experiencia en consultoría de gas y crudo; además cubre la mayoría de las cuencas de hidrocarburos en todo el mundo. Con el fin de proporcionar servicios específicos para clientes internacionales.

McDaniel International tiene experiencia en la preparación de evaluaciones de reservas que utilizan definiciones diferentes reservas y para una variedad de sistemas fiscales en diferentes países.

2.11.4 VyP Consultores S.A

VYP fue fundada en marzo de 1997 por Jorge Valle y Antonio Paradiso, dos profesionales con mucha experiencia internacional en proyectos y negocios de exploración y producción de crudo, simulación de reservorios y desarrollo de software técnico.

Originalmente, VYP proveía servicios de consultoría y desarrollaba software ad-hoc para uso en ingeniería de reservorios. Poco tiempo después, la actividad central fue

orientada al servicio de consultoría, que se convirtió en el proyecto más importante a partir de noviembre de 1988.

Desde su creación, VYP ha producido múltiples estudios para el desarrollo de la industria petrolera, relacionados con exploración, desarrollo de Yacimientos, recuperación asistida de petróleo, evaluación de proyectos, auditoría de reservas, gerenciamiento de reservorios y evaluación de activos petroleros.

Además de la actividad de consultoría, la Compañía ha organizado y dictado seminarios, talleres y cursos acerca de temas como Procedimientos de la Ingeniería de Reservorios, Inyección de Agua, Recuperación Asistida de Petróleo y Desarrollo de Yacimientos.

A través de su historia, VYP ha contribuido superlativamente al desarrollo de una de las actividades más demandadas por la industria petrolera en la Argentina: el diseño y gerenciamiento de proyectos de inyección de agua, los que generalmente incluyen el rejuvenecimiento y el desarrollo adicional de yacimientos maduros.

VYP está conformada por un grupo de especialistas que han producido un gran número de estudios integrados para la industria del Petróleo y Gas, durante 12 años de crecimiento, ha producido cerca de 500 estudios para muchos de los activos en los que tales Compañías operan o participan, los que se localizan en diferentes cuencas de Argelia, Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, India, Indonesia, Malasia, México, Perú, Rusia, Turkmenistán, USA y Venezuela.

Para este propósito VYP dispone de una serie de programas de cálculo (software) desarrollados internamente y posee licencias de paquetes comerciales conocidos de software de geofísica, modelado geológico y mapeo, ingeniería de reservorios, simulación numérica, análisis económicos y de riesgos.

También se realiza ayuda técnica para asistir a la toma de decisiones en Exploración y el Desarrollo de Compañías Operadoras que tienen un reducido staff técnico.

El Gerenciamiento Técnico, incluye:

- La organización y actualización de los registros de la actividad (sísmica, geología, reservorio y operaciones de producción).
 - Los estudios para la continuación de la exploración y las fases de desarrollo,
 - La evaluación de reservas y recursos. A medida que va creciendo el tamaño de la Organización del Cliente y mientras se continúan desarrollando estas actividades, también se genera creación e integración de su staff técnico, con la selección de personal y su entrenamiento en el trabajo.
-
- **Evaluación o Auditoria de Reservas**

La mayoría de los conceptos mencionados en los puntos anteriores son utilizados para la evaluación de reservas y recursos de un activo (Bloque, Concesión, Contrato de Producción, Unidad de Negocios, Activo Petrolero, etc.).

El tema más importante cuando se opera con reservas y recursos, es que se debe aplicar un conjunto de definiciones para asignarles valores y categorías. Lamentablemente, la jerga usual en el ambiente del upstream, designa como “reserva” a diferentes conceptos, incluyendo: OHCIP, producciones acumuladas, y cualquier tipo de estimación de recuperaciones futuras, comercialmente extraíbles o no, independientemente de si fueran producidas en el futuro de acumulaciones ya descubiertas y comprobadas, o de prospectos hipotéticos no descubiertos.

VYP evalúa las reservas y recursos de petróleo y gas tanto de unidades de Exploración como de Producción, y reporta el conjunto completo de suposiciones y toda la información pertinente a la “Información de Reservas” requerida para sustentar la evaluación.

Las auditorías y certificaciones están basadas en la clasificación, definiciones y prácticas recomendadas (e internacionalmente aceptadas) del Sistema de Gerenciamiento de Recursos de Hidrocarburos, o en las definiciones emitidas por la

SEC, de acuerdo al requerimiento del Cliente. Toda vez que fuera necesario, los valores de reservas pueden también ser determinados e informados de acuerdo a cualquier sistema específico de definiciones.

Típicamente, la evaluación o auditoria de reservas es un proceso, que incorpora el conocimiento y los resultados de estudios y actividades de campo a un sistema, cuyas características y complejidad varían con el tiempo.

A medida que van llevando a cabo un proceso anual de evaluación de un yacimiento o unidad, se actualiza un inventario de reservas y recursos (construido durante evaluación previa) y se brinda asesoramiento para el gerenciamiento y registros históricos que afecten las reservas y los recursos, desarrollados y no desarrollados.

De esta manera, se mantienen una conciliación y un adecuado manejo de los valores informados, ya que las incertidumbres y las condiciones económicas eventualmente aplicables cambian a lo largo de los años. Este proceso ayuda a los Clientes a administrar sus portafolios combinados de E&P.

- **Certificación de reservas**

Reservas y recursos están asociados con certidumbre y economía. Después de haber sido sometido internacionalmente a un período de revisión y comentarios de la industria, el Directorio del SPE aprobó el “Sistema de Gerenciamiento de Recursos de Hidrocarburos” en abril de 2007. El sistema combina un prolongado proceso colaborativo entre el SPE, WPC, AAPG y SPEE y también fue aprobado por los directorios de las otras sociedades.

El Sistema de Gerenciamiento de Recursos de Hidrocarburos, consolida, utiliza y reemplaza los lineamientos contenidos anteriormente en las Definiciones de Reservas de Hidrocarburos del SPE/WPC (1997), la Clasificación y Definiciones de Hidrocarburos del SPE/WPC/AAPG (2000) y la Guía para la Evaluación de Reservas y Recursos de Hidrocarburos (2001).

Exploración como de Producción, y reporta el conjunto completo de suposiciones y toda la información pertinente a la “Información de Reservas” requerida para sustentar la evaluación.

Las auditorías y certificaciones se basan fundamentalmente en la clasificación, definiciones y prácticas recomendadas (e internacionalmente aceptadas) del Sistema de Gerenciamiento de Recursos de Hidrocarburos, o en las definiciones emitidas por la SEC, de acuerdo al requerimiento del Cliente. Toda vez que fuera necesario, los valores de reservas pueden también ser determinados e informados de acuerdo a cualquier sistema específico de definiciones.

Típicamente, la evaluación o auditoria de reservas es un proceso, que incorpora el conocimiento y los resultados de estudios y actividades de campo a un sistema, cuyas características y complejidad varían con el tiempo.

A medida que se lleva a cabo un proceso anual de evaluación de un yacimiento o unidad, se suele actualizar un inventario de reservas y recursos (construido durante la evaluación previa) y es asesorada por el gerenciamiento y registros históricos que afecten las reservas y los recursos, desarrollados y no desarrollados.

De esta manera, se mantienen una conciliación y un adecuado manejo de los valores informados, ya que las incertidumbres y las condiciones económicas eventualmente aplicables cambian a lo largo de los años. Este proceso ayuda a los Clientes a administrar sus portafolios combinados de Exploración y producción.

La Empresa cuenta con experiencia, tecnología y recursos para hacer frente a todas las necesidades de ingeniería de petróleo. Estas competencias abarcan la simulación de la composición para el análisis económico, así como de registro, pozo de prueba y análisis de la producción, la cartografía, levantamiento artificial y campo de la optimización de ancho en tiempo real.

Otros servicios que puede ofrecer con confianza incluyen:

- Simulación en todo el campo.
- Planificación y optimización.
- Certificación de reservas y Evaluación de la Propiedad.
- Producción Geología.
- Ingeniería de Producción.
- Plan de Desarrollo (POD).
- Desarrollo de software especializado de Ingeniería Petrolera.
- La formación en ingeniería de yacimientos y gestión de campo.

2.11.5 The Strickland Group

El Grupo de Strickland fue fundada en 1989 en la creencia de que Kathy Strickland puede ampliar tanto el potencial de liderazgo y la eficacia ejecutiva. La firma ofreció inicialmente servicios personalizados a los altos ejecutivos en las áreas de entrenamiento ejecutivo, gestión de carreras tradicionales, la recolocación y consultoría laboral a la transición, pero pronto creció para ofrecer entrenamiento ejecutivo más extenso y capacitación en comunicaciones integradas.

Hoy en día, ya que ambos consultor y entrenador, el talento único de Kathy está ayudando a los ejecutivos a "relajarse en su competencia" mediante el aumento de la conciencia de la forma en que son percibidos por los demás< para así luego ayudar a traducir este conocimiento en el comportamiento efectivo en términos de liderazgo, gestión , y la comunicación. Esta perspectiva innovadora ha ayudado a impulsar Kathy específicamente, y el grupo de Strickland en general, para el reconocimiento mundial en entrenamiento ejecutivo.

Además de su liderazgo en el Grupo Strickland, Kathy mantiene una práctica completa en el entrenamiento ejecutivo. Ella se dedica a la atención correspondiente

aspiraciones individuales y corporativas. A los dos líderes y equipos, lleva consigo una particular comprensión de la importancia de las "relaciones ejecutivas" en la superación de los retos de liderazgo.

Es la creencia de Kathy Strickland que el entrenamiento ejecutivo es un importante servicio independiente y también un elemento crucial en el éxito en la recolocación. Su convicción es que ese cambio duradero comienza en el nivel superior.

En los últimos años, Kathy ha tenido experiencias de entrenamiento en empresas globales y sus ejecutivos ha ampliado su capacidad de contribuir sustancialmente a las empresas el bienestar de los globales y multinacionales. Debido a esta perspectiva mundial en expansión, Kathy ha sido miembro de la Junta Directiva de la Asociación de Empresas de Gestión de Carreras Internacionales y es miembro fundador y miembro de la junta de socios de Entrenamiento Global, con la membresía en el Reino Unido, Francia, Suiza, Alemania, Bélgica, Escandinavia, Hong Kong, Sudáfrica, Australia y Nueva Zelanda.

TSG es una compañía que ayuda a los clientes aprovechar al máximo las reservas y el valor económico de sus activos, ayudándoles a tomar mejores decisiones de manejo de yacimientos. Evalúa y certifica las reservas existentes y la economía de la presentación de informes y la financiación de los propósitos.

Esta empresa ha logrado analizar a cientos campos en todo el mundo y por el apoyo tecnológico superior, TSG es confortable analizando todo tipo de campos:

- Campos de pozos individuales en el pozo 16.000 Panhandle del Campo de Texas
- Yacimientos clásticos simples a complejos carbonatados
- Propuestas antes de la perforación y evaluaciones finales de vida
- Con cantidades masivas de datos o datos escasos.

TSG evalúa las reservas y la economía por medio de los métodos determinísticos, métodos probabilísticos SPE / WPC y diversas definiciones de reservas

internacionales para los fines de: adquisición y venta de activos, la obtención de la financiación de proyectos, presentación de informes financieros, bienes y ad valor en impuestos, la negociación y litigio (valor justo de mercado)

Cuando un cliente no requiere de un cálculo independiente de las reservas y la economía, los ingenieros de TSG pueden proporcionar servicios de auditoría que culminaron en una carta de auditoría opinar sobre la fiabilidad de los cálculos.

- **Evaluación o auditoría de reservas**

La mayoría de las incorporaciones a las reservas provienen de los campos existentes. Sin embargo, muchas de las decisiones de inversión más grandes deben hacerse antes ha habido un amplio desarrollo. En todas las etapas de la vida del proyecto, desde la exploración hasta el desarrollo, TSG tiene como prioridad:

- Ayudar a los clientes a maximizar las reservas y el valor económico de sus activos, ayudándoles a tomar mejores decisiones de manejo de yacimientos.
- Evaluar y certificar las reservas existentes y la economía de información y financiación de los propósitos.

Con la ayuda de experiencia analizando cientos de campos en todo el mundo y por el apoyo tecnológico superior, TSG es cómodo analizar todo tipo de datos:

- Single campos de pozos en el campo y 16.000 Panhandle de Texas
- Reservorios clásticos simples a complejas carbonatos

- **Cálculo de las reservas**

El cálculo de las reservas y la economía es fundamental para la compra, venta y financiación de activos de petróleo y gas, así como una parte esencial de los requisitos de presentación de informes financieros a la SEC (EE.UU.) y las agencias

gubernamentales similares en otros lugares. TSG ayuda a los clientes en todos estos ámbitos diversos.

TSG evalúa las reservas y la economía mediante:

- Métodos determinísticos.
- Métodos probabilísticos.
- Spe / wpc y diversas definiciones de reservas internacionales a los efectos de:
 - ✓ Adquisición y enajenación de activos.
 - ✓ Obtención de financiación de proyectos.
 - ✓ Presentación de informes financieros.
 - ✓ Hacienda y impuestos.
 - ✓ Negociación y litigio (valor de mercado).

Cuando un cliente no requiere de un cálculo independiente de las reservas y la economía, los ingenieros de TSG pueden proporcionar servicios de auditoría que culminan en una carta de auditoría opinar sobre la fiabilidad de los cálculos..

2.11.6 Netherland, Sewell & Associates, INC. (NSAI)^[11]

Es una compañía que proporciona una gama completa de servicios geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería y tiene la experiencia técnica y capacidad para realizar estos servicios tanto en tierra como en costas afuera en las zonas productoras de petróleo y gas del mundo.

Fue fundada en 1961 para proporcionar la más alta calidad de ingeniería y consultoría geológica para la industria del petróleo. Desde nuestra fundación hace 50 años, hemos entregado miles de informes de certificaciones en todo el mundo. Informes NSAI se han ganado una reputación de fiabilidad debido a la sustancia detrás de cada uno. Tanto si se trata de una pequeña propiedad en el este de Texas o el desarrollo de un gigante de gas natural licuado en el Medio Oriente, nuestros clientes saben que un

informe de NSAI será altamente respetado. Ya que ellos están comprometidos a entregar resultados confiables.

- **Certificación NSAI**

Desde su fundación hace 50 años, ha entregado miles de informes de petróleo y de la rama financiera en todo el mundo. Los usuarios de los informes han aprendido que cada aspecto de la evaluación NSAI está sólidamente apoyado.

- **Experiencia en Venezuela**

En cuanto a la experiencia de la empresa en Venezuela elaboraron una evaluación de reservas probadas, probables y posibles de Cabimas y los campos del ESTE de Cabimas ubicado en el noroeste de Venezuela en la orilla del Lago de Maracaibo. Estas certificaciones se reservas involucrado pozo por pozo, las evaluaciones del rendimiento de varios cientos de productores, junto con una evaluación de los recientes y planificación de programas de perforación de relleno y reparación de pozos. Los informes se prepararon en consonancia con la Manual de Evaluación del Oil and Gas de Canadian (COGEH).

Se evaluaron reservas y el flujo futuro de caja neto de diez acuerdos de servicios operativos: Acema, Occidental Guárico, La Concepción, Mene Grande, Sur Monagas, Leoni Oritupano, Quiamare-La Ceiba, Mata, Quiriquire, y Oeste Urdaneta. Estas evaluaciones se prepararon en nombre del Ministerio de Petróleo y Minería e incluyó evaluaciones de relleno de perforación, reparación, y los programas de recuperación secundaria, junto con el modelado de los términos específicos fiscales de estos acuerdos.

Además que se elaboro una evaluación de reservas probadas, probables y posibles de los B2X-68/79 y B2X-70/80 campos ubicados en el oeste de Venezuela. Este estudio se realizó como parte de una adquisición potencial y participar así por así las evaluaciones de desempeño de más de 100 productores, la evaluación de la

perforación de relleno reciente y prevista y los programas de reparación de pozos, y la revisión de un piloto de inyección de agua y el potencial del campo completo.

Asimismo se realizó un estudio del proyecto Cerro Negro pesada la explotación petrolera en la zona del Orinoco, que requirió una revisión de la actuación hasta la fecha de mucho tiempo llegar a los pozos horizontales y la estimación de las necesidades de perforación en el futuro para cumplir el calendario de entrega de petróleo contratado. También se evaluó la posibilidad de un desarrollo comercial en el bloque La Ceiba en el área de Maracaibo. y por último la realización de un estudio del Campo de Acema Casma en el este de Venezuela para la adquisición de una evaluación.

Los Servicios petrolero ofrece una amplia oferta de las evaluaciones de yacimientos, la planificación, las operaciones y el manejo integrado del campo a la industria de petróleo y gas. Las competencias claves incluyen la geología, geofísica, petrofísica, yacimientos e ingeniería petrolera, la construcción de pozos, manejo de la perforación, diseño de completación y la instalación, planificación del desarrollo del campo, evaluación de riesgos y la economía.

Los Servicios de auditorías y certificaciones de reservas se realizan a los estándares que son aceptados por la Bolsa de Valores de Londres, la SEC, la Bolsa de Toronto y los bancos comerciales e institucionales. Estos se han utilizado para apoyar listados en bolsas de valores, para recaudar fondos de capital privado, para apoyar la adquisición y disposición y para revisar el desempeño del operador.

2.12 Proceso De Oficialización De Reservas Emanados Por Los Lineamientos Del MENPET^[3]

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MENPET): es el ente oficial encargado de manejar las políticas del Ejecutivo Nacional, en las áreas de Hidrocarburo, energía en general, petroquímica y similares con la finalidad de

garantizar el desarrollo, control y fiscalización de estos recursos energéticos y de la industria petrolera. Sus competencias son las siguientes:

- La regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
- El desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos, así como de las industrias eléctricas y petroleras.
- El estudio de mercado y análisis y fijación de precios de los productos de petróleo y del servicio de la electricidad.
- La prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades energéticas y de hidrocarburos, en coordinación con el Ministerio de Ambiente y de los Recursos Naturales.
- Las demás que le atribuyan las leyes y otros actos normativos.

Dichas funciones son Publicadas en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, N°. 38.111 de fecha jueves 20 de enero de 2005, Artículo 19.

Por lo tanto, el proceso de Oficialización de Reservas la empresa operadora debe solicitar ante MENPET el sometimiento de cambios reservas, debe elaborar y enviar información escrita, mapas, gráficos y simbología oficial como soporte de los estudios de cálculos y estimación de reservas de hidrocarburos, siguiendo las pautas establecidas en el Manual de “DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS”, vigente desde Noviembre del 2005.

A continuación, se identificaran los lineamientos de manera esquematizada en la figura 2.17, se observa los requerimientos de la solicitud de sometimiento de reservas, cada uno de los aspectos se detalla seguidamente en el marco teórico sección 7, describiendo lo que debe revisarse si es aprobada dicha solicitud, por parte de la **Dirección de Exploración, Reserva y Tierra (DERT)** y observaciones

generadas por la **Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos (DGEPH)**, durante el proceso de certificación.

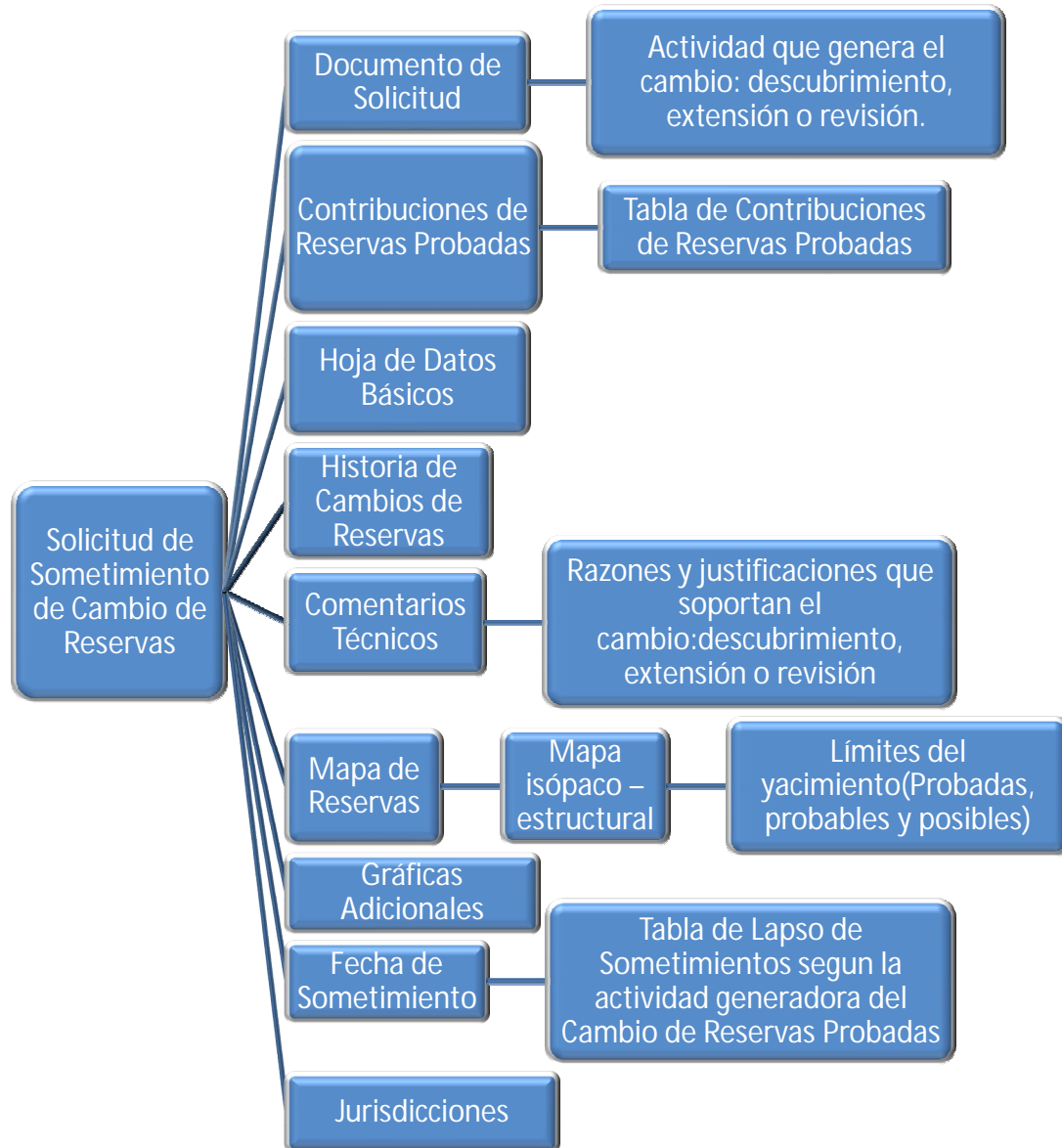


Figura.2.17 Esquematización de los requerimientos de una solicitud de Sometimiento de cambio de reservas.

Para la actualización y revisión anual de las reservas los conceptos de Descubrimiento, Extensión y Revisión son importantes como Actividades generadoras de cambio de reservas en un proceso de sometimiento. Por lo tanto, la Figura 2.18 se describe ideas resaltantes de las actividades generadoras de cambio de Reservas obtenidas en el Manual de “DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS”, vigente desde Noviembre del 2005. En el caso de Sometimiento de Reservas por Extensión y Revisión los valores a reportar serán las variaciones (por ejemplo ΔK , $\Delta\Phi$, ΔFR) entre el valor Oficial y el valor del yacimiento a oficializar y no el valor total, el cual ha de reportarse en la columna de Yacimiento a Oficializar

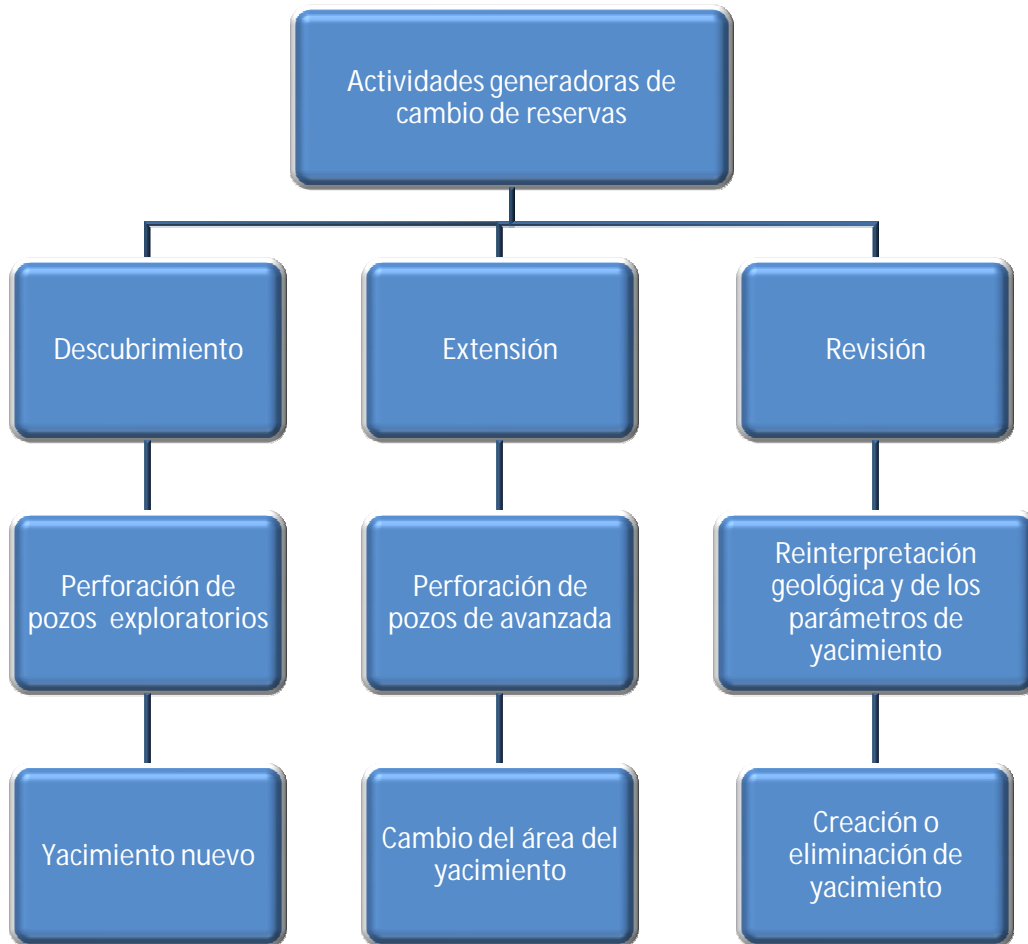


Figura. 2.18 Esquema de las Actividades generadoras de cambio de reservas

2.13 ESTADO DEL ARTE PARA METODOLOGÍA EMPLEADA INTERNACIONALMENTE PARA LA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO

Hoy en día la gran mayoría de las empresas certificadoras de petróleo, se guían por los lineamientos publicados por la sociedad de ingenieros de petróleo (SPE) y Comisión de Valores y Bolsa de los Estados Unidos (SEC). Cada uno de estos lineamientos se estudio y se encontraron similitudes y diferencias que serán desarrolladas más adelante, para este estudio se realizó un estado del arte, el cual consisten en un recorrido que se realiza mediante una investigación de carácter bibliográfico con el objetivo de conocer y sistematizar la producción en un área determinada. Esta información permite obtener el conocimiento que ya se produjo respecto a determinado tema, además de recuperar las nociones, conceptos, teorías y metodologías para realizar la construcción de nuevos conocimientos referentes a la investigación.

En este sentido el estado del arte significa explicar que se ha investigado hasta ahora en relación con nuestro tema específico de estudio, intentado distinguir, el modo en que la investigación que se plantea en este trabajo especial de grado puede significar un enriquecimiento de los conocimientos existentes. También proporciona información sobre metodologías, diseños instrumentales más utilizados y técnicas de recolección de datos, lo que facilita la identificación y comprensión de lo investigado. Por otro lado, la revisión bibliográfica que se realizó permitió conocer las diferencias y similitudes de los lineamientos publicados por la sociedad de ingenieros de petróleo (SPE) en conjunto con las del Consejo mundial del Petróleo (WPC).

Para la realización de estado del arte fue conveniente la búsqueda de palabras claves, herramientas imprescindibles al momento de realizar la misma, ya que permitieron localizar trabajos relacionado con la temática en la cual se está investigando. Esta investigación tuvo como resultados los siguientes documentos el cual permitirán reconocer los lineamientos divulgados por la SPE y SEC respectivamente.

2.13.1 Diferencias Significativas En Las Estimaciones De Reservas Probadas Usando Definiciones SPE / WPC En Comparación Con Las Definiciones De Comisión De Valores Y Bolsa De Los E.E.U.U. (SEC).^[5]

Este documento técnico trae a colación las definiciones de reservas de petróleo del SPE/WPC y las definiciones del SEC publicadas en los años 1997 y 1998 respectivamente, las cuales, sugeriría muy poco, en algún caso, diferencia en la cantidad de estimación de reservas probadas de hidrocarburo bajo estos sistemas de clasificación. Las diferencias en muchas circunstancias en cuanto a las estimaciones volumétricas y resultados pueden ser pequeñas.

En el año 1999, la SEC comenzó a incrementar su proceso de revisión. Buscando un mayor entendimiento y comprensión de sus requerimientos de información de reservas de petróleo y gas. Las definiciones de la comisión han sido promulgadas en 1978 en conexión con la política energética y conservación de 1975 y en un momento cuando la mayoría de compañías de propiedad pública de petróleo y gas y sus reservas fueron localizadas en estados unidos. Los precios de petróleo y gas fueron relativamente estables, y prácticamente todo el gas natural fue comercializado a través de contratos de largo plazo a tasa fija o precios determinables. La perforación de desarrollo fue sujeto a regulaciones del espaciado del pozo según lo establecido en las reglas de campo por las agencia de estado.

La tecnología en evaluación de yacimientos ha avanzado más allá que la usada en 1978, contratos de producción compartidos fueron poco frecuentes después, y la valoración de reservas probabilísticas no fueron extensamente o apreciados por los estados unidos. Estos cambios en la práctica de la industria, además de muchas otras consideraciones, crearon problemas para la adaptación de las definiciones de la época de 1978 a las realidades técnica y comercial del siglo 21.

Para los productores de petróleo y gas, los activos de sus empresas son las reservas de hidrocarburos que ellos a través de varias formas pueden colocarle ganancias, acuerdos de licencias u otros contratos y que produzcan ingresos desde la producción y venta. Las reservas son mayormente reportadas como cantidades estáticas así de

una fecha específica y se clasifica en uno o más categorías para describir la incertidumbre y el estado de producción asociado a cada categoría. El valor económico de estas reservas es una función directa de cómo las cantidades han de ser producidas y vendidas sobre la vida útil del terreno o contrato de las propiedades.

En la tabla 2.6 que se presenta a continuación se ilustra el desarrollo de las definiciones de reservas de petróleo desde 1981 en estados unidos, incluyendo las WPC desde 1983. La WPC abarca aproximadamente 59 países productores de petróleo y han sido el mayor contribuidor a los esfuerzos de la SPE desde 1994 aproximadamente. En la tabla no se muestra las definiciones que realizaron las compañías individuales, organizaciones, países y autoridades de regulación en este periodo.

Tabla 2.6 Desarrollo de las definiciones de reservas de petróleo desde 1981

Periodo de tiempo	Nombre de la organización	Comentarios
1936-1964	API	Crea las definiciones usadas en los estudios anuales de reservas de petróleo en U.S.
1946	AGA	Establece las definiciones de reservas de gas natural y unió los estudios anuales de la API en reservas de petróleo y gas para los estados unidos.
1964	SPE	Adopta las definiciones similares a las de reservas probadas del API
1975	SEC	Emite definiciones para las reservas probadas de gas y petróleo
1981	SPE	Emite revisión de reservas probadas
1983	WPC	Adopta definiciones expandidas de reservas y recursos
1987	SPE	Publica revisión de definiciones de reservas probadas y posibles. NO reconoce métodos de valoración probabilísticos.
1987	WPC	Publica definiciones que son similares a las definiciones del SPE.
1997	SPE/WPC	Adoptan definiciones donde ambos incorporan metodologías probabilísticas y deterministas.
2000	SPE/WPC/AAPG	Definiciones de recursos aprobados por la SPE, WPC y AAPG.

Observado la tabla anterior, cada empresa debe poseer un equipo multidisciplinario el cual base su toma de decisiones en estimaciones confiables de reservas y valor económico de tales reservas. Por tal motivo Mayormente las compañías de petróleo, bancos, consultores en algún punto de tiempo desarrollaron sus propias definiciones de reservas mientras iban reconociendo y cumplían progresivamente con las definiciones de la SEC a partir de 1978. La falta de consistencia y propuesta en el ámbito de las definiciones crearon una cantidad de problemas relacionados a problemas financieros, fusiones y adquisiciones, prestamos, reportes.

Las definiciones de la SEC en 1978 y las del SPE en 1981 fueron los catalizadores iniciales en el periodo de al menos 20 años de esfuerzos que culminaron en 1997 con las definiciones de reservas probadas, probables y categorías posibles del SPE/WPC. Estas definiciones fueron adoptadas por numerosas compañías, agencias de gobierno y países como la técnica básica para la estimación y clasificación de reservas a nivel mundial, con la esperanza que ellas puedan convertirse en la fundación y mayor consistencia de definiciones de regulaciones.

2.13.2 Similitudes En Las Definiciones De Reservas Probadas De La SEC Y SPE/WPC.^[5]

- La SEC señala como reservas probadas lo siguiente:
La reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades estimadas de crudo de petróleo, gas natural, y gas natural liquido los cuales según los datos geológicos y de ingeniería demuestren con razonable certeza que pueden ser recuperados en años futuros desde una reserva conocida bajo económica existencia y condiciones de operatividad.
- La definición del SPE/WPC de 1997 señala:
Las reservas probadas son las cantidades de petróleo las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería puede ser estimadas con razonable certeza a ser recuperadas comercialmente desde una fecha determinada, de yacimientos conocidos y bajo actuales condiciones económicas, métodos operativos y

regulaciones de gobierno. Las reservas probadas pueden ser categorizadas como desarrolladas y no desarrolladas.

Muchas frases y términos sin duda son comunes para ambas definiciones y se podría concluir que la estimación de reservas con cualquiera de las definiciones no habría diferencias significativa.

A continuación detallaremos los términos comunes de ambas definiciones. La primera es el término **razonable Certeza**. Este término es ofensivo técnicamente para matemáticos y muchos ingenieros, ya que este término no está completamente claro en cuanto a una medida o incertidumbre se refiere debido a que no está especificada para su análisis. Este término ha sido usado por la SPE en las definiciones de reservas desde 1964, cuando se han reemplazados incluso numerosos términos, más allá de toda duda razonable. La razonable certeza ha existido por al menos 40 años y todavía este término de control es usado en la clasificación de reservas probadas con el método determinístico tradicional.

Para el año 1997 la SPE/WPC trato de aportar claridad a este tema mediante la selección de P90 (al menos de 90% de probabilidad de ser excedido) nivel para describir la estimación de reservas probadas a través del uso de métodos de evaluación probabilísticos.

Otro término de análisis es **comercialmente**. Este término esta expreso o implícito en ambas definiciones pero sin una guía de cómo comercialmente es definido. En la práctica la SEC ha estado aceptando reservas estimadas con flujo neto positivo de efectivo, independiente de la magnitud de la cantidad de flujo de efectivo o la tasa implícita de retorno. La SEC espera esto, sin embargo, los reportes de las compañías seguirán adelante con las acciones necesarias para asegurar la producción oportuna de las reservas reportadas. La mayoría de usuarios de estimación de reservas suelen imponer algunas estándares de comercialización, a menudo una tasa mínima de retorno a un nivel algo más allá del flujo de caja positivo.

Las **actuales condiciones económicas y operacionales** son interpretadas rigurosamente por la SEC como precios y costos a partir de la fecha de estimación, aun cuando los costos de operación son para reflejar los costos promedios próximos a la fecha del informe final. Esta terminología es similar al lenguaje usado en las definiciones del SPE/WPC pero diferentes en la del SPE donde usualmente interpretado para permitir significativamente periodos de tiempo más largos a fin de determinar apropiadamente el promedio de costos y precios.

2.13.3 Diferencias Significativas En Las Definiciones De Reservas Del SEC Y SPE/WPC.^[5,12]

- **Metodologías determinánticas versus probabilísticas**

La SPE ha emitido los lineamientos de nivel P90 como apropiados para derivar probabilísticamente reservas probadas. LA SEC ha declarado públicamente que aceptaran reservas probadas con estimación probabilística si ellas son hechas adecuadamente. Desafortunadamente, las definiciones de la SEC y los boletines del personal de contabilidad no definen un nivel de probabilidad asociado con reservas probadas. LA SEC ha dejado en claro que ninguno de los lineamientos para una evaluación determinista debe ser ignorado si es usada una evaluación probabilística. Aunque la industria no ha sido excluida por la SEC de usar niveles por debajo de P90, los lineamientos del SPE fueron creados con escepticismo para que los niveles de confianza fueran aceptados por la SEC como compatible. Es justo decir que un P90 es un estándar alto que la mayoría de empresas de clasificación de reservas están dispuestas a aceptar, particularmente porque la otra regulación del SEC sigue en vigor cuando los métodos probabilísticos son usados.

- **Recuperación mejorada de petróleo con el uso de análogos**

Ambas definiciones permiten a los evaluadores confiar en el uso de análogos apropiados como base de la asignación de reservas probadas para un yacimientos. Los lineamientos del SPE/WPC proveen una orientación directa en este sentido pero dejan

la decisión a los evaluadores. La SEC tiene a través de sus publicaciones, presentaciones y su sitio web, información adicional para la clarificación de este punto. Generalmente define un análogo como un yacimiento similar (edad, profundidad, litología), preferiblemente en la misma cuenca geológica que han sido desarrollados con éxito como un proyecto de recuperación mejorada de petróleo o uno que ha sido designado satisfactoriamente a través de análisis de una operación piloto ya instalada. Para calificar como candidato para tener reservas probadas de recuperación mejorada, deben tener las siguientes características:

- Las propiedades de fluido y roca deben ser al menos igual o más favorables a los de análogos factibles.
 - Un compromiso por parte de un operador para seguir adelante con un plan de desarrollo.
 - No regulaciones o impedimentos legales, que razonablemente podría esperarse para crear un retraso significativo o incluso la cancelación del proyecto.
-
- **Requisito para prueba de formación concluyente**

Los siguientes dos estamentos fueron tomado de las definiciones de la SEC y la SPE/WPC:

- **SEC:** las reservas son consideradas como probables si económicamente es soportado por cualquier producción actual o una prueba de formación concluyente
- **SPE/WPC:** en general, las reservas son como consideradas probadas si la producción comercial de los yacimientos son soportados por la producción actual o pruebas de formación.

Ambas organización reconocen que los requerimientos de prueba de formación puede ajustarse a otro yacimiento análogo en el mismo campo (SEC) o área (SPE/WPC).

En octubre del 2002, la SEC envió notificaciones a todos los operarios registrados en golfo de México preguntando si las reservas probadas habían sido reservadas sin prueba de producción de flujo en una situación de descubrimiento. Esta acción alerto a la industria la posibilidad de que en ciertos casos la SEC puede rechazar los reportes de reservas probadas sin una prueba de flujo de producción a la superficie.

- **Ingresos por ventas de venta de no hidrocarburos**

No limitaciones son colocadas en los evaluadores usando las definiciones del SPE/WPC de acuerdo a proyecciones de ingresos generados por o creados mediante la venta de productos producidos a través de la operación de petróleo y gas siempre que los costos están correctamente incluidos. La SEC, sin embargo, recientemente confirmó su postura que solo ingresos producidos a través de venta de hidrocarburos pueden ser reportados en el cálculo de los ingresos brutos futuros. Esto por definición excluye los ingresos de ventas de azufre, dióxido de carbono, o helio.

- **Dependencia de simulación de yacimiento**

Ambas definiciones del la SEC y SPE/WPC permiten la estimación de reservas probadas mediante el uso de modelos de simulación siempre y cuando los modelos cumplen con los criterios establecidos por las definiciones respectivas. Típicamente, la industria ha construido modelos de yacimientos dando prioridad a la construcción de modelos representativos de yacimientos, con la no particularidad de lealtad a las reglas de varios entes reguladores. Tradicionalmente la industria ha observado el principal propósito de los modelos de simulación para mejorar la comprensión de los yacimientos y así hacer mejor las decisiones de negocio de acuerdo a su desarrollo y administración.

- **Fecha de expiración de contrato**

Ninguna de las definiciones de la SEC o SEP especifica la dirección que deben tomar sobre la inclusión de las reservas que están programadas para ser producidas mas allá de la fecha de expiración del contrato, sin embargo, ambas definiciones requieren que las reservas incluidas en la categoría de probadas cumplan con la prueba de “razonable certeza”. En la mayoría de los casos, la extrapolación de las condiciones futuras de fijación de precios más allá de los términos de una fecha de caducidad se sabe que no va a cumplir esta prueba. Una excepción puede ser en simulaciones en cuales el contrato permita una extensión del término contractual previa solicitud. Otra posible excepción puede ser en casos en el cual una extensión del contrato presente una situación ganar para ambas partes y el registro histórico de obtener extensiones con el gobierno es extremadamente probable y prácticamente asegurado en la base de los registros históricos.

Las reglas actualizadas no prohíben a compañías la flexibilidad para proporcionar la información adicional de la reserva al público de inversión y debe dar lugar a mejores estimaciones de la reserva, debido a inclusión de las tecnologías avanzadas y de las evaluaciones prácticas ahora funcionando en todo el mundo. En beneficio de la industria petrolera, y de los cuerpos reguladores y de la información, SPE mantiene las definiciones globalmente aceptadas para las reservas y los recursos y proporcionan un sistema asociado de pautas para estimarlas. El PRMS puso al día y combinó definiciones anteriores de los recursos y el glosario asociado de la SPE a cerca de las reservas en un solo documento, diseñado para establecer un estándar internacional de este tema.

2.14 COMPARACIÓN DE LOS RECURSOS CONTINGENTES^[22]

La Tabla 2.7 muestra la comparación de los recursos Contingentes:

Tabla 2.7 Comparación de los Recursos Contingentes (Modificado CIED, PDVSA)

SPE/WPC/AAPG 2000	SPE PRMS 2007	COMENTARIOS
<p>Los recursos contingentes son esas cantidades de petróleo que se estiman en una fecha determinada, potencialmente recuperables de acumulaciones sabidas, pero que no se consideran actualmente que sean comercialmente recuperables.</p>	<p>Los recursos contingentes son esas cantidades de las definiciones de petróleo estimado, en una fecha dada, sea potencialmente recuperable de acumulaciones sabidas, pero los proyectos aplicados no están todavía considerado bastante maduro para desarrollo comercial debido a una o más contingencias</p>	<p>Definiciones esencialmente idénticas</p>

2.15 SIMULACIÓN MONTE CARLO ^[13]

La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina el uso de la estadística y las computadoras para reproducir, mediante números aleatorios con cálculos automatizados, el comportamiento aleatorio de sistemas reales.

La simulación de Monte Carlo se ha venido aplicando a una infinidad de ámbitos como alternativa a los modelos matemáticos exactos o inclusive como único medio de estimar soluciones a problemas complejos.

Representa una herramienta importante a la hora de evaluar la probabilidad de proyectos de inversión, debido a que permite considerar todas las combinaciones posibles además de examinar la distribución completa de los posibles resultados de una propuesta.

La clave de la simulación Monte Carlo consiste en crear un modelo matemático del proceso identificando aquellas variables cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificadas, se lleva a cabo un experimento que consiste en generar a través de un computador, muestras aleatorias

para dichos valores de entrada, luego se analiza el comportamiento del sistema ante los valores generados.

Tras repetir n veces este ensayo, se contara con n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo. Mientras mayor sea el número n de ensayos realizados, se tendrá un resultado más preciso.

2.16 PROBABILIDAD ^[14]

Es un número entre cero y uno que expresa la probabilidad en forma decimal de que una variable aleatoria (discreta o continua) tome cualquier valor de aquellos identificados para ésta.

- **Determinístico:** las variables pronosticadas no contienen ningún error. No existe incertidumbre.
- **Probabilístico:** los pronósticos están sujetos a cierta incertidumbre.

2.17 DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD ^[14]

Una distribución de probabilidad se caracteriza por presentar las siguientes propiedades que la definen:

- El valor central o medida de posición (la media, la mediana o la moda).
- Una cantidad que expresa el grado de dispersión (la desviación estándar, la desviación típica o el recorrido).
- La forma de la curva, es decir la forma general de la distribución probabilística.

2.17.1 DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR ^[14]

Es una distribución que se encuentra definida por los valores mínimos, probable y máximo; y su caso genérico es cuando el triángulo es escaleno. Puede ser aplicado en

etapas temprana de exploración, en estudios de las propiedades del medio poroso, costos de actividades o procesos, dependencias entre área y espesor.

Los parámetros de esta distribución son: el valor mínimo, el máximo y el más probable. Las condiciones que la caracterizan son:

- Tanto el valor mínimo como el máximo son valores fijos, lo cuales poseen baja probabilidad de ocurrencia respectivamente.
- El valor probable es un número que se encuentra entre el mínimo y el máximo, y posee alta probabilidad de ocurrencia.

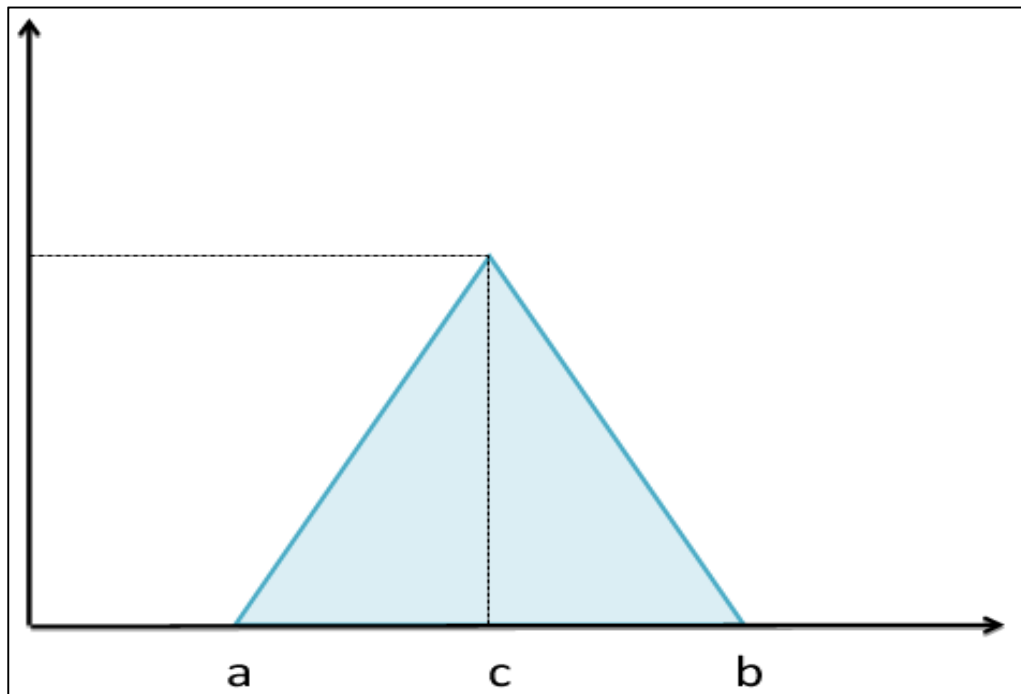


Figura 2. 19 Representación de la distribución triangular ^[31]

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(b-a)(c-a)} & a < x \leq c \\ \frac{2(b-x)}{(b-a)(b-c)} & c < x \leq b \end{cases} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

a = valor mínimo.

b = valor máximo.

c = valor medio. $\rightarrow c = \frac{a+b}{2}$

2.17.2 DISTRIBUCIÓN UNIFORME ^[23]

La distribución uniforme es el modelo de probabilidad continuo más sencillo. Una variable aleatoria continua tiene una Distribución Uniforme o Rectangular, si su función de densidad es constante en un determinado intervalo $[a, b]$, es decir todos los eventos tienen la misma probabilidad de ocurrir; y es igual a cero para los valores de la variable que no pertenecen al dicho intervalo

La función densidad de una variable uniforme continua se define como:

$$f(x) = \frac{1}{b-a} \quad \text{si } a \leq x \leq b \quad (\text{Ec. 2.4})$$

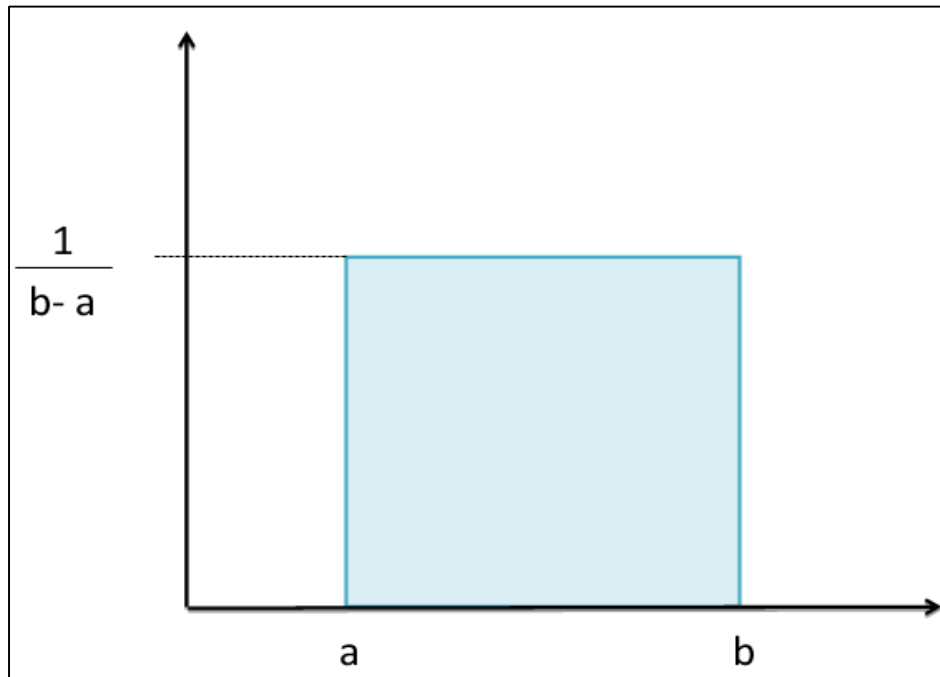


Figura 2.20 Representación de la distribución uniforme.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describen los métodos utilizados en el Trabajo Especial de Grado para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos propuestos en la investigación.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN ^[12]

Según González (1997), existen varios tipos de investigación científica, que depende del método y de los fines que se persiguen. Así se tienen investigaciones:

- **Descriptivas:** como su nombre lo indica, persiguen ofrecer las características fisonómicas del objeto de estudio, su morfología.
- **Exploratorias:** Consisten en la búsqueda de objetos o datos que se suponen relacionados a algún hecho.
- **Experimentales controladas:** En este tipo de investigación, el investigador dispone de la posibilidad de examinar el comportamiento de una variable cada vez que éste produce cambios voluntarios en otra, que supuestamente se encuentra asociada a la primera.
- **Causales:** Como su nombre lo indica, buscan encontrar las causas que expliquen el comportamiento de un fenómeno.

En función del propósito de investigación, se clasifican en ^[15]:

- **Básica:** Su propósito radica en formular nuevas teorías o modificar las existentes, en incrementar los conocimientos científicos o filosóficos, pero sin contrastarlos con ningún aspecto práctico.
- **Aplicada:** Se caracteriza por la aplicación o utilización de los conocimientos que se adquieren.

En función del diseño de investigación, se tienen:

- **Documental:** Consiste en un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos que provienen de fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas.
- **Campo:** Su base fundamental es la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes.
- **Experimental:** Su función es someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamientos, para observar los efectos o reacciones que se producen.

El tipo de investigación en este Trabajo Especial de Grado es de tipo descriptiva, aplicada y documental. Es descriptiva, ya que de forma detallada se describen los requerimientos que son solicitados por las empresas certificadoras de reservas. Es aplicada debido a que se van a ejercer los fundamentos que definen conceptos estadísticos para desarrollar la herramienta informática. Es documental en su diseño ya que se estudiarán los efectos que produce la calidad de los datos suministrados por la empresa CVP como parte de la información requerida por las certificadoras.

3.2 METODOLOGÍA DE TRABAJO

En el transcurso de la realización del Trabajo Especial de Grado, se siguió una metodología de trabajo que permitió cumplir los objetivos con éxito y cada una de las fases presentada en el siguiente flujograma de actividades.

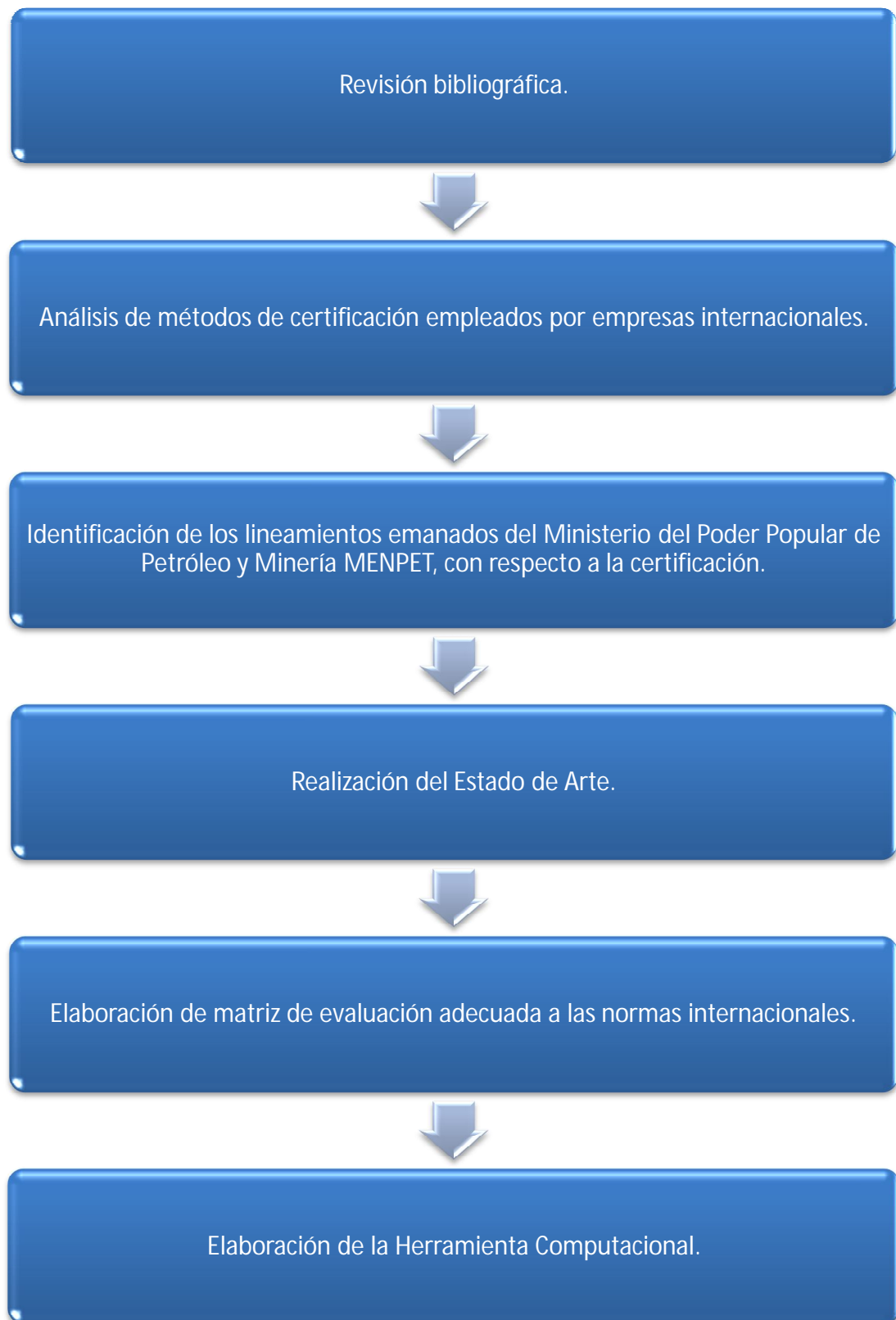


Figura 3.1. Flujograma de actividades.

3.2.1 Revisión Bibliográfica

El primer paso fue la búsqueda de información relacionada con los objetivos generales y específicos, entre estas fuentes de información se encuentra:

- Artículos técnicos y revistas en la web, de la Society Of Petroleum Engineer (SPE).
- Revisión de tesis y libros en la biblioteca de la Escuela de Ingeniería Petróleo, perteneciente a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.
- Libros, informes técnicos y folletos en general adquiridos esporádicamente en el transcurso de la realización del T.E.G, todos debidamente referenciados en la bibliografía.

3.2.2 Análisis De Métodos De Certificación Empleados Por Empresas Internacionales

Para cumplir con este objetivo del trabajo exitosamente se siguieron los siguientes pasos:

- Se revisaron los lineamientos usados por las empresas certificadoras internacionales más reconocidas, en los que se pudo constatar que la mayoría se rigen por parámetros comunes de evaluación como lo son los dictados por la SPE y la SEC.^[16]
- Se realizó un estudio detallado de aquellas empresas certificadoras internacionales reconocidas por certificar grandes cantidades de reservas a nivel mundial, haciendo énfasis en aquellas que prestaron sus servicios a Venezuela como DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott, entre otras.
- Se hizo un seguimiento detallado de los lineamientos que siguió la Ryder Scott, debido a que esta empresa certificó la Faja petrolífera del Orinoco en el

Proyecto Magna Reserva. Por lo tanto, se analizó cada uno de los requisitos y parámetros solicitados por la empresa a PDVSA para verificar sus estudios particulares y describir los métodos utilizados para realizar el proceso de certificación de reservas antes de someterse a alguna oficialización.

3.2.3 Identificación De Los Lineamientos Emanados Del Ministerio Del Poder Popular De Petróleo Y Minería Menpet, Con Respecto A La Certificación^[3]

En esta fase se realizó un estudio minucioso del manual que el MENPET publicó en el año 2005. Donde explica el proceso de manera detallada que ellos realizan para oficializar las reservas según sea el caso, en probadas, probables o posibles.

En este proceso de oficialización, la empresa operadora debe realizar documentos con la finalidad de cumplir con los requerimientos solicitados por el MENPET para el sometimiento de los volúmenes recuperables de hidrocarburo y reservas contentivas de la zona.

En la figura 3.2 Se puede observar como la oficialización es de suma importancia ya que forma parte esencial del desarrollo de los diferentes procesos por los que se tiene que pasar antes de llegar al punto de recolección del crudo. Por consiguiente, en esta fase se especificaron su importancia, sus normas y particularidades que la distinguen.^[18]

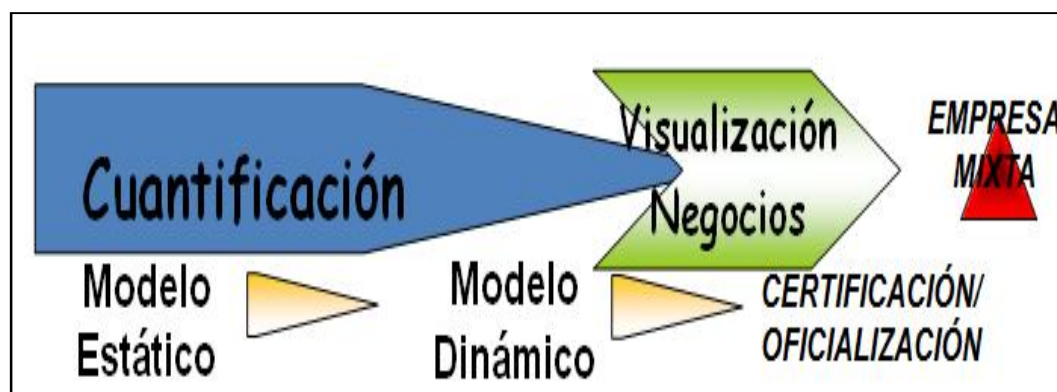


Figura 3.2. Diferentes procesos por los que se tiene que pasar antes de llegar al punto de recolección del crudo.

3.2.4 Realización Del Estado De Arte

Por medio de artículos técnicos se desarrolló el Estado de Arte, los cuales aportaron información sobre la metodología usada internacionalmente en el proceso de certificación de reservas y definiciones de los lineamientos de la SPE/WPC y la SEC, por lo que en esta fase se realizó lo siguiente:

- Se enumeraron las funciones básicas de la SPE, WPC y la SEC como entes internacionales y de los cuales se rigen la mayoría de las empresas certificadoras.
- Se consideraron las definiciones más importantes como reservas probadas, probables, posibles, entre otras; según la SPE, WPC y la SEC.
- A partir del punto anterior se compararon algunas definiciones, encontrando así sus diferencias y similitudes.

3.2.5 Elaboración De Matriz De Evaluación Adecuada A Las Normas Internacionales

Para proponer la matriz de evaluación fue necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Lineamientos internacionales que siguen las certificadoras de petróleo, como son en la mayoría de los casos las propuestas por la SPE, WPC y la SEC.
- El manual de estudios integrados de yacimiento alineado por PDVSA representa una guía que detalla descripciones aplicadas a yacimientos integrando toda la información que se requiera para generar modelos consistentes con el fin de mantener un control de calidad interno y permita la ejecución de proyectos del mismo ^[24], este se encuentra dividido en cuatro fases que son explicadas en la figura 3.3. Además a través de este estudio se logró agregar a la matriz de evaluación técnica datos y parámetros, tomando en cuenta las técnicas utilizadas para el cálculo de los mismos y la apreciación de calidad ya sea de manera cualitativa o cuantitativa.

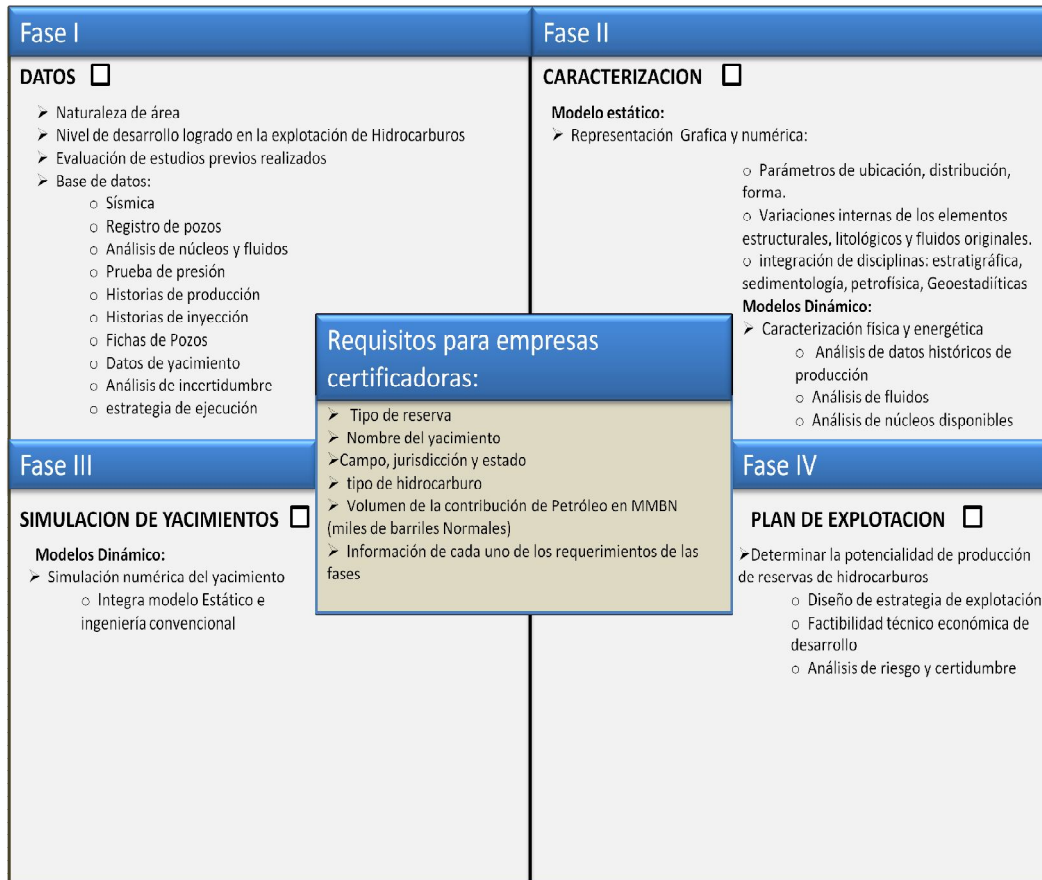


Figura 3.3. Fases del manual de estudios integrado yacimientos.

Cabe destacar, que el sistema utilizado en el manual de estudios integrados de PDVSA es formulado por la caracterización de yacimiento por medio de los modelos dinámico y estático, el primero tiene como propósito representar la interacción de la roca y los fluidos del yacimiento, además reproduce las características de presión, producción e inyección del mismo permitiendo el desarrollo de metodologías para el estudio del desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso. Este modelo posee varias características en cuanto a la estimación de volúmenes de fluidos en sitio, reservas recuperables y predicciones del yacimiento a largo plazo.

Sin embargo, el modelo estático se define por la representación gráfica y numérica de distintos parámetros como: ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos estructurales con fluidos en condiciones originales del área de estudio. Este modelo integra varias disciplinas para representar la arquitectura de yacimientos,

estas son: estratigráfica, la cual permite definir la arquitectura interna del yacimiento presente en el área de estudio y la incidencia en la caracterización mediante ciclos de sedimentación y extensión areal y vertical; sedimentológico, que define la orientación geometría, ambiente y calidad de los depósitos de sedimentos; estructural, cuyo propósito es definir la orientación de la geometría de los elementos de las estructuras geológicas y la delimitación del yacimiento; petrofísico, que establece los parámetros que caracterizan el yacimiento mediante la saturación y distribución original de los fluidos, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos y por último el geoestadístico que representa probabilísticamente la arquitectura de las unidades que comprenden el yacimiento y la distribución espacial de las propiedades de la roca.

En el trabajo de certificación de reservas de yacimientos de petróleo realizado en Venezuela, se tomó en cuenta los requerimientos que la empresa certificadora solicita para realización de mapas, cálculos, interpretaciones, entre otros ^[19]. Para la determinación de dichos estudios se procedió a la revisión de ciertos datos y parámetros, que a continuación se describen de manera general:

- **Delineamiento de los yacimientos:** primeramente es efectuado a través de la identificación de las unidades estratigráficas por medio de análisis de núcleo y registro de pozos con la finalidad de describir si estos se comportan como yacimientos, seguido por la descripción de las características de las arenas de la zona en estudio con el propósito de verificar si varían de pozo a pozo y por último, la correlación entre pozos que definen el tope del basamento a través de las relaciones y variaciones de espesor entre ellos a lo largo del área en estudio.
- **Descripción de los fluidos:** es definido por medio de pruebas de pozo donde formulan criterios de movilidad del petróleo en frío en función de la profundidad, con la finalidad de distinguir el petróleo móvil del inmóvil cuando la recuperación se lleva a cabo por métodos convencionales en frío.

- **Interpretación sísmica a través de Registro Sísmico 2D y 3D:** proporciona las líneas de buzamiento apropiadas, el cual permite la interpretación de la geometría estructural del área e identifica si los reflectores de las arenas objetivo de la sección en estudio son discontinuos e inconsistentes estableciendo precisiones para el mapeado, al igual que el levantamiento sísmico.
- **Interpretación estructural del basamento:** permite el mapeado del basamento por medio de los registros de pozo donde identifican el tope de basamento en cada uno de ellos. Simultáneamente, a través de los análisis de las interpretaciones sísmicas 2D del basamento y fallas, definen la construcción de líneas de tiempo sobre el tope de basamento con el propósito de ser manipulado por un simulador para efectos de precisión.
- **Evaluación petrofísica:** suministra cálculos e interpretaciones de datos petrofísicos en todos los pozos sometidos a estudio donde toman muestra de pared, curvas tipo LAS, perfil de invasión, registros de pozo (densidad, neutrón, gamma ray, resistividad, SP, etc.) entre otros. Algunos de ellos son:
 - Porosidad y permeabilidad del yacimiento.
 - Resistividad del agua de formación (R_w).
 - Saturación de agua (S_w).
 - Volumen de arcilla (V_{sh}).
 - Resistividades de filtrado de lodo (R_{mf}).
 - Contacto de fluidos.

De esta manera, la integración de estos datos describen la salinidad cambiante de los fluidos presentes en la formación y la presencia de agua dulce en las arenas, los cuales constituyen el diagnóstico para diferenciar zonas que contengan petróleo y agua dulce.

- **Mapeado de la estructura:** suministra la precisión del delineamiento del yacimiento por medio de estudios arrojados por: base de datos de pozos, correlación de los topes del basamento, fallamiento y contactos de fluidos.
- **Mapeado de isópacas:** proporciona el delineamiento del espesor de arena neta y el espesor de la arena neta petrolífera, simultáneamente garantiza la precisión del volumen de petróleo original en sitio del yacimiento a través del uso de un simulador.
- **Determinación del POES:** utilizan los siguientes cálculos y análisis:
 - Promedio ponderado de los datos petrofísicos.
 - Determinación del Factor volumétrico de formación a partir del promedio de los datos de ensayos PVT.
 - Estimación del factor de recobro a través de análisis petrofísicos.
- **Cálculo de Reservas y Recursos:** emplean definiciones aprobadas por la SPE y WPC, asimismo toman en cuenta plan de desarrollo del área y posteriormente realizan análisis económico debido a que los precios de los hidrocarburos poseen una relación directa para la estimación de reservas y recursos ya que pueden variar significativamente.
- **Determinación de Reservas y Recursos:** manejan estimación de factor de recobro, volúmenes recuperables, volumen de petróleo original en sitio, producción acumulada y uso de simuladores para precisión de los cálculos.

3.2.6 Elaboración De La Herramienta Computacional

Para cumplir con esta fase se dispuso a separar en tres módulos importantes que le ofrecen un complemento importante en el trabajo de investigación. Los módulos se describen a continuación:

- **Desarrollo del módulo de estimación de reservas**

Para elaborar el primer módulo de la herramienta informática, fue necesario estudiar la teoría concerniente a las diferentes maneras de calcular los volúmenes de petróleo, ya que la herramienta se limita a yacimientos de petróleo. Los métodos usados fueron:

- **Método Volumétrico** ^[5]

El método volumétrico utiliza valores puntuales que mejor representan a cada uno de los parámetros geológicos que caracterizan el yacimiento. Se parte del concepto de que, en una arena, una fracción de su volumen total corresponde al volumen poroso, y a la vez, una fracción de ese volumen poroso será ocupado por cierta cantidad del fluido, en este caso, de hidrocarburo. Para el cálculo del POES se utilizó la ecuación 3.1.

$$POES = \frac{7758 * V_b * \Phi * S_{oi}}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio (BN).

V_b: Volumen bruto de la arena (acre*ft).

Φ: porosidad, adimensional expresada en fracción.

S_{oi}: saturación inicial de petróleo, adimensional expresada en fracción.

β_{oi}: factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN).

- **Método por Balance de Materiales** ^[5]

Para el cálculo del Volumen de Petróleo Original en Sitio a condiciones Estándar (N), se utilizó la ecuación de balance de materiales, la cual se define:

$$N_p \beta_o = N \beta_{oi} \left[\left(\frac{\beta_o - \beta_{oi}}{\beta_{oi}} \right) + \left(\frac{C_w S_{wi} - C_R}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] \quad (\text{Ec.3.2})$$

Donde:

N = Volumen de Petróleo Originalmente en Sitio a Condiciones Estándar [MMBN].

N_p = Petróleo acumulado a Condiciones Estándar [MMBN].

β_{oi} = Factor Volumétrico del Petróleo Inicial [BY/BN].

β_o = Factor Volumétrico del Petróleo [BY/BN].

S_{wi} = Saturación del agua connata [fracción].

C_w = Compresibilidad del agua [1/psi].

C_f = Compresibilidad de la roca de la formación [1/psi].

ΔP = Variación de la presión [lpc].

Las reservas recuperables por cualquiera de los métodos anteriores van a determinarse como el volumen de petróleo por el factor de recobro.

$$\text{Reservas recuperables} = \text{POES} * \text{FR} \quad (\text{Ec.3.3})$$

Donde:

POES= Petróleo Original en Sitio (BN).

FR= Factor de Recobro (expresada en fracción).

- **Desarrollo del módulo de curvas de sensibilidad**

Para la elaboración del módulo de curvas de sensibilidad se utilizaron los datos del POES calculados mediante las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3. Donde, el usuario deberá variar algún parámetro, para que se aprecie el cambio de las reservas respecto al parámetro variado.

- **Desarrollo del módulo de análisis de certidumbre**

Para el desarrollo de este módulo se usaron las siguientes herramientas probabilísticas:

- **Simulación de MONTE CARLO** ^[20]

Para realizar la fase de la herramienta se tomó en cuenta el método de Monte Carlo ya que fue necesario establecer una metodología para el cálculo de forma probabilística del proyecto. Se especificaron las variables de estudio, en este caso todas las variables que afectan directamente este valor: porosidad, saturación de petróleo, factores volumétricos, altura, espesor y factor de recobro.

- ✓ Elaboración del modelo determinístico: fue necesario definir el modelo determinístico, el cual representa la base sobre la cual se reflejarán los cálculos iterativos.
- ✓ Definir las distribuciones para cada una de las variables aleatorias.
- ✓ Realizar repetidamente el cálculo aleatorio con el fin de describir la distribución del valor deseado. En la herramienta informática se realizó un total de 1000, 5000 ó 10000 iteraciones para estimar de forma probabilística en la ecuación de reservas usando métodos volumétricos en función de las variables que lo influyen directamente.
- ✓ Para esto se utilizó una distribución triangular, debido a que no se trabajó con datos y esta distribución se puede usar en todos los parámetros de la fórmula del POES incluyendo el factor de recobro. La excepción para esto fue el factor volumétrico de formación de petróleo, para este se usó la distribución uniforme. Las formulas usadas fueron las ecuaciones 2.3 y 2.4.

- **Herramienta informática**^[21]

Microsoft C# es un nuevo lenguaje de programación diseñado para crear un amplio número de aplicaciones empresariales que se ejecutan en .NET Framework. Supone una evolución de Microsoft C y Microsoft C++; es sencillo, moderno, proporciona seguridad de tipos y está orientado a objetos.

- **Programa**

A continuación se presenta como se realizó la ejecución del código, así mismo, una muestra de cómo fueron empleadas las variables y las declaraciones de las mismas en la herramienta informática. Ver Apéndice I.

```
// se declaran las variables tipo double
double soi = 0 ,so = 0, np = 0, bo = 0, co = 0, cw = 0, cr = 0,
ap = 0, boi = 0, sw = 0, vb = 0, fr = 0, o = 0;

// las variables fueron declaradas tipo double para no tener
porblema con los decimales tanto como para tomarlos del cuadro
de texto como para las operaciones

// en este if se valida que ningun campo este vacio o nulo
if ((Soi.Text != "") && (So.Text != "") && (Np.Text
!= "") && (Bo.Text != "") && (Co.Text != "") && (Cw.Text != "")
&& (Cr.Text != "") && (Ap.Text != "") && (Boi.Text != "") &&
(Vb.Text != "") && (O.Text != "") && (Fr.Text != ""))
{
    // el try es usado en caso de que ocurra una
    excepcion eso nos indicara que el dato no pertenece a los
    enteros ni reales eso quiere decir q el dato puede ser una
    letra o simbolo lo cual no es procesable , de esta manera
    hacemos el programa mas robusto ante errores.
    try
    {
        // en esta linea se le asigna a la variable
        so el contenido del campo So.text el cual viene en tipo de dato
        Strin o tambien llamado cadena de caracteres , este dato es
        convertido a doble con el metodo Convert.todoble. este proceso
        se hace para cada una de las variables en el entorno de
        trabajo.

        so = Convert.ToDouble(So.Text);
        np = Convert.ToDouble(Np.Text);
        cr = Convert.ToDouble(Cr.Text);
```

```

        bo = Convert.ToDouble(Bo.Text);
        co = Convert.ToDouble(Co.Text);

        boi = Convert.ToDouble(Boi.Text);
        cw = Convert.ToDouble(Cw.Text);
        sw = Convert.ToDouble(Sw.Text);
        vb = Convert.ToDouble(Vb.Text);
        o = Convert.ToDouble(O.Text);

        ap = Convert.ToDouble(Ap.Text);
        fr = Convert.ToDouble(Fr.Text);
        soi = Convert.ToDouble(Soi.Text);
    }
    catch // captura la excepción de algo fuera de
lo comun como haber introducido un simbolo.
    {
        // muestra un mensaje de error
        MessageBox.Show("Existe algun dato
invalido");
    }
    else {

        MessageBox.Show("Alguna casilla de datos esta
vacía");
    }

    // aqui tenemos la formula aplicandose co
multiplica a so esto se le suma al resultado de la
multiplicacion entre sw y cw y este resultado es sumado a cr
para luego ser dividido entre so y almacenado en la variable
aux.
    double aux = ((co * so) + (sw * cw) + cr)/so;

    // aqui se completa la formula y el resultado double es
convertido en string para poder ser enviado a area de texto
llamada Numerico.Text
    Numerico.Text = Convert.ToString( (np * bo) / (boi * ap * aux)
);

    //metodo Volumetrico

    Volumetrico.Text = Convert.ToString(
((7758*vb*o*soi)/boi) );
}
}

```

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta un análisis detallado de la propuesta de la Matriz de evaluación técnica requerida para el proceso de certificación de reservas y de la herramienta computacional para la estimación probabilística de reservas.

4.1 MATRIZ DE EVALUACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PARA LA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

La elaboración de la Matriz fue el resultado de varias investigaciones que se hicieron mediante la bibliografía encontrada y la colaboración de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), empresa responsable de la administración y control de los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero. A continuación se especifica los aspectos importantes a considerar:

Para que se cumpla con el proceso de certificación, la empresa petrolera nacional PDVSA y las empresas mixtas deben cuantificar las reservas a través de la elaboración de estudios integrados de yacimientos. La estructura considerada para desarrollar un Estudio Integrado de Yacimientos, se realiza por medio de cuatro fases de estudio y debe llevar una secuencia independiente: la fase I (Datos), desarrolla el modelo de datos en donde se recopila, valida y organiza información existente. En la fase II (Caracterización), conformado por el modelo estático junto con el dinámico, corresponde a la caracterización física y energética del yacimiento. La fase III (Simulación) involucra la etapa de Simulación numérica del yacimiento la cual se realiza a partir de la integración de los modelos estáticos e ingeniería convencional de yacimientos. Por último la fase IV (Plan de explotación), en donde el modelo de negocios busca determinar la potenciabilidad de producción del yacimiento.

Este estudio integrado tiene como objetivo usar de manera más adecuada los recursos disponibles para maximizar el índice de beneficios de un yacimiento, mediante la optimización en la recuperación de petróleo, disminuyendo costos operacionales y capital de inversión. Además de disponer un control interno de calidad auditable en cada una de las organizaciones.

El reporte de la empresa certificadora consiste en una estimación del petróleo original en sitio, Recursos y Reservas. Dichos Recursos y Reservas se estiman mediante el manual de Lineamientos para la Aplicación del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros, vigente desde Marzo 2007, patrocinado por las siguientes Organizaciones: Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG), Consejo Mundial del Petróleo (WPC), Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SPEE), Sociedad de Exploración de Geofísicos (SEG), con siglas en ingles.

Al hacer el estudio de estas fases, y analizando la metodología utilizada por las empresas certificadoras se realizó la Matriz, dividida en tres segmentos: Generalidades, Datos Básicos y Datos Requeridos, los cuales son solicitados por la empresa certificadora a PDVSA. Esta información deberá clasificarse en función de su disponibilidad, valor y calidad, según el criterio y validación del evaluador de acuerdo a la representatividad del dato, y según niveles de Calidad Alta, Media y Baja de una forma cuantitativa y cualitativa.

En la figura 4.1 se muestra lo que el evaluador va a apreciar en la parte superior de la matriz, la cual está conformada por una serie de datos generales a lo que se le denominó como Generalidades, estos fueron logrados por medio de la revisión de datos que permitieran distinguir la zona en estudio como lo son: nombre del proyecto, campo que se va a certificar, yacimiento a evaluar, jurisdicción y estado, profundidad del yacimiento y la fecha en que se realiza la evaluación.

Proyecto: _____
Campo: _____
Yacimiento: _____
Jurisdicción y estado: _____
Profundidad total: _____
Fecha: _____

Figura. 4.1 Generalidades

La tabla 4.1 muestra los datos básicos del yacimiento los cuales constituyen la entrada a la matriz de evaluación donde se empleó la revisión de parámetros que representan las dimensiones y características del área en estudio a certificar, como: la superficie, la producción actual y acumulada del yacimiento; el número de pozos perforados partiendo desde sus inicios hasta la actualidad ya sean exploratorios, de avanzada, de desarrollo, estratigráficos y delineadores que deben existir en el área de estudio para la captura de información; el número total de pozos activos; el Petróleo Original en Sitio; el año de descubrimiento y por último la gravedad API. Asimismo, el evaluador debe colocar el valor y las observaciones que se requieran.

Tabla.4.1 Datos básicos

DATOS BÁSICOS			
Datos	Valor	Unidad	Observaciones
Superficie (1 Km ² = 247,10 acres)		ACRES	
Producción Actual		BNPD	
Producción Acumulada		MB	
Pozos Perforados		N/A	
Total de pozos activos		N/A	
Petróleo Original en Sitio (POES)		MBN	
Año de descubrimiento		N/A	
Gravedad API		°API	

En base a los datos mínimos requeridos, se generaron las tablas 4.2, 4.3 y 4.4, que fueron el resultado de la selección de los datos geológicos y de ingeniería los cuales se describen de manera general a continuación:

- **Datos Geológicos:** estos datos fueron revisados mediante los estudios realizados por PDVSA y los requeridos por las empresas certificadoras, los cuales emplearon métodos directos e indirectos; el primero a través de la toma de núcleos que describen las características petrofísicas de la formación; y el segundo por medio de la exploración donde se infieren las características de la formación con el uso de registros eléctricos y pruebas de formación.
- **Datos de ingeniería:** estos datos fueron revisados mediante los estudios realizados por los ingenieros en el área de estudio y todo el equipo multidisciplinario de PDVSA, y los requeridos por las empresa certificadora el fin de hallar parámetros que no han sido conseguido por métodos geológicos como: análisis de presión, curvas de producción, gravedad de líquidos, entre otros.

Para la evaluación de cada uno de los datos requeridos se crearon las siguientes columnas:

- **Columna disponibilidad:** se realiza la verificación de los datos obtenidos indicando su existencia, ofreciendo a la empresa certificadora un control de los parámetros entregados.
- **Columna valor:** es de tipo cuantitativa enfocado a la cantidad de dato que se disponga en la evaluación, puede ser dimensional o adimensional; en algunos de los casos si no se tiene cantidades exactas no se aplica por lo tanto dependerá del criterio del evaluador.
- **Columna Calidad:** es de tipo cualitativa deberá calificarse según criterios y validación que el evaluador considere representativo, se clasifica en tres niveles: alta, media y baja; esta distribución permite la confiabilidad y certeza de los datos. Cabe destacar, que PDVSA y las empresas certificadoras poseen

indicadores ponderados de calidad interno, evaluados a través de cálculos de certidumbre los cuales les permiten un control de calidad los datos en estudio.

- Columna Observaciones: estas pueden corresponder o hacer referencia a algún detalle en el valor; disponibilidad del dato y por último de ser necesario realizar alguna acotación en cuanto a la calidad del mismo.

Tabla 4.2 Datos requeridos

DATOS REQUERIDOS							
Datos requeridos	Disponibilidad		Valor	Calidad			Observaciones
	SI	NO		Alto	Media	Baja	
Ubicación geográfica del Área de interés							
Correlaciones geológicas generales							
Columna estratigráfica							
Tipo de ambiente Depositional							
Topes Estratigráficos							
Característica del depocentro							
Mapa Base							
Mapa estructural							
Mapa Isópaco							
Mapa de espesor de arena neta petrolífera							
Mapa de fallas							
Mapa de Porosidad							
Mapas de Volumen de arcilla							
Mapas de saturación de petróleo							
Muestras de rocas y fluidos							
Datos de núcleos							
Evaluaciones petrofísicas							

Tabla 4.2 Datos requeridos (continuación)

DATOS REQUERIDOS							
Datos requeridos	Disponibilidad		Valor	Calidad			Observaciones
	SI	NO		Alto	Media	Baja	
Cobertura de sistema 2D (millas)							
Área de cobertura de sísmica 3D							
Líneas sísmicas tipo							
Número de líneas disponibles							
Fichas de pozos							
Carpetas de Pozos							
Registros direccionales							
Registros offset							
Registros convencionales							
Registros especiales (ADT, RNM)							
Registros de Velocidad							
Registros Master Log							
Informes de Petrografía							
Informes de Análisis de Núcleos							
Archivos en formato LAS con la evaluación							
petrofísica en cada uno de los pozos							
Modelo utilizado para las evaluaciones petrofísicas							
Archivos en formato tiff, con evaluación petrofísicas							
Archivos en formato pdf, con evaluación petrofísicas							
Archivos en formato ppt, con evaluación petrofísicas							
Archivos en excel con sumarios petrofísicos							
Master Logs de Pozos perforados (Nuevos pozos)							
Presentación Propiedades Básicas del Yacimiento.							
Correlación de Presión y Temperatura para el bloque							
Lista detallada de campos y pozos incluidos en la evaluación							
Datos de fluido (tipo de fluido, especificaciones)							

Tabla 4.2 Datos requeridos (continuación 2)

DATOS REQUERIDOS							
Datos requeridos	Disponibilidad		Valor	Calidad			Observaciones
	SI	NO		Alto	Media	Baja	
Análisis PVT							
Histórico de presión (BHP, SIP)							
Pruebas y datos de producción							
Plan de desarrollo del área							
Curvas de Producción							
Curvas de factor de recobro							

4.2 APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN DE INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

A continuación se presenta un ejemplo de la utilidad de la Matriz a través de una evaluación interna de los datos geológicos y de ingeniería suministrados por CVP de estudios cuantificados en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, yacimiento MER XXX del campo Iguana Zuata. Asimismo, se procedió a la revisión de los datos proporcionados donde se completaron las tablas 4.3 y se evaluaron de la siguiente manera:

- Generalidades y datos básicos: primeramente se identifica la zona, luego mediante la revisión de las características específicas del campo Iguana Zuata y yacimiento MER XXX se colocan los datos siguiendo lo solicitado, tomando en consideración que en la actualidad los pozos se encuentran inactivos. Ver Tabla 4.3.
- Disponibilidad de datos requeridos: mediante la revisión de los datos suministrados, se señaló con una “x” la existencia de los datos solicitados por la matriz, se verificó que el yacimiento MER XXX cuenta con la mayoría de los parámetros a excepción de los Informes de Petrografía y Master Logs de Pozos perforados (Nuevos pozos). Ver Tabla 4.3.

- Valor: se completó mediante la revisión de los datos suministrados, de acuerdo a la cantidad, ya sea de manera dimensional o adimensional y en algunos casos, el número de veces que fue calculado un mismo parámetro requerido por la matriz.
- Observaciones: esta casilla solo fue completada para algunos de los parámetros requeridos, donde se realizaron acotaciones importantes como tipo de ambiente y fuente de información de los datos suministrados, entre otras consideradas de interés.
- Calidad: se usaron criterios cualitativos para calificar con una “x” los niveles de calidad en alta, media o baja, basándose en la revisión de las características representativas de los parámetros requeridos, tomando en consideración de que algunos de éstos dependerán de la calidad del otro. En la evaluación de los niveles se obtuvo como resultado que la mayoría de los parámetros requeridos por la Matriz calificaban en el nivel Alto, solo uno fue nivel medio y es el parámetro de Datos de producción, debido a que los pozos en el yacimiento se encuentran inactivos y no posee datos de producción actuales. A continuación, se detallan las consideraciones tomadas:
 - ✓ Se verificó que a los registros de pozos se les efectuarán la calibración con los datos del núcleo, normalizaciones de las curvas, correlaciones con respecto a la profundidad y el ambiente. Toda la información requerida de los registros del área están en imágenes con formato .tiff, .pdf, .ppt, tipo LAS, Excel y mediante la consulta de las carpetas de pozos.

- ✓ Se confirmó la evaluación petrofísica obtenía información básica del yacimiento en cuanto a la geología, estructuras, estratigrafía, sedimentología, producción entre otros; utilizando análisis de núcleos e interpretaciones con registros de pozos, entre otros parámetros.

- ✓ Se garantizó que las columnas estratigráficas y los informes de análisis de núcleo proporcionaron información confiable en cuánto a la identificación de formaciones productoras en el yacimiento con sus respectivos topes estratigráficos, tipo de ambiente deposicional y característica del depocentro.

- ✓ Se verificó que los Mapas base y de falla fueron interpretados por medio de registros de pozos y sísmicas 2D.

- ✓ Se confirmó que los Mapas Estructurales fueron desarrollados mediante el uso de mapas del basamento y de falla, interpretaciones de los contactos de los fluidos y empleo de simuladores para la precisión del límite del yacimiento, utilizando archivos electrónicos tipo LAS e imágenes con formato .tiff.

- ✓ Se corroboró que los Mapas de arena neta petrolífera fueron interpretado por medio de columnas estratigráficas y evaluaciones petrofísicas donde se identifican los espesores y características de las arenas productoras.

- ✓ Se garantizó que los Mapas isópacos fueron desarrollado por evaluaciones petrofísicas y columnas estratigráficas donde identifican los espesores neto, contactos de fluidos y el uso de mapas de arena neta petrolífera.

- ✓ Se verificó que los Mapas de porosidad se crearon con los mapas de arena petrolífera, con la finalidad de corroborar áreas donde se encuentran las mejores porosidades.

- ✓ Se confirmó que los Mapas de volumen de arcilla se desarrollaron en base a las columnas estratigráficas con la finalidad de describir la tendencia de la arcillosidad en las zonas.

- ✓ Se garantizó que los Análisis PVT fueron realizadas por medio de muestras de crudo al inicio de la vida productiva del yacimiento con la finalidad de caracterizar el tipo de fluido.

- ✓ Se verificó que las pruebas producción fueron obtenidas para corroborar el tipo de crudo, presiones, estimación de tasas iniciales y facilitar la creación de curvas de producción presentes en el yacimiento.

- ✓ Se corroboró que las interpretaciones sísmicas fueron realizadas para conocer y definir los elementos estructurales y estratigráficos que están presentes en la zona.

- ✓ Se confirmó que las curvas de FR fueron obtenidas por medio de simuladores, para realizar precisiones en el FR primario cuando la producción es en frío.

- ✓ Se garantizó que el Plan de desarrollo del área fue realizada con el propósito de adoptar escenarios de producción y operacional de yacimientos en áreas vecinas.

Tabla 4.3 Evaluación interna matriz propuesta


 PDVSA CVP	Matriz de evaluación técnica requerida para la certificación de reservas en yacimientos de petróleo																																											
	Proyecto: Oricono Magna Reserva Campo: Iguana Zuata Yacimiento: <u>MER XXX</u> Jurisdicción y estado: <u>Barcelona, Anzoategui</u> Profundidad total: <u>1059 pies</u> Fecha: <u>X/X/X</u>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="background-color: #d9ead3;">DATOS BÁSICOS</th> </tr> <tr> <th style="width: 30%;">Datos</th> <th style="width: 15%;">Valor</th> <th style="width: 15%;">Unidad</th> <th style="width: 40%;">Observaciones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Superficie (1 Km2 = 247,10 acres)</td> <td>167584</td> <td>ACRES</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Producción Actual</td> <td>0</td> <td>BNPD</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Producción Acumulada</td> <td>0</td> <td>MB</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Pozos Perforados</td> <td>8</td> <td>N/A</td> <td>Actualmente inactivos</td> </tr> <tr> <td>Total de pozos activos</td> <td>0</td> <td>N/A</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Petroleo original en sitio (POES)</td> <td>25608347</td> <td>MBN</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Año de descubrimiento</td> <td>x</td> <td>N/A</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Gravedad API</td> <td>7,9</td> <td>°API</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				DATOS BÁSICOS				Datos	Valor	Unidad	Observaciones	Superficie (1 Km2 = 247,10 acres)	167584	ACRES		Producción Actual	0	BNPD		Producción Acumulada	0	MB		Pozos Perforados	8	N/A	Actualmente inactivos	Total de pozos activos	0	N/A		Petroleo original en sitio (POES)	25608347	MBN		Año de descubrimiento	x	N/A		Gravedad API	7,9	°API
DATOS BÁSICOS																																												
Datos	Valor	Unidad	Observaciones																																									
Superficie (1 Km2 = 247,10 acres)	167584	ACRES																																										
Producción Actual	0	BNPD																																										
Producción Acumulada	0	MB																																										
Pozos Perforados	8	N/A	Actualmente inactivos																																									
Total de pozos activos	0	N/A																																										
Petroleo original en sitio (POES)	25608347	MBN																																										
Año de descubrimiento	x	N/A																																										
Gravedad API	7,9	°API																																										
DATOS REQUERIDOS																																												
Datos requeridos	Disponibilidad		Valor	Calidad			Observaciones																																					
	SI	NO		Alto	Media	Baja																																						
Ubicación geográfica del Área de interés	x		2	x			Por medio de mapa de ubicación																																					
Correlaciones geológicas generales	x		7	x																																								
Columna estratigráfica	x		3	x																																								
Tipo de ambiente Depositional	x		1	x			Predomina la fluvia deltaica																																					
Topes Estratigráficos	x		varios	x																																								
Característica del depocentro	x		1	x																																								
Mapa Base	x		2	x																																								
Mapa estructural	x		4	x																																								
Mapa Isópaco	x		5	x																																								
Mapa de espesor de arena neta petrolífera	x		5	x																																								
Mapa de fallas	x		4	x																																								
Mapa de Porosidad	x		8	x																																								
Mapas de Volumen de arcilla	x		4	x																																								
Mapas de saturación de petróleo	x		6	x																																								
Muestras de rocas y fluidos	x		16	x			8 de fluidos y 8 de rocas																																					
Datos de núcleos	x		varios	x			Tomadas en distintas áreas																																					
Evaluaciones petrofísicas	x		varios	x																																								

Tabla 4.3 Evaluación interna matriz propuesta (continuación)

Datos requeridos	DATOS REQUERIDOS						Observaciones
	Disponibilidad		Valor	Calidad			
	SI	NO		Alto	Media	Baja	
Cobertura de sistema 2D (millas)	x		82	x			
Área de cobertura de sísmica 3D	x		528 km ²	x			
Líneas sísmicas tipo	x		2	x			2D Y 3D
Número de líneas disponibles	x		varios	x			
Fichas de pozos	x		8	x			
Carpetas de Pozos	x		8	x			
Registros direccionales	x		2	x			
Registros offset	x		2	x			
Registros convencionales	x		34	x			
Registros especiales (ADT, RNM)	x		12	x			
Registros de Velocidad	x		2	x			
Registros Master Log	x		1	x			
Informes de Petrografía		x		x			
Informes de Análisis de Núcleos	x		8	x			
Archivos en formato LAS con la evaluación petrofísica en cada uno de los pozos	x		8	x			
Modelo utilizado para las evaluaciones petrofísicas	x		8	x			
Archivos en formato tiff, con evaluación petrofísicas	x		8	x			
Archivos en formato pdf, con evaluación petrofísicas	x		8	x			
Archivos en formato ppt, con evaluación petrofísicas	x		8	x			
Archivos en excel con sumarios petrofísicos	x		8	x			
Master Logs de Pozos perforados (Nuevos pozos)		x		x			
Presentación Propiedades Básicas del Yacimiento.	x		1	x			
Correlación de Pres y temp. para el bloque	x		varios	x			
Lista detallada de campos y pozos incluidos en la evaluación	x		1	x			
Datos de fluido (tipo de fluido, especificaciones)	x		varios	x			

Tabla 4.3 Evaluación interna matriz propuesta (continuación 2)

 PDVSA <i>Matriz de evaluación técnica requerida para la certificación de reservas en yacimientos de petróleo</i> CVP							
DATOS REQUERIDOS							
Datos requeridos	Disponibilidad		Valor	Calidad			Observaciones
	SI	NO		Alto	Media	Baja	
Análisis PVT	x		2	x			
Histórico de presión (BHP, SIP)	x		1	x			
Pruebas y datos de producción	x		1		x		Dispone de prueba de producción
Plan de desarrollo del área	x		1	x			
Curvas de Producción	x		2	x			
Curvas de factor de recobro	x		2	x			

Mediante la evaluación interna realizada con los datos suministrados por CVP, se demostró que es factible el uso de la Matriz de evaluación técnica para el control y manejo de los parámetros que la empresa certificadora solicita a PDVSA. Asimismo, se confirmó que los datos seleccionados en la Matriz son confiables para el proceso de certificación de reservas de petróleo ya que se consideran en la mayoría de los casos son de Alta calidad.

4.3 COMPLETACIÓN DE HOJA DE DATOS BÁSICOS COMO REQUISITO PARA EL SOMETIMIENTO DE RESERVAS EN EL PROCESO DE OFICIALIZACIÓN SOLICITADA POR EL MENPET

Se completó la hoja de datos básicos con la información suministrada por la CVP. Cada uno de ellos, fue resultado de cálculos y toma de parámetros de estudios realizados al yacimiento MER XXX ubicado en el campo Iguana Zuata. Los cuales fueron obtenidos de la siguiente manera:

- ✓ Gravedad API ($^{\circ}API$): este dato fue tomado de los estudios realizados por medio de los análisis de muestras de crudos y corroborado por pruebas de producción. Para el área de Junín los valores de gravedades varían desde 7,2 a 9,8 API.
- ✓ Gravedad Específica del Petróleo (γ_o): una vez que se tiene la Gravedad API, se despeja en la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{(131,5 + ^{\circ}API)} \quad (\text{Ec.4.1})$$

- ✓ Porosidad (ϕ): este cálculo fue tomado de estudios geológicos que fueron realizados en el yacimiento y áreas vecinas a partir de análisis de núcleos y evaluaciones petrofísicas. El principal aspecto considerado en dichos estudios fueron las analogías del espesor

promedio de las arenas presentes entre el yacimiento y en áreas vecinas, interpretados por medio de mapas de espesores de arena.

- ✓ Saturación de Petróleo (S_{oi}): se realizó un procedimiento similar al parámetro anterior, considerando mapas de saturaciones de petróleo para la zona en estudio.

- ✓ Área Zona de Petróleo (A) y Volumen Original Zona de Petróleo (V): este dato fue suministrado del resultado de los estudios sísmicos y geológicos de cuantificación y certificación de reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, Proyecto Orinoco Magna Reserva.

- ✓ Presión Original (P_i): se tomó el dato de la presión inicial generada a partir de pruebas Repeat Formation Testers (RFT), asimismo se corroboran a partir de corridas de registros especiales y convencionales; pruebas de producción y muestra de pared.

- ✓ Profundidad del plano de referencia: este dato viene como resultado de corridas de núcleos y registros en el área de estudio.

- ✓ Viscosidad del petróleo: este dato es tomado de muestras de crudo significativas del área en estudio, los parámetros son generados en un simulador a través de la correlación de viscosidad de crudo muerto en función de la gravedad API. Se observa de igual manera, que incrementos de API se traducen en disminuciones de viscosidades, para el área de Junín los valores de gravedades API

varían desde 7,2 a 9,8, las viscosidades de crudo muerto se corresponden están en un rango de 3000 a 7500 cps.

- ✓ Temperatura del yacimiento (T): este dato de temperatura de yacimiento fue estimada a partir de las pruebas RFT tomadas en los pozos conjuntamente con los datos provenientes de las pruebas de presiones en el área Junín.

- ✓ Permeabilidad absoluta (k): este dato es tomado de un estudio de simulación en el yacimiento, donde generaron un conjunto de curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo para el área Junín, en el cual se realizaron correlaciones optimistas de este parámetro debido a que no se tenían datos suficientes de núcleos. Sin embargo, se tienen referencias de curvas de permeabilidades del pozo XXX (ubicado cercano al bloque) calculado por medio de un análisis de núcleo, pero que actualmente no brinda la suficiente información como para validar estas curvas.

- ✓ Petróleo Original en Sitio (POES): de acuerdo con los datos estimados de PDVSA, el yacimiento MER XXX posee un POES de 25.608.347 MBLS; este estudio se realizó en el Proyecto Orinoco Magna Reserva y se obtuvo por medio del cálculo de la ecuación 3.1.

- ✓ Factor de Recobro Primario (FRp): tomado de datos arrojados a partir de modelos de corridas de simulación a fines de estimar el factor de recobro a 50 años para el caso de agotamiento en frío, mediante volumen de petróleo por pozo.

- ✓ Reservas recuperables primarias: son estimadas mediante la ecuación 2.2, con los datos del Factor de Recobro primario y el POES del yacimiento.

- ✓ Reservas remanentes: este es el volumen que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En el caso del yacimiento MER XXX no se ha producido y tiene el mismo valor que las reservas recuperables primarias.

Igualmente, se identifica en el encabezado de la hoja de datos:

- En la parte izquierda superior:
 - DB-: formato que resalta el tipo de hoja de datos básicos, en este caso es **DB-2** De Petróleo y Gas Natural Asociado (en solución y en capa de gas).
 - Campo: indica el campo al cual pertenece el yacimiento, campo Iguana Zuata.
 - Yacimiento: destaca el nombre del yacimiento sometido, MER XXX.
 - Código del yacimiento: los yacimientos deben presentar un código particular para identificarlos.
 - Tipo de Reservas: señala si la reserva es probada, probable o posible según la clasificación de certidumbre de ocurrencia, en este caso la Reserva es Probada.
 - Fecha: indica la Fecha a la cual se realizó la solicitud de sometimiento.

- En la parte derecha superior:
 - Nombre de la empresa Operadora, PDVSA, S.A.
 - Jurisdicción: referida a la jurisdicción a la cual pertenece el estado donde se ubica campo, en este caso, Jurisdicción Barcelona.
 - Tipo de Cambio: indica la actividad generadora del cambio de reserva dentro la clasificación de Descubrimiento, Extensión o Revisión. En este caso, por Descubrimiento.
 - Nombre de la Hoja de datos básicos: Reservas Probadas de petróleo y Gas Asociado.

Además, se observa que la hoja de datos básicos presenta cinco columnas que señala la actividad generadora de cambio: Descubrimiento, Extensión, Revisión, Yacimiento a Oficializar y Unidades. En este estudio la actividad generadora de cambio es por Descubrimiento, donde los valores correspondientes deben reportarse en la columna “DESCUBRIMIENTO” y en la columna “YACIMIENTO A OFICIALIZAR”. Cabe destacar que los valores determinados deben ser demostrados y explicados en el informe técnico mediante las correlaciones y parámetros usados del yacimiento. Ver tabla 4.4.

Tabla 4.4 Hoja de Datos Básicos

CAMPO: Iguana Zuata YACIMIENTO: MER XXX COD. YAC: XXXX TIPO DE RESERVA: PROBADAS FECHA DE SOMETIMIENTO: X/X/X		PDVSA, S.A.					
		JURISDICCION BARCELONA		TIPO DE CAMBIO: DESCUBRIMIENTO			
		RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Y GAS ASOCIADO					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
				Oficial	Cambio		
1. GRAVEDAD	γ	7.90				7.90	°API
2. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO	γ_o	1.02				1.02	
3. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	γ_g						
4. POROSIDAD		33.00				33.00	%
5. SATURACION DE PETROLEO	Soi	72.00				72.00	%
6. SATURACION DEL GAS	Sgi						%
7. FACTOR DE MERMA DEL PETROLEO	1/Boi	0.96				0.96	BN/BY
8. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO AL ABANDONO	Boa						BY/BN
9. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS INICIAL	Bgi						PCY/PCN
10. AREA ZONA DE PETROLEO	A	135719.00				135719.00	ACRES
11. VOLUMEN ORIGINAL ZONA DE PETROLEO	V	14441432.00				14441432.00	ACRES-PIES
12. AREA ZONA DE CAPA DE GAS	Ac						ACRES
13. VOLUMEN ZONA DE CAPA DE GAS	Vc						ACRES-PIES
14. RELACION GAS PETROLEO ORIGINAL	Rsi						PCN/BN
15. RELACION GAS PETROLEO AL ABANDONO	Rsa						PCN/BN
16. PRESION ORIGINAL	Pi	744.00				744.00	LPC
17. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	pbnm	1059.00				1059.00	PIES
18. PRESION DE BURBUJEO	Pb	571.70				571.70	LPC
19. PRESION DE ABANDONO	Pa						LPC
20. PETROLEO POR UNIDAD DE VOLUMEN	$7.758 \bullet \bullet \text{Soi} \bullet (1/\text{Boi})$	5.41				5.41	BLS/ACRE-PIE
21. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \bullet \bullet \text{Sgi} \bullet (1/\text{Bgi})$						MPC/ACRE-PIE
22. VISCOSIDAD DEL PETROLEO	μ_o	3750.00				3750.00	CP
23. VISCOSIDAD DEL GAS	μ_g						CP
24. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	T	123.00				123.00	°F
25. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k	9103.22				9103.22	MD
26. MECANISMO DE PRODUCCION							
RESERVAS DE PETROLEO							
27. PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	$(11 \bullet 20)/100$	25,608,347				25,608,347	MBLS
28. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FRp	7.5				7.5	%
29. PETROLEO RECUPERABLE	$20 \bullet (28+31)/100$						BLS/ACRE-PIE
30. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	$(27 \bullet 28)/100$	1,920,626				1,920,626	MBLS
31. FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	FRs						%
32. RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	$(27 \bullet 31)/100$						MBLS
33. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	30+32	1,920,626				1,920,626	MBLS
34. PRODUCCION ACUMULADA	Np						MBLS
35. RESERVAS REMANENTES	33-34	1,920,626				1,920,626	MBLS
RESERVAS DE GAS ASOCIADO							
36. GAS ORIGINAL EN SITIO EN SOLUCION (GOES)	$(14 \bullet 27)/100$						MMPCS
37. FACTOR DE RECOBRO DEL GAS EN SOLUCION	FRgs						%
38. RESERVAS RECUPERABLES DEL GAS EN SOLUCION	$(36 \bullet 37)/100$						MMPCS
39. GAS ORIGINAL EN SITIO CAPA DE GAS (GOES)	$(13 \bullet 21)/100$						MMPCS
40. FACTOR DE RECOBRO CAPA DE GAS	Frgc						%
41. RESERVAS RECUPERABLES CAPA DE GAS	$(39 \bullet 40)/100$						MMPCS
42. RESERVAS TOTALES DE GAS	38+41						MMPCS
43. GAS INYECTADO	GI						MMPCS
44. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	Gp						MMPCS
45. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$(42+43)-44$						MMPCS

4.4 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA

La herramienta informática cuenta con una pantalla de inicio para hacer más amigable al usuario su ingreso al programa, ilustrada en la figura 4.2, donde se detalla el nombre del programa, en el cual se presentan además los distintos módulos que comprenden la herramienta. En la parte baja, se aprecian tres botones que se encuentran vinculados con los tres módulos del programa, módulo I: Estimación probabilística de reservas, módulo II: Curvas de sensibilidad y módulo III: Análisis de incertidumbre.



Figura 4.2 Pantalla de entrada de bienvenida al usuario y menú principal con los diferentes módulos de la herramienta.

4.4.1 Módulo De Estimación Probabilística De Reservas

En la figura 4.3 se ilustra la pantalla de entrada cuando el usuario elige el módulo de estimación probabilística de reservas. La función de esta ventana es que el usuario

ingrese los datos del campo con respecto a las saturaciones, compresibilidades, porosidad, factor de recobro, entre otros. En la parte inferior se observan dos pestañas, las cuales nos indican diferentes métodos venezolanos de cálculos de reservas. Luego el usuario al presionar la opción de “Calcular” se observara los resultados por los dos métodos anteriormente mencionados.

Reservas De Hidrocarburos Segun Los Metodos Venezolanos

Datos

So [adim]	0.8	Cr [1/psi]	0.0000034	Np [MMBN]	700000
Bo [BY/BN]	1.4150	Co [1/psi]	0.000193	Fr [adim]	0.702
Boi [BY/BN]	2.3050	Cw [1/psi]	0.000003	Soi [adim]	0.76
Vb [Acre*ft]	30000	Sw [adim]	0.24		
ø [adim]	0.13	ΔP [adim]	2000		

Metodo Volumetrico BN	Metodo Numerico MBN
9976013.88286334	1084325.0172556

Calcular

Figura 4.3 Resultados de reservas obtenidos de la herramienta computacional

4.4.2 Módulo De Curvas De Sensibilidad

En la figura 4.4 se ilustra la pantalla de entrada cuando el usuario elige el módulo de curvas de sensibilidad. La función de esta ventana es que el usuario ingrese los datos

del campo, con la variante que alguno de los parámetros no sea estático. En la parte inferior se observan cuatro pestañas, que indican los diferentes parámetros que van a generar sensibilidad según los métodos numérico o volumétrico. Luego el usuario al presionar la opción que desea obtener, se observará como las reservas varían respecto a los distintos parámetros a través de las curvas de sensibilidad arrojadas, como se puede observar en la figura 4.5.

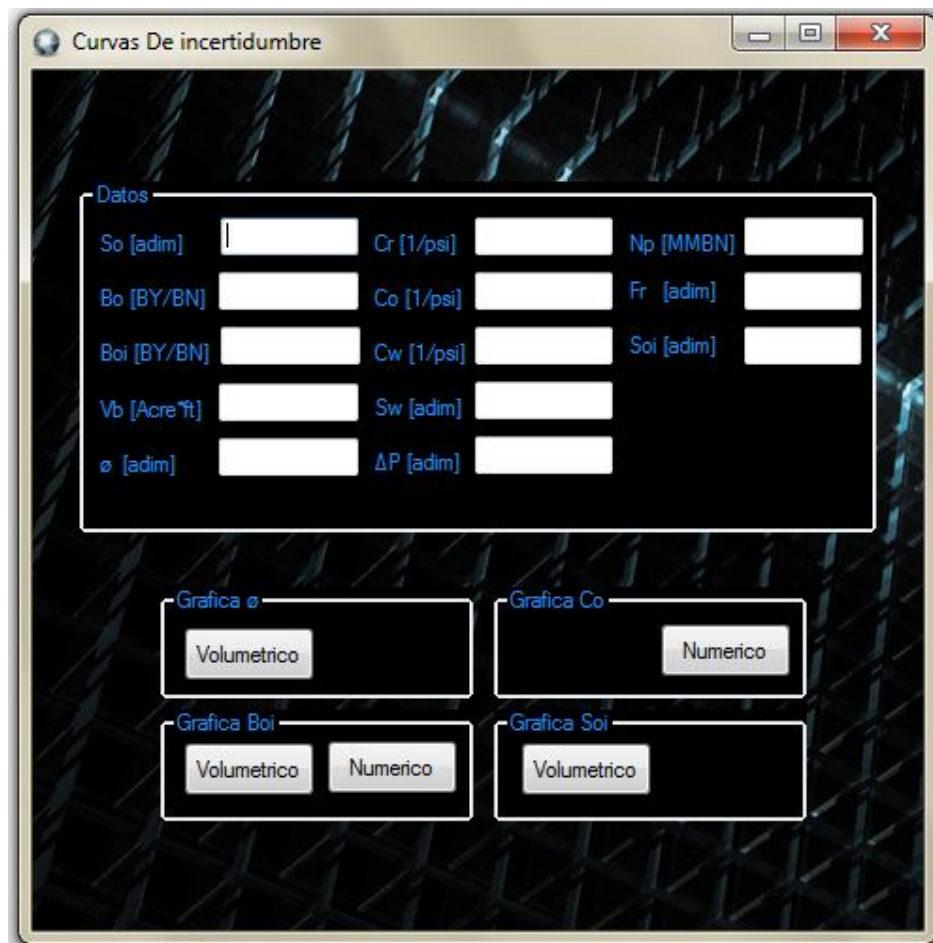


Figura 4.4 Ventana de ingreso de datos, curvas de sensibilidad.

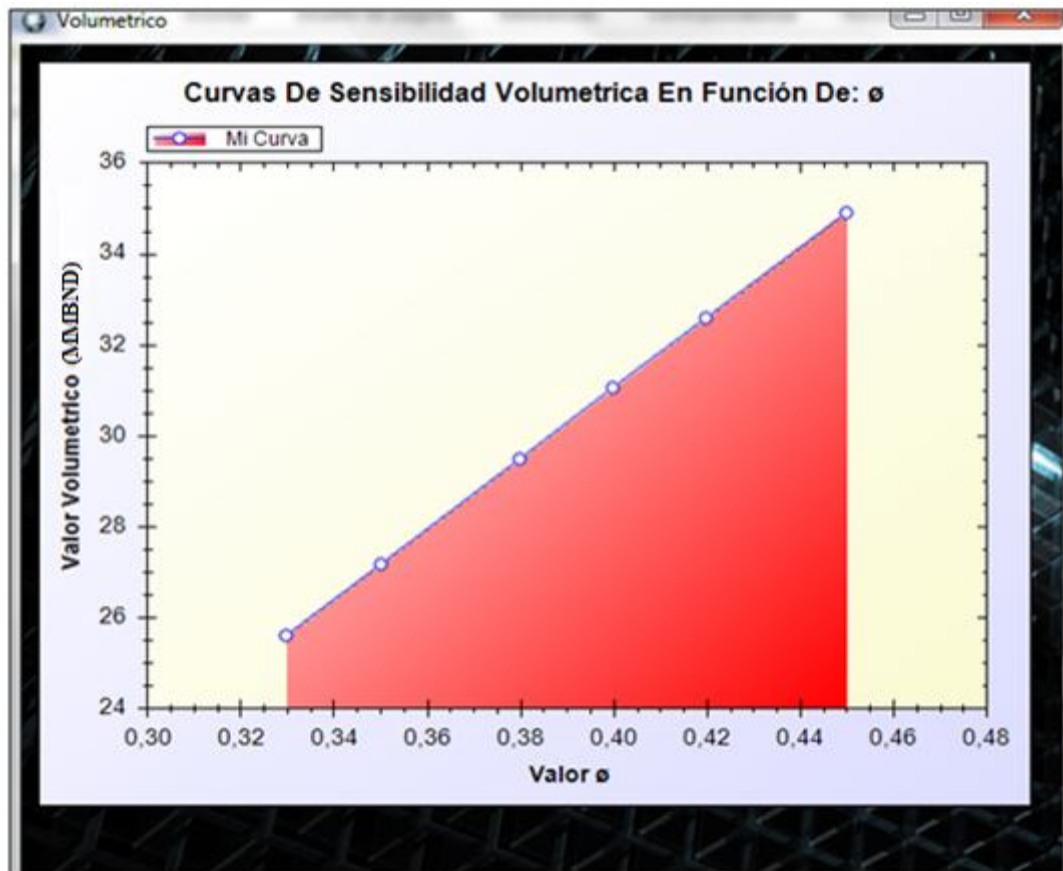


Figura 4.5 Curvas de sensibilidad obtenidas al variar algún parámetro.

4.4.3 Análisis De Incertidumbre

En la figura 4.6 se ilustra la pantalla de entrada cuando el usuario elige el módulo de análisis de incertidumbre. La función de esta ventana es que el usuario ingrese los datos del campo con respecto a las distintas variables de la ecuación 3.1 y un valor máximo y mínimo de cada parámetro, con la finalidad de que el programa realice las iteraciones dentro de ese rango. Luego el usuario al presionar la opción de “Calcular” observará como resultado una curva de incertidumbre, donde el eje de las abscisas es representado por la probabilidad acumulada y el eje de las ordenadas es representado por los volúmenes de reservas.

Análisis De Incertidumbre

Análisis De Incertidumbre

So [adim]

Min

Max

h [ft]

Min

Max

A [Acres]

Min

Max

ø [adim]

Min

Max

Bo [BY/BN]

Min

Max

Fr [adim]

Min

Max

1000 Iteraciones 5000 Iteraciones 10000 Iteraciones

Calcular

Figura 4.6 Ventana de ingreso al módulo de análisis de Incertidumbre.

4.5 APLICACIÓN DEL PROGRAMA Y VERIFICACIÓN DE LOS DATOS DE RESERVA

A continuación se puede verificar la utilidad del programa aplicado para el campo Iguana Zuata. Los datos fueron extraídos de la tabla 4.4.

Estimación De Reservas

Reservas De Hidrocarburos Segun Los Metodos Venezolanos

Datos

So [adim]	0	Cr [1/psi]	0	Np [MMBN]	0
Bo [BY/BN]	0	Co [1/psi]	0	Fr [adim]	0,075
Boi [BY/BN]	1,04	Cw [1/psi]	0	Soi [adim]	0,72
Vb [Acre*ft]	14441434	Sw [adim]	0		
ϕ [adim]	0,33	ΔP [adim]	0		

Metodo Volumetrico BN: 1919704820,57792

Metodo Numerico MBN: NeuN

Calcular

Figura 4.7 resultado del módulo I estimación de reservas

En la figura 4.7 se aprecia el valor obtenido de las reservas probadas recuperables, el cual se asemeja al valor estimado que se aprecia en la tabla 4.4, este cálculo se realizó por método volumétrico ya que solo se contó con datos del factor volumétrico de formación del petróleo, volumen bruto, porosidad, factor de recobro y saturación de agua inicial. Para los datos no proporcionados o que no fueron necesarios para el método utilizado se colocó el número cero, para el funcionamiento del programa.

En la figura 4.8 se ilustra la pantalla del módulo correspondiente a curvas de sensibilidad, en la cual se introdujeron los datos del campo, variando los valores de porosidad.

Datos

So [adim]	0	Cr [1/psi]	0	Np [MMBN]	0
Bo [BY/BN]	0	Co [1/psi]	0	Fr [adim]	0,075
Boi [BY/BN]	1,04	Cw [1/psi]	0	Soi [adim]	0,72
Vb [Acre Ft]	14441432	Sw [adim]	0		
a [adim]	3-0,35-0,38-0,4	ΔP [adim]	0		

Grafica a	Grafica Co
Volumetrico	Numerico
Grafica Boi	Grafica Soi
Volumetrico Numerico	Volumetrico

Figura 4.8 Ingreso de datos para las curva de sensibilidad

En la figura 4.9 se muestra la curva de sensibilidad al introducir los datos de porosidad, estos se estimaron de manera creciente, obteniendo como resultado que mientras mayor sea la porosidad incrementará de manera proporcional el valor de las reservas probadas recuperables.

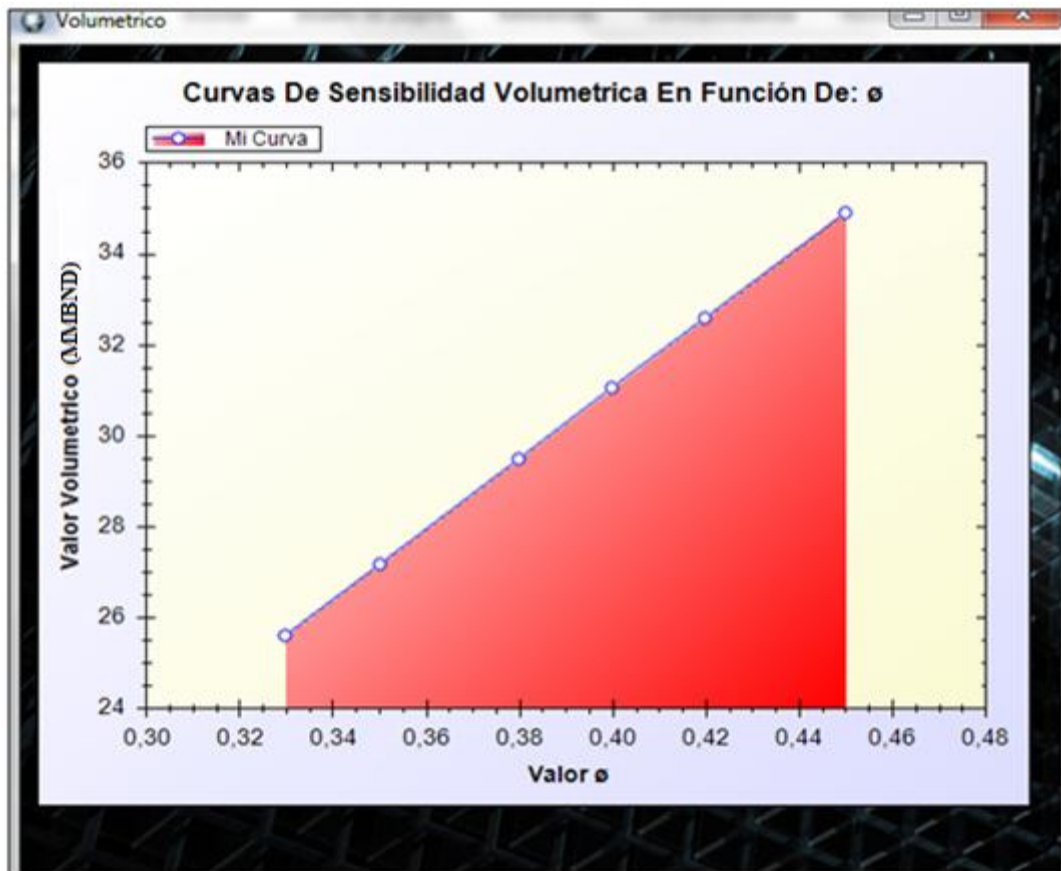


Figura 4.9 resultado de la curva de sensibilidad

La figura 4.10 ilustra la pantalla de los datos requeridos para el análisis de certidumbre, en este caso, saturación de petróleo, porosidad, factor de recobro, factor volumétrico de formación del petróleo, área y espesor de arena neta petrolífera, los cuales varían entre un valor mínimo y máximo. Para el parámetro del factor volumétrico de formación del petróleo fue calculado empleando la distribución uniforme y el resto de los parámetros fueron calculados mediante una distribución triangular.

Análisis De Incertidumbre

Análisis De Incertidumbre

Variable	Min	Max
So [adim]	0.7	0.74
h [ft]	100	112
A [Acres]	1000	1000
e [adim]	0.23	0.43
Bo [BY/BN]	1.02	1.06
Fr [adim]	0.65	0.85

1000 Iteraciones 5000 Iteraciones 10000 Iteraciones

Calcular

Figura 4.10 Ingreso de datos para el análisis de Incertidumbre.

Se observa como resultado la curva de Incertidumbre correspondiente al campo Iguana Zuata en la figura 4.4.

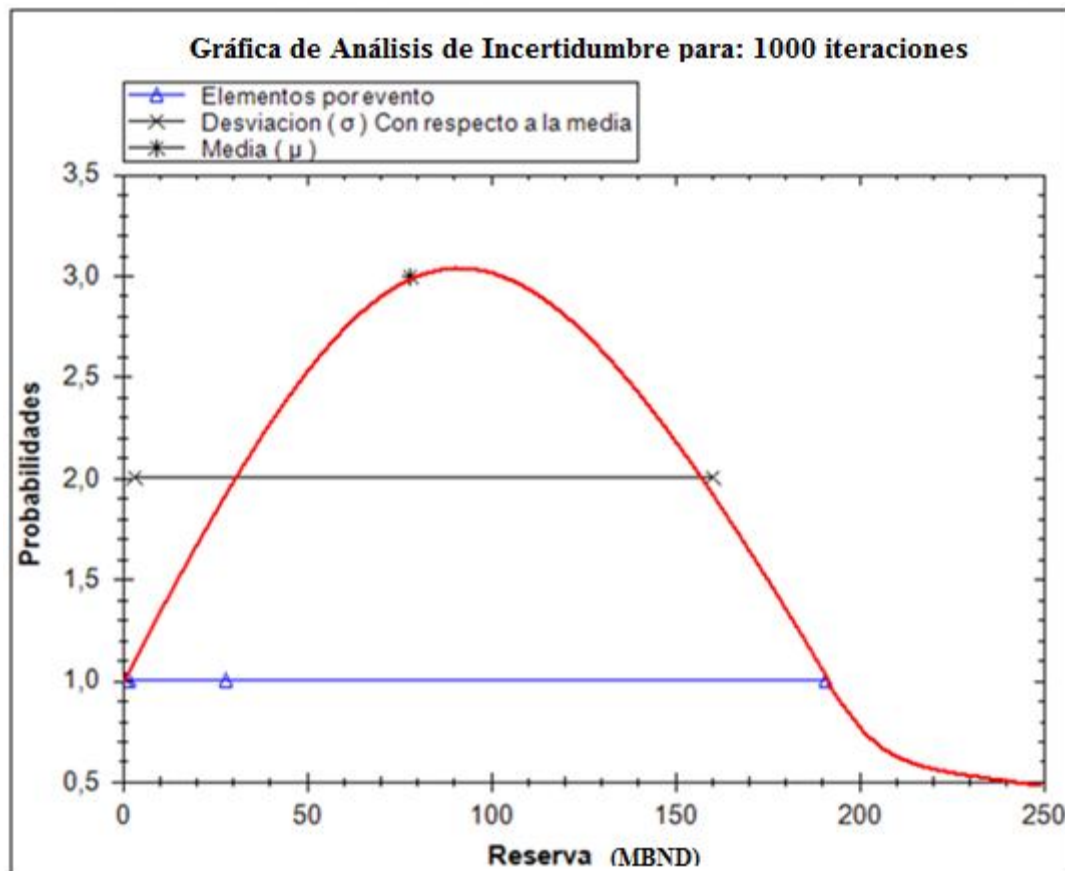


Figura 4.11 Análisis de Incertidumbre

Estas distribuciones en general son útiles cuando se busca recabar la opinión subjetiva del evaluador, con las siguientes excepciones: las reservas probadas, debe haber al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán la estimación. Para reservas probables, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o superiores la suma de las reservas estimadas probadas más probables. Del mismo modo, para reservas posibles, debe haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o superiores al suma de las reservas estimadas probadas más probables más posibles.

CONCLUSIONES

1. La incertidumbre dependerá de la cantidad de información geológica o de ingeniería que esté disponible al momento de la estimación de reservas. Según la incertidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción y método de recuperación, el MENPET clasifica las reservas de hidrocarburos como probadas, probadas desarrolladas, probadas no desarrolladas, probables, posibles, primarias y suplementarias.
2. La SPE y el WPC de acuerdo al grado de incertidumbre se clasifican en probadas o no probadas, adicionalmente esta última se puede clasificar como probables y posibles para denotar un incremento progresivo de la incertidumbre.
3. Al comparar las definiciones del MENPET y la SPE/WPC, se encontró diferencias con respecto a la inclusión de la calificación de la reserva en cuanto al tipo de recuperación al cual se somete el yacimiento.
4. La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base, en la cual se aplican diversos conocimientos de ingeniería para comprender los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, lo que constituye el aporte más importante para una certificación de reservas.
5. El análisis de la matriz de evaluación de datos aplicados a un campo tipo confirmó que las variables requeridas tienen un impacto en procesos de certificación. Así como también ayuda a reducir el tiempo de equipos técnicos recopilando información necesaria para el proceso de certificación.
6. La calidad Alta, Media y Baja de los datos reflejada en la matriz de evaluación de datos es un indicador importante que ayudará al certificador a

cuantificar la incertidumbre en el nivel de información y por lo tanto en la clasificación de recursos y reservas.

7. La evaluación de la calidad interna de los datos requerido por la matriz, sobre el estudio del yacimiento MER XXX, resultó ser factible ya que se pudo revisar y analizar en su mayoría la información solicitada y crear una descripción general de los parámetros de calidad, ya que en algunos casos el dato de un parámetro implica la calidad del otro, basándose en los modelos geológicos y de ingeniería elaborados por PDVSA.
8. El estudio integrado de yacimiento comprende cuatro fases. La fase I contempla la elaboración de un modelo de datos; la fase II conocida como la fase de caracterización, la cual involucra el modelo estático, el estudio convencional de yacimientos y la determinación de la factibilidad de realización de la fase III, esta permite la simulación numérica de yacimientos y por último la fase IV que contempla los pronósticos de producción para la elaboración de un modelo de negocio, dependiendo del nivel de información y de estudios desarrollados en cada fase el certificador o auditor de reservas realizara la clasificación respectiva.
9. La herramienta informática permite verificar y corroborar los resultados obtenidos de las reservas probadas recuperables de manera automatizada con respecto al valor calculado mediante la ecuación que relaciona el Petróleo Original en Sitio y el Factor de Recobro.
10. El programa permite incorporar análisis de incertidumbre, con la finalidad de verificar si el escenario es conveniente, según donde se ubique la reservas en la curva correspondiente.

RECOMENDACIONES

1. Incorporar a la matriz técnica de evaluación datos de los planes de desarrollo futuros del área como: proyectos de perforación de pozos, oportunidades de recompletación e intervención de pozos para aquellas empresas certificadoras que requieran dichos datos como parte de su evaluación.
2. Proponer la matriz como base de evaluación de datos que sean requeridos por las empresas certificadoras internacionales, ya que se adapta para cualquier empresa que requiera de servicios de certificadoras a nivel mundial.
3. En los próximos trabajos de tesis, Proponer un análisis cuantitativo de la calidad, mediante procesos o fases determinado que permitan realizar un análisis de riesgo para cada parámetro.
4. Incorporar a la herramienta informática una base de datos para realizar cálculos de reservas para otros tipos de fluidos en el yacimiento como gas y agua.
5. Desarrollar en el modulo de incertidumbre una herramienta menos analítica que permita identificar con mayor análisis si la reserva es probada, probable o posible.
6. Consolidar conocimiento a nivel nacional en la industria y universidades en procesos de certificación de reservas.

MATERIALES DE REFERENCIA

[1] SPE, SPE Petroleum Resources Management System (PRMS), http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf [Consulta 10 de Mayo 2012].

[2] SPE, Definitions of resources and reserves, Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, 2007.

[3] MENPET, Definiciones y normas de las reservas de Hidrocarburos, Venezuela, 2005.

[4] IPTC, IPCT 10179-PP, Restoring Confidence in Petroleum Reserves Worldwide, International Petroleum Technology Conference, 2005.

[5] SPE, Significant Differences in Proved Reserves Estimates Using SPE/WPC Definitions Compared to United State Securities and exchange Commission Definitions. Denver, 2005.

[6] Ryder Scott, About us, <http://www.ryderscott.com/Company/About-Us.php> [Consulta 25 de Mayo 2012].

[7] Lukoil, <http://www.lukoil.com/new/history/2012> [Consulta 25 de Mayo 2012].

[8] DeGolyer MacNaughton, [Consulta 26 de Mayo 2012].

[9] VYP Consultores S.A, <http://www.vyp.com.ar/1.html> [Consulta 26 de Mayo 2012].

[10] The Strickland Group, <http://www.tsg.net/> [Consulta 26 de Mayo 2012].

[11] Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), <http://netherlandsewell.com/> [Consulta 27 de Mayo 2012].

- [12] JPT, SEC Revises Reserves Rules on the basic of SPE System. http://www.spe.org/jpt/print/archives/2009/03/JPT2009_03_17Reserves.pdf [consulta 27 de Mayo 2012].
- [13] Mian, M “Project Economics and Decision Analysis. Volume II: Probabilistic Models”. Editorial PennWell. EEUU. 397 p.
- [14] Walpole, R., Myers, R y Myers, S (1999). Probabilidad y estadística para ingenieros. Editorial Prentice Hall. 739 p
- [15] Valera, Luz y Andrés Delgado (Mayo 2010). Elaboración de una herramienta computacional para la estimación de modelos de producción temprana e inversiones en el área de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [16] SPE 103434, Reserves Estimation: The Challenge for the industry, http://www.spe.org/jpt/print/archives/2007/05/JPT2007_05_DA_series.pdf, [Consulta 28 de Mayo 2012].
- [17] PDVSA- CVP (2010). Plan de Desarrollo Bloque Junín 4, p 9.
- [18] PDVSA, Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos, Centro internacional de Educación y desarrollo. Venezuela, 1997.
- [19] UNECE, Brief History of Development of Resource Classification Systems. UNFC workshop, 2009.
- [20] Walpole, R., Myers, R y Myers, S (1999). Probabilidad y estadística para ingenieros. Editorial Prentice Hall. 739 p
- [21] González José, El lenguaje de programación C#, <http://dis.um.es/~bmoros/privado/bibliografia/LibroCsharp.pdf>, [Consulta 10 de Mayo 2012]

[22] Campbell, Jr., Campbell, Sr y Campbell R. (Abril, 2001) Analyzing and Managing. Risky Investments. Oklahoma. 488 p.

[23] Universidad de los Andes, AulaFacil. Curso de Estadística. <http://www.aulafacil.org/cursoestadistica/cursoestadistica.htm>. [Consulta 09 de junio 2012].

[24] PDVSA, Manual de estudios Integrados, Venezuela, 2009.

BIBLIOGRAFÍA

1. Azuaje, E. (2009). Clases de Ingeniería de Yacimientos IV. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
2. Barani, F. y Villamil, A. (2005) Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos. Servicios Gerenciales de Proyectos.
3. BARBERII, E. Y ESSENFELD, M. (2006). Yacimientos de Hidrocarburos IV. Caracas. Juan Jones Parra.
4. Ministerio de Energía y Minas (2005). Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos. MENPET
5. Villela Tejeda Héctor, *Manual de C*, <http://www.fismat.umich.mx/mn1/manual/>, [Consulta 13 de Junio 2012].
6. La comunidad petrolera, caracterización de yacimientos, <http://www.lacomunidadpetrolera.com/archive/index.php/t-56..>, [Consulta 13 de Junio 2012].
7. Petróleos de Venezuela, (Febrero 2009), Memoria y Cuenta 2009, Venezuela. 339p.
8. GLJ Petroleum Consultants, Resource/Reserves Evaluations – Unconventional, <http://www.glja.com/resourcereserves-evaluations-unconventional> [Consulta 25 de Mayo 2012].
9. PDVSA, contacto con la nueva PDVSA, <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/publicacion/2619/193.PDF>, [Consulta 17 de Julio 2012].

10. MannyRon Consultores C.A., Experiencia, <http://www.mannyron.com/experiencia.htm>, [Consulta 04 de Agosto 2012].
11. Oil Production.net, Diseño y evaluación de Plataformas Marinas Fijas en el Golfo de Mexico, <http://www.oilproduction.net/cms/index.php> [Consulta 04 de Agosto 2012].
12. Sudaval, Agencia de Bolsa S.A (Marzo 2006), Certificación de reservas de hidrocarburos, volumen 7 numero 12. Bolivia. 2p.
13. Ryder Scott, “Certification of petroleum reserves evaluators: The time has come”, <http://www.ryderscott.com/cert-london-april-05.pdf> [Consulta 25 de Mayo 2012].

APÉNDICE I

APÉNDICE I

I.1 Código Programa

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Windows.Forms;
using ZedGraph;

namespace EPRHEMV
{
    public partial class Analisis : Form
    {
        public Analisis()
        {
            InitializeComponent();
            SetSize();
        }

        public double soi = 0, so = 0, np = 0, bo = 0, co = 0, cw = 0, cr = 0,
ap = 0, boi = 0, sw = 0, vb = 0, fr = 0, o = 0;
        //double so, double np, double cr, double bo, double co, double cw,
double sw, double vb, double o, double ap, double fr, double soi, double boi
        /* public Estadística()
        {
            InitializeComponent();
            CreateGraph_Vol (zedGraphControl1, vb, o, soi, boi);
            SetSize();
        }*/

        private void zedGraphControl1_Load(object sender, EventArgs e)
        {
        }

        //ZedGraphControl zgc, double so, double np, double cr, double bo,
double co, double cw, double sw, double vb, double o, double ap, double fr,
double soi, string[] words)
        private void CreateGraph_Vol (ZedGraphControl zgc, double vb, double o,
double soi, double boi )
        {
            GraphPane myPane = zgc.GraphPane;

            double y;

            // Set the titles and axis labels

            myPane.Title.Text = "Curvas de sensibilidad";

```

```

zgc.GraphPane.CurveList.Clear(); // limpiar grafica
// Make up some data points from the Sine function
PointPairList list = new PointPairList();

//boi *****
*****

        y = ((7758 * vb * o * soi) / boi);
        list.Add(boi, y);

// Generate a blue curve with circle symbols, and "My Curve 2" in
the Legend
        LineItem myCurve = myPane.AddCurve("My Curve", list, Color.Blue,
SymbolType.Circle);

// Fill the area under the curve with a white-red gradient at 45
degrees
myCurve.Line.Fill = new Fill(Color.White, Color.Red, 45F);

// Make the symbols opaque by filling them with white
myCurve.Symbol.Fill = new Fill(Color.White);

// Fill the axis background with a color gradient
myPane.Chart.Fill = new Fill(Color.White,
Color.LightGoldenrodYellow, 45F);

// Fill the pane background with a color gradient
myPane.Fill = new Fill(Color.White, Color.FromArgb(220, 220, 255),
45F);

// Calculate the Axis Scale Ranges
zgc.AxisChange();
}

private void Form1_Resize(object sender, EventArgs e)
{
    SetSize();
}

private void SetSize()
{
}

private void Label1_Click(object sender, EventArgs e)

```

```
{
}

private void label18_Click(object sender, EventArgs e)
{
}

private void button1_Click(object sender, EventArgs e)
{
    /*      if ((So_mín.Text != "") && (Boi.Text != "") && (Vb.Text !=
"")) && (O.Text != "") )
        {
            try
            {

                boi = Convert.ToDouble(Boi.Text);
                vb = Convert.ToDouble(Vb.Text);
                o = Convert.ToDouble(O.Text);
                soi = Convert.ToDouble(So_mín.Text);
                B1_Boi.Text = Boi.Text;

                //metodo Volumetrico
                Convert.ToString(((7758 * vb * o * soi) / boi));

            }
            catch
            {
                MessageBox.Show("Existe algun dato invalido");
            }
        }
        else
        {
            MessageBox.Show("Alguna casilla de datos esta vacía");
        }
    */
}

private void Boi_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
}

private void Soi_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
}
}
```

```

private void Vb_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
}

private void O_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
}

private void B1_Fr_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
}

private void button4_Click(object sender, EventArgs e)
{
    double So_n = 0, So_x = 0, A_n = 0, A_x = 0, h_n = 0, h_x = 0, o_n
= 0, o_x = 0, Bo_n = 0, Bo_x = 0, Fr_n = 0, Fr_x = 0;
    int iter=0;
    //double So, A, h, o, Bo, Fr;

    // se captura el evento de los radiobotton
    if (it1.Checked) iter = 1000; // 1000 iteraciones

    if (it2.Checked) iter = 5000; // 5000 iteraciones

    if (it3.Checked) iter = 10000; // 10.000 iteraciones

    // Se valida que ningun campo este vacio
    if ((So_min.Text != "") && (So_max.Text != "") && (A_min.Text !=
"") && (A_max.Text != "") && (h_min.Text != "") && (h_max.Text != "") &&
(o_min.Text != "") && (o_max.Text != "") && (Bo_min.Text != "") && (Bo_min.Text
!= "") && (Fr_min.Text != "") && (Fr_max.Text != ""))
    {
        try
        {
            So_n = Convert.ToDouble (So_min.Text);
            So_x = Convert.ToDouble(So_max.Text);
            o_n = Convert.ToDouble(o_min.Text);
            o_x = Convert.ToDouble(o_max.Text);
            A_n = Convert.ToDouble(A_min.Text);
            A_x = Convert.ToDouble(A_max.Text);

            h_n = Convert.ToDouble(h_min.Text);
            h_x = Convert.ToDouble(h_max.Text);
            Bo_n = Convert.ToDouble(Bo_min.Text);
            Bo_x = Convert.ToDouble(Bo_max.Text);

```

```

        Fr_n = Convert.ToDouble(Fr_min.Text);
        Fr_x = Convert.ToDouble(Fr_max.Text);

        if ((So_n < So_x) && (A_n < A_x) && (h_n < h_x) && (o_n <
o_x) && (Bo_n < Bo_x) && (Fr_n < Fr_x))
        {
            Graficador miForm = new Graficador(So_min.Text,
So_max.Text, A_min.Text, A_max.Text, h_min.Text, h_max.Text, o_min.Text,
o_max.Text, Bo_min.Text, Bo_max.Text, Fr_min.Text, Fr_max.Text, iter);
            miForm.Show();
        }
        else { MessageBox.Show("Un Rango Mi nimo Munca Puede Ser
Mayor o Igual Que Un Maxi mo"); }

    }
    catch
    {
        MessageBox.Show("Exi ste al gun dato i nval i do");
    }
    else
    {
        MessageBox.Show("Al guna casi lla de datos esta vacía");
    }

}

private void button2_Click(object sender, EventArgs e)
{

}

private void button1_Click_1(object sender, EventArgs e)
{
    Graficador miForm = new Graficador(/*Convert.ToDouble(Boi .Text),
Convert.ToDouble(So_min.Text), Convert.ToDouble(Vb.Text),
Convert.ToDouble(O.Text), 2*/);
    miForm.Show();
}

private void button3_Click(object sender, EventArgs e)
{
    Graficador miForm = new Graficador(/*Convert.ToDouble(Boi .Text),
Convert.ToDouble(So_min.Text), Convert.ToDouble(Vb.Text),
Convert.ToDouble(O.Text), 3*/);
    miForm.Show();
}

private void Estadistica_Load(object sender, EventArgs e)
{

```

```
    }  
    private void groupBox1_Enter(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
    private void groupBox2_Enter(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
    private void groupBox6_Enter(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
    private void groupBox3_Enter(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
    private void groupBox5_Enter(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
    private void groupBox4_Enter(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
    private void radioButton3_CheckedChanged(object sender, EventArgs e)  
    {  
    }  
} }  
}
```

I.2 Graficador

```
using System;  
using System.Collections.Generic;  
using System.ComponentModel;  
using System.Data;  
using System.Drawing;  
using System.Linq;  
using System.Text;  
using System.Windows.Forms;  
using ZedGraph;
```

```

namespace EPRHEMV
{
    public partial class Graficador : Form
    {
        public Graficador()
        {
            InitializeComponent();
        }

        public Graficador(string So_n, string So_x, string A_n, string A_x,
string h_n, string h_x, string o_n, string o_x, string Bo_n, string Bo_x,
string Fr_n, string Fr_x, int iter)
        {
            InitializeComponent();
            CreateGraph_Vol(zedGraphControl1, So_n, So_x, A_n, A_x, h_n,
h_x, o_n, o_x, Bo_n, Bo_x, Fr_n, Fr_x, iter);
            SetSize();
        }

        public double fx(string min, string b){

            double x_, c_, res;
            int x, minimo, maximo;
            string[] min_, max_;

            // Creamos el objeto random, simplemente y
            // añadimos un plus de aleatoriedad eligiendo una semilla con
            cierto grado de pseudoaleatoriedad

            Random r = new Random(DateTime.Now.Millisecond);

            // separacion por token el maximo y el minomo
            min_ = min.Split(',');
            max_ = b.Split(',');

            //parte entera
            minimo = Convert.ToInt16(min_[0]);
            maximo = Convert.ToInt16(max_[0]);

            // parte decimal
            /* try
            {
                minimo_ = Convert.ToInt16(min_[1]);
                maximo_ = Convert.ToInt16(max_[1]);
            }
            catch {
                minimo_ = 0;
                maximo_ = 0;
            }
            */
        }
    }
}

```

```

entero          c_ = (Convert.ToDouble(mi n) + Convert.ToDouble(b)) / 2; // promedio
entero

                // Random parte entera tomado las cotas
                x = r.Next(mi nimo, maxi mo);

                // Random punto flotante y lo redondeamos a 4 digitos de precision
                x_ = Math.Round(r.NextDouble(), 4);

                //Unimos el rando punto flotante con el random entero para asi
generar un numero random punto flotante
                x_ = x_ + x;

                if ((Convert.ToDouble(mi n) <= x_) && (x_ <= c_))
                {
                    // caso donde a<x<c
                    res = (((2 * (x_ - Convert.ToDouble(mi n))) /
                ((Convert.ToDouble(b) - Convert.ToDouble(mi n)) * (c_ -
                Convert.ToDouble(mi n)))));
                }else{
                    if ((c_ < x_) && (x_ <= Convert.ToDouble(b)))
                    {
                        // caso donde c<x<b
                        res = (((2 * (Convert.ToDouble(b) - x_) /
                ((Convert.ToDouble(b) - Convert.ToDouble(mi n)) * (Convert.ToDouble(b) - c_))));
                    }
                    else {
                        // caso error inesperado
                        return (-504);
                    }
                }

                }
                return res;
            }

            //ZedGraphControl zgc, double so, double np, double cr, double bo,
double co, double cw, double sw, double vb, double o, double ap, double fr,
double soi, string[] words)
            private void CreateGraph_Vol (ZedGraphControl zgc, string So_n, string
So_x, string A_n, string A_x, string h_n, string h_x, string o_n, string o_x,
string Bo_n, string Bo_x, string Fr_n, string Fr_x, int iter)
            {
                GraphPane myPane = zgc.GraphPane;

                double y, sol , fr;
                // double So = 0, A = 0, h = 0, o = 0, Bo = 0, Fr = 0;

                // Set the titles and axis labels

                myPane.Title.Text = "Gráfica de Análisis De Certidumbre para :"+
iter + " iteraciones";

```



```

zgc.GraphPane.CurveList.Clear(); // limpiar grafica

// se crea una lista llamada list en donde vamos a guardar la
lista de las coordenadas
PointPairList list = new PointPairList();

// Este for itera 100 veces
for (int cont = 0; cont < 1000; cont++)
{
    // Calculo de POES
    sol = ((7758 * fx(A_n, A_x) * fx(h_n, h_x) * fx(o_n,
o_x) * fx(So_n, So_x)) / fx(Bo_n, Bo_x));

    //Generamos el randon de Fr
    fr = fx(Fr_n, Fr_x);

    // calculo de la reserva
    y = sol * fr;

    // Se guarda en la lista las coordenadas tomado
coordenada de (x=Fr , y=y)
    list.Add(cont, y);
}

// Generate a blue curve with circle symbols, and "My Curve 2" in
the legend
LineItem myCurve = myPane.AddCurve("Mi curva", list, Color.Blue,
SymbolType.Circle);
myPane.XAxis.Title.Text = " Momento ";
myPane.YAxis.Title.Text = " Reserva";
// Fill the area under the curve with a white-red gradient at 45
degrees
myCurve.Line.Fill = new Fill(Color.White, Color.Red, 45F);

// Make the symbols opaque by filling them with white
myCurve.Symbol.Fill = new Fill(Color.White);

// Fill the axis background with a color gradient
myPane.Chart.Fill = new Fill(Color.White,
Color.LightGoldenrodYellow, 45F);

// Fill the pane background with a color gradient
myPane.Fill = new Fill(Color.White, Color.FromArgb(220, 220, 255),
45F);

// Calculate the Axis Scale Ranges
zgc.AxisChange();
}

private void Form1_Resize(object sender, EventArgs e)
{

```

```
        SetSi ze();  
    }  
  
    private void SetSi ze()  
    {  
        zedGraphControl 1. Locati on = new Point(10, 10);  
        // Deja un pequeño margen al rededor del exterior del control  
        zedGraphControl 1. Si ze = new Si ze(600, 500);  
    }  
  
} }
```