

4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

"RESERVAS Y METODOS VOLUMETRICOS PARA
EVALUAR LOS HIDROCARBUROS IN-SITU"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N
BARBOSA SANCHEZ ROBERTO
ORTIZ ORTEGA JESUS



DIRECTOR: ING. JESUS RODRIGUEZ ROMAN

CD. UNIVERSITARIA, MEXICO, D.F., JUNIO DEL 2001



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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-572

SR. ROBERTO BARBOSA SANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing Jesús Rodríguez Román y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**RESERVAS Y METODOS VOLUMETRICOS PARA EVALUAR LOS HIDROCARBUROS
IN-SITU**

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS DE RESERVAS**
- III DETERMINACION DEL VOLUMEN ORIGINAL POR METODOS VOLUMETRICOS**
- IV APLICACIÓN DE LOS METODOS VOLUMETRICOS A UN YACIMIENTO HIPOTETICO**
- V EMPLEO DE OTROS METODOS PARA EVALUAR LOS VOLUMENES ORIGINALES**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 17 de mayo de 2001
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RLLR*gtg

R



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-573

SR. JESUS ORTIZ ORTEGA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Jesús Rodríguez Román y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**RESERVAS Y METODOS VOLUMETRICOS PARA EVALUAR LOS HIDROCARBUROS
IN-SITU**

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS BASICOS DE RESERVAS
- III DETERMINACION DEL VOLUMEN ORIGINAL POR METODOS VOLUMETRICOS
- IV APLICACIÓN DE LOS METODOS VOLUMETRICOS A UN YACIMIENTO HIPOTETICO
- V EMPLEO DE OTROS METODOS PARA EVALUAR LOS VOLUMENES ORIGINALES
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- VII BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 17 de mayo de 2001
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RELR*gg

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETROLEO.

RESERVAS Y MÉTODOS VOLUMÉTRICOS PARA EVALUAR
LOS HIDROCARBUROS IN-SITU

DIRECTOR DE TESIS : ING. JESÚS RODRÍGUEZ ROMÁN

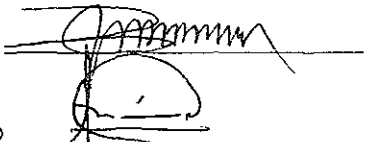
PRESIDENTE: Ing. Eduardo Loreto Mendoza



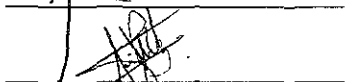
VOCAL: Ing. Jesús Rodríguez Román



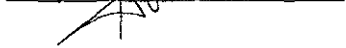
SECRETARIO Ing. Manuel Villamar Viguera



1^{ER}. SUPLENTE: M. en I. Néstor Martínez Romero



2^{DO}. SUPLENTE: M. en I. José Martínez Pérez



AGRADECIMIENTOS

A mis padres. Carlos Barbosa y Lucina Sánchez, y a mi abuelita Josefina Serrato por el cariño y apoyo que siempre recibí de ellos.

A mis hermanos: Harry, Carlos, Eduardo y Guillermo con los que siempre he contado.

A todos mis familiares que quiero mucho.

A mi novia Fabiola Colin Y. Por su cariño y apoyo.

A el Ing. Jesús Román R. por su amistad.

A mis amigos del I.M.P. Los M.en I. Mario y Alonso.

A todos mis profesores por hacer esto posible.

A todos mis amigos de la F.I.

*Gracias por todo.
Roberto Barbosa Sánchez.*

ÍNDICE.

Resumen.	1
Introducción.	2
CAPITULO 1 Conceptos básicos de reservas.	
1 Reservas	4
1 1 Clasificación actual de las reservas de hidrocarburos.	5
1 2 Clasificación de reservas por la cantidad y grado de exactitud.	7
1 2 1 Reservas probadas.	7
a) Reservas desarrolladas.	10
• Reservas produciendo	10
• Reservas sin producir.	10
b) Reservas no desarrolladas.	11
1 2.2 Reservas no probadas.	11
a) Reservas probables.	12
b) Reservas posibles.	13
c) Reservas potenciales	14
1 3 Reserva de aceite.	14
1 4 Reserva de gas asociado.	14
1 5 Reserva de gas libre.	15
1.6 Petróleo crudo equivalente.	15
1.7 Procedimiento de evaluación de reserva	15
1 7 1 Métodos empíricos.	16
a) Análisis de negocio.	16
1 7.2 Método probabilístico.	19

CAPITULO 2 Determinación del volumen original por métodos volumétricos.

2	Volumen original de hidrocarburos.	23
2.1	Métodos volumétricos.	24
2.2	Propiedades de las rocas.	25
a)	Porosidad absoluta	25
b)	Porosidad efectiva.	26
c)	Porosidad primaria.	26
d)	Porosidad secundaria.	27
2.2.2	Saturación de agua.	27
a)	Agua intersticial.	28
b)	Agua congénita	28
c)	Agua irreductible.	28
2.3	Clasificación de yacimientos por el tipo de fluido.	29
2.4	Espesor.	34
2.5	Límite de yacimiento	35
2.6	Origen de datos.	37
2.7	Determinación de las propiedades medias de ϕ y S_w en un yacimiento.	40
2.7.1	Los métodos de cálculo y su descripción.	40
1.-	Método que considera el promedio aritmético.	41
2.-	Método que pondera los parámetros ϕ y S_w con el espesor de la roca.	41
3.-	Método que pondera los parámetros ϕ y S_w con el área.	42
4.-	Método que considera los planos de isoporosidades e isosaturaciones de agua.	43
2.8	Métodos paramétricos para determinar el volumen original de hidrocarburos	46
2.8.1	Método de isopacas.	47
2.8.2	Método de cimas y bases.	50
2.8.3	Método de isohidrocarburos.	54

CAPITULO 3 Aplicación de los métodos volumétricos a un yacimiento hipotético

3.1 Porosidad media y saturación de agua del yacimiento.	60
3.2 Método de isopacas.	66
3.3 Método de cimas y bases.	71
3.3 Método de isohidrocarburos.	77

CAPITULO 4 Empleo de otros métodos para evaluar los volúmenes de hidrocarburos.

4.1- Producción de los yacimientos.	82
4.2 Ecuación de balance de materia.	84
4.2.1 Representación de la ecuación de balance de materia en forma de una recta.	86
4.3 Simulación numérica de yacimientos.	89
4.4- Métodos geoestadísticos.	91
4.5- Pruebas de presión para determinar el volumen poroso.	94

Apéndice A.	96
--------------------	----

Conclusiones y recomendaciones.	98
--	----

Bibliografía	100
---------------------	-----

Resumen.

El objetivo primordial de éste trabajo es mostrar los conceptos fundamentales de reservas de hidrocarburos, los métodos volumétricos y otros métodos para determinar los volúmenes originales de hidrocarburos, además permite observar los procedimientos de calculo de los métodos volumétricos y fundamentos teóricos, se hace un estudio de un yacimiento hipotético utilizando datos obtenidos en laboratorio para evaluar los volúmenes originales de hidrocarburos.

Esto permite observar los resultados generados por cada uno de los métodos volumétricos, y hacer una comparación de los mismos.

También se describen otros métodos para arribar al calculo de los volúmenes de hidrocarburo, como son: La Ecuación de Balance de Materia, La Simulación Numérica de Yacimientos, El Método Geoestadístico y Pruebas de Presión para determinar el volumen poroso.

Este trabajo se realizo recopilando información y consultando la bibliografía que se indica al final del mismo

Introducción.

Los hidrocarburos tienen un papel muy importante en el campo de los energéticos, en dicho tema a su vez se cuestiona: ¿cuánto petróleo queda, dónde se localiza, a qué tasa se puede y debe producir?

Por ello se considera a la reserva como un parámetro importante, con ella se puede definir la producción esperada del yacimiento.

Es importante establecer que las reservas son cantidades de hidrocarburos que cambian por las innovaciones tecnológicas, por las condiciones económicas y comerciales, y por la producción misma.

Por lo que las reservas deben ser continuamente revisadas para reflejar las condiciones operativas y económicas existentes al tiempo de su evaluación, y su estimación es uno de los factores principales que influyen en las decisiones de explotación junto con otras consideraciones técnicas, económicas y políticas.

Las estimaciones involucran algún grado de incertidumbre, el cual conduce a clasificar las reservas por la cantidad y grado de exactitud de los datos disponibles, así como por el tipo de fluido contenido en el yacimiento.

Una vez que se establecen las definiciones de reservas así como los volúmenes originales, si se aplican sistemáticamente, el uso de estas definiciones llevará a asegurar uniformidades en las obtenciones de reportes e interpretaciones de estadísticas básicas de los hidrocarburos, los procesos seguidos para arribar a sus correspondientes estimaciones. La estimación se puede realizar por procedimientos determinísticos como son los métodos volumétricos, estos métodos permiten determinar el espacio poroso disponible en la roca que

constituye el yacimiento y la extensión geométrica de las formaciones que pueden contener hidrocarburos.

Una de las funciones de gran importancia de la ingeniería de yacimientos es el cálculo periódico de los hidrocarburos del yacimiento y la recuperación anticipada bajo el o los mecanismos de recuperación existentes.

Los métodos volumétricos por los cuales se obtiene el contenido de los hidrocarburos son: de isopacas, de cimas y bases, e isihidrocarburos. Estos métodos son los más empleados ya que se pueden aplicar desde la etapa inicial del descubrimiento del campo, basan su principio en las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento, ya que las formaciones productoras tienen características de gran importancia como son la porosidad y la saturación de agua.

Los parámetros utilizados en los métodos volumétricos tienen una prioridad que da origen a su validación, la cual es válida sólo si los métodos de prueba y los medios están considerados para ser los adecuados.

Otros métodos pueden ser aplicados como una herramienta de apoyo para tener una mejor estimación del volumen original de hidrocarburos, la aplicación combinada de todos estos métodos proporciona resultados óptimos para una mejor explotación.

El objetivo de este trabajo, es proporcionarle al alumno una herramienta de apoyo con conceptos básicos en mecánica de yacimientos, incluyendo los métodos volumétricos para determinar el volumen original de hidrocarburos.

CAPITULO I

CONCEPTOS BÁSICOS DE RESERVAS

Un parámetro de extrema importancia dentro de un proyecto de extracción petrolera es la reserva, ya que ésta define la producción esperada de un yacimiento. Existen diversos métodos para evaluar dichas reservas, algunos de ellos consideran la evaluación del volumen de hidrocarburos original como parte inicial del proceso de cálculo.

1. Reservas.

Las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán recuperadas. Sus estimaciones involucran algún grado de incertidumbre, el cual depende principalmente de la confiabilidad geológica y de los datos de ingeniería disponibles a la fecha de estimación, y la interpretación de los datos.

Las reservas no probadas son menos ciertas de ser recuperadas que las reservas probadas y pueden ser, además, subclasificadas como reservas probables y posibles para denotar la certidumbre de su recuperación. La estimación de las reservas como probadas, probables y posibles ha sido la forma de clasificación mas frecuente, cuyos términos indican el grado de probabilidad de recuperación. Las estimaciones de reservas generalmente serán revisadas conforme se disponga de información adicional, geológica y/o de ingeniería, y cuando existan cambios en las condiciones económicas (precio del petróleo, costo de operación o costo del barril producido).

Las reservas pueden ser atribuidas a procesos de recuperación por energía natural o a métodos de recuperación mejorada.

1.1 Clasificación actual de las reservas de hidrocarburos.

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

Los primeros intentos por estandarizar la terminología de reservas empezaron en la década de los 30's, cuando el Instituto Americano del Petróleo (API) consideró clasificaciones para el petróleo y definiciones para las diferentes categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha creado métodos de ingeniería más precisos para determinar las reservas, y se ha incrementado la necesidad de disponer de una nomenclatura mejorada para lograr consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas.

La Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Congresses (WPC), trabajando separadamente, produjeron clasificaciones similares en las definiciones de reservas para acumulaciones conocidas que introdujeron a principios de 1987. Éstas son los estándares preferidos para la clasificación de las reservas en el ámbito de la industria. Poco después fue obvio para ambas organizaciones que sus definiciones podrían combinarse para integrar un solo conjunto, el cual podría emplearse por la industria mundial.

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

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

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 el yacimiento.

Por la cantidad y grado de exactitud de los datos disponibles.

1) Probadas.

- a) Desarrolladas.
 - Produciendo.
 - Sin producción.
- b) No desarrolladas.

2) No probadas.

- a) Probables.
- b) Posibles.

PROBADAS		NO PROBADAS		
Desarrolladas		No desarrolladas	Probables	Posibles
Produciendo	Sin producción			

Figura 1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos

1.2 Clasificación de reservas por la cantidad y el grado de exactitud

1.2.1 Reservas probadas.

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo que por análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certidumbre, ser comercialmente recuperables correspondientes a una fecha dada, a partir de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas, sistemas de operación y reglamentos gubernamentales prevaecientes, además pueden ser categorizadas como desarrolladas y no desarrolladas.

Si se usan métodos determinísticos, el termino "certidumbre razonable" se entiende que expresen un alto grado de confianza en que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, un nivel de confianza de por lo menos 80% es implicado con el porcentaje seleccionado inequívocadamente establecido.

El establecimiento de condiciones económicamente actuales incluirá los precios históricos relevantes del petróleo y costos asociados, pudiendo involucrar un

periodo promedio que sea consistente con el propósito de la estimación de las reservas, obligaciones contractuales apropiadas, procedimientos corporativos y regulaciones gubernamentales, incluidas en los informes de estas reservas. En general las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento es apoyada por la producción real o por pruebas de formación.

En este contexto, el término probadas se refiere a las cantidades reales de reservas de petróleo y no justamente la productividad de pozo o de yacimiento. En ciertos casos, reservas probadas pueden asignarse sobre la base de registros de pozos y/o análisis de núcleos que indican que el yacimiento en cuestión está impregnado de hidrocarburos y es análogo a yacimientos en la misma área, que están o han mostrado capacidad productiva en pruebas de formación.

El área del yacimiento considerada como "probada" incluye:

1. El área delimitada por perforación y definidos los contactos de fluidos, si es el caso, y
2. Las porciones no perforadas del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas comercialmente productivas con base en datos geológicos y de ingeniería disponibles. En ausencia de datos sobre contactos de fluidos, la presencia más baja de hidrocarburos controla el límite probado del yacimiento, a menos que se indique de otra manera, por datos de ingeniería o de comportamiento.

Las reservas pueden ser clasificadas como "probadas" si las instalaciones para procesar y transportar esas reservas al mercado están operando a la fecha de la estimación o hay una expectativa razonable de que tales instalaciones serán implantadas. Las reservas en localizaciones no desarrolladas, pueden ser clasificadas como "probadas no desarrolladas", como:

1. Localizaciones fuera del área tributaria de los pozos que han indicado producción comercial en la formación objetivo.

2. Hay certidumbre razonable en las áreas dentro de los límites probados conocidos como productivos de la formación objetivo.

3. Las localizaciones conforme a las regulaciones de espaciamiento entre pozo.

4. Con certidumbre razonable las localizaciones serán desarrolladas. Las reservas de otras localizaciones, son categorizadas como probadas no desarrolladas solamente donde las interpretaciones de datos geológicos y de ingeniería a partir de pozos, indican con certidumbre razonable que la formación objetivo, es lateralmente continua y contiene petróleo comercialmente recuperable más allá de los límites establecidos.

Las reservas que van a ser producidas por la aplicación de métodos de recuperación establecidos, son incluidas en la clasificación de reservas probadas, cuando:

1. Hay pruebas satisfactorias para un proyecto piloto o respuesta favorable de un programa instalado en el mismo yacimiento o en uno análogo con propiedades de fluidos y de roca similares, los cuales proporcionan un soporte para el análisis en el cual el proyecto estuvo basado.

2. Hay razonable certeza que el proyecto procederá. Las reservas a ser recuperadas por métodos de recuperación mejorada que todavía tienen que ser establecidos a través de aplicaciones exitosas comercialmente, son incluidas en la clasificación de probada solamente si se cumplen los siguientes puntos.

- Después de una respuesta de producción favorable del yacimiento en cuestión, a partir de:
 - a) Una prueba piloto representativa,
 - b) Un programa instalado donde la respuesta proporcione soporte para el análisis, sobre el cual el proyecto está basado.
- Es razonablemente cierto que el proyecto procederá.

a) Reservas desarrolladas.

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

- a.- Produciendo.
- b.- Sin producción.

- **Reservas produciendo.**

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

- **Reservas sin producir.**

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

- 1.- intervalos terminados que son abiertos al tiempo estimado, pero que no han iniciado su producción.
- 2.- Los pozos que fueron cerrados por condiciones de las tuberías o bien, del mercado.

3.- Los pozos no aptos para producir por razones mecánicas.

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

b) Reservas no desarrolladas.

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

- 1.- Pozos nuevos sobre el área no perforada.
- 2.- Los pozos más profundos existentes que pertenecen a otro yacimiento, o
- 3.- Donde se requiere de mayores gastos para:
 - Terminar un pozo existente
 - Instalaciones de producción o de transportación para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

1.2.2 Reservas no probadas.

Las reservas no probadas están basadas en datos geológicos y de ingeniería similares a los usados en estimaciones de reservas probadas.

Las reservas no probadas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las prevalecientes al tiempo de la estimación. El efecto de mejoramientos futuro posible en condiciones económicas y desarrollos tecnológicos, pueden ser expresados asignando cantidades apropiadas de reservas para la clasificación de probables y posibles.

a) Reservas probables.

Las reservas probables son aquellas reservas no probadas, cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que no son comercialmente recuperables. En este contexto, cuando se usan métodos probabilísticos, el término probable implica un nivel de confianza de al menos el 50% de ser recuperadas.

En general las reservas probables pueden incluir:

1.-Reservas anticipadas a ser probadas por etapa normal fuera de perforación donde el control superficial es inadecuado para clasificar estas reservas como probadas.

2.-Reservas en formaciones que parecen ser productivas basando las características de registros de pozos, pero faltan datos análogos a los yacimientos produciendo o probados en el área.

3.-Las reservas que se incrementan debido a la perforación entre pozos que podría ser clasificada como probada al tiempo de la estimación.

4.-Las reservas atribuibles a los métodos de recuperación mejorada que se ha establecido por aplicaciones repetidas, comercialmente satisfactorias cuando:

- Un proyecto o piloto es planeado pero que no esta en operación y
- La roca, los fluidos y las características del yacimiento parecen favorables para aplicación comercial.

5.- Las reservas en un área de la formación que parece estar separada del área por afallamiento y la interpretación geológica indica que el área sujeta es estructuralmente más alta que el área probada.

6.- Las reservas, atribuibles a la reparación exitosa, tratamiento, reintervención, cambio de equipo.

7.- Las reservas que se incrementan en yacimientos productores probados, donde una interpretación alternativa de comportamiento o datos volumétricos indica más reserva que pueden ser clasificadas como probadas.

b) Reservas posibles.

Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas, cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren ser menos recuperables comercialmente que las reservas probables. En este contexto, cuando se usan métodos probabilísticos, el término "posible" implica un nivel de confianza de por lo menos 10 % de ser recuperadas.

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

En general las reservas posibles pueden incluir :

- 1.- Las reservas que, basadas sobre interpretaciones geológicas, podrían existir más allá de las áreas clasificadas como probables;
- 2.- Las reservas que aparecen con impregnación de hidrocarburos con base en registros geofísicos y análisis de núcleos, pero pueden ser improductivas a ritmos comerciales;
3. Las reservas que se incrementan debido a la perforación de pozos de relleno que están sujetas a incertidumbre técnica.
4. Las reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada, cuando:
 - a) Un proyecto o piloto está planeado, pero aún no está en operación y
 - b) La roca, los fluidos y las características del yacimiento son tales que, existe la duda de que el proyecto sea comercialmente atractivo.

5.-Las reservas en un área de la formación que parece estar separada del área probada, por fallas e interpretación geológica.

c) Reservas potenciales.

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

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

1.3 Reserva de aceite.

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

1.4 reserva de gas asociado.

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

1.5 Reserva de gas libre.

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

1.6 Petróleo crudo equivalente.

Es una manera de representar el inventario total de hidrocarburos, correspondientes a la adición del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos en planta y del gas seco convertido a líquido. Este último sumando, corresponde a la conversión del volumen de gas seco que de acuerdo a su poder calorífico es equivalente a cierto volumen de aceite crudo.

1.7 Procedimiento de evaluación de reservas.

En este tiempo es clara la necesidad para mantener las definiciones y conservar la terminología para uso común, las definiciones reconocen nuevas técnicas con una gran aceptación por la industria. Algunas de esas técnicas envuelven clasificación y evaluación de reservas utilizando técnicas colectivas referidas a métodos probabilísticos. Los términos probabilísticos y determinísticos serían recientemente introducidos en la evaluación de las reservas.

Para impedir confusión se hicieron las siguientes definiciones de los métodos.

Un método es probabilístico si: el conocimiento geológico de ingeniería y datos económicos son utilizados para generar un rango de estimación y sus probabilidades asociadas.

Un método es determinístico si: una mejor estimación se hace basada en conocimientos geológicos, ingenieriles y datos económicos.

En años pasados, la industria tuvo experiencia en un repentino incremento en el

uso de los métodos probabilísticos para todas las categorías de reservas.

El desarrollo y aceptación de cada método tienden a ser el resultado de investigación a través de la industria. Este desarrollo tiene el papel principal para la inclusión dentro de las definiciones propuestas para el criterio de las definiciones de reservas por métodos probabilísticos.

La inclusión de estos criterios no está propuesto para promover una técnica particular o tomar una posición que en el método pudiera ser usado en la evaluación.

1.7.1 Métodos empíricos.

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) Análisis 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, ya que debe suministrar la siguiente información para todos los intereses evaluados, o al menos para los casos más valiosos y para aquellos de mas riesgo.

1.- Discusiones y experiencias para explicar y justificar las estimaciones de las reservas.

2.- Gráficas que muestran 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.

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

La figura 2 se compone de cinco secciones separadas y acomodadas para demostrar como se relacionan entre sí:

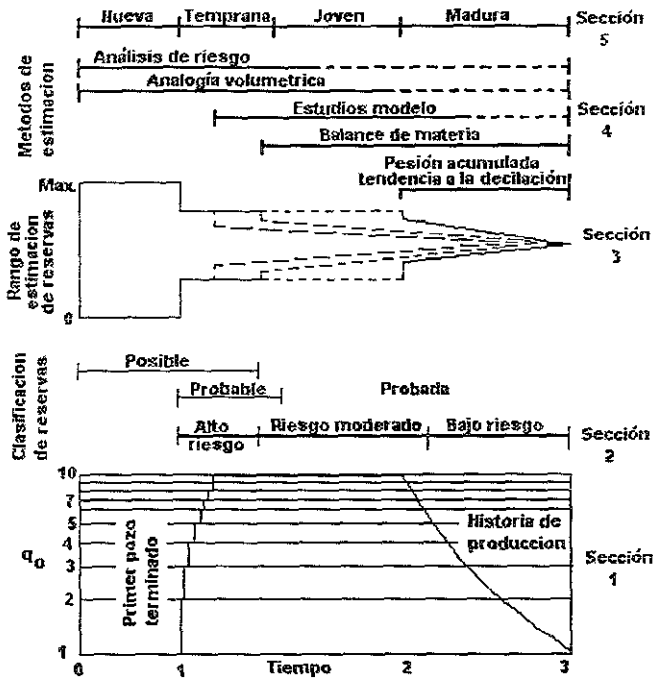


Fig. 2 Calidad y vida de un yacimiento

La sección 1, suministra una tasa de referencia, tiempo-producción, muestra 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, momento en que se presenta la declinación principal para abandonar el yacimiento al 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 se avanza el desarrollo el 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 muestra los 5 métodos de estimación de reservas que pueden emplearse y los tiempos en que cada uno es aplicable. Los tiempos mas probables para el uso de cada método se indica con una línea continua y la línea discontinua presenta los tiempos en que otros métodos pueden ser mejores.

La sección 5 muestra la etapa de agotamiento desde nueva hasta que la producción se inicia, de la vida temprana hasta que se tienen suficientes datos disponibles para estudios de desarrollo, joven mientras las estimaciones se basan en estudios de desarrollo de yacimientos y madura para llegar al agotamiento

1.7.2 Método probabilístico.

Bajo ciertas condiciones, tales como grandes descubrimientos en una nueva provincia petrolera con una importante necesidad de inversiones iniciales y largos periodos de desarrollo, la incertidumbre puede 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 con base al área perforada, asumiendo sólo una pequeña extensión, y un valor máximo con base a una interpretación geológica muy optimista sobre el tamaño probable del campo. El margen de mínimo a máximo esta dividido en intervalos y se puede asignar probabilidades a cada uno. De manera similar se analizan los otros factores tales como:

- a) Espesor de yacimiento.
- b) Porosidad
- c) Contenido de agua
- d) 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 la técnica de Monte Carlo, se pueden obtener las estimaciones de las reservas expresadas en termino de una distribución de probabilidad que puede mostrarse gráficamente, en la figura 3.

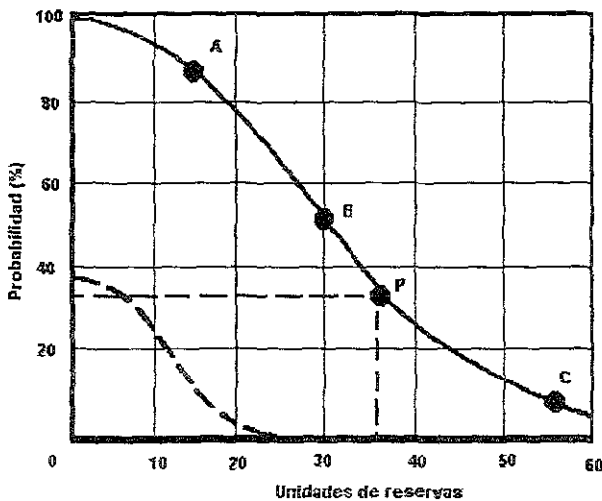


Fig 3 Curva de expectativa de Reservas

El punto P significa que, de acuerdo a la estimación hay una probabilidad X% de que las reservas sean de mas de Y unidades. El punto A indica la cantidad de reserva que marca un 90% de certeza de ser recuperada, por ejemplo, reservas probables.

Midiendo el área 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 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 esta representada por medio de tres puntos.

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 probadas más las no probadas.

3.- El 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 podría 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 curvas, no se garantiza un planteamiento probabilístico tan elaborado. Cuando un campo ha sido perforado, se conocen bien las condiciones del yacimiento, y 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 dicho caso 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 la muestra la curva punteada de la figura 3.

CAPITULO II

**DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL
POR MÉTODOS VOLUMETRICOS**

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

2 Volumen original de hidrocarburos.

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

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

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

2.1 Métodos volumétricos.

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

- Área de drene. (A)
- Espesor con hidrocarburos. (h)
- Porosidad. (\emptyset)
- Saturación de agua. (S_w)

Tales estimaciones entran en la expresión general para la estimación del volumen (V_{hc})

$$V_{hc} = \emptyset(1-S_w) dh dA \quad (1)$$

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

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

Una interpolación geológica de un yacimiento puede ser preparada hasta que suficientes pozos hayan sido perforados para delinear su geometría areal y espesor. Después de la terminación del primer pozo, los ingenieros de yacimientos frecuentemente asignan un 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.

2.2 Propiedades de las rocas.

Las formaciones productoras o yacimientos con hidrocarburos tienen características de mucha importancia para su evaluación volumétrica.

Las propiedades de mayor importancia son la porosidad y la saturación de agua; a continuación se definen los diferentes tipos y como se obtiene los valores medios de cada una de ellas; los valores medios se manejarán debido a las características del medio a las cuales se encuentran estas propiedades, y que los requieren los métodos volumétricos para obtener el volumen original de hidrocarburos, los valores medios de porosidad y saturación de agua se obtendrán tanto para cada pozo como para el yacimiento.

2.2.1 Porosidad

La porosidad de una roca es una medida de la cantidad de los espacios internos que son capaces de almacenar fluido, también se define como la relación que existe entre los espacios (poros, canales, vesículas, etc.) lleno con algún fluido y el volumen de la roca.

El volumen de roca (V_r) esta formado por un volumen de huecos o poros (V_p), y un volumen de sólidos (V_s); es decir.

$$V_r = V_p + V_s \quad (2)$$

Si el V_p se relaciona al V_r se obtiene la porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (3)$$

O bien;

$$\phi = \frac{V_p}{V_r + V_s} \quad (4)$$

La porosidad se expresa en fracción o en por ciento del volumen de roca.
Se tienen diferentes tipos de porosidad:

a) **Porosidad absoluta (\emptyset_a)**

Es la relación entre el volumen total de poros y el volumen de roca.

$$\emptyset_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (5)$$

Donde:

\emptyset_a = Porosidad absoluta

V_{pc} = Volumen de poros comunicados

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados

V_r = Volumen de roca.

b) **Porosidad efectiva (\emptyset_e)**

Es la relación únicamente de los poros comunicados y el volumen de roca

$$\emptyset_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (6)$$

Donde:

\emptyset_e = Porosidad efectiva

V_{pc} = Volumen de poros comunicados

V_r = Volumen de roca.

c) **Porosidad primaria (\emptyset_1)**

Es aquella que se originó en el momento de la depositación de los sedimentos, esta porosidad puede ser ínter granular en areniscas o íntercristalina en algunas calizas. Depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos, este tipo de porosidad se presenta comúnmente en rocas clásticas.

d) **Porosidad secundaria (ϕ_2)**

Esta porosidad es la que se generó por procesos geológicos subsecuentes a la depositación; formada por la vesícula o cavernas causadas por la disolución de la matriz o por dolomitización, y por fracturas causadas comúnmente en lutitas y calizas debidas a las fuerzas mecánicas.

Por otro lado la porosidad absoluta se puede definir:

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{nc} = \phi_1 + \phi_2 \quad (7)$$

Siendo:

ϕ_a = Porosidad absoluta.

ϕ_e = Porosidad efectiva.

ϕ_{nc} = Porosidad debida a los poros no comunicados o aislados.

ϕ_1 = Porosidad primaria.

ϕ_2 = Porosidad secundaria.

2.2.2 Saturación de agua (S_w)

La saturación de agua en un medio poroso se define como el volumen de agua contenido en el medio poroso medido a una presión y temperatura al cual se encuentra el medio poroso, entre el volumen de poros. Esto es expresado en fracción de la siguiente manera:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (8)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

V_w = Volumen de agua a condiciones de P y T de poro.

V_p = Volumen de poro.

En la práctica, la saturación de agua nunca es cero puesto que los hidrocarburos que migraron no pudieron desplazar toda el agua original. Al agua contenida en los poros la podemos llamar:

a) Agua intersticial.

Es el agua que se presenta en los huecos de la roca su porcentaje de contenido puede llegar al 100%, esta agua puede ser congénita.

b) Agua congénita.

Es el agua que se origina con la roca, es decir que el agua es de la edad de la roca.

c) Agua irreductible.

Es el agua que no se puede desplazar por ninguno de los mecanismos que se presentaron, debido a la adhesión que tienen las moléculas de agua con las de la roca creando así una superficie de contacto; esta característica se muestra en algunas rocas granulares.

Idealmente, un yacimiento petrolero está formado en tal forma que los fluidos en él están separados simplemente por la fuerza de gravedad. Así desde la cima hasta la base del yacimiento habrá gas, aceite y agua. En la práctica la gravedad juega un papel importante, pero el agua se encontrará en la zona de aceite en diferentes proporciones en los canales de la roca, poros capilares, etc. alcanzando valores hasta de 50% de los fluidos del yacimiento.

2.3 Clasificación de yacimiento por el tipo de fluido contenido.

Por el tipo de fluido contenido en el Yacimiento.

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

En esta clasificación se deben mencionar las definiciones de yacimiento desde el punto de vista del tipo de fluido que contiene:

Así mismo, los volúmenes de petróleo crudo incluyen:

a) **Petróleo (aceite) crudo:**

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

b) **Condensados:**

Pequeña cantidad de hidrocarburos existentes en fase gaseosa natural dentro 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 rocío, en la TP o en el espacio anular aunque generalmente en estos dos últimos casos siempre ocurre recuperación de gas. Desde el punto de vista técnico, esos líquidos son llamados condensados. La mayor producción de condensados esta reportado en plantas condensadoras y en ellas incluyen al gas natural líquido.

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.

- b) Yacimiento de aceite, gas disuelto y gas libre. Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación, este gas comúnmente se encuentra libre en el yacimiento formando un especie de casquete, o bien gas disuelto en solución en el petróleo crudo.

- c) Yacimiento de gas seco. Llamado gas no asociado, este no se encuentra contenido en el petróleo crudo ni en forma de casquete de gas, y sin embargo se encuentra en el yacimiento. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

- d) Yacimiento de gas y condensado. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presenta en el yacimiento el fenómeno de condensación retrograda y desde luego la producción en la superficie será en dos fases.

- e) Yacimiento de gas húmedo. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en superficie se recuperara en dos fases

Las figuras 4,5,6,7,8 muestran los diagramas de fase de los yacimiento clasificados por el tipo de fluido

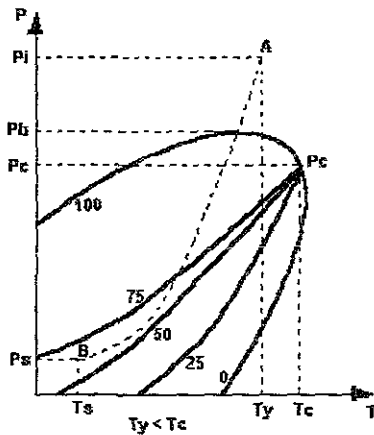


Fig 4. Yacimiento de aceite y gas disuelto

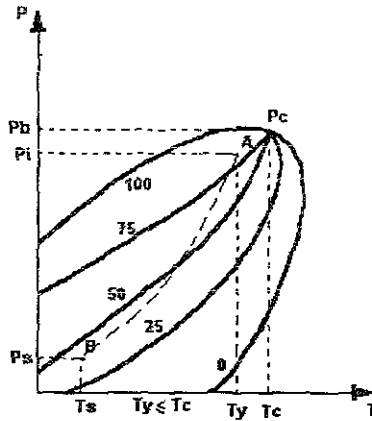
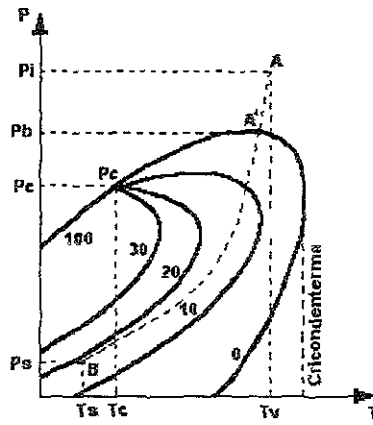


Fig 5. Yacimiento de aceite, gas disuelto y gas libre



$T_c < T_y < T_d$ Cricóndenterms
Fig 6. Yacimiento de gas y condensado

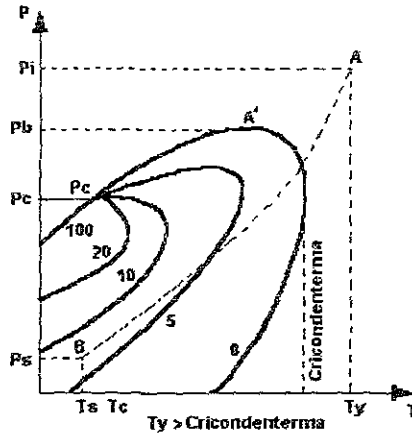


Fig 7. Yacimiento de gas humedo

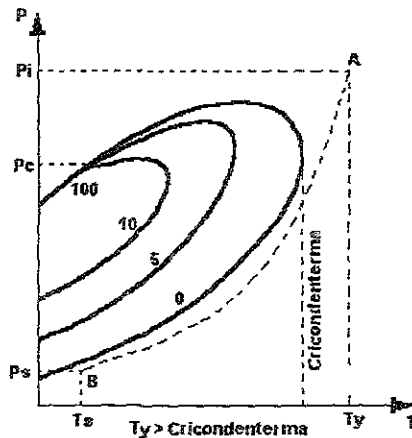
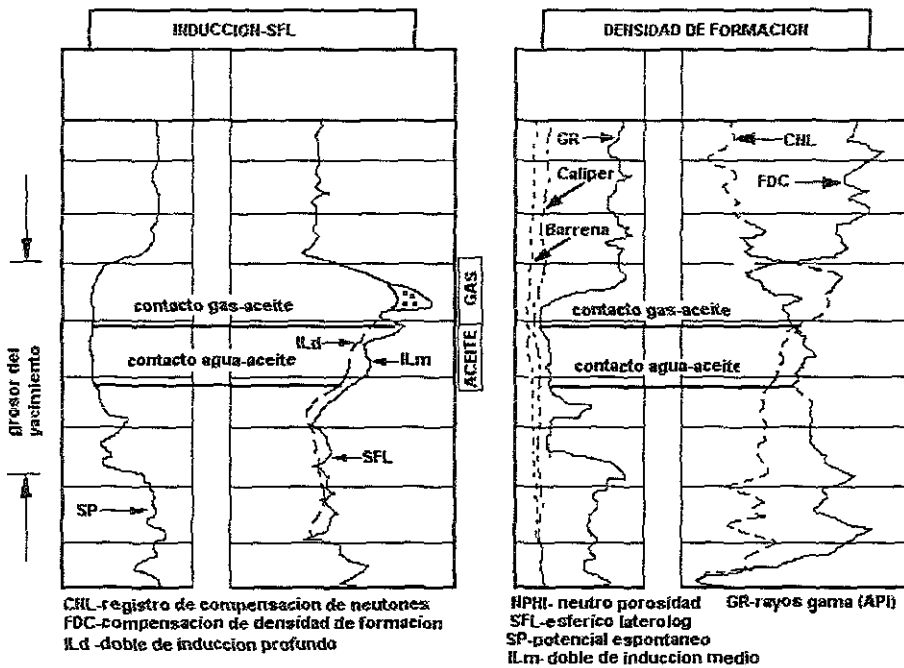


Fig 8. Yacimiento de gas seco

2.4 Espesor.

Los términos "espesor bruto" y "espesor neto" se usan para describir el espesor del yacimiento. El espesor bruto, frecuentemente incluye los intervalos no productivos, éstos pueden estar presente en el yacimiento como se muestra en la siguiente figura.



Espesor neto está referido a la suma de las secciones productivas del yacimiento y es determinado por la aplicación de valores de corte, que serían los límites inferiores, especificados de datos de núcleos o registros.

Los valores de corte se determinan usando información de producción existente o formaciones similares y para construir correlaciones entre producción, porosidad, permeabilidad, saturación de agua .

El espesor neto es importante en la determinación de la cantidad total de hidrocarburos en el yacimiento.

2.5 Límites de yacimiento.

a) Límite físico

Se entiende por límite físico de un yacimiento aquel definido por accidentes geológicos (falla, discordancia, etc) o por disminución de ; la saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, o por efecto combinado de estos factores.

b) Límite convencional.

Son límites convencionales aquellos que se establecen de acuerdo con las normas establecidas, por ejemplo a continuación se enlistan algunas que han sido propuestas por un grupo de analistas expertos en cálculo de reservas; parece ser bastante razonables y lógicas pero, de ninguna manera deberán tomarse como únicas o definitivas, ya que éstas pueden cambiar con el criterio de cada analista.

- Si el límite físico del yacimiento se estima a una distancia mayor de un espaciamiento entre pozos, de los pozos situados mas al exterior, se fijará como límite convencional la poligonal formada por las tangentes a las circunferencias vecinas trazadas con un radio igual a la unidad del espaciamiento entre pozos como muestra la figura 10.

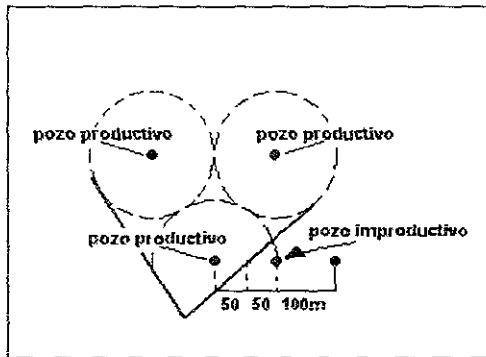


Fig.10 Norma para establecer un límite convencional del yacimiento

- Si el límite físico del yacimiento queda a una distancia menor de un espaciamiento entre pozos, de los pozos productores situados más al exterior, se deberá considerar el límite físico como el límite del yacimiento.
- En caso de existir pozos extremos improductivos a una distancia menor o igual a la del espaciamiento entre pozos, el límite físico se estimará a partir de los datos disponibles, y, en ausencia de ellos, se estimará a la mitad de la distancia que separa el pozo productivo y el pozo productor más cercano a él.
- En caso de tener un pozo productor a una distancia de dos espaciamientos, se tomará en cuenta para el trazo de la poligonal que define el área probada, únicamente si existe correlación geológica confiable o pruebas de comportamiento que indiquen la continuidad del yacimiento en esta dirección. De no existir los datos anteriores, el pozo se considerara como pozo aislado.
- Cuando no se disponga de estudios geológicos que confirmen o demuestren la continuidad de los yacimientos entre pozos vecinos, los

pozos se consideran como POZO AISLADO, con un radio de drene convencional igual a la mitad del espaciamiento entre pozos del yacimiento del que se trata o del considerado mejor aplicado entre campos vecinos.

Para la estimación del volumen de hidrocarburos de un yacimiento se tomara como área aquella que esta limitada físicamente de no existir esta, se utilizará la limitada convencionalmente.

2.6 Origen de datos.

En la siguiente tabla se muestra el origen de cada una de las variables paramétricas usadas directamente en la estimación volumétrica. El origen de cada factor es mostrado, con una prioridad que dio origen para la validación de la especificación paramétrica.

La prioridad es válida únicamente si los métodos de prueba y las medidas están consideradas para ser las adecuadas.

El origen estimado seria válido solamente con la disponibilidad de los datos como muestra la siguiente tabla:

Tabla de origen de datos.

PARAMETRO	SÍMBOLO	UNIDADES S.INTERNAC.	UNIDADES S.INGLES	ORIGEN DE DATO	REQUERIMIENTOS
Area	A	Hectáreas	Acres	1.- Isopacas mapa de espesor neto	Control de pozo, control geofísico
				2.- Área asignada	Relación de drene y aplicación promedio de espesor
				3.- Unidades de espaciamiento	

PARAMETRO	SIMBOLO	UNIDADES S.INTERNA.	UNIDADES S.INGLES	ORIGEN DE DATO	REQUERIMIENTOS
ESPESOR NETO	h	Metros	pies	1.- Análisis de núcleos	Recuperación representativa
				2.- Determinación de registros de porosidad, basado en la relación de análisis de núcleos	Establecimiento de las propiedades de relación de registros de núcleos
				3.- Combinación de registros	Identificación de las propiedades de litología o matriz rocosa
				4.- Registros de porosidad	
				5.- Otras líneas de registros	Evaluación de espesor bruto
POROSIDAD	ϕ	Decimal	Fración	1.- Análisis de núcleos	
				2.- Análisis de registros basados en la relación de registros de núcleos	Variedad de litología de matriz
				3.- Registros combinados	Identificación litológica y uso de relación empírica
				4.- Registros de simple porosidad	
				5.- Derivado por otro pozo	Comparación aceptable
SATURACIÓN DE AGUA	Sw	Decimal	Fración	1.- Aceite basado en núcleos	Muestra no contaminada
				2.- Prueba de presión capilar	Muestra representativa

				3.-Análisis de registros basado en correlación de núcleos	Determinación de resistividad de agua de la formación
				4.- Análisis de registro usando registros combinados	Determinación de R_w para muestra de agua
				5.- Resistividad VS. Porosidad estimada	Variación de porosidad afectando resistividad
				6.- Núcleos y/o registros para muestras de interés	Validación de comparación
				7.- Para correlación con porosidad o permeabilidad	Establecimiento de comparación
FACTOR DE VOLUMEN	B_o	m^3/m^3	bbl/stb	1.- Análisis PVT de muestras en laboratorio	Aceptación de muestra
				2.- Correlación de curvas	Validación de correlación
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	Z	Adimensional		1.- Análisis de presión y gas del yacimiento	Aceptación de datos
				2.-Comparación de yacimiento a profundidades similares con gas similar	Validación de comparación
				3.- Correlación de curvas	Validación de correlación
PREISION DE FORMACION	P_f	Kpa	psia	1.- Para otros pozos en interés	Material representativo del pozo

	2.-Para otros intereses y misma profundidad	Aceptación de relación de profundidad-presión
	3.- Estimación de profundidad vs Correlación de pozo	Adecuación de correlación

2.7 Determinación de las propiedades medias de porosidad y de saturación de agua en un yacimiento.

Considerando que estas propiedades presentan variación, tanto en el sentido vertical como arealmente, el proceso aritmético generalmente no es representativo. Aquí se presenta una secuencia de cálculo que considera la variación vertical de las propiedades a través de una ponderación con respecto al espesor; para la obtención de estos parámetros será necesario obtener primeramente los valores medios de porosidad y saturación de agua para cada uno de los pozos, en el caso de que lo requiera, es decir cuando un pozo atraviesa varios intervalos productores y se sabe que poseen diferentes valores asociados de porosidad y saturación.

2.7.1 Los métodos de calculo y su descripción.

- 1.- Método que considera el promedio aritmético.
- 2.- Método que pondera los parámetros ϕ y S_w con el espesor de la roca.
- 3.- Método que pondera los parámetros ϕ y S_w con el área.
- 4.- Método que considera los planos de isoporosidades e isosaturaciones de agua.

Descripción de los métodos.

1.- Método que considera el promedio aritmético.

La expresión para calcular porosidad media de un Yacimiento es:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} \quad (9)$$

Donde:

ϕ_i = Valores de porosidad conocidos.

n = numero de valores de porosidad conocidos.

Ahora la expresión para saturación media de agua de un Yacimiento es:

$$S_{w\bar{}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi}}{n} \quad (10)$$

Donde:

S_{wi} = Valores de saturación conocidos.

n = numero de valores de porosidad conocidos.

2.- Método que pondera los parámetros $\bar{\phi}$ y $S_{w\bar{}}$ con el espesor de la roca.

Consiste en determinar la Porosidad y Saturación medias considerando variación vertical de las propiedades obtenidas de los diversos intervalos de la formación, a través de una ponderación con respecto al espesor en cada uno de los pozos perforados en un yacimiento.

La expresión para obtener la ($\bar{\phi}$) de un pozo ponderando el espesor (h) es:

$$\bar{\phi}_{\text{pozo}} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j * h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (11)$$

Donde:

ϕ_j = Valores de porosidad en el intervalo j

h_j = Espesor del intervalo j .

n = Numero de intervalos identificados

Para obtener la S_w media de un pozo, para cada pozo se determina un valor medio de saturación de agua partiendo de la información obtenida de los registros eléctricos y de los análisis de núcleos, la ecuación representativa es la siguiente:

$$S_{w_{\text{pozo}}} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{w_j} * h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (12)$$

Donde:

$S_{w_{\text{pozo}}}$ = Saturación media de agua del pozo en estudio.

S_{w_j} = Saturación de agua en el intervalo.

h_j = Espesor del intervalo.

n = numero de intervalos en el pozo.

3.- Método que pondera los parámetros $\bar{\phi}$ y S_w con el área.

Consiste en determinar la $\bar{\phi}$ media y S_w media para el Yacimiento, considerando la variación areal mediante una ponderación con respecto al área asociada a cada uno de los pozos perforados.

Para la obtención de estos parámetros será necesario obtener primeramente los

valores medios de ϕ y S_w para cada uno de los pozos en el caso de que este lo requiera, es decir cuando un pozo atraviesa varios intervalos productores y se sabe que éstos poseen diferentes valores asociados de Porosidad y Saturación.

La expresión para ϕ ponderando con respecto a las áreas es:

$$\phi_{yac} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j A_j}{\sum_{j=1}^n A_j} \quad (13)$$

Donde:

ϕ_{yac} = Porosidad media del yacimiento.

ϕ_j = Porosidad media del pozo j.

A_j = Área asociada a la curva.

n = Numero de pozos en el yacimiento.

Para la S_w del Yacimiento, la expresión es:

$$S_{w_{yac}} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{wj} * A_j}{\sum_{j=1}^n A_j} \quad (14)$$

Donde:

S_{wj} = Saturación media de agua del pozo en estudio.

A_j = Área del intervalo.

n = Numero del pozos en el Yacimiento.

4.- Método que considera los planos de isoporosidades e isosaturaciones de agua. Sobre planos de localizaciones de pozos se anotan los valores medios calculados de Porosidad y Saturación de agua para cada pozo y se procede a realizar configuraciones de curvas de igual valor de Porosidad y Saturación, como muestran las siguientes figuras 11 y 12.

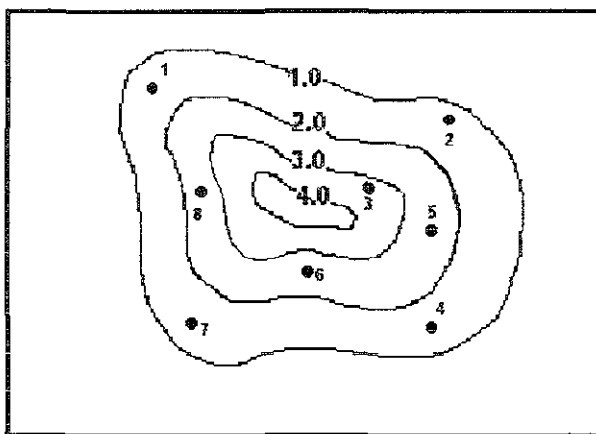


Fig. 11 Plano de Isoporosidades.

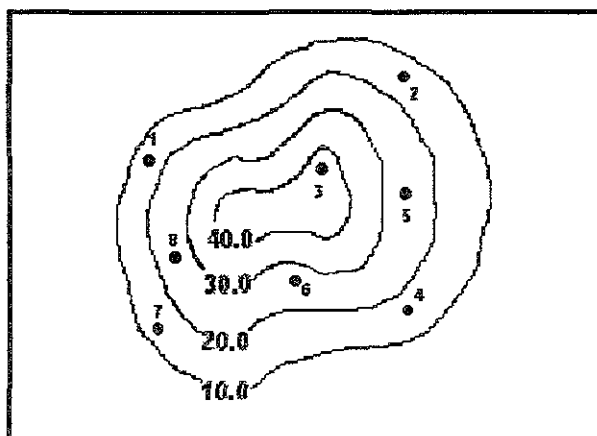


Fig. 12 Plano de Isosaturaciones de agua.

Así por ejemplo, para obtener la ϕ media y Sw media para un yacimiento hipotético que tiene perforados 5 pozos, con la información siguiente:

No. de pozo	A_j	ϕ_j	Sw_j	$A_j \phi_j$	$A_j Sw_j$
1	200	0.28	0.13	56.00	26.00
2	280	0.25	0.15	70.00	42.00
3	476	0.22	0.18	104.72	85.68
4	920	0.19	0.22	174.80	202.40
5	1360	0.14	0.25	190.40	340.00
$\sum A_j = 3236$				$\sum A_j \phi_j = 595.92$	$\sum A_j Sw_j = 696.08$

Ahora sustituyendo: $\sum A_j$, $\sum A_j \phi_j$, $\sum A_j Sw_j$, en las ecuaciones 13 y 14, obtendremos los valores de ϕ media y Sw media del yacimiento

$$\phi_{yac} = \frac{\sum_{j=1}^5 \phi_j A_j}{\sum_{j=1}^5 A_j} = \frac{595.92}{3236} = 0.18$$

$$Sw_{yac} = \frac{\sum_{j=1}^5 Sw_j * A_j}{\sum_{j=1}^5 A_j} = \frac{696.08}{3236} = 0.21$$

2.8 Métodos paramétricos para determinar el volumen original de hidrocarburos.

Una de las funciones de gran importancia de la Ingeniería de Yacimientos es el cálculo periódico de los hidrocarburos del yacimiento, y la recuperación anticipada bajo el o los mecanismos de recuperación existentes. Los métodos volumétricos por los cuales se obtiene el contenido de hidrocarburos son

1.- Método 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.

2.- Método de Cimas y Bases.- Este método tiene como base la configuración de mapas con curvas de isoprofundidades tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de los pozos que constituyen el campo en estudio.

3.- Método de Isoíndices de hidrocarburos o Isohidrocarburos.- Este método tiene gran similitud con el de isopacas, pero proporciona datos más precisos. Se parte de la construcción de un plano, al igual que el de isopacas, en cada uno se anota el valor de índice de hidrocarburos obtenido a partir de registros eléctricos.

Los métodos de Isopacas y el de Cimas y Bases son útiles para determinar el volumen de roca del Yacimiento ($V_{r_{yac}}$), el procedimiento para determinar este volumen de roca impregnado con hidrocarburos, es diferente para cada método, sin embargo para obtener el volumen original de hidrocarburos (V_{hc}) en los métodos mencionados se aplica la misma expresión:

$$V_{hc} = V_r \phi_{yac} (1 - S_{w_{yac}}) \quad (15)$$

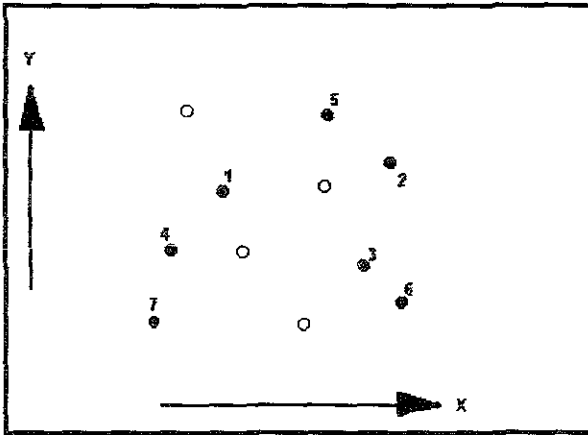
2.8.1 Método de Isopacas.

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

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

- **Procedimiento de calculo.**

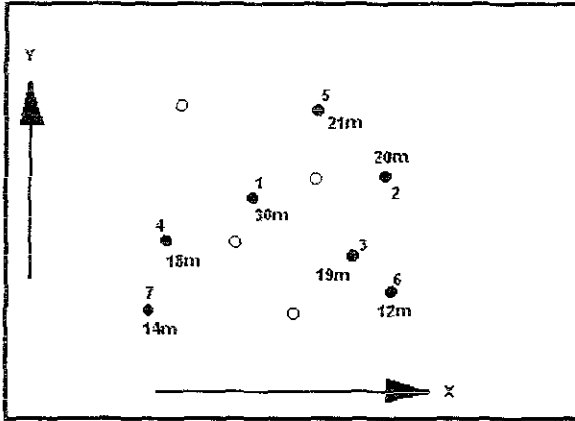
1.- Se construye un plano de localizaciones de los pozos que constituyen el campo que se estudiará.



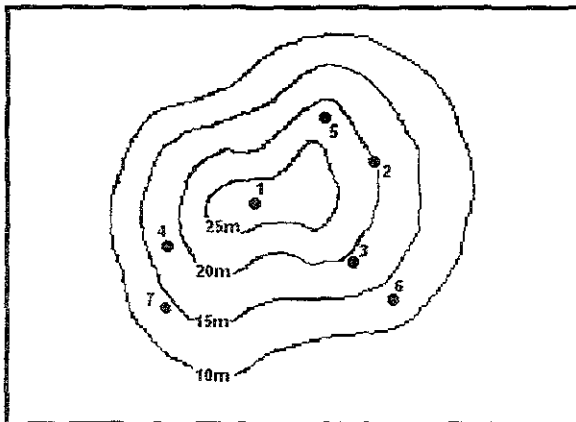
2.- Obtener del expediente de cada uno de los pozos los valores de:

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

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



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

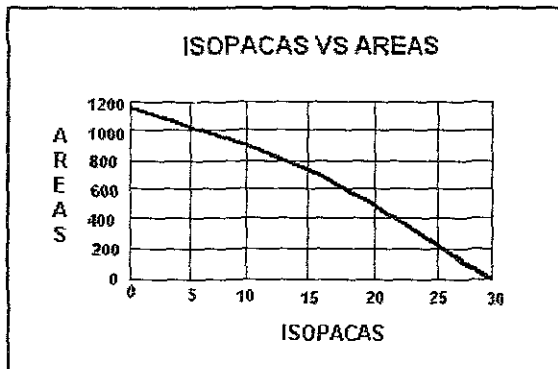


Plano con curvas a cada 5 mts.

Posteriormente se anotan en una tabla los valores encontrados de los espesores y áreas, transformadas a dimensiones reales

ISOPACAS	AREAS m ²
0	1180
5	1000
10	900
15	750
20	500
25	200
30	0

6 - Se construye una gráfica de espesor contra área y se vacía la información que se obtuvo en el paso anterior y con los datos obtenidos de isopacas (espesores) y las áreas, se genera una gráfica.



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

8.- Con la información obtenida de los parámetros anteriores y con los valores medios de Porosidad y Saturación de agua, se calcula el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento con la expresión 15

$$V_{hc} = Vr \cdot \phi_{yac} (1 - S_{W_{yac}}) \quad (15)$$

2.8.2 Método de cimas y bases.

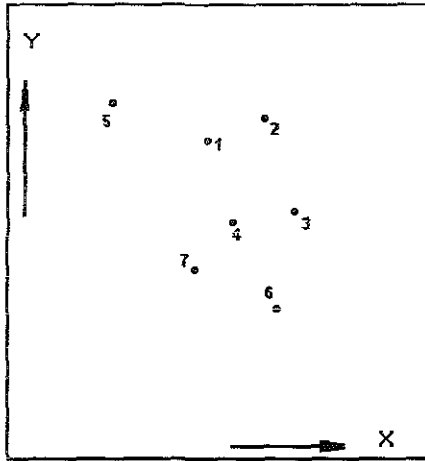
Este método tiene la finalidad de determinar el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento basándose en la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación productora, para ello se necesitan planos de localizaciones de los pozos que componen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

• Procedimiento de cálculo.

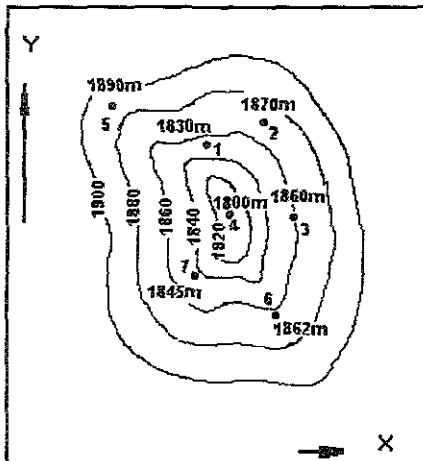
1.- Recopilación de la siguiente información.

- Profundidad de la cima.
- Profundidad de la base.
- Valor de la saturación de agua
- Espesor neto de la formación.

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



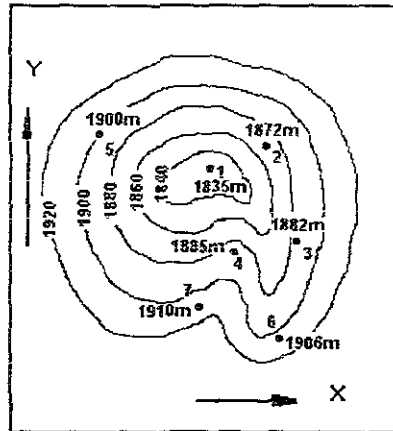
3.- En el plano de localizaciones se afecta a cada pozo con la profundidad de su cima de la formación. Sobre el plano de localizaciones y mediante interpolaciones lineales, se configuran curvas de igual profundidad de la cima.



Plano con curvas a cada 20 mts.

4.- En otro plano de localizaciones afectar a cada pozo con la profundidad de la base de la formación productora de hidrocarburos.

Y también se configuran curvas de igual profundidad de la base.



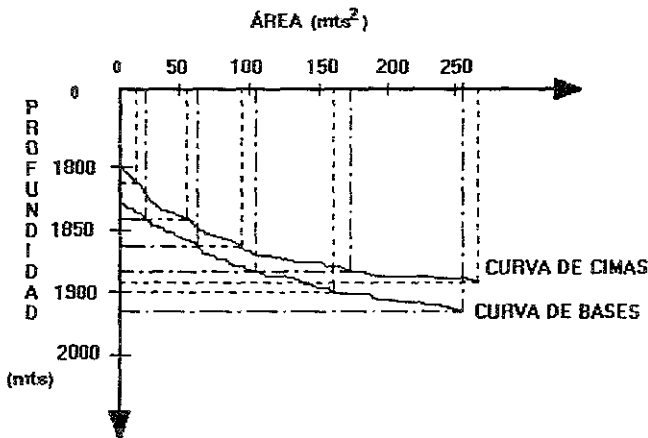
Plano con curvas a cada 20 mts.

5.- Determinar para ambos planos el área encerrada por las curvas de igual profundidad.

PROFUNDIDAD CIMA	ÁREAS (m ²)
1800	0
1820	12
1840	58
1860	92
1880	170
1890	268

PROFUNDIDAD BASE	ÁREAS(m ²)
1830	0
1840	18
1860	64
1880	102
1900	160
1920	256

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



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, 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.

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

$$V_y = \frac{h}{3} (Y_1+4Y_2+2Y_3+4Y_4+2Y_5+ \dots +2Y_{n+1}+4Y_n+Y_{n+1})$$

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

$$V_y = \frac{h}{2} [(Y_0+Y_1)+(Y_1+Y_2)+ (Y_2+Y_3)+\dots]$$

2.8.3 Método de Isohidrocarburos.

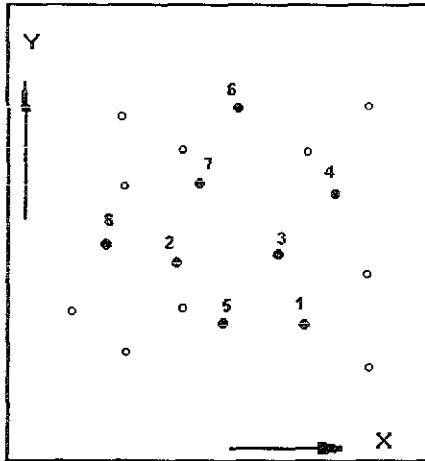
Este método permite un cálculo más confiable y preciso del volumen original de hidrocarburos, ya que permite considerar implícitamente las variaciones que sufren los parámetros de porosidad y saturación de agua tanto verticalmente como arealmente; esto se logra a partir del conocimiento del índice de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

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

$$I_{hcs} = \emptyset h (1 - S_w) \quad (16)$$

- Procedimiento de cálculo.

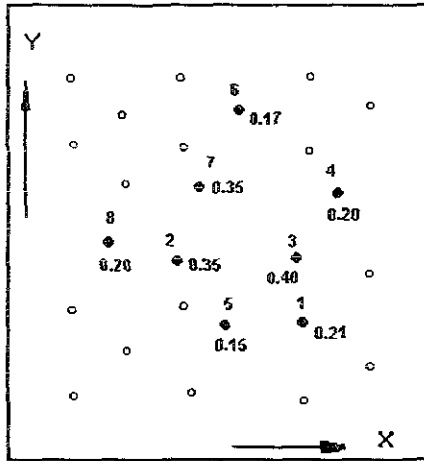
1.- Se construye un plano de localizaciones.



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

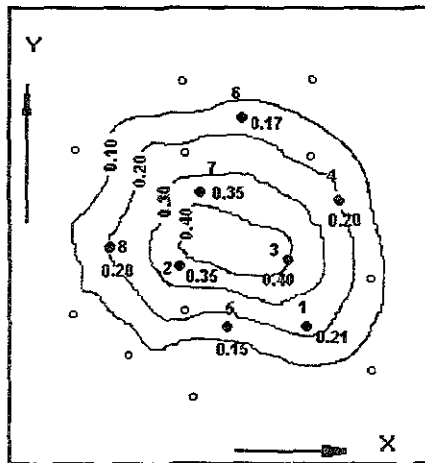
POZO No.	I_{hcs} ($m^3 hc' s/m^2 roca$)
1	0.21
2	0.35
3	0.40
4	0.20
5	0.15
6	0.17
7	0.35
8	0.20

3.- Sobre el plano de localizaciones para cada pozo se anota su respectivo valor de isohidrocarburos.



Plano de Isohidrocarburos

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



Plano con curvas a 0.10 isoíndices de hidrocarburos

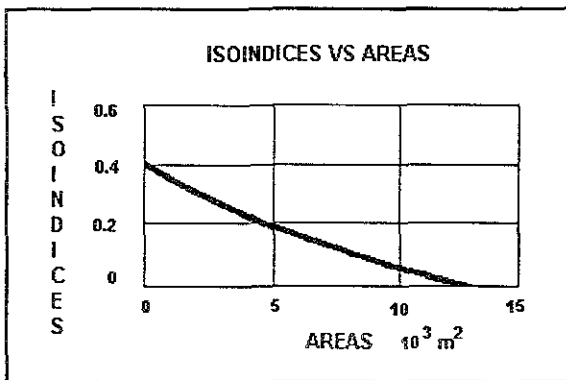
5.- Se determinan las áreas comprendidas por cada curva de isoíndice de hidrocarburos

Isoíndice de hc's	Area (gráfica)	Área del terreno (10^3 m^2)
0.00	340	13600
0.10	230	9200
0.20	119	4760
0.30	50	2000
0.40	7	280

Si: 1 cm^2 del plano = $4 \times 10^4 \text{ m}^2$ de terreno

1 cm del plano = 200 m

6.- Se realiza una grafica de lh vs Área con los datos anteriores



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

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

CAPITULO III

APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS VOLUMÉTRICOS A UN YACIMIENTO.

En este capítulo se aplican los métodos volumétricos a un yacimiento hipotético para calcular el volumen de hidrocarburos.

Los datos del yacimiento se presentan en la tabla 1

POZO N.	ϕ	Sw	Espesor con hc's (m.)	*lhcs	Cima mbnm	Base mbnm	X (m.)	Y (m.)
	$\frac{m^3 \text{poros}}{m^3 \text{roca}}$ %	$\frac{m^3 w @ c.y}{m^3 \text{poro}}$ %		$\frac{m^3 hc's}{m^2 \text{roca}}$				
24	4.191	21.5577	748	24.5900	4737	5663	1732.92	2539.90
3	2.785	35.03145	474	8.5990	4948	5566	2599.93	1965.90
4	3.586	44.3420	440	8.7819	4920	5562	866.37	3037.61
5	3.397	23.5390	407	10.5719	5209	5711	3464.71	1530.00
6	3.571	34.6363	427	9.9684	5151	5681	4.71	3340.00
12	3.977	23.2169	650	19.8518	4924	5670	1732.73	1536.69
13-A	2.074	29.2888	270	3.9596	5040	5607	2598.92	1036.12
14	3.245	18.6117	631	3.8110	5017	5676	865.99	2037.61
16	2.586	35.8724	453	7.2143	5073	5640	1.05	2536.67
22-A	2.966	36.0048	332	6.3021	4836	5456	1733.11	3536.92
23-A	2.780	52.9280	410	5.3660	4877	5620	2613.48	2969.64
25	1.671	40.9487	195	1.9249	5077	5601	3464.81	2537.00
26	2.211	18.2403	260	4.7011	5268	5857	0	4535.77
27	2.630	40.7217	335	5.2229	5354	5922	4274.71	2020.00
32	3.407	35.1312	320	7.0739	4963	5399	1744.71	530.00
33	3.481	41.1932	358	7.3284	5506	6018	2654.71	0
34	2.878	12.6366	450	11.3175	4796	5136	865.29	1035.83
42	2.659	17.9879	1016	22.1593	4841	5921	1734.15	4536.63
43	3.097	2.4687	144	4.3508	4777	5287	2681.34	4036.85
45	2.781	22.6047	460	9.9033	4998	5520	3484.71	3630.00
54	6.476	52.4452	168	5.1738	4883	5461	744.71	50.00
56	3.038	25.7310	500	11.2814	4930	5581	54.71	580.00

*El cálculo de los índices de hidrocarburos se indica en el apéndice A

3.1 Porosidad media y saturación media de agua del yacimiento.

A continuación se calcularán los valores de porosidad media y saturación media de agua del yacimiento.

1 - Se elabora un plano de localizaciones de los pozos que comprenden el yacimiento ver figura plano 1.

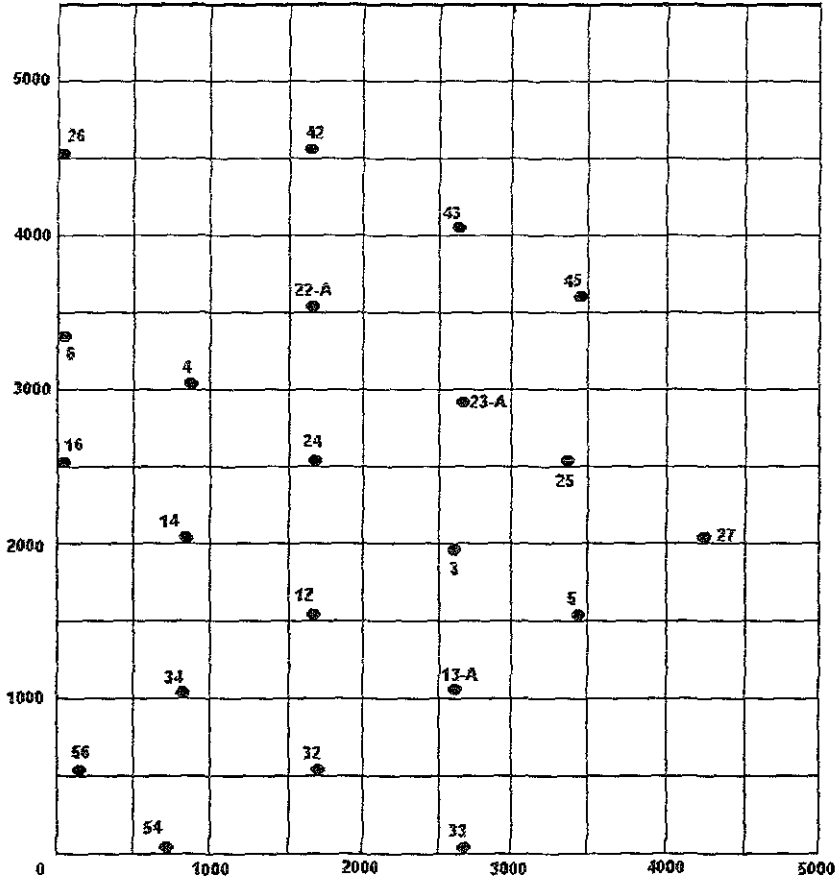
2.- En un plano de localizaciones se anotan los valores medios calculados de porosidad y en otros los valores medios de saturación de agua para cada pozo, como muestran los planos 2 y 3.

3.- Se construyen los planos donde se hacen las configuraciones de las curvas de isoporosidad e isosaturaciones ver planos 4 y 5.

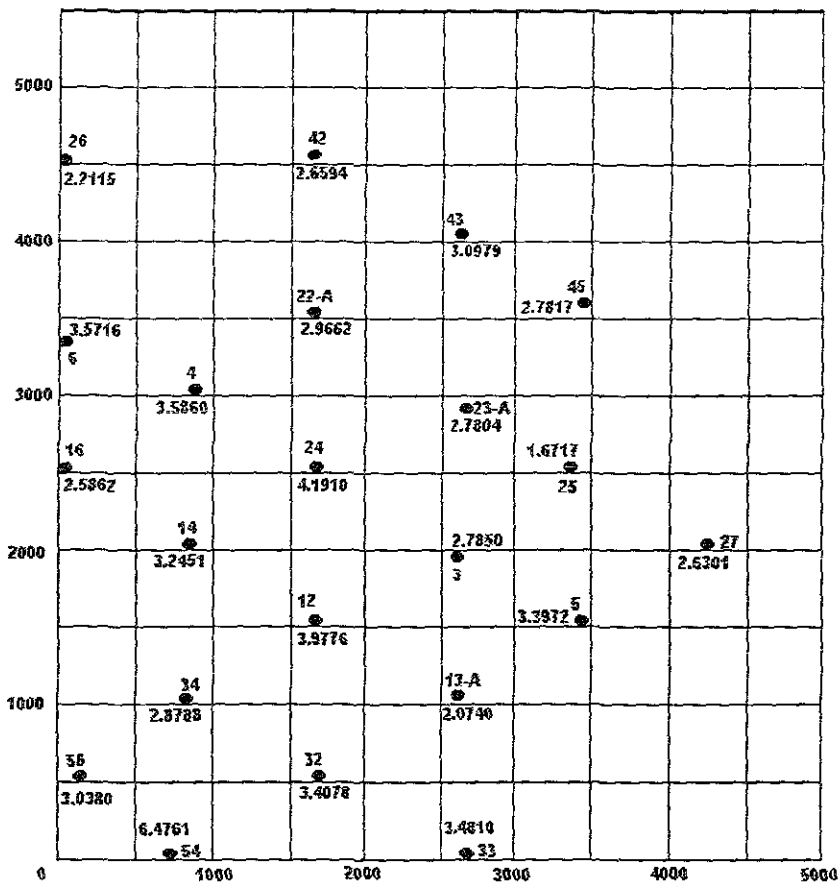
4.- Se miden las áreas definidas por las curvas de isoporosidad e isosaturación con ayuda de un planímetro.

5.- Se tabulan las áreas correspondientes a los planos.

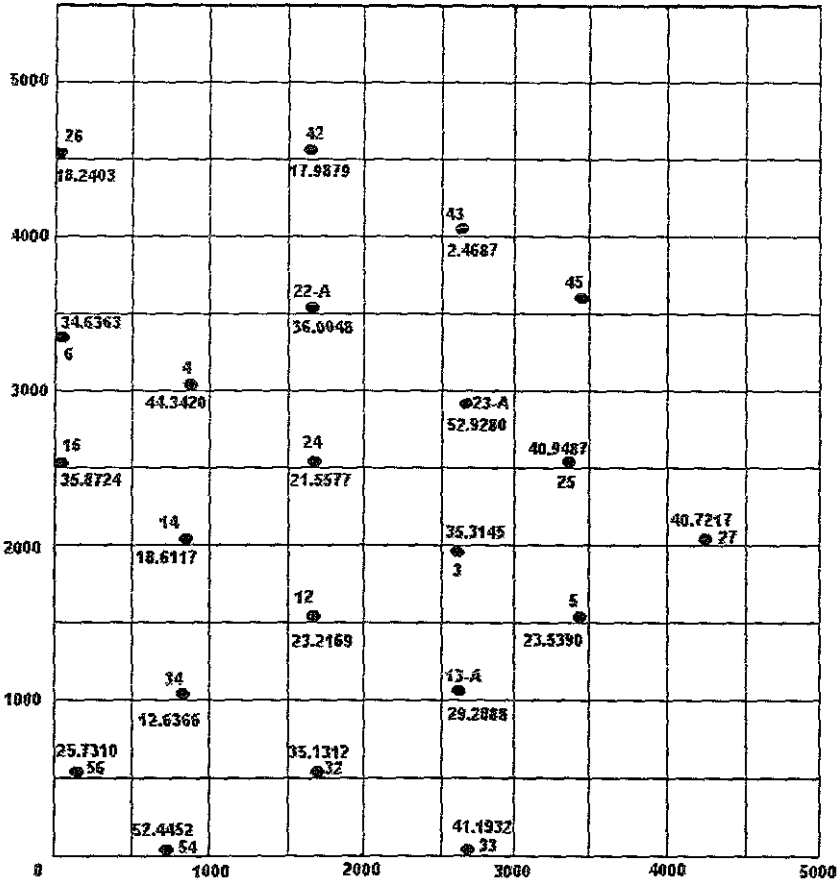
ISOPORAS		ISOSATURACIONES	
CURVA	ÁREA (cm ²)	CURVA	ÁREA (cm ²)
2.0	7.3	44	10.3
2.5	22.6	40	17.8
3.0	71.3	36	26.7
3.5	22.7	30	28.2
4.0	4.3	28	49.9



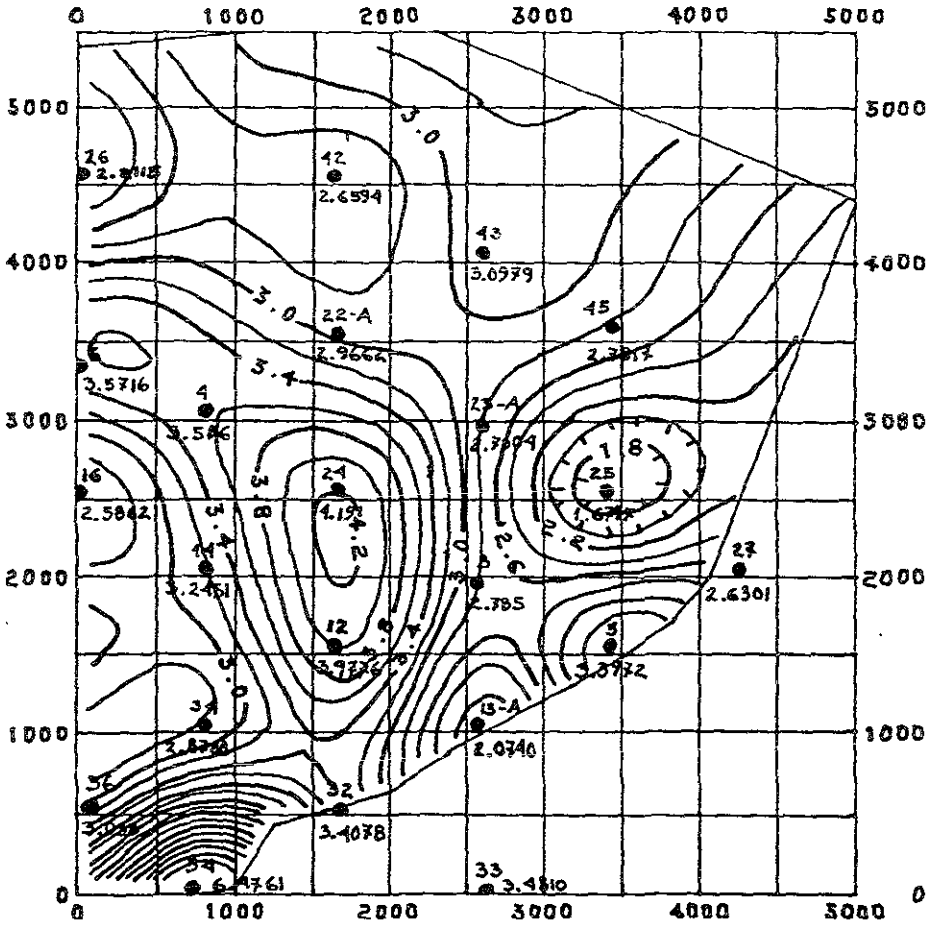
Plano 1. Localizaciones



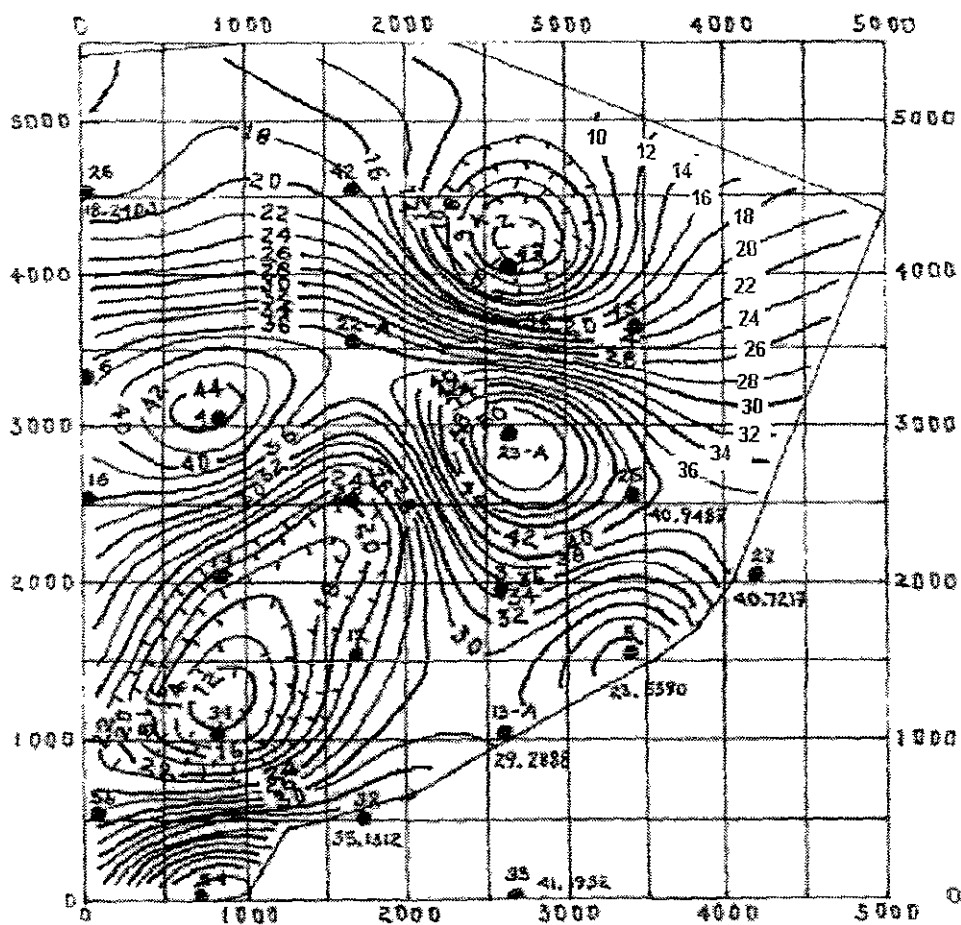
Plano 2. Valores de porosidad.



Plano 3 Valores de saturación de agua.



Plano 4. Isoporosidades.



Plano 5. De isosaturaciones de agua

6.- Teniendo las áreas definidas se procede a calcular la porosidad media y la saturación de agua media para el yacimiento con las expresiones 13 y 14.

$$\phi_{yac} = \frac{\sum_{j=1}^5 \phi_j A_j}{\sum_{j=1}^5 A_j} = \frac{(0.02)(7.3) + (0.025)(22.6) + (0.03)(71.3) + (0.035)(22.7) + (0.04)(4.3)}{128.2}$$

$$= 0.02976$$

$$S_{w_{yac}} = \frac{\sum_{j=1}^5 S_{wj} * A_j}{\sum_{j=1}^5 A_j} = \frac{(0.44)(10.3) + (0.40)(17.8) + (0.36)(26.7) + (0.30)(28.2) + (0.28)(49.9)}{132.9}$$

$$= 0.3287$$

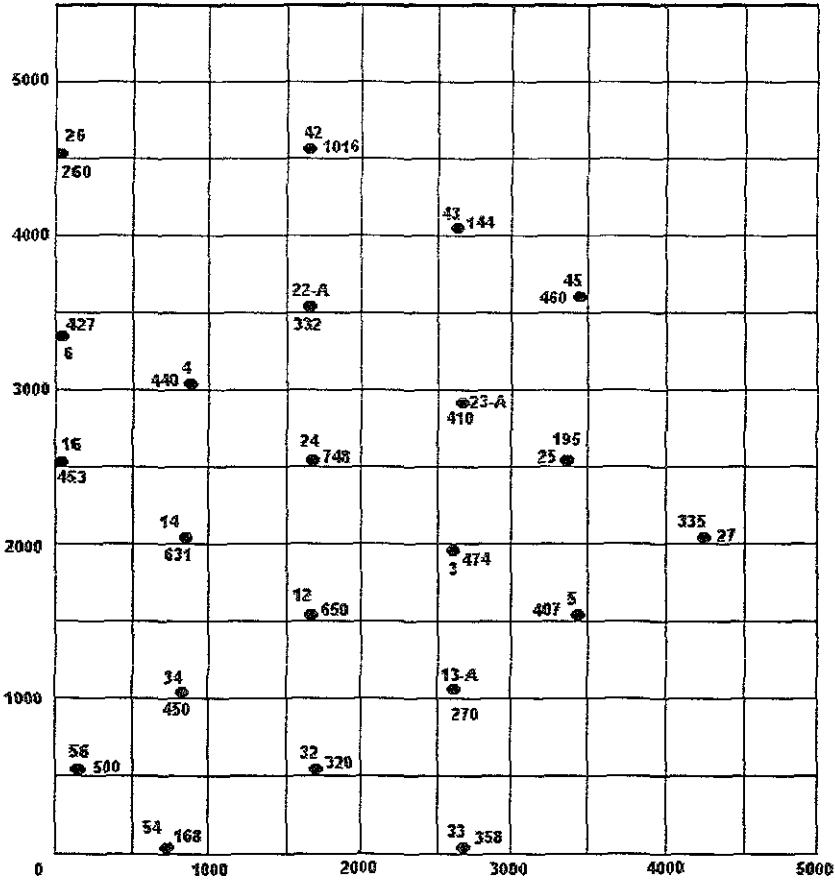
3.2 Método de isopacas.

1.- De la tabla 1 se toman los valores:

- Profundidad de la cima (MBNM).
- h (espesor neto de la formación).
- ϕ .
- S_w .

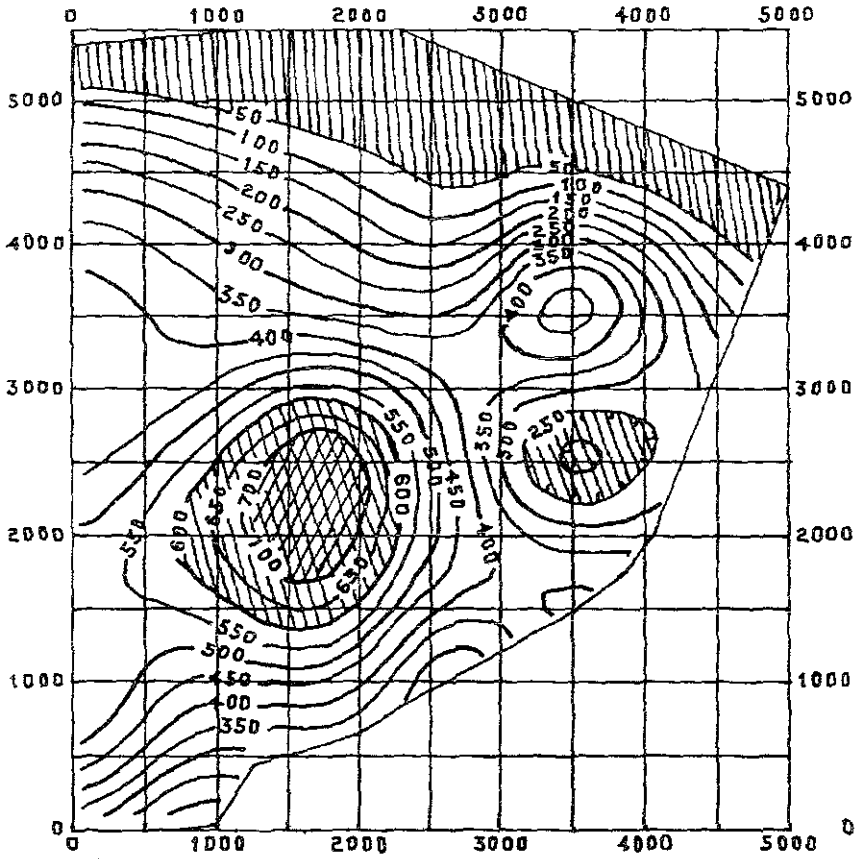
2.- Se construye el plano de localizaciones de los pozos que componen el yacimiento, ver plano 1.

3.- Sobre el plano de localizaciones se anotan los valores de los espesores netos porosos, ver plano 6.



Plano 6. Espesores netos porosos.

4.- Se procede a configurar las curvas de igual espesor o isopacas, ver plano 7



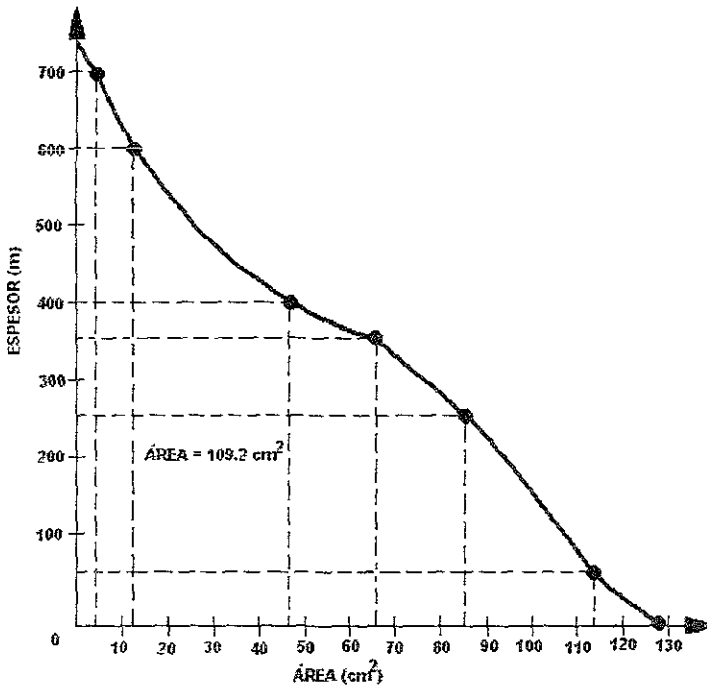
Plano 7. Isopacas.

5 - Se determinan las áreas para cada una de las curvas de isopacas

6 - Con los valores de áreas de las curvas se hace una tabla

CURVA	AREA (cm ²)
700	4.3
600	12.4
400	47.25
350	66.35
250	84.75
50	112.65
0	128.65

7 - Se construye la grafica de espesor contra área



8.- Se determina el área bajo la curva que es representativa del volumen de roca impregnada con hidrocarburos.

$$\text{Área} = 109.2 \text{ cm}^2$$

$$\text{Escala vertical: } 1 \text{ cm} = 40\text{m.}$$

$$\text{Escala horizontal: } 1\text{cm} = 1 \times 10^6 \text{ m}^2$$

Por lo tanto

$$1 \text{ cm}^2 \text{ (plano)} = 64 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ (terreno)}$$

$$109.2 \text{ (plano)} = 6988.8 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ (terreno).}$$

El volumen neto de roca es igual a $6988.8 \times 10^6 \text{ m}^3$.

9.- Con los valores medios calculados anteriormente se tiene.

$$\phi_{\text{yac}} = 0.0297$$

$$S_{w_{\text{yac}}} = 0.3287$$

10.- Con la información de los pasos anteriores se calcula el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento

$$V_{\text{hcs}} = V_r \phi_{\text{yac}} (1 - S_{w_{\text{yac}}})$$

$$V_{\text{hcs}} = (6988.8 \times 10^6)(0.0297) (1 - 0.3287)$$

$$V_{\text{hcs}} = 144.405 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y.}$$

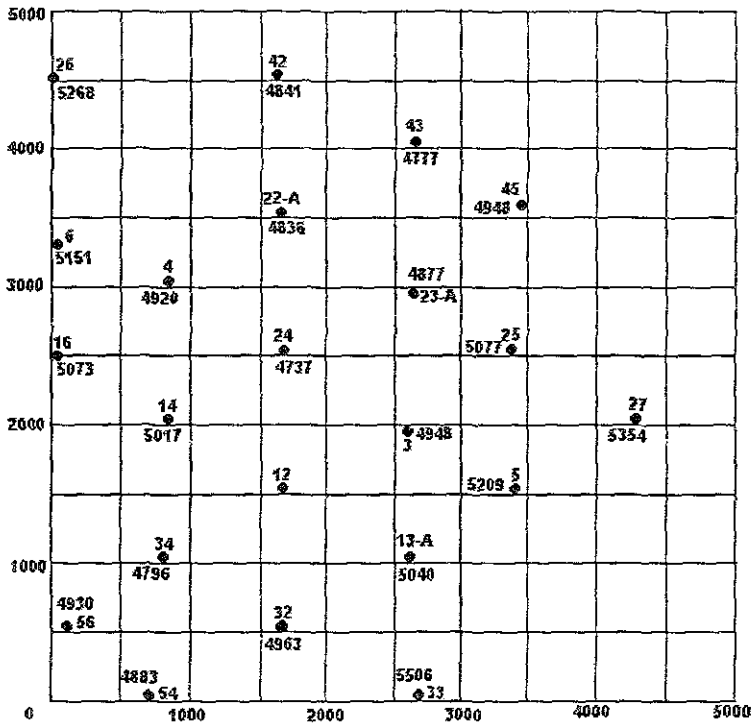
3.3 Método de cimas y bases.

1.- Tomando los siguientes datos de la tabla 1.

- Cima.
- Base.
- Porosidad.
- Sw.
- Espesor neto.

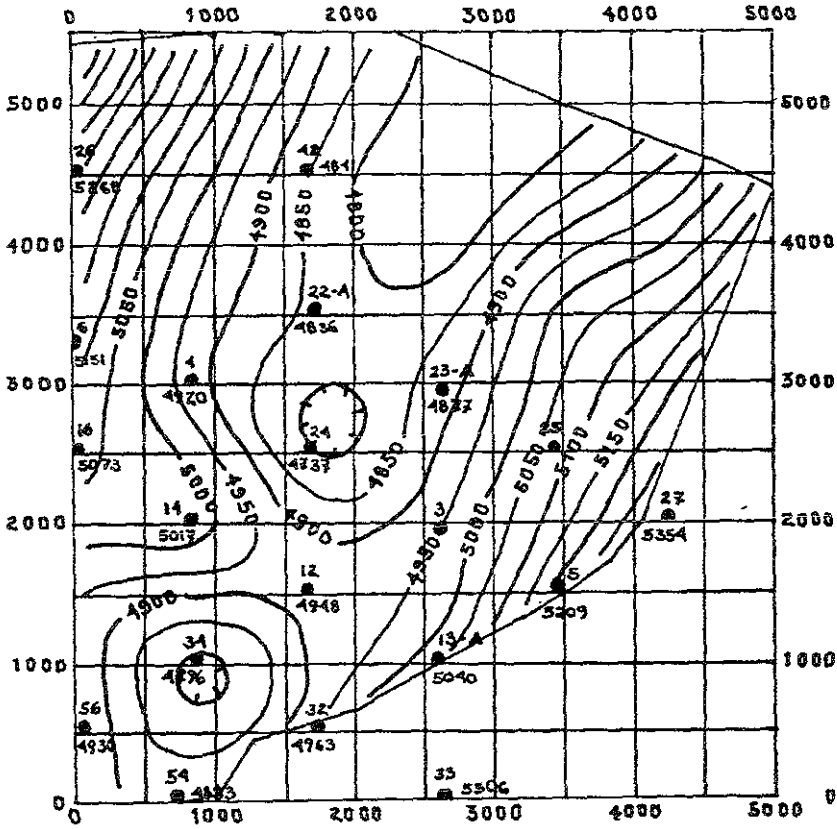
2.- Construir el plano de localizaciones ver plano 1.

3.- En el plano de localizaciones se anotan las profundidades de las cimas que afectan a cada pozo, ver plano 8.



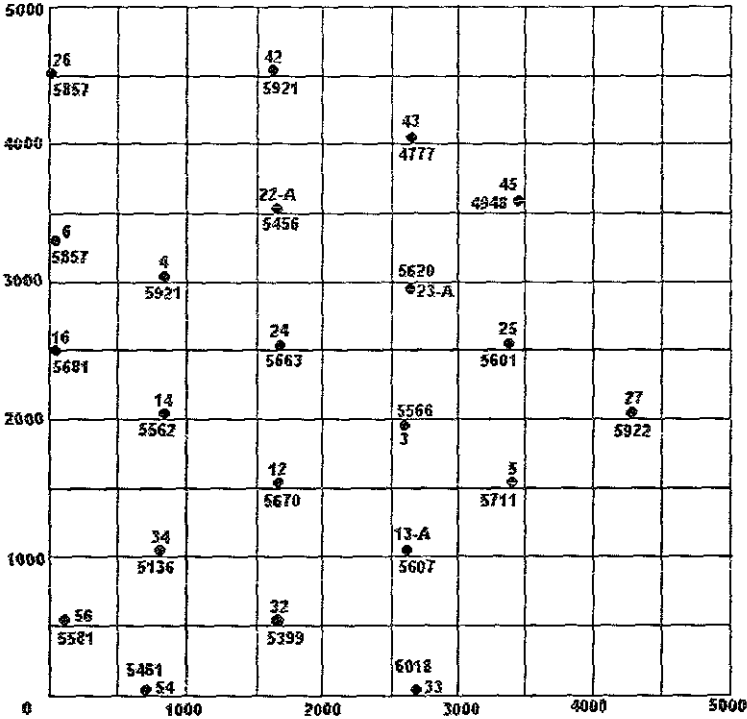
Plano 8. Profundidades de las cimas.

4.- Sobre el plano 8 y mediante interpolaciones se configura un plano de cimas, ver plano 9



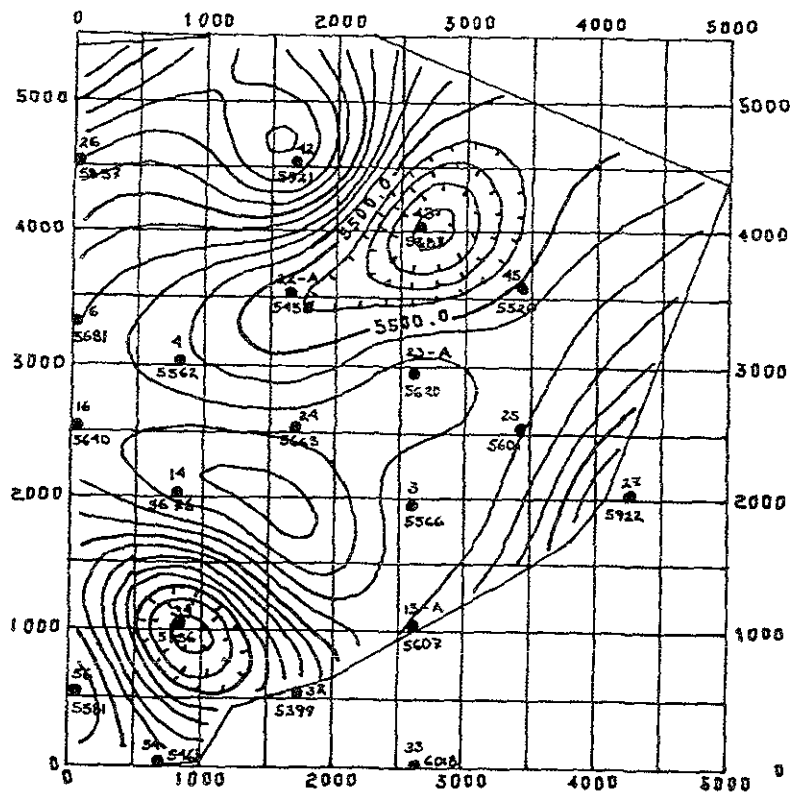
Plano 9. Isocimas

5.- Ahora en el plano 1, se anotan los valores de profundidad de la base de cada pozo, ver plano 10.



Plano 10. Profundidades de las bases.

6.- Ahora se procede a configurar curvas de igual profundidad de la base, ver plano 11.



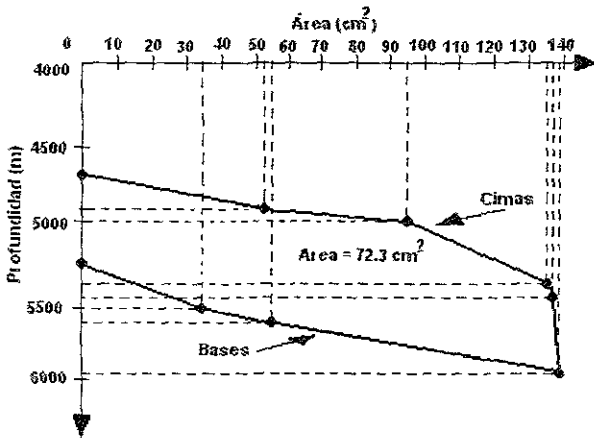
Plano 11. Isobases

7 - Para ambos planos se determinan las áreas definidas por las curvas de igual profundidad, con ayuda de un planímetro.

8 - A continuación se encuentran en una tabla las áreas asociadas a los planos de isocimas e isobases

PROFUNDIDAD DE LA CIMA	ÁREA (cm ²)	PROFUNDIDAD DE LA BASE	ÁREA (cm ²)
4700	0	5250	0
4900	52.7	5500	34.7
5000	94.2	5600	53.9
5300	135.9	5950	137.9
5400	136.9		

9 - Se construye una grafica de profundidades contra área.



Se mide el área definida por la grafica, cuyo valor es proporcional al volumen de roca del yacimiento

$$\text{Área} = 72.3 \text{ cm}^2$$

10 - Se determina el volumen de roca impregnado de hidrocarburos que corresponda al área comprendida entre las curvas de cimas y bases

Escala vertical. 1cm = 100 m

Escala horizontal: 1cm = 1.6×10^6 m²

Así:

$$1 \text{ cm}^2 \text{ (plano)} = 64 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$72.3 \text{ cm}^2 = 11568 \times 10^6 \text{ m}^3$$

El volumen bruto de roca es: 11568×10^6 m³

Con los valores medios de:

$$\phi_{yac} = 0.02976$$

$$S_{W_{yac}} = 0.3287$$

11 - Se determina el volumen original de hidrocarburos medidos a condiciones de yacimiento

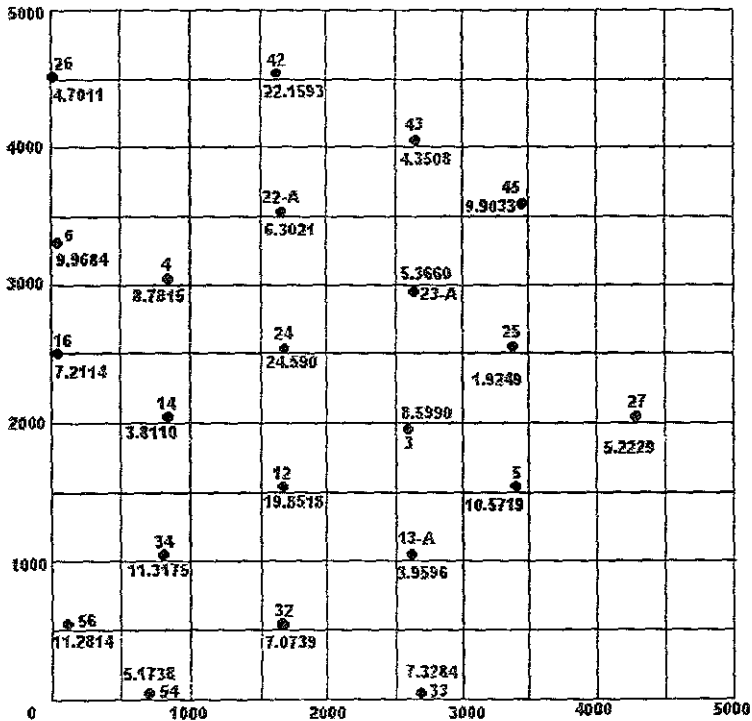
$$V_{hcs} = V_r \phi_{yac} (1 - S_{W_{yac}})$$

$$V_{hcs} = (11568 \times 10^6)(0.02976)(1 - 0.3287)$$

$$V_{hcs} = 231\,104 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y.}$$

3.4 Método de isohidrocarburos.

- 1.- Tomando de la tabla 1 los datos de índice de hidrocarburos de la formación para cada uno de los pozos del yacimiento.
- 2.- Utilizamos el plano 1 de localizaciones.
- 3.- Para cada pozo del plano 1 se anotan los valores de índices de hidrocarburos (Ih) como muestra el siguiente plano 12.



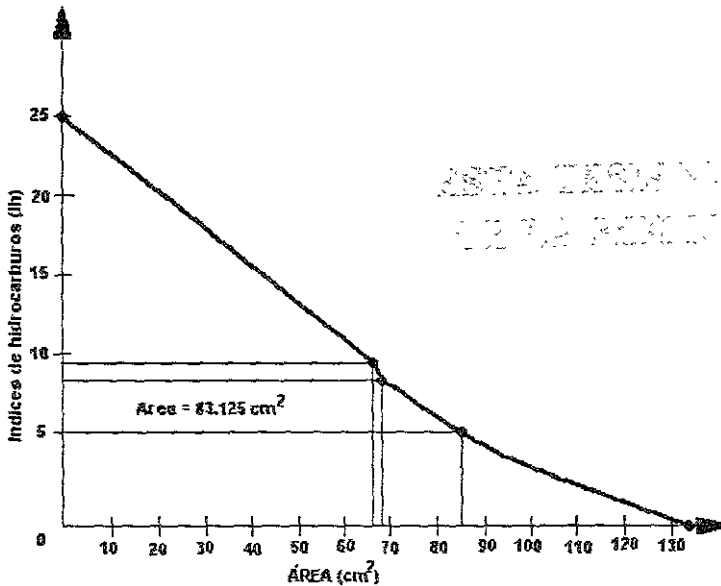
Plano 12. Valor de índices de hidrocarburos.

5.- Se determinan las áreas asociadas para cada una de las curvas de isohidrocarburos.

6.- Los valores de las áreas asociadas a cada curva de índices de hidrocarburos se muestran en la siguiente tabla

CURVA	AREA (cm ²)
25	0
9	67.0
8	68.6
5	84.6
0	132.6

7.- Con la información de la tabla anterior, se construye una grafica de Ih contra área encerrada como muestra la siguiente figura



8.- Se determina el área bajo la curva, cuyo valor es proporcional al volumen de hidrocarburos.

Es decir:

$$\text{Área} = 83.125 \text{ cm}^2$$

$$\text{Escala vertical: } 1 \text{ cm} = 20 \text{ m}$$

$$\text{Escala horizontal: } 1 \text{ cm} = 1.6 \times 10^6 \text{ m}^2$$

Por lo tanto:

$$1 \text{ cm}^2 \text{ (plano)} = 3.2 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y}$$

El volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento es:

$$V_{\text{hcs}} = \text{área} (3.2 \times 10^6)$$

$$V_{\text{hcs}} = (83.125)(3.2 \times 10^6)$$

$$V_{\text{hcs}} = 266 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y.}$$

Tabla de resultados de los métodos aplicados.

Método	Volumen original de hc's
Isopacas	$144.405 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y}$
Cimas y bases	$231.104 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y}$
Isohidrocarburos	$266 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.y}$

La ventaja que ofrece el método de isohidrocarburos sobre el de isopacas y el de cimbras y bases son las siguientes:

- a) Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en cuanto a la porosidad, saturación de agua intersticial y espesor impregnado se refiere.
- b) Permite visualizar de inmediato las áreas a desarrollar en los campos.
- c) Permite delimitar los yacimientos por cualquiera de las causas siguientes:
 - i.- Espesor tendiendo a cero (acuñamiento).
 - ii.- Saturación de agua intersticial tendiendo a 100%.
 - iii.- Porosidad tendiendo a cero.
En cualquiera de estos casos, el índice de hidrocarburos tiende a cero.
- d) No es necesario determinar los valores medios de espesor, saturación de agua y porosidad.

CAPITULO IV.

**DESCRIPCIÓN DE OTROS MÉTODOS PARA EVALUAR
LOS VOLUMENES ORIGINALES DE HIDROCARBURO.**

Los métodos volumétricos vistos anteriormente se pueden describir como métodos gráficos, que requieren datos petrofísicos que son indispensables para poder desarrollarlos, como son la porosidad y la saturación de agua, afortunadamente existen otras alternativas, otras técnicas aplicables para la obtención de los volúmenes originales de hidrocarburos; estas técnicas pueden ser: la aplicación de la ecuación de balance de materia, la aplicación de esta ecuación se restringe en tiempo, es decir, los datos que maneja la ecuación para su utilización es durante el periodo de explotación en el yacimiento, tomando en cuenta a su vez las condiciones que hay en ese momento (presión, temperatura, entrada de agua al yacimiento, etc.); dentro de estas técnicas también se encuentra: la simulación numérica de yacimientos, el método geoestadístico y pruebas de presión para obtener el volumen poroso y calcular el contenido de fluidos de dicho volumen.

4.1 Producción de los yacimientos.

La capacidad de producción de los yacimientos, considerando las instalaciones disponibles, 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.

Como un ejemplo de los factores que afectan el número óptimo de pozos se puede mencionar a 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 necesitan para explotar el yacimiento. La Fig 13 presenta una gráfica general de la variación de producción de un yacimiento con respecto al tiempo de explotación. Al tiempo cero empieza a producir el primer pozo punto "a", y se supone que continua el desarrollo del yacimiento hasta el punto "b" en que se terminó la perforación del ultimo pozo y de aquí en adelante debido a la declinación de la presión con respecto al tiempo hasta llegar al punto "c" o al abandono.

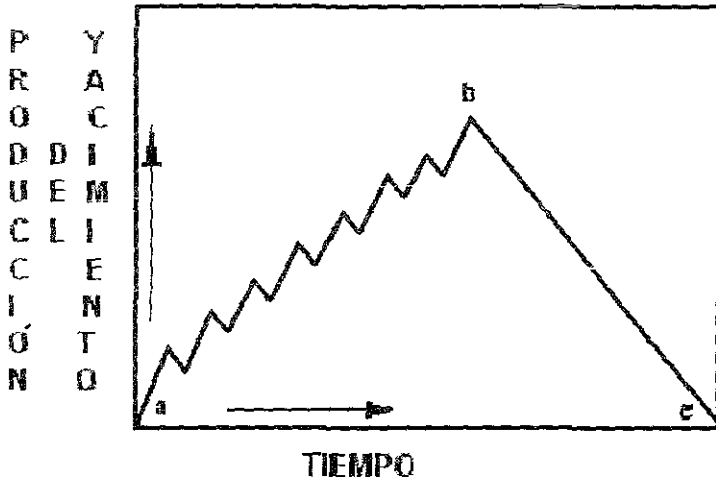


Fig 13 Variación de la Producción de un Yacimiento con respecto al Tiempo

4.2 Balance de materia.

Este método es empleado para estimar el volumen de hidrocarburos en un yacimiento y las producciones futuras, y supone la existencia de información apropiada de laboratorio, de geología, de presión y de producción. Se basa en la ley de la conservación de la materia. En su forma más simple, la ecuación puede redactarse diciendo que el volumen original es igual al volumen remanente más el volumen producido. Cuando se tienen las fases de aceite, gas y agua en un yacimiento, la ecuación de balance de materia puede escribirse para el total de los fluidos o para cualquiera de los fluidos presentes.

Para realizar cálculos con este método se requiere de diferentes fuentes de información: la producción de fluidos, la presión y temperatura del yacimiento, el análisis de los fluidos, el análisis de núcleos, y la interpretación de los registros geofísicos. Esto permite determinar el volumen original de hidrocarburos y predecir la producción. El volumen original es obtenido resolviendo la ecuación de balance de materia para el tipo de fluidos, cuyos parámetros son conocidos, excepto el volumen original.

Una vez que el volumen original in-situ ha sido calculado, el balance de materia puede calcular la producción futura. Esto se hace por medio de las gráficas de presión contra producción acumulada, y la relación gas aceite contra la producción acumulada. Si la permeabilidad absoluta se conoce, los resultados se pueden proyectar en tiempo. Para efectuar los cálculos de producción futura, las curvas de permeabilidad relativa deben estar disponibles. La predicción de la producción da una estimación del factor de recuperación ya que se conoce el volumen original.

Representando esquemáticamente los volúmenes de fluido en un yacimiento como muestra la figura 14

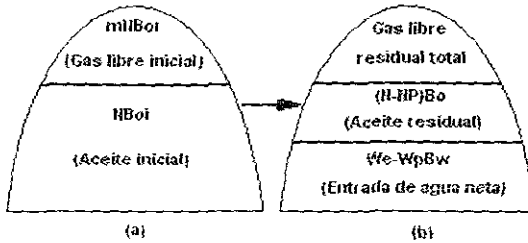


Fig 14 Representación esquemática del cambio en la distribución de los fluidos en un yacimiento, provocado por la explotación (a) condiciones iniciales, (b) condiciones después de producir

Por otra parte, se establece la siguiente ecuación.

$$\frac{mNB_{0i}}{B_{gi}} + NR_{Si} = \frac{mNB_{0i} + NB_{0i} - (N - N_p)B_0 - (W_e - W_p B_w)}{B_g} \quad (16)$$

Multiplicando por B_g , desarrollando y ordenando obtenemos la ecuación n.(17)

$$mNB_{0i} \frac{B_g}{B_{gi}} + NR_{Si} B_g - mNB_{0i} - NB_{0i} + NB_0 - NR_{Si} B_g = N_p B_0 - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - (W_e - W_p B_w)$$

Factorizando N y B_t , y sustituyendo B_{0i} por B_{ti}

$$N \left[(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p [B_0 + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w) \quad (18)$$

Despejando N para obtener el volumen de hidrocarburos.

$$N = \frac{Np[Bt + Bg(Rp - Rst)] - (We - WpBw)}{Bt - Bti + mBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)} \quad (19)$$

4.2.1 Representación de la E.B.M. en forma de recta.

Este método proporciona un significado dinámico al análisis de la ecuación Acomodando la ecuación 18 para obtener la producción y la expansión, se tiene la siguiente ecuación

$$Np[B_o + Bg(Rp - Rst)] + WpBw = N \left[(Bt - Bti) + mBti \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \right] + We \quad (20)$$

Representando como "F" al miembro de la izquierda que es la producción de fluidos en el yacimiento.

El miembro de la derecha incluye los efectos de expansión del aceite y gas libre, el termino We representa la entrada de agua, es expresada por:

$$We = C \sum \Delta p (t)^\alpha \quad (21)$$

La ecuación de balance de materia puede expresarse:

$$F = NE_o + Nm \frac{Bti}{Bgi} E_g + C \sum \Delta p (t)^\alpha \quad (22)$$

Donde:

$$E_o = (Bt - Bti), \quad E_g = (Bg - Bgi),$$

Si no tenemos empuje hidráulico, ni casquete de gas, tenemos la siguiente expresión

$$F = NEo \quad (23)$$

Una gráfica de F vs Eo , proporcionara una línea recta que pasa por el origen siendo N la pendiente como muestra la figura 15

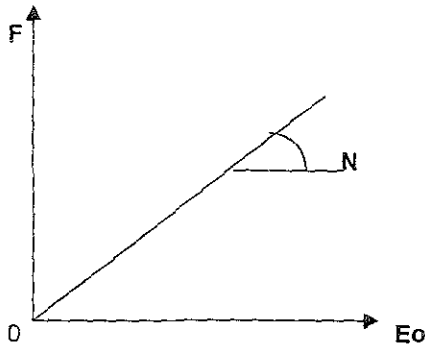


Fig. 15. F vs Eo

Si no existe empuje hidráulico, N y m son desconocidos.

La ecuación puede expresarse en dos formas resultando 2 métodos, donde

$$G = Nm \frac{Bt}{Bgt}$$

$$\frac{F}{Eo} = N + G \frac{Eg}{Eo} \quad (24)$$

Considerando que no hay empuje, N y m se desconocen.

Graficando $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{E_g}{E_o}$ nos proporciona una recta, siendo N la ordenada al origen y G la pendiente como muestra la figura 16

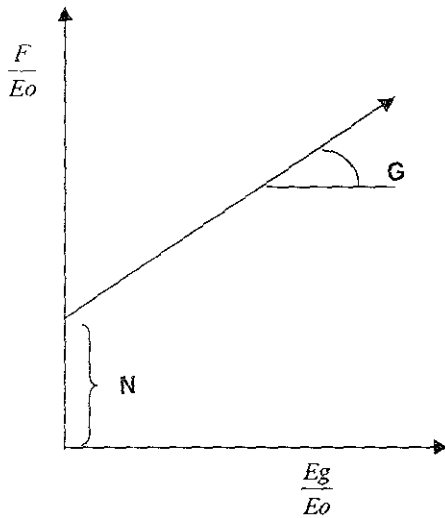


Figura 16. $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{E_g}{E_o}$

Para el segundo procedimiento la ecuación será:

$$F = N \left(E_o + m \frac{Bt}{Bgt} E_g \right) \quad (25)$$

En este procedimiento se supone el valor "m" y se grafica F vs $\left(E_o + m \frac{Bt}{Bgt} E_g \right)$

Si la suposición m es correcta, de la gráfica se obtendrá una línea recta, que pasa por el origen, con pendiente N, si el valor supuesto es pequeño, la línea mostrara una curvatura hacia arriba, en cambio, si el valor supuesto de m es grande, la línea recta tendrá una curvatura hacia abajo como muestra la figura 17.

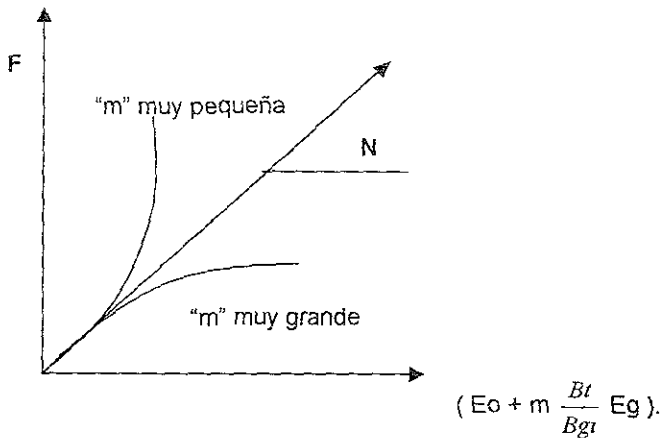


Fig. 17 F vs $(E_o + m \frac{B_t}{B_{g_i}} E_g)$.

4.3. Simulación numérica de yacimientos.

Este método determina directamente las reservas técnicas. Actualmente, los simuladores numéricos son ampliamente usados por que son capaces de contestar planteamientos complejos. Por ejemplo, proyectos en donde se debe determinar cual es el beneficio incremental en proyecto de mantenimiento de presión, asociado a perforación intermedia y a la optimización de los sistemas artificiales de producción, requiere respuestas que permitan analizar su viabilidad técnica y económica. En este caso, la simulación es una alternativa completa para describir, cuantitativamente, el flujo de múltiples fases en yacimientos heterogéneos con un programa de producción determinado, no únicamente por las propiedades del simulador, sino por la demanda, estrategias de inversión y relaciones gubernamentales. Esto se debe a que, a diferencia de los métodos anteriormente descritos, el cálculo de factor de recuperación utiliza información especial del yacimiento. Por lo mismo, es el método que más información requiere para estimar reservas.

El proceso de simulación numérica divide al yacimiento en celdas o bloques, para definir la heterogeneidad del yacimiento. Se considera el espaciamiento entre pozos, la dirección de flujo probables, los límites físicos y las fallas. Cada una de estas celdas está asociada a una serie de propiedades petrofísicas, dinámicas y del fluido. Sobre este modelo, y particularmente para cada celda, se establecen las ecuaciones de balance de materia y flujo de fluido para las fases de aceite, gas y agua. Los pozos se ubican dentro del arreglo de las celdas, y se le asignan sus gastos de inyección / producción. Las ecuaciones apropiadas se resuelven por métodos numéricos, específicamente por método de diferencias finitas, y se determina la nueva presión, la nueva distribución de saturación, y las nuevas producciones de los pozos. Este proceso se repite varias veces hasta producir la historia de presión y producción de los pozos.

Los datos requeridos para construir el modelo de simulación son permeabilidad, porosidad, espesor, elevación, saturación inicial de cada fase, presión inicial, propiedades de fluidos, permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidades y dimensiones de las celdas. Además, se requiere información como los intervalos productores, las caídas de presión en líneas de flujo y de tuberías de producción. También se requiere la descripción del acuífero, la producción histórica de aceite, de agua y de gas, así como la evolución histórica de la presión en los pozos.

La calibración del modelo se efectúa a través de una etapa denominada ajuste de historia de producción de los pozos, sus presiones y los movimientos de fluidos. Usualmente, se utiliza la presión del yacimiento y los datos de producción. El ajuste de historia es un proceso laborioso donde se varían diversos parámetros del yacimiento. Entre los más comunes se encuentran las permeabilidades absolutas, el tamaño del acuífero y la porosidad. Estos cambios deben estar acordes con las características de los yacimientos.

Una vez que el modelo ha sido calibrado con la producción histórica, puede ser utilizado para conocer el comportamiento futuro del campo y con ello, estimar las reservas de los yacimientos. Asimismo, se puede determinar con el modelo las producciones de aceite, las relaciones agua-aceite y gas-aceite por pozo, los requerimientos de reparaciones mayores, el comportamiento de la presión del yacimiento, la posición de los contactos, la eficiencia de la recuperación por área, la determinación de requerimientos de instalaciones como el manejo de agua, los sistemas artificiales, la reducción de contrapresión, y el factor de recuperación final de hidrocarburos.

4.4 Método geoestadístico.

Este método se utiliza exitosamente dentro de varias ramas de la Ingeniería, como son Minería y Forestal entre otras.

Sin embargo en la Ingeniería Petrolera se ha aplicado muy esporádicamente, esta técnica de interpolación llamada kriging puede ser utilizada para la determinación de los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos. El estudio es efectuado de una manera tal que, comienza desde un análisis de los antecedentes geológicos del yacimiento, hasta la determinación del error global incurrido al evaluar el volumen original total.

Un análisis estadístico estructural se realiza en cada una de las variables que intervienen en este estudio (porosidad, espesor, saturación), las cuales permiten definir rangos de correlación especial entre la información, así como establecer direcciones preferenciales de variabilidad.

El principio de la técnica de kriging es evaluar los diferentes parámetros del yacimiento por bloques como son la porosidad, el espesor y la saturación de hidrocarburos promedio en cada uno de los bloques en los que ha sido dividido el yacimiento, como muestra la figura 18.

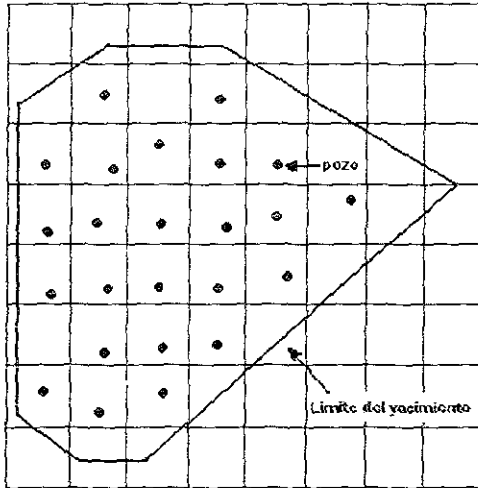


Fig. 18 Muestra de un yacimiento dividido en celdas

El cual se evalúa por diseño, con el mínimo de error. La suma de los volúmenes calculados por bloques proporciona el volumen original total.

Tomado como ejemplo el caso particular de un yacimiento petrolífero, y de acuerdo con la figura 19.

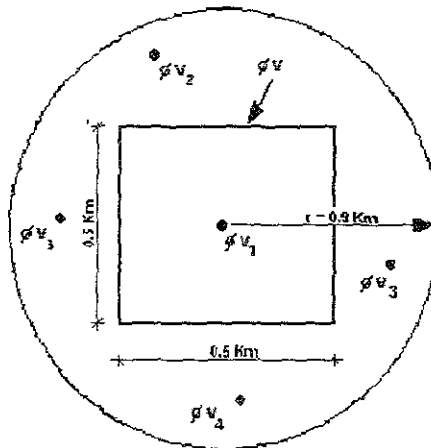


Fig. 19 Configuración hipotética de cinco pozos ejemplificando evaluación de porosidad promedio en un bloque de volumen V_1

Si los datos de porosidad en la roca impregnada, provenientes de cinco pozos fueron empleados en la evaluación del valor promedio de la porosidad en el bloque de roca de volumen V_i . (área expuesta en el dibujo multiplicado por el espesor impregnado promedio) y si en esta evaluación se utilizara el método Kriging, entonces tal evaluación sería, en promedio, la mas cercana al valor real y desconocido de la porosidad media en el bloque V_i , y si además de los datos de porosidad se emplearan datos, de saturación de hidrocarburos y de espesores de yacimiento, el método Kriging produciría estimadores, los cuales al combinarse, proporcionaría el mejor estimador del volumen original de hidrocarburos en el bloque de roca de volumen V_i .

Fundamentos teóricos.

Se determina el volumen original de hidrocarburos de cada uno de los bloques, en los cuales fue dividido el yacimiento, con la siguiente ecuación.

$$N_{vi} = 6289.7 A_i h_{vi} (1-Sw)_{vi} \quad (26)$$

Donde:

A_i = El área de la i-ésima celda en kilómetros cuadrados.

H_{vi} = El espesor medio del yacimiento en el área correspondiente a la i-ésima celda, en kilómetros

ϕ_{vi} = La porosidad media del yacimiento en la i-ésima celda, en fracción

$(1-Sw)_{vi}$ = La saturación de hidrocarburos promedio en la i-ésima celda, expresada en fracción.

El Factor 6289.7 permite expresar el resultado en millones de barriles.

Se efectúa únicamente la evaluación de las celdas, las cuales sus centros están dentro del límite del yacimiento.

Si a n celdas, se les determina el volumen original de hidrocarburos, entonces la

sumatoria de estas será de volumen total del yacimiento, es decir

$$N = \sum_{i=1}^n N_{vi} \quad (27)$$

Según la teoría geoestadística lineal, cada parámetro a evaluar, de la ecuación (22) deberá ser estimado a partir de una fórmula expresada linealmente en términos de datos conocidos, es decir

$$h_{vi} \sim h_{vi}^* = \sum_{j=1}^k \lambda_j h_{vj}$$

$$\phi_{vi} \sim \phi_{vi}^* = \sum_{j=1}^L \lambda_j \phi_{vj}$$

$$(1-Sw)_{vi} \sim (1-Sw)_{vi}^* = \sum_{j=1}^m \lambda_j (1-Sw)_{vj}$$

En cada caso, el número de términos (K, L, ó m) dependerá del valor obtenido para el rango de influencia en el semivariograma experimental correspondiente.

4.5 Pruebas de presión para determinar el volumen poroso.

El volumen poroso es uno de los parámetros más importante para calcular el volumen de fluidos contenidos en el yacimiento, ya que el volumen poroso es ocupado por los fluidos, y al conocer el volumen de poros estaríamos conociendo la cantidad de fluidos del yacimiento

El volumen poroso del yacimiento V_p , es posible estimarlo con el radio de investigación que se extiende en la frontera adquiriendo un tipo de flujo pseudo-estacionario.

$$P_{wf} = P_i - 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} \left(\frac{0.000527Kt}{\phi\mu C_t r_e^2} + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right) \quad (28)$$

$$\frac{\partial P_{wf}}{\partial t} = - \frac{0.234q\beta}{C_t V_p} \quad (29)$$

Las ecuaciones 28 y 29 representan un estado de flujo pseudo-estacionario, P_{wf} esta relacionado linealmente con el tiempo y este tipo de relación de cambio de P_{wf} con el tiempo relaciona al mismo tiempo al volumen de poro del yacimiento.

$$V_p = \frac{-0.234q\beta}{C_t \left(\frac{\partial P_{wf}}{\partial t} \right)} \quad (30)$$

Donde $\frac{\partial P_{wf}}{\partial t}$ es la pendiente de la curva generada por P_{wf} que vs al t, como muestra la figura 20.

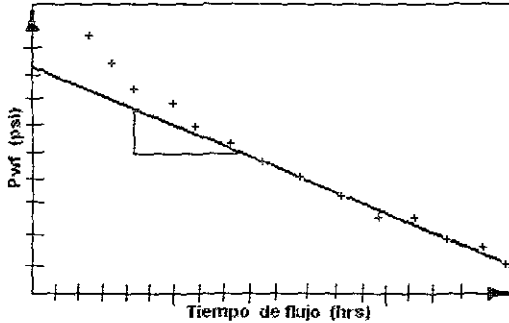


Fig. 20 P_{wf} vs Tiempo de flujo

Las ecuaciones 28 y 29 se derivaron para un yacimiento cilíndrico volumétrico, la grafica P_{wf} vs t es una curva en la cual una vez que el flujo adquiere un estado pseudo-estacionario, el volumen del yacimiento se puede encontrar con la ecuación 30, esta ecuación no se aplica en yacimientos que tienen entrada de agua o expansión del casquete de gas

Apéndice A.

MÉTODO PARA OBTENER EL ÍNDICE DE HIDROCARBUROS.

Datos de tabla 1, capítulo III

Una vez delimitado el yacimiento y perforado el número óptimo de pozos para su estudio y su explotación, se configura un plano de localizaciones con coordenadas en X Y (en metros).

Se realizan análisis de roca y de fluidos para obtener las propiedades petrofísicas de las formaciones de los pozos, con los registros geofísicos y análisis de núcleos en laboratorio obtenemos la S_W y la ϕ de la formación en por ciento.

Las cimas y bases de las formaciones productoras se determinan mediante los registros geofísicos.

Para determinar el espesor neto con hidrocarburos "h" en (metros) que es la suma de las secciones productivas del yacimiento que son especificados por datos de núcleos o registros geofísicos como se indica en el capítulo 2, 2.4.

También podemos determinar los índices de hidrocarburos " $I_{hc's}$ " mediante la expresión

$$I_{hc's} = \phi h (1 - S_W).$$

Donde

$I_{hc's}$ = Índice de hidrocarburos ($m^3 hcs / m^2$ roca).

ϕ = Porosidad (m^3 poros / m^3 roca) en fracción.

h = Espesor neto con hidrocarburos (en metros).

S_W = Saturación de agua ($m^3 W @ cy / m^3$ poros) en fracción.

Sustituyendo los datos obtenidos en laboratorio así como los de interpretación de registros geofísicos, hacemos la siguiente tabla.

POZO N.	ϕ fracción	Sw fracción	Cima (m)	Base (m)	Espesor Neto "h" (m)	$l_{hc's} = \phi h (1 - S_w) \cdot \frac{m^3 hc's}{m^2 roca}$
24	0.04191	0.21557	4737	5663	748	24 5900
3	0.02785	0.350314	4948	5566	474	8.5990
4	0.03586	0.44342	4920	5562	440	8.7819
5	0.03397	0.23539	5209	5711	407	10 5719
6	0.03571	0.34636	5151	5681	427	9.9684
12	0.03977	0.23216	4924	5670	650	19.8518
13-A	0.02074	0.29288	5040	5607	270	3.9596
14	0.03245	0.18611	5017	5676	631	3.8110
16	0.02586	0.35872	5073	5640	453	7.2143
22-A	0.02966	0.36004	4837	5456	332	6.3021
23-A	0.02780	0.52928	4877	5620	410	5.3660
25	0.0671	0.40948	5077	5601	195	1.9249
26	0.02211	0.18240	5268	5857	260	4.7011
27	0.02630	0.40721	5354	5922	335	5.2229
32	0.03407	0.35131	4963	5399	320	7.0739
33	0.030481	0.41193	5506	6018	358	7.3284
34	0.02078	0.12636	4796	5136	450	11.3175
42	0.02659	0.17987	4841	5921	1016	22.1593
43	0.03097	0.02468	4777	5287	144	4.3508
45	0.02781	0.22604	4998	5520	460	9.9033
54	0.06476	0.52445	4883	5461	168	5.1738
56	0.03038	0.2531	4930	5581	500	11.2814

Conclusiones.

1.- Se debe hacer notar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo a medida que se cuenta con mayor y mejor información

2.- Los métodos de evaluación por analogía deben 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

3 - Para tener un óptimo resultado de cálculo del volumen de hidrocarburos en el yacimiento se debe considerar un límite del yacimiento, ya sea este físico o convencional.

4 - La ecuación de balance de materia es un modelo matemático en el que se considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante, su aplicación a porciones de un yacimiento conduce generalmente a errores substanciales.

5 - En los métodos volumétricos "isopacas, cimas y bases e isohidrocarburos", se considera el método de isohidrocarburos como el más exacto ya que: Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, no es necesario determinar los valores medios de espesor, porosidad y saturación de agua

Recomendaciones.

1 - La aplicación de los métodos volumétricos es apropiada ya que esta se puede aplicar desde el descubrimiento del yacimiento hasta la vida madura del mismo

2 -Se recomienda tomar en cuenta las zonas densas (lentes, cambios de facies Etc) y las intercalaciones lutíticas para obtener mejores resultados en el calculo del volumen de roca

3 - Es recomendable usar el método de isohidrocarburos ya que a diferencia del método de isopacas y del método de cimmas y bases, éste no necesita determinar los valores medios de espesor, saturación de agua y porosidad.

Bibliografía.

- 1 - Claude McMichael. **“The SPE / WPC Reserve Definition: The impact on Past and Future Reserve Evaluation”**. SPE Marzo 1997

- 2 - J. G. Ross, SPE Gaffney, Cline. **“The Philosophy of Reserve Estimation”**

- 3 - Canadian Petroleum Society 1998. **“Determination of Oil and Gas Reserve”**

- 4 - Rafael Rodríguez Nieto. **“Apuntes de Principio de Mecánica de Yacimientos”**. Facultad de Ingeniería UNAM 1987.

- 5 - Francisco Garicochea P. **“Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos”**
Facultad de Ingeniería UNAM. 1987.

- 6 - Craft B. C. and Hawkins M. F. **“Applied Petroleum Reservoir Engineering”**.
Prentice Hall 1959