

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Petróleo

DATOS REQUERIDOS PARA LA EVALUACION TECNICA DE UN RESERVORIO

TESIS DE BACHILLER

CARLOS AYALA RAMOS

Promoción: '65

LIMA - PERU

1966

A MIS PADRES

INDICE

I.-	<u>INTRODUCCION.-</u>	Pág 1
II.-	ESTUDIO Y EXPLICACION DE TECNICAS EMPLEADAS EN UNA EVALUACION.....	Pág 2
A.-	Ecuaciones básicas para el cálculo de reservas.....	Pág 2
1.-	Cálculo volumétrico.....	Pág 3
2.-	Balance de Materia	Pág 5
	Balance Total.....	Pág 5
	Encima del BBP.....	Pág 9
B.-	Predicción de la performance futura de un reservorio.....	Pág 11
-	Ecuaciones básicas para calcular "depletion drive".....	Pág 12
-	Métodos básicos de solución.....	Pág 14
-	Combinación de drives en reservorios.....	Pág 18
C.-	Curvas de declinación.....	Pág 21
-	Curva exponencial y su comparación con la hperbólica.....	Pág 22
III.-	ALGUNOS METODOS PARA EL DESARROLLO E INTERPRETACION DE DATOS	
-	Factores de recuperación.....	Pág 31
-	Cálculo de volumen.....	Pág 33
-	Cálculo de la porosidad.....	Pág 36
-	Cálculo de la saturación de agua.....	Pág 37
-	Curvas Kg/Ko vs. Saturación.....	Pág 38
-	Compresibilidad del petróleo.....	Pág 41
-	Compresibilidad del agua de formación.....	Pág 43
-	Compresibilidad de la roca.....	Pág 44
-	Gas en solución	Pág 46
-	Factores de voluman de formación del petróleo	Pág 48
-	Viscosidad de los fluídos de reservorios.....	Pág 54
-	Aplicación de los registros eléctricos.....	Pág 58
-	Problema de aplicación	Pág 59
IV.-	CONCLUSIONES.....	Pág 66

Lima, 27 de Junio de 1966

I.- INTRODUCCION.

La evaluación de una propiedad de petróleo es un tema que contiene tantas variables que es demasiado definirla de una manera simple; sin embargo, puede ser descrita como un ordenamiento desapasionado y un análisis planeado de toda la información disponible, en orden a determinar el valor probable de una propiedad bajo consideración. Aunque esto no es una definición completa, nos da la idea de un criterio general en el que se especifica tal como una evaluación debe ser llevada por la ingeniería.

La evaluación de una propiedad es usualmente hecha por una de las siguientes razones:

- (1) Venta de la propiedad.
- (2) Préstamos petroleros.
- (3) Como guía para decisiones de gerencia.
- (4) Futuras perforaciones y política de desarrollo.
- (5) Contabilidad e impuestos.
- (6) Establecimiento de condiciones.
- (7) Bases para unitización de acuerdos.

Muy importantes para el propietario, compañía y/o entidades prestamistas; a quienes lo primero que les concierne es que haya suficientes reservas de hidrocarburos que sirvan como garantía y que si ellas serán probablemente producidas a un rate económico y en un periodo de tiempo razonables; es por esto que la evaluación tiene como puntos más importantes el cálculo de reservas y el rate bajo el cual éstas van a ser producidas. El tema se reduce alrededor de estos puntos, colaborando al logro de una buena aproximación en una evaluación; para lo cual consta en sí de dos partes principales: "Estudio y Explicación de Técnicas Empleadas en una Evaluación"; y "Algunos Métodos para el Desarrollo e Interpretación de Datos".

La primera de éstas comprende, (1) cálculo de reservas, (2) predicción de la futura performance de un reservorio y (3) curvas de declinación. La segunda que como su nombre nos indica trata sobre los datos necesarios necesarios para aplicar las fórmulas estudiadas en la parte anterior. En la parte final se incluye un problema sobre cálculo de reservas en un reservorio de impulsión por agua encima del punto de burbuja, el cual ayuda a tomar algunas conclusiones en base al procedimiento seguido en su solución.

II.- ESTUDIO Y EXPLICACION DE TECNICAS EMPLEADAS EN UNA EVALUACION.

A.- Ecuaciones básicas para el cálculo de reservas.

Reservas son fluidos que serán determinadas periódicamente, su precisión depende de la calidad y cantidad de datos disponibles. Desde que mayor cantidad de datos es acumulado necesariamente durante la vida de una propiedad, las reservas estimadas se convierten correspondientemente en mejor aproximadas. Los periodos de tiempo durante los cuales las reservas son determinadas, pueden ser como siguen: (1) antes de perforar y desarrollar, (2) después de perforar y completar, (3) después de un año de producción, (continuando con cantidades permisibles) (4) cuando no haga lo permisible y la producción está declinando y (5) en deplección. Estos están listados en orden a su exactitud. Al llegar a deplección donde lo máximo de datos de producción son disponibles, las reservas son sólo relativas porque reflejan a aquellas obtenidas por los métodos de producción usados; pues durante la vida productiva de la propiedad un cambio en el método de producción a menudo cambia el cuadro de reservas.

Los reservorios pueden dividirse según los tipos de fluidos producidos; hay tres categorías comunes, (1) petróleo, (2) gas y gas condensado y (3) petróleo volátil. El término petróleo volátil es usualmente reservado para aquellos petróleos producidos de reservorios profundos, los cuales están como líquidos en el reservorio y exhiben un alto grado de contracción (shrinkage) al ser llevados a la superficie; se caracterizan por su alta gravedad $^{\circ}\text{API}$ (mayor de 45°API), sus factores de volumen de formación son mayores de 2 y poseen una alta razón de solución gas-petróleo. Condensado es normalmente el fluido ligero producido primariamente por condensación retrógrada, de un reservorio que contiene un fluido gaseoso en o encima de las condiciones críticas. Consideremos como petróleo negro al resto de los hidrocarburos líquidos.

La distinción entre petróleo y petróleo volátil es importante, puesto que algunos métodos de estimación que se aplican no son muy satisfactorios para el último. El método volumétrico por ejemplo, es menos satisfactorio en la estimación de reservas de petróleo volátil que con petróleo negro.

Los siguientes métodos básicos son disponibles para la estimación de reservas: (1-) cálculo volumétrico, (2) balance de materia, (3) curvas de declinación de la producción, (4) comparación de las reservas con aquellas de semejanza y compensar propiedades teniendo geología semejante y otras condiciones del reservorio y (5) Comparación de datos de la misma formación en otros campos, generalmente expresado en barriles por acre-pie.

Los dos últimos son conocidos como métodos comparativos.

1.- Cálculo volumétrico de reservas de petróleo.- La estimación volumétrica de reservas de petróleo consiste primariamente en la determinación del volumen de roca contiene hidrocarburos, el porcentaje de vacío en tal roca, la fracción del volumen de vacío conteniendo hidrocarburos y que porcentaje de estos son recuperables económicamente en STB.

Las reservas son normalmente expresadas en STB para líquidos y MMCF (millón de SCF) para gas. Cuando inicialmente una formación contiene ambas (petróleo y gas libre), un volumen independiente para cada fase debe ser encontrado. La ecuación expresante del principio es usualmente escrita así:

$$\text{Reservas (STB)} = 7758 (a \times h) (f) \left(\frac{1-S_w}{B_o}\right) (R.F.) \dots (A-1)$$

Donde:

7758 .- bbl/acre-pie.

a X h.- Volumen en acre-pie.

f .- Porosidad.

Sw.- Saturación de agua intersticial.

Bo.- Factor de volumen de formación inicial en barriles reservorio por STB.

R.F. .- Fracción del petróleo en el lugar que probablemente será recuperado
Para mejor información sobre los datos, ver (III).

En ausencia de tales informaciones uno no usa la ecuación pero es forzado a usar datos comparativos convertidos a barriles por acre-pie. Esto representa todos los términos de la ecuación (A-1), excepto (a X h); es decir se aplica el método (5).

El término más difícil evaluar con alguna precisión es R.F. , pero con la venida de las computadoras digitales se ha incrementado la facilidad de estudios estadísticos y conducirá a R.F. que dependa menos del inherente buen juicio del evaluador.

El primer problema en mira a R.F. es determinar cual de los procesos básicos de producción de fluidos probablemente predominará; éstos son cuatro: (1) Empuje frontal por agua o por gas, (2) Impulsión por capilaridad, (3) impulsión por segregación o gravedad derivado principalmente de la diferencia en densidad entre los fluidos del reservorio, (4) impulsión por la expansión del gas, que puede ser una externa capa de gas y/o gas en solución.

En cualquier reservorio la recuperación puede depender de alguno o de una combinación de estos mecanismos; sin embargo, una recuperación rara vez puede ser atribuido a uno sólo de estos procesos. Todas las fuerzas pueden estar presentes en algún grado y su magnitud probablemente dependerá del método de producción impuesto en el reservorio. Ninguna se puede despreciar, pero el reservorio puede ser producido de tal manera que una pueda dominar a otra y convertirla insignificante.

Puesto que como gas en solución debe ser producido, en algún momento la presión cae debajo del punto de burbuja al cual siempre se presenta el mecanismo de depletación en algún grado; sin embargo la única circunstancia bajo la cual este mecanismo sería el predominante, ocurre cuando no se presenta empuje de agua y donde las características son tales (del reservorio) que si puede ocurrir alguna segregación de gas resultaría pequeña. Desde que esto es improbable, referente a un reservorio de impulsión por gas en solución a menudo significa simplemente que el mecanismo de impulsión por depletación es el predominante.

Cuando se va a evaluar una nueva propiedad y datos para comparación de pozos similares cercanos son carentes, uno normalmente asume que impulsión por gas en solución o depletación, el mecanismo menos eficiente, es el básico. Haciendo así dar resultados conservativos, método que se considera justificado en vista de las incertidumbres, ya que uno no conoce que técnica de producción será usada y como el reservorio responderá. Drenaje por gravedad se presenta en formaciones inclinadas, en las que se tiene alta permeabilidad. Segregación de gas a menudo ocurre en la última etapa de la depletación cuando la presión es baja y hay suficiente permeabilidad para permitirlo.

El mayor número de propiedades son evaluadas sobre la asunción que impulsión por depletación es el mecanismo predominante. Para este tipo de impulsión, la ecuación (A-1) se modifica así:

$$\text{Reservas (STB)} - 7758 (a \times h) (f) \left(\frac{1-S_w}{B_o} - \frac{1-S_w-S_g}{B_a} \right) \dots (A-2)$$

Donde:

B_g .- Factor de volumen de formación al abandono.

S_g .- Saturación de gas al abandono.

Sobre esa asunción todos los otros valores pueden ser determinados, esto da las reservas sin un factor de recuperación si un valor para S_g puede ser encontrado, desde que la saturación final de gas es el factor límite. S_g puede ser obtenido de cores recientemente recuperados. Esto asume que el proceso de reducción de presión al llevar el core a la superficie es aproximadamente parecido al proceso real de depletación.

Otra obvia aproximación son datos pasados de campo; CRAZE y BUCKLEY colectaron datos de 103 reservorios de petróleo y obtuvieron entre otras cosas, saturaciones finales de gas; los puntos variados, pero la mayoría de los parecidos caen entre 20 y 40% , con un promedio cercano al 30% . Para mayores relaciones gas-petróleo y para menores viscosidades del petróleo, se tiende a aumentar la saturación final de gas.

2.- Balance de materia.- El balance de materia es uno de los métodos básicos predicción de reservas , como también de la performance futura de un reservorio. Teóricamente no contiene errores, pero prácticamente hablando nunca es exacto por los errores en los datos usados y las asunciones necesarias para expresarlos en términos de propiedades mensurables. Los dos tipos más comunes son, el balance total de la forma de SCHILTHUIS expresada como integral o diferencial, o un balance composicional. El primero es comunmente usado para reservas de gas y petróleo negro, mientras que el otro es aplicable mejor para reservorios de petróleo volátil.

Balance total para reservorios de petróleo debajo del punto de burbuja.- Básicamente es un balance de gas de la forma siguiente:

Gas libre y en solución inicialmente = gas producido más el gas libre y el remanente en solución.

Esto puede ser expresado por la forma:

$$m \times N \times B_o (1/v_o) + N \times R_{so} = R_p \times N_p + ((m+1) N \times B_o - (N-N_p) B - (W_e-w_p)) (1/v) + (N-N_p) R_s \dots \dots \dots (a-3)$$

La cual puede ser arreglada:

$$N ((U_o U_o) + m \times U_o (\frac{v-v_o}{v_o})) = N_p (U + v (R_p-R_{so})) + (-W_e+w_p) \dots \dots \dots (A-4)$$

Donde:

- Bo .- Factor de volumen de formación a (P) y (Tf).
- B .- F.V.F. a (P) y (Tf).
- N .- Cantidad inicial de petróleo en el lugar, en STB.
- m .- Relación del volumen de la capa gasífera al volumen de petróleo.
- Np .- Petróleo producido durante el intervalo de declinación de la presión de Po a P , en STB.
- P .- Presión en cualquier tiempo, en psia.
- Po .- Presión inicial del reservorio, en psia.
- Rs .- Gas en solución en SCF/STB.
- Rso.- Gas en solución inicial, en SCF/STB.
- Rp .- GOR acumulativo obtenido al dividir gas producido por petróleo total producido.
- Tf .- Temperatura del reservorio en °R.
- U .- $B + (R_{so}-R_s) v$.
- Uo .- Bo
- v .- F.V.F. del gas = $\frac{Z}{5.61} \times \frac{14.7}{P} \times \frac{Tf}{520}$.
- vo .- F.V.F. inicial del gas.
- We .- Invasión de agua en el reservorio original durante la producción de Np.
- w_p .- Producción acumulada de agua durante la producción de Np, en bbls.

En la ecuación anterior Np, Rp y wp reflejan datos de producción; B, Rs y v dependen de las propiedades del fluido, presión y temperatura; m, N y We son los desconocidos. La precisión del cálculo es por eso dependiente de la correspondiente exactitud de los datos de producción, presión y estimación de las propiedades de los fluidos.

La estimación de reservas por la ecuación de balance de materia contiene algunas limitaciones que no son siempre evidentes; entre estas tenemos:

1.- Se asume que los fluidos se comportan de igual manera en el reservorio como en la celda de prueba del laboratorio. Hay considerable evidencia que esta asunción puede producir un gran error, particularmente en reservorios de petróleo volátil o de condensado.

2.- También se asume que el gas que es liberado del reservorio no producirá líquido después de ser procesados a través de equipos de superficie o por reducción de la presión.

3.- El gas y el líquido desarrollados son tratados como fluidos separados cuyos comportamientos fueran independientes el uno del otro.

4.- Se asume que cualquier gas inyectado inmediatamente se mezcla con el crudo existente y está en equilibrio con el.

5.- Si el rate de retiro comparado a la inyección de agua es tal que la presión permanece constante, las ecuaciones (A-3) y (A-4) se convierten en:

$$(R_p = R_{so} = R_s, \quad P_o = P, \quad B_o = B \quad N_{pr} = W_e - w_p)$$

Aunque esto rara vez se presenta, cuando sólo pequeñas diferencias de presión son encontradas, el error puede convertirse en grande cuando tomamos diferencias tales como $R_{so} - R_s$.

6.- El balance de materia no puede reflejar el mecanismo de producción al grado que el valor insertado lo refleje. Si un valor erróneo es insertado uno o más valores cambiarán para mantener la igualdad, sin tomar en cuenta de que es lo que está pasando en el reservorio.

Cuando usemos las ecuaciones (A-3) y/o (A-4), estas limitaciones deben ser recordadas. Estas ecuaciones son sin embargo relativamente convenientes y dan generalmente resultados aceptables para reservorios de petróleo considerando por supuesto, que suficientes datos precisos sean disponibles.

Puesto que como las ecuaciones contienen tres valores desconocidos, (N), (m) y (We); es necesario desarrollar formas de eliminar dos de ellas. Afortunadamente N y m son teóricamente constantes y no deben cambiar con el tiempo; esto más el hecho que ellos pueden ser calculados por el método volumétrico, es a menudo de considerable ayuda. Las ecuaciones pueden ser escritas para cualquier intervalo de tiempo. El tiempo inicial es tomado usualmente al comenzar a

producir. Tomar el punto inicial después que la depletación haya comenzado ofrece la ventaja de proveer datos a menudo ausentes al comienzo, pero aumenta el problema de la estimación de la saturación de gas libre a ese tiempo. Ecuaciones simultáneas para sucesivos intervalos de tiempo pueden también ser escritas, con tal que no exista W_e o su magnitud sea conocida con tiempo.

W_e puede ser resuelto por balance de materia una vez que m y N fueran encontrados volumétricamente. La solución del balance para W_e da algunas veces resultados extraños; en efecto, no es del todo raro obtener valores negativos durante algunos intervalos. Estos resultados imposibles más bien indican que algunos valores errados han sido insertados en el balance; el culpable usual es N aunque m es un posible accesorio. Cuando esto ocurre, ello indica que una re-evaluación de uno o más de estos valores es necesario. Puntos fuera de aproximación son también una debilidad inherente en cualquier balance, el valor resuelto para reflejar el total de errores en los valores insertados, en orden a preservar la igualdad. Por eso los valores de W_e calculados por este método puede llevar un poco de algún parecido al real W_e .

Es importante poder predecir el rate de invasión con el tiempo, particularmente en una temprana etapa de depletación. Dos métodos generales han sido propuestos: SCHILTHUIS.-

$$W_e = c \int p dt \quad (A-5)$$

HURST.-

$$W_e = c' \int \frac{\Delta P}{\log t} dt \quad (A-6)$$

Donde (c) y (c') son diferentes constantes que reflejan permeabilidad, viscosidad del agua y el área de entrada o de invasión de agua. ΔP es igual a la diferencia entre la presión al filo de agua y la prevaleciente en el campo. t es tiempo.

La aplicación de éstas veremos en el problema al final del tema, así como también el uso de la ecuación de VAN EVERDINGEN y HURST.

Las ecuaciones (A-5) y (A-6) pueden ser resueltas por las constantes, usando datos de la producción existente después que (m) haya sido encontrado por otros métodos. El procedimiento envuelve las ecuaciones (A-3) y (A-4) con la forma de la ecuación sustituida por W_e . El balance entonces tiene solamente N y la integral (la cual debe ser expresada en forma numérica) como desconocidos.

La sustitución de los datos de producción y presión para intervalos sucesivos nos facilita calcular N y (c) o (c') por el método de promedios.

El cálculo de N es uno de los usos básicos de la ecuación de balance de materia; este valor puede desarrollarse como previamente mostrado por un empuje de agua. Lo más simple aunque no necesariamente correcto, es asumir que (m) y (We) son iguales a cero; una mejor aproximación sería determinar (m) volumétricamente.

Balance de materia para reservorios de petróleo encima del punto de burbuja.- En un reservorio no saturado, el petróleo será producido por expansión del líquido antes de que la presión llegue a bajar del punto de burbuja; este volumen adicional es a menudo considerable y no puede ser ignorado. Algunos campos de activo empuje de agua producen todo su petróleo encima del punto de burbuja, obteniéndose la mejor aproximación por el uso del balance de materia encima del punto de burbuja. En caso tal de un balance uno debe considerar que como la presión baja, ocurre expansión en la roca matrix y en el agua presente, así como en el petróleo. Una forma de balance, el cual toma en consideración estos factores es:

$$N = \frac{N_p (1-S_w) (B/B_o)}{(C_f + C_o - S_w (C_o - C_w)) \Delta P} \dots\dots\dots (A-7)$$

Donde:

Cf .- Compresibilidad de la roca matrix en vol./vol./psi.

Co .- Compresibilidad del petróleo en vol./vol./psi. a la presión P.

Cw .- Compresibilidad del agua en vol./vol./psi.

La compresibilidad del petróleo es mucho más alta que la de la roca y la del agua, pero el despreñar estas dos últimas puede causar serios errores. Co puede ser encontrado de la densidad pseudo líquida o de análisis de laboratorio. El último método es preferido desde que la compresibilidad no es una función exacta de la densidad. Co puede ser expresado como:

$$C_o = \frac{-B_o + B}{B_o \times \Delta P} \dots\dots\dots (A-8)$$

Donde:

Bo .- F.V.F. a la presión Po.

B .- F.V.F. a la presión P .

Desafortunadamente como se muestra en la figura (a-1), la curva del F.V.F. encima del punto de burbuja es bastante llana y la diferencia entre B - Bo es pequeña, por lo que pequeños errores en la curva puede causar un gran error al tomar esta diferencia. Cw y Cf han sido determinados experimentalmente cuyos resultados nos muestran las curvas respectivas en (III).

Los términos N y Np son los desconocidos. Si Np y P son conocidos para un intervalo de producción dado, N puede ser calculado. Si N fuera conocido por otras fuentes, la producción encima del punto del burbuja, Np puede ser estimada; esta sería entonces sumada a la producción debajo del punto de burbuja. Si se produce en ambas, arriba y abajo del punto de burbuja el N usado en las ecuaciones (A-3) y (A-4) serían las reservas en el punto de burbuja, mas no el total.

Reservas por empuje de agua.- Reservas recuperables de campos en que predominan el empuje de agua y/o inundación de agua, envuelven computaciones complejas de ingeniería de reservorios que son conectadas con la predicción de la futura performance de un reservorio. El límite obvio de recuperación es dado por Sor (saturación de petróleo residual) en los reservorios evacuados. Cualquier estimación volumétrica de recuperaciones es entonces dado por esta saturación de la misma manera que la saturación de gas residual da la recuperación en reservorios de impulsión por depletación.

$$\text{Recuperación (bbl/acre-pie)} = 7758 (f) \left(\frac{1-S_w}{B_o} - \frac{S_{or}}{B_a} \right) \dots\dots (A-9)$$

Donde :

Ba .- F.V.F. a la presión de abandono.

La recuperación que predice la ecuación (A-9) es por supuesto un máximo. La recuperación verdadera sería menor, limitada por el rate económico de producción, si no hay alguna otra cosa.

Una interesante correlación estadística ha sido hecha extensiva por datos reportados por CRAZE y BUCKLEY. La ecuación desarrollada por métodos estadísticos es:

$$\begin{aligned} \text{Fracción de recuperación} = & 0.114 \dagger 0.272 \times \log(K) \dagger 0.256 \times S_w - 0.136 \times \log(u_o) \\ & - 1.54 \times (f) - 0.00035 \times (h) \dots\dots\dots (A-10) \end{aligned}$$

Donde :

u_o .- Viscosidad del petróleo, en centipois.

h .- Espesor de la arena productiva, en pies.

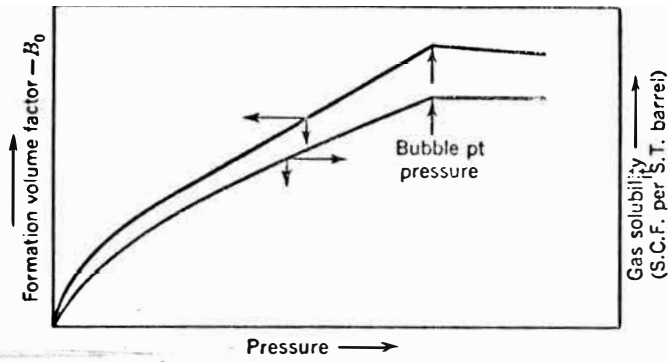


Fig. (a-1) Gas solubility and shrinkage curves for oil systems.

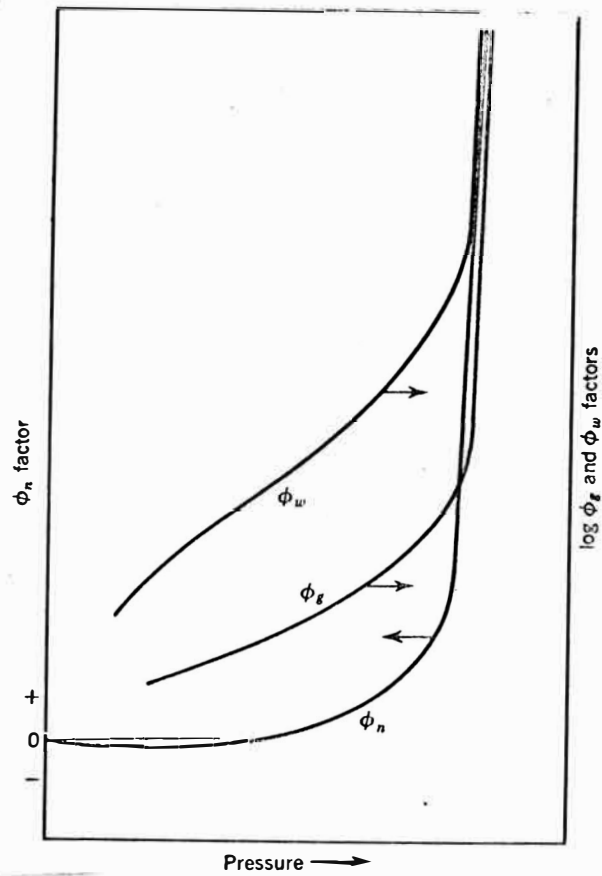


Fig. (b-1) Shape of gas pressure factor curves for Tracy's method (1)

Esta ecuación, la cual fija el porcentaje de petróleo en el lugar que es recuperable, daría menos recuperación que la ecuación (A-9). Está basado en datos reales e incluye ineficiencias debido a la estratificación, abandono por razones económicas antes de la depletación y otros factores prácticos.

B.- PREDICCIÓN DE LA PERFORMANCE FUTURA DE UN RESERVOIRIO.-

El segundo problema básico del análisis de un reservorio es la determinación de la futura performance de un reservorio y de un pozo individual. Puesto que como esto envuelve algunos factores que son imposibles de predecir, es costumbre asumir que todos los factores los cuales no pueden ser controlados o estimados por métodos de ingeniería, permanecerán constantes antes de la depletación.

Un pozo puede ser completado sin tratamiento (acidificación, fracturamiento) y producir bajo estas condiciones antes del tiempo de la evaluación. En esta circunstancia es extremadamente peligroso suponer que efecto producirá un tratamiento sobre la futura performance de un pozo, a menos que haya alguna preponderancia de evidencia disponible.

La predicción de la futura performance de un reservorio envuelve los mismos métodos básicos usado para cálculos de reservas. En efecto, ambos a menudo envuelven los mismos juegos de cálculos. Curvas de declinación son otra vez probablemente el método básico, aunque los métodos comparativos y de balance de materia son importantes accesorios.

Dos tipos de balances serán considerados: el tipo total y el composicional; el balance total ya visto es una herramienta de fuerza cuando es combinado con las ecuaciones de la predicción de la performance futura del reservorio. Estos últimos son necesarios en este caso ya que el balance siempre expresa una igualdad y no demuestra como cambiará el término individual con el tiempo bajo un mecanismo de depletación dado. En orden que estos balances pueden ser usados, es esencial que uno pueda estimar cambios en las características de los fluidos y saturación, con la variación de la presión, junto con el rate al cual cada fase puede fluir en el reservorio. ~~Todas las~~ relaciones reflejan que para que los hidrocarburos fluyan, debe existir una presión diferencial entre el reservorio y el pozo. El fluido desplazado además debe ser reemplazado por otro.

Los rates De flujo están basadas en una modificación generalizada de la ley de Darcy. Como discusión aparte esta ecuación (ley) ignora los efectos de la aceleración (inercia) y se aplica sólo a flujos no turbulentos; el efecto de la gravedad también ha sido despreciado. Esto ha llevado a series de fórmulas de flujo fraccional, usadas para predecir el comportamiento del reservorio donde el mecanismo de impulsión consiste en un empuje frontal. En realidad el reservorio probablemente depletará bajo una combinación de varios mecanismos. El procedimiento usual es por eso asumir un mecanismo de depletación antes de acumular suficiente evidencia para justificar la inclusión de cálculos de empuje de gas o de agua.

Ecuaciones básicas para cálculos de "depletion drive" .- La ecuación básica del balance de materia puede ser arreglada de la manera siguiente:

$$G_p = N_p \times R_p = \frac{N \left((U-U_0) + m \times U_0 \left(\frac{v-v_0}{v_0} \right) \right) - N_p (U - v \times R_{so}) + (W_e - w_p)}{v} \dots (A-4)$$

Varias formas alternativas de esta ecuación, dependiendo en que si N y Np son expresados en bbl. o en pies cúbicos; si están en bbl, $R_s = \frac{SCF}{STB}$; y si están en pies cúbicos, $R_s = \frac{SCF}{STCF}$ de petróleo. Además el volumen ocupado por el gas libre está representado por (v) en las ecuaciones en que bbl. son usados para N y Np, mientras que (Bg) es usado en el otro caso. (Bg) representa la relación entre el volumen de gas a condiciones standard y el volumen que ocupa bajo condiciones del reservorio, o:

$$B_g = 1/5.61 \times (v) \dots (B-1)$$

Una ecuación para común GOR (relación gas-petróleo) puede ser desarrollada con las asunciones que, (1) el gas y el líquido están uniformemente distribuidos y que ellos fluyen en proporción a sus permeabilidades efectivas, (2) la gradiente de presión es la misma através del gas y líquido, (3) que las propiedades del fluido están dadas a una presión promedio, o que la presión "drawdown" es cero. 'ntonces:

$$\frac{K_g}{K_o} = \frac{(R-R_s)}{u_o} \times \frac{v}{B_o} = \frac{R-R_s}{F} \dots (B-2)$$

Donde:

R .- Común GOR de producción, en SCF/STB.

R_s .- Gas en solución a la presión (P), en SCF/STB.

K_g/K_o .- Permeabilidad relativa, permeabilidad efectiva del gas dividida por la permeabilidad efectiva del petróleo.

μ_g .- Viscosidad del gas a la presión (P), en centipois.

μ_o .- Viscosidad del petróleo a la presión (P), en centipois.

F .- Función de la presión, igual a $\frac{B_o}{v \times \mu_g/\mu_o}$

v .- F.V.F. del gas.

La relación K_g/K_o es normalmente expresada como una función de la saturación total de líquido o de la saturación de petróleo (S_t ó S_o). Un simple balance puede ser escrito mostrando la variación de uno u otro con la producción N_p y N.

$$S_t = S_o + S_w = S_w + \frac{(N-N_p) B_o}{N \times B_o - (W_e-w_p)} (1-S_w) \dots(B-3)$$

Donde no ocurre W_e ó w_p (o donde es asumida cero), el término (W_e-w_p) desaparece. La ecuación (B-3) también se aplica donde es asumido que el gas se difunde completamente através del petróleo como el incremento de S_g .

Las cantidades importantes de operación a considerar son: (1) Recuperación acumulativa de gas, G_p , (2) Recuperación acumulativa (stock tank) N_p , (3) presión del reservorio y (4) GOR instantáneo de producción (R). Las ecuaciones anteriores suplen todas las cosas necesitadas, excepto la relación entre G_p y N_p . Si N_p es el petróleo producido, dN_p representa lo producido durante un intervalo, o:

$$G_p = \int_0^{N_p} R dN_p - G_i = N_p \times R_p \dots(B-4)$$

En que G_i es el volumen acumulativo de gas reinyectado y R_p es el GOR acumulativo. El término $\int R dN_p$ puede ser integrado por ploteo de R versus N_p y usando gráficos convencionales para proponerse encontrar el área.

Ahora tenemos tres independientes ecuaciones, la (A-4), (B-2) y (B-3) y (B-4); las ecuaciones (B-2) y (B-3) no pueden ser consideradas independientemente, por que el valor obtenido en uno depende sobre la otra. Como hay 4 incógnitas, una solución por tanteos y errores se hace necesaria. Uno de estos valores debe ser asumido y los otros tres son resueltos por tres expresiones. La sustitución de los tres valores y el del asumido en cualquiera de las ecuaciones, chequeará la validez de la asunción. La primera prueba de solución fue propuesta por BABSON pero su aproximación ha sido modificada y simplificada.

Métodos básicos de solución.- Las ecuaciones (A-4), (B-2) y (B-3), y (B-4) representan las expresiones básicas para mecanismos de impulsión por gas en solución. La ecuación (A-4) puede ser tomada entre $t = 0$ y $t = 1$, entre $t = 0$ y $t = 2$ para describir algún intervalo de (1) a (2). Si se hace esto, resulta:

$$\Delta G_p = G_{p_2} - G_{p_1} = N \left(\frac{U_2 - U_0}{v_2} - \frac{U_1 - U_0}{v_1} \right) \dagger m \times U_0 \left(\frac{1}{v_1} - \frac{1}{v_2} \right) \dagger (N_{p_2} - N_{p_1}) R_{so}$$

$$- N_{p_2} \left(\frac{U_2}{v_2} \right) \dagger N_{p_1} \left(\frac{U_1}{v_1} \right) \dagger (We-wp)_2 - (We-wp)_1 \dots\dots (B-5)$$

Por este mismo intervalo la ecuación (B-4) puede ser escrita en forma simplificada si es asumido que el ploteo de R vs. N_p es sustancialmente lineal durante este intervalo.

$$\Delta G_p = G_{p_2} - G_{p_1} = \left(\frac{R_1 \dagger R_2}{2} \right) (N_{p_2} - N_{p_1}) - \Delta G_i \dots\dots (B-6)$$

Las ecuaciones (B-5) y (B-6) pueden ser igualadas para obtener una ecuación en la cual se elimine el término (G). A este punto uno tiene todas las herramientas necesarias para usar el balance de materia para la predicción de la performance de un reservorio volumétrico si el tiene una expresión que muestre la relación entre (K_g/K_o) y la saturación de líquido o de petróleo. Además es necesario encontrar el término $(We-wp)$ como una función del tiempo, N_p o de la presión. La invasión de agua We es usualmente asumida = cero, a no ser que exista producción de agua. Estas ecuaciones pueden ser modificadas para varios tipos de impulsión por gas en solución encontrados.

Caso (I).- No hay capa de gas, no hay invasión de agua ni tampoco reinyección de gas:

$$(1).- \left(\frac{R_2 \dagger R_1}{2} \right) (N_{p_2} - N_{p_1}) = N \left(\frac{U_2 - U_0}{v_2} - \frac{U_1 - U_0}{v_1} \right) - N_{p_2} \left(\frac{U_2}{v_2} \right) \dagger N_{p_1} \left(\frac{U_1}{v_1} \right)$$

$$\dagger (N_{p_2} - N_{p_1}) R_{so}$$

$$(2) \quad R_2 = \left(\frac{K_g}{K_o} \right)_2 F \dagger R_{s_2}$$

$$(3).- \quad S_{O_2} = (1-S_w) \left(\frac{N-N_p}{N} \right) \left(\frac{B_2}{B_o} \right)$$

Caso (II).- Hay capa de gas, $G_i = 0$, $W_e = 0$, el gas "cap" se expande sin difusión en el petróleo.

(1) La misma ecuación que para el caso (1), excepto que hay que sumarle el término $m \times U_o \left(\frac{1}{v_1} - \frac{1}{v_2} \right)$ al segundo miembro.

(2).- La misma que para el caso (I).

$$(3).- \quad S_{O_2} = (1-S_w) \left(\frac{N - N_p}{N} \right) \left(\frac{B_2}{B_o} \right) \left(\frac{1}{(1 - m \frac{1}{(v_2 - v_o)/v_o})} \right)$$

La ecuación (3) tiene que ser modificada de lo previamente mostrado por razón del espacio poroso ocupado por la no difusión del gas que se expande.

Caso (III).- Hay capa de gas y este se difunde através del petróleo, hay reinyección de gas y W_e es cero.

(1).- La misma ecuación que para el caso (II), excepto que se le suma $\Delta N G_i$ al segundo miembro.

(2).- La misma del caso (I).

(3).- La misma del caso (I).

Caso (IV).- Hay capa de gas y G_i , W_e es cero y todo el gas se expande sin difusión.

(1) La misma que para el caso (III).

(2) La misma que para el caso (I).

$$(3) \quad S_{O_2} = (1-S_w) \left(\frac{N-N_p}{N} \right) \left(\frac{B_2}{B_o} \right) \left(\frac{1}{(1 - m \frac{1}{(v_2 - v_o)/v_o})} \right) - \left(G_i \frac{v_2}{N \times B_o} \right)$$

Los cuatro casos dan soluciones comunes de condiciones encontradas. Debería ser obvio que uno conozca si el gas es completamente difundido através del petróleo. En efecto, la verdadera condición es probablemente una parcial difusión, por eso la selección del supuesto mecanismo es arbitraria. El primer caso es preferido simplemente por dar el mejor chequeo con los datos de producción.

Solución por tanteos y errores.- Varias maneras de seguir una solución por tanteos y errores son evidentes, pero sólo nos referiremos al preferido por CAMPBELL en su texto. Es preferible estar capacitado para preparar ploteos de B , U , R_s , (v) y F versus P ; para ahorrar tiempo de cálculos. Todos los valores al comienzo del intervalo son siempre conocidos de datos originales o de datos al final del intervalo previo.

1.- Valores conocidos son sustituidos en la primera ecuación a la misma presión P estipulada.

2.- Un valor de Np_2 es asumido y sustituido en la primera ecuación, la cual es resuelta para R_2 .

3.- El valor de R_2 es sustituido en la segunda ecuación, la cual es resuelta para la relación (K_g/K_o) .

4.- Con lo conocido o asumido, las relaciones entre (K_g/K_o) y S_o (S_t) nos dá el valor correspondiente de S_{o_2} .

5.- La tercera ecuación es entonces resuelta para Np_2 .

6.- Si el valor de Np_2 no corresponde al asumido, se asume un nuevo valor en el paso (2) y se repite el procedimiento hasta que este valor asumido sea comprobado por el que se encuentra en el paso(5) dentro del grado de aproximación deseado.

Los resultados obtenidos son algo sensibles a ciertos errores pequeños, particularmente en la relación entre (K_g/K_o) y S_o (S_t). Ellos no son mejor así que los datos inherentes usados y la validez de las asunciones hechas.

Método de TARNER.- Una aproximación similar ha sido propuesta por TARNER la que difiere solamente en el procedimiento usado.

1.- Para la presión P_2 hacer tres suposiciones de Np que puede ocurrir durante el intervalo $P_1 - P_2$.

2.- Calcular independientemente el total de gas producido por la ecuación (B-5) y la combinación de las ecuaciones (B-2) y (B-6).

3.- Plotear los resultados como se muestra en la figura (B-1); en el punto el cual las dos curvas se cruzan dan una solución para Np y G_p .

Estos métodos pueden dar resultados peculiares durante la temprana vida del campo, antes que un equilibrio de saturación de gas sea alcanzado. Antes de este punto la permeabilidad efectiva del gas será cero y el GOR de producción será igual al GOR en solución.

Noat.- La figura B.1 puede ser encontrada en el libro de Evaluación, por Campbell.

Modificación de TRACY del método de tanteos y errores.- TRACY ha revisado la ecuación de balance de materia y obtiene:

$$N = N_p \times \phi_n \dagger G_p \times \phi_g \dagger (W_e - w_p) \phi_w \dots\dots (B-7)$$

Donde:

$$\phi_n = \frac{(B_c/v) - R_s}{\left(\frac{B}{v} - R_s\right) - \left(\frac{B_o}{v} - R_{s_o}\right) \dagger m \times B_o \left(\frac{1}{v_o} - \frac{1}{v}\right)}$$

$$\phi_g = \frac{1}{(\text{EL MISMO DENOMINADOR DE ARRIBA})}$$

$$\phi_w = \frac{1/v}{(\text{EL MISMO DENOMINADOR DE ARRIBA})}$$

Cada uno de los términos ϕ es una función de la presión como se muestra en la figura (b-1), ellos se aproximan al infinito en el punto de burbuja y cambian de valor con el descenso de la presión. El factor ϕ_n es negativo a través de una parte de su rango, pero es ligeramente positivo a la presión atmosférica.

Estos términos ϕ pueden ser ploteados versus presión antes de comenzar el cálculo, reduciendo así la cantidad de trabajo. La pendiente de las curvas indica además que pequeños errores en presión en la vecindad del punto de burbuja puede causar grandes errores debido a la muy alta pendiente de la línea.

Método de MUSKAT.- Las formas de arriba de balance de materia han sido expresadas en forma integral; una tercera aproximación utiliza un método propuesto por MUSKAT. Para propósitos prácticos esta ecuación debe ser expresada en términos de diferencias finitas de presión para pequeños incrementos. En esta forma ello puede ser escrito:

$$\frac{\Delta S_o}{\Delta P} = \frac{\frac{v \times S_o \times \Delta R_s}{B \times \Delta P} \dagger \frac{S_o}{B} \times \frac{u_o}{u_g} \times \frac{K_g}{K_o} \times \frac{\Delta B}{\Delta P} \dagger v (1 - S_o - S_w) \frac{\Delta(1/v)}{\Delta P}}{1 \dagger \frac{u_o}{u_g} \times \frac{K_g}{K_o}} \dots\dots(B-8)$$

Una vez que la saturación del reservorio es encontrado a cualquier presión P, el instantáneo GOR puede ser calculado por la ecuación (B-3) y Np por la ecuación (B-3). El siguiente procedimiento es recomendado:

1.- Determinar los valores de $\frac{v}{B_o} \times \frac{\Delta R_s}{\Delta P}$, $v \frac{\Delta(1/v)}{\Delta P}$, $\frac{1}{B_o} \times \frac{u_o}{u_g} \times \frac{\Delta B}{\Delta P}$, y $\frac{u_o}{u_g}$ como funciones de la presión y plotearlos. El valor de So al comienzo del intervalo puede ser usado para determinar $1 + \frac{u_o}{u_g} \times \frac{K_g}{K_o}$ y (1-So-Sw).

2.- Para un intervalo de presión dado, $\frac{\Delta S_o}{\Delta P}$ puede entonces ser determinado de la ecuación (B-8) de la cual So al final del intervalo puede ser calculado.

3.- Este proceso es entonces repetido antes que sea alcanzado la depletación de la presión. Si un factor de recuperación es deseado uno puede usar la ecuación.-

$$R.F. \text{ (bbl/acre-pie)} = 7758 \left(\frac{S_{oi}}{B_o} - \frac{S_a}{B_a} \right) (f) \dots \quad (B-9)$$

El valor de So en la ecuación (B-7) sería teóricamente un valor promedio, el cual requeriría una solución por tanteos y errores; sin embargo, el uso de So al comienzo del intervalo es satisfactorio, en mejor grado como pequeño sea el intervalo. Este método relativamente conveniente, particularmente donde los términos de presión han sido ploteados como sugeridos. Una aproximación similar ha sido mostrada por ARPS y ROBERTS. La mayoría de investigaciones que utilizan computadoras usan esta aproximación o una modificación.

Combinación de "drives" en reservorios.

Índice de mecanismo de impulsión (drive).- Uno de los problemas primarios es la determinación del efecto relativo de los diferentes mecanismos de producción, como es que rara vez se presenta uno sólo; además su efecto puede variar con el tiempo de depletación. Una aproximación a este problema ha sido desarrollado por PIRSON, quién define algunos índices "driving".

El índice de impulsión por empuje de agua (WDI) es igual al neto invasión de agua dividido por el volumen reservorio de petróleo y gas producidos.-

$$WDI = \frac{W_e - w_p}{N_p (B + v (R_p - R_s))} \dots \quad (B-10)$$

El índice de impulsión por segregación es igual a la relación del volumen de la expansión del gas "eap" al volumen reservorio de petróleo y gas producidos.-

$$SDI = \frac{m \times N \times B_o \left(\frac{v-v_o}{v_o} \right)}{N_p (B + v(R_p-R_s))} \dots\dots (B-11)$$

El índice de impulsión por depletación (DDI) es igual a (1-WDI-SDI), ó:

$$DDI = \frac{N (v(R_{so}-R_s) - (B_o-B))}{N_p (B + v(R_p-R_s))} \dots\dots (B-12)$$

Estos índices de impulsión pueden ser usados como una guía en análisis de mecanismos de producción en cualquier situación, donde la aproximación del balance de materia es sentida ser apropiada. Ellos pueden además dar un factor compuesto de recuperación, donde:

$$\text{Factor de Recuperaión} = (WDI) r_w + (SDI) r_s + (DDI) r_d \dots(B-13)$$

Donde:

- r_w .- Recuperación por empuje de agua (fracción del total de espacio poroso).
- r_s .- Recuperación por segregación (fracción del total de espacio poroso).
- r_d .- Recuperación por depletación (fracción del total de espacio poroso).

Desafortunadamente esta aproximación no incluye consideraciones económicas.

Reservorios "water drive".- Reservorios que producen por impulsión de agua requieren alguna discusión especial, para ellos representa un aspecto importante la performance del reservorio. En este tipo de mecanismo de movimiento, uno debe distinguir entre "drives" naturales y artificiales.

Los resultados pueden ser sustancialmente los mismos, aunque no necesariamente; ellos dependen de la manera en que la recuperación secundaria es tomada, la economía, la estructura del reservorio, locación de los pozos de inyección y sus rates. En "drives" naturales una clase de equilibrio es conseguido más fácilmente que cuando la energía artificial es impuesta en un reservorio.

Empuje natural de agua.- Una invasión natural de agua toma lugar por la expansión del agua de un "acuifer", como un resultado de una diferencia de presión entre el petróleo y la zona de agua. Puesto que como el agua es relativamente incompresible, el "acuifer" debe ser relativamente extenso. Donde este requerimiento es satisfecho, el grado de impulsión por empuje de agua comparado a otros, dependerá de la permeabilidad. Una situación aproximadamente parecida a esto es encontrado donde el agua es inyectada sólo en los linderos del reservorio.

El balance total anteriormente discutido, incluye una provisión por We y puede por eso ser usado para predicción de la performance futura. Muchos métodos usan esta aproximación, la cual por supuesto requiere relaciones que expresen desplazamientos y mecanismos de flujos inestables.

En vista de la complejidad del problema no es discutido en detalle aquí.

Empuje artificial de agua.- La mayoría de todas las invasiones de agua son llevadas con pozos de inyección interpuesto entre los productores. Cuando la inyección es llevada de tal manera que el reservorio está en efecto subdividido en segmento separados de producción los cuales tienen un efecto sobre cada uno de los otros. "Pattern floods" son usualmente confinados a reservorios que tienen bajo relieve estructural o permeabilidad, o donde los rates son tales que movimientos de fluidos son primariamente gobernados mas bien por gradiente de presión que por gravedad.

La pregunta de que si el rate afecta o no la última recuperación de petróleo es problemática y tema considerable de debate. Parece que el rate tiene un efecto cuando el agua es inyectada en la base de un reservorio, donde lentes de alta y baja permeabilidad se presentan juntos. A los reservorios llamados homogéneos que tienen sus pozos inyectoros interpuestos entre los productores (pattern flooded) serían justamente insensibles al rate.

Hay varios métodos de computar el probable comportamiento futuro de sistemas de "water flood". El método de avance frontal está basado en las asunciones que: (1) el flujo es lineal, (2) el agua no es movida al frente de la inundación, (3) el concepto de permeabilidad relativa gobierna la relación del flujo de petróleo y agua detrás del frente, (4) un frente existe con flujo de petróleo y agua detrás de él. El método envuelve el uso de balance de materia y una ecuación de desplazamiento, siendo el último basado en la asunción (3).

El balance de materia es derivado sobre el permiso que la cantidad de agua fluyente dentro de un pequeño volumen dado, menos el fluyente afuera, durante un pequeño incremento de tiempo, es igual al incremento de agua contenida en este pequeño volumen del reservorio.

Welge ha modificado esta tediosa aproximación. Así muchos métodos han sido desarrollados, entre ellos los propuestos por DYKSTRA-PARSONS, SUDER y CALHOUN, STILES y otros ; sobre los cuales no trataremos debido a la extensión del tema.

C.- Curvas de declinación.

La aproximación de curvas de declinación debe ser tomada como una de las principales herramientas en la evaluación. Cuando suficientes datos de producción son disponibles para describir la pendiente de una curva definida, una sola asunción envuelta es inherente; que todas los factores que han influenciado la curva en el pasado, permanecerán efectivas durante la vida productiva.

La palabra inhrente es usada por ser conveniente para retener asunciones arbitrarias a un mínimo. En cuanto a algunos cambios desconocidos que todavía son seguros de ocurrir, esta asunción representa el mejor camino entre dos malos. Hay por supuesto algunas asunciones obvias que debieran incluirse, tales como la adición de un equipo de bombeo a un pozo corrientemente "flowing" en un reservorio de impulsión por gas en solución, etc. La simplicidad de presentación y la minimización de asunciones arbitrarias se toman en cuenta para la popularidad de esta ~~aproximación~~ aproximación. Como cualquier otra herramienta, la validez y la precisión de los resultados dependen de la calidad y cantidad de datos disponibles.

Seis son los tipos de curvas más comunes:

- (1) Rate de producción vs. tiempo.
- (2) Rate de producción vs. producción acumulada.
- (3) Porcentaje de agua en la producción vs, producción acumulada.
- (4) Nivel de agua vs. producción acumulada.
- (5) Gas producido acumulado vs. producción acumulada.
- (6) Presión vs. producción acumulada.

De las cuales sólo nos ocuparemos de la curva (1).

Tipos de declinación.- Las curvas rate de producción - tiempo y rate de producción - acumulado han sido generalmente clasificadas en tres tipos: exponencial, hiperbólica y armónica. La declinación exponencial es el tipo en el cual el cambio de producción por unidad de tiempo es un porcentaje constante del rate de producción. En declinación hiperbólica la caída en producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del rate de producción, es una fracción del rate de producción elevada a una potencia entre 0 y 1 . La declinación armónica

es realmente un caso específico de la declinación hiperbólica en que la potencia fraccional es igual a uno; ésta es rara vez usada.

Declinación exponencial.- Si los datos de producción de un pozo(s) que sigue este tipo de declinación son ploteados como rate vs. acumulado, es encontrado que la parte declinante de la curva se convierte en una línea recta, la cual es fácil de extrapolar (fig. c-1). Si q es el rate de producción y Q es la producción acumulada, la ecuación de la línea recta puede escribirse como:

$$q = m \times Q + c \dots\dots (C-1)$$

donde (m) y (c) son constantes. Si el rate de producción q es mantenida por un corto tiempo dt , la producción acumulada en ese lapso de tiempo es $q \cdot dt$; de aquí, la actual producción acumulada es la suma de los productos $q \cdot dt$ desde el comienzo de la producción ($t = 0$) hasta el día presente (tiempo t).

En términos matemáticos:

$$dQ = q \cdot dt \dots\dots (C-2)$$

$$q = \frac{dQ}{dt} \dots\dots (C-3)$$

De (C-1) tenemos:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{dQ}{dt} \times m$$

Con ésto y (C-3), tenemos:

$$\frac{dq}{dt} = m \times q \dots\dots$$

$$\frac{1}{q} \times \frac{dq}{dt} = m \dots\dots\dots (C-4)$$

De la figura (c-1) es evidente que la pendiente de la línea obtenida en el periodo de declinación de la producción es negativa y (m) puede ser escrita como $(-b)$ donde b es positivo.

Sustituyendo en la ecuación (C-4):

$$\frac{1}{q} \times \frac{dq}{dt} = -b \dots\dots\dots (C-5)$$

La constante positiva b es llamada el rate de declinación continuo de la producción.

En la ecuación (C-1):

$$q = -b \times Q + c \dots\dots\dots (C-6)$$

Si la producción comienza a declinar cuando el acumulado es Q_0 (fig. c-1) y si el rate de producción (comienza a declinar cuando el acumulado) estable a ese momento era q_0 .-

$$q_0 = -b \times Q_0 + c$$

$$c = q_0 + b \times Q_0$$

En la ecuación (C-6):

$$Q - Q_0 = \frac{q_0 - q}{b} \dots\dots\dots (C-7)$$

o en otras palabras, la producción acumulada durante el periodo de declinación es igual a la diferencia entre los rates de producción inicial y la común, dividida por el rate de declinación continua.

De la ecuación (C-5).-

$$\frac{dq}{q} = -b \cdot dt$$

Integrando:

$$\ln(q) = -b \times t + a \dots\dots\dots (C-8)$$

Donde (a) es una constante.

Si el periodo de declinación comienza al tiempo t_0 (fig. c-2) y si el rate de producción estable anterior a ese tiempo era q_0 :

$$\ln(q_0) = -b \times t_0 + a$$

$$a = b \times t_0 + \ln(q_0)$$

En la ecuación (C-8):

$$\ln(q) = \ln(q_0) - b (t-t_0) \dots\dots\dots (C-9)$$

$$q = q_0 \text{ EXP}(-b(t-t_0)) \dots\dots\dots (C-10)$$

La ecuación (C-9) muestra que para este tipo de rate de declinación de la producción, un ploteo de rate de producción vs. tiempo en papel semi-log es una línea recta, siendo la pendiente de ésta igual a menos el rate de declinación continuo (fig. c-3).

La ecuación (C-10) nos hace posible conocer el rate de producción en cualquier instante, si el rate de producción inicial es conocido (q_0). Suponiendo para simplificar, que el rate de producción comienza a declinar tan pronto como el pozo es puesto en producción, así que t_0 es cero; por lo que la ecuación (C-10) se reduce a:

$$q = q_0 \text{EXP}(-b \times t)$$

El rate de producción después de un año será:

$$q_1 = q_0 \text{EXP}(-b)$$

El rate de producción después de dos años.-

$$q_2 = q_0 \text{EXP}(-2b) = q_0 \text{EXP}(-b) \times \text{EXP}(-b) = q_1 \text{EXP}(-b)$$

Luego:

$$\frac{q_1}{q_0} = \frac{q_2}{q_1} = \frac{q_3}{q_2} = \dots = \text{EXP}(-b) \dots \quad (\text{C-11})$$

Lo cual implica que la relación entre el rate de producción al final y al comienzo de un mismo año es siempre la misma. Esta relación es frecuentemente escrita como $(1-d)$, $y(d)$ es llamado el rate de declinación anual de la producción (puede ser expresado en decimales o como porcentaje). Evidentemente la ecuación que relaciona los rates de declinación continuo y anual, es:

$$\text{EXP}(-b) = 1-d \dots \dots \dots \quad (\text{C-12})$$

Este tipo de declinación de la producción es conocido por varios nombres: declinación logarítmica (ecuación C-9 y fig. c-3), declinación exponencial (ecuación C-10 y fig. c-2), declinación recta (fig. c-1 y fig. c-3), rate de declinación contante (los rates de declinación b ó d son constantes), declinación proporcional (ecuación C-11).

Antes que el uso de las ecuaciones sea ilustrado por un ejemplo, debe ser

notado que en el análisis principal de la ecuación (C-11), un año fue usado como intervalo de tiempo. Esto, por supuesto que no es una limitación del método; éste es válido para ser empleado en días, semanas, meses, etc. como intervalo de tiempo. Es importante, sin embargo de que los cálculos sean consistentes con las unidades usadas de tiempo. Si un año es escogido, entonces los rates de producción deben ser expresados en rate/año ó rate/día X 365; si es escogido un mes, entonces los rates de producción deben ser expresados en rate/més ó en rate/..... rate/(día X 30.42); y así sucesivamente. Además no es ningún trabajo relacionar entre los rates de declinación anual y mensual (d) y entre los rates de declinación continua anual y mensual (b). Si d_m es el rate de declinación mensual, entonces, de la ecuación (C-11), el rate (de declinación) de producción al final del primer mes es $q_0(1-d_m)$; al final del segundo año es $q_1(1-d_m)$ o sea igual a $q_0(1-d_m)(1-d_m) = q_0(1-d_m)^2$; y así sucesivamente. Así el rate de producción al final del 12avo mes será igual a $q_0(1-d_m)^{12}$. Pero también al final de los 12 meses el rate de producción es $q_0(1-d_a)$, donde (d_a) es rate de declinación anual.

Luego:

$$(1-d_a) = (1-d_m)^{12} \quad \dots \quad (C-13)$$

De manera similar, si (b_m) es mensual y (b_a) es el rate de declinación continuo anual, tenemos:

$$\text{EXP}(-b_a) = (\text{EXP}(-b_m))^{12}$$

De donde:

$$(b_a) = 12 \times (b_m) \quad \dots \quad (C-14)$$

Ejemplo. Problema.- Un pozo que viene a 100 bbl./día ha declinado a 80 bbl./día al final del primer año. Calcular el rate de declinación anual y mensual; y los rates de declinación continuo anual y mensual. Si el límite económico del pozo es 2 bbl./día, calcular la vida del pozo y su producción acumulativa.

Rates de declinación anual y mensual:

Por definición.- $80 = 100 (1 - d_a)$

$$d_a = 0.2 = 20\%$$

De la ecuación (C-13).-

$$(1-dm)^{12} = (1-q.2) = 0.8$$

$$dm = 0.0184 = 1.84\%$$

Rates de declinación continua anual y mensual.-

De la ecuación (C-12).-

$$\text{EXP}(-ba) = (1-da)$$

$$(ba) = 0.223$$

De la ecuación (C-14).-

$$(bm) = \frac{0.223}{12}$$

$$(bm) = 0.0186$$

Vida del pozo.-

a) Usando un año como unidad de tiempo.-

Empleando la ecuación (C-10).-

$$t_0 = 0$$

$$q_0 = 100 \times 365$$

$$q = 2 \times 365$$

$$b = 0.223$$

Tenemos.-

$$2 \times 365 = 100 \times 365 \times \text{EXP}(-0.223 \times T)$$

Donde (T) es la vida del pozo

$$(T) = 17.5 \text{ años}$$

b) Usando un mes como unidad de tiempo.-

$$t_0 = 0$$

$$q_0 = 100 \times 30.42$$

$$q = 2 \times 30.42$$

$$b = 0.0186$$

En la ecuación (C-10).-

$$2 \times 30.42 = 100 \times 30.42 \times \text{EXP}(-0.0186 \times T)$$

$$(T) = 210 \text{ meses} = 17.5 \text{ años}$$

Producción acumulativa.-

a) Usando un año como unidad de tiempo.-

$$Q_0 = 0$$

$$q_0 = 100 \times 365$$

$$q = 2 \times 365$$

$$b = 0.223$$

En la ecuación (B-7).-

$$Q = 160,000 \text{ bbl.}$$

b) Usando un mes como unidad de tiempo.-

$$Q_0 = 0$$

$$q_0 = 100 \times 30.42$$

$$q = 2 \times 30.42$$

$$b = 0.0186$$

En la ecuación (C-7).-

$$Q = 160,000 \text{ bbls.}$$

Se ha encontrado en muchos campos viejos de producción que una asunción de declinación exponencial del rate de producción en la temprana vida del pozo, ha llevado a resultados conservativos para la última vida del pozo y su recuperación acumulativa. Una manera de vencer esta es asumir que el rate de declinación (d ó b), en lugar de ser constante, es proporcional al rate de producción, de aquí que a menor rate de producción, menor rate de declinación.

Reemplazando esta asunción en la ecuación (C-5).-

$$\frac{1}{q} \times \frac{dq}{dt} = -b$$

$$\frac{1}{q} \times \frac{dq}{dt} = -C \times q^{1/a} \dots\dots\dots (C-15)$$

Donde(a) es una constante positiva. Las curvas de declinación basadas en ésta ecuación son conocidas como hiperbólicas y la constante (a) es conocida como la constante hiperbólica. En general, (a) está dado por uno de estos tres valores (1, 2 ó 3); cuando (a) es uno, la declinación es llamada armónica. Sin ir a

las matemáticas de la declinación hiperbólica, es provechoso mencionar los tipos de ploteos que resultan de su uso, dibujando con particular atención al hecho que para una declinación armónica, un ploteo del rate de producción versus producción acumulada en papel semilog es una línea recta (ver figs. c-4 al c-8).

Debe ser reiterado que las curvas matemáticas de declinación del rate de producción (exponencial, armónica o hiperbólica) son convenientes para posibilitarnos extrapolar al futuro performance de pozos o campos. Sin embargo, no hay base física para estas curvas y el ingeniero de producción no debe sorprenderse si sus pozos o "pools" (campos) no siguen las curvas estimadas de declinación del rate de producción, no importa lo cuidadoso que estas hayan sido preparadas. La ilustración de la arbitrariedad natural de las curvas, puede ser mostrada si dos pozos (A y B) están cada uno declinando exponencialmente, la suma de sus rates de producción no está en general, declinando exponencialmente (las mismas dificultades ocurren con las declinaciones hiperbólica y armónica).

Suponiendo que el rate de producción del pozo (A) está declinando exponencialmente con rate de declinación continua (b_A); que el rate de producción inicial del pozo (A) sea q_{A0} . Entonces por la ecuación (C-10) con $t_0 = 0$, el rate de producción al tiempo t es.-

$$q_A = q_{A0} \text{EXP}(-b_A \times t)$$

Similarmente, el rate de producción del pozo B (que será asumido haber entrado en producción al mismo tiempo que el pozo A), al tiempo t es.-

$$q_B = q_{B0} \text{EXP}(-b_B \times t)$$

Luego el rate combinado de producción es.-

$$(q_A + q_B) = q_{A0} \text{EXP}(-b_A \times t) + q_{B0} \text{EXP}(-b_B \times t)$$

Cuyo segundo miembro no puede ser escrito en la forma.-

$$(q_{A0} + q_{B0}) \text{EXP}(-b \times t)$$

A no ser que $b_A = b_B$. Así en general, aunque dos pozos estén declinando exponencialmente, considerados juntos no pueden hacerlo. Sigue que cualquier análisis que presuponga declinación exponencial (hiperbólica o armónica) para pozos tomados separadamente y para aquellos tratados en grupos, es ciertamente estar en un error y las estimaciones basadas en este tipo de trabajo siempre serán incorrectas. Así, mientras que las curvas de declinación del rate de producción puedan ser y sean usadas, ellas deberán siempre ser empleadas con considerable cuidado y prudencia.

Comparación entre la declinación exponencial y la hiperbólica.- La diferencia principal en el segundo es el factor $q^{1/a}$, ya que éste es igual a uno. La curva exponencial es usualmente más asumida durante la temprana vida del campo, por las siguientes consideraciones:

- 1.- Es una simple aproximación matemática y más fácil de usar.
- 2.- Bajo prorratio la declinación ocurre en un futuro bastante lejos, así que la exactitud de la pendiente de la curva de declinación da una pequeña diferencia en el valor.
- 3.- Con irregulares datos de producción hay realmente pequeña diferencia entre una curva para $1/a = 0$ y para $1/a = 0.3$, excepto próximo a depletación. En este punto la ganancia por barril es baja y llevada esta diferencia al presente se hace despreciable.
- 4.- La asunción de la declinación exponencial da figuras conservativas.
- 5.- El pozo o propiedad pueden realmente seguir declinación exponencial.

No sería justo o realista, presumir que esta asunción de la declinación exponencial es siempre satisfactoria, porque no lo es; la única conclusión lógica es que la declinación exponencial es satisfactoria en la mayoría de los casos.

La fig. (c-9) muestra la diferencia entre los tipos de declinación ploteados en papel semilog; ésta ilustra la manera en la que el extremo de la curva hiperbólica se separa al final. La misma diferencia existe cuando rate vs. acumulado son ploteados en papel cartesiano.

Determinación del límite económico.- El límite económico es aquel rate de producción en el cual los ingresos netos al interés de trabajo, antes que vengan los impuestos es igual al costo de operación. Puesto que como hay 30.4 días en el mes promedio, esto puede ser expresado por la ecuación.-

$$\text{Límite económico (bbl/día)} = \frac{\text{costo mensual de operación}}{30.4 \times \text{ingresos netos/bbl.}}$$

El costo mensual de producción es normalmente obtenido de los informes mensuales de operación; usando estos, es recomendable chequear los puntos para estar seguros de que los informes son un reflejo del costo real de producción. El costo de producción usado debería ser sólo el esperado en depletación. El siguiente ejemplo ilustra el uso de la ecuación anterior.-

Precio de venta por bbl.	\$3.150
Menos regalías y sobre regalías	<u>\$0.650</u>
	\$2.500
" Severance tax" (5% de \$2.500)	<u>\$0.125</u>
	\$2.375

Costo estimado de producción.- \$225/mes

Luego.-

$$\text{Límite económico} = \frac{\$225}{30.4 \times \$2.38} = 3.1 \text{ bbl./día}$$

El costo normal de producción varía con la profundidad del pozo, número de pozos en el área, el tipo de fluido producido, método de producción empleado, etc. En lugares donde la profundidad no excede los 8,000 pies, las siguientes reglas prácticas son a menudo usadas en ausencia de datos detallados.-

Pozos de gas - (no fluid)	\$50/pozo/mes.
Pozos de petróleo - (flowing)	\$75/pozo/mes .
Pozos de petróleo- (bombeo)	
primer pozo	\$150/mes.
subsiguientes pozos	\$100/pozo/mes.

Con problemas de separación de agua se aumentarían estos costos.

Nota.- Las figuras (c-1), (c-2) y (c-3) corresponden respectivamente a (1-34), (1-33) y (1-35) del libro de Producción, por Nind.

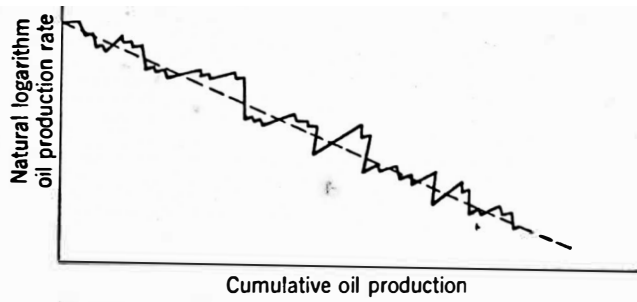


Fig. (o-4) Typical harmonic decline plot.

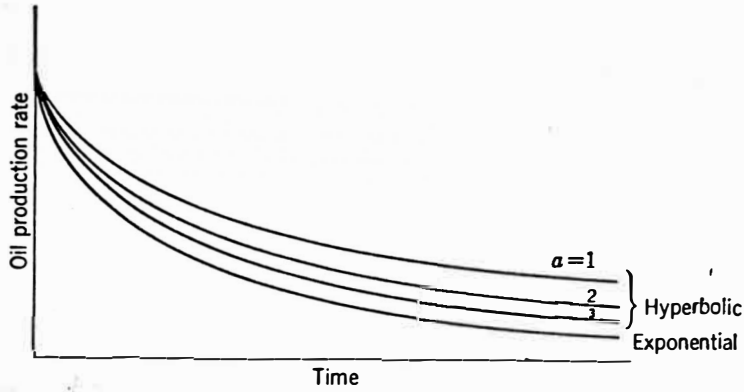


Fig. (o-5) Typical hyperbolic and exponential plots of production rate vs time.

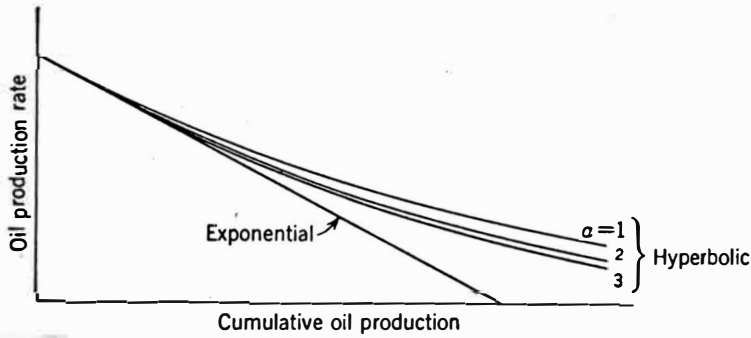


Fig. (o-6) Typical hyperbolic and exponential plots of production rate vs cumulative production.

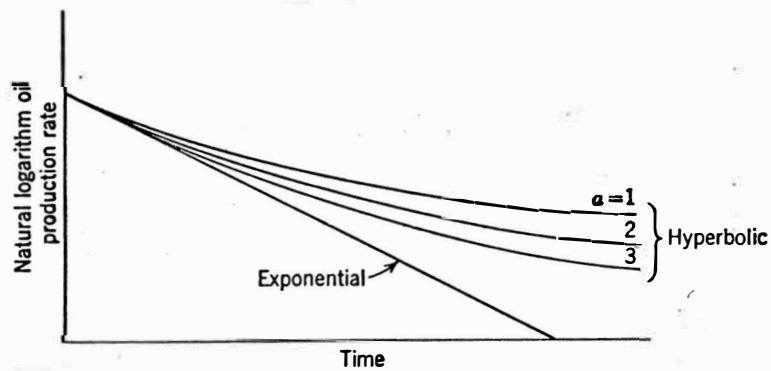


Fig. (o-7) Typical hyperbolic and exponential plots of natural logarithm of production rate vs time.

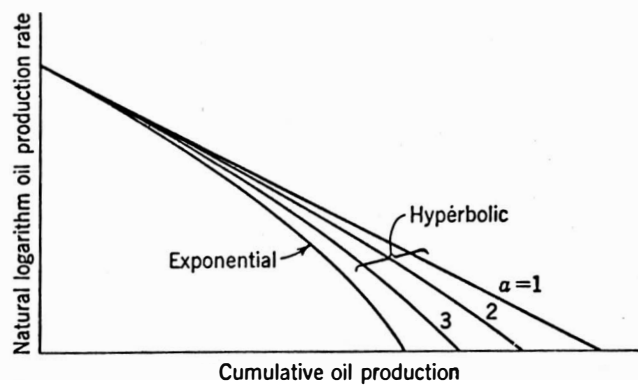


Fig. (o-8) Typical hyperbolic and exponential plots of natural logarithm of production rate vs cumulative production.

III.- ALGUNOS METODOS PARA EL DESARROLLO E INTERPRETACION DE DATOS.

- Factores de Recuperación.- Un buen entendimiento de performance de depleción puede ser ganado de estudios que ya han sido hechos; estos estudios muestran que los siguientes son factores primarios:

- (1) Gravedad y viscosidad de los fluidos del reservorio.
- (2) Solubilidad del gas.
- (3) Curva de permeabilidad relativa.
- (4) Presión del reservorio.
- (5) Presencia de una fase agua connata.
- (6) Cantidad de "gas cap" y su método de expansión.
- (7) Rate de retiro y presión "drawdown".
- (8) Tipo de estructura geológica.

El más importante de estos factores es la relación de las permeabilidades efectivas del gas y petróleo (K_g/K_o); siguiéndole en importancia la gravedad y viscosidad del petróleo crudo. La solubilidad del gas es de menor importancia y no muestra un comportamiento consistente. Aunque hay una indicación de que esa recuperación puede esperarse incrementar con el descenso del gas en solución.

Parece haber un incremento general en recuperación con el descenso de la presión inicial del fondo del pozo, esto puede ser atribuido, al menos en parte, al mayor factor de encogimiento del petróleo del reservorio sobre la reducción de la presión. Un incremento general en recuperación es usualmente notado con un aumento en gravedad API hasta cerca de 40°API , en que ocurre una reversión. La recuperación decrece con gravedad del petróleo más alta, que puede ser atribuido a un mayor factor de encogimiento. Estos estudios fundamentales también muestran que un volumen de "gas cap" en aumento a volumen líquido (ratio), aumenta la recuperación.

De la figura (1) a la (7) se ilustra el efecto de los factores en la recuperación por depletación. Por asunciones de criterio general, es inconveniente probar usarlos para encontrar el factor de recuperación de un reservorio dado. Es sin embargo de considerable valor establecer el orden de la magnitud.

ARPS ha preparado un estudio estadístico similar sobre areniscas, arenas consolidadas, limonitas y dolomitas, conteniendo reservas de 12 mezclas de petróleo crudo del rango de 15 a 50°API ; la solubilidad varía de 60 a $2,000$ SCF/BBL. La tabla (1) resume el rango de los valores obtenidos por factores de recuperación.

Un trabajo más extenso, del mismo tipo ha sido preparado para 135 sistemas de reservorios; los resultados han sido publicados en una serie de 9 folletos y capacita a uno si tiene conocimiento de los siguientes datos: (1) el punto de burbuja, (2) el F.V.F. , (3) el gas en solución, (4) la viscosidad del petróleo, (5) la saturación de agua intersticial. Una carta preparada en mostrada en la figura (8), la cual da la recuperación en términos de petróleo residual "in place" a las condiciones del punto de burbuja.

En el ejemplo (II) adjunto a la figura (8) se muestra como esto puede ser convertido a recuperación en términos de STO.

Correlaciones de este tipo son ciertamente valorables, pero todos ellos sufren de por lo menos una falta de exactitud en la predicción de la permeabilidad relativa con la saturación de petróleo (o líquido); ya que todavía no se ha podido establecer una relación que sea suficientemente rigurosa para cálculos detallados.

Correlaciones generales de este tipo de bosquejo se pueden usar para chequear resultados y establecer un límite probable de recuperación, pero no deberían ser usados como simples fórmulas, prescindiendo del buen juicio y otros métodos de análisis. CAMBELL las encuentra útiles para chequear reservas encontradas por balance de materia, curvas de declinación o métodos comparativos. Ellos además muestran el probable efecto del error en cualquier factor en la aproximación final; la figura (7) por ejemplo muestra la variación probable en recuperación con el cambio en volumen de "gas cap".

Un estudio de tales correlaciones es entonces valuable en el entendimiento de comportamiento del reservorio.

Los factores de recuperación mostrados, son únicamente para sistemas de recuperación de petróleo por depletación; cuando se presentan otros mecanismos de impulsión, el número de variables cambia tremendamente y la aproximación semi-estadística mostrada no ha sido probada con ningún grado.

CALCULATION OF RESERVES

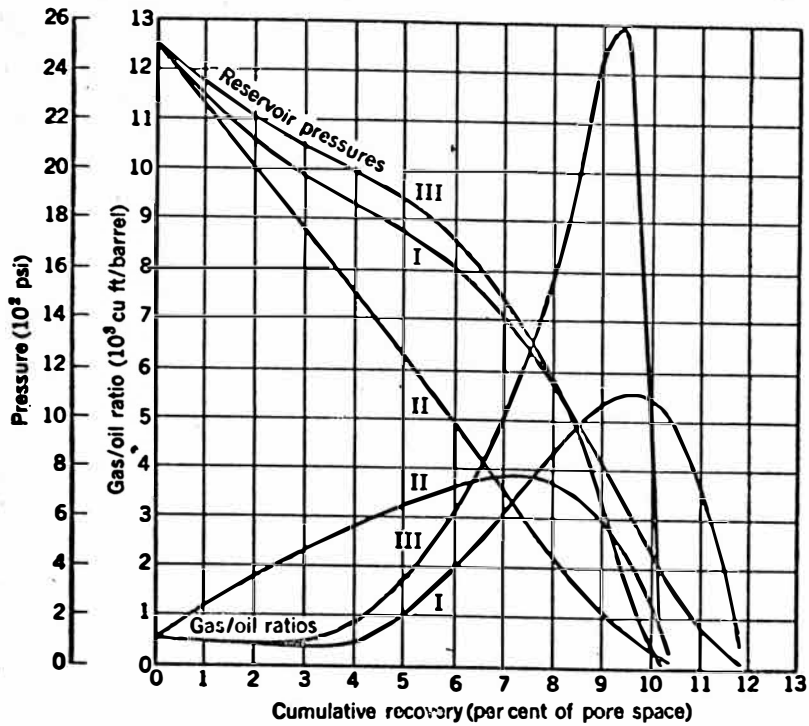


Fig. (1) Reservoir pressure and gas-oil-ratio histories of solution-gas-drive reservoirs.

Curve I: permeability-ratio curve used had equilibrium gas saturation of 10 per cent.

Curve II: permeability-ratio curve used had equilibrium gas saturation of 0 per cent.

Curve III: zero connate water saturation. Gas solubility at 2500 lb per sq in. = 534 cu ft per bbl; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 30.8 per cent, and atmos pres oil viscosity = 2.76 cp for all curves. Connate water saturation = 30 per cent for curves I and II.

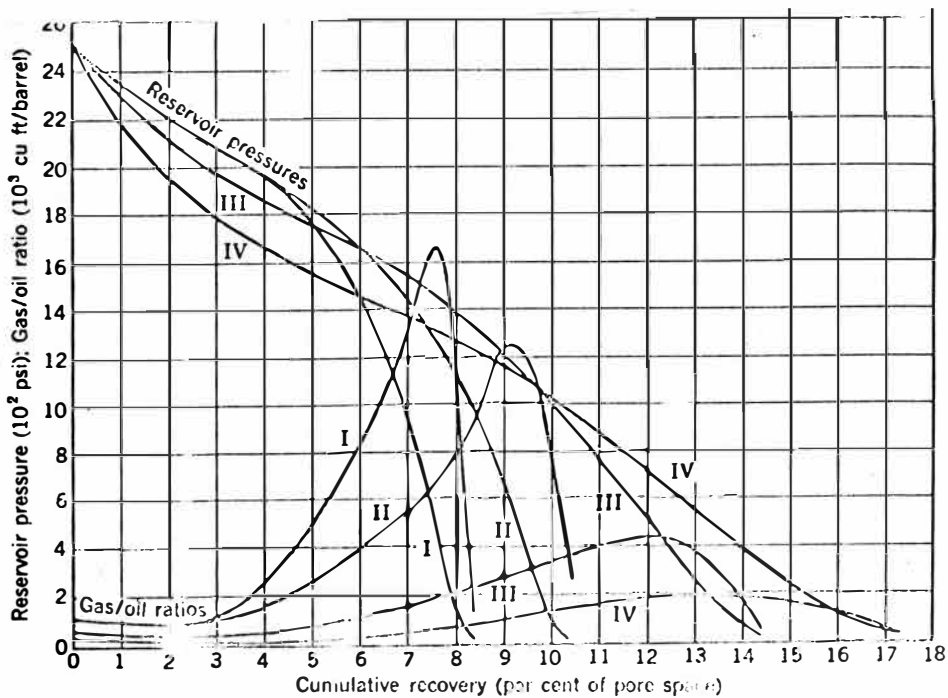


Fig. (2) Reservoir pressure and gas-oil-ratio histories of solution-gas-drive reservoirs producing oil of different gas solubilities and viscosities.

Curve I: gas solubility at 2500 lb per sq in. = 1068 cu ft per bbl; atmos pres viscosity = 2.76 cp; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 61.6 per cent.

Curve II: same as curve I except that atmos pres viscosity = 1.38 cp.

Curve III: gas solubility at 2500 lb per sq in. = 534 cu ft per bbl; atmos pres viscosity = 1.38 cp; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 30.8 per cent.

Curve IV: gas solubility at 2500 lb per sq in. = 267 cu ft per bbl; atmos pres viscosity = 1.38 cp; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 15.4 per cent.

CALCULATION OF RESERVES

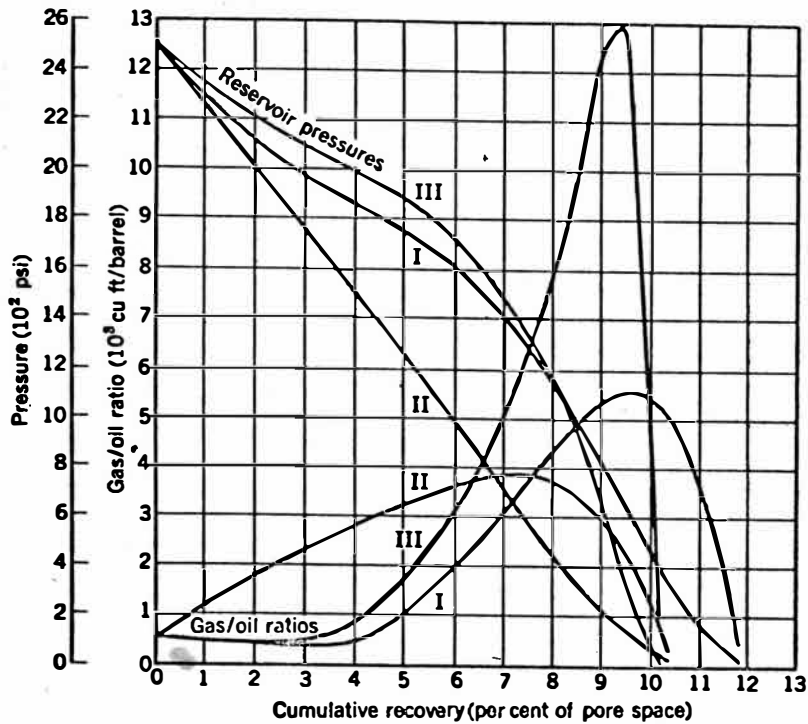


Fig. (1) Reservoir pressure and gas-oil-ratio histories of solution-gas-drive reservoirs.

Curve I: permeability-ratio curve used had equilibrium gas saturation of 10 per cent.

Curve II: permeability-ratio curve used had equilibrium gas saturation of 0 per cent.

Curve III: zero connate water saturation. Gas solubility at 2500 lb per sq in. = 534 cu ft per bbl; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 30.8 per cent, and atmos pres oil viscosity = 2.76 cp for all curves. Connate water saturation = 30 per cent for curves I and II.

CALCULATION OF RESERVES

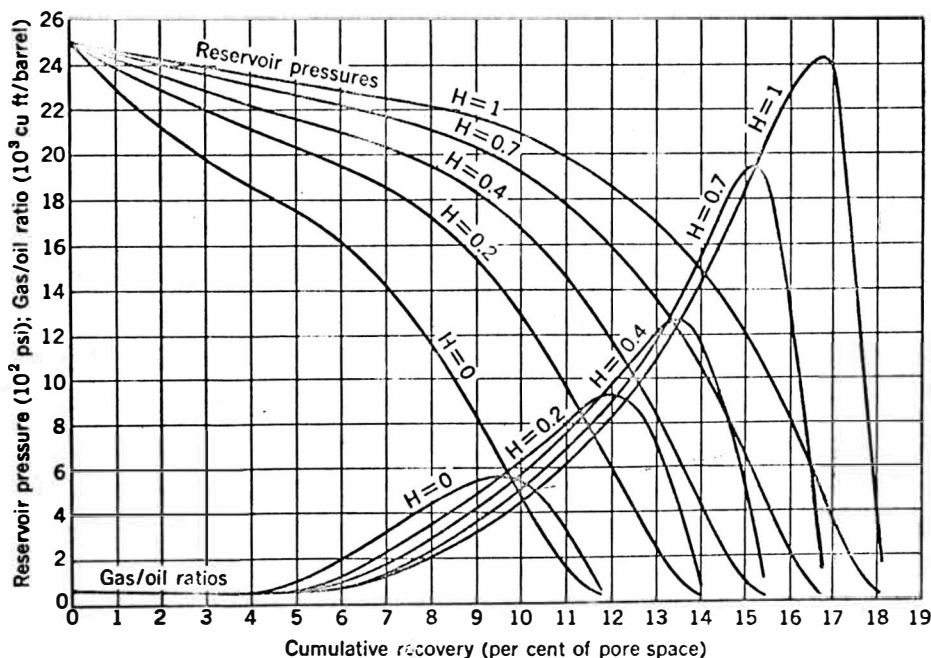


Fig. (7) Reservoir pressure and gas-oil ratio histories of gas-drive reservoirs with various thicknesses of gas cap.

$H = (\text{thickness of gas cap})/(\text{thickness of oil zone})$; gas solubility at 2500 lb per sq in. = 534 cu ft per bbl; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 30.8 per cent; atmos pres viscosity = 2.76 cp.

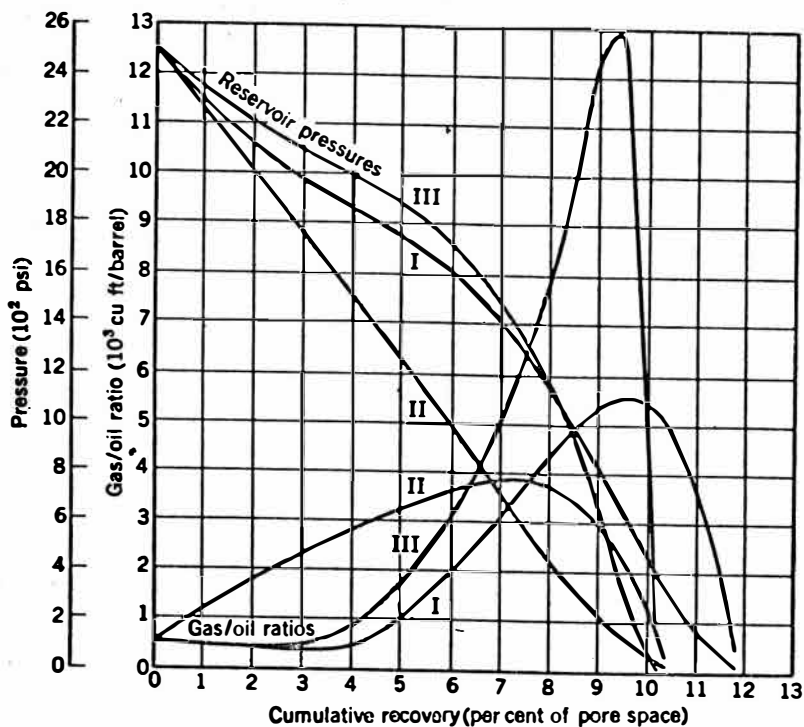


Fig. (1) Oil pressure and gas-oil-ratio histories of solution-gas-drive reservoirs.

Curve I: permeability-ratio curve used had equilibrium gas saturation of 10 per cent.

Curve II: permeability-ratio curve used had equilibrium gas saturation of 0 per cent.

Curve III: zero connate water saturation. Gas solubility at 2500 lb per sq in. = 534 cu ft per bbl; shrinkage from 2500 lb per sq in. = 30.8 per cent, and atmos pres oil viscosity = 2.76 cp for all curves. Connate water saturation = 30 per cent for curves I and II.

CALCULATION OF RESERVES

127

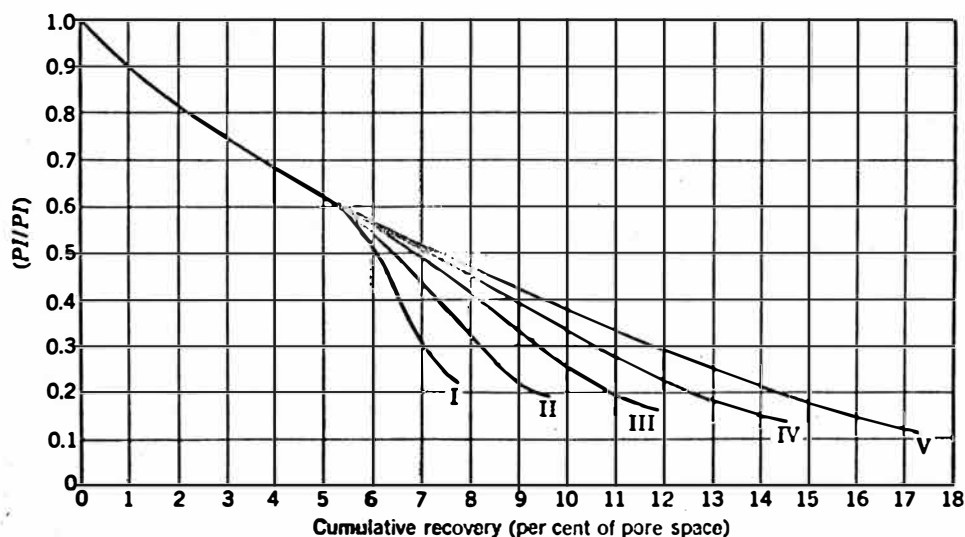


Fig. (3) Histories of productivity index variations in gas-drive fields producing oil with different gas solubilities.

$(PI)/(PI)_0$ (current productivity index)/(initial productivity index).

Curve I: solubility at 2500 lb per sq in. = 1068 cu ft per bbl; shrinkage = 61.6 per cent; atmos pres viscosity = 2.76 cp.

Curve II: same as curve I except that atmos pres viscosity = 1.38 cp.

Curve III: solubility at 2500 lb per sq in. = 534 cu ft per bbl; shrinkage = 30.8 per cent; atmos pres viscosity = 1.38 cp.

Curve IV: solubility at 2500 lb per sq in. = 267 cu ft per bbl; shrinkage 15.4 per cent; atmos pres viscosity 1.38 cp.

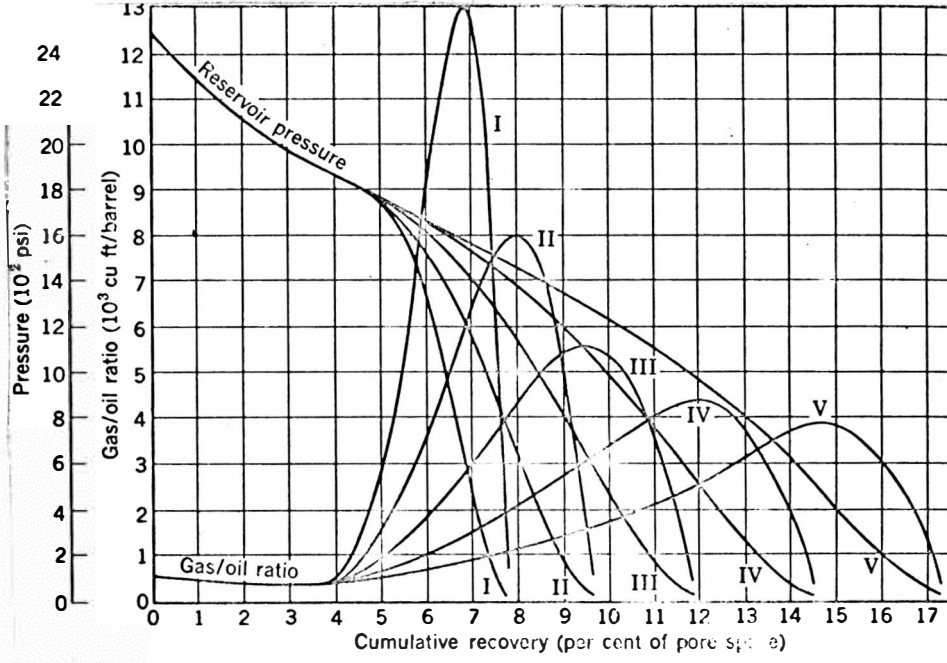
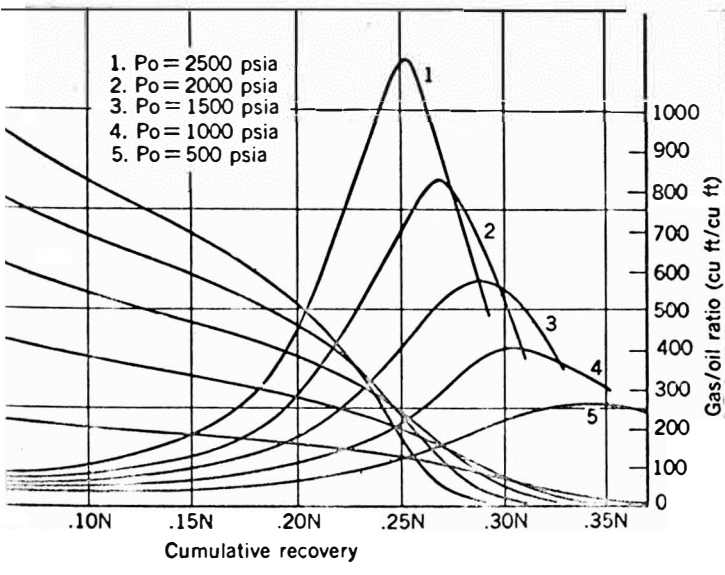
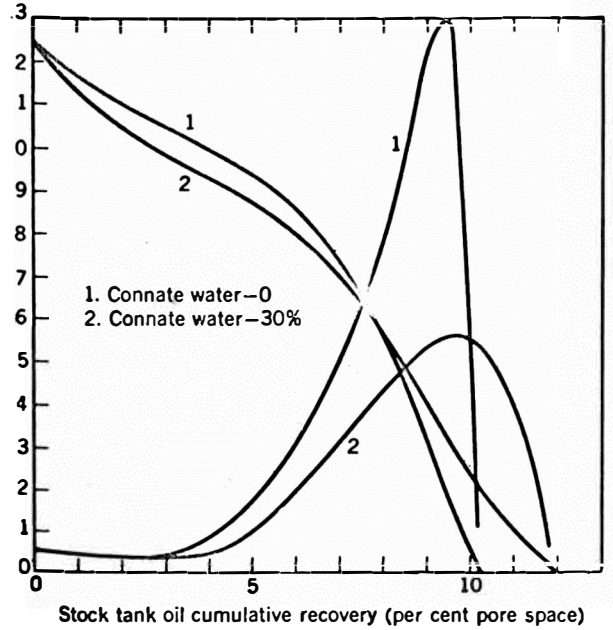


Fig. (4) Pressure and gas-oil-ratio histories of solution-gas-drive reservoirs producing oil of different viscosities.

- Curve I: atmos pres viscosity = 11.04 cp.
 - Curve II: atmos pres viscosity = 5.52 cp.
 - Curve III: atmos pres viscosity = 2.76 cp.
 - Curve IV: atmos pres viscosity = 1.38 cp.
 - Curve V: atmos pres viscosity = 0.69 cp.
- Gas solubility at 2500 lb per sq in. = 531 cu ft per bbl in all cases.



oretical reservoir performance at various initial pressures by
 od, abandonment pressure 14.7 psia.



t of connate water saturation on depletion-drive performance.
 and Taylor.)

EXAMPLE I

REQUIRED: ULTIMATE RECOVERY FROM A SYSTEM HAVING A BUBBLE POINT PRESSURE = 2250 PSIA, FORMATION VOLUME FACTOR = 1.8, AND A SOLUTION GAS/OIL RATIO = 1300 SCF/BBL

PROCEDURE: STARTING AT THE LEFT SIDE OF THE CHART, PROCEED HORIZONTALLY ALONG THE 2250 PSI LINE TO A FORMATION VOLUME FACTOR OF 1.8. NOW RISE VERTICALLY TO THE 1300 SCF/BBL LINE THEN GO HORIZONTALLY AND READ AN ULTIMATE RECOVERY OF 39.6 PER CENT.

EXAMPLE II

REQUIRED: CONVERT THE RECOVERY FIGURE DETERMINED IN EXAMPLE I TO TANK OIL RECOVERED.

DATA REQUIREMENTS: DIFFERENTIAL LIBERATION DATA GIVEN IN EXAMPLE I. FLASH LIBERATION DATA: BUBBLE POINT PRESSURE = 2250 PSIA, FORMATION VOLUME FACTOR = 1.485, FORMATION VOLUME FACTOR AT ATMOSPHERIC PRESSURE = 1.080 FOR BOTH FLASH AND DIFFERENTIAL LIBERATION.

PROCEDURE: CALCULATE THE OIL SATURATION AT ATMOSPHERIC PRESSURE BY SUBSTITUTING DIFFERENTIAL LIBERATION DATA IN EQUATION (1) BELOW:

$$\left[\left(\frac{s_o}{o_o} \right)_{BPP} - \left(\frac{s_o}{o_o} \right)_{ATMOS} \right] [100] \div \left[\left(\frac{s_o}{o_o} \right)_{BPP} \right] = \text{ULTIMATE RECOVERY}$$

$$\left[\frac{0.900}{1.600} - \frac{s_o}{1.080} \right] [100] \div \left[\frac{0.900}{1.600} \right] = 35.8$$

OIL SATURATION AT ATMOSPHERIC PRESSURE = 0.390

NEXT, SUBSTITUTE THE CALCULATED VALUE OF OIL SATURATION AND THE FLASH LIBERATION DATA INTO EQUATION (2) AND CALCULATE THE ULTIMATE OIL RECOVERY AS A PERCENTAGE OF TANK OIL ORIGINALLY IN PLACE

$$\left[\frac{0.900}{1.485} - \frac{0.390}{1.080} \right] [100] \div \left[\frac{0.900}{1.485} \right] = \text{ULTIMATE RECOVERY}$$

ULTIMATE RECOVERY = 40.4 PER CENT OF TANK OIL ORIGINALLY IN PLACE

Interstitial water is assumed to be 10 per cent of pore space and dead oil viscosity at reservoir temperature to be one half centipoise. Equilibrium gas saturation is assumed to be five per cent of pore space.

NOTE: As here used "ultimate oil recovery" is realized when the reservoir pressure has declined from the bubble-point pressure to atmospheric pressure. Formation volume factor units are reservoir barrels per barrel of residual oil. Solution gas/oil ratio units are standard cubic feet per barrel of residual oil.

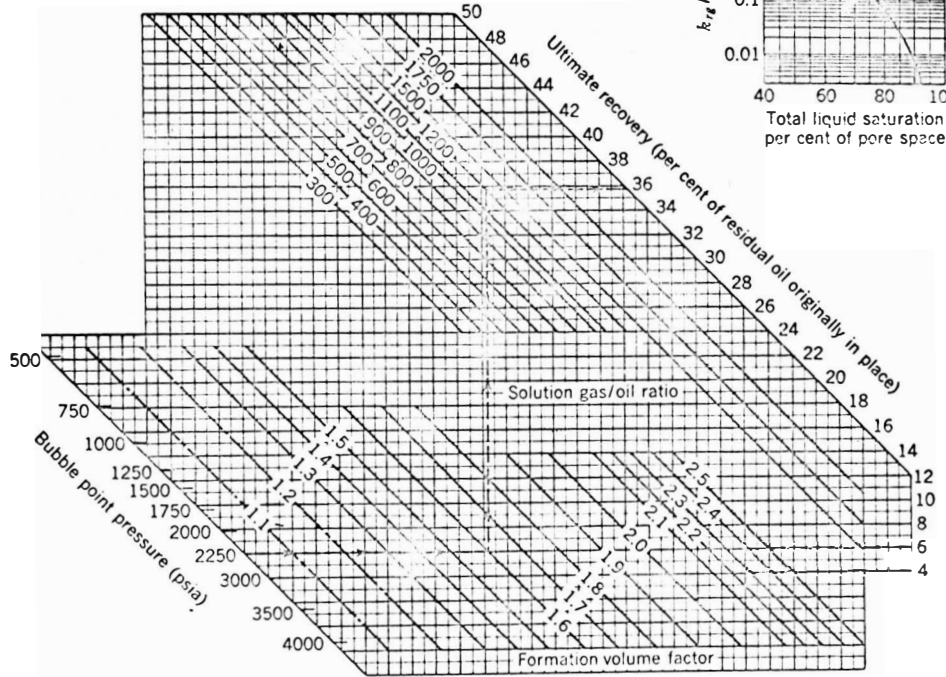
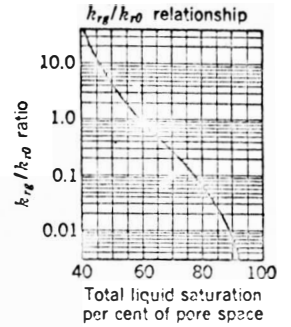


Fig. (8)

- Cálculo del volumen.- Uno de los pasos necesarios en la solución de las ecuaciones volumétricas, es la determinación del número de acres-pies del reservorio que contienen hidrocarburos. El único método digno de confianza es dibujar un mapa isópaco de cada fase, ejemplo la figura (9).

El primer paso es la determinación del probable espesor de cada fase en cada pozo. Las herramientas básicas disponibles son: (electric-logs) registros eléctricos, registros radioactivos, análisis de cores y algunas descripciones geológicas. Son de principal importancia las locaciones de los contactos gas-petróleo y agua-petróleo que puedan existir.

El problema de determinar el espesor está compuesto por muchas dificultades, una de estas es la locación de los contactos. El cambio de fase con el nivel no es instantáneo y hay a menudo considerable amplitud, más el hecho que un contacto dado puede parecer variar en cada pozo. Por ejemplo, un contacto agua-petróleo es usualmente asignado a un nivel arbitrario en una zona de transición, por encima del cual sustancialmente petróleo limpio de agua será producido. Los cores ofrecen el resultado más positivo de establecer tal contacto, pero relativamente unos cuantos pozos son coreados. El procedimiento común es usar cores que deben estar disponibles y correlacionarlos con los registros y muestras geológicas. En la mayoría de las circunstancias esto lleva a conclusiones satisfactorias.

El establecimiento del espesor neto productivo envuelve el uso de algunas herramientas necesitadas para establecer los contactos. El procedimiento exacto varía con la situación; siendo las siguientes fuentes las empleadas si están disponibles:

(1) Análisis de cores.- En aquellas zonas que muestren suficientemente alta permeabilidad y lo necesariamente bajo de saturación de agua, para producir cantidades comerciales de hidrocarburos.

(2) Registros eléctricos.- (a) Mostrando probable permeabilidad comercial, se emplean los siguientes micros-aparatos o micro registros: "micros-logs, micro-laterologs, contact-log, perma-logs, etc." (b) El "micro-caliper" mostrando la costra de lodo sobre zonas permeables. (c) Los registros normal corta y normal larga, para encontrar resistividades de la formación. (d) La curva del potencial espontáneo, para comparación de los registros anteriores.

(3) Registros radioactivos.- La curva neutrón para indicación de porosidad, más las características de la curva de rayos gamma.

(4) Los reportes geológicos mostrando los intervalos que parecen contener hidrocarburos en cantidades comerciales,

(5) Datos del rate de perforación.

Uno pesaría todos estos, más algunos otros factores que se juzguen importantes para tratar de llegar a un espesor más consistente con todos los datos. En la mayoría de los casos sólo una de las fuentes es usada, sin considerar las otras; esto es inconveniente, excepto por necesidad, ya que ninguna de las fuentes de arriba son infalibles. En adición a estos métodos, el relativo espesor de las arenas de gas y petróleo en contacto puede ser estimado de los datos del GOR justo después de la completación. Ambas zonas pueden asumirse ser totalmente saturadas y las gradientes de presión sería igual. Sobre esta base.-

$$\frac{h_g}{h_o} = \frac{(R-R_{so}) v_o \times u_g}{q \times B_o \times u_o}$$

Donde:

- h_g .- Espesor de la formación gasífera, en pies.
- h_o .- Espesor de la formación petrolífera, en pies.
- R .- GOR en superficie.
- R_{so} .- Solubilidad original del gas, en SCF/STB.
- v_o .- $\frac{Z}{5.61} \times \frac{14.7}{P_o} \times \frac{T_f}{520}$

- q .- Rate de producción.
- B_o .- F.V.F. inicial del petróleo.
- u_o .- Viscosidad del petróleo. (cps.)
- u_g .- Viscosidad del gas. (cps)

Este cálculo puede ser valuable para chequear otros métodos. Ello asume que K_g/K_o es uno.

El área encerrada por cada línea de contorno puede ser integrada gráficamente con un planímetro o por cuenta de cuadrados en gráfico en papel de coordenadas cartesianas. De la figura (9), los resultados son:

espesor	área
0 ft.	31.7 acres.
10 ft.	21.2 "
20 ft.	10.2 "

Hay tres métodos básicos para calcular el volumen, en esta figura representado: la regla de SIMPSON, La regla trapezoidal y una ecuación para volumen de pirámide o cono truncado.

Regla trapezoidal.-

$$\text{Volumen} = \frac{1}{2} h (a_0 + 2a_1 + \dots + 2a_{n-1} + a_n) + t_n a_n \dots (1)$$

Regla de SIMPSON.-

$$\text{Volumen} = \frac{1}{3} h (a_0 + 4a_1 + 2a_2 + 4a_3 + \dots + 2a_{n-2} + 4a_{n-1} + a_n) + t_n a_n \dots (2)$$

Donde:

h .- Intervalo de contornos, en pies.

a₀ .- Area encerrada por el contorno cero (el contacto agua-petróleo), en acres.

a_n .- Area encerrada por el enésimo contorno.

tn .- Espesor promedio de la formación encima del contorno tope.

La regla de SIMPSON es la más aproximada de las dos; sin embargo cualquiera de las dos dará resultados satisfactorios. La regla de SIMPSON es ligeramente más tedioso y tiene la limitación que deben ser usados un número par de contornos con intervalos iguales.

Volumen de tronco de pirámide o de cono.- La ecuación para este caso puede ser expresada por.-

$$\text{Volumen de la sección} = \frac{1}{3} h (a_0 + a_1 + (a_0 \times a_1)^{\frac{1}{2}})$$

a₀ = área encerrada por el contorno más bajo de la sección (acres)

a₁ = área encerrada por el contorno más alto de la sección "

Esto es rara vez usado, ya que como ello implica calcular el volumen entre contornos sucesivos y después sumarlos; aunque obviamente no muy dificultoso, el método es ligeramente más tedioso que las ecuaciones (1 y 2).

El siguiente volumen puede ser encontrado de la fig. (9):

$$\text{Vol.} = \frac{10}{2} (31.7 + 2 \times 21.2 + 10.2) + 3 \times 10.2 = 452.1 \text{ acre-ft.} \dots (1)$$

$$\text{Vol.} = \frac{10}{3} (31.7 + 4 \times 21.2 + 10.2) + 3 \times 10.2 = 452.9 \text{ acre-ft.} \dots (2)$$

El hecho que las ecuaciones dieran el mismo resultado es una coincidencia;

en la mayoría de los casos ellos varían por varios (%); cuando uno considera el orden de la magnitud del error inherente en el cálculo total de reservas, no es de consecuencia esta diferencia; por eso uno u otro método es satisfactorio si suficientes contornos intervalos son tomados y si el área es relativamente grande en comparación a lo encerrado.

La determinación del "net pay" para los procesos de arriba es rara vez cosa de rutina, aunque a menudo son hechas pruebas para lograrlo. Si los mismos datos fueran dados a 10 diferentes personas, sería realmente raro si cada uno de las 10 personas no diera al menos una ligera diferencia en la lectura de los mapas isópacos. A causa de este problema inherente, es a menudo factible y propio, ajustar el "net pay" en uno o más pozos; el propósito es mostrar espesores de arena que sean consistentes con la estructura. Casos han surgido en que el water-oil contact era seleccionado en orden a dar un mapa consistente, aunque la locación positiva del contacto fuera dudosa.

Cuando se habla de espesor de la formación, uno debe distinguir entre "net pay" y "gross pay". Gross pay es el intervalo total entre los puntos de contacto que han sido establecidos. Net pay es sólo la porción expresada en ft. o como un porcentaje del gross, el cual probablemente rendirá una producción comercial. Esto es algo arbitrario pero que usualmente envuelve consideraciones de permeabilidad.

CALCULO DE POROSIDAD.- En las ecuaciones volumétricas, (f) representa aquella porción del total del volúmen de roca que contiene fluídos. Esto introduce un problema, ya que los instrumentos presentes de formación no son capaces de distinguir entre la porosidad que existe junto con la permeabilidad que permitirá producción y la que no. La forma es a menudo designada por el término porosidad efectiva, comparada la porosidad total. Una pieza de vidrio aislada en una mesa, por ejemplo tiene una alta porosidad total, pero la porosidad efectiva es sustancialmente cero.

Además resultan complicaciones cuando la porosidad se presenta en grietas "vugs" y fracturas tan bien como en espacios intergranulares e intercristalinos. Por virtud de sus características, cores, registros eléctricos y radioactivos, muestran principalmente espacios intergranulares e intercristalinos. En reservorios de areniscas no introduce error serio; sin embargo, en limonitas, dolomita y/u otros tipos de reservorios que contengan "vugs" y fracturas, el error puede ser grande; un ejemplo, el banco de dolomita en los campos de Leduc donde los análisis normales de cores, dan 6,8% de porosidad, comparada con 9.02% de (f) indicada por métodos más extensivos; la misma variación ocurre cuando se usa

"micrologs" en reservorios calcáreos fracturados.

Porosidad promedio.- La porosidad normalmente varía algo en la sección de producción y es necesario determinar un promedio para el pozo. Core análisis normalmente muestran la porosidad para intervalos de un pie, mientras que el intervalo coreado debería ser despedazado en al menos varias secciones e interpretarla cada una separadamente. La tabla (2) muestra un cálculo típico para un reservorio de arenisca, usando la expresión:

$$\frac{f_{avg} \quad h_1 (f_1) \quad \dagger \quad h_2 (f_2) \quad \dagger \quad \dots \quad \dagger \quad h_n (f_n)}{H} \quad \dots\dots(3)$$

Donde: $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$.- Número de pies de formación con la correspondiente porosidad $f_1, f_2, f_3, \dots, f_n$

$$H = h_1 \dagger h_2 \dagger h_3 \dagger \dots \dagger h_n$$

Varios métodos son usados para seleccionar $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$; uno es escoger el contacto y determinar el "net pay" como ya descrito anteriormente, otro es solucionar una porosidad como línea divisoria entre "net pay" y "nonpay". Un criterio que además permanece es seleccionar una permeabilidad arbitraria bajo el cual la sección está designada como "non pay". Cada uno de estos métodos es algo arbitrario y por eso tiene limitaciones obvias. La pregunta en este punto es "cual es mejor"? la única respuesta y una débil, es que ello depende de la política de la compañía, de las circunstancias y del buen juicio. La mayoría de los esfuerzos de la ingeniería requieren realmente experto juicio en estos tipos de decisiones; su buen juicio depende sobre el potencial de la producción dado por el milidarcy-feet de "pay".

La porosidad promedio del campo puede ser determinada por la ecuación (3) en este caso, sin embargo, (H) es el total de pies productivos por pozo y (f) la correspondiente porosidad promedio. La porosidad promedio puede también ser determinada por la aplicación de los principios de probabilidades en pozos de muestra.

CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA.- S_w es normalmente determinada con las mismas herramientas usadas para (f). El término representa el agua connata o intersticial (fósil sea water) atrapada en el reservorio. Esto debe ser diferenciado del agua total a menudo reportado en core análisis, el cual resulta de "flushing"

Tabla (1)

Oil gravity °API	Sand or Sandstones			Limestone, Dolomite, or Chert		
	Max	Avg	Min	Max	Avg	Min
15	12.8	8.6	2.6	28.0	44.0	0.6
30	21.3	15.2	8.7	32.8	9.9	2.9
50	34.2	24.8	16.9	39.0	18.0	8.0
15	13.3	8.8	3.3	27.5	4.5	0.9
30	22.2	15.2	8.4	32.3	9.8	2.6
50	37.4	26.4	17.6	39.8	19.3	7.4
16	18.0	11.3	6.0	26.6	6.9	1.9
30	24.3	15.1	8.4	30.0	9.6	(2.5)
50	35.6	23.0	13.8	36.1	15.1	4.3
15	—	—	—	—	—	—
30	34.4	21.2	12.6	32.6	13.2	(4.0)
50	33.7	20.2	11.6	31.8	12.0	(3.1)
15	—	—	—	—	—	—
30	—	—	—	—	—	—
50	40.7	24.8	15.6	32.8	(14.5)	(5.0)

Tabla (2)

Example Calculation of Average Porosity

Subsea depth	Feet	Porosity	Feet core'd porosity
3132-36	4	12.3	49.2
3136-37	1	8.4	8.4
3137-45	8	13.6	108.8
3145-48	3	14.1	42.3
3148-50	2	10.3	20.6
	18 ft		229.3 ft

avg porosity = 229/18 = 12.7%

CALCULATION OF

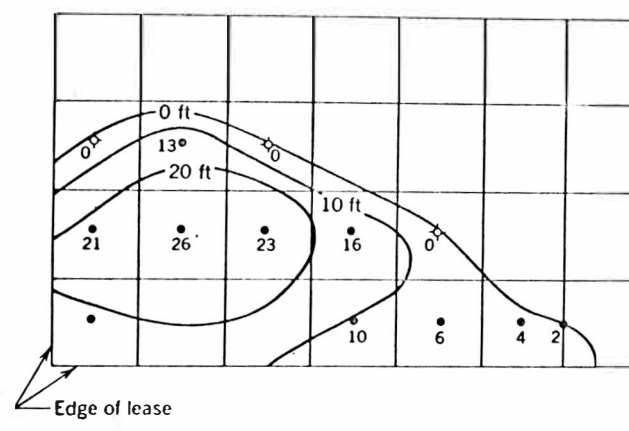


Fig. (9) Contour map of oil reservoir. (Each square = 2 1/2 feet). Contour interval = 10 ft.

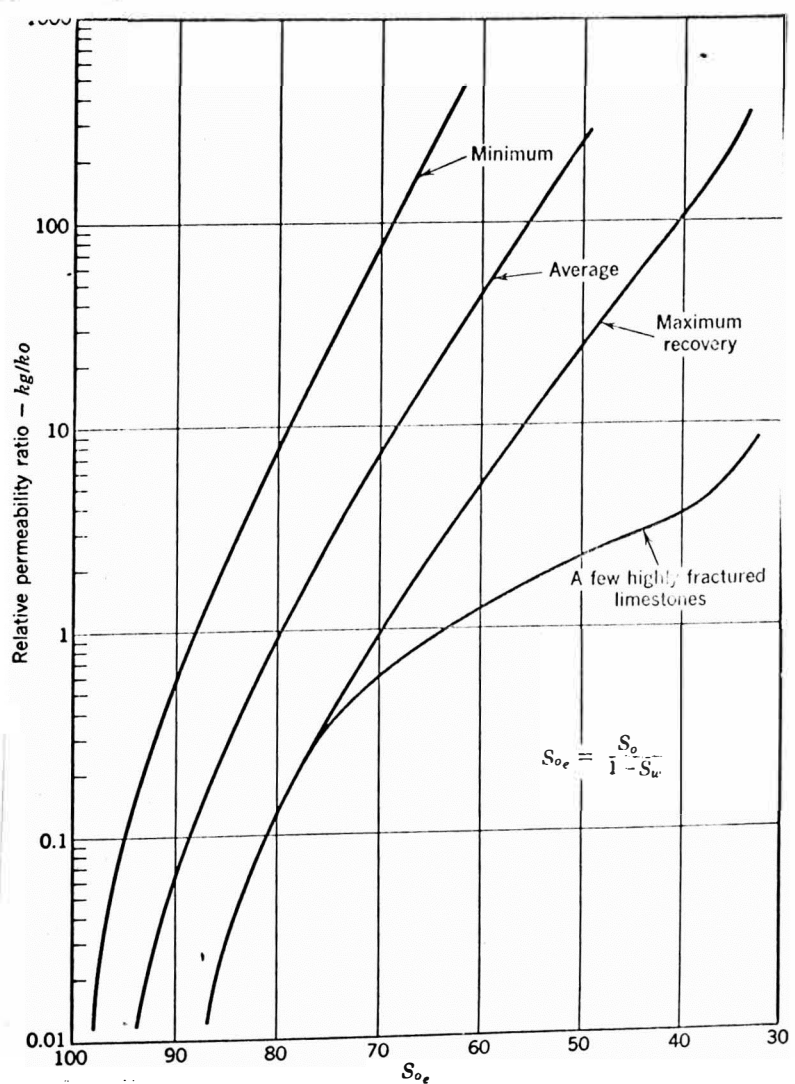
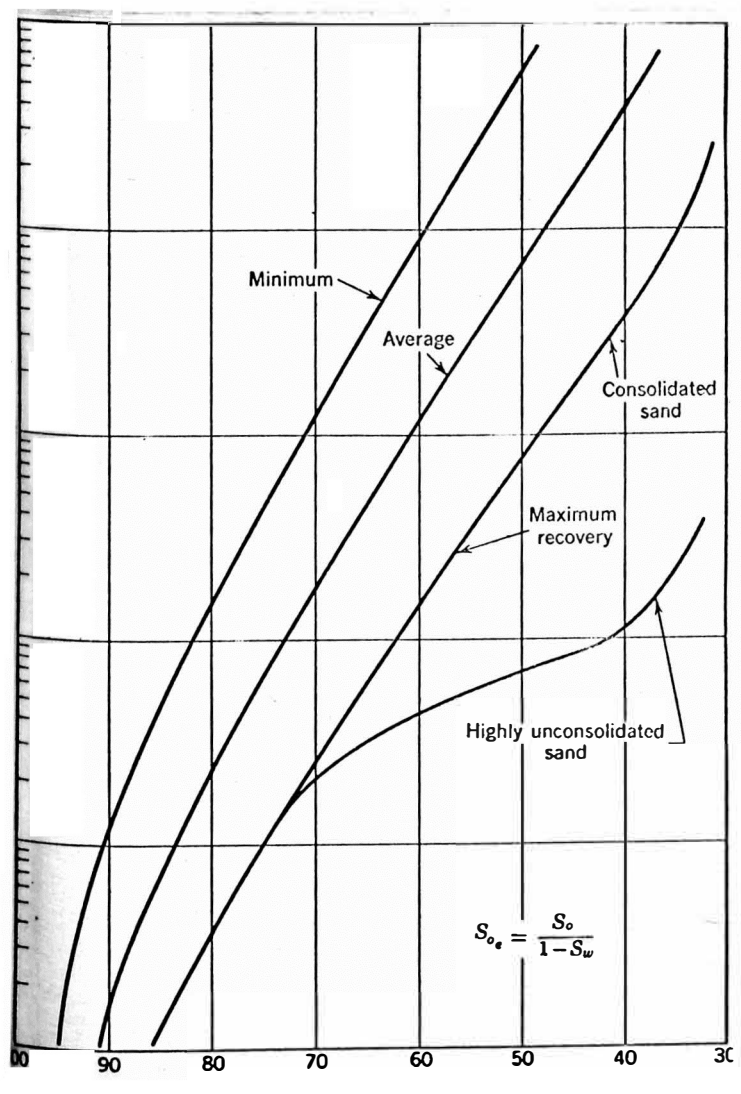


Fig. (11) Summary of K_r/K_o curves for limestone and dolomite reservoirs

expansión de gas del core durante su sacada del pozo. Este porcentaje de agua total puede llevar un pequeño parecido con el agua connata. El agua total presente en el core en la superficie está limitada por el agua connata original y la permeabilidad relativa de la roca; por eso el contenido de agua total representaría una figura máxima excepto donde lodos de base aceite son usados.

En arenas limpias, valores de S_w obtenidos de registros son frecuentemente 5-15% más bajos que aquellos derivados de cores, mientras que en arenas contaminadas ellos a menudo corresponden con bastante aproximación. S_w es normalmente determinado para cada intervalo en el cual la porosidad ha sido encontrada; consecuentemente, el mismo procedimiento delineado para (f) puede ser usado.

Además de su uso en ecuaciones volumétricas, S_w es necesitada para delinear entre aquellos intervalos que son principalmente productivos de agua o de hidrocarburos. Esto requiere conocimientos de la saturación crítica de agua, ese porcentaje de volumen de agua al cual el agua fluiría preferencialmente que el petróleo. Una selección es algo arbitrario ya que la saturación de agua es una función de propiedades de la roca, como tal; la saturación crítica es usualmente determinada por experiencia local.

La así llamada saturación crítica, para arenas limpias está usualmente cerca del 40%, mientras que areniscas contaminadas a menudo alcanzan a 45-50%; en arenas sucias contaminadas con minerales de la arcilla, puede llegar hasta 60%. Limonitas contaminados pueden contener 40% de agua y todavía producir sustancialmente petróleo limpio, mientras que limonitas cristalinas de baja porosidad han producido agua donde S_w era tan baja como el 20%.

CURVAS PERMEABILIDAD RELATIVA-SATURACION.- La aproximación discutida requiere unas relaciones entre la permeabilidad relativa y la saturación de petróleo (líquido).

Las relaciones necesitadas pueden ser derivadas de (1) core análisis, datos de laboratorio, (2) datos de producción, (3) por analogía. De estos, las curvas construidas con datos de producción son las mejores.

Los datos de laboratorio desafortunadamente no corresponden muy bien a datos de performance del campo por lo que no son ampliamente usados. Puesto que como las otras dos fuentes de datos tienen desventajas inherentes, hay continuo esfuerzo por conseguir mejores datos de laboratorio.

El uso de datos de producción es teóricamente el mejor método si el reservorio ha producido el tiempo suficiente para establecer las características de la curva, por tal, una curva refleja la real permeabilidad relativa bajo la existente práctica de producción. La correlación usual en papel semi-log es una línea ligeramente curvada. La posición y pendiente promedio y de esta línea nunca ha sido exitosamente correlacionada con alguna cantidad mensurable del reservorio. Ello sigue por eso que la extrapolación es dificultuosa, particularmente desde que pequeños errores en el proceso puede introducir grandes errores en los últimos resultados del balance.

Por esta razón, durante la temprana vida de un reservorio, cálculos de balance de materia están grandemente limitados por la aproximación de la curva relativa.

El uso de simple analogía envuelve cálculos de la curva K_g/K_o desde el comienzo de la producción hasta el presente. Uno entonces prueba a encontrar una curva para un reservorio similar que pueda ser usado como una guía para la extrapolación.

El ploteo de datos pasados de pozos existentes para la misma formación resulta en un revoltijo de curvas con variaciones de forma y de pendientes. Consecuentemente grupos de reservorios usualmente desarrollan curvas compuestas para una formación específica o tipo de formaciones. Ellos entonces localizan la curva parcial del pozo en cuestión, sobre este ploteo y extrapolan paralelo a la composición de curvas. Esto es probablemente la aproximación más real durante la temprana vida del reservorio a no ser que uno posea más información específica.

El éxito de este procedimiento depende de cierto grado de suerte y buen juicio.

Cálculos con datos de campo.- Las curvas de razón de permeabilidades relativas son preparadas por uso de las ecuaciones (B-2 y B-3). Son necesitados N , S_w y la variación de las propiedades del fluido con la presión. Es entonces necesario expresar los datos del GOR instantáneo y datos de producción en términos de presión; las ecuaciones (B-2 y B-3) son entonces resueltas, para varias presiones y esos datos ploteados como demuestran las figuras 10 y 11.

Estas curvas representan los rangos probables máximo y mínimo para formaciones de areniscas, limonitas y dolomitas de datos publicados y de files privados.

Muchos pero no todos los datos de campo caen dentro del rango mostrado, la pendiente de las curvas varía considerablemente; esto es comprensible desde que la pendiente y el ascenso es dependiente sobre las características de la roca y del fluido. Los fluidos en las curvas mostradas eran petróleos normales de una gravedad menor que 40° A P I.

El significado primario de las curvas es que ellas definen el área más probable dentro del cual caerá el reservorio analizado. La abscisa en estas fig. es saturación efectiva de petróleo. Saturación total de líquido ($S_w + S_o$) y saturación de petróleo S_o son también usados.

Una división es mostrada en la curva máxima para indicar que la pendiente en las partes altas están particularmente influenciados por las características de las rocas. En la fig. (10-), la división muestra la diferencia normal entre arenas consolidadas y arenas no consolidadas, tales como el tipo encontrado en "Oklahoma city field". La división en la fig. (11) indica el grado del efecto del fracturamiento. Relativamente unas cuantas limonitas caen bajo la curva normal máxima.

Uno justamente podría anticipar un argumento sensato, que curvas promedio tienen menos significado en formaciones de limonita, desde que estas tienen más características fortuitas al azar.

Esto resulta del hecho que herramientas presentes de formación tienen serias limitaciones en la determinación del grado de fractura, una de las principales variables. Todas las curvas están limitadas por el hecho que un cambio en tratamiento del pozo ó práctica de producción, cambia las características de la curva.

Una reciente correlación de datos resultaron en una ecuación:

$$K_g/K_o = E (0.0435 + 0.4556E) \dots\dots\dots (4)$$

Donde:

$$E = \frac{(1 - S_{gc} - S_w - S_o)}{S_o - C}$$

S_{gc} .- Saturación de gas en equilibrio.

S_w .- Saturación de agua intersticial.

S_o .- Saturación de petróleo.

C .- Constante, usada como 0.25 en la referencia.

La ecuación (4) puede ser ploteada en la manera standard con S_w como un parámetro.

Esta aproximación está sujeta a las mismas limitaciones como los otros métodos pero hace ofrecer a uno otra aproximación al problema.

Las figuras 10 y 11 muestran solamente la porción más grande de la curva total. Cada curva se acerca a cero en la parte más baja final en una saturación de líquido equivalente al equilibrio de saturación de gas, la saturación de gas necesaria para que fluya. Las curvas se aproximan al infinito en la saturación de líquido equivalente a la saturación residual de petróleo.

En el análisis final debemos reconocer que las limitaciones impuestas por la permeabilidad relativa sobre el balance total de materia son serias, al plano donde todos los otros datos son excelentes. Consecuentemente, la aplicabilidad de los métodos dependen en gran grado en la confianza de la veracidad de la curva usada.

COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO ENCIMA DE BBP

Los fluidos de reservorios encima de su punto de burbuja (BBP) tienen todo el gas disponible en solución. Cuando la presión es aplicada a tal sistema (líquido) en exceso de la presión del BBP, hay un descenso no lineal en volumen, el cual depende de la temperatura y de la composición del fluido. La figura (12) y la columna (2) de la tabla (3) muestran la variación en el volumen de un fluido de reservorio, relativo al volumen el BBP (a 2,695 psig.) medido en el laboratorio. Estos factores relativos de volumen pueden ser convertidos a F.V.F. si el F.V.F. en el BBP es conocido. Por ejm. si $B_b = 1.391$ bbl/STB, entonces a 4,100 psig es:

$$B \text{ a } 4,100\text{psig.} = 1.391 \times 0.9829 = 1.367 \text{ bbl/stb.}$$

Ya que de las limitaciones en las medidas de laboratorio, el 4to. decimal es dudoso. Para algunos propósitos es deseable arreglar los datos 2,695 y la presión inicial del reservorio de 5,000 psig. de manera que resultados más consistentes serán obtenidos en cálculos de balance de materia encima del BBP, usando la ecuación (A-4) reducida:

$$\frac{N}{E} = \frac{B}{B_o} \frac{N_p}{B_o}$$

Una técnica por cual los datos pueden ser emparejados es mostrada en la tabla (3) e ilustrada en la fig. (12) una línea recta es trazada entre los valores del BBP y la presión inicial. La ecuación de esta línea recta es calculada de su pendiente como:

$$V'r = (1.0000) - \frac{(1.0000 - 0.9739)}{5,000 - 2,695} (P - 2,695)$$

$$V'r = (1.0000) - 1.13232 \times 10^{-5} (P - 2,695)$$

Usando esta ecuación, los valores de V'r son calculados y colocados en la columna (3). Las diferencias entre estos valores V'r de la línea recta y el valor medido Vr son colocados en la columna (4) y ploteados como se muestra en la fig. (12) la curva de abajo. Una curva parabólica pareja es dibujada a través de estos puntos y los valores arreglados de la diferencia entre Vr y V'r son leídos de esta curva y colocados en la columna (5). De estas diferencias arregladas, los valores arreglados de los factores relativos de volumen pueden ser calculados para cualquier presión. Por ejemplo, el valor arreglado del factor relativo de volumen a 4,100 psig. es determinado del valor de la línea recta y un valor de diferencia arreglado de 0.00115 leído en la figura (12).

$$\begin{aligned} V_r &= V'r - 0.00115 \\ &= 1.0000 - 1.13232 \times 10^{-5} (4,100 - 2,695) - 0.00115 \\ &= 0.98294 \text{ (versus } 0.9829 \text{ medido)} \end{aligned}$$

Algunas veces es deseable trabajar mas bien con valores de la compresibilidad del líquido que los factores relativos de formación o de volumen. La compresibilidad o módulo de elasticidad de un volumen está definido como el cambio en volumen por unidad de volumen, por unidad de cambio en presión, o:

$$C_o = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \dots\dots\dots (5)$$

Como $\frac{dV}{dP}$ es una pendiente negativa (ver fig. 12), el signo (-) convierte la compresibilidad en un número positivo. Porque los valores del volumen V y la pendiente $\frac{dV}{dP}$ son diferentes a cada presión, siendo más altos a presión más baja. La compresibilidad promedio puede ser usada por la ecuación (5) en la forma diferente como:

$$C_o = - \frac{1}{V} \frac{(V_1 - V_2)}{(P_1 - P_2)} \dots\dots\dots (6)$$

La referencia volumen V en la ecuación (6) puede ser V_1 , V_2 ó un valor promedio de V_1

Table (3) SMOOTHING VOLUME FACTOR DATA

(1) Pressure, psig	(2) RVF ^a V _r	(3) Calculated RVF from Straight Line ^b V' _r	(4) Variation, (3) - (2)	(5) Smoothed Variations (from Fig. 3.13)	(6) Smoothed Values, V _r (3) - (5)
5000	0.9739	0.97390	0.00000	0.00000	0.97390
4700	0.9768	0.97730	0.00050	0.00050	0.97680
4400	0.9799	0.98069	0.00079	0.00090	0.97979
4100	0.9829	0.98409	0.00119	0.00115	0.98294
3800	0.9862	0.98749	0.00129	0.00125	0.98624
3600	0.9886	0.98975	0.00115	0.00125	0.98850
3400	0.9909	0.99202	0.00112	0.00112	0.99090
3200	0.9934	0.99428	0.00088	0.00090	0.99338
3000	0.9960	0.99655	0.00055	0.00061	0.99594
2900	0.9972	0.99768	0.00048	0.00043	0.99725
2800	0.9985	0.99881	0.00031	0.00023	0.99858
2695	1.0000	1.00000	0.00000	0.00000	1.00000

^a V_r = volume relative to the volume at the bubble point pressure V_b, laboratory data.

^b V'_r = 1.0000 - 1.13232 × 10⁻⁵ (p - 2695).

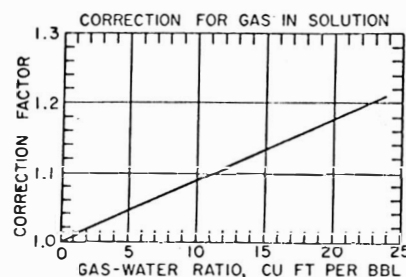
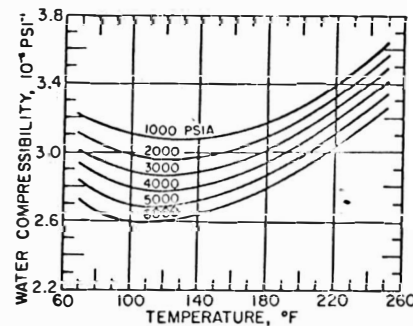
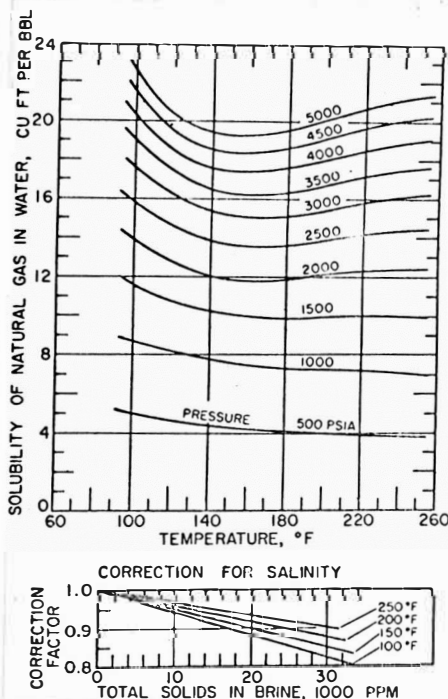
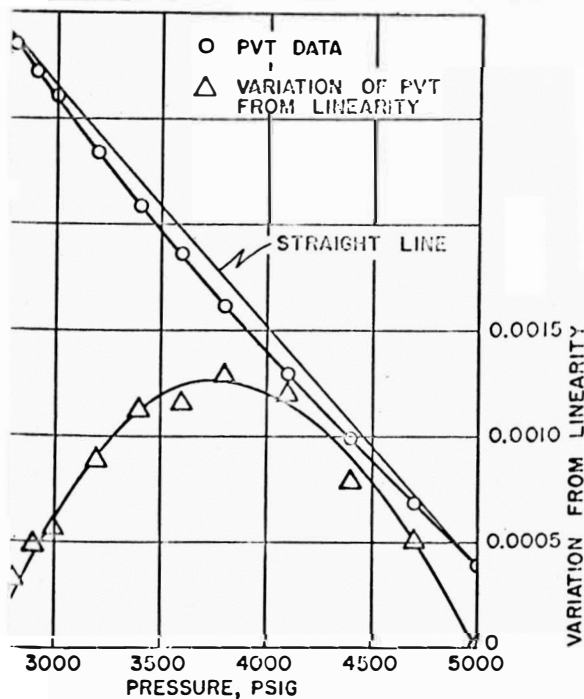


Fig. (13) Solubility of natural gas in water. (After Dodson and Standing,¹⁹ *Drilling and Production Practice*, API)

Fig. (14) Effect of dissolved gas on the compressibility of water. (After Dodson and Standing,¹⁹ *Drilling and Production Practice*, API)

Table (4) FORMATION VOLUME FACTORS FOR PURE WATER AND NATURAL GAS (After Dodson and Standing¹⁹)

Pressure psia	Formation Volume, bbl/STB							
	100°F		150°F		200°F		250°F	
	Gas Free	Gas Sat.	Gas Free	Gas Sat.	Gas Free	Gas Sat.	Gas Free	Gas Sat.
5000	0.9910	0.9989	1.0039	1.0126	1.0210	1.0301	1.0418	1.0522
4000	0.9938	1.0003	1.0067	1.0140	1.0240	1.0316	1.0452	1.0537
3000	0.9966	1.0017	1.0095	1.0154	1.0271	1.0330	1.0487	1.0552
2000	0.9995	1.0031	1.0125	1.0168	1.0304	1.0345	1.0523	1.0568
1000	1.0025	1.0045	1.0153	1.0183	1.0335	1.0361	1.0560	1.0584

medio de V_1 y V_2 . Es comunmente reportada con referencia al pequeño volumen, es decir, el volumen a la presión más alta. Entonces la compresibilidad promedio del fluido de la tabla (3) entre 5,000 psig. y 4,100 psig. es:

$$C_o = \frac{0.98294 - 0.97390}{0.97390 (5,000 - 4,000)} = 10.31 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Entre 4,100 psig. y 3,400 psig.

$$C_o = \frac{0.99090 - 0.98294}{0.98294 (4,100 - 3,400)} = 11.57 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Entre 3,400 psig. y 2,695 psig.

$$C_o = \frac{1.0000 - 0.99090}{0.99090 (3,400 - 2,695)} = 13.03 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Una compresibilidad de $13.03 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ significa que el volumen de un millón de barriles de fluidos reservorio aumentará en 13.03 barriles por un psi de reducción de la presión. Es también expresado, 13.03 barriles/MMbbl/psi. La compresibilidad de petróleos no saturados son del rango $5-100 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, siendo más alto para gravedades API más altas, para cantidades más grandes de gas en solución y para temperaturas más altas. TRUBE ha descrito un método para estimar la compresibilidad de fluidos de reservorios no saturados de datos de campo y datos disponibles con instrumentos de presión sub-superficial.

- COMPRESIBILIDAD DEL AGUA DE FORMACION.

El volumen de agua de formación, se comporta como el petróleo crudo pero en grado menor, es afectado por la temperatura, presión y la cantidad de gas en solución. También, la compresibilidad del agua de formación o connata contribuye materialmente en algunos casos, a la producción de reservorios volumétricos encima del BEP y se considera para casos de invasión de agua en reservorios de impulsión por agua. Donde la precisión de otros datos lo garantizan, entonces los factores de volumen, compresibilidades y gas en solución deben estar colocados en cálculos de balance de materia en reservorios.

Las propiedades PVT del agua de formación han sido investigadas por DODSON y STANDING. La figura (13) muestra que la solubilidad del gas natural en agua de formación es baja comparado con el petróleo crudo a las mismas condiciones, por ejemplo, a la presión de 4,500 psig. y 160°f hay cerca de 18 SCF/BBL para agua y del orden de 1000 SCF/BBL para un crudo de 40°API. La figura (14) da la compresibilidad de agua libre pura como una función de la temperatura y de la presión, y el factor de corrección por el cual la compresibilidad es incrementada

por razón del gas en solución. Los F.V.F. a ser aplicados a convertir en bbl. de agua producida a las condiciones del reservorio dadas en la tabla (4). El uso de las figuras (13) y (14) y la tabla (4) para determinar las propiedades PVT del agua de formación es mostrada en el siguiente ejemplo.

Ejemplo.- Calcular las propiedades PVT del agua de una formación.

Datos.- temperatura del reservorio _ 200°F.
 presión del reservorio _ 3,000 psia.
 salinidad del agua _ 30,000 ppm.

Solución.- (1) De la figura (13) la solubilidad de gas natural en agua pura a 200°F y 3,000psia. es 15 SCF/EEL. y el factor de corrección para una salinidad de 30,000 ppm. es 0.88 . Entonces.-

$$R_{sw} = 15 \times 0.88 = 13 \text{ SCF/EEL.}$$

(2) La compresibilidad del agua pura a 200°F y 3,000 psia. es $3.1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ y el factor de corrección para 13-SCF/EEL. de gas en solución es 1.12 . Entonces.-

$$C_w = 3.1 \times 1.12 = 3.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

(3) El volumen de formación de agua pura a 200°F y 3,000 psia. es 1.0271 bbl/STB y saturado con gas es 1.0330 , una diferencia de 0.0059, debido a 15 SCF/EEL de gas en solución. Desde que el agua salada tiene sólo 13 SCF/EEL de gas en solución, el aumento final de agua pura será solamente 13/15 como mucho y

$$E_w = 1.0271 + \frac{13 \times 0.0059}{15} = 1.0322 \text{ bbl/STB.}$$

COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA.-

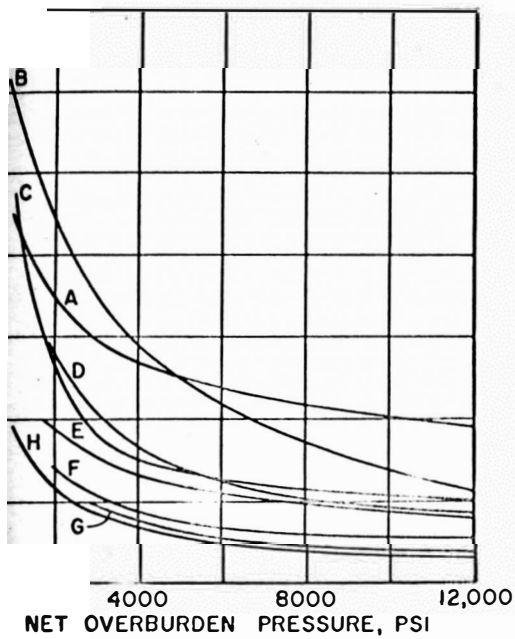
Cuando la presión del fluido en el interior del espacio poroso de una roca, la cual está sujeta a una constante presión externa (overburden), es reducida, el volumen (bulk) de la roca decrece mientras que el de los materiales sólidos de la roca, los granos de arena de una arenisca aumentan. Ambos de estos cambios de volumen actúan a reducir la porosidad de una roca, del orden de $\frac{1}{2}\%$ para 1000 psi. de cambio en la presión del fluido interior. Estudios por VAN DER KNAAP indican que este cambio en porosidad para una roca dada depende solamente de la diferencia entre las presiones interna y externa, y no sobre el valor absoluto de la presión; sin embargo, como el volumen de reservorios de petróleo encima del BBP, el cambio en volumen poroso no es lineal y la compresibilidad del volumen poroso no es constante.

La compresibilidad del volumen poroso C_f a cualquier valor de diferencia de presión interna-externa puede ser definido como el cambio de volumen poroso por unidad de volumen poroso por unidad de cambio de presión. Los valores para reservorios de limonitas y areniscas están en el rango de 2×10^{-6} a $25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. La figura (15) muestra la compresibilidad efectiva de la roca de un número de muestras de areniscas y limonitas, las cuales fueron medidas por HALL usando una presión constante externa de 3,000 psig. y presión interna del rango de 0 - 1,500 psig. Las compresibilidades promedio son ploteadas contra porosidad por causa de la correlación entre las dos indicadas de estos estudios.

La figura (16) muestra algunas medidas de compresibilidad de volumen poroso por Fatt sobre cada arenisca ploteada contra la diferencia entre la presión externa y el 85% de la presión interna. Las muestras de la A a la D son para rocas que contienen granos pobremente arreglados y 20-45% de cemento y material detrital intergranular; las muestras de la E a la H son para rocas que contienen granos bien acomodados y 10-30% de cemento y material detrital intergranular. FATT no encontró correlación entre compresibilidad y porosidad, posiblemente a causa del rango limitado de porosidades estudiadas, 10-15%; sin embargo, las compresibilidades de las muestras de la E a la H aumentan con la declinación de las porosidades. VAN DER KNAAP encontró que la compresibilidad del volumen poroso era generalmente más alta para porosidades más bajas y para un reservorio particular de limonita, la compresibilidad mostraba una buena correlación con la porosidad. Aún cuando las compresibilidades de la roca son figuras pequeñas, su efecto puede ser importante en algunos cálculos en reservorios o acuíferos, los cuales contienen fluidos de compresibilidades en el rango de $3-25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Para calcular sobre los reservorios "Weber" de arenisca de "Rangely field", colocado para una porosidad promedio de 12%, la compresibilidad de la roca es $4.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ de acuerdo a la figura (15). El reservorio "Weber" de arenisca está a una profundidad cerca de 5,000 ft. Asumiendo una gradiente de presión overburden de 1.00 psi/ft a la presión inicial de 2,560 psig., la presión overburden neta es:

$$P_e - 0.85 P_i = 5,000 \times 1.00 - 0.85 \times 2,560 = 2,800 \text{ psi}$$

Entonces de acuerdo a la figura (16), la curva E, la compresibilidad a 2,800 psi es cerca de $5.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Cuando la presión del reservorio cae a 1,200 psi, la presión overburden neta será cerca a 4,000 psi. GEERTSMA da puntos fuera, donde el reservorio no está sujeto a una presión externa uniforme, como son las



(16) volume compressibility as a function of overburden pressure ($P_e - 0.85 P_i$). (After Fatt,²² AIME)

- A: Basal Tuscaloosa sandstone, Mississippi, porosity — 13 per cent.
- B: Sandstone from wildcat, Santa Rosa County, Fla., porosity — 15 per cent.
- C: Sandstone from Ventura Basin field, Calif., porosity — 10 per cent.
- D: Sandstone from West Montalvo area field, Calif., porosity — 12 per cent.
- E: Weber sandstone, Rangely field, Colo., porosity — 12 per cent.
- F: Sandstone from Nevada Wildcat, porosity — 13 per cent.
- G: Strawn sandstone, Sherman field, Tex., porosity — 13 per cent.
- H: Bradford sandstone, Pennsylvania, porosity — 13 per cent.

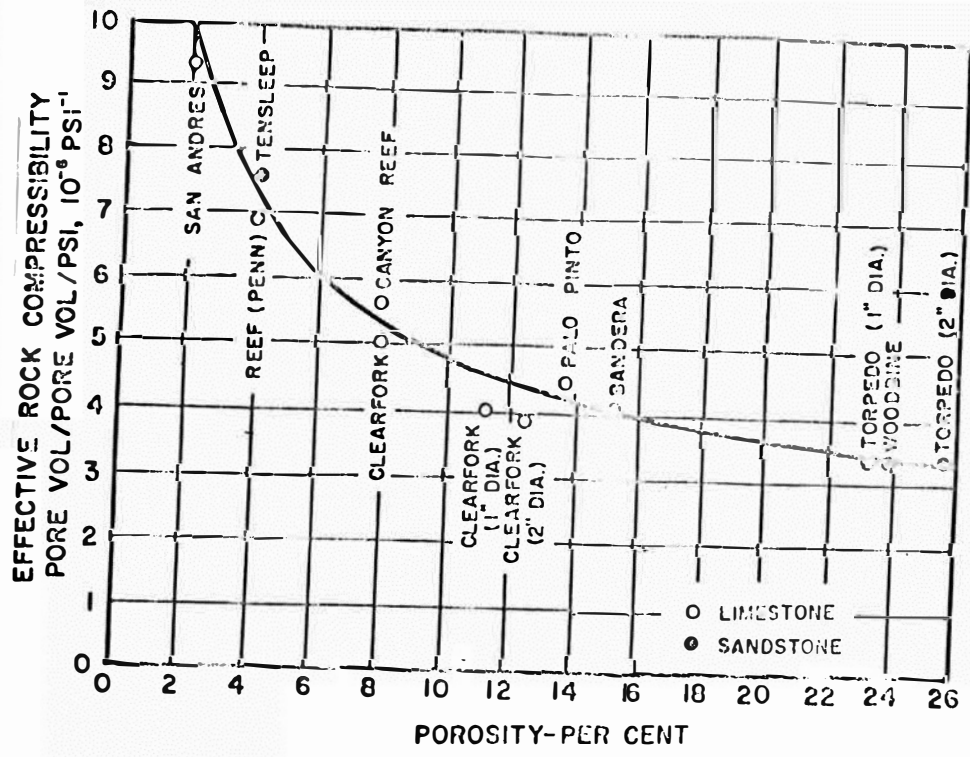


Fig. (15) Effective formation compressibility versus porosity. (Hall,²¹ Trans. AIME)

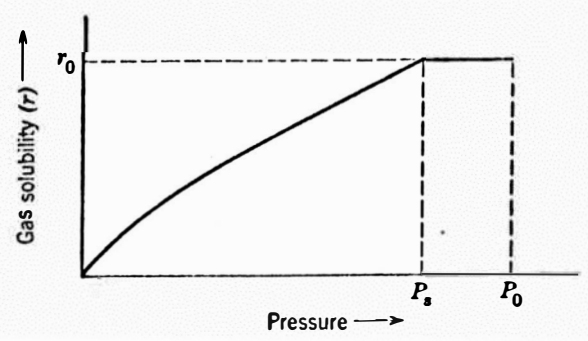
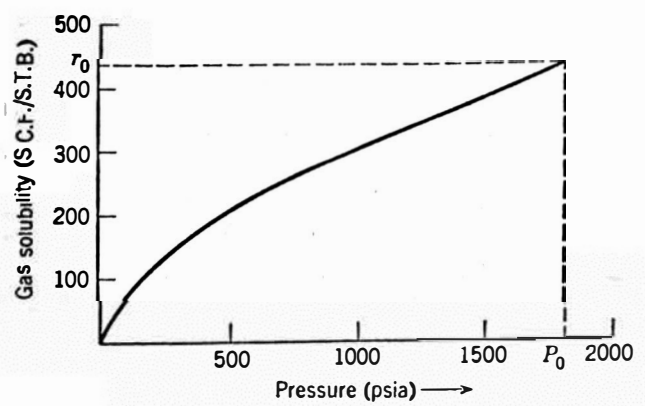


Fig. (18) Schematic plot of r as a function of pressure for an undersaturated crude oil.



(17) Gas solubility curve as a function of pressure for a saturated crude oil. Gas solubility is expressed in standard cubic feet per stock tank barrel

De acuerdo con la relación que existe entre las gravedades °API y la específica, la primera aumenta cuando la otra disminuye. En términos de la gravedad °API, es aparente que la generalización tomando en cuenta el efecto de la composición del petróleo sobre la solubilidad del gas dado por: a una temperatura y presión dados, la solubilidad de un gas en un petróleo crudo aumenta con el incremento de la gravedad °API del petróleo.

Estas consideraciones cualitativas concernientes al efecto de las cuatro variables de arriba, sobre la solubilidad del gas pueden ser correlacionadas de tal manera que la estimación del gas en solución pueda ser hecha. La correlación más simple expresa la solubilidad como función de la presión y de la gravedad °API del STO. Esta correlación es mostrada en la figura (19). El aumento de la solubilidad del gas con el aumento de la gravedad °API del petróleo es claramente evidente en esta carta. Debe ser enfatizado que ya que el efecto de la gravedad del gas y la temperatura están siendo descuidados en esta simple correlación, errores mayores del 25% pueden ser envueltas.

Ejemplo.- Estimar el gas en solución en un petróleo de 40°API a 2,500 psia.

De la figura (19) la solubilidad requerida es encontrada, 850 SCF/BBL.

Un método más aproximado de predicción de solubilidad de gas es mostrado en la figura (20). En esta correlación, la cual fue originalmente propuesta por STANDING, la solubilidad es expresada como una función de la presión, temperatura, gravedad del gas y gravedad del petróleo. El uso de esta figura puede ser mejor ilustrada con el ejemplo.- Usando la correlación de STANDING calcular la solubilidad de un gas de gravedad 0.75 en un petróleo 30°API a la presión del reservorio de 1,930 psia. y una temperatura del reservorio de 200°F.

Comenzar por el lado derecho con la presión de 1,930 psia. y levantar una vertical hasta cortar la línea de temperatura de 200°F; de aquí trazar una horizontal a la izquierda hasta cortar la línea de gravedad de petróleo de 30°API; continuar con una vertical hasta la línea de gravedad de gas de 0.75; y finalmente otra horizontal a la izquierda para que sea encontrada la solubilidad del gas, 350 SCF/STB.

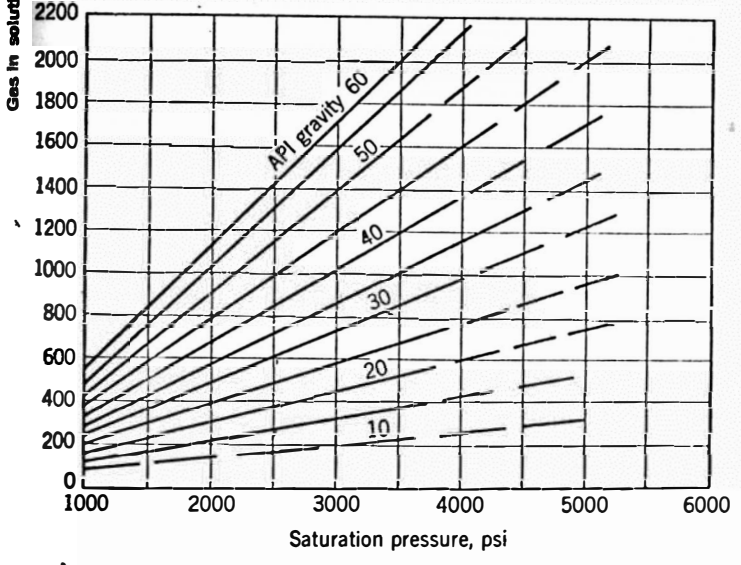
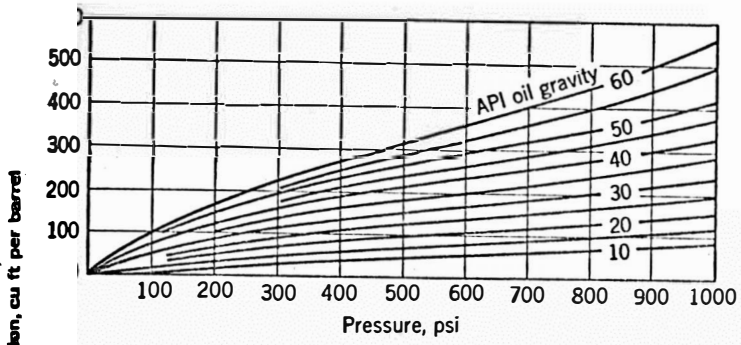


Fig. 64. Gas in solution as a function of pressure and API oil gravity. (Beal, *of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil, and Its Associated Gases at Field Temperatures and Pressures*, Trans. AIME, 165, 1946, p. 106.)

Fig. (22)

Fig. 64. Sh_A as a function of gas solubility. (Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, p. 144.)

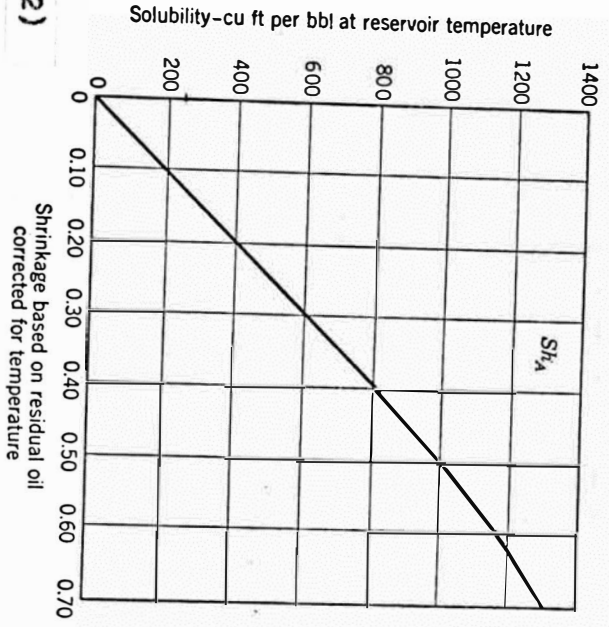
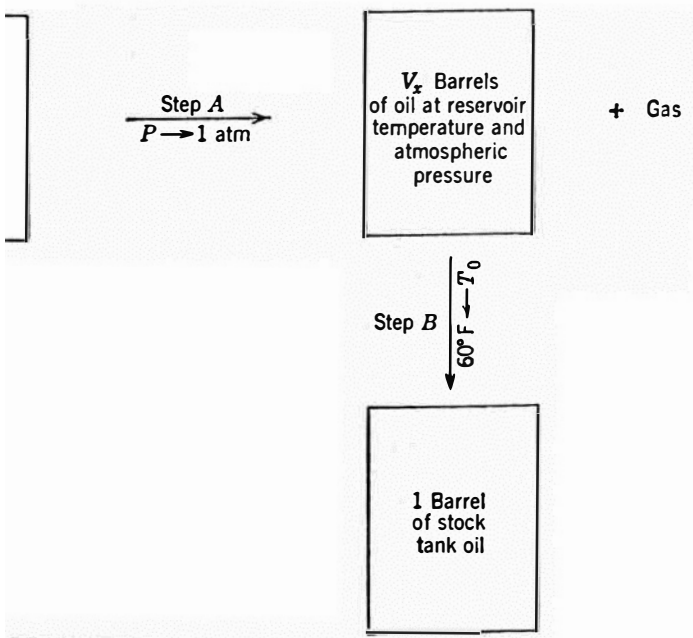
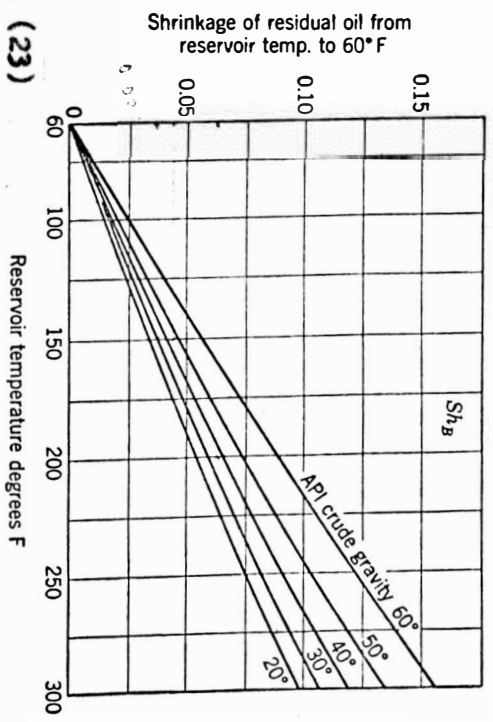


Fig. (23)

Fig. 65. Sh_B as a function of reservoir temperature. (Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, p. 144.)



(21) Stepwise change in oil volume.

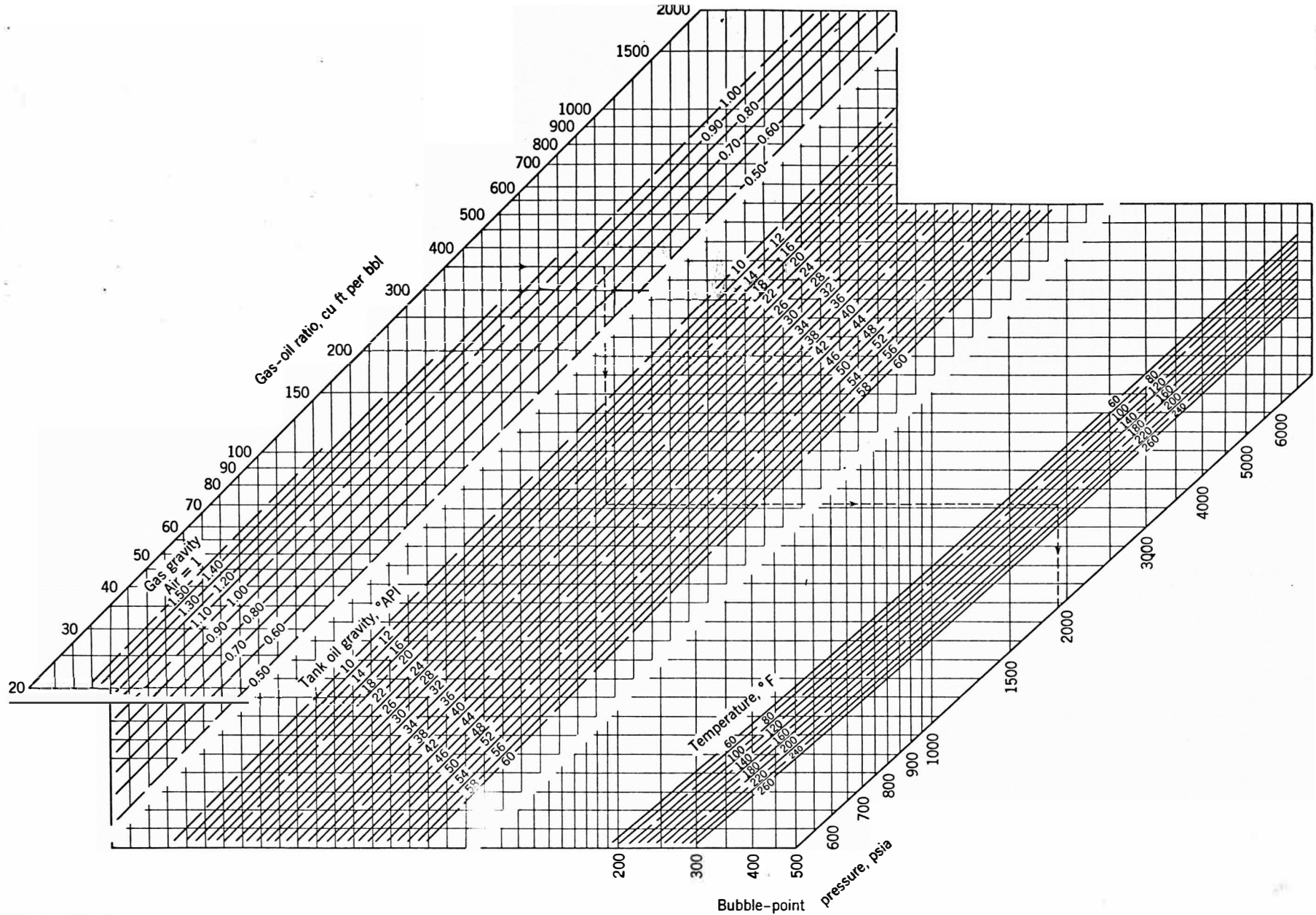


Fig. (20) Gas solubility as a function of pressure, temperature, gas gravity, and oil gravity. (Copyright 1947, California Research Corporation, reprinted by permission.)

- CALCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO .-

Método (1).- El método más simple de estimación del factor de volumen de formación requiere un conocimiento de la gravedad °API del STO, la temperatura del reservorio y la presión a la cual el factor de volumen de formación es deseado. Para esta correlación es asumido que el cambio en volumen de petróleo de condiciones de reservorio a condiciones STO, toma lugar en dos pasos. En el paso "A" la presión es reducida de la presión del reservorio a la presión atmosférica con liberación de gas en solución. En el caso "B" la temperatura es reducida de la temperatura del reservorio a 60°F a la presión constante de una atmósfera. Este proceso es ilustrado en la figura (21) para B bbl de petróleo reservorio. Para este paso "B" el encogimiento está basado en el volumen final.-

$$Sh_B = \frac{V_x}{1} \quad \delta \quad V_x = 1 + Sh_B$$

Similarmente para el paso "A" la contracción basada sobre el volumen final, es.-

$$Sh_a = \frac{B - V_x}{V_x} \quad \delta \quad B = V_x (1 + Sh_A)$$

Reemplazando el valor V_x en la última ecuación, tenemos.-

$$B = (1 + Sh_A) (1 + Sh_B)$$

Consecuentemente, si Sh_A y Sh_B son conocidos, B puede ser calculado. El valor de Sh_A es determinado en gran parte por la cantidad de gas liberado. Un plot de Sh_A versus solubilidad de gas es dado en la figura (22). Valores de Sh_B como una función de la temperatura del reservorio para varios °API gravedades de crudo, son dados en la figura (23).

Ejemplo.- Estimar B para 30°API de gravedad para un petróleo, a una presión de 2,500 psia. y se estima que la solubilidad es 600 SCF/STB, consecuentemente Sh_A es 0.29 de la figura (22). A una temperatura del reservorio de 150°F, Sh_B es 0.36 para un petróleo de gravedad 30°API como se muestra en la figura (23). Por eso de acuerdo con la ecuación,

$$B = (1 + 0.29) (1 + 0.36) = 1.34$$

Este método de estimación del factor de volumen de formación tiene una aproximación cerca del 15%.

Método (2).- Si la gravedad del petróleo, solubilidad del gas, presión y temperatura del reservorio son conocidos, el F.V.F. puede ser estimado con un probable error cercano al 5% usando el método siguiente. Este método de correlación está basado en la premisa que un gas disuelto en un crudo exhibe una densidad de líquido aparente, la cual es una función de la gravedad del gas y de la gravedad °API del petróleo. La densidad aparente del gas disuelto a condiciones standard de presión y temperatura, es estimada de correlaciones empíricas, curvas mostradas en la figura (24). De la conocida solubilidad del gas y su gravedad, el peso del gas disuelto en un bbl de STO puede ser calculado. De este peso y la densidad aparente estimada de la figura (24), el incremento en volumen de STO puede ser computado. Además, desde que el peso total de petróleo y gas pueden ser calculados, este peso dividido por el volumen combinado STO y gas, da la densidad del sistema a condiciones standard. Esta densidad es corregida a condiciones del reservorio con la ayuda de las figuras (25) y (26). El peso total de petróleo y gas dividido por la densidad obtenida en esta manera representa SCF de volumen reservorio ocupado por barril de STO. Consecuentemente este volumen dividido por 5.62 es igual a B. El siguiente ejm, ilustra este método.-

Ejm.- Estimar el F.V.F. a 1000 psia y 150°F para un crudo de gravedad 30°API STO.

La solubilidad del gas a esta presión y temperatura se sabe que es 225 S.C.F. de gas de gravedad 0.65, por bbl. de S.T.O.

El peso molecular de este gas es:

$$29 \times 0.65 = 18.85$$

Desde que una libra mol. de gas ocupa un volumen de 379 scf, el número de moles de gas disuelto por stb. es:

$$\frac{225}{379} = 0.594 \text{ libras-mol.}$$

De la figura(24) la densidad aparente de un gas 0.65 de gravedad en un petróleo de 30° API es 22.5 lb./ft³. Consecuentemente, el incremento en volumen de petróleo debido al gas en solución está dado por:

$$\frac{18.85 \times 0.594}{22.5} = 0.497 \text{ ft}^3/\text{bbl.}$$

La densidad del stock tank oil más el gas en solución a condiciones standard es igual al peso de petróleo y gas dividido por el volumen combinado. Desde que 30°API es equivalente a 0.876, la densidad del sistema combinado oil-gas a condiciones standard es dado por:

$$\frac{0.876 \times 62.5 \times 5.62 \div 18.85 \times 0.594}{5.62 \div 0.497} \times \frac{318.7}{6.12} = 52.2 \text{ lb/ft}^3$$

Cuando la densidad es corregida a la presión y temperatura del reservorio usando las figuras 25 y 26 da un valor de 50.5 lb/ft³. Haciendo esta corrección debe ser recordado que un incremento en la presión causa un aumento en la densidad. El volumen de petróleo reservorio está dado por:

$$\frac{3.18}{50.5} = 6.32 \text{ ft}^3 \text{ por bbl de S.T.O.}$$

y B es

$$B = \frac{6.32}{5.62} = 1.12$$

Método (3) .- Si la gravedad del Stock tank oil, la solubilidad del gas y su composición son conocidas, el F.V.F. puede ser encontrado a una presión y temperatura del reservorio dados con una aproximación que alcanza a aquella de las determinaciones experimentales. Este método está basado en la asunción que, cuando un hidrocarburo gaseoso se disuelve en un petróleo crudo, el volumen combinado del sistema es igual al volumen del petróleo más el del gas si ello existe en el estado líquido.

De la solubilidad y composición del gas el peso y volumen del líquido de cada de cada componente puede ser computado, para que después sea calculado la densidad de líquido de cada componente a 60°F y a la presión igual a su presión de vapor. El peso del sistema del combinado sistema dividido por volumen combinado de líquido, representa la densidad a 60°F y a una atmósfera de presión. Esta densidad es corregida por presión y temperatura del reservorio usando las figuras 25 y 26 y el valor de B es computado de la misma manera como fue descrito el método anterior para calcular el F.V.F.

Para metano y etano fue encontrado que una densidad aparente de líquido debe

ser empleada para calcular sus volúmenes líquidos. Además, estas densidades aparentes son una función de las concentraciones de metano y etano en el líquido y la combinada densidad de los otros componentes. La densidad aparente del metano y etano son como una función de porcentaje de peso en líquido y la densidad del resto del sistema está dado en la figura (27). Usar esta carta para sistema que contienen ambos metano y etano, es necesario computar primero la densidad del sistema sin estos dos componentes y entonces encontrar la densidad del etano en la carta. La densidad del sistema sin metano es entonces calculada y esta es usada para encontrar la densidad aparente del metano.

La principal diferencia de este método y el (2) para estimar B es que en el método (2) la densidad aparente del líquido del gas es estimado en conjunto de su gravedad y la gravedad del petróleo en que es disuelto. En el método(3) el volumen de cada gas en solución es calculado. Un ejm, de cálculo de B usando este método (3) es el siguiente:

Un gas natural tiene la siguiente composición:

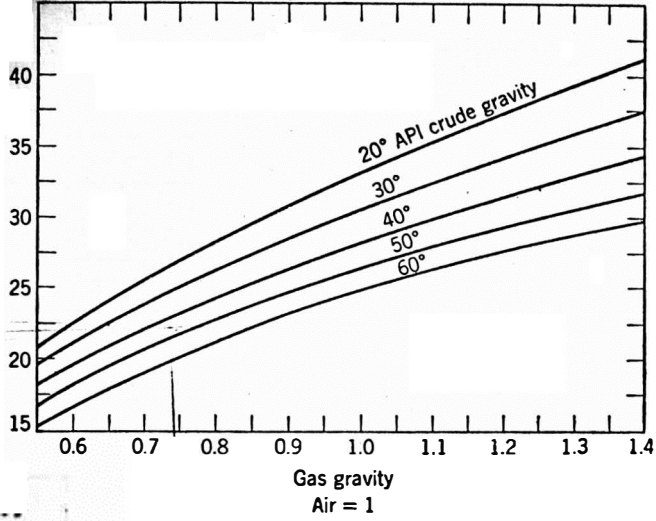
<u>Componente</u>	<u>Volumen %</u>
Metano	75
etano	10
propano	7
butano	6
pentano	1
hexano	1

La solubilidad de este gas en un crudo de 40°API es 800 S.C.F. por S.T.B. a 2,500 psia y 150°F. Estimar B.

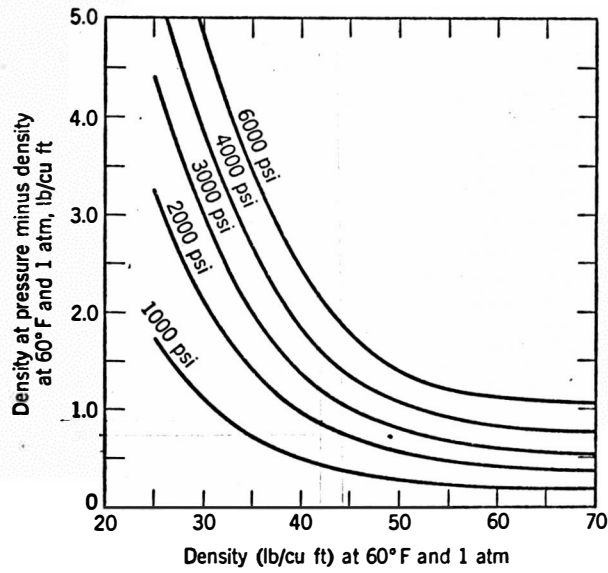
Los siguientes cálculos son efectuados:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
<u>Componente</u>	<u>SCF disuelto por barril (800 x fracción de vol.)</u>	<u>Lb. disuelto por barril (SCF/379 x MW)</u>	<u>Densidad lb/ft³ de líquido a 60°F y presión de vapor.</u>	<u>Volumen ft³ en estado líquido. (3)/(4)</u>
Metano	600	25.3	(20.6)	1.230
Etano	80	6.3	(31.2)	0.202
Propano	56	6.5	31.6	0.206
Butano	48	7.3	36.4	0.200
Pentano	8	1.5	39.3	0.038
Hexano	8	1.8	41.3	0.044

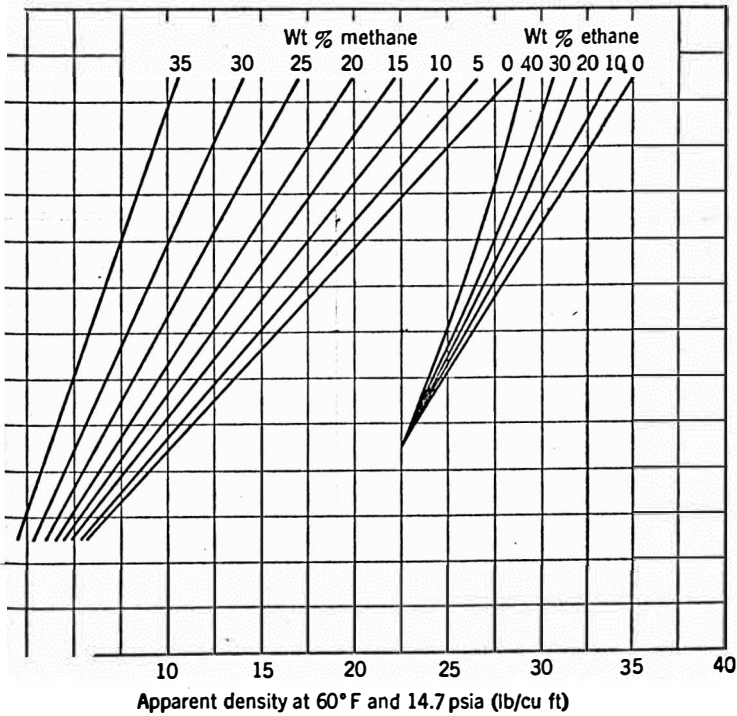
4848.7 lb.



W. Apparent liquid density for various gases in various API gravity oils. (Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, p. 140.)

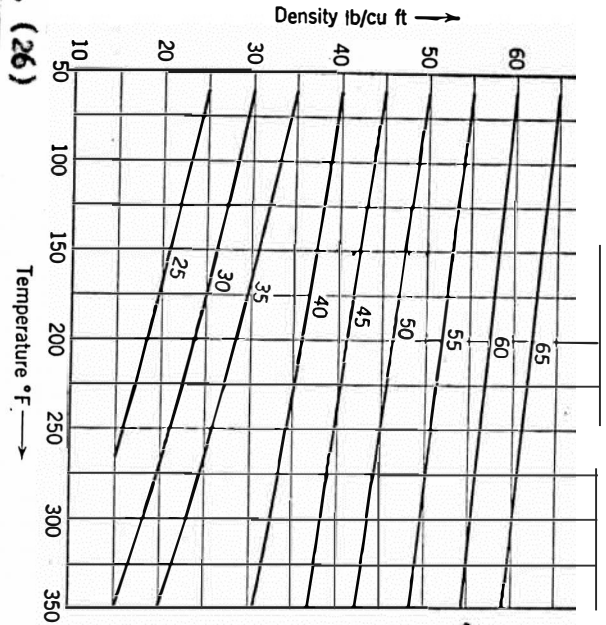


• (25) Correcting density to reservoir pressure. (Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, p. 139.)



(After Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, p. 139.)

FIG. 68. Density change of crude oils with temperature. Figures on curves represent oil density in lb/cu ft at 80° F. (After Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, p. 139.)



Peso del gas sin metano = 23.4 lb. . vol. = 0.488 + 0.202

Peso del gas sin metano y etano = 17.1 lb vol. = 0.4888

Los valores (20.6) y (31.2) de densidad han sido calculados como sigue:

Volúmen de petróleo crudo = 1 barril = 5.62 ft³

peso del crudo = 350 X 0.825 = 289 lb.

Densidad del sistema crudo y gas sin metano y etano =

$$= \frac{289 + 17.1}{5.62 + 0.488} = 50.1 \text{ lb/ft}^3$$

$$\text{Porcentaje en peso del etano} = \frac{6.3}{289 + 23.4} \times 100 = 2.0\%$$

De la figura (27) la densidad aparente del etano = 31.2 lb/ft³

$$\text{Densidad del sistema crudo y gas sin metano} = \frac{289 + 23.4}{5.62 + 0.488 + 0.202} = 49.4 \text{ lb/ft}^3$$

$$\text{Porcentaje en peso de metano} = \frac{25.3}{289 + 48.7} \times 100 = 7.5\%$$

Densidad aparente del metano (fig. 27) = 20.6 lb/ft³

$$\begin{aligned} \text{Densidad del fluido de reservorio a } 60^{\circ}\text{F y } 14.7 \text{ psia} &= \frac{289 + 48.7}{5.62 + 0.488 + 0.202 + 1.23} \\ &= \frac{337.7}{7.54} = 44.8 \text{ lb/ft}^3 \end{aligned}$$

Corregiendo esta densidad a 2,500 psia. y 150°f usando las figuras 25 y 26 la densidad bajo las condiciones del reservorio es 43.1 lb/ft³. Esto da un valor

$$\text{de B igual a } = \frac{337.7}{43.1 \times 5.62} = 1.395$$

Método (4).- Los tres métodos para estimar el F.V.F. que han sido presentados fueron primero propuestos por Katz. Es fácilmente aparente que la computación envuelve conversiones cada vez más complejas mientras los datos disponibles permiten cada vez más precisar el cálculo a ser hecho. Un cuarto método, el cual es relativamente simple de aplicar, ha sido desarrollado por Standing y requiere un conocimiento de solubilidad de gas, gravedad del petróleo y gas, y la tempera-

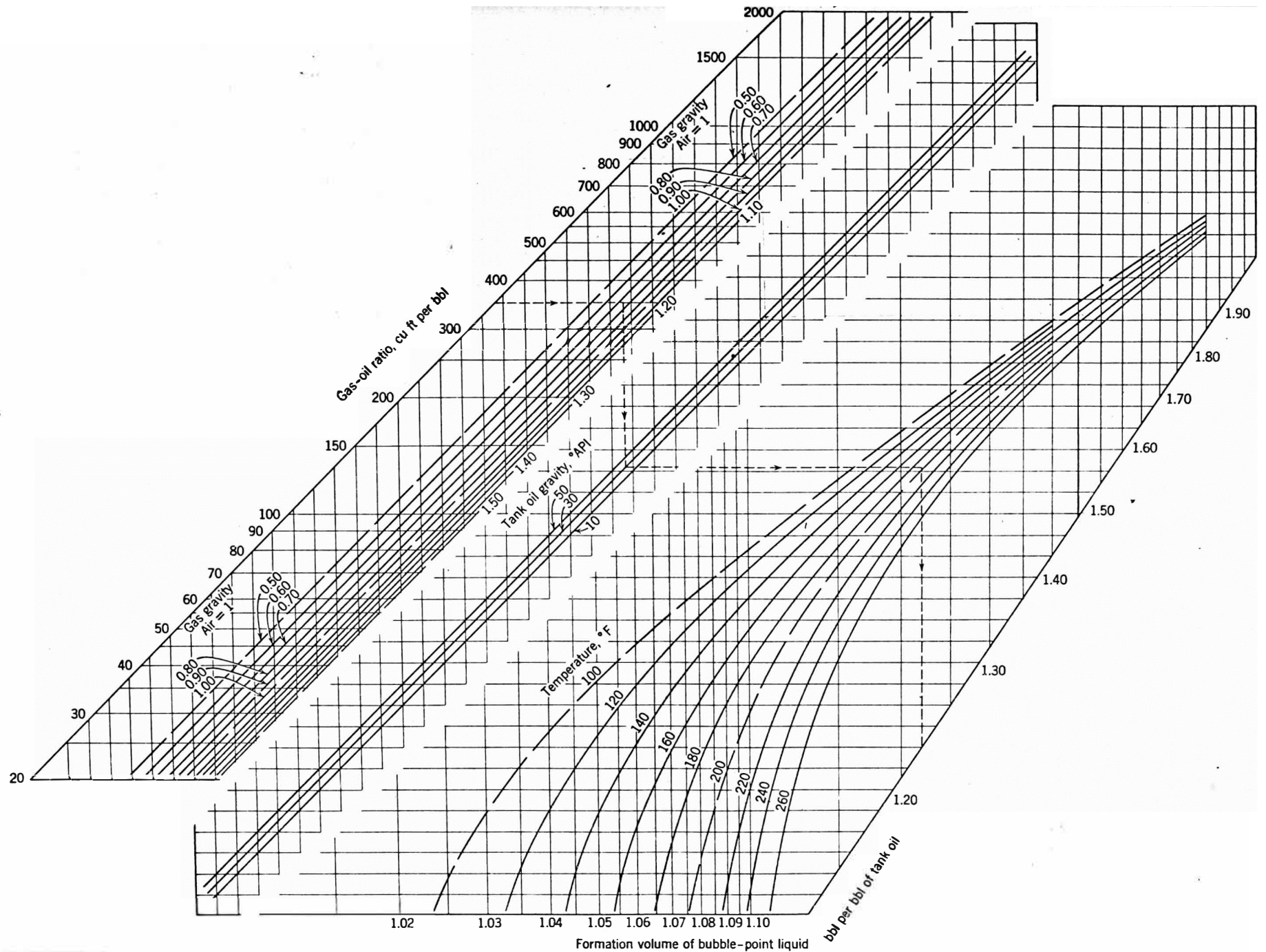


Fig. (28) Oil-formation volume factor as a function of gas solubility, temperature, gas gravity, and oil gravity. (Copyright 1947, California Research Corporation, reprinted by permission.)

tura del reservorio. Este método está basado en datos experimentales obtenidos de 22 mezclas diferentes de petróleo crudo y gas natural (CALIFORNIA) y para los datos empleados el error promedio entre los valores experimentales y los obtenidos por estimación era cercano al 1.2%.

La carta mostrada en la figura 28 es usada para estimar B. Es uso de la figura 28 es mejor ilustrada con el siguiente ejm.

Calcular el F.V.F. a 200°F para un crudo de 30°API el cual contiene 350 SCF de gas de gravedad 0.75 en solución por barril de STO.

Entrar en la carta (fig.28) por la izquierda con 350 SCF/bbl. y trazar una horizontal hasta encontrar la línea de gravedad de gas 0.75, bajar verticalmente hasta la línea de gravedad del crudo 30°API, seguir horizontalmente hasta la línea de 200°F de temperatura y terminar con una vertical hacia abajo para encontrar el F.V.F. = 1.22

Factor de volumen de formación de dos fases.- (U). En cálculos de ingeniería de reservorios es algunas veces conveniente conocer el volumen ocupado en el reservorio por un barril STO más el gas libre que estuvo originalmente disuelto en ello. Este volumen es conocido como el factor de volumen de formación de dos fases y está dado por el símbolo U. Es aparente que el valor de U es determinado por los valores de las características de fluidos de reservorios previamente descritas.

Expresado matemáticamente U está definido por la siguiente ecuación:

$$U = B \dagger (R_{so} - R_s) v$$

Ya que B representa el volumen líquido de un bbl. STO. a condiciones del reservorio y $(R_{so} - R_s) v$ denota el volumen del gas libre bajo las condiciones del reservorio que estuvo originalmente en solución. El factor $(R_{so} - R_s)$ representa al número de scf de gas que se ha liberado de solución y (v) el espacio en bbl reservorio ocupado por 1 scf.

Ejm.- Una muestra toda líquida de fluido de reservorio ocupó un volumen de 331cc a la presión y temperatura original del reservorio de 2,500psia y 150°F.

Cuando la presión fue reducida a 2,000 psia gas fue liberado y volumen total de gas y líquido fue 351 a 150°F. El gas fue sacado a presión y temperatura constante y el residuo líquido ocupó un volumen de 306 cc. La presión y temperatura fueron reducidos a 14.7 psia. y a 60°F, siendo obtenido 225 cc de STO. Calcular B_i , B a 2,000psia y 150°F, U_i y U a 2,000 psia y 150°F

Por definiciones de B y U se obtienen los siguientes resultados.

$$B_i = \frac{331}{225} = 1.47 = U_i$$

$$U (2,000 \text{ psia y } 150^{\circ}\text{F}) = \frac{351}{225} = 1.56$$

$$B (2,000 \text{ psia. y } 150^{\circ}\text{F}) = \frac{306}{225} = 1.36$$

Viscosidad de flúidos de reservorios.- (u_g , u_o). La viscosidad de un flúido, que es una medida de su resistencia al flujo, está definida como la fuerza en dinas sobre la unidad de área de dos planos horizontales apartados por la unidad de distancia, uno de ellos es fijo mientras que el otro se mueve a la unidad de velocidad, siendo llenado con el flúido viscoso el espacio entre los planos.

Será necesario discutir los efectos de la presión y temperatura sobre la viscosidad de los líquidos y gases. En el caso de hidrocarburos líquidos pueden ser hechas ciertas generalizaciones: (1) la viscosidad decrece con el aumento de la temperatura; (2) la viscosidad aumenta con el incremento de la presión, considerando que el único efecto de la presión es comprimir el líquido; (3) la viscosidad disminuye con el aumento del gas en solución.

Para la mayoría de los reservorios líquidos el efecto de la compresión del líquido es opacado por el efecto del gas en solución, por lo que la viscosidad decrece con la presión hasta que la presión de saturación sea alcanzada. Después un aumento en la presión causará un incremento en la viscosidad debido a la compresión del líquido, como es mostrado en la figura (29).

Si datos experimentales para la viscosidad del crudo no son disponibles, una estimación de la siguiente manera puede ser hecha. Si el líquido está debajo de la presión de saturación la viscosidad es estimada con la ayuda de las figuras 30 y 31. La figura 30 muestra viscosidades a una atmósfera de presión según la gravedad API de petróleo (stock tank) a distintas temperaturas. Desde que los crudos varían mucho en composición, la predicción de viscosidades por simple correlación muestra un promedio de desviación del 25% cuando son comparados con valores experimentales. Después que la viscosidad es estimada a la temperatura del reservorio, el efecto del gas en solución sobre la viscosidad es estimada con la ayuda de la figura 31.

Ejemplo.- Un crudo 40°API tiene 680 scf, de gas en solución/bbl. sto. a 2,000psia.

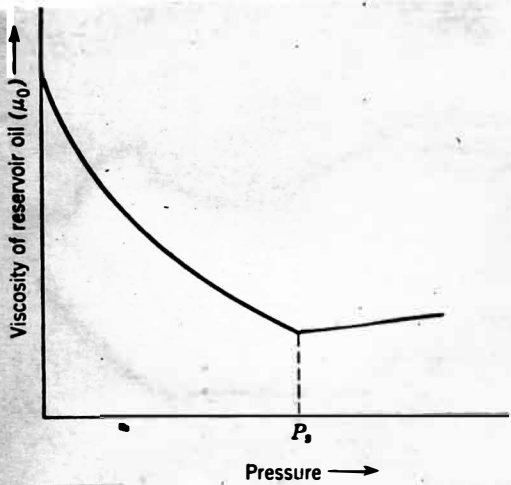


Fig. (29) Variation of reservoir oil viscosity with pressure.

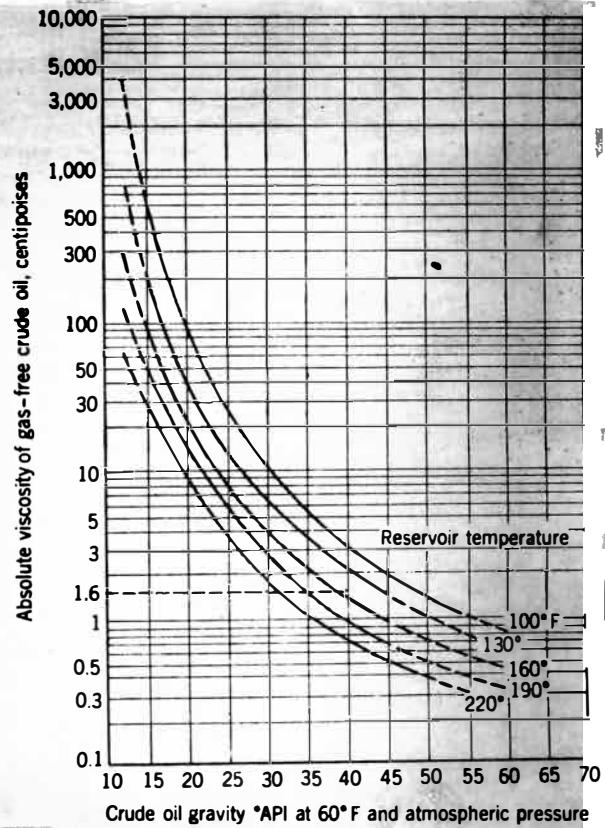
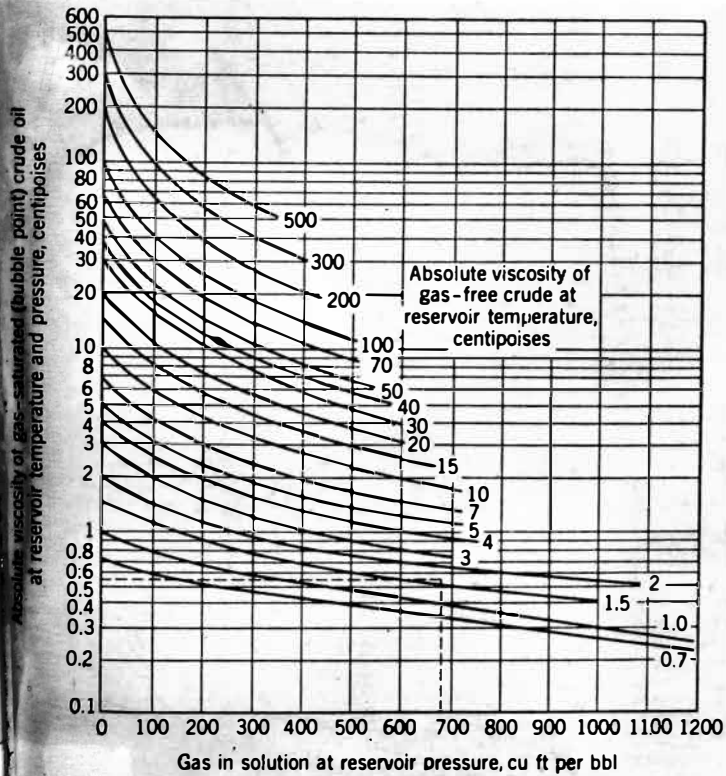


Fig. (30) Viscosity of reservoir oils at one atmosphere pressure. (Trans. AIME, 166, 1946, p. 103.)



Effect of solution gas on reservoir oil viscosity. (After Beal, AIME, 166, 1946, p. 105.)

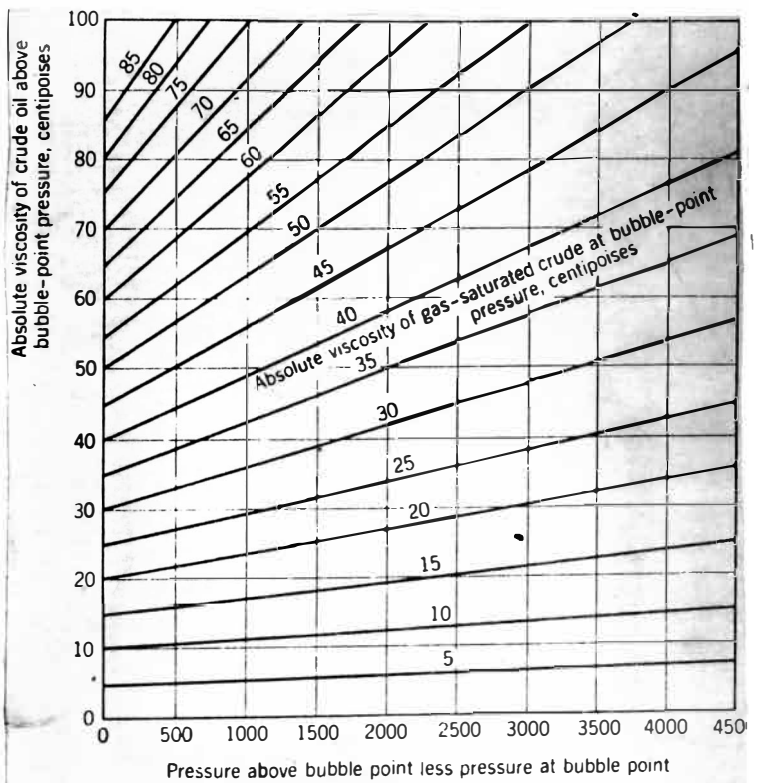


Fig. (32) Computing oil viscosity above the saturation pressure. (Trans. AIME, 166, 1946, p. 110.)

Estimar la viscosidad del líquido si la temperatura del reservorio es 150°F.

De la figura 30 la viscosidad a la presión atmosférica y 150°F es 1.6cp. para un petróleo 40°API S.T.O. De la figura 31 es visto que este petróleo tendría una viscosidad de 0.55 cp. cuando 680 S.C.F. de gas estén en solución.

Si la presión está encima de la presión de saturación, la viscosidad puede ser estimada con la ayuda de la figura 32. Esta carta está basada en la viscosidad a la presión de saturación que, si no es conocida, puede ser estimada en la manera previamente descrita. Esta carta muestra claramente el aumento en la viscosidad del líquido debido a la compresión del líquido a una presión mayor que la de saturación. Se ha encontrado que las estimaciones de viscosidad encima de la presión de saturación son bastante aproximadas, con tal que la viscosidad a la presión de saturación sea aproximadamente conocida. Viscosidades predichas de la figura 32 muestran un promedio de desviación menor que el 3% comparado con valores experimentales.

Ejemplo.- Calcular la viscosidad a 4,000psia. de un crudo cuya viscosidad es 45 cp. a la presión de saturación de 1,800 psia.

De la figura 32 la viscosidad de este crudo es 69 cp. encontrada a 2,200 psi. encima del punto de burbuja.

Las viscosidades de los gases en general, son considerablemente más bajos que aquellas de líquidos. Ciertas generalizaciones pueden ser hechas por el efecto de la presión y temperatura sobre la viscosidad del gas. Para un gas perfecto la viscosidad aumenta con la temperatura; respecto a esto el comportamiento de un gas es lo inverso del de los líquidos. Además la viscosidad de un gas perfecto es independiente de la presión. Este comportamiento inesperado de los gases puede ser explicado sobre la base de la Teoría Cinética de la materia pero este tópico está fuera del alcance del presente tema. Es interesante hacer notar que estos efectos de la temperatura y de la presión fueron primero predichos por teoría y después verificados experimentalmente. Cuando la presión de un gas perfecto es incrementado, éste se convierte en imperfecto y su comportamiento se aproxima al de un líquido.

Consecuentemente, a las altas presiones usualmente encontradas en los reservorios de petróleo la viscosidad de los gases puede aumentar con la presión y con el descenso de la temperatura, como es el caso con líquidos.

Reservoir Fluid Characteristics

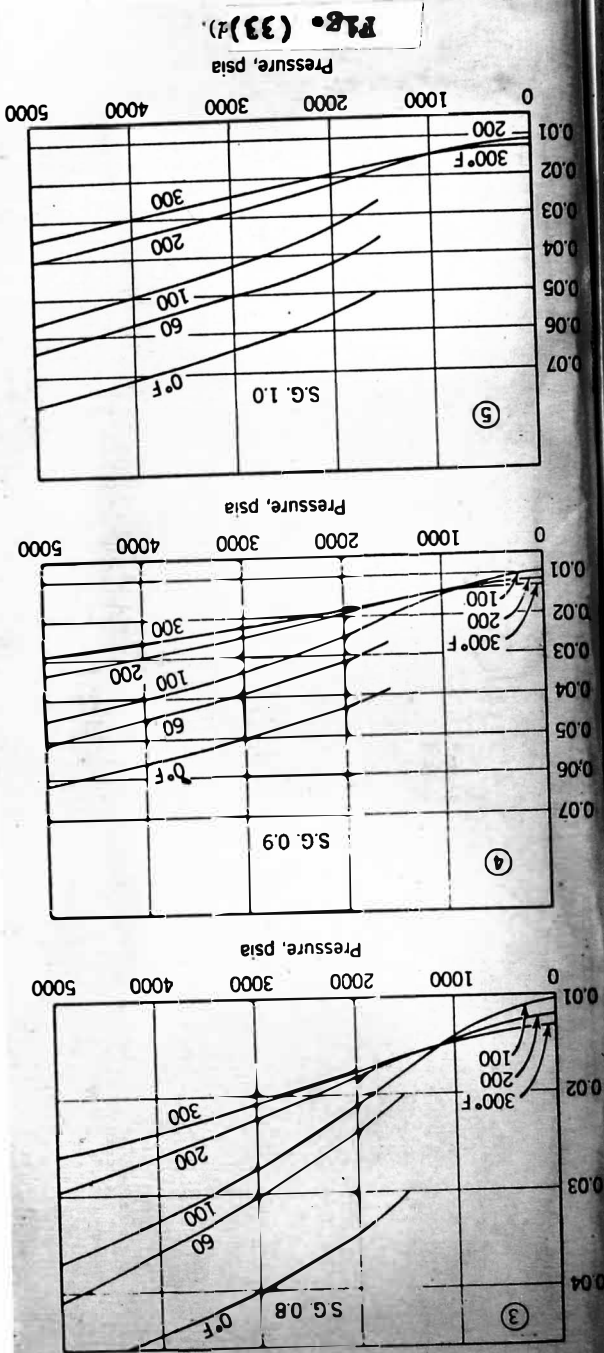


Fig. (33)

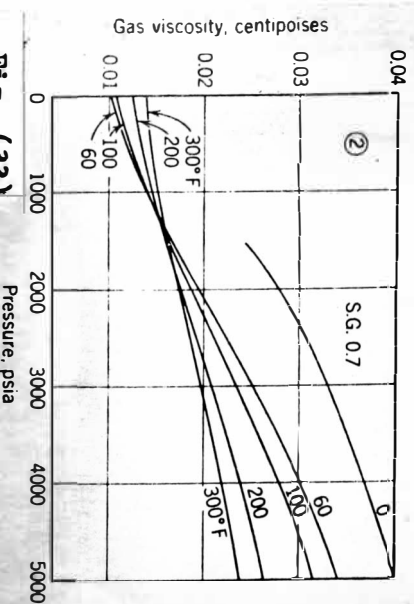
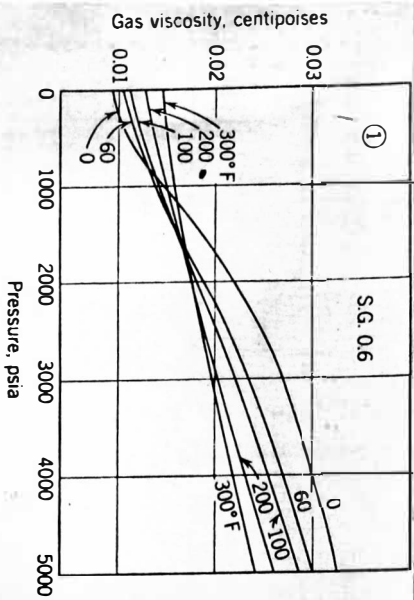


Fig. (33)

viscosity of various specific gravity gases as a function of pressure and temperature. (From Calhoun, John C., Jr., *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Copyright 1953, University of Oklahoma Press, pp. 41, 42.)

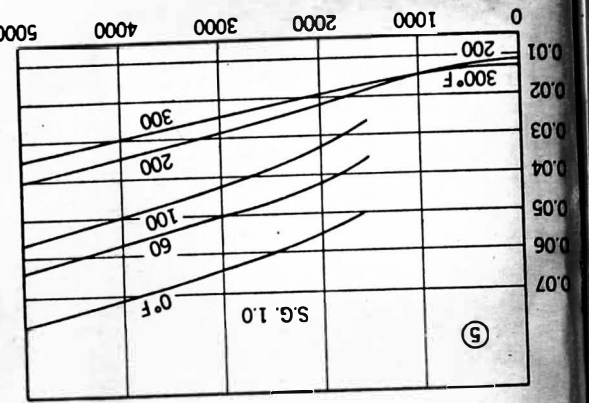


Fig. (34)

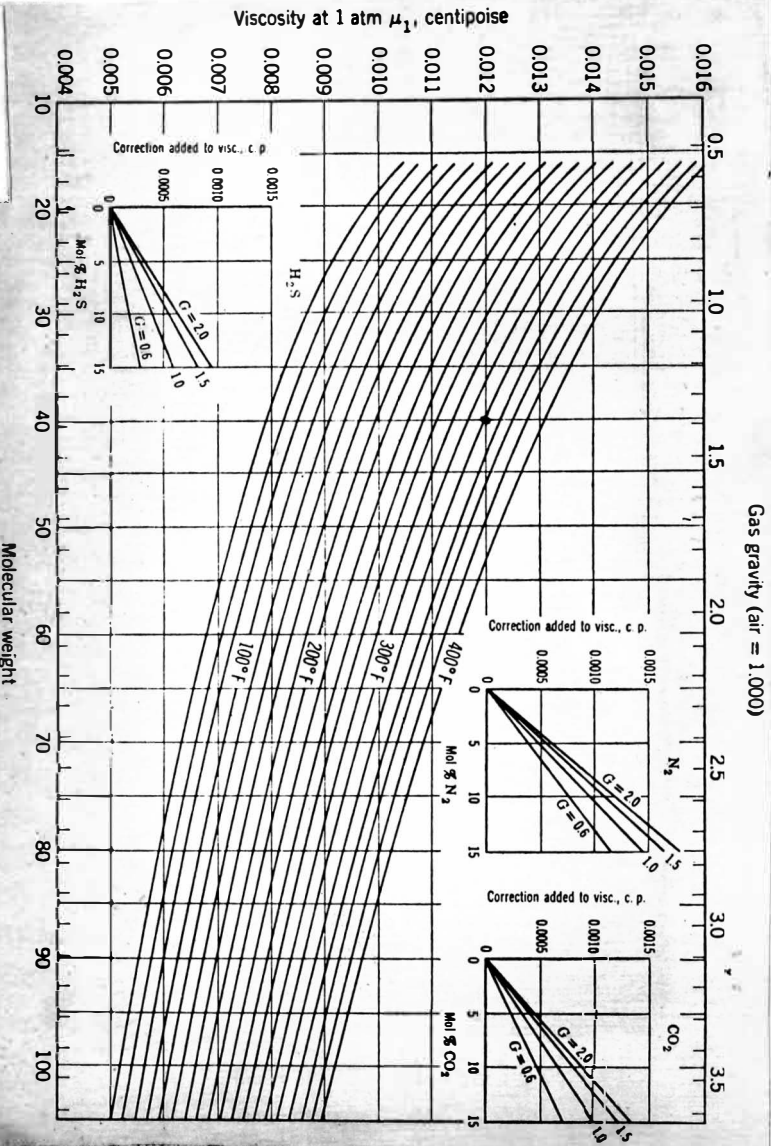


Fig. (34)

of hydrocarbon gases at one atmosphere pressure. (The symbol G in this chart represents the gas specific gravity.) (Carr, Kobayashi, and Burrows, *Journal of Petroleum Technology*, 1954.)

La viscosidad para gases de diferentes sp. gr. como una función de la temperatura y presión pueden ser mostradas en la figura 33. Estas cartas posibilitan una razonable aproximación en la estimación a ser hecha si datos experimentales sobre la viscosidad del gas no son disponibles. Estas cartas fueron preparadas de datos de viscosidad de gas obtenidos por Bicher y Katz para el metano, propano y mezclas metan-propano. Una comparación entre las viscosidades predichas con la ayuda de estas cartas y reales valores experimentales para varios gases naturales muestran un promedio de desviación al 6%.

Ejemplo.- Estimar la viscosidad de un gas de 0.75 de gravedad a 3,000 psia. y a una temperatura de 100°F.

De la figura 33 (partes 2 y 3) la viscosidad requerida es encontrada 0.0255 cp. por interpolación.

Si la composición del gas es conocida, una mejor aproximación al estimar la viscosidad del gas puede ser hecha por un método propuesto por Carr, Kobayashi y Burrows. El procedimiento correlacionante está basado en la LEY de los Estados Correspondientes.

Considerar la relación u/u_1 donde u es la viscosidad del gas a una atmósfera de presión y a la temperatura del reservorio. Ha sido encontrado que esta relación a una presión y temperatura reducidas dadas es la misma para todos los gases hidrocarburos. Además la misma relación parece ser verdadera para una mezcla de hidrocarburos gaseosos con tal que la presión y temperatura pseudoreducidas. Para estimar la viscosidad de uno de estos gases es necesario primero calcular la viscosidad u_1 a la presión atmosférica y a la temperatura del reservorio.

Esto está hecho por el método de la carta mostrada en la figura 34 la cual da la viscosidad de una mezcla gaseosa a una atmósfera de presión como una función del peso molecular aparente (o sp.gr.) y temperatura. La relación de viscosidades u/u_1 a la presión y temperatura pseudo-reducidas es obtenida de la figura 35 y (u) computada para las condiciones del reservorio.

Ejemplo.- Una mezcla gaseosa está compuesta de 3 libras-mol de metano y una libramol de etano. Estimar la viscosidad del gas a 2,730 psia. y 200°F.

El peso molecular aparente de la mezcla está dado por:

$$AMW = 0.75 \times 16 + 0.25 \times 30 = 19.5$$

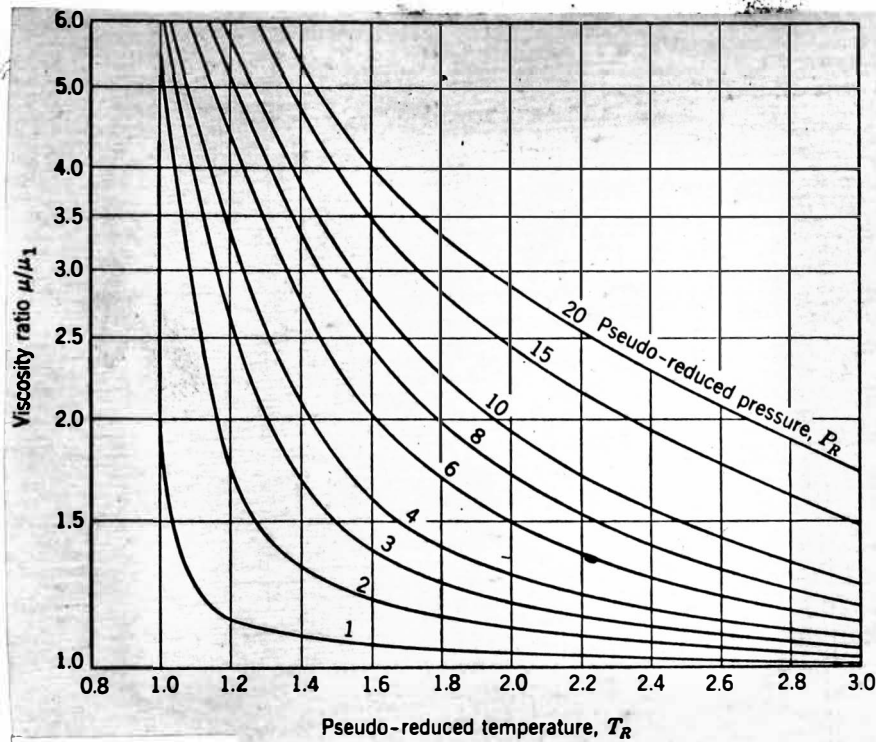


Fig. (35) μ/μ_1 as a function of pseudo-reduced temperature and pressure. (Carr, Kobayashi, and Burrows, *Journal of Petroleum Technology*, 1954.)

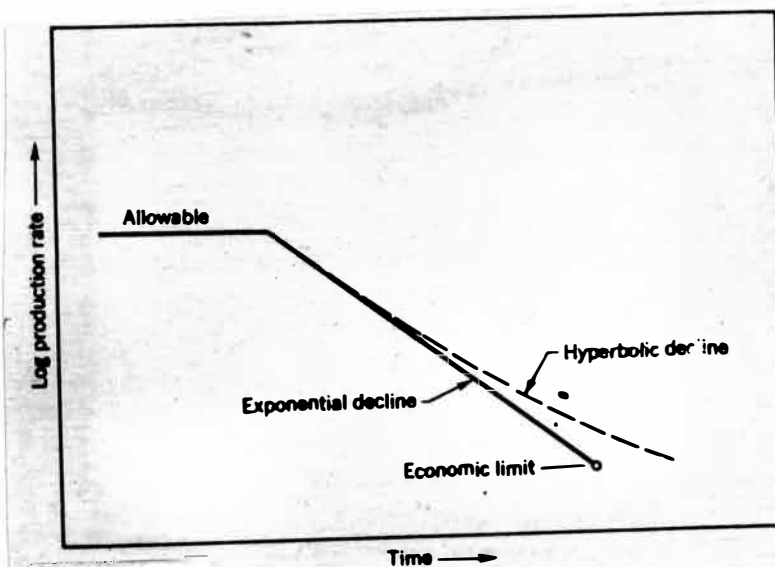


Fig. (o-9) Comparison of decline curves obtained with exponential and hyperbolic decline.

La presión y temperatura pseudo-críticas son:

$$P_c = 0.75 \times 673 + 0.25 \times 712 = 683 \text{ psia.}$$

$$T_c = 0.75 \times 344 + 0.25 \times 549 = 395^\circ R$$

La presión y temperatura pseudo-reducidas son en este caso:

$$Pr = \frac{2730}{683} = 4.0$$

$$Tr = \frac{460 + 200}{395} = 1.67$$

El valor de u_1 encontrado es 0.0124 cp. de la figura 80 y u/u_1 encontrado en la figura 35 es 1.50. Consecuentemente, la viscosidad requerida a 2,730 psia. y a 200°F es:

$$u = 1.50 \times 0.0186 \text{ cp.}$$

Desde que este método de estimación de la viscosidad de gas está basado en la Ley de los Estados Correspondientes, una corrección puede aplicarse si la mezcla contiene cantidades apreciables de gases que no sean hidrocarburos. Las correcciones que deben agregarse a (u) por la presencia de N_2 , CO_2 , ó H_2S en la mezcla gaseosa son mostrados en los ploteos insertados en la figura 34. Teniendo corregida u_1 por los constituyentes que no son hidrocarburos, se computa (u) de la misma manera que fue descrita anteriormente.

Este método de estimación de la viscosidad de mezclas de gases requiere un conocimiento de la composición del gas para que la presión y temperatura pseudo-crítica puedan ser computada. Si no son disponibles datos de composición se puede emplear este método (con menor aproximación) si la gravedad del gas es conocida.

APLICACION DE LOS REGISTROS ELECTRICOS.-

El uso de aparatos eléctricos para determinar las propiedades eléctricas de las formaciones, es una herramienta de gran importancia para el evaluador; esta ciencia de los registros eléctricos continúa progresando para proveer mayores y mejores informaciones. En la mayoría de los pozos corrientemente perforados es corrido por lo menos un registro de alguna clase, el cual aumentará la aplicabilidad de esta herramienta.

Aunque el registro eléctrico es una excelente herramienta, no es absoluta y solamente puede ser útil cuando es inteligentemente aprovechada; consecuentemente, como con todas las otras herramientas de formación, la precisión del resultado final es proporcional al buen juicio y conocimiento del que los usa.

Principales usos de los perfiles eléctricos.-

1.- Determinación de resistividad y litología de las formaciones.-Diferencia arenas, calizas y lutitas: las correlacionan y se determinan sus límites.

2.- Determinación de saturación, porosidad y permeabilidad.

La SCHLUMBERGER WELL SURVEYING CORPORATION presenta el siguiente cuadro por el cual recomienda el tipo de registro adecuado (inclusive registros radioactivos isónicos) para obtener algún dato deseado según las condiciones del pozo del lodo de perforación y del tipo de formación.

PROGRAMAS DE REGISTROS RECOMENDADOS

Condiciones del pozo y del lodo	Datos Deseados	Formaciones No consolidadas (alta porosidad)	Formaciones Medias	Formaciones Duras (baja porosidad)
Lodo base agua dulce	Resistividad y Litología	1. Induc.-elec. registro. 2.-Registro eléctrico.	1.- Idem. 2.- Idem.	1.- Idem. 2.-Latero-log. 3.-Registro elec. Rayos gamma (para litología).
	Porosidad	1.-MicroLog-caliper. 2.-Sonic-Log.	1.-Sonic-Log. 2.-MicroLog-Caliper.	1.-Sonic-Log. 2.-Neutrón. 3.-MicroLaterolog-Caliper.
	Indicación de Permeabilidad.	1.-MicroLog-Caliper.	1.- Idem.	1.- Idem. 2.-MicroLaterolog-Caliper.
Lodo base agua salada	Resistividad y Litología.	1.-Registro-elec. 2.-Regis. induc-elec. 3.-Laterolgg.	1.-Laterolog rayos gamma. 2.-Regis.-elec.	1.- Idem.
	Porosidad	1.-MicroLog-Caliper 2.-Sonic-Log. 3.-MicroLaterolog-Caliper.	1.-Sonic-log 2.-MicroLaterolog-Caliper. 3.-Neutrón.	1.-Sonic-log. 2.-Neutrón. 3.-MicroLaterolog-Caliper
	Indicación de Permeabilidad.	1.-MicroLog-Caliper. 2.-MicroLaterolog-Caliper	1.- Idem. 2.- Idem	1.- Idem. 2.- Idem.
Lodos de base aceite	Resistividad y litología.	1.-Perfil de inducción y rayos gamma.	Idem.	Idem.
	Porosidad.	1.-Sonic-Log. 2.-Neutrón.	Idem.	Idem.
Pozos con Casing.	Indicación de Permeabilidad	Ninguna	Ninguna	Ninguna.
	Litología	Rayos gamma.	Idem.	Idem.
	Porosidad	Neutrón.	Idem.	Idem.
	Resistividad e indicación de permeabilidad	ninguna.		

PROBLEMA

Se tiene reservorio encima del BBP con los siguientes datos:

$f = 0.20$	$S_w = 0.20$	$C_w = 5 \times 10^{-6}$	$C_r = 1 \times 10^{-6}$
(1)	(2)	(3)	(4)
<u>T</u>	<u>P</u>	<u>N_p</u>	<u>B</u>
<u>Años de producción</u>	<u>Psi.</u>	<u>Producción X 10⁶ bbl.</u>	<u>F.V.F.</u>
0	5000	0	1.5000
1	4750	2	1.5050
2	4550	4.4	1.5090
3	4375	6.8	1.5125
4	4250	8.5	1.5150
5	4150	11.0	1.5170
6	4075	12.5	1.5185
7	4025	15.5	1.5194
8	4000	20.0	1.5200

- Verificar la existencia de invasión de agua.
- Estimar el valor más probable de N, por 4 métodos.

SOLUCION :

1.- Verificación de la existencia de invasión de agua.-

La ecuación del balance de materiales para un reservorio no saturado es:

$$N = \frac{N_p \times B - (W_e - W_p)}{P \times C_e \times B_o}$$

Pero como en este caso no hay producción de agua $W_p = 0$ no consideraremos el término $(W_e - W_p)$ y la ecuación se reduciría a :

$$N = \frac{N_p \times B}{P \times C_e \times B_o}$$

Con lo que calcularemos N para cada año; y si este valor va aumentando, nos indica la existencia de invasión de agua ya que en la ecuación no tomamos en cuenta el W_e , que en caso de existir estaremos calculando un valor de N mayor que el verdadero (siendo la diferencia entre éstos, el W_e despreciado); y como es co-

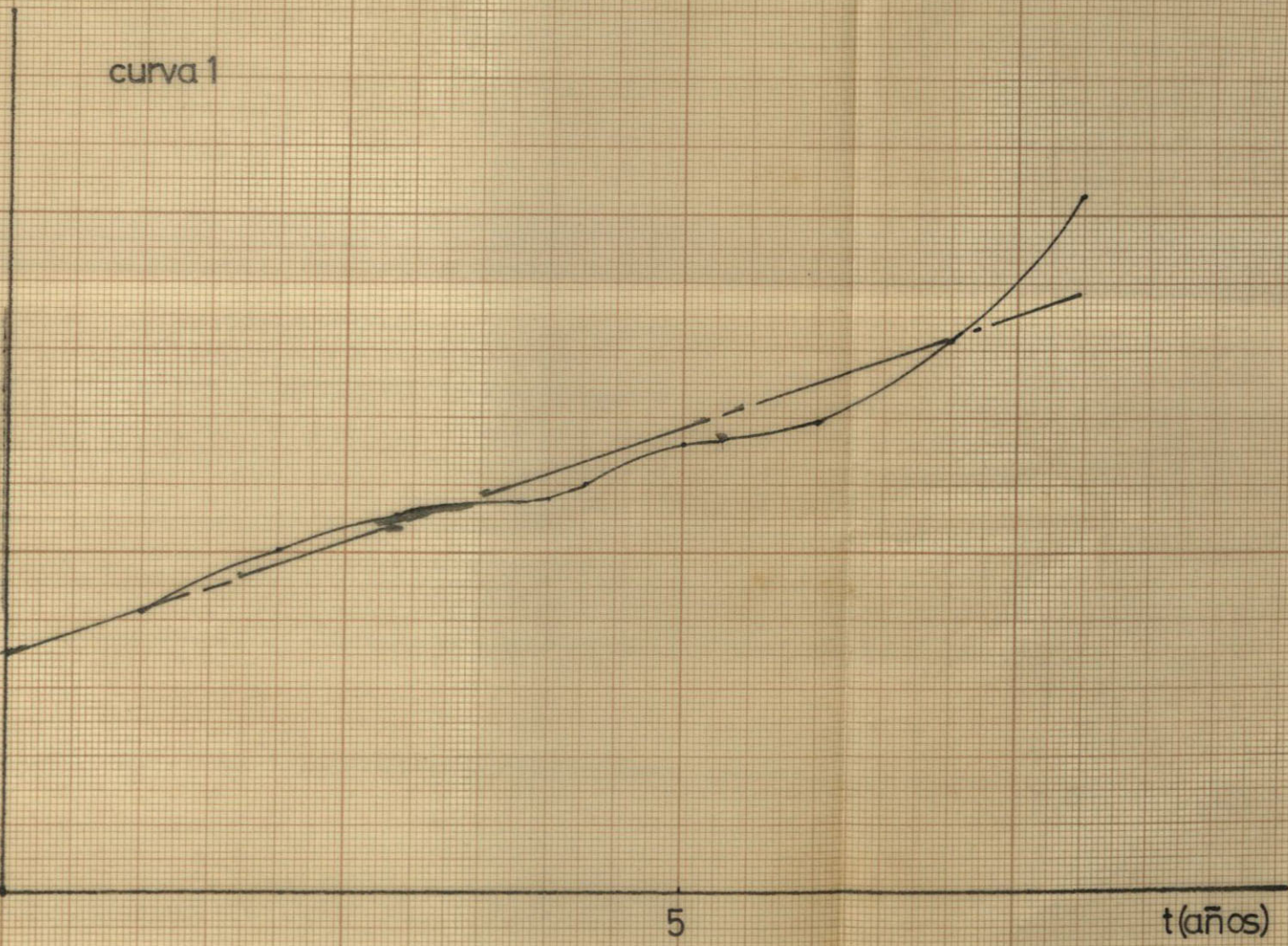
$$\frac{N_p \times B}{a}$$

curva 1

0

5

t(años)



nocido que con la producción y el tiempo el We va aumentando, es que al encontrar que los cálculos de N van en aumento nos asegura la existencia de invasión de agua:

$$C_e = C_o + C_w \frac{S_w}{1-S_w} + C_r \left(\frac{1-0}{0} \right) \left(\frac{1}{1-S_w} \right)$$

$$C_o = \frac{B - B_o}{B_o} \times \frac{1}{\Delta P} = \frac{0.005}{1.5 \times 250}$$

$$P = 5000 \quad B_o = 1.5$$

$$P = 4750 \quad B = 1.505$$

$$C_o = 1.333 \times 10^{-5} \quad C_w = 5 \times 10^{-6} \quad C_r = 1 \times 10^{-6}$$

$$\text{Luego: } C_e = 1.333 \times 10^{-5} + 5 \times 10^{-6} \times \frac{0.2}{1-0.2} + 1 \times 10^{-6} \left(\frac{1-0.2}{0.2} \right) \left(\frac{1}{1-0.2} \right) =$$

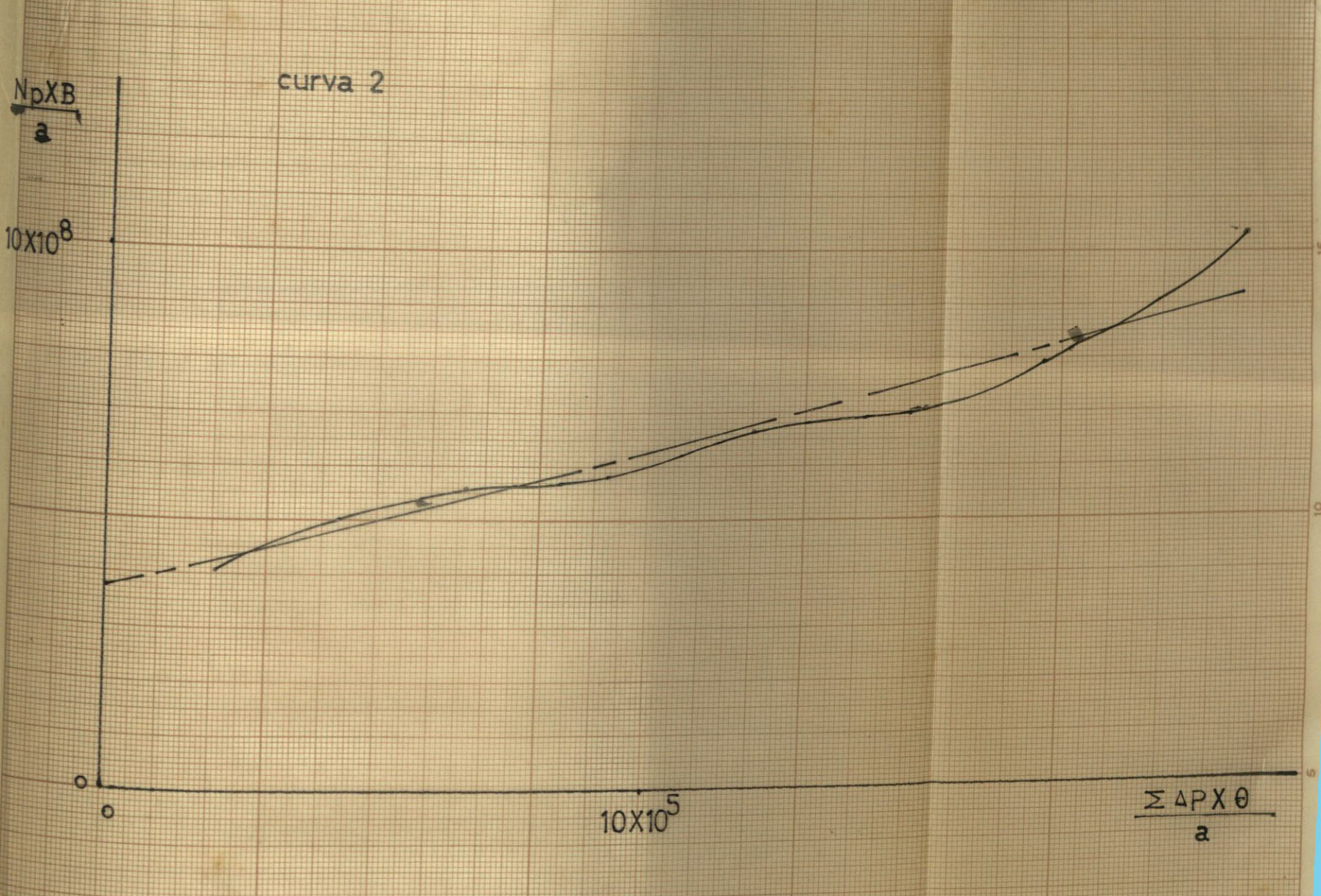
$$C_e = 1.958 \times 10^{-5}$$

A continuación de la columna (4) tenemos:

(5)	(6)	(7)	(8)
(4) x (3)	ΔP	$a_{\Delta P} \times C_e \times B_o$	$N = \left(\frac{5}{7} \right)$
$N_p \times B \times 10^{-6}$		$= 1.958 \times 1.5 \times (6)$	

0		7.32×10^{-3}	
1	3.01	13.2×10^{-3}	410×10^6
2	6.63	18.35×10^{-3}	503×10^6
3	10.3	$22. \times 10^{-3}$	562×10^6
4	12.85	$25. \times 10^{-3}$	584×10^6
5	16.65	27.1×10^{-3}	667×10^6
6	18.95	28.6×10^{-3}	698×10^6
7	23.5	29.37×10^{-3}	820×10^6
8	30.4	11000	$1\ 034 \times 10^6$

En la columna (8) podemos observar que el valor de N va aumentando con el tiempo lo que nos indica la existencia de invasión de agua.



2.- Estimación del valor más probable de N, por 4 métodos.

a.- Por (extrapolación) de la curva N vs. T hasta el tiempo igual a cero en que es seguro que no existe We.

En el eje de ordenadas consideramos los valores de N calculados con la ecuación de balance de materia o sea la columna (8); y en el eje de las abcisas el tiempo al cual los valores de N corresponden o sea la columna (1).

Ver la curva N° 1.

Trazamos una recta representativa de los puntos graficados y donde corte al eje de ordenadas, tendremos el valor de N.

$$N = 343'000,000 \text{ bbls.}$$

b.- Por el método de Schilthius

Schilthius considera que: $We = Cs \sum \Delta P \times \Delta \theta$

$$\text{o sea que: } N = \frac{N_p \times B}{a} - \frac{Cs \sum \Delta P \times \Delta \theta}{a}$$

Cs es la constante de Schilthius.

$$P = P_o - P_{avg.}$$

$$P_{avg.} = \frac{P_i + P_{(i-1)}}{2}$$

$$\Delta \theta = t_{(i+1)} - t_i \quad (\text{meses}).$$

(9)	(10-) Po = 5000	(11)	(12) = (10) (11)	(13)	(14) = (13)/(7)
<u>Pavg.</u>	<u>ΔP = Po - Pavg.</u>	<u>θ meses</u>	<u>ΔP X Δθ</u>	<u>Σ ΔP x Δθ</u>	<u>Σ ΔP X Δθ</u> a
0	-	-	-	-	-
1	4875	125	12	1500	20.5 x 10 ⁴
2	4650	350	12	4200	43.2 x 10 ⁴
3	4462.5	537.5	12	6440	66.1 x 10 ⁴
4	4312.5	687.5	12	8240	92.4 x 10 ⁴
5	4200	800	12	9600	120 x 10 ⁴
6	4112.5	887.5	12	10640	150 x 10 ⁴
7	4050	950	12	11400	182 x 10 ⁴
8	4012.5	987.5	12	11820	217 x 10 ⁴

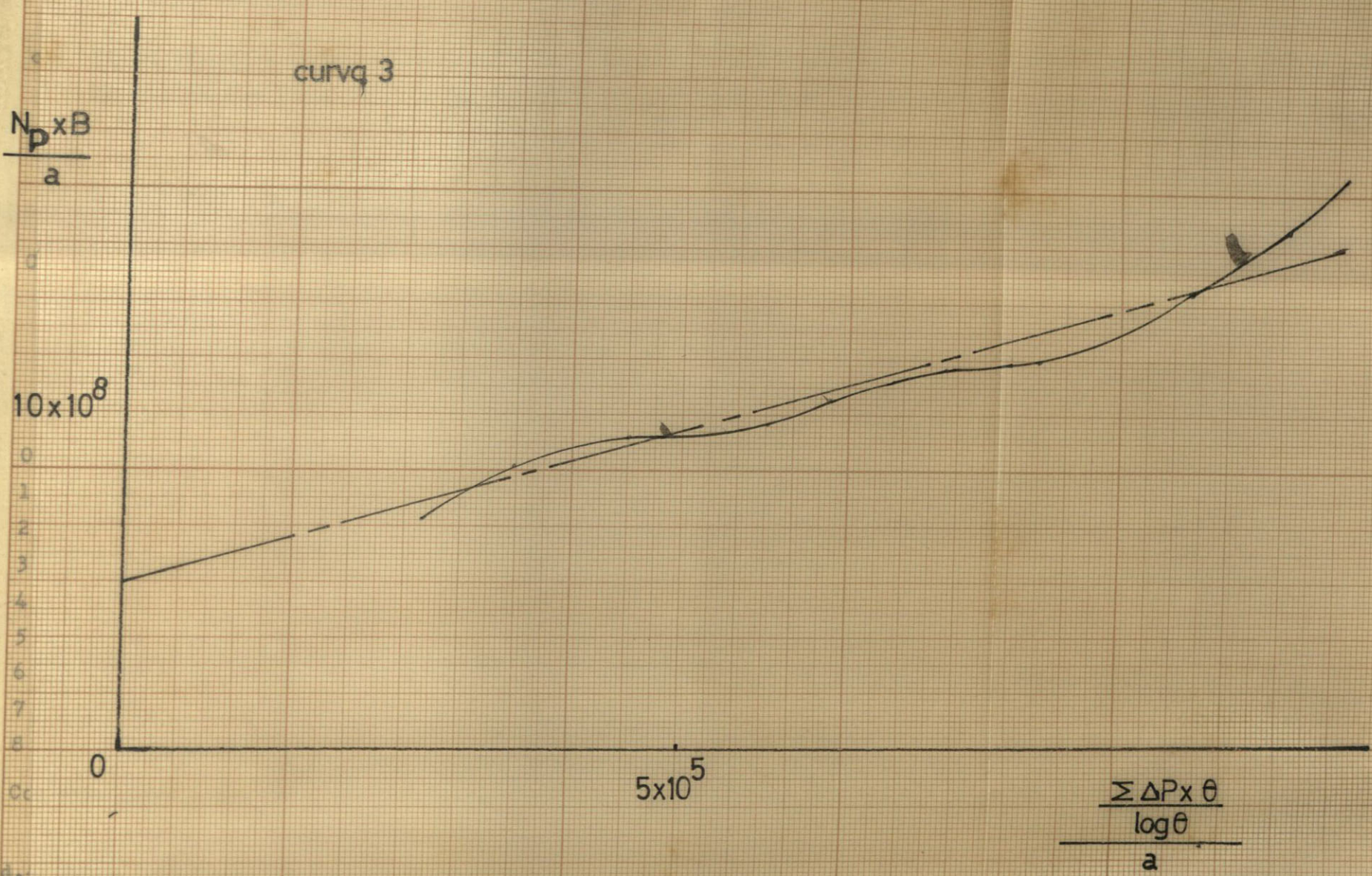
curvq 3

$$\frac{N_p \times B}{a}$$

$$10 \times 10^8$$

$$5 \times 10^5$$

$$\frac{\frac{\sum \Delta P \times \theta}{\log \theta}}{a}$$



En la curva N° 2 se ha graficado $\frac{N_p \times B}{a}$ vs. $\frac{\sum \Delta P \times \Delta \theta}{a}$ o mejor dicho (8) vs. (14)

Trazamos una recta que sea representativa de los puntos graficados y donde ésta intersecta al eje de ordenadas tendremos el valor de N.

Schilthius..... $N = 380'000,000$ bbls.

c.- Por el método de Hurst.- (simplificado)

Hurst considera que: $We = C_H \frac{\sum \Delta P \times \Delta \theta}{\log \theta}$

O sea: $\frac{N}{a} = \frac{N_p \times B}{a} - C_H \frac{\sum \Delta P \times \Delta \theta}{\log \theta}$

C_H constante $\sum \Delta P \times \Delta \theta$ igual que Schilthius $\log \theta = \text{Log}_{10} t_{avg}$. meses

(15)	(16)	(17) = (14)/(16)
θ	$\log \theta$	$\frac{\sum \Delta P \times \Delta \theta}{\log \theta}$
		$\frac{\quad}{a}$

0	-	-
1	6	0.7775
2	18	1.255
3	30	1.477
4	42	1.602
5	54	1.732
6	66	1.82
7	78	1,892
8	90	1.9545

Curva N° 3:

$\frac{N_p \times B}{a}$ vs. $\frac{\sum \Delta P \times \Delta \theta}{\log \theta}$

(8) vs. (17)

Con esta curva y de igual modo que en los métodos anteriores, tenemos:

$N = 300'000,000$ bbls.

d.- Por el método de Van Everdingen y Hurst:

Consideran que: $We = B_H \sum \Delta P \times Q(t^-)$

$\frac{N}{a} = \frac{N_p \times B}{a} - \frac{B_H \sum \Delta P \times Q(t^-)}{a}$

B constante.

H

$Q(t^-)$ es Q adimensional encontrado con valores de t^- en tablas de Craft.

$$\bar{t}_j - \bar{t}_i = \bar{t} = \left(\frac{K}{\phi C_w e u_w} \times \frac{1}{R_b^2} \right) \theta R_b^2 = \frac{8500 \times 43560 \times (30.48)^2}{\text{cm}^2} \text{ C.F.}$$

$K_w = 0.05$ darcys $\phi = 0.20$ $C_w e = C_w + C_r \left(\frac{1-\phi}{\phi} \right) = 5 \times 10^{-6} + 1 \times 10^{-6} \left(\frac{0.8}{0.2} \right)$
 $u_w = 0.5$ cps.

$$C_w e = 9 \times 10^{-6} \frac{1}{\text{psi}} = \frac{9}{14.7} \times 10^{-6} \frac{1}{\text{at.}}$$

$$\text{C.F.} = \frac{0.05 \frac{\text{cm} \times \text{cm}^3 / \text{seg}}{\text{cm}^2 \times \text{at.}}}{0.2 \times \frac{9}{14.7} \times 10^{-6} \frac{1}{\text{at.}} \times 0.5} \times \frac{\text{X } 3600 \text{ seg/nr} \times 24 \text{ hr/día} \times 365 \text{ día/año}}{8500 \times 43560 \times (30.48)^2 \text{ cm}^2}$$

$$\text{C.F.} = 1.09 \frac{1}{\text{año}}$$

$$\bar{t}_j - \bar{t}_i = \bar{t} = 1.09 \text{ 1/años} \times \theta \text{ años} = 1.09 \times \theta$$

t	$\theta_j - \theta_i$	$\bar{t}_j - \bar{t}_i$	$Q(\bar{t})$	ΔP	$\Delta P \times Q(\bar{t})$	$\sum \Delta P \times Q(\bar{t})$
0 1er año	0.5	0.545	1.074	250	269	269
<hr/>						
0 2do año	1.5	1.64	2.130	250	532	747
1	0.5	0.545	1.074	200	215	
<hr/>						
0 3er año	2.5	2.73	2.998	250	750	1364
1	1.5	1.64	2.130	200	426	
2	0.5	0.545	1.074	175	188	
<hr/>						

4to. año					
0	3.5	3.81	3.7614	250	940.3
1	2.5	2.73	2.998	200	599.6
2	1.5	1.64	2.130	175	374
3	0.5	0.545	1.074	125	134.2
4					

5to. año					
0	4.5	4.9	4.4744	250	1118
1	3.5	3.81	3.7614	200	752
2	2.5	2.73	2.998	175	524
3	1.5	1.64	2.130	125	267
4	0.5	0.545	1.074	100	107
5					

t	$\frac{0}{j-i}$	$\bar{t}_j - \bar{t}_i$	$Q(\bar{t})$	ΔP	$\Delta P \times Q(\bar{t})$	$\sum \Delta P \times Q(\bar{t})$
6to. año						
0	5.5	5.995	5.1499	250	1287	
1	4.5	4.9	4.4744	200	894	
2	3.5	3.81	3.7614	175	660	
3	2.5	2.73	2.998	125	375	3511
4	1.5	1.64	2.130	100	213	
5	0.5	0.545	1.074	75	81	
6						

7mo. año.					
0	6.5	7.085	5.7915	250	1448
1	5.5	5.995	5.1499	200	1030
2	4.5	4.9	4.4744	175	782
3	3.5	3.81	3.7614	125	490
4	2.5	2.73	2.998	100	300
5	1.5	1.64	2.130	75	160
6	0.5	0.545	1.074	50	54
7					

$$\frac{NpXB}{a}$$

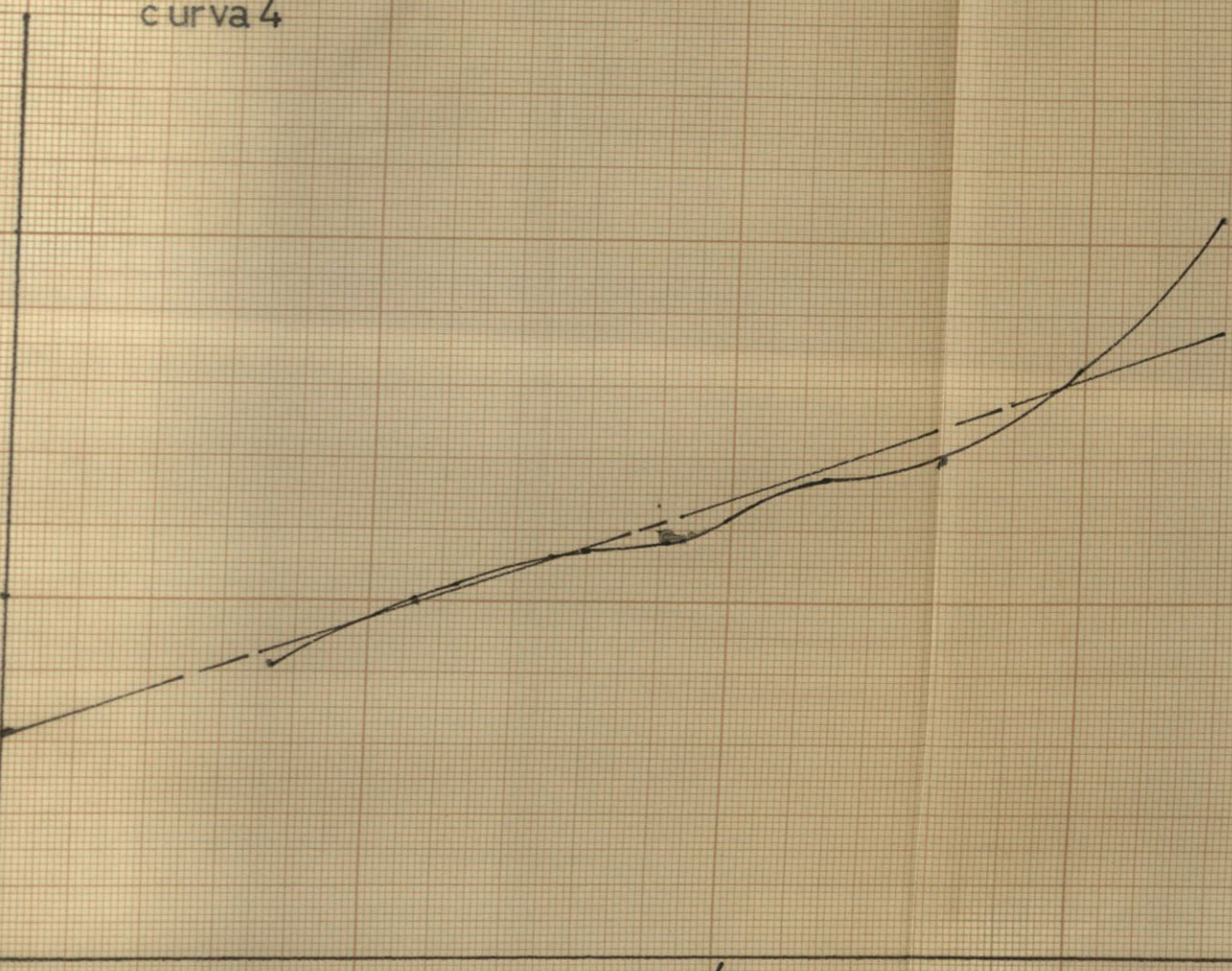
curva 4

$$10 \times 10^8$$

0

$$10 \times 10^4$$

$$\frac{\sum \Delta P \times Q(t)}{a}$$



8vo. año						
0	7.5	8.175	6.411	250	1603	
1	6.5	7.085	5.7915	200	1158	
2	5.5	5.995	5.1499	175	900	
3	4.5	4.9	4.4744	125	559	
4	3.5	3.81	3.7614	100	376	4953
5	2.5	2.73	2.998	75	224	
6	1.5	1.64	2.130	50	106	
7	0.5	0.545	1.074	25	27	
8						

	(18) <u>P X Q (t̄)</u>	(19) = (18)/(7) <u>P X Q (t̄) / a</u>
0		
1	269	3.65 X 10 ⁴
2	747	5.64 X 10 ⁴
3	1364	7.48 X 10 ⁴
4	2048	9.31 X 10 ⁴
5	2769	11.08 X 10 ⁴
6	3511	12.96 X 10 ⁴
7	4264	14.88 X 10 ⁴
8	4953	16.86 X 10 ⁴

De igual modo que en los métodos anteriores, tenemos:

N _ 305'000,000 bbls.

IV.- CONCLUSIONES.-

De lo tratado podemos tomar como conclusiones las siguientes recomendaciones:

-En evaluación el procedimiento usual es asumir el mecanismo de depletación antes de acumular suficiente evidencia para justificar la inclusión de "water or gas drive". Durante la temprana vida de un reservorio, el "drive" por depletación es usualmente asumido.

-La asunción de $W_e = 0$ inicialmente no es mala, pues no es de esperar gran cantidad de "water influx" durante la temprana etapa de depletación. La validez de esta asunción puede ser chequeada de dos maneras: Una es comparar el valor de N así encontrado con el valor volumétrico de N ; la otra es calcular N para intervalos sucesivos, si N permanece sustancialmente constante podemos razonablemente deducir que no existe water drive. Cuando existe "water drive", los valores de N usualmente continuarán aumentando; si esto ocurre, los valores de N determinados pueden ser ploteados contra algún factor función del tiempo tal como N_p . Extrapolando hasta $N_p = 0$ entonces encontraremos un buen valor probable de N . (ver problema).

-En la etapa muy temprana de la depletación, el método volumétrico es usualmente el de mejor aproximación, mientras que el balance de materia gana preferencia en las últimas de la depletación. (Esto asume que suficientes datos buenos existen y que son analizados con cuidado).

-Las figuras finales deben ser aquellas que reflejan mejor los datos y que tengan la mejor chance de ser lo correcto; esto no significa estimar reservas simple y mecánicamente por varios métodos diferentes para tomar luego solamente un promedio aritmético de los resultados, pues la meta es conseguir el valor más probable y no un valor promedio.

BIBLIOGRAFIA

- I.- CAMPBELL.- EVALUACION
- II.- NIND.- PRODUCCION
- III.-CRAFT.- RESERVORIOS
- IV.- BURCIK.- FLUIDOS DE RESERVORIOS