

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESTIMACIÓN Y CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

Miranda Garibaldi Esteban Palomares Salgado José Antonio Urióstegui Pineda Lizbeth

DIRECTORA DE TESIS:

Ing. Lucía Elena García Ortega



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2009.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



TÍTULO DE LA TESIS:

ESTIMACIÓN Y CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

SINODALES

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: ING. LUCÍA ELENA GARCÍA ORTEGA

SECRETARIO: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

1ER. SUPLENTE: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ

2DO. SUPLENTE: ING. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ

CONTENIDO

ESTIMACIÓN Y CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	1
OBJETIVOS INTRODUCCIÓN	1 2
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN AL CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	3
 Introducción Definición de reservas y clasificación Métodos de estimación de reservas Marco petrolero mundial 	3 4 11 16
CAPÍTULO II	
CONCEPTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE YACIMIENTOS	25
 Introducción Propiedades de la roca Propiedades de fluidos Interacción roca-fluidos Mecanismos primarios de producción Recuperación secundaria Recuperación mejorada 	25 26 38 52 59 66 75
CAPÍTULO III	
CLASIFICACIÓN DE RESERVAS	81
 Introducción Reservas probadas Reservas probables Reservas posibles Resumen de clasificación de reservas 	81 83 86 88 91

Contenido

CAPITULO IV	
MÉTODO VOLUMÉTRICO	93
 Introducción Teoría Mapas Métodos para estimar volumen de roca Métodos para ponderar propiedades de roca Estimación de volumen de hidrocarburos en el yacimiento 	94 95 97 101 105 107
CAPÍTULO V	
MÉTODO PROBABILISTICO	108
 Introducción Conceptos estadísticos Distribuciones probabilísticas más comunes Riesgos e incertidumbre en proyectos petroleros Método de Montecarlo Cálculo probabilístico de la reserva original 	108 111 118 129 135 140
CAPÍTULO VI	
CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	144
 Introducción a las curvas de declinación Ecuaciones de declinación de la producción Declinación exponencial Declinación hiperbólica Declinación armónica 	144 146 148 150 152
CAPÍTULO VII	
BALANCE DE MATERIA	157
 Ecuación general de balance de materia Determinación de índices de empuje Ecuación de balance de materia en yacimientos de gas Ecuación de balance de materia como la ecuación de una línea recta Factores que afectan los cálculos 	157 166 168 172 187
CONCLUSIONES BIBLIOGRAFÍA	192 194

ESTIMACIÓN Y CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

OBJETIVOS

- Aplicar e interpretar los conocimientos básicos de las técnicas y herramientas para la estimación de reservas de hidrocarburos.
- Determinar las distribuciones de probabilidad de las reservas de los yacimientos, con base en información histórica de los campos petroleros ya desarrollados, para ser utilizadas como herramientas predictivas en la estimación de las reservas de los futuros descubrimientos del área.

INTRODUCCIÓN

Las reservas de hidrocarburos juegan un papel muy importante, tanto para las compañías petroleras, como para un país que su economía depende en gran parte de esta riqueza, tal es el caso; de nuestro país. Por tal motivo, en este trabajo se sugiere integrar todas las especialidades que intervienen en yacimientos, con la finalidad de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos, de tal manera que el ingeniero petrolero pueda desarrollar una explotación racional del yacimiento.

Entre los propósitos de las reservas de hidrocarburos está lograr una estadística en sus magnitudes y clasificaciones, además de emplear en su evaluación y clasificación, definiciones usadas ampliamente por la industria del petróleo y gas a nivel mundial.

Por lo anterior, las definiciones son relevantes al indicar con toda claridad, cuáles son los elementos necesarios y suficientes para llamarle a una acumulación de hidrocarburos reserva probada, probable o posible, y/o distinguir entre éstas y el recurso contingente.

El volumen original de hidrocarburos incluye acumulaciones que pueden ser en parte recuperables o no y económicas o no.

El volumen original de hidrocarburos juega un papel importante para definir escenarios de recuperación de hidrocarburos bajo diferentes esquemas de explotación, los cuales permiten determinar la cantidad de reservas remanentes en un yacimiento; por lo tanto, la estimación de su valor debe ser con el mayor grado de certidumbre posible.

En los capítulos correspondientes se analizan los conceptos más básicos de yacimientos, la determinación y clasificación de las reservas, así como métodos para calcular su volumen, como el método probabilístico, el volumétrico y el basado en el balance de materia; estos capítulos se remarcan debido a la importancia que tienen para la estimación de reservas de hidrocarburos.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN AL CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

El activo principal de una empresa petrolera, o de una nación productora de petróleo, y/o gas lo constituyen sus reservas. Las reservas probadas son lo que le da "vida" a una empresa petrolera; sus estimaciones y la definición de esquemas de producción futuros de hidrocarburos, constituyen la tarea más importante del ingeniero responsable de la gerencia de un yacimiento.

Los estimados de reservas dependen de muchos factores, de los cuales los más importantes son: el método de recuperación y los aspectos económicos relacionados con la explotación.

Existen varios métodos para realizar estimación de reservas de hidrocarburos; son los volumétricos, los probabilísticos, la declinación de la producción, el basado en la ecuación balance de materia y la simulación de yacimientos. Cada uno de ellos tiene un distinto nivel de complejidad.

CONTENIDO

- 1. Introducción
- 2. Definición de reservas y clasificación
- 3. Métodos de estimación de reservas
- 4. Marco petrolero mundial

1. INTRODUCCIÓN

Las reservas probadas tienen un valor presente económico que es base para el propósito de la contribución fiscal.

Las predicciones de reservas y de esquemas de producción redundante de hidrocarburos son la parte más importante de la valoración de un yacimiento, campo o concesión petrolera; pueden ser difíciles de estimar.

Las reservas son volúmenes estimados de crudo que puede recuperarse, si las suposiciones hechas para su estimación son correctas, desde un punto de vista técnico y económico. La única forma de establecer las reservas con una certeza absoluta es después de haber abandonado todos los pozos del yacimiento.

Las reservas son dinámicas; cambian en el transcurso de la explotación del campo. Es muy difícil que la primera estimación de reservas que se haga a determinado campo o yacimiento, se mantenga por largo tiempo.

Cuando se examina una estimación de reservas de un campo o yacimiento, lo primero que se debe revisar son las suposiciones técnicas y económicas asociadas al pronóstico. Los estimados de petróleo recuperable que no consideren la economía de la producción se describen como reservas técnicas, por ejemplo: por largo tiempo se supo de la existencia de crudo en el Mar del Norte, pero su gran desarrollo solo fue posible después que las condiciones económicas y políticas permitieron su explotación.

2. DEFINICIÓN DE RESERVAS Y CLASIFICACIÓN

RESERVAS: Son aquellos volúmenes de recursos naturales remanentes a ser producidos, a condiciones de presión y temperatura; para ser llamados reservas, el petróleo y el gas deben ser física y económicamente producibles. Además, como estos recursos no han sido producidos, no pueden ser medidos, sólo estimados.

RESERVAS REMANENTES: Son las reservas que pueden ser producidas a partir de un cierto tiempo cuando el tiempo se fija a la fecha del descubrimiento del campo, yacimiento o pozo, se les llama reservas originales. Este término incluye todo el gas y el petróleo que se espera recuperar a lo largo de la vida del campo, yacimiento o pozo.

Los hidrocarburos producidos hasta una fecha dada, se conocen como volúmenes de aceite y gas producidos acumulados (Gp).

La recuperación final (RF) será igual a la reserva remanente estimada (RRE) más lo producido (Gp).

RESERVAS RECUPERABLES: Como no todo el petróleo en sitio (N) es recuperable, se necesita usar el término de factor de recuperación final (Fr) para relacionar reservas:

RF=N*Fr

RRE=N*Fr-Gp

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

Las reservas pueden ser clasificadas como sigue:

* Primarias * Secundarias Por su grado de certeza * Probadas Desarrolladas No productoras No desarrolladas * Probables

Fig. 1.1. Clasificación de reservas

RESERVAS PRIMARIAS: Son las que pueden extraerse comercialmente y han sido actualmente evaluadas por medio de pozos, equipos y métodos técnicos disponibles que aseguran un régimen continuo de producción.

RESERVAS SECUNDARIAS: Son aquellas cuya factible existencia se deriva del comportamiento satisfactorio de la producción primaria del yacimiento, pero el cual todavía no ha sido sometido cabalmente a operaciones de vigorización.

RESERVAS PROBADAS: Son volúmenes estimados de hidrocarburos recuperables, de yacimientos conocidos, desde una fecha en adelante, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible, considerando condiciones operacionales, económicas y reglamentaciones gubernamentales prevalecientes.

Pueden ser desarrolladas o no desarrolladas.

Las desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento, por los pozos e instalaciones existentes; los pozos e instalaciones pueden estar o no produciendo.

Las no desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente del yacimiento, por los pozos e instalaciones existentes.

RESERVAS PROBABLES: Son los volúmenes estimados de hidrocarburos de yacimientos conocidos, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica prevaleciente, indica, con un grado de certeza menor que las reservas probadas, que pueden ser recuperados. RESERVAS POSIBLES: Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería disponible, indica con un grado de certeza menor que las reservas probables, que son recuperables bajo las condiciones operacionales y contractuales prevalecientes.

MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Existen cinco métodos tradicionales de estimación de reservas, los cuales se tratan ampliamente en los capítulos; que ahora solo se presentan de manera generalizada:

- 1. Analogía
- 2. Volumétrico
- 3. Probabilístico
- 4. Balance de materia
- 5. Curvas de declinación

1. Analogía

Es uno de los métodos que más se utilizó en el pasado, para la estimación de reservas. El principio aunque parece poco sofisticado es uno de los más comunes en extrapolación de características de yacimiento. Entre ellas se tienen:

- ❖ Factor de recuperación: Obtenido de yacimientos próximos al abandono.
- Bls/Acre-pie: Es similar al factor de recuperación pero tomando el componente volumétrico.

Bls/Acre-pie =
$$7758 \oplus (1-Sw)Fr/\beta o$$

Supone que los yacimientos tienen en común el mismo factor:

2. Volumétrico

Este es uno de los métodos más importantes para la estimación de reservas. Sólo requiere datos petrofísicos de perfiles o de análisis de núcleos y el βo.

RFE =
$$7758*A*h*(1-Swi)*\Phi*Fr/\beta o$$

donde:

RFE: Recuperación Final Estimada

A: Área de drenaje (acres)

h: Espesor promedio de la formación (pies)

Swi: Saturación inicial promedio de agua (fracción) **Bo:** Factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN)

Fr: Factor de recuperación (fracción)

7758: Factor de conversión (Bls/Acre-pie)

El factor Ah es el volumen bruto del yacimiento; el volumen poroso en el yacimiento es el volumen bruto multiplicado por la porosidad. Swi representa la fracción del volumen poroso ocupado por el agua, por lo que (1-Swi) es la fracción ocupada por el petróleo, si P > Pb.

Bo convierte los barriles de yacimiento a barriles normales.

El petróleo original en sitio (N) es:

$$N = 7758*A*h*(1-Swi)*\Phi/\beta o$$

Por lo tanto: **RFE** = N*Fr

Fuente de datos:

A: Es obtenida de mapas o del espaciamiento de los pozos dependiendo del tipo de cálculo, h es determinada de perfiles, núcleos o de mapas.

Φ, Swi: Se obtienen de perfiles de pozos.

βo: Se mide en el laboratorio o se estima por correlaciones.

Fr: Indica que parte del petróleo original puede ser recuperado. Sus valores varían entre 0 (no se recuperan hidrocarburos) y 1 (se recupera la totalidad del petróleo original).

Para un campo desarrollado se calcula para cada pozo el producto $h^*\Phi^*(1-Swi)$, se cartografía y se hace la planimetría del mapa, para obtener el volumen de petróleo a condiciones de vacimiento.

Los estimados volumétricos implican la determinación del volumen bruto de roca (lo cual se hace empleando fórmulas matemáticas de formas geométricas conocidas, que aproximan el volumen del yacimiento) y la ponderación de las propiedades de roca y fluido que intervienen en la fórmula para la determinación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento.

El método volumétrico implica la generación de un solo estimado de la Ro o Petróleo Original en Sitio. Esto es lo que se llama estimación determinista de la reserva original.

3. Método probabilístico

Este método emplea la fórmula de la reserva original, pero teniendo en cuenta la incertidumbre que existe en la determinación de cada propiedad que interviene en dicha fórmula. Usando este método, se genera un conjunto de valores de la reserva original (N), los cuales se agrupan en una curva de distribución acumulada de probabilidad (llamada gráfica de expectación) que servirá para realizar la clasificación de las reservas de un determinado yacimiento en probadas, probables y posibles.

Este método se usa mucho en áreas poco conocidas donde la información es escasa. **Fig. 1.2.**

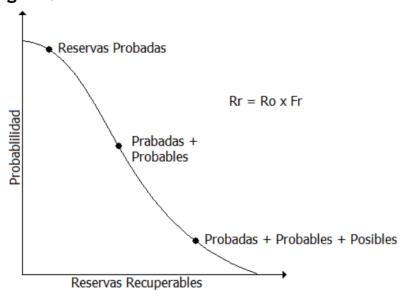


Fig. 1.2. Reservas recuperables vs Probabilidad

4. Balance de materia

La técnica de balance de materia para la estimación de la reserva original está basada en la ley de la conservación de masas.

Masa producida = masa original en sitio - masa remanente en sitio

La ecuación puede ser aplicada para cada componente de la acumulación (metano, etano, etc.) o se puede aplicar para un componente sencillo (gas) o dos mezclas de hidrocarburos (gas y petróleo). Como generalmente se mide volumen y no masa, la ecuación se expresa en términos de volumen.

Volumen producido = volumen original en sitio - volumen remanente en sitio

Si la densidad a condiciones de presión y temperatura estándar de los hidrocarburos producidos no cambia con el tiempo, la conservación de masa a volumen es aceptable. Por lo general es verdad en gases y petróleo negro.

En yacimientos de condensado y petróleo volátil, la densidad cambia con el tiempo, por lo que requieren un tratamiento especial.

La base para el cálculo de la N con la ecuación de balance de materia es la siguiente:

$$N = \frac{Np [Bo+(Rp-Rs)\beta g]+Wp\beta w}{(\beta o - \beta o i) + (Rsi - Rs)\beta g + \beta o i (Cw Sw+Cf / 1-Sw Cw)\Delta p}$$

Ecuación de balance de materia como línea recta

La ecuación de balance de materia ha sido llevada a un formato gráfico de línea recta, el cual dependiendo del tipo de yacimiento, de su crudo y de la magnitud del empuje hidráulico que tenga. Empleando dicho formato se pueden determinar el petróleo en sitio, el gas en sitio y la cantidad de agua que entra en el yacimiento.

5. Curvas de declinación

Las curvas de declinación son gráficas de gasto de producción vs tiempo, generalmente graficadas en papel semilogarítmico y extrapoladas para dar un estimado de producción vs tiempo.

No requieren ninguna suposición sobre A, h, Φ, Sw o Fr porque el único dato requerido es la producción, la cual esta generalmente disponible. Las curvas de declinación son fáciles de analizar.

Este es uno de los métodos más comunes de estimación de reservas dado que es simple e introduce la variable tiempo como base.

La mayor desventaja de este método es que los pozos se deben producir a gasto máximo y a condiciones de presión y temperatura constantes.

No es aplicable a todos los yacimientos y no da una respuesta única.

Análisis de las curvas de declinación

Las curvas de declinación sirven para estimar directamente las reservas. Por ejemplo, se gráfica el logaritmo del gasto de producción contra el tiempo en escala lineal, muchas veces se obtiene en algún sector considerable de los datos, una línea recta. Este fenómeno se define como "declinación exponencial". Si dicha recta se extrapola hasta lo que se considera el limite económico de producción, se pueden estimar las reservas remanentes totales o hasta la fecha donde se realizó la extrapolación.

Ecuaciones de las curvas de declinación

Existen varias curvas de declinación, como son la exponencial, la hiperbólica y la armónica. Esta clasificación depende de la variación de la tasa de declinación D, la cual se obtiene calculando la pendiente en todos los puntos de una curva lineal del gasto de producción vs tiempo.

Si D es constante, a la declinación se le conoce como exponencial. A continuación se dará una breve explicación del uso de este tipo de curva de declinación.

La ecuación de una línea recta en un papel similogarítmico, graficando q en la escala normal y q_i es:

$$\mathbf{q} = \mathbf{q_i} * \mathbf{e}^{-\mathbf{Dt}} \dots (1)$$

donde:

q: gasto de producción al tiempo t

qi: gasto de producción al tiempo 0 (volumen/tiempo)

D: tasa nominal de declinación exponencial (1/tiempo)

t: tiempo

e: base del logaritmo natural (2.718)

Se puede utilizar cualquier sistema de unidades considerando que el producto Dt es adimensional y q , q_i estén en las mismas unidades.

Producción acumulada

Como una de las preguntas más comunes cuánto será la producción acumulada de petróleo al final de cada año, la integración de la ecuación 1 respecto al tiempo es la respuesta. **Fig. 1.3.**

Respecto al tiempo es la respuesta:

Sustituyendo la ecuación 1:

$$Np = \int q e^{-Dt dt}$$

$$Np = (\int q_{i}-q)/D$$

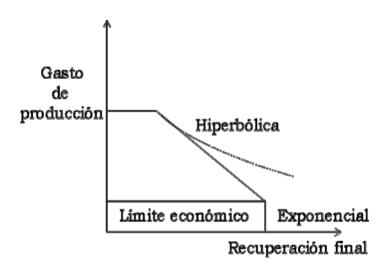


Fig. 1.3. Producción acumulada

3. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Las decisiones de Gerencia están determinadas por los resultados anticipados de una inversión. En el caso de petróleo y gas, el ingeniero petrolero compara un costo calculado de antemano contra el flujo de efectivo, representando por el resultado de la contabilidad de la producción de barriles de crudo o pies cúbicos de gas.

Este análisis se puede usar para formular las políticas para:

- Explorar y desarrollar yacimientos de crudo y gas.
- ➡ Diseñar y construir plantas, sistemas de recolección, y otras instalaciones de superficie.

- → Determinar la división apropiada de propiedades en los proyectos unificados.
- Obtener aprobaciones de los distintos organismos reguladores.

Las estimaciones de las reservas son exactamente eso, estimaciones. Como con cualquier estimación, ellas no pueden ser mejores que la calidad de los datos disponibles, en la cual se basan y están sujetas a la experiencia y conocimientos del estimador.

Se requiere de la estimación confiable de las reservas durante las fases tempranas de un proyecto, cuando se dispone de una cantidad mínima de información, lo cual intrínsecamente no es posible.

A medida que se desarrolla un campo o un yacimiento la cantidad y calidad de datos disponibles se incrementa. Este aumento progresivo en la cantidad de datos cambia no sólo los procedimientos por estimar las reservas, sino que también mejora la confianza en las estimaciones.

Las reservas se estiman generalmente durante la ocurrencia de los siguientes eventos:

- Antes de perforar.
- Durante el desarrollo del campo.
- ➡ Al tener disponibles algunos datos del yacimiento.
- → Haberse establecido las tendencias del comportamiento de producción del yacimiento.

La Fig. 1.4, indica:

- ▶ Los diferentes períodos en la vida de un yacimiento.
- ➡ La sucesión de métodos apropiados en la vida de un yacimiento.
- ➡ El impacto en el rango estimado de recuperación de crudo o gas de un yacimiento.
- Un perfil hipotético de producción.
- ➡ El riesgo relativo de usar las estimaciones de recuperación.

El tiempo se muestra en el eje de abscisas. No se usa en esta figura ninguna unidad particular. Es de notar que mientras las estimaciones de recuperación final se pueden asumir como exactas en algún punto de la fase final de explotación del yacimiento, la estimación de reserva, todavía en ese momento, puede tener un riesgo significante.

Si durante la última semana de producción se pronostica una reserva de 1 barril y se producen 2 barriles, la estimación de la reserva tendrá un 100% de error. Normalmente, los métodos de estimación de reservas se

categorizan en cinco clases: analogía, volumétrico, probabilístico, curvas de declinación de la producción y balance de materia.

Los métodos de técnicas de análisis de comportamiento se subdividen en estudios de simulación, cálculos de balance de materia y análisis de curvas de declinación de producción.

Los períodos relativos de aplicación de estas técnicas se muestran en la **Fig. 1.4.**

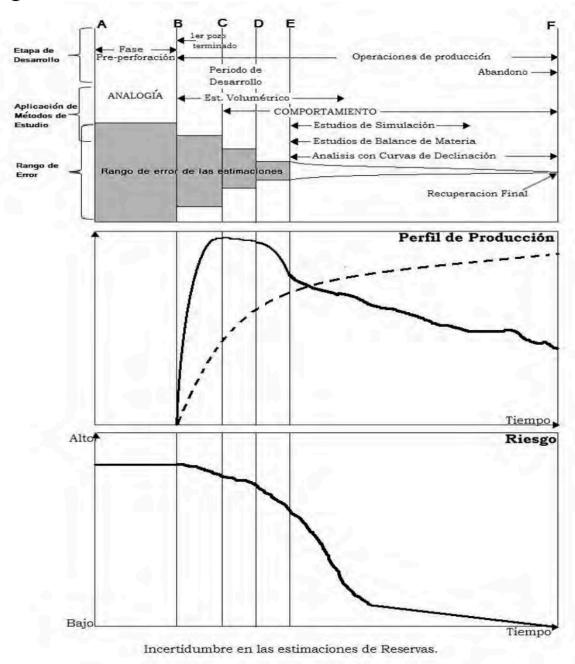


Fig. 1.4. Incertidumbre en las estimaciones de reservas

Explicación de la figura 1.4.

-Período AB

Durante este período, antes de perforar cualquier pozo, cualquier estimado de recuperación de reservas, será de una naturaleza muy general basado en la experiencia de campos o yacimientos similares o en pozos en la misma área.

De esta manera, la estimación de reservas durante este período se establece mediante la analogía con la producción de otro yacimiento o campo. Durante este periodo, la recuperación se expresa normalmente, en los barriles por acre.

-Período BC

Este segundo periodo ocurre después que uno o más pozos se han perforado y puestos en producción. El perfilaje de los pozos proporciona información del subsuelo que permite la definición del área y asignación de un espesor al yacimiento o disponer de una interpretación geológica del mismo.

El volumen almacenado de hidrocarburos, el cálculo de curso y gas en sitio por el acre-pie, y un factor de recuperación permiten reducir los rangos de los estimados de recuperación que fueron utilizados inicialmente por medio de los métodos de analogía.

Los datos requeridos en el análisis volumétrico incluyen resultados de la interpretación del perfilaje de pozos, datos del análisis de núcleos, información de muestras de fondo y el mapeo de subsuelo.

La interpretación conjunta de estos datos, con los datos del comportamiento observado de presión durante los periodos iníciales de producción, también puede servir para determinar el tipo de mecanismo de producción a esperarse en el yacimiento.

-Período CD

Representa el periodo que ocurre después de la inclinación del yacimiento. En este momento, se estima que los datos son adecuados para usar la simulación numérica con el objetivo de generar estimaciones de reservas.

Los estudios que se hagan con un modelo del yacimiento, pueden producir estimados de reservas muy útiles, para un espectro de condiciones de operación, si la información disponible es suficiente para describir la geometría del yacimiento, la distribución así como de las propiedades de la

roca y las características de los fluidos, el mecanismo de producción del vacimiento.

Pero debe aclararse que se estarán realizando simulaciones de yacimiento, usando un modelo en la vida temprana de un yacimiento, cuando no se dispone de una historia de producción suficiente para la calibración del modelo.

La problemática asociada con esto, es que el modelo tiene incertidumbres. Podemos encontrar varios modelos que producen una respuesta similar cuando se tiene poca historia.

-Período DE

Durante este periodo, se dispone de datos suficientes de comportamiento dinámico del yacimiento (presiones y producciones de fluidos) y por lo tanto se puede usar el método del balance de materia para verificar las estimaciones anteriores de hidrocarburos inicialmente en sitio.

El comportamiento de presión mediante los cálculos del balance de materia permite también determinar el tipo de mecanismo de la producción existente en el yacimiento.

La confianza de los cálculos del balance de materia dependerá de la aproximación de la historia almacenada de presión del yacimiento y sus pozos y de la habilidad del ingeniero para determinar la presión media verdadera, en las diferentes fechas de la vida del yacimiento.

Los resultados de pruebas frecuentes de presión, tomados con instrumentos de alta precisión, han hecho posible efectuar los cálculos de muy buena calidad, después que se ha producido cerca de un 5% o 6% de los hidrocarburos en sitio.

Se pueden efectuar estimaciones de reservas, basadas en la extrapolación de las tendencias del comportamiento histórico de producción de fluidos del yacimiento, como ocurre durante el periodo DEF. Cuando se tiene suficiente información, se considera que las estimaciones tienen un nivel mayor de confianza.

Se han efectuado revisiones de las historias y estimaciones de reserva en un periodo de tiempo extendido en varios campos. Se ha encontrado como experiencia común que existen campos que durante el periodo temprano se han subestimado los estimados volumétricos de "barril por acre-pie" comparado con su comportamiento posterior. Por el contrario, existen campos más pobres donde una sobrestimación de hidrocarburos, durante sus fases iníciales de producción.

Se debe enfatizar que, como sucede en todo tipo de estimado, la aproximación de los resultados no puede exceder las limitaciones impuestas por las inexactitudes en los datos básicos disponibles para efectuar las estimaciones.

Los resultados serán más confiables a medida que se disponga de información de buena calidad y cantidad. En aquellos casos dónde están implicados los valores de las propiedades, se deben hacer esfuerzos en la adquisición de datos básicos durante las fases iníciales de explotación.

El estimador de reservas estará más seguro de sus resultados cuando disponga de datos básicos buenos y estará menos inclinado a ser conservador en los estimados, que sucede a menudo por estar usando parámetros básicos basados en correlaciones.

Generalmente, se deben explorar todas las aproximaciones posibles para hacer estimaciones de reservas.

El error probable en las reservas totales estimadas por los ingenieros experimentados para un número de propiedades disminuye rápidamente a medida que crece el número de propiedades individuales.

Las diferencias sustanciales entre estimaciones independientes hechas por estimadores diferentes para una sola propiedad no son raras, las oportunidades son que el total de tales estimados para un grupo grande de propiedades o una compañía entera serán sorprendentemente cercanos.

4. MARCO PETROLERO MUNDIAL

Energía

La energía es la base de la civilización industrial; sin ella, la vida moderna dejaría de existir. Durante la década de 1970, el mundo empezó a ser consciente de la vulnerabilidad de los recursos de energía.

A lo largo del siglo XX, los menores costos del petróleo y el gas hicieron que estos combustibles desplazaran al carbón.

Después de la II Guerra Mundial, el mundo sintió vulnerable a trastornos en el suministro de petróleo, pues éste se convirtió en la principal fuente de energía.

A lo largo de las tres décadas siguientes, con el apoyo ocasional del gobierno federal de Estados Unidos, las compañías petroleras de ese país se expandieron con enorme éxito por el resto del mundo.

En 1995, las cinco principales empresas de petróleo de Estado Unidos producían dos tercios del petróleo del mercado mundial. Dos compañías británicas producían casi un tercio, mientras que los franceses sólo producían una quincuagésima parte.

Las siete principales compañías estadounidenses y británicas proporcionaban al mundo cantidades cada vez mayores de petróleo barato. Dos grupos de acontecimientos simultáneos transformaron ese suministro seguro de petróleo barato en un suministro inseguro de petróleo caro.

- 1. En 1960, indignados por los recortes de precios unilaterales llevados a cabo por las siete grandes compañías petroleras, los gobiernos de los principales países exportadores de petróleo Venezuela y cuatro países del golfo Pérsico formaron la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para intentar evitar mayores recortes en el precio que recibían por su petróleo. Lo consiguieron, pero durante una década no lograron subir los precios.
- 2. Entretanto, el aumento del consumo de petróleo, sobre todo en Europa y Japón, donde el petróleo desplazó al carbón como fuente primaria de energía, provocó una enorme expansión de la demanda de productos del petróleo.

El año 1973 marcó el final de la era del petróleo seguro y barato. En octubre de este año, como resultado de la guerra entre árabes e israelíes, los países árabes productores de petróleo recortaron su producción y embargaron el suministro de crudo a Estados Unidos y los países bajos.

Aunque el recorte árabe representaba una pérdida de menos del 7% del suministro mundial, provocó el pánico de las compañías petroleras, los consumidores, los operadores del petróleo y algunos gobiernos.

Cuando unos pocos países productores comenzaron a subastar parte de su crudo se produjo una puja desenfrenada que alentó a los países de la OPEP, que por entonces eran ya 13, a subir el precio de todo su petróleo a niveles hasta 8 veces superiores a los precios de pocos años antes.

El panorama petrolero mundial se calmó gradualmente, ya que la recesión económica mundial provocada por el aumento de los precios del petróleo, recortó la demanda de crudo. Entretanto, la mayoría de los gobiernos de la OPEP se hicieron de la propiedad de los campos petrolíferos situados en sus países.

En 1978 comenzó una segunda crisis del petróleo cuando, como resultado de la revolución que acabó destronado al Sha de Irán, la producción y exportación iraní de petróleo cayeron hasta niveles casi nulos.

Como Irán había sido un gran exportador, el pánico volvió a cundir entre los consumidores. Una repetición de los acontecimientos de 1973, incluidas las pujas desorbitadas, volvió a provocar la alta de los precios de crudo durante 1979.

El estallido de la guerra entre Irán e Irak en 1980 dio un nuevo impulso a los precios del petróleo. A finales de 1980 el precio del crudo era 19 veces superior al de 1970.

Los elevados precios del petróleo volvieron a provocar una recesión económica y dieron un fuerte impulso a la conservación de energía; a medida que se reducía la demanda de petróleo y aumentaba la oferta, el mercado del petróleo se fue debilitando.

El crecimiento significativo en la oferta de petróleo procedente de países ajenos a la OPEP, como México, Brasil, India o los países del mar del Norte, hizo que los precios del crudo cayeran aún más.

En 1989, la producción Soviética alcanzó los 11.42 millones de barriles diarios y supuso el 19.2% de la producción mundial de aquel año.

A pesar de que los precios internacionales del petróleo se han mantenido bajos desde 1986, la preocupación por posibles trastornos en el suministro ha seguido siendo el foco de la política energética de los países industrializados. Los incrementos a corto plazo que tuvieron lugar tras la invasión iraquí de Kuwait reforzaron esa preocupación. Debido a sus grandes reservas, Medio Oriente seguirá siendo la principal fuente de petróleo en el futuro previsible.

El petróleo crudo y el gas natural se encuentran en cantidades comerciales en cuencas sedimentarias situadas en más de 50 países de todos los continentes.

En 1997 las reservas mundiales de petróleo se estimaban entre 1.02 y 1.16 billones de barriles, y las de gas natural fueron estimadas entre 1.510 y 1.580 billones de metros cúbicos.

Es probable que en los próximos años se realicen descubrimientos adicionales y se desarrollen nuevas tecnologías que permitan aumentar la eficiencia de recuperación de las reservas ya conocidas.

En cualquier caso, el suministro de crudo alcanzará hasta las primeras décadas del siglo XXI. Sin embargo, según los expertos, no existen casi perspectivas de que los nuevos descubrimientos e invenciones amplíen la disponibilidad de petróleo barato mucho más allá de ese periodo.

A la vista de las reservas disponibles y de las pesimistas proyecciones, parece evidente que en el futuro harán falta fuentes de energía alternativas, aunque existen muy pocas opciones si se tienen en cuenta las ingentes necesidades de energía del mundo industrializado.

La recuperación comercial de esquistos petrolíferos y la producción de crudo sintético todavía tienen que demostrar su viabilidad, y hay serias dudas sobre la competitividad de los costos y los volúmenes de producción que se pueden lograr con estas posibles nuevas fuentes.

El petróleo, como fuente energética no renovable, ya está dando señales de su agotamiento a nivel de las reservas mundiales. A este hecho hay que añadir el preocupante aumento de la demanda.

Así, el consumo en 10 años se incrementará en 20 millones de barriles diarios y, al mismo ritmo de crecimiento, en el 2020 la demanda rondará los 115 millones de barriles diarios. Se estima que la tasa de caída anual en cuanto a producción corresponde a un 5%.

Esto supone que en 10 años habrá un déficit cercano a los 60 millones de barriles diarios. Cifras alarmantes que demuestran la insostenibilidad de este recurso energético.

Según el cuadro siguiente, la región del Oriente medio produce actualmente el 65% del crudo que se consume en el mundo y sus reservas estimadas alcanzan para 15 años.

Tabla 1.1- Reservas de Petróleo en el Mundo

Reservas probadas de los 20 primeros países al cierre de 2006						
Rango	País	Miles de millones de % del total barriles		Relación R/P (años)		
1	Arabia Saudita	264.3	21.9	66.7		
2	Irán	137.5	11.4	86.7		
3	Irak	115.0	9.9	*		
4	Kuwait	101.5	8.4	*		
5	Emiratos Árabes Unidos	97.8	8.1	90.2		
6	Venezuela	80.0	6.6	77.6		
7	Rusia	79.5	6.6	22.3		
8	Libia	41.5	3.4	61.9		
9	Kazajistán	39.8	3.3	76.5		
10	Nigeria	36.2	3.0	40.3		
11	Estados Unidos de América	29.9	2.9	11.9		
12	Canadá	17.1	1.4	14.9		
13	China	16.3	1.3	12.1		
14	Qatar	15.2	1.3	36.8		
15	Argelia	12.3	1.0	16.8		
16	Brasil	12.2	1.0	18.5		
17	México	11.0	0.9	9.6		
18	Angola	9.0	0.7	17.6		
19	Noruega	8.5	0.7	8.4		
20	Azerbaiyán	7.0	0.6	29.3		
	Resto del mundo	74.80	6.2	-		
	Total mundial	1208.2	100	40.5		
	OPEP	905.5	74.90	72.5		
	OCDE	79.8	6.60	11.3		

^{*}Más de 100 años. De acuerdo con Oil and Gas Jornal, México ocupa el lugar 15 a nivel mundial. Sin embargo, y a causa de la actualización de datos y distintas fuentes de información, México bajo a la posición 17. Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2001 y Pemex.

EEUU es el primer consumidor de petróleo (25% del total) y ha incrementado su demanda en un 17% en la última década, mientras que Europa lo hizo en un 7%.

Tabla 1.2- Principales Países Importadores

Principales 15 países consumidores de petróleo en 2007 (millones de barriles diarios)						
Rango	País Importaciones					
1	Estados Unidos 12.210					
2	Japón 4.842					
3	China 3.677					
4	Alemania 2.319					
5	Corea del Sur 2.185					
6	Francia 1.867					
7	India 1.841					
8	España 1.579					
9	Italia 1.511					
10	Taiwán 0.920					
11	1 Países Bajos 0.899					
12	Singapur	0.825				
13	Turquía 0.633					
14	Bélgica 0.585					
15	15 Tailandia 5.801					
	Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2008.					

Los lugares que importan más crudo desde el Medio Oriente son los EEUU, Europa Occidental y Japón.

La demanda de la energía no es un resultado de la riqueza; su promueve y genera riquezas. Una economía alta es marcada por el consumo de hidrocarburos per cápita, expresado en barril/año. Para 1996 fue de 25 barril/año en las naciones industrializadas y de 1-10 barril/año, el consumo en los países en vías de desarrollo.

Tabla 1.3 - Consumo de Petróleo en el mundo.

Principales 15 países consumidores de petróleo en 2007 (millones de barriles diarios)

País	Consumo				
Estados Unidos	20.698				
China	7.855				
Japón	5.051				
India	2.748				
Rusia	2.699				
Alemania	2.393				
Corea del Sur	2.371				
Canadá	2.303				
Brasil	2.192				
Arabia Saudita	2.154				
México	2.024				
Francia	1.919				
Italia	1.745				
Reino Unido	1.696				
Irán	1.621				
	Estados Unidos China Japón India Rusia Alemania Corea del Sur Canadá Brasil Arabia Saudita México Francia Italia Reino Unido				

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2008.

El consumo de energía primaria del mundo se elevó en un factor de entre 1945 y el año de 1980. Las crisis de petróleo de los países redujeron el índice de crecimiento.

La demanda energética primaria en 1905 fue de unos 8 mil millones de toneladas de aceite equivalente (t.o.e.), y según los pronósticos, se esperaba un crecimiento de 2% per cápita por año aproximadamente, alcanzan 2 mil millones de incremento de 1905 a 2005 y alrededor de 14 mil millones t.o.e., en 2020.

Este crecimiento será más fuerte, en caso de concretarse las expectativas de desarrollo en varios países de Asia y de América latina.

Tabla 1.4 - Consumo de energía en el mundo.

	Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 1996-2006 (millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)												
Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2006/ 2005	1996/ 2006
Total mundial	8,858	8,930	8,549	8,548	9,309	9,369	9,349	9,856	10,323	10,624	10,878	2.4	2.1
Petróleo	3,347	3,443	3,449	3,517	3,556	3,573	3,607	3,675	3,814	3,861	3,890	0.7	1.5
Carbón	2,356	2,340	2,286	2,277	2,364	2,385	2,437	2,633	2,806	2,957	3,090	4.5	2.8
Gas natural	2,031	2,026	2,059	2,104	2,193	2,214	2,286	2,342	2,435	2,512	2,575	2.5	2.4
Hidroenergía	579	589	597	602	610	596	608	608	643	667	688	3.2	1.7
Nucleoenergía	545	541	550	501	584	601	611	599	626	627	636	1.4	1.5

Fuente: Sener con base en información de BP, 2007

El crecimiento estimado pronosticado para el gas en el periodo 2000-2005 es 3% en Norteamérica, 3.5% en Europa, 5.9% en América latina y en algunos países como España el crecimiento estimado es 13%.

Durante los pasados veinte años, el gas natural se ha convertido en una de las fuentes más importantes de la energía en el mundo. Tiene la ventaja de ser menos contaminante que otros combustibles fósiles. También, las nuevas tecnologías han aumentado su eficacia en la generación termoeléctrica y su transportabilidad.

En muchos países, se han diseñado sistemas reguladores con las fórmulas de medición, que hacen al gas natural la alternativa más rentable para el uso residencial e industrial.

A continuación en la tabla 1.5., se presentan los siguientes datos de producción de Países de la OPEP:

Tabla 1.5 - Producción diaria de Países de la OPEP

Producción Diaria de Petróleo Crudo en los Países Miembros de OPEP (millones de barriles por día)							
País 1999 2000							
Arabia Saudita	7.52	8.00					
Irán	3.50	3.69					
Venezuela	2.79	2.89					
Irak	2.52	2.57					
Emiratos Árabes Unidos	2.07	2.24					
Nigeria	1.95	2.04					
Kuwait	1.65	1.77					
Indonesia	1.27	1.20					
Libia	1.38	1.41					
Argelia	0.76	0.80					
Qatar	0.63	0.69					
Total	26.04	27.30					
Total de Producción Mundial 74.12 76.70							
Fuente: Weddy Petroleum Status Report / Energy							

A continuación se presentan algunos hechos resaltantes relativos al consumo, producción y reservas de petróleo en el mundo:

Information Administration en el año de 2007.

- ➡ En la última década, las reservas mundiales han reducido su ritmo de crecimiento. De 1981 a 1991 las reservas crecieron en un 45% mientras que entre 1991 al 2001 solo han crecido en un 4.9%.
- → El 78% de las reserva, están ubicadas en países de la OPEP, principalmente en el Medio Oriente que tiene más del 65% de las reservas mundiales.
- Los EEUU consumen alrededor de 26% del total mundial; produce el 9.8% de la producción mundial y sus reservas representan un 2.9% del total mundial.
- → Las reservas mundiales para el año 2001 fueron 1050 MMMBls. Al ritmo de producción actual, las reservas alcanzarían para unos 40 años.

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE YACIMIENTOS

Los estimaciones de reservas de hidrocarburos requieren que el Ingeniero de Yacimientos encargado de esta actividad tenga un buen conocimiento del yacimiento, sobre todo de los aspectos básicos: roca, fluidos y su distribución, interacción roca-fluidos, mecanismos de producción y volúmenes originales de fluidos.

Tomando en cuenta esos factores y usando las técnicas de la Ingeniería de Yacimientos, es posible determinar el método de operación que proporcionará el mejor resultado en la recuperación económica del mayor volumen posible de hidrocarburos.

El propósito de este capítulo es presentar los factores que afectan las estimaciones de reservas realizando cálculos estadísticos para determinar las cantidades de fluidos acumulados en yacimientos agotados, se han generado correlaciones para hacer estimaciones de los factores que afectan la recuperación para cada yacimientos.

CONTENIDO

- 1. Introducción
- 2. Propiedades de la roca
- 3. Propiedades de los fluidos
- 4. Interacción roca-fluidos
- 5. Mecanismos primarios de producción
- 6. Recuperación secundaria
- 7. Recuperación mejorada

1. INTRODUCCIÓN

La Ingeniería de Yacimientos es la rama de la ingeniería del petróleo que se ocupa de explicar el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos en forma tal que los parámetros fundamentales en que se basa la explicación se puedan usar para estimar el comportamiento futuro.

El campo de la Ingeniería de Yacimientos abarca en forma especializada todo aquello que afecta el comportamiento de un yacimiento. Por una parte, hay que estudiar las propiedades del sistema roca-fluidos que componen el yacimiento.

La Ingeniería de Yacimientos no es una ciencia exacta pues muchos de los conceptos que se usan tienen una base empírica. Sin embargo, hay varias

disciplinas que han contribuido al desarrollo de la Ingeniería de Yacimientos, tales como la física, mecánica de fluidos, geomecánica, las estadísticas, etc.

Además los Ingenieros de Yacimientos han adaptado técnicas de otras disciplinas de la ingeniería. Por ejemplo, la ley de Darcy, ecuación básica para estimar productividad de los pozos, fue tomada de la Ingeniería Hidráulica.

En los yacimientos de hidrocarburos existen tres fuerzas de acción: las fuerzas hidrodinámicas, las fuerzas gravitacionales y las fuerzas interfaciales. Estas fuerzas determinan la distribución y movimientos de los tres fluidos que se encuentran en los yacimientos: petróleo, agua y gas.

La capacidad de estas fuerzas para afectar el comportamiento de los fluidos depende de una serie de factores, siendo de máxima importancia las propiedades de los fluidos y de la roca que los contiene, los volúmenes relativos de cada fluido que se encuentra en las rocas, las condiciones que se le imponen al sistema de roca y fluidos.

El comportamiento histórico de la presión del yacimiento de la contabilidad de los fluidos producidos de los pozos y del análisis pVT del crudo, ha permitido generar herramientas, tales como el balance de materia y declinación de producción, para hacer pronósticos del comportamiento del yacimiento.

El yacimiento puede tener inicialmente una capa de gas, dependiendo si el yacimiento se encuentra inicialmente a una presión igual o menor a la de burbujeo. Cuando no existe la capa de gas, el crudo del yacimiento puede estar bajosaturado (si la presión del yacimiento es mayor a la de burbujeo) o saturado (presión inicial del yacimiento menor a la presión de burbujeo y no existe casquete de gas).

Las condiciones mencionadas en el párrafo anterior afectan las estimaciones de las reservas. Realizando cálculos estadísticos, se han generado algunas correlaciones para hacer estimados de los factores de recuperaciones en yacimiento que presentan un determinado tipo de empuje.

Estas correlaciones no sustituyen los resultados de un estudio moderno de yacimiento, pero si constituyen una guía, la cual se puede aplicar cuando existan condiciones para llevar a cabo un estudio de yacimientos, pero se deseen hacer pronósticos de producción.

2. PROPIEDADES DE LA ROCA

Los yacimientos de hidrocarburos están constituidos por dos elementos fundamentales; el medio recipiente y los fluidos contenidos en este.

El medio recipiente tiene dos fracciones importantes: la matriz y los poros. Los poros representan el espacio no ocupado por los granos que forman la matriz y estos poros pueden estar interconectados o no. **Fig. 2.1.**

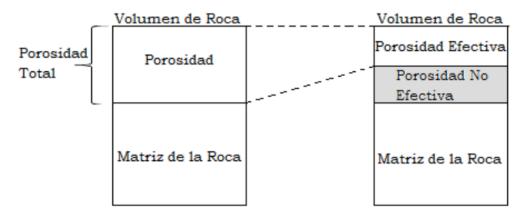


Fig. 2.1. Propiedades de la roca

Entre las propiedades más importantes de la roca - yacimiento se tiene: porosidad, permeabilidad, tortuosidad.

POROSIDAD

Se define como la capacidad que tiene la roca de almacenar fluidos. Dada una muestra cualquiera de roca la porosidad se define como la fracción del volumen bruto que no está ocupado por la parte sólida.

En las arenas y areniscas la porosidad varía primordialmente con el tamaño, distribución y forma de los granos. Además varía por la presencia de arcilla.

Teóricamente la porosidad puede variar entre 0 y 1. En el primer caso no existe porosidad (0%) y en segundo caso no existiría matriz y el volumen bruto es igual al espacio poroso.

Clasificación de la porosidad

Como el espacio poroso no está necesariamente interconectado, se define porosidad efectiva, la fracción del volumen poroso interconectado. **Fig. 2.2.**

La porosidad total es la fracción del volumen poroso interconectado o no.

Existe otra clasificación de la porosidad en cuanto a su origen:

Original o primaria: Originada durante la deposición del material que da a lugar la roca (Intergranular).

Inducida o secundaria: Representadas por fracturas y cavidades.

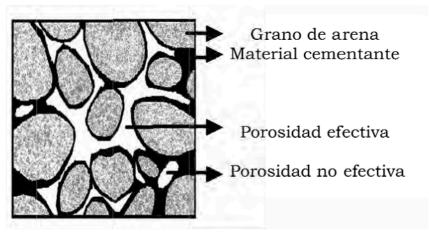


Fig. 2.2. Clasificación de Porosidad

Cálculo de porosidad

Porosidad = (Volumen poroso) / (Volumen total)
Porosidad = (Volumen total - Volumen de grano) / (Volumen total)

La variación de la porosidad por compresibilidad.

Las rocas de yacimiento están sujetas a la presión interna ejercida por los fluidos y por la presión externa por las rocas suprayacentes.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la propiedad que mide la facilidad con que la roca permite el flujo de fluidos a través de él.

Clasificación de permeabilidad

Permeabilidad absoluta Permeabilidad efectiva Permeabilidad relativa

El movimiento de fluidos a través de la roca recipiente, solo es posible a través del espacio poroso interconectado.

Si la totalidad del espacio poroso interconectado se encuentra saturado de un fluido cualquiera y se imponen ciertas caídas de presión, el fluido de moverá a cierta tasa. Para estas condiciones de saturación se define la propiedad de la roca denominada permeabilidad absoluta.

La permeabilidad absoluta de una roca es aquel parámetro que cuantitativamente indica la capacidad del sistema interconectado de permitir el movimiento de un fluido mojante de un punto a otro, cuando está saturado 100%.

Cuando el sistema de flujo está saturado por más de un fluido es necesario definir otro parámetro denominado permeabilidad **efectiva**, para el movimiento de un fluido en la presencia de cuando menos otro. En ese caso la saturación de cualquier fluido es menor del 100%.

La permeabilidad efectiva de una roca aun fluido dado siempre será menor que la permeabilidad absoluta de la misma.

El único caso cuando la permeabilidad es absoluta, es cuando existe un solo fluido mojante en el sistema.

A fin de normalizar las mediciones de permeabilidades efectivas, se utiliza el concepto de permeabilidad relativa, la cual se define como la razón entre la permeabilidad efectiva a una saturación específica dada y la permeabilidad absoluta del medio poroso. La permeabilidad relativa existe cuando está presente más de un fluido aunque alguno de ellos no sea móvil.

Teóricamente la permeabilidad relativa varía entre cero y uno.

LEY DE DARCY

El concepto de permeabilidad se desarrolló a partir de los experimentos de Henry Darcy y relaciona el flujo (q) en función de la viscosidad del fluido (μ), la caída de presión (ΔP , el área transversal de flujo (A) y la longitud del sistema (L), **Fig. 2.3.**

En su forma más elemental, la ley de Darcy se puede expresar por medio de la siguiente relación:

$$Q = K A \Delta P / \mu L$$

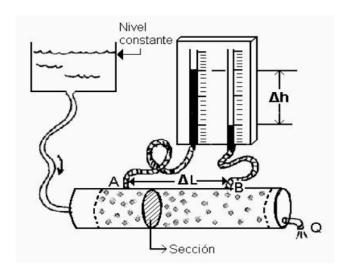


Fig. 2.3. Experimento de Darcy

donde:

K = permeabilidad (darcy)

 $q = gasto (cm^3/seg)$.

μ = viscosidad (cp) (gr. /cm.-seg.)

L = distancia (cm).

 $A = \text{área } (\text{cm}^2)$

 Δ p = diferencia de presión (atm)

Simplificando, las unidades del darcy son (cm²).

En honor a Henry Darcy la unidad de permeabilidad se denomina "darcy". Si cuando a un medio poroso de un centímetro cuadrado de área y un centímetro de longitud se le aplica una presión diferencial de una atmósfera y se obtiene el flujo de un fluido de un centipoise de viscosidad a razón de un centímetro es de un darcy.

Condiciones de la ley de Darcy

- ✓ El fluido no es compresible
- ✓ El fluido es homogéneo
- ✓ El fluido no reacciona con el medio poroso
- ✓ El fluido es viscoso
- ✓ El flujo está en equilibrio dinámico
- ✓ El fluido es lineal
- ✓ El flujo es isotérmico
- ✓ El flujo horizontal y la viscosidad es independiente de la presión

Cuando alguna de estas condiciones no se cumple es necesario modificar la ecuación para corregir la situación. Por ejemplo si el fluido es un gas, se puede aplicar la Ley de Boyle, suponiendo que el producto de la presión por la tasa de producción es constante.

La aplicación de este concepto resulta en la siguiente ecuación:

$$Qm = KA (P_2 - P_1) / \mu L$$

donde:

Qm = tasa de flujo medida a Pm

 $Pm = (P_{1+} P_2) / 2$

Aún cuando se supone que la Ley de Darcy es independiente del estado del fluido, Klinkenberg observó que cuando el fluido es un gas, la permeabilidad es función de la presión media.

Esto se debe a que cuando un líquido fluye a través un medio poroso las moléculas adyacentes a las paredes quedan inmovilizadas por la fuerza de atracción y por lo tanto su velocidad es cero. En cambio cuando fluye un gas, estas moléculas adyacentes a las paredes tienen cierta velocidad que depende en parte de su camino libre medio.

La influencia que este fenómeno tiene sobre la permeabilidad observada depende de la relación entre el camino libre medio de las moléculas y el radio promedio de los canales capilares de que está formado el medio poroso.

El camino libre a su vez depende del tipo de molécula (es decir el peso molecular del gas) y de la presión y temperatura. La variación entre la permeabilidad real y la permeabilidad observada se hace menor a medida que aumenta la permeabilidad de la muestra, la presión media y el peso de la molécula de gas y se hace mayor cuando aumenta la temperatura.

EFECTO DE KLINKENBERG

Cuando se usa un gas determinado para medir la permeabilidad de una muestra determinada, el efecto de la presión se puede presentar en función de la presión media, Pm mediante la siguiente ecuación:

$$Ka = K\infty (1+b/Pm)$$

donde:

Ka = permeabilidad a la Pm

 $K\infty$ = permeabilidad usando un líquido

b = factor que depende del peso molecular aparente del gas y de la temperatura; y de los canales capilares de la roca.

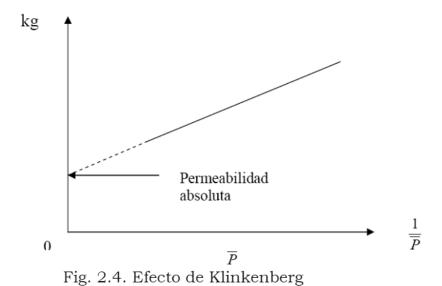
La ecuación indica que la representación gráfica de Ka en función de 1/Pm resulta en una línea recta de pendiente igual a b, menor la extrapolación de esta línea recta a través de los valores obtenidos experimentalmente hasta el valor de 1/Pm igual a cero permite la obtención del valor de $K\infty$.

Este valor de la permeabilidad extrapolado a 1/Pm=0 generalmente corresponde al valor que se obtendría determinado la permeabilidad con un líquido.

Las investigaciones de Klinkenberg tienen un alto valor práctico, ya que permiten obtener el valor verdadero de la permeabilidad usando un gas.

Cuando se usa un líquido, se presentan problemas para saturar completamente la roca de fluido mientras que con un gas solo es necesario secar la muestra de roca en un horno, contrarrestando con creces la necesidad de tomar tres o más medidas. Por otra parte cuando se usa un líquido puede haber reacción entre el líquido y la roca. **Fig. 2.4.**

Para gases (efecto de Klinkenberg)



Sistema Radial

Considerando un pozo individual que atraviesa todo el horizonte productor, el sistema de flujo se puede aproximar por un cilindro hueco de radio interno (Rw), de radio externo (Re) y de altura h. El radio Rw corresponde al radio del pozo, el radio externo Re al radio promedio del área drenada por el pozo y la altura h corresponde a la altura promedio de la formación. **Fig. 2.5.**

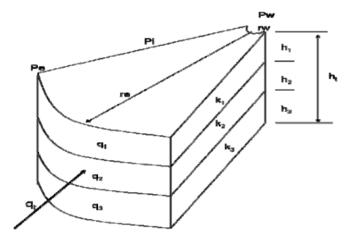


Fig. 2.5. Sistema radial

Para introducir este sistema en la ecuación es necesario tomar en cuenta que el área de flujo es función de R.

$$A = 2\pi Rh$$

Por lo tanto:
$$q = \frac{2\pi RhK}{\mu} * \frac{dP}{dR}$$

Si se integra ambos lados de la ecuación se obtiene:

$$q = \frac{2\pi * h * K(Pe - Pw)}{\mu \ln(Re/Rw)}$$

En el caso de petróleo que fluye a presiones superiores a la presión de burbujeo es necesario convertir el volumen de petróleo a las condiciones de yacimiento (q) a petróleo fiscal (Q).

$$Q = \frac{q}{\beta o} = \frac{2\pi * h * K(Pe - Pw)}{\beta o \mu \ln(Re/Rw)}$$

Si las presiones se expresan en atmósferas, las dimensiones lineales en centímetros, la viscosidad en centipoises y la permeabilidad en darcys; la tasa de flujo se obtendrá en centímetros cúbicos por segundo. Para convertir a barriles por día es necesario multiplicar por factor de conversión 0.5434. Si los valores se introducen en unidades usadas en la industria petrolera, se obtiene la siguiente ecuación.

$$Q = \frac{3.08 * h * K(Pe - Pw)}{\beta o \mu \log(Re/Rw)}$$

donde:

Q = barriles fiscales por día

K = darcys

h = pies

P = libras/pulgada cuadrada

 μ = centipoise

log = logaritmo a la base 10

De la misma forma para el caso de un yacimiento de gas se tiene:

$$Qg = \frac{3.08 * h * K(Pe - Pw)}{\beta g m \mu \log(Re/Rw)}$$

donde:

 βg m = factor volumétrico del gas a Pm.

Qg = pies cúbicos fiscales por día.

Estratificación paralela al flujo

Principalmente se puede considerar la tasa de flujo a través de un sistema compuesto de una serie de estratos ordenados en la dirección de flujo. Se supone que se le aplica la misma diferencia de presión P, a todo el sistema para un número n de estratos. **Fig. 2.6.**

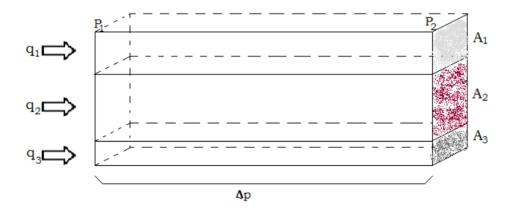


Fig. 2.6. Estratificación paralela al flujo

Si At es el área total de flujo, se puede definir una permeabilidad promedio para el sistema Kp, según la siguiente ecuación:

$$Kp = K1A1+K2A2+...+KnAn / At$$

En este caso: $qt = Kp * At * \Delta P/\mu * L$

En un sistema radial, un razonamiento análogo resulta de la siguiente de la siguiente relación.

$$qt = \frac{2\pi \text{ kpht (Pe - Pw)}}{\mu \ln(\text{Re/Rw})}$$

$$Kp = \frac{K1A1 + K2A2 + \dots + KnAn}{ht}$$

Donde ht es la altura total de los estratos.

Estratificación perpendicular al flujo

En el sistema de estratificación perpendicular, se hace uso del hecho que la caída de presión es igual para todos los estratos y de que el flujo total es igual a la suma de los fluidos parciales. **Fig.2.7.**

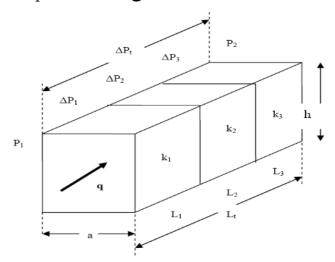


Fig.2.7. Estratificación perpendicular al flujo

Cuando la estratificación es perpendicular a la dirección de flujo, el flujo es igual para todos los estratos y la caída total de la presión, Pt es igual a la suma de las caídas parciales.

En un sistema lineal:

$$Q = \frac{K1A\Delta P1}{\mu L1} = \frac{K2A\Delta P2}{\mu L2} = \cdots \frac{KnA\Delta Pn}{\mu Ln}$$

$$\Delta Pt = \Delta P1 + \Delta P2 + ... + \Delta Pn$$

Por lo tanto:
$$\frac{Lt}{Kp} = \frac{L1}{KI} + \frac{L2}{K2} = \cdots \frac{Ln}{Kn}$$

El sistema radial se puede solucionar de forma análoga. El tratamiento del sistema radial es de mucho interés porque ciertos métodos de estimulación ales como acidificación, torpedeo y fracturas se pueden analizar suponiendo que estos métodos forman un cilindro de alta permeabilidad alrededor del pozo.

Suponiendo que usando ciertos métodos de estimulación se obtenga un aumento en la permeabilidad de K1 a Kf hasta una diferencia Rf del pozo:

$$q = \frac{2\pi \text{ kft (Pf - Pw)}}{\mu \ln(\text{Rf/Rw})} = \frac{2\pi \text{ K1h (Pe - Pw)}}{\mu \ln(\text{Re/Rw})} = qt = \frac{2\pi \text{ kpht (Pe - Pw)}}{\mu \ln(\text{Re/Rw})}$$

$$Pe - Pw = (Pe-Pf) + (Pf-Pw)$$

Por lo tanto:

$$\mathrm{Kp} = \frac{\ln{(\mathrm{Re} - \mathrm{Rw})}}{(1/\mathrm{kF})\ln{\left(\frac{\mathrm{Rf}}{\mathrm{Rw}}\right)} + \left(\frac{1}{\mathrm{Ki}}\right)\ln{(\mathrm{Re}/\mathrm{Rf})}}$$

De la ecuación del método se obtendría el siguiente aumento de producción:

$$\frac{\mathrm{qd}}{\mathrm{qa}} = \frac{\mathrm{Kp}}{\mathrm{Ki}} = \frac{\mathrm{Kf} \ln \left(\mathrm{Re} - \mathrm{Rw} \right)}{\mathrm{Ki} \ln \left(\frac{\mathrm{Rf}}{\mathrm{Rw}} \right) + \mathrm{Kf} \ln \left(\mathrm{Re}/\mathrm{Rf} \right)}$$

donde:

qd = producción después del tratamiento

qa = producción antes del tratamiento

TORTUOSIDAD

La tortuosidad depende de la distancia promedio que realmente recorre una partícula que fluye a través de la roca en función de la longitud de la muestra. Esta propiedad se deriva de la comparación de un medio poroso con un tubo capilar.

En el tubo capilar la distancia que recorre la partícula es igual a la longitud del sistema mientras que en un medio poroso de igual longitud, la distancia es mayor.

Aunque en ciertos casos su medida no es nada fácil es posible asignar un valor numérico que da una idea de la magnitud de estas propiedades que se han considerado, principalmente porque estas propiedades tienen una interpretación física.

Otras propiedades de las rocas se obtienen de relaciones empíricas. El factor de cementación, por ejemplo no es más que el exponente de la ecuación que expresa la relación entre el factor de resistencia de la formación y la porosidad de la roca.

También existen otras propiedades de la roca a las cuales no se les ha podido asignar un valor, tal como el grado de hidratación de ciertas rocas por parte del agua que contienen producción de agua es excesiva.

FACTOR DE RESISTENCIA ELÉCTRICA DE LA FORMACIÓN

El factor de resistencia eléctrica de la formación, que también se denomina factor de formación, es una medida de la resistencia relativa que ofrece un medio poroso saturado con un fluido conductor, al flujo de una corriente eléctrica.

El concepto básico de la conducción de la corriente eléctrica es la Ley de Ohm, que se puede expresar en forma de ecuación por medio de la siguiente ecuación.

$$I = \Delta E/R = \Delta E A / r \Delta L$$

donde:

I = corriente

 ΔE = voltage

R = resistencia

A = área

 $\Delta L = longitud$

r = resistividad

La resistividad también se puede considerar igual a la resistencia que ofrecería un volumen de fluido conductor de Δ Le de longitud y (Φ A) de área ya que se supone que la estructura sólida del medio poroso no es conductora:

Rt = rw Le/
$$\Phi$$
A
Rw = Rt Φ A / Le
F = rt / rw = Le / L Φ = T^{1/2} / Φ

Si se define T = (Le / L)² entonces T = F^2 Φ^2 , donde F sería el factor de formación.

FACTOR DE CEMENTACIÓN

En el caso de un tubo capilar, la tortuosidad tendría el valor de uno, obteniéndose la siguiente relación: $F = \Phi^{-1}$

Las rocas que se encuentran en yacimientos petrolíferos no están compuestas por tubos capilares, habiéndose observado que para estas rocas la ecuación anterior requiere la siguiente forma.

$$F = \Phi^m$$

El exponente m define el factor de cementación. Para medios porosos no consolidados m tiene un valor de aproximadamente 1.3 aumentando hasta un valor de 2.2 para rocas altamente cementadas.

3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

ANÁLISIS pVT

Para evaluar el comportamiento de un yacimiento hay que describir adecuadamente los fluidos contenidos en el mismo. Estos fluidos (petróleo, agua y gas) tienen propiedades que dependen de la presión y temperatura a la que se encuentran sometidos, especialmente la solubilidad del gas en los líquidos, la cual afecta a su vez al resto de las propiedades.

El grupo de pruebas de laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas que se utilizan para evaluar las propiedades de los fluidos se conoce como Análisis pVT.

Las muestras de fluidos sobre las cuales se realizan estas pruebas se obtienen generalmente de muestras de fondo y muestras recombinadas.

Las muestras de fondo se obtienen llevando un probador al fondo del pozo en un yacimiento (preferiblemente en el primer pozo completado y cuando el yacimiento tenga poca producción acumulada). Posteriormente se lleva la muestra al laboratorio con los fluidos recolectados.

Las muestras recombinadas se hacen en superficie mezclando muestras del petróleo y el gas producidos, de acuerdo con la RGP estabilizada de producción que prevalecía para el momento de muestreo en superficie.

Ambos tipos de muestras son importantes y valiosas dependiendo su validez del cuidado que se tenga al tomarlas a fin de que sean representativas de los fluidos del yacimiento.

LIBERACIÓN INSTANTÁNEA Y DIFERENCIAL

Las diferentes fases producidas, gases, líquidos y condensados son mezclas de hidrocarburos que varían de simples como en el caso de algunos gases, a complejas como en el caso de petróleo crudo.

Los fluidos van del yacimiento a la tubería, luego a separadores y a tanques de producción con cambios de presión y temperatura a todo lo largo de ese proceso continuo.

Para muestras iguales de hidrocarburos de yacimiento al ser llevadas a condiciones de superficie en forma diferente, la distribución de los componentes totales de la mezcla entre las fases gaseosa y líquida varía porque el tipo de separación afecta la composición y volumen de los gases y líquidos a obtenerse.

En el laboratorio se utilizan dos tipos distintos de separación, la liberación instantánea y diferencial.

En la liberación instantánea todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión se mantienen en contacto íntimo y en equilibrio entre ambas bases.

Esta prueba es comúnmente llamada relación presión-volumen, liberación flash, vaporización flash y/o expansión flash.

En la liberación diferencial todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión son retirados tan pronto como se van liberando.

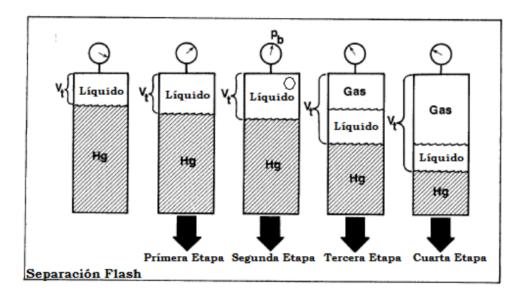


Fig. 2.8. Esquema de la Liberación Instantánea

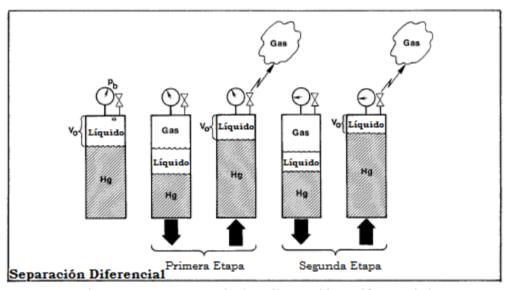


Fig.2.9. Esquema de la Liberación Diferencial

GRAVEDAD API

Para el petróleo es de uso común la caracterización a través de la gravedad API en vez de la gravedad específica como es en el caso del gas.

API: American Petroleum Institute es definida a través de la ecuación:

$$\circ$$
API = 141.5 / ρ r - 131.5

SOLUBILIDAD DEL GAS

También denominado razón de gas disuelto en el petróleo (Rs) y se define como la cantidad de gas medido en PCN que se disuelven en un barril de petróleo fiscal (a condiciones normales) cuando la mezcla se somete a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

FACTOR VOLUMÉTRICO DEL ACEITE (Bo)

Se define a cualquier presión como el volumen ocupado en el yacimiento por un barril de petróleo fiscal más el gas que contiene en solución a esa presión.

Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen fiscal este factor es siempre mayor a uno.

FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (Bg)

Se puede definir como el volumen que ocupa en el yacimiento (a su presión y temperatura) un PCN fiscal de gas.

A diferencia de β o y Rs que se determinan experimentalmente, el β g se puede calcular a partir de la ley de fases. Para ello debe estimarse el valor de Z.

Al trabajar con gas es común definir un juego de condiciones normales (14.7 psia y 60 °F) para poder convertir a estas condiciones, los volúmenes de gas producidos.

Como un mol de gas ideal ocupa 379 PCN (pies cúbicos normales), operar con gases a diferentes condiciones para convertirlos a condiciones normales equivale a operar con moles.

Utilizar la ley de gases reales se puede obtener un βg para convertir volúmenes de gas de una condición de presión y temperatura a otra.

PV = ZnRT

donde:

P = presión

V = volumen

Z = factor de compresibilidad del gas

R = constante de los gases

T= temperatura absoluta

Para un mismo número de moles a dos condiciones de presión y temperatura.

$$(P1*V1) / (Z1*R*TI) = (P2*V2) / (Z2*R*T2)$$

Si a la condición 1 se refiere a las normales de:

$$P = 14.7 \text{ psia}, Z = 1.0, T = 520 \,^{\circ}R,$$

Entonces:

$$V1 = 35.37 (P2*V2) / (Z2*T2)$$

Si βg es una relación de volúmenes se tendrá:

$$Bg = 35.37 (P2) / (Z2*T2) en PCN/PCY$$

Factor volumétrico total o bifásico, βt.

Vol. crudo@ 14.7 lpca a 60°F. BN

Bt = Bo + (Rsi-Rs) βg

Donde:

 $\beta o \ge BY / BN$

 $\beta g \ge BY / PCN$

Rsi - Rs ≥ PCN / BN

Para crudos subsaturados

$$P > Pb$$

Rsi = Rs y
 $\beta t = \beta o$

Para crudos saturados

$$P < Pb$$
 $Rsi > Rs$
 $P \ge \beta o$
 $y (Rsi - Rs)$
 $\beta t = \beta o + (Rsi - Rs) \beta g$

Entonces:

VISCOSIDAD

Se define como la resistencia que ofrece un fluido a la deformación al aplicársele un esfuerzo. El símbolo es µ y la unidad de medida es el poise.

Generalmente se utiliza el cp = 0.001 poise en los cálculos de ingeniería. En ocasiones se utiliza la viscosidad cinemática definida como la viscosidad dinámica o absoluta sobre la densidad.

$$v = \mu / \rho (cm^2 / seg) = stoke$$

Al igual que con la viscosidad dinámica, la unidad utilizada para la viscosidad cinemática es el centistoke.

La viscosidad de un líquido disminuye cuando aumenta la temperatura y generalmente cuando aumenta la presión.

Esto último no se cumple cuando existe contacto de petróleo con el gas ya que el gas entra en solución disminuyendo la viscosidad de la mezcla.

COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO, Co

Compresibilidad de una substancia es el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante.

Disponibilidad de gas y concepto de subsaturación

Los crudos subsaturados son aquellos que a una presión dada tienen una cantidad de gas en solución menor que el volumen que podría aceptar. En estos casos al reducir la presión no se libera gas hasta tanto no se alcanza la presión de burbujeo. **Fig. 2.10.**

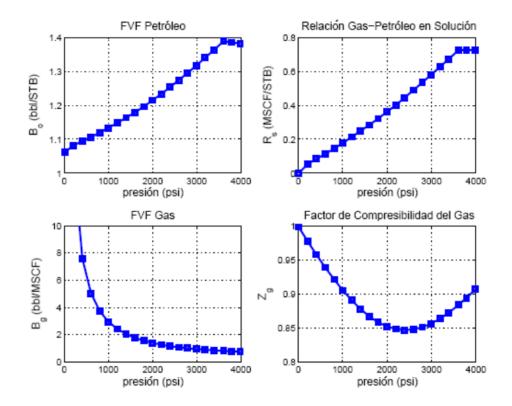


Fig.2.10. Variación de los datos PVT con respecto de la presión

Correlaciones para estimar pVT

Correlaciones empíricas

Se usan si el vacimiento no tiene análisis PVT

βo, Pb, Rs, Co, etc. se expresan en función de otros parámetros (de fácil estimación y/o medición).

Su aplicación para condiciones diferentes para las cuales fueron obtenidas puede generar graves errores.

Correlaciones de Standing

Publicaciones en la década de los años 40.

Obtenidos para crudos de California.

Sirvieron de punto de partida para correlaciones regionales.

Standing, usó datos de las muestras de fluidos de yacimiento de California.

Rango de los datos:

✓ Presión de Burbujeo, 130 - 7.000 psia

- ✓ Temperatura 100 258°F
- ✓ Relación Gas Petróleo en solución, PCN / BN 20 1425
- ✓ Gravedad del Petróleo de tanque, 16.5 63.8 API
- ✓ Gravedad del gas disuelto 0.59 0.95

Condiciones del separador:

- ✓ Temperatura, 100°F
- ✓ Presión, 150 400 psia

Correlaciones de Standing. Presión de burbujeo

Pb =
$$18.2 (A-1.4)$$

A = $[(Rs/\gamma g)^{0.83} 10^{(0.00091 \text{ Ty-0.0125 API})}]$

yg = (ygRGP)sep (ygRGP)tanque/RGPsep + RGP tanque

Rs y yg se obtienen de las pruebas de producción así:

$$Rsb = RGP sep + RGP tanque.$$

FACTOR O CORRELACIÓN.

Es una función empírica utilizada para ajustar (corregir) datos del Factor Volumétrico Total obtenidos en el laboratorio o de correlaciones de tal manera que puedan ser utilizados en los cálculos de Balance de Materia con la precisión adecuada. Para este ajuste y / o corrección se utiliza la siguiente función adimensional.

$$\frac{Pb - P}{P((\beta t/\beta tb) - 1)}$$

Donde Pb es la presión de burbujeo cualquier otra presión, ambas en l psia, βt Y βtb los factores volumétricos totales a la presión P y Pb.

En la literatura se usa indistintamente βt y βtb o vt / Vtb, donde vt es el volumen de petróleo más su gas liberado de Pb a P y vtb es el volumen de petróleo más su gas en solución a la presión Pb.

La función Y es lineal (en coordenadas rectangulares) cuando se gráfica en función de P aunque en algunos casos pueden presentar pequeñas curvaturas debido a la presencia de compuestos no hidrocarburos (agua, CO₂, etc.). La sensibilidad (posibilidad de errores) de la función Y es mayor a presiones

cercanas al punto de burbujeo debido a la dificultad de medir pequeños cambios de volumen en el laboratorio.

Para corregir los valores de βt / βtb o vt / vtb, se calculan los valores de "Y" v/s P y se representan gráficamente en papel normal, luego se determina la mejor recta a través de los puntos graficados, bien sea manualmente o a través de mínimos cuadrados. En este último caso: Y = b + mp

Utilizando la ecuación de la línea recta para "Y" se calculan los valores corregidos de "Y" para las diferentes presiones. Teniendo los valores de Y corregidos se regresa a la ecuación original de Y de donde se despeja βt.

$$\beta t = \beta tb * \left[\frac{Pb - P}{(mP + b)(P)} + 1 \right]$$

El factor Y también se utiliza para extrapolar y obtener datos de βt considerando que la presión de burbujeo fuera un valor mayor que el valor obtenido en el laboratorio. Esto tiene importancia en yacimientos donde se efectuó un análisis PVT en tiempo posterior a la iniciación de la producción y la Pb medida es menor que la Pb original.

Comportamiento volumétrico de los gases

Es importante considerar las propiedades individuales del gas natural, sabiendo que el gas natural asociado con el petróleo está compuesto por una mezcla de hidrocarburos y que el volumen de cada componente en el gas debe estar en equilibrio con cierto volumen del mismo hidrocarburo en líquido a las presiones y temperaturas que existen en el yacimiento. Por lo tanto en el gas en realidad no es un componente en un líquido de composición constante.

En primer lugar se considera la Ley de los Gases Perfectos:

donde:

p= presión absoluta

V= volumen

n= moles

T= temperatura

R= constante cuyo valor depende de P, V, T y n

Como el gas en cuestión no es puro sino una mezcla, la composición de la mezcla es de suma importancia.

Esta composición se expresa como la fracción con que cada componente contribuye a la mezcla, basándose en el peso, volumen o número de moles total de la mezcla.

Los gases naturales no obedecen a la ley de los gases perfectos a la presión y temperaturas que existen en el yacimiento. Por ello es necesario incluir en la ecuación un factor de corrección. Este factor de corrección es el factor Z, factor de compresibilidad y no es más que la relación entre el valor experimental del producto P por V y el valor teórico que tendrá si la Ley de Gases Perfectos se cumpliera.

$$Z = pV/nRT$$

En la mayoría de los casos no se dispone del valor Z para el gas natural bajo consideración y es necesario estimar su valor a través de correlaciones.

Las correlaciones del factor Z hacen uso de la Ley de Estados Correspondientes la cual establece que el grado de desviación de la Ley de los gases perfectos es igual para gases que se encuentran a las mismas condiciones de presión reducida y temperatura reducida. Los valores reducidos de temperatura y presión se obtienen dividiendo los valores de presión y temperatura por los valores de presión y temperatura crítica, respectivamente.

La temperatura crítica y la presión crítica de un compuesto puro definen el límite superior de la relación entre la presión de vapor y temperatura. En este punto crítico las propiedades de la fase líquida y gaseosa son idénticas y la presión y temperatura que lo definen son propiedades del componente en cuestión.

Se supone que el concepto de Estados Correspondientes es aplicable únicamente a gases puros pero pueden ser generalizados para su aplicación a mezclas de gases si se hacen uso de las presiones y temperaturas pseudocríticas. Estos valores pseudocríticos de una mezcla de gases se obtienen sumando los productos obtenidos de multiplicar la fracción volumétrica (o molar) de cada componente por sus valores críticos.

Aun cuando no se disponga de la composición del gas natural es posible obtener valores aproximados de la temperatura pseudocrítica y la presión psudocrítica si se conoce la gravedad específica del gas pues se han establecido correlaciones bastante exactas. **Fig. 2.11.**

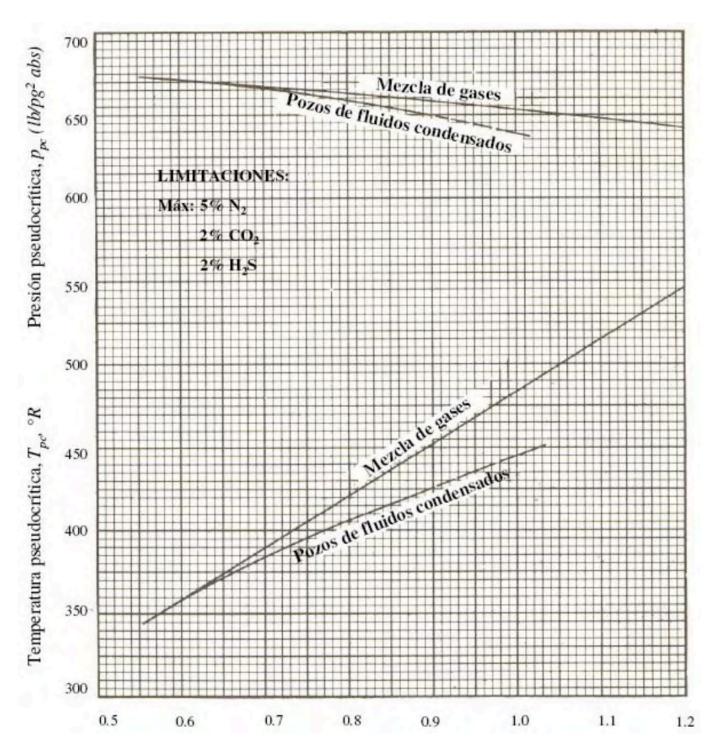


Fig. 2.11. Propiedades pseudocriticas de gases naturales (McCain William, The Properties of Petroleum Fluids, EU,Penn Well, 1990).

De la misma forma con dicha información se disponen correlaciones para la determinación del factor de compresibilidad Z.

TIPOS DE YACIMIENTO

Un yacimiento está definido por la roca recipiente y por los fluidos contenidos (aceite, agua y gas). El petróleo y el gas son mezclas de hidrocarburos químicamente complejas que existen en forma natural en los yacimientos a presiones y temperaturas elevadas.

El estado de las muestras de hidrocarburos a las condiciones de superficie depende de la presión, temperatura y composición del fluido que se está produciendo.

El fluido remanente en el yacimiento a cualquier etapa de agotamiento sufre cambios físicos a medida que la presión se reduce por la producción de hidrocarburos.

Por ello es necesario estudiar variaciones de las propiedades físicas de las propiedades físicas de los hidrocarburos por efecto de la presión y temperatura.

Como un fluido puede existir como gas o líquido dependiendo de la presión y temperatura a la cual se cometa, es necesario conocer las propiedades físicas para evaluar el rendimiento en términos de volúmenes normales de petróleo y gas que podrán ser obtenidos en superficie por la producción de una unidad de volumen en el yacimiento.

El término fase se usa para definir una parte precisa del sistema que es totalmente homogénea y físicamente separada de otras por barreras.

Comportamiento bifásico para mezclas.

Es una mezcla de hidrocarburos las relaciones de presión y temperatura no pueden representarse por una simple curva de presión de vapor, sino como las formas de la siguiente figura donde se define que puede existir una fase o las dos fases.

Siguiendo trayectorias en estos diagramas se pueden obtener diferentes fases o la misma fase dependiendo de las condiciones de presión y temperatura.

Para mezclas en el punto crítico, las propiedades intensivas (las dependientes del material considerado) de cada fase son idénticas. Por ello las curvas de rocío y de burbujeo coinciden en este punto. Los diagramas físicos y las condiciones prevalecientes en el yacimiento determinan la clasificación del yacimiento como de petróleo negro, volátil, gas o condensado. **Fig. 2.12**. Pudiéndose subdividir en saturados y subsaturados para los de petróleo y húmedos y secos para los gases.

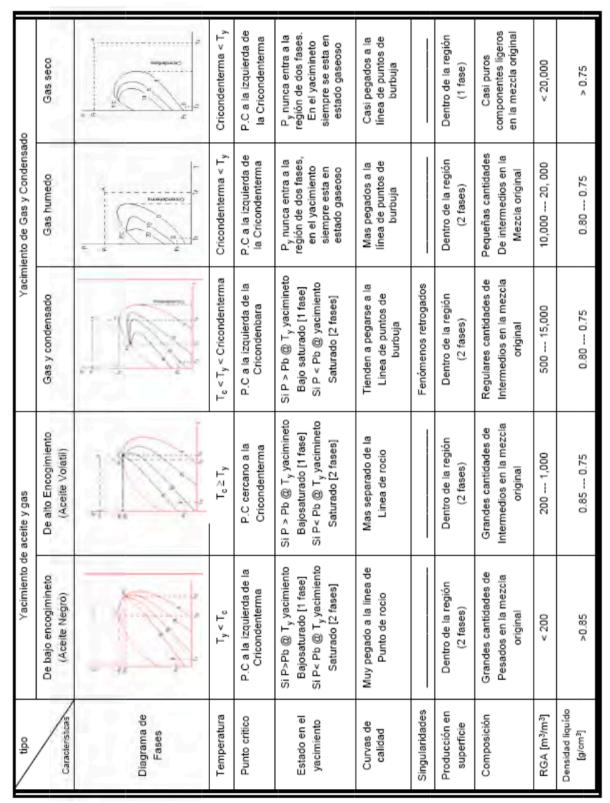


Fig. 2.12. Características de los yacimientos

Yacimientos de gas

- 1.- Gas seco
- 2.- Gas húmedo
- 3.- Gas condensado

Yacimiento de petróleo

- 1. Petróleo de Alta Volatibilidad (Cuasi-crítico)
- 2. Petróleo de Baja Volatibilidad (Petróleo Negro)
- 2.1. Liviano
- 2.2. Mediano
- 2.3. Pesado
- 2.4. Extrapesado

La clasificación en volátiles y no volátiles depende de la cantidad de líquido que se obtenga con declinaciones de presión y de la proporción de componentes livianos.

La RGP inicial y la gravedad API son indicativos de la clasificación del fluido del yacimiento; pero se necesita obtener un diagrama de fase del fluido del yacimiento para establecer el comportamiento a lo largo de la isoterma correspondiente a la temperatura del yacimiento.

Yacimientos de gas seco

- ✓ Tv >Tcdt
- ✓ La mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa en el yacimiento y en la superficie.
- ✓ El gas es mayoritariamente Metano (%C1 > 90 %)
- √ Sólo se pueden extraer líquidos por procesos criogénicos (Bajo 0°F).

Yacimientos de gas húmedo

- ✓ Ty > Tcdt
- ✓ La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento. En la superficie cae en la región bifásica.
- √ Líquido producido es incoloro y de API > 60 °F
- ✓ Tienen mayor porcentaje de componentes intermedios que los gases secos.

Yacimientos de gas condensado

 \checkmark Tc < Ty < Tcdt

- ✓ La mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío a las condiciones iniciales del vacimiento.
- ✓ El gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de la presión.
- ✓ Se puede definir como un gas con líquido disuelto.
- ✓ La reducción de P y T en el sistema de producción hace que se penetre en la región bifásica y origina en la superficie
- ✓ Condensado: incoloro. Amarillo (se ha reportado negro)
- ✓ API 40°F 60°F
- ✓ RGC: 5000-1000.000 PCN/BN

Yacimientos de petróleo de alta volatibilidad (Cuasi-crítico)

- ✓ Ty ligeramente inferior a Tc.
- ✓ La mezcla de hidrocarburos a condiciones iníciales, se encuentra en estado líquido cerca del punto crítico.
- ✓ Equilibrio de fase en estos yacimientos es precario. Alto encogimiento del crudo cuando la presión del yacimiento cae por debajo de Pb.
- ✓ El líquido producido tiene las siguientes características:
- ✓ Color amarillo, oscuro a negro.
- ✓ API > 40 °F
- ✓ RGP entre 2.000-5.000 PCN/BN
- √ Bo >1.5 BY/BN

Yacimientos de petróleo negro (Baja volatibilidad)

- ✓ Tv ≪Tc.
- ✓ Tiene alto contenido de C7+ (> 40%). La mezcla de hidrocarburos a condiciones iníciales, se encuentra en estado líquido cerca del punto crítico.
- ✓ El líquido producido tiene las siguientes características:
- ✓ Color negro o verde oscuro
- ✓ API < 40 °F
- √ RGP < 2.000 PCN/BN
 </p>
- √ Bo <1.5 BY/BN
 </p>

Yacimiento de petróleo negro (baja volatibilidad)

Si hay capa de gas se podrían tener tres diagramas de fases correspondientes a:

- ✓ Crudo de la zona de petróleo
- ✓ Gas de la capa de gas

✓ Mezcla de ambos (como si todo el gas libre estuviera en solución)

Clasificación UNITAR:+* Livianos 30< °API < 40 * Medianos 20< °API < 30 * Pesados 10< °API < 20 * Extra pesados (Bitúmenes) °API < 10.

Equilibrio entre fases.

Si se tiene una muestra de petróleo a cierta condición de temperatura y a la presión atmosférica, con disponibilidad para inyectarle gas a alta presión en una celda controlada para que el petróleo y el gas se mantengan en contacto intimo, conceptualmente la presión de saturación será aquella donde todo el gas disponible entre en solución a la temperatura del experimento.

Si existe gas a presiones cada vez mayores y garantizado que el gas y el petróleo están en contacto intimo hasta alcanzar el equilibrio bifásico, el gas irá entrando en solución.

4. INTERACCIÓN ROCA - FLUIDOS

DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS

Los diferentes fluidos que saturan una roca se distribuyen en el espacio poroso interconectado, ocupando poros completos, es decir que las diferentes fases no coexisten en un mismo poro.

Es por ello que para que un fluido pueda moverse tiene que formar una fase continua, saturando una serie de poros interconectados en lo que podía denominarse un canal de flujo.

En un medio poroso dado puede existir una saturación de un fluido distribuida de una forma tal que los poros donde se encuentra no formen un canal de flujo y así la fase no sea continua.

En este caso la saturación es inmóvil, ya que no es posible definir una caída de presión a través de una fase continua, requisito indispensable para que una fase se mueva. La permeabilidad efectiva de una roca a un fluido dado es función de su saturación y varía entre cero y K absoluta.

SATURACIÓN DE FLUIDOS

El sistema poroso interconectado representa el único volumen disponible par flujo y por lo tanto el único que puede ser llenado por fluidos productibles. Es por ello que cualquier fluido en el espacio no interconectado es inaccesible.

El sistema poroso interconectado puede estar lleno de uno o más fluidos.

Se define como saturación de un fluido a cualquiera que se encuentre en una muestra de roca, la fracción del volumen poroso interconectado que es ocupado por dicho fluido.

Si el espacio poroso interconectado está lleno de un solo fluido, la saturación es 100% ó 1 cuando se expresa como fracción. Al haber más de un fluido presente en el espacio poroso, la suma de las saturaciones correspondientes a cada fluido es igual a 1.

Las propiedades petrofísicas dependen de:

- Estructura de la roca
- Naturaleza de los fluidos
- Saturación de los fluidos
- Propiedades petrofísicas multifásicas
- Humectabilidad
- · Presión capilar
- · Permeabilidad relativa

La tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, determine:

- Localización y distribución de fluidos.
- Permeabilidad relativas
- Eficiencias de desplazamiento
- Humectibilidad
- Localización v distribución de fluidos

MOJABILIDAD

Los fluidos pueden ser humectantes o mojantes, es decir mayor tendencia a adherirse a la roca.

Igualmente existen fluidos denominados no humectantes o no mojantes cuando no presentan tendencia a adherirse a la roca en presencia de otro fluido. En algunos casos se habla de humectabilidad intermedia en fluidos que se adhieren parcialmente.

ÁNGULO CONTACTO

Formado por la interface de dos líquidos inmiscibles con la superficie de la roca, medido a través del más denso. Varía entre 0 y 180°. **Fig. 2.13.**

Ángulo contacto < 90° - humectante Ángulo contacto = 90° - intermedio Ángulo contacto > 90° - no humectante

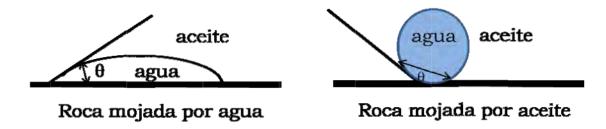


Fig. 2.13. Ángulo contacto

PRESIÓN CAPILAR

La diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de la interfase que se forma entre ellos, cuando se ponen en contacto en un medio poroso define la presión capilar.

- -Pc = PFNM PFM
- -Pc = presión capilar, psia
- -PFNM = presión fase no mojante, psia

Presiones capilares en yacimientos de hidrocarburos:

Agua – aceite

 $\begin{array}{ll} \mbox{Hidrófilos} & \mbox{PCwo = po - pw} \\ \mbox{Oleófilos} & \mbox{PCwo = pw - po} \\ \mbox{Gas - aceite} & \mbox{PCgo = pg - po} \\ \mbox{Agua - gas} & \mbox{PCgw = pg - pw} \end{array}$

Considerando el medio poroso como empaque de tubos capilares:

$$Pc = 2\sigma \cos \theta/r$$

donde:

σ=tensión interfacial, dinas / cm Pc = presión capilar, dinas / cm² θ = ángulo de contacto r = radio promedio de los poros.

Yacimientos hidrófilos

Ángulo de contacto < 90°

Mojados preferencialmente por petróleo.

El petróleo se desplaza por los canales más pequeños, el agua por los más grandes.

Pocos yacimientos son Oleófilos. Ricos en compuestos polares como ácidos y base orgánicas existentes en los asfáltenos.

No hay yacimientos gasófilos.

PROCESOS DE IMBIBICIÓN Y DRENAJE

Imbibición es aquel en que una fase mojante desplaza a una fase no mojante. Llevando el concepto a un medio poroso sometido a un proceso de desplazamiento de fluidos, se dice que hay imbibición en aquellos casos en que la saturación de la fase mojante va en aumento a medida que avanza el proceso.

Se define como un proceso de drenaje aquel en que una fase no mojante desplaza una fase mojante. Llevando el concepto a un medio poroso sometido a un proceso de desplazamiento de fluidos, se dice que hay drenaje en aquellos casos en que la saturación de la fase no mojante va en aumento a medida que avanza el proceso.

Es un caso práctico las mediciones de presión capilar en medios poroso se efectúan por medio de la inyección de fluidos. Así pues, este puede ser un proceso de imbibición o drenaje dependiendo de qué fluido esté saturando la muestra de roca y que fluido lo esté desplazando. Sin embargo si el proceso de saturación y de saturación de un medio poroso de lleva a cabo en cada etapa de imbibición y drenaje se observa un fenómeno definido como Histéresis. Así, la curva de imbibición (o sea cuando la saturación de la fase mojante aumenta) no coincide con la curva de drenaje (o sea cuando la saturación de la fase no mojante aumenta).

Esta diferencia entre las curvas de imbibición y drenaje es causada por entrampamiento de un cierto volumen de la fase no mojante que pierde continuidad de acuerdo a concepto de canales de flujo.

Las diferencias entre los procesos de imbibición y drenaje tienen que tomarse en cuenta en aquellos casos en que se están estimando permeabilidades relativas a partir de mediciones de presión capilar. Obviamente se tienen que estimar las permeabilidades relativas aplicables para cualquier proceso de deslazamiento utilizando presiones capilares que sean compatibles con el proceso que esté ocurriendo (imbibición o drene).

Si las presiones capilares disponibles fueron medidas para un proceso diferente al que se van a aplicar las permeabilidades relativas calculadas, es necesario corregir, bien sea las presiones capilares o las permeabilidades relativas calculadas. **Fig. 2.14.**

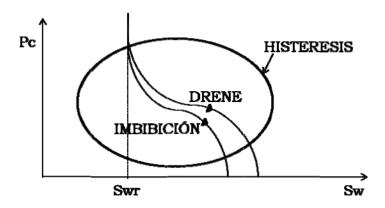


Fig. 2.14. Imbibición y drene

Imbibición. Cuando aumenta la saturación del fluido que moja. Drene. Cuando se reduce la saturación del fluido que moja. Histéresis. Es la diferencia de las propiedades de la roca (Pc-Sw) que se tiene al invertir el sentido de la prueba.

Comparando la curva de drene con la de imbibición, se nota que a la misma presión capilar la saturación de petróleo es menor en el caso del proceso de drene. En ambos casos la presión capilar define el radio promedio de los canales capilares más pequeños ocupados por el petróleo. Sin embargo, en el caso de la curva de drene, el petróleo a esa presión capilar solo puede penetrar los canales de ese radio promedio igual o mayor. En cambio la curva de imbibición el petróleo inicialmente ocupaba casi todo el medio poroso y por lo tanto ocupa todos los canales del radio promedio que define la presión.

Como se expuso anteriormente, cuando la fase no mojante es gas el equilibrio termodinámico se obtiene en un tiempo relativamente corto. A una misma presión capilar todas las interfaces tienen la misma curvatura. La diferencia entre la saturación de drene y la saturación de imbibición representa la saturación atrapada, la que no tiene continuidad a través de poros de igual o mayor diámetro como para poder escapar. Sin embargo cuando se reduce ligeramente la presión este gas atrapado se expande si puede. Si no puede mantiene la presión anterior y no estaría en equilibrio por lo que entraría en solución. Es por esta razón que no existe una saturación residual de un gas en un sistema de aceite-gas.

Cuando la fase no mojante es aceite una burbuja atrapada a una presión mayor ni se expande ni entra en solución cuando baja la presión. No está en equilibrio pero no puede hacer nada para entrar en equilibrio. A medida que la saturación de agua aumenta desde Swi (saturación inicial de agua) la diferencia entre la saturación de drenaje y la de imbibición se queda atrapada y el petróleo total atrapado es la sumatoria de los volúmenes parciales atrapados a presiones superiores.

Aun cuando la fase no mojante es gas la saturación atrapada comienza en cero, pasa por un máximo y regresa a cero (no hay saturación residual de gas).

En cambio si la fase no mojante es aceite comienza en cero pero aumenta continuamente hasta llegar a un valor que corresponde a la saturación residual de petróleo, Sor.

La presión capilar afecta la distribución inicial de los fluidos, pudiéndose calcular la zona de transición entre el aceite y el gas y entre el agua y el aceite. Tomando del primer caso como ejemplo, el primer paso requiere el establecimiento de un nivel que sirva de base para las medidas. El nivel del yacimiento al cual se encuentra las primeras señales de gas libre corresponde a la presión del desplazamiento. Es decir, la diferencia de presión entre el agua y el aceite a ese nivel es igual a la presión de desplazamiento medida en la celda de presión capilar.

PERMEABILIDADES RELATIVAS

En la misma forma en que una presión capilar determina fija la saturación, cuando en un medio poroso fluyen dos fases, la saturación de éstas fija la diferencia de presión entre una y otra. Igualmente la distribución de las fases es la misma que se obtiene cuando se mide la presión capilar; es decir, la fase mojante fluye por los canales finos y la fase no mojante por los canales gruesos.

Si se aplica la Ley de Darcy independientemente a cada una de las dos fases se obtiene una permeabilidad efectiva para la fase considerada. En el caso de agua y aceite, se obtienen las siguientes relaciones:

$$qo = \frac{KoA}{\mu o} * \frac{dPo}{dx}$$

$$qw = \frac{KwA}{\mu w} * \frac{dPw}{dx}$$

Los factores Ko y Kw son las permeabilidades efectivas para la fase indicada. Estas permeabilidades dependen de la permeabilidad absoluta del medio poroso y de la saturación de la fase. Para aislar estos dos efectos es más práctico definir las permeabilidades relativas.

$$Kro = \frac{Ko}{k}$$
 y $Krw = \frac{Kw}{k}$

Se supone que las permeabilidades relativas dependen únicamente de la saturación. En realidad también dependen de la dirección en que se desatura el medio poroso; es decir, si la saturación de agua está aumentando (imbibición) no se obtienen los mismos valores que si la saturación de aceite está aumentando (drenaje). Este fenómeno se ha investigado aún menos que en el caso de la presión capilar. En la figura se presentan curvas típicas de Ko y Kw, en función de la saturación. El valor de la saturación para el cual Kw es cero corresponde a la saturación irreductible en la curva de drenaje de presión capilar. El valor cuando Ko es cero indica la saturación irreductible de la fase no mojante.

E ciertos textos estas saturaciones irreductibles se denominan de equilibrio. Se supone que la fase bajo consideración no puede fluir hasta que exista por lo menos esta saturación en el medio poroso. En el caso de agua y aceite esto no es cierto.

A continuación se muestra una grafica típica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua en un medio poroso mojado por agua. **Fig. 2.15**:

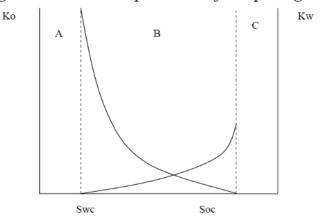


Fig. 2.15. Permeabilidades efectivas

En la región A solo fluye aceite.

En la región B fluyen simultáneamente aceite y agua.

En la región C solo fluye agua.

Se hace notar que la saturación de agua tiene un valor de 0.5, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.

PERMEABILIDAD RELATIVA (KRO, KRG, KRW)

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta. **Fig. 2.16.**

$$Kro = ko/k$$
, $Krg = kg/k$ y $krw = kw/k$

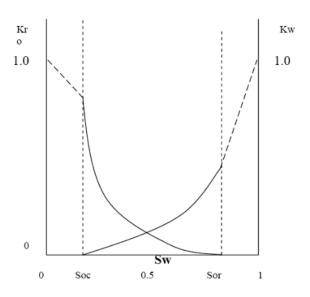


Fig. 2.16. Permeabilidad relativa

5. MECANISMOS PRIMARIOS DE PRODUCCIÓN

La determinación del "método óptimo" para recuperar los hidrocarburos del yacimiento está basada en el tipo de energía disponible en el mismo. Esta energía permite el movimiento de los fluidos hacia el pozo productor.

El término recuperación primaria se refiere a la producción de aceite o gas a través del uso de su energía natural. Estas "fuerzas" almacenadas en el yacimiento pueden estar presentes individualmente o en combinación. Aunque por lo general es dificil claramente el tipo de energía activa durante un determinado período de la vida productiva de un yacimiento, es recomendable clasificar los yacimientos de aceite y gas de acuerdo a los tipos de energía disponible.

El empuje del aceite hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que ya se encima del aceite: de un volumen de gas disuelto en aceite: de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad.

Generalmente se da el caso de que uno de estos mecanismos es predominante en empujar el aceite hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma coadyutoria.

Es muy importante detectar anticipadamente el mecanismo natural de empuje o expulsión de petróleo. Esta temprana apreciación servirá para obtener el mayor provecho del futuro comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular; también ayudará para estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o agua, u otros elementos.

Para detectar el mecanismo de producción prevaleciente, se acude al procesamiento e interpretación de una extensa serie de información obtenida durante la perforación de pozos e información recabada durante el comienzo y toda la etapa de producción primaria.

Cuando falta alguna información complementaria, ésta se puede suplir utilizando correlaciones de error y tanteo, pruebas simuladas de laboratorio, estadísticas regionales y el recurso de la experiencia práctica y profesional de quienes adquieren, procesan e interpretan la información.

La aplicación de conceptos, técnicas, modelos, fórmulas y prácticas operaciones dependerá de lo positivo que emerja de los siguientes datos:

- ✓ Composición y características geológicas y petrofísicas de las formaciones petrolíferas.
- ✓ Profundidad de las formaciones petrolíferas extensión (área) y espesor de las formaciones petrolíferas.
- ✓ Porosidad y permeabilidad de los estratos.
- ✓ Saturaciones de los fluidos (gas, aceite y agua) en los estratos petrolíferos
- ✓ Análisis de muestras de fluidos y relaciones presión, volumen y temperatura.
- ✓ Pruebas de producción.
- ✓ Relaciones volumétricas de los fluidos: gas, aceite y agua.
- ✓ Análisis de las características de los hidrocarburos.
- ✓ Presión estática y de flujo de los fluidos.
- ✓ Historias de producción de fluidos; separación, tratamiento y manejo de fluidos.
- ✓ Presiones de inyección y fractura de las formaciones.
- ✓ Profundidad de contacto gas, aceite y agua.

Y otros datos geofísicos, petrofísicos y de producción adicionales que contribuyen a evaluar los aspectos operacionales y económicos del desarrollo y continuidad de la producción de los hidrocarburos hallados. Por otra parte, apreciación del manejo, procesamiento, mercadeo y comercialización de los crudos y/o productos derivados para tener el panorama económico definido a corto, mediano y largo plazo.

YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

Yacimientos subsaturados

Son yacimientos que se encuentran a condiciones de presión y temperatura por encima del punto de burbujeo, donde no existe capa de gas inicial, (m=0) y el acuífero es relativamente pequeño en volumen, por lo que el influjo de agua es despreciable. Por encima del punto de burbujeo se tiene que la relación agua-aceite producido será igual a la relación agua-aceite (Rmi = Rm = R), dado que todo el gas producido en la superficie debió haber estado disuelto en el yacimiento.

Bajo estas suposiciones las "fuerzas responsables" del movimiento de hidrocarburos están formadas por la "expansión de los fluidos" y la "reducción del volumen poroso". Dado que los depósitos de hidrocarburos se encuentran a profundidad del orden de los mil de pies, la presión de sobrecarga de los sedimentos comprime los fluidos contenidos en la roca.

Cuando se perfora un pozo, la presión disminuye y el aceite y el agua intersticial se expanden originando flujo de fluidos hacia el pozo. Esta disminución en la presión también origina una contracción en el volumen poroso, lo cual ayuda a la expansión de los fluidos. "Segregación gravitacional", puede ocurrir en este tipo de yacimientos, drenando el petróleo con gran eficiencia cuando se maneja educadamente.

Dado que una parte del yacimiento puede estar por debajo del punto de burbujeo y una parte por encima de este, puede ocurrir separación del aceite y del gas en una sección.

En yacimientos con alta permeabilidad vertical, buen buzamiento, buenos espesores de arenas y a bajas tasas de flujo esta fuerza puede ser significativa, aunque deberá actuar contra la retención originada por las fuerzas capilares. Teóricamente la fuerza de gravedad puede originar factores de recuperación de hasta el 80%, produciendo el yacimiento a través de pozos localizados en la parte más baja de la estructura.

Las características básicas de este tipo de yacimiento se pueden resumir a continuación en la tabla 2.1.:

Característica	Comportamiento
Presión del yacimiento	Declina rápidamente y se estabiliza a
	un valor bajo
Relación gas-aceite producido	Pequeña a cero (muy poco gas o
	nada es producido con el aceite)
Factor de recuperación estimado	Menor al 5% de Ro con producción
	primaria

Tabla 2.1. Yacimientos subsaturados

Yacimientos que producen por "empuje de gas es solución"

Este tipo de empuje está restringido a yacimientos "cerrados" o "volumétricos". Un yacimiento volumétrico puede ser definido como aquel donde el área productiva no cambia. Puede ser comparado a un tanque presurizado a temperatura constante.

Es decir, no existe influjo de agua que reemplace el fluido, el gas producido (originalmente en solución en el aceite) no puede existir como una fase continua y libre. A comenzar la producción, la reducción de presión en el pozo origina la liberación de gas. Este puede ser el caso desde el comienzo de la producción (petróleo inicialmente en el punto de burbujeo) o este mecanismo puede ser retardado hasta tanto la presión de burbujeo sea alcanzada. El gas saldrá de solución y formará pequeñas burbujas en los poros. La expansión de estas burbujas originará la producción de petróleo. Al aumentar la saturación de gas en el sistema, aumentará la permeabilidad relativa al gas (Krg) y el gas liberado fluirá al pozo (aumentando la razón aceite-agua) o migran a la parte alta de la estructura donde formará una copa secundaría de gas. Al continuar este proceso de reducción de presión y liberación de gas, la permeabilidad relativa del aceite se reducirá hasta no existir flujo de aceite en el sistema (Kro=0).

Las características más sobresalientes de este tipo de yacimientos se especifican a continuación en la **tabla 2.2**:

Característica	Comportamiento
Presión del yacimiento	Declina en forma rápida y continúa
Relación gas-aceite producido	Primero es baja, luego aumenta
	hasta un máximo, por último
	declina
Comportamiento de los pozos	Requieren levantamiento artificial
	temprano en la vida productiva
Factor de recuperación estimado	5 a 30% de Ro

Tabla 2.2. Yacimientos que producen por "empuje de gas es solución"

El gas liberado inicialmente no fluirá, de tal manera que la RGA producido debe ser igual o ligeramente menor que la solubilidad del gas en el aceite (R=Rmi). Cuando la saturación de gas crítica es alcanzada, el gas comenzará a fluir y la relación gas-aceite aumentará rápidamente hasta un máximo con la consecuente reducción en la presión y la continúa liberación de gas. Luego comenzará una etapa de declinación hasta el abandono.

En yacimientos con "empuje por gravedad" el cerrar los pozos con alta RGA es una práctica muy efectiva, dado que aumenta la recuperación. Este tipo de yacimientos con "empuje de gas en solución" o "agotamiento" son buenos candidatos a ser sometidos a procesos de recuperación secundaria o mejorada en particular a procesos de inyección de agua.

Yacimientos con "casquete de gas"

En los yacimientos de aceite puede existir un volumen de gas, el cual excede la cantidad de gas que puede ser disuelta en el aceite. Esta cantidad de gas libre se almacena en el tope del yacimiento formando una capa de gas.

Si el yacimiento se encuentra a superficie presión las fuerzas resultantes de la expansión del gas, al disminuir la presión con la producción de los fluidos, pueden ser significativas en la recuperación obtenida. En el caso del mecanismo por "empuje de gas en solución", la expansión del gas se puede visualizar como actuando desde la parte "interna".

En el caso del empuje "por capa de gas" se puede visualizar como un mecanismo "exterior". Una capa de gas "secundaría" puede ser formada en el caso de existir segregación gravitacional.

Las características de producción de yacimientos estarán determinadas por el tamaño de la capa de gas o por la relación entre el volumen original de gas y el volumen de aceite (ambos volúmenes a condiciones de yacimiento).

En la **tabla 2.3** se muestra las características más sobresalientes de este tipo:

Característica	Comportamiento
Presión del yacimiento	Disminuye despacio y de forma
	continúa
Relación gas-aceite producido	Aumenta en forma continúa en los
	pozos altos en la estructura
Comportamiento de los pozos	La vida productiva (depende del
	tamaño de la casquete de gas)

Tabla 2.3. Yacimientos con "casquete de gas"

Yacimientos con empuje hidráulico

Los yacimientos de aceite y gas se encuentran asociados a la presencia de agua dado que las rocas sedimentarías fueron depositadas en lagos o mares poco profundos y por lo tanto estaban saturados con agua.

El "empuje hidráulico" consiste en la expansión del acuífero y el subsecuente influjo hacia el volumen de control lo cual se traduce en una conservación de la presión, ayudando de esta manera al flujo de aceite hacia los pozos productores.

A medida que el aceite es producido, el agua invade el yacimiento reemplazado el volumen producido y desplazando el aceite en el medio poroso. Por lo general, el yacimiento de aceite es pequeño al compararlo con la masa d agua que lo rodea la cual puede ser considerad como "infinita" en tamaño.

Si a medida que se produce el yacimiento, la presión permanece prácticamente constante, se puede concluir que existe un "empuje hidráulico". Lo mismo se aplica si al suspender la producción, se observa que la presión comienza a aumentar.

Cuando este tipo de mecanismo este presente, se requiere de una producción racional para la máxima utilización de la energía disponible mediante la restricción del volumen del influjo de agua al yacimiento.

Las características más sobresalientes de este tipo de yacimiento se especifican a continuación, en la **tabla 2.4**:

Característica	Comportamiento
Presión del yacimiento	Permanece alta
Relación gas-aceite producido	Permanece baja
Comportamiento de los pozos	Flujo natural
	Comienza temprano en la vida
Producción de agua	productiva aumenta
	considerablemente
Factor de recuperación estimado	De 5 a 30% del Ro

Tabla 2.4. Yacimientos con empuje hidráulico

Yacimiento con "empuje combinado"

Los mismos mecanismos de producción en la mayoría de los yacimientos son una combinación de los mencionados anteriormente. Estos mecanismos pueden estar activos en forma simultánea o en forma secuencial siendo importante se determinación para la optimización de la explotación de yacimiento.

MECANISMO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

En un yacimiento d empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical.

Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento. Aunque algunos de estos yacimientos no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe.

Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre cuando el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este.

En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo.

Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80%.

Las características más sobresalientes de este tipo de yacimientos se especifican a continuación, en la **tabla 2.5**:

Característica	Comportamiento
Presión del yacimiento	Tiende a mantenerse
Relación gas-aceite producido	Varía con la estructura
Comportamiento de los pozos	Aparente mejora del comportamiento
	de la permeabilidad relativa
	gas-aceite.

Tabla 2.5. Yacimiento con "empuje combinado"

EMPUJE POR COMPACTACIÓN

La producción de fluidos de un yacimiento incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, lo que originará una reducción del volumen poroso del yacimiento y posiblemente cause subsidencia de la superficie.

La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significante solo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos yacimientos que tienen un significante empuje por compactación son someros y pobremente consolidados. Aunque el empuje por compactación incrementará a la recuperación de petróleo, la compactación de la formación puede causar problemas tales como colapso al revestidor y reducir la productividad de los pozos debido a la reducción de la permeabilidad.

En la mayoría de las cuencas sedimentarias, el gradiente de sobrecarga es aproximadamente de 1 psia por pie de profundidad. Parte de este peso es soportado por los granos de la roca y el resto es soportado por el fluido dentro del espacio poroso.

La porción de la sobrecarga sostenida por los granos de la roca es denominada presión de la matriz o del grano. En regiones con presiones normales, el gradiente de presión del fluido se encuentra entre 0.4333 a 0.465 psia por pie de profundidad. Por lo tanto la presión del grano incrementará normalmente con la profundidad a una tasa de aproximadamente 0.54 a 0.56 por pie.

6. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria es la segunda etapa de operaciones y generalmente se implementa cuando la producción primaria del yacimiento comienza a declinar.

Tradicionalmente los procesos de recuperación secundaria consisten en el empuje por agua, mantenimiento de presión e inyección de gas. Recuperación terciaria es la tercera etapa de producción y generalmente consisten en procesos miscibles con gases, químicos y/o energía térmica para lograr desplazamiento de petróleo adicional cuando los procesos de recuperación secundaria dejan de ser rentables.

Sin embargo, en muchos yacimientos estas tres etapas no suceden en ese orden cronológico como es el caso de los yacimientos de crudo extrapesado, para los cuales la inyección de agua y gas no es viable por las características de viscosidad y movilidad de dicho crudo. Así, en estos casos de una producción primaria pasa a ser indispensable la aplicación de recuperación mejorada con el fin de mejorar las características del fluido.

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural a través de la inyección de agua o gas con el fin de obtener desplazamiento de crudo hacia los pozos productores.

La inyección de gas pudiese aplicarse de dos maneras para dos efectos diferentes: en la capa de gas para el mantenimiento – expansión de dicha capa o dentro de la columna de petróleo en los pozos para un desplazamiento inmiscible de acuerdo a las permeabilidades relativas y las consideraciones volumétricas. **Fig. 2.17.**

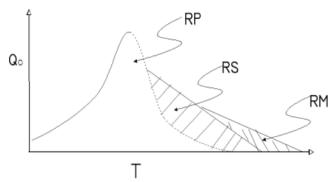


Fig. 2.17. Recuperación secundaria

donde:

RP : Recuperación primaria RS : Recuperación secundaria RM : Recuperación mejorada

Los procesos con gas basados en otros mecanismos como tales aumento o expansión (hinchamiento) de hidrocarburos, reducción de la viscosidad del petróleo o el comportamiento favorable de la fase son considerados como procesos de recuperación mejorada.

La recuperación secundaria es aquella que se obtiene al inyectar agua (llana) y gas natural y se puede recuperar hasta un 50%. Aproximadamente el 90% de los proyectos son de inyección de agua.

En la actualidad también suele designarse a la Recuperación Secundaría con el termino de "mantenimiento de presión", se suele emplear indistintamente el termino de "mantenimiento de presión" por Recuperación Mejorada. Pero él termino no es privativo de la Recuperación Secundaría conceptualmente.

La recuperación mejorada de petróleo es la tercera etapa de la recuperación de hidrocarburos, aplicando tecnología más moderna, sofisticada y en más casos la recuperación mejorada requiere de mayores cuidados y sus costos son más elevados.

Principios básicos de la inyección de fluidos

Desplazamiento microscópico de fluidos inmiscibles.

Agua y aceite son inmiscibles bajo cualquier condición de yacimiento o superficie

Gas y aceite son inmiscibles cuando la presión del yacimiento es menor a la necesaria para alcanzar miscibilidad instantánea por contactos múltiples.

Principios que gobiernan la interrelación roca-fluido

- Tensión superficial
- Mojabilidad
- Presión capilar

INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua ha sido duramente mucho tiempo el método dominante entre los dos de inyección de fluidos e indudablemente a este método se debe el elevado nivel de los ritmos de producción y de reservas en Estados Unidos Americanos y Canadá. Su popularidad se explica por:

- La disponibilidad general de agua
- La relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección
- La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera
- La eficiencia del agua para el desplazamiento del aceite

La primera inyección fue accidental y ocurrió en 1865 en Pennsylvania y el 1880 se llegó a la conclusión de que el agua, al abrirse camino en el pozo desde arenas poco profundas, se movería a través de las arenas petrolíferas y sería benéfica para incrementar la recuperación de petróleo.

En esta época se pensó que la función principal de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, lo que permitiría a los pozos tener una vida productiva más prolongada que por el agotamiento de la presión.

En el método más antiguo de inyección de agua primero se inyectaba en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que en los pozos adyacentes se producían agua; éstos se usaban como pozos de inyección para ampliar el área invadida. Esto se conocía como "invasión en círculo".

Como modificación de esta técnica a Forest Oil Corp convirtió simultáneamente una serie de pozos a la inyección de agua formando un empuje lineal. La primera inyección con un patrón de cinco pozos fue intentada en la parte sur del campo Bradford en 1924.

El campo Bradford tenía una gran área productora, poco gas en solución y no tenía empuje de agua. Estos factores contribuyeron al rápido desarrollo de la invección de agua.

A pesar de ésta y otras experiencias, solamente hasta principios de la década de los años 1950 se reconocieron las posibilidades de la aplicación generalizada de la invección de agua.

En todos los procesos de desplazamiento donde se inyectan fluidos en el yacimiento existe flujo en dos dimensiones. El movimiento de fluidos es controlado tanto por el arreglo de los pozos inyectores y de los pozos productores como por la heterogeneidad del yacimiento.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo en dos formas diferentes:

INYECCIÓN PERIFÉRICA O EXTERNA

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-aceite.

- Características

Se utiliza una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

-Ventajas

No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es grande.

No se requiere buena descripción del yacimiento para indicar el proceso de invasión con agua.

Rinde una recuperación más alta de petróleo con una mínima producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-aceite.

-Desventajas

Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.

No es imposible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.

En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.

Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia. La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos de operación y de producción.

INYECCIÓN EN ARREGLOS O DISPERSA

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

-Características

La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad (k), de la porosidad (Ø) y del número y posición de los pozos existentes.

Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión de área.

A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recuperación.

-Ventajas

Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeño. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.

Rápida respuesta del yacimiento y elevadas eficiencias de barrido de área.

Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.

Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.

-Desventajas

En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos invectores y es más riesgosa.

Exige un mayor seguimiento y control, y por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectores es algo que cada día se usa menor, ya que con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos.

El diseño para la aplicación de un proceso de inyección de agua requiere consideraciones, tanto técnicas como económicas. Estas consideraciones pueden ser simples o sofisticadas, dependiendo de los requerimientos de un proyecto particular y de la filosofía de operación.

Diseño de recuperación secundaria por invección de agua

- ✓ Evaluación del yacimiento, incluyendo el desarrollo de la producción primaria.
- ✓ Selección del plan de "invasión de agua".
- ✓ Estimación de tasas de invección y producción.
- ✓ Proyección de la recuperación de hidrocarburo para cada plan de inyección.
- ✓ Identificación de variables que pueden causar incertidumbre en el análisis técnico.

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El propósito de una descripción del yacimiento para el diseño de un proyecto de inyección de agua:

✓ Definir la extensión área y vertical del vacimiento.

- ✓ Describir cuantitativamente la variación de las propiedades de la roca, tales como porosidad, permeabilidad, etc.
- ✓ Determinar el mecanismo de producción primaria, incluyendo estimaciones de petróleo remanente.
- ✓ Estimar la distribución de crudo en el yacimiento.
- ✓ Evaluar las propiedades de los fluidos requeridas para la predicción del comportamiento del yacimiento y de los pozos durante la inyección de agua.

INYECCIÓN DE GAS

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de petróleo y se uso inicialmente a comienzos del año 1900 con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el petróleo y, generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba una recuperación adicional de petróleo o agotando aceleradamente la presión del yacimiento.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de petróleo adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Las más importantes son:

- ✓ Las propiedades de los fluidos del yacimiento
- ✓ El tipo de empuje y la geometría del yacimiento
- ✓ La continuidad de la arena
- ✓ El relieve estructural
- ✓ Las propiedades de la roca y
- ✓ La temperatura y presión del yacimiento.

El solo propósito de mejorar los métodos de producción justificada, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como este es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento.

Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener los gastos de producción relativamente elevados, recuperando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un periodo más largo.

Además, el gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener el gastp de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo.

Otros beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando los organismos oficiales no permiten el desperdicio del gas, es recomendable conservarlo para futuros mercados y, en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo.

Además, como se dispone de gas en algunas áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes, y como es un fluido no reactivo con las rocas del yacimiento, puede inyectarse sin presentar mayores dificultades.

TIPOS DE INYECCIÓN DE GAS

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales:

- ✓ Inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.
- ✓ Invección de gas interna (IGI) o dispersa (IGD)

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características de la IGI o IGD

Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgado.

Se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento.

La selección de dichos pozos y el tipo de arreglo dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variables de porosidad y permeabilidad.

-Ventajas

La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

-Desventajas

La eficiencia de la recuperación, mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drene por gravedad.

La eficiencia de barrido de área es inferior a la que se logra en operaciones de invección externa.

Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.

La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos de operación y de producción.

INYECCIÓN DE GAS EXTERNA

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria.

Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

La inyección miscible ocurre cuando el gas se mezcla con el petróleo al primer contacto o a través de múltiples contactos repetitivos hasta alcanzar la total miscibilidad.

Un aspecto a considerar en la inyección miscible es la relación de movilidad entre el gas y el petróleo, canalización a través de zonas de alta permeabilidad que generalmente, reduce la eficiencia de barrido.

La inyección inmiscible ocurre cuando el gas inyectado no se mezcla con el petróleo a las condiciones existentes de presión y temperatura.

- Características

Se usa en yacimientos de alto relieve estructurales, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.

Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales mayores a 200 md.

Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución área de gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

-Ventajas

En comparación con lo que se obtiene con la inyección interna:

La eficiencia de barrido área en este tipo de inyección es superior.

Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.

El factor de conformación es generalmente mayor.

-Desventajas

Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.

Las interacciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la invección de gas externa.

7. RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada es generalmente considerada como la tercer o última etapa de la secuencia de procesamiento del petróleo, en ciertos casos se le considera como una producción terciaria. El primer paso o etapa inicial del procesamiento del petróleo comienza con el descubrimiento del yacimiento utilizando los mismos recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo a la superficie (generalmente se utiliza la expansión de los componentes volátiles y/o bombeo forzado para removerlo hacia la superficie.).

Cuando se produce una considerable disminución de esta energía, la producción declina y se ingresa en la etapa secundaria donde energía adicional es administrada al yacimiento por inyección de agua. Cuando la inyección de agua deja de ser efectiva por la evaluación entre una pequeña extracción de crudo y un elevado costo de la operación, se considera de mayor provecho el tratamiento del pozo.

Se inicia en este punto el tratamiento terciario o recuperación mejorada del pozo de petróleo. El pozo se encuentra en la etapa final de su historia utilizable y por lo tanto se comienza a entregarle al mismo máximo energía química y térmica con el fin de aprovecharlo y recuperar al máximo la producción.

Actualmente el desarrollo de la técnica de recuperación permite aplicar este método en cualquier momento de la historia útil del pozo, siempre y cuando sea sencilla la necesidad de estimar la producción.

El total de la producción de petróleo, combinando el proceso o etapa primaria y secundaria es del orden del 40% respecto de la cantidad original de materia prima en el lugar. Por eso, la recuperación mejorada es de trascendental

importancia en el trabajo con el pozo para aprovechar al máximo el rendimiento económico y útil mismo.

Antes de iniciar la recuperación mejorada, el operador debe recoger tanta información como lo sea posible acerca del pozo y del status y de las condiciones de saturación del yacimiento. Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno.

Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno.

Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una recuperación mejorada.

Los procedimientos de recuperación mejorada involucran la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases inmiscibles en alteración con las aplicaciones de agua, la inyección de las denominadas "soluciones miscelares" (que son microemulsiones compuestas por surfactantes, alcoholes y aceites crudos), la inyección de vapor, y la combustión in-situ.

Quizás el dato más crítico acerca de la recuperación mejorada es la saturación de los yacimientos de petróleo. El inversionista debe evaluar la recuperación estimable de petróleo por aplicación de la recuperación mejorada en función de los gastos que se generaran a consecuencia de la implantación de esta técnica, o de los estudios que se deben realizar, o de los equipos nuevos que se deben adaptar a las instalaciones existentes.

La elección del proceso también se halla relacionada con la cantidad de petróleo que se estima en el lugar, la profundidad del yacimiento la viscosidad del crudo, etcétera. Numerosos métodos de recuperación han sido descubiertos recientemente para lo mejor adaptación a las necesidades y requerimientos del yacimiento saturado.

La introducción de productos químicos a un pozo se encuentra precedidas por un prelavado (esto consiste en la inyección de agua de baja salinidad o de contenidos salinos determinados por adicción a la misma de cantidades específicas.) para producir un buffer acuoso compatible entre el yacimiento de alta salinidad y las soluciones químicas, las cuales pueden ser adversamente afectadas por las sales en solución. Los aditivos químicos son del tipo de detergentes, polímeros orgánicos (para incrementar la eficacia del removido en un yacimiento heterogéneo) y micellar soluciones. La solución alcalina u otras soluciones son inyectadas luego de que se haya realizado el prelavado del pozo.

Dicha inyección se halla proseguida por la inyección de una solución de polímeros para incrementar la viscosidad del fluido, ganar espacio y minimizar pérdidas por dilución o canalización. Finalmente, la salinidad del agua adicionada que siga a la inyección del polímero es aumentada respecto de la concentración normal que caracterizan a los fluidos petroquímicos.

Otro tipo de recuperación mejorada de yacimientos saturados, consiste en la inyección de gas y desplazamiento del crudo por soluciones. La adición de dióxido de carbono es una de las técnicas más utilizadas en las instalaciones de recuperación en la actualidad.

Los mecanismos principales para la movilización del petróleo por gases miscibles son:

Disminución de la viscosidad del fluido hasta solubilización del gas en el crudo, y aumento del volumen de la fase oleica.

La solución de dióxido de carbono, la cual es altamente soluble en el petróleo crudo cuando se aplica a alta presión, provoca una apreciable ondulación del petróleo.

Tres tipos de inyección de dióxido de carbono han sido descubiertos y aplicadas:

- 1.- inyección del gas en porciones seguidas de la adición de agua;
- 2.- inyección de agua saturada con el dióxido de carbono; y finalmente,
- 3.- inyección del gas a presión elevada.

Diversas técnicas han emergido de métodos térmicos de recuperación mejorada y la elección de uno u otro depende de la evaluación del yacimiento y de la economía.

Los procedimientos térmicos, son especialmente:

TRATAMIENTO CON VAPOR

Es un proceso simple en un comienzo. El vapor es generado en la superficie e inyectado por la cañería principal de manera que el contenido del pozo se disipe hacia cañerías laterales y emerja a la superficie. Esté método se basa en una combinación de condiciones térmicas, reducción de la viscosidad del fluido y presión (la presión con que el fluido es disipado hacia los conductores periféricos.).

El mecanismo del desplazamiento del petróleo es una combinación de cambios físicos interaccionantes, tales como la reducción de la viscosidad y la destilación del vapor. Un esfuerzo considerable es requerido para traer al agua hirviente y a los gases resultantes de la combustión del crudo procesado, que frecuentemente contiene compuestos de nitrógeno y sulfuros.

Una segunda técnica de recuperación mejorada se basa en un simple pozo de inyección y un pozo de producción o extracción. En el primero, el se inyecta vapor permitiendo que se transfiera calor a las proximidades del depósito, que anteriormente poseía una buena producción el petróleo, antes que se comience a bombear. El bombeado se realiza hasta que la producción decline debajo de un nivel aceptable, en este momento se debe repetir el ciclo de inyección de vapor.

El tercer método de recuperación mejorada requiere una ignición in-situ del depósito de petróleo manteniendo un frente de combustión mediante la inyección de aire u oxígeno.

Muchas zonas diferentes experimentan con las reservas. Este mecanismo es complejo, pero al frente de combustión (y la producción de petróleo) produce una ordenada manera de forzar de él una mezcla de gases de combustión, vapor, agua caliente, y petróleo movilizado.

El proceso puede llevarse a cabo hasta que el frente de combustión se ha extendido en un radio tan grande desde el pozo de inyección de aire, que continuar con la inyección de aire no es más técnica o económicamente factible.

Estos, métodos de recuperación mejorada implican el uso de una de las técnicas que se probaron para averiguar si eran técnicamente factibles. Ningún método de recuperación mejorada es tan general, sin embargo, estos pueden ser utilizados en cualquier situación.

La evidencia de un origen biogenético de petróleo resta fuerza al análisis de los diferentes petróleos, los cuales son grandes mezclas de hidrocarburos que contienen compuestos del nitrógeno, azufre y oxígeno en cantidades variadas que dependen del origen del petróleo.

INUNDACIÓN POR POLÍMEROS

La inundación por polímeros consiste en agregar polímeros al agua subterránea, para hacer decrecer su movilidad. El resultado es un incremento en su viscosidad y a la vez decrece la permeabilidad de la fase acuosa que ocurre con algunos polímeros, causa una de su baja el radio de movilidad.

Esta baja incrementa la eficiencia de la inundación a través de un aumento de la eficiencia de recuperación y una disminución de la zona de saturación de petróleo. La irreversible saturación del petróleo no decrece hasta que la saturación del petróleo lo haga.

La mayor eficiencia en la recuperación constituye el incentivo económico para la utilización de inundación por polímeros, generalmente, la inundación por polímeros puede ser económicamente viable únicamente cuando el radio de movilidad de las aguas subterráneas es grande, el yacimiento es altamente heterogéneo o una combinación de los mismos.

Los polímeros pueden ser usados en la producción de petróleo de tres maneras:

En tratamientos en pozos cercanos para mejorar el comportamiento de los inyectores de agua o los bombeadores de agua, mediante el bloqueo de zonas de alta conductividad.

Como agente que puede unir zonas de alta conductividad en las profundidades del yacimiento.

Como agente que reduce la movilidad del agua o el radio de movilidad del agua y aceite.

El primer modo no es realmente una inundación por polímeros debido a que el verdadero agente del petróleo no es el polímero. Realmente la mayoría de las técnicas de recuperación mejorada por polímeros están orientadas en el tercer modo.

La movilidad decrece en una inundación por polímeros por la inyección de agua que contiene un gran peso molecular (polímero soluble en agua). Las interacciones con la salinidad son importantes, particularmente para ciertas clases de polímeros.

Virtualmente todas las propiedades de las inundaciones químicas dependen de la concentración de iones específicos más que de la salinidad solamente. La fase acuosa que contiene solamente cationes bivalentes (dureza) y más crítica a las propiedades químicas que las mismas concentraciones.

MÉTODO POR SOLVENTES

Uno de los más modernos métodos para producir petróleo adicional es a través del uso de solventes para extraer el petróleo del medio permeable. En el comienzo de la década del 60 el interés se centra en la inyección gas de petróleo licuado en pequeñas cantidades y luego fue desplazado por la utilización de gas seco. Este proceso se volvió económicamente menos atractivo cuando el uso del solvente se incremento. Más tarde en la década del 70, el interés de los métodos de recuperación mejorada por solventes resurgió, por un incremento en el precio del petróleo y más confianza en la habilidad para estimar la recuperación mejorada durante este periodo el uso de solventes comienza a decaer en relación al uso de dióxido de carbono y otros fluidos.

Dos fluidos que mezclamos en todas proporciones dan una fase de un único fluido son miscibles. Por esto los agentes miscibles se mezclan en todas proporciones con el aceite para ser desplazados. Pero muchos agentes parcialmente miscibles exhiben solo miscibilidad alrededor del crudo de petróleo en sí mismo, por eso nosotros usamos la inundación térmica de solvente. Muchos solventes, por supuesto, serán miscibles con crudo bajo las condiciones apropiadas, pero todos los solventes se interés comercial son miscibles en fase acuosa.

Los solventes de inundación se refieren a aquellas técnicas de recuperación mejorada cuya principal función de recuperación es porque de extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación, o alguna otra fase de comportamiento que cambia el comportamiento del crudo. Estos métodos tienen otros importantes, mecanismos de recuperación (reducción de la viscosidad, solubilización en gas, etc.), pero el mecanismo primario debe ser la extracción.

Esta extracción puede ser llevada a cabo por muchos fluidos: alcoholes orgánicos, gas natural y gas licuado, dióxido de carbono, nitrógeno, aire, entre otros.

CAPÍTULO III

CLASIFICACIÓN DE RESERVAS

Existe una gran diversidad de criterios sobre definición, clasificación y métodos de estimación de reservas; por ello, toda empresa petrolera debe establecer criterios y normas generales que sirvan de base para poder garantizar una uniformidad en la estimación de las reservas de sus diferentes áreas.

Pero, las normas no deben constituir marcos o barreras inflexibles, ya que cada yacimiento es un caso particular y la aplicabilidad de esas normas están sujetas a las condiciones geológicas y de ingeniería de yacimientos disponibles.

Recientemente ha habido un intento de acuerdo internacional, promovido por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Council (WPC) a fin de homogeneizar las clasificaciones de reservas, de acuerdo a su grado de incertidumbre, en las distintas empresas y países.

CONTENIDO

- 1.- Introducción
- 2.- Reservas probadas
- 3.- Reservas probables
- 4.- Reservas posibles
- 5.- Resumen

1. INTRODUCCIÓN

La estimación de las reservas es un trabajo básico y de gran importancia para el ingeniero de yacimientos. Esta estimación es la base para la mayoría de los proyectos propuestos en la explotación de un campo petrolero o de gas, ya que relaciona las inversiones para esos proyectos y las cantidades de aceite y gas a producirse, considerando en todo momento el factor tiempo.

La estimación de reservas consiste en la determinación del volumen total y las porciones recuperables de aceite y gas de los yacimientos. La solución de este problema se hace dificil debido a la imposibilidad física de obtener información totalmente eficiente ya que a profundidades variadas, debajo de la superficie terrestre se tiene información de ciertos puntos en diferentes posiciones los cuales son extrapolados.

Existen una gran diversidad de criterios sobre definición, clasificación y métodos de estimación de reservas de hidrocarburos; por ello, toda empresa petrolera debe establecer criterios y normas que sirvan de base para poder garantizar una uniformidad en las estimaciones de las reservas de su diferentes áreas y campos.

Como es natural, tales normas o criterios deberán ser generales y en ningún momento deben constituir marcos o barreras inflexibles, ya que cada yacimiento constituye un caso particular y, por lo tanto, la aplicabilidad de esas normas estará sujeta a las condiciones geológicas y de ingeniería de yacimientos disponibles.

RESERVA

Son los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser recuperados comercialmente de acumulaciones conocidas, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible.

De acuerdo al grado de incertidumbre, las reservas se clasifican en:

- 1.- Reservas probadas
- 2.- Reservas probables
- 3.- Reservas posibles

Esto se ilustra en el siguiente gráfico. Fig. 3.1 y Fig. 3.2.

Fig. 3.1. Grados de incertidumbre

Fig. 3.2. Clasificación de Reservas.

2. RESERVAS PROBADAS

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos del gas natural y sustancias asociadas recuperables, con razonable certeza, de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible, bajo las condiciones tecnológicas económicas y regulaciones gubernamentales vigentes.

CRITERIOS GENERALES

Se consideran reservas probadas al volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponible, pueden ser producidos comercialmente. Dentro de esta categoría se incluyen:

TIPOS DE RESERVAS PROBADAS

- 1.- Aquellas reservas contenidas en yacimientos penetrados por pozos que determinan la presencia y la producción económica de esas reservas por pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimientos no indiquen duda de la continuidad de los yacimientos.
- 2.- Aquellas reservas de los yacimientos que pueden ser producidas por localizaciones adyacentes y otras ya perforadas, siempre y cuando las condiciones geológicas y de ingeniería de yacimientos indiquen continuidad del yacimiento y no exista dudas de la productividad secundaria.
- 3.- Las reservas adicionales que se han estimado obtener de los yacimientos por haberse aumentando el factor de recuperación, como consecuencia de la aplicación de cualquier técnica de recuperación secundaria.

Las reservas probadas pueden ser desarrolladas o no desarrolladas.

LAS RESERVAS DESARROLLADAS

Son los volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables a través de pozos activos e instalaciones existentes.

LAS RESERVAS NO DESARROLLADAS

Son los volúmenes de reservas que no pueden ser recuperados comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes y requieren de perforación adicional.

A continuación se muestran ejemplos de reservas probadas

1.- Los volúmenes producibles en áreas donde se han realizado con éxito pruebas de producción y/o formación consideradas comerciales. **Fig. 3.3.**



Fig. 3.3. Reservas probadas

2.- Los volúmenes producibles comercialmente de áreas que han sido delimitadas por pozos productores y/o contactos de fluidos con base a la información geológica y de ingeniería.

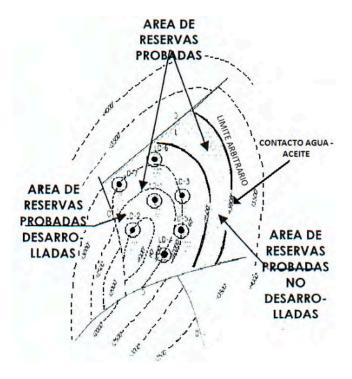


Fig. 3.4. Reservas probadas

3.- Los volúmenes producibles comercialmente en áreas adyacentes a las ya perforadas, cuando exista razonable certeza de continuidad del yacimiento. Estos volúmenes están representados por reservas no desarrolladas. Este caso se observa anteriormente en la **Fig. 3.4.**

3. RESERVAS PROBABLES

Son volúmenes de petróleo crudo, gas natural, condensados, líquidos del gas natural y sustancias asociadas atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de vista de su recuperación un mayor grado de incertidumbre comparado con el de las reservas probadas, bajo condiciones tecnológicas y regulaciones gubernamentales existentes.

SERIE 100

Los volúmenes que podrían recuperarse de prospectos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción o formación o cuyos resultados se consideren "no conclusivos". Donde las características de los perfiles y/o núcleos indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia. **Fig. 3.5.**



Fig. 3.5. Serie 100

SERIE 200

Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, adyacente el área probada del yacimiento.

Donde no se han determinado contactos de fluidos y el límite probado fue establecido en función del pozo estructuralmente más bajo, siendo necesario perforar pozos para delimitar el yacimiento existente.

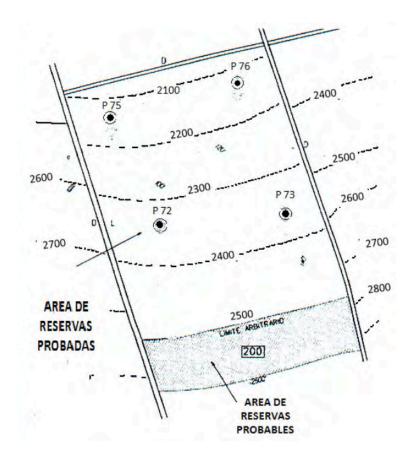


Fig. 3.6. Serie 200

SERIE 300

Los volúmenes que podrían producirse en áreas aun no peroradas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indican incertidumbre en su continuidad. **Fig. 3.7.**

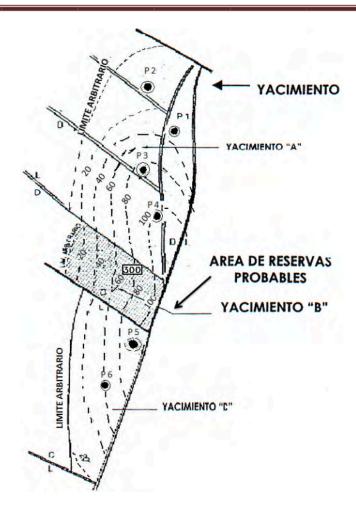


Fig. 3.7. Serie 300

4. RESERVAS POSIBLES

Son volúmenes de petróleo crudo, gas natural, condensados, líquidos del gas natural y sustancias asociadas atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica un grado mayor de incertidumbre al de las reservas probables.

SERIE 600

Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o formación conclusivas que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas existentes en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras favorables. **Fig. 3.8.**

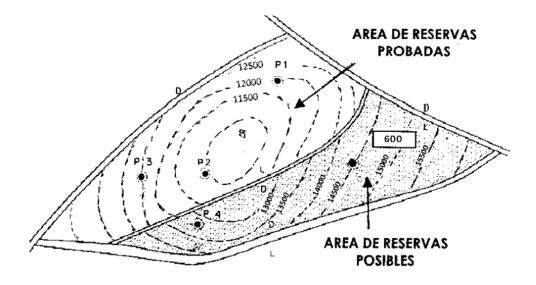


Fig. 3.8. Serie 600

SERIE 700

Los volúmenes que podría existir en formaciones atravesadas por un pozo donde la información proveniente de: pruebas de producción o de formación, perfiles y núcleos, no es exclusiva y presentan algo de grado de incertidumbre en la probabilidad de su recuperación. **Fig. 3.9.**



Fig. 3.9. Serie 700

SERIE 800

Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geológica y geofísica indica continuidad fuera de los límites del área probable serie doscientos (200), y donde para constatar su presencia es necesaria la perforación de pozos de avanzada, de alto riesgo o declinación. **Fig. 3.10.**

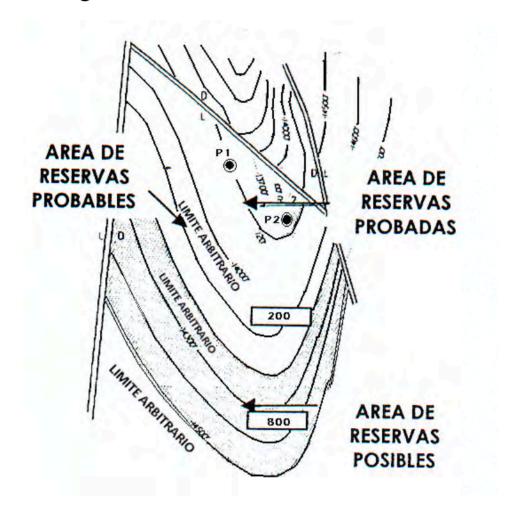


Fig. 3.10. Serie 800

SERIE 900

Los volúmenes que podrían existir en trampas no peroradas y iuxtapuestas a yacimientos, donde la información geológica y geofísica indica alta incertidumbre de continuidad de los horizontes productores. **Fig. 3.11.**

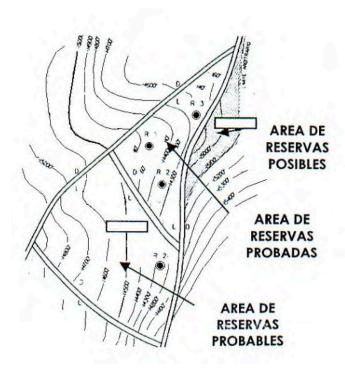


Fig. 3.11. Serie 900

5. RESUMEN DE CLASIFICACIÓN DE RESERVAS

Se consideran reservas probadas aquellas:

Cantidades productibles comercialmente en áreas delimitadas por pozos productores según la información geológica y de ingeniería.

Cantidades productibles comercialmente en áreas adyacentes a las ya perforadas, cuando exista razonable certeza de continuidad del yacimiento y buena delimitación.

Cantidades productibles comercialmente en áreas adyacentes a las ya perforadas, donde se conoce el contacto de fluidos y existe razonable certeza considerados del yacimiento.

Cantidades productibles, donde existen pruebas exitosas de producción y/o formación consideradas comerciales.

Cantidades producibles de pozos con análisis de perfiles y núcleos que indiquen con razonable certeza capacidad comercial de producción. Los pozos deben pertenecer a un yacimiento análogo en el mismo horizonte.

Cantidades productibles de yacimiento de gas, delimitados por pozos y sísmica altamente confiable.

Se consideran reservas probables aquellas:

Serie 100: cantidades que podrían recuperarse de prospectos atravesados por pozos sin prueba de producción, formación o resultados no conclusivos, donde exista razonable certeza de probabilidad de existencia.

Serie 200: cantidades que podrían recuperarse a una distancia razonable, adyacente a un área probada, donde no está determinado el límite del yacimiento en función del pozo estructuralmente más bajo.

Serie 300: cantidades que podrían recuperarse de áreas no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde la geología y la ingeniería indican incertidumbre en su continuidad.

Serie 500: cantidades adicionales a las reservas probadas, por reinterpretación geológica, parámetros, comportamiento de producción, avance tecnológico, cambios de patrón de desarrollo, etc.

Se consideran reservas posibles aquellas:

Serie 600: cantidades sustentadas por pruebas de producción o formación conclusivas, que no pueden ser producidas por las condiciones económicas existentes.

Serie 700: cantidades que podrían existir en formaciones atravesadas por un pozo exploratorio, donde la información geológica e ingeniería no es conclusiva y existe alto grado de incertidumbre.

Serie 800: cantidades que podrían existir en áreas donde la información geológica y geofísica indican continuidad fuera de los límites de área probable y donde es necesario perforar pozos de exploración y de delineación.

Serie 900: cantidades que podrían existir en trampas no perforadas en segmentos fallados, adyacentes donde la información geológica y geofísica alta incertidumbre.

Serie 1100: cantidades adicionales a las reservas probadas, por reinterpretación geológica, parámetros, comportamiento de producción, avance tecnológico, cambios de patrón de desarrollo, etc.

CAPÍTULO IV

MÉTODO VOLUMÉTRICO

El volumen original de hidrocarburos es la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, y se expresa a condiciones atmosféricas.

Los recursos prospectivos son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo a condiciones de superficie.

La cantidad de hidrocarburos que contiene un yacimiento se puede evaluar por varios métodos. Uno de ellos lo constituye el método volumétrico, el cual esta basado en formulas conocidas de sólidos truncados, tales como pirámides, trapezoides, conos, cilindros, esferas.

Dicho método se apoya en el uso de mapas geológicos y petrofisicos y considera al yacimiento como un tanque que contiene hidrocarburos. El volumen global del tanque esta compuesta por el volumen de roca del yacimiento y sus poros, los cuales pueden estar conectados parcial o totalmente. El objetivo del método es calcular el volumen de roca y luego determinar los hidrocarburos en el yacimiento.

CONTENIDO

- 1.- Introducción
- 2.- Teoría
- 3.- Mapas
- 4.- Métodos para estimar volumen de roca
- 5.- Métodos para ponderar propiedades de roca
- 6.- Estimación de volumen de hidrocarburos en el vacimiento

1. INTRODUCCIÓN

Antes de perforar un pozo petrolero, el Geólogo o el Ingeniero de Yacimientos deben hacer estimaciones volumétricas de los hidrocarburos que pueden existir en los yacimientos de un área determinada, la cual puede ser conocida o desconocida. Los primeros pronósticos volumétricos se obtienen por analogía con otros yacimientos vecinos y dichos pronósticos generalmente se expresan en términos de barriles recuperables de crudo o miles de pies cúbicos de gas por acre. Estas estimaciones constituyen la base para determinar y justificar la inversión de dinero necesaria para perforar el primer pozo.

Las primeras estimaciones volumétricas de reservas se encuentran soportadas por algunos mapas, tales como mapas geológicos usando

pozos circundantes de control o de mapas geofísicos que no pueden tener ningún pozo de control del subsuelo. Estos mapas se utilizan para tener una estimación del área productiva posible que conjuntamente con las estimaciones de los barriles de crudo o miles de pies cúbicos de gas por acre, proporcionaran una estimación del aceite recuperable total del yacimiento, si a caso existe algún yacimiento.

Después que el primer pozo sea perforado, se tendrá disponible mayor información sobre el yacimiento, pero el costo de obtener esa información es muy alto por cada punto obtenido si se compara con cualquier otro tipo de información que se tenga hasta ese momento.

Cada pozo subsecuente agrega solamente un punto de referencia, no importa cual costoso sea, a las superficies (mapas) que se han estado preparando.

La meta siempre debe ser optimizar el uso del dinero en recopilar la información, en todas las etapas que constituye el ciclo de vida de un campo y que dicha información tenga un valor estratégico.

DETERMINANDO LOS VOLÚMENES DEL YACIMIENTO

A medida que avanza el desarrollo del yacimiento, se revisan los mapas de contorno motivado a los pozos adicionales perforados, por la información que aportan. Los pozos secos indican aproximadamente donde se encuentran los límites del yacimiento.

A medida que avanza el desarrollo de los yacimientos, se utilizara más y más la información dinámica obtenida de los pozos (datos de presión y producción) para estimar las reservas de aceite y del gas basado en datos del comportamiento histórico del yacimiento para controlar las reservas indicadas por los cálculos volumétricos, utilizando técnicas de curvas de declinación de producción, balance de materiales y simulación de yacimientos.

Pero los cálculos volumétricos se utilizan generalmente para determinar los convenios de equidad para las ventas (cuando hay varias empresas que comparten un yacimiento o un campo) y en contratos de unificación de yacimientos, en lugar de usar los cálculos basados en comportamiento del yacimiento aun en la vida madura o tardía de un yacimiento.

Por esta razón es tan importante conocer tanto como se pueda, sobre las técnicas para estimar volumètricamente los recursos de hidrocarburos en sitio. La vitalidad de una empresa petrolera son sus reservas de aceite y de gas; estas se deben analizar de forma imparcial y determinar cuidadosamente para evitar posteriormente, cuando existan condiciones no favorables, botar o no regalar estos activos.

2. TEORÍA

Cuando se requiere evaluar la cantidad de hidrocarburos que contiene un yacimiento, se puede considerar al yacimiento como un tanque que contiene hidrocarburos.

El volumen global del tanque esta compuesta por el volumen de roca del yacimiento y sus poros, los cuales pueden estar conectados parcialmente o totalmente. La capacidad del tanque la constituye el volumen poroso interconectado, donde residen los fluidos del yacimiento (gas, aceite, agua) el cual se encuentra a unas condiciones determinadas de presión y temperatura.

Cada uno de esos fluidos ocupa un volumen específico dentro del volumen poroso interconectado y el volumen de cada fluido en el yacimiento, se representa en forma fraccional su saturación.

Para estimar el volumen de cada fluido en el yacimiento, para ese momento se requieren los siguientes parámetros:

- Volumen bruto sujeto a análisis.
- Porosidad interconectada promedio para la totalidad del volumen bruto sujeto a análisis.
- Saturación promedio de cada fluido en el volumen poroso interconectado sujeto a análisis.
- Factores volumétricos de los fluidos (βο, βg, βw) a las presiones, temperaturas y solubilidades prevalecientes en el yacimiento. Se pudiese requerir de varios análisis pVT, para estudiar la posibilidad de variación del punto de burbujeo y de la solubilidad del gas con profundidad, a fin de refinar los cálculos.

Estas listas de requerimientos pueden simplificarse para algunos casos especiales en que solamente hay dos fases en el yacimiento (gas y agua o aceite y agua).

En todo caso se llama la atención al hecho de que se requieren valores promedios de estos parámetros, motivado a que cada yacimiento se extiende en un área en la cual varia su profundidad, espesor, porosidad y saturaciones. Así en diferentes puntos del yacimiento se pueden encontrar diferentes propiedades (lo que determina la heterogeneidad del yacimiento).

Dado que para estimar el volumen del fluidos en sitio se desea usar valores únicos de porosidad, saturación, y de factor volumétrico, es preciso generar valores ponderados volumètricamente para cada uno de estos parámetros.

Se considera prioritario disponer de un estudio petrofisico de los pozos del área bajo estudio, ya que a partir del mismo se dispondrá de los datos de los parámetros promediados por cada pozo, requeridos para realizar los cálculos.

VOLÚMENES DE SÓLIDOS

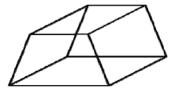
En la estimación volumétrica de hidrocarburos en sitio, se utilizan aproximaciones de la geometría del yacimiento comparándolas con figuras geométricas conocidas de sólidos completos o truncados.

Ejemplos: pirámides, trapezoides, conos o esferas truncadas.

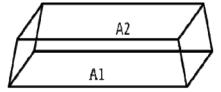
A continuación se incluyen las formas para evaluar los volúmenes de esos sólidos:

Pirámide (segmento)

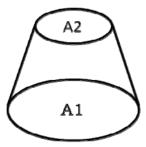
$$V = \frac{h}{3} \Big(A_1 + A_2 + \sqrt{A_1} * A_2 \Big)$$



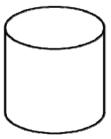
 $V = h * \left(\frac{A_1 + A_2}{2}\right)$



$$V = \frac{h}{3} \Big(A_1 + A_2 + \sqrt{A_1 * A_2} \Big)$$



$$V = \frac{\pi * h}{6} \left(6r^2 + h^2\right)$$



$$V = \frac{\pi * h}{6} \left(3r_1^2 + 3r_2^2 + h^2 \right)$$



3. MAPAS

Para efectuar los cálculos volumétricos de hidrocarburos, se requiere el uso de mapas que representan el subsuelo en el área que se esta estudiando.

Todos los mapas representan una cierta clase de superficie.

Ejemplo de ellas son:

1.- Topográfica2.- Estructura3.- Isopaca4.- Isopotencial5.- Isobárica6.- Magnética

7.- Gravedad

Ninguno de estos mapas se pueden preparar usando datos continuos que en teoría se deben recolectar para poder construir la superficie que se desea mapear. En su lugar, los mapas se preparan utilizando aquellos puntos que han sido muestreados y evaluados e infiriendo la posición de la superficie en los puntos no muestreados, a partir de los valores de las medidas efectuadas en los puntos muestreados vecinos.

Existen técnicas para hacer las estimaciones de una superficie en cualquier punto dado: Kriging, cokriging, etc.

Se debe notar que cada muestra de la superficie geológica exige un compromiso monetario significativo, porque generalmente se requiere de pozos nuevos. Sin embargo, cada pozo adicional, solo representa una muestra adicional en cada una de las superficies que se pueden muestrear en el pozo.

En la función exploración y producción de la industria petrolera, generalmente se utilizan los mapas siguientes:

1.- Estructurales
2.- Isopacos
3.- Porosidad
5.- Saturación
6.- Presión
7.- Contactos

4.- Permeabilidad 8.- Discontinuidades

Debido al alto costo de las muestras por punto, es imprescindible explotar tanta información como sea posible de cada muestra. Comunicándole, la manera usual de presentar o visualizar todas las muestras en una superficie común.

CONFIGURACIÓN DE MAPAS

Tradicionalmente, se les asigna a los geólogos la tarea de generar mapas de contornos, pues ellos usan la mayor de su tiempo generando o mirando mapas del contorno. Sin embargo el proceso de realizar los cálculos volumétricos, debe ser realizado por los ingenieros de yacimientos.

El contorneo de mapas se debe efectuar cumpliendo las siguientes pautas:

Cada superficie individual debe ser continua. Las superficies se pueden interceptar, o ser interceptadas, pero cada superficie es una superficie matemática continua usando los puntos donde se ha muestreado.

- La pendiente de la superficie en cualquier punto muestreado se puede determinar con solo observar el dato y la distancia a todos los puntos a su alrededor (la única excepción a esta regla es cuando se tienen los datos de buzamiento en un punto. En ese caso, los datos de buzamiento tienen mayor peso que los valores de buzamiento.)
- Los puntos datos se deben sincronizarse y eliminarse mediante un proceso continuo, donde se le asigna un peso completo solamente en el punto, y un peso parcial que disminuye al moverse hacia puntos vecinos, y que tienen peso cero en los puntos vecinos.
- Las pendientes deben cambiar suavemente en todas las direcciones, tanto horizontal y verticalmente, es decir, que la

segunda derivada de la superficie debe ser suave en todas las direcciones.

- Cada variable independiente se debe emplear independientemente, es decir que la porosidad y el espesor se deben tratar por separado puesto que son superficies independientes matemáticamente hablando, una es intensiva y otra es extensiva.
- Se deben determinar las líneas isopaca de valor cero usando las tendencias que traen las superficies de mayor valor, en lugar de usar pozos secos, que representan solamente puntos de la muestra donde la superficie (valor del espesor) se sabe que esta ausente. La línea isopaca cero no ocurre cuando el espesor es cero, sino en alguna parte en el medio entre ese punto y aquel punto más cercano con espesor positivo.

La formación que contiene hidrocarburos tiene en cada punto del yacimiento una profundidad medida al tope de la misma, así como una profundidad medida en el fondo. Generalmente estas profundidades se han medido con perfiles eléctricos o de otro tipo, Estos registran como referencia de profundidad cero, la mesa rotaria de un taladro, y por lo tanto se denominan profundidades subrotarias. La mesa rotaria se encuentra a un nivel dado del suelo el cual tiene cierta elevación sobre el nivel del mar.

En vista de que la altura de la mesa rotaria sobre el suelo varia y mas aun, varia la elevación del suelo sobre el nivel del mar, para referir todas las mediciones a un nivel común o cero común se ha escogido por convención como plano de profundidad cero el nivel del mar. Así generalmente todas las mediciones de profundidad (subrotarias) se convierten en profundidades bajo el nivel del mar sustrayendo de las primeras la altura de la mesa rotaria sobre el suelo y la altura del suelo sobre el nivel de mar.

Si sobre un mapa base o mapas de coordenadas se ubican una serie de profundidades de la formación (bajo el nivel del mar) correspondiente a pozos o a datos sísmicos, se pueden unir puntos de igual prefundid obteniéndose así las líneas isoprofundidad o líneas estructurales, obviamente este tipo de mapas se puede preparar para el tope, fondo o profundidad promedio de cualquier formación y se denominan mapas estructurales.

Con la misma técnica se pueden preparar mapas de cualquier propiedad del yacimiento, como por ejemplo: espesor bruto, espesor neto, espesor de arena, porosidad, permeabilidad, presión, etc. Estos mapas de isopropiedades son sumamente útiles para evaluar propiedades promedio del yacimiento, ponderada volumètricamente.

Los mapas de isoespesor también se denominan mapas isopacos y los mapas de isopresión se denominan isobaricos.

ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN BRUTO DE UN YACIMIENTO

El primer parámetro requerido para la estimación de hidrocarburos en sitio por el método volumétrico es el volumen bruto que ocupa la roca que contienen hidrocarburos. Este parámetro se estima utilizando los mapas isopacos de formación neta petrolífera.

Este mapa exhibe los valores netos de espesor de la formación que contienen hidrocarburos, en forma de líneas de isoespesor.

La siguiente figura muestra de forma esquemática un mapa isopaco de formación neta petrolífera. **Fig. 4.1.**

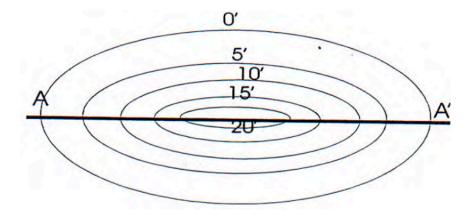


Fig. 4.1. Mapa isopaco

En la figura próxima se muestra una sección del yacimiento a lo largo de la línea A-A'. **Fig. 4.2.**

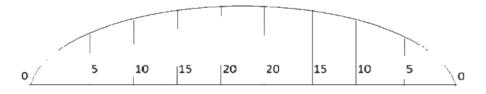


Fig. 4.2. Sección de yacimiento

Se dice que la sección de la figura anterior es solo esquemática ya que el mapa isopaco mostrado también anteriormente, bien podría corresponder fisicamente a otra sección como la que se muestra a continuación. **Fig. 4.3.**

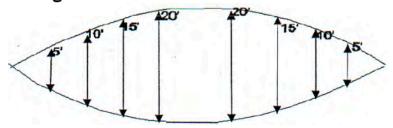


Fig. 4.3. Sección de un mapa isopaco

Es evidente que el mapa isopaco indica solamente espesores y no da la idea de la forma estructural del yacimiento. Un mapa isopaco puede corresponder a diferentes formas estructurales.

Utilizando un mapa isopaco de arena neta petrolífera, se puede obtener el volumen bruto del yacimiento por tres métodos diferentes.

- 1.- Método trapezoidal
- 2.- Método piramidal
- 3.- Método práctico

4. MÉTODOS PARA ESTIMAR EL VOLUMEN DE ROCA

MÉTODO TRAPEZOIDAL

Este método supone a los fines de calculo que el yacimiento se pueda dividir en laminas horizontales y que cada lamina corresponde en volumen a un trapezoide equivalente de volumen (A1+A2)*h/2.

donde:

A1 = Área de la cara inferior

A2 = Área de la cara superior

h = Altura de la lamina

Se habla de trapezoide equivalente ya que las áreas A1 y A2 generalmente no son regulares y por lo tanto el sólido geométrico no corresponde realmente a un trapezoide, sino a un sólido irregular.

En la siguiente figura se muestra de forma esquemáticamente una sección del mapa presentando en el capitulo anterior, seccionada en laminas horizontales para el cálculo del método Trapezoidal. Fig. 4.4.

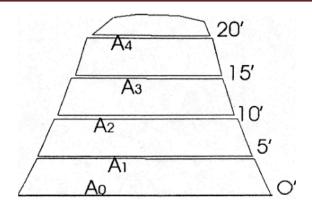


Fig. 4.4. Método trapezoidal

Las áreas A0, A1, A2,..., An corresponden a las áreas dentro de una línea isopaca. El volumen total bruto es igual a la sumatoria del volumen de todos los trapezoides equivalentes:

$$V_b = \sum_{i=0}^{i=n-1} \left(\frac{A_1 + A_{i+i}}{2} \right) * \Delta h_{i,i+1}$$

donde:

Vb = Volumen bruto total

Ai = Área de la cara inferior de cada lamina horizontal

Ai + 1= Área de la cara superior de cada lamina horizontal

Δhi, i+1 = Espesor de las laminas (diferencia de espesores entre líneas isopacas que corresponden a Ai y Ai +1

PRECISIÓN

Es de notar que el método tiene cierto grado de error por la aproximación que se esta haciendo con trapezoides equivalentes. Así, el método trapezoidal introduce un error del 2% cuando la razón entre dos áreas sucesivas es 0.5. Por ello si dicha razón es inferior a 0.5, se recomienda usar el método piramidal.

MÉTODO PIRAMIDAL

Este método supone a los fines de cálculo que el yacimiento se puede dividir en laminas horizontales. Además se asume que cada lámina corresponde a una pirámide truncada equivalente de volumen:

$$Vp = \left(\frac{A_0 + \sqrt{A_0 + A_1} + A_1}{3}\right) * \Delta h$$

Para ilustrar este tipo de cálculo también se puede utilizar las figuras del capítulo anterior, referente al mapa isopaco y una sección de este.

En la figura donde se muestra la sección del mapa de isoespesores, se divide el yacimiento en láminas horizontales para el cálculo por el método piramidal. De nuevo, las áreas A0, A1, A2,... An corresponden a las áreas dentro de una línea isopaca. El volumen total bruto es igual a la sumatoria del volumen de todas las pirámides equivalentes.

$$V_{b=} \sum_{i=0}^{i=n-1} \left(\frac{A_i + \sqrt{A_1} A_{i+1} + A_{i+1}}{3} \right) * \Delta h_{i,i+1}$$

donde:

Vb = Volumen bruto total

Ai = Área de la cara inferior de cada lamina horizontal

Ai+1 = Área de la cara superior de cada lamina horizontal

 Δ hi, i+1 = Espesor de la lamina (diferencia espesor entre líneas isopacas que corresponden a Ai y Ai+1

PRECISIÓN

El método piramidal es un poco más complejo que el trapezoidal por el cálculo de los volúmenes que corresponden a un sólido más complejo, pero es mas preciso.

MÉTODO PRÁCTICO

Este método es básicamente una modificación del método trapezoidal. La diferencia fundamental es que a fines de cálculo el yacimiento se divide en láminas verticales. Refiriéndonos de nuevo al mapa isopaco del capitulo anterior (sección A- A'), y a la sección, se divide el yacimiento en la minas verticales que se muestran más adelante, en forma esquematiza y en corte.

Cada lámina vertical tiene un área base que se mide con un planímetro y que equivale al área entre dos líneas de espesor. L es la altura promedio correspondiente a cada área así medida es el espesor algebraico promedio entre las dos líneas de isoespesores que limitan cada área medida. Así, se h aproximado el volumen de cada lamina vertical por el volumen de un trapezoide equivalente. **Fig. 4.5** y **Fig. 4.6**.

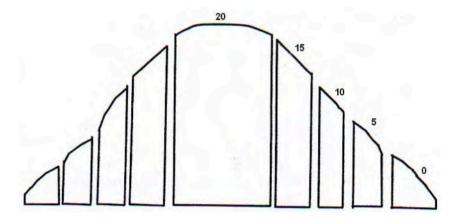


Fig. 4.5. Método práctico

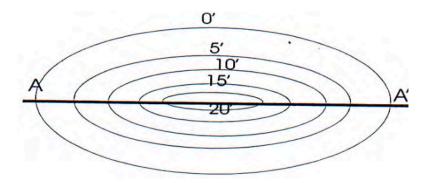


Fig. 4.6. Método práctico

El volumen bruto de cada lámina se calcula como el trapezoide equivalente:

$$A_{i,i+1} * \left[\frac{h_i + h_i + 1}{2} \right]$$

El volumen bruto total es igual a la sumatoria del volumen de todos los trapezoides equivalente, tomado las laminas en forma vertical de cada lamina se calcula como el trapezoide equivalente.

$$V_b = \sum_{i=0}^{i=n-1} A_{i,i+1} * \left[\frac{h_i + h_i + i}{2} \right]$$

donde:

Vb = Volumen bruto

Ai, i+1 = Área entre líneas isopacas de espesor hi y hi

hi = Espesor correspondiente a una linea isopaca

hi, i+1 = Espesor correspondiente a la siguiente linea isopaca

PRECISIÓN

El método práctico tiene una precisión del mismo orden de magnitud que el mètodo Trapezoidal, la cual es menor al mètodo piramidal.

MÉTODO GRÁFICO

Este método consiste básicamente en utilizar los mapas estructurales del tope y la base del yacimiento, determinando el área encerrada para una profundidad dada, tanto para el tope y para la base. Posteriormente todos esos valores se grafican en gráfico lineal de profundidad vs área encerrada.

Luego hay que determinar el área encerrada dentro de cada curva y la diferencia de ellas, nos dará el volumen bruto del yacimiento o de roca. En este gráfico, también se pueden incluir las profundidades de los contactos gas-petróleo y agua-petróleo, y de esa manera podemos conocer el volumen de roca de la zona de petróleo.

5. MÉTODOS PARA PONDERAR PROPIEDADES DE ROCA

Obteniendo el volumen bruto del yacimiento, el próximo paso lo constituye la estimación del volumen poroso interconectado, el cual representa a condiciones de yacimiento el volumen susceptible a contener fluidos. Así:

$$Vp = Vb * \theta$$

donde:

Vp= Volumen poroso interconectado total

Vb = Volumen bruto total

 θ = Porosidad interconectada promedio ponderada volumétricamente.

POROSIDAD INTERCONECTADA PROMEDIO PONDERADA VOLUMÉTRICAMENTE

A fin de ponderar volumétricamente la porosidad (o cualquier otra propiedad de un yacimiento) se requiere un mapa isopaco del mismo así como también de un mapa de isovalores de la propiedad que se desea ponderar. Suponiendo ambos y diseñando una retícula, se podrán asignar valores de la propiedad dada a cada bloque de la retícula.

Finalmente se planimetría el area de cada retícula, se asigna el espesor promedio correspondiente se computa el valor promedio ponderado volumétrico de la propiedad.

Por ejemplo, para porosidad:

$$e = \sum_{i=1}^{n} \left(A_i h_i e_i \right)$$

donde:

θ = Porosidad interconectada promedio ponderada volumétricamente

Ai = Área de cada celda o bloque de la retícula

At = Espesor promedio asignado a cada celda o bloque de la retícula

θi = Porosidad asignada a cada celda o bloque de la retícula

SATURACIÓN PROMEDIO PONDERADA VOLUMÉTRICAMENTE

Siguiendo el mismo procedimiento descrito antes, se puede pensar en ponderar la saturación de cualquier fluido (gas, agua y /o petróleo) utilizando el mismo concepto de retícula, pero con la posibilidad de ponderar usando el volumen bruto de cada celda.

Aunque lo último es lo más deseable, no siempre se dispone de un mapa de isoporosidades. De todas formas, si el cálculo seguiría el formato siguiente, digamos de saturación de aceite:

$$\bar{So} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (Vb_i * \phi_i * So_i)}{\sum_{i=1}^{n} (Vb_i * \phi_i)}$$

donde:

So, = Saturación de aceite promedio ponderada volumétricamente

 Vb_i = Volumen bruto de cada celda o bloque de la retícula

 ϕ_i = Porosidad promedio asignada a cada celda o bloque de la retícula

 So_i = Saturación de crudo promedio asignado a cada celda o bloque de la retícula.

PRESIÓN PROMEDIO PONDERADA VOLUMÉTRICAMENTE

En este caso hay diferentes opciones. Disponiendo de un mapa isobarico se puede ponderar la presión utilizando para cada celda su volumen bruto, su volumen poroso interconectado y/o su volumen poroso saturado de hidrocarburos. Tomando esta última alternativa como la más rigurosa o estricta, se tiene:

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (Vb_{i} * \phi_{i} * So_{i} * P_{i})}{\sum_{i=1}^{n} (Vb_{i} * \phi_{i} * So_{i})}$$

Es evidente que al utilizar valores promedio ponderados volumétricamente, para cada una de las propiedades requeridas, se pueden obtener con facilidad valores promedio para los factores volumétricos Bo, Bg y Bw.

6. ESTIMACIÓN DE VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN EL YACIMIENTO

Como se ha venido discutiendo, es fundamental disponer de mapas estructurales e isopacos para el yacimiento sujeto a estudio. Existen casos especiales de yacimientos de gas libre (gas condensado o gas libre), yacimiento de aceite sin gas libre inicial y yacimientos con zonas de aceite y zonas de gas. Esto último es el caso más general en el sentido que una vez analizado ese caso más general, los casos anteriores se convierten en casos especiales o simplificados del mismo.

Para el caso más general, se requiere fijar en el mapa estructural las posiciones de los contactos gas/aceite y agua/aceite. Esta posición es luego transferida al mapa isopaco para luego obtener el volumen bruto de cada una de la s regiones: Capa de gas y capa de aceite.

El cálculo adquiere el siguiente formato:

$$Vo_{zona1} = \frac{Vb_i * \phi_i * So_i}{Bo_i}$$

donde:

Vo zona 1 = Volumen de aceite en la zona de aceite (zona 1)

 ϕ_i = Porosidad promedio en la zona de aceite

 So_i = Saturación de crudo promedio en la zona liquida

 Bo_i = factor volumétrico del aceite promedio en la zona de aceite o zona liquida.

$$Vg_{zona2} = Vb_2 * \varphi_2 * Sg_2 * So_2$$

donde:

 $Vg_{zona 2}$ = Volumen bruto de la zona de gas (zona 2)

 ϕ_2 = Porosidad promedio en la zona de gas

 Sg_2 = Saturación promedio en la zona de gas

 Bg_2 = Factor volumétrico del gas promedio en la zona de gas

Se ha definido el aceite en la zona de aceite ya que por ejemplo puede haber aceite residual en la capa de gas. También generalmente hay saturación de agua en ambas zonas. En el caso de condensados retrógrados puede existir a ciertas presiones, saturación liquida de capa de gas y así una serie de casos especiales. Sin embargo, con el procedimiento descrito, se puede manejar con facilidad cualquiera de estas situaciones.

CAPÍTULO V

MÉTODO PROBABÍLISTICO

Los estimados de reservas de hidrocarburos poseen varios niveles de incertidumbre. El nivel de incertidumbre depende de la información geológica y de ingeniería disponible, y de su interpretación. La misma importancia tienen las incertidumbres relativas a los aspectos financieros, políticos y contractuales.

Las organizaciones profesionales internacionales más renombradas (SPE y WPC) se han puesto de acuerdo para clasificar las reservas dependiendo del nivel en reservas probadas, probables y posibles.

Se utilizan los métodos probabilísticos para hacer los pronósticos de reserva, a fin de cuantificar su incertidumbre. Cuando se realizan utilizando solo el mejor pronostico de las propiedades petrofísicas, decimos que empleamos un método determinístico. Si los datos se analiza estadísticamente y las cantidades se determinan por medio de curvas de frecuencia relativa, al método se considera probabilístico. Generalmente se aplica el método de Montecarlo, para hacer un pronóstico probabilístico de reservas.

CONTENIDO

- 1.- Introducción
- 2.- Conceptos estadísticos
- 3.- Distribuciones probabilísticas más comunes
- 4.- Riesgo e incertidumbre en provectos petroleros
- 5.- Método de Montecarlo
- 6.- Cálculo probabilístico de reserva original

1. INTRODUCCIÓN

Las reservas son la cantidad de petróleo en los yacimientos conocidos del subsuelo, que se anticipan y estas serán recuperadas a partir de cierta fecha. La estimación de reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre.

El nivel de incertidumbre depende de la información geológica y de ingeniería disponible, y de su interpretación. La misma importancia tienen las incertidumbres relativas a los aspectos financieros, políticos y contractuales.

Para corresponder a los niveles de incertidumbre, el tipo de reserva se refiere a ella en función incremental a reservas probadas, probables y posibles. Si se realizan los pronósticos de reserva se realizan utilizando solo el mejor estimado de las propiedades petrofisicas, decimos que empleamos un método determinístico. Si los datos se analizan estadísticamente y las cantidades se determinan por medio de curvas de frecuencia relativa, al método se considera probabilístico.

Generalmente se aplica el método de Montecarlo, para hacer la estimación probabilístico de reservas.

Resumiendo, el método determinístico proporciona un pronóstico único, basado en la información conocida de geología, de ingeniería y de economía. En el método probabilístico la información conocida de geología, de ingeniería y de economía se usa para generar un rango de pronósticos con sus probabilidades respectivas.

Las organizaciones SPE y WPC (Society of Petromeum Engineers y del World Petroleum Congress) en 1997, aprobaron un texto en la cual se ponían de acuerdo en una serie de definiciones relativas a las reservas.

En este sentido, se establecieron las siguientes:

RESERVAS PROBADAS

Son los volúmenes de hidrocarburos cuyo análisis geológico y de ingeniería estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables en el mediano plazo, bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, también llamada reserva 2P.

RESERVAS POSIBLES

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

A continuación se incluye un gráfico ya mostrado anteriormente cuando hablamos de Clasificación de Reservas. Es un gráfico que sirve para ilustrar lo relativo a la definición de reservas usando el método probabilístico. **Fig. 5.1.**

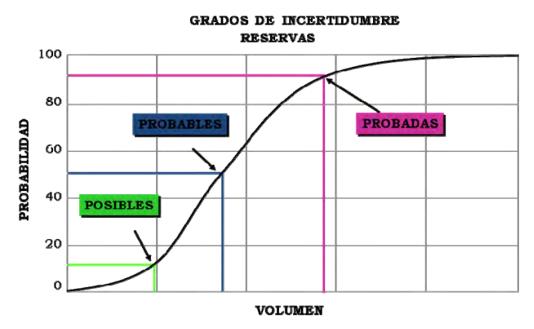


Fig. 5.1 Grados de incertidumbre de reservas

INCERTIDUMBRE EN LOS ESTIMADOS DE RESERVAS

Los estimados de reservas tienen incertidumbre relativa al tiempo de evaluación, una variable importante relacionada con esta ultima relativa a la cantidad de datos disponibles. Además la toma de información no es barata, pues en la mayoría de los casos se requiere de la perforación de pozos, lo cual generalmente solo aporta un alto adicional a los mapas disponibles.

Las estimaciones de probabilidad hacen en muchos casos, con una cantidad muy pobre de datos. Puesto que los puntos de referencias en la forma de pozos o sísmicos adicionales no son baratos, la exploración se hace siempre utilizando inferencias y de juicios estadísticos con una cantidad mínima de datos.

Existe una "disciplina" que está tomando mucho auge, la cual es la Geoestadística, la cual permite obtener varias realizaciones (modelos) del yacimiento, utilizando todo tipo de información que se haya tomado en el yacimiento (sísmica, petrofísica, núcleos, registros, pruebas de presión, pruebas de producción, etc.). Con ello se intenta obtener una imagen más fidedigna del yacimiento y de sus propiedades.

Con este tipo de estudio, se puede obtener estimados de reservas estocásticos (diferentes del método de Montecarlo).

La Geoestadística puede usarse en los tiempos tempranos de delineación de un yacimiento, si se tienen núcleos en algunos pozos, sísmica y alguna interpretación geológica. Los Geoestadísticos son capaces de generar imágenes del yacimiento, las cuales se pueden emplear luego para hacer un estudio de Simulación de Yacimientos, mediante la cual podemos obtenemos un estimado de reservas y hacer predicciones del comportamiento del yacimiento bajo distintos escenarios. Estos estimados pueden tener alto riesgo, si el yacimiento es muy complejo.

Se puede decir que los estimados de reservas tienen cuatro niveles de riesgo:

Incertidumbre en la interpretación de muestras, mapas y registros. Como es una interpretación, los cálculos no son exactos. Los profesionales que deben hacer interpretaciones, tienen el problema que ellos no pueden ver ni tocar el yacimiento (solo un pedazo de ellos cuando se toma una muestra).

Incertidumbre en las estimaciones de reserva, cuando el yacimiento está escasamente muestreado (tiene pocos pozos, no se ha delineado todavía).

Incertidumbre en los precios y la demanda del crudo y del gas y en los costos de producción. Esto puede influir, ya que puede acortar la vida de un yacimiento (por razones económicas). Incertidumbre en los estimados de flujo de caja y del estimado de rentabilidad.

2. CONCEPTOS ESTADÍSTICOS

A continuación se presenta una introducción breve a los conceptos de la estadística de uso común en este trabajo. No se ha dado un carácter riguroso a la exposición, ni se presentan pruebas o demostraciones.

ESPACIO MUESTRAL, PUNTO MUESTRAL Y EVENTOS.

El conjunto de los resultados posibles de un experimento aleatorio o producto del azar, se denomina espacio muestral y a cada miembro de este espacio muestral se le llama punto muestral. Por ejemplo en el experimento de lanzar dos monedas, el espacio muestral consta de cuatro sucesos posibles: CC, CS, SC, SS, donde CC significa cara en ambas ocasiones, CS significa cara en la primera ocasión y sello en la segunda ocasión, etc. Cada uno de los casos anteriores constituye un punto muestral.

Un evento es un subconjunto del espacio muestral. Por tanto si A denota la ocurrencia de una cara y un sello, de todo los sucesos posibles, solo dos pertenecen a A, es decir CS y SC. En este caso se dice que A constituye un evento.

PROBABILIDAD Y VARIABLES ALEATORIAS

PROBABILIDAD

Sea A un evento en el espacio muestral. P(A), la probabilidad del evento A, significa la proporción de veces que el evento A ocurra en ensayos repetidos de un experimento. Alternativamente, sobre un total de n posibles resultados iguales de un experimento, si m de ellos favorecen que ocurra el evento A, se define la razón m/n como la frecuencia relativa de A. Para valores grandes de n, esta frecuencia relativa proporcionará una buena aproximación de la probabilidad de A.

Propiedades de la P(A) es una función de valor real y tiene las siguientes propiedades de probabilidad:

$$0 \le P(A) \le 1$$

Si A, B, C,..., son un conjunto de eventos exhaustivos, entonces: P(A + B + C +...) = 1

Si A, B, C,..., son eventos mutuamente excluyente entonces: P(A + B + C +...) = P(A) + P(B) + P(C) +...+ P(n)

VARIABLE ALEATORIA

Una variable cuyo valor está determinado por el resultado de un experimento al azar se llama variable aleatoria (va). Las variables aleatorias comúnmente se denotan con letras mayúsculas como X, Y, Z,... etc., y los valores que toman con letras minúsculas como x, y, z,..., etc.

Una variable aleatoria puede ser discreta o continua. Una variable aleatoria discreta toma solo un número finito (o infinito contable) de valores. Entonces es el lanzamiento de dos dados, cada uno numerado del 1 al 6, si definimos la variable aleatoria X como la suma de los valores que muestren al ser lanzados los dados, la variable X tomará uno de los siguientes valores: 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11 y 12. Por lo tanto la variable aleatoria es discreta. Una variable aleatoria continua, por el contrario, es aquélla que puede tomar cualquier valor en un intervalo de valores.

FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD (FDP) FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE UNA VARIABLE DISCRETA

Sea X una variable aleatoria que toma valores diferentes, x^1 , x^2 ,... x^n ,... Por lo tanto la función.

$$f(x) = P(X = x^i); Para i = 1,2,...n...= 0 para X \neq X^i.$$

Se llama función discreta de densidad de probabilidad (FDP) de x donde P(X = xi) significa la probabilidad de que la variable aleatoria X tome el valor de x^i .

FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE UNA VARIABLE ALEATORIA CONTINÚA

Sea X una variable aleatoria continua. Entonces se dice que f(x) es la FDP de X si se satisfacen las siguientes condiciones:

$$f(x) \ge 0$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$$

$$\int_{a}^{b} f(x)dx = P(a \le x \le b)$$

Donde f(x) dx se conoce como la probabilidad asociada con un intervalo pequeño de una variable continua y donde $P(a < x \le b)$ representa la probabilidad de que X caiga en el intervalo de a a b, lo que puede verse geométricamente en la figura 1.

Para una variable aleatoria continua, a diferencia de una variable aleatoria discreta, la probabilidad de que X tome un valor específico es cero. La probabilidad de dicha variable es medible sola para el intervalo dado, tal como a, b en la figura **5.2.**

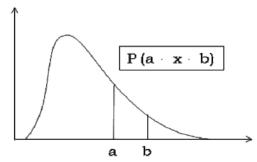


Fig. 5.2. Función de densidad de Probabilidad de una variable aleatoria continúa

FUNCIÓN DE DENSIDAD DE UNA VARIABLE ALEATORIA CONTINÚA

CONJUNTA DISCRETA

Sean X y Y dos variables aleatorias discretas. Entonces la función es:

$$f(x,y) = P(X=x, Y=y) = 0 \text{ cuando } X \neq x y Y \neq y$$

Se conoce como función discreta de densidad de probabilidad (conjunta) de que X torne el valor de x y Y tome el valor de y.

Con relación a f(x,y), f(x) y f(y) las funciones de densidad de probabilidad se denominan individuales o marginales. Estas FDP's marginales se obtienen de la siguiente manera:

PDP Marginal de x $f(x) = \sum_{y} f(x,y)$

PDP Marginal de y $f(y) = \sum_{x} f(x,y)$

Donde por ejemplo Σ y significa la suma total de todos los valores Y.

FDP Condicional de Y

En al análisis de regresión a menudo interesa el comportamiento de una variable, condicional a los valores de otras variables. Esto puede hacerse considerando la FDP condicional. La función

$$f(y/x) = \frac{f(x,y)}{f(x,y)} f(x/y) = P(X = x/Y = y)$$

Se conoce como la FDP condicional de X. nos da la probabilidad de que X tome un valor x dado que Y ha asumido el valor de y. Igualmente.

$$f(y/x) = P(Y = y/X = y)$$

Nos da la FDP condicional de Y.

Las FDP condicional se obtienen de la siguiente manera:

$$f(x/y) = \frac{f(x,y)}{f(y)}$$
 PDF condicional de X

$$f(y/y) = \frac{f(x,y)}{f(x)}$$
 FDP condicional de Y

Como las anteriores expresiones lo ilustran, la FDP condicional de una variable .puede -expresarse como cociente de la FDP conjunta a la FDP marginal de otra variable.

FDP Conjunta continúa

La FDP f(x,y) de dos variables continuas es tal que:

$$f(x,y) \ge 0$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x,y) dx dy = 1$$

$$\int_{c}^{d} \int_{a}^{b} f(x,y) dx dy = P(a < x \le b, c < y \le d)$$

La FDP marginal de X y Y puede obtenerse como:

$$f(x) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) dy$$
 FDP marginal de X

$$f(y) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) dy$$
 FDP marginal de Y

INDEPENDENCIA ESTADÍSTICA

Dos variables aleatorias X y Y son estadísticamente independientes si y solo si:

$$f(x, y) = f(x)f(y)$$

Es decir si la FDP conjunta puede expresarse como producto de las FDP marginales.

Características de las distribuciones de probabilidad

Una distribución de probabilidad puede asumirse en términos de algunas de sus características, conocidas como los momentos de la distribución. Dos de los fenómenos más usados son la media o valor esperado y la varianza.

VALOR ESPERADO

El valor esperado de una variable discreta X, que se denota como E(x) se define de la siguiente manera:

$$E(x) = \sum_{x} x f(x)$$

 \sum_{x} Donde x quiere decir suma total de todos los valores de X y donde f(x) es la FDP (discreta) de X. El valor esperado de una variable aleatoria continua se define como:

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx$$

La única diferencia entre este caso y el valor esperado de una variable aleatoria discreta es que hemos reemplazado el símbolo de sumatoria por el de la integral.

PROPIEDADES DE LA ESPERANZA

1.- El valor esperado de una constante es igual a la constante.

Si b es una constante, E (b)=b.

2.- Si a y b son constantes entonces:

$$E (ax + b) = a E (x) + b.$$

Lo cual puede generalizarse así: si X^1 , X^2 ,..., X^n son N variables aleatorias y a^1 , a^2 ,...,an y b son constantes, entonces:

$$E(a1X^1 + a^2X^2 + + an Xn + b) = a^1E(X^1) + b^2E(X^2) + ... + anE(Xn) + b$$

3.- Si X y Y son dos variables aleatorias independientes entonces:

$$E(XY) = E(X) E(Y)$$

Es decir, la esperanza del producto XY es igual al producto de las esperanzas individuales de X y Y.

VARIANZA

Sea X una variable aleatoria y E(X) = u. La distribución o dispersión de los valores de X alrededor del valor esperado puede medirse por la varianza, que se define como:

$$var(x) = \sigma^2 x = E(X-\mu)^2$$

La raíz cuadrada positiva de σ_x^2 , σ_x se define como la desviación estándar de X. La varianza o desviación estándar indican el grado de dispersión de los valores individuales de x alrededor del valor medio X.

La varianza arriba definida se calcula de la siguiente manera:

$$\operatorname{var}(X) = \sum_{x} (x - \mu)^2 f(x) dx$$
; si X es una variable directa

var
$$(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (X-3)^2 f(x) dx$$
; si X es una variable continúa

PROPIEDADES DE LA VARIANCIA

$$E(X - \mu)2 = E(X) - \mu^2$$

La varianza es cero si a, y son constantes entonces:

$$var(aX + b)=a2 + var(X)$$

Si X y Y son dos variables aleatorias independientes entonces:

$$var(X + Y) = var(X) + var(Y)$$

Si X y Y son variables aleatorias independientes y a y b son constantes, entonces:

$$var(aX + bY) = a2 var(X) + b2 var(Y)$$

COVARIANZA

Sea X y Y dos variables aleatorias con medida μ_x y μ_y respectivamente.

Entonces las covarianzas entre las dos variables se define como:

$$cov(X, Y) = E\{(X - \mu x)(Y - \mu y)\}$$

Puede verse fácilmente que la varianza de una variable es la covarianza de la variable consigo misma.

La covarianza se calcula de la siguiente manera:

$$(X,Y) = \sum_{y} \sum_{x} (x - \mu_{x})(Y - \mu_{y}) f(x,y)$$

Si X v Y son variables discretas.

$$(X.Y) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} (X - \mu_x)(Y - \mu_y) f(x, y) dx dy$$
 si X y Y son variable continuas.

Nótese que si las variables aleatorias X y Y son independientes la covarianza es cero.

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN

El coeficiente de correlación ρ se define como:

$$\rho = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{var}(x)} \text{var}(y)} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_x \sigma_y}$$

El ρ así definido es una medida del grado de asociación entre dos variables y entre -1 y +1; -1 indica perfecta asociación negativa y +1 perfecta asociación positiva.

Varianza de variables correlacionadas

Sean X y Y variables aleatorias. Por lo tanto:

$$var(X + Y) = var(X) + var(Y) + 2 cov(X,Y) = var(X) + var(Y) + 2 \frac{\rho \sigma_x \sigma_y}{\sigma_x \sigma_y}$$

 $var(X - Y) = var(X) + var(Y) - 2 cov(X,Y) = var(X) + var(Y) - 2 \frac{\rho \sigma_x \sigma_y}{\sigma_y \sigma_y}$

Sin embargo si X y Y son independientes, la cov (X,Y) es cero en cuyo caso var (X+Y) y var (X-Y) son ambas iguales a la var (X) + var (Y) como veíamos antes.

ESPERANZA CONDICIONAL

Sea f(x,y) la FDP conjunta de dos variables aleatorias X y Y. Laesperanza condicional de X dado Y = y se define como

$$E(X/y=y) = \sum_{x} x f(x/Y=y)$$
 Si X es discreta.
$$\int_{-\infty}^{\infty} x f(x/Y=y) dx$$
 Si X es continua.

Donde $E(X \mid Y=y)$ significa la esperanza condicional de X dado Y=y y donde $f(x \mid Y=y)$ es la FDP de X.

VARIANZA CONDICIONAL

La varianza condicional de X dado Y=y se define como:

$$\begin{array}{l} \text{var } (X \,|\, Y \! = \! y) = E \; \{ \; [X - E(X \,|\, Y \! = \! y)]2 \; \mid \; Y \! = \! y \; \} \\ \\ \sum_{x} \; [X - E(X \,|\, Y \! = \! y)]2 \; f(X \,|\, Y \! = \! y) \; dx \quad \text{si X es discreta.} \\ \\ \int\limits_{-\infty}^{\infty} \; [X - E(X \,|\, Y \! = \! y)]2 \; f(X \,|\, Y \! = \! y) \; dx \quad \text{si X es continua.} \\ \end{array}$$

3. DISTRIBUCIONES PROBABILÍSTICAS MÁS COMUNES

Seguidamente se listaran, en orden alfabético, las distribuciones de probabilidades más conocidas y se dará una breve descripción de sus características principales.

BETA

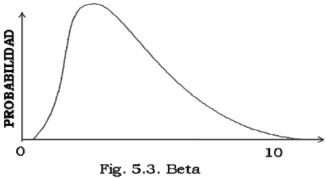
Es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas. Es también usada para describir datos empíricos y predicciones de comportamientos aleatorios de porcentajes y/o fracciones. **Fig. 5.3.**

Los parámetros que caracterizan a esta distribución son: Alfa, Beta y Escala.

Las dos condiciones que resaltan esta distribución son:

a.- La variable desconocida es un valor aleatorio entre 0 y 10.

b.- La forma de la distribución puede ser especificada como dos valores positivos.



BINOMIAL

Describe el número de sucesos en un número fijo de ensayos o pruebas, tal como el número de caras en 10 lanzamientos de una moneda o el número de partes defectuosas en 50.

Los parámetros de la distribución son: Probabilidad y número de ensayos o pruebas.

Hay tres condiciones que la resaltan:

- a.- Por cada ensayo, hay dos posibles resultados: sucede o falla. (Para una moneda: el lanzamiento resulta: Cara o no. Para las piezas o partes: Es defectuosa o no). Fig. 5.4.
- b.- Los ensayos son independientes. Los resultados de un primer ensayo no afectan los de ensayos posteriores.
- c.- La probabilidad de ocurrencia permanece constante en cualquier ensayo.

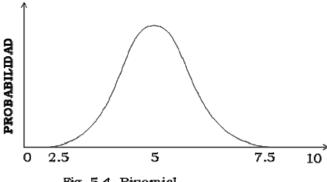


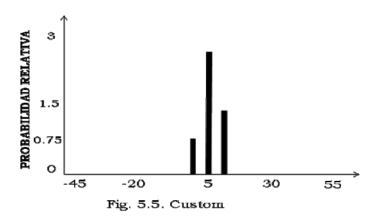
Fig. 5.4. Binomial

CUSTOM

Con esta distribución se puede describir una serie de valores sencillos, rangos discretos, o rangos continuos para situaciones únicas que no pueden ser descritos por alguna otra distribución. Fig. 5.5.

Los parámetros son: Valor, Valor 2, Probabilidad y Salto. Notas:

- 1.- El parámetro nominado valor 2 se usa para especificar el punto del extremo derecho de un rango.
- 2.- Si a la izquierda no hay nada, el parámetro probabilidad será 1, por defecto.
- 3.- Si se especifica un valor para Salto, un rango discreto resultara con la diferencia entre los valores de los saltos.



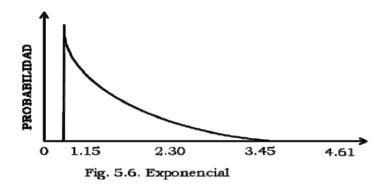
EXPONENCIAL

Con esta distribución se puede describir una serie de valores sencillos, rangos discretos, o rangos continuos para situaciones, describe la cantidad de tiempo que transcurre entre eventos, tal como el tiempo entre fallas de equipos electrónicos o el tiempo entre llegadas de clientes a un kiosco. **Fig. 5.6.**

Hay dos condiciones que resaltan:

a.- La distribución Exponencial complementa la de Poisson. La distribución de Poisson describe el número de ocurrencias por unidad de tiempo. La exponencial describe la cantidad de tiempo entre ocurrencias.

b.- La distribución no es afectada por eventos previos.



GAMMA

Aplica a un amplio rango de cantidades físicas y es similar a una gran cantidad de otras distribuciones: Lognormal, Exponencial, Pascal, Geométrica, Erlang, Poisson y Chi-cuadrado. Puede ser considerada como la distribución de una cantidad de veces hasta la enésima ocurrencia de un evento en un proceso Poissoniano. Es usada en procesos meteorológicos para representar la concentración de solución y cantidad de precipitación. Tiene otras aplicaciones en teoría económica, teoría de inventario y teoría de riesgo en seguros. Fig. 5.7.

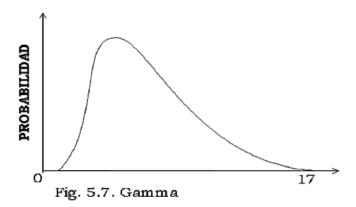
Los parámetros de esta distribución son: Locación, Escala y Forma.

Hay tres condiciones que la destacan:

- a.- El número de posibles ocurrencias en una unidad de medida no está limitada por un número fijo.
- b.- Las ocurrencias son independientes. El número de ocurrencia en una unidad de medida no afecta el número de ocurrencia en otra unidad.
- c.- El número promedio de ocurrencia debe permanecer constante de unidad a unidad.

Algunas características de la distribución gamma son:

- 1.- Cuando la forma = 1, Gamma puede ser escalable a la distribución exponencial.
- 2.- Cuando la forma es un entero, el resultado de la distribución puede también ser referido como una distribución Erlang.
- 3.- Cuando la forma es un número tal que al multiplicarlo por dos da un número entero, la distribución resultante puede ser referida, también, como una distribución Chi-cuadrado con dos veces la forma de grados de libertad.
- 4.- La suma de cualesquiera dos variables diferentes (Con distribuciones Gamma) es otra variable con distribución Gamma.
- 5.- El producto de cualesquiera dos variables con distribución normal es una variable Gamma.



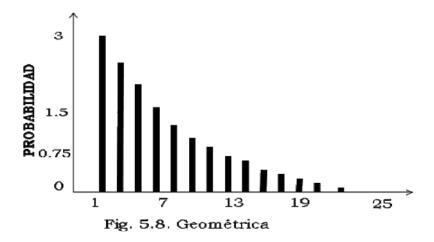
GEOMÉTRICA

Describe el numero de ensayos hasta que ocurre o se obtiene el primer suceso, tal como el número de veces que se perfora (para obtener petróleo) hasta que se obtiene un pozo exitoso (fase exploratoria, principalmente). **Fig. 5.8.**

El parámetro indicador es: Probabilidad.

Tres condiciones subrayan esta distribución:

- a.- El número de ensayos no es fijo.
- b.- Los ensayos continúan hasta el primer suceso.
- c.- La probabilidad del suceso es la misma de ensayo a ensayo

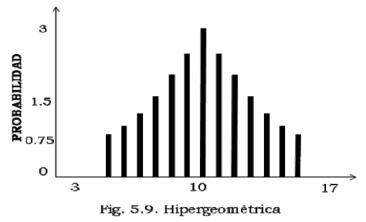


HIPERGEOMÉTRICA

Es similar a la distribución Binomial; ambas describen el número de sucesos en un número fijo de ensayos. No obstante, mientras que en la distribución Binomial los ensayos son independientes (Y la probabilidad es la misma), en la distribución Hipergeométrica la probabilidad en cada ensayo cambia en cada subsecuente ensayo y son llamados ensayos no repetibles o no reemplazables. **Fig. 5.9.**

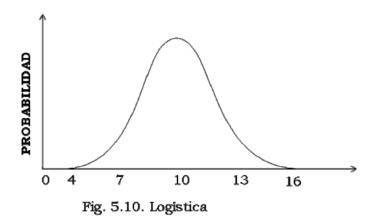
Los parámetros son: probabilidad, ensayos y tamaño de la población parámetro probabilidad especifica la probabilidad inicial.

- a.- El número total de partes o elementos (Tamaño de la población) es un número fijo - Una población finita.
- b.- El tamaño de la muestra (número de ensayos) representa una porción de la población.
- c.- La probabilidad inicial, conocida, cambia ligeramente después de cada ensayo.



LOGÍSTICA

Es comúnmente usada para describir crecimientos (Ejemplo: El tamaño de una población se expresa como una función del tiempo). Puede también ser usada para describir reacciones químicas y el curso de crecimiento para una población o individuos. Fig. 5.10.



LOGNORMAL

Es ampliamente usada en situaciones donde- los valores tienen un alto sesgo o tendencia (Mucho de los valores ocurren cerca del valor mínimo), tal como ocurre en análisis financiero de evaluaciones (Inspecciones) de seguridad o en evaluación de propiedades por entes gubernamentales.

Los analistas financieros han observado que los precios de excedentes y los excedentes son usualmente sesgados hacia los mínimos. Y muestran esta tendencia porque no pueden caer debajo del límite inferior (Cero) pero pueden alcanzar cualquier valor, sin límite. Similarmente, las regulaciones inquilinarías muestran esa tendencia, siendo que el valor de las propiedades no puede llegar a ser negativa. **Fig. 5.11.**

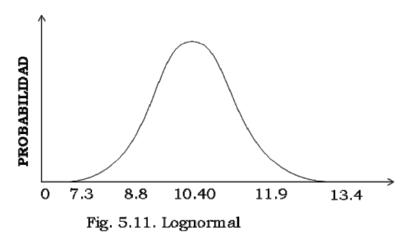
Los parámetros de la distribución Lognormal son: La media y la desviación estándar.

Las tres condiciones que la caracterizan son:

a.- La variable puede crecer sin límite, pero está confinada por un valor finito como límite inferior.

b.- La variable muestra un alto sesgo o tendencia.

c.- El logaritmo natural de los valores dará como representación gráfica una curva normal.



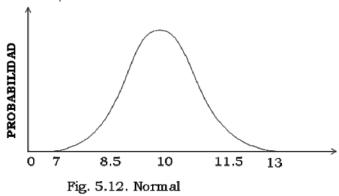
NORMAL

Describe muchos de los fenómenos naturales, tales como: Altura de la gente, índices de inteligencia, tasa de inflación, errores de medición, etc. **Fig. 5.12.**

Sus parámetros son: media y desviación estándar

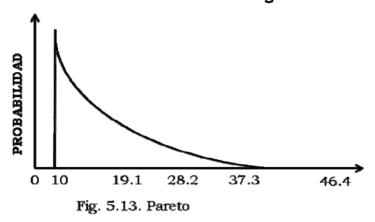
Hay tres condiciones resaltantes:

- a.- Algunos valores de la variable son el más deseable o probable (La media de la distribución).
- b.- La variable podría, indistintamente, tomar un valor por debajo o por encima de la media (Simetría alrededor de la media).
- c.- La variable es más probable que tome un valor cerca de la media que lejos de ella (De los valores de una distribución normal, aproximadamente el 68 % están dentro del rango de una desviación estándar de la media).



PARETO

Es ampliamente usada para la investigación de distribuciones asociadas con fenómenos empíricos tales como tamaño de población de ciudades, ocurrencia de recursos naturales, tamaño de compañías, empleo de personal, fluctuación de precios de inventarios, errores concurrentes en circuitos de comunicación. **Fig. 5.13.**

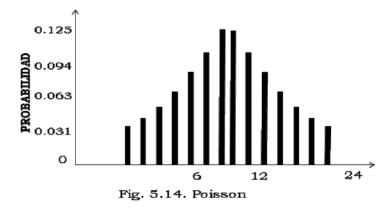


POISSON

Es una distribución que describe el número de veces que un evento ocurre en un intervalo dado (Como el número de llamadas telefónicas por minuto o el número de errores por página en un documento). **Fig. 5.14.**

Hay tres condiciones que resaltan esta distribución:

- a.- El número de posibles ocurrencias en alguna unidad de medida no está limitado por un número fijo.
- b.- Las ocurrencias son independientes. El número de ocurrencia en una unidad de medida no afecta el número de ocurrencias en otras unidades.
- c.- El promedio de ocurrencias debe ser la misma de unidad a unidad.



Página 126

TRIANGULAR

Muestra el número de sucesos cuando usted conoce los valores mínimo, máximo y más probable. Por ejemplo, Usted podría describir el numero de carros vendidos por semana con la información de ventas pasadas, indicando el mínimo, el máximo y la deseable (Dada la infraestructura y recursos con que se cuentan) en cantidad de carros vendidos. Igualmente puede usarse para describir el uso de un muelle, en función de las embarcaciones. **Fig. 5.15.**

Los parámetros de esta distribución son: el mínimo, el máximo y la deseable.

Las tres condiciones que la caracterizan son:

- a.- El mínimo es un valor fijo. (Con baja probabilidad)
- b.- El máximo es otro valor fijo. (Con baja probabilidad)
- c.- El deseable es un valor que se encuentra entre el mínimo y el máximo, con alta probabilidad. Conformando de esta manera una figura triangular, que muestra que los valores que ocurren cerca del mínimo o el máximo son menos que los que ocurren cerca del valor deseable.

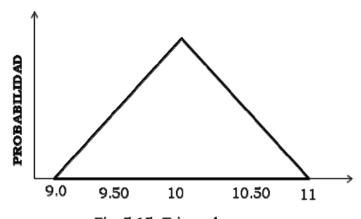


Fig. 5.15. Triangular

Uniforme

En esta distribución, todos los valores entre un mínimo y un máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia. **Fig. 5.16.**

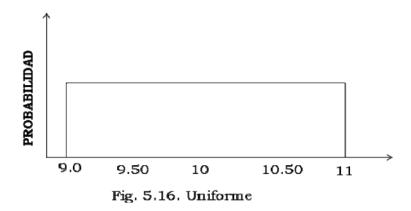
Sus parámetros son: Mínimo y Máximo.

Existen tres condiciones que la destacan:

a.- El valor Mínimo es fijo.

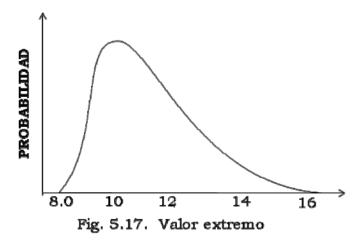
b.- El valor Máximo es fijo.

c.- Todos los valores entre el mínimo y el máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia.



VALOR EXTREMO

También conocida como distribución Gumbel, es comúnmente usada para describir grandes valores de una respuesta (O fenómeno) en un periodo de tiempo: Flujo de fluidos (Inundaciones), lluvias (Tormentas) y terremotos. Otras aplicaciones incluyen la resistencia a la rotura de los materiales, diseños, construcciones, cargas en aeronaves y tolerancias. **Fig. 5.17.**



WEIBULL

Es esencialmente una familia de distribuciones que puede asumir las propiedades de otras distribuciones. Por ejemplo, dependiendo de los valores de los parámetros que se definan, puede ser usada como una aproximación a la Exponencial y a la Rayleigh, así como otras.

Los parámetros que la caracterizan son. La ubicación, la escala y la forma. Fig. 5.18.

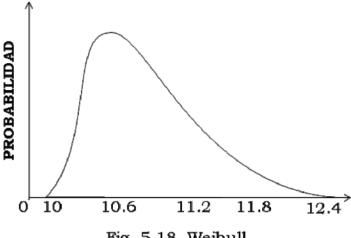


Fig. 5.18. Weibull

4. RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS PETROLEROS

La industria petrolera requiere de estrategias para invertir dinero a fin de maximizar las ganancias. Como uno ejemplo, se pueden mencionar los proyectos del Mar del Norte, donde se invertido millones de dólares para reducir los costos y aumentar los márgenes de ganancias, en condiciones de alto riesgo.

Los proyectos que conforman un presupuesto de inversión tienen como meta aumentar los beneficios, por concepto de un aumento de los ingresos y una disminución de los costos.

De esta manera se logra maximizar el margen de ganancia de la cartera de inversión. Existen elementos que se deben tomar en cuenta en el manejo del portafolio, entre ellos:

- Obtener el mayor provecho de los recursos disponibles.
- Cumplir con los requerimientos volumétricos del mercado.
- Minimizar el riesgo del portafolio.
- Maximizar el valor agregado del portafolio.

Dependiendo de las características de los proyectos, cumplir con estándares de protecciones ambientales, políticas, sociales v coyunturales.

Por lo general la consolidación de la cartera de inversión se basa en un modelo determinístico o discreto, que no toma en cuenta algunos elementos de riesgo asociados a cada proyecto y que pueden afectar la rentabilidad del portafolio.

Para cuantificar el riesgo existen modelos de simulación probabilística y no-probabilística que miden el impacto global de los posibles eventos de riesgo dentro de la rentabilidad de los proyectos.

Los modelos probabilísticos se basan en la asignación de probabilidades a cada suceso posible y utilizan métodos estadísticos para su desarrollo.

Entre los métodos más utilizados se encuentran el valor presente neto esperado, varianza del valor presente neto y análisis probabilístico de sensibilidades (árbol de decisión y simulación Montecarlo).

Los modelos no-probabilísticos se basan en la creencia o percepción del evaluador complementadas con una metodología de análisis.

Los más importantes son: tasa ajustada al riesgo, análisis de sensibilidad, gráfico de tornado y propagación de errores.

El proceso de toma de decisión dentro de un marco de incertidumbre tiene las incógnitas siguientes:

Posibilidad de obtener un resultado diferente al estimado de manera determinística.

Existen algunos riesgos asociados y de su manejo:

Para responder esto, se deben utilizar métodos probabilísticos tales como árbol de toma de decisión y/o simulación Montecarlo, ya que con la información determinística no es posible responderlas.

Además de utilizar esta metodología para análisis de riesgo de proyectos y portafolio, es necesario conocer las acciones necesarias para minimizar la probabilidad de que ocurra un evento fortuito que pueda reducir el atractivo económico.

En aquellos casos donde este tipo de evento no puede ser manejado, es conveniente estar consciente del riesgo asumido, si se ejecuta el proyecto. Inclusive en algunas oportunidades, donde la probabilidad de ocurrencia y su impacto es alta, un análisis de este tipo puede conducir a la redefinición del proyecto.

Como se mencionó anteriormente, para obtener un portafolio óptimo se hace necesario conjugar una evaluación individual de los proyectos con la metodología de análisis de riesgo y técnicas de optimización. En el área de Exploración y Producción el objetivo fundamental de la aplicación de la metodología de análisis de riesgo debe estar orientado a manejar la incertidumbre asociada a los siguientes aspectos:

Incertidumbre en los modelos físicos utilizados para describir la naturaleza de los procesos: Es dificil captar e incorporar toda la física a través de un modelo, principalmente por razones de complejidad y desconocimiento.

Esto indica que los modelos presentan una incertidumbre que debe ser manejada con precaución.

Incertidumbre en los parámetros requeridos por los modelos **físicos**: Dependiendo del tipo de proceso, los parámetros requeridos por los modelos físicos pueden ser medidos en forma continua o discreta.

Sin embargo, en muchas oportunidades no se pueden obtener toda la información requerida por los modelos.

Por esta razón surge la necesidad de estimar los datos requeridos en función de valores medidos en otros pozos o circunstancias. Inclusive en la mayoría de los casos se recurre a estimaciones tomando como base el conocimiento y experiencia de expertos.

Todo lo anterior origina que sea necesario considerar y evaluar la incertidumbre presente en la información con la finalidad de estimar su impacto sobre los indicadores que se utilizan para la toma de decisión. Experiencias de campo han demostrado que la incertidumbre en los datos de producción puede ser cercana a un 30%.

Propósito de la estimación de desembolsos

En los proyectos de ingeniería se generan estimados o predicción de la manera cómo va a ejecutarse un Proyecto particular, expresado en términos de desembolsos, tiempo y recursos". Por lo general, se utilizan expertos que hacen dichas estimaciones cuando la organización que planifique el proyecto no posea de una base de datos estadística, que sirva para tener una idea más certera de los costos, de la duración del proyecto y de los recursos requeridos.

Los estimados se utilizan con el fin de realizar: evaluaciones económicas, someter presupuestos para aprobación del accionista (previa a la ejecución) y control de costos durante la ejecución del proyecto.

Los estimados de desembolso proveen las bases que sustentan el proceso de decisión en las siguientes fases:

- Predicción del perfil de inversiones y flujo de caja.
- Evaluación de los parámetros económicos asociados al proyecto (valor presente neto, eficiencia de inversión, etc.)
- Predicción del perfil de requerimientos de recursos asociados al Proyecto (fuerza laboral, materiales, etc.)
- Evaluación del riesgo involucrado.
- Evaluación de opciones.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se decidirá:

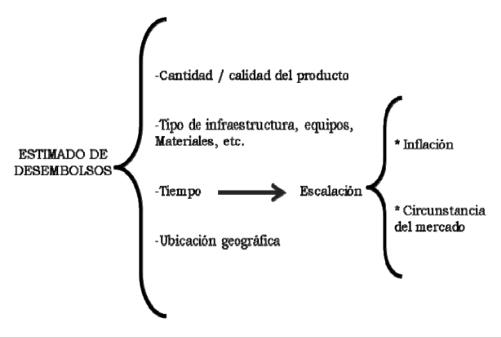
- Asignar los recursos para iniciar o continuar un Proyecto.
- Diferirlo hasta que existan condiciones más favorables que disminuyan los niveles de riesgo involucrados.
- Desechar definitivamente la idea.

Los estimadores de desembolso se utilizan durante la fase ejecución del proyecto con el objeto de:

- Preparar las revisiones presupuestarias.
- Implantar controles de gestión.
- · Generar indicadores de eficacia.
- Evaluar la efectividad de la ejecución.

Naturaleza de los estimados de desembolso

La naturaleza de los estimados de desembolsos es netamente variable; siendo dicha variación función de cuatro parámetros principales, tal y como se muestra en el esquema siguiente:



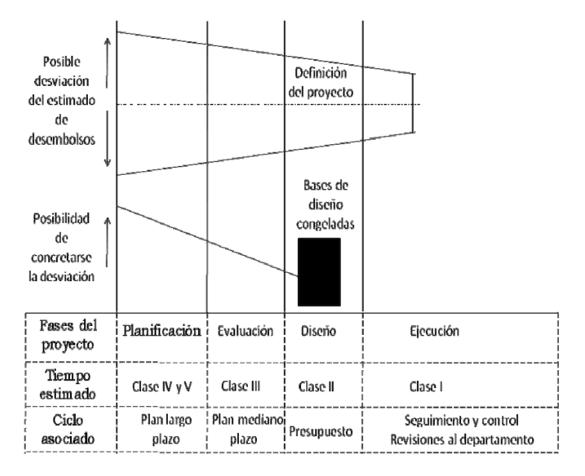
Dada la naturaleza de los estimados de desembolsos y la incertidumbre asociada a las variables que influyen en ellos, resulta dificil realizar un buen estimado si:

No se tiene bien cuantificada una cesta de bienes (materiales y/o recursos) que permita particularizar la inflación del tiempo.

No se dispone de un instrumento de naturaleza estadística que permita evaluar las condiciones de mercado que afecten el precio de los bienes.

No se dispone de un sistema de indicadores por región, que permita evaluar el impacto de la ubicación geográfica, en los estimados de desembolsos.

Sin embargo, aún disponiendo de la información de predicción mencionada anteriormente, la precisión de cualquier estimado de desembolso que se prepare para un proyecto, pues dependerá de la fase de definición en la que se encuentre el mismo, tal y como se muestra en el esquema siguiente:



Resulta evidentemente que a medida que la etapa de definición del proyecto es más temprana y por lo tanto, la incertidumbre sobre los parámetros económicos mes mayor, la posibilidad o probabilidad de desviación de los estimados de desembolso aumenta.

Es así como en la industria resulta obligatorio tener por lo menos una estimada clase II para los proyectos sometidos como firmes es el presupuesto.

Del esquema mostrado anteriormente, se puede inferir que una de las causas principales que puede incidir en la desviación de los estimados de los desembolsos es el sometido de proyectos firmes a presupuesto sin estar debidamente definidas las bases de diseño (se considera que las bases de diseño están bien definidas cuando se tiene un 100% en ingeniería conceptual y de un 95% en ingeniería básica).

Así mismo, es importante destacar la alta probabilidad de que se concreten desviaciones en el estimado de los desembolsos debido al hecho de que los proyectos sometidos tanto en los planes como en los presupuestos se realizan en base firme, estos es considerando solamente valores (caso base) sin análisis de riesgo.

Análisis probabilístico y riesgo en el estimado de desembolsos

Con el objeto de reducir el nivel de incertidumbre presente en la estimación de los desembolsos asociados a proyectos y desarrollos, se hace uso del análisis probabilístico y de riesgo, comúnmente utilizado por las empresas transnacionales del petróleo (Shell, Exxon, etc.).

Como base para el análisis se requiere el desarrollo de un sistema de indicadores de gestión con el objeto de registrar por empresa (y posiblemente también, por el tipo de proyecto) el comportamiento histórico de las desviaciones en los estimados de desembolsos y así poder evaluar la función de probabilidad asociada con los mismos.

Más adelante se presenta una gráfica donde se ilustra el efecto del análisis probabilístico en el estimado de desembolsos. En dicha gráfica, se muestra un ejemplo del uso del análisis probabilístico y de riesgo para determinar el estimado más probable de desembolsos en un proyecto o desarrollo, para el cual se requiere asegurar un 90 % de probabilidad en el estimado (Probabilidad de 10 % de sobregasto).

Una vez realizado el mejor estimado (caso base), se toma en consideración el histórico asociado a los índices de gestión que reflejan las desviaciones ocurridas entre comportamiento real y original, de los estimados de desembolsos, para generar la función de probabilidad en ese tipo de Proyecto o desarrollo (curva de la izquierda) y sobre la base

de dicha función construir la representación gráfica de probabilidad de frecuencia acumulada (curva de la derecha).

Con el objeto de reducir el nivel de incertidumbre presente en la estimación de los desembolsos asociados a proyectos y desarrollos, se hace uso del análisis probabilístico y de riesgo, comúnmente utilizado por las empresas transnacionales del petróleo (Shell, Exxon, etc.).

5. MÉTODO DE MONTECARLO

DESCRIPCIÓN

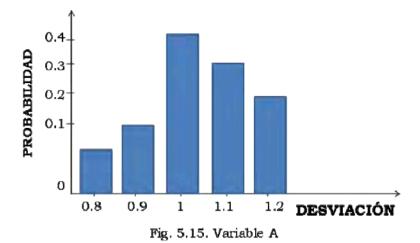
Es un método de simulación numérica que se utiliza para extender los datos de una muestra usando la información disponible o una distribución estadística de los datos, basándose en la generación de números aleatorios.

Este método tiene amplia aplicación en varias partes de este trabajo, por lo que a continuación se explicara cómo se aplica (o como funciona).

PROCESO

1. Determine la distribución probabilística de cada variable, bien sea con los datos muéstrales o asumiendo una distribución definida.

Ejemplo: Supongamos que disponemos de información estadística de tres variables con las siguientes formas de distribución probabilística. **Fig. 5.15**, **Fig. 5.16** y **Fig. 5.17**.



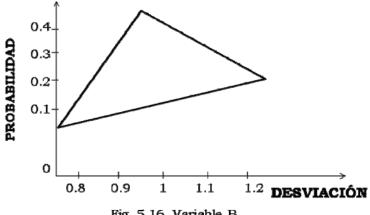
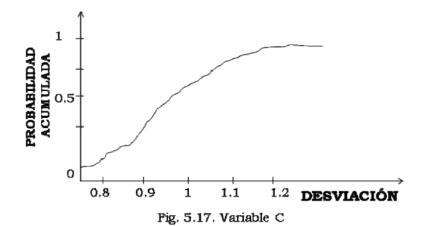
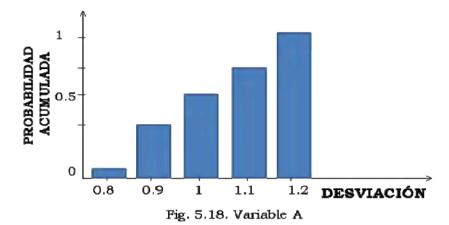


Fig. 5.16. Variable B

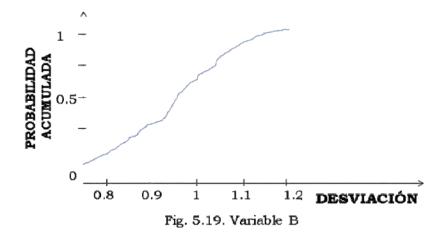


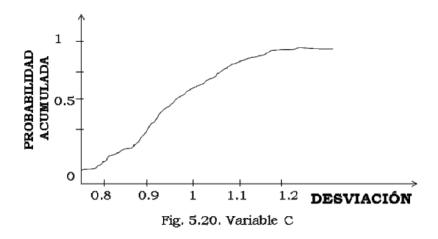
2. Mediante la información anterior determine la probabilidad acumulada para cada variable. Fig. 5.18, Fig. 5.19 y Fig. 5.20.

Siguiendo ejemplo:



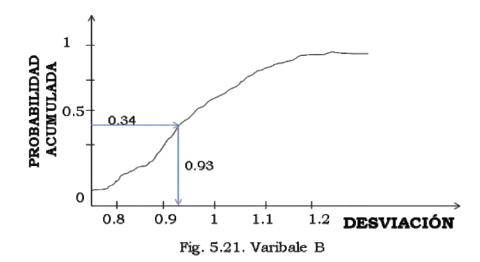
Página 136





- 3. Establezca el número de iteraciones a efectuar (1000 iteraciones se consideran adecuadas).
- 4. Genere un numero aleatorio para cada variable independientemente (los números aleatorios van del 0 al 1, con varios decimales). El valor generado del número aleatorio será el valor de la probabilidad acumulada para cada variable.
- 5. Utilice la información de probabilidad acumulada de cada variable determine el valor relativo de cada variable que corresponde con el número aleatorio.

Ejemplo: Seleccionaremos en lo sucesivo una sola variable, para facilitar la explicación. **Fig. 5.21.**



Para la variable "B", por ejemplo, con el número aleatorio: 0.34 (Probabilidad acumulada) se obtiene un valor relativo de esa variable de: 0.93.

6. Multiplique ese valor relativo por el valor original de la respectiva variable, esto dará como resultado un valor nuevo de la variable. Una vez que haya realizado la misma operación para el resto de las variables, realice los cálculos necesarios y almacene el resultado y el valor de cada variable.

Ejemplo: supóngase que el valor original de la variable es: 7.000MMBls.

El nuevo valor resultante será: 7000 x 0.93 = 6.510MMBls.

- 7. Repita los pasos del 4 al 6 hasta que haya completado todas las iteraciones establecidas.
- 8. Dada la dificultad de interpretar todos esos datos simultáneamente, determine la media, la desviación estándar, el recorrido y los valores limites. Para determinar la media y la desviación estándar utilice las formulas para los datos agrupados.

El recorrido es la diferencia entre los valores máximo y mínimo. Y los valores limites serán resultante de establecer los límites de confianza (este punto será ampliado más adelante).

9. Además, haga una grafica de probabilidad para cada variable y para los resultados de los cálculos. Para obtener la probabilidad referida a determinado valor, individualmente para cada variable o resultado, se contabiliza el número de veces que se repite dicho valor y se divide en el total de las iteraciones. Con esta información se puede construir la gráfica de probabilidad respectiva. La data para la probabilidad

acumulada es el resultado de sumar los valores de probabilidad en determinado sentido, el cual puede ser del menor valor de la variable hacia el mayor o viceversa. Y con estos datos se puede construir la grafica de probabilidad acumulada, respectiva.

Ejemplo:

VARIABLE B	FRECUENCIA	FRECUENCIA ACUMULADA	
800	3	3	
500	5	8	
1025	8	16	
1075	11	27	

Si fueron 100 iteraciones, en términos relativos los resultados serán.

VARIABLE B	PROBABILIDAD	PROBABILIDAD ACUMULADA	
800	0.3	0.03	
500	0.5	0.08	
1025	0.8	0.16	
1075	0.11	0.27	

10. Tabule la media, los limites y los resultados con su respectiva probabilidad de ocurrencia (datos a ser obtenidos de las gráficas respectivas).

VARIABLE	LÍMITE INFERIOR	PROB.	MEDIA	PROB.	LÍMITE SUPERIOR	PROB.
Volumen (MMBls)	50.0	5.0	85.0	35.0	105.0	7.0
Inversión (MMBls)	7.200	8.500	40.0	40.0	9.300	10.0

Ejemplo:

Lim. inf. = Límite inferior Prob.(%) = Probabilidad Lim. sup. = Límite superior

VARIABLE	LÍMITE INFERIOR	PROB.	MEDIA	PROB.	LÍMITE SUPERIOR	PROB.
VPN (MMBls)	-50.0	5.0	185.0	35.0	305.0	7.0
TIR (MMBls)	8.0	8.0	25.0	40.0	34.0	10.0

6. CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVA ORIGINAL

Debido a las incertidumbres inherentes a la descripción estática de un yacimiento, el estimado de la cantidad de hidrocarburos inicialmente el sitio mostrara frecuentemente una distribución no simétrica alrededor de un punto central (por ejemplo, el 50%) el cual se define frecuentemente como el valor esperado o el caso base.

La extensión de los hidrocarburos en sitio se especifica reportando un valor máximo (por ejemplo, el correspondiente 10%) y un valor mínimo (por ejemplo, el estimado correspondiente al 90%) adicionalmente al valor esperado.

Para encontrar la distribución probabilística de hidrocarburos en un campo o yacimiento, se emplea el modelo clásico de Montecarlo o las técnicas geoestadísticas de simulación condicional de las propiedades. Es común un nivel de incertidumbre de +/- 25%.

Es esencialmente que la distribución de área de hidrocarburos en campo o yacimiento sea estudiada. Esto permite una adecuada planificación de plataformas (si el campo está ubicado campo - fuera) o el (yacimiento ubicado en tierra) y las facilidades de superficie.

INCERTIDUMBRE EN LA INTERPRETACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICA

Con la información colectada de los perfiles de pozos, núcleos de algunos pozos y datos de producción iníciales, genera un modelo petrofísico del yacimiento o del campo. Este modelo consta de estimado pie a pie y globales de los paquetes de arenas de propiedades de cada pozo, tales como: espesor neto de hidrocarburos, porosidad, arcillosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc.

Estos valores se obtienen utilizando modelos petrofisicos, los cuales tienen sus limitaciones de aplicación. A los resultados obtenidos, generalmente se le aplican parámetros de corte, tales como especificar que la arena neta debe ser aquella con una porosidad mayor al 8% y un valor de arcillosidad menor de 50%, o aquella donde los valores de resistividad sean menores de 20 ohm/m2. Obviamente, se está dejando una porción de crudo sin contabilizar al momento de calcular la Ro utilizando algún método volumétrico.

Algunas veces cuando se llevan a cabo estudios de simulación numérica, se requiere darle un mayor volumen al yacimiento (incrementando la porosidad o el factor arena neta), para poder ajustar la presión del yacimiento. Estos cambios se pueden hacer cuando se tienen poco conocimiento de un área, no cuando se tiene suficiente control motivado a la información disponible de un número de pozos que considera adecuado.

Al no considerar las arenas que no cumplan con un parámetro de corte, no se sabrá si contienen hidrocarburos o si los hay, cual es el mecanismo de producción de los crudos de estas arenas, cual es la localización espacial de estas arenas, cual es su aporte en los fluidos a la producción total.

En otros casos, la reserva original es sensible a los parámetros de corte y se requerirá de un esfuerzo adicional, de la disciplina petrofisica y de la ingeniería en yacimientos, muchas veces esto no se lleva a cabo por razones presupuestarias y de tiempo.

A continuación se presenta una tabla, la cual contiene los parámetros que contribuyen al cálculo de reserva original, la fuente generadora del parámetro y el rango de exactitud o corrección esperado en una interpretación:

Parámetro	Puente típica del estimado	Rango esperado de exactitud %
Área	Hueco perforado Datos geofísicos Geología regional Núcleos	+/- (10-20) +/- (10-20) +/- (50-80) +/- (5-10)
Arena	Registros de perforación Geología regional	+/- (10-20) +/- (20-40)

Método Probabilístico

Arena neta petrolífera	Núcleos Registros Datos de producción Correlaciones	+/- (5-10) +/- (10-20) +/- (10-20) +/- (30-50)
Saturación de agua connata	Datos de presión capilar Núcleos mojados por petróleo Registros de saturación Núcleos rutinarios Correlaciones	+/- (5-10) +/- (5-10) +/- (5-10) +/- (5-10) +/- (5-10)
Factor volumétrico de petróleo	Análisis de muestra PVT Correlaciones	+/- (5-10) +/- (5-10)

CÁLCULOS DE RO USANDO EL MÉTODO DE MONTECARLO

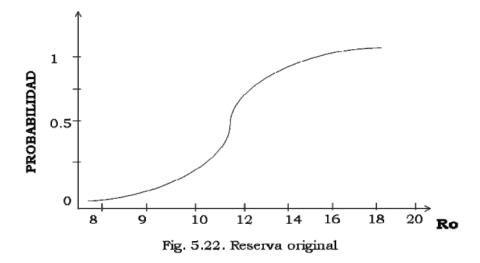
Estudiando la información estadística de los datos petrofísicos medidos en cada pozo, la simulación de Monte Carlo consiste en generar para cada propiedad (área, espesor, porosidad saturación de agua y factor de volumen inicial del aceite) una curva de distribución de densidad, a partir de la cual se construye una curva de densidad acumulativa.

Posteriormente se utiliza un generador de números aleatorios para generar un número determinado de muestras probabilísticas.

Luego se calcula la inversa el valor de la propiedad. A los valores resultantes, se les crea una curva de densidad y se estiman los valores de la propiedad en las probabilidades deseadas.

Por último se utilizan las propiedades en la ecuación para obtener el rango de Ro probabilístico.

Posteriormente se encuentra la curva de distribución acumulada de reserva original en la **Fig. 5.22.**



Haldorsen, propone evaluar la Ro probabilístico, utilizando la siguiente fórmula:

$$Ro = \frac{V_{r} * R * \phi * (1 - S_{w})}{B_{oi}}$$

donde:

Vr = Volumen de Roca

R = Relación arena neta/arena bruta

 Φ = Porosidad

Sw = Saturación de agua congénita

Boi= Factor Volumétrico del Petróleo

Haldorser, sugiere de esta manera captar la incertidumbre de los estimados petrofísicos usando los parámetros de corte. Ya que también las reservas se pueden calcular también probabilisticamente, incluyendo la formula de Ro, el factor de recuperación.

Se deben hacer las siguientes observaciones sobre la aplicación del método de Montecarlo:

- Requiere definir las funciones de distribución de probabilidades de las variables de interés.
- Requiere establecer el tamaño de la muestra para hacer confiables los resultados.
- No permite de manera directa determinar la variable que más afecta el comportamiento del sistema.
- Fácil aplicar, solo se requiere de múltiples evaluaciones del modelo que estemos analizando.

CAPÍTULO VI

CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

CONTENIDO

- 1. Introducción a las curvas de declinación
- 2. Ecuaciones de declinación de la producción
- 3. Declinación exponencial
- 4. Declinación hiperbólica
- 5. Declinación armónica

1. INTRODUCCIÓN A LAS CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación son gráficos de tasa de producción v/s tiempo, generalmente graficadas en papel semilogarítmico y extrapoladas para dar un estimado de producción v/s tiempo.

No requieren ninguna suposición sobre A, h, Φ , Sw o Fr porque el único dato requerido es la producción, la cual esta generalmente disponible. Las curvas de declinación son fáciles de analizar y generalmente dan buenos resultados.

Este es uno de los métodos más comunes de estimación de reservas dado que es simple e introduce la variable de tiempo como base.

La mayor desventaja de este método es que los pozos se deben producir a tasa máxima y a condiciones constantes. Además se necesitan por lo menos 6 meses de historia aunque preferiblemente 2 a 10 años. No es aplicable a todos los yacimientos y no da una respuesta única.

Las curvas de declinación sirven para estimar directamente las reservas. Por ejemplo, se gráfica el logaritmo de la tasa de producción contra el tiempo en escala lineal, muchas veces se obtiene en algún sector considerable de los datos, una línea recta. Este fenómeno se define como "declinación exponencial". Si dicha recta se extrapola hasta lo que se considera el limite económico de producción, se pueden estimar las reservas remanentes totales o hasta la fecha donde se realizo la extrapolación.

La estimación anual del pronóstico del precio de los hidrocarburos dependerá de los buenos pronósticos de producción.

La curva de declinación es simplemente un trazo sobre el comportamiento histórico de producción con respecto al tiempo.

En la determinación del valor del aceite y gas en el tiempo, el pronóstico de producción juega un papel de suma importancia. Conociendo los gastos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura total de un yacimiento cortado por dichos pozos y por ende las reservas probadas de esta formación en particular.

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

Los principales períodos de Declinación de un pozo productor son:

- 1. Declinación transitoria.
- 2. Declinación en estado pseudo-estacionario.

Así mismo dentro de la Declinación en estado pseudo-estacionario se encuentran otros tres tipos de declinación. Estas declinaciones son:

- **#** Exponencial
- # Hiperbólica
- Armónica

Declinación transitoria.

La Declinación Transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Al abrir un pozo se altera el estado de equilibrio del yacimiento y se crea una respuesta de presión del pozo. **Fig. 6.1**

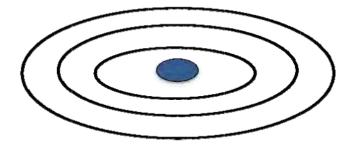


Fig. 6.1. Declinación transitoria

El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las

fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción cambian rápidamente en función del tiempo.

Declinación en estado Pseudo-estacionario.

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no- flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser deplecionada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drene. Como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento del pozo.

Rango de Declinación de la presión depende de:

- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- # Expansión de los fluidos del yacimiento.
- ☐ Compactación del volumen de poros.

El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia reflejado mediante la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia de flujo.

 ☐ Depleción a gasto constante.

El balance de materia que relaciona la declinación de la presión media del yacimiento P_y con la producción acumulada de aceite Np es:

■ Depleción a presión constante.

2. ECUACIONES DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Mencionamos anteriormente que existen varias curvas de declinación, como son la exponencial, la hiperbólica y la armónica. Esta clasificación depende de la variación de la tasa de declinación D, la cual se obtiene calculando la pendiente en todos los puntos de un gráfico lineal de tasa de producción v/s tiempo.

Si D es constante, hablamos de declinación exponencial. A continuación se dará una breve explicación del uso de este tipo de curva de declinación.

La ecuación 1 de una línea recta en un papel similogarítmico es:

$$q = q_i * e^{-Dt}$$

donde:

q = gasto de producción al tiempo t

q_i = gasto de producción al tiempo (volumen/tiempo)

D = tasa nominal de declinación exponencial (l/tiempo)

t = tiempo

e = base del logaritmo natural (2.718)

Se puede utilizar cualquier sistema de unidades mientras que el producto Dt sea adimensional q , qi estén en las mismas unidades.

PRODUCCIÓN ACUMULADA

Como una de las preguntas más comunes cuánto será la producción acumulada de petróleo al final de cada año, la integración de la ecuación 1 respecto al tiempo es la respuesta.

Respecto al tiempo es la respuesta.

$$Np =$$

Sustituyendo la ecuación 1.

$$Np = e^{-Dt dt}$$

$$Np = (qi-q)/D$$

Tasa de producción acumulada.

OBTENCIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO, (L.E.) (RODRÍGUEZ, 1984).

El llamado límite económico (L.E.) es cuando al extrapolar la gráfica se llega a un punto donde el valor de la producción de aceite o gas, es equivalente a los gastos de producción. De continuar con la explotación, las erogaciones serian mayores que los ingresos. **Fig. 6.2.**

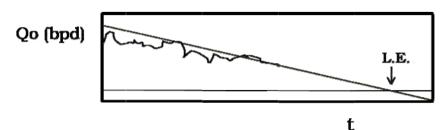


Fig. 6.2. Límite económico

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

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, manteniendo de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de límite económico.

La expresión matemática que permite determinar este valor es la siguiente:

$$L.E. = C / O - S$$

donde:

C = Costo estimado de operación al límite económico, S/año

L.E = Límite económico, bl/año

O = Precio de aceite, precio/bl

S = Monto de regalías, impuestos, etc., precio/bl

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

3. DECLINACIÓN EXPONENCIAL

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

Hubo un período en el que se estabilizó la producción (en la producción permisible del pozo, cerca de ella, o según la demanda del mercado) se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes.

En la **Fig. 6.3** se muestra una curva típica de producción contra tiempo en la cual se ha trazado una curva promedio usando líneas rectas negras.

Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte de la línea recta será posible extrapolar en el futuro, y así predecir la producción del pozo, por ejemplo a 1, 2, 5, ó 10 años.

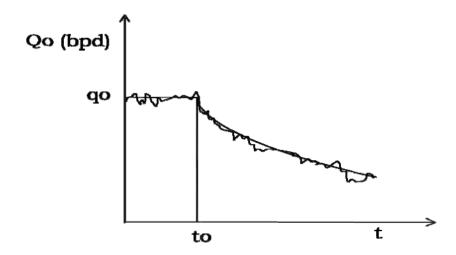


Fig. 6.3. Declinación exponencial

Si damos forma a la región que se muestra, es posible extrapolar el comportamiento futuro.

Si se grafican los datos de la producción contra la producción acumulativa de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar **Fig. 6.3.1.**

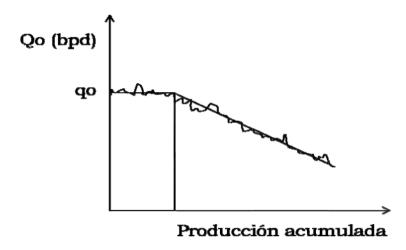


Fig. 6.3.1. Producción acumulada

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

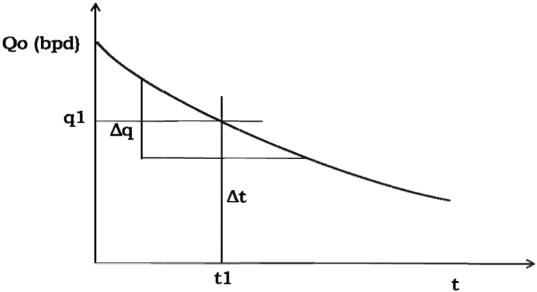


Fig. 6.4. Gasto de producción vs tiempo

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

4. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

No todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la depleción. En muchos casos se puede observar una declinación hiperbólica gradual donde el comportamiento de gasto contra tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica.

La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

Gas en solución

🛱 Expansión del casquete de gas

Empuje de agua

Su expresión matemática es:

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

donde:

b= representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva) 0<b<1.

Al integrar en dos ocasiones la ecuación anterior tenemos:

$$q = qi (1 + Di bt) e^{(\frac{1}{b})}$$

donde:

Di es la rapidez de declinación cuando el gasto qi prevalece, y t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de qi a q.

Esta ecuación, se ajusta a la ecuación de una línea recta en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia (1/Di b), donde 1/b es la pendiente de la recta.

Para determinar la ecuación de gasto-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación anterior por lo que nos queda:

$$Np = \frac{qi^{b}}{Di(1-b)} [qi^{(1-b)} - q^{(1-b)}]$$

El porcentaje de declinación mensual se obtiene mediante:

Porcentaje declinación =
$$\frac{100 (dq/dt)}{q}$$

$$\frac{\mathrm{dq}}{\mathrm{dt}} = -\frac{\mathrm{qi}\,\mathrm{D}}{(1+\mathrm{Dbt})^{\left(\frac{1}{\mathrm{b}}\right)+1}}$$

Por lo que finalmente se expresa como:

Porcentaje declinación =
$$\frac{-100 \text{ D}}{(1 - \text{Dbt})}$$

Por otra parte, tanto las ecuación para la declinación exponencial como para la hiperbólica nos permiten realizar una extrapolación matemática de datos, difiriendo una respecto de la otra en lo que corresponde al valor de b, ya que para la declinación exponencial b= 0, mientras que para la declinación hiperbólica, el valor de b oscila entre 0.25 y 0.6, sin llegar a exceder este último valor.

El comportamiento tanto de la declinación exponencial como el de la hiperbólica al ser graficados en papel semilogarítmico es el siguiente que se muestra en la **Fig. 6.5.**

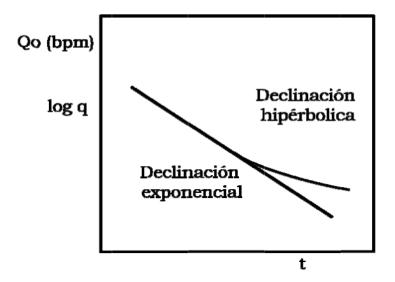


Fig. 6.5. Comportamiento de Declinación exponencial e hipérbolica

Tiempo de vida útil para la declinación Hiperbólica:

$$t = (1)/(D_i b) [(q_i / (L.E.))^2 2-1]$$

La declinación hiperbólica se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

5. DECLINACIÓN ARMÓNICA

Algunas veces cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto q.

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de b=1.

Este tipo de declinación representa un caso particular de la declinación hiperbólica, ya que ocurre cuando b=1. Como consecuencia de lo anterior, la rapidez de declinación D es inversamente proporcional al gasto q.

Su expresión es la siguiente:

$$q = q1/((1+Di))$$

La cual representa la ecuación de una línea recta de pendiente -D en función de q y el t. **Fig. 6.6.**

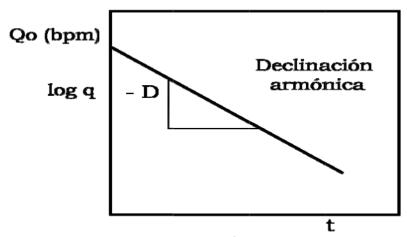


Fig. 6.6. Declinación armónica

Al integrar esta última ecuación obtenemos la expresión de gasto producidoproducción acumulada:

$$q = q1/((1+D_i))$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel semilogarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica.

$$Np = q1/D (log [q1 - log q])$$

En lo que respecta al porcentaje de declinación mensual, se tiene lo siguiente:

$$dq / dt = - (q_i D) / ((1+Dt)^2)$$

Por lo que finalmente respecta:

Porcentaje declinación = -100 D / (1- Dt)

El tiempo de vida útil para declinación armónica:

$$t = \frac{1}{Di} \left[\left(\frac{qi}{L. E.} \right)^2 - 1 \right]$$

EJEMPLO DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Se cuenta con los siguientes datos de producción de un pozo:

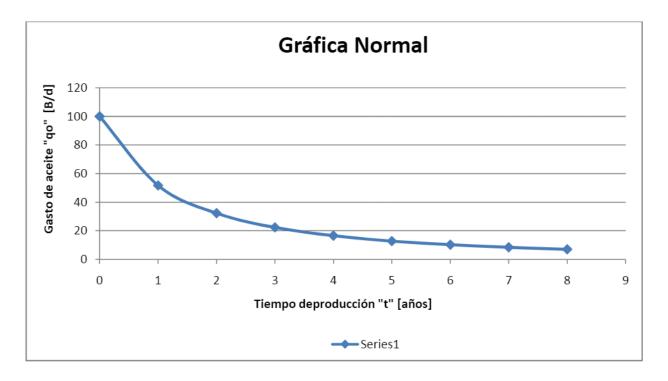
Años	Gasto (SBT/día)
	(SD1/dla)
0	100
1	51.7
2	32.3
3	22.4
4	16.6
5	12.8
6	10.3
7	8.5
8	7.1

Preguntas

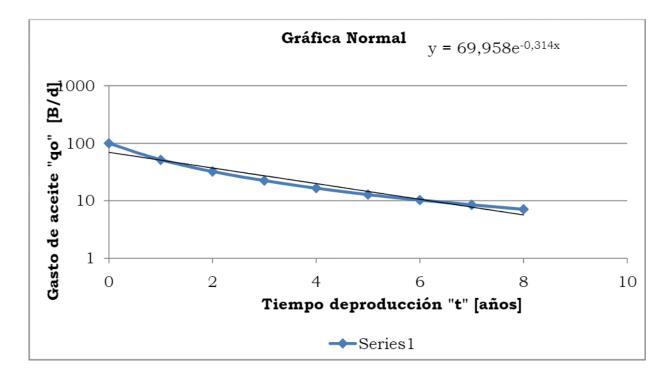
- a) ¿Corresponden los datos a una declinación exponencial?
- b) ¿Corresponden los datos a una declinación armónica?
- c) ¿Si las respuestas en a) y c) son "no", hallar el valor de n si la declinación inicial es $0.809\ 1/año$. Al pozo ($q_{ab} = 5\ STB/d$)?
- d) ¿Qué tiempo de vida le queda al pozo $(q_{ab} = 5 STB/d)$?
- e) ¿Cuál será la producción acumulada al abandonar el pozo?

Solución

a) ¿Corresponden los datos a una declinación exponencial?



Analizando los datos con la gráfica de Gasto de aceite "qo (m³/día)" vs Tiempo de producción "t" (años) en papel semilogarítmico se tiene el comportamiento de una Declinación Exponencial.



b) ¿Corresponden los datos a una declinación armónica?

No es una declinación armónica, ya que esta es un caso particular de la declinación Hiperbólica cuando el valor de b = 1

c) ¿Si las respuestas en a) y c) son "NO", hallar el valor de n si la declinación inicial es 0.809 1/año. Al pozo (q_{ab} = 5 STB/d)?

La ecuación q = 69.958 e^{-0.314t} donde la rapidez de declinación (D) es -0.314

d) ¿Qué tiempo de vida le queda al pozo (qab = 5 STB/d)?

Años	Gasto
	(SBT/día)
0	100
1	51.7
2	32.3
3	22.4
4	16.6
5	12.8
6	10.3
7	8.5
8	7.1
9	4.145
8.4028	5.000

El tiempo de vida aproximada que le queda para un gasto de 5 bpd es de 4.8 meses.

$$q = 69.958 e^{-0.314t}$$

e) ¿Cuál será la producción acumulada al abandonar el pozo?

Con la ecuación la producción acumulada

$$Np = 1/D (q1 - q)$$

Donde la rapidez de declinación (D) es 0.314 y qi = 69.958 por lo que el valor de Np es:

CAPITULO VII

BALANCE DE MATERIA

La Ecuación de Balance de Materia es una herramienta básica para la interpretación y predicción de comportamiento de yacimiento.

Se puede utilizar para analizar el comportamiento histórico de un yacimiento, verificar volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio, propiedades de fluidos e investigar el comportamiento de acuíferos a un costo menor, comparado con la simulación a escala completa.

Para correr un balance de materia se requiere de los datos de producción, datos pVT, los datos históricos de presión del yacimiento y algunos datos básicos del mismo.

Es posible obtener con el tiempo, la contribución de cada uno de los mecanismos que actúan en el yacimiento.

La técnica tiene sus limitaciones, pero quizás la principal es que para poder aplicarla, se necesita que el yacimiento tenga por lo menos una producción de crudos mayor al 10 % de reserva original.

CONTENIDO

- 1. Ecuación de balance de materia
- 2. Determinación de índices de empuje
- 3. Ecuación de balance de materia en yacimientos de gas
- 4. Ecuación de balance de materia como una línea recta
- 5. Factores que afectan los cálculos

1. ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

Es una herramienta básica para la interpretación y predicción de comportamiento de yacimientos, fundamentada en la ecuación cero dimensional de Schiltius. En los últimos años se ha visto suplantada por la simulación numérica (multidimensional y multifásica), pero el balance de materia es una aproximación barata para el análisis de muchos yacimientos.

Se puede utilizar para analizar el comportamiento histórico de un yacimiento, verificar volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio, propiedades de fluidos e investigar el comportamiento de acuíferos a un costo menor, comparado con la simulación a escala completa.

SUPOSICIONES BÁSICAS

Para el desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia (EBM), hay algunas suposiciones que son en si, las mismas limitaciones y podrían numerarse aquí:

- ➤ El yacimiento se comporta como un tanque y las propiedades promedio de presión, propiedades de los fluidos y saturaciones pueden ser usadas para caracterizar razonablemente todo el yacimiento.
- ➤ El comportamiento de los fluidos se puede describir a través de funciones de valor único con presión y no existen cambios en la composición de los mismos.
- Deben existir valores confiables de datos de producción del campo y de presión promedio compensado volumétricamente.
- La ecuación es puntual, porque se evalúa en un punto del yacimiento.
- No es dependiente del tiempo.
- Como es puntual, es importante determinar la presión promedio representativa del yacimiento a la cual se deben evaluar los parámetros dependientes de la presión.
- ➤ En los casos de yacimientos por debajo del punto de burbuja, el gas y el aceite coexisten debido a la diferencia de gravedad entre las fases, estas tienden a segregarse, sepultando el punto donde se debe determinar la presión promedio, es variable.

La ecuación de balance de materia se puede utilizar para:

- Yacimientos de aceite y gas asociado bajosaturados con y sin entrada de agua.
- Yacimientos de aceite y gas asociado saturados con y sin entrada de agua
- Yacimientos de Gas
- Yacimientos de Gas y Condensado

FORMA GENERAL DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

La ecuación se deriva como un balance volumétrico que relaciona la producción acumulada reportada, expresada como función de la producción del yacimiento, con la expansión de fluidos en la acumulación, como resultado de una caída de presión finita.

Parea evaluar los diversos componentes de la ecuación General de balance de materia, se deben definir los siguientes parámetros:

$$N = \frac{Np[\beta o + (Rp - Rs)\beta g] + Wp\beta w + We}{\left[(\beta o - \beta oi) + (Rsi - Rs)\beta g + m\beta oi \left(\frac{\beta g}{\beta gi} - 1 \right) + (1 + m)\beta oi \frac{(CwSwc + Cf)}{1 - Swc} \Delta p \right]}$$

donde:

N = Volumen original de aceite, (m³) a condiciones estándar

Np = Producción acumulada de aceite, (m³) a condiciones estándar

βo = Factor de volumen de aceite, (m³/m³)

βoi = Factor de volumen inicial de aceite, (m³/m³)

 $\beta g = Factor de volumen de gas, (m³/m³)$

βgi = Factor de volumen inicial del gas, (m³/m³)

 β w = Factor de volumen de agua, (m³/m³)

Cf = Compresibilidad de la formación, (1/psi)

Cw = Compresibilidad de la formación, (1/psi)

Rs = Relación gas-aceite en solución, (m³/m³)

Rsi = Relación gas-aceite inicial en solución, (m³/m³)

Rp = Relación gas-aceite producida, (m³/m³)

Sw = Saturación de agua

Swc = Saturación de agua congénita

Wp = Volumen acumulado de agua producida, (m³) a c.s.

We = Entrada de agua, (m³) a c.y.

m = Relación entre volumen inicial de gas en la capa de gas y el volumen inicial de petróleo + gas disuelto en la zona de petróleo (m es constante y a dimensional), a c.y./c.y.

 Δp = Diferencial de presión

Petróleo original en sitio

Lo podemos definir de manera muy simple como:

$$N = Vr \Phi (1-Sw)$$

donde:

Vr = Volumen de roca, m³

 Φ = Porosidad, fracción

Sw = Saturación de agua, fracción

Pero no es suficiente para tener una aproximación del petróleo original ya que intervienen muchos más conceptos como los que se definen a continuación.

$$Cf = (1/Vf) (dVf/dP)$$

La producción de fluidos de un yacimiento resulta en una reducción de la presión de fluidos y en consecuencia en un aumento en la presión efectiva.

Esta última se define como la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de fluidos. Esta diferencia origina que el volumen total de la roca disminuya mientras que el volumen de los granos "de la arena de una arenisca aumente. Estos dos cambios volumétricos tienden a reducir la porosidad de la roca (compactación) y esto podría conllevar a una subsidencia en la superficie.

Una vez definidos los parámetros y los conceptos básicos, la ecuación de balance de materia puede expresarse como: Aceite original en el sitio + Gas original + Agua congénita = Aceite remanente + Gas libre remanente + Agua remanente + fluidos de inyección + Reducción de volúmenes por efecto de compresibilidad de la roca + Reducción de volumen por compactación.

Usando la terminología de ingeniería de yacimientos:

Volumen Ocupado por el petróleo original

Volumen Ocupado por el gas original

Volumen Ocupado por el agua congénita

Volumen Ocupado por el petróleo actual

Volumen Ocupado por el gas libre actual

$$[(G + Gi - Gp + Gm) + NRsi - (N - Np - Nm)*Rs]* \beta g)$$

Volumen Ocupado por el agua actual

$$Vp*Swi + Cw*SwiVp + We + (Wi-Wp) \beta w$$

Volumen Ocupado por los fluidos inyectados

$$(Xi - Xp) \beta x$$

Reducción de volumen debido a la compresibilidad de la roca Cr*Vp*ΔP

Reducción de volumen = Cm*Vp*

donde:
$$AP = (Pi - P)$$

Compresibilidad de la roca y de la matriz = Cr y Cm = (1/pc)

Volumen de poros = (N*Boi + Bgi)/(1 - Sw)

Si se hace que: $C_{f+w} + w = C_r + Swi*Cw$

$$C*f+w = C_{f+w}/(1 - Swi) y Cm = Cm/(1 - Swi)$$

Luego:

$$N = \frac{\left(Np - Nm\right)\!\left(\beta o - Rs*\beta g\right) - \left(Gi - Gp + Gm\right)*\beta g - We - \left(Wi - Wp\right)*\beta w - \left(Xi - Xp\right)*\beta x - Cs}{\left[\beta o - \beta oi*\left(1 + m\right)\!\left(1 - C_{f+w}*\Delta p - Cm*\Delta p\right) + \left(Rsi - Rs\right)*\beta g + m*\beta oi*\beta gi\right]}$$

Para efectos de los cálculos de saturación, se debe considerar la disminución del volumen poroso por efecto de la compresibilidad de la roca.

Vpi = Volumen poroso a la presión inicial Pi

Vp₂ - Volumen Poroso a una presión P2, (P2<P_i)

 $Vp_2 = Vpi * (1 - Cf*AP)$

$$Sw = (Sw_i^*Vp_i^* (1 - Cw^*AP) + We - Wp^*\beta w) / Vp_2$$

La ecuación de balance de materia tiene un formato que puede ser mucho más simplificado dependiendo del mecanismo de producción del yacimiento. Estos mecanismos representan las fuentes de energía que contribuyen a la producción de fluidos del yacimiento y determinan el factor de recuperación primaria.

Por ejemplo, la reducción en el volumen que puede ser ocupado por hidrocarburos, debido a la compactación debe corresponder a una cantidad equivalente de producción de fluido de yacimiento. Igualmente, cualquier influjo debe expulsar una cantidad equivalente de fluido.

Los mecanismos de expulsión son:

- Empuje por gas en solución y expansión de fluidos
- Empuje por capa de gas
- Empuje natural de agua
- Empuje por compactación

EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN Y EXPANSIÓN DE FLUIDOS

Aquí el mecanismo principal es la expansión de aceite y su gas disuelto.

El aumento en el volumen de los fluidos durante el proceso es equivalente a su producción. Se distinguen dos etapas:

- a) Cuando el crudo es subsaturado.
- b) Cuando la presión ha caído por debajo del punto de burbujeo y existe una fase de gas libre en el yacimiento.

Caso a. Por encima de la presión de burbujeo

Aplicando la definición de compresibilidad al aceite del yacimiento se obtiene:

Co =
$$(\beta \circ - \beta \circ i)/\beta \circ i * \Delta P$$

Como no hay gas libre, por lo tanto m = 0. Además, por encima del punto de burbujeo, la Relación gas-aceite en solución es igual a la Relación gas-aceite inicial, Rsi = Rp, dado a que todo el gas producido en la superficie debe haber estado disuelto en el petróleo del yacimiento. Si se hacen las suposiciones adicionales que:

No hay migración ni inyección de fluidos No hay producción ni influjo de agua No hay compactación

La ecuación de balance materia queda reducida:

$$N = \frac{Np * \beta o}{\beta o - \beta oi (1 - C_f \Delta p)}$$

$$Np * \beta o = N * \left[\beta o - \beta oi (1 - C_f \Delta p)\right]$$

$$Np * \beta o = N * \left[\frac{\beta o - \beta oi}{\beta oi \Delta p} \beta oi \Delta p + \beta oi \left(\frac{C_f + Swi * Cw \Delta p}{1 - Swi}\right)\right]$$

$$Np * \beta o * N\beta oi * \Delta p \left[\frac{Co * So + C_f + Swi * Cw}{1 - Swi}\right]$$

 $Np * \beta o * N * \beta o i Ce * \Delta p$

Donde Ce se define por:

$$Ce = \frac{Co * So + Cf + Swi * Cw}{(1 - Sw)}$$

$$Np * \beta o = N * \beta oi * \Delta p \left[\frac{\beta o - \beta oi}{\beta oi \Delta p} + \left(\frac{Cf + Swi * C_w}{(1 - Swi)} \right) \right]$$

$$Np * \beta o = N * \beta oi * \Delta p \left[Co + \left(\frac{Cf + Swi * C_w}{1 - Swi} \right) \right]$$

Ce es la compresibilidad efectiva, ponderada por saturación del sistema del yacimiento. Dado a que las saturaciones son expresadas convencionalmente como fracción del volumen poroso, al dividirlos por (1-Swi), se expresa como fracciones del volumen poroso de hidrocarburos.

Caso b. Por debajo de la presión de burbujeo

En esta etapa, el gas se libera del crudo saturado y se desarrolla una saturación de gas libre en el yacimiento. Tomando en cuenta que la compresibilidad del gas es aproximadamente igual 1/P, el valor mínimo ocurrirá en el punto de burbujeo. Generalmente este valor es de mucho mayor magnitud que de la compresibilidad del agua y de la roca, por lo que al mantener la mayor cantidad de gas en el yacimiento, la compresibilidad total del sistema será grande y de podrá obtener una mayor recuperación primaria, siendo este una función directa de la compresibilidad efectiva.

EMPUJE POR CASQUETE DE GAS

Bajo condiciones iniciales, el petróleo en el contacto gas-aceite debe estar a la presión de burbujeo. El crudo abajo se hace progresivamente menos saturado a las mayores presiones y temperaturas. Generalmente este efecto es relativamente pequeño y el yacimiento se puede describir usando propiedades pVT uniformes.

En este tipo de yacimientos, por la expansión del casquete de gas, las caídas de presión son más suaves que en el empuje por gas en solución y generalmente la recuperación es mayor. En la medida que el casquete de gas se expande, los pozos comienzan a producir gas, por lo que deben ser cerrados para aprovechar el beneficio de mantener el gas en el yacimiento y evitar problemas con el manejo del gas si no hay facilidades para ello.

EMPUJE NATURAL DE AGUA

En las acumulaciones de petróleo asociados a acuíferos, cuando se produce una caída de presión en el yacimiento, debido a la producción de fluidos, esto hace que el agua del acuífero se expanda y fluya hacia el yacimiento.

We =
$$(Cw - Cf) * Wi * \Delta P$$

En el caso de acuíferos su compresibilidad total es la suma directa de las compresibilidades del agua y de la roca, debido a que todo e! espacio poroso esta totalmente saturado con agua.

Si el acuífero es grande, la ecuación arriba presentada es inadecuada para describir el influjo de agua, porque esta supone que la caída de presión AP, que de hecho es la caída de presión en el borde de yacimiento, es instantáneamente transmitida a través del acuífero.

Esta suposición es razonable solo si las dimensiones del acuífero son del mismo orden de magnitud que las del yacimiento. Para un acuífero muy grande habrá un retraso en tiempo entre el cambio de presión en el yacimiento y la respuesta completa del acuífero.

En este aspecto, el flujo natural de agua es dependiente del tiempo.

Si el yacimiento es producido a una alta tasa, el acuífero no tendrá oportunidad de ponerse al día y por lo tanto, el flujo de agua y el grado de mantenimiento de presión será menor, que si el yacimiento fuese producido a una menor tasa.

En el trabajo con flujo de agua, la mayoría de los términos referentes al acuífero son inciertos. Por ejemplo si el acuífero es radial. **Fig. 7.1.**

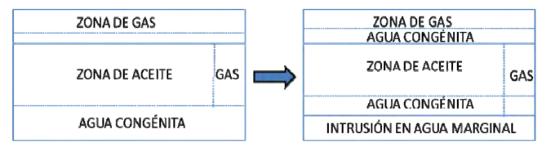


Fig. 7.1. Empuje natural de agua

La mayoría de estos parámetros se infieren de los valores determinados en el yacimiento, es por ello que generalmente la caracterización del acuífero es un trabajo de ensayo y error.

Estos cálculos de We se conectan con el yacimiento por medio del termino de caída de presión AP, que se interpreta como la caída de presión en el limite original acuífero-yacimiento y se supone que es igual a la caída de presión promedio en el yacimiento debido a la producción de los fluidos.

Para un mismo volumen de agua, la respuesta de un acuífero radial es mayor que la del lineal, porque hay un mayor cuerpo de agua en contacto con el yacimiento.

EMPUJE POR COMPACTACIÓN

La compactación depende de la diferencia entre la presión vertical aplicada (sobrecarga) y la presión interna de los fluidos. Es por ello que la compactación se puede medir en el laboratorio, aumentando la presión vertical sobre la muestra de roca mientras se mantiene constante la presión de fluidos en los poros. El experimento se lleva a cabo en el laboratorio en la celda triaxial de compactación.

Una muestra de roca saturada completamente de agua, se coloca una celda que tiene una tapa y un fondo permeable además de una manga flexible alrededor. Se ejerce una presión mediante un pistón mientras que la presión de fluidos en los poros se mantiene a 1 atm.

La presión en el fluido que rodea la manga puede ser aumentada independiente de forma tal de mantener la condición de no deformación lateral de la muestra:

$$\Delta Vb/Vb = \Delta h/h$$

Si Vb es el volumen bruto de una roca de espesor h, la compactación uniaxial será:

$$(\Delta h/h)/\Delta P = Cb \approx Cf$$

Si se lleva a cabo el experimento descrito anteriormente sobre una muestra de arena no compactada y se gráfica la compactación como una función de la presión vertical aplicada, la cual es equivalente a la presión de los granos (porque la presión de los fluidos fue mantenida en 1 atm, la pendiente de la curva resultante es:

A baja presión de los granos, la compresibilidad de la muestra es alta porque es relativamente fácil compactar los granos. A medida que la presión en los granos aumenta, es mas dificil compactar la muestra y la compresibilidad disminuye. Por ello la compresibilidad no es constante sino que cambiara continuamente a medida que los fluidos son producidos y la presión de los granos aumenta.

Bajo condiciones hidrostáticas normales, dado a que tanto la presión de sobrecarga como la presión del agua aumentan linealmente con profundidad, la presión de los granos, que es la diferencia de las dos, también aumenta.

El empuje por compactación es la expulsión de fluidos del yacimiento debido a la reducción dinámica del volumen poroso y solo será significativo a medida que la compresibilidad de la roca, cf sea grande.

La compactación y su efecto asociado de subsidencia, será mucho mas pronunciado en yacimientos someros no consolidados, que en arenas más competentes en yacimientos profundos. Por lo tanto, es necesario determinar experimentalmente la compresibilidad de yacimientos someros para estimar el grado de compactación que mejorara el recobro y permitirá la predicción de la subsidencia superficial resultante.

Finalmente, la deformación de arenas poco consolidadas es generalmente inelásticas, por lo que es dificil relacionar la compresibilidad medida en el laboratorio con el valor en el yacimiento, debido a deformación que sufre la muestra por la reducción de presión al traerla a superficie. **Fig. 7.2** y **Fig. 7.3**.

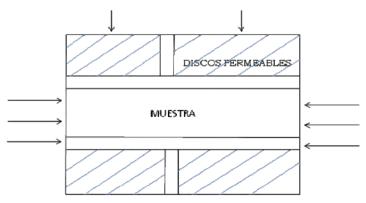


Fig. 7.2. Celda de compactación triaxial

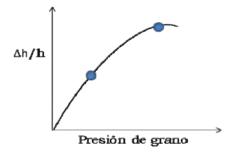


Fig. 7.3. Δh/h vs Presión de grano

2. DETERMINACIÓN DE ÍNDICES DE EMPUJE

A continuación se presenta de nuevo la Ecuación de Balance de Materia generalizada:

$$N = \frac{Np[\beta i + \beta g(Rp - Rsi)] - (We - Wp)}{\beta t - \beta ti + (m\beta ti / \beta gi)[\beta g - \beta gi]}$$

Esta EBM permite describir adecuadamente cualquier yacimiento de petróleo que esté produciendo por una combinación cualquiera de los tres mecanismos naturales de producción más importantes y que a continuación se enumeran:

- Mecanismo de Agotamiento o gas en solución.
- Mecanismo de Empuje de gas o expansión de casquete de gas.
- Mecanismo de Empuje de agua.

Es evidente que la energía natural total de producción es aportada por estos tres mecanismos naturales.

A fin de planificar adecuadamente la estrategia de explotación de cualquier yacimiento, es importante describir en que proporción es responsable cada uno de estos tres mecanismos por la producción que se está obteniendo. A fin de lograr desarrollar este proceso de cuantificación, Pirson desarrolló el concepto de índices de Producción para yacimientos con empujes múltiples de la siguiente manera:

Recordando la ecuación de balance de materia:

$$N(\beta t - \beta ti) + \frac{Nm\beta ti}{\beta gi} (\beta g - \beta gi) = Np[\beta t + (Rp - Rsi)\beta g] - (We - Wp\beta w)$$

$$N(\beta t - \beta t i) + \frac{Nm\beta t i}{\beta g i} (\beta g - \beta g i) + (We - Wp\beta w) = Np[\beta t + (Rp - Rsi)\beta g])$$

Transponiendo: (We - Wp βw)

Dividiendo ambos lados de la ecuación por $Np[\beta t+(Rp-Rsi)(\beta g)]$ se obtiene:

$$\frac{N(\beta t - \beta t i)}{Np[\beta t + (Rp - Rsi)\beta g]} + \frac{\frac{Nm\beta t i}{\beta g i}(\beta g - \beta g i)}{Np[\beta t + (Rp - Rsi)\beta g]} + \frac{(We - \beta wWp)}{Np[\beta t + (Rp - Rsi)\beta g]} = 1$$

Esta es la ecuación de balance de materia en el formato de Pirson para la evaluación de los índices de Producción. El significado físico de cada uno de los términos es como sigue:

A =
$$N(\beta t - \beta ti)$$
 Expansión de zona de aceite
B = $Nm \frac{Bti}{Bgi}(\beta g - \beta gi)$ Expansión de la capa inicial de gas libre
C = $We - We \beta w$ Flujo neto de agua

Volumen ocupado por agua actual:

$$Vp * Swi + Cw * Swi * Vp * Dp + We + (Wi - Wp\beta w)$$

donde:

D = Denominador común Np [βt+ (Rp-Rsi)βg]. Volumen del yacimiento a la presión más baja de la producción acumulada de gas y petróleo.

Los índices de Producción, en forma de fracción de la energía total, se definen como sigue:

IAP = índice de productividad por Agotamiento = A/D
 IPE = índice de productividad por expansión del casquete de gas = B/D
 IPI = índice de producción por flujo neto de agua = C/D

Luego:
$$IAP + IPE + IPI = 1$$

Este formato muestra claramente que IPA, IPE e IPI representan en conjunto la energía total acumulada de que ha dispuesto el yacimiento sometido a análisis. Se debe hacer énfasis en que los índices de producción así definidos, representan los diferentes mecanismos en forma acumulada. Es decir indican qué papel ha jugado cada mecanismo durante toda la historia de producción del yacimiento.

Si desea evaluar estos índices, ya no en forma acumulada sino para un período cualquiera se redefine el estado inicial y final del yacimiento como el estado al principio y al final del período de interés en el cual se producen Δ Np BNP:

Estado Inicial:

Al principio del período en el cual se va a producir Δ Np BNP

Estado Final:

Al final de cada período en el cual se ha producido Δ Np BNP N:

Petróleo en el yacimiento al inicio de periodo en el cual se han producido ΔNp BNP.

Np Δ Np:

Petróleo producido durante el período

Al principio del periodo

Así redefinimos los estados iniciales y final, el petróleo producido Δ Np y las propiedades correspondientes a los dos estados.

Los índices de producción así computados para un período definido (inicial/final) no son acumulados para toda la historia, del yacimiento sino que representan lo que ha ocurrido durante el período que se ha redefinido.

A pesar de haberse redefinido para un intervalo dado de tiempo, la relación **IPA +IPE +IPI** se mantiene.

3. ECUACIÓN DE BALANCE MATERIA EN YACIMIENTOS DE GAS

MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS

Los principales mecanismos que actúan en un yacimiento de gas seco:

- * Expansión de gas.
- * Empuje hidráulico.
- * Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso por compactación de la roca.

Suposiciones de la ecuación de balance de materia

Es el espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua congénita.

La composición del gas permanece constante.

Se considera Rsw = 0.

Yacimiento isotérmico.

Ecuaciones Generales

$$\frac{Gp}{G} = \left[1 - \frac{\beta gi}{\beta g}\right] + \frac{\beta gi}{\beta g} \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi}\right] \Delta p + \frac{5.615(We - Wp\beta w)}{G\beta g}$$

Recuperación por inducción de agua:

$$5.615 \frac{(We - Wp\beta w)}{GBg}$$

Recuperación por expansión de agua congénita y reducción de porosidad:

$$\frac{\beta gi}{\beta g} \left[\frac{We - Swi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta P$$

Recuperación por expansión de gas: $1 - \frac{\beta gi}{\beta g}$

Recuperación total de gas: $\frac{Gp}{G}$

CÁLCULOS DE BALANCE DE MATERIA

Características

- * Simulan el yacimiento como un tanque de volumen constante o variable
- * Es un simulador cero dimensional, OD.

Da buenos resultados cuando:

- No hay comunicación de las arenas con las otras.
- Los gradientes de presión son pequeños.
- se tienen datos confiables de presión y producción.
- Rsw es despreciable.

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS

Con el mismo criterio utilizado para la clasificación de los yacimientos de aceite se tienen:

Yacimientos volumétricos: Son yacimientos cerrados sin entrada de agua. El ΔP sólo varía con el cambio de presión y la compresibilidad Cw y Cf.

Yacimientos no volumétricos: Son yacimientos con entrada de agua, influenciando en muchos casos el comportamiento de presión y producción.

ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS, ESCRITA EN LA FORMA P/Z

$$\frac{P}{Z} = \frac{\frac{Pi}{Zi} \left(1 - \frac{Gp}{G} \right)}{1 - \left(\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right) \Delta P - \left(\frac{We - Wp\beta w}{0.00504TfG} \right) \frac{Pi}{Zi}}$$

donde:

Zi, Z = Factores de compresibilidad del gas a (Pi, Tf) y (P, Tf).

Tf = temperatura de la formación (yacimiento). (°R).

YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS (HACIENDO Cw Y Cf ≈ 0)

Método de declinación de presión

$$\frac{P}{Z} = \frac{Pi}{Zi} \left(1 - \frac{Gp}{G} \right)$$

P/Z vs Gp Línea recta

$$Gp = 0 \dots P/Z = Pi / Zi$$

$$P / Z = 0 Gp = G$$

M = Pi / Zi g Pendiente

Este método permite determinar:

- * GOES
- * Reservas
- * Extensión de área

VARIACIÓN DE P/Z CON GP PARA UN YACIMIENTO VOLUMÉTRICO DE GAS. **Fig. 7.4.**

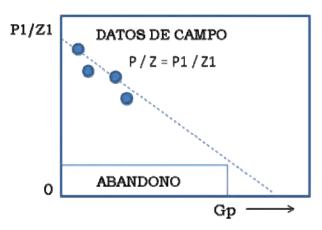


Fig. 7.4. Yacimiento volumétrico de gas

EXTENSIÓN DE ÁREA DE UN YACIMIENTO

$$A = \frac{Pi * \beta gi}{43560h\phi(i - Swi)m}$$

donde:

A = Área, (acres)

Pi = Presión inicial, (psia)

βgi = Factor Volumétrico del gas, (m³ a c.y. / m³ a c.s.)

h = (pies)

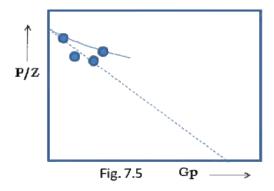
m = valor de la pendiente de la recta P/Z vs Gp

También:

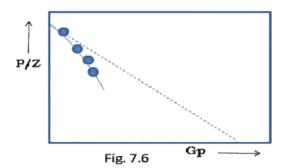
$$A = \frac{G\beta ti}{43560h\phi(1 - Swc)}$$

donde:

G = PCN



P/Z vs Gp para yacimiento de gas con empuje hidráulico



P/Z vs Gp para yacimiento de gas con condensación retrograda

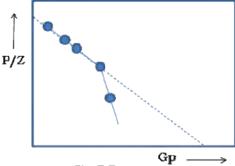
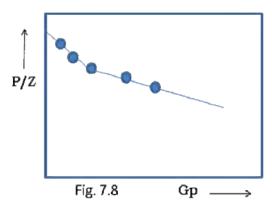


Fig. 7.7

P/Z vs Gp para un yacimiento con presión normal



P/Z vs Gp para un yacimiento con variación de k

Índice de Empuje

$$Gp\beta g = G\big(\beta g - \beta gi\big) + \frac{G\beta gi}{\big(1 - Swi\big)} \big(SwiCw + Cf\big)\Delta P + We - Wp\beta w$$

Si se divide todo por Gpβg, resulta:

$$1 = \frac{G(\beta g - \beta g i)}{Gp\beta g} + \frac{G\beta g i (swicw + cf)\Delta p}{(1 - swi)Gp\beta g} + \frac{We - Wp\beta w}{Gp\beta g}$$
(1)
(2)
(3)

- 1) IE de expansión de gas
- 2) IE de expansión de agua congénita y reducción del Vp
- 3) IE de intrusión de agua

4. ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA COMO LA ECUACIÓN DE UNA LÍNEA RECTA

Anteriormente se presenta la ecuación generalizada de balance de materia, la cual tiene un gran número de posibilidades de aplicación.

Después de algunos años de desarrollo la ecuación de balance de materia se aplico en forma analítica. Sin embargo su uso se fue asiendo más frecuente, para su uso se generaron soluciones gráficas ya que este tipo de soluciones graficas ofrecía dos ventajas muy importantes: en primer lugar se podían obtener soluciones rápidas de la ecuación de balance de materia, y en segundo lugar se podían linealizar las mediciones de campo descartando valores inconsistentes.

En vista de que utilizaremos en repetidas ocasiones se define el siguiente grupo de términos (F) sin que la función tenga ningún significado físico:

$$F = Wp\beta w + Np[\beta t + (Rp - Rsi)\beta o]$$

CASO 1- YACIMIENTO ORIGINALMENTE SATURADO SIN FLUJO DE AGUA Y SIN CAPA DE GAS LIBRE

En este caso se tiene:

m=0,

We = 0,

Wp = despreciable

Con estos valores de m, We y Wp, la EBM se simplifica así:

N = Np
$$(\beta t + (Rp - Rs_i) \beta g) / (\beta t - \beta t_i) \dots (2)$$

Reordenando:

$$N (\beta t - \beta t_i) = Np [\beta t + (Rp - Rs_i)\beta g]$$

Utilizando la función F (definida en la ecuación 1) se obtiene:

$$F = N (\beta t - \beta t_i) \dots (2a)$$

Esta es la misma ecuación (1) agrupando algunos términos en la función F, en un formato apto para la solución gráfica. Se observa que la ecuación (2a) representa en forma gráfica una línea recta que pasa por el origen y cuya tangente o pendiente es igual a N.

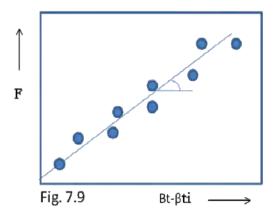


Fig.7.9. Solución grafica a de la EBM para yacimientos saturados sin flujo de agua ni casquete de gas.

Así, de la historia de presión/producción (Np vs P) para un yacimiento de este tipo se puede obtener N en forma gráfica sin dificultades. Aquí se hace evidente la conveniencia de este procedimiento a fin de poder

eliminar mediciones dudosas y obtener un valor promedio de N que mejor se ajuste a la historia del yacimiento.

CASO 2- YACIMIENTOS SATURADOS SIN FLUJO DE AGUA Y CON UN CASQUETE DE GAS DE DIMENSIONES CONOCIDAS

En este caso se tiene un yacimiento con capa de gas al inicio del análisis. Estando en equilibrio es de esperar que por definición el crudo bajo la capa de gas esté saturado. Si hay suficientes pozos perforados como para obtener un mapa estructural / isópaco, así como para definir la posición del contacto gas / petróleo, el valor de m se puede computar aunque sea en forma aproximada.

Así se tiene para este caso. We = 0 Wp = despreciable m = conocido

En estas condiciones, la Ecuación (1) se simplifica:

$$N = (Np [\beta t + (Rp-Rs_i) \beta g]) / (\beta t - \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i) (\beta g - \beta g_i))$$

Reordenando:

N (
$$\beta t$$
- $\beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i) (\beta g - \beta g_i)$) = Np [$\beta t + (Rp - Rs_i) \beta g$] ... (3)

Sin embargo en la ecuación (60) se definió F:

N (
$$\beta t - \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i) (\beta g - \beta g_i) = F ... (3a)$$

Esta es la misma ecuación (3) agrupando algunos términos en la función F, en un formato apto para la solución gráfica. Se observa que la ecuación (3a) representa en forma gráfica una línea recta que pasa por el origen y cuya tangente o pendiente es igual a N (Ver **Figura 7.10**).

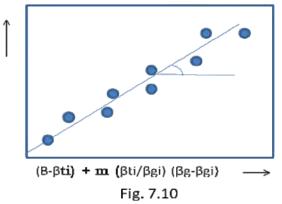


Figura 7.10. Solución grafica de la EBM para yacimientos saturados, sin flujo de agua, con capa de gas de dimensiones conocidas.

Utilizando este tipo de gráfico, a partir de la historia de presión / producción (Np vs P) para yacimientos de este tipo se puede obtener N en forma gráfica sin dificultades.

En este caso se hace evidente la conveniencia de este procedimiento a fin de poder eliminar mediciones dudosas y obtener un valor promedio de N que mejor se ajuste a la historia del yacimiento.

CASO 3- YACIMIENTOS SATURADOS, SIN FLUJO DE AGUA Y CON UN CASQUETE DE GAS DE DIMENSIONES DESCONOCIDAS

En este caso se tiene un yacimiento con una capa de gas al inicio del análisis. Estando en equilibrio es de esperar que por definición el crudo bajo la capa de gas esté saturado. En este caso no hay suficiente información para estimar el valor de m, aunque se sabe que existe un casquete de gas. Se pueden utilizar dos métodos ligeramente diferentes:

MÉTODO 1

Al no haber flujo de agua, luego:

La EBM que aplica a este caso es (simplificada):

$$N = F / (\beta t - \beta t_i + m(\beta t_i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i))$$

Reordenando esta expresión:

N
$$[\beta t - \beta t_i + m(\beta t_i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i)] = F$$

Dividiendo por βt-βt,:

$$N \left[((\beta t - \beta t_i) / (\beta t - \beta t_i)) + m(\beta t_i / \beta g_i) ((\beta g - \beta g_i) / (\beta t - \beta t_i)) \right] = F / (\beta t - \beta t_i)$$

Luego:

N [1 + m(
$$\beta t_i / \beta g$$
)(($\beta g - \beta g_i$)/($\beta t - \beta t_i$))] = F/ ($\beta t - \beta t_i$) ... (4)

Si ahora se redefine el gas inicial libre en la capa de gas del yacimiento (G) en PCS:

$$G = (Nm\beta t_i / \beta g_i)$$
 y $m = (G \beta g_i) / (N \beta t_i)$

Sustituvendo en la ecuación (4):

N [1 + ((G
$$\beta_{gi}$$
) / (N PO) ($\beta t/\beta g_i$)(($\beta g-\beta g_i$)/($\beta t-\beta t_i$)] = F / ($\beta t-\beta t_i$)

Simplificando:

$$N + G ((\beta g - \beta g_i) / (\beta t - \beta t_i)) = F/(\beta t - \beta t_i)$$
 (4a)

Esta es la misma ecuación (4) agrupando algunos términos en la función F, en un formato apto para la solución gráfica. Se observa que la ecuación (4a) representa en forma gráfica una línea recta con las siguientes características si se gráfica.

Estas características se observan en la Figura 7.11.

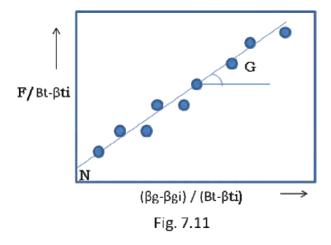


Figura 7.11. Solución grafica de la EBM para yacimientos saturados, sin flujo de agua, con capa de gas de dimensiones desconocidas.

Obtenido el valor de G en forma gráfica como la pendiente de la recta y el valor N como la intersección, el valor de m es computable con facilidad: $m = (G \beta g_i) / (N \beta t_i)$

MÉTODO 2

En este informe se define una función de presión Et que no tiene significado físico especial excepto que representa un grupo de términos.

Al no haber flujo de agua:

La ecuación se simplifica así:

$$F = N \left[\beta t - \beta t_i + m(\beta t_i / (\beta g_i)) (\beta g - \beta g_i)\right] (5)$$

Definiendo Et:

Et = $\beta t - \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i) (\beta g - \beta g_i)$

En este caso se desconoce el valor de m.

$$F = N Et ... (5a)$$

El cómputo procede así:

- 1. Asuma un valor de m
- 2. Calcule los valores de F y Et
- 3. Plotee F vs. Et
- 4. Inspecciones gráfica de F vs. Et.
- 5. Ajuste m hasta que se obtenga una línea recta, y tome ese valor como aceptable y la pendiente como el valor de N.

En resumen la ecuación (5a) resulta de agrupar algunos términos en la función F, en un formato apto para la solución gráfica. Aunque la Ecuación (5a) tiene dos incógnitas, N y m, se resuelve asumiendo valores de m hasta que se obtenga una línea recta. Así obtenida una línea recta, el valor de m asumido que la genera es aceptable y la pendiente de la recta representa la reserva original ó N.

Como una forma de chequeo de la información utilizada, para yacimientos de este tipo (caso 3) se recomienda usar los dos métodos hasta que se obtengan los mismos resultados.

CASO 4- YACIMIENTO SATURADO, CON FLUJO ACTIVO DE AGUA Y SIN CASQUETE INICIAL DE GAS

Aquí se considera sólo el caso de yacimientos saturados. El caso de yacimientos con influjo activo pero subsaturados se ha discutido antes. Como no existe capa de gas m = 0. En estas condiciones se simplifica la ecuación (1):

$$N = (Wp\beta w - We + Np(\beta t + (Rp - Rs_i) \beta g) / (\beta t - \beta t_i) \dots (6)$$

Utilizando la agrupación de términos antes definida como F se tiene:

$$N = (F-We)/(\beta_i - \beta t_i)$$

Ordenando:

$$N = (F/(\beta t - \beta t_i)) - (We/(\beta t - \beta t_i))$$

Finalmente:

$$(F / (\beta t - \beta t_i)) = N + (We / (\beta t - \beta t_i))$$
(6a)

De nuevo se tiene una situación de dos incógnitas ya que no se conocen N y We. El proceso de gráfico de solución de la ecuación (6a) es como sigue:

- 1. Estime We para diferentes presiones.
- 2. Plotee $F/\beta t \beta t_i$ vs $We/(\beta t \beta t_i)$.
- 3. Observe los resultados gráficos y corrija We vs. P hasta obtener una línea recta.
- 4. Acepte We y obtenga N extrapolando a valores de We = 0

La aplicación gráfica del método y las opciones de corrección de We vs. P se presentan a continuación:

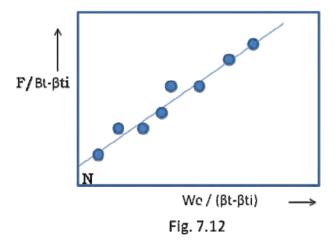


Figura 7.12. Solución grafica de la EBM para yacimientos saturados, sin flujo activo de agua y sin casquete inicial de gas.

Las cuatro situaciones que pueden presentarse son las siguientes:

Puntos sin tendencia: En este caso se concluye que existe un error en los cálculos o se ha escogido una historia de We vs. P.

Línea curva hacia arriba: Se ha asumido un acuífero muy débil. Para el próximo tanteo se deben seleccionar valores mayores para We.

Línea curva hacia abajo: Se ha asumido un acuífero muy activo. Para el próximo tanteo se deben seleccionar valores menores para We.

Línea Recta: Se ha asumido una descripción correcta para el influjo de agua.

Una vez que se ha logrado por tanteo la cuarta opción, se extrapola la recta y se obtiene el valor de N en la intersección del eje de la ordenada.

CASO 5- YACIMIENTOS SATURADOS, CON FLUJO DÉBIL DE AGUA Y SIN CASQUETE INICIAL DE GAS

En este caso difiere del anterior solamente en el grado de actividad del acuífero asociado al yacimiento. En el caso de un acuífero débil, en

muchos casos se puede asumir que el volumen de agua rendido por el mismo al volumen de control es directamente proporcional a la caída de presión que ha sufrido el acuífero.

We =
$$C\Delta P$$

donde: C = W Cw

W = Volumen de agua en al acuífero

Cw = Compresibilidad del agua en el acuífero

Para el caso de la ecuación (6a) se puede simplificar así:

$$(F / (\beta t - \beta t_i)) = N + (C \Delta P / (\beta t - \beta t_i)) \dots (6b)$$

En este caso se plotea F / $(\beta t - \beta t_i)$ vs ΔP / $(\beta t - \beta t_i)$

Y se obtiene una línea recta con pendiente C e intersección N en el eje de (F / (βt - βt,)) (ver Figura siguiente).

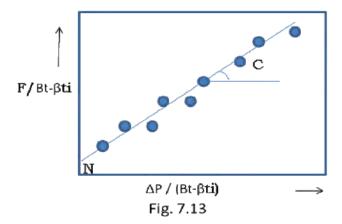


Figura 7.13 Solución gráfica de la EBM para yacimientos saturados, con flujo débil de agua y sin casquete inicial de gas.

CASO 6- YACIMIENTOS SATURADOS CON FLUJO ACTIVO DE AGUA Y CASQUETE INICIAL DE GAS DE TAMAÑO CONOCIDO

En este caso se aplica la EBM presentada antes. Sin embargo, la misma se reordena de la siguiente manera:

$$N = (-We + F)/(\beta t - \beta t_i + m(\beta t_i + /\beta t_i)(\beta g - \beta g_i)(\beta g - \beta g_i))$$

Separando y reordenando:

F / (
$$\beta t - \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i)$$
) = N + (We / ($\beta t - \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i)$)) ... (7)

Así reordenada la EBM, y en vista de que se conoce m, se procede de la siguiente manera:

- 1. Estimar We para diferentes presiones.
- 2. Si F / $(\beta t \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i) (\beta g \beta g_i)$ vs We / $(\beta t \beta t_i + m (\beta t_i / \beta g_i) (\beta g \beta g_i)$

Observe los resultados gráficos y corrija We vs. P hasta obtener una línea recta.

Acepte We y obtenga N extrapolando a valores de We = 0

Este método se presenta en la Figura 7.14

Si se define la expresión:

$$DEN = (\beta_t - \beta_{ti}) + m \frac{\beta_{ti}}{\beta_{gi}} (\beta_g - \beta_{gi})$$

Entonces se grafica:

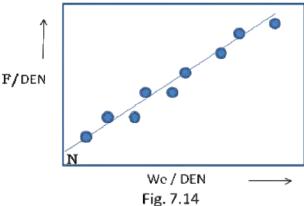


Figura 6. Solución gráfica de EBM para yacimientos saturados, con flujo activo de agua y capa inicial de gas de tamaño conocido.

CASO 7- YACIMIENTOS CON FLUJO DÉBIL DE AGUA Y CASQUETE INICIAL DE GAS DE TAMAÑO CONOCIDO

Al igual que en el caso 5 el agua rendida por el acuífero (We) se aproxima así:

We =
$$C\Delta P$$

Finalmente se incluye esta expresión de We en la ecuación (7)

F / (
$$\beta$$
t - β t_i -f m(β t_i/ β g_i)(β g- β g_i)) = N + C Δ P/(β t - β t_i + m(β ti/ β g_i)(β g- β g_i))

En este caso se plotea

F /
$$(\beta t - \beta t i + m(\beta t i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i))$$
 vs ΔP / $(\beta t - \beta t_i + m(\beta t i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i))$

Y se obtiene una línea recta con pendiente C e intersección N en el eje

F / (
$$\beta t - \beta t_i + m(\beta t_i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i)$$
) (ver Figura 7.15).

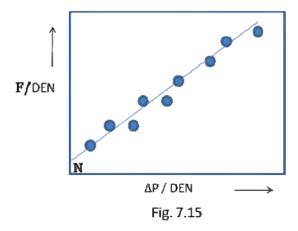


Figura 7.15. Solución grafica de la EBM para yacimientos saturados, con flujo débil de agua y capa inicial de tamaño conocido.

Al igual que en caso anterior, se definió el parámetro DEN, mediante:

$$DEN = (\beta_t - \beta_{ti}) + m \frac{\beta_{ti}}{\beta_{gi}} (\beta_g - \beta_{gi})$$

CASO 8- YACIMIENTOS SATURADOS CON FLUJO ACTIVO DE AGUA Y CUANDO SE DESCONOCEN LOS VOLÚMENES DEL CASQUETE DE GAS Y DEL ACEITE ORIGINAL EN EL SITIO

Este caso es bastante general ya que esencialmente existen tres incógnitas N, m y We. Anteriormente se había definido F como una agrupación de términos sin significado físico especial.

$$F = Wp \beta W + Np [\beta t + (Rp-Rs_i)\beta g] \dots (8)$$

Si se utiliza esta expresión de F en la EBM se obtiene lo siguiente:

$$F = N((\beta t - \beta t_i) + Nm(\beta t_i / \beta g_i)(\beta g - \beta g_i) + We ... (9)$$

Se definen ahora dos nuevas funciones de presión (a y b) que carecen de significado físico:

$$a = \beta t - \beta t_i$$
 y $b - (\beta t_i / \beta g_i / \beta g - \beta g_i)$

Habiéndose definido a y b, la ecuación (9) con respecto a presión se v obtiene:

$$F = EA + N m b + We ... (10)$$

Diferenciando la ecuación (10) con respecto a presión se obtiene:

$$F' = Na' + Nmb' + dWe/dP ... (11)$$

De la ecuación (11) se puede obtener una expresión así:

$$m = ((F'-We'-Na')/(Nb')) ...(12)$$

Utilizando esta expresión de m en la ecuación (10) se obtiene:

$$F = Na + N ((F' - We' - Na') / (N b')) b + We$$

Simplificando:

$$F = Na + F'(b/b') - We'(b/b') - Na'(b/b') + We$$

Dividiendo ambos lados de la ecuación por a se obtiene lo siguiente:

$$(F/a) = N + ((F'b / (ab^1)) - ((We'b) / (ab^1)) - ((Na'b) / (ab^1)) + (We/a)$$

Reordenando:

$$(F/a) - ((F'b / (ab')) + N [1 - ((a'b) / (ab'))] + [(We/a) - ((We'b) / (ab'))]$$

Luego, con común denominador:

$$((Fb'-F'b)/(ab')) = N[(ab'-a'b)/(ab')] + [(Web^1-We'b)/(ab^1)]$$

Multiplicando ambos lados por a b':

$$Fb' - F'b = N [ab' - a'b] + [Web' - We'b]$$

Ordenando:

$$[Fb' - F'b] - [Web' - We'b] = N [ab' - a'b]$$

Despejando N:

$$N = ((Fb' - F'b) / (ab' - a'b)) - ((Web' - We'b) / (ab' - a'b))$$

Finalmente:

$$((Fb' - F'b) / (ab' - a'b)) = N + ((Web^1 - We'b) / (ab^1 - a'b)) ... (13)$$

Esta es la EBM para este caso general, en un formato conveniente para su solución gráfica.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Se escoge una descripción de We vs P y se le ajusta un polinomio.

- Se obtiene We' (dWe/dt) diferenciando analíticamente el polinomio obtenido.
- 3. Se escoge en forma arbitraria un conjunto de presiones: Pi, Pl, P2,...Pn.
- 4. Para cada presión se calculan los valores de:

$$y = (Fb' - F'b) / (ab' - a'b)$$
 $y x = ((Web^1 - We'b) / (ab' - a'b))$

5. Se granean los valores de y versus x, o sea:

$$(Fb' - F'b) / (ab' - a'b) = (Web^1 - We'b) / (ab' - a'b) (Ver Figura 7.16)$$

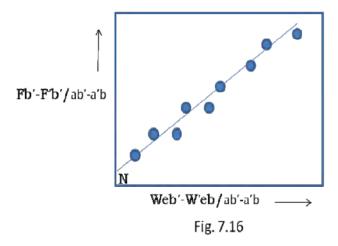


Figura 7.16. Solución gráfica de la EBM para yacimientos saturados, con flujo activo de agua cuando se desconocen los volúmenes del casquete de gas y del aceite original.

Si se ha seleccionado una descripción acertada del flujo de agua We y por lo tanto We' obtiene una línea recta que puede extrapolar el valor de N. Una vez obtenido el valor N, el valor de m se puede obtener con facilidad de las ecuaciones (10) y (12) de la forma siguiente:

$$m = (F - Na - We) / Nb ...$$
 (10)

$$m = (F' - Na' - We') / Nb' ...$$
 (12)

Se observa que la solución grafica de la EBM para este caso depende de la selección acertada de una descripción para el comportamiento del acuífero We v/s P.

CASO 9- YACIMIENTO SUBSATURADO SIN FLUJO DE AGUA

Este caso ya se había discutido en la sección correspondiente a yacimientos subsaturados. Sin embargo, aquí se presenta como un caso especial de la ecuación generalizada de balance de materia.

Para este caso se tiene:

Np βo = N βo_i Ce
$$\Delta$$
P ... (14)

Para la solución gráfica de la ecuación (14) se plotea Np β o vs β o, Ce Δ P. El resultado es una línea recta que pasa por el origen y cuya pendiente corresponde al valor de N.

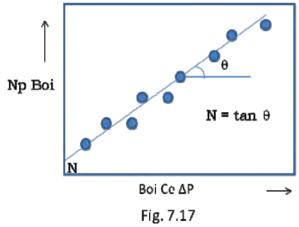


Figura 7.17. Solución grafica de la EBM para yacimientos saturados, sin flujo de agua, utilizando la historia de presión/ producción.

Los valores de Np y ΔP corresponden a mediciones de campo tomadas con el mayor cuidado posible durante la_historia de producción de un yacimiento de este tipo.

CASO 10- YACIMIENTOS SUBSATURADOS CON FLUJO DE AGUA

Este caso ya se había discutido en la sección correspondiente a yacimientos subsaturados. Sin embargo se presenta un caso especial de la ecuación de balance de materia.

Para este caso se tiene:

$$((Np\beta o)/(\beta o, Ce \Delta P)) = N + ((We - Wp\beta w)/(\beta o, Ce \Delta P))$$

Reordenando:

$$((Np\beta o + Wp\beta w)/(\beta o_i Ce \Delta P)) = N + We/(\beta o_i Ce \Delta P) \dots (15)$$

El procedimiento a seguir es el siguiente.

- 1.- Se escoge una descripción We vs P.
- 2.- Se escoge en forma arbitraria un conjunto de presiones P, P1, P2.....Pn
- 3.- Para las presiones seleccionadas se calculan los valores de:

```
y = ((Np βo + Wp βW ) /(βoi Ce \DeltaP))
X = We / (βoi Ce \DeltaP)
4.- Se grafican los valores calculados de y y x, osea:
((Npβo +Wpβw)/(βo, Ce \Delta P)) vs We/(βo, Ce \Delta P))
```

Si la descripción de la actividad del acuífero (We vs P) es adecuada, se obtiene una línea recta cuya intersección en el eje de las ordenadas corresponde al valor del aceite original en el sitio (N).

Los valores de Np, Wp y ΔP corresponden a mediciones de campo tomadas con el mayor cuidado posible durante la historia de producción de un yacimiento de este tipo. Es evidente que el éxito del procedimiento depende en gran parte de la selección adecuada de la descripción de la actividad del acuífero.

CASO 11- YACIMIENTOS DE GAS SIN FLUJO DE AGUA

Este tipo de yacimientos ya se había discutido en la sección correspondiente a yacimientos de gas. Sin embargo, aquí se presenta como un caso especial la Ecuación de Balance de materia. (Ecuación 1) se reduce así:

Gp
$$\beta g = Gi (\beta g - \beta g_i) \dots (16)$$

La ecuación (16) representa para este caso especial, la EBM en un formato para su solución gráfica el procedimiento a seguir es el graficar los diferentes valores de Gp β g vs β g – β g $_i$. El resultado para este tipo de yacimientos, es línea recta que pasa por el origen y cuya tangente o pendiente representa el gas inicial en el sitio (Gi) como se muestra en la figura 7.18.

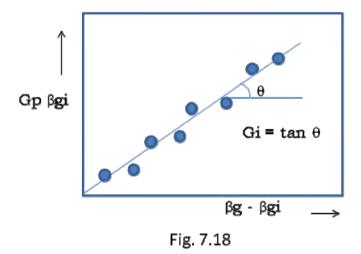


Figura 7.18. Solución grafica de la EBM para yacimientos de gas, sin flujo de agua, utilizando la presión/producción.

La utilización exitosa de este método grafico da solución para este caso específico, depende de que se tengan mediciones cuidadosas de Gp y P, así como un análisis pVT que permita de disponer de valores precisos de βg vs P.

CASO 12- YACIMIENTO DE GAS CON FLUJO DE AGUA

Este tipo de yacimiento ya se había discutido en la sección correspondiente a yacimientos de gas. Sin embargo, aquí se presenta un formato de la EBM que permita resolver este caso especial en forma de grafica, para este caso se reduce así:

Gp
$$\beta g = Gi (\beta g - \beta g_i) + We$$

Luego:

$$((Gp \beta g)/(\beta g - \beta g_i)) = Gi + We/(\beta g - \beta g_i)$$

Esta es la EBM para yacimientos de gas, con flujo de agua, en el formato conveniente para su solución grafica. El procedimiento a seguir es el siguiente:

- 1.- Se escoge una descripción de We vs P.
- 2.- Se escoge en forma arbitraria un conjunto de presiones:

Para cada presión se calculan los valores

(Gp
$$\beta g$$
) / ($\beta g - \beta g_i$) y We/($\beta g - \beta g_i$)

4.- Se granean los valores de y vs x, o sea:

$$(Gp\beta g)/((\beta g - \beta g_i))$$
 vs We/ $((\beta g - \beta g_i))$ (Ver **Figura 7.19**).

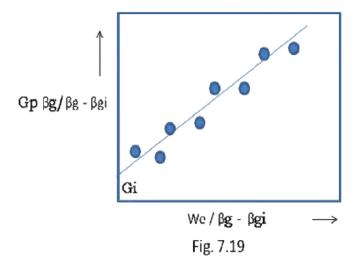


Figura 7.19. Solución grafica de la EBM para yacimientos de gas, sin flujo de agua de presión/temperatura.

5. FACTORES QUE AFECTAN LOS CÁLCULOS

Si se ha seleccionado una descripción acertada del flujo de agua (We vs P) se obtiene una línea recta extrapolar al valor del gas inicial en sitio (Gi).

La ecuación generaliza de balance de materia (EBM) es una herramienta versátil de la ingeniería de yacimientos. En general tiene las siguientes aplicaciones:

- Determinación de aceite y / o gas originalmente en el sitio (N y/o Gi).
- ☐ Cálculos de flujo acumulado de agua (We).
- ☐ Pronostico de la presión de yacimiento para diferentes niveles de producción acumulada (Np).

Las dos primeras aplicaciones son de importancia para identificar el volumen total de hidrocarburos presentes, lo cual permite decidir por el esfuerzo técnico y/o económico el cual se amerita dedicar al desarrollo y la explotación de las reservas presentes.

La tercera aplicación es menos obvia, aunque no menos importante. Es sumamente útil poder pronosticar los niveles futuros de presión de un yacimiento como resultado de su producción (Np y/o Gp). Este pronóstico permite:

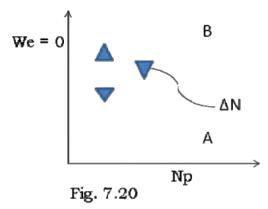
- Planificar racionalmente, en tiempo, la explotación de las reservas existentes
- > Seleccionar el método de levantamiento artificial, si es requerido, y el momento más conveniente para su instalación.
- Seleccionar la presión de trabajo de los separadores.

Generalmente se conoce We o el volumen de hidrocarburos en sitio(N y/o Gi). Sin embargo, hay ocasiones en las que no se conocen N ni We, y se obtienen ambas cantidades en forma gráfica.

Aunque no se conozcan con exactitud N y Gi libre es muy conveniente tratar de estimar un orden de magnitud para m con los perfiles y/o pruebas de pozos.

Finalmente se puede utilizar la EBM para detectar la presencia de influjo de agua antes que los pozos produzcan agua. En este caso hay mediciones de P vs Np. Se asume, en principio, que el yacimiento es volumétrico y se calcula respectivamente un grupo de valores de N a medida que Np aumenta.

Si los valores computados de N se mantienen relativamente estables se concluye qué, en efecto, el yacimiento es esencialmente volumétrico y no tiene una fuente extrema de energía. Si los valores computados de N crecen monótonamente se concluye que el yacimiento no es volumétrico sino que por el contrario tiene una fuente extrema de energía. (Ver **Figura 7.20**).



A: Yacimiento volumétrico

B: Caso no volumétrico

Figura 7.20. Detección de fuentes adicionales de energía para un yacimiento utilizando la EBM.

Más aún, la diferencia el valor N computando bajo la posición de un yacimiento volumétrico y el valor real de N representa la energía adicional que ha tenido disponible (en forma acumulada) el yacimiento sometido a estudio.

FUENTES DE ERROR EN LA APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

Si regresamos a alas suposiciones planteadas inicialmente en la derivación de la ecuación de balance de materia, se destaca muy especialmente aquella de equilibrio total e instantáneo entre las fases.

Esta es una condición bastante ideal que generalmente no ocurre, de resultados que deben ser usados con cuidado y conociendo las limitaciones que plantea la referida suposición.

A continuación se discuten algunas de estas situaciones que a veces se presentan y deben ser consideradas con cuidado ya que no se compadecen con las suposiciones utilizadas en la derivación de la ecuación generalizada de balance de materia.

1) Súper saturación de los hidrocarburos líquidos del yacimiento

En algunos casos al caer la presión de un yacimiento que contiene crudo saturado sale gas de solución pero en volumen inferior al que se esperaría de acuerdo con los análisis PVT efectuados bajo condiciones de equilibrio. En este caso, el cual es inestable desde el punto de vista de equilibrio, el líquido se encuentra con volumen de gas en solución (Rs) que excede el valor de equilibrio obtenidos en los análisis PVT.

En esta situación anormal lleva a presiones reales en los yacimientos inferiores a las que se pronostican utilizando la EBM. La presión real será inferior a lo esperado ya que un cierto volumen de hidrocarburos que debería estar en la fase gas libre, ejerciendo a nivel molecular la presión correspondiente a un gas a la temperatura del yacimiento, se encuentra por el contrario en la fase liquida y sin ejercer la presión parcial de vapor correspondiente.

2) Selección inadecuada del pVT a ser utilizado en los cálculos con la EBM

En selecciones anteriores se ha discutido en detalle las diferencias que existen entre un proceso de liberación diferencial y un proceso de liberación flash realizados ambos en el laboratorio. También se ha indicado que, a nivel de campo, desde el yacimiento hasta que se miden en los tanques los volúmenes producidos, ocurre una consecuencia de fenómenos que pueden ser predominantes flash o diferencial, o inclusive pueden ser mejor representados por propiedades hibridas o compuestas de naturaleza intermedia entre flash y diferencial.

Es evidente que al usar la EBM con los volúmenes medidos de fluidos producidos, es muy importante seleccionar un pVT del cual se obtendrán βo, βg, Rs a diferentes presiones, que se presentan adecuadamente en forma global la secuencia de fenómenos que han llevado a la producción de los fluidos medidos.

Si se utiliza un pVT que no llene estas condiciones, o sea que no representen adecuadamente la secuencia total de los fenómenos que están ocurrido, los estimados y/o pronósticos obtenidos de la EBM serán cuestionables y de valor limitado.

En resumen, la EBM requiere de volúmenes de fluidos medidos en el campo (Gp, Np y Wp) que se producen luego de una serie de procesos (flash, diferencial y mixtos).

3) Presión promedio del yacimiento

Otra de las suposiciones hechas en la derivación de la EBM es que el yacimiento comporta como si estuviera en una celda o tanque contenido en el volumen de control, en una situación de equilibrio total o instantáneo, y con una transmisibilidad también total e instantánea. Así, se supone que la totalidad de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento en un momento dado se encuentran a una misma presión.

Dada esta suposición, al utilizar la EBM se debe hacer un esfuerzo porque las presiones utilizadas sean representativas de la totalidad del sistema. En este sentido, se deben utilizar presiones estáticas restauradas o extrapoladas de mediciones de restauración.

Además debe tratarse en lo posible de utilizar ponderación volumétrica de las presiones medidas. Al igual que antes, si se utilizan presiones medidas que no llenen estos requisitos los resultados serán de cuestionable validez.

En resumen, al tomar las presiones requeridas para aplicar la EBM, es importante revisar y considerar los siguientes aspectos:

*Precisión del equipo utilizado en las mediciones de presión.

*Tiempos de cierre y utilización de presiones restauradas.

4) Errores de medición en los volúmenes de fluidos producidos

Una de las fuentes más comunes de error en la aplicación de la EBM es la utilización de cifras de producción que envuelven errores de medición. Aunque en todos los casos en que ocurre esta situación, la misma es indeseable, los errores en los estimados de N y We, al haber problemas de medición, son mucho mayores cuando se está trabajando con yacimientos bajosaturados.

5) Acuíferos activos y caídas bajas de presión

La sola inspección de la EBM revela un problema potencial. Fundamentalmente, los cálculos con la EBM requieren que haya una caída de presión (ΔP) que a su vez conlleva a los cambios en una serie de propiedades (Po, Pg y Rs).

Cuando el acuífero es muy activo o la capa de gas muy grande, las caídas de presión son muy bajas, lo cual origina dificultades severas en la aplicación de la EBM. En estas condiciones, las diferencias entre las propiedades al variar Np, Pg, y Wp no son significativas y se ven influenciadas por problemas de precisión en las mediciones de laboratorio de βo, βg y Rs.

En los casos que la capa de gas sea muy grande comparada con el aceite en el sitio, el yacimiento tiende a comportarse mas como un yacimiento de gas que de aceite.

6) Pronostico de m

Originalmente en la derivación de la EBM se asumió que todo el gas libre del yacimiento se encuentra en la capa de gas y que todo el aceite se encuentra en esa zona de aceite. Sin embargo, esto puede ser una fuente de error ya que hay ciertas oportunidades en la cual hay saturación de aceite en la zona de gas libre y hay gas libre en la zona de aceite.

En la derivación se supuso que:

```
So capa de aceite = Swi
So capa de gas = Swi
```

En los casos que hay algo de aceite en la capa de gas y hay algo de gas en la capa de aceite, el valor de m tiene que ser computado utilizando todo el gas libre y todo el aceite en estado liquido contenido en el volumen poroso, independientemente de donde se encuentre.

7) concepto de aceite activo

Cuando se dijo antes que la EBM y su aplicación era muy sensible a las presiones utilizadas, se recalco la suposición de presiones uniformes y equilibrio instantáneo. Es evidente que hay situaciones en el que el volumen total de hidrocarburos que forman parte del sistema roca/fluidos no ha sido efectuado por las ondas de presión generadas por la producción o inyección de fluidos.

Esto ocurre en diferentes circunstancias, por ejemplo: cuando el volumen de control es grande y la producción no ha sido extensa, cuando existen zonas de baja permeabilidad en la cual la difusión es baja y que no ha sido afectada por las caídas de presión existentes en las zonas más permeables con mejor difusión, y en general cuando la caída de presión generada por la producción que ha ocurrido (ΔNp) no se ha reflejado en su totalidad del volumen de hidrocarburos contenido en el yacimiento.

En los casos que no ocurre esta situación, par un momento en el que se estén haciendo los cálculos, existen en el sistema de valores N: una fracción denominada aceite activo (N activo) y el otro denominado aceite inactivo (N inactivo).

Obviamente la suma del aceite activo y el inactivo conforman el aceite total en el sitio (N). Aunque el aceite inicial en el sitio no cambia, la relación del volumen activo al inactivo cambia con el tiempo de tal forma que con el tiempo el volumen de aceite activo va creciendo a expensas del volumen de aceite inactivo hasta llegar al momento en que la totalidad del aceite inicial es aceite activo y ha respondido a las caídas de presión causadas por los volúmenes crecientes de volúmenes producidos.

CONCLUSIONES

Estimar las reservas de hidrocarburos utilizando un patrón de distribución de probabilidad construido con información de campos ya desarrollados, es un buen método para obtener un primer dato de la reserva que se puede esperar de un prospecto exploratorio.

Así que una distribución de probabilidad de reservas de hidrocarburos bien obtenida, puede anticiparse a la estimación de reservas de los estudios geológicos.

La aplicación de los conocimientos básicos de probabilidad y estadística mencionados anteriormente ayuda a tener un panorama más detallado del futuro del yacimiento.

La evaluación adecuada de los riesgos e incertidumbres del negocio petrolero representa una ventaja competitiva para las compañías, ya que esto les permite estar preparadas ante cualquier escenario que pudiera presentarse, por más adverso que este fuera.

La evaluación de las reservas de aceite y gas se efectúa de acuerdo al tipo de yacimiento que se trate.

Los yacimientos se clasifican principalmente de acuerdo:

- A los hidrocarburos que almacenan.
- o A partir del diagrama de fases.
- o A partir de su mecanismo de producción.
- Es importante identificar el tipo de yacimiento desde el inicio de su explotación para planear adecuadamente su desarrollo, diseñar las instalaciones de producción y comprometer producción.

Inicialmente, a partir de pruebas de producción se puede clasificar un yacimiento, sin embargo, la clasificación final se obtendrá a partir de un análisis pVT.

Los modelos matemáticos estudiados para la aplicación de reservas de hidrocarburos, son métodos con los que determinamos la reserva original del yacimiento; estos métodos son técnicas aplicadas antes de la explotación del yacimiento.

Sin embargo, hay que tomar en cuenta que solo al final de la explotación sabremos cuanto se pudo recuperar de lo estimado.

Otro tema importante es que se debe tener en cuenta que las curvas de declinación de la producción son simples herramientas de cálculo que permiten hacer extrapolaciones del comportamiento futuro o predecir el mismo, para un pozo en el campo. Sin embargo no se tienen bases físicas y el ingeniero de producción no debe sorprenderse si los pozos o los yacimientos no siguen las curvas de declinación de la producción estimadas sin importar que tan cuidadosamente se hayan preparado.

Estas técnicas de análisis de la declinación nos sirven para identificar tendencias en la producción de pozos, así como su explotación a futuro. Las herramientas que se utilizan sirven para las curvas tipo y así obtener parámetros característicos del yacimiento. Los diferentes tipos de declinaciones son importantes como por ejemplo; declinación exponencial, declinación hiperbólica y declinación armónica, para observar el comportamiento del pozo.

Así es como se establecen las diferentes alternativas que permiten aumentar o extender la vida productiva de un pozo fluyente cuando éste ya no es capaz de producir por sí mismo, es decir, mediante la energía propia del yacimiento, no alcanza la presión a llegar a la batería de separación. Al ocurrir esta, es recomendable la aplicación de algún sistema artificial de producción o bien aplicar algún método de recuperación secundaria o mejorada.

En este trabajo de tesis se presentan diferentes métodos que tienen gran aceptación en la industria petrolera. No obstante, la aplicación de alguno de ellos dependerá del conocimiento que se tenga de cada uno de ellos, así como también de los requerimientos y necesidades inmediatas.

BIBLIOGRAFÍA

"Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. Tesis de Licenciatura, 2004.

Apuntes de clase. "Comportamiento de Yacimientos" Catedrático. Autor. Octavio Estefanni Vargas. Facultad de Ingeniería U. N. A. M. 2007.

Cinco, L. H. "Apuntes de Evaluación de la Producción". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1982.

Díaz, V. A. E. "Clasificación y Metodologías para el Cálculo y Evaluación de Reservas de Hidrocarburos, Estudio de un Caso". Tesis, Facultad de Ingeniería U. N. A. M. 2005.

Fetkovich M. I. "Decline Curves Analysis Using Type Curves". Paper SPE 1065-1077 (Jun. 1980).

Garaicochea P. F, B. Bashbush, B.J.L.: "Apuntes de Comportamiento de Pozos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1987.

Garaicochea P. F., Bernal H. C., López O. O.: "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A., C.1991.

Golan, M. y Curtis, C. H.: "Well Performance". Prentice Hall, E.U. 1991.

Gómez C. J. A.: "Producción de Pozos I"; México, (1985).

Gómez Cabrera José A.: "Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie"; México, Julio, (1986). Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.

Islas C. M. R.: "Conceptos Básicos Del Comportamiento De Yacimientos" Tesis, Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 2006.

Arellano, G. J.. "Apuntes de Geología de Yacimientos de Fluidos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 2006.

"Lineamientos del Cálculo de Reservas de Hidrocarburos". Subgerencia de Ingeniería de Yacimientos, Pemex. México, D. F., marzo, 1984.

Loreto, M. E. G.: "Apuntes de Recuperación Secundaria". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1976.

Méndez R. J. M.: "Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera". Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 2003.

M. Campbell, J.: "Oil Property Evaluation". Ed. Englewood Cliffs, N. J. Prentice Hall, Inc, 1959.

Nind, T. E. W.: "Principles of Oil Well Production". McGraw-Hill, E.U. 1964.

Rodríguez, N. R.: "Apuntes de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1980.