



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
CIUDAD UNIVERSITARIA

EVALUACIÓN DE RESERVAS DE
HIDROCARBUROS POR MÉTODOS DE
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS

TESIS PROFESIONAL

Para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

MELISSA PORTILLO MENDOZA

ASESOR DE TESIS:

ING. ULISES NERI FLORES.



Ciudad Universitaria, México.

2011.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

AGRADEZCO CON TODO EL CORAZÓN, A MI MAMI QUE SIEMPRE LUCHO POR MÍ, A MIS ABUELOS QUE HASTA EL DÍA DE HOY SON MIS MEJORES AMIGOS Y CONFIDENTES, **A MI GRANDIOSO TESORO REGINA NAVARRO PORTILLO POR SER MI COMPAÑERA DE AVENTURAS.**

A ING. ULISES NERI FLORES Y AL ING. OSCAR OSORIO PERALTA, POR SU APOYO Y DIRECCIÓN. ADEMÁS DEL MARAVILLOSO EJEMPLO PROFESIONAL QUE SON Y SERÁN PARA MÍ.

A EL ING. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA, ING. IRMA GLINZ PÉREZ, ING. RODRIGUEZ NIETO POR LA REVISIÓN DE ESTE TRABAJO.

A DRA. ROCÍO DE LA TORRE, POR SU APOYO.

A TODOS LOS ASOMBROSOS PORTILLO: MARCO ANTONIO, PEDRO, JORGE ALBERTO, FRANCISCO XAVIER Y NORMA A., MARGARITA LORENA Y FELIPE VARGAS (EXCELENTE Y ADORADO PADRINO), PAME, ELENA, CHRIS, MINIE, IMIX, FELIPE, PEDRO ALEXIS, FRIDA, BETITO, XAVI, DANAE, MARKI. POR SER PARTE IMPORTANTE DE MI VIDA DESDE SIEMPRE.

A MIS AMIGOS INCONDICIONALES: FER (ARDILLO), LAU, SANDY, NANCY, ALEX, JC VITE, JA GÓMEZ JR., SAMUEL Y ANABEL, POR SU APOYO MORAL.

DEDICADO:

A mi princesa, que a mis ojos todo lo merece, Regina.

A mi mami y hermana: Verónica Portillo Mendoza y Amiel Lamadrid Portillo.

A mis abuelos: Lic. Enrique Portillo y Sra. Elba Mendoza.

ÍNDICE.

EVALUACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS POR MÉTODOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figuras

Fig. 1.1 Clasificación del petróleo y su relación con los yacimientos.....	2
Fig. 1.2 Yacimiento de aceite bajo saturado.....	3
Fig. 1.3 Yacimiento de aceite saturado.....	4
Fig. 1.4 Yacimiento de aceite y gas disuelto.....	4
Fig. 1.5. Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.....	5
Fig. 1.6 Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado.....	6
Fig. 1.7 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo.....	7
Fig. 2.1 Marco de Clasificación de Recursos.....	15
Fig. 2.2 Sub-clases basado en Madurez del Proyecto.....	16
Fig. 2.3 Clasificación de reservas.....	20
Fig. 3.1 Rango en la Estimación de la Recuperación Final durante la Vida de un Yacimiento.	34
Fig. 3.2 Espesores vs Áreas.....	40
Fig. 3.3. Grafica de F Vs. E_o	50
Fig. 3.4. Grafica F Vs. $(E_o + mE_g)$	51
Fig. 3.5. Grafica F/E_o Vs. E_g/E_o	51
Fig. 3.6. Grafica $F-E_o$ Vs. W_c-E_o	52
Fig. 3.7. Grafica de G_pB_g Vs. E_g	53
Fig. 3.8. $G_pB_g + W_p/E_g$ Vs. W_e/E_g	54
Fig. 3.9 Fuentes de Datos para la Evaluación de Recursos.....	69
Fig. 4.1. Error en el mapeo volumétrico causado por la equivocada proyección de la falla....	94
Fig. 4.2. Escalamiento de Malla y Propiedades de un Modelo Estático a un Modelo de Simulación.....	106
Fig. 4.3. Comportamiento de Presión del Modelo de Simulación.....	110

Tablas

Tabla 4.1. Eficiencia de recuperación.....	90
--	----

Tabla 4.2. Modelo Estático de Simple Porosidad.....	104
Tabla 4.3. Modelo Estático de Doble Porosidad.....	105
Tabla 4.4. Modelo Estático Escalado para el Modelo de Simulación de Doble Porosidad.....	107
Tabla 4.5. Modelo de Simulación de Aceite Negro de Doble Porosidad.....	108
Tabla 4.6. Modelo de Simulación Composicional de Doble Porosidad.....	109
Tabla 4.7. Comparación de Volúmenes Originales de Aceite.....	111
Tabla 4.8 Valores calculados de Reservas.....	112



ÍNDICE DE FIGURAS.

Figuras

Fig. 1.1 Clasificación del petróleo y su relación con los yacimientos.....	2
Fig. 1.2 Yacimiento de aceite bajo saturado.....	3
Fig. 1.3 Yacimiento de aceite saturado.	4
Fig. 1.4 Yacimiento de aceite y gas disuelto.	4
Fig. 1.5. Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.....	5
Fig. 1.6 Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado.	6
Fig. 1.7 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo.....	7
Fig. 2.1 Marco de Clasificación de Recursos.	15
Fig. 2.2 Sub-clases basado en Madurez del Proyecto.	16
Fig. 2.3 Clasificación de reservas.....	20
Fig. 3.1 Rango en la Estimación de la Recuperación Final durante la Vida de un Yacimiento.	34
Fig. 3.2 Espesores vs Áreas.....	40
Fig. 3.3. Grafica de F Vs. E_o.....	50
Fig. 3.4. Grafica F Vs. $(E_o + mE_g)$.....	51
Fig. 3.5. Grafica F/E_o Vs. E_g/E_o.....	51
Fig. 3.6. Grafica $F-E_o$ Vs. W_c-E_o.....	52
Fig. 3.7. Grafica de $G_p B_g$ Vs. E_g.	53
Fig. 3.8. $G_p B_g + W_p/E_g$ Vs. W_e/E_g.	54
Fig. 3.9 Fuentes de Datos para la Evaluación de Recursos.	69
Fig. 4.1. Error en el mapeo volumétrico causado por la equivocada proyección de la falla. ..	94
Fig. 4.2. Escalamiento de Malla y Propiedades de un Modelo Estático a un Modelo de Simulación.....	106
Fig. 4.3. Comportamiento de Presión del Modelo de Simulación.	110

Tablas

Tabla 4.1. Eficiencia de recuperación.....	90
Tabla 4.2. Modelo Estático de Simple Porosidad.	104
Tabla 4.3. Modelo Estático de Doble Porosidad.	105
Tabla 4.4. Modelo Estático Escalado para el Modelo de Simulación de Doble Porosidad.....	107
Tabla 4.5. Modelo de Simulación de Aceite Negro de Doble Porosidad.	108
Tabla 4.6. Modelo de Simulación Composicional de Doble Porosidad.	109
Tabla 4.7. Comparación de Volúmenes Originales de Aceite.	111
Tabla 4.8 Valores calculados de Reservas.	112





RESUMEN.

Este trabajo muestra la importancia de la estimación de las reservas de hidrocarburos en la toma de decisiones en la industria petrolera, que por medio de un proyecto de explotación se puede materializar la producción de hidrocarburos que generará los ingresos necesarios para la empresa.

La tesis busca conjuntar y proporcionar los elementos, conceptos, metodologías y nomenclatura con el objetivo de poder entender de una manera práctica y sencilla la estimación y reporte de reservas acorde con las metodologías internacionalmente aceptadas como los son la PRMS (Petroleum Resources Management System) y la SEC (Securities and Exchange Commission).

Asimismo este trabajo explica con mayor detalle el método de estimación de reservas por medio de simulación de yacimientos que como proceso de cálculo otorga una mayor confianza en la estimación de reservas.

Se mencionan los errores típicos que los modelos de simulación tienen para esta estimación, así como factores importantes que se deben tomar en cuenta para la mitigación de los mismos.

Por otro lado también se detalla el proceso para realizar la evaluación económica que aplica en la explotación de las reservas considerando los indicadores económicos importantes en la estimación de las reservas como lo es el límite económico, el valor presente neto, la eficiencia de la inversión entre otros.

En resumen este trabajo pretende ser una herramienta que permita entender los diferentes elementos técnicos y económicos del proceso de estimación de reservas por el método de simulación matemática de yacimientos.





CAPITULO 1.

CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS

El petróleo es una mezcla que se presenta en la naturaleza en los tres estados de la materia: sólido, líquido y gaseoso. En este coexisten compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrogeno, y pequeñas proporciones de heterocompuestos de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. El bitumen natural, el aceite crudo y el gas natural son ejemplos de la ocurrencia de hidrocarburos en estas tres fases o estados.¹

El petróleo se genera a partir de la descomposición de organismos de origen vegetal y animal depositados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos en el subsuelo a enormes presiones y elevadas temperaturas. El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo, se tienen que cumplir cuando menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

1. Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
2. La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
3. Las formaciones deben comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
4. Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura





A las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo se les conoce como depósitos o yacimientos: en fase sólida o semisólida se les conoce como de bitumen, en fase líquida como de aceite y gas disuelto y en fase gaseosa, como de gas. Éste último, si está en contacto con el aceite, se le conoce como asociado libre o de casquete y si no lo está, como no asociado.

Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado considerando diversos factores, por lo que han surgido las siguientes clasificaciones: en relación a los hidrocarburos almacenados y a partir del diagrama de fases, a continuación se describen cada uno de ellos. En la figura 1.1 se muestra una clasificación del petróleo y su relación con los yacimientos.

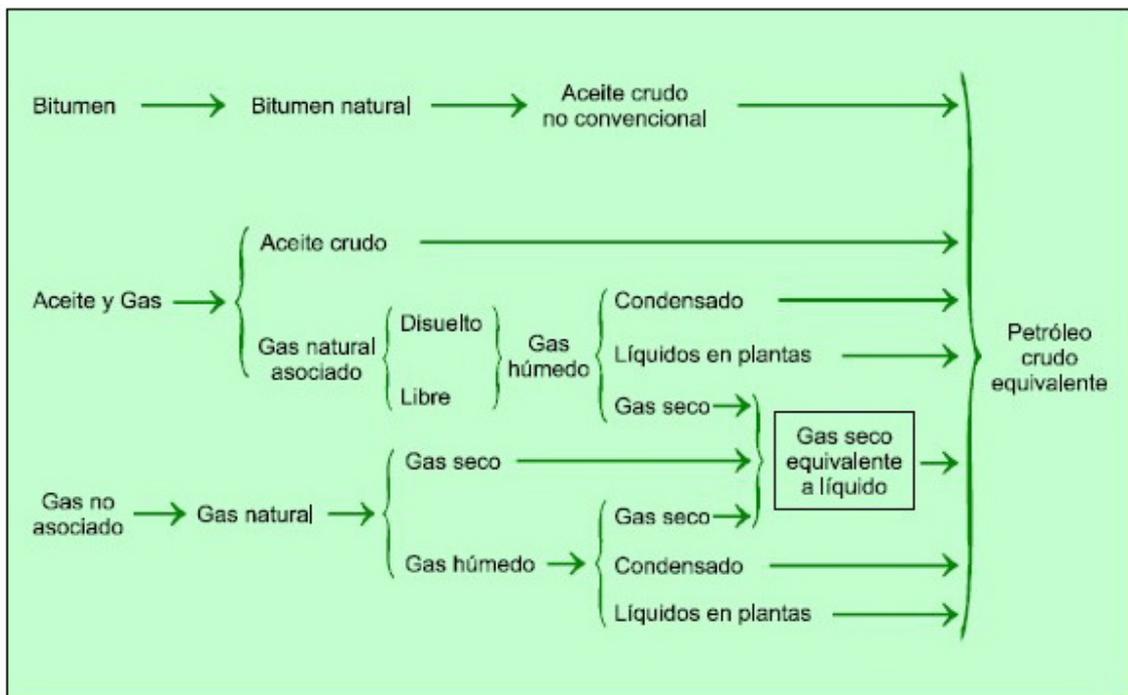


Fig. 1.1 Clasificación del petróleo y su relación con los yacimientos.¹





1.1.- Yacimiento de aceite y gas disuelto.

Estos yacimientos contienen gas disuelto en el aceite y dependiendo de la presión original y de la presión de saturación del yacimiento se puede presentar gas asociado libre también conocido como casquete, figura 1.3. Los yacimientos de aceite y gas disuelto pueden ser clasificados de acuerdo a las condiciones de presión originales en bajosaturado y saturado:

Yacimientos de aceite bajo saturado: La presión original del yacimiento es mayor que la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos. Todo el gas en el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite, gas asociado disuelto. Ver figura 1.2.

Yacimientos de aceite saturado: La presión original del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos, parte del gas en el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite, además se presentan en la parte superior del yacimiento hidrocarburos en fase gaseosa que se conoce como gas asociado libre o casquete. Ver figura 1.3.

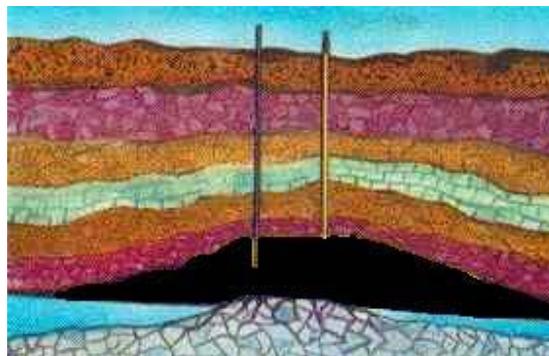


Fig. 1.2 Yacimiento de aceite bajo saturado.¹



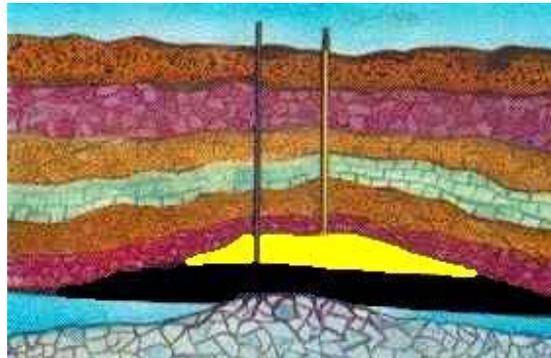


Fig. 1.3 Yacimiento de aceite saturado.¹

Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto, cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite, como lo podemos observar en el diagrama de fases del fluido del yacimiento que es ACEITE Y GAS DISUELTO. Ver Figura 1.4.

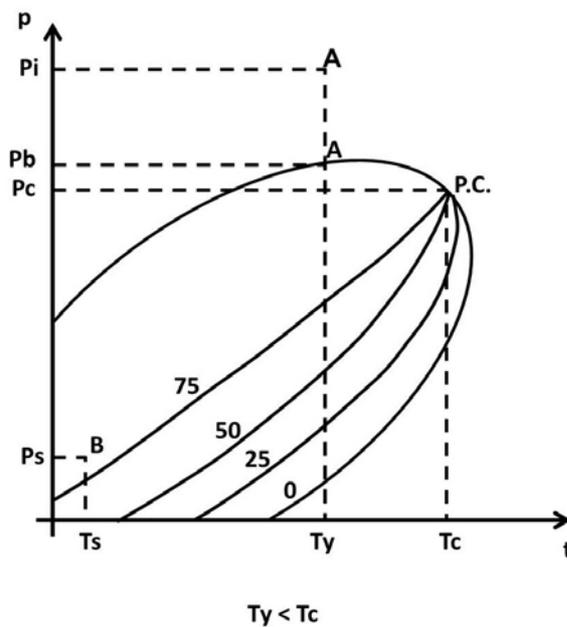


Fig. 1.4 Yacimiento de aceite y gas disuelto.²





1.2.-Yacimiento de gas seco.

Es llamado también gas NO asociado, este no se encuentra contenido en el petróleo crudo ni tampoco en forma de casquete, sin embargo está presente en el yacimiento. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. En la figura 1.5 se muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento, que es gas seco:

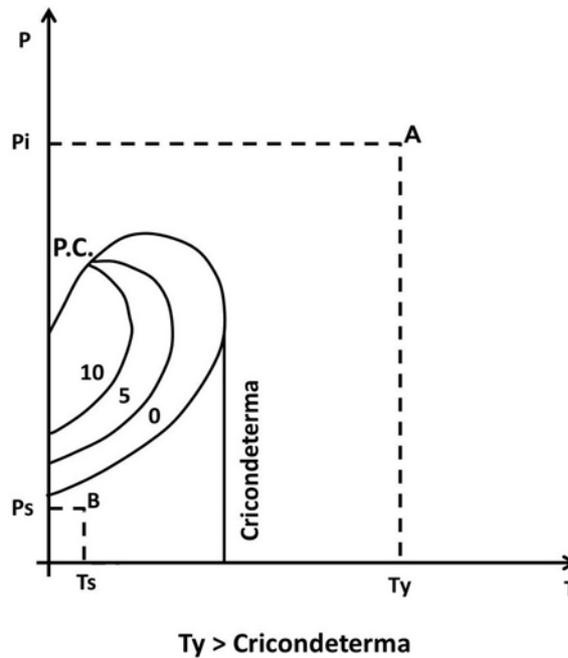


Fig. 1.5. Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.²

1.3.- Yacimiento de gas y condensado.

En este tipo de yacimiento las condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en una cierta etapa de la explotación se presenta en el yacimiento el fenómeno de condensación retrograda y desde luego la producción





en la superficie será en fases, como se muestra en la figura 1.6 del diagrama de fases del fluido de gas y condensado.

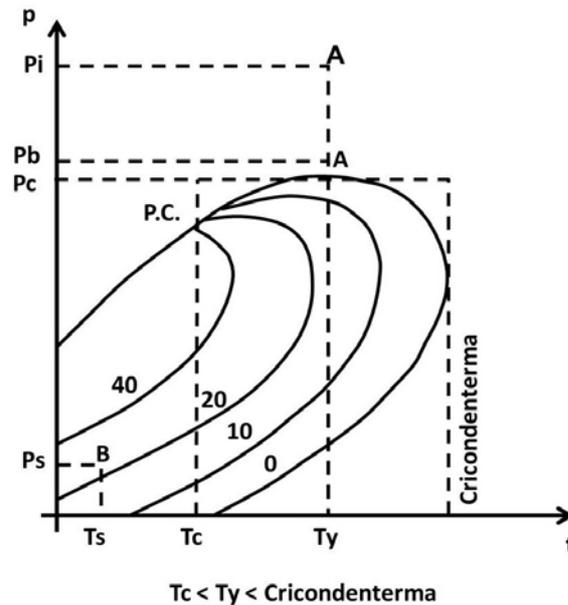


Fig. 1.6 Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado.²

1.4.- Yacimiento de gas húmedo.

Las condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, lo que se muestra en la figura 1.7 que representa al yacimiento de gas húmedo.



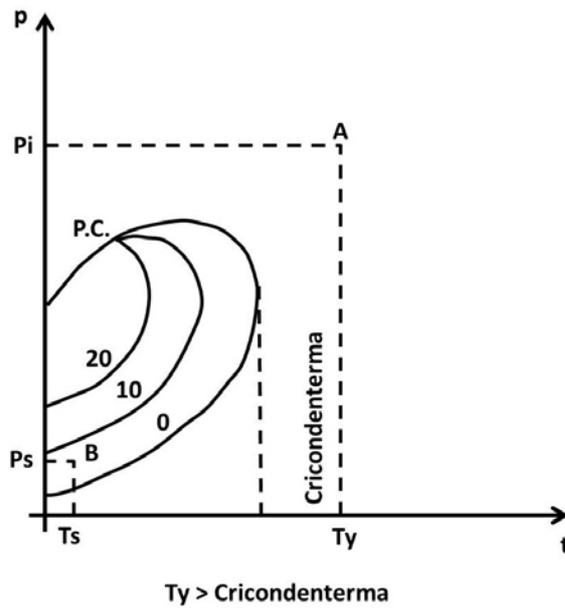


Fig. 1.7 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo.²





1 *Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos 2004.*

2 *Forrest A. G. "Assessing risk in estimating hydrocarbon reserves and in evaluating hydrocarbon-producing properties", SPE 15921 and JPT June 1988.*





CAPITULO 2.

CLASIFICACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS.

El petróleo es la mayor fuente de energía en el mundo y es un factor clave en el continuo desarrollo de los países.

Es esencial para la planificación futura que los gobiernos y la industria que se cuente con un estimado de las cantidades de petróleo disponible para producción y cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través del desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración. Para lograr tal cuantificación, es necesario que la industria adopte una nomenclatura consistente para estimar las cantidades actuales y futuras del petróleo que se espera sea recuperado de acumulaciones subterráneas. Tales cantidades son definidas como reservas y su cuantificación es de considerable importancia para gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria energética internacional.

La terminología usada para la clasificación del petróleo y las diferentes categorías de reservas has sido motivo de muchos estudios y discusiones por muchos años. Los intentos por estandarizar la terminología de reservas comenzó por 1935 cuando el API (American Petroleum Institute) consideró la clasificación y definición de varias categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha proporcionado métodos de ingeniería más precisos para determinar los volúmenes de reservas y ha intensificado la necesidad de una nomenclatura mejorada para alcanzar consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas. Trabajando separadamente, la SPE (Society of





Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congresses) produjeron conceptos similares para las definiciones de reservas, lo que fueron dados a conocer a inicios de 1987. Estas definiciones se han convertido en los estándares preferidos para clasificar reservas en la industria. Posteriormente, se consideró que ambas organizaciones podrían combinar las definiciones en un solo conjunto para que puedan ser usadas por la industria mundial. Los contactos entre representantes de ambas organizaciones iniciaron en 1987, prontamente después de la publicación de las definiciones iniciales. Durante el Congreso Mundial del Petróleo en Junio de 1994, se reconoció que las revisiones a las definiciones vigentes requerirían la aprobación del respectivo comité de directores y el esfuerzo para establecer una nomenclatura universal debería ser incrementado. Como un primer paso en el proceso, se presentaron los principios sobre los cuales las definiciones y estimaciones de reservas deberían estar basadas. Se estableció un Task Force por los comités de la SPE y WPC para desarrollar definiciones comunes. Los resultados de las reuniones fueron publicados en enero de 1996 en la SPE.

Existe una necesidad universal por definiciones y clasificación consistentes sobre reservas para ser usadas por gobiernos y la industria. Desde su introducción en 1987, las definiciones de la SPE y WPC han sido estándares para la clasificación y evaluación a nivel mundial.¹

La SPE y WPC han iniciado esfuerzos para lograr consistencia en la clasificación de reservas. Como un primer paso en este proceso, SPE y WPC establecen los principios siguientes:³

1. *SPE y WPC reconocen que ambas organizaciones han desarrollado una nomenclatura para reservas de petróleo, única y ampliamente aceptada.*





2. *SPE y WPC resaltan que las definiciones son consideradas como guías estándares y generales para la clasificación de las reservas de petróleo y deben permitir una apropiada comparación de cantidades a nivel universal.*
3. *SPE y WPC resaltan que, las definiciones de reservas no deben ser consideradas como de uso obligatorio y que los países y organizaciones deberían fomentar el uso de estas definiciones y también incrementar el ámbito de los conceptos de acuerdo a circunstancias y condiciones locales especiales.*
4. *SPE y WPC reconocen que se pueden usar técnicas matemáticas convenientes a medida que se requieran y que queda a criterio de cada país, fijar el criterio exacto para el término "razonable certeza" de la existencia de reservas de petróleo. No se excluyen métodos de cálculo, sin embargo, si se utilizan métodos probabilísticos, la elección de los porcentajes deben ser claramente establecidos.*
5. *SPE y WPC concuerdan que las definiciones propuestas se aplican solo a acumulaciones descubiertas de hidrocarburos y sus depósitos asociados potenciales.*
6. *SPE y WPC resaltan que las reservas probadas de petróleo deben estar basadas en condiciones económicas actuales, incluyendo todos los factores que afectan la viabilidad de los proyectos.*
7. *SPE y WPC reconocen que el concepto es general y no limitado a solo costos y precios. Las reservas probables y posibles pueden estar basadas en desarrollos anticipados y/o la extrapolación de las condiciones económicas actuales.*
8. *SPE y WPC aceptan que las definiciones de reservas de petróleo no son estáticas y estas evolucionarán.*





El esfuerzo realizado ha tratado de mantener la terminología recomendada lo más cercano posible al uso común con la idea de minimizar el impacto de algunas cantidades previamente reportadas y de algunos cambios para lograr una amplia aceptación. La terminología propuesta no intenta ser un sistema preciso de definiciones y procedimientos de evaluación para satisfacer todas las situaciones. Debido a las variadas formas de ocurrencia del petróleo, el amplio rango de características, la incertidumbre asociada con el ambiente geológico y la constante evolución de la tecnología en evaluación, es que no se considera práctico un sistema de clasificación preciso. Las definiciones recomendadas no representan un gran cambio de las definiciones actuales de SPE y WPC que han llegado a ser estándares en la industria. Se espera que la terminología recomendada integre las dos definiciones y alcance una mejor consistencia a través de la industria internacional.²

Por otra parte, *el sistema de gestión de recursos petrolíferos* provee una metodología uniforme en la estimación de cantidades de SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congresses) petróleo, la evaluación de proyectos de desarrollo, y la presentación de los resultados dentro de un marco exhaustivo de clasificación. Los esfuerzos internacionales en la estandarización de las definiciones de los recursos petrolíferos y cómo se estiman comenzaron en los años 1930. Se comenzó basándose en los trabajos iniciados por la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), SPE publicó definiciones para todas las categorías de Reservas en 1987. En el mismo año, el World Petroleum Council (WPC, en aquella entonces conocido como el World Petroleum Congress), trabajando de forma independiente, publicó definiciones de Reservas que eran llamativamente similares. En 1997, las dos organizaciones publicaron en conjunto una sola serie de definiciones para Reservas que podría aplicarse a nivel mundial. En 2000, la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), SPE, y WPC desarrollaron, en conjunto, un sistema de clasificación para todos los recursos petrolíferos. Esto fue seguido por documentos





adicionales de soporte: pautas de evaluación de aplicación suplemental (2001) y un glosario de términos utilizados en las definiciones de recursos (2005). SPE también publicó normas para la estimación y auditoría de la información de reservas (revisadas 2007).

Estas definiciones y el sistema relacionado de clasificación son ahora de uso común internacionalmente dentro de la industria petrolera. Proveen una medición de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de estimación de recursos. Sin embargo, las tecnologías empleadas en la exploración, desarrollo, producción, y procesamiento de petróleo continúan evolucionando y mejorando. El Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la SPE trabajan de cerca con otras organizaciones para mantener las definiciones y publica revisiones periódicas para mantenerse al día con las tecnologías en evolución y las oportunidades comerciales cambiantes.

Este documento consolida, construye y reemplaza las guías previamente contenidas en las Definiciones de Reservas Petrolíferas de 1997, las publicaciones de Clasificación y Definiciones de Recursos Petrolíferos de 2000, y las “Pautas para la Evaluación de Reservas y Recursos Petrolíferos” de 2001; este último documento continua siendo una fuente valiosa de información de respaldo más detallada.

Estas definiciones y pautas están diseñadas para proveer una referencia común para la industria petrolífera internacional, incluyendo agencias nacionales reguladores y receptores de declaraciones legales, y para dar soporte a requerimientos de proyectos petrolíferos y de gestión de carteras comerciales. Su intención es brindar mayor claridad en las comunicaciones globales relacionadas con recursos petrolíferos. Se espera que a este documento se agreguen





programas educativos en la industria y pautas de aplicación que tratan su implementación en un gran espectro de ambientes técnicos y/o comerciales.

Se entiende que estas definiciones y pautas permiten flexibilidad para usuarios y agencias para adaptar la aplicación a sus necesidades particulares; sin embargo, cualquier modificación a las pautas contenida debe ser claramente identificada. Las definiciones y pautas contenidas en este documento no deben ser interpretadas como una modificación en la interpretación o aplicación de cualquier requerimiento reglamentario relacionado con la presentación de declaraciones de información.

2.1.- Volumen original.

2.1.1.- Volumen original de hidrocarburos total.

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables si por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren, o si datos adicionales son adquiridos.





2.1.1.1.- Volumen original de hidrocarburos no descubiertos.

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo.

2.1.1.2.- Volumen original de hidrocarburos descubiertos.

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.³

2.2.- Clasificación de reservas.

2.2.1.- Recursos petroleros.

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”.

Al volumen de hidrocarburos, evaluados a condiciones de superficie, originalmente en las rocas del subsuelo se le conoce como recursos petroleros. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio, se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.⁴ En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables.

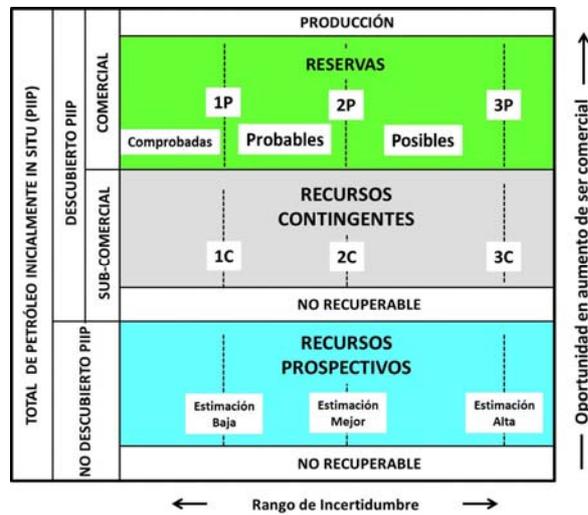


Fig. 2.1 Marco de Clasificación de Recursos.⁵





La Figura 2.1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos PRMS (Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos). El sistema define las clases principales de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos, tanto como Petróleo No Recuperable.

En la figura 2.2 se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, y para las reservas también, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable más posible. El rango de incertidumbre ilustrado a la izquierda de esta figura enfatiza que, el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto, y por ello, se generan diferentes estimaciones obedeciendo a diferentes expectativas. La producción, que se ve hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece: ésta ha sido medida, comercializada y transformada en un ingreso.

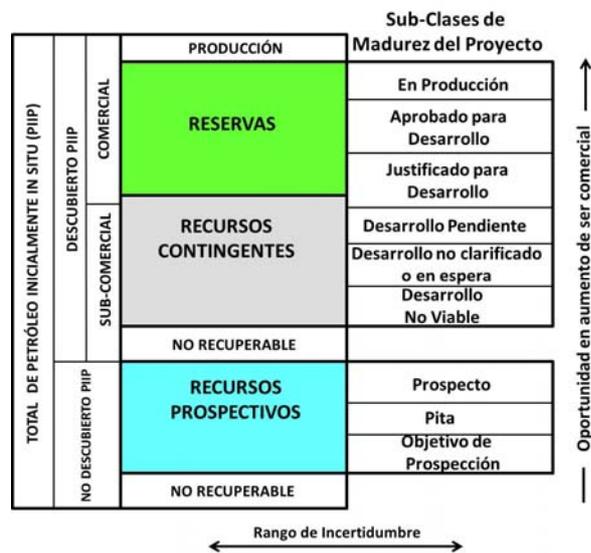


Fig. 2.2 Sub-clases basado en Madurez del Proyecto.⁷





2.2.1.1.- 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 sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

2.2.1.2.- Recursos contingentes.

Son aquellas cantidades de hidrocarburos, estimadas, a una fecha dada; que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que, bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, descubrimientos alejados de las instalaciones de proceso, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

2.1.1.3.- Recursos no recuperables.

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 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).

En áreas especializadas, tales como estudios de potencial de cuencas, terminología alternativa ha sido empleada; los recursos totales pueden llamarse Base Total de Recursos o Dotación de Hidrocarburos. El total recuperable o EUR puede llamarse Potencial de la Cuenca. La suma de Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos pueden llamarse “recursos recuperables remanentes”. Cuando se utilizan dichos términos, es importante que también se provea cada componente de clasificación de la suma. Además, estas cantidades no deben agregarse sin debida consideración de los grados variantes de riesgo técnico y comercial involucrados con su clasificación.⁶

2.3.- Reservas.

Las reservas derivadas de estas definiciones antes mencionadas dependen de la integridad, conocimiento y juicio del evaluador y son afectadas por la complejidad geológica, etapa de desarrollo, grado de declinación de los





yacimientos y cantidad de datos disponibles. El uso de estas definiciones debería definir claramente entre las diferentes clasificaciones y proporcionar un reporte de reservas más consistente.

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura.

Se tienen cinco clasificaciones, las cuales pueden expandirse para reunir las necesidades individuales de las empresas.⁵

Para fines convencionales las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales: probadas o no probadas. La figura 2.3 ilustra la clasificación de las reservas.



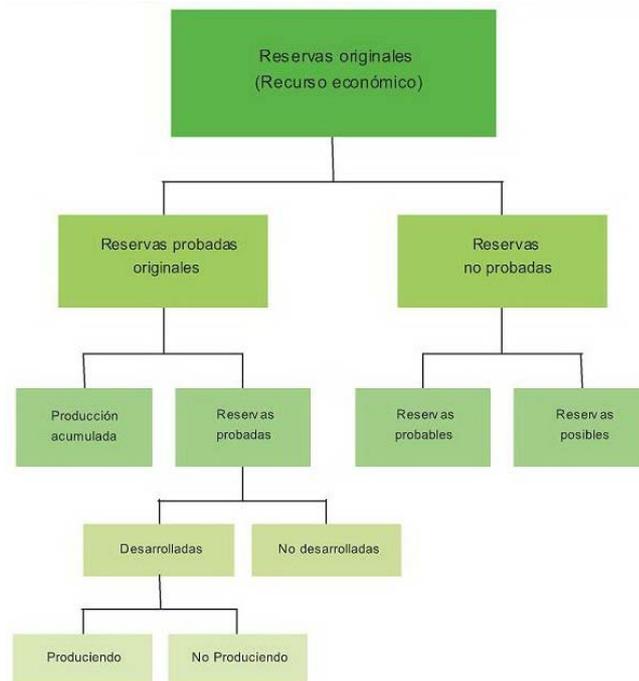


Fig. 2.3 Clasificación de reservas.⁷

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas, que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas actuales; es decir, a la fecha de evaluación; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas; sin embargo, las reservas probables de Pemex Exploración y Producción son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos, o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables. Cabe destacar que, en general, las acumulaciones de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas, a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.





2.3.1.- Reservas probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, y bajo condiciones económicas y de operación existentes, en una fecha específica, que se estima serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Y si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad de hidrocarburos estimada será de 90 por ciento o más.

La SEC establece que el precio es el correspondiente al promedio del último día de cada mes del año anterior al periodo de evaluación. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos.⁷

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y de producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de





hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. Algunas veces, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible, pero, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada.

El término comercialmente productoras, según la SEC ha sido aceptado como aquel valor de estimación de reservas con valor presente neto positivo, y por tanto con tasa interna de retorno superior al costo de capital.

Es importante mencionar que la SEC espera, sin embargo, que las compañías lleven a cabo las acciones necesarias para asegurar un plan de producción en un tiempo razonable para la extracción de las reservas reportadas.





Cabe hacer mención que en todos estos aspectos la SEC considera que los costos de operación están asociados a condiciones actuales en la explotación de los hidrocarburos y que en un futuro es posible que la producción de hidrocarburos ya no sea aceite y gas, por ejemplo, sino que se esté produciendo solamente gas, tal como se presenta en la explotación de los casquetes de gas. Esto implica que al realizar la evaluación económica se contemple que al producir el gas éste tenga impurezas y deberá ser tratado, implicando un costo adicional.

Otro aspecto a considerar es la determinación del límite más bajo conocido de hidrocarburos (LCH). Aunque las definiciones de SPE y SEC pudieran parecer similares, la SEC ha tomado una posición muy estricta al respecto, ya que establece que en ausencia de información de contacto de fluidos, la ocurrencia de hidrocarburos más baja conocida estructuralmente rige el límite probado del yacimiento. La SEC recientemente estableció que el término “**conocido**” se refiere a evidencias encontradas a través de registros o pruebas y se ha reafirmado que la inclusión de volúmenes por debajo del nivel más bajo conocido no se deberá considerar cuando la magnitud de éstos sea altamente significativa.

Las definiciones de SPE establecen que el nivel de hidrocarburos más bajo conocido rige el límite probado a menos que se especifique otra cosa a través de aspectos geológicos, de ingeniería o comportamiento.

Por ejemplo, en la situación de que en algunos casos se considera un método definitivo de determinación del volumen más bajo conocido de hidrocarburos los datos derivados de gradientes de presión obtenidos por medio de pruebas de formación múltiples. Con estas pruebas es más frecuente definir el contacto de hidrocarburos más bajo que por medio de registros. Las definiciones





de SPE permiten el uso de datos de presión con el fin de extrapolar los contactos obtenidos en casos donde la información sea concluyente.

Sin embargo, la SEC establece, que en algunas instancias esto puede ser aceptable. Esto significa que, en base a la definición de la SEC, al llevar a cabo la grafica de la profundidad contra presión, por ejemplo, de dos pozos en donde uno de ellos está estructuralmente más alto y descubrió acumulación de aceite, y existe un segundo pozo que se encuentra más abajo y presenta alta saturación de agua, al tomar registros de presión contra profundidad se obtiene un comportamiento el cual es ajustado por medio de tendencias lineales y el punto de intersección entre las dos rectas nos proporcionará el contacto agua/aceite.

Es importante señalar, que las reservas, las cuales serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo en cuanto a edad, propiedades de roca y fluidos similares, preferentemente en la misma cuenca, que proporcionen evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.⁹

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y de ahí la importancia de la adopción de las definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, de depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite no sólo la integración de información geológica, petrofísica,





geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino que la presencia de mediciones de presión entre pozo y pozo es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que, en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente considerando la información disponible, y que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, la aplicación de las definiciones de la SEC, establece que la demostración de la continuidad de la columna de hidrocarburos de manera concluyente, solamente puede ser alcanzada a través de las ya mencionadas mediciones de presión. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a pozos productores a la fecha de evaluación más la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata.

Las reservas probadas se subdividen en desarrollada y no desarrollada.

2.3.1.1.- Reservas desarrolladas.

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto





correspondiente. Las reservas probadas desarrolladas pueden ser clasificadas como produciendo o no produciendo.

2.3.1.1.1- Reservas desarrolladas produciendo.

Son reservas que se espera sean recuperadas de los intervalos abiertos a la producción a una fecha específica. Las reservas por recuperación mejorada se considerarán produciendo sólo después de que el proyecto correspondiente esté en operación.

2.3.1.1.2.- Reservas desarrolladas no produciendo.

Las reservas probadas desarrolladas no produciendo incluyen reservas cerradas y detrás de tubería. Las reservas cerradas se espera sean recuperadas de intervalos abiertos, con pruebas de producción, pero que no han empezado a producir, ya sea por condiciones del mercado, o por falta de capacidad de producción por razones mecánicas, falta de conexiones e incertidumbre en el tiempo de cuando empezaran las ventas.

Las reservas detrás de tubería se espera sean recuperadas de zonas detrás de la tubería de revestimiento en pozos existentes, las cuales requieren trabajo adicional de terminación o futuras intervenciones para empezar a producir.





2.3.1.2.- Reservas no desarrolladas.

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado, por ejemplo: una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar una duda razonable acerca de la explotación de las reservas no desarrolladas, y conducir a la exclusión de dichas reservas en la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el deseo de producir tales volúmenes de reservas es un requisito. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es común reclasificar estas reservas a una categoría que no supone su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo, reservas probables. Así, la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certeza de desarrollarlas en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas toma lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.⁸

2.3.2.- Reservas no probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios





tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

2.3.3.- Reservas probables.

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen comprobado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.





Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

1. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
2. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
3. Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
4. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

2.3.4.- Reservas posibles.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, más probables más posibles tendrá al menos una posibilidad de 10 por ciento de que las cantidades





realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

1. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
2. Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
3. Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
4. Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe una duda razonable de que el proyecto será comercial.
5. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.





1 *SPE/WPC Reserves Definitions Approved*” *Journal of Petroleum Technology*.

2 D.R. Harrell, SPE, Ryder Scott Company, L.P. and T.L. Gardner, SPE, Ryder Scott Company, L.P.: “Significant Differences in Proved Reserves Volumes Estimated Using SPE/WPC Reserves Compared to United States Securities and Exchange Commission (SEC)”. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, E.U.A., octubre de 2003.

3 Chapman Cronquist. “Estimation & Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas & Condensate”. *SPE 2001*.

4 Monograph 1. *The Society of Petroleum Evaluation Engineers, (SPE)*. “Guidelines for Application of the Definitions for Oil and Gas Reserves”. Diciembre de 1988. *5 petroleum resources management systems 2007*.

5 *Petroleum Resources Management Systems 2007 (PRMS)*

6 Bogartm A, J. “The meaning of reserves in context of global economic security and survival” *Art. SPE 25826, Texas 1993*.

7 *Security and Exchange Commission Modernization of Oil and Gas Reposting 2009*.

8 *Energy Information Administration U.S Crude Oil and Gas Liquids Reserves 200, Estimation of Reserves and Resources*.





CAPITULO 3.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

3.1.-Generalidades.

La estimación de las reservas de aceite y gas se basa fuertemente en la experiencia y claro también se basan en la ciencia. Dado que las reservas se calculan para cumplir muchas necesidades durante diversos tiempos en la vida del yacimiento, se trabaja bajo diversos antecedentes y opiniones, por lo que la estimación es de las reservas es propiamente una estimación y nada más.

Estas estimaciones están fuertemente enlazadas a la experiencia profesional de las personas a cargo de esta labor; al paso del tiempo se ha hecho más necesario que la estimación sea más confiable en la primeras etapas de un proyecto. Debido a que la información se va acumulando con el paso de la historia de desarrollo de un campo, el ingeniero de yacimientos tiene una mayor fuente de datos con los que puede trabajar para proyectos futuros o bien ya maduros, lo que mejora la confianza en los cálculos para las estimaciones, es decir, una vez descubierto el campo se requiere realizar la estimación de las reservas para justificar las muchas decisiones que deben ser tomadas, mismas que conllevan gastos excesivos, los cuales podrían planificarse, gastos como los pozos de desarrollo o plataformas marinas (según sea el requerimiento), las líneas y las instalaciones superficiales.





Una vez iniciando el desarrollo, el capital es la necesidad primordial ya que se debe soportar mediante las “reservas estimadas” las inversiones, nuevas exploraciones y otros financiamientos requeridos.

La estimación de las reservas es variante en cuanto a la calidad se refiere, ya que estas oscilan mucho entre la etapa especulativa y la efectiva.

Antes de iniciar la explotación de un yacimiento la información con la que se cuenta es muy limitada, una vez que fue descubierto los datos comienzan a fluir rápidamente por lo que la calidad de la estimación de las reservas mejora simultáneamente ya que los métodos de uso se pueden utilizarse de acuerdo al tipo y cantidad de la información disponible para la estimación.

Ya realizada la estimación, el ingeniero petrolero realiza una comparación involucrando los costos para obtener buenas oportunidades de inversión con el flujo de efectivo resultante de la producción de barriles de aceite o de los pies cúbicos de gas.

El análisis de la estimación de las reservas debe usarse para formular estrategias en beneficio de:

1. La exploración y el desarrollo de yacimientos de aceite y gas.
2. El diseño de las instalaciones superficiales eficientes requeridas.
3. La determinación del valor justo en el mercado.
4. El establecimiento de precios, tarifas y ventas necesarias.





Las reservas de hidrocarburos normalmente se estiman antes de la perforación o de cualquier desarrollo sub superficial, durante el desarrollo de la perforación de un campo, una vez que se tienen datos disponibles del comportamiento del campo y también después de estar bien definida la tendencia del comportamiento del campo.

En la figura 3.1 se muestra el rango en la estimación del factor de recuperación final para un yacimiento y se pueden observar los siguientes puntos:



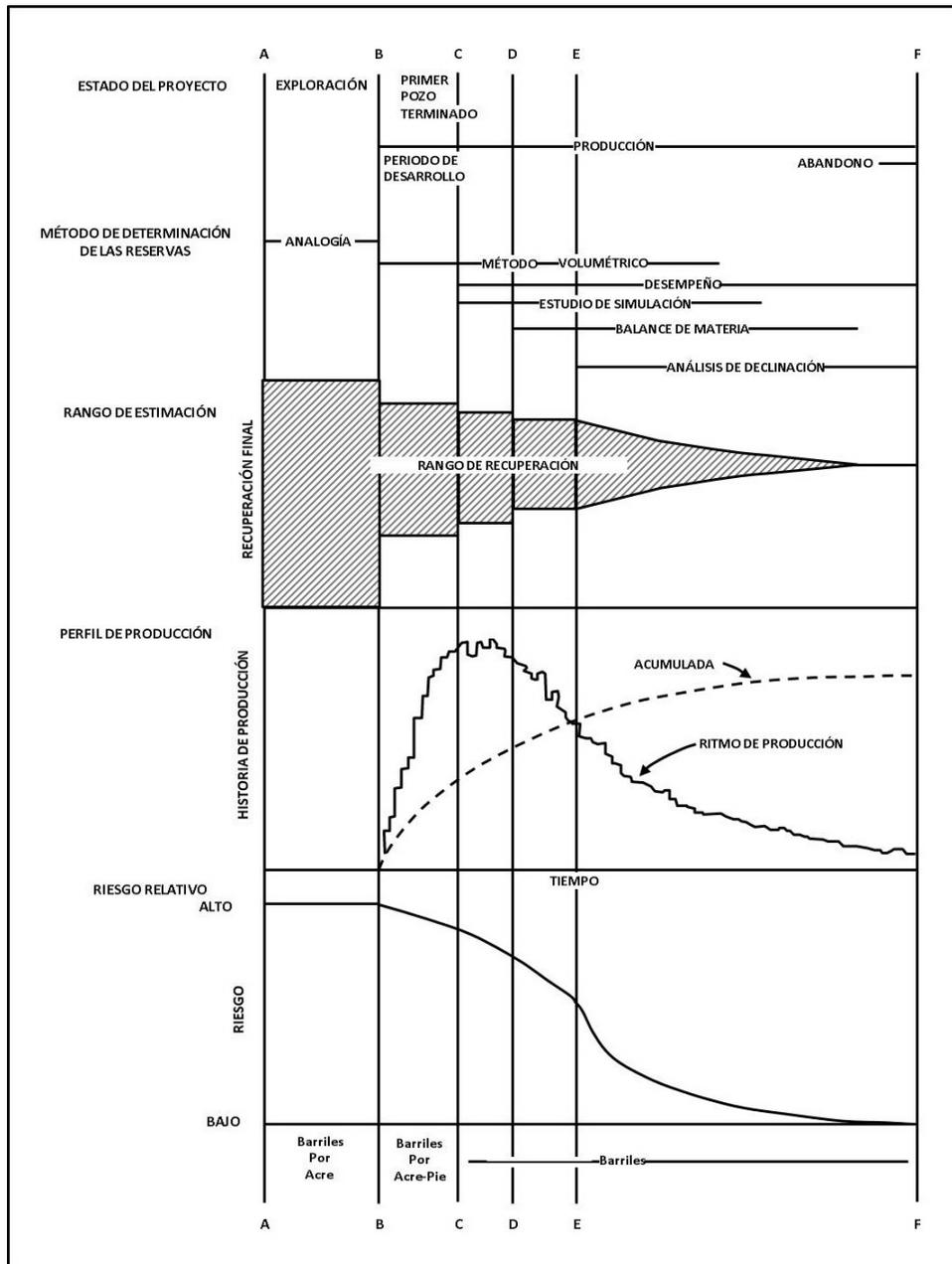


Fig. 3.1 Rango en la Estimación de la Recuperación Final durante la Vida de un Yacimiento.¹

1. Diversos periodos de la vida productiva de un yacimiento de aceite.
2. La secuencia de los métodos apropiados de cálculo para la recuperación.
3. El perfil de producción hipotético.
4. El riesgo asociado al uso de las reservas estimadas.





3.2.-Métodos de estimación de reservas.

3.2.1.- Métodos determinísticos y probabilísticos.²

Este método es uno de los más utilizados a nivel mundial ya que requiere un solo valor que es previamente seleccionado de cada parámetro involucrado en el cálculo de las reservas, la selección es basada en la determinación del valor elegido por el estimador, valor que deberá ser el más apropiado (a criterio) para la categoría de reserva correspondiente.

El método probabilístico a diferencia del determinístico, utiliza un rango de valores posibles para cada uno de los parámetros involucrados; este método normalmente se apoya en software especializado para cálculos repetitivos como es la Simulación de Monte Carlo, lo cual genera un rango completo de posibles resultados y su probabilidad asociada de ocurrencia.

Estos métodos están de alguna manera ligados ya que es al utilizar un valor determinista, es decir, una estimación determinista, es posible que el este valor entre dentro del rango que ofrece el método probabilista.

Es recomendable establecer criterios que den límites específicos a los parámetros, para la estimación de las reservas probadas, es probable que al involucrar límites específicos no coincidan con los procedimientos probabilísticos, que como ya mencionamos requieren potenciales un rango de valores y los límites ocasionarían una acotación que es probable no concuerde.





3.2.2.- Analogía.

Es utilizado en la etapa de exploración, antes de la perforación del yacimiento, en lugares donde ya existe la producción de otros campos (provincias geológicas), con el fin de estimar las reservas probables de un campo nuevo o por explorar, esto asociado a un análisis estadístico de campos maduros se emplea para determinar la reserva media, lo que representa información muy útil.

Cuando los campos de la región son campos muy jóvenes y por lo mismo no se cuenta con información suficiente o peor aún no existe tal información, podemos usar información estadística de pozos terminados en formaciones con características similares al campo nuevo en cuestión. Por lo que se comentó anteriormente, es una obviedad saber que las estimación de las reservas por este método no resulta muy confiable, puesto que la información no está directamente involucrada con el campo, los datos resultantes debido a la proveniencia de información estadística sería normalmente un rango de valores, además de ser finalmente solo una “analogía”.

Es común que antes de comenzar a perforar un yacimiento, se crea una expectativa sustentada bajo bases análogas. Para poder tener una analogía, dentro de sus limitantes, confiables, es necesario contar con estudios de yacimientos conocidos y similares en:

1. Propiedades de la formación
2. Fluidos
3. Mecanismos de empuje





Es de utilidad también contar con información de provincias geológicas en donde la producción de la formación objetivo existe en otros entrapamientos, ya que los análisis estadísticos de pozos viejos pueden a portar información clave con la determinación de la mediana de las reservas o P50 ya que la media sobreestima los valores.

En el caso de existir poca producción de la formación objetivo o no contar con ella, tomaremos como base para la estimación la información de pozos ya existentes en formaciones con características similares a la formación objetivo. Al generar un resultado de aproximación por analogía, debemos estar conscientes de que recibiremos un rango ya sea mínimo o máximo, pero no algo preciso como sería conveniente que fuera, pero para no tener información suficiente un rango bastara para el comienzo. Cuando se realiza un análisis estadístico con el propósito de generar una analogía, un promedio resulta adecuado si los valores encontrados para los pozos son razonablemente constantes, en cambio si se observa una varianza amplia, debemos preparar una distribución estadística para establecer una mediana de la recuperación.

3.2.3.- Métodos volumétricos.

Los métodos volumétricos son de los más empleados, ya que desde la etapa inicial del descubrimiento del campo o yacimientos estos pueden ser empleados. Se basan en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos confinados en el yacimiento, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento la cual estará definida por su área y el espesor neto.

Estos métodos volumétricos permiten determinar el espacio poroso disponible en la roca que constituye al yacimiento y la extensión geométrica de las





formaciones que pueden contener hidrocarburos, son una muy buena herramienta para la estimación del volumen original de hidrocarburos, una de las ventajas es que se puede emplear desde la etapa inicial del yacimiento, el volumen puede ser calculado conociendo parámetros tales como:

- 1) Área de drene (A)
- 2) Espesor (con hidrocarburos) (h)
- 3) Porosidad (Φ)
- 4) Saturación de agua (S_w)

La expresión matemática de apoyo para el cálculo del volumen de hidrocarburos es (V_{hc}):

$$V_{hc} = Ah\Phi(1 - S_w) \quad (3.1)$$

Esta expresión es aplicable a yacimientos que ya están desarrollados en su totalidad, en el supuesto de que se disponga de información acerca de sus propiedades. En lo referente a los parámetros necesarios para esta expresión, el más difícil de estimar es el área de drene. Misma que puede resultar de una interpolación geológica, que se prepara una vez que suficientes pozos han sido perforados para delinear la geometría areal y el espesor.

Una vez que se terminó el primero pozo, los ingenieros en yacimientos asignan un área de drene y a su vez multiplican esta área por el espesor neto, indicado en fuetes de información como son los registros geofísicos.





3.2.3.1.-Método de isopacas.

El método de Isopacas considera exclusivamente los espesores porosos netos impregnados de hidrocarburos, por lo que se considera que tiene ventajas sobre el método de Cimas y Bases (3. 2. 3. 2).

El procedimiento para este método es el siguiente:

Inicialmente se debe construir un plano de localizaciones de los pozos que constituyen el campo que se estudiará, es necesario disponer de los expedientes de los pozos involucrados para extraer de ellos los valores de interés, que para este caso son:

1. Profundidad de la cima del yacimiento (MBNM).
2. Espesor neto de la formación.
3. Valor de porosidad.
4. Valor de saturación de agua inicial.

Una vez que el plano de localizaciones de los pozos esta hecho, se anotan los datos de espesor neto poroso de la formación de interés, en el mismo plano se configuran las curvas, ya sea que se interpolen o extrapolen los datos para obtener curvas de valores iguales.





Se realiza posteriormente una tabla con los datos de espesores y de áreas, transformadas a dimensiones reales, con esta tabla se genera una grafica y se determina el área bajo la curva, área que es representativa del volumen de roca poroso impregnado por hidrocarburos.

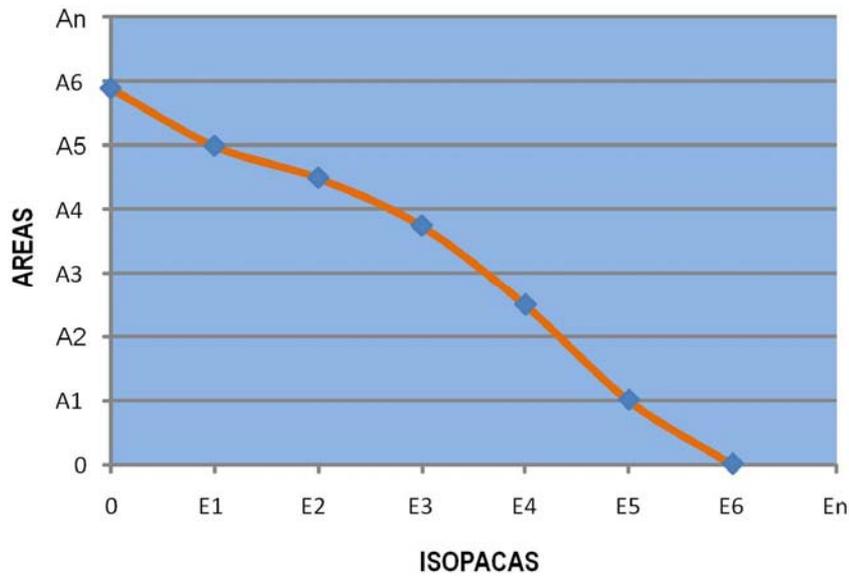


Fig. 3.2 Espesores vs Áreas.

Con la información obtenida de los parámetros anteriores y con ayuda de los valores medidos de porosidad y saturación de agua, se calcula el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, utilizando la expresión 3.2:

$$V_{hc} = V_r \phi (1 - S_{w_i}) \quad (3.2)$$

3.2.3.2.-Método de cimas y bases.

Este método tiene la finalidad de determinar, al igual que el anterior, el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento basándose en la configuración





de mapas de curvas de igual profundidad, tanto de las cimas como de las bases de la formación productora, para ello es necesario contar con planos de localizaciones de los pozos que componen el yacimiento; mediante registros geofísicos se determinarán las profundidades de las cimas y de las bases de la formación objetivo para cada uno de los pozos involucrados.

Primeramente se necesita recopilar la siguiente información:

1. Profundidad de la cima del yacimiento.
2. Profundidad de la base del yacimiento.
3. Valor de la saturación del agua (S_w).
4. Espesor neto de la formación.

Posteriormente se debe construir un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el yacimiento, en este plano de localización se debe afectar al pozo con la profundidad de su cima de la formación. Sobre el plano de localizaciones y utilizando interpolaciones lineales se configurarán curvas de igual profundidad que la cima.

En otro plano de localizaciones se afectará a cada pozo con la profundidad de la base de la formación productora, también se configurarán curvas de igual profundidad con respecto a la base.

Determinar para ambos planos el área encerrada por las curvas de igual profundidad, de donde obtendremos una tabla que relaciona la profundidad de la





cima con el área correspondiente y una segunda tabla que involucra la profundidad de la base con su área respectiva. Tablas que se deben graficar juntas, en donde en el eje de las ordenadas se tendrá las profundidades y en el eje de las abscisas las áreas.

De esta manera se obtienen los perfiles tanto de cimas como de bases del yacimiento. Con lo que se obtiene el área delimitada por dichos perfiles. El valor encontrado debe multiplicarse por la escala de la gráfica para obtener el volumen bruto de la roca, al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación de hidrocarburos resultará el volumen aproximado de hidrocarburos de interés.

El volumen también puede ser calculado por planimetría del diagrama de medición y si el número de intervalos es par, puede ser calculado por la regla de Simpson:

$$Vr = \frac{1}{3} h[(y_0 + y_n) + 4(y_1 + y_3 + \dots + y_{n-1}) + 2(y_2 + y_4 + \dots + y_{n-2})] \quad (3.3)$$

Otra opción es calcular el volumen por la regla trapezoidal.

$$Vr = h\left[\frac{1}{2}(y_0 + y_n) + y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1}\right] \quad (3.4)$$

Donde:

V_R = Volumen del yacimiento.

h = Espesor del intervalo.





y_0 = Área de la cima menos área de la base del contorno superior.

y_n = Área de la cima menos área de la base del contorno inferior.

3.2.3.3.-Método de isohidrocarburos.

Este método permite un cálculo más confiable y preciso del volumen original de hidrocarburos, ya que considera implícitamente las variaciones que presentan parámetros como la porosidad y la saturación de agua tanto vertical como realmente; esto se logra a partir del conocimiento del índice de hidrocarburos asociados a la formación productora en cada pozo.

El índice de hidrocarburos físicamente es una medida de volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento existente en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado de yacimiento, es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, tal como se muestra en la siguiente expresión:

$$I_{hcs} = \phi h(1 - S_w) \quad (3.5)$$

Para estimar el volumen de hidrocarburos inicialmente se debe construir un plano de localizaciones, se recopila la información de los análisis de registros eléctricos y de ser necesario se calcula el índice de hidrocarburos de la formación para cada uno de los pozos que conforman el yacimiento, sobre el plano de localizaciones se anota su respectivo valor de índice de hidrocarburos, se realiza la configuración de curvas de igual índice de hidrocarburos (plano de isoíndice de hidrocarburos) posteriormente se determinan las áreas comprendidas por cada curva de isoíndice, se realiza la gráfica de " I_h " para poder determinar el área bajo





la curva que debe ser afectada por los factores de escala lo que lleva a obtener el volumen de hidrocarburos.

Los métodos anteriormente expuestos tienen gran importancia en el cálculo de los volúmenes originales de hidrocarburos, ya que desde la etapa inicial del yacimiento pueden aplicarse para obtenerse valores volumétricos con una certidumbre razonable.

3.2.4.-Ecuación de Balance de Materia.³

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) ayuda a contabilizar los fluidos que existen entran o se acumulan en el yacimiento durante a través del tiempo.

3.2.4.1.- Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite.

Un yacimiento de aceite se clasifica como yacimiento bajo saturado o saturado dependiendo de la presión del yacimiento, un yacimiento con una presión más alta que la presión de punto de burbuja (P_b) es un yacimiento bajo saturado. El balance de materia para este tipo de yacimiento, considerando que el aceite es producido solamente por la expansión de los fluidos y el yacimiento es constante se deduce como:

$$\text{Volumen inicial} = NB_{oi} \text{ (bbl @ Yac).} \quad (3.6)$$

$$\text{Volumen final} = (N-N_p) B_o \text{ (bbl @ Yac)} \quad (3.7)$$





Debido a que el volumen del yacimiento es constante, entonces:

$$NB_{oi} = (N - Np)B_o \quad (3.8)$$

Despejando "N":

$$N = \frac{NpB_o}{(B_o - B_{oi})} \quad (3.9)$$

Un yacimiento con presión más baja que la presión de punto de burbuja causará la formación de gas, resultando una fase de gas libre, éste sería un yacimiento saturado, la deducción de balance de materia para este caso sería:

El volumen inicial = NB_{oi}

El volumen final = Aceite remanente + gas libre.

El volumen final = $(N-Np)B_o + G_f B_g$

En donde G_f = a gas inicial – gas remanente – gas producido, por lo tanto:

$$G_f = GR_{si} - (N - Np)R_s - NpR_p \quad (3.9)$$

Asumiendo que el volumen del yacimiento es constante, tenemos que:

Volumen inicial = Volumen final.

$$NB_{oi} = (N - Np)B_o + [(NR_{si} - (N - Np)R_s - NpR_p)B_g] \quad (3.10)$$

$$NB_{oi} = N [B_o + B_g(R_{si} - R_s) - Np(B_o + B_g(R_p - R_s))] \quad (3.11)$$

$$Np(B_o + B_g(R_p - R_s)) = N(B_o + B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)) \quad (3.12)$$





Despejando “N”:

$$N = \frac{Np(B_o + B_g(Rp - Rs))}{B_o - B_{oi}} + B_g(Rsi - Rs) \quad (3.13)$$

Donde:

N=Volumen de aceite original (@ Yac).

Np= Volumen de aceite producido. (STB).

B_o= Factor de volumen del aceite. (bbl/STB).

B_{oi}= Factor de volumen del aceite inicial (bbl/STB).

B_g= Factor de volumen del gas (bbl/STB).

Rsi= Relación inicial de gas en solución (SCF/STB).

Rs= Relación de gas en solución a una presión menor a la Pi.

Rp= Relación de gas-aceite acumulada.

Si el yacimiento tiene un casquete de gas al momento del descubrimiento, entonces la ecuación de balance de materia tendrá la forma:

$$N = \frac{Np(B_o + B_g(Rp - Rs))}{B_o - B_{oi}} + B_g(Rsi - Rs) + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi} - 1} \right) \quad (3.14)$$

Donde:

m= volumen de gas libre / volumen de aceite.

$$m = \frac{G_f B_{gi}}{NB_{oi}} \quad (3.15)$$





Si existiera en el yacimiento un empuje de agua, se debe considerar la entrada y la producción de la misma.

Las ecuaciones asociadas a este evento son:

a) Ecuación de balance para yacimientos saturados SIN casquete de gas y con entrada de agua:

$$N = Np(B_o + B_G(Rp - Rs)) - We + \frac{B_w W_p}{B_o - B_{oi}} + B_g(R_{si} - Rs) \quad (3.16)$$

b) Ecuación de balance para yacimientos saturados CON casquete de gas y con entrada de agua:

$$N = Np(B_o + B_G(Rp - Rs)) - We + \frac{B_w W_p}{B_o - B_{oi}} - B_{oi} + B_g(R_{si} - Rs) + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi} - 1} \right) \quad (3.17)$$

La mayoría de los términos están en función de la presión o son propiedades de los fluidos, excepto, N_p , R_p , W_e y W_p . R_p que depende de la historia de la producción y los demás podrían ser medidos en laboratorio. La entrada de agua puede ser calculada utilizando diferentes métodos dependiendo de las condiciones de flujo.

La presión límite y el tiempo se usan para calcular la entrada de agua. El valor “m” se determina de la información de datos de registros geofísicos y de información de núcleos obtendremos en contacto gas-aceite y agua-aceite.





3.2.4.2.- Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de gas.

- a) Sin desplazamiento de agua: si el volumen del yacimiento permanece constante y el gas producido G_p durante un tiempo t y B_{gi} cae en B_g , entonces la ecuación de balance de materia será:

$$GB_{gi} = B_g(G - G_p) \quad (3.18)$$

$$GB_{gi} = B_gG - B_gG_p \quad (3.19)$$

$$B_gG - B_{gi}G = B_gG_p \quad (3.20)$$

$$G(B_g - B_{gi}) = B_gG_p \quad (3.21)$$

Al despejar G :

$$G = \frac{B_gG_p}{B_g - B_{gi}} \quad (3.22)$$

- b) Con empuje de agua, la ecuación de balance de materia sería:

$$G = G_pB_g - W_{ed} + \frac{W_pB_w}{B_g - B_{gi}} \quad (3.23)$$





3.2.4.3.- Ecuación de Balance de Materia en forma recta.

La ecuación de balance de materia para este caso está dada de la siguiente forma:

$$F = NE_O + NmE_g + W_e \quad (3.24)$$

Donde:

$$F = N_p (B_o + B_g(R_p - R_s)) + W_p + W_e @ C. S \quad (3.25)$$

$$E_O = [B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)] @ C. S \quad (3.26)$$

$$E_g = B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] @ C. S \quad (3.27)$$

En donde:

F representa el total del encogimiento en el subsuelo

E_o Representa la expansión del aceite y la expansión de gas asociado

E_g representa la expansión del casquete de gas.

La ecuación anterior incluye todos los mecanismos de desplazamiento, en caso de no intervenir ese tipo de desplazamiento, el término que lo representa puede ser removido de la ecuación.

a) Sin entrada de agua, es decir, $W_e=0$ y $m=0$





$$F = NE_o \quad (3.28)$$

Una gráfica de F vs E_o , dará una línea recta que pasa por el origen con una pendiente de N . Ver Figura 3.3

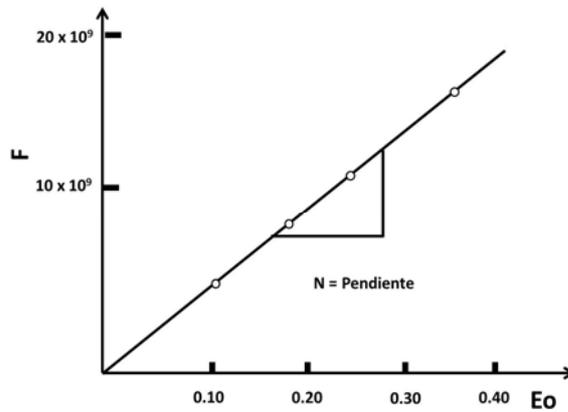


Fig. 3.3. Grafica de F Vs. E_o .⁴

b) Sin entrada de agua ($We=0$) y con casquete de gas, la ecuación se reduciría a:

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (3.29)$$

Se grafica F vs $(E_o + mE_g)$, de igual manera producirá una recta que pasa por el origen con una pendiente de N . Ver Figura 3.4



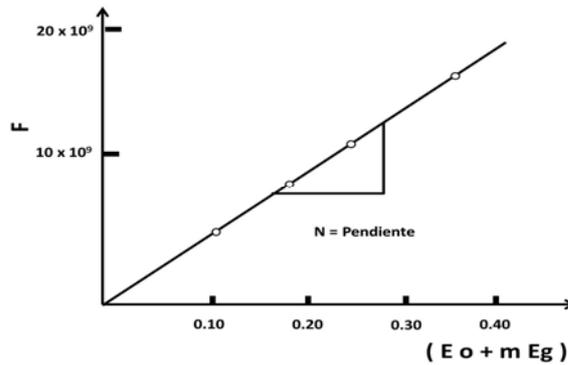


Fig. 3.4. Grafica F Vs. $(E_o + m E_g)$.¹⁵

c) Sin entrada de agua y si m es desconocida, la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$F/E_o = N + mN \left(E_g/E_o \right) \quad (3.30)$$

Una gráfica de F/E_o vs E_g/E_o podría resultar en una línea recta con la intercepción de N con eje de las Y, el valor de m puede ser conocido por la pendiente:

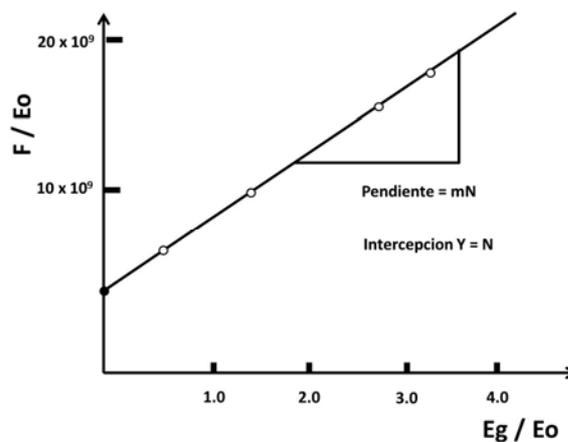


Fig. 3.5. Grafica F/E_o Vs. E_g/E_o .¹⁵





c) Para yacimientos con empuje de agua, $m=0$, la ecuación tendrá la forma:

$$F = NE_o + W_e \quad (3.31)$$

Al dividirse entre E_o :

$$F/E_o = N + W_e/E_o \quad (3.32)$$

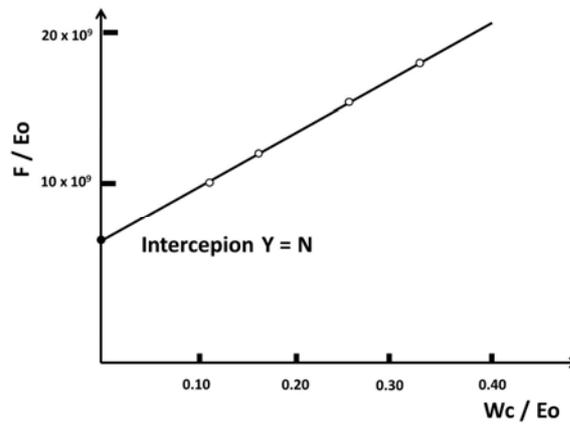


Fig. 3.6. Grafica F-E_o Vs. W_c- E_o.¹⁵

El mismo concepto puede ser aplicado a yacimientos de gas para expresar la ecuación de balance de materia como una línea recta. La ecuación puede ser escrita así:

$$G_p B_g = G E_g \quad (3.33)$$

Donde:

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad (3.34)$$





Graficando $G_p B_g$ vs E_g podría dar una línea recta con G siendo la pendiente (Figura 3.7). Si el yacimiento está bajo empuje de agua, la ecuación puede escribirse como:

$$G E_g = G_p B_g - G E_g \quad (3.35)$$

Donde:

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad (3.36)$$

Al graficar $G_p B_g$ vs E_g daría un recta con G siendo la pendiente. Si el yacimiento esta bajo en empuje de agua la ecuación quedara:

$$G E_g = G_p B_g - W_e + W_p \quad (3.37)$$

$$G E_g = G_p + W_p - W_e \quad (3.38)$$

$$W_e + G E_g = G_p B_g + W_p \quad (3.39)$$

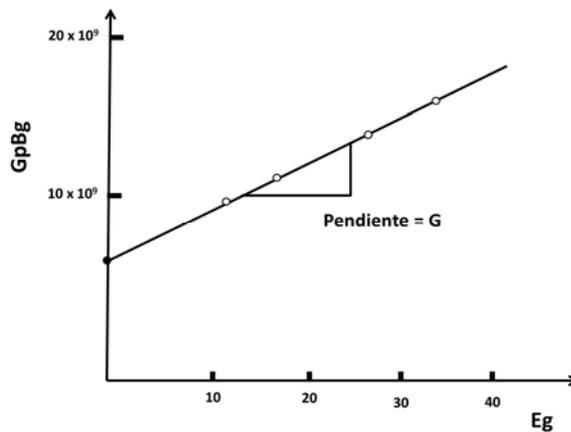


Fig. 3.7. Grafica de $G_p B_g$ Vs. E_g .¹⁵





Dividiendo entre E_g , la gráfica resultante podría ser una recta con G siendo la intersección con el eje y . Ver figura 3.8

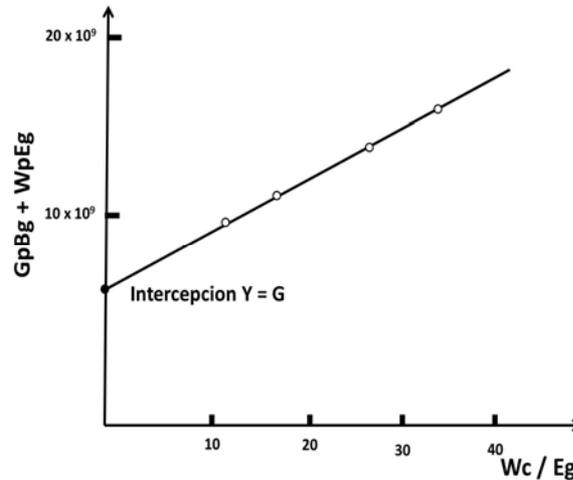


Fig. 3.8. $G_p B_g + W_p / E_g$ Vs. W_c / E_g .¹⁵

Al utilizar esta técnica para la estimación de las reservas de aceite y gas se minimizara el error en la reserva calculada ya que el número de datos utilizados para la estimación y el error en los datos serán promediados.

3.3.- Evaluación económica de las reservas.

3.3.1.-Generalidades.

Anteriormente se mencionaba a las reservas de hidrocarburos como las acumulaciones existentes en el subsuelo a ciertas condiciones dadas, sin embargo con el tiempo este concepto cambió y hoy en día las reservas conllevan una parte económica que debe ser considerada la cual implica el precio al cual vamos a vender el hidrocarburo por extraer y a que costo y con qué inversiones se



va a realizar, en resumen las reservas de hidrocarburos es un concepto técnico económico como se muestra en la figura 3.9:



Fig. 3.9. Reservas técnicas y económicas

3.3.2.-Conceptos básicos generales.

Las variables que intervienen en la evaluación económica son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto monto de capital asignado. Estas serán determinadas mediante los estudios de factibilidad técnica, económica y de mercado, para que posteriormente mediante la aplicación de métodos fundamentados en ciertos indicadores económicos, se tome una decisión acertada de la asignación de fondos y la ejecución del proyecto.



Entre las variables que encontramos en la industria petrolera para conocer los ingresos provenientes de los proyectos se encuentran:

1. La producción de hidrocarburos que se estima se alcanzará a partir de la tecnología empleada y el precio que tendrá a la venta en el mercado. Por lo tanto para conocer los ingresos sólo basta multiplicar estas dos variables.
2. En contraparte, las variables que involucran los egresos de la compañía son los costos de operación que genera la tecnología a emplear y la inversión inicial que esta requiere para pagar su puesta en marcha. Para conocer los egresos de la compañía basta con sumar estos dos parámetros.

Debemos tener en claro que la determinación de la capacidad de un proyecto para generar valor económico no es tan sencilla como se ha planteado en los párrafos anteriores, esto requiere de un análisis mucho más profundo, tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo, para lo cual se aplican los métodos de evaluación mencionados anteriormente con los cuales se obtienen los indicadores económicos que toman en cuenta dicho cambio en el valor del dinero con el paso del tiempo.

Normalmente el precio de los hidrocarburos es el parámetro más importante dentro de la evaluación económica de un proyecto petrolero, ya que éste determinará si es factible realizar una fuerte inversión en tecnología costosa o inclusive invertir en yacimientos con una producción baja. Lo anterior debido a que si el precio de los hidrocarburos está muy por encima de los costos de producción e inversión y esto hace posible que los ingresos superen a los egresos, dando





como resultado de la evaluación económica un proyecto capaz de generar ganancias para la empresa.

La determinación del precio de los hidrocarburos es resultado de un análisis del comportamiento histórico de la oferta, la demanda, el precio de los hidrocarburos y sus derivados, así como de factores de riesgo tanto de tipo político, económico y técnico como de tipo natural. Por otro lado, el precio también es función de la calidad de los hidrocarburos, en el caso de México, el precio de la mezcla mexicana es obtenido a referencia del crudo norteamericano “West Texas Intermediate” principalmente y al crudo proveniente del mar del norte (Europa) conocido como “Brent”. Ambos son considerados crudos ligeros, se debe recordar que la calidad del petróleo se encuentra determinada por la densidad o la gravedad específica que presenta, siendo de mayor calidad un crudo ligero que uno pesado.

La producción es otra de las variables que más impactan el resultado final de la evaluación económica del proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará la puesta en marcha del mismo. En algunas ocasiones la asignación de fondos de un proyecto depende solamente de la magnitud de la producción que haya sido determinada, ya que si un proyecto presenta la factibilidad de una gran producción, la ganancia acumulada hará del proyecto uno muy rentable, siempre y cuando el costo de producción no sea superior al precio, lo que significaría la generación de pérdidas económicas para la empresa. Otra forma de ver lo anterior es que si bien la ganancia por barril de aceite producido no es enorme, debido a que la producción es alta el proyecto es capaz de generar ganancias.

La determinación de la producción se lleva a cabo en la etapa del estudio técnico, siendo una función de la tecnología a emplear, la cual ya ha sido determinada mediante un análisis profundo y objetivo realizado por especialistas





con la finalidad de obtener los máximos beneficios cumpliendo con las condiciones presupuestales y operativas. La cuantificación de la producción está dada por estimación de lo que se cree podrá obtenerse de los yacimientos en función de las propiedades petrofísicas, ciertas propiedades de los fluidos y de la tecnología que se empleará; debemos recordar que dichas estimaciones son obtenidas de acuerdo a métodos matemáticos tanto de tipo determinista (Volumétricos, balance de materia, curvas de declinación, simulación numérica, etc.) así como de tipo probabilista que consideran de manera integral dentro de los cálculos factores como el riesgo y la incertidumbre.

Otra de las variables que sin lugar a dudas es determinante para una evaluación económica de proyectos son los costos. Los costos son los gastos que se aplican sobre aquellas áreas o rubros que permiten obtener el producto elaborado o servicio final. En un proyecto en general permiten mantenerlo en operación y en condiciones óptimas, en otras palabras, los costos de producción son el valor del conjunto de bienes y esfuerzos en que se ha incurrido o se va a incurrir y que se deben asumir para obtener un producto en condiciones de ser entregado al sector comercial.

Los costos tienen como objetivo mantener el óptimo funcionamiento del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión correspondiente. Por lo tanto, los costos no incluyen las erogaciones de dinero, hechas en el tiempo cero, con la intención de poner en marcha el proyecto; dichos gastos se consideran dentro de las inversiones.

Como podemos observar, los costos son una variable que impacta de forma directa a la evaluación de un proyecto en el marco de los egresos, y por ende, a la rentabilidad del mismo. Ya que los gastos representan erogaciones de dinero, por





parte de la empresa, con el objetivo de establecer y mantener el correcto funcionamiento del proceso de producción.

Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación de las unidades de producto en: variables o fijos. Los costos variables son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio, como por ejemplo: materias primas, mano de obra directa, materiales, costos de operación, etc. Por su parte, los costos fijos son aquellos gastos que existen por el simple hecho de existir la empresa, así sea que produzca o no, o ya sea que provea o no sus servicios; y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa. Algunos ejemplos de costos fijos son: costos administrativos, sueldo y honorarios de profesionales, mantenimiento, servicios, impuestos, alquileres, cargos por depreciación de la maquinaria, y los denominados costos hundidos que son costos incurridos en años anteriores en el proyecto de inversión y que no pueden ser recuperados.

La última variable por analizar es la inversión. Para que un proyecto pueda ser puesto en marcha requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad grande de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión. Una definición más moderna y aceptada entre especialistas dice “la inversión es el proceso por el cual un sujeto decide vincular recursos financieros a cambio de la expectativa de obtener beneficios, a lo largo de un plazo de tiempo, previsto durante el cual el proyecto generará ingresos”, en otras palabras, es la aplicación de recursos financieros públicos o privados, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto (vida útil).

La determinación del monto al cual asciende la inversión es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que ésta es función de la tecnología, la técnica y los métodos que se pretendan emplear. En otras palabras, la inversión





se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipos, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán solo la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

3.3.3.-Criterios económicos.

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinará la rentabilidad del proyecto, es decir, si será capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo con respecto del tiempo.

3.3.3.1.- Valor presente neto.

El valor presente neto (VPN) es uno de los indicadores económicos más utilizados en la industria petrolera porque es de muy fácil aplicación y además, todos los ingresos y egresos futuros se transforman a su correspondiente valor al día del análisis. Permitiendo ver de una manera más sencilla si los ingresos son mayores que los egresos.

El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto a una tasa de descuento previamente determinada, con la finalidad de considerar las variaciones del dinero





con el tiempo, para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial.

La expresión matemática que nos permite realizar el cálculo del VPN es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (3.40)$$

Donde:

VPN= valor presente neto

S_t = flujo de efectivo neto del periodo t (ingresos – egresos)

n = número de periodos de vida del proyecto

i = tasa de interés considerada

t= periodo en el que nos encontramos

Los criterios que se deben tomar en consideración al analizar el resultado del VPN son:

1. Si el VPN es mayor que cero se obtienen ganancias con el proyecto;
2. Si el VPN es igual a cero el proyecto no se obtienen ganancias ni se pierde dinero;





3. Si el VPN es menor que cero se pierde capital con el proyecto.

Las ventajas del método de análisis del VPN son:

1. Es de fácil comprensión y comunicación
2. El método es de muy fácil aplicación
3. Considera el valor del dinero en el tiempo
4. Considera en el análisis todos los flujos netos de caja; así como sus vencimientos.

Las desventajas del método son las siguientes:

1. Presenta dificultad para determinar la tasa del costo de capital
2. El VPN mide la rentabilidad en valor absoluto, ya que depende de la inversión inicial; por lo que si se deben comparar proyectos con distinta inversión inicial se debe relativizar el VPN, a fin de obtenerlo por cada unidad de capital invertido
3. El VPN depende del horizonte económico de la inversión; por lo tanto, si se deben comparar proyectos con distinta duración se debe relativizar el VPN a fin de obtenerlo para cada año
4. La mayor dificultad es el supuesto de que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a la tasa de costo de capital, y que los flujos netos de caja negativos son financiados con la misma caja





3.3.3.2.- Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, en otras palabras, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros. Por lo tanto, la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión es aquella tasa de interés i que satisface la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (3.41)$$

Donde:

S_t = flujo de efectivo del periodo t

n = vida de la propuesta de inversión

i = tasa interna de rendimiento

t = periodo en el que nos encontramos

Se observa que la fórmula para calcular la TIR es la misma que para calcular el VPN pero igualada a cero. La TIR determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.





Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de la TIR en la industria petrolera se encuentran:

1. El tiempo; mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementará cada vez más debido a que el valor actual de la inversión estará más susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor
2. El sector bancario; debe ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar en alguna otra que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En pocas palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos.
3. El sector político; tiene gran influencia sobre los demás factores. Las decisiones que tome el estado son determinantes en el rendimiento de ciertos factores de la economía. Un ejemplo claro sería si el estado decidiera aumentar los impuestos a la importaciones, en tal caso todas las compañías que se dediquen a esta actividad se verían afectadas y tendrían que emprender algunas acciones para contrarrestar el efecto de dicho aumento en los impuestos.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa mínima aceptable o tasa de retorno requerida, esto queda expresado como:

$$(T.I.R.) > K \text{ (tasa de retorno requerida)} \quad (3.42)$$





Las ventajas del método de análisis de la TIR son:

1. El método es de muy fácil aplicación
2. Considera el valor del dinero en el tiempo
3. Está estrechamente relacionado con el VPN, suele dar como resultado decisiones idénticas
4. Es de fácil comprensión y comunicación

Las desventajas del método son:

1. Podría dar como resultado múltiples respuestas
2. Existe la posibilidad de que no opere con flujos de efectivo no convencionales
3. Probablemente conduzca a decisiones incorrectas en las comparaciones de inversiones mutuamente excluyentes

3.3.3.3.- *Eficiencia de la inversión.*

La eficiencia de la inversión es de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación. El método puede ser expresado en una simple pregunta ¿cuánto voy a obtener a partir de lo que invierto? , es decir, que es una relación cuyo resultado indica el monto a obtener por cada unidad de capital invertida. Dicha





relación queda definida como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\text{Eficiencia de la inversión} = \frac{VPN}{\text{Inversión inicial}} \quad (3.43)$$

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de la relación beneficio-costos parte de la premisa que los beneficios deben exceder siempre a los costos. Si la Eficiencia de la Inversión es mayor que 1 el proyecto es favorable, es decir, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. En contraparte, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable.

Si por alguna cuestión la relación beneficio-costos es igual a 1, debido a que los beneficios y los costos se igualan, cubre apenas el costo mínimo atribuible a la tasa de actualización. Esto en un proyecto de inversión estatal o del gobierno puede ser aprobado ya que podría tener como finalidad lograr un bien social, como lo es la construcción de un hospital o la generación de nuevos empleos. Si se trata de proyectos de inversión privada, los criterios varían pero sin lugar a dudas la relación beneficio-costos debe ser mucho mayor que 1, ya que en los proyectos de iniciativa privada la primera comparación que se hace es considerando el beneficio que se obtiene si el capital de la inversión se coloca a una tasa de interés i en alguna institución bancaria, si el beneficio es menor o igual a los réditos que arroja el banco casi siempre se desecha el proyecto y la evaluación recomienda no invertir en el mismo.





3.3.3.4.- *Periodo de recuperación de la inversión.*

Este método también es denominado como “payback” y consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir, que se trata de calcular el periodo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento.

El método de análisis del periodo de recuperación de la inversión permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre se le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación.

La base de este análisis es la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de ganancias acelerada. Como aspecto negativo, el método sólo considera los flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación y no considera los flujos que se obtienen después de este plazo, es decir que no determina lo valioso que puede llegar a ser un proyecto.

El periodo de recuperación se obtiene sumando los flujos netos de caja actualizados, solamente hasta el periodo en que se supera la inversión inicial. Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menor que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el periodo de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plato total, por lo que el proyecto resulta indiferente, no se gana ni se pierde dinero.





El método de análisis de periodo de recuperación presenta las siguientes ventajas:

1. Es de fácil aplicación y entendimiento
2. Permite conocer el tiempo en el que se recuperará la inversión

Por otra parte, sus desventajas son:

1. No considera a los flujos netos de caja posteriores al periodo de recuperación
2. No mide la rentabilidad del proyecto

3.3.3.5.- Límite económico.

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos y se calcula determinando el máximo punto del acumulado del flujo de efectivo. Es decir que se trata de un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de operación han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Un proyecto nunca debe exceder su periodo de vida útil, pues esto repercutiría en pérdidas para la compañía.

El criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando éste sea mayor que el periodo de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto





deje de generar ganancias exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar a la inversión inicial.

3.3.4.-Proyectos de inversión que sustentan la reserva.

El proceso de evaluación de recursos consiste en la identificación de un proyecto, o proyectos, de recuperación asociado con una acumulación de petróleo, una estimación de las cantidades de petróleo inicialmente in situ, una estimación de la porción de aquellas cantidades in situ que pueden ser recuperadas por cada proyecto, y una clasificación de los proyectos basada en su estado de madurez u oportunidad de comerciabilidad.

Este concepto de un sistema de clasificación basado en proyectos se clarifica adicionalmente al estudiar las fuentes principales de datos que contribuyen a una evaluación de recursos netos recuperables (ver Figura 3.9) que puede describirse como se ve a continuación:

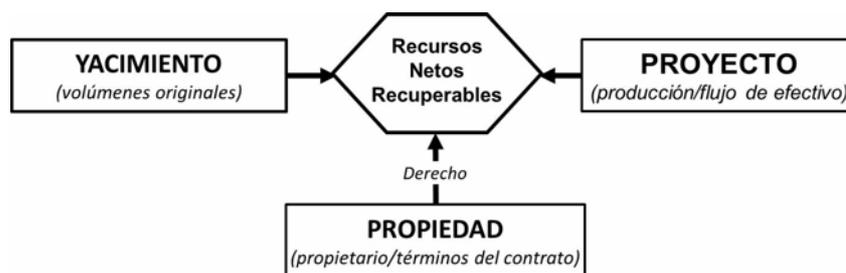


Fig. 3.9 Fuentes de Datos para la Evaluación de Recursos.¹



1. El Yacimiento (acumulación): Atributos claves incluyen las clases y cantidades de Petróleo Inicialmente In Situ y las propiedades de fluidos y rocas que afectan la recuperación del petróleo.
2. El Proyecto: Cada proyecto aplicado a un desarrollo de un yacimiento específico genera una producción y programa de flujo de efectivo que son únicos. La integración en el tiempo de estos programas llevados a límite técnico, económico, o contractual del proyecto define los recursos recuperables estimados y proyecciones del flujo neto de efectivo futuro asociado para cada proyecto. La relación de cantidades EUR con Totales Inicialmente In Situ define la eficiencia final de recuperación para los proyectos de desarrollo. Un proyecto puede definirse en diferentes niveles y etapas de madurez; puede incluir uno o más pozos e instalaciones asociadas de producción y procesamiento. Un proyecto puede desarrollar muchos yacimientos, o muchos proyectos pueden aplicarse a un yacimiento.
3. La Propiedad (concesión o área bajo licencia): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados que son únicos incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definición de la participación de cada participante en las cantidades producidas (derechos) y la participación en inversiones, gastos, e ingresos para cada proyecto de recuperación y el yacimiento donde se aplica la misma. Una propiedad puede incluir muchos yacimientos, o un yacimiento puede cruzar muchas propiedades. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas.

En el contexto de esta relación de datos, “proyecto” es el elemento principal considerado en esta clasificación de recursos, y los recursos netos recuperables son las cantidades incrementales derivadas de cada proyecto.





El proyecto representa el nexo entre la acumulación de hidrocarburos y el proceso de toma de decisiones. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un yacimiento o campo, o un desarrollo incremental para un campo en producción, o el desarrollo integrado de una cantidad de campos y sus instalaciones asociadas con una titularidad común. En general, un proyecto individual representará el nivel donde se toma una decisión de proceder (o sea, desembolsar más fondos) o no, y debería haber un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para ese proyecto.

Una acumulación o acumulación potencial de hidrocarburos puede estar sujeta a una variedad de proyectos separados y distintos que están en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en diferentes clases de recursos en forma simultánea.

Para poder asignar recursos recuperables de cualquier clase, se debe definir un plan de desarrollo que consista en uno o más proyectos. Inclusive para Recursos Prospectivos, se deben definir las estimaciones de cantidades recuperables en términos de los productos de ventas que derivan de un programa de desarrollo suponiendo un descubrimiento y desarrollo comercial exitosos.

Dadas las incertidumbres principales en esta etapa temprana, el programa de desarrollo no contará con el detalle esperado en etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recuperación puede basarse principalmente en proyectos análogos. Las cantidades in situ para las cuales un proyecto factible no puede definirse con el uso de tecnologías existentes, o con mejoras razonablemente pronosticadas, son clasificadas como No Recuperables.





No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo que abarcan las actividades del proyecto.

“Condiciones” incluyen factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Mientras los factores económicos pueden resumirse como un pronóstico de costos y precios de producto, las influencias subyacentes incluyen, pero no quedan limitadas a condiciones del mercado, infraestructura de transportación y procesamiento, términos fiscales, e impuestos.

Los datos de soporte, los procesos analíticos, y las suposiciones usadas en una evaluación deberían documentarse con detalle suficiente para permitir a un evaluador independiente o auditor entender claramente las bases para la estimación y categorización de cantidades recuperables y su clasificación.





1 Eggleston, W.S. "What are pretroleum reserves?" Art. 255 Union Oil Co. July 1962. Craft, B. C. and Hawkins, M. F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1959).

2 Sastry H. M "Stocastic and determiistic reserves estimationin uncertain environments. Art SPE 29286, Malaysia 1995.

3 "Jean H.L. Discution and integreated and deterministic/provabiblistic aproach of reserves estimations". SPE 31056 and JPT December 1995.

4 Stevens, W. F. "A new method the estimation of primary oil reserves" Art. SPE 1656G, Illinois, 1960.





CAPITULO 4.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR SIMULACIÓN NUMÉRICA.

La estimación de las reservas de hidrocarburos es necesaria para la evaluación de los proyectos de inversión de cada uno de los activos petroleros, también para satisfacer los requisitos de los órganos reguladores gubernamentales.

La simulación numérica de yacimientos (SNY) es una sofisticada técnica de para poder predecir pronósticos de producción y así establecer los volúmenes de hidrocarburos recuperables de un yacimiento, con el paso del tiempo esta es la herramienta más popular para la administración y optimización en el desarrollo de explotación de campos.

La SNY progresivamente ha incursionado en los pronósticos y estimaciones de reservas, sin embargo, como cualquier técnica de ingeniería de yacimientos, se debe tener las precauciones pertinentes para confiar en los resultados que la simulación de yacimientos proporciona, para la correcta estimación de las reservas.

En este capítulo identificaremos algunos de los problemas específicos que se encontraron en el proceso de evaluación de reservas cuando se utiliza la SNY, como herramienta para ello y se presentaran las estrategias para abordar estas cuestiones enlistadas.





4.1.- Introducción.

La evaluación de las reservas es un proceso muy importante para las compañías, independientemente de la magnitud de la estructura corporativa. El nivel de reservas puede tener un impacto directo en las ganancias y balances, así como también puede afectar significativamente en los costos y en la disponibilidad del capital necesario para el crecimiento del activo.

Las reservas se determinan usando una variedad de información geológica y métodos de ingeniería; como se ha visto anteriormente. Independientemente de los métodos de evaluación utilizados, cualquier estimación de una futura recuperación, no importa que tan razonable sea, no califican necesariamente como una estimación de reservas. Es necesario contar con un criterio específico para calificar los volúmenes estimados recuperables como reservas, y este criterio esta generalmente establecido por las “definiciones de reservas”.

Para una compañía de exploración y producción, el valor de las reservas constituye el activo más importante de la compañía. Por lo tanto, es fundamental que las reservas sean estimadas con la mayor presión posible, obviamente bajo el marco de referencia de las definiciones de reservas. La SNY puede ser una herramienta que mejore la precisión de la estimación de las reservas, siempre y cuando se cumplan las definiciones, sin embargo, debido a la naturaleza de los modelos de simulación a su complejidad asociada, el uso de esta herramienta para este propósito no siempre es sencillo.

Muchas definiciones de reservas han sido publicadas por diversos organismos reguladores y organizaciones profesionales alrededor del mundo. La mayoría de estas definiciones especifican los diferentes grados de reservas





dependiendo del nivel o de la certeza asociada a la recuperación estimada de las mismas.

Como se ha mencionado, distintos grados de reservas son usados en diferentes propósitos, en general las reservas probadas son utilizadas para los informes financieros y préstamos, cuando los requerimientos de certeza sean mayores. Sin embargo, para hacer negocios con decisiones inteligentes en actividades tales como la priorización del gasto del capital y la adquisición de propiedades, es importante reconocer y cuantificar la cantidad de reservas probables y posibles.

Las compañías compran y venden activos regularmente considerando el “potencial de crecimiento” que suelen ser representados como reservas probables y posibles. El grado en que las entidades valúan estas categorías no proporciono variantes dramáticas debido a la reducción en la certeza de la recuperación de los volúmenes.

4.2.- Capacidades y limitaciones de la simulación de yacimientos.

Como con cualquier herramienta es importante reconocer las limitaciones así como las capacidades de la SNY. Solo así se podrán interpretar de manera apropiada los resultados de la estimación de reservas arrojados por un modelo numérico o para cualquier otro propósito que sea requerido; la exactitud de la mayoría de los modelos está comprometida por la presencia de complejidades del yacimiento que no están integradas en el modelo de yacimientos.





Un modelo de yacimientos está compuesto de celdas o bloques de una malla de simulación, cada una de las cuales representa un volumen específico del yacimiento. A cada malla tiene asignado las propiedades de la roca y también se determina:

1. La proporción y tipo de fluidos contenidos originalmente en el yacimiento; por ejemplo, el espesor bruto, la porosidad, la saturación de fluidos, entre otros.
2. El control del movimiento de los fluidos dentro y fuera del yacimiento; por ejemplo, la permeabilidad, espesor neto promedio, permeabilidad relativa, etc.

En el modelo, estos parámetros son constantes en cada celda o bloque del yacimiento. Sin embargo, no siempre es posible determinar el promedio de las propiedades designadas al bloque con un alto grado de confiabilidad debido a la dificultad en la medición directa de varios de los parámetros del yacimiento y la escasez de los datos inherentes. En varios de los casos, los fronteras del yacimiento no están representadas.

Aunque los métodos geoestadísticos pueden ayudar a mejorar la estimación de las propiedades en las zonas carentes de datos de medidas, generalmente no es posible superar las limitaciones de la información con un alto grado de certeza.

Debido a los factores anteriores, el modelo es menos heterogéneo, que el yacimiento que se intenta representar. Desafortunadamente, la heterogeneidad en un yacimiento conduce a un barrido o drene incompleto, lo que reduce la recuperación de hidrocarburos. En consecuencia, si se subestima la





heterogeneidad presente en el yacimiento, el modelo tiende a exagerar la recuperación de hidrocarburos y los ajustes que compensan esta situación, se realizan en la modificación de los datos de entrada que conforman el modelo de simulación.

Por ejemplo, la heterogeneidad puede ser sobre estimada, pero puede controlarse con un valor menor de permeabilidad, es decir, involucrar un valores de pseudo curvas de permeabilidad relativa; los cuales proporcionen valores altos o bajos de esta propiedad.

Estos cambios son usualmente hechos para lograr que el ajuste de la historia de producción concuerde con los valores reales medidos en el campo.

4.3.- Aplicación de resultados de la simulación en la estimación de reservas probadas.

Raramente se realizan los estudios de simulación de yacimientos con el objetivo de estimar las reservas probadas. Normalmente, el objetivo primario de simulación numérica de yacimientos es mejorar la comprensión del yacimiento; para que el yacimiento pueda desarrollarse óptimamente y ser administrado de la mejor manera.

Frecuentemente, el plan de desarrollo se basa en las reservas probadas, solo los volúmenes que desarrollaría el campo, y de hecho podría dar la producción total reducida, por el hecho de no considerar las reservas probables y posibles; así que no tendría sentido considerar la mejor estimación de potencial del total al tomar decisiones sobre el desarrollo y la administración del campo.





Como resultado, se presume que el simulador de yacimientos proporciona "el escenario más probable" del desarrollo de un campo. "El más probablemente" es un nivel de volúmenes recuperables que son más consistentes con *reservas probadas + reservas probables*, en lugar de probadas exclusivamente. Esto es principalmente debido a las definiciones específicas de reservas probadas. Se puede creer fuertemente (en el más probablemente) que los volúmenes están presentes en el subsuelo, pero basándonos en las definiciones de las reservas probadas, los volúmenes no pueden reconocerse para esta estimación de reservas. Por consiguiente, es muy común ese resultado de un modelo de simulación, por lo que no puede aplicarse directamente a la categoría de las reservas probadas, aun cuando ellos se basan a través de un análisis de flujo de efectivo para demostrar la viabilidad económica.

No se trata simplemente de hidrocarburo original en sitio en el que no puede acoplar la definición reservas probadas. Los modelos pueden incluir información como por ejemplo, la presión asociada acuífero o la compresibilidad de la roca, que no son una información "demostrada". Numerosos y diversos parámetros también entrarían en esta categoría. La clave es buscar fuentes de energía que este involucradas en el yacimiento, que no se está seguro que existen, para el ajuste histórico. Pueden usarse parámetros que serán soportados por un estudio de sensibilidad para poder ajustar la historia del modelo numérico.

Aunque la simulación del yacimiento normalmente se utiliza para obtener la recuperación y la pronósticos de producción bajo el "más probablemente" escenario geológico (qué no puede conformar a la definición de las reservas probadas), la simulación todavía puede utilizarse en la estimación de reservas probadas si se toman los pasos apropiados. Hay dos aproximaciones que pueden aplicar a la simulación para que cumpla con la definición de reservas probadas.





Primero, el modelo puede modificarse de modo tal que la configuración del yacimiento descrita por información suministrada al modelo, está dentro de los estrictos y claros puntos de las definiciones de las reservas probadas. Por ejemplo, consideremos el caso de un yacimiento donde el nivel del contacto agua-aceite, no puede ser definido por la geología del yacimiento. En esta situación, el contacto de agua-aceite en el modelo debe ponerse de acuerdo al dato observado de la presencia de agua en alguno de los pozos, tal como está especificado en la definición de reservas probadas. Aplicando así entonces cada uno de los componentes de la definición, solo así podrían utilizarse los resultados generados de este modelo en la estimación de reservas probadas.

El hecho de modificar un modelo probado + modelo probable en un modelo probado o viceversa puede ser más difícil. Semejante modificación a un modelo probado + un modelo probable no es meramente una pregunta de modificar la descripción del yacimiento. Los pozos planeados y el diseño de instalaciones de acuerdo a los pronósticos de producción, también pueden y deben ajustarse para encajar las categorías de las reservas probadas. Por ejemplo, si un modelo probado + el modelo probable se modifica para ser consistente con el hidrocarburo probado in situ, el factor de recuperación podría tender a ser demasiado alto si todos los pozos "probables" están dentro del modelo.

Además de las limitaciones propias de modelos, podrían requerirse también modificaciones sustanciales a la malla de simulación a la definida original. Por ejemplo, modelos derivados de datos sísmicos ofrecen espaciamiento entre los pozos, basados en las interpretaciones estructurales del campo. Este espaciamiento pueden o no permitirse bajo las definiciones de las reservas.





Lo anterior no es recomendable, sin embargo, eso se plantea para que se construya bajo el cumplimiento de la definición de la reserva originalmente "probada", y estas tiene sus excepciones bajo circunstancias especiales. En general, construir un modelo probado conforme a las definiciones, podría limitar o bien eliminar utilidad, por lo que se refiere a la planeación y la optimización del desarrollo del campo. Lo mejor es construir un modelo más grande (probado + probable + posible), y entonces a su vez modificar o limitar al modelo, en lugar de construir un modelo probado, y después tener que añadir las reservas probables o posibles.

Una alternativa, menos deseable pero quizás más práctica, es que un modelo que no está elaborado conforme a la definición de las reservas probadas, y que puede ser ajustado en la estimación de reservas con las modificaciones apropiadas a los resultados que proporciona el simulador. Los evaluadores de las reservas deben realizar los cálculos externos al modelo para estimar la recuperación en esta situación, que razonablemente se aproxima a lo que habría sido calculado con el modelo realmente construido de acuerdo con la definición de las reservas probadas. Muchos podrían ser los datos para ajustar el comportamiento del modelo de simulación. Obviamente, la rigurosa naturaleza de la simulación se puede perder en un proceso manual de manipular los resultados propios de la simulación.

Por ejemplo, un campo que consta de varias arenas apiladas que no estaban comunicadas verticalmente, excepto a través de las tuberías de los pozos. El problema se presenta porque los volúmenes en las varias arenas eran asociados con diferentes categorías de reservas. Además, los volúmenes modelados no eran idénticos a los volúmenes certificados geológicamente (debido a las diferencias en la interpretación de las profundidades de los contactos de





fluidos y los cierres estructurales). El modelo fue calibrado para que las pruebas de la producción pudieran reproducirse confiablemente por el modelo.

La solución usada para ello era separar la producción de la variedad de arenas. La producción de arenas que no calificaron como probadas se eliminaron. Los resultados de los factores de recuperación fueran en conservadores, pero el último factor de recuperación era apropiado para el volumen original certificado, en lugar de los volúmenes originales que se presentaban en el modelo numérico.

Mientras que esta aproximación no es completamente rigurosa, cuenta por lo menos con las previsiones de la proporción de distribución de producción y factores de recuperación por un modelo bien construido. Esta aproximación trata a los yacimientos simulados como a yacimientos análogos reales por lo que se refiere al volumen original y al factor de la recuperación. Esta aproximación reúne todos los requisitos de estimación de las reservas probadas, que el modelo original, no importando lo bien la representación original.

4.4.- Yacimientos (nuevos) Green Fields.

El estado de un yacimiento representado por un modelo de simulación puede variar de "inmaduro" a "maduro", dependiendo de la etapa de declinación en el tiempo, el modelo se va o no a utilizar para la estimación de reservas. El ingeniero encargado de la estimación de reservas requiere una comprensión de los conceptos involucrados en la simulación de yacimientos, así como experiencia en la aplicación de las definiciones de reservas a fin de utilizar adecuadamente los resultados del modelo para este propósito.





Los yacimientos inmaduros tienen poca o ninguna historia de producción. En algunos casos, la historia se limita a las pruebas de formación de varios pozos. Cuando se construyen modelos de este tipo de yacimientos, es necesario basarse inicialmente en datos geofísicos y geológicos para definir el tamaño del yacimiento y sus características. El ajuste de historia del modelo para el yacimiento es muy fácil de obtener ya que hay pocos o ningún dato a ajustar. Sin embargo, debido a esto el ajuste no es muy significativo en términos de calibración y mejora en la confiabilidad del modelo.

Es poco probable que la estimación "más probable" de hidrocarburos en sitio se apegue a los lineamientos pertinentes de reservas probadas. Las definiciones de las reservas probadas contienen normas específicas que limitan el área del yacimiento a considerar en la evaluación de las reservas. Estas reglas restringen las estimaciones sobre la posición del contacto agua-aceite, la dimensión del yacimiento definido por medio de pozos probados, y así sucesivamente. Además, muy probablemente el modelo se está construyendo para fines tales como la optimización y diseño de instalaciones, en lugar de solo para la estimación de reservas probadas. Como resultado, es poco probable que la mayoría de los modelos de yacimientos inmaduros sean aceptados para fines de estimación de reservas probadas.

Sin embargo, incluso los modelos que no se construyen de acuerdo a las definiciones de las reservas son útiles para estimar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos que se utilizan en el cálculo volumétrico de reservas. Es importante en este proceso, el uso del modelo para estudiar la sensibilidad de la recuperación para ciertas características del yacimiento, no explícitamente determinadas por la definición de las reservas (por ejemplo, la permeabilidad relativa, mecanismo de empuje, compresibilidad del volumen de poro, etc.). El uso de la simulación de esta manera se conoce como desarrollo de estudios de





sensibilidad. El conocimiento adquirido por los estudios de sensibilidad ayuda en la determinación de la eficiencia de recuperación de hidrocarburos que sean razonablemente probables de alcanzar. A menos que se contradiga con información análoga (o de experiencia), es válido usar un valor de eficiencia de recuperación establecido por los medios en la estimación de reservas probadas, particularmente si se trata esta información en el análisis como otro yacimiento análogo.

Además, en muchos casos es simple para modificar el modelo de volúmenes no probados que se utilizó para fines de propuestas de planeación, para estimar el volumen en sitio contenido para las propuestas de pronósticos de reservas probadas.

4.5.-Yacimientos maduros (Brown fields) y ajuste histórico.

Un yacimiento maduro es aquel que ha producido por un largo periodo de tiempo, con varios pozos de desarrollo en el campo y con una historia de producción, y obviamente con tendencias de presión bien establecidas. El ajuste de la historia de un modelo de yacimiento maduro es normalmente más difícil de realizar, que para un yacimiento nuevo, pero es más significativo por lo que se refiere a reforzar la confiabilidad del modelo.

Hay dos componentes básicos de un ajuste exitoso de la historia:

1. Primero, las propiedades del modelo deben ajustarse de manera tal que el comportamiento de presión de yacimiento simulado estén razonablemente cerca de las presiones observadas del campo.





2. Segundo, las propiedades del modelo deben ajustarse en proporción de los promedios de fluidos producidos simulados (corte de agua y relación gas - aceite), el avance de los contactos deben estar razonablemente cerca de las relaciones de fluidos observadas y movimientos del contacto alrededor de pozos ya invadidos.

Un ajuste exclusivamente de presión es muy importante, pero no puede ser suficiente para establecer el tamaño del yacimiento de manera definitiva. Por ejemplo, un yacimiento pequeño puede estar conectado a un casquete de gas o acuífero grande o un yacimiento grande conectado a un acuífero pequeño, lo cual tendrá un comportamiento de presión similar. Además, el comportamiento de presión del yacimiento es sensible a la composición de los fluidos y a los cambios de fases. Esto significa que cualquier error en la caracterización del fluido puede causar un error significativo en el tamaño del yacimiento, debido a que se busca tener el ajuste de presión bajo la modificación de otras propiedades que no debieran ser modificadas por el error inherente del comportamiento de fases. Por tanto, a menos que la presencia y tamaño de un casquete de gas y/o un acuífero sean conocidos independientemente de la información geológica y de la caracterización de los fluidos; el ajuste de presión por sí solo no garantiza una única y correcta solución para el tamaño del yacimiento.

Por otro lado, un modelo que se ajusta a ambos comportamientos, el de presión y las relaciones de los fluidos producidos, tiene una mayor certeza de dar una representación correcta del yacimiento. El ajuste de las presiones observadas y el corte de agua por ejemplo, requiere una combinación del yacimiento / acuífero de tamaño particular y proporciones relativas, reduciendo así el rango de posibles soluciones.





La calidad de un ajuste de la historia también es una consideración importante para ganar la confianza en la habilidad de poder predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Por ejemplo, el modelo de un campo con un ajuste de historia bueno, pero un ajuste deficiente por pozo, generalmente sería menos confiable que un modelo donde ambos datos del campo son bien ajustados.

Además, si un ajuste por pozo se obtuvo ajustando las propiedades del modelo en la vecindad de pozos existentes, no se debe esperar que el modelo proporcione las predicciones fiables para las condiciones significativamente diferentes de aquéllos que están por perforarse, por ejemplo, la perforación de pozo de relleno. Siempre que sea posible, localizar los cambios utilizados en el ajuste de la historia debe propagarse para las nuevas localizaciones de los pozos de manera razonable. La técnica de ajuste de historia debe enfocarse en hacer los ajustes lógicos para modelar parámetros que son consistentes con información geológica y de ingeniería de yacimientos y de producción.

Nosotros debemos saber que un ajuste de historia, que generalmente es un proceso algo subjetivo, es poco probable que por ejemplo un par de ingenieros llegue a la misma solución exactamente. Además, es normal que ciertos parámetros que tienen un impacto limitado en el ajuste de la historia tendrían un impacto dramático en las predicciones del mismo modelo. Las dimensiones de un acuífero son quizás los más obvios de tales parámetros. Puede ser sorprendente, pero el volumen original de hidrocarburos frecuentemente también puede uno de estos parámetros.

Así que es ampliamente recomendable que cualquier parámetro con un amplio rango de incertidumbre de entrar en esta categoría, sea probado a través





del uso de estudios de sensibilidad para que el ingeniero que estima las reservas pueda estudiar el posible rango de riesgo pronósticos de producción y así vez la estimación del factor de recuperación.

Muchas veces el volumen original de hidrocarburos que se estimó y se realizó un ajuste de historia de un yacimiento maduro no cumple con las definiciones de las reservas. Para situaciones dónde un modelo ha sido ajustado históricamente a las presiones del campo, las relaciones de fluidos y el movimiento de avance de los contactos, el modelo generalmente sería una herramienta confiable para estimar las reservas probadas. Los análisis de sensibilidad son una herramienta de confianza para esta estimación. En todos los otros casos, el tamaño del yacimiento en el modelo debe escalarse otra vez como requisito para constatar que el modelado del yacimiento cumpla con los criterios de las definiciones de las reservas.

Sería bueno recordar que las reservas de los yacimientos muy maduros a menudo solamente se basan en la aplicación de métodos analíticos, como lo son las curvas de declinación, y esto no necesariamente hace una representación de un análisis geológico / volumétrico de hidrocarburos originales. En semejante caso, no es crítico que los hidrocarburos originales dentro del modelo obedezcan las definiciones de las reservas. En estos casos dónde se tenga un modelo que sea representativo (las predicciones razonables y un ajuste de historia de calidad alto) los resultados del modelo deben usarse de una manera consistente con el uso de análisis de tendencia de producción tradicional, aunque en este caso los volúmenes originales de hidrocarburos no sean consistentes con las definiciones de las reservas.





4.6.- Adecuación del modelo.

Al usar un modelo para estimar las reservas, es indispensable que las predicciones sean razonables con respecto al desarrollo futuro y operación del yacimiento. Como con cualquier determinación de reservas probadas, medio ambiente, regulación, contratos, comercialización y otro tipo de factores técnicos, deben tenerse en cuenta en la estimación de la probabilidad y del tiempo de desarrollo futuro, además de los cambios operacionales.

También es importante reconocer las situaciones dónde los procesos físicos dominan el comportamiento del yacimiento, y que se espera pueda ser diferente en el futuro con respecto a lo pasado. Las observaciones de campos análogos o campos cercanos o datos de laboratorio deben incorporarse en el modelo la incertidumbre en ellos.

A continuación se presentan algunos tópicos especiales de situaciones que se presentan a menudo en la estimación de las reservas.

4.6.1.- Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Los yacimientos naturalmente fracturados existen en la mayoría de las zonas productoras del mundo, se ha reportado su ocurrencia en las rocas ígneas/metamórficas, en las areniscas, en carbonatos y en arcillas. Reiss en el año de 1980 al igual que otros identificaron dos grandes categorías de yacimientos fracturados:¹





1. Yacimientos que tienen una matriz porosa.
2. Yacimientos que no tienen una matriz porosa y su producción es solo de las fracturas.

En la primera categoría, que es más común, la mayoría de los hidrocarburos se almacenan en la porosidad de la matriz, y las fracturas sirven como conductos de flujo principal. Tales yacimientos generalmente se identifican como sistemas de "doble porosidad". Como ejemplo se pueden mencionar los campos Cantarell, Ku-Maloob-Zapp, Samaria y Jujo – Tecominocana entre otros aquí en México. En la segunda categoría, que son menos comunes, son yacimientos con fracturas en las rocas ígneas y/o metamórficas, esquistos fracturados y arenas fracturadas. Tales yacimientos se asocian frecuentemente con basamentos, como por ejemplo el campo Lobina en el sur de Tamaulipas. Cuando se producen fracturas en carbonatos tienden a facilitar la lixiviación y diagénesis, que puede ser resultados del desarrollo de vóculos. Ejemplo también es el campo Cantarell, donde existen cavidades con permeabilidades de hasta 10 darcys.

En este tipo de yacimientos se presentan enormes dificultades en la estimación de las reservas. Estas dificultades se deben a la alta heterogeneidad presente en el yacimiento, lo que provoca incertidumbres sustanciales en las estimaciones de los volúmenes originales de aceite y/o gas, y la eficiencia de recuperación.

Debido a las incertidumbres en la determinación del comportamiento de flujo de los sistemas de doble porosidad, las estimaciones de las reservas mediante métodos volumétricos están sujetas a una incertidumbre considerable.





En la medida de lo posible, estas estimaciones se deben comparar con la recuperación observada en yacimientos análogos.

En los yacimientos de doble porosidad que son productores debido solo al agotamiento de presión, el comportamiento típico de los pozos es por lo general de disminución rápida del gasto de producción, que generalmente es causado por el flujo transitorio. No es hasta que los pozos han pasado por este período y se establecen en condiciones de flujo pseudo estacionario, cuando se puede estimar las reservas con un cierto grado de confianza utilizando un análisis de declinación.¹⁵ En general, los problemas son causados por:

1. La toma de registros a los pozos perforados con frecuencia no tienen las condiciones necesarias, esto hace que la interpretación de los registros se haga compleja o casi imposible.
2. La recuperación de núcleos es en fragmentos, frecuentemente.
3. Incluso en los pozos con buena calidad de información, la detección de fracturas y la medición de la porosidad de la fractura con el uso de dispositivos de registros es muy empírico.
4. En los pozos donde se produjeron pérdidas de circulación, los operadores suelen detener la perforación y cementar una tubería de revestimiento; en esta sección de yacimiento, si bien es buena práctica de seguridad operacional, se opone a la caracterización de fracturas esta sección del yacimiento.
5. Una buena caracterización de las fracturas está influenciada por la proximidad a las fracturas más importantes y por la técnica de terminación del pozo.





6. Hacer coincidir una curva tipo depende de la precisión del modelo matemático utilizado para ello. Un modelo inválido, no puede dar una interpretación válida. Incluso si el modelo es válido, el análisis de los resultados no puede ofrecer respuestas únicas.
7. En el agotamiento de la presión del yacimiento, el comportamiento del gasto de los pozos por lo general es hiperbolico.² Si bien el comportamiento promedio podría ser utilizado para estimar las reservas, se debe esperar una amplia variación en el comportamiento entre los pozos.

Aguilera en el año 1999 proporciona pautas a seguir para la estimación de la eficiencia de recuperación en yacimientos fracturados, la clasificación de los yacimientos fracturados por tipo de poro y la relación de "almacenamiento", es decir, la relación matriz - fractura. En la Tabla 4.1 se muestran estos parámetros.

EFICIENCIA DE RECUPERACION (%)						
	<i>Yacimientos de aceite</i>			<i>Yacimientos de gas</i>		
	<i>Relación de almacenamiento</i>			<i>Relación de almacenamiento</i>		
	<i>A¹</i>	<i>B²</i>	<i>C³</i>	<i>A¹</i>	<i>B²</i>	<i>C³</i>
Solución de gas	10 a 20	20 a 30	30 a 35	70 a 80	80 a 90	>90
Expansión del casquete	35 a 45	45 a 55	55 a 65			
Control de agua				15 a 25	25 a 35	35 a 45

Tabla 4.1. Eficiencia de recuperación.





Para la correcta estimación de reservas en el modelo de simulación de este tipo de yacimientos, es necesario tener la mejor caracterización del medio fracturado. El no realizar esto, llevará a resultados generalmente optimistas dado que la conceptualización de un modelo de doble porosidad, la matriz estará aportando constantemente aceite, para que la fractura conduzca los fluidos a los pozos.

4.6.2.- Errores en la Estimación de Reservas.

Se han dado avances significativos en la capacidad para lograr las reservas en el subsuelo, para un buen monitoreo y pronóstico del comportamiento futuro de un yacimiento. A pesar de estos avances, la estimación y clasificación de reservas tiende a ser muy subjetiva. Se presentan diferencias significativas entre las estimaciones independientemente de pertenecer al mismo Activo o Compañía Operadora. Algunas de estas diferencias pueden deberse a discrepancias de opinión. Otras diferencias, pueden ser debido a uno o más errores en los que se pueden caer. Cada uno de estos está relacionado con el modelo de simulación numérica, si alguno de estos parámetros no se toma en cuenta, los resultados pueden ser erróneos en el comportamiento futuro del yacimiento, en la estimación del factor de recuperación y en la estimación del volumen remanente. El objetivo de esta sección es identificar los diversos y más comunes errores en la estimación de reservas.

4.6.2.1.- Analogía.

La estimación de reservas utilizando métodos análogos a menudo es clasificado como reservas "probadas" cuando "probadas más probables" podría ser una clasificación más adecuada. Por lo general, las estimaciones se basan en





la analogía de "mejores estimaciones" del comportamiento o "mejor estimación" de los parámetros clave del yacimiento. Estas estimaciones se basan generalmente en las medias aritméticas. Sin embargo, muchos parámetros del yacimiento, incluyendo la recuperación final, tienden a mostrar una distribución normal. La media aritmética de las distribuciones tiende a ser parcial en la parte alta, por lo general significativamente mayor (valor más probable). La mediana de la distribución, sin embargo, refleja un resultado que tiene un 50% de posibilidad de ser superado. Dependiendo del grado de asimetría de una distribución, la media aritmética puede ser aproximadamente igual o mucho mayor que la mediana. Para estimar las reservas por medio del uso de métodos de análogos, la mediana de los valores de los parámetros clave debe ser utilizada, y no los promedios aritméticos.

Si un modelo de simulación toma estos valores, como se mencionó anteriormente, la confianza de los resultados será mínima para considerarlos como reserva.

4.6.2.2.- Volumetría.

La medida más comercial de los laboratorios de volumen de la compresibilidad de los poros bajo presión hidrostática. Estas condiciones de esfuerzo, no representa el comportamiento de los yacimientos en el del subsuelo. Aunque la distinción no puede ser importante en rocas consolidadas, pueden ser importantes en las rocas no consolidadas. La falta de hacer las correcciones pertinentes a los datos de compresibilidad de laboratorio es un error común. Esto llevará a un comportamiento de presión incorrecto en el modelo de simulación.

El espesor neto es determinado con "reglas de mecánica de suelos", el dato del espesor neto ya sea que esté basado en el concomitamiento del medio





geológico o se determine bajo parámetros de ingeniería, normalmente resulta ser un error común en la estimación de las reservas. Las reglas de mecánica de suelos generalmente establecen una fórmula unificada para garantizar la uniformidad. Aunque estas normas puede ser un aspecto inevitable de los acuerdos de unificación, rara vez proporcionan un espesor neto confiable, motivo por lo cual puede llevar a dar un valor incorrecto en el volumen original del modelo de simulación.

En la determinación de espesores netos por medio de isopacas, se debe tener cuidado en la extrapolación más allá de las áreas de control bajo la superficie. En la construcción de los mapas de intervalos porosos, todos los datos disponibles deben ser utilizados, incluso datos de la cercanía a pozos secos.

En yacimientos de arenas en secuencias complejas de ambiente deltaico-marino suelen presentarse importantes variaciones espaciales en el espesor y calidad de la arena. Como ejemplo son los yacimientos terciarios en México. Se debe tener cuidado en la proyección de buzamiento inferior de las fallas para el adecuado control de los pozos existentes. Un error común es asumir que las fallas tienen un buzamiento constante. En las zonas de crecimiento de las fallas, por lo general las fallas "se aplanan" con la profundidad, tal como se muestra en la figura. 4.1.



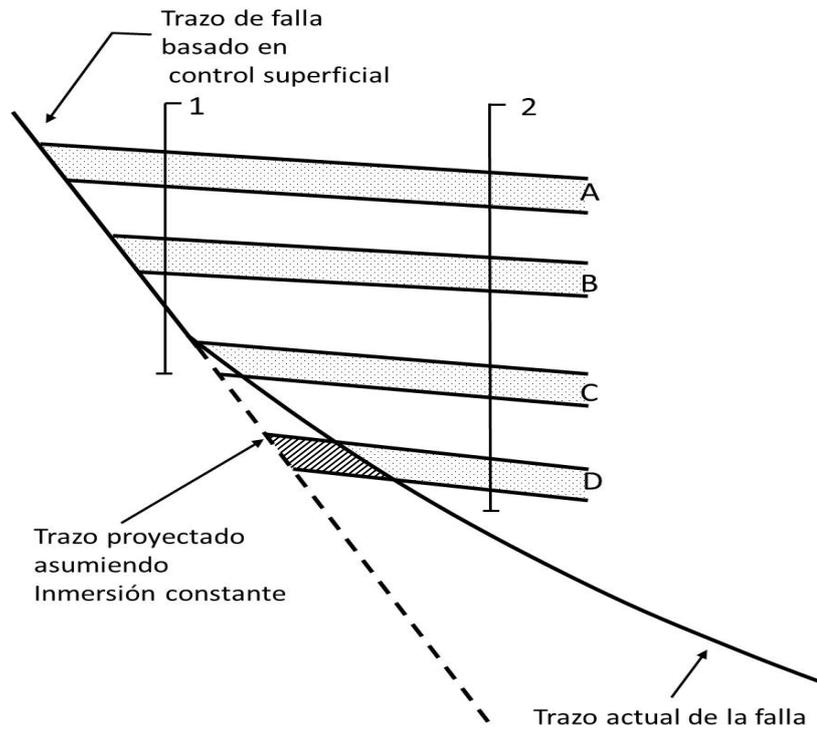


Fig. 4.1. Error en el mapeo volumétrico causado por la equivocada proyección de la falla.

4.6.2.3.- Balance de Materia.

Las estimaciones del volumen original de aceite mediante el balance se realiza asumiendo que se tiene asociado un acuífero infinito o cuando se tiene ausencia de datos. Por lo general, este supuesto dará resultados aceptables bajo estas condiciones el modelo de acuífero infinito puede proporcionar una entrada de agua mucho mayor que los valores. Esto lleva a un continuo monitoreo de la presión del yacimiento, para periódicamente actualizar las estimaciones por balance de materia. El no realizar la actualización es un error muy común.



4.6.2.4.- Yacimientos de Gas.

La medición precisa de la presión de la formación inicial es de vital importancia en todos los yacimientos de gas, especialmente aquellos que se encuentran depresionados. Si bien la determinación precisa de la presión inicial no puede ser considerada demasiado importante para el mapeo volumétrico inicial de gas, es muy importante para el análisis del mecanismo de empuje del yacimiento.

En muchos campos productores de gas natural para su comercialización, el gas debe ser procesado eliminándole los compuestos nocivos, como son, H_2S y también deben eliminarse los compuestos no combustibles, por ejemplo, el N_2 y el CO_2 . Además, según él los contratos de venta, los vapores de hidrocarburos y líquidos arrastrados deben ser removidos. Esto da como resultado el procesamiento de los volúmenes para comercialización de gas es inferior a los volúmenes de gas en la boca de pozo, esto debe tenerse en cuenta en la estimación de las reservas de gas comercializable

Además, algunos de los gases producidos, son utilizados para operar equipos de campo como por ejemplo, para operar los compresores, bombas y/o equipos de deshidratación. Dependiendo de las circunstancias, el volumen atribuible a la transformación y al uso en campos puede representar una fracción significativa del gas total producido en la boca del pozo. Dependiendo de la forma en que se mide y reporta la producción de gas, pueden ser difíciles de explicar con precisión los volúmenes. No tomar en cuenta esos volúmenes, puede conducir a errores significativos en la estimación de reservas, y dar una solución incorrecta en el comportamiento del yacimiento por simulación numérica.





4.6.2.5.- Yacimientos de Aceite.

Dos tipos de errores pueden presentarse en los yacimientos de aceite: primero, la utilización un factor de volumen de la formación, estimados de correlaciones empíricas sin haber verificado la presión de saturación con respecto a la presión del yacimiento; y segundo, utilizar la RGA y/o los factores de volumen de la formación de datos de laboratorio sin ajustar a las condiciones de separación.

Para el modelo de simulación es muy importante realizar el correcto ajuste de estos datos PVT. Generalmente los softwares comerciales ofrecen paquetería especializada en PVT para ello.

4.6.3.- Mitigación de la Incertidumbre en la Estimación de Reservas.

Después de la iniciar la producción de aceite y/o de gas, los volúmenes acumulados son de vital importancia para el monitoreo de los pozos y el desarrollo del yacimiento. Esto es especialmente importante para mitigar incertidumbres en la estimación de reservas y con ello tener un mejor ajuste del modelo de simulación para la estimación de los volúmenes remanentes. Dependiendo de las circunstancias el monitoreo incluye:

1. Realizar continuamente pruebas de pozo.
2. Realizar mediciones periódicas de la presión de fondo cerrado.
3. Toma de registros de pozos.
4. Adquisición de sísmica 4D.





5. Perforación de pozos nuevos.
6. Actualizaciones periódicas de la interpretación geológica y de la simulación de yacimientos.

4.6.3.1.- Pruebas de Pozos.

El propósito de realizar pruebas de pozo es:

1. Detección de cambios significativos en el flujo a través de la tubería.
2. Monitoreo del desempeño de los sistemas artificiales.
3. En función de los fluidos del yacimiento y/o mecanismo de desplazamiento, la detección de:
 - a. Producción de agua.
 - b. Avance de gas libre.
4. En función a los fluidos del yacimiento, la detección de los cambios en el comportamiento del pozo como:
 - a. La relación gas – aceite.
 - b. El corte de agua.

En algunos campos nuevos, en especial aquellos con terminaciones submarinas, se monitorea el comportamiento de los pozos continuamente con monitoreo de presión de fondo permanente y medidores de flujo en las líneas de producción de cada pozo. En la mayoría de los campos los pozos no están tan bien equipados y producen a las instalaciones centralizadas (baterías). La





información del comportamiento debe obtenerse periódicamente mediante el enrutamiento para cada pozo a través de pruebas en el separador. En muchas instalaciones las pruebas son automatizadas. En cualquier escenario, los costos de equipos de prueba son sofisticados, la frecuencia y la duración de las pruebas deben ser evaluadas en comparación a los costos de operación y los beneficios económicos, es decir, hacer una gráfica comparativa de costos vs. valor de la información.

La importancia de un programa integral para monitoreo del comportamiento de pozos no es de ninguna manera exagerada. En varios casos, el rendimiento ha proporcionado indicios de inesperadas heterogeneidades geológicas y comportamientos inesperados de yacimiento.

Esto es de suma importancia, ya que el ajuste histórico de un modelo de simulación, conlleva a ajustar estos datos históricos de producción, motivo por el cual es necesario un monitoreo constante.

4.6.3.2.- Presión de Fondo Cerrado.

Estas mediciones pueden incluir:

1. Mediciones de cierre en uno o más pozos.
2. Mediciones especiales.





Las pruebas de presión para medir la presión de fondo en uno o más pozos durante uno o más periodos de flujo y cierres, tienen el propósito de:

1. La determinación de la producción y / o cierre de las tendencias presión de fondo estática.
2. Detección de daño del pozo.
3. La determinación del grado de comunicación entre los bloques de los pozos y/o en los bloques de las fallas.
4. Detección de los límites de flujo y/o estimación del volumen drenado.

Es necesario tener una historia de datos de presión de fondo estática para que los cálculos de balance de materia y simulación de yacimientos.

Aunque se puede argumentar que la detección del daño del pozo no está directamente relacionado con la estimación de reservas, sin duda, la detección y reparación de tales daños está relacionada con la prudente administración del mismo. Los pozos dañados no pueden ser puntos de drenaje eficaz, por que puede tener un impacto directo sobre las reservas.

Siempre es necesario mantener la producción de los pozos, para ello es necesario tener en cuenta la interferencia entre los pozos. Es de vital importancia determinar el grado de comunicación para garantizar una explotación eficiente. Las pruebas de presión pueden ser útiles para tal determinación, pero rara vez proporcionan soluciones únicas. Los datos históricos de presiones de fondo estáticas y el balance de materia o la simulación de yacimientos pueden obtener mejores resultados. En este contexto, sin embargo, se observa que en presencia





de un fuerte avance de agua, los datos históricos de presión de fondo estática pueden no proporcionar la suficiente discriminación.

4.6.3.3.- Registros de Pozos.

A través de una tubería de revestimiento diseñada para solucionar la deficiencia de los pozos y realizar el monitoreo del desempeño del yacimiento. Esta técnica puede incluir:

1. Registros de producción que se realizan en la zona de terminación del pozo.
2. La medición del aporte de los fluidos y/o la medición de la presión de fondo estática detrás de la tubería en la zona de pozo mediante registros PLT.
3. La saturación de fluidos mediante registros del tipo RST™ de Schlumberger.
4. La medición de presión de fondo estática y recuperar muestras de fluidos mediante registros MDT™ de Schlumberger.

Los registros de producción por lo general, consisten en mediciones dinámicas del flujo (o inyección) de los perfiles de productividad de pozo. El procedimiento es especialmente útil para los pozos en zonas de diferentes permeabilidades que están abiertas para la producción, pero no todas las zonas pueden estar contribuyendo a la producción. La medición del contenido de líquido y / o la presión de fondo fluyendo de las zonas, es importante para escenarios en los que: el grado de comunicación vertical entre estas zonas no se puede





determinar fácilmente por otros medios y las zonas que pueden haber sido parcialmente drenado o invadidos por fluidos extraños.

4.6.3.4.- Adquisición de sísmica 4D.

A mediados de la década de 1990, los avances en la tecnología de la sísmica hizo posible vigilar los movimientos de fluidos en distintas áreas. La tecnología parece ser aplicable en entornos geológicos donde hay indicadores verificables para los hidrocarburos.

El término "sísmica 4D" se refiere a repetir los estudios en sísmica 3D varias veces consecutivas durante la fase de producción, esto es para medir los cambios espaciales de la amplitud sísmica que pueden estar relacionados con cambios en la saturación de fluidos en un yacimiento productor. Estos cambios pueden ser indicativos de:

1. Formación del casquete de gas.
2. Invasión de un acuífero.
3. Avance en un proyecto de recuperación mejorada.

Adicionalmente, como es sabido esta tecnología podría ser utilizada para:

1. Mejorar la comprensión del comportamiento del yacimiento.
2. Ayudar a delimitar facies del yacimiento y/o las barreras de flujo de fluidos.





3. Evitar la prematura irrupción de agua y/o gas libre.
4. Localización de nuevos pozos.

Es fundamental en esto, la detección de pequeños cambios en la amplitud sísmica, los cuales pueden atribuirse a los cambios en la saturación de los fluidos del yacimiento. Estos cambios deben ser significativamente mayores que el ruido de fondo que es un componente inherente de todos los datos sísmicos. Para satisfacer esta condición, los estudios sísmicos deben ser altamente repetitivos, lo cual es difícil de lograr. A pesar de los esfuerzos para reducir el ruido de fondo, los datos de sísmica 4D deben ser cuidadosamente procesados, por lo general por el uso de técnicas estadísticas, para distinguir entre ruido y las señales útiles.

4.6.3.5.- Perforación de Pozos Nuevos.

El desarrollo de un campo generalmente a través de la perforación de pozos nuevos, de ellos se obtiene información adicional como lo es la geología del yacimiento, y para aumentar la eficiencia del drene en el yacimiento. La ubicación inicial del pozo no siempre es la óptima, especialmente porque los yacimientos tienen su complejidad estratigráfica y estructural. Después de iniciar la producción y el desarrollo se puede observar que las heterogeneidades son mayores a las previstas inicialmente y que se requiere de pozos de explotación adicionales.

4.6.3.6.- Actualización de los Modelos de Yacimientos.

Dependiendo de las circunstancias, la actualización de la interpretación geológica y de los modelos de simulación de yacimientos deben ocurrir en cualquier etapa de la evaluación, desarrollo y/o producción de un campo.





Con toda la información mencionada anteriormente, se requiere de la actualización de estos modelos. Dependiendo de la información adquirida, ello puede llevar a una nueva estimación de volúmenes originales y con ello a una estimación de reservas.

4.7.- Aplicación en un campo real.

A continuación se presentados dos casos en los que se hace la estimación de dos parámetros importantes, volumen original de hidrocarburos y reservas.

4.7.1.- Aplicación en un Yacimiento Maduro.

En un campo dividido en 5 bloques. La estimación original de hidrocarburos es basado sobre un método volumétrico, solamente con los horizontes de cima y base y propiedades promedio para cada uno de los bloques. El objetivo es realizar un modelo dinámico, sobre la construcción de un modelo estático.

Los resultados en volumen original de hidrocarburos se plantearon de la siguiente forma:

1. Modelo estático de una sola porosidad.
2. Modelo estático de doble porosidad.
3. Modelo escalado para la simulación de doble porosidad.
4. Modelo de simulación de aceite negro de doble porosidad.





5. Modelo de simulación composicional de doble porosidad.

El modelo estático es un modelo 3D compuesto de celdas, el cálculo consiste en sumar el volumen de cada una de las celdas que representan dicho modelo. Esto hace un volumen total del yacimiento. De la interpretación sísmica se siguen los horizontes (cima y base) que forman el yacimiento. Los cierres del yacimiento son estructurales, sedimentológicos y por contacto de fluidos. En la Tabla 4.2 se muestran los resultados del volumen original de aceite (VOA) del modelo estático de simple porosidad.

	VOA	Np	Fr
	(MMSTB)	(MMSTB)	(%)
Bloque 1	1032.41	267.62	25.92
Bloque 2	605.94	139.81	23.07
Bloque 3	209.98	38.23	18.21
Bloque 4	263.70	75.06	28.46
Bloque 5	231.62	33.92	14.64
Total	2343.65	554.64	23.67

Tabla 4.2. Modelo Estático de Simple Porosidad.

El yacimiento es naturalmente fracturado y para calcular el VOA en el modelo estático, es necesario hacer las siguientes consideraciones:





1. Calcular propiedades para la matriz y para la fractura, especialmente porosidad.
2. Estimar en la matriz el NTG. En el caso de la fractura, para zonas con fracturas abiertas, considerar $NTG = 1$ y para fracturas cerradas $NTG = 0$.
3. Para la saturación, en la matriz estimarla como si fuera un yacimiento homogéneo. Para la fractura, por arriba de los contactos definir saturaciones igual a uno y por debajo saturaciones igual a cero.

En la Tabla 4.3 se muestran los resultados del volumen original de aceite (VOA) del modelo estático tomando en cuenta el sistema fracturado, esto para cada uno de los bloques definidos.

	VOA Matriz (MMSTB)	VOA Fractura (MMSTB)	VOA Total (MMSTB)	Np (MMSTB)	Fr (%)
Bloque 1	864.05	231.54	1095.59	267.62	24.43
Bloque 2	507.40	133.07	640.47	139.81	21.83
Bloque 3	178.38	43.47	221.85	38.23	17.23
Bloque 4	214.64	74.88	289.52	75.06	25.93
Bloque 5	189.95	57.64	247.59	33.92	13.70
Total	1954.42	540.60	2495.02	554.64	22.23

Tabla 4.3. Modelo Estático de Doble Porosidad.





Un parámetro importante que hace diferencia del modelo estático y el modelo dinámico, es la representación de las celdas en un modelo 3D. Primeramente se necesita hacer un escalamiento de la malla, este es primer parámetro con un porcentaje de error de diferencia en la estimación de los volúmenes. Lo segundo es que las propiedades tales como: NTG, porosidad, saturación de agua tienen la necesidad de ser escalados a estas celdas más grandes, tal como se muestra en la Figura 4.2. En la Tabla 4.4 se muestran los resultados del volumen original de aceite (VOA) del modelo estático escalado tomando en cuenta el sistema fracturado, esto para cada uno de los bloques definidos.

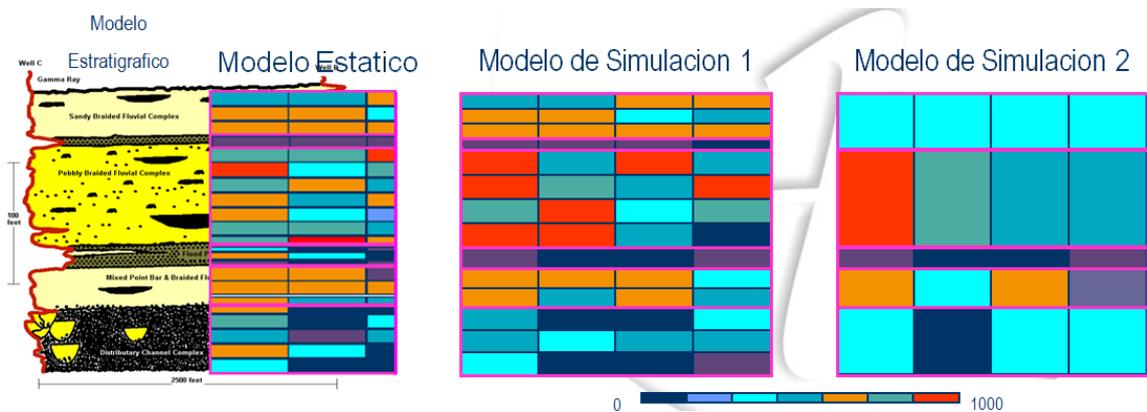


Fig. 4.2. Escalamiento de Malla y Propiedades de un Modelo Estático a un Modelo de Simulación.





	VOA Matriz (MMSTB)	VOA Fractura (MMSTB)	VOA Total (MMSTB)	Np (MMSTB)	Fr (%)
Bloque 1	809.19	231.58	1040.77	267.62	25.71
Bloque 2	489.74	131.44	621.18	139.81	22.51
Bloque 3	197.84	48.85	246.69	38.23	15.50
Bloque 4	182.03	65.98	248.01	75.06	30.26
Bloque 5	186.62	62.68	249.30	33.92	13.61
Total	1865.42	540.53	2405.95	554.64	23.05

Tabla 4.4. Modelo Estático Escalado para el Modelo de Simulación de Doble Porosidad.

El siguiente paso es estimar los volúmenes mediante el modelo de simulación. Para calcular el VOA en el modelo dinámico, es necesario hacer las siguientes consideraciones:

1. Escalar a la malla de simulación.
2. Escalar las propiedades de porosidad y NTG, tanto para matriz, como para fractura.
3. Calcular la saturación de agua bajo las siguientes premisas:
 - En la matriz considerar la presión capilar.
 - En la fractura, considerar la presión capilar igual a cero.





En la Tabla 4.5 se muestran los resultados del volumen original de aceite (VOA) del modelo de simulación de aceite negro, tomando en cuenta el sistema fracturado, esto para cada uno de los bloques definidos.

Para un estudio de simulación, se ajustan los reportes de laboratorio PVT a una ecuación de estado, que represente los fluidos en cualquier condición de presión y temperatura en el yacimiento. En el caso de realizar un modelo dinámico, con un simulador de yacimientos de aceite negro, es necesario y muy importante, obtener las tablas PVT a una condición de separación. Adicionalmente, si existe algún gradiente composicional, será necesario especificar una tabla de relación de solubilidad vs Profundidad.

	VOA Matriz (MMSTB)	VOA Fractura (MMSTB)	VOA Total (MMSTB)	Np (MMSTB)	Fr (%)
Bloque 1	839.79	243.51	1083.30	267.62	24.70%
Bloque 2	504.04	136.46	640.50	139.81	21.83%
Bloque 3	205.13	51.31	256.44	38.23	14.91%
Bloque 4	189.42	69.92	259.34	75.06	28.94%
Bloque 5	197.95	67.34	265.29	33.92	12.79%
Total	1936.33	568.54	2504.87	554.64	22.14%

Tabla 4.5. Modelo de Simulación de Aceite Negro de Doble Porosidad.





Para una simulación composicional, es necesario tener también la ecuación de estado ajustada a los experimentos de laboratorio PVT, debido a que esta será tomada en cuenta para realizar todos los cálculos flash en el modelo de simulación. La formulación es diferente solamente en los fluidos con respecto al modelo de aceite negro, pero las demás variables tienen las mismas consideraciones. En la Tabla 4.6 se muestran los resultados del volumen original de aceite (VOA) del modelo de simulación composicional, tomando en cuenta el sistema fracturado, esto para cada uno de los bloques definidos del yacimiento en estudio.

	Matriz	Fractura	Total	Np	Fr
	(MMSTB)	(MMSTB)	(MMSTB)	(MMSTB)	(%)
Bloque 1	829.60	240.39	1069.99	267.62	25.01
Bloque 2	498.59	135.06	633.65	139.81	22.06
Bloque 3	202.55	50.69	253.24	38.23	15.10
Bloque 4	187.08	69.02	256.10	75.06	29.31
Bloque 5	194.94	66.31	261.25	33.92	12.98
Total	1912.76	561.47	2474.23	554.64	22.42

Tabla 4.6. Modelo de Simulación Composicional de Doble Porosidad.





Los volúmenes originales en los modelos de simulación se ajustaron de acuerdo a las historias de producción – inyección de cada uno de los bloques y principalmente ajustado al comportamiento de presión de esto. En la Figura 4.3 se muestra el ajuste de presión del bloque principal, Bloque 1.

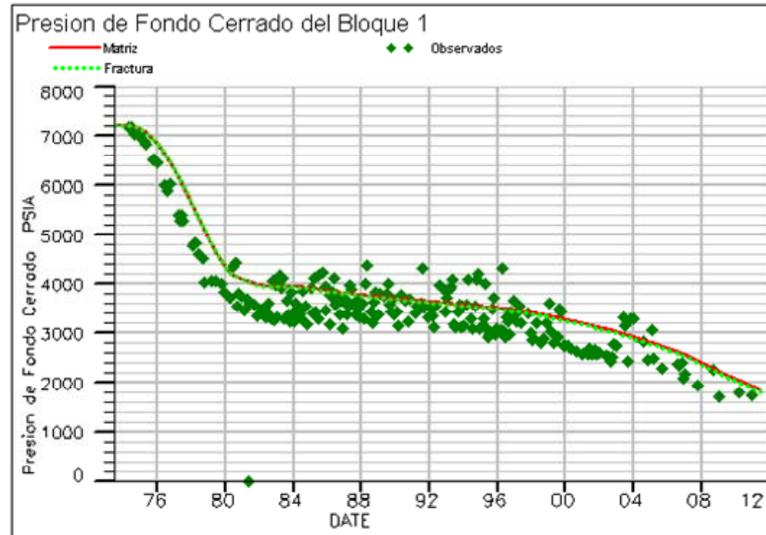


Fig. 4.3. Comportamiento de Presión del Modelo de Simulación.

Para realizar un comparativo de los resultados presentados, se toma como caso base para realizar la comparación, al modelo estático de doble porosidad. En la Tabla 4.7 se presentan estos resultados. Con esto se concluye, que en relación a volúmenes originales de hidrocarburos, cada uno de los modelos que representan al yacimiento en doble porosidad, tiene un rango mínimo de error, 3.57% el caso más alejado, lo cual es totalmente aceptable.





Modelo	Método	VOA (MMSTB)	Diferencia (%)
Estático Simple Porosidad	Volumétrico	2343.65	6.07
Estático Doble Porosidad	Volumétrico	2495.02	0.00
Escalado para Simulación, Doble Porosidad	Volumétrico	2405.95	3.57
Aceite Negro, Doble Porosidad	Simulación Numérica	2504.87	0.39
Composicional, Doble Porosidad	Simulación Numérica	2474.23	0.83

Tabla 4.7. Comparación de Volúmenes Originales de Aceite.

4.7.2.- Aplicación en un Yacimiento Inmaduro.

Este un campo nuevo con dos bloques de gas natural, los volúmenes originales y reservas se calcularon a partir de una interpretación sísmica y con esta la realización del modelo estático para cada uno de de estos. El cálculo es completamente volumétrico y se calcula en función del espesor neto, porosidad, saturación de agua, factor de volumen y el límite de cada una de las reservas del modelo.

Adicionalmente y de la misma forma, se calcularon los volúmenes para el modelo escalado para la simulación de yacimientos, el cual dicho modelo tiene





una resolución de 200m x 200m, diferente al modelo estático, el cual tiene una resolución de 50m x 50m. La resolución vertical se mantuvo en ambos modelo.

Para inicializar el modelo de simulación, se tomaron los datos de los análisis PVT, análisis especial de núcleo, las condiciones de equilibrio y el modelo escalado. Los volúmenes que se calcularon fueron del modelo dinámico inicializando con propiedades diferentes en saturación de agua, principalmente. El modelo estático maneja una distribución de agua proveniente de registros geofísicos y el modelo dinámico en función de las funciones de saturación y las condiciones de equilibrio ya enunciadas.

En la Tabla 4.8, se muestran los valores de reserva calculados para estos tres modelos y adicionalmente los valores que se tienen certificados actualmente.

Reserva	Reserva Certificada (MMMSCF)	Modelo Estático (MMMSCF)	Modelo Escalado (MMMSCF)	Modelo Simulación (MMMSCF)
1P	308.52	248.30	250.29	235.87
2P	672.9	485.81	486.40	448.98
3P	1301.8	1249.28	1259.93	1263.15

Tabla 4.8 Valores calculados de Reservas.

La reserva certificada fue la primera estimación sobre la base de la información del pozo exploratorio. La información de los modelos estático, escalado y de simulación, como se mencionó anteriormente, es sobre la base de





la interpretación sísmica y la información de dos pozos más de delimitación. Como se puede observar existe una diferencia de hasta el 25 % de error en la estimación de estas reservas. Y esto fue solo con la incorporación de esta información.

En el aspecto dinámico, se evaluó con dos pruebas de presión que se realizaron. No hay una historia de presión producción que pueda validar el comportamiento dinámico del campo; por lo que se piensa pueda ser optimista.

1 Osorio Peralta, O. 2008. Correcta Estimación del Volumen Original de Hidrocarburos en Modelos Estáticos y Dinámicos de Yacimientos. Artículo





*presentado en las Jornadas Técnicas de la AIPM, Tampico, Tamaulipas. 25
Octubre de 2008.*

*2 Osorio Peralta, O. 2008. Correcta Estimación del Volumen Original de
Hidrocarburos en Modelos Estáticos y Dinámicos.*





CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

En general, los resultados de la simulación deben tratarse como si fueran los resultados reales de un campo análogo. Si el modelo de simulación o su ajuste de historia no es muy apropiado, entonces los resultados del modelo pueden ser tratados como un modelo análogo comparativo. Así que nuestra conclusión es que al incorporar un modelo de simulación para realizar la estimación de los pronósticos que se pueden clasificar posteriormente como reservas, el modelo debe tratarse con datos e información adicionales, en lugar de usar una sola fuente de datos.

Adicionalmente podemos concluir de manera más particulares en relación a la incorporación de la simulación numérica de yacimientos a los resultados modelados para la estimación de los pronósticos.

Aunque la simulación del yacimiento es una técnica sofisticada, no siempre produce los resultados más confiables o aplicables, sobre todo en situaciones dónde los datos son insuficientes y/o de baja calidad.

La simulación de yacimientos debe usarse para mejorar el comportamiento de los yacimientos, pero no debe usarse para disfrazar en base a las condiciones de las Definiciones de las Reservas. La simulación del yacimiento está usándose cada vez más como una herramienta para la estimación de los pronósticos de producción, pero los resultados de la simulación necesariamente no constituyen las estimaciones reserva.





La simulación de yacimientos diseña modelos del modo "más probablemente" en que se pueda obtener una buena descripción del yacimiento.

Debido a que concepto de "el más probablemente" generalmente es un nivel de confianza asociado con las reservas "probadas + probables", es que no se diseñan a menudo modelos para estimar las reservas probadas.

Modelos que no se conforman como modelos de reservas probadas pueden modificarse de acuerdo a las definiciones para obedecer a las mismas, pero este proceso es complicado en la mayoría de los casos.

Tales modificaciones puede requerir alteraciones sustanciales de la malla de simulación, y requieren de suma atención al plan de desarrollo (los pozos y limitaciones) aplicado al modelo.

También pueden usarse resultados de modelos que no se basan en las definiciones de las reservas probadas, a través de la alteración del propio rendimiento de la simulación. Esto requiere mucha elaboración sobre la simulación y puede proporcionar soluciones menos rigurosas.

Para los yacimientos nuevos o inmaduros, la simulación es principalmente útil para la estimación de la eficiencia de recuperación de los hidrocarburos, y para probar los límites, por lo que se refiere a los parámetros inciertos (la permeabilidad, asociado acuífero, volumen original de aceite, volumen original de gas).





Algunos parámetros serán inciertos, incluso en un ajuste de historia a un modelo. Estos parámetros pueden influenciar fuertemente la predicción de los resultados. El impacto de parámetros inciertos debe estudiarse a través del uso de corridas de sensibilidad.

Los modelos de yacimientos maduros deben tener un ajuste de historia razonable antes de que se acepten las propuestas de pronósticos de producción. La singularidad y la calidad del ajuste de la historia afecta la confianza de predecir el comportamiento futuro, y así dicte el uso apropiado del modelo en el proceso de estimar las reservas.

Si el hidrocarburo original no cumple con cualquier definición de las reservas, deben usarse los estudios de sensibilidad para asegurar que el hidrocarburo original es estrictamente necesario para el ajuste de la historia, antes de que un modelo se acepte para la estimación de las reservas. Bajo ciertas condiciones, los modelos ajustados por historia pueden ser útiles para confirmar y resolverse el volumen y las reservas recuperables para los yacimientos maduros.

Al usar a un modelo para estimar los pronósticos, es indispensable que las asunciones razonables se hagan con respecto al desarrollo futuro y comportamiento operativo del yacimiento.

Se debe tener precaución al estimar las reservas, ya que existen muchos errores inherentes lo cual tendrá impacto en los volúmenes recuperados causado por la introducción de mala información con el fin de llegar a un ajuste de la historia del yacimiento.





REFERENCIAS

1. *Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos 2004.*
2. Forrest A. G. "Assessing risk in estimating hydrocarbon reserves and in evaluating hydrocarbon-producing properties", SPE 15921 and JPT June 1988.
3. *SPE/WPC Reserves Definitions Approved" Journal of Petroleum Technology.*
4. D.R. Harrell, SPE, Ryder Scott Company, L.P. and T.L. Gardner, SPE, Ryder Scott Company, L.P.: "Significant Differences in Proved Reserves Volumes Estimated Using SPE/WPC Reserves Compared to United States Securities and Exchange Commission (SEC)". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, E.U.A., octubre de 2003.
5. Chapman Cronquist. "Estimation & Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas & Condensate". SPE 2001.
6. Monograph 1. The Society of Petroleum Evaluation Engineers, (SPE). "Guidelines for Application of the Definitions for Oil and Gas Reserves". Diciembre de 1988. 5 petroleum resources management systems 2007.
7. *Petroleum Resources Management Systems 2007(PRMS)*
8. Bogartm A, J. "The meaning of reserves in context of global economic security and survival" Art. SPE 25826, Texas 1993.
9. *Security and Exchange Commission Modernization of Oil and Gas Reposting 2009.*
10. *Energy Information Administration U.S Crude Oil and Gas Liquids Reserves 200, Estimation of Reserves and Resources.*
11. Eggleston, W.S. "What are petroleum reserves?" Art. 255 Union Oil Co. July 1962. Craft, B. C. and Hawkins, M. F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1959).





12. Sastry H. M. "Stochastic and deterministic reserves estimation in uncertain environments. Art SPE 29286, Malaysia 1995.
13. "Jean H.L. Discussion and integrated and deterministic/probabilistic approach of reserves estimations". SPE 31056 and JPT December 1995.
14. Stevens, W. F. "A new method the estimation of primary oil reserves" Art. SPE 1656G, Illinois, 1960.
15. Osorio Peralta, O. 2008. *Correcta Estimación del Volumen Original de Hidrocarburos en Modelos Estáticos y Dinámicos de Yacimientos*. Artículo presentado en las Jornadas Técnicas de la AIPM, Tampico, Tamaulipas. 25 Octubre de 2008.

