

25  
34



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**"CLASIFICACION, ESTIMACION Y EVALUACION  
DE RESERVAS PETROLERAS"**

**TESIS PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**ANTONIO LUNA HURTADO**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**MEXICO, D. F.**

**1989**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## CONTENIDO

### I.- INTRODUCCION

### II.- CLASIFICACION DE RESERVAS

#### II.1.- POR LA CANTIDAD Y GRADO DE EXACTITUD

##### II.1.1.- RESERVA PROBADA

##### II.1.2.- RESERVA PROBABLE

##### II.1.3.- RESERVA POSIBLE

##### II.1.4.- CARACTERISTICAS DE LA RESERVA PROBADA Y POTENCIAL

#### II.2.- POR EL TIPO DE FLUIDO CONTENIDO

##### II.2.1.- RESERVA DE ACEITE

### III.- ESTIMACION DE RESERVAS

#### III.1.- GENERALIDADES

#### III.2.- METODOS DE ESTIMACION DE RESERVAS

##### ANALOGIA

##### METODOS VOLUMETRICOS

##### TECNICAS DE COMPORTAMIENTO

### IV.- EVALUACION DE RESERVAS

#### IV.1.- GENERALIDADES

#### IV.2.- CONCEPTOS BASICOS

#### IV.3.- METODOS BASICOS DE EVALUACION

##### IV.3.1.- METODOS EMPIRICOS

##### IV.4.- CALCULO DEL FLUJO DE CAJA DESCONTADO

##### IV.5.- VALOR DE MERCADO JUSTO

##### IV.6.- DISPONIBILIDAD DE LAS RESERVAS

##### IV.7.- ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION

V.- EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

V.1.- GENERALIDADES

V.2.- CALCULO DE LA RESERVA PROBADA

V.3.- CALCULO DE LA RESERVA PROBABLE

V.4.- CALCULO DE LA RESERVA POTENCIAL

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

## 1. INTRODUCCION

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 y la nomenclatura de las reservas petroleras, ha destacado de una u otra manera en los Congresos Mundiales del Petróleo con el fin de analizar:

- Los sistemas de clasificación de las reservas petroleras, así como enfocarse en el desarrollo de un sistema universal que abarque todo tipo de hidrocarburos de formación natural y 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. Por lo tanto, se consideró que había una responsabilidad de ser claros con los economistas, directivos, políticos y con los de escaso conocimiento a la Industria del Petróleo, así como satisfacer las necesidades de los científicos y especialistas.

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

Las reservas probadas de aceite, gas natural o del líquido del gas natural son las cantidades estimadas para las cuales datos geológicos y de ingeniería demuestran, con un grado de certeza razonable que se pueden recuperar de yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas actuales.

En la búsqueda y producción de hidrocarburos es necesario invertir capitales considerables, la mayor parte de este financiamiento viene del margen sobre la producción que condiciona el porvenir petrolero del mundo, y que es la diferencia del precio del mercado de los hidrocarburos en su costo, este último siendo la suma del costo técnico de producción y de los impuestos recabados por el Estado.

El esfuerzo financiero que se aplique a la exploración o a la puesta en producción en zonas más y más difíciles se realizará solamente si las perspectivas de rentabilidad son atractivas. Por consecuencia, debe existir también un precio mínimo de los hidrocarburos debajo del cual el esfuerzo de exploración o la investigación tecnológica se llegue al punto de comprometer las perspectivas de abastecimiento futuro del mercado.

Un indicador utilizado para diagnosticar la situación de las reservas de hidrocarburos de un país es la relación reserva - inflación. Este concepto debe manejarse con precaución ya que no está estrictamente relacionado con la autosuficiencia de un país.

## 2. CLASIFICACION DE RESERVAS

La necesidad de una clasificación y un sistema de nomenclatura para definir las reservas petroleras, ha sido establecida y reconocida por varias sociedades técnicas, organizaciones de estudios profesionales y empresas petroleras.

La terminología que se utiliza en la clasificación de reservas, ha sido motivo de muchos estudios y análisis durante muchos años. Desde hace tiempo se ha tenido la necesidad de una estandarización, pero se han encontrado grandes dificultades para alcanzar este objetivo. Sin embargo, esto no es sorprendente, dada la naturaleza global de la industria petrolera.

Un comité conjunto del SPE, AAPG y API desarrolló un grupo de definiciones y un glosario de términos ( 1981 ). Así mismo, estas definiciones han sido consideradas consistentes por los Estados Unidos en la Comisión de Seguridad y Cambios.

Los sistemas recomendados se analizan científicamente y al mismo tiempo son lo suficientemente prácticos y simples para ser entendidos rápidamente, incluso por aquellos que no están implicados cotidianamente en los aspectos técnicos de la industria del petróleo. La terminología que se recomienda está lo más cerca 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 usados en la clasificación de hidrocarburos y sobre las reservas de los mismos. Si se aplican sistemáticamente, el uso de estas definiciones llevará a asegurarse uniformidades en la obtención de reportes e interpretación de estadísticas básicas de los hidrocarburos.

Una reserva de hidrocarburos se define como el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que se puede producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables.

De tal manera, las reservas de hidrocarburos se pueden clasificar por la cantidad y grado de exactitud de los datos disponibles, así como por el tipo de fluido contenido en los yacimientos.

## 2.1. POR LA CANTIDAD Y GRADO DE EXACTITUD

### 2.1.1. RESERVA PROBADA

Es el volumen de hidrocarburos que procede de yacimientos en donde se ha comprobado la existencia de hidrocarburos a partir de información confiable de registros geofísicos y aplicación de sistemas de recuperación secundaria.

La reserva probada debe estar en yacimientos probados y considerados económicamente explotables, dichos yacimientos deben estar estudiados con base



en pruebas de producción, análisis y pruebas de formación e interpretación de registros de producción, demostrando la producción económica con razonable certeza.

El área probada de un yacimiento incluye:

- 1) La porción delimitada por la perforación y definida por el contacto de fluidos.
- 2) La porción colindante aún no perforada que puede ser económicamente explotada y definida a partir de datos geológicos confiables.

El volumen de la reserva probada incluye la reserva probada perforada y la reserva probada no perforada, Fig. 2.1.

a) Reservas Probadas Perforadas

Esta subcategoría está dentro de las reservas probadas desarrolladas, - que se suponen recuperables a través de pozos productores operantes en la actualidad.

Dentro de esta subcategoría se puede tener:

1. Reserva probada primaria, que es el volumen de hidrocarburos que puede recuperarse con la energía propia del yacimiento.

2. Reserva probada secundaria, definida como el volumen de hidrocarburos que - puede recuperarse adicionalmente al volumen de la reserva primaria, como resultado de incluir al yacimiento energia por inyección de agua, gas u otros métodos de recuperación secundaria.

La recuperación improvisada de reservas, puede ser considerada en desarrollo, sólo después que proyectos de recuperación han sido instalados para el mismo objetivo. ( Reservas probadas en desarrollo que no requieren mayores - costos de operación y facilitan la producción ).

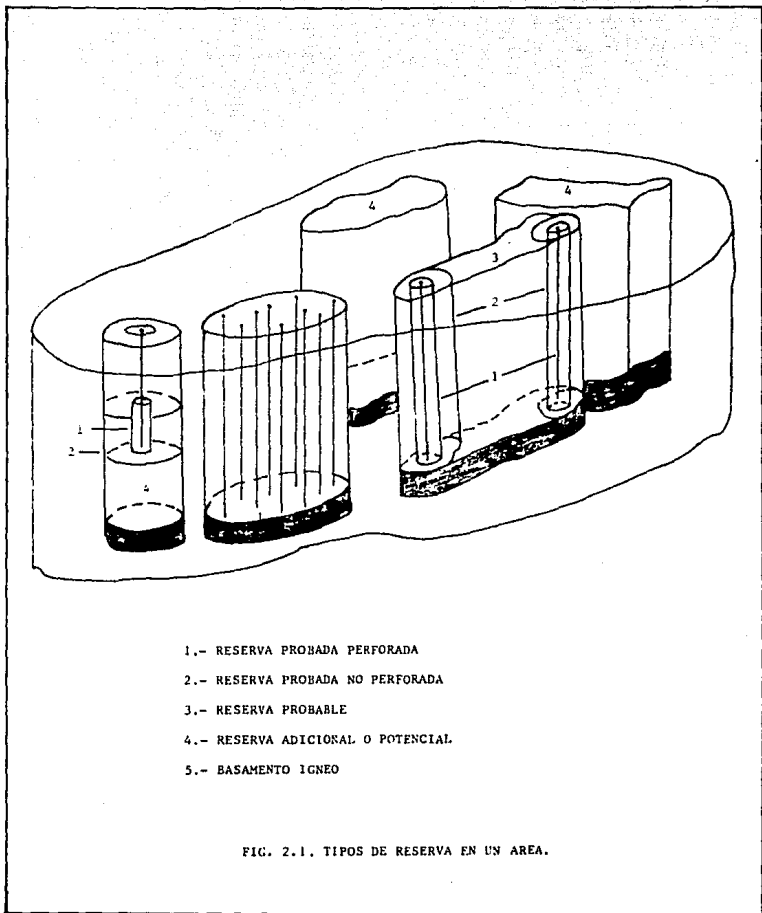
b) Reservas Probadas no Perforadas

Es la existencia en áreas aún no perforadas de un yacimiento en las que se puede inferir, con razonable certeza, la existencia en iguales condiciones de productividad económica a las del área ya desarrollada, Fig. 2.1.

c) Reservas Probadas de bajo Desarrollo

Otra subcategoría de reservas probadas, son las reservas probadas de bajo desarrollo, que son supuestas por la recuperación a través de:

- 1) Pozos perforados a futuro.



- 1.- RESERVA PROBADA PERFORADA  
 2.- RESERVA PROBADA NO PERFORADA  
 3.- RESERVA PROBABLE  
 4.- RESERVA ADICIONAL O POTENCIAL.  
 5.- BASAMENTO IGNEO

FIG. 2.1. TIPOS DE RESERVA EN UN AREA.

- 2) Terminación de pozos existentes en formaciones más profundas.
- 3) Pozos de desarrollo en diferentes yacimientos.
- 4) La instalación de un proyecto de recuperación secundaria.

( Estas reservas requieren de una mayor inversión de capital para facilitar su producción ).

#### 2.1.2. RESERVA PROBABLE

La reserva probable es el volumen de hidrocarburos calculado a condiciones atmosféricas, estimado a base de datos geológicos y geofísicos similares a los usados por las reservas probadas, localizados en áreas en donde se considera que existe más del 50% de probabilidades de obtener, técnica y económicamente producción de hidrocarburos, Fig. 2.1.

Estas reservas tienen menor certeza de recuperación con base a las reservas probadas. En algunos casos se tiene la incertidumbre y el dictado económico para una probable clasificación.

Las reservas probables comprenden:

- a) Reservas existentes a una distancia razonable más allá de los límites de productividad del yacimiento, donde el contacto agua-aceite no ha sido determinado y los límites probados establecidos sólo son conocidos por el registro estructural donde hay ocurrencia de hidrocarburos.

- b) Reservas que aparecen como formaciones productoras conocidas por medio de registros y por datos obtenidos en análisis y pruebas de núcleos de la formación.
- c) Reservas en una porción de la formación de acuerdo a la productividad en otros campos, pero separados por fallas estructurales provenientes de interpretaciones geológicas, indicando un área favorable para la incorporación de reservas.
- d) Reservas en el mismo yacimiento, es decir, reservas probadas que fuesen recuperables por un mecanismo de recuperación desarrollado más eficientemente.
- e) Reservas obtenidas por una recuperación improvisada, donde el programa de recuperación ha sido establecido a través de los costos de operación, pero que aún no se tiene una planeación debido a la falta de pruebas a pozos: pero sin embargo, aparecen características favorables en la formación para la recuperación de hidrocarburos.

### 2.1.3. RESERVA POSIBLE

La reserva posible es la cantidad de hidrocarburos estimada con base a datos geológicos y geofísicos menos completos y menos concluyentes en relación a los datos de reservas probadas.

Las reservas posibles son menos ciertas para una recuperación que las - reservas probadas y probables, en algunos casos se tiene la incertidumbre y el distamen económico para su posible clasificación.

Como en las anteriores clasificaciones, las reservas posibles también - comprenden las siguientes subcategorías:

- a) Reservas potenciales que pueden ser establecidas bajo condiciones geológi-- cas certeras, existentes e indicadas por la extrapolación estructural de á-- reas en desarrollo.
- b) Reservas potenciales establecidas de acuerdo a la interpretación geofísica-- indicada a lo largo del área cercana al área productora y que podría ser in cluida en los límites de las probadas y de las probables.
- c) Reservas potenciales en formaciones que tienen un poco de características - favorables y que se duda de su certeza.
- d) Reservas potenciales existentes por debajo de una falla y que esta última - está adyacente a un yacimiento probado: en todo caso, dicha porción limita-- da por falla contiene recuperación de hidrocarburos.
- e) Reservas potenciales, resultado de un programa de recuperación improvisado.

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 cinco anteriores subcategorías de reservas posibles, - se hace la siguiente definición, que comparada a las reservas posibles es lo mismo, pero la reserva potencial incluye a la posible.

#### RESERVA POTENCIAL

Definida como el volumen de hidrocarburos calculado a condiciones atmosféricas, inferido en áreas o provincias en donde la información geológica y geofísica disponible, indica la presencia de factores favorables para la generación, acumulación y explotación de hidrocarburos, excluyendo las áreas de las reservas probadas y probables.

Dentro de esta categoría cabe mencionar a la reserva potencial original definida como la cantidad de hidrocarburos obtenidos de sumar los volúmenes de la producción acumulada y los correspondientes a las reservas probadas, probable, posible y potencial.

#### 2.1.4. CARACTERISTICAS DE LAS RESERVAS PROBADA Y POTENCIAL

Es pertinente apuntar que la diferencia fundamental entre la reserva probada y potencial, es el grado de confiabilidad, pues mientras que el volumen

de la primera, es calculado cuantitativamente a partir de gran cantidad de datos directos, el de la segunda es inferido a partir de un cálculo fundamentalmente cualitativo, basado en información geológica y geofísica. También es conveniente señalar que los volúmenes de las reservas probadas de todas las áreas del mundo, están sujetas a modificaciones constantes.

Disminuyen debido a su producción y por ajuste relacionado con el mejor conocimiento de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos, aumentan por el desarrollo de los yacimientos conocidos, por nuevos yacimientos localizados y por la aplicación de técnicas que permiten una mayor recuperación.

Por su parte, los volúmenes de la reserva potencial están sujetos a cambios de mayor magnitud, en la medida que aumenta el avance exploratorio de la región.

Estas reservas disminuyen en el grado que el conocimiento geológico y la perforación de pozos incorporan parte de éstas a las reservas probables y probadas y/o cuando la información de los trabajos exploratorios demuestran que los datos tomados para su evaluación son de menor importancia: incrementándose cuando los estudios exploratorios permiten comprobar que los parámetros tomados para su evaluación, muestran características más favorables de las que se habían supuesto.



Debe enfatizarse, que mientras la disponibilidad del total de la reserva probada, puede ser programada mediante la aplicación de técnicas adecuadas de explotación, la disponibilidad de la reserva potencial neta es relativa, debido a que sólo un bajo porcentaje de ésta se estima en áreas con un elevado conocimiento geológico.

## 2.2. POR EL TIPO DE FLUIDO CONTENIDO

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

**RESERVA:** Es el volumen de aceite remanente recuperado económicamente por métodos de explotación y datos específicos.

Así mismo el petróleo crudo, está definido técnicamente como una mezcla de hidrocarburos y que está existente 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.

Los volúmenes reportados de petróleo crudo incluyen:

- a) Petróleo ( aceite ) crudo.

b) Pequeña cantidad de hidrocarburos existentes en fase gaseosa natural dentro del 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 saturación ( $P_b$ ), 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 reportada en plantas condensadoras y en ellas incluyen al gas natural líquido.

#### 2.2.1. RESERVA DE ACEITE

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

- a) Yacimientos 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, Fig. 2.2.
- b) Yacimientos 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, Fig. 2.3. 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.

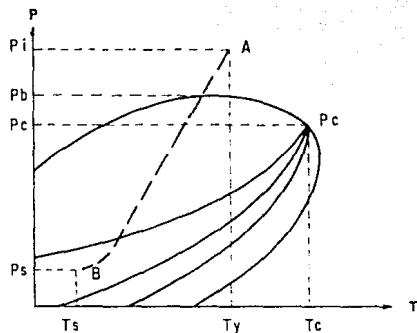


Fig. 2.2- DIAGRAMA DE FASES PARA UN YACIMIENTO DE ACEITE Y GAS DISUELTO

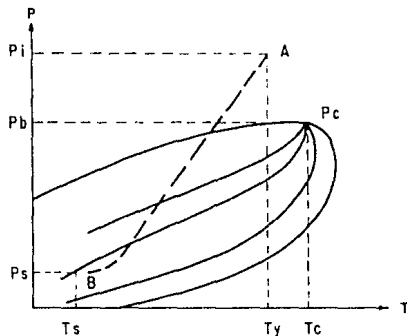


Fig. 2.3- DIAGRAMA DE FASES PARA UN YACIMIENTO DE ACEITE, GAS DISUELTO Y GAS LIBRE.

- c) Yacimientos de Gas Seco. Llamo gas no asociado, éste 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 está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie, Fig. 2.4.
- d) Yacimientos de Gas Húmedo. En estos yacimientos 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 la superficie se recupera en dos fases, Fig. 2.5.
- e) Yacimiento de Gas y Condensado. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presenta el fenómeno de condensación retrógrada y desde luego la producción en la superficie será en dos fases, Fig. 2.6.

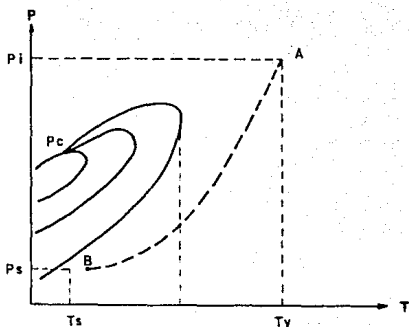


FIG. 2.4 - DIAGRAMA DE FASES PARA UN YACIMIENTO DE GAS SECO.

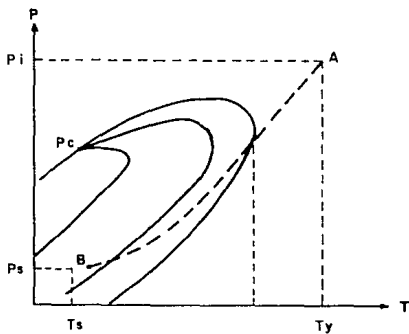


FIG. 2.5 - DIAGRAMA DE FASES PARA UN YACIMIENTO DE GAS HUMEDO

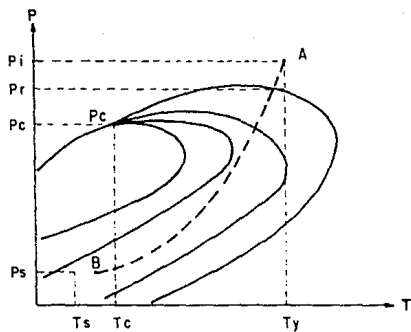


FIG. 2.6- DIAGRAMA DE FASES PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO

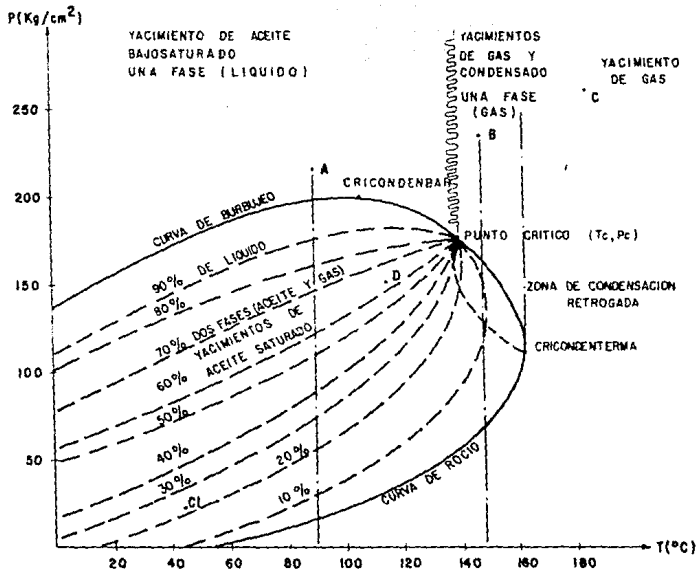


FIG. 2.7- DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS

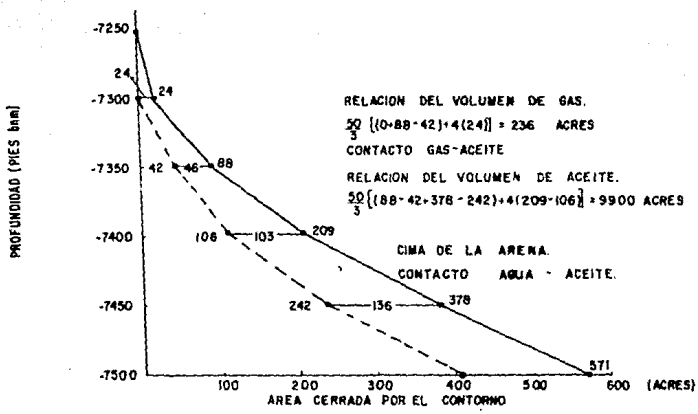


FIG 3 4.- DIAGRAMA AREA - PROFUNDIDAD



### 3. ESTIMACION DE RESERVAS

#### 3.1. GENERALIDADES

La estimación de las reservas de aceite y gas es considerada por algunos ingenieros como " arte negro ", basado en gran parte sobre la ciencia pero fuertemente influenciados por la experiencia, la adivinanza y algunos otros factores.

Esta opinión quizá surja porque las reservas estimadas se calculan para cumplir muchas necesidades durante diversos tiempos en la vida del yacimiento y se trabaja en diversos antecedentes y opiniones. La estimación de reservas es justamente eso: ESTIMACION.

No puede ser mejor que los datos en los cuáles están basados, y están sujetos a la experiencia de la persona que las realiza.

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 estimar las reservas, sino correspondientemente, mejora la confianza en los cálculos. Es decir:

- 1) Después del descubrimiento del campo, es necesario estimar las reservas para justificar muchas decisiones que acarrearían gastos excesivos; de esta manera se podrían planificar los sondeos, pozos de desarrollo, plataformas marinas, líneas de tubería y facilidades de instalación en tierra.
- 2) Después del desarrollo, las necesidades de capital son altas, pero las reservas estimadas deben aún soportar las inversiones, nuevas exploraciones, compra de propiedades y el financiamiento general.

Así, mientras el proceso cambia desde los primeros hallazgos, que van desde la exploración, continúa la necesidad de la estimación de las reservas. Pero la calidad de dichas estimaciones obviamente varían grandemente 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 rápidamente, porque los métodos que pueden usarse se determinan por el tipo y cantidad de información disponible cuando se hace la estimación.

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

Este análisis debe ser usado en la formulación de políticas para:

- a) Exploración y desarrollo de yacimientos de aceite y gas.
- b) Diseño y construcción de plantas, sistemas de válvulas y otras instalaciones en superficie.
- c) Determinación de la división de participantes en proyectos integrados.
- d) Determinación del valor correcto del mercado de una propiedad al ser adquirida.
- e) Establecimiento de contratos de ventas, tarifas y precios.
- f) Obtención de permisos u otros cuerpos regulatorios aprobados.

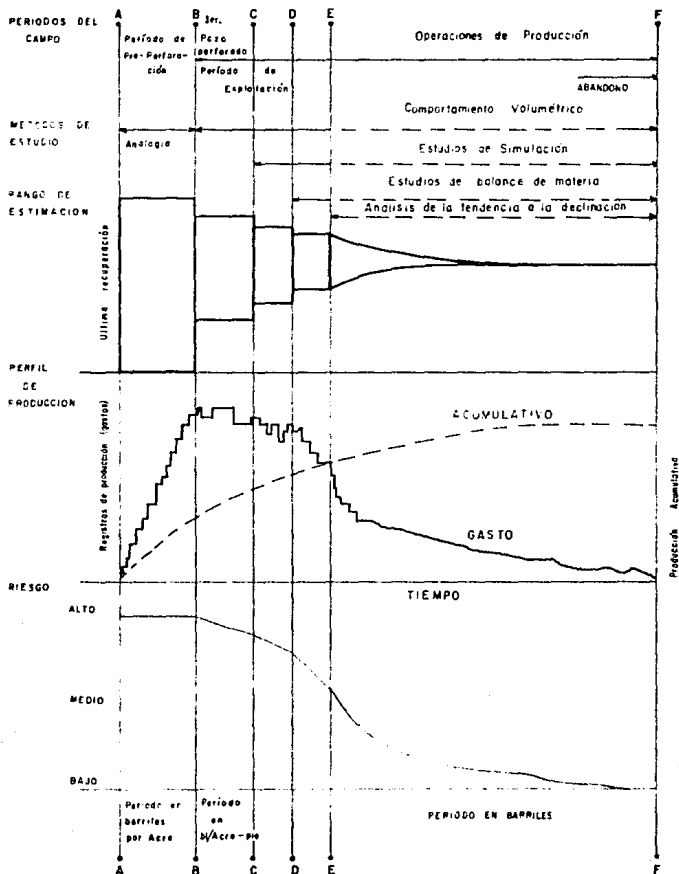
Las reservas de hidrocarburos frecuentemente se estiman:

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

La Fig. 3.1. muestra:

- a) Los diversos períodos de la vida productiva de un yacimiento de aceite.
- b) La secuencia de los métodos apropiados de cálculo de la recuperación.
- c) El impacto sobre el rango de cálculo de la recuperación.
- d) El perfil hipotético de producción.
- e) El riesgo relativo al usar las reservas estimadas.

FIG. 3.1.- RANGO DE ESTIMACION DE LA ULTIMA RECUPERACION DURANTE LA VIDA DEL YACIMIENTO.



En esta gráfica no se usan unidades particulares y no está trazada a ninguna escala específica. Nótese que mientras el cálculo de la recuperación final puede llegar a ser aproximada en algún punto, al final de la vida de un yacimiento, el cálculo de la reserva a ese tiempo aún puede tener un riesgo significativo.

Durante la última semana de producción, si se predice una reserva de 1 bl de aceite ( $0.15 \text{ m}^3$ ), y se producen 2 bls de aceite ( $0.30 \text{ m}^3$ ), la estimación de la reserva incurre en un error de 100%.

### 3.2. METODOS DE ESTIMACION DE RESERVAS

Los métodos de estimación de reservas usualmente se clasifican en:

- a) Por Analogía.
- b) Volumétricos y
- c) Técnicas de Comportamiento.

Los períodos relativos de aplicación para esas técnicas se muestran en la Fig. 3.1.

Durante el período AB, antes que cualquier pozo sea perforado en el campo, cualquier cálculo basado en la experiencia de yacimientos o pozos similares en la misma área consiste en la estimación de la reserva establecida por analogía a otra producción y usualmente está expresada en bls/acre.

El segundo período, BC, ocurre después de que uno o más pozos están perforados y son productivos.

Los registros geofísicos aportan información subsuperficial, la cual permite una asignación de espesor o una interpretación geológica del yacimiento. El volumen en acre/pie considerado para almacenar hidrocarburos, el volumen original calculado de aceite o gas en acre/pie y un factor de recuperación, permite límites más cercanos para el cálculo de la recuperación que lo que fue posible solamente por analogía.

Los datos de análisis volumétrico pueden incluir registros de pozos, datos de análisis de núcleos, información de muestreo de fondo y mapeo subsuperficial. La interpretación de esos datos, junto con la observación del comportamiento de presión durante los primeros períodos de producción, pueden también indicar el mecanismo de producción esperado en el yacimiento.

El tercer período, CD, representa el período después de la descripción del yacimiento. En ese tiempo, usualmente hay datos de comportamiento adecuados para estimar la reserva utilizando estudios de modelos de simulación numérica.

Los estudios de simulación numérica pueden proporcionar valores de reservas útiles para la realización de operaciones, siempre que esté disponible la información para describir la geometría del yacimiento, cualquier distribución especial de la roca y características de los fluidos y el mecanismo de producción del yacimiento.

Puesto que los simuladores numéricos dependen del cotejo de la historia para calibración y para estar seguros de que el modelo es representativo del yacimiento, los modelos de simulación numérica ejecutados en las primeras etapas de la vida de un yacimiento no pueden ser considerados altamente confiables.

Durante el período DE, a medida que el comportamiento madura, el método de balance de materia se puede implementar para verificar los cálculos previos de hidrocarburos originales.

El comportamiento de presión estudiado a través de los cálculos de balance de materia también pueden ofrecer valiosas guías con respecto al mecanismo de producción existente en el yacimiento.

La confiabilidad de los cálculos de balance de materia depende de la - precisión de las presiones registradas en el yacimiento y de la habilidad del ingeniero para determinar el verdadero valor de la presión medida de los datos en estudio.

Frecuentemente pruebas de presión tomadas con instrumentos de precisión han proporcionado buenos cálculos, después de que no se han producido más que el 5 ó 6 % de los hidrocarburos originales.

Los cálculos de más alta confiabilidad están considerados en la estimación de reservas basados en la extrapolación de la tendencia del comportamiento establecido, como lo es durante el período DEF.

a) ANALOGIA

Antes de que un yacimiento sea perforado, las reservas en expectativa - 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:

Propiedades de la formación.

Propiedades de los fluidos.

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 mas - 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 tie-- nen características similares de la zona objetivo. Puesto que no hay informa-- ción actual del yacimiento en estudio, incluida en la aproximación por analo-- gía, las reservas estimadas así tienen la menor confiabilidad y normalmente es-- tán expresadas en un rango mínimo o máximo.

Cuando se está ejecutando un análisis estadístico para propósitos de a-- nalogía, un simple promedio es adecuado si los valores encontrados para los po zos estudiados son razonablemente constantes.

Si se observa una varianza amplia, entonces se debe preparar una distr ibución estadística para establecer una mediana de la recuperación.

La Tabla 3.1 presenta una muestra de distribución final de reservas pa-- ra 20 pozos someros de aceite localizados en la vecindad de un programa de pe rforación propuesto. El cálculo de la reserva final de cada uno de los 20 pozos fué preparado por extrapolación de la tendencia de su comportamiento. Estas re servas fueron ordenadas en forma ascendente, como se muestra en Tabla, las re-

TABLA 3.1. DISTRIBUCION DE LA ULTIMA RECUPERACION EN UN CAMPO PETROLERO.

POZO	% ACUMULATIVO	ULTIMA RECUPERACION ESTIMADA (10E3 bls.)
1	1	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 = 989/20 = 49.5E3 bls.

RECUPERACION MEDIA = 68.7 %

servas estimadas, graficadas contra el porcentaje acumulativo de las muestras - se indican en la Fig. 3.2.

Una curva suave trazada a través de los puntos, indica una reserva mediana de aproximadamente 34000 bls, por pozo.

El promedio de la reserva para la misma muestra es de 49500 bls. Para este ejemplo el promedio cercano, o el mas esperado para el pozo, es sólo de 68.7 % del promedio de la reserva para el grupo de pozos, Fig. 3.2.

Si es propuesto un pequeño programa de perforación, la posible reserva por pozo deberá estar basado 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 llegará a ser sustentable.

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

#### b) METODOS VOLUMETRICOS

Estas estimaciones están diseñadas para determinar el volumen total de hidrocarburos disponibles por recuperar, tales volúmenes de reservas son producto de una serie de estimaciones, incluyendo:

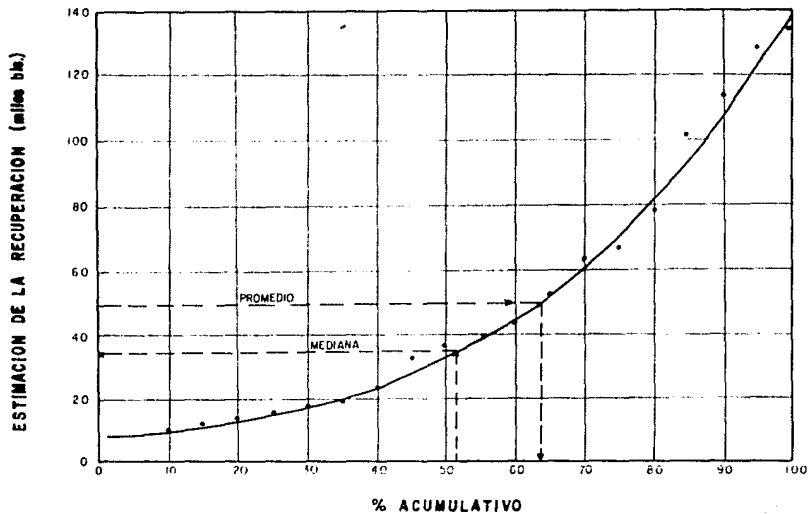


FIG. 3.2.- RESERVAS ESTIMADAS CONTRA EL PORCENTAJE ACUMULATIVO DE LAS MUESTRAS. DISTRIBUCION DE LA ULTIMA RECUPERACION

Area de drene.

Capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

Porosidad y saturación de agua.

Eficiencia de recuperación.

Tales estimaciones entran en la expresión general para la estimación - del volumen (  $V_{hc}$  ) dado por:

$$V_{hc} = \int^A \int^h \phi ( 1 - S_{wc} ) dh dA \quad ( 3.1. )$$

Esta expresión para el cálculo de  $V_{hc}$  solamente se puede aplicar a yacimientos que están totalmente desarrollados, suponiendo que se dispone de información detallada acerca de sus propiedades.

El área del drene y la eficiencia de recuperación son los parámetros -- más difíciles de estimar por consiguiente son los más frecuentemente equivocados.

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

## METODO DE CIMAS Y BASES

Este método tiene como base la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Por medio de registros geofísicos, se puede determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos.

En el plano de localización de los pozos se anotan en cada uno de ellos, la profundidad de la cima de la formación correspondiente y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados, tal como se observa en la Fig. 3.3.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro, usando fórmulas de integración numérica conocidas: Los valores encontrados se anotan, columna 2. También se anotan las áreas convertidas a dimensiones reales. En la Fig. 3.3., se presenta la gráfica en cuyas ordenadas están las profundidades de las cimas que fueron anotadas en la columna 1 y en las abscisas las áreas del terreno anotadas en la columna 2.

Se procede de la misma manera con las bases, cuyas profundidades y áreas reales de las diferentes curvas de su configuración, se llevan a la gráfica -- ( Fig. 3.3 ). De esta forma se obtienen los perfiles, tanto de cimas como de bases del yacimiento.

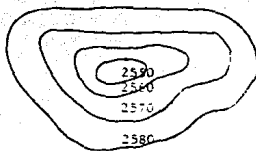
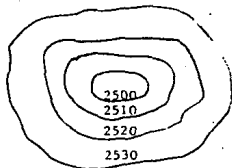
Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el " volumen bruto de roca ", que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación de hidrocarburos, da aproximadamente el volumen de hidrocarburos que se desea conocer. El volumen de hidrocarburos debe multiplicarse por el factor de recuperación para obtener un valor más real ya que de otra manera se estaría considerando que no existen intercalaciones compactas.

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

$$V_y = Y_j \cdot h \left( ( Y_0 + Y_n ) + 4 ( Y_1 + Y_3 + \dots + Y_{n-1} ) + 2 ( Y_2 + Y_4 + \dots + Y_{n-2} ) \right).$$

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

$$V_y = h \left( Y_0 + Y_n + Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1} \right).$$



PLANO DE CIMAS

PLANO DE BASES

( 1 )

( 2 )

( 3 )

Profundidad (m.b.n.m)	Area curvas cimas Plano (cm <sup>2</sup> ) Real (10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup> )	Area curvas bases Plano (cm <sup>2</sup> ) Real (10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup> )

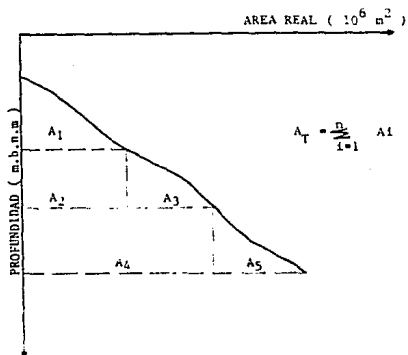


FIG. 3.3. CONFIGURACION GEOLOGICA DE CIMAS Y BASES DE UN YACIMIENTO.



## METODO DE ISOPACAS

Este método tiene como base la configuración de un mapa con curvas de igual espesor de formación, para cuya preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Se anota en cada uno de ellos el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación y extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados, tal como se observa en la Fig. 3.4, que es un plano de isopacas para un campo hipotético.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, sea con ayuda de un planímetro, usando fórmulas de integración numérica o por cualquier otro método conocido. Deben anotarse los valores encontrados. ( Columna 4 ); así como también los espesores y las áreas convertidas a dimensiones reales, Fig.3.5.

La gráfica de la Fig. 3.5, contiene en las ordenadas a los espesores netos de la formación, y en las abscisas, las áreas del terreno.

Se determina el área bajo la curva ( Fig. 3.5 ) entre los límites cero y área máxima. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen neto de roca. Al multiplicarse este volumen por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de hidrocarburos.

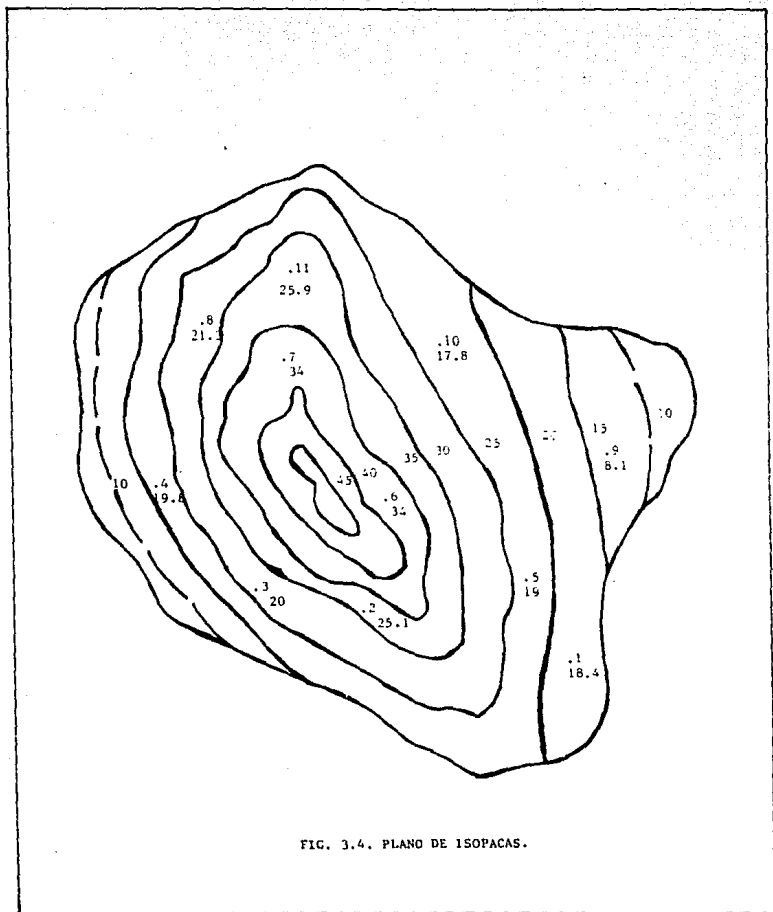


FIG. 3.4. PLANO DE ISOPACAS.

( 1 )      ( 2 )      ( 3 )      ( 4 )      ( 5 )

Pozo N°	Espesor Neto ( m )	Espesor de la Isopaca ( m )	Area del Plano ( $\text{cm}^2$ )	Area del Terreno $10^6 \text{ m}^2$
------------	-----------------------	--------------------------------	-------------------------------------	--

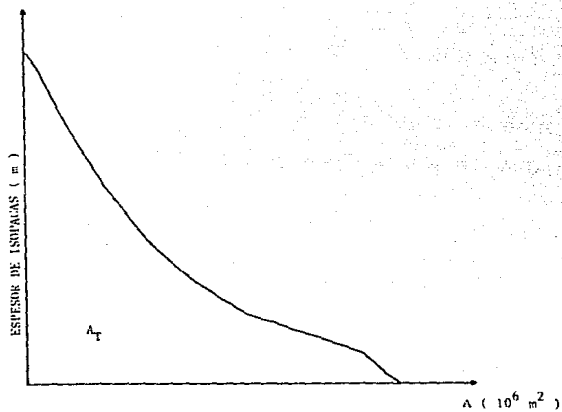


FIG. 3.5. GRAFICA CORRESPONDIENTE AL PLANO DE ISOPACAS.

## METODO DE ISOHIDROCARBUROS.

El método de isohidrocarburos tiene gran similitud con el de isopacas, pero proporciona resultados más precisos. Se parte de la construcción de un plano, al igual que el de isopacas, en cada uno de los pozos se anota el valor del índice de hidrocarburos, obtenido a partir del análisis de registros eléctricos.

Índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espesor de la tor mación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hc} = H \phi (1 - S_w) \left[ \frac{m^3 \quad hc \quad @ \quad c.y.}{m^2 \quad roca} \right] \quad (3.2)$$

Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hi drocarburos a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre una área de un metro cuadrado de yacimiento.

Al hacer la configuración de iso-índices de hidrocarburos, se obtiene en cada punto de la superficie del terreno el volumen de hidrocarburos a condi ciones de yacimiento en un metro cuadrado de terreno alrededor del punto.

Al ponderar estos índices con las áreas respectivas, se podrá obtener el volumen total de hidrocarburos. Las ventajas que ofrece este método sobre el de isopacas y el de cimas y bases son las siguientes:

- 1.- Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en cuanto a la porosidad, saturación de agua intersticial y espesor impregnado se refiere.
  
- 2.- Permite visualizar de inmediato las áreas a desarrollar en los campos.
  
- 3.- Permite delimitar los yacimientos por cualquiera de las causas siguientes:
  - a) Espesor tendiendo a cero ( acuñaamiento ).
  - b) Saturación de agua intersticial tendiendo a 100%.
  - c) Porosidad tendiendo a cero.

En cualquiera de estos casos, el índice de hidrocarburos tiende a cero.

- 4.- No es necesario determinar los valores medios de espesor, saturación de agua y porosidad.

Si se desea calcular el " Volumen bruto de roca " deben tomarse en cuenta las zonas densas ( lentes, cambio de facies, etc. ) y las intercalaciones lutíticas, las cuales pueden ser detectadas por los registros eléctricos tomados en cada uno de los pozos.

En consecuencia, para calcular el "Espesor neto de roca porosa", se restan del espesor total del yacimiento los espesores de las intercalaciones compactas, Fig. 3.6.

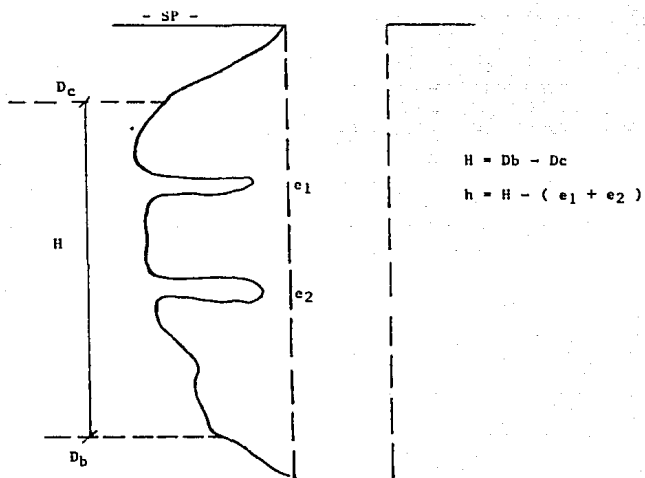


FIG. 3.6. SECCION DE UN REGISTRO ELECTRICO SP.

## SECUENCIA DE CALCULO DE UNA RESERVA PROBABLE.

En la determinación de la reserva probable se puede utilizar el método volumétrico, basado en el modelo areal. En este método es necesario involucrar una serie de factores que deben ser evaluados en base a datos de reservas probadas para una área determinada de estudio.

Algunos de estos factores son ponderados estadísticamente de acuerdo a la estructura en estudio y que han sido determinados en yacimientos considerados con reservas probadas:

$$\text{Reserva Probable } \left( \sum_1^n \right) = \sum_1^n A ( I_A ) ( Z_{Ex} ) ( F_A ) \quad ( 3.3 )$$

Durante las primeras etapas de cálculo, el ingeniero de yacimientos debe tomar con mucha precisión toda la información geológica y geofísica del área donde existe la reserva probada. En una etapa posterior, debe complementar la información con datos de producción, propiedades de los fluidos del yacimiento y características petrofísicas de la roca, así mismo debe tener definido los contactos A-A y G-A.

En la Fig. 3.7, se presenta la secuencia de cálculo de una reserva probable.

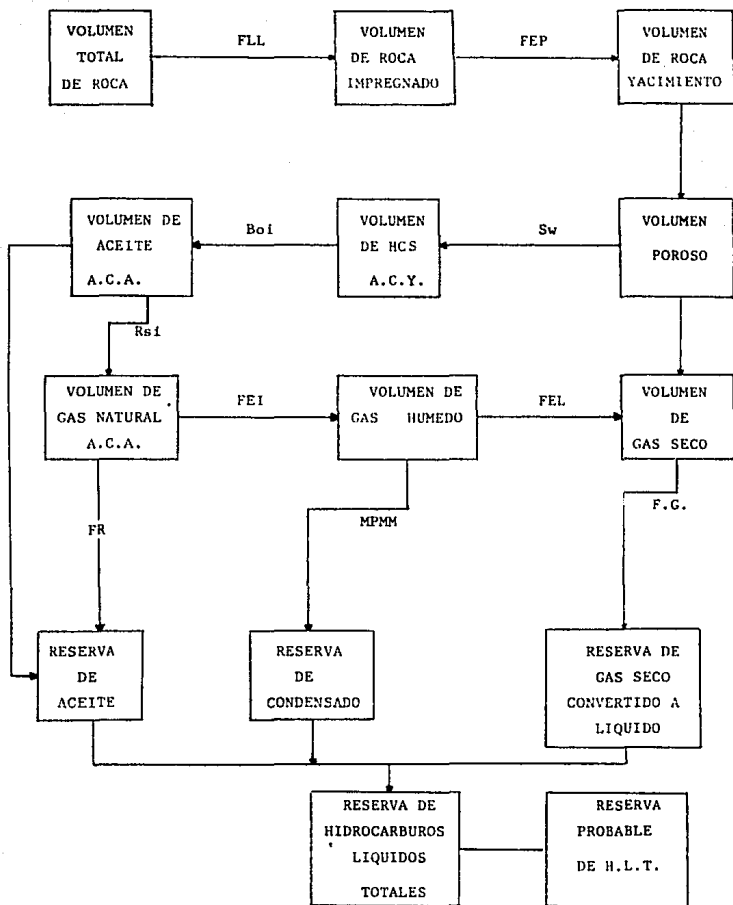
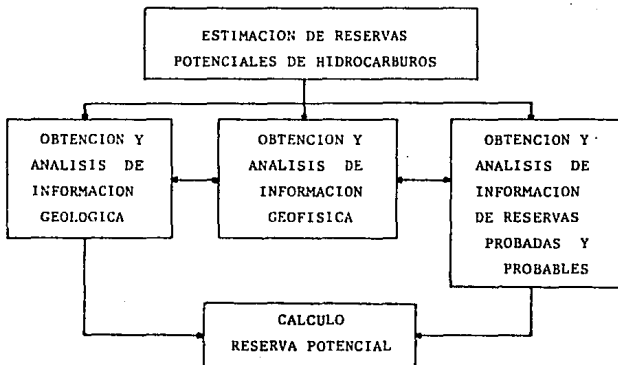


FIG. 3.7. SECUENCIA DE CALCULO DE LAS RESERVAS PROBABLES.



SECUENCIA DE CALCULO DE RESERVAS POTENCIALES.

Para la estimación de Reservas Potenciales, al igual que en las Reservas Probables, se sigue una serie de actividades:



$$RPO = \text{Reserva Probada} + \text{Reserva Probable} + \text{Reserva Adicional}$$

Para poder estimar una reserva potencial se requieren de varios parámetros:

$$RPO = f ( V_s, F_g )$$

$$RPO = V_s \cdot F_g \cdot K_o$$

$$V_s = ( \text{Superficie} ) \cdot ( \text{espesor de sed marinos} )$$

$$F_g = f ( R_g, R_a, T, S_m, A_e, M, A )$$

Definiendo cada uno de estos factores se puede calcular la RPO con la siguiente fórmula:

$$RPO = \frac{n}{i=1} ( V_s F_r ( (R_g)^{\alpha} (R_a)^{\beta} (T)^{\gamma} (E_s)^{\alpha_1} (A_e)^{\alpha_2} (M)^{\alpha_3} ) - (P+RP_1+RP_2) ) \quad ( 3.4 )$$

Para efectos de cálculo y por experiencia se usa:

$$\alpha = 0.02, \quad \beta = 0.12, \quad \gamma = 0.22, \quad X_1 = 0.34, \quad X_2 = 0.47, \text{ y} \\ X_3 = 0.65$$

#### c) TECNICAS DE COMPORTAMIENTO

Dentro de las técnicas de comportamiento se encuentran básicamente tres métodos: Modelos Numéricos de Simulación, Balance de materia y Curvas de Declinación de la Producción.

#### MODELOS NUMERICOS DE SIMULACION

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

La selección del modelo a utilizar, además 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 esta 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 sólo se puede producir una vez y si se comete un error, se puede perder para siempre cualquier oportunidad para mejorar la recuperación.

Un modelo puede ser corrido varias veces para estudiar el comportamiento del campo bajo agotamiento natural, recuperación mejorada o los efectos de la posición y espaciamiento de los pozos. Las corridas pueden arrojar información relativa sobre recuperaciones, gastos de producción e inversiones de capital, indicando así el método que optimizará al yacimiento. Sin embargo, los -- primeros modelos físicos fueron costosos, consumían mucho tiempo al construir-

se y eran únicos para el campo que representaban. En suma fué difícil alterar las variaciones de geometría o características del campo si la historia de producción sugiriera modificaciones necesarias.

El observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Más específicamente, con ayuda de la simulación se puede hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite.
- Tener una buena idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un yacimiento de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como puede ser; la inyección de agua, la inyección de gas, el depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- Determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de localización de los pozos y sus espaciamientos. De esta manera desarrollar un campo con base en una información limitada, pudiéndose determinar dónde perforar nuevos pozos.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.

- Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones en las propiedades - PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Hacer un programa de producción.

El desarrollo de computadoras digitales de alta velocidad condujeron a desarrollar modelos matemáticos con más aplicaciones. Estos modelos podrían -- ser aplicados a una extensa variedad de yacimientos con el simple cambio de da tos y podrían implementar eficientemente modificaciones a un yacimiento.

El modelo de simulación numérica, el cual es ahora, una herramienta estándar de la industria, evolucionó de los conceptos de balance de materia presentados primero por SCHILTIUS en 1936.

El balance de materia sin embargo, trata al yacimiento como un simple - tanque homogéneo sin distribución vertical o areal de la roca del yacimiento o del yacimiento o de las características de los fluidos.

Un simulador numérico reduce el tanque de balance de materia a un elemento muy pequeño y considera a éste elemento como uno de tantos dentro de los límites del yacimiento.

Cada elemento es considerado contiguo y comunicado con los otros circun venciados, los elementos pueden ser arreglados areal o verticalmente para repr sentar la geometría física del yacimiento a ser estudiado. Las características de la roca y de los fluidos dentro de cada elemento pueden variarse para repr sentar cualquier heterogeneidad de un yacimiento.

Los yacimientos pueden ser descritos muy aproximadamente usando elementos o bloques muy pequeños. Los bloques muy pequeños, por supuesto aumentan el tiempo de computadora y los requerimientos de definición espacial del yacimiento.

Una vez que se ha preparado una representación del yacimiento en la forma del elemento individual, el modelo de simulación numérica ejecuta para cada una de las series de intervalos de tiempo, una serie de ecuaciones de balance de materia para todos los bloques hasta que los efectos dinámicos del movimiento de fluidos causados por inyección o producción de uno o más bloques sean balanceados.

Esas corridas son ejecutadas en intervalos de tiempo suficientemente pequeños para indicar el comportamiento del yacimiento en general y para cada pozo productor considerado por el modelo.

Puesto que el flujo es permitido a través del interior de los límites del bloque, los movimientos de un frente de fluido pueden ser rastreados con simuladores numéricos para revisar o inspeccionar los cambios en los contactos gas - aceite o aceite - agua.

Los resultados típicos que se obtienen de una simulación consisten, en la distribución de presiones y de saturaciones en cada una de las celdas en que ha sido dividido el yacimiento, así como los volúmenes producidos y las

relaciones agua - aceite para los pozos productores. Si hay inyecciones de fluidos se obtiene, o el ritmo de inyección de los pozos o las presiones necesarias para inyectar los volúmenes establecidos.

Etapas para desarrollar un modelo.

El desarrollo de un modelo es un proceso iterativo que consiste de las siguientes etapas:

- 1) Descripción del yacimiento.
- 2) Determinar el tipo de mecanismo de desplazamiento.
- 3) Escribir el modelo matemático.
- 4) Desarrollar el modelo numérico.
- 5) Desarrollar el programa de cómputo.
- 6) Determinar la validez del modelo.
- 7) Ajustar el modelo con la historia del yacimiento.
- 8) Predecir el comportamiento futuro.

El proceso iterativo mencionado se puede observar en la Fig. 3.8, ya que al ir avanzando en las diferentes etapas, es necesario regresar a modificar algo de las anteriores, como pueden ser las suposiciones en las que se basó el modelo.

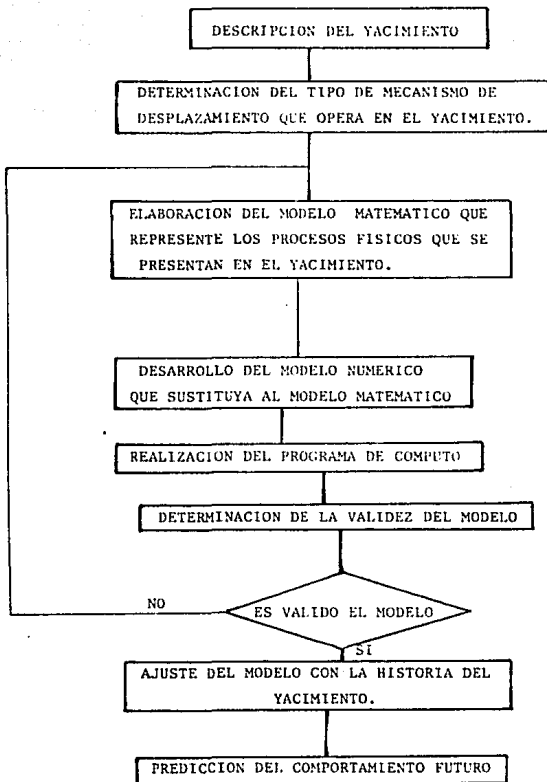


FIG. 3.8. ETAPAS PARA DESARROLLAR UN MODELO



Las razones de considerar varias suposiciones al desarrollar un modelo, son las siguientes:

- No obstante de haberse hecho todo lo posible por caracterizar al yacimiento de la mejor manera, nunca podrá hacerse ésto sino sólo en una forma aproximada.
- Hacer el problema manejable.
- Reducir el costo de la simulación.

Obviamente la necesidad de utilizar suposiciones se hace cada vez menor debido a los adelantos o innovaciones que la ciencia va proporcionando día con día.

Como trabaja un modelo.

El procedimiento de cálculo en forma simplificada que utiliza un modelo, está dado por los siguientes pasos:

- Se empieza con las celdas en las que se conoce su presión y saturación inicial.
- Se selecciona un incremento de tiempo al cual el modelo va a hacer los cálculos ( los incrementos de tiempo iniciales son generalmente, periodos de tiempo corto alrededor de uno o varios días, pero en los intervalos sucesivos -- los incrementos de tiempo pueden ir aumentando hasta llegar a cubrir algunos meses).

- Calcular o asignar el volumen producido o inyectado, si es el caso, en cada pozo para el intervalo de tiempo seleccionado.
- Calcular el flujo que hay entre las celdas durante el intervalo de tiempo utilizado y los nuevos valores de saturación para cada celda.
- Seleccionar un nuevo intervalo de tiempo y repetir el proceso hasta que el modelo haya hecho los cálculos para el tiempo total deseado.

De esta manera el simulador calculará la distribución de presiones y de saturaciones a lo largo del yacimiento en función del tiempo. En la Fig. 3.9., se puede observar un diagrama de flujo que da idea de como trabaja un modelo.

Información requerida para utilizar un simulador.

La información que se requiere para efectuar una simulación es la siguiente:

- Descripción física del yacimiento.
- Mecanismo o Mecanismos de desplazamiento que actúan en el yacimiento.
- Propiedades petrofísicas de las capas de interés.
- Propiedades PVY de los fluidos.
- Algunos otros datos ( secundarios ).

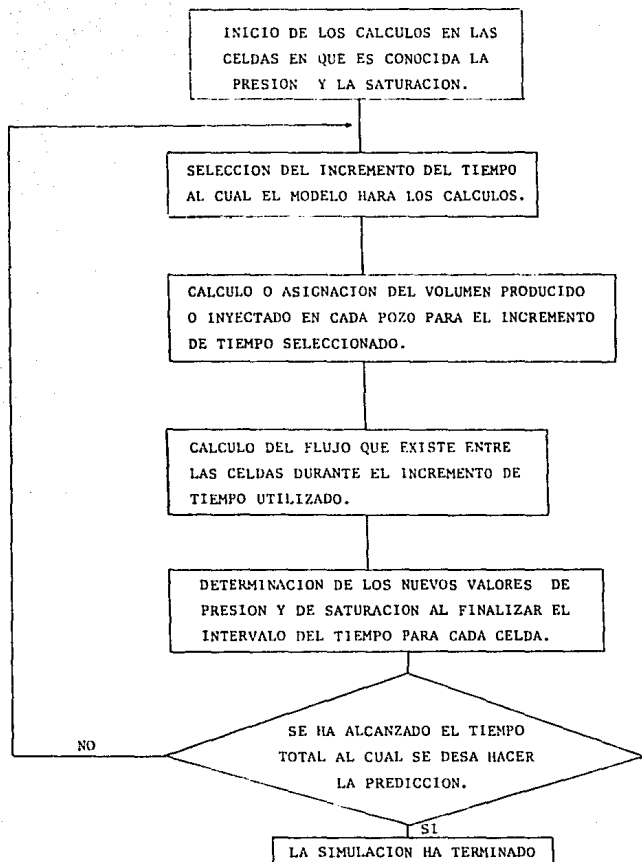


FIG. 3.9. DIAGRAMA DE FLUJO DE FUNCIONAMIENTO DE UN MODELO.

#### Descripción física del yacimiento.

Para obtener una descripción física del yacimiento es necesario llevar a cabo un estudio geológico de detalle que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico, que permita de esta manera caracterizar al yacimiento perfectamente. Dicho estudio geológico se complementa con métodos geofísicos. La información de este tipo que interesa a la simulación es:

- a) Límites del yacimiento.
- b) Características de la formación productora.
- c) Características del acuífero.
- d) Fallas.
- e) Discontinuidad en las capas.

#### Mecanismos de desplazamiento.

Los cuatro mecanismos básicos que operan para recuperar los hidrocarburos del yacimiento son:

- a) Expansión del sistema roca-fluidos.
- b) Desplazamiento.
- c) Segregación gravitacional.
- d) Imbibición.

### Propiedades petrofísicas.

Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con la ayuda de pequeños núcleos obtenidos del yacimiento y que se procura sean representativos. para asegurar una mayor precisión en estos datos se puede obtener información complementaria de estas propiedades. Dicha información la proporcionan los registros eléctricos y los análisis de pruebas de presión. Además, existen correlaciones publicadas para la obtención de estas propiedades y que pueden ser de utilidad en determinado momento.

Los datos petrofísicos que se necesitan para efectuar una simulación son:

- a) Porosidades.
- b) Permeabilidades.
- c) Saturaciones de agua, aceite y gas.
- d) Presión capilar entre diferentes interfases, ( $P_{c_{w-o}}$ ,  $P_{c_{o-g}}$ ,  $P_{c_{g-w}}$ ).
- e) Permeabilidades relativas al agua, al aceite y al gas.
- f) Compresibilidad de la formación.

### Propiedades PVT de los fluidos.

Las propiedades PVT son obtenidas al igual que las petrofísicas en el laboratorio:

- a) Factores de volumen del agua, del aceite y del gas (  $B_w$ ,  $B_o$  y  $B_g$  ).
- b) Relación de solubilidad en el aceite (  $R_s$  ).
- c) Relación de solubilidad en el agua (  $R_{sw}$  ).
- d) Viscosidades del agua, del aceite y del gas.
- e) Compresibilidades del agua, del aceite y del gas (  $C_w$ ,  $C_o$  y  $C_g$  ).
- f) Comportamiento de fases.
- g) Presión de saturación.

Otros datos.

- a) Datos de producción y de relación de flujo.
- b) Estado mecánico de los pozos.
- c) Aspecto económico.

Aspecto Económico.

En simulación de yacimientos la información de este tipo que se debe co  
nocer y tomar en cuenta es la siguiente:

- Precio del barril de aceite.
- Costo del pozo.
- Límite económico.
- Máximas relaciones agua-aceite y gas-aceite con que se piensa trabajar.
- Mínima presión de fondo fluyendo.
- Precio del gas.
- Gastos de operación.

## BALANCE DE MATERIA

Si se tienen registrados suficientes datos de comportamiento de presión de producción y están disponibles datos PVT de los hidrocarburos en su comportamiento dentro del yacimiento, entonces el volumen de reservas de hidrocarburos puede ser calculado por el método de balance de materia.

Este método está basado en la premisa de que el volumen de poros de un yacimiento permanece constante o cambia de manera predecible con la caída de presión del yacimiento a medida que el aceite, gas y/o agua son producidos.

Si el volumen de poros permanece casi constante, entonces a medida que los fluidos del yacimiento son producidos y la presión del yacimiento declina, los fluidos remanentes en el yacimiento deben expandirse para ocupar el volumen de poros.

La unidad de expansión de los fluidos del yacimiento por unidad de libra de presión abatida se define por análisis PVT de laboratorio.

El balance de materia calcula el volumen de fluidos del yacimiento que se requiere para exhibir una expansión en la caída de presión observada, el cual debe ser igual al extraído.

Una exitosa aplicación de este método requiere una historia de presión-precisa en el yacimiento, datos de producción de aceite, agua y gas, así como

propiedades de los fluidos del yacimiento. Los resultados de un cálculo de balance de materia pueden ser muy erráticos especialmente cuando hay incógnitas aparte de la cantidad de aceite original, tales como el tamaño de un casquete de gas o la presencia de un empuje de agua.

El concepto de permeabilidad relativa es uno de los aspectos más críticos del balance de materia y de los cálculos de simulación numérica. La industria acepta que la permeabilidad relativa de un medio poroso a un fluido fluuyendo varía con la saturación de ese fluido, pero el cambio es difícil de predecir en avance. El análisis de núcleos que presentan curvas de permeabilidad relativa para una muestra pequeña del yacimiento, algunas veces no es representativa del sistema total del yacimiento.

Los cálculos de balance de materia también pueden diseñarse para extender el comportamiento observado de un yacimiento a futuro. Esta herramienta -- predictiva supone un yacimiento homogéneo y requiere la aplicación de los conceptos de permeabilidad relativa.

Aunque son deseables las curvas de permeabilidad relativa derivadas del campo, la necesidad de dicha curva casi siempre precede datos suficientes para preparar una a partir de información de campo.

La exactitud de un balance de materia también es impedido por el hecho de que la mayoría de los cálculos suponen distribución homogénea de gas disuelto liberado.



Si el yacimiento tiene permeabilidad vertical, entonces la segregación resultante de los efectos gravitacionales pueden causar un comportamiento del yacimiento, diferente del calculado por balance de materia.

Cuando un ingeniero está forzado a suponer una curva de permeabilidad relativa, el ingeniero supone una variable que controlará los resultados del cálculo de balance de materia. Sin embargo, las curvas de permeabilidad relativa pueden ser estimadas hasta un grado de razonable exactitud si las condiciones litológicas son bien conocidas y si se han preparado suficientes curvas de laboratorio durante el análisis de los núcleos.

De la Ec. ( 3.5 ) a la Ec. ( 3.11 ) se presentan los índices de empuje de explotación para un yacimiento.

De la ecuación de balance de materia, para un yacimiento de aceite con entrada de agua y casquete de gas se tiene:

$$N_p [ B_o + B_g (R_p - R_s) ] = N(B_t - B_{t1}) + N_m B_{t1} (B_g / B_{g1} - 1) + (W_e - W_p B_w) \quad ( 3.5 )$$

Dividiendo la ecuación 1 entre  $N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)]$

$$1 = \frac{N(B_t - B_{t1})}{N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{N_m B_{t1} (B_g / B_{g1} - 1)}{N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{W_e - W_p B_w}{N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)]} \quad ( 3.6 )$$

De esta manera se tiene:

$$A : \frac{N ( B_t - B_{ti} )}{N_p ( B_o + B_g ( R_p - R_s ) )} ; \text{Volumen de hidrocarburos producidos del yacimiento.}$$

$$B : \frac{N_m B_{ti} ( B_g/B_g - 1 )}{N_p [ B_o + B_g ( R_p - R_s ) ]} ; \text{Volumen de hidrocarburos producidos por efecto de la expansión del casquete de gas.}$$

$$C : \frac{W_e - W_p B_w}{N_p [ B_o + B_g ( R_p - R_s ) ]} ; \text{Volumen de hidrocarburos desplazados del yacimiento por la entrada de agua neta.}$$

Donde:

A: Índice de empuje por gas disuelto liberado.

B: Índice de empuje por el gas del casquete.

C: Índice de empuje por la entrada de agua neta.

De esta manera la ecuación 3.6 permite obtener las fracciones de hidrocarburos producidos, por los tres mecanismos de desplazamiento considerados, desde que se inicia la explotación del yacimiento.

Como generalmente el empuje por agua es el mecanismo más eficiente, el yacimiento debe producirse de modo que su índice de empuje por este mecanismo sea máximo. Cuando el empuje hidráulico es débil, se procurará el predominio del empuje del gas del casquete. En cualquier caso el índice del empuje del --

gas disuelto debe mantenerse en el menor valor posible, ya que generalmente dicho empuje es el más ineficiente.

El índice de empuje por la entrada de agua neta puede incrementarse reduciendo el ritmo de producción de aceite. También la reparación o cierre de pozos con alta producción de agua, aumentará el índice de empuje mencionado. En forma semejante el índice de empuje por el gas del casquete puede aumentarse cerrando los pozos que producen gas libre segregado, generalmente pozos con altas relaciones gas-aceite localizados en la parte superior del yacimiento.

Para obtener los índices de empuje en un período de producción determinado, es necesario establecer la ecuación de balance de materia para intervalos sucesivos de tiempo. La ecuación al principio y al final de un período de producción cualesquiera es:

$$N(Bt_1 - Bt_i) + \frac{mNBt_i}{Bg_1} (Bg_1 - Bg_i) = Np_1 [Bo_1 + Bg_1 (Rp_1 - Rs_1)] - We_1 - Wp_1 Bw_1 \quad (3.7)$$

$$N(Bt_2 - Bt_f) + \frac{mNBt_f}{Bg_2} (Bg_2 - Bg_f) = Np_2 [Bo_2 + Bg_2 (Rp_2 - Rs_2)] - We_2 - Wp_2 Bw_2 \quad (3.8)$$

Restando (3.7) de (3.8)

$$N(Bt_2 - Bt_1) + \frac{mNBt_f}{Bg_1} (Bg_2 - Bg_1) = Np_2 [Bo_2 + Bg_2 (Rp_2 - Rs_2)] - Np_1 [Bo_1 + Bg_1 (Rp_1 - Rs_1)] + We_2 - We_1 + Wp_2 Bw_2 - Wp_1 Bw_1 \quad (3.9)$$

Haciendo:

$$\Delta Bt = Bt_2 - Bt_1$$

$$\Delta Bg = Bg_2 - Bg_1$$

$$\Delta We = We_2 - We_1$$

$$\Delta WpBw = Wp_2 Bw_2 - Wp_1 Bw_1$$

$$\Delta Np [Bo + Bg(Rp - Rs)] = Np_2 [Bo_2 + Bg_2(Rp_2 - Rs_2)] - Np_1 [Bo_1 + Bg_1(Rp_1 - Rs_1)]$$

Se tiene:

$$N \Delta Bt + \frac{mNBti}{Bg_1} \Delta Bg = \Delta Np [Bo + Bg(Rp - Rs)] + \Delta WpBw - \Delta We$$

Despejando y dividiendo entre,  $\Delta Np [Bo + Bg (Rp - Rs)]$

$$1 = \frac{N \Delta Bt}{\Delta Np [Bo + Bg(Rp - Rs)]} + \frac{mNBti}{Bg_1} \Delta Bg \frac{Bg_1}{\Delta Np [Bo + Bg(Rp - Rs)]} + \frac{\Delta We - \Delta WpBw}{\Delta Np [Bo + Bg(Rp - Rs)]}$$

A
B
C

( 3.10 )

A ; Fracción de los hidrocarburos producidos durante el periodo por efecto de la expansión del aceite original.

B ; Fracción de los hidrocarburos desplazados, en el mismo intervalo de tiempo, por la expansión del gas del casquete.

C ; Fracción de hidrocarburos desalojados del yacimiento por la entrada de agua neta.

La ecuación de balance de materia puede también establecerse considerando que al principio del período de producción se inicia la explotación del yacimiento. Esta es equivalente a suponerse que el yacimiento se descubre en un estado de depresionamiento y que el balance volumétrico se efectúa a partir de dicho estado. La ecuación en este caso es:

$$(N-Np_1)\left[(Bt_2-Bt_1)+\frac{m'Bt_1}{Bg_1}(Bg_2-Bg_1)\right]-(Np_2-Np_1)[Bo_2+Bg_2(Rp-Rs_1)] \quad (3.11)$$

En esta ecuación  $m'$  es el volumen de gas libre contenido en el yacimiento ( en el casquete y en la zona de aceite ) dividido entre el volumen de aceite existente al principio del período considerado,  $( N - Np_1 ) Bo_1$ .  $Rp$  es la recuperación gas-aceite acumulativa producida durante el período.

La ecuación puede aplicarse para determinar los índices de empuje en un período de explotación. También es de gran utilidad su empleo cuando se carece de datos de producción o presiones antes de cierto tiempo.

De esta manera se concluye que la recuperación es sensible al ritmo de producción cuando existe en el yacimiento desplazamiento frontal de aceite por gas o agua. La recuperación es independiente del ritmo de explotación cuando no existe desplazamiento frontal y las condiciones físicas del yacimiento impiden la segregación del gas liberado por efectos gravitacionales.

c) CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION.

El análisis del comportamiento de la producción en un pozo se emplea -- frecuentemente para estimar la reserva de hidrocarburos asociada con ese pozo. A esto se conoce con el nombre de análisis de curvas de declinación.

Puesto que el ingeniero usualmente desea determinar las reservas de -- aceite remanente y la vida productiva, la producción acumulada y el tiempo son seleccionados normalmente como variables independientes y son graficadas como abscisas.

Una característica variante del comportamiento de un pozo se selecciona como una variable para producir una curva de tendencia. Para propósitos de extrapolación, ésta variable ( que puede ser el gasto de aceite, presión o gasto de agua ) debe ser una función continua de la variable independiente y cambiar en alguna forma uniforme y definible.

Por extrapolación de ésta variable dependiente cambiando continuamente-- como ordenada contra los valores de la variable independiente como abscisas, y extrapolando gráfica o matemáticamente la tendencia aparente hasta que sea alcanzado un punto final conocido, uno puede estimar las reservas remanentes o -- la vida remanente para un yacimiento.

Para reservas de aceite, estas gráficas usualmente son el logaritmo del gasto de producción contra tiempo Fig. 3.7.

Para yacimientos de gas, algunas veces se usan curvas similares, o la presión dividida por el factor de compresibilidad del gas puede ser graficada contra la producción acumulada para derivar estimaciones del volumen original de gas a c.y.

El procedimiento de extrapolación es de una naturaleza empírica pero representa el sistema que se analiza. Si el sistema no está desbalanceado por -- cambios en las operaciones, entonces la extrapolación debe ser una representación razonable del comportamiento futuro del yacimiento.

Entre las variables dependientes extrapoladas usualmente, el logaritmo del gasto de producción es el más popular, pero solamente cuando la producción no está restringida.

Puesto que los volúmenes de aceite y gas usualmente son vendidos, ésta-variable dependiente tiene la ventaja de ser fácilmente disponible y registra da exactamente.

El punto final de cualquier extrapolación es normalmente el gasto límite económico, y puesto que los costos actuales de operación ( o estimados ) -- usualmente están disponibles, éste punto final no es difícil de determinar.

La extrapolación de las curvas de comportamiento deben ser obtenidas - cuidadosamente para asegurar que cualquier declinación establecida en el comportamiento de la producción no sea el resultado de perforación, uso mecánico del equipo de producción, cambios físicos en o cerca del pozo ( tales como de-

positación de asfaltenos, sal o parafina ), o de cualquier arena floja, lodo o cavernas dentro de la vecindad del pozo. Cualquier cambio en la vecindad del pozo tal como un casquete de gas o invasión de agua también debe determinar si los datos representan la producción arriba o abajo de la presión de saturación.

La extensión de una curva de comportamiento de aceite através del punto de presión de burbujeo adicionará energía al sistema de producción, lo cual alterará las saturaciones del yacimiento y las permeabilidades relativas y cambia la naturaleza y pendiente de la curva de declinación.

Los yacimientos supersaturados también requieren especial cuidado porque al proyectar los datos registrados a gradientes de presión arriba de lo normal pueden proporcionar comportamiento no representativo y abajo de los rangos normales de presión.

La extrapolación de la tendencia de un comportamiento supone que el efecto en la tendencia del período continuará. La perforación incompleta, la inyección de gas, vapor o agua o cualquier cambio operacional puede hacer inválida la extrapolación.

#### Tipos de Curvas de Declinación de Presión.

Las curvas de declinación de producción usualmente se grafican con gastos de producción contra tiempo o contra producción acumulada, Figs. 3.5 y 3.6. Puesto que las curvas gasto de producción contra tiempo son las más aceptadas, la siguiente discusión se enfocará a este tipo de curvas.



Hay dos términos de declinación usados en la descripción de las curvas-gasto contra tiempo. El gasto de declinación nominal " D ", se define como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural del gasto - de producción contra tiempo; Ec. 3.4.

$$D = \frac{-d \ln q}{dt} = \frac{-dq/dt}{q} \quad ( 3.4 )$$

La declinación nominal es una función continua y es utilizada principalmente en la derivación de las varias ecuaciones matemáticas.

El gasto de declinación efectivo, " d ", es una función rampa más común mente utilizada en la práctica y es la caída del gasto de producción desde un gasto inicial hasta un gasto final para un período de tiempo dividido entre el gasto de producción al principio del período, Ec. 3.5.

$$d = \frac{q_1 - q_2}{q_1} \quad ( 3.5 )$$

El período de tiempo puede ser un mes o un año para gastos efectivos de declinación mensuales o anuales.

Han sido reconocidos comunmente tres tipos de curvas de declinación de la producción. Arps, en sus extensos tratados de curvas de declinación, publicó las importantes relaciones de las curvas de porcentaje constante ( exponencial ), hiperbólicas y armónicas. Las Figs. 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 representan esas relaciones con la forma de las curvas para gasto-tiempo y ----

gasto-producción acumulada para los tres tipos de curvas graficadas en escala-natural, semilogarítmica y log-log. Un análisis de un gran número de curvas de declinación de la producción actual hecho por Cutler indicó que la mayoría de las curvas de declinación demostraron una forma hiperbólica, con valores para el exponente  $n$  cayendo entre 0.0 y 0.7, con la mayoría cayendo entre 0.0 y 0.4.

La producción por segregación gravitacional bajo ciertas condiciones reportadas por el API tiene un exponente " $n$ " igual a 0.5.

En la declinación exponencial los cambios en la producción por unidad - de tiempo son constantes. En la declinación hiperbólica la caída en la producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del gasto de producción es una fracción elevada a una potencia entre cero y uno.

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad.

Antes del desarrollo de las computadoras digitales, el cambio de curvas era una práctica común, pero los procedimientos de regresión por computadora - han hecho innecesario esto. Las historias de comportamiento pueden ser ajustadas con programas de cómputo para identificar los mejores mínimos cuadrados -- a través de la información histórica de producción, y las ecuaciones así resueltas pueden ser extrapoladas para predicciones del comportamiento futuro.

En situaciones de empuje de agua o de inyección de agua, frecuentemente se grafica la relación agua-aceite contra la producción acumulada en escala semilog. Una extrapolación de ésta línea recta hasta una máxima RAA permitida -- por el límite económico presenta una estimación directa de la recuperación total al límite económico.

Los modernos análisis de curvas de declinación emplean computadoras con pantalla de video y programas iterativos. Esos programas permiten al ingeniero derivar matemáticamente una ecuación que mejor represente los datos registrados. Esas gráficas, sin embargo, pueden ser no adecuadas para proyectos puesto que los datos históricos pueden incluir interrupciones que afectan la regresión matemática.

En esta instancia, el ingeniero puede forzar un ajuste a través de segmentos de la curva que crea que mejor representa la capacidad de producción. -- Como en todos los métodos de estimación de reservas, la exactitud es mejorada a medida que los datos toman incrementos para definir la tendencia de producción.

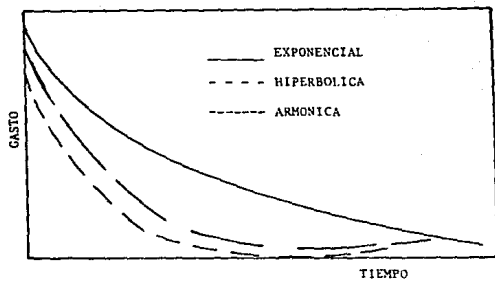


FIG. 3.5. CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION ( q CONTRA t ) EN CORDENADAS DE CARTESIANAS.

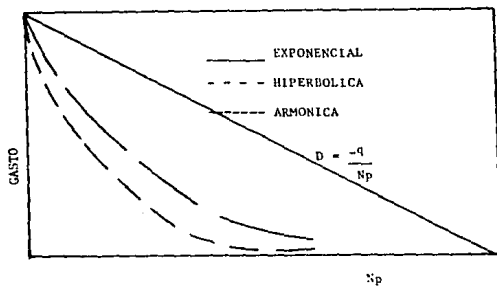


FIG. 3.6. CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION ( q CONTRA  $N_p$  ) EN CORDENADAS CARTESIANAS.

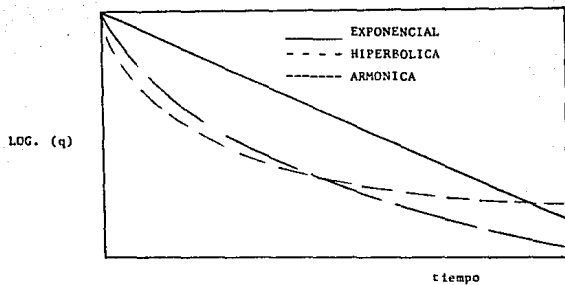


FIG. 3.7. GRAFICA SEMILOGARITMICA DE CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION ( Log. q CONTRA  $t$  )

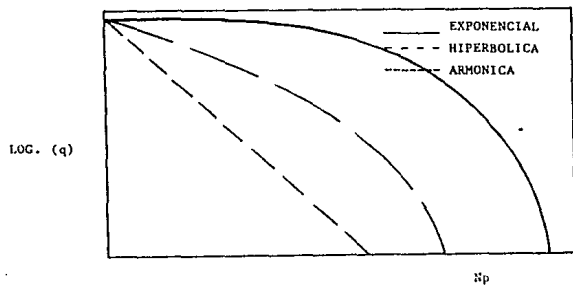


FIG. 3.8. GRAFICA SEMILOGARITMICA DE CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION ( Log q CONTRA  $N_p$  )

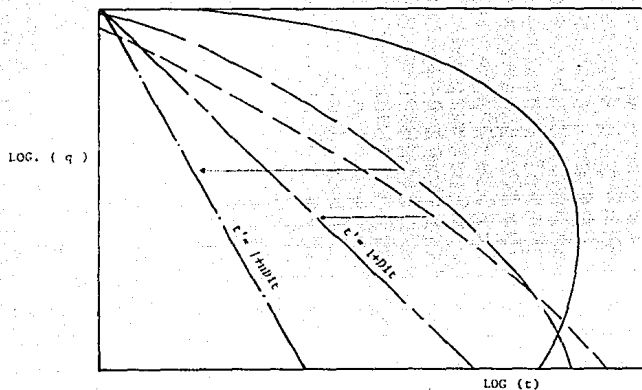


FIG. 3.9. GRAFICA LOGARITMICA DE CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION ( Log. q CONTRA Log t ).

- DECLINACION EXPONENCIAL
- - - - DECLINACION HIPERBOLICA
- · - · - DECLINACION ARMONICA
- · · · · DECLINACION HIPERBOLICA DESPLAZADA SOBRE LOG-LOG
- - - - DECLINACION ARMONICA DESPLAZADA SOBRE LOG-LOG

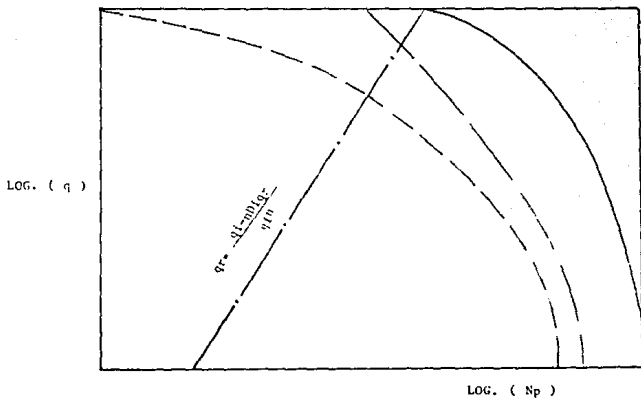


FIG. 3.10. GRAFICA LOGARITMICA DE CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION ( Log q CONTRA Log Np ).

- DECLINACION EXPONENCIAL
- - - - - DECLINACION HIPERBOLICA
- DECLINACION ARMONICA
- • - - - DECLINACION HIPERBOLICA DESPLAZADA SOBRE LOG-LOG

#### 4. EVALUACION DE RESERVAS

##### 4.1. GENERALIDADES.

A raíz de las crisis petroleras de los años 70's, se publicaron numerosos estudios sobre la disponibilidad de hidrocarburos a largo plazo que permitieron evaluar un total de reservas mundiales. Si se adopta como criterio económico el costo de producción del aceite o del gas natural se puede efectuar una clasificación de esos recursos mundiales que complementa las que resultan del criterio geográfico según la naturaleza de los recursos.

Un examen retrospectivo de los últimos 20 años parece mostrar 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, lo que sugiere la existencia de un precio en el petróleo que constituye un nivel de tolerancia, nivel que se puede evaluar aproximadamente a partir de las estadísticas de la primera crisis petrolera.

Ese nivel constituye, para el petróleo, una apreciación del costo que no debe rebasar los recursos para poder considerarse como reserva, lo cual proporciona un método para evaluar un mínimo de reservas mundiales que corresponda a un total de recursos.

La importancia de los factores geográficos y la incertidumbre relativa al costo del gas asociado hacen difícil precisar la misma distinción para el



gas natural, pero conclusiones similares pueden ser aplicadas con el mismo -- criterio.

El progreso tecnológico que conduce a disminuciones del costo de producción puede modificar progresivamente los límites de la clasificación de los - recursos en función de su costo y así aumentar el volumen de las reservas, -- sea para condiciones clásicas de producción o bien para las condiciones en zo nas difíciles.

El esfuerzo financiero que se aplique a la exploración o a la puesta en producción en zonas más difíciles se realizará solamente si las perspectivas de rentabilidad son atractivas. Por consecuencia, debe existir también un pre cio mínimo de los hidrocarburos debajo del cual el esfuerzo de exploración o la investigación tecnológica se frenen, al punto de comprometer las perspecti vas de abastecimiento futuro del mercado. Una evolución de este tipo puede re sultar en una nueva tensión de los precios similares a la de los 70's.

Así, en lo que se refiere a los hidrocarburos, las interacciones entre los precios del mercado, la evaluación de las reservas que resulta y la deman da de los consumidores constituyen a largo plazo un mecanismo regulador. Pero su efecto puede estar limitado por las inercias de la oferta y la demanda y - de hecho no se excluye ciclos de estancamiento y de tensión muy dañinos para las economías de los países productores y consumidores.

Las reservas de hidrocarburos que se pueden evaluar hoy en día todavía son abundantes y muy a la medida de la demanda futura que se prevé. Pero para que tal situación favorable se cumpla sin golpes, es importante que el sistema de precios que la condiciona sea caracterizada por la estabilidad a un nivel suficiente para que las reservas necesarias estén disponibles en el momento deseado y que los mecanismos reguladores puedan actuar eficazmente.

En la búsqueda y producción de hidrocarburos es necesario invertir capitales considerables, la mayor parte de este financiamiento viene del margen sobre la producción. Este margen, que condiciona el porvenir petrolero del mundo, es la diferencia entre el precio de los hidrocarburos en el mercado y su costo, siendo este último la suma del costo técnico de producción y de los impuestos recabados por el Estado.

El precio en el mercado representa el ingreso por barril o por  $m^3$  que se podrá 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 consecuencia, tiene una doble influencia sobre el financiamiento que se podrá dedicar a la renovación de las reservas de aceite y gas.

En cuanto al costo técnico, ya sea que se trate del costo comprobado o bien del costo futuro estimado, está en gran medida bajo el control de los operadores porque depende del diseño y la realización de los proyectos y de la marcha de explotación.

Por el contrario, los precios de venta dependen del Estado, del mercado y obedecen a la ley de la oferta y la demanda.

#### 4.2. CONCEPTOS BASICOS

La evaluación de las reservas petroleras debe hacerse en base a una distribución de inversiones; la tabla 4.1, muestra la distribución de egresos -- que se tiene para una reserva petrolera.

La selección de una acción entre varias opciones de inversión usualmente está 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. Las siguientes definiciones, son básicas en el entendimiento de cómo un valor se desarrolla a partir de una proyección tiempo-gasto de reserva:

Renta Bruta Futura.- Ganancia total estimada de la producción y venta -- de las reservas netas de hidrocarburos.

Flujo de Caja Neto Futuro.- Está determinado por deducción de la renta bruta futura, tales como impuestos de publicidad, impuestos por ganancias -- inesperadas, costos de operación, costos de transportación y cualquier costo de capital esperado.

EGRESOS

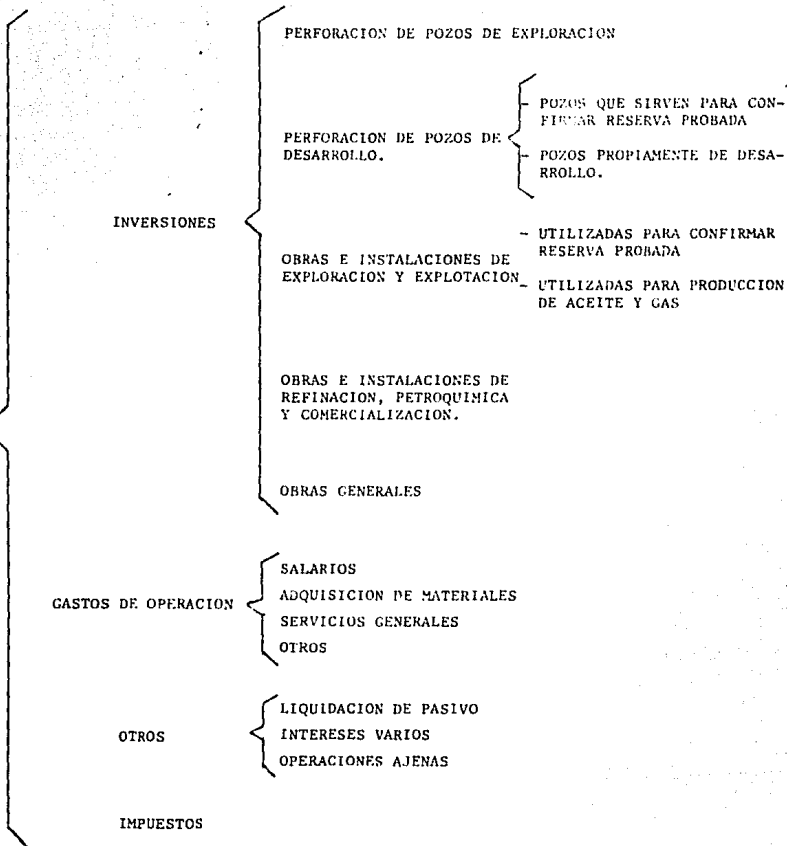


TABLA 4.1. DISTRIBUCION DE EGRESOS PARA ESTIMAR UNA RESERVA PETROLERA.

Réditos Netos Futuros.- Es el flujo de caja neto futuro para la vida de la propiedad evaluada. Un factor de plazo ( Descuento ) es usado para reducir réditos recibidos en el futuro a valor presente. Este factor está resuelto para cada año basado en tarifas de interés especificadas y usualmente es calculado para representar réditos recibidos una vez, al punto medio del año. Una ecuación frecuentemente usada para derivar este factor ( FLS ) es:

$$FLS = \frac{1}{(1+i)^{t-0.5}} \quad ( 4.1 )$$

donde  $i$  es la tasa de interés y  $t$  es el año.

Réditos Netos Futuros Descontados ( RNFD ) o Valor Presente.- Suma de valores de flujo de caja netos futuros descontados anualmente sobre la vida proyectada de la propiedad.

Valor de Mercado Justo ( VMJ ).- Precio al cual una propiedad puede ser vendida después de estar expuesta al mercado por un período razonable de tiempo, por un vendedor a un comprador sin ser comprada o vendida a la fuerza, el VMJ incluye una ganancia para el comprador y una compensación para el riesgo de hacer el negocio.

Tarifa de Reembolso.- Interés que resulta en el valor presente descontado del ingreso neto futuro, siendo igual al valor presente descontado de todas las inversiones de capital. Se considera como un estándar razonable para análisis de inversión y algunas veces se refiere a un indicador del poder de ganancias de una inversión.

Interés de Trabajo ( IT ).- Interés operante 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 el interés de los réditos para una propiedad, también se define como un factor de interés que cuando se multiplica por el plazo fijado, la producción total estimada de una propiedad dará los réditos netos totales futuros del interés evaluado.

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 empréstito, paso de un período de tiempo o recuperación de producción de una cantidad.

Interés Mineral.- Es una parte de la paga del interés simple. Un mineral puede ser severo desde la superficie de interés 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.

Porcentaje de Ingresos Extras.- Es un interés en una propiedad que produce aceite o gas, libre de gastos y que está sujeta a impuestos de producción, impuestos de contribución indirecta federal, ganancias inesperadas e impuestos de publicidad.

Interés de Ganancias Netas.- Es una parte de los réditos netos futuros o ganancias de la operación de un trato específico o propiedad. Normalmente es tomado de los intereses de trabajo.

Intereses Acarreados.- Fracción del interés de una propiedad de aceite o gas extra de interés de trabajo que no lleva la obligación de operar o desarrollar costos.

Producción de Pago.- Parte de los réditos de la venta del aceite, gas y otros minerales producidos a partir de una propiedad. Usualmente está libre de los costos de producción y termina cuando una suma específica de la venta de los minerales ha sido realizada por el propietario de tales intereses. Esta liquidación frecuentemente es el inicio para los intereses reversionarios.

#### 4.3. METODOS BASICOS DE EVALUACION

##### 4.3.1. METODOS EMPIRICOS

Los métodos empíricos consisten básicamente en la analogía del yacimiento, en particular con respecto a yacimientos cuya vida productiva es avanzada es decir, deben tener similitud en propiedades de la formación, propiedades de los fluidos y en los mecanismos de empuje existentes en el yacimiento.

Las estimaciones obtenidas de esta manera deben de tomarse en forma semicuantitativa debido a su reducida exactitud, dado que la semejanza existente entre dos yacimientos rara vez es suficiente para obtener resultados confiables.

a) ANALISIS DE RIESGO

En la clasificación de reservas ( probadas, probables y posibles ) se da por entendido que las tres reflejan diferencias en la calidad de la estimación; ya que la probada es la categoría más favorable, la probable se califica como aquella con un riesgo alto y la posible es la categoría con el riesgo más alto.

Algunas veces existe una tendencia de aceptar los resultados sin cuestiones o explicaciones ofrecidas por el evaluador. El reporte del evaluador debe estudiarse cuidadosamente, el evaluador debe suministrar la siguiente información para todos los intereses evaluados, o al menos para los casos más valiosos y para aquellos de mayor riesgo:

- 1.- Discusiones y experiencias para explicar y justificar las estimaciones de las reservas.
- 2.- Gráficas que muestren la historia de información pertinente y los pronósticos futuros.
- 3.- Un indicador de la etapa de agotamiento del yacimiento; por ejemplo, una simple relación de la producción acumulada ( al tiempo de la estimación ) dividida por la máxima recuperación estimada y que puede suministrar un indicador bruto.

Existe la necesidad de elegir algún método en donde se puedan presentar resultados compuestos, de tal manera que el riesgo pueda explicarse apropiada



mente. Uno de tales métodos presenta gráficamente los resultados del indicador de la etapa de agotamiento sobre una base compuesta por propiedades múltiples en una evaluación económica.

El procedimiento descrito, Tabla 4.2 y los resultados graficados, Fig.- 4.1, representan la calidad de reservas asignadas a todas las propiedades incluidas en un resumen de evaluación total.

Si todas las propiedades fueran de límites económicos, ( razón acumulada = 1.0 ) la gráfica debe seguir la línea de riesgo nulo, Fig. 4.1. Por otra parte, si todas las reservas fueran recién perforadas sin agotamiento a priori ( razón de utilidad acumulada = 0 ), la gráfica debe seguir la línea de máximo riesgo. Esta figura incluye alrededor de 300 evaluaciones y el patrón es típico de exploraciones exitosas.

TABLA 4.2.- PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DE RESERVAS A TRAVES DE PROPIEDADES MULTIPLES.

Paso 1: Convertir las reservas restantes y la producción acumulada a barriles o miles de pies cúbicos, basadas en precios de aceite y gas.

Si el precio del aceite es de 28.00 dol/bl y el precio del gas es de - 2.80 dol/Mpie<sup>3</sup>, entonces la conversión se hará sobre la base de 1 bl - de aceite por 10 Mpie<sup>3</sup> de gas.

Paso 2: Calcular la relación de producción acumulada / última recuperación pa ra cada propiedad, clasifique las razones acumuladas conforme a los - valores en orden ascendente.

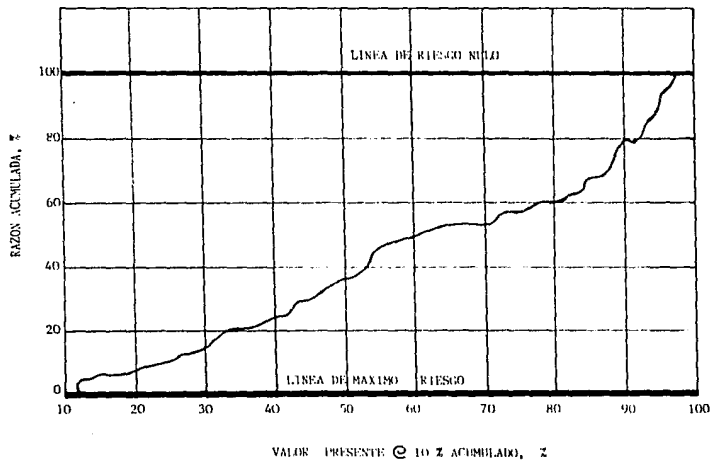


FIG. 4.1 CALIDAD DE LA RESERVA

Paso 3: Determine el valor presente a un factor de descuento anual del 10% - ( tasa de interés ) para cada propiedad y acumule en orden ascendente el valor descrito anteriormente. El valor presente acumulado se divide por el valor presente total, para desarrollar un porcentaje acumulado del valor presente que corresponde a los valores de las relaciones acumuladas para cada propiedad.

Paso 4: Graficar los valores en escala normal.

Esta presentación es un método objetivo y directo que no requiere factores de riesgo arbitrarios.

El uso de precios corrientes elimina la influencia de suposiciones inflacionarias o deflacionarias. En un proceso laborioso de cálculo, si no se conoce algún valor, debe ser estimado.

Nuevos pozos perforados en yacimientos con agotamiento anteriores requieren un manejo especial por parte del evaluador; tanto los evaluadores como los usuarios deben familiarizarse con lo que la gráfica significa y como puede usarse.

#### ETAPA DE LA VIDA DE LOS YACIMIENTOS

La Fig. 4.2. describe los métodos disponibles de estimación de reservas, la etapa de agotamiento del yacimiento, la clasificación apropiada de reservas y la calidad de la estimación de la reserva en cada etapa.

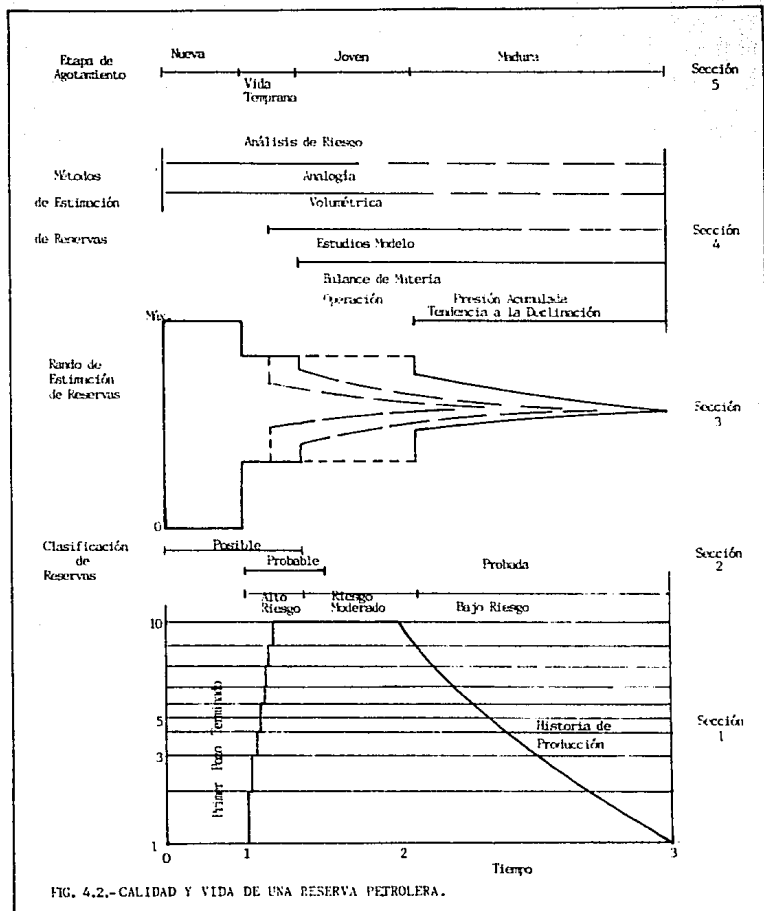


FIG. 4.2.-CALIDAD Y VIDA DE UNA RESERVA PETROLERA.

La gráfica se compone de cinco secciones separadas y acomodadas para de mostrar cómo se relacionan entre sí:

La sección 1, suministra una tasa de referencia, tiempo-producción. Demuestra una historia de producción típica ( Log. gasto contra tiempo ) para la vida primaria y total del yacimiento. En un tiempo cero la idea se concibe en que el yacimiento existe, la idea se desarrolla y se perfora un pozo de -- descubrimiento al tiempo 1; el desarrollo y producción controlada continúa al tiempo 2, y cuando la declinación principia, el yacimiento se abandona, tiempo 3.

La sección 2 muestra las clasificaciones principales de las reservas -- que pueden ser asignadas a varias etapas, es decir: la reserva posible se extiende desde el descubrimiento y durante los desarrollos iniciales, la reserva probable corresponde a la parte que se encuentra en pleno desarrollo y la reserva probada se asigna después del total descubrimiento. Se observa que el riesgo de error en reservas probadas es mayor durante el desarrollo y disminuye cuando la historia de producción se acumula.

La sección 3 muestra el rango de estimación de reservas que se pueden - asignar a varias etapas. Antes del descubrimiento del campo las reservas son nulas, a medida que avanza el desarrollo del campo el rango de estimación se reduce y la estimación de la reserva mejora conforme avanza la vida productiva del yacimiento. En el tiempo 3 una estimación perfecta puede ser posible - debido a la gran disponibilidad de información que se tiene; sin embargo, como es una etapa de agotamiento muy baja, no se realiza.

La sección 4 presenta los seis métodos de estimación de reservas que -- puedan usarse y los tiempos en que cada uno es aplicable. Los tiempos más pro bables para el uso de cada método se indica con las líneas continuas y las lí neas discontinuas presentan los tiempos en que otros métodos pueden ser mejo- res.

La sección 5 muestra las etapas de agotamiento, desde nueva hasta que - la producción se inicia, de vida temprana hasta que se tienen suficientes da- tos disponibles para estudios de desarrollo, joven mientras las estimaciones- se basen en estudios de desarrollo de yacimientos y madura para llegar al ago- tamiento.

#### b) METODO PROBABILISTICO

Bajo ciertas condiciones, tales como grandes descubrimientos en una nue- va provincia petrolera con una importante necesidad de inversiones iniciales y largos períodos de desarrollo, las incertidumbres pueden jugar un papel -- esencial en la decisión del desarrollo futuro.

Un método probabilístico consiste de un análisis sistemático de cada -- uno de los factores que determinan la magnitud de las reservas de un campo -- parcialmente perforado. Por ejemplo, con respecto al área productiva se puede determinar un valor mínimo en base al área perforada, asumiendo sólo una pe- queña extensión, y un valor máximo en base a una interpretación geológica muy optimista sobre el tamaño probable del campo. El margen de mínimo a máximo es

tá dividido en intervalos y se pueden asignar probabilidades a cada uno. De manera similar se analizan los otros factores, tales como espesor del yacimiento, porosidad, contenido de agua, capacidad de recuperación, etc., y para cada uno se puede determinar una distribución de probabilidad entre un mínimo y un máximo razonable.

Por medio del producto de estos factores o mediante técnicas de Monte Carlo, se pueden obtener las estimaciones de las reservas expresadas en términos de una distribución de probabilidad que puede mostrarse gráficamente. -- Fig. 4.3.

El punto P significa que, de acuerdo al estimador, hay una probabilidad X % de que las reservas sean de más de Y unidades. El punto A indica la cantidad de reservas que marca un 90% de certeza de ser recuperada, por ejemplo, - reservas probadas.

Midiendo el área que está debajo de la curva se encuentra la expectativa total de reservas, que resume todas las diferentes posibilidades y cada una de acuerdo con su posibilidad de existencia. La curva de expectativas indica una expectativa total de reservas de aproximadamente 30 unidades de las cuales unas 16 ( punto A ), son las reservas probadas y las 14 unidades restantes son las reservas no probadas.

Por muchos motivos, tales como estadísticos, no es práctico utilizar la curva de expectativas como tal. Por tanto, con frecuencia en la práctica, esta curva está representada por medio de tres puntos:

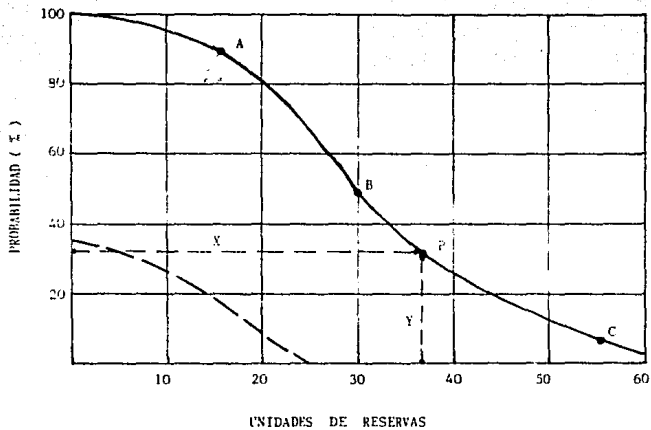


FIG.- 4.3 CURVA DE EXPECTATIVA DE RESERVAS



- 1) Un valor bajo con certeza alta ( digamos 90% de posibilidad ); por ejemplo, el punto A corresponde a las reservas probadas.
- 2) Un valor medio con 50% de probabilidad; por ejemplo, el punto B, valor que usualmente puede tomarse para ser casi igual que la expectativa de las reservas, o las reservas probadas más las no probadas.
- 3) Un valor alto con certeza baja ( digamos 10% de posibilidad ); por ejemplo, el punto C que indica algo como un límite razonable superior.

Lo importante aquí es que el punto B, que también podrá describirse como el mejor valor geológico y técnico de las reservas, tiene las mismas posibilidades de ser muy alto o muy bajo.

Cuando se aplican dichos métodos, existe poca necesidad de una subdivisión, en probable ( parte media de la curva ) y posible ( extremo final de la curva ).

Hay muchas circunstancias bajo las cuales no se garantizaría un planteamiento probabilístico tan elaborado. Cuando un campo ha sido perforado, cuando se conocen bien las condiciones del yacimiento, cuando hay una historia de producción suficiente, las incertidumbres son relativamente pequeñas y la expectativa de la curva sería bastante peraltada. En estos casos se mantiene adecuado el uso de las categorías probables y posibles por separado, siempre que el grado de incertidumbre se vea reflejado en las cifras que se proporcionan.

El enfoque probabilístico se ha difundido mucho para los valores cuantitativos de las reservas especulativas. En dichos casos se introduce una dimensión adicional por la incertidumbre, en cuanto a si en realidad hay un campo petrolero. Esto afecta la forma de la curva de expectativas, que entonces será como lo muestra la curva punteada de la Fig. 4.3.

#### 4.4. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA DESCONTADO O VALOR PRESENTE

Después de que los gastos de producción para las reservas proyectadas - han sido preparados, se deben desarrollar consideraciones económicas para la evaluación. Esto incluye consideraciones para cualquier contrato de compra para el aceite y gas producidos, cualquier requerimiento de capital, costos de operación estimados e impuestos ( estatales, federales y locales ). Los costos de capital para la reparación de pozos o para desarrollo de perforación - adicional, deben ser inventariados. Las instituciones financieras generalmente prefieren que las proyecciones estén basadas en precios existentes sin consideración de escala de precios o inflación de costos que han sido contratados. La dirección siempre ha incidido en la modelación de costos de precios que reflejan una realidad mundial. Estas consideraciones económicas se extienden a un flujo de caja operante, el cual es descontado basándose en un factor de aplazamiento y luego estudiado por cualquier comparación o medida para poder escoger y definir el justo valor del mercado.

La tabla 4.3 muestra un ejemplo de flujo de caja y cálculo de valor presente. Se ha proyectado un contrato hipotético con una vida futura estimada de siete años. El renglón ( 1 ) presenta la producción total del contrato para el período de siete años. El renglón ( 2 ) presenta la producción neta, se calcula multiplicando cada total de producción anual por el factor de interés de réditos ( interés neto ). La producción neta por el precio del producto da el ingreso del aceite en el renglón ( 3 ). Los impuestos de producción, en ese caso para el estado de LUNA, están deducidos en el renglón ( 4 ). El número de pozos mensuales, operados cada año por los costos de operación por pozo mensual, es usado para calcular los costos de operación anuales totales mostrados en el renglón ( 6 ).

No se consideran gastos de capital en este proyecto; por tanto, la contribución de la compañía XYZ en los costos de operación y de capital llegan a ser los intereses de trabajo por los costos totales de operación anual. La contribución indirecta federal ( o impuestos ) por ganancias adicionales fueron calculados fuera del proyecto, de acuerdo a los lineamientos corrientes al tiempo de la evaluación y están mostrados en el renglón ( 9 ). Los réditos netos futuros, mostrados en el renglón ( 10 ), llegan a ser los réditos totales de aceite menos los impuestos de producción, costos de capital y operación e impuestos por ganancias adicionales. Los aplazamientos anuales están mostrados sobre el renglón ( 11 ) y el flujo de caja descontado se muestra sobre el renglón ( 12 ).

Los réditos netos totales y futuros, descontados para el contrato del ejemplo mostrado en la Tabla 4.4, son 1,499,941 dólares.

-----

Operador	XYZ	Precio del aceite = 29.00 dol/bl
Ingreso de intereses	IR = 0.375	Producción = 4.6% más .0019 dol/bl
Intereses trabajados	IT = 0.500	Costos estimados de operación = 800/dol/mes

Datos de la Evaluación 01/01/85

Arrendador:	ANTONIO LUNA
Campo :	5.A
Estado :	LUNA
Acres :	100
No. de Pozos:	1

-----

Estimación Futura

-----

Operación

-----

- |  |                                    |
|--|------------------------------------|
| ( 1 ) Contrato mayor de Producción   |                                    |
| ( 2 ) Producción neta para XYZ   | IR * (1)                           |
| ( 3 ) Ingresos del Aceite  | (2) * Precio                       |
| ( 4 ) Tarifas de producción  | (0.046*(3)) + (0.0019*(2))         |
| ( 5 ) Pozos de Producción por mes  | pozo * mes                         |
| ( 6 ) Costos de operación  | (5) * 800 dólares                  |
| ( 7 ) Desembolso de capital  |                                    |
| ( 8 ) Participación de la operación<br>más costos por capital  | IT * ((6) + (7))                   |
| ( 9 ) Impuesto federal neto *<br>( Bonificación de impuestos<br>por comercio interno )<br>( tasa de ganancia ) |                                    |
| (10) Ingreso Neto Futuro **  | (3) - (4) - (8) - (9)              |
| (11) Factor de aplazamiento al<br>10% anual  | FLS = ( 1 + i ) <sup>t</sup> - 0.5 |
| (12) Flujo de Caja a Valor Presente de<br>XYZ  |                                    |

\* Calculadas externamente de acuerdo con las normas en el momento de su valoración. Las normas deben de ser obtenidas de la Ley del Impuesto.

\*\* La estimación de los impuestos deberá hacerse durante esta etapa.

-----

-----

-----

TABLE 4.3. PROYECTO DEL FLUJO DE CAJA Y CALCULO DE LA PRODUCCION DE ACEITE  
DEL POZO XYZ

TABLA 4.4.- EJEMPLO DE CALCULO DE FLUJO DE CAJA Y PRODUCCION DE ACEITE

UNIDADES	1er. Año 01/01/85	2o. Año 01/01/86	3er. Año 01/01/87	4o. Año 01/01/88	5o. Año 01/01/89	6o. Año 01/01/90	7o. Año 01/01/91	Total
( 1 ) bl	50301	42570	30738	24180	19490	13847	4506	185632
( 2 ) bl	18863	15964	11527	9068	7309	5193	1690	69614
( 3 ) dólares	547023	462949	334276	262957	211954	150586	49003	2018748
( 4 ) dólares	25199	21326	15399	12113	9764	6937	2258	92996
( 5 ) - - -	12	12	12	12	12	12	12	12
( 6 ) dólares	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600	67200
( 7 ) dólares	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
( 8 ) dólares	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	33600
( 9 ) dólares	14336	7982	4957	3174	1973	987	152	33561
(10) dólares	502688	428841	309120	242870	195417	137862	41793	1858591
(11) - - -	0.9535	0.8668	0.7880	0.7164	0.6512	0.5920	0.5382	
(12) dólares	479294	371713	243582	173980	127261	81618	22493	1499941

El método de flujo de caja descontado para hacer evaluaciones, es el más aceptado en el primer paso de cualquier evaluación de producciones de gas y aceite.

#### 4.5. VALOR DE MERCADO JUSTO

El valor de mercado justo no es un valor que puede ser derivado por solución de una fórmula. Es una estimación subjetiva que refleja las expectativas económicas del comprador y el vendedor al tiempo del registro. Cualquier cambio en la expectativa económica puede consecuentemente cambiar el valor de mercado justo estimado.

Un número de unidades de medidas han evolucionado en diferentes provincias productoras de aceite y gas para determinar el valor de mercado justo de los hidrocarburos.

El mercado basado en transacciones pasadas similares, frecuentemente ha sido sugerido como la mejor guía para establecer el valor. Puesto que un vendedor y un comprador sin coacciones para vender o comprar casi siempre existen, el uso de una transacción simple para establecer el valor no es recomendado - sin que sean reconocidas todas las circunstancias.

Los comprados frecuentemente están bajo compulsión para comprar, pueden necesitar combustible para las plantas o tener existencia de alimento para -- una industria o pueden requerir de un apoyo de energía asegurada. Los vendedo

res pueden ser obligados a vender debido a las presiones financieras.

Un número de transacciones indicando valores de ventas similares, probablemente son los mejores reflejos del valor de mercado justo de una propiedad. Las medidas estándar usadas por la industria incluyen:

- 1) Una fracción específica del ingreso neto futuro descontado.
- 2) Años específicos del ingresos neto futuro.
- 3) Tiempo de liquidación de la inversión.
- 4) Un precio por barril de aceite de reserva en el subsuelo ( con volúmenes de gas convertidos a barriles equivalentes de aceite )
- 5) Un precio específico por barril por día de gasto de producción para el primer año de vida productiva.
- 6) Relación ganancia - inversión.
- 7) Impuestos de ingresos antes o después de la tarifa de reembolso de valores-internos.

Puesto que los procedimientos de evaluación descritos son reflejo de patrón de tiempo de réditos futuros, la mayoría de los métodos de evaluación están basados en proyecciones anuales de producción futura y de los cálculos de flujo de caja correspondientes.

Gruy (1) consideró como valor de mercado justo: " dos tercios del ingreso de caja neto futuro antes de la amortización e impuestos federales, descontado al 5% anual ", la fracción de dos tercios ha variado ligeramente con las

condiciones de la industria, pero esta metodología aún está en uso general. -- Sin embargo, la tarifa de descuento al tiempo de la evaluación corriente es -- sustituida por el 5% por tarifa anual.

Dodson (1) listó siete métodos diferentes que pueden ser usados para determinar el valor de mercado justo de las reservas de aceite y gas, " porcentajes del valor presente al cual puede variar desde 50 hasta 100%, pero el cual recientemente ha sido desde 75 hasta 80% ".

Un estudio por Gruy y otros (1) indicó que, a pesar de las variaciones de impuestos y condiciones económicas, ha permanecido constante a través de -- los años una medida clásica para estimar el valor de aceite en el subsuelo. Un análisis de diez grandes transacciones durante 1979 y 1981 y un período de precios de aceite muy volátil, indicó que las reservas de aceite equivalentes en el subsuelo tuvieron un valor de mercado de aproximadamente un tercio de su -- precio.

#### 4.6. DISPONIBILIDAD DE LAS RESERVAS

Es fundamental tener presente que existe otro factor muy importante relacionado con las reservas probadas de hidrocarburos, que es el de la capacidad de producción del yacimiento, considerando las instalaciones disponibles; la -- cual puede representar una seria limitación en la explotación de los hidrocarburos.



Para poder producir o disponer de los hidrocarburos es necesario perforar un número de pozos que, de acuerdo a las características del yacimiento, sea el óptimo para su explotación, además de las instalaciones superficiales para el tratamiento y conducción de los mismos hasta las refineras.

Como un ejemplo de los factores que afectan el número óptimo de pozos se puede mencionar el de la permeabilidad ( facilidad al flujo de hidrocarburos ) de la formación. En forma simplificada se tiene que conforme disminuye la permeabilidad aumenta el número de pozos que se necesita para explotar el yacimiento. La Fig. 4.4 presenta una gráfica general de la variación de la producción de un yacimiento con respecto al tiempo de explotación. Al tiempo cero empieza a producir el primer pozo y se supone que continúa al desarrollo del yacimiento hasta el punto b en que se terminó la perforación del último pozo y - de aquí en adelante, debido a la declinación con el tiempo.

Basado en una serie de factores, entre ellos el de la declinación natural del yacimiento y el de la implantación apropiada de los procesos de recuperación mejorada que están considerados en la estimación de las reservas, puede dejar de ser autosuficiente debido a una reducida capacidad de producción. Debe entenderse que una baja capacidad de producción no solo depende de las instalaciones disponibles, sino esencialmente de las condiciones de producción del yacimiento.

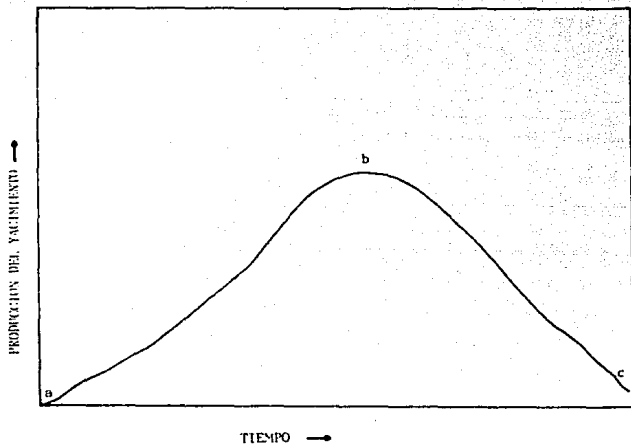


FIG. 4.4.- VARIACION DE LA PRODUCCION DE UN YACIMIENTO CON RESPECTO AL TIEMPO DE EXPLOTACION.

## EXPLOTACION RACIONAL PRIMARIA DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

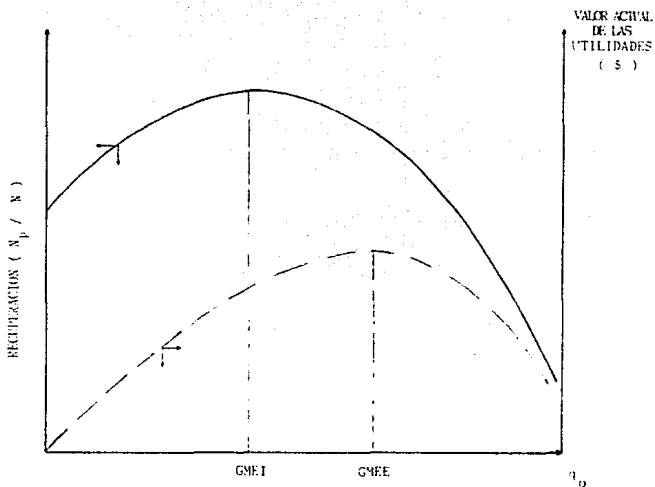
La localización de los pozos, su forma de terminación y los gastos de producción, son las medidas principales de control que el ingeniero de yacimientos establece con el fin de obtener la mayor recuperación de hidrocarburos. Estas medidas de control permiten:

- a) Actuar en forma predominante al mecanismo de producción más eficiente.
- b) Regular los frentes de avance del acuffero o del casquete de gas, a fin de obtener un barrido uniforme del yacimiento y evitar el entrapamiento del aceite y de la disipación excesiva del gas o agua por conificación, digitación y canalización del agente desplazante.
- c) Mantener la presión del yacimiento al nivel requerido para obtener la mayor eficiencia de desplazamiento.

### GASTO DE PRODUCCION MAS EFICIENTE ( GME )

La experiencia ha demostrado que el factor más importante en la recuperación de los hidrocarburos es el control del gasto de producción de un yacimiento. La tendencia general de recuperación de aceite y rendimiento económico contra el ritmo de producción, se muestra en la Fig. 4.5.

La curva continua indica un máximo en la recuperación a un ritmo de producción que puede definirse como el gasto más eficiente desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos ( GMEI ). En esta gráfica se puede apreciar --



4.5.- RELACION ENTRE LA RECUPERACION Y RENTABILIDAD CON EL RITMO DE EXPLOTACION ( YACIMIENTO DE ACEITE CON EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE DE GAS ).

que el valor máximo de las utilidades corresponde a un gasto mayor ( menor tiempo de explotación ). Este ritmo se denomina el gasto más eficiente económico -- ( GMEE ).

A gastos altos, mayores que el GMEI, la recuperación disminuye, principalmente porque se acentúa el depresionamiento del yacimiento, provocando que el gas disuelto liberado sea el agente desplazante predominante. Por otra parte, - el ritmo excesivo de producción provoca irregularidades ( conificación, digitación, etc. ) en el frente de avance del agua o gas, disminuye la eficiencia volumétrica del desplazamiento y originando la prematura producción de dichos agentes desplazantes.

Para gastos menores que el GMEI la recuperación decrece, porque el desplazamiento del aceite se efectúa a una presión mayor que la que permitiría obtener menores saturaciones residuales del mismo.

Cuando el ritmo de producción origina el desarrollo de una fase gaseosa - en la zona de aceite, la eficiencia del desplazamiento por agua generalmente aumenta, hasta alcanzar un valor máximo, el cual puede obtenerse en forma experimental o analítica.

En algunos casos la reducción del ritmo de producción puede prolongar demasiado la explotación del yacimiento, originando incrementos prohibitivos en los costos de operación, además de la desventaja de diferir el ingreso de capital.

Es conveniente recalcar que el GMEI depende del mecanismo de recuperación y que para un mecanismo dado varía con el grado de explotación del yacimiento. La magnitud y variación de los mecanismos de desplazamiento, durante la explotación de un yacimiento, pueden obtenerse determinando los índices de empuje por período.

#### 4.7. ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION

Para emplear correctamente este método se deben satisfacer dos condiciones: experiencia y conocimiento de la historia de los pozos en que se lleva a cabo este análisis. La única suposición que considera el método es que todos los factores que han afectado la curva de declinación en el pasado, continuarán actuando en la misma forma durante la vida futura de los pozos. La declinación de la producción de un pozo ocurre debido a varios factores, siendo uno de ellos la disminución del volumen de hidrocarburos en el yacimiento conforme avanza su tiempo de explotación. La Fig. 4.6 presenta una gráfica esquemática de la declinación de la producción de un pozo, en función del gasto del pozo contra la producción acumulativa y se observa que después de un período de tiempo en que el gasto del pozo se mantiene aproximadamente constante, el pozo ya no puede mantener ese gasto y su producción declina gradualmente de ese tiempo en adelante.

Suponiendo que en base a los costos de operación del pozo se puede determinar el gasto mínimo ( $q_{\min}$ ), que el precio de los hidrocarburos producidos justifique que el pozo continuará produciendo; entrando con este valor a la --

Fig. 4.6, se puede determinar la cantidad total de hidrocarburos que puede producir el pozo o reserva final (  $Q_{rf}$  ).

En la Fig. 4.7. la rapidez de declinación,  $D$ , es el cambio fraccional -- del gasto con el tiempo:

$$D = ( -dq/q ) / dt$$

o bien:

$$D = ( -dq/dt ) / q$$

( 4.2 )

Consecuentemente el gasto de declinación es un tiempo en particular puede ser determinado gráficamente calculando la pendiente de la curva de gasto -- contra tiempo en el punto de interés y dividiendo la pendiente entre el gasto en ese punto.

Para conocer la influencia que pueden tener ciertas características del yacimiento en la declinación de la producción se puede suponer que se tiene un yacimiento ideal, donde el empuje por agua está ausente y donde la presión es proporcional a la cantidad de aceite remanente. También se puede suponer que -- los índices de productividad son constantes durante la vida del pozo, de tal manera que los gastos de producción son siempre proporcionales a la presión -- del yacimiento.

En los yacimientos reales, sin embargo, las condiciones antes mencionadas no ocurren. Generalmente las presiones no son proporcionales al aceite re-

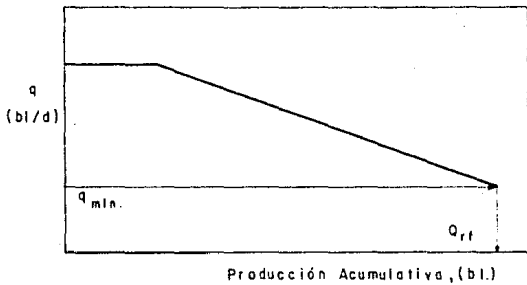


FIG. 4.6. DECLINACION DE LA PRODUCCION EN UN POZO

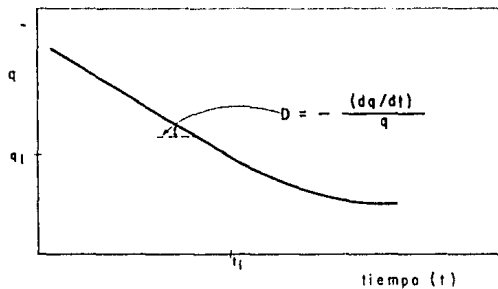


FIG. 4.7. DEFINICION DEL GASTO DE DECLINACION



manente, sino que parecen declinar gradualmente en gastos bajos a medida que la cantidad de aceite remanente disminuye. De igual forma los índices de productividad generalmente no son constantes, muestran una tendencia a declinar a medida que el yacimiento se agota.

Los diferentes métodos de análisis de curvas de declinación están basados en la rapidez de declinación con respecto al tiempo, gasto, presión, etc; por tanto, es necesario definir el gasto de declinación. Cuando se grafica el gasto de producción contra el tiempo, se observa que el gasto declina con el tiempo como se muestra en la Fig. 4.7.

Existen tres métodos para el análisis de curvas de declinación:

- 1) Método empírico de extrapolación.
- 2) Método estadístico ( Relación de pérdida ).
- 3) Método gráfico.

Estos métodos contemplan las siguientes similitudes:

- a) El comportamiento futuro del yacimiento está gobernado por alguna tendencia o relación matemática que se basa en su comportamiento pasado.
- b) Para poder aplicar cualquiera de estos métodos es necesario relacionar los datos de producción-tiempo con una expresión matemática.
- c) Se definen ecuaciones para determinar la reserva, el comportamiento futuro de la producción y el tiempo de vida útil.
- d) La laboriosidad de los cálculos y el tiempo requerido para efectuarlos es variable según el método que se aplique.

- e) Los resultados que se obtienen son semejantes y todos tienen el carácter de aproximados.
- f) El método empírico de extrapolación requiere del uso de logaritmos y de poco tiempo para el cálculo.
- g) El método estadístico involucra operaciones sencillas, pero como son numerosas, hacen que sea un método tedioso.
- h) El método gráfico aporta resultados menos precisos, pero es el más rápido.

Obtención del Límite ( L.E. ).

La extrapolación gráfica debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los gastos de producción, ya que de continuar con la explotación las erogaciones serían mayores que los ingresos.

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación mantenimiento de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de Límite Económico. La expresión que permite determinar este valor es la siguiente:

$$L.E. = \frac{C}{0 - S} \quad ( 4.3 )$$

El valor del límite económico está sujeto a la variación de los factores considerados anteriormente; por ejemplo, el aumento de costos varía con la profundidad del pozo, número de pozos en el área, tipo de fluidos producidos, método de producción y la demanda; sin embargo, el factor preponderante es el precio del aceite por unidad de volúmen en el mercado.

### Declinación Exponencial.

Es también llamada declinación geométrica, semilog o de porcentaje constante. La definición para la declinación exponencial puede ser expresada en forma de ecuación como:

$$a = \frac{q}{(dq/dt)} \quad (4.4)$$

Donde a es una constante positiva; integrando esta ecuación se tiene:

$$q_t = q_1 \exp. (-t/a) \quad (4.5)$$

La curva de declinación exponencial es una línea recta en escala semilog Fig. 4.8. La curva gasto - producción acumulada es una recta en papel normal,- Fig. 4.9. En cualquier caso, la tangente del ángulo de la pendiente es igual a la fracción nominal de la declinación.

La expresión para la curva de gasto producido contra producción acumulada se obtiene integrando la ecuación 4.5 con respecto al tiempo obteniéndose:

$$q_t = q_1 \exp. (-Dt) \quad (4.7)$$

$$N_p = \frac{q_1 - q_t}{D} \quad (4.8)$$

Transformando la ecuación 4.7 de logaritmo natural o logaritmo decimal:

$$\text{Log. } q_t = \text{log. } q_1 - \frac{D}{2.3} t \quad (4.9)$$

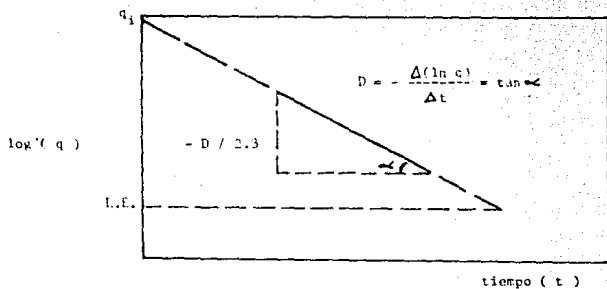


FIG. 4.8 REPRESENTACION GRAFICA DE LA DECLINACION EXPONENCIAL EN ESCALA SEMI - LOG.

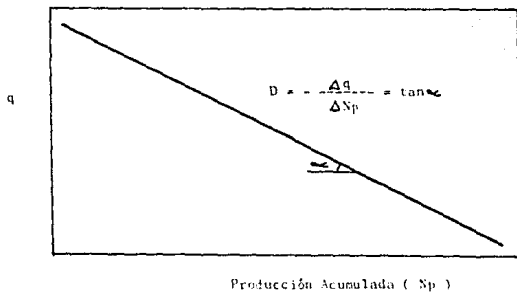


FIG. 4.9 REPRESENTACION GRAFICA DE LA DECLINACION EXPONENCIAL EN EJE NORMAL.

Gráficamente queda representada como un línea recta cuya pendiente es -- ( -D/2.3 ) y ordenada al origen  $q_1$ , Fig. 4.8. Extrapolando esta línea hasta el límite económico puede conocerse la vida futura del pozo.

#### Porcentaje de Declinación Mensual.

El porcentaje de declinación mensual por definición puede ser representado por:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = \frac{100 \, dq/dt}{q_t} \quad (4.10)$$

Derivado la ecuación 4.7 con respecto al tiempo:

$$dq/dt = -q_1 \exp(-Dt) \, D \quad (4.11)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.7 y 4.10 en la ecuación 4.11:

$$D = \frac{(q_1 - q_t^0)}{Np} \quad (4.13)$$

Por tanto, el porcentaje de declinación será:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = \frac{100 (q_1 - q_t)}{Np} \quad (4.14)$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce con una presión de fondo fluyendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera.

### Declinación Hiperbólica.

En el caso de una curva de declinación hiperbólica, la relación gasto - contra tiempo así como también la relación gasto contra producción acumulada requieren de una gráfica log-log para definir una línea recta.

La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$- b = \frac{q}{\frac{dq}{dt}} = da/dt \quad (4.15)$$

donde b es una constante positiva.

Una definición alterna de declinación hiperbólica es que la diferencia de pérdidas, a, con respecto al tiempo es constante. Integrando dos veces la ecuación 4.15, se obtiene:

$$q = q_1 (1 + D_1 b \tau)^{-(1/b)} \quad (4.16)$$

Esta ecuación muestra como la curva puede ser alineada en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia (1/D<sub>1</sub> b). La pendiente de

la recta así obtenida es  $1/b$ . Al usar esta ecuación se debe recordar que  $D$  es la rapidez de declinación cuando el gasto  $q_1$  prevalece, y  $t$  es igual a cero;  $t$  es el tiempo que tarda en declinar el gasto de  $q_1$  a  $q$ .

El valor de la constante de declinación hiperbólica,  $b$ , es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embargo, una vez determinada esta constante es relativamente simple obtener el gasto de declinación correspondiente a  $q_1$  y calcular el gasto  $q$  correspondiente a tiempo  $t$ ; estos mismos parámetros pueden ser utilizados para calcular la producción acumulada durante el tiempo  $t$  cuando el gasto de producción ha declinado de  $q_1$  a  $q$ .

Para determinar la ecuación del gasto de producción contra producción acumulada se integra la ecuación 4.16 con respecto al tiempo, obteniéndose:

$$N_p = \frac{q_1^b}{D(1-b)} (q_1^{1-b} - q^{1-b}) \quad (4.17)$$

Las ecuaciones 4.16 y 4.17 muestran que las gráficas de gasto de producción contra tiempo y gasto producido contra producción acumulada definen una línea recta para distintos valores de  $b$ .

#### Porcentaje de Declinación Mensual:

Derivando la ecuación 4.16 con respecto al tiempo:

$$dq/dt = \frac{D q_1^b}{(1+D b t) (1/b) + 1} \quad (4.18)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.16 y 4.17 en la ecuación 4.10:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = - \frac{100 D}{(1-D b t)} \quad (4.19)$$

Las ecuaciones descritas para la declinación exponencial e hiperbólica - permiten una extrapolación matemática de datos y facilita los cálculos correspondientes. Estos tipos de declinación difieren en el valor de b, ya que para la declinación exponencial, b = 0. La mayoría de las curvas de declinación parecen seguir una declinación hiperbólica donde el valor de b = 0.25 es un buen promedio de muchas curvas examinadas, es raro que b exceda de 0.6.

#### Declinación Armónica.

Este tipo de declinación ocurre si el valor de b de la ecuación 4.16 es la unidad. En este caso la rapidez de declinación d es proporcional al gasto q. Algunas veces este se presenta cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional. De la ecuación 4.16, para un valor de -- b = 1, se obtiene la siguiente expresión:

$$q = \frac{q_1}{(1+D t)} \quad (4.20)$$

La ecuación de gasto producido - producción acumulada puede determinarse integrando la ecuación anterior:

$$Np = q_1 (\log q_1 - \log q) \quad (4.21)$$

La ecuación anterior es presentada por una línea recta en papel semilogarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica. De la ecuación -- 4.20 se obtiene:

$$q = q_1 - D t q \quad (4.22)$$



Esta ecuación da una línea recta de pendiente - D al graficar gasto producido contra  $q_t$ .

Porcentaje de Declinación Mensual:

Dereivando la ecuación 4.20 con respecto al tiempo:

$$dq/dt = - \frac{q_1^D}{(1+D t)^2} \quad (4.23)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.20 y 4.23 en la ecuación 4.10:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = - \frac{100 D}{(1+D t)} \quad (4.24)$$

Gastos Futuros y Tiempos de Vida Util.

Los futuros regímenes de producción se calculan a partir de las ecuaciones 4.5, 4.16 y 4.20 para el tipo de declinación exponencial, hiperbólica y armónica, respectivamente, una vez que se han determinado las constantes involucradas en cada una de estas ecuaciones y se conoce el tiempo al cual se requiere el gasto. El tiempo de vida útil del yacimiento se determina sustituyendo - el valor del límite económico en cada una de las ecuaciones antes mencionadas - y las expresiones son las siguientes:

$$t = \frac{2.3}{D_1} (\log L.E. - \log q_1) \quad (4.25)$$

$$t = \frac{1}{D_1} \left( \left( \frac{q_1}{L.E.} \right)^2 - 1 \right) \quad (4.26)$$

$$t = \frac{1}{D_1} \left( \frac{q_1}{L.E.} - 1 \right) \quad (4.27)$$

para los tipos de declinación exponencial, hiperbólica y armónica respectivamente.

## 5. EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

### 5.1. GENERALIDADES

Para determinar el área de una reserva petrolera, es necesario fijar primeramente el límite areal de los yacimientos; el cual cuando es bien conocido -- se denomina límite físico, y en caso de no conocerse bien se le llama límite -- convencional, que se fija bajo normas que se han definido por la experiencia lo grada en otras regiones.

Por análisis de registros y pruebas de laboratorio se fijan las caracte-- rísticas petrofísicas y las correspondientes a los fluidos contenidos en la roca, base de aplicación para cualquiera de los métodos volumétricos aplicables.

En la actualidad el método utilizado en forma preferencial es el de Isohdrocarburos, que pondera arealmente los diferentes parámetros que intervienen -- en el cálculo de volumen original de hidrocarburos en el subsuelo. Sólo en ca-- sos poco numerosos y por ausencia de cierta información, se utiliza como prime-- ra herramienta el método de Isopocas o el de cimas y bases.

Cuando la información lo permite ( etapas posteriores ), el afinamiento -- de los datos y cifras se logra por la aplicación definitiva del balance de materia, en aquellos yacimientos totalmente desarrollados.

Cuando la información es sumamente escasa y solamente se dispone de datos de producción, se utiliza cualquiera de los métodos estadísticos.

## 5.2 CALCULO DE LA RESERVA PROBADA.

Se presenta un ejemplo de cálculo del volumen de hidrocarburos mediante el método volumétrico de Isohidrocarburos. Se calcula el volumen de hidrocarburos en el yacimiento para el área mostrada en la Fig. 5.1.

La configuración geológica de Iso-hidrocarburos en la Fig. 5.1, permite la medición con un planímetro de cada una de las áreas encerradas por las diferentes curvas de Iso-hidrocarburos; estas áreas se presentan en la tabla 5.1.

Graficando los valores ( área del terreno contra IHC ) de la tabla 5.1, y calculando el área bajo la curva en la Fig. 5.2, por el método trapezoidal, obtenemos el área en  $\text{cm}^2$ . Luego haciendo la conversión de dimensiones reales se obtiene el volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

POZO	IHC ( $\text{m}^3\text{HC}/\text{m}^2\text{roca}$ )
1	6.84
2	5.95
3	4.92
4	6.48
5	9.99
6	8.2
7	8.32
8	7.05
9	7.29
10	10.88

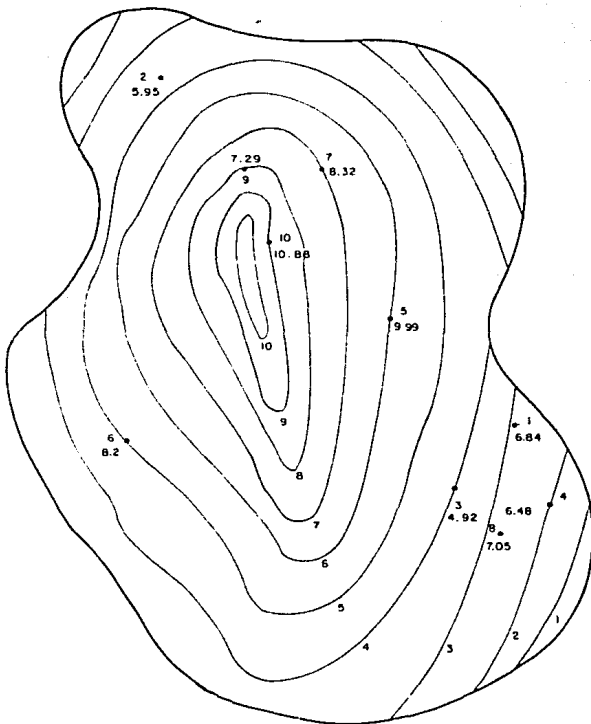


FIG 5.1 PLANO DE ISO-HIDROCARBUROS (ESCALA 1 50,000.)

TABLA 5.1. AREAS CORRESPONDIENTES A LAS CURVAS DE ISOHIDROCARBUROS.

POZO	Ihc ( $\frac{m^3}{m^2} \frac{hc}{m^2} \text{roca}$ )	Area del Plano ( $cm^2$ )	Area del Terreno ( $10^6 m^2$ )	Ihc ( $\frac{m^3}{m^2} \frac{hc}{m^2} \text{roca}$ )
1	6.84	207.4	51.85	0
2	5.95	180.0	46.18	2
3	4.92	170.1	42.53	3
4	6.48	141.8	35.45	4
5	9.99	109.7	28.13	5
6	8.2	86.2	21.55	6
7	8.32	51.0	12.75	7
8	7.05	26.6	6.65	8
9	7.29	8.2	2.05	9
10	10.88	6.2	1.5	10
11	5.41	1.2	0.30	11

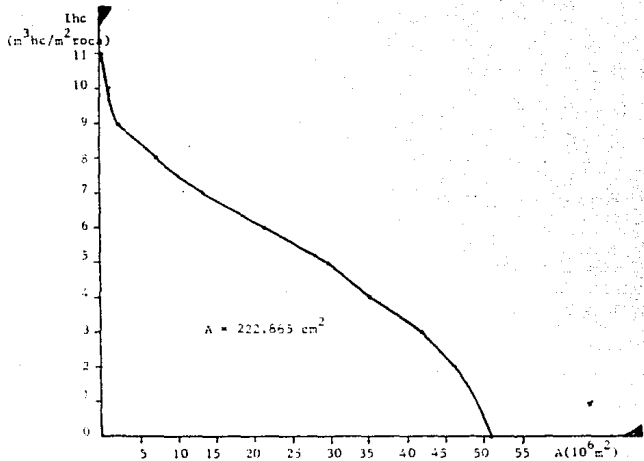


FIG. 5.2 CALCULO DEL AREA BAJO LA CURVA POR EL METODO TRAPEZOIDAL.

$$\text{Area} = \frac{1}{2} [ 0.30+51.85+2(1.54+2.05+6.65+12.75+21.55+28.13+35.45+42.53+46.18) ]$$

$$\text{Area} = \frac{1}{2} [ 0.30+51.85+392.58 ]$$

$$\text{Area} = 244.73 = 222.865 \text{ cm}^2$$

$$\text{E.V: } 1 \text{ cm (plano)} = 1 \text{ m}^3 \text{ hc c.y/m}^2 \text{ roca}$$

$$\text{E.H: } 1 \text{ cm (plano)} = 5 \times 10^6 \text{ m}^2 \text{ roca}$$

$$1 \text{ cm}^3 \text{ (plano)} = 25 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ roca hc c.y}$$

$$\text{Vhc c.y} = 5571.62 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$222.865 \text{ cm}^2 = x$$

### 5.3. CALCULO DE LA RESERVA PROBABLE

Para poder realizar el cálculo de una reserva probable, es necesario contar con toda la información que se obtuvo para una reserva probada. La información geológica y geofísica, así como datos de producción son utilizados en detalle para el área donde se desea conocer una reserva probable.

Si se toma como configuración a la Fig. 2.1., la secuencia que se describe en el capítulo 3 para el cálculo de una reserva probable y los datos geológicos y geofísicos de un yacimiento con reservas probadas, se tiene:

#### Datos del Yacimiento con Reservas Probadas

$$V_{hc} = 18363.845 \times 10^6 \text{ b1}$$

$$V_r = 5703 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ roca}$$

$$V_y = 4362 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ roca}$$

De acuerdo al área " Estudio " se obtuvo de la estructura la siguiente información :

Area ( Km<sup>2</sup> )

45

103

147

110

57

Cima de la estructura = 6178 m

Cierre estructural = 312 m



Area ( km<sup>2</sup> )

206

112

82

20

111

$$A_T = 993 \text{ Km}^2$$

Calculando cada uno de los parámetros para poder aplicar la ecuación 3.3:

$$A = 993 \text{ Km}^2$$

$$I_A = \frac{\text{Res. Probada HLT}}{\text{Sup. (km}^2\text{) con Res. Probada}}$$

$$I_A = \frac{18363.845 \times 10^6 \text{ bls}}{993 \text{ Km}^2} = 18.49 \times 10^6 \text{ bls/km}^2$$

De un total de 15 formaciones perforadas, se obtuvieron 10 productoras:

$$\% \text{ Ex} = \frac{\text{Formaciones Productoras}}{\text{Total perforadas}}$$

$$\% \text{ Ex} = \frac{10}{15} = 0.66$$

$$F_A = \frac{\text{Area Productora}}{\text{Area Total}}$$

$$F_{A1} = \frac{45}{993} = 0.043$$

$$F_{A6} = \frac{206}{993} = 0.207$$

$$F_{A2} = \frac{103}{993} = 0.103$$

$$F_{A7} = \frac{112}{993} = 0.112$$

$$F_{A3} = \frac{147}{993} = 0.148$$

$$F_{A8} = \frac{82}{993} = 0.082$$

$$F_{A4} = \frac{110}{993} = 0.110$$

$$F_{A9} = \frac{20}{993} = 0.020$$

$$F_{A5} = \frac{57}{993} = 0.057$$

$$F_{A10} = \frac{111}{993} = 0.111$$

De acuerdo a la ecuación 3.3 se tiene:

$$\begin{aligned}RP_1 &= (993) (18.49) (0.66) (0.043) = 521 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_2 &= (993) (18.49) (0.66) (0.103) = 1248 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_3 &= (993) (18.49) (0.66) (0.148) = 1793 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_4 &= (993) (18.49) (0.66) (0.110) = 1332.9 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_5 &= (993) (18.49) (0.66) (0.057) = 690 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_6 &= (993) (18.49) (0.66) (0.207) = 2508 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_7 &= (993) (18.49) (0.66) (0.112) = 1357 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_8 &= (993) (18.49) (0.66) (0.082) = 993 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_9 &= (993) (18.49) (0.66) (0.020) = 242 \times 10^6 \text{ bls} \\RP_{10} &= (993) (18.49) (0.66) (0.111) = 1345 \times 10^6 \text{ bls}\end{aligned}$$

Y finalmente se obtiene:

$$\text{Reserva Probada Total} = 12029.9 \times 10^6 \text{ bls HLT (c.y)}$$

Para poder definir el volumen de hidrocarburos líquidos totales ( HLT ) a condiciones atmosféricas de una reserva probable, es necesario afectar el volumen que se encuentra a condiciones de yacimiento por una serie de factores los cuales se calculan en base a datos geológicos que fueron definidos en el cálculo de la reserva probada. De esta manera se puede obtener el VHLT a condiciones atmosféricas. Así, para el ejemplo de Reserva Probable se tiene:

$$F_{LL} = \frac{1362}{1703} = 0.8$$

$$V_R \text{ PERM} = 1703 - 1363 = 341$$

$$FEP = \frac{341}{1703} = 0.20$$

En la Fig. 5.3 se ilustra la definición de estos factores.

El cálculo de los factores de encogimiento ( FEI, FEL ), el factor de recuperación de condensadas ( MPMM ) y el factor de conversión de gas seco líquidos equivalentes ( FEQ ) se muestran en la tabla 5.2.

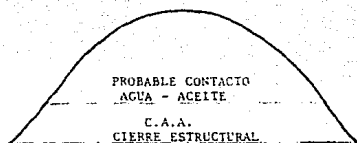
De acuerdo a los datos de las propiedades de los fluidos que se obtuvieron en la reserva probada, se hace el cálculo tomando en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos que se tiene en el yacimiento.

TABLA 5.2. FACTORES INVOLUCRADOS EN EL CALCULO DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS TOTALES.

COMPOSICION DE LA MEZCLA.

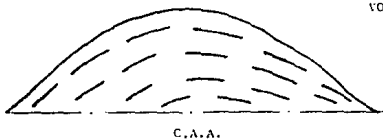
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Componente de la mezcla.	Fracción Molas	Rec. Liq. (%)	$\frac{(2)(3)}{100}$	MPMM	Rec. Liq. m <sup>3</sup> (4)(5)	(2)-(4)	$\frac{(7)}{(7)}$	$\frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}$	(8)(9)
C <sub>1</sub>	0.9592	0	0	--	--	0.9592	0.994	9006	8952
C <sub>2</sub>	0.0236	75	0.0177	3300	58.41	0.0059	0.006	15867	95
C <sub>3</sub>	0.0058	97	0.0056	3735	20.92	0.0002	0.000	22755	
iC <sub>4</sub>	0.0009	100	0.0009	4500	4.05	0		29848	
nC <sub>4</sub>	0.0007	100	0.0007	4343	3.04	0		29981	
iC <sub>5</sub>	0.0004	100	0.0004	4878	1.95	0		35605	
nC <sub>5</sub>	0.0003	100	0.0003	4828	1.45	0		35676	
C <sub>6</sub>	0.0011	100	0.011	5482	6.03	0		42324	
C <sub>7</sub>	0.0019	100	0.0019	6827	12.97	0		55619	
	0.9889		0.0286		108.82	0.9603	1.00		9047

FACTOR DE LLENADO



$$F_{LL} = \frac{V_r \text{ hasta el C.A.A.}}{V_r \text{ Total.}}$$

FACTOR DE ESPESOR PERMEABLE



$$\frac{\text{VOLUMEN DE ROCA IMPERMEABLE} - \text{VOLUMEN DE ROCA PERMEABLE}}$$

$$V_r \text{ PERMEABLE} = V_r \text{ TOTAL} - V_r \text{ IMPERMEABLE}$$

$$FEP = \frac{V_r \text{ PERMEABLE}}{V_r \text{ TOTAL}}$$

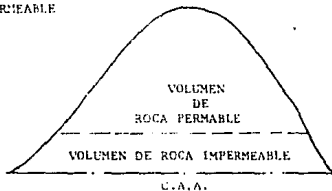


FIG. 5.3. FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL CALCULO DE RESERVAS PROBABLES.

$$\begin{aligned}
 FEI &= (2) : 0.989 \left( \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right) \\
 FEIL &= (7) : 0.960 \left( \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right) \\
 FEL &= \frac{(7)}{(2)} : 0.971 \left( \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right) \\
 MPMM &= \frac{(6)}{(2)} : 110 \left( \frac{\text{m}^3}{10^6/\text{m}^3} \right)
 \end{aligned}$$

$$\text{Poder Calorífico Gas Seco} = (10) : 9047 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}$$

$$\text{FEQ} = \frac{(10)}{9.461} = \frac{9047}{9.461} = 956 \frac{\text{m}^3 \text{ lfg.}}{10^6 \text{ m}^3 \text{ g.s.}}$$

De esta manera, la Reserva Probable calculada a condiciones de yacimiento es afectada por los factores que anteriormente se calcularon y se obtiene la Reserva Probable de HLT a condiciones atmosféricas.

#### 5.4. CALCULO DE LA RESERVA POTENCIAL

Para llevar a cabo la aplicación de la ecuación 3.4 en el cálculo de la reserva potencial, es necesario valorar cada uno de los factores que están involucrados en dicha ecuación. Sin embargo, el detalle que se requiere de los datos, no se puede obtener específicamente para una sola región por lo que se decidió respetar toda la información confidencial.

Los factores ( Rg, Rn, T, Es, Ae, Ms, As ) que tienen un valor menor a la unidad, son valores de calificación que se les asigna de acuerdo a la experiencia de cálculo que realiza el ingeniero de yacimientos.

Para el área " Estudio " se obtuvo adicionalmente a partir de información geológica y geofísica:

El volumen de sedimentos marinos ( Vsm ) se obtiene multiplicando la superficie en estudio ( Km<sup>2</sup> ) por el espesor ( Km ).

$$Vsm = Sup ( Km^2 ) * Espesor ( Km ).$$

De esta manera tenemos:

$$Superficie = 4900 Km^2$$

$$Espesor = 3.58 Km$$

$$Vsm = ( 4900 ) ( 3.58 ) = 17542 Km^3$$

El factor de recuperación de aceite se obtiene de la siguiente forma:

$$F_R = \frac{N_p}{N}$$

Para  $N_p = 2754.57 \times 10^6$  bls a c.s. y

$N = 18363 \times 10^6$  bls a c.s. se tiene

$$F_R = \frac{2754.57 \times 10^6}{18363.845 \times 10^6} = 0.15$$

Al valor de la calificación de la cantidad y calidad de las manifestaciones ( Ms ) se le da para efectos de cálculo el valor de la unidad, esto se hace por conveniencia y experiencia del ingeniero de yacimientos, así mismo por tales circunstancias se le asigna un valor a la calificación del grado de alteración de los sedimentos ( As ), pero en este caso se le da el valor de cero.

De esta manera el valor de cada uno de los factores son:

$$R_g = 0.140$$

$$R_a = 0.067$$

$$T = 0.20$$

$$E_s = 0.262$$

$$A_e = 0.70$$

$$M_s = 1.0$$

$$A_B = 0$$

Asignando los valores correspondientes para :

$$N_p = 2754.5 \times 10^6 \text{ bls a c.s.} = 437.94 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.s.}$$

$$RP_1 = 18363.845 \times 10^6 \text{ bls a c.s.} = 2919.61 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ hc a c.s.}$$

$$RP_2 = 12029.9 \times 10^6 \text{ bls a c.s.} = 1912.6 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ hc a c.s.}$$

De la ecuación 3.4 y sustituyendo valores se tiene :

$$RP_3 = [(17542)(0.15)(0.140)^{0.02}(0.067)^{0.12}(0.20)^{0.22}(0.262)^{0.34}(0.70)^{0.47}(1)^{0.65} \\ (1-0)] - (2754.57 \times 10^6 + 18363.845 \times 10^6 + 12029.9 \times 10^6)$$

$$RP_3 = (2631.3)[(0.96)(0.72)(0.70)(0.634)(0.845)(1)] - (33144.3 \times 10^6)$$

$$RP_3 = (2631.3)(0.2592) - (33144.3 \times 10^6)$$

Haciendo la conversión a  $m^3$  tenemos :

$$2631.3 \text{ Km}^3 = 2631.3 \times 10^9 \text{ m}^3$$

$$33144.3 \times 10^6 \text{ bls} = 5270.16 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$RP_3 = (2631.3 \times 10^9) (0.2592) - (5270.16 \times 10^6)$$

$$RP_3 = 682032 \times 10^6 - 5270.16 \times 10^6$$

$$RP_3 = 676762 \times 10^6 \text{ m}^3 \quad \text{c.y.}$$



## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las reservas probadas de hidrocarburos pueden estimarse a través de una combinación de estudios detallados de tipo geológico, de ingeniería de yacimientos y de un modelo matemático o modelo numérico. La validez matemática está directamente relacionada con la aproximación con que el modelo ajusta la historia de comportamiento del yacimiento.

El modelo más sencillo es el de Balance de Materia donde precisamente - el nombre se deriva de que se emplean valores promedio para las propiedades del yacimiento y de los fluidos que contiene. Por medio de esta ecuación se puede - obtener el valor de la reserva de hidrocarburos que contiene el 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. Si la información disponible acerca de las - características y de comportamiento del yacimiento es relativamente completa, - por medio de estos modelos se pueden estimar tanto el volumen de hidrocarburos - contenido originalmente, así como las reservas recuperables.

Las estimaciones para las reservas de hidrocarburos justamente son más - necesarias durante la etapa inicial del desarrollo de un yacimiento, cuando es difícil obtener valores apegados a la realidad debido a que se dispone de infor - mación de las características del yacimiento muy limitada.

La planeación adecuada de las actividades de la industria petrolera tiene su origen en una estimación de la cantidad de aceite o gas disponible a nivel de un yacimiento en particular, o como un todo para una región, un estado o un país. Las estimaciones de reservas de hidrocarburos varían en un rango amplio, desde una estimación burda hasta un valor prácticamente exacto.

Se debe considerar un factor importante en las reservas de hidrocarburos, el de la capacidad de producción del yacimiento considerando las instalaciones disponibles, la cual puede representar una seria limitación en la explotación de los hidrocarburos.

Para poder producir o disponer de los hidrocarburos es necesario perforar un número de pozos que de acuerdo a las características del yacimiento sea el óptimo para su explotación, además de las instalaciones superficiales para el tratamiento y conducción de los mismos hasta las refinerías.

Se recomienda que se evite el mal uso de la palabra "recursos" como sinónimo de "reservas" debido a la confusión potencial que proviene a partir del uso de un término más comúnmente empleado para hacer referencia a la cantidad total de hidrocarburos que hay en un lugar y que puede ser entendido por toda persona en general.

Las reservas de hidrocarburos que se pueden evaluar hoy en día todavía son abundantes y muy a la medida futura que se prevé. Pero para que tal situación se cumpla, es importante que el sistema de precios que la condiciona sea caracterizada por la estabilidad a un nivel suficiente para que las reservas

necesarias estén disponibles en el momento deseado y que los mecanismos reguladores puedan actuar eficazmente.

Para evaluar las producciones que serán disponibles, se necesitan evaluar también;

- Las reservas de los nuevos yacimientos por descubrir.
- Las producciones que la reevaluación de los yacimientos ya conocidos o por descubrir permita añadir a la estimación o a la evaluación actual.

Para que estas reservas puedan ser consideradas como verdaderas, es necesario asegurarse que se sabrán explorar técnicamente y que el cálculo económico correspondiente resultará suficientemente atractivo para tomar la decisión de desarrollar dichas reservas y ponerlas en producción.

Se hace mención a que el cálculo de la reserva probable y reserva potencial, se ha tomado de una serie de datos y estimaciones que se realizaron en 1981. El detalle de como se obtuvieron no fueron mencionados, a su vez, los factores de calificación que se hacen para la reserva potencial se toman de acuerdo a la experiencia del ingeniero de yacimientos para estimar una área con potencial petrolera.

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
A	Area	$Km^2, m^2$
Ae	Calificación de avance exploratorio ( 1 )	
As	Calificación del grado de alteración de los sedimentos ( 1 )	
Bg	Factor de volumen del gas	$\frac{m^3 g a c.y.}{m^3 g a c.s.}$
Bo	Factor de volumen del aceite	$\frac{m^3 o a c.y.}{m^3 o a c.s.}$
Bt	Factor de volumen de la fase mixta	$\frac{m^3 o + g d a c.y.}{m^3 o a c.s.}$
Bw	Factor de volumen del agua	$\frac{m^3 w a c.y.}{m^3 w a c.s.}$
C	Costo estimado de operación al límite económico	( \$ 1 año )
Ce	Compresibilidad efectiva	$(Kg/cm^2)^{-1}; (lb/pg^2)^{-1}$
Cf	Compresibilidad de la formación	$(Kg/cm^2)^{-1}; (lb/pg^2)^{-1}$
Cg	Compresibilidad del gas	$(Kg/cm^2)^{-1}; (lb/pg^2)^{-1}$
Co	Compresibilidad del aceite	$(Kg/cm^2)^{-1}; (lb/pg^2)^{-1}$
Cw	Compresibilidad del agua	$(Kg/cm^2)^{-1}; (lb/pg^2)^{-1}$
D	Profundidad total	( pies, m )
Es	Calificación del espesor de los sedimentos marinos ( 1 )	
Ex	Factor de exitos por formación	( % )
FA	Factor areal	
FEP	Factor de espesor permeable	

FEL	Factor de encogimiento por impurezas	
FEL	Factor de encogimiento por licuables	
FEQ	Factor de conversión de gas seco o líquidos equivalentes	
Fg	Factor geológico	
FLL	Factor de llenado	
FR	Factor de Recuperación de aceite	( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ); ( bl/bl )
FG	Factor de Recuperación de gas	(pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> ) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
G	Volumen original del gas	(pie <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> , a c.s.)
Gp	Volumen original de gas producido	(pie <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> , a c.s.)
H	Espesor bruto	(pies, m)
h	Espesor neto	(pies, m)
HLT	Hidrocarburos líquidos totales	(m <sup>3</sup> , bl)
IS	Indice areal	(bl/Km <sup>2</sup> )
K	Permeabilidad absoluta	darcy
Kg	Permeabilidad efectiva al gas	darcy
Ko	Permeabilidad efectiva al aceite	darcy
Kw	Permeabilidad efectiva al agua	darcy
Krg	Permeabilidad al gas	
Kro	Permeabilidad al aceite	
Krw	Permeabilidad al agua	
M	Relación de volúmenes ( $\frac{G}{N} \frac{Bgi}{Boi}$ )	$\frac{m^3}{m^3} \text{ a c.v.}$ $\frac{m^3}{m^3} \text{ a c.s.}$
MPMM	Factor de condensados	
Ms	Calificación de la cantidad y calidad de manifestaciones	

N	Número de formaciones	
O	Precio de aceite	( \$/bl )
P	Presión	(Kg/cm <sup>2</sup> , lb/pg <sup>2</sup> )
Pb	Presión de burbujeo o saturación	(Kg/cm <sup>2</sup> , lb/pg <sup>2</sup> )
q	Gasto de producción	(m <sup>3</sup> /día)
R	Relación gas aceite instantáneo	(m <sup>3</sup> g/m <sup>3</sup> o)
Ra	Calificación del espesor de la roca almacenadora	
Rg	Calificación del espesor de la roca generadora	
Rp	Relación gas aceite producido $(\frac{Cp}{Np})$	$(\frac{m^3 g a c.s.}{m^3 o a c.s.})$
RP <sub>1</sub>	Reserva Probada	( bl, m <sup>3</sup> )
RP <sub>2</sub>	Reserva Probable	( bl, m <sup>3</sup> )
RP <sub>3</sub>	Reserva Potencial	( bl, m <sup>3</sup> )
RPO	Reserva Potencial Original	( bl, m <sup>3</sup> )
Rs	Relación gas disuelto en el aceite	$(\frac{m^3 g a c.s.}{m^3 o a c.s.})$
S	Monto de regalías, impuestos, etc.	( \$/bl )
Sf	Saturación de un fluido	$(\frac{m^3 f}{m^3 p})$
T	Calificación de la cantidad y calidad de las trampas.	
Vhc	Volumen total de hidrocarburos	( m <sup>3</sup> )
Vp	Volumen de poros	( m <sup>3</sup> )
Vr	Volumen total de roca	( m <sup>3</sup> )
Vs	Volumen de sólidos	( m <sup>3</sup> )
Vsm	Volumen de sedimentos marinos	( Km <sup>3</sup> )
Vy	Volumen de roca en el yacimiento	( m <sup>3</sup> )

N	Volumen original de aceite	(blo, m <sup>3</sup> o a c.s.)
Np	Volumen original de aceite producido	(blo, m <sup>3</sup> o, a c.s.)
VRI	Volumen de roca impregnada	( m <sup>3</sup> )
We	Entrada de agua al yacimiento	( m <sup>3</sup> )
Yn	Area de la cima de la arena menos el área de la base en el contorno inferior	( m <sup>2</sup> )
Yo	Area de la cima de la arena menos el área de la base en el contorno más alto	( m <sup>2</sup> )
	Viscosidad	c.p.
∅	Porosidad	Fracción ( % )
	Densidad	lb m/pie <sup>3</sup> , g/cm <sup>3</sup>

B

Exponentes que jerarquizan  
a las características favorables  
para la existencia de hidrocarburos.

X<sub>1</sub>

X<sub>2</sub>

X<sub>3</sub>

#### REFERENCIAS

- 1.- Garb F.A. " Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation ". Journal of petroleum Technology ( March, 1985 ).
- 2.- Escobar R. " Principios de Mecánica de Yacimientos".  
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
- 3.- Samaniego V.F. y Cinco L.H. " Reservas de Hidrocarburos, Definiciones y Métodos Básicos de Evaluación " .
- 4.- Garaicochea P.F. " Comportamiento de Yacimientos ".  
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. ( 1983 ).
- 5.- Lohrenz J., and Pederson J.A. " Valves and Costs of Oil Reserves ".  
Journal of Petroleum Technology ( March, 1986 ) Vol. 38, No. 3.
- 6.- Martínez A.R., Ion C.D, Desorcy J.G, Dekker H y Smith S. " Clasificación and Nomenclatura Systems for Petroleum and Petroleum Reserves ".
- 7.- Pecqueur F.A.M. " Petrole Brut et Gaz Naturel, Reserves et Couts ".
- 8.- Arps J.J. " Estimation of Primary Reserves ".  
Journal of Petroleum Technology. Trans AIME ( 1956 ).  
Páginas 182 - 191.
- 9.- Hundson J.E. - Neuse H.S. " Cutting Through the Mystery of Reserve-Estimates ". Quality of Reserve Estimate - 1 Oil and Gas Journal.  
( March, 1985 ).



- 10.- Hudson J.E. - Neuse H.S. " Depletion Stage Determines Most Effective Methods for Reserve - Estimate Integrity ". Quality of Reserve - Estimate - 2. Oil and Gas Journal. ( April, 1985 ).
- 11.- Valderrabano H.A, y Rayon C.R.  
" Apuntes de Evaluación de la Producción ".  
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1984.
- 12.- Lester C.L. " Linearization and Regression Analysis Technique Predicts Hiperbolic Decline in Reserves ". Oil and Gas Journal.  
( August, 1985 ).
- 13.- Society Adopts Proved Reserves Definitions. " Proved Reserves Definitions ". Journal Petroleum Technology ( Nov. 1981 ).
- 14.- Marín A.J., y Mendoza A.A. " Cálculo de Reservas Probadas, Probables y Potenciales ". Seminario - Subgerencia de Evaluación de Reservas. PEMEX.
- 15.- Domínguez V.G. " Costos de Descubrimiento y Desarrollo de Reservas-Probadas en México 1965 - 1984 ". Ingeniería Petrolera. Vol. XXVII-2 ( Febrero, 1987 ).
- 16.- Craft B.C, and Hawkins M.F. " Applied Petroleum Reservoir Engineering ". Prentice Hall, 1959.
- 17.- Mendez T., y Teyssier C. " Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros ". Subdirección de Tecnología de Explotación.  
I.M.P. ( Octubre, 1979 ).

18.- W.P.C. " Study Yields Reserves Classification, Nomenclature ".

Oil and Gas Journal ( Nov. 1983 ).