



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE RESEVAS EN
YACIMIENTOS DE GAS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO.
P R E S E N T A
J O R G E P É R E Z S O T O.

DIRECTOR: M. en I. LUCIA ELENA GARCÍA ORTEGA.



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA.

JUNIO 2009.

A Mi Madre porque me ha apoyado en todo momento, porque nunca dejo de alentarme, porque he confiado en mí, porque siempre he contado con ella, "Gracias."

A Mi Padre que siempre me alentó para yo ser un hombre de provecho, porque me enseñó a jamás doblegarme ante ninguna circunstancia. "Gracias, Donde quiera que estés."

A Mis Hermanos María Teresa Pérez Soto y Miguel Ángel Pérez Soto, porque siempre me apoyaron y ayudaron a salir adelante.

A la Facultad de ingeniería de quien recibí la mejor educación que pude tener.

A Mis Amigos: Enrique Bobadilla García, Ing. Ismael Enrique Martínez y a todos con los que pasamos momentos muy importantes.

Agradezco a la M. en I. Lucía Elena García Ortega, quien me hizo el favor de dirigir esta tesis y me dio su amistad.

Una Mención Especial para los Ingenieros: M. en C. Herón Gachuz Muro, Ing. Gerardo Alba Arroyo, los cuales siempre me apoyaron en la elaboración de este trabajo. Gracias.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
1. ANTECEDENTES	6
1.1 Gas natural	6
1.2.1 Gas Disuelto	7
1.2.2 Gas Asociado	7
1.2.3 Gas no Asociado	7
1.2.4 Liquido de Gas Natural	7
1.3 Petróleo Crudo Equivalente	8
1.4 Recursos y Reservas	10
1.4.1 Recursos Originales	11
1.4.2 Recursos Descubiertos	12
1.4.3 Producción Acumulada	12
1.4.4 Reservas	13
1.4.5 Recursos Contingentes	14
1.4.6 Recursos no Descubiertos	15
1.4.7 Recursos Prospectivos	16
1.4.8 Recursos Descubiertos no Recuperables y Recursos no Descubiertos no Recuperables	17

2. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS	18
2.1 Aspectos Generales	18
2.2 Resumen de Clasificación de Reservas	21
2.3 Niveles de Certeza para las Reservas Reportadas	21
2.4 Clasificación Básica de Reservas	22
2.5 Clasificación de Reservas por Cantidad y Grado de Exactitud	23
2.5.1 Reservas Probadas	24
2.5.1.1 Desarrolladas	25
2.5.1.1.1 Produciendo	26
2.5.1.1.2 No Productoras	26
2.5.1.2 No Desarrolladas	27
2.5.2 Reservas No Probadas	27
2.5.3 Reservas Probables	27
2.5.4 Reservas Posibles	29
2.5.5 Características de la Reserva Probada y Potencial	30
2.6 Clasificación de las Reservas por el Fluido en el Yacimiento	30
2.6.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto	32
2.6.2 Yacimientos de Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre	33
2.6.3 Yacimiento de Gas Seco	34
2.6.4 Yacimiento de Gas y Condensado	35
2.6.5 Yacimiento de Gas Húmedo	36
2.7 Reservas de Aceite	37
2.8 Reservas de Gas Asociado	37

2.9 Reservas de Gas Libre	38
2.10 Niveles de Certeza para la Reserva Probada	38
3. MÉTODOS PARA CÁLCULO DE LAS RESERVAS	40
3.1 Aspectos Generales	40
3.2 Métodos de Estimación de Reservas	42
3.2.1 Métodos Probabilísticos y Determinísticos	42
3.2.2 Analogía	43
3.2.3 Métodos Volumétricos	46
3.2.3.1 Método de Isopacas	48
3.2.3.2 Método de cimas y Bases	52
3.2.3.3 Método de Isohidrocarburos	56
3.2.4 Técnicas de Comportamiento	60
3.2.4.1 Ecuación Balance de Materia	60
3.2.4.1.1 E.B.M para Yacimientos de Gas	60
3.2.4.1.2 E.B.M en Forma de Recta	61
3.2.4.2 Modelos Numéricos de Simulación	66
3.2.4.3 Curvas de Declinacion	67
3.2.4.3.1 Declinacion Exponencial	69
3.2.4.3.2 Declinacion Hiperbólica	72
3.2.4.3.3 Declinacion Armónica	75
3.2.4.3.4 Método de Extrapolación	76

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS RESERVAS	79
4.1 Aspectos Generales	79
4.2 Conceptos Generales	80
4.3 Conceptos Económicos y Financieros	83
4.3.1 Indicadores económicos de Rentabilidad	87
4.4 Riesgo e Incertidumbre en la evaluación de Reservas	89
4.4.1 Análisis de Riesgo	89
4.4.2 Incertidumbre	90
4.4.2.1 Rangos de Incertidumbre	90
4.4.2.2 Distribución de Probabilidad	90
4.4.3 Tipos de Incertidumbre	91
4.4.3.1 Incertidumbre Técnica	92
4.4.3.1.1 Incertidumbre Geológica	92
4.4.3.1.2 Incertidumbre de Ingeniería	92
4.4.3.2 Incertidumbre Económica	92
4.4.3.3 Incertidumbre Política	93
4.5 Análisis de Sensibilidad	95
4.5.1 Diagrama de Tornado	95
4.6 Árbol de Decisiones	97
4.7 Monte Carlo	98
4.8 Evaluación de la proyección Futura del Ingreso de una Empresa	99
4.8.1 Método de flujo de Efectivo Descontado	99
4.8.2 Método de Hoskold	100

4.8.3 Método de Morkill	102
4.8.4 Método de Contabilidad	104
4.8.5 Método Promedio de la Tasa de retorno Anual	105
4.8.6 Calculo del Flujo de Efectivo Descontado	106
4.9 Evaluación Económica de las Reservas Petroleras	107
4.9.1 Forma de Cálculo de Indicadores económicos	109
4.9.2 Reportes Predefinidos y beneficios	110

5. APLICACIÓN.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFÍA.

INTRODUCCIÓN

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 tengan un estimado de las cantidades de petróleo disponible para producción y cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través de 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 ha sido motivo de muchos estudios y discusiones por muchos años. Los intentos por estandarizar la terminología de reservas comenzaron por 1935 cuando el API (American Petroleum Institute) consideró la clasificación y definiciones varias categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha proporcionado métodos de ingeniería mas 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, los 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 (Journal of Petroleum Technology) y en junio de 1996 en WPC Newsletter.

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.

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:

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

(.) 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.

(.) 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.

(.) 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.

(.) SPE y WPC concuerdan que las definiciones propuestas se aplican solo a acumulaciones descubiertas de hidrocarburos y sus depósitos asociados potenciales.

(.) 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. 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.

(.) 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.

Las reservas derivadas de estas definiciones 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.

Por lo que el presente trabajo enfatiza el hecho de que el conocimiento de las reservas de hidrocarburos es la base principal sobre la cual se toman las decisiones más importantes en la Industria Petrolera.

La clasificación de los hidrocarburos, así como nomenclatura de las reservas petroleras, han sobresalido de cualquier manera en los Congresos Mundiales del petróleo con el fin de analizar:

- Los diferentes sistemas de clasificación de las reservas petroleras, así como enfocarse en el desarrollo de un solo sistema universal que abarque todo tipo de hidrocarburo de una formación natural, de interés comercial y potencial.
- La nomenclatura utilizada por varios países y organizaciones al reportar las estimaciones de sus reservas y enfocarse en el desarrollo de un sistema simple, práctico y fácil de entender que fuera aceptado por la industria petrolera.

Las reservas son las porciones que se pueden obtener de los depósitos de hidrocarburos. Estas han adquirido importancia para muchos que son ajenos a la Industria Petrolera. Esto llevo a considerar que había una responsabilidad de ser claros con los economistas, directivos, políticos y con la gente que tiene escasos conocimientos de la Industria Petrolera, así también para satisfacer las necesidades de especialistas y científicos. De un país.

El interés que se tiene en los cálculos y evaluación de reservas petroleras recae en la precisión de los datos geológicos, producción, perforación y análisis de costos.

Un indicador utilizado para diagnosticar la situación de las reservas de hidrocarburos de un país es la reserva potencial. Esta definición debe tratarse con precaución ya que no está estrictamente relacionado con la autosuficiencia de un país.

CAPITULO 1

ANTECEDENTES

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado por colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

1.1 Gas natural.

Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos y pequeñas cantidades de no hidrocarburos que existen en la fase gaseosa o en solución con el aceite crudo en yacimientos naturales en el subsuelo. El gas puede ser sub-clasificado como sigue

1.2.1 Gas Disuelto

Gas natural que se encuentra en solución con el aceite crudo en el yacimiento.

1.2.2 Gas Asociado

Gas natural comúnmente conocido como casquete de gas, que sobre yace al aceite crudo en el yacimiento.

1.2.3 Gas no Asociado.

Gas natural en el yacimiento que no contiene cantidades significativas de aceite crudo.

El gas disuelto y gas asociado pueden ser producidos del mismo pozo. En tal situación, no es fácil medir la producción de gas disuelto y gas asociado separadamente; y también la producción es reportada bajo el frente de asociado/disuelto o gas ademado. Las reservas y la capacidad productiva estimada para gas asociado y gas disuelto también son reportadas como el total de gas asociado/disuelto combinado.

1.2.4 Líquidos del Gas natural.

Líquidos del gas natural (LGS) son aquellas porciones de gas del yacimiento que son licuables en la superficie en los separadores, instalaciones de campo o plantas de procesamiento de gas. Los líquidos del gas natural incluyen pero no están limitados al etano, propano, butano, pentano, gasolinas naturales y condensados.

1.3 Petróleo Crudo Equivalente.

Esta es una forma de representar el inventario total de hidrocarburos. Corresponde a la adición del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último elemento, representa en términos de energía a un cierto volumen de aceite crudo. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta la salida de las plantas petroquímicas. La Figura 1.1 ilustra los elementos de este cálculo.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. El gas natural es producido y su volumen es disminuido por aspectos como el autoconsumo y el envío de gas a la atmosfera. Esta reducción es referida como encogimiento, y en la Figura 1.1 es denominada eficiencia en el manejo, o simplemente Feem. El gas continua su transporte, y tiene otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de recompresión, en donde del gas son extraídos los condensados. A esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina Felt. El condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente. El gas todavía sigue su proceso dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a otros procesos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y nuevamente, otros licuables o líquidos de planta son extraídos. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o Feí, y por el encogimiento de licuables en planta, Felp. Los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente ya que son líquidos, en tanto el gas a la salida de las plantas, gas seco, es convertido con una equivalencia a liquido de 5, 201 millares de pies cúbicos de gas seco que equivale a un barril de petróleo crudo equivalente. Este número es el resultado de considerar 5,591 millones de BTU por barril de crudo y 1,075 BTU por millón de

1.4 Recursos y Reservas.

En Febrero de 2000 las definiciones de recursos fueron aprobadas y publicadas por la Sociedad de Ingenieros petroleros (SPE), los congresos Mundiales del Petróleo (WPC) y Asociación Americana de geólogos petroleros (AAPG). Dichas definiciones son descritas en esta sección y están sujetas a revisión y desarrollos futuros.

La Figura 1.2 reproduce la Clasificación de Recursos probada por (SPE/WPC/AAPG), que se ilustra usando la caja de Mackelvey que se publico en 1972 y que se ha continuado enriqueciendo a través del tiempo, considerando nuevos parámetros para la descripción exacta de su división.

HIDROCARBURO ORIGINALMENTE IN-SITU TOTAL	HIDROCARBURO IN-SITU DESCUBIERTO	COMERCIAL	PRODUCCIÓN			ESTATUS DEL PROYECTO	ALTO RIESGO --- --- PROYECTO MADURO --- BAJO RIESGO	
			RESERVAS			EN PRODUCCION		
			PROBADA	PROBADA MAS PROBABLE	PROBADA MAS	BAJO DESARROLLO		
		PROBABLE MAS POSIBLE			PLANEADO PARA DESARROLLO			
		SUB COMERCIAL	RECURSOS CONTINGENTES			DESARROLLO PENDIENTE		
			BAJA ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN BASE	ALTA ESTIMACIÓN	DEARROLLO EN ESPERA		
	NO RECUPERABLE			DESARROLLO NO VIABLE				
	HIDROCARBURO ORIGINALMENTE IN-SITU, NO DESCUBIERTO	RECURSOS PROPECTIVOS			PROSPECTO			
		BAJA ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN BASE	ALTA ESTIMACIÓN	LEAD			
			NO RECUPERABLES			PLAY		

← RANGO DE INCERTIDUMBRE →

Fig. 1.2 Caja de Mackelvey Mostrando la Clasificación de Recursos por SPE/WPC/AAPG

1.4.1 Recursos Originales.

El volumen de Hidrocarburos originalmente contenidos en las rocas del subsuelo se conoce como recurso. Ellos son además aquellas cantidades estimadas a la fecha dada, que son remanentes en acumulaciones, más aquellas cantidades ya producidas, más aquellas cantidades en acumulaciones que serán descubiertas. Los recursos originales son divididos en recursos descubiertos y recursos no descubiertos representados en la Figura 1.3

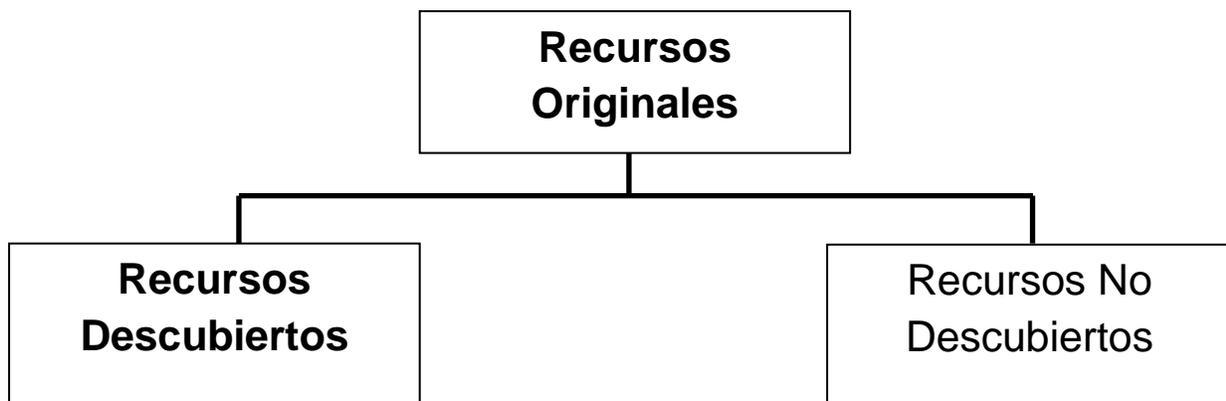


Fig. 1.3 Recursos Originales.

1.4.2 Recursos Descubiertos.

Recursos Descubiertos son aquellas cantidades remanentes de aceite y gas estimadas sobre una fecha dada, más aquellas cantidades ya producidas de acumulaciones conocidas. Los recursos descubiertos son divididos en categorías económicas y no económicas, con la porción estimada recuperable futura clasificada como reservas y recursos contingentes respectivamente, ver Figura 1.4.

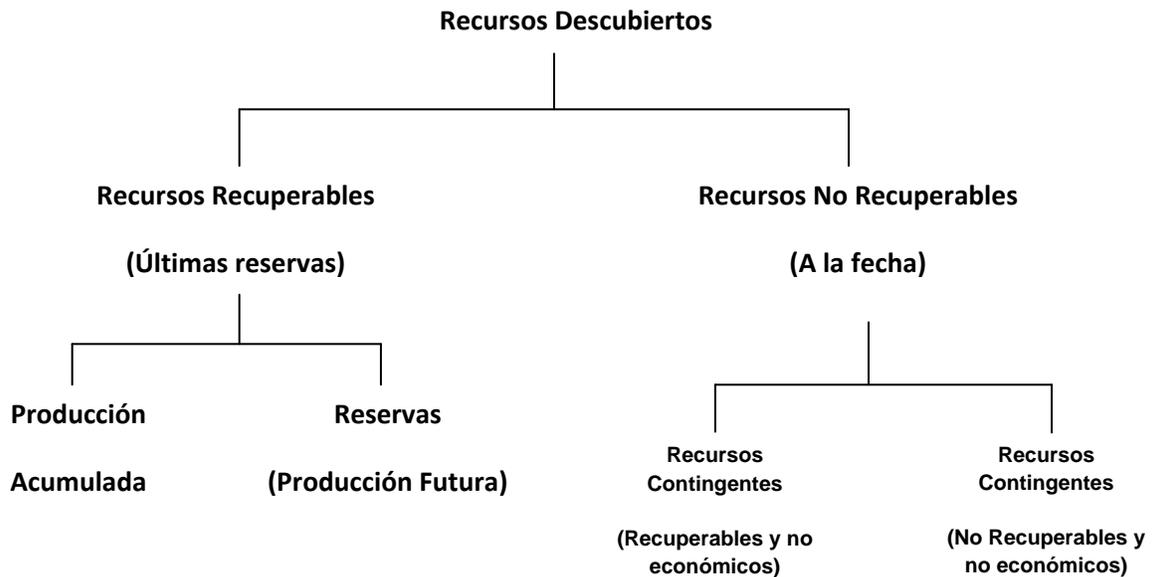


Fig. 1.4 Recursos Descubiertos.

1.4.3 Producción Acumulada

La producción acumulada se refiere a los hidrocarburos que han sido recuperados.

1.4.4 Reservas

Las Reservas son aquellas cantidades anticipadas de aceite y gas que son económicamente recuperables de los recursos descubiertos.

Las cantidades estimadas recuperables de acumulaciones conocidas como Recursos Contingentes. La definición de económico para una acumulación varía de acuerdo a condiciones locales del precio, costos, circunstancias de operación y se deja a la discreción del país o compañía concerniente. En general las cantidades pueden no ser clasificadas como reserva a menos que este ahí en espera de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción dentro de un tiempo razonable.

En ciertas circunstancias las reservas pueden ser asignadas a acumulaciones conocidas siempre pensando que su desarrollo no puede ocurrir en un cierto tiempo. Por ejemplo los campos podrían ser dedicados a cumplir contratos de tiempo largo y solamente serán desarrolladas cuando se necesite satisfacer aquellos contratos.

Un aspecto importante en la evaluación y producción de estas reservas es el tipo de fluidos contenidos en el yacimiento. Las estructuras geológicas pueden contener los siguientes tipos de fluidos: gas húmedo no asociado, gas húmedo asociado, gas y condensado, aceite volátil y aceite negro.

Es importante mencionar que la clasificación y evaluación de las reservas dependen ampliamente de la experiencia del evaluador y de la información disponible. La confiabilidad y el riesgo inherente en la producción de las reservas son considerados dentro de la clasificación. Consecuentemente, cuando se dispone de nueva información, las reservas son revisadas y actualizadas. Por ejemplo, cuando cambian las condiciones económicas y tecnológicas.

Para contabilizar las reservas de todos los tipos de fluidos se usa el concepto de “crudo equivalente”, que es una forma de representar el intervalo total de hidrocarburos por la suma de los volúmenes de condensados y líquidos de plantas convertidos a volumen de crudo equivalente. Esta conversión se basa en el valor calorífico de los diferentes fluidos de hidrocarburos. El factor de conversión que se utiliza es 5200 pies cúbicos de gas seco por cada barril de crudo equivalente.

Las categorías usadas en la figura 1.2 refleja los siguientes conceptos en el Estatus del proyecto:

- 1) **En producción.**- El proyecto está actualmente produciendo y vendiendo el petróleo en el mercado..
- 2) **Bajo desarrollo.**- Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas y el desarrollo del proyecto está en marcha.
- 3) **Planeado para el Desarrollo.**- Satisface todos los criterios para reservas y ahí está un firme intento para el desarrollo, pero la planeación del desarrollo detallado y/o las aprobaciones / contratos necesarios ya se tiene para ser finalizadas.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas que son producidas pero que no pueden ser comercializadas.

1.4.5 Recursos Contingentes

Los recursos contingentes son definidos como aquellas cantidades de aceite y gas estimadas a una fecha dada que serán potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero no son económicamente recuperables en la actualidad. Los recursos contingentes incluyen por ejemplo las acumulaciones para las cuales no son viables en el mercado en la actualidad.

Las categorías usadas en la Figura 1.2 refleja los siguientes conceptos en el Estatus del Proyecto:

- 1) **Desarrollo pendiente.**- requiere de la adquisición de más datos y evaluación para confirmar su comercialización.
- 2) **Desarrollo en Espera.**- de tamaño significativo pero esperando el desarrollo de un mercado o remoción de otros términos para su desarrollo, de los cuales puede ser técnicos, ambientales o políticos por ejemplo.
- 3) **Desarrollo no Viable.**- Sin planes actuales para el desarrollo o para adquirir datos adicionales a la fecha debido al potencial de producción limitado.

1.4.6 Recursos No Descubiertos

Estos son definidos como aquellas cantidades de aceite y gas estimadas a una fecha dada que está contenida en acumulaciones que aún serán descubiertas. La porción estimada potencialmente recuperable de los recursos no descubiertos se clasifica como recursos prospectivos según la figura 1.5.

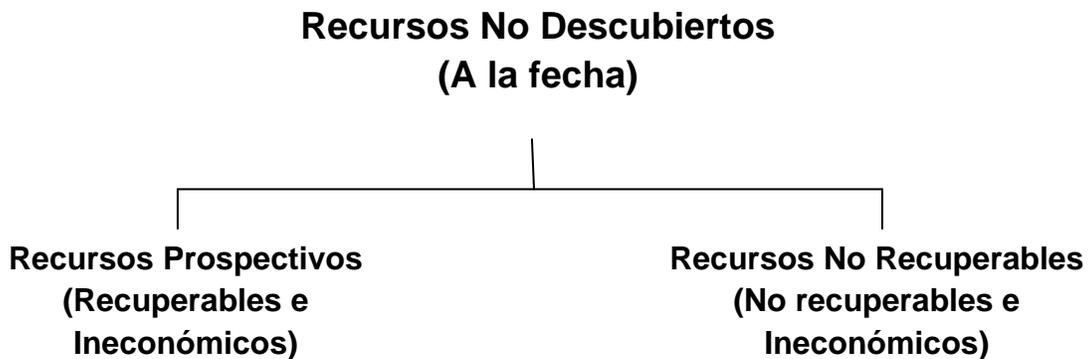


Figura 1.5 Recursos No Descubiertos.

1.4.7 Recursos Prospectivos.

Son aquellas cantidades de aceite y gas estimadas a una fecha dada para ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas. Ellos son técnicamente viables y económicamente recuperables.

Las categorías usadas en la Figura 1.2 reflejan los siguientes conceptos en el Estatus del Proyecto:

- 1) Prospecto.- La acumulación potencial es bastante bien definida para representar un objetivo de perforación viable.
- 2) Lead.- evidencia de una estructura anticlinal definida al menos por dos líneas sísmicas. La acumulación potencial esta actualmente pobremente definida y requiere de la adquisición de datos para su evaluación para ser clasificada como prospecto.
- 3) Play.- grupo de prospectos o campos similares en cuanto a roca generadora, almacenadora, trampa, sello, maduración, migración y preservación del petróleo. Un sistema de hidrocarburos (maquina del petróleo) contiene varios tipos de play. Prospecto reconocido tiende a ser potencial prospecto, pero requiere de la adquisición de más datos para su evaluación y definir leads específicos o prospectos.

1.4.8 Recursos Descubiertos no Recuperables y Recursos no Descubiertos no Recuperables.

Los recursos no recuperables, descubiertos y no descubiertos, no son económicamente ni técnicamente posible producirlos. Ellos representan cantidades de petróleo que se encuentran todavía en el yacimiento, después de que la producción comercial ha cesado, en acumulaciones conocidas como en

desconocidas que no son estimadamente recuperables, debido a la falta de procesos técnicos y económicos aplicables en ese momento.

CAPITULO 2

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

2.1 Aspectos Generales.

La necesidad por una clasificación universal y sistema de nomenclatura para las reservas petroleras tienen tiempo de ser reconocidas por varias sociedades técnicas, organizaciones profesionales, agencias gubernamentales e industrias petroleras. A pesar de la necesidad para una estandarización de definiciones y conceptos, las diferencias en las definiciones continúan para el significado absoluto publicado por las sociedades técnicas y cuerpos regulatorios. La sociedad ha establecido grupos de estudio para recomendar un sistema de clasificación, sin embargo un sistema universal aceptable para todos los estimadores y usuarios no han estado de acuerdo.

La tecnología utilizada en la clasificación de las sustancias del petróleo y de las diferentes categorías de reservas ha sido objeto de mucho estudio y discusión durante muchos años.

Los primeros intentos por estandarizar la terminología de reservas empezaron en la década de los 30's, cuando el instituto americano del petróleo (API) consideró clasificaciones para el petróleo y definiciones para las diferentes categorías de reservas como se muestra en la Figura 2.1.

Desde entonces, la evaluación de la tecnología ha creado métodos de ingeniería más precisos para determinar las reservas, y se ha incrementado la necesidad de disponer de una nomenclatura mejorada para lograr consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología.

PERIODO DE TIEMPO	NOMBRE DE LA ORGANIZACION	COMENTARIOS
1936 – 1964	API ^a	Crea las definiciones usadas en el estudio anual de las reservas de aceite en USA.
1946	AGA ^b	Estableció definiciones para las reservas de gas y junto con API para el estudio anual de las reservas de aceite y gas en USA
1964	SPE	Adopta las definiciones similares de reserva probada y para modificar las definiciones de API.
1978	SEC	Adopta definiciones para reserva probada de aceite y gas.
1981	SPE	Adopta definiciones revisadas para reserva probada.
1983	WPC	Adopta definiciones expandidas para recursos y reservas.
1987	SPE	Publica definiciones revisadas para reservas probadas, probables y posibles. Sin reconocer los métodos probabilísticos.
1987	WPC	Publica definiciones revisadas similares a las definiciones de SPE de 1987.
1997	SPE/WPC	Definiciones adoptadas por SPE/WPC incorporando metodologías determinísticas y probabilísticas.
2000	SPE/WPC/AAPG ^c	Definición de recursos aprobado por SPE, WPC Y AAPG.

Fig. 2.1 Desarrollo de las Definiciones de Reservas Petroleras.

^a Instituto Americano del Petróleo.

^b Asociación Americana del Gas. ^c Asociación Americana de Geólogos Petroleros.

La Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC) y Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG) trabajando separadamente, produjeron clasificaciones similares de las definiciones de reservas, para las acumulaciones conocidas que introdujeron a principios del año 2000. Estas son los estándares preferidos para la clasificación de las reservas en el ámbito de la industria. Poco después fue obvio para ambas organizaciones que sus definiciones podrían combinarse para integrar un solo conjunto, el cual pueden emplearse a la industria petrolera mundial.

La intención de SPE y WPC en la aprobación de las clasificaciones adicionales más allá de las reservas probadas, es facilitar la consistencia entre los profesionales que usan dichos términos. En la presentación de estas definiciones, ninguna de las dos organizaciones está recomendada la declaración pública de las reservas clasificadas como no probadas. La revelación pública de las cantidades clasificadas como reservas no probadas se deja a la discreción de los países o compañías involucradas.

En 1999 la SEC (Comisión de Cambio y Seguridad) comenzó incrementando sus revisiones y reforzando sus procesos, exigiendo mayor entendimiento y confianza en los reportes de reservas de aceite y gas. El equipo de ingenieros que pertenecen a la SEC ha actualizado sus métodos para evaluar reservas remanentes así como áreas no descubiertas.

La terminología que se recomienda está lo más cercano posible al uso común con el fin de minimizar los cambios que sean necesarios y para que haya una aceptación general. Estas definiciones incluyen los términos más importantes utilizados en la clasificación de hidrocarburos y sobre las reservas de los mismos. Si se aplican sistemáticamente, el uso de estas definiciones llevara a asegurar uniformidades en la obtención de reportes e interpretación de estadísticas básicas de los hidrocarburos.

Por consiguiente, las reservas de hidrocarburos se pueden clasificar por la cantidad y grado de exactitud de los datos disponibles, a si como por el tipo de fluido contenido en el yacimiento.

2.2 Resumen de la Clasificación de reservas.

La clasificación y estimación de las reservas requiere las aplicaciones de criterios profesionales, combinados con el conocimiento ingenieril y geológico para evaluar con o sin criterios que han satisfecho la clasificación de reservas. El conocimiento de conceptos incluyen incertidumbre y riesgo, probabilidad y estadística, además métodos de estimación determinísticos y probabilísticos que son requeridos por el uso y aplicación de las definiciones de reservas.

2.3 Niveles de Certeza para las Reservas Reportadas.

Los niveles de certeza cualitativa son aplicables a reservas individuales, las cuales se refieren al nivel más bajo para el cual los cálculos de reservas son representados, cuando se refiere al nivel más alto, la suma de estimaciones individuales para cuando las estimaciones de reservas son presentadas. Las reservas reportadas podrían apuntar a los siguientes niveles de certeza bajo ciertas condiciones económicas específicas.

2.4 Clasificación Básica de Reservas.

Las reservas tienen cinco clasificaciones básicas, las cuales pueden expandirse para reunir las necesidades individuales de las empresas.

1. Clasificación por propiedad puede ser subdividida en volúmenes de las reservas (100% del pozo, arrendamiento o yacimiento) y las reservas netas (netas a los intereses evaluados después de todas las regalías, pagos de producción o interés reversionario).
2. Clasificación por energía de origen incluye primaria y recuperación mejorada.
3. Clasificación por grado de origen probada, probable, posible y reservas prospectivas.
4. Clasificación por estatus de desarrollo es dividida dentro de reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas.
5. Clasificación por estatus de producción las reservas se subdividen en producidas o no producidas.

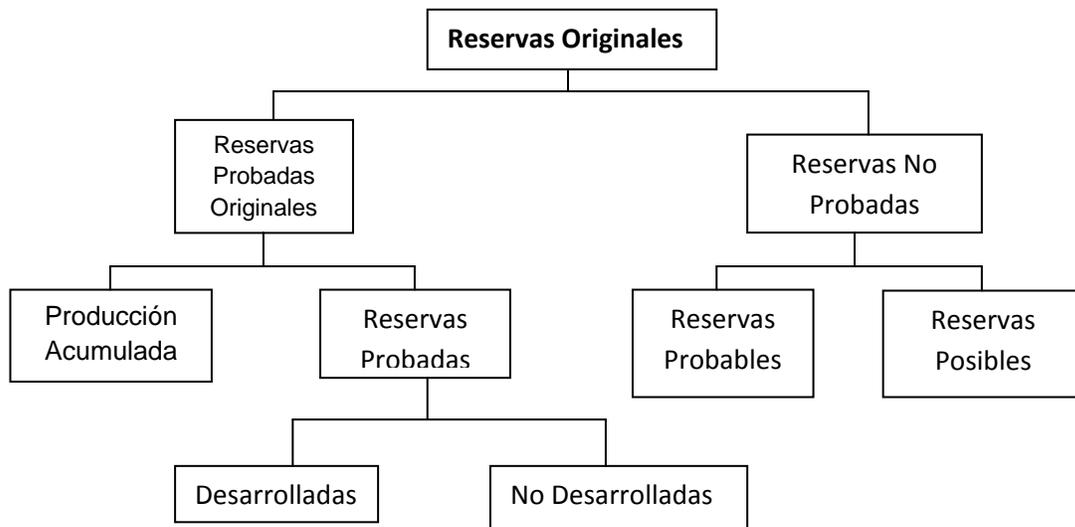


Fig. 2.2 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos.

2.5 Clasificación de las Reservas por Cantidad y Grado de Exactitud

1) Probadas

a) Desarrolladas:

- Produciendo
- Sin producción

b) No desarrolladas

2) No Probadas

a) Probables

b) Posibles

PROBADAS			NO PROBADAS	
DESARROLLADAS		NO DESARROLLADAS	PROBABLES	POSIBLES
PRODUCIENDO	SIN PRODUCCIÓN			

Fig. 2.3 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos por Estatus de Desarrollo.

2.5.1 Reservas Probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima ser comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas y que han sido identificadas por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas pueden ser clasificadas como desarrolladas o no desarrolladas, según el estatus de desarrollo.

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 de tiempo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinístico, es decir, sin una connotación probabilística, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilístico, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de reservas de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, 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 pueden ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos son desconocidos, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tenga 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, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcionen evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

2.5.1.1 Reservas Probadas Desarrolladas

Las reservas desarrolladas que se espera ser recuperadas por pozos existentes.

Las reservas de recuperación mejorada son consideradas desarrolladas solamente después de que el equipo necesario ha sido instalado o cuando los costos son relativamente pequeños. Las reservas desarrolladas pueden ser subdivididas como:

- i. Produciendo.
- ii. Sin producción.

2.5.1.1.1 Reservas Probadas Desarrolladas. (Produciendo)

Las Reservas produciendo se espera que sean recuperadas a partir de intervalos de terminación los cuales están abiertos y produciendo al tiempo de estimación. Las Reservas de recuperación mejorada se consideran produciendo solamente después de que el proyecto de recuperación está en operación.

2.5.1.1.2 Reservas Probadas Desarrolladas. (Sin Producción)

Las reservas sin producción incluyen las reservas de pozos cerrados y estas se espera que sean recuperadas partir de:

- a. Intervalos terminados que son abiertos al tiempo estimado, pero que no han iniciado su producción.
- b. Los pozos que fueron cerrados por condiciones de las tuberías o bien del mercado.
- c. Los pozos no aptos para producir por razones mecánicas.

Las reservas, se espera que sean recuperadas a partir de zonas en pozos existentes que requerirán reparaciones adicionales o reparaciones futuras previas al inicio de la producción.

2.5.1.2 Reservas Probadas no Desarrolladas.

Las reservas no desarrolladas se espera que sean recuperadas a partir de:

- 1.- Perforación de nuevos pozos sobre el área no perforada.
- 2.- Los pozos más profundos existentes que pertenecen a otro yacimiento o
- 3.- donde se requieren mayores gastos para:
 - a) Terminar el pozo existente.
 - b) Construir las instalaciones de producción y /o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

2.5.2 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 incertidumbre, 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.

2.5.3 Reservas Probadas.

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 no serlo. Si métodos probabilísticos son usados para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá de un volumen probado, y 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 e 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 aun 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:

- i. 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.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambios de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- iii. Reservas incrementables en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.

- iv. Reservas adicionales atribuibles 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.

2.5.4 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 probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrán al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a. 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.
- b. Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c. Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeto a incertidumbre técnica.
- d. Reservas incrementables atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto esta planeado pero no en operación y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una razonable duda existe de que el proyecto será comercial.
- e. 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 esta estructuralmente más baja que el área probada.

2.5.5 Características de la Reserva Probada y Potencial.

Reservas Potenciales. Son el resultado de un programa de recuperación y que no ha sido puesto en operación en un campo de la formación con características semejantes al yacimiento y que se tiene duda de su existencia.

Basándose en las subcategorias anteriores de reservas posibles se dice que la reserva potencial incluye a la posible.

2.6 Clasificación de las Reservas por el fluido Contenido en el Yacimiento

En esta clasificación se debe mencionar la definición de reserva desde el punto de vista del tipo de fluido que contiene.

La reserva es el volumen de aceite remanente recuperado económicamente por métodos de explotación y datos específicos.

Por el Tipo de Fluido Contenido en el Yacimiento

- 1.- Yacimiento de aceite y gas disuelto.
- 2.- Yacimiento de aceite, gas disuelto y gas libre.
- 3.- Yacimiento de gas seco.
- 4.- yacimiento de gas y condensado.
- 5.- yacimiento de gas húmedo.

En esta clasificación se deben mencionar las definiciones de yacimiento desde el punto de vista del tipo de fluido que contiene. Así, mismo, los volúmenes de petróleo crudo incluyen:

a) Petróleo (aceite) Crudo.

El petróleo crudo, está definido técnicamente como una mezcla de hidrocarburos y que existe en fase líquida natural dentro del yacimiento y líquido remanente después de la presión atmosférica pasando a través de una separación de fases en la superficie.

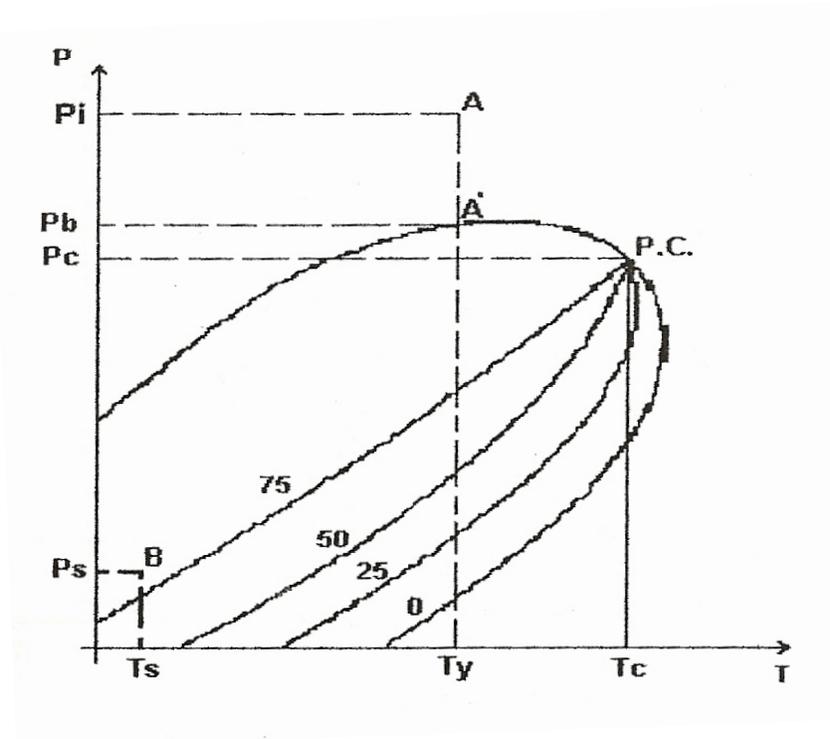
b) Condensados.

Pequeña cantidad de hidrocarburos existentes en fase gaseosa natural dentro de yacimiento, pero después, a la presión atmosférica se puede recuperar gran cantidad de líquido, ya sea en el separador o bien por condensación después de la presión de rocío, en la TP o en el espacio anular aunque generalmente en estos dos últimos casos siempre ocurre recuperación de gas. Desde el punto de vista técnico, esos líquidos son llamados condensados. La mayor producción de condensados está reportado en plantas condensadores y en ellas incluye al gas natural líquido.

En esta clasificación se derivan diversas categorías, que se refieren a los yacimientos que contienen el aceite de varias fases:

2.6.1 Yacimiento de aceite Gas disuelto.

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. La figura 2.4 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es aceite y gas disuelto.

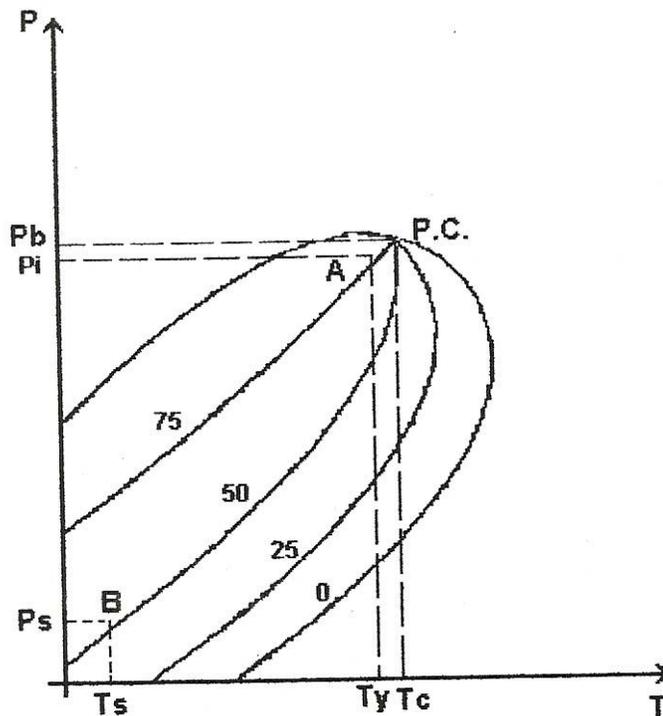


$$T_y < T_c$$

Fig. 2.4 Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto.

2.6.2 Yacimiento de Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre.

Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación, en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación, este gas comúnmente se encuentra libre en el yacimiento formando una especie de casquete o bien gas disuelto en solución en el petróleo crudo. La figura 2.5 muestra el diagrama de fase de fluido del yacimiento que es Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre:

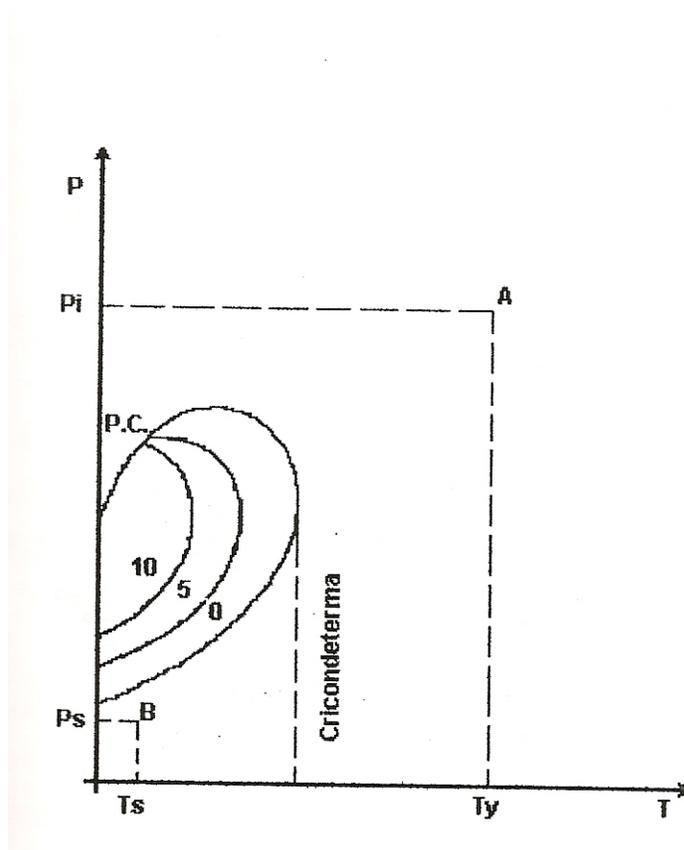


$$T_y < T_c$$

Fig. 2.5 Yacimiento de Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre.

2.6.3 Yacimiento de Gas Seco.

Llamado gas no asociado, este no se encuentra contenido en el petróleo crudo ni en forma de casquete de gas, y sin embargo se encuentra en el yacimiento. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas esta en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. La figura 2.6 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es gas seco:

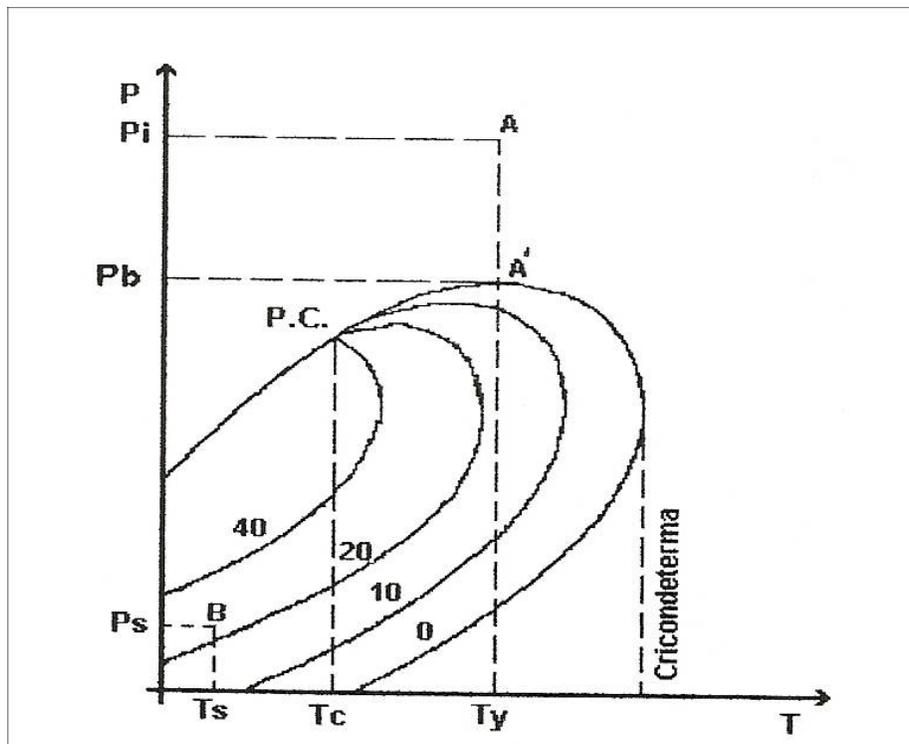


$T_y > \text{Cricondeterma}$

Fig. 2.6 Yacimiento de Gas Seco.

2.6.4 Yacimiento de Gas y Condensado.

Sus condiciones iniciales de presión, temperatura y composición son tales que en 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 dos fases. La figura 2.7 muestra el diagrama de fases del fluido del yacimiento que es gas y condensado:

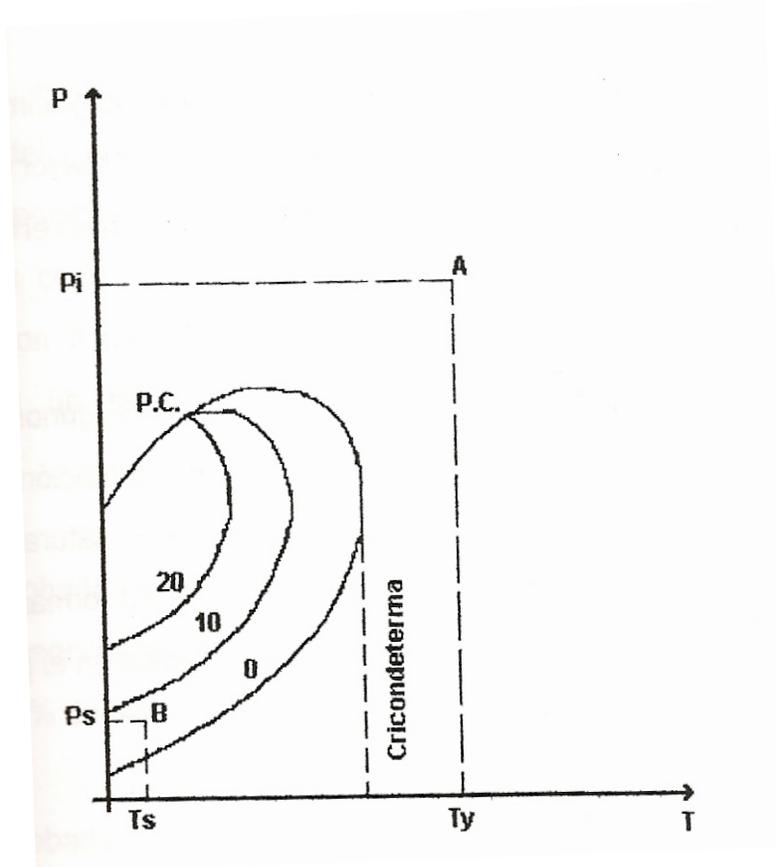


$$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$$

Fig. 2.7 Yacimiento de Gas y Condensado.

2.6.5 Yacimiento de Gas Húmedo.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en superficie se recuperara en dos fases. La figura 2.8 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es Gas Húmedo:



$T_y >$ Cricondenterma

Fig. 2.7 Yacimiento de Gas Húmedo.

2.7 Reservas de Aceite.

Son aquellas cantidades de aceite medidos a condiciones estándar que se anticipa serán recuperados desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada con cualquiera de los métodos y sistemas de recuperación.

En estas clasificaciones se derivan diversas categorías, que se refieren a los yacimientos que contienen el aceite de varias fases:

- a) **Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto.** 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.

- b) **Yacimientos de Aceite, Gas Disuelto Gas Libre.** Algunos yacimientos de aceite tiene gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación. Este gas comúnmente se encuentra libre en el yacimiento formando una especie de casquete o capa, o bien gas disuelto en solución en el petróleo crudo.

2.8 Reserva de Gas Asociado.

Es aquella cantidad de gas que se encuentra disuelta en el aceite, debido a que su presión inicial es mayor que la presión de saturación, las cuales se pueden producir económicamente con los sistemas de recuperación conocidos.

2.9 Reservas de Gas Libre.

Son aquellas cantidades de gas que no se encuentran disueltas en aceite, este se presenta como casquete de gas, las cuales se anticipan, serán recuperadas desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada.

2.10 Niveles de Certeza para las Reservas Probadas

Es importante enfatizar que la clasificación de las reservas dependen demasiado del conocimiento y experiencia del evaluador además de la información disponible. Las reservas probadas, probables y posibles a menudo son registradas como tres volúmenes discretos que representan un rango de resultados y son llamadas 1P, 2P y 3P es decir las reservas reportadas relacionadas a un nivel de certeza bajo ciertas condiciones económicas específicas son:

- 1P= Probada = P90
Reserva con nivel de certeza alta
90% de nivel de certeza
- 2P= Probada + Probable = P50
Reservas Esperadas
50% de nivel de certeza
- 3P= Probada + Probable + Posible = P10
Limite Superior Razonable
10% de nivel de certeza

La clasificación de los niveles de certeza pertenecientes a estimaciones preparadas por varias categorías de reservas para dar un claro entendimiento de la incertidumbre y riesgos asociados. Sin embargo la mayoría de las estimaciones se preparan usando métodos deterministas que no dan una medida cuantitativa de probabilidad. Al inicio puede no haber diferencia entre las estimaciones realizadas por métodos probabilísticos o determinísticos.

CAPITULO 3

METODOS PARA CÁLCULO DE LAS RESERVAS.

3.1 Aspectos Generales

La estimación de las reservas de aceite y gas es considerado por algunos ingenieros como “arte negro”, basados en gran parte sobre la ciencia pero con influencia de la experiencia, la adivinanza y otros factores.

Este comentario surge ya que las reservas estimadas se calculan para cumplir necesidades durante diversos tiempos en la vida de yacimiento y se trabaja en diversos antecedentes y opiniones. El cálculo de las reservas es una estimación.

Desafortunadamente las cifras de las reservas confiables son más necesarias durante las primeras etapas de un proyecto, cuando se tiene disponible solamente una mínima información. Dado que la información base es acumulativa durante el desarrollo de un campo, el ingeniero de yacimientos tiene una creciente cantidad de datos con los cuales trabajar para un proyecto futuro y maduro, este aumento de datos no solamente cambia los procedimientos para la estimación de las reservas, sino también mejora la confianza en los cálculos, es decir:

- 1) Después del descubrimiento del campo, se deben estimar las reservas para justificar muchas decisiones que acarrear gastos excesivos, de esta manera se puede planificar los sondeos, pozos de desarrollo, plataformas marinas, líneas de tubería e instalaciones superficiales.

- 2) Después del desarrollo, las necesidades de capital son altas, pero las reservas estimadas deben soportar las inversiones, nuevas exploraciones, compra de propiedades y un financiamiento general.

Así, mientras el proceso cambia desde los primeros hallazgos, que van desde la exploración, continua la necesidad de la estimación de reservas. Pero la calidad de dichas estimaciones varían demasiado entre la etapa especulativa y la efectiva.

Antes de que un yacimiento sea explotado, los datos son muy limitados. Después del descubrimiento, los datos se acumulan rápidamente; la calidad de la estimación de las reservas también mejora, porque los métodos que pueden usarse se determinan por el tipo y cantidad de información disponible.

Las decisiones directivas son dictadas por resultados anticipados de inversión. Es el caso del aceite y del gas, el ingeniero petrolero compara los costos estimados por algunas oportunidades de inversión con el flujo de efectivo resultante de la producción en barriles de aceite o pies cúbicos de gas.

Las reservas de Hidrocarburos frecuentemente se calculan:

- a) Antes de la perforación o de cualquier desarrollo sub-superficial.
- b) Durante el desarrollo de la perforación del campo, luego se tiene disponibles algunos datos de comportamiento.
- c) Después de que la tendencia del comportamiento está bien definida.

3.2 Métodos de Estimación de reservas.

3.2.1 Métodos Probabilísticos y Determinísticos.

La estimación de reservas puede llevarse a cabo usando métodos determinísticos o probabilísticos.

El método determinístico es uno de los más empleados a nivel mundial, este involucra la selección de un solo valor para cada parámetro en el cálculo de reservas, la selección se basa en la determinación del valor por el estimador, que es más apropiado para la categoría de reserva correspondiente.

El método probabilístico involucra la descripción completa de un rango de valores posibles para cada uno de los parámetros desconocidos. Este método normalmente usa software de computadora para cálculos repetitivos, para generar un rango completo de posibles resultados y su probabilidad de ocurrencia asociada.

Los métodos determinísticos y probabilísticos no son ajenos. Una estimación Determinística es un solo valor dentro de un rango de resultados que podrían ser derivados por un análisis probabilístico. Idealmente no debería haber diferencia entre los reportes de estimación de reservas realizadas por métodos probabilísticos y determinísticos.

Las siguientes recomendaciones incluyen criterios que darán límites específicos a parámetros, para la estimación de reserva probada. La inclusión de límites específicos puede no coincidir con los procedimientos probabilísticos, el cual requiere que los parámetros de entrada sean un rango de valores potenciales.

3.2.2. Analogía

Este método se utiliza en la etapa de exploración, antes de la perforación del yacimiento, en provincias geológicas donde existe producción de otros campos, para estimar las reservas probables de un campo nuevo o por explotar. Para esto se vale del análisis estadístico de campos maduros para determinar la reserva media lo cual provee información muy útil.

Si los campos de la región son jóvenes y no se cuenta con suficientes datos de producción o no existen, se pueden usar datos estadísticos de pozos terminados en formaciones que tienen características similares al nuevo objetivo. La estimación de reservas por este método no es muy confiable debido a la falta de información y son normalmente expresadas en términos de un rango.

Antes de que un yacimiento sea perforado, las reservas en expectativas usualmente son estimadas sobre las bases de analogía.

Esto requiere del estudio de yacimientos conocidos, comparables cerca del área de interés a yacimientos análogos, así mismo tener similitud en:

- i. Propiedades de la Formación.
- ii. Analogía entre sus fluidos.
- iii. Mecanismos de empuje en el yacimiento.

En provincias geológicas donde la producción de la formación objetivo existe en otros entrapamientos, los análisis estadísticos de los pozos más viejos, para determinar la media o la mediana de las reservas, pueden aportar información útil.

Si existe poca o ninguna producción de la formación objetivo, entonces son usados los datos estadísticos de pozos terminados en formaciones que tienen características similares de la zona objetivo. Puesto que no hay información actual del yacimiento en estudio, incluida en la aproximación por analogía, las

reservas estimadas así tienen la menor confiabilidad y normalmente están expresadas en un rango mínimo o máximo.

Cuando se está ejecutando un análisis estadístico para propósitos de analogía, un simple promedio es adecuado si los valores encontrados para los pozos estudiados son razonablemente constantes.

La tabla 3.1 presenta una muestra de distribución final, de reservas para 20 pozos someros de aceite localizados en la vecindad de un programa de perforación propuesto. El cálculo de la reserva final de cada uno de los pozos fue preparado por extrapolación de la tendencia de su comportamiento. Estas reservas fueron ordenadas en forma ascendente como muestra la tabla.

TABLA 3.1 DISTRIBUCIÓN DE LA ULTIMA RECUPERACIÓN EN UN CAMPO PETROLERO.

POZO	% ACUMULATIVO	ULTIMA RECUPERACIÓN ESTIMADA (10 ³ bls)
------	---------------	--

POZO	% ACUMULATIVO	ULTIMA RECUPERACIÓN ESTIMADA (10 ³ bls)
1	5	8.0
2	10	9.0
3	15	9.5
4	20	10.0
5	25	11.0
6	30	14.5
7	35	16.2
8	40	24.0
9	45	34.0
10	50	35.7
11	55	40.1
12	60	43.2
13	65	52.0
14	70	65.0
15	75	66.0
16	80	78.0
17	85	101.0
18	90	112.2
19	95	128.5
20	100	131.9

PROMEDIO = $989.8/20 = 49.5 \times 10^3$ bls.

RECUPERACIÓN MEDIANA = 68.57 %

El promedio de la reserva para la misma muestra es de 49,500 bls. Para este ejemplo el promedio cercano, o el más esperado para el pozo, es solo de 68.7 % del promedio de la reserva para el grupo de pozos.

Si es propuesto un pequeño programa de perforación, la posible reserva por pozo deberá estar basada en el porcentaje más cercano. Si el programa de perforación se acerca al número de pozos analizados en la distribución, entonces el uso del promedio de la reserva llegara a ser sustentable.

Los análisis de distribución, similares en cantidades de producciones iniciales y esperadas de la vida del pozo, derivadas del estudio de pozos existentes, ayudaran a estimar la reserva más apropiada.

3.2.3 Métodos Volumétricos.

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existen inicialmente en un yacimiento. Se puede estimar por procedimientos determinísticos o probabilísticos. Los primeros incluyen, principalmente a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos, identifican la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Dentro de los productos a obtener para estimar el volumen original in situ destacan los siguientes:

1. Determinación de los volúmenes de roca que contienen hidrocarburos.
2. Estimación de la porosidad efectiva y de la saturación de hidrocarburos.
3. Identificación de los fluidos y de sus propiedades, a fin de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

Los métodos volumétricos son de los más empleados, ya que desde la etapa inicial del descubrimiento del campo o yacimiento se emplean. Estos métodos se detallaran en este capítulo, basan su principio en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento, así mismo, otro elemento fundamental es el que se refiere a la geometría del yacimiento, definida por su área y el espesor neto.

Los métodos volumétricos permiten determinar el espacio poroso disponible en la roca que constituye el yacimiento y la extensión geométrica de las formaciones que pueden contener hidrocarburos, son una herramienta importante para la estimación del volumen original de hidrocarburos, ya que se pueden emplear desde la etapa inicial del yacimiento, el volumen se puede calcular conociendo una serie de parámetros como:

Área de drene	(A)
Espesor con hidrocarburos	(h)
Porosidad	(ϕ)
Saturación de agua	(Sw)

Dichas estimaciones entran en la expresión general para la estimación del volumen (Vhc)

$$V_{hc} = \phi(1 - S_w)dh dA \quad \mathbf{3.1}$$

Esta ecuación para el cálculo de Vhc solamente se puede aplicar a yacimientos que están totalmente desarrollados, suponiendo que se dispone de información acerca de sus propiedades.

El área de drene es uno de los parámetros más difíciles de estimar.

Una interpolación geológica de un yacimiento puede ser preparada hasta que suficientes pozos hayan sido perforados para delinear su geometría áreal y espesor. Después de la terminación del primer pozo, los ingenieros de yacimientos frecuentemente asignan un área de drene y multiplicar esta área por el espesor neto, indicado por los registros geofísicos. Esta medida es usada hasta que se disponga de información para proporcionar la configuración geológica.

3.2.3.1 Método de Isopacas

Este método presenta ventajas sobre el método de Cimas y Bases en virtud de que considera exclusivamente los espesores netos porosos que están impregnados de hidrocarburos.

A continuación se describe el procedimiento de cálculo para el método de Isopacas

1.- Se construye un plano de localizaciones de los pozos que constituyen el campo que se estudiara, como se ilustra en la Figura 3.2.

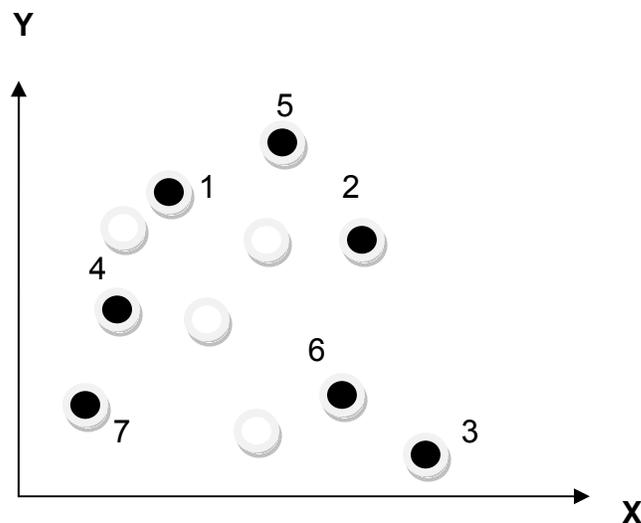


Fig. 3.2 Plano de localizaciones

2.- Obtener el expediente de cada uno de los pozos, los valores de:

- i. Profundidad de cima [MBNM].
- ii. Espesor neto de la formación.
- iii. Valor de la porosidad.
- iv. Valor de la saturación de agua.

3.- Sobre el plano de localizaciones de los pozos se anotan los datos de espesor neto poroso de la formación, Figura 3.3.

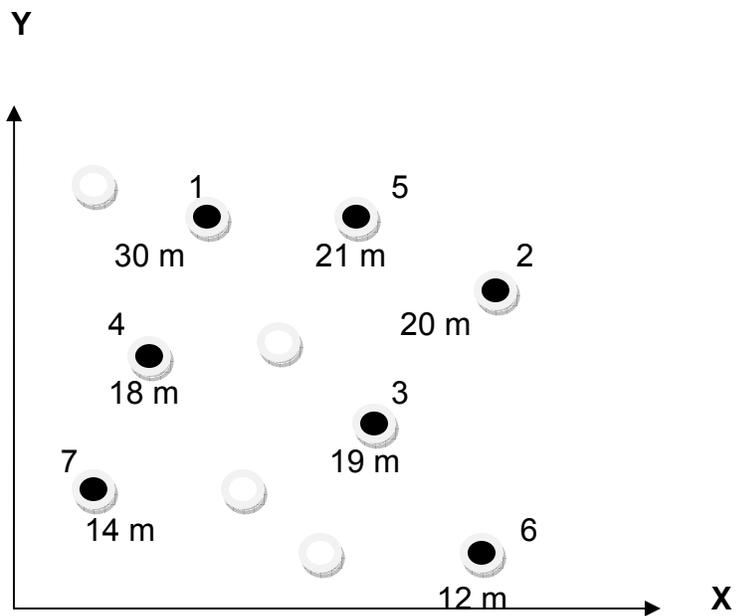


Fig. 3.3. Plano de Localización con sus espesores.

4.- Sobre el plano anterior se configuran curvas, (ya sea interpolando o extrapolando datos), para poder obtener curvas de igual valor, Figura 3.5.

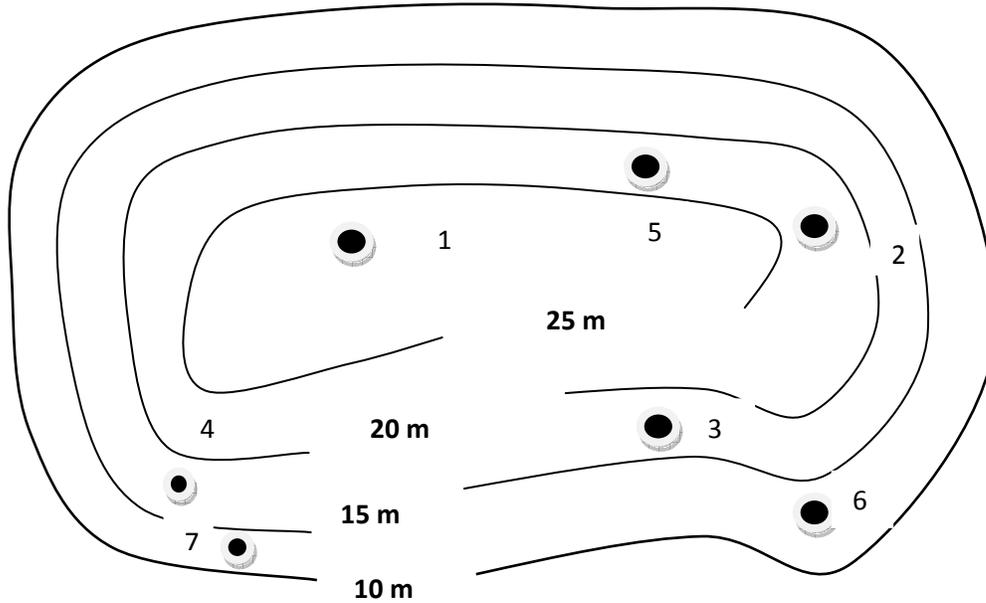


Fig. 3.4 Plano con curvas a cada 5 metros.

5.- Posteriormente se anotan en una tabla los valores encontrados de los espesores y áreas, transformadas a dimensiones reales. **Tabla 3.2.**

ISOPACAS	AREAS m2
0	1180
5	1000
10	900
15	750
20	500
25	200
30	0

6.- Se construye una grafica de espesores contra áreas y se vacía la información que se obtuvo en el paso anterior y con los datos obtenidos de isopacas y las áreas, se genere una grafica.

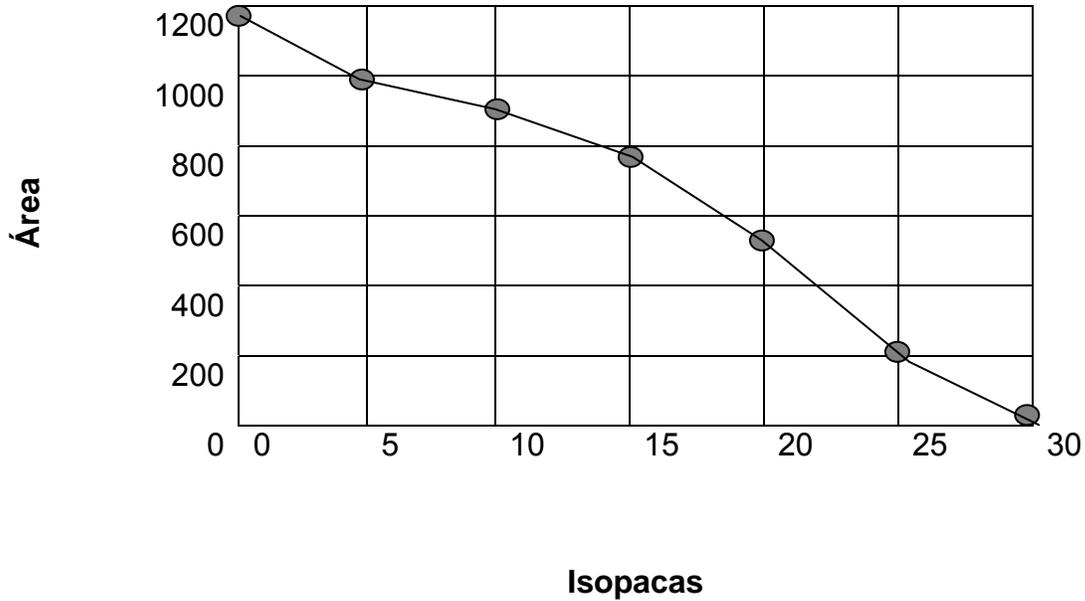


Fig. 3.5. Isopacas Vs Áreas

7.- Se determina el área bajo la curva resultante la cual es representativa del volumen de roca impregnado con hidrocarburos.

8.- Con la información obtenida de los parámetros anteriores y con los valores medios de porosidad y saturación de agua, se calcula el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento con la expresión 3.2

$$V_{hc} = V_r \phi_{yac} (1 - S_{wyac}) \quad 3.2$$

3.2.3.2 Método de cimas y Bases

Este método tiene la finalidad de determinar el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento basándose en la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación productora, para ello se necesitan planos de localizaciones de los pozos que componen el yacimiento. Mediante registros geofísicos se determinan las profundidades de las cimas y bases de la formación para cada uno de los pozos.

Procedimiento de cálculo:

1.- Recopilación de la siguiente información.

- a) Profundidad de la cima.
- b) Profundidad de la base.
- c) Valor de la saturación de agua.
- d) Espesor neto de la formación.

2.- Construir un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el yacimiento,

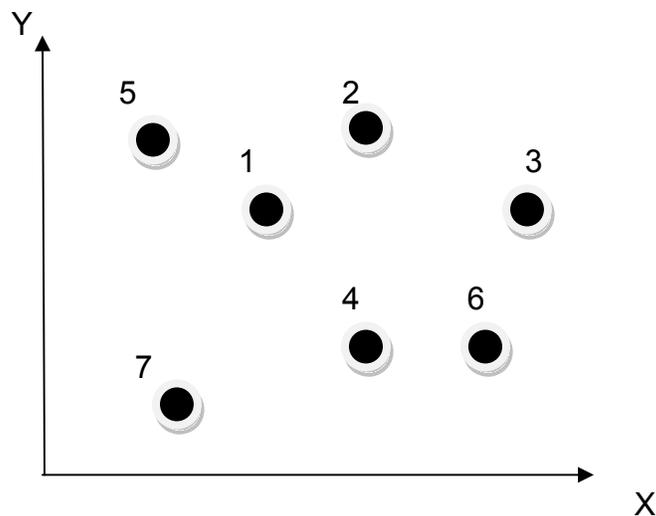


Fig. 3.6 Plano de Localizaciones.

3.- En el plano de localizaciones se afecta a cada pozo con la profundidad de su cima de la formación. Sobre el plano de localizaciones y mediante interpolación lineales, se configuran curvas de igual profundidad de la cima, Figura 3.7.

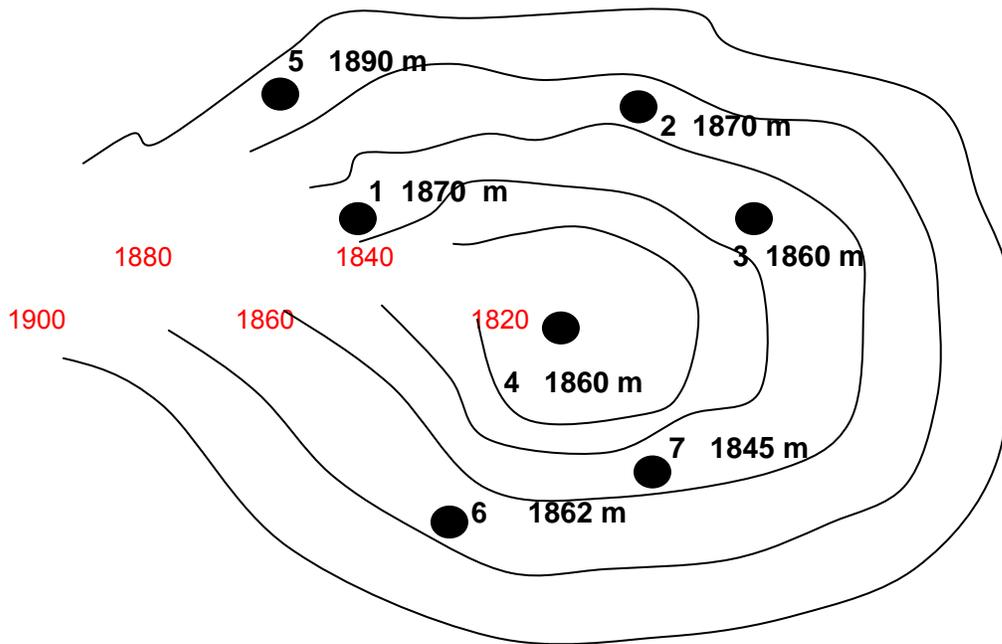


Fig. 3.7 Plano de curvas a cada 20 metros.

4.- En otro plano de localizaciones afectar a cada pozo con la profundidad de la base de la formación productora de hidrocarburos. Y también se configuran curvas de igual profundidad de la base, Figura 3.8.

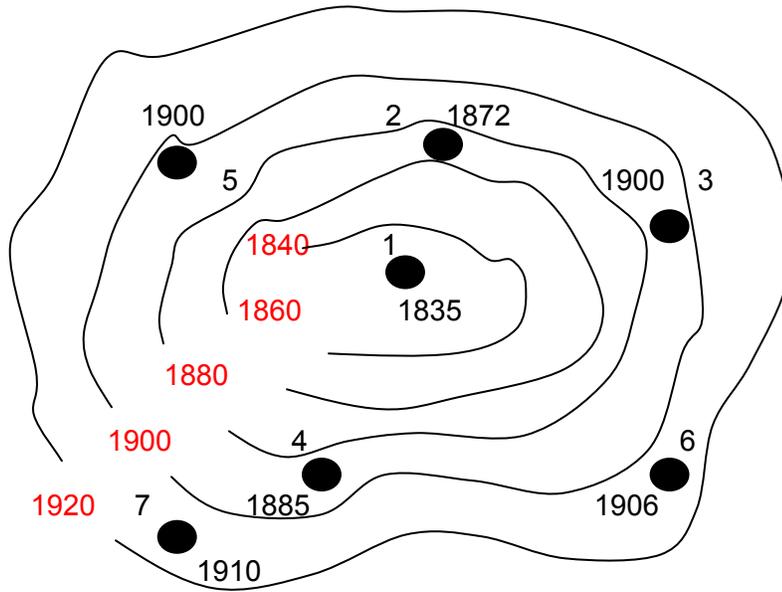


Fig. 3.8 Plano con Curvas a cada 20 metros.

5.- Determinar para ambos planos el área encerrada por las curvas de igual profundidad, **tabla 3.3 Áreas de Cimas.**

PROFUNDIDAD CIMAS	ÁREAS (m2)
1800	0
1820	12
1840	58
1860	92
1880	170
1900	268

6.- Se presenta la grafica en cuyas ordenadas están las profundidades y en las abscisas las áreas del terreno.

De esta forma se obtiene los perfiles, tanto de cimas como de bases del yacimiento.

Se determina el área determinada por los perfiles de cimas y bases. El valor encontrado se multiplica por la escala de la grafica para obtener el volumen bruto de roca, al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación de hidrocarburos, de aproximadamente el volumen de hidrocarburos que se desea conocer.

- a) El volumen puede ser calculado por planimetría del diagrama de medición.
- b) Si el número de intervalos configurados es par, el volumen puede ser calculado por la regla de SIMPSON.

$$VR = 1/3h[(Yo + Yn) + 4(Y1 + Y3 + \dots + Yn - 1) + 2(Y2 + Yd + \dots + Yn - 2)] \quad \mathbf{3.3}$$

- c) El volumen puede ser calculado por la regla trapezoidal:

$$VR = h[1/2(Yo + Yn) + Y1 + Y2 + \dots + Yn \pm 1] \quad \mathbf{3.4}$$

Donde:

VR = Volumen del yacimiento, acre-pie (m3)

h = espesor del intervalo, pies.

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

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

3.2.3.3 Método de Isohidrocarburos (Ih)

Este Método permite un cálculo más confiable y preciso del volumen original de hidrocarburos, ya que permite considerar implícitamente las variaciones que sufren los parámetros de porosidad y saturación de agua tanto verticalmente como árealmente; esto se logra a partir del conocimiento del índice de hidrocarburos, asociados a la formación productora en cada pozo.

Físicamente el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de metro cuadrado de yacimiento, es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

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

Procedimiento de cálculo.

1.- Se construye un plano de localización, Figura 3.9.

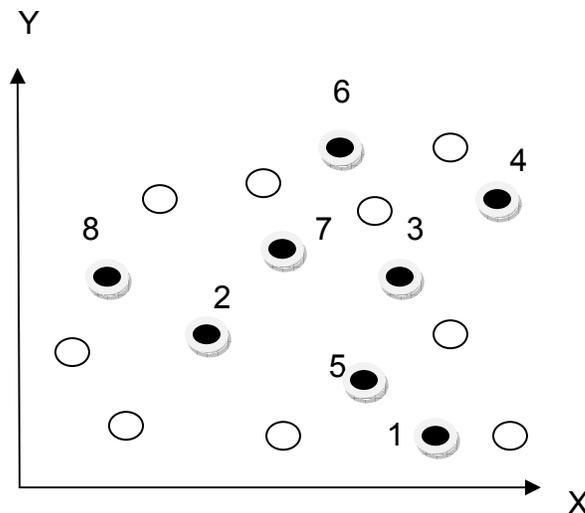
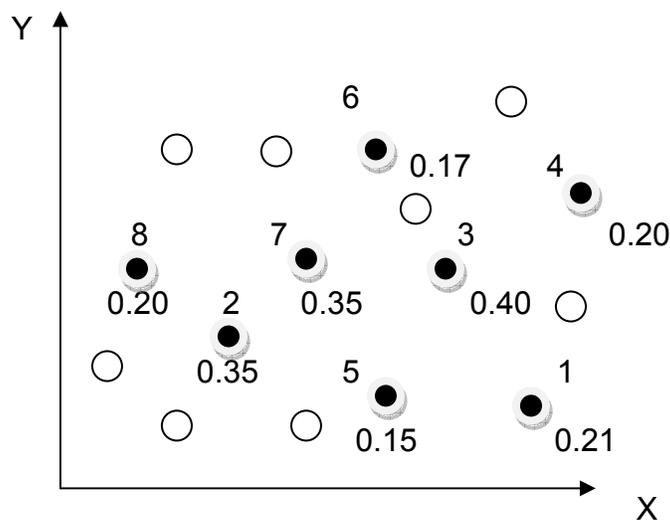


Fig. 3.9 Plano de localizaciones

2.- Recopilación de información de los análisis de registros eléctricos y si es necesario se calcula el índice de hidrocarburos de la formación para cada uno de los pozos que contiene el yacimiento, Tabla 3.4:

POZO No.	lhcs (m^3hc/m^2 roca)
1	0.21
2	0.35
3	0.40
4	0.20
5	0.15
6	0.17
7	0.35
8	0.20

3.- Sobre el plano de localizaciones para cada pozo se anota su respectivo valor de Isohidrocarburos, **Figura 3.10**



4.- Con el plano anterior se hace la configuración de curvas de igual índice de hidrocarburos (plano de isoíndice de hidrocarburos), Figura 3.11.

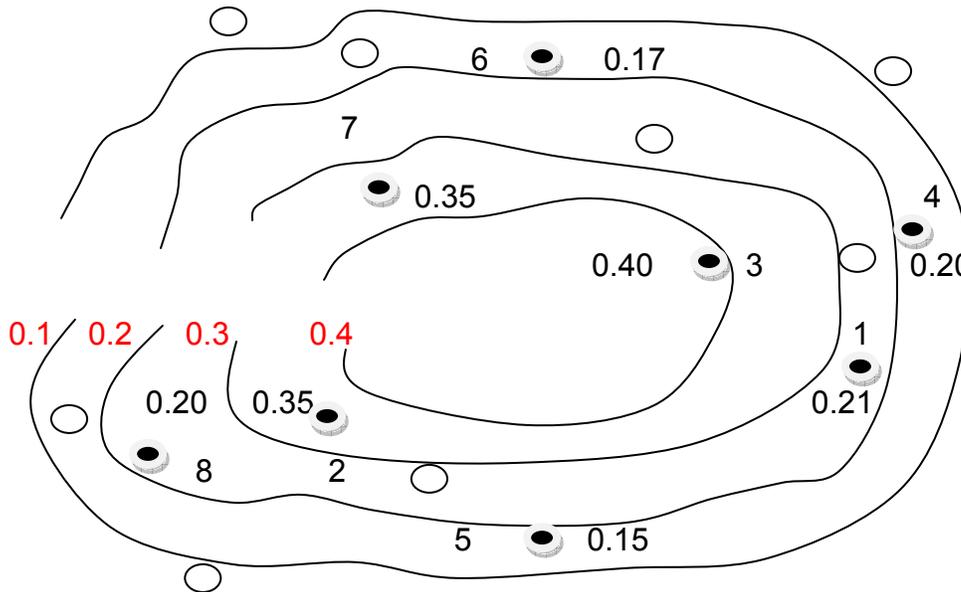


Fig. 3.11 Plano de curvas a 0.10 isoíndices de Hidrocarburos.

5.- Se determinan las áreas comprendidas por cada curva de isoíndice de hidrocarburos, tabla 3.5

Tabla 3.5 Áreas

Isoíndice de hcs	Área (grafica)	Área del terreno (m2)
0.00	340	13600
0.10	230	9200
0.20	119	4760
0.30	50	2000
0.40	7	260

Sí: 1 cm² del plano = 4 x 10⁴ de terreno. 1 cm del plano = 200 m

6.- Se realiza una grafica de I_h vs Área con los datos anteriores, Figura 3.12.

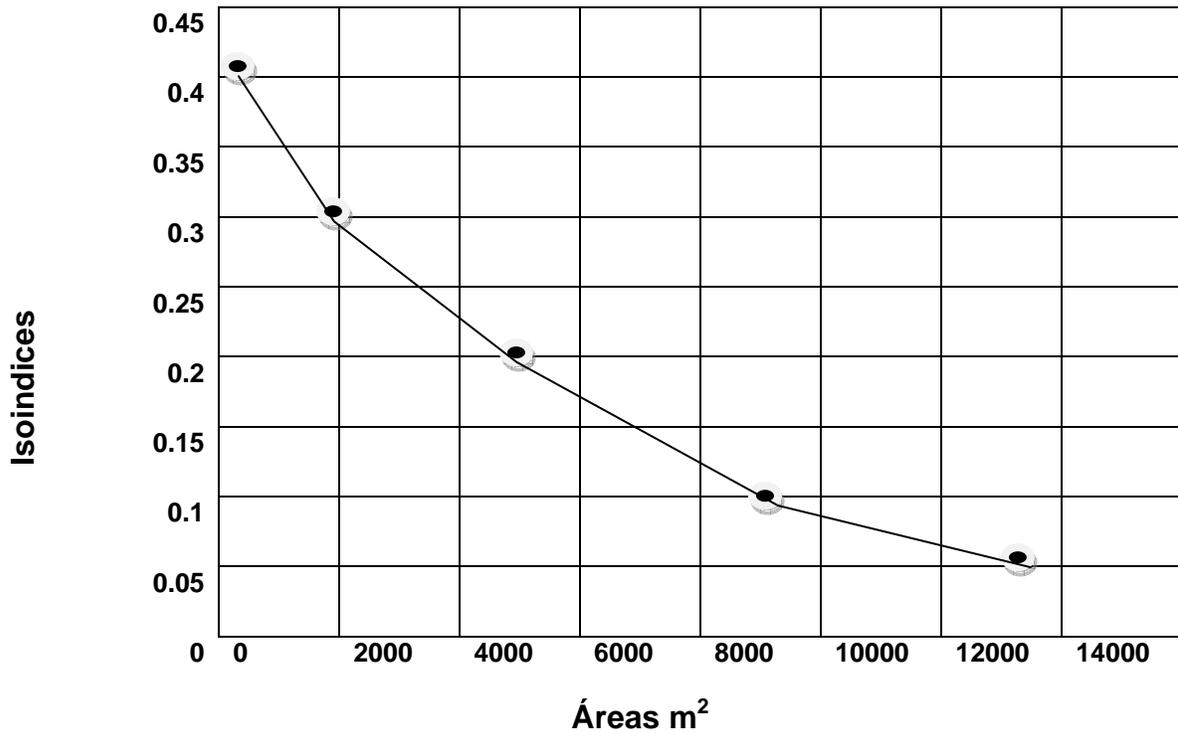


Fig. 3.12 Isoíndices vs Áreas

7.- Mediante la determinación del área bajo la curva, afectada por los factores de escala se obtendrá el volumen de hidrocarburos.

Los métodos antes vistos tiene una gran importancia en el cálculo de los volúmenes originales de hidrocarburos ya que la etapa inicial del yacimiento pueden ser aplicados obteniendo valores volumétricos con una certidumbre razonable.

3.2.4 TECNICAS DE COMPORTAMIENTO.

3.2.4.1 Métodos de Balance de Materia (EBM).as

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) contabiliza los fluidos que existen, entran o se acumulan en el yacimiento por algún tiempo.

3.2.4.1.1 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 a B_g , entonces la ecuación balance de materia dado por la ecuación (3.6) como sigue:

Volumen inicial = Volumen final

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

$$GB_{gi} = B_gG - B_gG_p$$

$$B_gG - B_{gi}G = B_gG_p$$

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

Despejando G:

$$G = \frac{B_gG_p}{B_g - B_{gi}} + B_{gi} \quad 3.6$$

b) Con empuje de agua la Ecuación Balance de Materia es:

$$G = G_pB_g - W_{ed} + \frac{W_pB_w}{B_g - B_{gi}} \quad 3.7$$

Si los datos medidos son exactos, el gas calculado in-situ siempre será exacto. En la ecuación 3.7 la entrada de agua puede ser encontrada usando la caída de presión durante la historia de producción con otros parámetros.

3.2.4.1.2 Concepto de Ecuación de Balance de Materia en Forma de Recta.

Podemos expresar la ecuación de balance de materia de la siguiente manera:

$$F = NEo + NmEg + We \quad 3.8$$

Donde:

$$F = Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + Wp + We \quad a.c.s$$

$$Eo = [Bo - Boi + Bg(Rsi - Rs)] \quad a.c.s$$

$$Eg = Boi \left[\left(\frac{Bg}{Bgi} \right) - 1 \right] \quad a.c.s/STB$$

F representa el total de encogimiento en el subsuelo, Eo representa la expansión del aceite y la expansión del gas asociados, mientras Eg representa la expansión del casquete de gas.

La ecuación anterior incluye todos los mecanismos de desplazamiento. Algunos de estos no están actuando en el yacimiento entonces el termino que representa dicho mecanismo puede ser borrado de la ecuación.

a) Sin entrada de agua y sin casquete de gas: $We = 0$ y $m = 0$.

$$F = NE_o$$

3.9

Una grafica de F versus E_o dará una línea recta pasando a través del origen con una pendiente de N (volumen de aceite inicial), figura 3.13

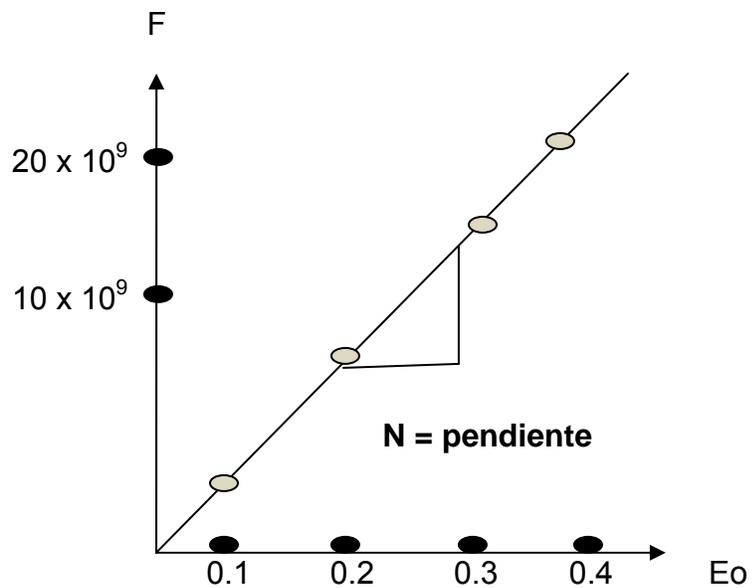


Fig. 3.13 Grafica F vs E_o^{10}

- b) Sin entrada de agua ($We = 0$) y con casquete de gas. La ecuación anterior se reduce a la siguiente:

$$F = N(E_o + mE_g) \quad 3.10$$

Otra vez graficando F versus $(E_o + mE_g)$ producirá una línea recta pasando a través del origen como una pendiente de N , Figura 3.14

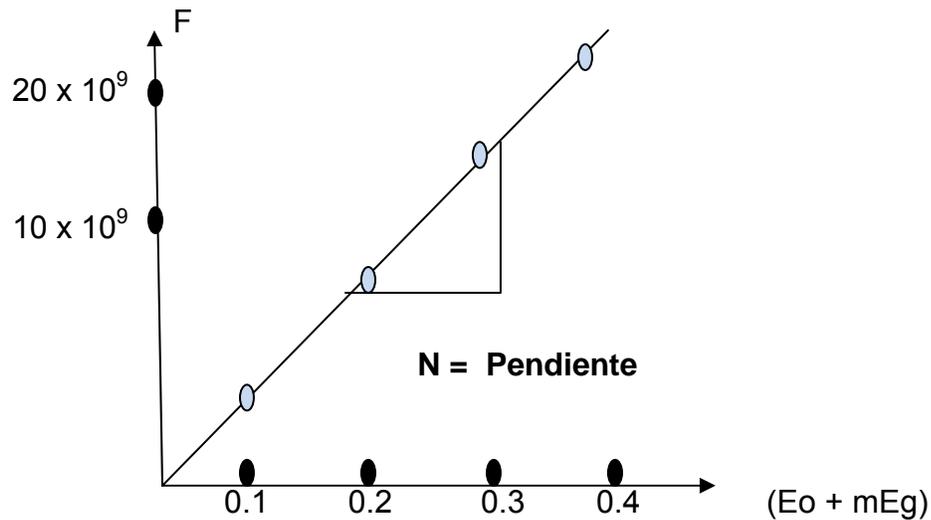


Fig. 3.14 Grafica F vs $(E_o + mE_g)^{10}$

- c) Sin entrada de agua y m es desconocida, la Ec 3.10 puede escribirse diferente:

$$F/E_o = N + mNE_g/E_o \quad 3.11$$

d) Para yacimiento con empuje de agua, $m = 0$, la Ec. 3.8 tendrá la forma:

$$F = NE_o + W_e$$

Dividido por E_o :

$$F/E_o = N + W_o/E_o \quad \mathbf{3.12}$$

Este concepto puede ser aplicado a yacimientos de Gas para expresar

La ecuación de balance de materia como línea recta. La Ec. 3.7 puede ser escrita como:

$$GpBg = GEg$$

Donde:

$$Eg = Bg - Bgi \quad \mathbf{3.13}$$

Si se graficara $GpBg$ vs Eg podría dar una línea recta con G siendo la pendiente.

Si el yacimiento esta bajo un empuje de agua, la Ec. 3.7 puede ser escrita como:

$$GEg = GpBg - W_e + W_p$$

$$GEg = GpBg + W_p - W_e$$

$$W_e + GEg = GpBg + W_p$$

Dividiendo por Eg :

$$W_e/Eg + G = GpBg + W_p/Eg \quad \mathbf{3.14}$$

Usando la técnica de la línea recta para estimar las reservas de aceite y gas minimizara el error en la reserva calculada porque un número de datos serian usados para la estimación y el error en los datos será promediado.

El gas in-situ puede ser estimado por otro método el cual requiere graficar P/z vs producción de gas acumulada para yacimiento volumétrico. El resultado de la grafica es una línea recta con G siendo la intersección con el eje X . La estimación de la reservas de gas usando datos de producción de la etapa inicial puede resultar un error tan grande como un factor de 2. Además este método podría ser usado solamente cuando la producción acumulada de gas alcanza una etapa de alrededor de un 20% de gas in-situ.

3.2.4.2 Modelos Numéricos de Simulación.

La simulación de yacimientos es un método mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático integra un conjunto de factores para describir con una buena previsión el comportamiento de los procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

La selección del modelo a utilizar, a demás del aspecto económico, está en función de lo que se desea simular y de la información con que se cuenta para realizar la simulación.

La validez matemática está directamente relacionada con la aproximación con que el modelo ajusta la historia de comportamiento del yacimiento. En yacimientos cuyas propiedades varían notablemente de un punto a otro, es necesario emplear un modelo para representar su comportamiento que considere en forma apropiada esta variación. Estos modelos están basados en las ecuaciones fundamentales que describen el flujo de hidrocarburos a través de medios porosos, las cuales debido a su complejidad se resuelven numéricamente, dando como resultado los modelos numéricos de simulación de yacimientos. Si la información disponible acerca de las características y del comportamiento del yacimiento relativamente completa por medio de estos modelos se pueden estimar y evaluar tanto el volumen de hidrocarburos en el yacimiento como las reservas recuperables.

Un campo solo se puede producir una vez y si se comete un error, se puede perder para siempre cualquier oportunidad para mejorar la recuperación.

.3.2.4.3 Curvas de Declinación.

Las curvas de declinación son una herramienta de gran utilidad para dar una estimación de los gastos futuros de producción de un pozo y con estos gastos es posible determinar la reserva del yacimiento. El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento del equipo, personal empleado, pago de regalías, etc. Es conocido con el nombre de límite económico.

Cabe aclarar que cualquier método de declinación de la producción debe ser usado con precaución cuando se hacen las predicciones de las reservas en algún campo.

Cutter definió cinco tipos de curvas.

1. **Curvas de declinación de la producción.-** Estas muestran la cantidad de aceite producido, por pozo o por un grupo de pozos durante el mismo periodo de tiempo.
2. **Curvas de producción futura.-** Nos muestran el promedio de la producción futura estimada, llevada al límite económico para pozos en el mismo yacimiento o campo con relación a la cantidad de aceite que se produce durante el año inmediato anterior o tomando cualquier unidad de tiempo.
3. **Curvas de evaluación.-** Estas muestran la última producción promedio estimada llevada al límite económico para pozos del mismo yacimiento o campo, con relación a la cantidad de aceite que se producirá durante el primer año.
4. **Curvas Futuras.-** Estas muestran la producción futura, llevada al límite económico de un pozo o de un promedio de pozos, con referencia a la vida remanente del pozo.

5. **Curvas de gasto de producción.-** Nos dan el gasto diario de producción de aquellos pozos en los que la producción anual es mostrada por la curva de declinación de la producción.

Muchos investigadores que han notado las ecuaciones de las curvas arriba mencionadas son muy parecidas a aquellas que mostraban un comportamiento lineal al graficarlas en papel semi-logarítmico o doble-logarítmico. Por lo tanto solo se describe a las curvas de declinación de la producción.

Curvas de Declinación de la Producción.

Los datos de producción pueden ser graficados en ^{1,2}.

- a) Gastos de Producción versus Tiempo.
- b) Gastos de Producción versus Producción Acumulada.
- c) Porcentaje de agua producida versus producción Acumulada.
- d) Profundidad del contacto agua-aceite versus Producción Acumulada.
- e) Producción Acumulada de Gas versus Producción Acumulada de Aceite.
- f) Presión versus Producción acumulada.

3.2.4.3.1 Declinación Exponencial.

Esta curva también se conoce como geométrica, semi-logaritmico o de porcentaje constante. Esta curva es caracterizada porque la caída de gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción.

a) Relación Gasto versus Tiempo.

Esta curva para el caso de declinación exponencial tiene una relación de perdida (a) constante.

La expresión matemática que define esta declinación es:

$$-a = \frac{q}{\frac{dq}{dt}} \quad 3.15$$

Donde “a” es una constante positiva integrando la ecuación 3.15 y eliminando la constante de integración estableciendo que $q = q_0$ para $t = 0$ se obtiene:

$$q = q_0 e^{-t/a} \quad 3.16$$

La expresión anterior es de tipo exponencial y al graficarla en papel semi-logaritmico el comportamiento es una línea recta. Esta recta puede ser extrapolada continuando su tendencia como se muestra en la figura 3.17.

b) Relación Gasto versus Producción Acumulada.

Estas curvas son muy convenientes para estimar gráficamente la recuperación, para obtener recuperaciones futuras por diferencia, etc.

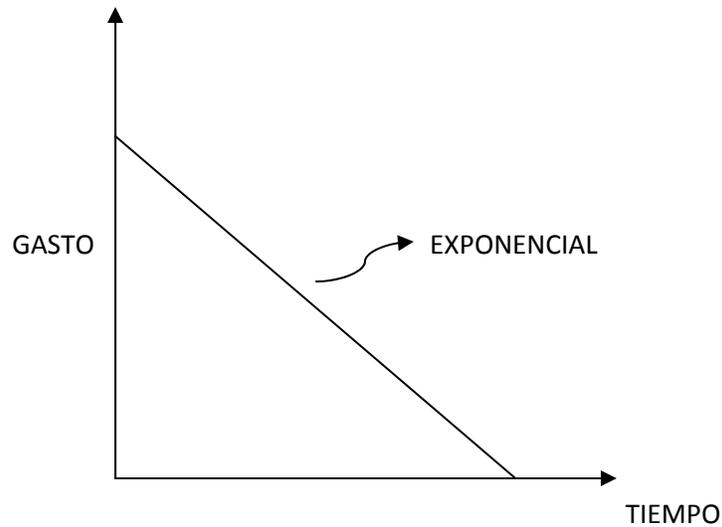


Fig. 3.17 Grafica semi-logarítmico de gasto versus Tiempo ¹³

Al graficar el gasto contra la producción acumulada en coordenadas cartesianas, se obtiene una línea recta que será un indicativo de la declinación exponencial. La tendencia puede ser extrapolada para cualquier tiempo futuro al límite económico y al que se puede producir hidrocarburo, figura 3.18.

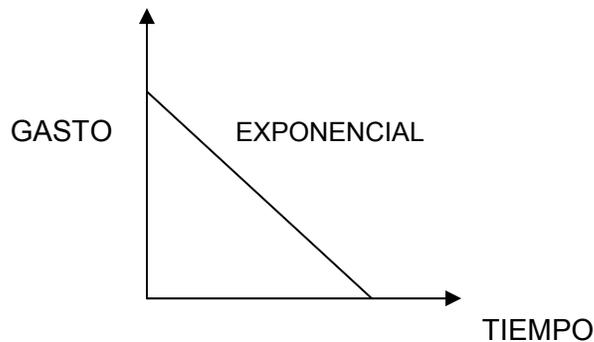


Fig. Grafica de Gasto versus Producción Acumulada

La expresión para la curva de gasto vs producción acumulada puede ser encontrada integrando la relación gasto tiempo con respecto al tiempo como sigue:

$$Np = \int q dt = \int q_0 e^{-t/a} dt \quad 3.17$$

$$Np = a(q_0 - q) = 100 \times \frac{q_0 - q}{D} \quad 3.18$$

c) El porcentaje de declinación mensual.

Puede ser expresado como:

$$D = -100 \times \frac{\frac{dq}{dt}}{q} \quad 3.19$$

o cuando el uso de las ecuaciones 3.15, 3.16 se tiene:

$$D = \frac{100}{a} = 100 \frac{q_0 - q}{Np}$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que procede con una presión de fondo fluyendo (Pwf) constante, cuando se ha alcanzado el efecto de frontera.

3.2.4.3.2 Declinacion Hiperbólica.

La declinacion hiperbólica se presenta cuando el yacimiento por segregación gravitacional y empuje por gas disuelto.

Las curvas de declinacion hiperbólica han sido extensamente utilizadas para evaluar la producción de aceite y para predecir el comportamiento futuro de los pozos.

Esta curva es la que ocurre mas frecuentemente y también es llamada log-log puede ser reconocida por el hecho de que la relación de pérdida de muestra una serie aritmética y que por lo tanto su primera derivada con respecto al tiempo es constante o aproximadamente constante.

a) Relación Gasto versus Tiempo.

La expresión matemática que define la declinacion hiperbólica es:

$$-b = \frac{d \left[\frac{q}{\frac{dq}{dt}} \right]}{dt} \quad 3.20$$

Donde “b” es una constante positiva menor que la unidad, integrando la 3.20 tenemos:

$$-bt - a_0 = \frac{q}{\frac{dq}{dt}} \quad 3.21$$

Donde “ a_0 ” es una constante positiva que representa la relación de pérdida para $t = 0$, la ecuación 3.21 se puede ordenar:

$$\frac{dq}{q} = - \frac{dt}{a_0 + bt} \quad 3.22$$

Esta puede ser integrada tomando como limite $q = q_0$ para $t = 0$, por lo que la ecuación resultante es:

$$q = q_0 \left[1 + \left(\frac{bt}{a_0} \right) \right]^{-1/b} \quad 3.23$$

Que es la relación de gasto vs tiempo para la declinacion hiperbólica.

b) Relación Gasto versus Producción Acumulada.

Para encontrar la relación matemática que relacione el gasto y la producción acumulada es necesario integrar la ecuación 3.23.

$$Np = \int q dt = \int q_0 \left[1 + \left(\frac{bt}{a_0} \right) \right]^{-1/b} dt \quad 3.24$$

Eliminando t mediante el uso de la ecuación 3.23 se tiene:

$$Np = \left[\frac{a_0 b_0^b}{b-1} \right] (q_0^{1-b} - q^{1-b}) \quad 3.25$$

La relación gasto-producción acumulada puede también compararse como una línea recta. Si se grafica en papel log-log si se cambia horizontalmente la escala de producción acumulativa.

c) Porcentaje de Declinación Mensual.

De la ecuación 3.21 puede encontrarse que la declinación mensual es:

$$D = -100 \left[\frac{\frac{dq}{dt}}{q} \right] = \frac{100}{ao+bt} \quad 3.26$$

Eliminando t con la ecuación 3.23 se tiene:

$$D = \frac{100}{aoqo^b} q^b \quad 3.27$$

3.2.4.3.3 Declinacion Armónica.**A. Relación Gasto versus Tiempo.**

Este tipo de declinacion es un caso especial de la declinacion hiperbólica, ocurre cuando el valor de “b” es igual a la unidad. De este modo la expresión matemática es:

$$q = \frac{q_o}{1 + \left(\frac{t}{a_o}\right)} \quad 3.28$$

B. Relación Gasto versus Producción Acumulada.

La expresión matemática que representa ese tipo de declinacion es:

$$Np = a_o q_o (\log q_o - \log q) \quad 3.29$$

Esta ecuación puede ser representada por una línea recta al graficar en papel semi-logaritmico, el gasto de producción en la escala logarítmica contra la producción acumulada.

C. Porcentaje de Declinación.

Este porcentaje es igual de la declinacion hiperbólica, con la diferencia de que el coeficiente “b” es igual a la unidad. De esta manera la expresión matemática es:

$$D = 100 \left(\frac{q}{a_o q_o} \right) \quad 3.30$$

3.2.4.3.4 Método de Extrapolación.

Log-log.

Como se menciono anteriormente las curvas de gasto contra tiempo y gasto contra producción acumulada para la declinacion hiperbólica puede ser representada y extrapolada como líneas rectas en papel log-log.

La curva de gasto vs producción acumulada, para el caso especial en que el valor de "b" es 1 puede ser extrapolada como una línea recta en papel semi-logaritmico.

Las extrapolaciones en coordenadas log-log tienen la desventaja de dar poca exactitud en el punto de interés, así como también es difícil encontrar la mejor relación de la línea recta.

Semi-log.

.Aun cuando el papel log-log es usado frecuentemente para las curvas de producción en la declinacion hiperbólica, en ocasiones se grafican las curvas de producción en coordenadas semi-logaritmico. Sin embargo, cuando se grafica el gasto vs tiempo en estas coordenadas, la extrapolación se dificulta.

Con la ayuda de la regla de los tres puntos, es posible extrapolar una curva de declinacion hiperbólica de gasto vs tiempo en papel semi-logaritmico con una exactitud razonable.

Regla de los Tres Puntos.

Esta regla dice “para tres puntos cualesquiera sobre la curva con declinacion hiperbólica de gasto constante vs tiempo, en los cuales el gasto de producción en cada punto tiene un cierto valor, existirá un punto medio entre ellos que tendrá un valor de gastos de producción.

De acuerdo con la ecuación 3.23 los gastos de producción al tiempo $t-v$, t y $t+v$ serán:

$$q_{t-v}^{-b} = q_0^{-b} \left[1 + \frac{b}{a_0} (t - v) \right] \quad 3.31$$

$$qt^{-b} = q_0^{-b} \left[1 + \left(\frac{b}{a_0} \right) t \right] \quad 3.32$$

$$q_{t+v}^{-b} = q_0^{-b} \left[1 + \left(\frac{b}{a_0} \right) (t + v) \right] \quad 3.33$$

Sumando el lado derecho de las ecuaciones 3.31 y 3.33 el intervalo de tiempo “ v ” es eliminado y la expresión obtenida es dos veces mayor que el valor de la ecuación 3.32 por lo tanto:

$$2q_t^{-b} = q_{t-v}^{-b} + q_{t+v}^{-b} \quad 3.34$$

Si el gasto en el primer punto es n veces el gasto del último punto, el valor del gasto en el punto medio es:

$$q_t = \left[\frac{n^{-b} + 1}{2} \right]^{-\frac{1}{b}} q_{t+v} \quad 3.35$$

Esta relación es usada para la construcción de una simple extrapolación grafica para la curva de declinacion hiperbólica en coordenadas Semi-log.

CAPITULO 4

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS RESERVAS.

4.1 Aspectos Generales.

Una valoración de los últimos años muestra una correlación en los dos sentidos entre el precio del petróleo en el mercado y su prosperidad económica caracterizada por la tasa de crecimiento del producto interno bruto (PIB), lo que sugiere que la existencia de un precio en el petróleo constituye un nivel de tolerancia.

Ese alcance constituye para los hidrocarburos, una apreciación del costo que no deben superar los recursos para poder considerarse como reserva, lo cual proporciona un método para evaluar un mínimo de reservas mundiales que corresponda al total de recursos.

Lo importante de los factores geográficos y la incertidumbre relativa al costo del gas asociado representa la dificultad de precisar la misma distinción para el gas natural, pero conclusiones similares pueden aplicarse con el mismo criterio.

El progreso tecnológico nos lleva a disminuir el costo de producción y modificar los límites de la clasificación de los recursos en función de su costo y así aumentar el volumen de las reservas.

El trabajo financiero que se haga en la exploración o el poner en marcha la producción en zonas más difíciles se realizara solamente si las perspectivas de rentabilidad son atractivas.

En lo que se refiere a los hidrocarburos, la relación entre los precios del mercado, la evaluación, de las reservas que resulten y la demanda de los consumidores representa a largo plazo un mecanismo regulador. Pero su efecto puede estar limitado por la oferta y la demanda de hecho no se excluye ciclos de estancamiento y tensión para las economías de los países productores y consumidores.

Las reservas de hidrocarburos que pueden ser evaluadas ahora todavía son abundantes y muy a la medida de la demanda futura que se prevé. Pero para que esto se cumpla sin problemas, es importante que los precios que la condiciona se caractericen por la estabilidad a un nivel suficiente para que las reservas necesarias estén disponibles en el momento deseado y que los mecanismos reguladores puedan tener una buena actuación.

El precio en el mercado nos da el ingreso por barril o por m³ que se podría percibir al vender la producción. Además, se actúa sobre el porvenir de las economías consumidoras y por consecuencia sobre el nivel de la demanda de los consumidores. Por lo tanto tiene doble influencia sobre el financiamiento que se podrá dedicar a la renovación de las reservas de aceite y gas.

4.2 Conceptos Generales.

Una evaluación de reservas petroleras se debe hacer sobre la base de una distribución de inversiones. La Figura 4.1 muestra la distribución de egresos que se tiene para reserva petrolera.

La selección de una acción entre varias opciones de inversión normalmente esta basada en una comparación de sus valores relativos a algún punto común para los efectos de tiempo sobre el valor del dinero. La vida y perfil de producción para cada una de las diversas inversiones u opciones operacionales, junto con la inversión requerida, es la base para la evaluación.

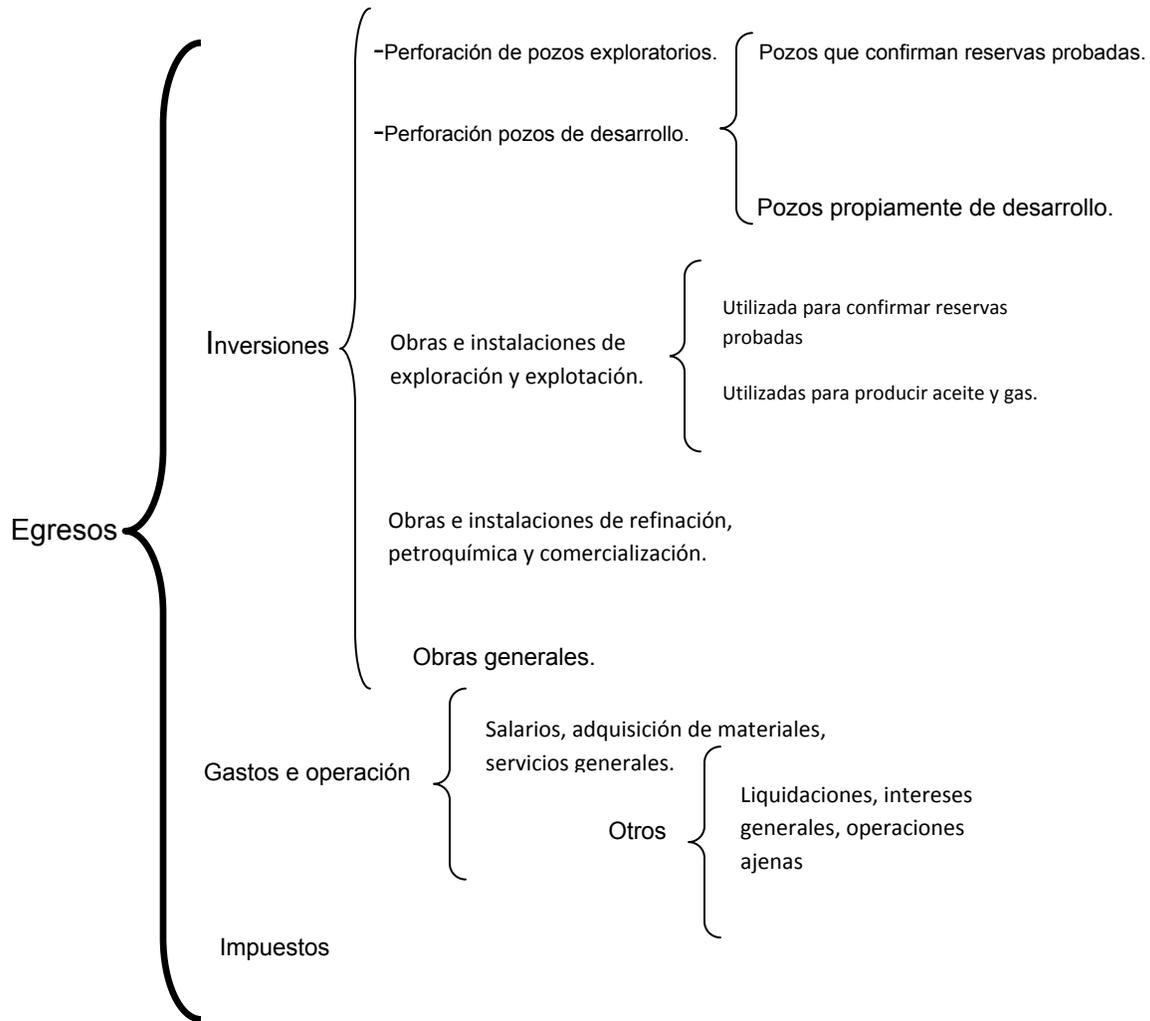


Fig. 4.1 Distribución de los egresos para la reserva petrolera.

Enseguida se dan unas definiciones básicas para entender cómo el valor del dinero se desarrolla a partir de una proyección del gasto vs tiempo de las reservas.

Valor justo del mercado (VJM).- Precio al cual una propiedad puede ser vendida después de ser expuesta al mercado por un periodo razonable de tiempo, por un vendedor a un comprador sin ser comprada o vendida a la fuerza. El VJM incluye una ganancia para el comprador y una compensación para el riesgo de hacer el negocio.

Interés de Trabajo (IT).- Interés aparente propio bajo un contrato de aceite o gas y representa una fracción decimal de los costos totales para el desarrollo y operación de la propiedad.

Intereses Netos.- Representan los intereses de los ingresos de una propiedad, también se define como un factor que cuando se multiplica por la producción total estimada futura de una propiedad, incrementara los ingresos netos futuros para los intereses evaluados.

Interés Reversionario (IR).- Es una porción de los intereses evaluados que revierten a otra porción sobre la ocurrencia de un evento definido, tal como la liquidación de un préstamo pasando un periodo de tiempo o recuperación de producción de una cantidad.

Interés Mineral.- Es una parte del interés cuota simple. Un mineral puede ser recortado desde el interés superficial y transferido por una acción mineral. El propietario de un interés mineral puede ejecutar un contrato de derechos para aceite y gas, independientemente de cualquier uso superficial y puede recibir bonos, rentas y porcentajes de ingresos resultantes del contrato.

Interés de Ganancias Netas.- Es un interés en una propiedad que produce aceite o gas, libre de gastos de producción y que está sujeto a impuestos de producción.

Intereses Acarreados.- Fracción del interés en una propiedad de aceite o gas sacada del interés por trabajo que es acarreado sin obligación para los costos de operación o desarrollo.

Pago por Producción.- Parte de los ingresos de la venta del aceite, gas y otros hidrocarburos producidos de una propiedad. Estos están libres de los costos de producción y termina cuando una suma específica de la venta de los hidrocarburos ha sido realizada por el propietario de dichos intereses.

4.3 Conceptos Económicos y Financieros.

Economía.- Ciencia que estudia como emplear los recursos productivos para satisfacer necesidades humanas, presentes como futuras, así también su distribución para consumo entre la sociedad..

Producto Interno Bruto (PIB).- Es el valor en el mercado de los bienes materiales y de los servicios producidos finales en un periodo dado por los factores de producción de propiedad nacional.

Depreciación.- Es una reducción del activo fijo, sea en cantidad, calidad, valor o precio, debido al uso o por el paso del tiempo de acuerdo a los avances tecnológicos.

Producto interno Neto.- Es el valor resultante del PIB menos la depreciación.

Ingreso Nacional (IN).- Es el producto interno neto menos los impuestos indirectos que pagan las empresas.

Ingreso Personal (IP).- Ganancia que recibe directamente las personas en una economía, ya sea por su contribución a la producción o por transferencias de las empresas reguladas por el gobierno.

Balanza Comercial (Bco).- Cuantificación monetaria del total de las compras y ventas de mercancías de un país con el exterior, en un periodo determinado. La balanza de comercios compara en de valor monetario el total de exportaciones y de importaciones. Si se habla de una balanza favorable (superávit comercial) cuando el total de las exportaciones es superior al valor monetario de las importaciones y viceversa.

Balanza de transacciones (BT).- Es el registro sistemático de la entrada y salida de divisas por concepto de compra y venta de mercancías y servicios de un país con el exterior, en un periodo determinado.

Balanza de Capitales (BCa).- Registro sistemático de la entrada y salida de divisas de un país por concepto de inversiones y préstamo, así como de los intereses y ganancias que generen. Cuando hay entrada de divisas por concepto de inversiones o prestamos del exterior, la balanza es superávit, aunque a largo plazo hay que pagar el préstamo, los intereses, las ganancias y la propia inversión. Si el país invierte o presta al extranjero, entonces será déficit, pero al recuperar los préstamos e inversiones habrá superávit.

Balanza de Pagos (BP).- documentos en que se registran las transacciones económicas de un país con el exterior, representadas por compras y ventas de mercancías, movimientos de capital y transferencia de tecnología, (balanza comercial, balanza de transacciones corrientes y balanza de capitales). Una balanza de pagos será superávit cuando la entrada de divisas sea superior a la salida, y será déficit cuando la salida de divisas sea mayor que la entrada de la misma.

Con respecto a los conceptos financieros, si damos una secuencia a lo mencionado en capítulos anteriores podemos ver la importancia que tienen estos para la ingeniería y que son necesarios para evaluar un proyecto.

Interés (I).- Es la cantidad que produce un capital colocado a una tasa de interés durante un tiempo determinado.

Tasa de interés (i).- Es un porcentaje que se paga sobre el dinero prestado por unidad de tiempo.

$$I = iP \rightarrow i = \frac{I}{P} \quad 4.1$$

Donde:

I = interés

I = tasa de interés

P = principal

Monto (F).- Es la suma del interés más el principal.

Se tiene dos formas de calcular el monto:

a) Con interés simple $F = P(1 + ni)$ 4.2

b) Con interés compuesto $F = P(1 + i)^n$ 4.3

Donde:

F = monto i = tasa de interés

P = principal n = numero de periodos de vida del proyecto.

Valor Presente (P).- Es la equivalencia en el tiempo cero del movimiento continuo de dinero futuro (flujos de efectivos futuros).

$$P = \frac{F^n}{1+i} \quad 4.4$$

Series de Cantidades Iguales.- Una serie consta de “n” cantidades “A” iguales distribuidas uniformemente en el tiempo, donde la primera “A” está colocada en el tiempo 1 y la ultima en el tiempo “n”. Si el tiempo se mide en años se trata de una serie de anualidades.

Tasa de Interés efectiva (TIE).- Es el resultado de la capitalización del interés en un año. Para calcular la tasa de interés efectiva es necesario dividir la utilidad sobre el capital re invertido o recibido respectivamente. Cuando el periodo analizado no anual, es conveniente convertirlo a la base anual.

$$TIE = \left[\left(1 + \frac{in}{m} \right)^n - 1 \right] \quad 4.5$$

Donde:

TIE = Tasa de interés efectiva

m = Numero de periodos de capitalización durante el año.

I_n = tasa nominal de interés (%anual).

4.3.1 Indicadores Económicos de Rentabilidad.

Valor Presente Neto (VPN).- Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero del movimiento continuo de dinero futuro que genera un proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial.

4.6

$$VPN = -X_0 + \sum_{j=1}^n \frac{X_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto.

X_0 = Inversión inicial.

X_j = Flujo de Efectivo Neto del Periodo.

i = Tasa de interés.

j = Periodo.

Relación Beneficio Costo ($R_{B/C}$).- Este índice establece la proporción entre el beneficio obtenido por la inversión en un proyecto, es decir el cociente del valor de los ingresos netos entre la inversión inicial.

$$R_{B/C} = \frac{VPN_{Egresos+Inversion}}{Inversion\ inicial} \quad 4.7$$

Donde: $R_{B/C}$ = Relación Beneficio-costo

VPN = Valor Presente Neto.

Tasa Interna de Retorno (TIR).-

Es la tasa mínima de interés que debe de producirse en el proyecto para no tener ni pérdidas ni ganancias o la tasa hasta donde podría subir el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

4.8

$$Inversion\ Inicial = \sum_{j=1}^n \frac{Ingresos\ netos}{(1 + TIR)^j}$$

Tiempo de Cancelación (Tc).- es el tiempo al cual se considera que no se tienen ni pérdidas ni ganancias o a la tasa hasta donde podría subir el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

4.9

$$Inversion\ Inicial = \sum_{j=1}^n \frac{Ingresos\ netos}{(1 + i)^j}$$

4.4 Riesgo e Incertidumbre en la evaluación de Reservas.

Hay dos cosas que checar para predecir en la explotación de un yacimiento y son las reservas existentes y el ritmo de producción. El ritmo de producción junto con los precios de los hidrocarburos, costos de operación y mantenimiento, costos financieros y los impuestos controlan el flujo de efectivo del proyecto. La reserva existente es probablemente la garantía para obtener los créditos necesarios para inversiones posibles del yacimiento.

4.4.1 Análisis de Riesgo.

Esto se refiere a la cuantificación de la incertidumbre casi siempre pensando de inversiones posibles en los negocios de aceite y gas, aunque mucho del análisis podría pertenecer a la cantidad de la reserva, costo de capital, pronóstico de producción y producción probable, al final es el valor del dinero.

La palabra riesgo ocurre con regularidad en nuestros días en la literatura petrolera. Entre las frases y palabras asociadas con el análisis de riesgo, evaluación del riesgo, administración del riesgo, planeación estratégica y optimización.

Para esta tesis el análisis de riesgo es una forma que estudia y que intenta cuantificar el riesgo asociado con la inversión. Por riesgo queremos advertir una pérdida potencial y más generalmente pérdida o ganancia. Para usar el término análisis se sugiere que el riesgo es cuantificable. El riesgo asociado con la estimación de las reservas de un proyecto incluye la estimación de los posibles factores geológicos.

4.4.2 Incertidumbre.

La incertidumbre es la estimación de las reservas se puede describir en un numero de maneras, una de las cuales es el uso de los términos tradicionales Probadas, Probables y posibles. Sin embargo no existe manera de cuantificar el grado de certeza expresado como un punto. Las medidas estadísticas como rangos, medidas de tendencia central tales como la media, moda, mediana, desviación estándar, límite de confianza y frecuencia, especialmente cuando se muestran gráficamente, cubren una gran cantidad de información que no puede ser obtenida de otra manera.

4.4.2.1 Rangos de incertidumbre.

- a) Se describe por Rangos.
- b) Los puntos o valores dentro del rango no tienen la misma probabilidad de ocurrencia.
- c) Esas diferencias en probabilidades pueden ser descritas mediante funciones de distribuciones de probabilidad.

4.4.2.2 Distribuciones de Probabilidad.

Existen muchos tipos de distribución de probabilidades frecuentemente utilizada en la industria petrolera. Las cuales son simétricas o curvas de forma de campana, curvas sesgadas (positivamente o negativamente), curvas rectangulares donde no se observa tendencia central y una variedad de otras curvas menos frecuentes.

Medidas de Tendencia Central.

Las medidas de tendencia central nos permiten comparar tipos de Distribución de Probabilidad y son:

Moda: El valor más frecuente de un conjunto de datos es el riesgo más popular o la categoría más probable. Corresponde al pico de la curva de frecuencia.

Mediana: El valor medio entre el más pequeño valor posible y el valor más grande posible.

Media: El valor promedio aritmético o la suma de todos los valores de un conjunto dividido por el número total de valores del conjunto.

4.4.3 Tipos de Incertidumbre.

La figura 4.2 muestra que la incertidumbre asociada con la estimación de las reservas y los ritmos de producción cambian con el tiempo y puede ser dividida en tres clasificaciones que son:

- Incertidumbre Técnica.
- Incertidumbre Económica.
- Incertidumbre Política.

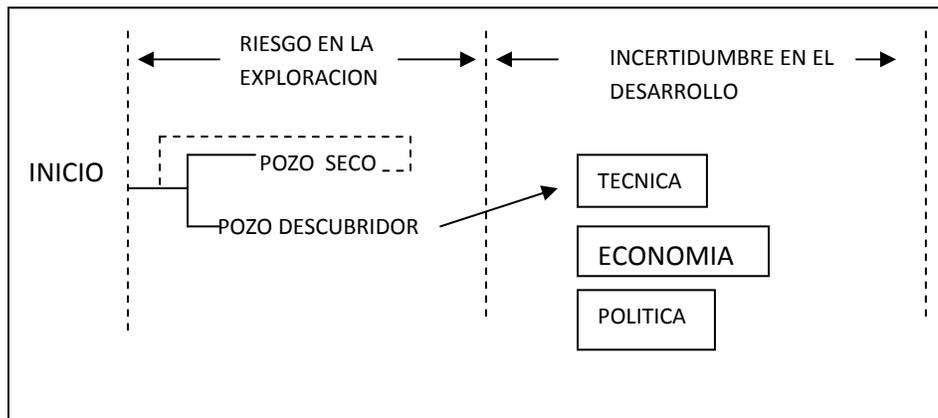


Fig. 4.2 Riesgo e Incertidumbre Asociada a la evaluación de reservas.

4.4.3.1 Incertidumbre Técnica.

Este tipo de incertidumbre relaciona los volúmenes estimados de hidrocarburos, si existen en el subsuelo y si son económicamente recuperables. La incertidumbre técnica casi siempre esta función de la madurez de producción del yacimiento y de la calidad de los datos que se usan para hacer las estimaciones.

La incertidumbre Técnica puede ser dividida en:

- a) Incertidumbre Geológica.
- b) Incertidumbre de Ingeniería.

4.4.3.1.1 Incertidumbre Geológica.

Esta se relaciona con la estimación de los volúmenes de hidrocarburos in-situ. Una vez establecidos los parámetros geológicos que no cambian significativamente.

4.4.3.1.2 Incertidumbre de Ingeniería.

Esta se incrementa con los procesos de recuperación. Una vez que los datos adecuados son disponibles, los cambios significantes en los parámetros ingenieriles ocurren como resultado de los avances técnicos.

4.4.3.2 Incertidumbre Económica.

Los cambios en los precios de los hidrocarburos junto con los factores económicos mundiales han provocado que hoy en día la incertidumbre económica sea un factor que junta un riesgo considerable a los proyectos donde interviene la evaluación de las reservas.

Ahora, estos no son los únicos que pueden afectar la incertidumbre en la explotación de un campo. Los costos del capital, de operación y mantenimiento y de perforación también se añaden a la incertidumbre económica del proyecto, en

general para horizontes de 20 años. Otro factor importante son las condiciones del mercado mundial de oferta y demanda.

4.4.3.3 Incertidumbre Política.

Aquí se incluyen impuestos locales y nacionales, regulaciones ambientales y aspectos globales como la inestabilidad internacional. Los esfuerzos por estabilizar los precios de los hidrocarburos se reflejan en las decisiones de la OPEC al aumentar o reducir los precios según se incline la balanza de la oferta y la demanda. Si los precios suben los países exportadores reducen sus ventas de crudo y lo venden por arriba del precio internacional.

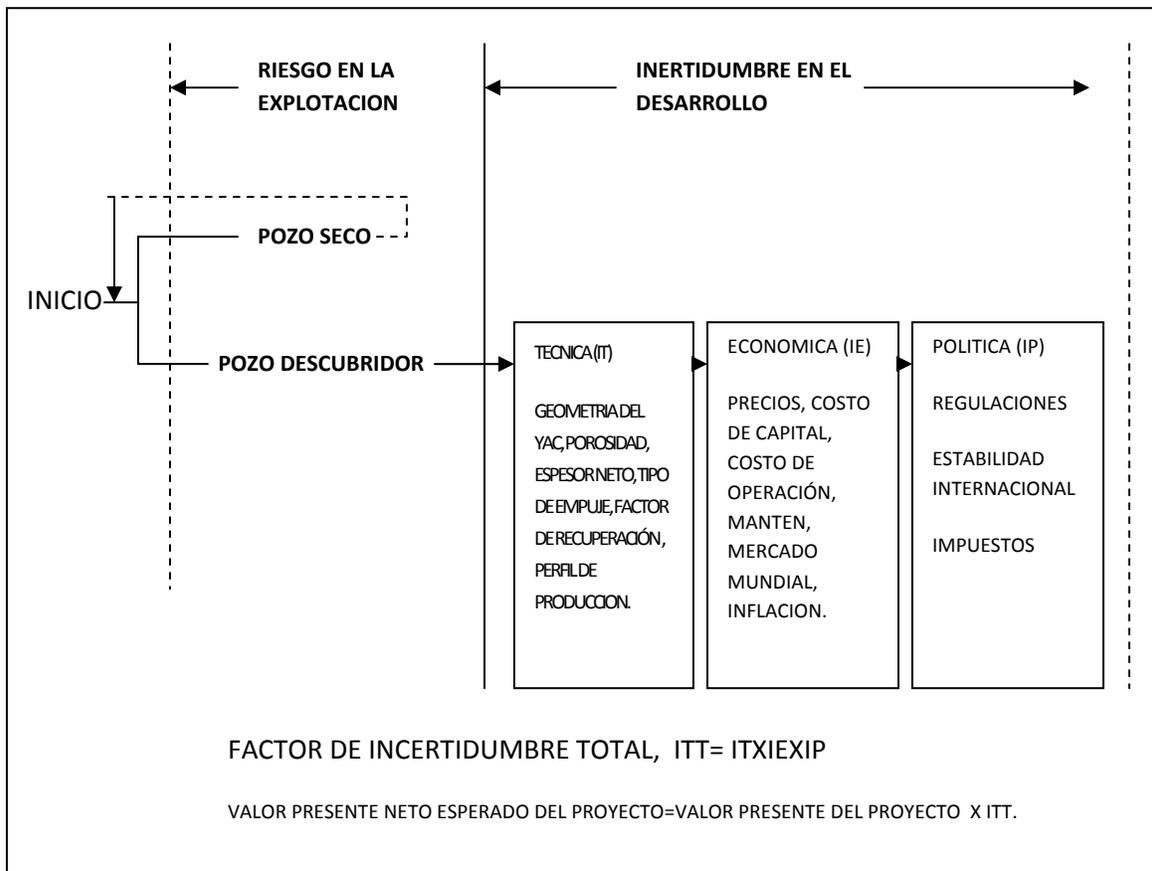


Figura 4.3 Parámetros de Incertidumbre en la Evaluación de la Explotación de Hidrocarburos.

La Figura 4.4 muestra como el impacto de la incertidumbre técnica, económica y política puede reducir el valor esperado del proyecto.

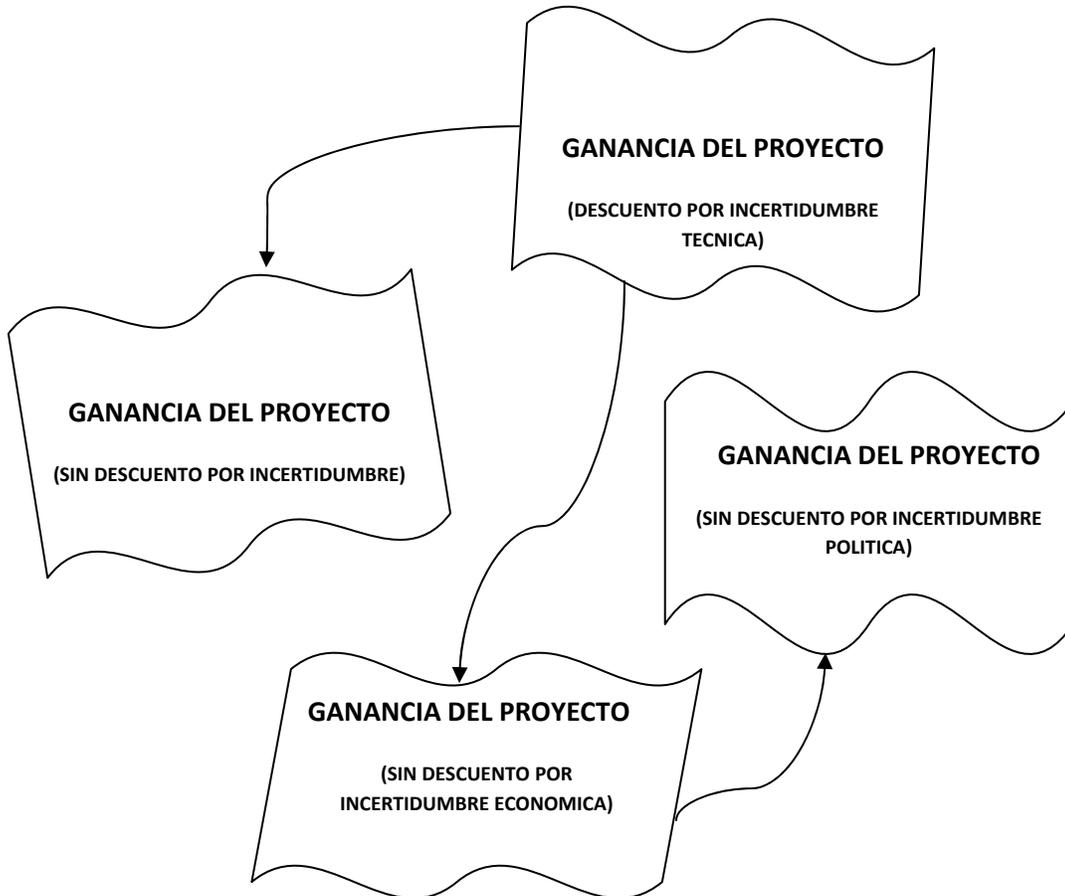


Fig. 4.4 Impacto de la Incertidumbre sobre la Ganancia del Proyecto.

4.5 Análisis de Sensibilidad.

Este tipo de análisis se utiliza determinar cuáles son los factores que pueden tener el impacto importante sobre los resultados de un proyecto. El nivel de este impacto es un indicador de la cantidad de incertidumbre a la que nos enfrentamos en lo que se refiere a los datos registrados que forman parte de nuestro análisis.

Para entender mejor lo que es el análisis de sensibilidad diremos que permite identificar las variables mas criticas para construir con estas los posibles escenarios que nos dejan analizar el comportamiento de un resultado bajo diferentes supuestos. Este análisis puede medir el cambio en un resultado, con un cambio en un conjunto de variables, en términos relativos y términos absolutos.

Podemos comentar que una variables critica se produce cuando un cambio en un resultado mayor que el que produce otra, con base en ciertos criterios. Así también, permite tomar decisiones sobre los aspectos que deben enfatizarse.

Este tipo de análisis tiene varios usos. Uno de ellos es el de identificar, las variables mas criticas y con eso identificar a donde se debe dedicar más esfuerzos tanto en el proceso de planeación, como en el proceso de control y seguimiento de una decisión. Otra utilidad es identificar las variables que deben ser incluidas en los métodos de evaluación de proyectos.

4.5.1 Diagrama de Tornado.

Existen varias herramientas para entender los resultados del análisis de sensibilidad, una de las mas especificas es el diagrama de tornado que se aplica a una variedad de posibles predicciones para una variable mientras se mantienen constantes todas las otras variables a su valor base. Este diagrama se compone de barras horizontales que representan a cada una de las variables en estudio, estas barras están ordenadas en forma vertical.

En el diagrama las variables que representan mayor impacto se pueden ver en la parte superior, mientras que las que representan menor impacto se ven en la parte inferior, el resultado final toma la forma de un tornado. La Figura 4.5 es un ejemplo de un diagrama de tornado aplicado a un pozo exploratorio.

En la figura se observa que las variables que se analizan en este diagrama son en primer lugar el VPN sobre la cual se mueven variar las variables críticas como: precio y volumen de producción de gas, inversiones y costos operativos, estas variables son las que se analizan en los diagramas de tornado aplicados a la industria de exploración y producción, pero se pueden analizar otras.

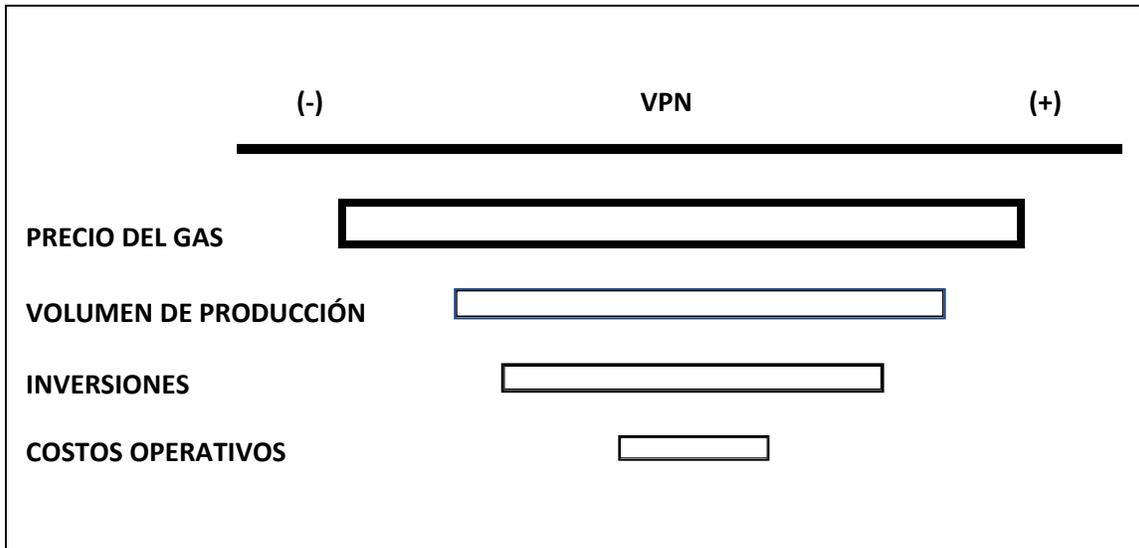


Figura 4.5 Diagrama de Tornado.

Se muestra que el precio del gas tiene el mayor impacto sobre nuestro valor de medida, como lo indica el grado al cual se desvía del resultado promedio esperado. De manera igual, vemos que los costos de capital tienen un impacto

insignificante sobre nuestro posible rango de resultados. Las variables “precio del gas”, “nivel de producción” e “inversiones” juntas tienen el 100% de nuestra incertidumbre.

Podemos resumir, que el resultado del análisis de tornado se emplea para determinar cuáles variables:

- a. Deben incluirse en el árbol de decisiones.
- b. Afectan más los resultados.
- c. Tienen poco efecto sobre los resultados.
- d. Requieren investigarse más para reducir el rango de incertidumbre.

4.6 Árbol de decisión.

Este análisis de decisión incluye identificación del problema, especificaciones de objetivos y obligaciones, modelo, análisis de incertidumbre, análisis de sensibilidad y reglas que se siguen para formar una decisión. Esta técnica sirve para presentar y analizar una serie de decisiones que se deben tomar en diferentes puntos de tiempo.

En el árbol de decisiones existen nodos y ramas. Los nodos pueden ser de dos tipos cuadrados que son puntos de decisión y círculos que son puntos de incertidumbre. Las ramas que se extienden a los nodos indican las alternativas que se pueden tomar en el caso de los nodos de decisión o los diferentes resultados de un evento en el caso de los nodos de incertidumbre. Para este caso cada rama tiene asociada una probabilidad de ocurrencia. Esta probabilidad es una medida de la posibilidad de que ese evento ocurra.

Lo importante en un nodo de decisión es que maximice o minimice, según sea el caso, la variable en cuestión.

La secuencia ideal de decisiones se encuentra empezando por la derecha y sigue hacia el origen del árbol. En cada nodo se debe calcular un VPN esperado. Si el nodo es un evento, este VPN se calcula para todas las ramas que salen de ese nodo.

Una de las desventajas de este método es su dificultad cuando se presentan muchas alternativas, lo cual es probable ya que es probable que suceda si se desea que el modelo se aproxime a la realidad. En este caso el número de cálculos puede crecer en forma indiscriminada.

Para simplificar el árbol se sugiere que se descarten en el proceso valores que no cumplan con ciertos límites preestablecidos. De esta forma el análisis se simplifica al reducir los eventos, una manera de hacer esto es mediante el análisis de sensibilidad para identificar las variables más importantes.

En contraste con el método de monte Carlo, el cual evalúa escenarios determinados, el método de árbol de decisión se enfoca sobre las decisiones administrativas.

4.7 Método de Monte Carlo.

Esta es una alternativa para un solo punto (estimación Determinística) y el método de escenario que presenta peor, más probable y mejor caso del escenario. El término Monte Carlo data desde el proyecto Maniatan en 1940, donde este fue usada como un código. La inferencia es para el juego, donde las reglas cambian.

El análisis con el método de Monte Carlo se vuelve complicado cuando se incrementa el número de variables y los rangos de ocurrencia de sus valores, en estos casos es indispensable usar software especializado como: Merak, CrisallBall o @Risk for Project.

4.8 Evaluación de la proyección Futura del Ingreso de una Empresa.

En la literatura se incluyen métodos diferentes que pueden ser usados para evaluar el proyecto futuro estimado de los ingresos de una empresa dada, algunos de ellos son:

4.8.1 Método de Flujo de Efectivo Descontado.

Este simplemente reduce aquellos pagos futuros de los ingresos al valor presente por una tasa de interés compuesto o tasa de retorno elegida. Este representa el método de los banqueros para una corriente de pagos de los ingresos futuros y es ampliamente usada en la industria.

Este es referido al Método de Inversionistas o Método de Tasa Interna de Retorno, es el más usado en un trabajo de evaluación.

Está basado en el principio de hacer un desembolso de inversión, el inversionista esta actualmente comprando una serie de pagos de los ingresos de operación anual futura. La tasa interna de retorno es la tasa de interés máxima que uno podría pagar sobre el capital límite por arriba de la inversión

Muchas compañías petroleras amortizan su inversión en propiedades productoras en proporción al agotamiento de las reservas o sobre una unidad base de producción. Sin embargo sin previsiones para tales patrones de amortización es hecha en el método de flujo de efectivo descontado. Cuando el gasto de producción y el ingreso siguen una declinacion de porcentaje constante y la relación entre el gasto de producción inicial y el final resultaran sin diferencias serias. Ahora cuando el gasto de producción y el ingreso son constantes por un periodo de tiempo largo, una diferencia puede ser desarrollada y la tasa interna de retorno promedio, puede ser apreciablemente más alta que la tasa interna de retorno.

4.8.2 Método de Hoskold.

Este método fue especialmente diseñado para empresas con una vida ilimitada, tales como una mina, pozos de gas o aceite y primeramente se uso en trabajos de evaluación en la minería. Figura 4.6

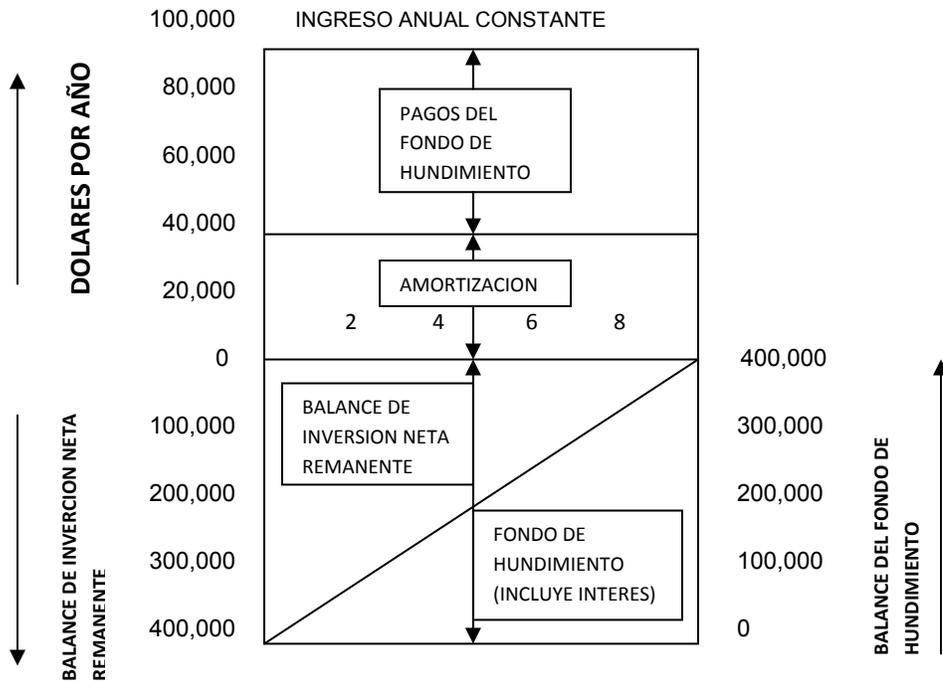


Fig. 4.6 Método de Hoskold.

Uno de los métodos propuesto por Hoskold en 1877 para la industria minera, remarca el retorno completo del capital invertido originalmente al tiempo de abandono debido a un fondo de encogimiento. El método de Hoskold propone una tasa de retorno uniforme a la tasa especulativa de interés “i” sobre el capital original y provee para el rescate del capital al tiempo en un fondo de encogimiento a una tasa segura de interés “i”. Es usado sin patrones de amortización fijos, pero el peso propio es dado a patrones de tiempo especificas de los pagos del ingreso de efectivo futuro.

El valor de la evaluación por el método Hoskold es calculado con:

$$C_i = \frac{\sum_{n=1}^{n=ta} In(1+i)^{ta-n}}{1 + \left(\frac{i^t}{i}\right) [((1+i))^{ta} - 1]} \quad 4.10$$

Aquí el numerador nos dice el valor combinado de los pagos de los ingresos efectivos, In (sin depreciación o agotamiento), calculando al tiempo de abandono (ta) incluyendo interés compuesto a la tasa segura (i) por año.

La característica de este método es su concepto de tasa segura de interés bancario (i) que es usado para construir el fondo de amortización al retorno completo del capital invertido al final de la vida del proyecto, mientras al mismo tiempo una tasa de interés especulativa constante (i') es ganada sobre el capital de inversión original (C_i) durante el mismo periodo.

La tasa de interés especulativa no es comparable con la tasa de retorno usada en los métodos de flujo de efectivo descontado, contabilidad, tasa de retorno anual promedio porque este se aplica estrictamente a la inversión inicial entera y no al balance de declinación de dichas inversiones.

4.8.3 Método de Morkill.

Este método se considera la refinación del método de Hoskold y se aplica también a empresas con una vida limitada, tales como minas, pozos de gas y aceite.

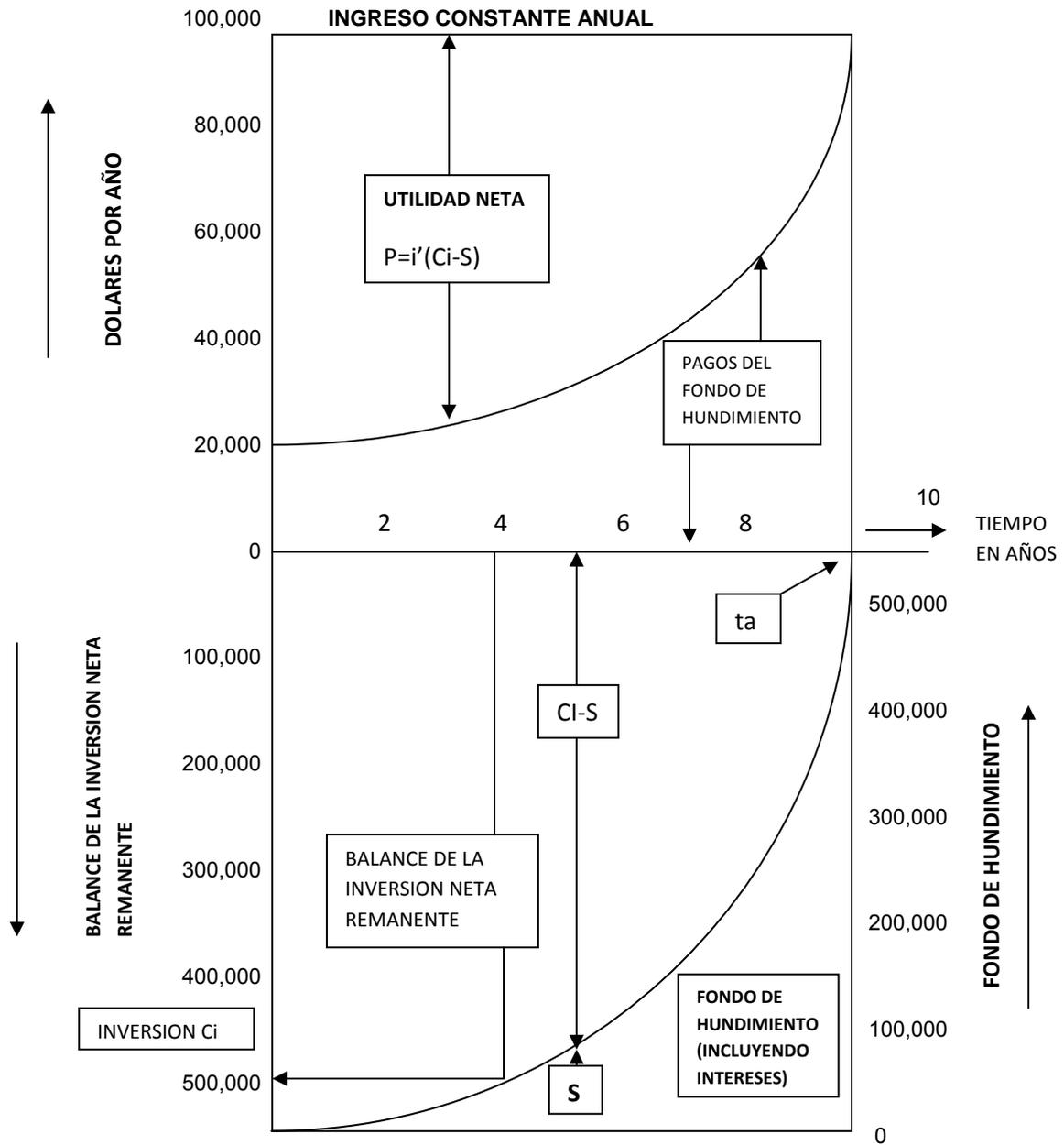


Fig. 4.7 Método de Morkill. Tasa de retorno

Se presenta una variación de la ecuación de Hoskold presentada por Morkill, quien dice que el riesgo o tasa de interés especulativa (i') podría ser esperada solamente de la cantidad del capital remanente sin retorno, mientras la seguridad de tasa de interés segura (i) podría ser aplicada al fondo de amortización.

4.11

$$C_i = \left[\sum_{n=1}^{n=ta} In (1 + i + i')^{ta-n} \right] / 1 + \left[\frac{i'}{1 + i'} \right] [(1 + i + i')^{ta} - 1]$$

Aquí el numerador representa el valor combinado al tiempo de abandono (ta) del pago de ingresos efectivo anual, In (sin depreciación), incluyendo interés compuesto a la tasa de interés total.

Esto es de interés para mostrar que, si la tasa de interés segura (i) es cero, esta ecuación reduce a la ecuación de evaluación por el método de flujo de efectivo descontado, si los factores de interés compuesto a la tasa especulativa (i') son aplicados al final del año en lugar del medio año:

4.12

$$C_i = \sum_{n=1}^{n=ta} In(1 + i')^n$$

4.8.4 Método de contabilidad.

Este método representa el contabilizar el problema de evaluación y toma en cuenta el agotamiento del actual patrón aplicable a la empresa dada. Esto se recomienda para aquellas empresas donde un número total especificado de unidades de producción son involucradas como es el caso de muchas industrias extractivas, el agotamiento aplicado al capital de inversión original esta sobre una base de unidad de producción.

Este método también es referido como el método promedio de los libros, se usa para muchos de los conceptos que se integran en los procedimientos de contabilidad de las compañías petroleras convencionales y calcula la tasa de retorno sobre una inversión propuesta como la relación de la utilidad neta promedio anual sobre la vida de la empresa riesgosa al libro de inversiones promedio sobre su vida. Aquí se toma en cuenta el patrón de agotamiento actual provee los resultados que son compatibles con la tasa de retorno promedio, después que se muestra por los libros de la compañía.

Aunque este método es relativamente simple sea encontrado que tiene aplicaciones limitadas (D_E) y el agotamiento acumulado (ΣD_E).

4.8.5 Método de Tasa de Retorno Promedio Anual.

Este método es una depuración del método anterior y debido a la aplicación del concepto de Valor Presente a la unidad neta anual y el balance de inversión neta remanente, simplifica muchos cálculos y el patrón de tiempo de los ingresos.

La tasa de retorno promedio calculada según este método se relaciona esencialmente al valor presente de la utilidad neta futura (después del agotamiento) al valor presente de la inversión neta de los libros sobre la vida de una propiedad. El método es recomendado para inversiones en propiedades productoras de gas y aceite, donde la amortización del capital invertido es proporcional al agotamiento de las reservas. La tasa de retorno promedio anual que se usa aquí corresponde a una que se muestra después en los libros de la compañía, mientras el patrón del tiempo de pago de los ingresos es tendencioso.

La ecuación es simple porque el descuento del valor presente se hace solamente por la tasa de interés segura (i). Ya que esta tasa de interés es un número fijo, una serie de cartas del factor de aplazamiento promedio para los tipos más comunes de declinación de la producción pueden ser preparadas por adelantado.

La ecuación es la siguiente:

4.14

$$Ci = \frac{F_{PV} \sum I}{\left[\left(\frac{i'}{i} \right) - \left[\left(\frac{i'}{i} \right) - 1 \right] F_{PV} \right]}$$

Donde I representa el total de pagos de los ingresos netos en años sucesivos,

$$\sum_{n=1}^{n=ta} I_n$$

(i' e i) son las tasas de interés segura y especulativa, F_{pv} es el factor diferido promedio sobre la producción e ingresos a la tasa de interés i .

La tasa de retorno (i') para un precio de compra dado (C_i) se puede calcular directamente como sigue:

4.15

$$i' = \frac{iF_{PV}}{1 - F_{PV}} \left[\frac{\sum I}{C_i} - 1 \right]$$

Lo simple de aquellas cuestiones que vienen del hecho de que con la amortización en una unidad de producción base, el factor diferido (F_{pv}) para el gasto de producción y el ingreso de operación neto serán idénticos al factor diferido promedio aplicable a la cantidad anual puesta a un lado por la amortización.

4.8.6 Calculo del Flujo de Efectivo Descontado o Valor Presente.

Cuando los gastos de producción para reservas proyectadas se han preparado, se deben hacer consideraciones económicas para su evaluación. Esto debe incluir consideraciones para cualquier contrato de compra para aceite y gas producido, cualquier requerimiento de capital, costos de operación estimados e impuestos, los costos de capital para la reparación de pozos o para desarrollo de perforación adicional deben ser inventariados. Las empresas financieras prefieren que las proyecciones sean basadas en precios existentes sin consideraciones, escala de precios o inflación de costos que han sido contratados.

Esta dirección siempre ha impactado en los precios que reflejan la realidad mundial. Las consideraciones económicas se amplían a un flujo de efectivo operante el cual se descuenta basándose en un factor de aplazamiento y luego estudiando por alguna comparación o medida para escoger y definir el valor justo del mercado.

El Método de Flujo de Efectivo Descontado para hacer evaluaciones es más aceptado como primer paso de cualquier evaluación de producciones de aceite y gas.

4.9 Método de Evaluación Económica de las Reservas Petroleras.

Aquí se describe el método de evaluación de reservas económicas de hidrocarburos usando el software Merak con sus módulos PEEP (Programa de Evaluación Económica del Petróleo) y Volts (Sistema de Seguimiento del volumen) como una solución para compañías petroleras en su área de reservas de hidrocarburos que cumplen con lo autorizado mundialmente en la categoría de reservas.

Los criterios para la definición y clasificación de las reservas son variables y se basan tanto en consideraciones específicas de cada empresa como a diferentes criterios establecidos para tal fin.

En el caso particular de PEMEX exploración y producción (PEP) no es tan diferente a otras compañías operadoras. En este paso del trabajo se pretende describir los criterios y métodos de cálculo que con el uso del sistema Merak se pueden estimar y determinar las reservas.

Cabe mencionar que los procedimientos se revisan seguido y se actualizan, así también se adecuan los flujos de trabajo a los cambios de las versiones recientes y elementos dentro del software.

Para el cálculo de reservas se emplean distintas fuentes de información, estas son analizadas e interpretadas con el sistema Merak. Esto permite que se incluya nueva información tanto para revisar como actualizar estimaciones anteriores de reservas, lo cual asocia un carácter dinámico a las reservas.

Algo indiscutible es no considerar a las reservas como cifras estáticas, dado que su variación es manejada al incorporar información adicional y por lo heterogéneo de los yacimientos. Así, podemos decir que la exactitud de las reservas se establece en la cantidad y la calidad de datos disponibles y también del proceso de interpretación de la información.

Con respecto a lo relacionado con el gas como gas natural, gas entregado a plantas y gas seco son explicados ayudándonos de la producción de gas a boca de pozo, su transporte en ductos, su recepción en plantas y el gas obtenido de las mismas. Otro concepto importante es el de crudo equivalente se introduce destacando los componentes: aceite crudo, condensados, líquidos de planta y gas seco equivalente al líquido.

La importancia de este proceso es ayudar a un mejor conocimiento y análisis de la estimación de reservas y también conocer los lineamientos de cómo se deben reportar las reservas, con el sistema Merak que nos ayuda tanto con datos técnicos acoplados a criterios económicos y un concepto muy importante como es el de límite económico, el cual nos ayuda a determinar el valor monetario del yacimiento y la vida económica del mismo.

4.9.1 Forma de cálculo de Indicadores Económicos.

Esto lo podemos calcular con PEEP del software Merak como sigue:

- 1.- Se originan casos individuales para cada pozo y cada una de las categorías de las reservas de cada pozo (PDP, PD, 1P, 2P, 3P).
- 2.- Se instituyen registros para cada uno de los pozos en PEEP.
- 3.- Los casos de PEEP se ligan a un registro de pozos en PEEP.
- 4.- Se revisa que los precios y costos de operación para el campo sean cargados correctamente en el caso de PEEP.
- 5.- Se crea un documento de consolidación y se calcula el limite económico de grupo.
- 6.- Realizamos un resumen de pozos.
- 7.- Se hace el cálculo de las reservas remanentes in-situ (RRIP)

RRIP = Recuperables Remanentes in-situ. Este es el volumen de aceite, gas o condensados remanentes en un yacimiento, los cuales pueden ser económicamente producidos a precios, costos e impuestos actuales.

Los datos obtenidos nos deben dar las reservas remanentes recuperables estimadas y al final de la ejecución o corrida.

$$\text{RRIP} = \text{RVIP} - (\text{PRODUCCION PREVIA}) - (\text{PRODUCCION ACTUAL}) \quad \mathbf{4.16}$$

Entonces:

$$\text{RVIP} = \text{RRIP} + (\text{PRODUCCION PREVIA}) + (\text{PRODUCCION ACTUAL}) \quad \mathbf{4.17}$$

Conociendo que:

$$\text{RVIP} = \text{OVIP} * \text{FR} \quad \mathbf{4.18}$$

El factor de recuperación puede ser calculado en PEEP o en otra aplicación.

4.19

$$FR = \frac{[RRIP + (PRODUCCION PREVIA) + (PRODUCCION ACTUAL)]}{OVIP}$$

Al calcular los factores encontraremos un porcentaje que se aplica al volumen de los productos originales, para calcular el volumen de productos derivados.

4.9.2 Reportes Predefinidos y Beneficios.

Estos reportes son los grupos de los mismos que tienen información específica de parámetros que el usuario desea desplegar y están en distintas categorías:

- a. Reservas Originales.
- b. Volumen.
- c. Reporte Internacional.
- d. Reservas Remanentes.

Los principales beneficios son:

- a. Facilidad para la evaluación de reservas y su valor.
- b. Minimiza el tiempo de estimación de las reservas.
- c. Aumenta la exactitud de las reservas.
- d. Tiene un ambiente multiusuario y es seguro.
- e. Uniformidad en los procesos de los negocios.

CAPITULO 5

APLICACIÓN

En este trabajo se menciona que debido a las condiciones presentes en cuanto a demanda de hidrocarburos, la dificultad que es extraerlos y el desarrollo de nuevos yacimientos, es imprescindible que los recién egresados conozcan a fondo los distintos métodos de estimación y evaluación de reservas que existen; los cuales se estudiaron en los capítulos 3 y 4 respectivamente, aunque en este trabajo la premisa principal se basa en el conocimiento de métodos de cálculo de reservas en yacimientos de gas.

El Primer Método de Cálculo de Reservas para este ejemplo de aplicación será la Declinación Exponencial, la cual tiene por característica principal, que la caída de gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción.

El Segundo será el Método de Balance de Materia, el cual contabiliza los fluidos que existen, entran o se acumulan en el yacimiento para algún tiempo.

En Tercer lugar y último será el método de Cimas y Bases (volumétricos), estos basan su principio en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento, así también, otro elemento fundamental es el referido a la geometría del yacimiento, que se define por el área y espesor neto.

MÉTODO DE DECLINACIÓN

En la determinación del valor del gas en el tiempo, el pronóstico de producción juega un papel de suma importancia. La estimación anual del pronóstico del precio de los hidrocarburos dependerá de los buenos pronósticos de producción. La curva de declinación es simplemente un trazo sobre el comportamiento histórico de producción con respecto al tiempo.

La curva de la producción histórica de un pozo, yacimiento, campo etc. No brinda mucha información. La cual mediante su interpretación correcta nos da la oportunidad de tomar acciones y medidas correctivas y preventivas buscando alargar la vida productiva lo más posible.

El gráfico de producción de gas contra tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reserva del yacimiento en cuestión.

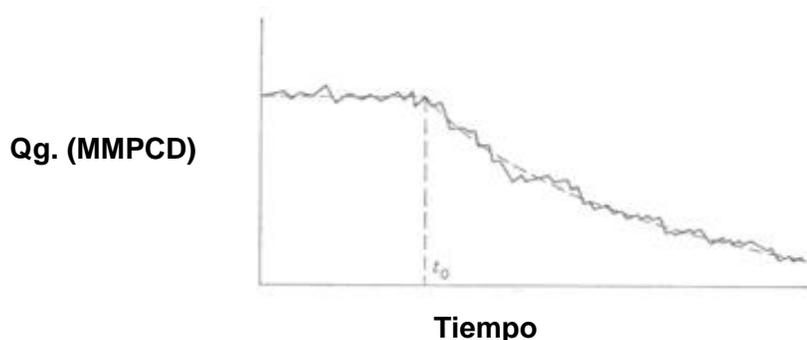


Fig. 5.1 grafica Q_g . vs Tiempo.

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo tal como se ilustra anteriormente.

La declinación a porcentaje constante se conoce como declinación exponencial debido a la expresión matemática (ecuación exponencial) que la define.

El llamado límite económico es cuando al extrapolar la gráfica se llega a un punto donde el valor de la producción de aceite o gas, es equivalente a los gastos de producción. De continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

EL POZO UNAM FI 1001 DE LA ARENA AM2 2A BB.

Este es uno de los pozos productores de esta arena y es el ejemplo de aplicación en este capítulo, ver Tabla 1. La figura 1 nos muestra el comportamiento de la producción de este pozo. La presión inicial para el pozo en estudio fue de 214 kg/cm². Se observan buenas presiones y producciones, esto se debe a los límites de las fallas sellantes lo cual propicio buenas condiciones de almacenamiento.

Tabla de Datos1.

CUERPO	POZO	INICIO DE PERIODO	TERMINO DE PERIODO	Qi MMPCD	GP MMMPC	Pi Kg/CM ²	PAb Kg/cm ²
AM2 2A BB	1001	01-Abr-03	31-03-2009	0.101	5.130	214	70

La declinación que más se ajusta a este pozo así como para los demás es de tipo exponencial. Se realizó los cálculos correspondientes para el pozo, y se presenta su gráfica correspondiente y los datos obtenidos de los cálculos realizados.

TABLA DE RESULTADOS

Declinación Anual = 0.05807513	Res. Rem = 0.604 (MMMPC)
Declinación mensual = 0.005688903	F. Rec % = 89.4
Reserva original = 5.73	Gp = 5.130 (MMMPC)

Tabla 2. Resultados del Método de Declinación.

CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.

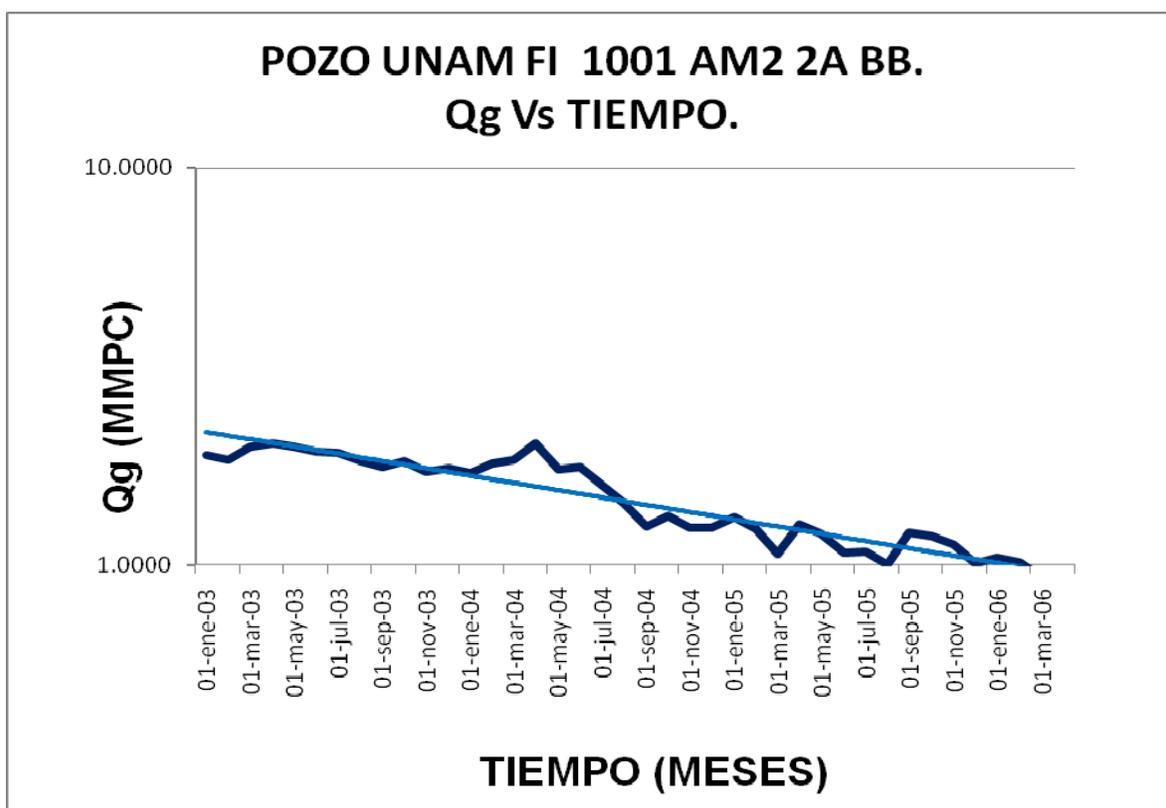


Fig. 5.2 Historia de Producción del Pozo 1001 Arena AM2 2A BB.

Método de Balance de Materia.

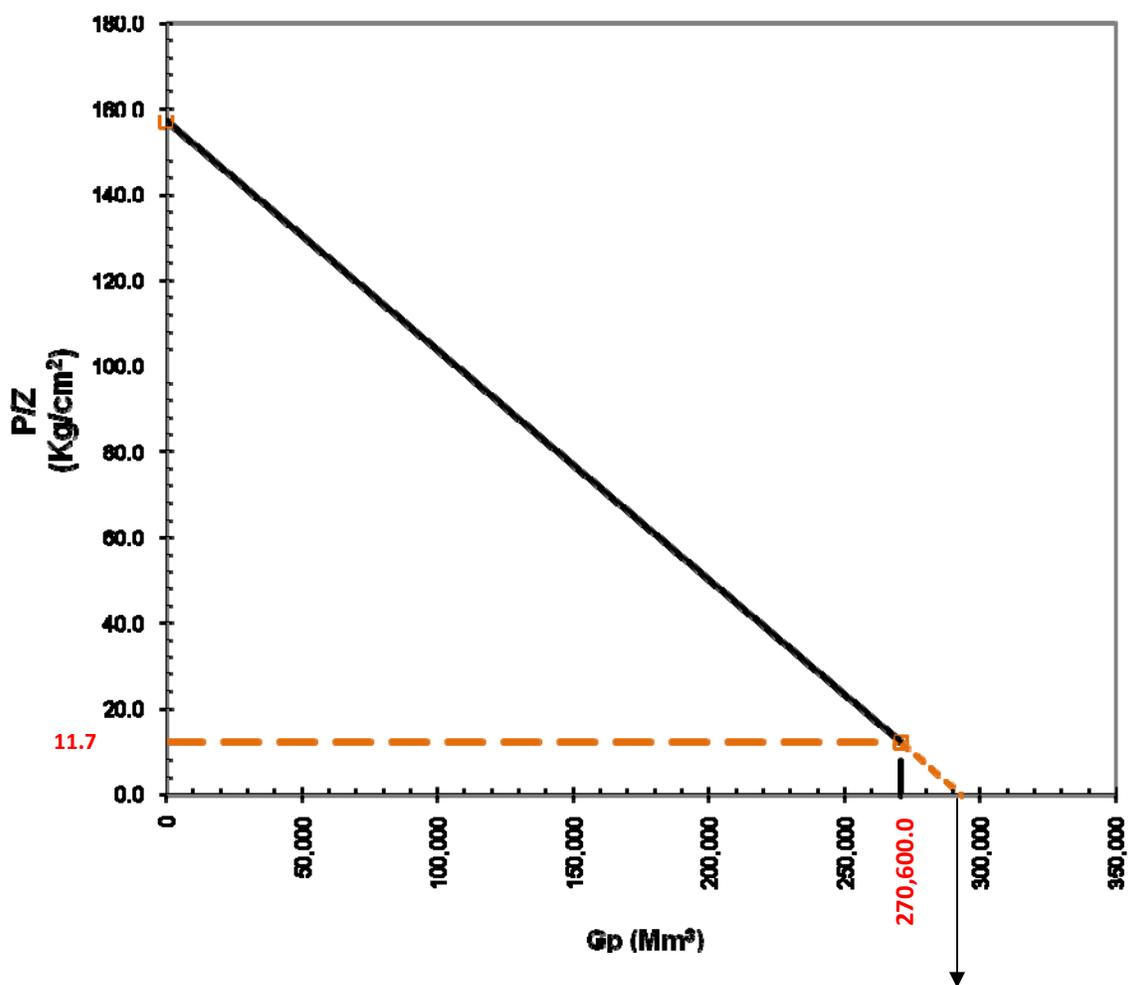
Como sabemos este método contabiliza los fluidos que existen, entran o se acumulan en el yacimiento para algún tiempo. Para este caso se estimaron todos los datos necesarios para poder llegar a los resultados y hacer una comparación con el método de declinación y ver que tan diferentes son los resultados en cada método.

POZO UNAM FI 1001 ARENA AM2 2A BB.

Gp (Mm³)	P (Kg/cm²)	Z	P/Z (Kg/cm²)
0.0	145.16	0.9246	157.01
270,600.0	11.6	0.9899	11.72
145,270.3			

01-marzo-2009	MMMPC
Vol. original	10.343
Res. Original	9.556
Gp	5.130
Res. Rem.	4.426
Factor de Rec.	0.5

Tablas. 3 y 4. Cálculos y resultados del balance de Materia.



Vol.Orig. = 298, 893 Mm³

FIG. 5.3 P/Z Vs Gp

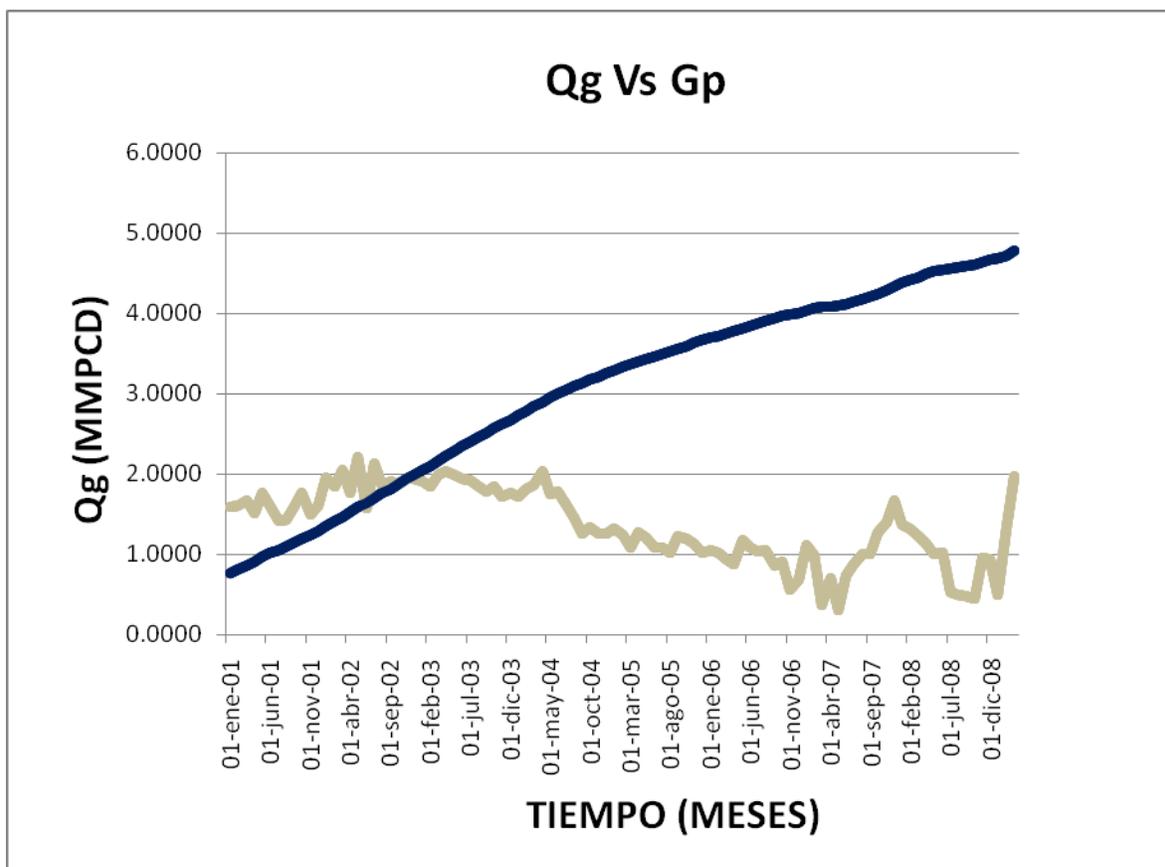


FIG. 5.4 Comportamiento que Presenta Gp con respecto a Qg.

Se calculo la reserva original por método de declinación y por balance de materia los resultados se ven en la tabla 5.

Por el método de balance de materia nos da mayor reserva original pero son similares las reservas. Pozo UNAM FI 1001. Arena AM2 2ABB

Pozo UNAM FI 1001 ARENA2 2A BB	MÉTODO	
	DECLINACIÓN	BALANCE DE MATERIA
Yacimiento de:	Gas	Gas
Gp (MMMPC):	5.13	5.130
Res Orig (MMMPC):	5.73	9.556
Frec:	0.89	0.5
Res Rem (MMMPC):	0.604	4.426

Tabla 5. Resultados Declinación VS Resultados Balance de Materia.

MÉTODO DE CIMAS Y BASES (VOLUMÉTRICO).

Este método tiene la finalidad de determinar el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento basándose en la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación productora, para ello se necesitan planos de localizaciones de los pozos que componen el yacimiento. Mediante registros geofísicos se determinan las profundidades de las cimas y bases de la formación para cada uno de los pozos

Datos para el estudio:

X	Y	Pozo	h [ft]	Columna de Poro	Sw	Cima bkb	Base bkb	Eleva kb
628674	2840393	1	23	0.205	0.5	2138.5	2163	16.7
628941	2841971	2	33	0.2	0.7	2157	2165	16.5
630413	2835078	3	44	0.19	0.2	2136.5	2144.4	16.4
630155	2843014	4	36	0.023	0.2	2122.2	2126	15
629864	2844586	5	22	0.242	0.3	2114	2118	13.6
628634	2843543	6	45	0.235	0.2	2130	2140	16.5
627362	2837782	7	0	0	0	2100	2167	0

Apoyándonos del programa SURFER, se procede al trazo de los mapas tanto de cimas como de bases. Para después obtener sus áreas reales tanto de cimas como de bases y graficarlas contra profundidad.

AREAS REALES DE BASES

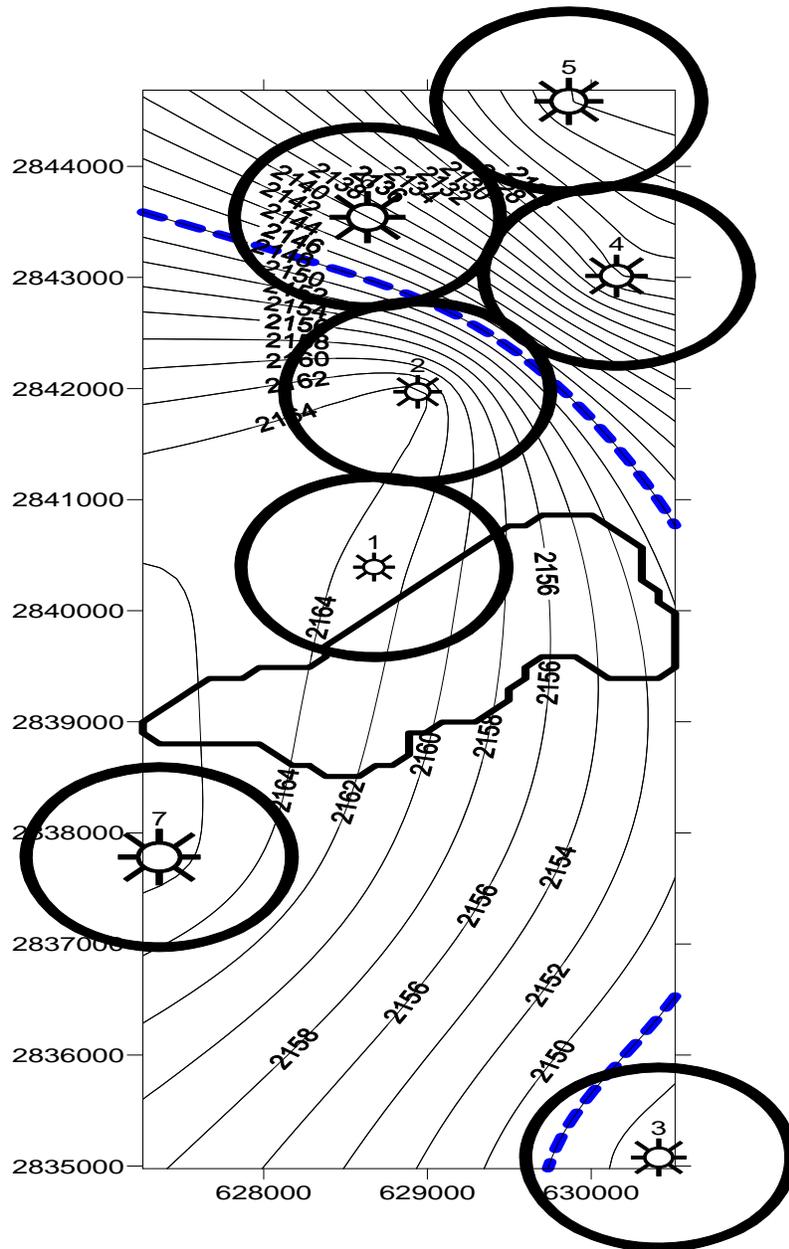
2114	473211.373
2116	523023.097
2118	508079.58
2120	468230.201
2122	473211.373
2124	433361.994
2126	473211.373
2128	393512.616
2130	308832.686
2132	373587.926
2134	179322.205

AREAS REALES DE CIMAS

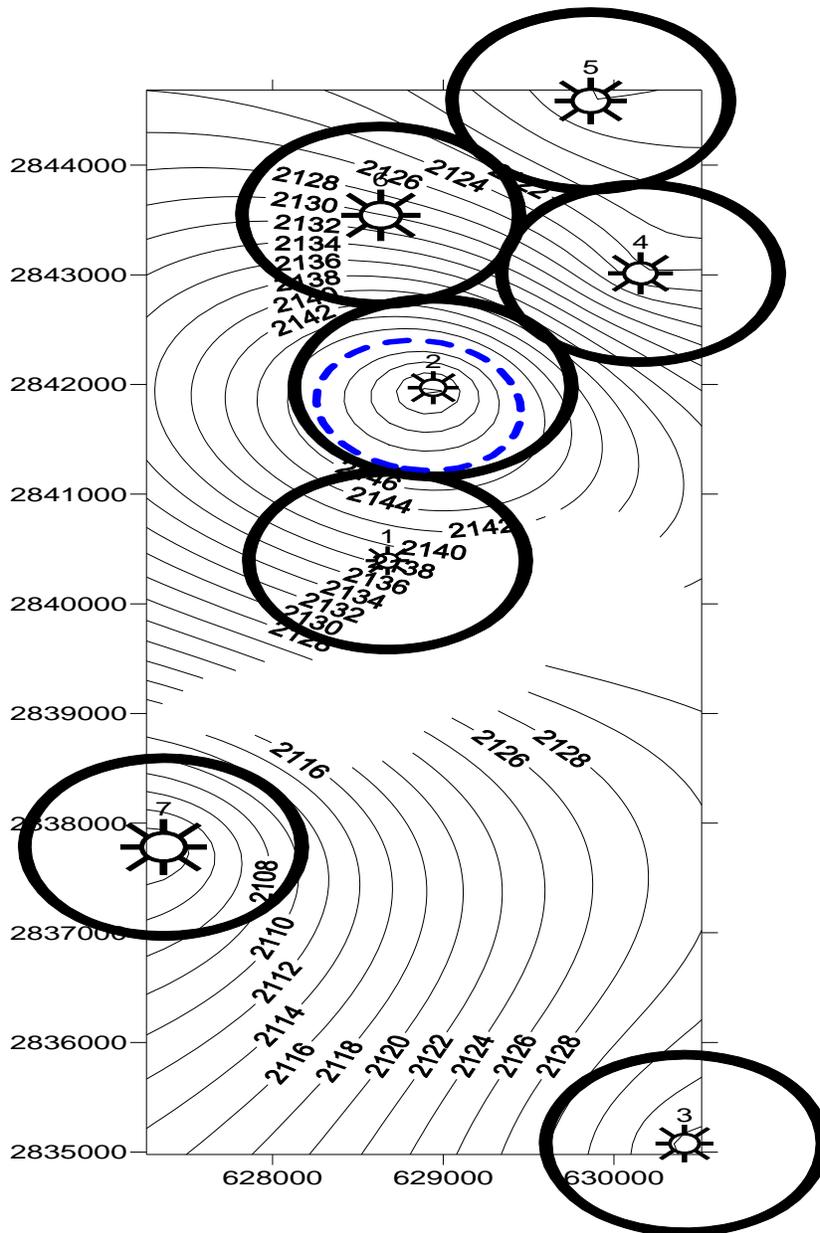
2116	234115.1
2118	353663.237
2120	378569.098
2122	393512.616
2124	313813.858
2126	373587.926
2128	343700.892
2130	423399.65
2132	355546.002
2134	341818.127
2136	398493.788
2138	323776.203
2140	164002.134

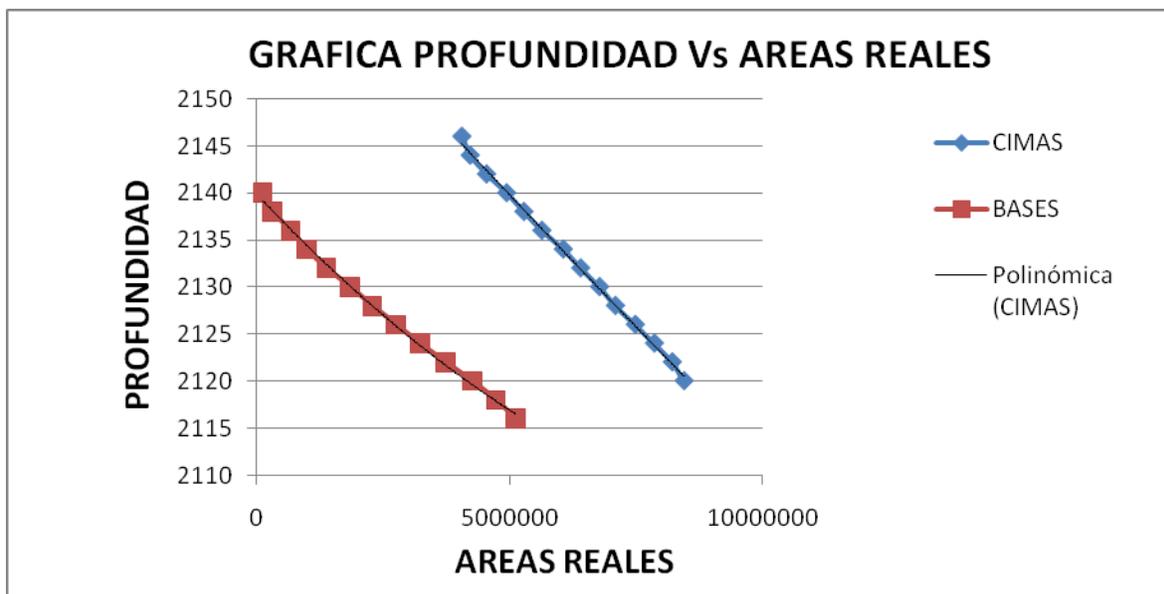
Con los datos proporcionados se procede a obtener los mapas de cimas y bases.

MAPA DE BASES.



MAPA DE CIMAS.





INTEGRAL CIMAS 2.00135E+11
 INTEGRAL BASES 1.60695E+13

Área real= 1.58693E+13

Vol. roca= 1.98367E+18

Vol. Original = 293, 550 Mm³

CONCLUSIONES.

Para Desarrollar un trabajo de tesis sobre los métodos de cálculo de las reservas de hidrocarburos en general se presenta como un gran proyecto debido a los conocimientos que debemos tener y a la inmensa variedad de cálculos que necesitamos hacer y saber para que nos sirvan dentro del estudio a realizar.

Lo difícil que es el descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos hace todavía más necesario el adherir nuevas técnicas que nos puedan aumentar la calidad de la información y nos den una certeza sobre el volumen de reservas estimado.

Los criterios para la definición de reservas son muy variados y esto obedece a las consideraciones de cada empresa así como a diferentes normas establecidas.

Con la aprobación y publicación de SPE, WPC y AAPG sobre las definiciones y clasificaciones de los recursos petroleros, representan un gran paso en lo referente a mejorar el nivel de consistencia para la estimación y clasificación de los recursos petroleros en las bases mundiales.

Para el cálculo del volumen original de hidrocarburos se estima por medio de diversos métodos de cálculo cuya naturaleza depende de la información inicial, al tener el yacimiento solo es posible elaborar una estimación pobre del recurso original que ésta sujeta a una incertidumbre grande, pero a medida que llega información adicional que obtenemos con la perforación de pozos así como al comportamiento de yacimientos los valores estimados del volumen original de hidrocarburos son mucho más precisos.

Si la cantidad y la calidad de la información dada son buenas los métodos para el cálculo de reservas nos darán resultados precisos, pero su aplicación debe tener cierto cuidado al hacer la cuantificación de reservas.

El que un egresado tenga los conocimientos suficientes para poder hacer los cálculos necesarios de las reservas de hidrocarburos, creemos que es sumamente importante para su desarrollo en la industria petrolera; ya que aquí se ponen en práctica todos los estudios hechos de ingeniería de yacimientos durante la carrera.

Además, el estudio de las reservas de hidrocarburos sino es la rama más importante dentro de la industria; si es una de ellas, por lo tanto sentimos que su estudio es realmente necesario dentro del mundo petrolero.

RECOMENDACIONES.

El cálculo de Reservas de Hidrocarburos es un procedimiento complejo, el cual requiere de algunos elementos que nos hagan más simple el proceso de obtención. Para esto podemos hacer uso de programas que sean de uso general en la industria petrolera internacional.

Por su puesto que el utilizar un software requiere un buen conocimiento del mismo para el óptimo aprovechamiento y hacer una excelente interpretación de los resultados arrojados.

Algo muy importante es ver a las reservas de hidrocarburos no como cifras estáticas, ya que lo variable de ellas se puede controlar con la incorporación de información y por la heterogeneidad de los yacimientos.

Por último creemos que si hay un compromiso con el trabajo de las personas involucradas se puede llegar al éxito en la definición, clasificación, estimación o cálculo, evaluación económica de las reservas y en la buena aplicación de tecnologías de última generación que nos representen más ventajas las cuales reditúen en mayores beneficios.

BI BLI OGRAFÍA

1. Garb, F. A.: "Oil and Gas Reserves Classification, Estimation and Evaluation", Artículo SPE 13946, JPT, Marzo 1985.
 2. Kelth D. R.: "Reserves Definitions an Attempt at Consistency". Artículo SPE 15865, presentado en European Petroleum Conference celebrado in London, England, October de 1986.
 3. Forrest A.G.: "Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon-producing properties". Artículo SPE 15921, JPT. Junio 1988.
 4. Petroleum Society Monograph No. 1 "Determination of Oil and Gas Reserves", Second Edition.
 5. Patricelli J. A.: "An Integrated Deterministic / Probabilistic Approach to Reserves estimations". Artículo SPE 26329, JPT Enero 1995.
 6. Arps, J.J.: "Estimation of Primary Oil Reserves"; petroleum Conference – Economic Valuation, Dallas 1976.
 7. Martinez, A.R.: "Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and petroleum Reserves" Study Group Report, 1987 World Petroleum Congress, Houston.
 8. Petroleum society of the Canadian Inst. Of Mining, metallurgy and Petroleum "Determination of Oil and Gas Reserves", Calgary 1994.
 9. Society of Petroleum Engineers and World Petroleum Congress "petroleum Reserves Definitions", Marzo 1997.
 10. Norwegian petroleum directorate "Classification of Petroleum resources on Norwegian continent self", Stavanger Julio 1997.
 11. Society of petroleum Evaluation Engineers "Guidelines for application of petroleum reserves Definitions", Houston 1998.
-

-
12. Schuyler J.R.: "Probabilistic Reserves Lead to More Accurate Assessments"
Paper SPE 49032 Annual technical conference and exhibition, New Orleans
septiembre 1998.
 13. H.K. Abdel-Aal.: "Petroleum Economics and Engineering", Second Edition,
Edit. Dekker, New York 1992.
 14. Gerencia de Reservas de Hidrocarburos.: "Elementos para la asociación de
Reservas y pronósticos de Producción". Subdirección de Planeación, Enero
2001.
 15. Subdirección de Planeación y Evaluación.: "Lineamientos para la Estimación
y Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos". Junio 2004.
-