

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE PETROLEO



*Valuación de un Reservorio de Petroleo
de Características Conocidas por
el Método Volumétrico*

TESIS PRESENTADA POR EL EXALUMNO

DON: CESAR AUGUSTO FREITAS RAMONS

· PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO

PROMOCION 1953

S U M A R I O

INTRODUCCION.

A.- ESTUDIO TEORICO DEL FACTOR RESERVORIO.

- a.- Características del Reservorio.-Fuerzas primarias. Características del material del Reservorio. Características de los fluídos,estado inicial. Tipo de rendimiento, principios usados en cálculos - de reservorios, predicciones del comportamiento.
- b.- Características Físicas.- Porosidad. Permeabilidad Flujo Radial. Saturación de fluídos. Comportamiento del líquido bajo presión, solubilidad del gas - Efecto del gas en solución. Conversiones.
- c.- Consideraciones para el cálculo de Reservas. Métodos volumétricos para estimar las reservas. Índice de Productividad, relación entre la permeabilidad y el Índice de productividad.

B.- PROBLEMAS PRACTICOS DEL RESERVORIO.

- a.- Conocimiento del Reservorio
Localización de Pozos, trazado de mapas de contorno estructural de secciones transversales y de mapas isópacos.
- b.- Cálculos volumétricos del Reservorio.
Determinación del agua connata, cálculo del PI. Petróleo almacenado S.T.O. METODO ESTATICO.
- c.- Dinámica del Reservorio. La ecuación de balance de materiales. Producción de gas a una condición dada, La ecuación de balance de materiales incluyendo un casquete gasífero y producción de gas a la misma - condición. Cálculo de la permeabilidad relativa y GOR instantáneo.

C.- VALUACION DE LA PROPIEDAD PETROLERA.

- a.- Predicción del Reservorio. La Reserva Petrolera.Ca

racterísticas de los fluidos, mecanismos de energía
características de la producción. Producción futura.
Reservas.

b.- Analisis predictorio de la propiedad. Método volu--
métrico, por la ecuación de balance de materiales,
por la curva de declinación, comparación de las re-
servas estimadas. Participación.

c.- Valor de la propiedad.- Valor del petróleo, gastos
de operación. Valuación de la propiedad, valor pre-
sente de la propiedad.

CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFIA.

INTRODUCCION

VALUACION DE UN RESERVORIO DE PETROLEO DE CARACTERISTICAS CONOCIDAS POR EL METODO VOLUMETRICO

I. Objetivo.

El objetivo que se persigue a base de la teoría de la valuación es demostrar la efectividad del método volumétrico en la Valuación de Reservas Petrolíferas, siempre y cuando se tome en cuenta el factor geológico que comprendiendo las propiedades de las arenas petrolíferas y de los fluidos en el reservorio se llegue a fórmulas prácticas, que puede decidir la aplicación y materializar la conveniencia del método volumétrico.

II. Partes que comprende el proyecto.

El proyecto comprenderá una parte teórica y una aplicación práctica resuelta numéricamente.

A) Parte teórica.-

A base de como puede ser afectado el rendimiento de un reservorio por la relación existente entre su rendimiento de aceite y gas con aquellos factores pertenecien-

tes a su operación y a la naturaleza del medio poroso y los fluidos contenidos en él, determinar la influencia e importancia teórica de los siguientes aspectos:

Características de los fluidos; Tipos de Rendimiento del Reservorio; Principios usados en el cálculo de Reservorio; Porosidad y Permeabilidad; Saturación de fluidos; Comportamiento del líquido bajo presión; Conversión de volúmenes; Método Volumétrico; Indices de Permeabilidad, su correlación con el Índice de Productividad; Ecuaciones de la Relación Gas petróleo; Saturación líquida; Predicciones del Reservorio; de modo de establecer una relación entre el factor técnico y el factor geológico del reservorio.

B) Aplicación práctica.- (Preparación del Reservorio a la Valuación).

Sobre el campo petrolero Tarapacá No. 2 situado al N.O. del Perú, cuyas características geológicas se conocen, se desarrollará el programa siguiente:

1ra. Etapa:

- a) Localizar un número determinado de pozos en el campo
- b) Construcción de los mapas de contorno estructural de la parte superior de la arena.
- c) Trazado de las secciones transversales.

- d) Construir el mapa isopaco de la zona de gas y petróleo.

2da. Etapa:

- a) Determinar el Agua connata.
- b) Calcular el Índice de Productividad.
- c) Por el Método volumétrico determinar:
- Petróleo en el lugar, in situ, (barriles en el reservorio y en ST).
 - Petróleo en el lugar, in situ, (barriles por pie acre en el reservorio y barriles por pie acre en el ST).
- d) Determinar el valor de la siguiente relación de

$$"m" = \frac{\text{Vol. gas en casquete}}{\text{Vol. zona petróleo}}$$

- e) Plotear las curvas de factor de formación volumétrico y gas en solución con la curva de Presión.
- f) Calcular el factor de compresibilidad de los gases y plotear su curva con la curva de Presiones.

3ra. Etapa:

- a) Calcular el gas producido bajo condiciones determinadas:

Ej: $P = 2600 \text{ psi}$ $m = 0$

- b) Modificar el balance de gas hasta incluir el casquete de gas "m".
- c) Lo mismo que en (a) excepto el empleo del valor de "m" como se calcula en la lra. Etapa.
- d) (a) Hallar la Permeabilidad Relativa (Kg/Ko) a 2600 psia.
(b) Encontrado Kg/Ko = 0.090 hallar la razón instantánea gas petróleo a una presión dada.

Ej: (R) a 1900 psia.

C) Valuación de la propiedad petrolera.

1.- Predicción del Reservorio.-La Reserva Petrolera.

- a.- Características de los flúidos.
- b.- Mecanismos de energía.
- c.- Características de la producción.
- d.- Producción futura.
- e.- Reservas.

2.- Predicción analítica por el método:

- a.- Volumétrico.
- b.- Por la ecuación de balance de materiales.
- c.- Por la curva de declinación.
- d.- Comparación de las reservas estimadas.
- e.- Seguridad relativa en las reservas estimadas.
- f.- Participación.

3.- Valor de la propiedad.-

- a.- Valor del Petróleo.
- b.- Gastos de Operación.

c.- Valuación de la Propiedad.

d.- Valor Presente de la Propiedad.

III.- Conclusiones.

A.- ESTUDIO TEORICO DEL FACTOR RESERVORIO

a).- CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

FUERZAS PRIMARIAS

En el comportamiento de los reservorios de petróleo - hay tres fuerzas primarias que actúan fuera de la presión de los fluidos; estas fuerzas son: gravedad, viscosidad y capilaridad.

Estas tres fuerzas controlan tanto la distribución como el movimiento de los fluidos del reservorio. La magnitud con que dada una de éstas actúa, en un caso específico, depende de la cantidad total de estos fluidos, las características y estructura del reservorio y las condiciones que son impuestas al reservorio, ya sea por su propia naturaleza ó - por prácticas operativas. Estos cuatro factores controlando la acción de las fuerzas, definen el rendimiento de cualquier reservorio; y deben ser examinados para encontrar qué factores secundarios son importantes.

CARACTERISTICAS DEL MATERIAL O MATRIZ DE RESERVORIO.

La naturaleza del material del reservorio en sí, es de consecuencia en el rendimiento del reservorio, La naturaleza

za química y física de la superficie sólida expuesta al contacto fluido registrarán la naturaleza y magnitud de las fuerzas interfaciales, que actúa entre el material del reservorio y los líquidos presentes. Sea o nó, que el material del reservorio esté compuesto de cuarzo puro, roca calcárea o algún otro mineral o compuesto rocoso tendrán un efecto sobre estas fuerzas.

Es importante discriminar cualquier posible diferencia entre la masa total del material del reservorio, y, aquella que está en contacto con los fluidos del reservorio. Por ejemplo: un depósito secundario de minerales arcillosos que revisten los poros de una arenisca, es una consideración -- más importante, que el hecho de que, el reservorio en sí, sea primordialmente una arenisca.

La estructura física del reservorio es también importante. Esta estructura controla no sólo la porosidad, sino también la permeabilidad, siendo la primera la capacidad en un reservorio de almacenar fluido y la última la capacidad del reservorio para transmitir fluido.

Al analizar el rendimiento de un reservorio, debe hacerse también una distinción entre la estructura del reservorio tipificada por poros uniformes formados por granos de arena en contacto unos con otros; y la estructura tipificada cavernas o grietas semejantes a poros, tales como se encontrarían en las calizas.

El comportamiento de los flúidos dentro de estos dos tipos de reservorio, como una función de las condiciones operantes podrían ser marcadamente diferentes.

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE RESERVORIO.

La naturaleza de los flúidos dentro de un reservorio es de importancia primordial.

La cantidad y tipo de cada flúido presente controla hasta cierto punto la magnitud de las diversas fuerzas fundamentales que entran en juego. Una de las más importantes características de estos flúidos es su comportamiento bajo presión; y para diferenciar entre sus respectivos comportamientos los flúidos del reservorio están clasificados como hidrocarburos y no hidrocarburos y como gases o líquidos. - Con relación a los gases hay que interesarse en comprensibilidad, condiciones críticas y el grado de solubilidad dentro de la fase líquida. En cuanto a los líquidos presentes hay que interesarse en comprensibilidad, la cantidad de gas que ellos tomarán en solución, el incremento de volumen sobre la solución de gas y las solubilidades mutuas. En cuanto a todos los flúidos hay que interesarse en el cambio de viscosidad con la presión. Entre los hidrocarburos gaseosos y líquidos que están presentes hay que tener un conocimiento de las relaciones de fase y fundamentalmente entender como se comportan las mezclas de hidrocarburos.

Finalmente pero no lo menos importante; las características de flúidos que también interesan, son las fuerzas de tensión superficial. Estas dependen no solamente de la naturaleza de los flúidos mismos, sino también de la naturaleza del reservorio. Estas fuerzas de tensión expresadas ya sea como tensión interfacial, grado de mojabilidad-humedabilidad o capilaridad, deben ser considerados, tanto desde un punto de vista dinámico, como desde un punto de vista estático.

ESTADO INICIAL DEL RESERVORIO.

El estado en el cual un reservorio se encuentra en el momento de su descubrimiento es otro concepto básico, por que el rendimiento del reservorio dependen en cierta medida de ello. Específicamente, de interés especial es la distribución inicial de los flúidos, aunque como ya se ha dicho- las tres fuerzas primarias controlan la distribución y el movimiento, estos dos últimos están estrechamente interrelacionados. La distribución inicial, por tanto, afecta al movimiento subsecuente.-

A parte de la distribución, las cantidades iniciales - relativas de las diferentes fases de los flúidos de los reservorios son de importancia.

TIPO DE RENDIMIENTO EN EL RESERVORIO.

Se conocen cinco tipos de rendimiento general de un - reservorio. Estos están basados en el tipo de desplaza

miento que ocurra y son:

1ro.- Impulsión interna de gas.

2do.- Impulsión por expansión de gas libre.

3ro.- Drenaje por gravedad.

4to.- Impulsión por agua.

5to.- Gas en solución.

Naturalmente, un reservorio dado no está limitado por uno sólo de estos mecanismos. El rendimiento que un reservorio específico posee en un tiempo dado, puede incluir más de un tipo de desplazamiento. Esto debe referirse a los factores mencionados anteriormente.

Por impulsión interna de gas se entiende la propulsión del aceite al pozo por medio de un gas que resulta de la solución. Esto involucra el concepto de dos fluidos aceite y gas que fluyen simultáneamente

Por expansión de gas libre se entiende el desplazamiento de aceite, no por gas que fluye con él, sino por el gas que lo desplaza a manera de pistón.

La diferenciación de comportamiento, de acuerdo a este mecanismo o al de impulsión interna de gas, no puede hacerse de manera definitiva; sin embargo, en el de impulsión interna, el concepto de energía definida por una cantidad de gas está presente.

En ciertos casos, dependiendo de la estructura del reservorio, podría ser posible que una impulsión interna de gas dé origen a una expansión de gas libre.

Otra razón por la que se limita la diferenciación entre estos dos mecanismos, se debe al hecho de que el desplazamiento de aceite mediante el gas en forma de pistón, ocurre tan sólo sobre un relativamente pequeño rango de saturación de gas.

Más allá de este pequeño rango de saturación, es necesario considerar el movimiento de dos fases simultáneamente. Esta línea de demarcación entre flujo a manera de pistón y flujo simultáneo es otra vez una función de la velocidad del movimiento de fluido.

El drenaje por gravedad evidentemente debe ser más diferenciado de una impulsión interna de gas y de una impulsión por gas libre. Por esto no se quiere decir que la fuerza de gravedad no esté en acción en estos dos casos. Lo que significa es que el término de drenaje por gravedad denota una situación en la cual el gas y el líquido están fluyendo; pero hay, además, una acción de contra corriente. En otras palabras, el fluido del reservorio se mueve hacia la inclinación del estrato y simultáneamente el gas se mueve en sentido contrario, o quizás, puede no moverse.

Por impulsión de agua se entiende el desplazamiento del fluido del reservorio por una acción de pistón con el agua. Esto puede incluir el influjo del agua desde cualquier dirección, otra vez, la eficiencia de desplazamiento puede ser cierta función de la velocidad de desplazamiento y se -

puede tener, otra vez, una región de saturación en la cual el agua y el fluido del reservorio están fluyendo simultáneamente.

La descripción de estos tipos de rendimiento de un reservorio, no significa que deban ocurrir de manera natural, sino que un reservorio puede operar bajo impulsión de la expansión de gas libre o por impulsión de agua como un resultado de la inyección de energía desde la superficie. En cualquier caso, las mismas fuerzas fundamentales están en trabajo y los mismos conceptos pueden ser usados para predecir y determinar el rendimiento del reservorio.

Desde este punto de vista, no se puede trazar ninguna línea definida de demarcación entre producción primaria de reservorio y producción secundaria. Para tratar un reservorio en cualquiera de estos estados de producción, se requerirá sencillamente un cambio de fuerzas.

PRINCIPIOS USADOS EN CALCULOS DE RESERVORIOS.

Para predecir el comportamiento de cualquier reservorio hay ciertos principios fundamentales de trabajo, los cuales pueden ser aplicados. En primer lugar pueden usarse aquellos principios derivados de la consideración de las diversas fuerzas fundamentales que operan en el reservorio. Estas incluyen las leyes de segregación por gravedad, el comportamiento capilar y el flujo viscoso. De las leyes básicas de comportamiento capilar se ha desarrollado el concepto de --

presión capilar y consecuentemente la distribución de los -
fluidos en el reservorio.

Las leyes de flujo viscoso han sido extendidas de la
fórmula original de Darcy para incluir el comportamiento
del flujo en varios rangos de saturación y en diversos ti-
pos de reservorios.

Estos principios fundamentales pueden ser aplicados se-
paradamente o en conjunto, aunque en la actualidad no se ha
estudiado su total aplicación, por sus limitaciones.

Otro principio de trabajo que puede ser aplicado es la
ley de la conservación de la masa. Debemos dar razón en
cierta manera y en cualquier fecha futura, de todo el mate-
rial originalmente presente dentro del reservorio.

Un conocimiento del comportamiento de los fluidos del
reservorio, bajo presión, junto con esta variación del tiem-
po permite establecer un balance de materiales. Esta aplica-
ción está, por supuesto, sujeta a las condiciones limitan-
tes impuestas por los procedimientos de operación del reser-
vorio. Más aún, podemos considerar solamente el cambio de -
un estado inicial a un final. El mecanismo de transición del
estado inicial al final, así como también los dos estados -
en sí.

El comportamiento análogo entre los sistemas de reservo-
rio y sistemas eléctricos o térmicos, dá otra base sobre la
que se puede calcular el comportamiento del reservorio. Es-

te principio nos permite construir modelos de trabajos empleando flujo eléctrico o calorífico.

El flujo dentro del modelo establecido con el objeto de duplicar las condiciones del reservorio y el comportamiento del modelo es, luego, estudiado para ser aplicado al reservorio.

ESTOS PRINCIPIOS DE TRABAJO COMPRENEN HASTA QUE PUNTO EN LA ACTUALIDAD PODEMOS MATEMATICAMENTE TRATAR UN RESERVORIO, CON EL PROPOSITO DE PREDECIR SU COMPORTAMIENTO (PREDICCIONES DEL COMPORTAMIENTO).

El objeto final de los cálculos de un reservorio es explicar y predecir el comportamiento del reservorio. Mediante la consideración de las fuerzas fundamentales, previamente tratadas, los factores que controlan el juego de estas fuerzas y las leyes básicas de las que tenemos conocimiento, podemos establecer ecuaciones o modelos de trabajo que nos permitirán alcanzar este objetivo. Se debe hacer hincapié en que, hasta el momento, esto está limitado, estrictamente hablando, a ciertos tipos de reservorios y para casos en que el reservorio goza de homogeneidad.

Las limitaciones específicas que serán impuestas en cualquier cálculo aparecerán al irse desarrollando la aplicación, que corresponde a la tesis.

Específicamente, estos principios pueden ser usados pa-

calcular las reservas de petróleo y gas existentes, la historia de la presión, la historia de la producción y la de la relación gas-petróleo, de un reservorio productivo, la cantidad del influjo de agua, los índices de productividad y las variaciones de los mismos, las ventajas de la inyección de gas y de la inyección de agua.

b.- CARACTERISTICAS FISICAS.

P O R O S I D A D

Es la característica física mejor conocida de un reservorio petrolífero. Determina el volumen de petróleo o gas presente y todos los cálculos de recuperación deben ser basados en el conocimiento de su valor promedio.

La porosidad de un material es definida como la fracción de espacio ocupado por la masa del material que no está ocupada por la parte sólida. En reservorios petrolíferos, representa el porcentaje del espacio total que es susceptible de ser ocupado por líquidos o gases. Determina la capacidad almacenadora de la arena y, generalmente, se expresa en porcentajes o como fracción de la unidad.

Los tipos de porosidad pueden ser clasificados de acuerdo a la manera en que ésta fué formada:

1.- Intergranular: Este tipo de porosidad se origina del espacio libre creado, por el conjunto de granos individuales de varios tamaños y formas.

La arenisca tiene este tipo de porosidad aumentada a veces por fracturamiento. La porosidad intercrystalina que ocurre en los carbonatos, es también una forma de porosidad intergranular. La porosidad intercrystalina resulta de una diferencia en el tamaño y disposición de los cristales, así como de la composición mineral de las rocas. La porosidad neta resulta del conjunto o reunión de esferas fósiles de un diámetro casi uniforme. El conjunto se aproxima a un ordenamiento exagonal con una porosidad de 26% que, debido a disolución o cementación, puede ser alterada.

2.- Porosidad Vacular.-

Resulta de la disolución de las rocas carbonatadas por la acción de las aguas y se caracteriza por canales y bolsillos en las rocas. Este tipo de porosidad es muy común en dolomitas cristalizadas donde los poros individuales pueden tener un diámetro hasta de una pulgada y mucho más.

3.- Porosidad por fracturamiento.

Resulta de los movimientos terrestres que originan juntas y fallas a través de las cuales las aguas pueden lograr fácil acceso por entre la roca masiva original. El desarrollo del ordenamiento de la porosidad por fracturamiento

to está relacionado a la susceptibilidad de fracturamiento de la formación, como una unidad bajo la aplicación de una carga deformante. La historia estructural de la región puede ser una ayuda para determinar la extensión del desarrollo de porosidad por fracturamiento. En determinado campo se ha dicho que el 90% de la porosidad está en la matriz de arena pizarrosa ajustada o compacta y 10% en las fracturas, pero que las fracturas contribuyen al 90% de la permeabilidad, mientras que la matriz contribuye al 10% solamente. Las fracturas, por lo tanto, no contribuyen mucho a la porosidad del reservorio, pero sirven como una red de drenaje para que el aceite llegue a los pozos.

4.- Porosidad fosilífera.-

Es desarrollada por disolución cuando los restos fósiles dentro de una roca carbonatada son más solubles que la roca misma.

5.- Porosidad de las rocas que están en cadena cerca a la superficie del mar.

Es un tipo de porosidad fosilífera que está presente en el coral fósil o estructuras de algas marinas, como resultado de la descomposición de materia orgánica que llenaba originalmente las aberturas.

Se puede distinguir dos clases de Porosidad, es decir, absoluta y efectiva. Porosidad absoluta es el porcentaje de

$\frac{dP}{dL}$ = Gradiente de Presión en la dirección del flujo en
Atmósferas/cm.

Esta ecuación asume:

- 1) Que el total espacio poroso del material de reservorio está lleno del fluido fluyente.
- 2) La velocidad de flujo v no es una velocidad real sino una velocidad aparente equivalente a $\frac{Q}{A}$ donde Q es la velocidad de flujo del volumen en cm^3/seg . a través del-
área seccional A .

El área A está expresada en cm^2 . perpendicular a la dirección del flujo en el punto donde v es deseada. Entonces una permeabilidad de un Darcy puede ser definida, como aquella que permitirá el flujo de $1 \text{ cm}^3/\text{seg}$ de fluido de un centipois de viscosidad a través de un área de 1 cm^2 bajo una gradiente de presión de $1 \text{ At}/\text{cm}$.

La aplicación de la Ley de Darcy a una sistema de re-
servorio debe hacerse como una simplificación de la ecua-
ción 1.

Dos sistemas ideales son usados como los más ampliamente
adoptables al sistema de producción.

Estos son el sistema de flujo lineal y el sistema de
flujo radial.

Flujo lineal.-

Ley de Darcy.-

Para un segmento dL de un sistema de flujo lineal (FIG.1) la Ley de Darcy es:

$$\frac{Q}{A} = \frac{K}{u} \frac{dP}{dL} \quad (2)$$

Si un fluido no compresible está fluyendo la ecuación 2, puede ser directamente integrada para obtener:

$$Q = \frac{KA (P_1 - P_2)}{uL} \quad (3)$$

Si un fluido compresible está fluyendo la cantidad Q varía con la presión. La variación que usualmente se asume es $PQ = K$ (constante) o $P_m \cdot Q_m$ donde:

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad y$$

Q_m es la velocidad en P_m . La integración entonces da:

$$Q_m = \frac{KA (P_1 - P_2)}{uL} \quad (4)$$

Las ecuaciones (3) y (4) son las más comunmente usadas - para la determinación de la permeabilidad en el laboratorio.

EJEMPLO.- Los "Core plug" se cortan en ambos sentidos horizontal y verticalmente porque hay diferencia en los dos sentidos. La presencia de material arcilloso en "cores" causa complicaciones en las mediciones de K. El disecado del "core" puede contraer las arcillas, especialmente la bentonita y la permeabilidad del aire del core disecado será más alto que el obtenido en el "core" con agua. El agua fresca en el "core" hace que la arcilla se hinche y reduce la permeabilidad.

KLINKENBERG.

La permeabilidad es usualmente medida por medio de aire - y por consiguiente el comportamiento de gases durante el flujo a presiones bajas y en capilares finos es de interés cuando el tamaño de la capilaridad se acerca a la separación de las moléculas, los gases fluyen más rápidamente ($V = \frac{Q}{A}$) que de acuerdo a las leyes de Poiseuille y Darcy.

Usando un tubo capilar, Klinkenberg derivó una fórmula para corregir la permeabilidad al gas a un fluido de alta densidad

$$K_g = K_l \left(1 + \frac{4c}{r} \right)$$

K_g - Permeabilidad a gas

K_l - Permeabilidad a líquido o gas de alta densidad

- Distancia media de las moléculas de gas a la presión media a la cual se midió K_g .

c - Factor de permeabilidad aproximadamente

r - Radio de capilaridad.

Desde que para los gases ideales es inversamente proporcional y desde que r es fijado para un medio poroso dado.

$$K_g = K_l \left(1 + \frac{b}{P_m} \right)$$

b - Constante para el sistema gas-sólido

P_m - Presión media del gas que fluye en el medio poroso.

El gráfico K_g ; para un K_l dado en un core, versus $1/P$ es una línea recta.

El gráfico muestra que la presión del gas tiene un efecto importante en la permeabilidad y de nuestra teoría de que el resbalamiento del gas es debido a que el diámetro del poro se acerca al intervalo medio de las moléculas.

$$b = 0.77 K_l^{-0.39}$$

Las mediciones usuales de la permeabilidad se hace con aire a presiones medias justamente sobre una atmósfera.

Por ejemplo si $K_l = 0.1$ mds.

$$b = 0.77 (0.1)^{-0.39} = 1.91$$

$$\frac{K_l}{K_g} = m = \frac{1}{1 + \frac{b}{P_m}} = \frac{1}{1 + \frac{1.91}{1.00}} = \frac{1}{2.9} = 0.343$$

Si $K_g = 0.291$ mds.

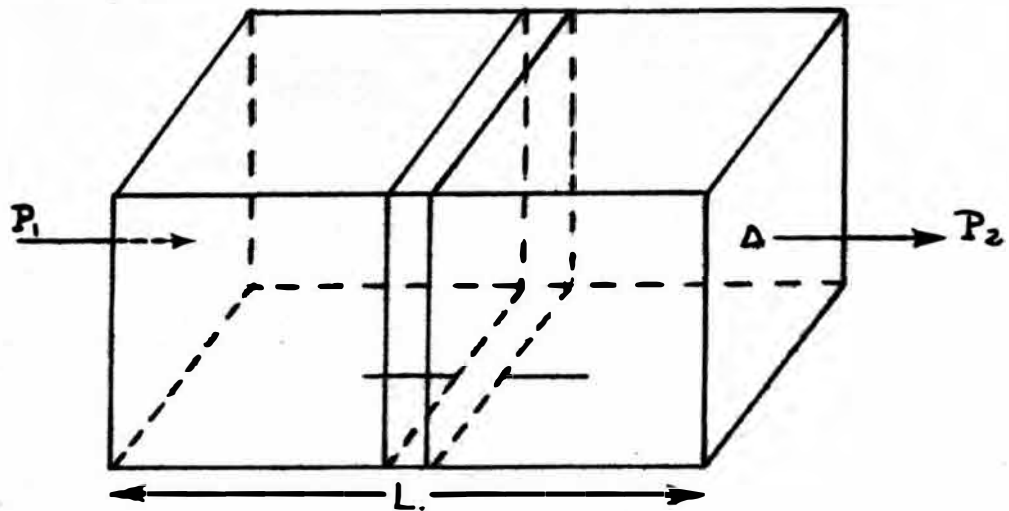
$$K_1 = 0.343 \times 0.291 = 0.1 \text{ mds.}$$

El diámetro medio del poro se obtiene de la medición de la presión de capilaridad que es una prueba de rutina - en el "Core Analisis".

Valores de "b" para otros gases:

$$\frac{b \text{ aires}}{b \text{ gas}} \quad \frac{\text{aire}}{\text{gas}}$$

Este fenómeno está asociado con la difusión del gas a través del medio. A bajas presiones el gas se difunde más que a altas presiones y contribuye a que el gas pase más rápidamente.



SISTEMA LINEAL DE FLUJO

FLUJO RADIAL.

Es un sistema de flujo radial se asume que el flujo ocurre entre dos superficies cilíndricas concéntricas al exterior de radio = R_e y la interior de radio = R_w . Sobre la superficie cilíndrica en R_e la presión es un valor constante, P_e , y sobre la superficie cilíndrica en R_w la presión es un valor constante P_w .

El flujo converge del cilindro exterior al cilindro central.

Aplicando la ecuación (1) a un segmento dr de un sistema radial, (FIG. 2) e integrando obtendremos:

$$Q_m = \frac{2 Kh (P_e - P_w)}{u \ln r_e/R_w} \quad (5)$$

donde:

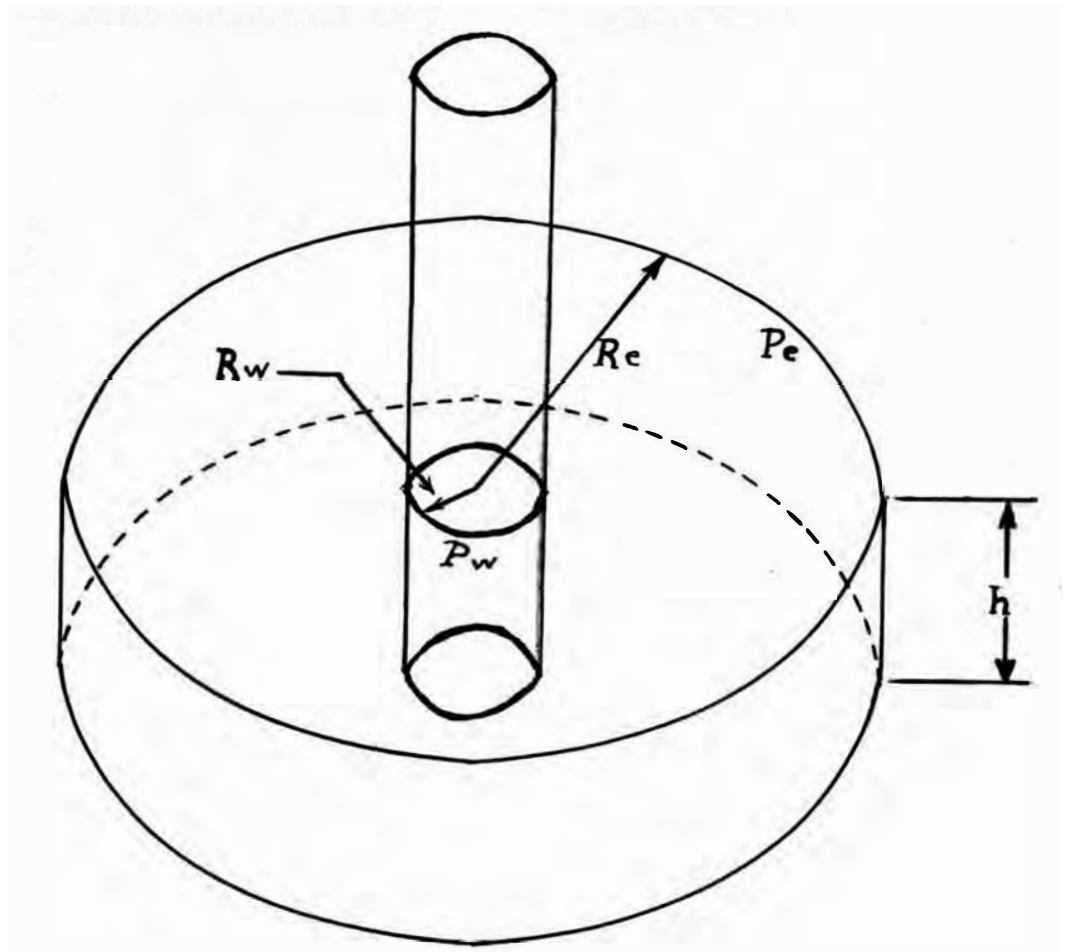
Q_m = Velocidad del flujo volumétrico medido a la presión media aritmética

$$\frac{P_e + P_w}{2}$$

h - Altura del sistema radial de flujo.

Desde que la velocidad de volumen está dada a una presión media la ecuación (5) expresa ya sea flujo de gas o flujo de líquido.

El límite exterior de un sistema radial se desvía considerablemente de la fórmula cilíndrica ideal, sin embargo ha sido demostrado que la ecuación 5 conservará un buen grado de exactitud sustituyendo una superficie cilíndrica promedio de radio R_c por el límite irregular exterior.



SISTEMA RADIAL DE FLUJO

DISTRIBUCION DE LA SATURACION DE AGUA DE FLUJO LINEAL.

La expresión para el promedio del flujo por unidad de sección transversal es:

$$g_w = \frac{K_o \frac{dpc}{dS_w} dS_w}{1 + \frac{1}{K_w} \frac{K_o}{U_o} \frac{U_w}{U_o}} \quad (A)$$

Acomodando la ecuación para temperatura una expresión en función de:

$$\frac{dS_w}{dl} = \frac{g_w \left(\frac{K_o}{K_w} \cdot \frac{U_w}{U_o} \right) - g_t}{\frac{K_o}{U_o} \cdot \frac{dpc}{dS_w}} \quad (B)$$

Si ambas g_t g_w son cantidades fijas, como es el caso en el flujo laminar, la ecuación será entonces en función de la saturación agrupando e integrando se tiene:

$$(C) \quad \frac{K_o/U_o \cdot dpc/dS_w}{g_w (1+K_o/K_w \cdot U_w/U_o) - g_t} dS_w - dl$$

Evaluando la integral gráficamente, la distribución de la saturación vs la longitud puede ser encontrada, si se quiere que una saturación de referencia, por ejemplo, sea conocida a la salida final del sistema.

Usando la figura 1 para la presión capilar y la figura 2 para la permeabilidad relativa, el lado izquierdo de la ecuación C ha sido calculado por un valor particular de

gt y gw ploteado versus Sw en la figura (3).

Un valor dado de Sw inmediatamente determina dp/dSw y permeabilidad relativa. La permeabilidad absoluta escogida fué de 460 md. y las viscosidades fueron escogidas como unidades desde que dl es una función lineal, el eje Sw en la figura (3) ha sido graficado para dar áreas iguales bajo la curva. Así la saturación a estos puntos corresponden a iguales cambios en distancias lineal. El resultado de plotear distancias Vs saturación es la figura No. 4.-

Es aparentemente rápido que la distribución de la saturación a través de un sistema lineal dado, depende del promedio total de flujo tanto como del flujo fraccional del agua. La distribución de la saturación podría también cambiar con la permeabilidad absoluta y las viscosidades.

Esto es particularmente pertinente para medidas de permeabilidades relativas. Estas medidas los cambios de saturación han venido a ser conocidas como un "efecto final".

PERMEABILIDAD RELATIVA

La coexistencia de dos fases en un medio poroso tal como gas y aceite o aceite y agua por sí misma no invalida el concepto de flujo de fluidos homogéneos. Las formaciones que producen por encima de la presión de saturación del aceite pueden generalmente ser tratadas como sistemas de fluidos homogéneos, aunque ellas contengan 10 a 30% de agua connata, lo mismo es verdad para formaciones productoras -- libre de gas. La razón es que en estos casos el agua connata está inmóvil dentro del área productiva de aceite de manera que queda solamente una fase móvil en el sistema.

Mientras la estructura analítica convencional que describe el movimiento de la única fase móvil permanece la misma como si la fase inmóvil no estuviera presente en absoluto, hay un factor numérico básico que ingresa al problema -- debido a la presencia de la fase inmóvil. Esto es, un cambio en la permeabilidad del medio poroso a la fase móvil. Se recomendará que la permeabilidad como se ha venido considerando, se ha referido a la medida de las condiciones de flujo en las cuales la fase fluyente ocupa el conjunto de los espacios vacíos, representados por la porosidad efectiva -- del medio. Si parte de este espacio fuera ocupado por otra fase, es claro que la resistencia al flujo de la fase móvil sería incrementada, quiere decir, que la permeabilidad para este fluido sería menor que si el sólo llenara el to-

tal del espacio vacío de la roca.

La magnitud de la reducción en la permeabilidad del fluído homogéneo dependerá evidentemente de la cantidad de la fase inmóvil presente.

Más aún será diferente si la fase inmóvil moja los lími-tes sólidos internos de la roca y por ello tiende a concen--trarse en los espacios porosos más pequeños y en los recesos angulares de la roca, que si no fuera mojante y se distribuiera en elementos separados, ocupando. las regiones céntrales de los poros individuales. En cualquier caso cuando la roca productiva contiene más de una fase de fluidos simple - el concepto de permeabilidad, como hasta aquí ha sido desa--rollado debe generalizarse; ya no puede ser considerado como una cantidad invariable ni única y completamente fijada por la naturaleza y estructura de la roca. Debe tenerse conocimiento del hecho de que su magnitud, cuando se refiere a - la fase móvil será aceptada por la presencia de otros flui--dos en los poros de la roca aún cuando ellos permanezcan in--moviles.

Y debe anticiparse que el efecto de la fase inmóvil va--riará con la naturaleza, distribución y cantidad presente.

Estas mismas condiciones sugieren la generalización adicional, que cuando más de una fase fluída está presente en - un medio poroso el término permeabilidad debe asociarse espe--cíficamente con las fases individuales comprendidas.

La roca en sí mismo, tendrá todavía una permeabilidad - que se refiere a su capacidad de flujo para un fluido de fa ses simple u homogéneo. Y como antes, esta será independiente de la naturaleza del fluido mientras no se relacione con el medio poroso. Sin embargo, refiriéndose al sistema com-- puesto del medio poroso y sus fluidos la capacidad de flujo debe ser expresada en término de permeabilidad para las fa- ses de fluidos separados presentes.

-Sus magnitudes absolutas pueden denominarse Permeabili dades efectivas. O más convenientemente pueden expresarse - como fracciones de la permeabilidad de fluido homogéneo o - sea como permeabilidades relativas. Por ejemplo si una roca de Permeabilidad de fluido homogéneo de 500 milidarcys con- teniendo 20% de agua connata, produce aceite, libre de agua en una capacidad correspondiente a una permeabilidad de 400 milidarcys, puede describirse la situación diciendo que la Permeabilidad relativa del agua es cero y la del aceite es 80%, que la permeabilidad efectiva al agua es cero y la -- del aceite 400 milidarcys. De igual manera si un horizonte productivo de 500 milidarcys está produciendo gas libre y a ceite y si las permeabilidades calculadas para cada fase se paradamente como si cada una estuviera fluyendo sola por la roca, son 200 milidarcys para el gas y 50 milidarcys para - el aceite, los resultados podrían expresarse como 40% de -- permeabilidad relativa para el gas y permeabilidad relativa

del 10% para el aceite.

Las curvas de permeabilidad relativa pueden obtenerse de dos maneras, ellas pueden dibujarse con los datos de la boratorio determinados de muestras cores o pueden ser calculadas por el uso de la historia de la producción pasada del reservorio. El Ingeniero de producción no necesita conocer los detalles de las permeabilidades relativas, determinadas en el laboratorio; sin embargo algunas veces puede pedírsele que calcule la permeabilidad relativa de la historia de producción y por ello solamente el último método se considera aquí.

Los cálculos están basados en la ecuación de Darcy generalizada y comprenden una ecuación de GOR y una ecuación de saturación de líquido.

RESUMEN DE ECUACIONES DE LA LEY DE DARCY.

Todas las ecuaciones mencionadas están dadas en el -- sistema C.G.S. Para presentar estas ecuaciones en la forma más usual y presentar unas cuantas ecuaciones adicionales derivadas de la ley de Darcy se han hecho las siguientes - tabulaciones:

<u>Tipo de Sistema de Flujo</u>	<u>Fluido fluyente</u>	<u>Fórmula de la Ley de Darcy.</u>
Lineal	<u>Líquido</u>	$Q = \frac{707}{2} \frac{Ka (P_1 - P_2)}{UL}$
	<p>Q = bbl/día K-darcies A = pies² u = c.p. (P₁-P₂) = psi.</p>	
Lineal	<u>Gas</u>	$Q_m = \frac{KA (P_1 - P_2)}{uL}$ or
	<p>Q_m = CC/sec. a P_m = $\frac{P_1 - P_2}{2}$ y temp. de fluido Q_a = CC/sec. a 1 atm. y temp. de fluido.</p>	$Q_a = \frac{KA (P_1 - P_2)}{2uL}$
	<p>K = darcies A = sq. cm. (P₁ - P₂) - atm. u - co. L - cm.</p>	
Radial	<u>Líquido</u>	$Q = \frac{7.07 Kh (P_e - P_w)}{u \ln Re/Rw}$
	<p>Q = bbls/día. K = Darcies h = ft.</p>	$Q = \frac{3.07 Kh (P_e - P_w)}{u \log Re/Rw}$

Tipo de Sistema de flujo

Fluido fluyente

Fórmula de la Ley de Darcy

Radial

Gas

$$Q_s = \frac{.0382 Kh (P_e^2 - P_w^2) T_f}{u \ln \frac{R_e}{R_w}}$$

Q_s - Cu. Ft. 60°F&atm.

K - darcies

h - Ft.

u - cp.

P_e & P_w - Psia.

R_e & R_w - ft.

T_f - Rankin

Inyección de agua.

Líquido

$$Q = \frac{7.07 Kh P}{2u \left(\ln \frac{d}{R_w} - 0.619 \right)}$$

Q - bbls/día

K - darcies

- ft.

P - psia.

u - cp.

d ft.

R - ft.

$$Q = \frac{1.54 Kh P}{u \left(\log \frac{d}{R_w} - 0.269 \right)}$$

dera como unidad, entonces las saturaciones de aceite gas y agua son cada una de las fracción de la unidad, asimismo la suma de las saturaciones es igual a 1.

La saturación de agua que ocurre en una zona de aceite y gas comunmente/^{es}referida como agua de saturación connata o intersticial.

Las saturaciones de aceite y agua registradas de los informes en los análisis de los núcleos testigos no son de confianza para cálculos cuantitativos, debido principalmente a la caída de presión y a la contaminación por fluidos extraños al sacar el núcleo del hueco del pozo. El método más usado para la determinación de la saturación de agua connata ES EL METODO DEL ESTADO RESTAURADO DE PRESION CAPI-LAR.

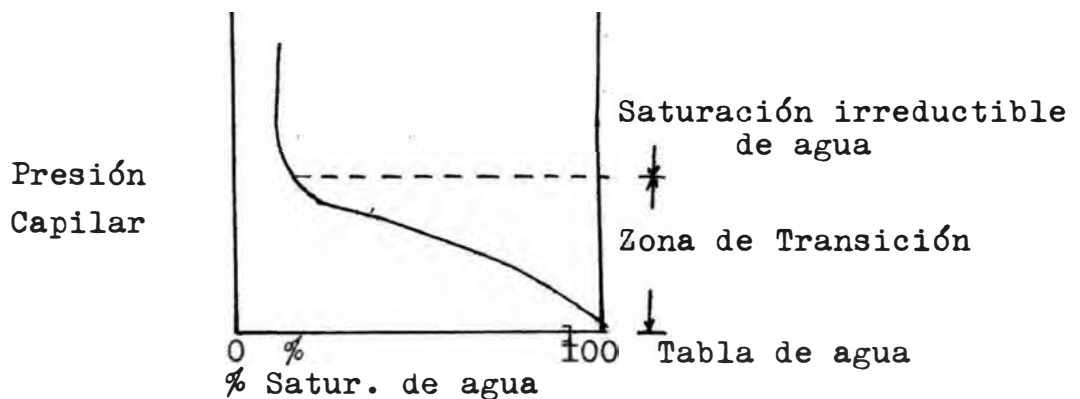
El uso de este método se basa en la suposición de que - la secuencia de los hechos en el desarrollo de un reservorio fueron:

- A) -Presencia de agua.
- B) -Invasión de aceite.
- C) -Retención y distribución de agua de acuerdo a las - fuerzas capilares.

La cantidad de agua connata encontrada en un reservorio puede ser aquella cantidad que puede ser mantenida por las fuerzas capilares. Esta cantidad puede ser medida en el Laboratorio por una secuencia similar de hechos. Una curva de

presión capilar (FIG. 1) es construída con los datos de laboratorios.- La curva muestra un intervalo de profundidad, en el cual la saturación de agua varía gradualmente de 100% a 20%.

Esta es denominada zona de transición, la cual debe ocurrir en cualquier reservorio donde hay tabla de fondo de agua. No se puede decir que el contacto agua aceite exista a una profundidad definida sino más bien dentro de un rango de profundidad. La sección de reservorio por encima de la zona de transición aceite agua es llamada la región de saturación irreductible de agua. Se puede deducir que este valor de saturación irreductible de agua, representa la saturación de agua connata en la sección productiva del reservorio, porque esta agua no sale.



COMPORTAMIENTO DEL LIQUIDO BAJO PRESION.

GENERALIDADES.-

Cualquier característica física de un líquido que es función de la presión, merece consideración en problemas de ingeniería de reservorio. Las más importantes de estas características actualmente en uso son:

Compresibilidad.

Cantidad de solubilidad de gas,

Cambio en el volumen del líquido debido a la solución de gas.

Viscosidad.

Los datos obtenidos hasta el momento indican que el cambio en estas variables con la presión sigue funciones bien definidas, el cambio real es determinado por experimentos de laboratorio.

SOLUBILIDAD DE GAS.

De acuerdo a la Ley de Henry la solución de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión ejercida por el gas. Esta es una ley ideal, la cual se aplica solamente en limitadas circunstancias y no puede ser usada como tal a través del rango total de presiones, comunmente encontrados en reservorios de petróleo. Por lo tanto se debe confiar principalmente en los datos determinados experimentalmente.

Antes de determinar la cantidad de gas que se disolvería en un tanque de almacenamiento dado de crudo a la presión atmosférica, conforme la presión es incrementada, es costumbre medir la cantidad de que saldrá de la solución de una muestra de un reservorio de petróleo crudo, conforme la presión decrece del valor inicial que tuvo en el reservorio. Puesto que, en la solución de gases naturales en petróleo crudo no se está tratando con un fluido componente simple o un gas componente simple y compuesto que el mismo componente puede estar presente tanto en solución como su vapor debe considerarse las leyes de equilibrio vapor-líquido.

Es un hecho bien establecido, que la vaporización de una mezcla de hidrocarburos depende de la manera en que se realiza la vaporización. Los dos extremos bajo los cuales puede ser liberado el gas de la solución son:

Vaporización diferencial y

"Vaporización Flash" - Vaporización Instantánea. Por lo tanto en la determinación de la solubilidad del gas en un petróleo crudo es importante considerar la manera como ocurre la vaporización.

Puesto que la cantidad de gas, resultante de la solución, depende de la forma de cambio de presión, es pertinente decir qué mecanismo de liberación se aplica al aceite medido en el tanque de almacenamiento y al aceite remanente en el

reservorio. La variación real en cantidad de gas liberado - por cada uno de los dos extremos puede ser considerable. Probablemente ningún extremo es estrictamente aplicable y puede ser que la liberación diferencial se aplique más aproximadamente al aceite en el reservorio; mientras que la liberación flash, se aplique más aproximadamente al aceite llevado al separador. Ya sea que se elija usar datos de solubilidad en una base flash, una base diferencial, o una base intermedia, la función de solubilidad con presión es característica.

La FIG. 1, muestra una determinación típica de solubilidad como una función de la presión y la FIG. 2, adjunta indica la naturaleza de los resultados obtenidos usando ambos métodos de vaporización en una muestra dada del reservorio.

Arriba de cierta presión se notará que la solubilidad es aproximadamente lineal con la presión.

Tal aproximación es muy útil para propósito de cálculo en el uso de la ecuación de "Balance de Material".

La solubilidad del gas en el aceite debe ser referida a alguna base, la cual podría ser aceite en el tanque de almacenamiento o aceite en el reservorio. Es costumbre usar - el primero, se definirá entonces la solubilidad, r , como el pie cúbico de gas medido a condiciones standard que se disolverá por barril de aceite en tanque de almacenamiento cuando está sujeto a presión de reservorio P y a temperatu

ra Tf.

ESTIMACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION.

El método simple de estimar el Factor de Volumen de Formación FUF requiere conocimiento de la gravedad API - del petróleo almacenado, la temperatura del reservorio y la presión a la cual el FUF se quiere conocer. Para esta correlación se asume que los cambios que se producen en el volumen de petróleo, de las condiciones del reservorio a las condiciones de almacenamiento, ocurre en dos etapas.

En la etapa "A" la presión es reducida desde la presión del reservorio a la atmosférica a temperatura constante con el cambio que produce el gas en solución.

En la etapa "B" la temperatura es reducida desde la temperatura del reservorio a 60°F a la presión constante de una atmósfera. Este proceso se ilustra en la FIG. 1 para B barriles de petróleo reservorio.

Para la etapa "B" la contracción basada sobre el volumen final.

$$Sh_B = \frac{V \times 1}{1} \quad \text{ó sea} \quad V_x = 1 + Sh_B$$

Similarmente para la etapa "A" la contracción basada en el volumen final es:

$$Sh_A = \frac{B - V_x}{V_x}$$

Eliminando el valor intermedio V_x , de ambas ecuaciones y resolviendo para B, se obtiene:

$$B = (1 + ShA) (1 + ShB)$$

Consecuentemente, si ShA y ShB son conocidos B puede ser calculado. El valor de ShA es determinado por la cantidad de gas emitido.

Un ploteo de ShA vs. la solubilidad del gas se muestra en la figura adjunta.

Los valores de ShB como una función de la temperatura del reservorio para codos de diferentes API se dan en la figura adjunta de la página siguiente.

Este método de estimación del Factor Volumen de Formación da un máximo error de 15%.

Hay otros métodos como el basado en el conocimiento de la gravedad del gas -del petróleo, la solubilidad del gas y la presión y temperatura del reservorio que estima el valor del Factor de Volumen de Formación, como un valor probable del 50%.

Ejemplo.- Estimar B para un petróleo de 30°API a la temperatura del reservorio de 150°F y una presión de 250 psia.

De la figura que relaciona el gas en solución como una función de la presión y de la gravedad API. Se estima que el gas en solución será 600 SCF/STB.- Consecuentemente ShA es 0.29 de la FIG. 2.

A la temperatura del reservorio de 150°F, ShB es 0.036 para un petróleo de 30°API como se muestra en la FIG. 3. y de acuerdo a la ecuación:

$$B = (1 + 0.29)(1 + 0.036) = 1.34$$

ra Tf.

CAMBIO EN VOLUMEN DE ACEITE DEBIDO AL GAS EN SOLUCION.

Conforme el gas se disuelve en aceite en el tanque de almacenamiento, hay un incremento en el volumen total líquido.

Muy a menudo para el cálculo teórico, el incremento en volumen debido al gas en solución puede ser equivalente a aquel que ocurriría si el gas fuera condensado separadamente y mezclado con el petróleo crudo comprimido a la presión deseada.

Este cálculo no es exacto debido a que la mezcla de líquidos no son elementos sumandos de sus volúmenes componentes y por esta razón como con el gas en solución la mejor manera de obtener el dato de contracción es por una medición empírica Sh_A y Sh_B . La relación de afinidad entre presión y volumen de petróleo crudo con su gas en solución es una función definida y la FIG. 1, dá los datos obtenidos para una muestra de fluido reservorio real e ilustra el tipo de relación usualmente encontrado. De nuevo para la región por encima de una presión aceptable baja la relación es a menudo lineal y puede ser usada como tal, para cálculos de "Balance de Material"

En cambio en volumen de aceite se expresa de dos diferentes maneras, algunas veces por el término contracción y

otras por el término factor de volumen de formación. Usualmente la base a la que se refieren los cambios de volumen es la unidad de petróleo crudo en condiciones de tanque de almacenamiento, debido a que esta unidad de aceite puede ser más fácilmente medida.

El factor de volumen de formación B, es definido como la cantidad de espacio en el reservorio a una presión definida que sería ocupado por un barril de aceite del tanque de almacenamiento, más el gas que estaría en solución a aquella presión.

El factor de contracción como usualmente se define es equivalente al factor de volumen de formación menos 1.

Significa el cambio en volumen de aceite del reservorio a volumen de aceite de tanque de almacenamiento, referido al último como unidad. Algunas veces, puede ser usado, sin embargo para indicar el cambio en volumen referido al volumen de aceite en el reservorio, como unidad. Este último término usado como contracción, será más pequeño que el primero. Al usar este término debe ser definido claramente.

Desde que diferentes cantidades de gas resultarán de la solución, dependiendo del tipo de liberación de gas que ocurra, así también el cambio en volumen de aceite dependerá del tipo de liberación de gas que ocurra. Con una cantidad

de gas más pequeña resultante de la solución ocurre una reducción en volumen más pequeña.

Las curvas típicas que muestran la diferencia son dadas en la figura 3. Puesto que la vaporización flash o instantánea da una mayor cantidad de gas en solución, ella también da un factor de volumen de formación mayor .

CONVERSION DE VOLUMEN STANDARD DE GAS A VOLUMEN DE RESERVORIO.

Puesto que conocemos la relación entre Volumen Presión y Temperatura también sabemos convertir volúmenes de una presión y temperatura a otra presión y temperatura. En cálculo de reservorio la cantidad de gas que es medida está en condiciones atmosféricas. La cantidad deseada es el volumen de espacio ocupado a condiciones atmosféricas por un pie cúbico de gas de reservorio. Para llegar a un factor de conversión, se procede de la siguiente manera:

Considerar un pie cúbico de gas V_1 a condiciones de reservorio.

Por la ley ideal de los gases:

$$P_f V_1 = ZNRT_f \quad \text{o} \quad V_1 = \frac{ZNRT_f}{P_f}$$

Llevemos V_1 a condiciones standard 60°F y 14.7 psia o

$$V_2 = \frac{V_1 \times P_f}{14.7} \times \frac{520}{T_f} \times \frac{1}{Z}$$

Entonces:

$$V_2 = \frac{2 NRT_f}{P_f} \times \frac{P_f}{P_a} \times \frac{T_a}{T_f} \times \frac{1}{Z}$$

Asumamos:

$$f = \frac{V_2}{V_1}$$

$$f = \frac{\frac{NRT_a}{ZNRT_f}}{\frac{P_a}{P_f}}$$

$$f = \frac{P_f}{P_a} \times \frac{T_a}{T_f} \times \frac{1}{Z}$$

Si P está en libras por pulgada cuadrada absoluta y T en grados rankin; la cantidad f podría ser entonces el número de pies cúbicos a condiciones standard ocupado por - un pié cúbico a condiciones de reservorio. Una razón sin dimensión.

Puesto que se deseará sumar los volúmenes de reservorio de aceite y gas en estudios de reservorios, y puesto que el volumen de aceite se expresará en barriles, será necesario tener el volumen de gas en barriles. Por lo tanto, un factor de conversión F será definido como $f \times 5.615$, cuyo factor será el pié cúbico de gas a condiciones standard, que ocupa el espacio un barril de reservorio a temperatura y presión del reservorio. Este factor F se hace:

$$F = 5.615 \frac{P_f}{P} \times \frac{T}{T_f} \times \frac{1}{Z_f}$$

c.- CONSIDERACIONES BASICAS PARA EL CALCULO DE RESERVAS.

METODOS VOLUMETRICOS PARA ESTIMAR EL VOLUMEN DEL RESERVORIO.

El contenido original de aceite en el tanque de almacenamiento (N) de un reservorio en barriles está expresado por la siguiente relación volumétrica.

$$N = 7758 \frac{V_o (1 - P_w)}{B}$$

V_o (Total Ac-ft x ϕ)

Donde V_o es el volumen en acre pies del reservorio, el volumen de gas cap si está presente puede ser similarmente evaluado, los pies cúbicos standard de gas original en el lugar (G) es calculado de:

$$G = 43,560 V_g \phi (1 - P_w) f.$$

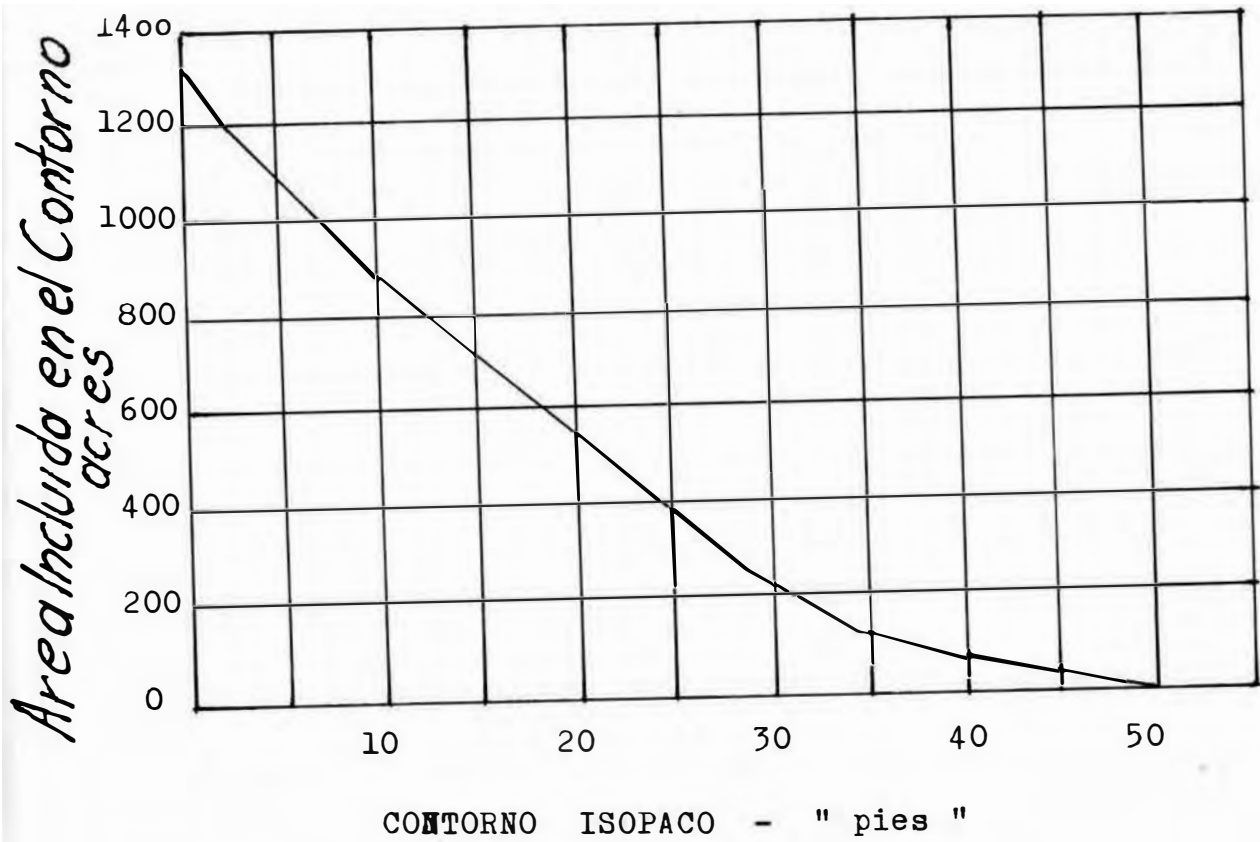
Para el propósito de cálculo de volumen poroso del reservorio dos tipos de mapas son particularmente deseables.

(1) isópaco y(2) isovel.

El mapa isópaco es un mapa de reservorios representado por líneas de igual espesor (h) sin embargo esta representación puede ser que no dé una idea exacta del volumen del reservorio disponible debido a la posibilidad de una distribución de porosidad conforme es indicado por el análisis de núcleos y registros eléctricos y radioactivos. En tal caso, una mejor idea del volumen del reservorio será obtenida de un mapa de contorno sobre la base de iguales valores del producto $h\phi$ donde ϕ es la porosidad y donde h es el espesor; se obtiene así un mapa (isovol).

El siguiente problema es computar el volumen del reservorio de tal mapa. El área comprendida por cada contorno se obtiene fácilmente por el uso del planímetro. Estas áreas pueden ser ploteadas contra el contorno que ellas representan un ejemplo de campo se muestra en la FIG. 1, y -

la relación entre contornos y áreas comprendidas por estos contornos del mapa isópaco se muestra en la FIG. 2 adjunta.



El área comprendida en este tipo de curvas representa el volumen del reservorio. Esta roca puede ser determinada por tres métodos de integración gráfica, por planimetría - la regla trapezoidal y la regla de Simpson.

(1).- El área bajo la curva puede ser determinada por planímetro. En el ejemplo $V_0 = 23,699$ (pie acre).

(2).- La regla trapezoidal puede ser usada y es como - sigue:

$$V_0 = h \left(\frac{1}{2} a_0 + a_1 + a_2 \dots + a_n - 1 \frac{1}{2} a_n \right)$$

donde:

h - intervalo de contorno en pies.

a_0 - área comprendida por el contorno cero en acres.

a_n - área comprendida por el contorno n en acres.

En el ejemplo:

$$V_0 = 10 \left(\frac{1}{2} 1319 + 878 + 561 + 217 + 77 + 7 + 0 \frac{1}{2} \right)$$

$$= 10 \times 2400 = 24,000 \text{ acre feet.}$$

(3).- La regla de Simpson, la cual probablemente obtiene el área bajo curvas irregulares con mayor aproximación que la regla trapezoidal, tiene la desventaja de requerir un número impar de áreas. Sin embargo, el área final puede ser cero.

La regla de Simpson establece que:

$$V_o = \frac{h}{3} (a_o + a_n) + 4(a_1 + a_3 + a_5 \dots) + 2(a_2 + a_4 + a_6 \dots)$$

o en el ejemplo:

$$\begin{aligned} V_o &= \frac{10}{3} (1319+0) + 4(878+217+7) + 2(561+77) \\ &= \frac{10}{3} (7,003) = 23,343 \text{ acre feet.} \end{aligned}$$

En el ejemplo del problema hay una variación de 657 acre-ft en los resultados o sea el 2.7%. Es evidente que cuanto más pequeño es el intervalo de contorno se llegará con mayor aproximación al volumen verdadero.

Cualquiera de estos métodos dará una medida suficientemente exacta de los volúmenes, si se toman suficientes intervalos de contorno o si el área cubierta (que circunda) es grande en comparación con el área encerrada.

Indice de Productividad.

El índice de productividad puede ser definido como la producción de aceite en el tanque de almacenamiento por unidad de tiempo (día) por libra de caída de presión a presión diferencial decreciente.

En otras palabras, el Índice de Productividad es una medida de la capacidad de producción de un pozo.

Expresado como una ecuación:

$$PI = \frac{Q}{BHSIP - BHFP}$$

Donde:

- Q - La capacidad de producción en B/día.
- BHSIP - Presión estática de fondo en psi.
- BHFP - Presión fluyente de fondo psi.
- PI - Índice de productividad.

Los pasos a seguir para obtener el PI de un pozo son:

- 1) Tomar una medida de la presión estática de fondo cuando el pozo ha sido cerrado por un período suficiente de -- tiempo para establecer el equilibrio.
- 2) Hacer fluir el pozo a una velocidad razonable y tomar - medidas de presión de fondo fluyente a intervalos espe- cíficos de tiempo, hasta que la presión llega a ser prácticamente constante.
- 3) Sustituir los datos obtenidos en la ecuación y calcular el PI.

-Las medidas de presión de fondo deben ser en el punto medio tomadas de la formación productiva, sin embargo

algunas veces esto es imposible o impráctico de hacer, y por ello se establece una gradiente de presión tomando varias medidas de presión a diferentes profundidades y extrapolando hasta la profundidad requerida.

Otro método de determinación del PI es aplicar una ecuación desarrollada de la Ley de Darcy.

$$PI = \frac{0.003076 h}{\log_{10} \frac{R_e}{R_w}} \frac{K}{\mu B} \text{ (Bbls./Día)/psi}$$

$$PI = B/\text{día}/\text{psi}.$$

Una discusión de este método y la ecuación se hacen más adelante.

CORRELACION DE PERMEABILIDAD E INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

El Índice de Productividad es una herramienta muy importante en trabajos de reservorios. Puede hacerse las predicciones de reservorio para cualquier conjunto de condiciones dadas, pero no se puede relacionar estas predicciones con el aspecto económico hasta que ellas no se consideren en base al tiempo. Debido a que la administración o la gerencia se interesa principalmente en este aspecto económico, el po

ner estas predicciones en base al tiempo es un paso muy importante; y es aquí donde el Índice de Productividad es importante ya que es la herramienta que convierte las predicciones del reservorio a una base de tiempo. También tiene otros usos. Es importante en la práctica de completamiento de pozos y en la determinación de tipos de mecanismos de producción. El Índice de Productividad es tan importante que debería ser tomado en todos los pozos en el momento de la completación y después a intervalos regulares de ahí en adelante. Es lógico, que deberá haber alguna relación entre el Índice de Productividad y la Permeabilidad de la formación medida mediante cores en el laboratorio.

Esto es posible si se puede evaluar todos los otros factores que tienen influencia en la relación y esto es, igualmente cierto para la permeabilidad é Índice de Productividad. A pesar de que esta relación es vaga, es importante ya que es frecuentemente necesario conectar las dos en un trabajo de reservorio generalmente a la ausencia de datos en uno o en otro.

Una ecuación para el Índice de Productividad puede deducirse de la Ley de Darcy y se tiene:

$$(1) \quad P.I. = \frac{0.003076 \times h}{\log_{10} \frac{R_e}{R_w}} \frac{(K)}{u \times B} \quad (bbl/día)/(psi)$$

Donde:

K - Permeabilidad del aceite.

h - Espesor de formación.

R_e - Radio de drenaje.

R_w - Radio del hueco del pozo.

u - Viscosidad en centipois.

B Factor de volumen de formación.

Esta ecuación tiene muchos inconvenientes. En primer lugar supone que la Ley de Darcy define correctamente el flujo de petróleo en un pozo y hay alguna duda sobre esto debido al flujo heterogéneo.

Más aún supone que existe un flujo constante y hay en esto siempre duda también, sin embargo el mayor incremento es que la permeabilidad en esta ecuación y aquella medida en el laboratorio son dos cosas muy diferentes.

La permeabilidad medida en el laboratorio es una permeabilidad homogénea para una fase gaseosa, mientras que en la ecuación interviene la permeabilidad para el aceite bajo una serie dada de condiciones.

La último puede tener un valor que varía desde el valor igual a la permeabilidad del laboratorio hasta un céntuplo - menos (100 veces menos).

Para salvar esta falla es necesario conocer o hacer una estimación de la permeabilidad homogénea de la formación para el aceite más bien que para el gas, y la permeabilidad -

relativa para el aceite bajo las circunstancias existentes. Para evaluar este último valor de saturación de la fase de aceite es necesario.

Si se dispone de este dato, generalmente, no es difícil evaluar B y u , los cuales dejan una idea imaginaria del fondo del pozo y del radio de drenaje, todo lo que puede decirse de estos factores es que ellos, afectan al índice de productividad como un registro y los errores en la evaluación de estas funciones, causarían solamente un pequeño error en el índice de productividad.

R_w generalmente se toma en el radio del pozo.

R_e como la mitad de la distancia a los pozos de compensación.

Se puede ver de la anterior discusión que la correlación de la permeabilidad del laboratorio y el Índice de Productividad es difícil, para decir lo menos. Esto ha conducido al uso de fórmulas empíricas en lugar de la ecuación (1) las cuales tienen la siguiente forma:

$$(2) \quad PI = \frac{C \times K \times h}{uB}$$

Donde:

K - Permeabilidad de laboratorio - md.

h - Espesor de formación - pies.

u - Viscosidad - centipois.

B - Factor de formación de volumen.

C - Constante determinada empíricamente según el área.

Para mejores resultados de la ecuación debería emplearse el I.P. tomándolo rápidamente después de la completación del pozo. Si se dispone de la permeabilidad del Core de algún pozo que tiene un I.P. medido, el valor de C puede ser determinado y usado para otros pozos en el campo. Debe tenerse mucho cuidado en la aplicación de esta constante para cualquier otra formación, que aquella para la cual fué originalmente determinada.

El I.P. original deberá por supuesto declinar después de que la presión de saturación ha sido alcanzada debido mayormente a la declinación en la permeabilidad para el aceite con el incremento de la saturación de gas.

-Si el I.P. original es conocido su valor en cualquier tiempo futuro se puede predecir de la siguiente ecuación:

$$(3) \quad PI = PI_0 \times K \times \frac{u_0}{u} \times \frac{B_0}{B}$$

PI_0 - PI original

K - Permeabilidad relativa al momento en que toma el PI, a la presión de saturación.

u_0 - Viscosidad original.

u - Viscosidad futura.

B_0 - Factor de volumen de formación original.

B - Factor de volumen de formación futura.

El I.P. será tomado de modo que la presión fluyente se tome previamente al cierre del pozo para tomar la presión - estática. Esto asegura una presión fluyente estabilizada.- Cuando varios PI se tomen a diferentes capacidades de producción debe tenerse mucho cuidado de que después del cambio de capacidad el pozo esté estabilizado, antes de tomar la presión fluyente. En caso de duda es mejor tomar más de una presión fluyente en el nuevo rango de producción. Los I. P. tomados a diferentes rangos de producción darán alguna vez sorpresas. Un I.P. que sea más o menos constante junto con un GOR que también es constante, indica que el pozo está produciendo por encima o por debajo de la presión de saturación diferencial que no excesa de 150 psi. Un I.P. decrecimiento y un GOR que aumenta con la capacidad de producción indica que el pozo está produciendo por debajo de la presión de saturación y a una diferencial que excede los 150 psi. Un I.P. creciente y un GOR que decrece con el rango de producción que aumenta indica que el pozo está produciendo aceite de una formación y gas libre de una formación diferente.

Durante los últimos 2 ó 3 años se ha desarrollado un método para analizar curvas de presión de reservorio por el cual la permeabilidad de la formación puede ser determinada

y también el efecto superficial. Este último es la caída de presión inmediatamente alrededor del hueco del pozo, generalmente causado por el método de completación.

Otro método para determinar la permeabilidad de las arenas es mediante el uso de registros eléctricos. Usando el método de Tixier's la porosidad y la Saturación de agua, pueden algunas veces ser calculadas de registros eléctricos.

La permeabilidad puede ser entonces determinada de la ecuación empírica:

$$K = \frac{(P \times C)^2}{(S)}$$

Donde:

K - Permeabilidad en milidarcys - md.

P - Fracción de porosidad.

S - Fracción de saturación de agua.

C - Constante determinada empíricamente.

C - Se puede tomar = 10.

ECUACION DE LA RELACION GAS PETROLEO.

La ecuación generalizada de Darcy para el flujo horizontal de aceite y gas puede escribirse como sigue:

$$Q_o = A \frac{K_o}{U_o} \times \frac{P_1 - P_2}{L} \quad (1)$$

$$Q_g = A \frac{K_g}{g} \frac{P_1^2 - P_2^2}{2L P_m} \quad (2)$$

El flujo volumétrico de gas (2) dividido por el flujo volumétrico de aceite (1) nos dá la ecuación del GOR.

$$\text{GOR} = \frac{Q_g}{Q_o} = \frac{U_o K_g}{U_g K_o} \quad (3)$$

La ecuación (3) da el GOR tal como se encuentra en el reservorio para convertirlo a las condiciones de superficie debe ser corregido en cuanto a los cambios de gas y aceite. Esta corrección toma la forma de un multiplicador (coeficiente) que se expresa como FB, luego:

$$\text{GOR} = \frac{U_o}{U_g} \frac{K_g}{K_o} \text{FB} \quad (4)$$

Antes de obtener el GOR de superficie debe sumarse la solución de gas a la ecuación (4) o sea:

$$\text{GOR} = \frac{U_o}{U_g} \frac{K_g}{K_o} \text{FB} + S \quad (5)$$

ECUACION DE SATURACION DE FLUIDO.

Supongamos que el espacio poroso del reservorio permanece constante durante el tiempo de producción, el aceite y gas están distribuidos uniformemente en todo el reservorio y que no hay casquete de gas inicial.

Si el espacio poroso es considerado como unidad, entonces:

$$(1) \quad S_{O_1} = 1 - S_w$$

Donde:

S_{O_1} - Saturación inicial de aceite.

S_w - Saturación de agua connata.

Sin embargo por definición:

$$(2) \quad S_{O_1} = \frac{\text{Volumen de aceite del Reservorio}}{\text{Volumen poroso}}$$

Si hay N barriles de S.T.O. almacenados en el reservorio con un factor de volumen de formación original (B_0) el volumen de aceite en el reservorio es igual NB_0 . El volumen poroso puede ser indicado ahora como:

$$(3) \quad \text{Volumen Poroso} = \frac{NB_0}{1 - S_w} = N \frac{B_0}{S_0}$$

En un período de caída o depletación posterior se puede obtener la saturación de aceite dividiendo el volumen de a-

ceite por el volumen poroso.

Si n barriles S.T.O. del reservorio, son producidos, el volumen de aceite del reservorio llega a ser $(N - n)B$; donde B es el factor de volumen de formación despues de n barriles de S.T.O. de producción. La saturación de aceite llega a ser entonces:

$$(4) \quad S_o = \frac{(N-n)B}{NB_o/1-S_w} \quad \text{o} \quad = \frac{(N-n)B}{NB_o / S_o}$$

$$S_o = \left(1 - \frac{n}{N}\right) \frac{B}{B_o} (1 - S_w)$$

La saturación de líquido es la suma de las saturaciones de aceite y la saturación de agua connata.

$$(5) \quad S_L = S_o + S_w - \left(1 - \frac{n}{N}\right)(1-S_w)\frac{B}{B_o} + S_w$$

La relación de la permeabilidad relativa K_g/K_o y la saturación de líquido " S_i " son calculadas de las ecuaciones (5) usando la producción de época anterior y ploteando en un papel semilogarítmico K_g/K_o es ploteada sobre la escala del log y S_i es ploteada sobre la escala de coordenadas.

B.- PROBLEMAS PRACTICOS DEL RESERVORIO.

a.- CONOCIMIENTO DEL RESERVORIO.

LOCACION DE POZOS.

Localizar los pozos No. 25 - 28 - 18 - 32 - 27 - 29 - 30 en el campo.

Llenar los espacios en blanco en la tabulación de los datos del pozo y construir el mapa de contorno estructural de la parte superior o cabeza de la arena.

Trazar la sección transversal de Este-Oeste a través de los pozos 11-32 mostrando en amarillo la zona de petróleo y en azul la zona de agua.

Construir el mapa isópaco de las zonas de gas y petróleo.

DISCUSION.

La ubicación de los pozos son estacados por levantamiento y enlazando las distancias desde las líneas de sección. Sin embargo, para la ubicación del plano algunas veces son dadas como se muestra en los datos tabulados del pozo.

Los mapas de contorno estructural y secciones transversales son ilustraciones gráficas del reservorio y ayudan en la confección de los mapas isópacos. Se han dejado espacios en blanco en la tabulación de los datos del pozo que deben

ser llenados antes de la confección de los mapas estructurales.

El mapa isópaco es un mapa del espesor del reservorio y se usa para hacer las determinaciones volumétricas. Se han dejado espacios en blanco en la confección de los datos del pozo y deben ser llenados antes de la confección de los mapas estructurales.

PROBLEMA No. 1.

1.- Para la locación de los pozos se usa una hoja que se denomina Field Plat que está dividida en cuadrantes orientados de acuerdo a los puntos cardinales. En esta hoja y en cada cuadrante están trazados cuadrados de una pulgada de lado - que representan 40 acres ($1/15840$) en el que se encuentran localizados los pozos.

Para la confección de esta hoja en la que pueden caber mayor o menor número de cuadrados se ha referido cada centro de cuadrante con un número determinado $36 - 31 - 6 - 1$, que son la intersección precisa de dos ejes perpendiculares entre sí, vg. ($R_5W - TIS$); y que sirve para ubicar en que cuadrante está localizado el pozo.

Para la ubicación de un pozo en el field plat teniendo a la mano la locación, se principio leyendo de derecha a izquierda. Ejemplo: El Pozo 1 - CNE SW $31 IS_4W$.

El indicativo 4W determina que la ubicación corresponde al costado derecho del eje principal que señala el Norte -- Sur.

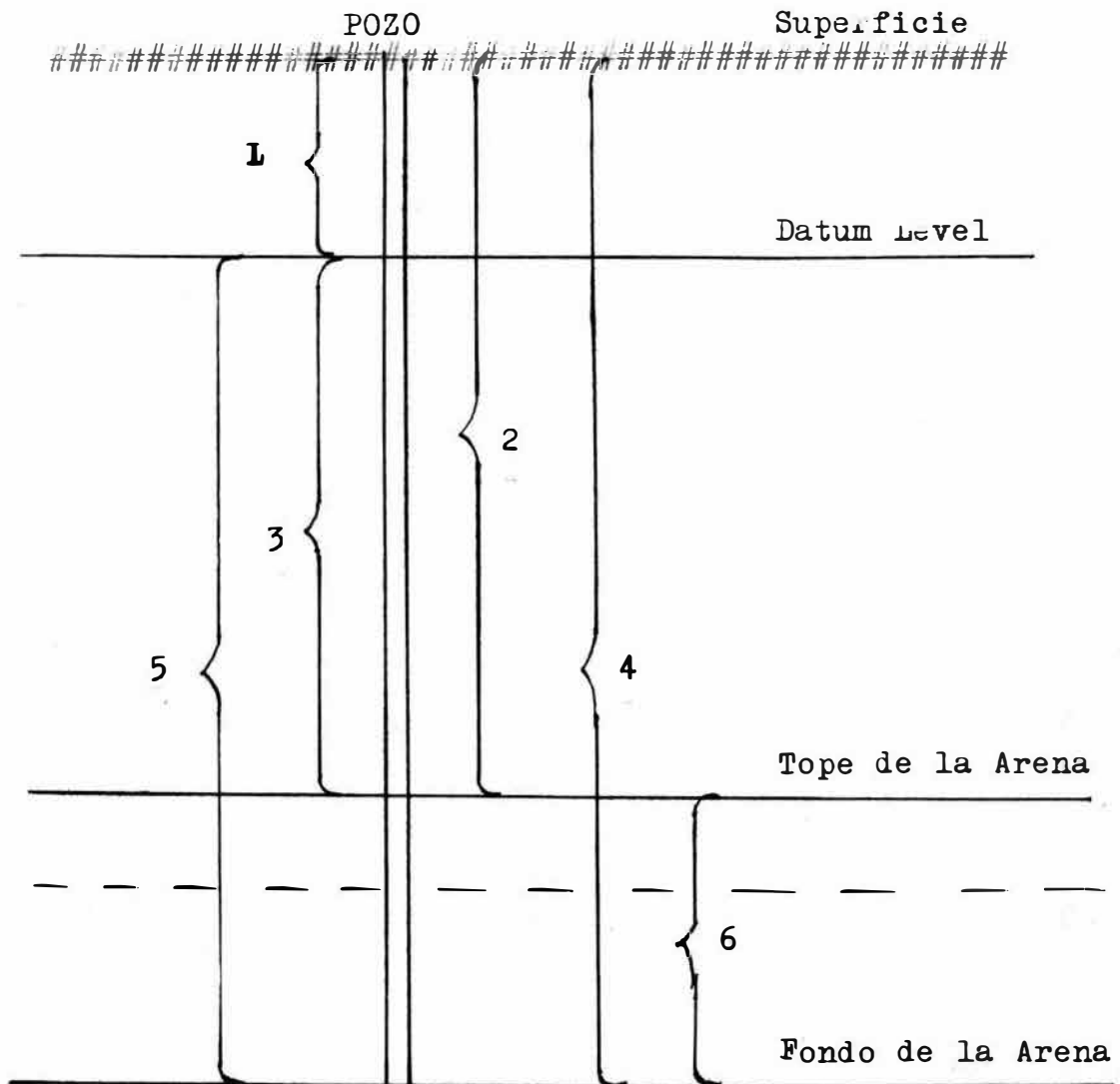
1 S indica que se trata del lado norte del Eje principal que señala la dirección Este-Oeste. Luego el pozo está en el cuadrante superior derecho de la hoja (R_4W) cuyo centro es el como se indica en el ejemplo.

A partir de este No. 31, se define la ubicación del pozo, cuando se sigue leyendo SW o sea se ubica en el centro del cuadrante SW de 31, a partir del cual con la lectura NE se determina que el pozo está al centro del cuadrante NE inmediatamente hacia arriba y a la derecha del centro del cuadrante SW 31.

2.- Expresado de otro modo el método que se sigue para la - locación del pozo No.1, (C-NE-S-W- 31-1S-4W) consiste en reducir constantemente el campo operativo a cuartas partes, de suerte que en último centro que encontramos está ubicado en forma precisa el pozo. Para esto, se traslada sucesivamente el centro en cada lectura que se hace al centro que encontramos está ubicado en forma precisa el pozo. Para esto, se traslada sucesivamente el centro en cada lectura que se hace al centro de la cuarta parte del área que se ha reducido, hasta terminar con la lectura.

Simplificando: ILL : CNESW Secc.31-1S-4W. Este pozo sería u-

bicado en el centro del cuarto cuadrante del NE
del cuarto SW de la secc. 31-T-I-S-R-4-0.



DATOS DE LOS POZOS.

Pozo No.	Locación	Elev D.F.	Top. Arena		Fondo Arena		Espesor Isopaco Petróleo.	Espesor Isopaco Gas.
			D.F.	S.S.	D.F.	S.S.		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
1	C NE SW 31-1S-4W	1216	7916	-6700	7996	-6780	65	15
2	CNW SW 31-1S-4W	1235	7935	-6700	8010	-6775	60	
3	C NE SE 36-1S-5W	1227	7977		8062		50	0
4	C NW SE 36-1S-5W	1245	8020	-6775	8125		25	0
5	C SE NE 36-1S-5W	1225	8025		8115			0
6	C SW NW 31-1S-4W	1180	7950	-6770	8055	-6875	30	
7	C SE NW 31-1S-4W	1175	7940	-6765	8045			0
8	C SW NE 31-1S-4W	1198	7980	-6782	8078		18	0
9	C SW NW NE 31-1S-4W	1262	8112		8210			
10	C NW SE 31-1S-4W	1205	7965	-6760	8045		40	0
11	C SW SE 36-1S-5W	1189	7952	-6763	8049	-6860		
12	C SE SE 36-1S-5W	1200	7910	-6710	7990	-6790	75	5
13	C SW SW 31-1S-4W	1178	7858		7903	-6725		
14	C SE SW 31-1S-4W	1189	7899	-6710	7949	-6760	45	5

Po- zo No.	Locación	Elev D.F.	Top. Arena		Fondo Arena		Espesor Isopaco Petró- leo.	Espesor Isópaco Gas.
			D.F.	S.S.	D.F.	S.S.		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)		(6)
15	C NW NW 6-2S-4W	1216	7886	-6670	7946	-6730	15	45
16	C NE NE 1-2S-5W	1231	7956		8031			
17	C NW NE 1-2S-5W	1214	7974	-6760	8069		40	
18	C NE NW 6-2S-4W	1222	7947	-6725	7997	-6775	50	0
19	C NW NE 6-2S-4W	--	--	--	--	--	--	--
20	C NW SW 6-2S-4W	1231	7956	-6725	8066	-6835	75	
21	C SW NW 6-2S-4W	1189	7904	-6715	7981	-6792		0
22	C SE NE 1-2S-5W	1203	7953		8055		50	
23	C SW NE 1-2S-5W	1177	7955	-6778	8065		22	
24	C SE SE NW 6-2S-4W	1209	7954	-6745	8024		55	0
25	C SE SE NW 1-2S-5W	1187	8032		8127			0
26	C NE SE 1-2S-5W	1229	8029	-6800	8119		0	
27	C SW SE 6-2S-4W	1210	7990	-6780	8010	-6800	20	0
28	C NESW SE 1-2S-5W	1214	8064		8159		0	
29	C NE SW 6-2S-4W	1217	7972	-6755	8062		45	0

Po- zo No.	Locación	Elev D.F.	Top.Arena		Fondo Arena		Espesor Isópaco Petró- leo	Espesor Isópaco Gas.
			D.F.	S.S.	D.F.	S.S.		
30	C SE SW 6-2S-4W	1190	7995	-6805	8090		0	0
31	C NW NW 6-2S-4W	1167	8007		8113		0	0
32	C SW SW SE 31-1S-4W	1233	7973	-6740	8033	-6800	60	0
Contacto Agua Aceite		6800'	SS					
Contacto Gas Aceite		6715'	SS					

Para llenar los espacios en la tabulación de los datos de los pozos que se indican a continuación. (Pozo No. 3- 4 5- 7 - 8 - 9 - 11 - 13 - 16 - 17 - 21 - 22 - 23 - 24 - 25 - 26 - 28 - 29 - 30 - 31; se procede del siguiente modo.

Tomaremos primero como ejemplo el Pozo No. 1 y con la figura adjunta (FIG. 2) se muestran interpretados los datos de los registros eléctricos de los pozos.

La columna 1 (Elev DF) indica el nivel sobre el mar a que se encuentra la cabeza del pozo.

La columna 2 (TOP DF) indica la profundidad a la que se encuentra el tope de la arena con relación a la cabeza del pozo.

La columna 3 (TOP SS): Indica la profundidad del tope -

de la arena con respecto al nivel del mar.

La columna 4 (FOD DF); Indica la profundidad del tope del fondo de la arena productora con respecto a la cabeza del pozo.

La columna 5 (Fondo SS); Indica la profundidad anterior con respecto al nivel del mar.

La columna 6 y 7 indican los espesores de las arenas de aceite y gas respectivamente.

Tomaremos como base lo descrito anteriormente para encontrar el valor del espacio en blanco de cualquier pozo, en cualquier columna; debemos tener en cuenta:

1.- Que la columna 1 es la que indica la cota en la cabeza del pozo sobre el nivel del mar.

Que el valor de la columna 2 es igual al valor de la columna 1 más el valor de la columna 3.

El valor de las columnas 4 es igual al valor de la columna 1 más el valor de la columna 5.

El valor de la columna 6 y 7 que como se dijo representan los espesores de las arenas de aceite y gas respectivamente es igual al valor de la columna 5 menos el valor de la columna 3.

De los registros eléctricos se determinan los contactos gas petróleo (6715 ft) y petróleo agua (6800 ft).

Considerando niveles perfectamente horizontales y paralelos.

EJEMPLO POZO No. 3.-

En este pozo se trata de determinar los valores de la columna 3 y 5.

El valor de la columna 3 es igual al valor de la columna 2, menos el valor de la columna 1. El valor de la columna 5 es igual al valor de la columna 4 menos el valor de la columna 1. Es decir, $7977 - 1227 = 6750$ y; $8062 - 1227 = 6835$.

Siguiendo el mismo procedimiento se calculan los demás valores y resuelve el llenado de los espacios en blanco que establece esta primera parte del segundo problema (FIG. 2).

Para conformar el mapa de contorno de toma todos los valores de la columna 3 que representa la profundidad del tope de la arena con respecto al nivel del mar, referida a la locación que de cada pozo consta en el field plat.

Es decir, se usa exactamente una hoja igual a la del field y se unen mediante curvas de nivel los puntos que representan pozos que tienen igual cota bajo el nivel del mar.

El intervalo de las curvas señalarán la precisión del mapa de contorno del tope de la arena.

Para el caso se ha tomado una equidistancia de 25 pies.

Con el trazado de este mapa de contorno podemos seleccionar la ubicación de futuros pozos por perforar en vista de haber logrado, en principio, un contorno petróleo agua y gas petróleo, dentro de la estructura integral, que se muestra con este mapa de la parte superior o cabeza de la arena.

Para trazar las secciones transversales a través de un número determinado de pozos se procede a dibujar una línea recta que una estos pozos. A partir de cada pozo debajo del eje transversal se toman las profundidades de cada uno de ellos, con relación al tope de la arena, contacto-gas petróleo agua y el fondo de la estructura, todo referido al nivel del mar.

Para el presente caso se ha tomado una sección transversal de EW de la arena con los pozos 11 - 12 - 13 - 14 - 32 , conforme se muestra en la FIG. 3.

Las escalas que se han usado son: Escalas horizontales la misma que la del Field-Plat.

Los pozos 11 - 12 - 13 - 14 caen dentro del Eje horizontal de la sección transversal, pero para poder considerar al pozo 32 que sale fuera de este, es necesario calcular la variación entre los pozos 32 y 10, con el objeto de fijar su posición en el eje, o tomar gráficamente la intersección de la curva que al pasar por el pozo 32 corta al eje; y así quedar determinado para el pozo 32 su posición dentro del Eje, considerando todos sus datos según su registro eléctrico.

Para la confección del mapa isópaco de las zonas de zonas de gas y petróleo se procede sobre el field plat, donde están ubicados los pozos, al unir las curvas que tengan los mismos espesores, según el cuadro A, resultante de los dife

rentes cortes transversales.

La ubicación de la falla tendrá que ser la misma que la que se señala en el field plat porque corresponde a la que se ha encontrado según los registros a nivel del espesor medio de la arena productiva.

El pozo 19 que no dió muestras de arena productiva y cuyos datos no se consignan en Cuadro A, porque está situado al otro lado del reservorio limitado por la falla, tiene, en este caso, una gran importancia porque define la posibilidad de encontrar la otra parte del reservorio que puede estar más arriba o más abajo de los núcleos productivos.

FIGS. 4 y 5.-

b.- CALCULO VOLUMETRICO DEL RESERVORIO.

1) Determinar el agua connata por la fórmula

$$K = \frac{(10 \phi)^2}{S_w}$$

K - Permeabilidad en md.

ϕ - Porosidad en %

S_w - Saturación en %

- 2) Calcular el PI (Indice de Productividad) para el pozo No. 1 usando la fórmula:

$$PI = \frac{Kt}{3570 \cdot B \cdot U_o}$$

- PI - Indice de productividad.
K - Permeabilidad en md.
B - Factor de formación en vol.
U_o - Viscosidad del aceite en cps.
t - Espesor de la formación en ft.

- 3) Por el método volumétrico determinar:
- a).- Petróleo en el lugar - Bbl. en el reservorio y en el S.T.
 - b).- Petróleo en el lugar - Bbl. por pie-acre en el reservorio y Bbl. por pie-acre en el S.T.
 - c).- Miles de pies cúbicos de gas en la zona de petróleo a condiciones normales. (MMM)
 - d).- MMM de pies cúbicos de gas en el casquete de gas en condiciones normales.
- 4) Determinar el valor de m.
- 5) Plotear la curva B y S versus P.
- 6) Calcular F y plotear F versus P.

DISCUSION

- 1) El agua connata, es la formación de agua que ocupa aproximadamente el 10 al 30% del volumen de la roca porosa.

La ecuación anterior ha sido resuelta mediante el estudio del fenómeno capilar.

- 2) PI usualmente se refiere a la capacidad de un pozo o a los Bbls/día/#' de descenso de presión.
- 3) BHT 300°F hay 7758.4 Bbls/pie-acre y 43,561 pies³/pie-acre.
- ϕ = porosidad = 12.1%
- K = Permeab. = 87.5 md.
- P_m = Presión = 3400 psia.
- 4) m = es la razón del volumen del casquete de gas con respecto al volumen de la zona de petróleo y se emplea en los cálculos de "balance de materiales".
- 5) "B" es el factor de volumen de la formación.
"S" es el gas en solución en pies cúbicos por barril (GOR).
- 6) U_o/U_g es la razón de viscosidad del petróleo con respecto al gas, se obtienen mediante el análisis de las muestras del fluido del fondo del pozo.
- 7) "F" es el factor a corregir para la permeabilidad de los gases F = 5615 f.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

Pre- sión Psia.	B	SCF/STB	Z	u _o	u _g	F
3400	1.462	1000	.840	.410	.026	1267
3200	1.469	1000				1230
3000	1.495	1000	.810	.440	.023	1165
2750	1.452	918	.805	.480	.0215	1070
2500	1.410	830	.795			995
2250	1.368	745	.800	.530	.0195	885
2000	1.330	672	.808	.590	.0180	780
1750	1.295	609	.815	.635	.0170	675
1500	1.262	540	.840	.680	.0162	560
1250	1.232	500		.740	.0150	393
1000	1.201	443	.875	.800	.0143	358
750	1.165	375	.900	.920	.0132	260
500	1.124	285	.920	1.060	.0124	170
200	1.060	140	.950	1.480	.0113	64.5
100	1.032	75	.987			32.5
147	1.002		.990	2.200	.105	4.65

B = Factor de Volumen de Formación

S = Gas en solución.

Z = Factor de desviación del Gas.

U_o = Viscosidad del petróleo del Reservorio en centipoises.

U_g = Viscosidad del Gas del reservorio en centipoises.

Determinación del Agua connata.-

Para este efecto se ha calculado el agua connata a base de la fórmula experimental: $K = (10/\phi) / P_w$, en que se toma la relación que guarda la permeabilidad absoluta en md, la porosidad en o/o, para lograr a su vez una saturación de agua en porcentaje.

La permeabilidad medida es de 87.5 md y la porosidad de 12.1; de lo cual se deduce:

$$P_w = \frac{10 \phi}{\sqrt{K}} = \frac{10 \times 12.1}{\sqrt{875}} = \frac{121}{9.3}$$

$$P_w = 13 \text{ o/o}$$

La saturación está dentro de los límites normales (del diez al treinta por ciento).

Cálculo del P.I.-

Para este cálculo se ha considerado también una fór

mula experimental como consecuencia de diferentes pruebas, que relacionan el Índice de Productividad con los valores de ciertos factores, obtenidos de los cores y pruebas de formación tales como:

K - Permeabilidad en md.

B - Factor de volumen de formación a una presión del reservorio.

U_0 - Viscosidad del petróleo en md.

t - Espesor en pies.

Aplicando la fórmula que relaciona estos factores tenemos:

$$PI = \frac{Kt}{3570 \times B \times U_0}$$

Para el primer pozo abierto encontramos cuando $B = 1.462$ (3400 psia y $t = 65$ ft).

$$PI = \frac{87.5 \times 65}{3570 \times 1.462 \times 0.410}$$

Por el método volumétrico determinar:

a) Petróleo en el lugar (in situ).

El volumen en pie acre de la zona de petróleo, se halla trabajando el isópaco con el Planímetro. El área de cada intervalo se encuentra restando las áreas de

las dos curvas que lo limitan. Esta área, multiplicando por la altura del intervalo nos dá el volumen.

Para la reducción del área a solamente acres, se mide previamente cuantas vueltas ha dado el medidor de éste, -- vueltas que corresponden a 40 acres. La depresión que muestra el isópaco se resta.

0.062 vueltas son 40 acres, luego 1 vuelta será 645 acres.

Ao = 1.337 vueltas	Ao-25=0.148x646=95.5 acres
A25 = 1.225 "	Vo-25=95.5x12.5=1.195 pie-acre
A25 = 1.225V x 646 = 792 acres	A25-50 = 224 acresx37.5
A50 = 0.879V x 646 = 568 "	V25-50 =8,400 pies acres
A50 = 568 acres	A50-75 = 484 acres
A75 = 0.13V x 646 = 84 "	V50-75 = 484x62.5=30,500 pie acres.
A75-75=84 acres	V75-75 = 84x75 = 6,300 pie acres.
A75 = 84 acres	A75-50 = 52 acres
A50 = 0.210Wx 646 =136 acres	V75-50 = 52x62.5 =3250 pie acres
A50 = 136 acres	A50-25 = 95.4 acres
A25 = 0.063Vx 646 =40.6 "	V50-25 = 95.4x37.5=3,580 pie acres
A25 = 40.6 acres	A25-10 = 38.66 acres
A10 = 0.003Vx 646 =1.94 "	V25-10 = 38.66x17.5=676.5 pie acres

Volumen de la zona V - 53,900 pie acres.

Determinado el volumen total de la arena petrolífera, se calcula el volumen del reservorio en barriles mediante la fórmula $V_o = 7758 \times A \times b \times \phi \times S$, en la cual:

A - Area en acres.

b - Potencia de la arena en ft.

ϕ - Porosidad en %

S_o - (1-SW) saturación de petróleo en %.

Como paso siguiente se calculan los barriles de petróleo en el Storage Tank, teniendo en cuenta el factor de Volumen de Formación, a una presión dada, que para esto se considera igual a 3400 Psia, que es la presión original del reservorio, que al ser la máxima da mayor precisión en los cálculos de, lo que ha de obtenerse en el Storage Tank.

El factor de volumen de Formación que se considera igual a 1.462 se obtiene experimentalmente de la prueba de Formación y constituye el volumen en Barriles ocupado en un STB más el gas en solución a la temperatura y presión del reservorio.

Barriles en el Reservorio = 43'167,000

Barriles en el Storage Tank = $43'167,000 \times \frac{1}{1.462}$

Barriles en el Storage Tank = 30'600,000 Bbs.

b) Petróleo en el lugar por unidad.

Barriles/pie acre en el reservorio.

$$V_o = \frac{\text{Volumen de Petr3leo en el reservorio}}{\text{Volumen total de la zona en pie acre}}$$

$$V_o = 817 \text{ Bbls por pie acre.}$$

Barriles por pie acre en el Storage-Tank.

$$\text{B/pie acre en ST} = \frac{\text{Barriles en el Storage-Tank}}{\text{Volumen total de la zona en pie-acre}}$$

$$\text{B/pie acre en ST} = \frac{30'600,000}{53900} = 567$$

B/pie acre en ST = Bbls/pie-acre.

567 Bbls/pie-acre

c.- DINAMICA DEL RESERVORIO. DEBIDO AL FACTOR PRESION.

1).- Calcular el gas producido por las siguientes condiciones:

$$P = 2600 \text{ psia} \quad M = 0$$

2).- Modificar el balance de gas hasta incluir el casquete de gas "m".

- 3).- Lo mismo que 1 excepto el empleo del valor de "m" como se calculó en la taréa 2.
- 4).- a) Hallar en Kg/Ko a 2600 psia.
b) Dado Kg/Ko = 0.090 hallar la razón gas petróleo (R) a 1900 psia.

DISCUSION.

- 1).- Estudiar la derivación de la ecuación de balance de gas.
Calcular el gas producido usando la ecuación de "balance de gas".
- 2).- Mostrar el diagrama esquemático.
- 3).- Calcular el gas producido empleando la ecuación derivada en (2).
- 4).- Kg/Ko es la permeabilidad relativa (a).
a) -Conociendo R, Uo, Ug, F, B, y S; la razón Kg/Ko - puede ser calculada.
b) -La razón R gas-petróleo puede calcularse a cualquier presión usando la siguiente ecuación:

$$R = (Kg/Ko \cdot Uo/Ug \cdot FB) + S$$

y ploteando Uo/Ug vrs. P.

Calcular el gas producido para las siguientes condiciones:

$$P = 2600 \text{ psia} \quad m = 0.$$

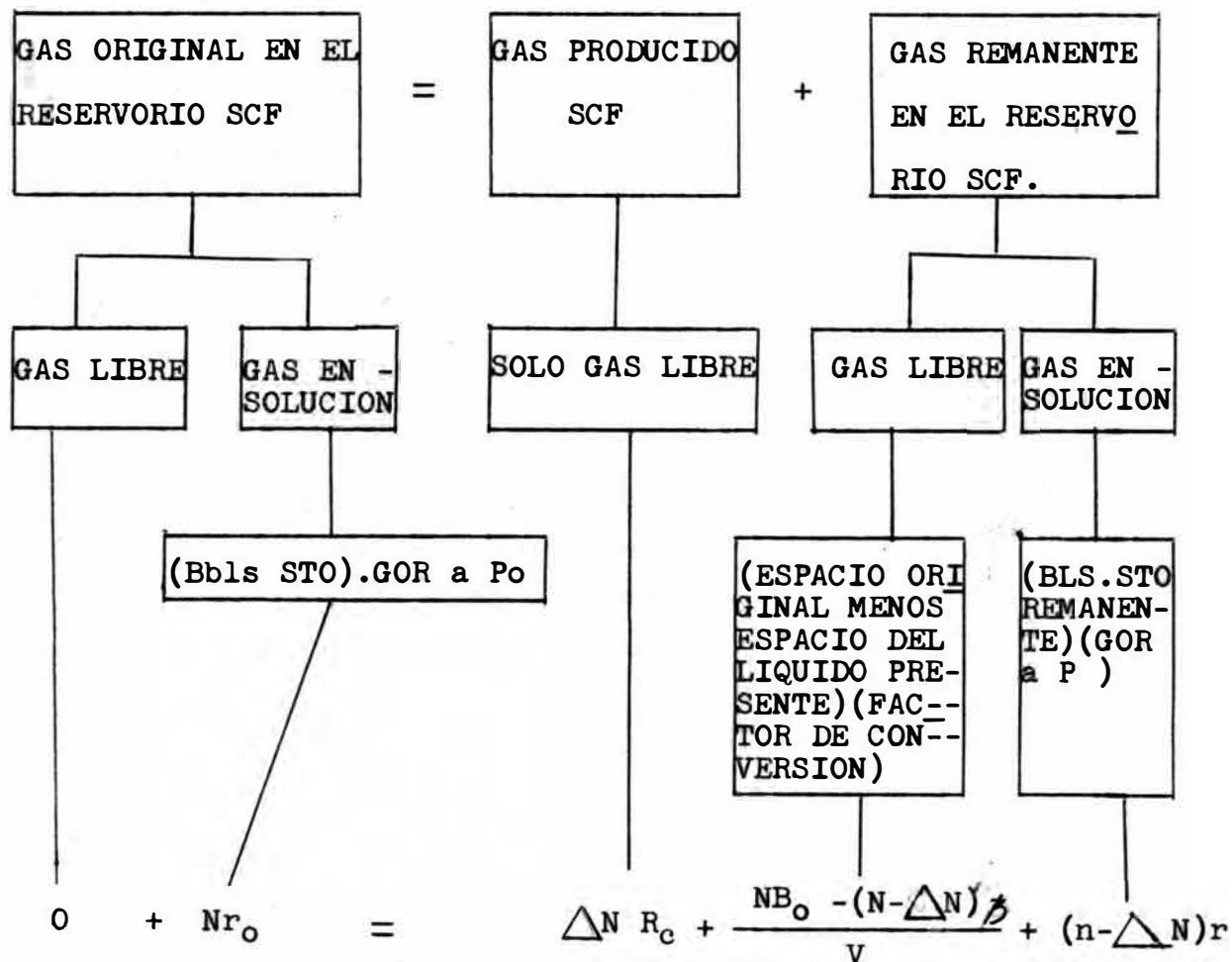
Siendo m la razón de volumen del casquete de gas con -

respecto al volumen de la zona de petróleo.

Cuando $m = 0$, no hay gas cap, solo se producirá gas - disuelto del petróleo que ocupa ambas zonas.

Del gráfico de curvas se obtiene para $P = 2600$ psia. un valor de $B = 1426$ y $S = 865.2$ SCF/STB. Ahora bién, el volumen de petróleo que se ha producido entre las presio- nes 3400 psia (original reservorio) y 2600 (presión actual será igual. (Demostremos primero la ecuación de balance de Materiales).

ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES



Trasponiendo:

$$Nr_0 - N \frac{\beta_0}{V} + \frac{N\beta}{V} - Nr = \Delta N R_c + \frac{\Delta N \beta}{V} - \Delta N r$$

$$N \left(r_0 - \frac{\beta_0}{V} + \frac{\beta}{V} - r \right) = \Delta N \left(R_c + \frac{\beta}{V} - r \right)$$

arreglando y multiplicando por V

$$N (r_0 - r) V + (\beta - \beta_0) = \Delta N (R_c - r) V + \beta$$

$$\Delta N = \frac{N (\beta - \beta_0) + (r_0 - r) V}{(R_c - r) V + \beta}$$

Caso en que se ocupan ambas zonas.

Volumen en la zona de petróleo.

Volumen en la zona de gas.

$$V = 53900 \text{ pies acres}$$

$$V = 4200 \text{ pies acres}$$

$$58190 \text{ pies acres}$$

$$m = \frac{4200}{53900} = 0.08$$

Aplicando la fórmula:

$$V = 7758 \times 58190 \times 0121 \times (1-0.13)$$

$$V = 47'800,000 \text{ Barriles msitu}$$

$$\text{Barriles en el ST} = 47'800,000 \times \frac{1}{B} = 47'800,000 \times \frac{1}{1.462}$$

$$V = 32'600,000$$

$$\text{Si } N = 32'600,000$$

$$\Delta N = \frac{N (\beta - \beta_0) + (r_0 - r) V}{(R_c - r) V + \beta}$$

Calculemos el valor V.

$$V = \frac{Z \times 14.7 \times T_f}{5.62 \times P \times 520} = \frac{0.8 \times 14.7 \times 770}{5.62 \times 2400 \times 520}$$

$$V = 0.00128$$

Reemplazando valores en la ecuación (1)

$$\Delta N = \frac{32.6 \times 10^6 (1.400 - 1.462) + (1000 - 870) \times 1.28 \times 10^{-3}}{1.28 \times 10^{-3} (1170 - 870) + 1.400}$$

$$\Delta N = \frac{32.6 \times 10^6 (-0.062) + 0.166}{1.28 \times 10^{-3} (300) + 1.400} = \frac{32.6 \times 10^6 \times 0.104}{1.785}$$

$$\Delta N = \frac{3.4 \times 10^6}{1.785} = 1.9 \times 10^6 \text{ BARRILES}$$

Entonces el gas producido será:

$$\Delta N \times R_c$$

$$1.9 \times 10^6 \times 1.170 = 2.230 \times 10^9 \text{ de pies cúbicos.}$$

2do. Caso.-

Si los registros eléctricos no determinan la existencia de un casquete de gas, entonces M también será igual a cero y el cálculo se reduce a la zona de petróleo exclusivamente.

Bien: esto es, que lo que restará hacer es el cálculo del gas disuelto o gas o gas en solución que de todos modos estará contenido en el petróleo a 2600 psia.

SCF/STB = S = GOR = 865 f³ a condiciones standard por Barril de St.

A las condiciones del reservorio con una presión de 2,600 psia obtendremos en la superficie el volumen del gas igual al petróleo producido por su GOR.

Volumen en la zona de petróleo V = 53900 pie acre.

Aplicando la fórmula:

$$V = 7758 \times 53900 \times 0.1214 (1-0.13)$$

$$V = 44'000,000$$

$$\text{Bbls. en el ST} = 44'000,000 \times \frac{1}{B} = 44'000,000 \frac{1}{1.462}$$

$$V = 30'000,000 \text{ Barriles.}$$

Si

$$N = 30'000,000$$

$$\Delta N = \frac{N (\beta - \beta_0) + (r_0 - r) V}{(R_c - r) V + \beta}$$

$$\Delta N = \frac{30 \times 10^6 \times 0.104}{1.785}$$

$$\Delta N = 1.74 \times 10^6 \text{ BARRILES.}$$

Gas producido sería: $1.74 \times 10^6 \times 1170 = 2.05 \times 10^9 \text{ ft}^3$

Es de notar que este caso no se adapta a la estructura motivo del estudio y por consiguiente el cálculo que antecede está indicando solamente cual sería el rendimiento

en caso de no haber casquete. (Ej. cuando se trata de una falla o trampa estratigráfica cualquiera).

Modificar la ecuación de balance de gas incluyendo el casquete.-

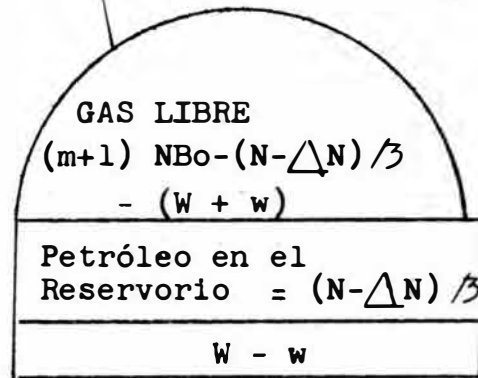
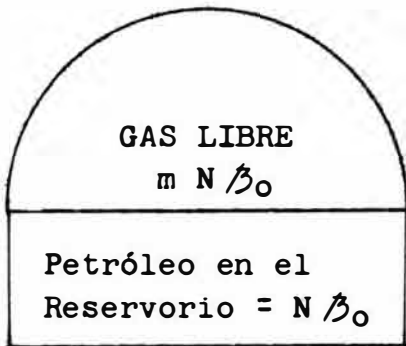
Para modificar la ecuación de balance de gas incluyendo el casquete se usa la figura cuya ilustración se indica en la página que sigue:

- Petróleo y Gas Producidos

$$\Delta N \text{ Bbls STO}$$

$$R_c \times \Delta N \text{ SCF}$$

w Bbls de agua.



EL RESERVORIO A LA PRESION ORIGINAL P₀

EL RESERVORIO A LA PRESION P

GAS ORIGINAL EN EL RESERVORIO SCF =

GAS PRODUCIDO SCF + GAS REMANENTE EN EL RESERVORIO SCF

Gas LIBRE + GAS EN SOLUCION

SOLO GAS LIBRE

GAS LIBRE + GAS EN SOLUCION.

GAS DEL RESERVOIRIO POR UN FACTOR DE CONVERSION

Bbls.STO POR GOR A LA PRESSION P₀

Bbls.PRODUCIDOS POR GOR PROMEDIO

GAS DEL RESERVOIRIO POR UN FACTOR DE CONVERSION.

Bbls.STO REMANENTE POR GOR A LA PRESSION P

$$mN \beta_0 \left(\frac{1}{V_0}\right) +$$

$$Nr_0 =$$

$$R_c \Delta N + \left[(m+1)N \beta_0 - (N - \Delta N) \beta_0 - W - w \right] \left(\frac{1}{V}\right) + \dots$$

$$\dots + (N - \Delta N)r$$

Se considera que no hay intrusión de agua.

$$mN \beta_0 \frac{1}{V_0} + Nr_0 - (m+1)N \beta_0 \frac{1}{V} + N \beta \frac{1}{V} - Nr = R_c \Delta N + \Delta N \beta \frac{1}{V} - \Delta N r$$

Factorizando y multiplicando todo por V:

$$N (r_0 - r)V + m\beta_0 \left(\frac{V}{V_0} - 1 \right) + (\beta - \beta_0) = \Delta N (R_c - r)V + \beta \Delta N$$

$$\Delta N = \frac{N (r_0 - r)V + m\beta_0 \left(\frac{V}{V_0} \right) + (\beta - \beta_0)}{(R_c - r)V + \beta}$$

Antes de iniciar la nomenclatura observamos en la figura que si el gas libre es igual a $mN \beta_0$ y en el reservorio hay aceite que es igual NB_0

Que el gas libre obtenido a una presión dada será igual: (como ha salido ΔN petróleo nos quedará remanente) $(N - \Delta N)B$.

Hay una intrusión W de agua en el reservorio de la que se extrae w .

Como el agua ha salido igualmente nos quedará $W - w$. El agua existe a una presión dada porque al producirse petróleo ocupa su lugar por considerarse un reservorio tipo impulsión de agua. Luego el reservorio original $mN\beta_0 + NB_0$ nos quedará un volumen de gas libre equivalente a $(m+1)NB_0 -$

(N-N) B - (W - w).

NOMENCLATURA.-

N - No. de bbls. storage tank oil que estaba originalmente en el reservorio.

ΔN - No. de Bbls. STO que ha sido producido al mismo tiempo que el balance fué hecho.

ro - El número de S.C.F. de gas el cual puede ser disuelto en un barril de STO bajo la presión original del reservorio o sea P_o .

B - Factor de volumen de formación a la presión P; V_g el volumen ocupado en el reservorio a la presión P por un barril de STO más la cantidad de gas R en solución.

B_o - Factor de volumen de Formación (FVF) a la presión original P_o ; V_g el volumen ocupado en el reservorio a la Presión P_o por un barril de STO más la cantidad de gas r_o en solución.

V - Al espacio en barriles ocupado en reservorio a la presión P, por un SCF de gas cuando no está en solución, igual a

$$\frac{Z \times 14.7 \text{ Tr}}{562 \times P \times 520}$$

V_o - Es el espacio en barriles ocupado en el casquete -

de gas a la Presión P_o por un SCF de gas a condiciones standard.

T_f - La temperatura del reservorio.

R_G - Es el GOR sobre una base acumulativa igual a la producción total de gas dividido por ΔN .

$U - B + (r_o - r) V$ - o sea el espacio en Bles ocupados en el reservorio a la presión P por un Barril STO + todo el gas que estaba disuelto en ese aceite a la presión original P_o .

$V_o - B_o$

m - Es la razón entre volumen original del casquete y volumen original del reservorio de petróleo.

Cálculo del Gas producido para $P = 2000$ psia y $m =$

Este cálculo dá como resultado una mayor cantidad de gas, puesto que se incluye gas libre, en proporción que lo determina "m", cuyo valor está calculado anteriormente.

Aplicando la ecuación deducida anteriormente se tiene para el caso los siguientes valores:

=

$$N = 32.6 \times 10^6 \text{ Barriles STO}$$

$$B_o - 1.462 + B = 1426 \quad \text{Ambos valores obtenido de la curva } B - V_S P.$$

Por la ecuación general de:

$$V_0 = \frac{Z \times 14.7 \times T_f}{5615 P \times 520}$$

$$V_0 = \frac{0840 \times 14.7 \times 770}{5615 \times 3400 \times 520} = f^3/B$$

$$V_0 = 0.00096 = 0.96 \times 10^{-3}$$

$$V = \frac{0.80 \times 14.7 \times 770}{5.62 \times 2600 \times 520} = 0.00119 = 1.19 \times 10^{-3}$$

El GOR inicial $r^0 = 1150 f^3/B$ Valor obtenido de la curva
Bv5 P.

El GOR que se obtiene del Gráfico es igual a 1350.

Pero sabemos que $W = 0$, $r_{2600} = 865 f^3/B$

APLICANDO VALORES A LA ECUACION.

$$\Delta N = \frac{N (r_0 - r)V + m \beta_0 \left(\frac{V}{V_0} \right) + (\beta - \beta_0)}{(R_c - r) V + \beta}$$

$$\Delta N = \frac{30 \times 10^6 (1000 - 865) \times 1.19 \times 10^{-3} + 0.08 \times 1.462 \times 0.24 + (1.420 - 1.463)}{(1170 - 865) \times 1.19 \times 10^{-3} + 1.426}$$

$$\angle N = \frac{32.6 \times 10^6 \cdot 0.161 + 0.381 - 0.032}{0.363 + 1.426}$$

$$\angle N = \frac{32.6 \times 10^6 \times 0.410}{0.363 + 1.426} = 0.75 \times 10^6 \text{ Bbls.}$$

∴ El gas producido será:

$$0.75 \times 10^6 \times 1170 = 880 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

CONCLUSION:

Lo probado en esta parte del estudio demuestra la posibilidad de establecer a cualquier presión dada el estado y desarrollo del reservorio.

Con este método del análisis volumétrico se puede determinar entonces ploteando valores de presión versus productividad la posible producción acumulada a una presión determinada; y se puede así mismo programar un mantenimiento de la presión para lograr una productividad controlada.

4.- Cálculo de la Permeabilidad Relativa.-

Si $p = 2000$ psia.

Comociendo R U_o U_q F - B y S se puede calcular la ra

zón K_g/K_o .

Siendo R el GOR instantáneo o sea el GOR de la producción en curso a la presión.

Con la fórmula experimental de Calhoum, se obtiene:

$$\frac{K_g}{K_o} = (R - S) \frac{U_g}{U_o} \times \frac{1}{FB}$$

$$\frac{K_g}{K_o} = (1350-865) \times \frac{0.0199}{0.520} \times \frac{1}{1030 \times 1.425}$$

$$\frac{K_g}{K_o} = \frac{485 \times 0.038}{1,468} = 0.0127$$

Determinación del GOR Instantáneo.-

Ahora bien, como es útil conocer el GOR instantáneo para un determinado momento de la producción, al conocer la permeabilidad relativa se ha logrado mediante la fórmula $R = (K_g/K_o \times U_o/U_g \times FB) + S$ obtenerlo a condiciones determinadas, así por ejemplo, si $K_o/K_g = 0.0437$ $P = 1900$.

Aplicando la fórmula para determinar el GOR instantáneo se tiene:

$$R = K_g/K_o \times U_o/U_g \times F \times B) + S$$

C.- VALUACION DE LA PROPIEDAD PETROLERA.

Este capítulo tiene por objeto conocer el Valor presente de la Propiedad Petrolera y para ello debemos determinar los dos objetivos principales de una valuación.

1.- Establecer la ganancia neta, por obtenerse en años futuros mediante la explotación del reservorio, por el propietario actual:

2.- Establecer el valor real de la propiedad, en el mercado de Valores o sea determinar el valor de la propiedad para su venta o transacción.

Para llegar a estos objetivos debemos conocer los cinco puntos siguientes, que son fundamentales en la determinación de la valuación.

A.- Determinación de la reserva petrolera.- Esta cuestión encierra en sí el estudio y determinación de:

a.- La cantidad de petróleo que puede ser recuperado de la propiedad.

b.- Cuanto tiempo tomará producir este petróleo.

B.- Participación.- En sí es la determinación de:

a.- Impuestos y demás derechos que son necesarios abonar por la explotación de la concesión. Es decir, la parte que le corresponde al Estado por la explotación.

b.- La participación si lo hubiera a anteriores poseedores de la concesión.

c.- Si se tratara de un reservorio que por su extensión fuera explotada simultáneamente por varios propietarios, en este caso deben determinar cuanto de petróleo le corresponde a cada uno.

C.- El Valor.-

a.- Debemos determinar el mejor mercado para el petróleo recuperable.

b.- Cuál es el precio que se recibirá por el petróleo recuperable.

D.- Costos de Operación.-

a.- Cuál será el costo para producir este petróleo recuperable.

E.- Inversión y recuperación.

a.- Si es necesario invertir menos capital para la explotación.

b.- Cuál será el valor del equipo a recuperar al término de la explotación

Estos pasos nos indican un procedimiento simple que es guía para analizar el valor de la propiedad petrolera.

LA RESERVA PETROLERA.

LIMITACION DEL RESERVORIO.-

Después de acumular datos sobre el tipo de acumulación petrolera y hacer un estudio exhaustivo con todos los datos disponibles de las características de la roca reservorio, - se procede como hemos hecho en los capítulos anteriores a - delimitar el reservorio, conocer sus características y con los mapas isópacos tanto de aceite como el de gas conocer - la cantidad de petróleo acumulado en el reservorio.

Es necesario decir, que sobre el estudio de los registros de los pozos se ha definido los límites vertical y lateral de la zona productiva en aceite del reservorio.

Este procedimiento se ajusta a esta propiedad petrolera, por poseer un reservorio cuya estructura es favorable a este método. Sin embargo, para otras estructuras este procedimiento es a menudo muy dificultoso por lo incompleto, e - inadecuado que resulta la información que es necesaria para la determinación de los datos a tabular. Tal es el caso de reservorios muy fallados.

Siguiendo este tipo de análisis se ha preparado mapas de contorno de la estructura e isópacos que ayudan a determinar el volumen de aceite original en el reservorio.

Con estos dos tipos de mapas se define el reservorio

en sus tres dimensiones, lo cual permite determinar la extensión areal del campo y el volumen total de la roca reservorio.

a).- Características de los fluidos.-

Aunque en el estudio integral del reservorio se deben considerar las características del agua y del gas, en el presente estudio sólo se considera las características y propiedades del aceite en el reservorio.

En una valuación simple es necesario conocer tres características de los fluidos que son las más notables en todo reservorio y que por supuesto lo son también para la Ingeniería de Petróleo, ellos son: La solubilidad del gas, la viscosidad del aceite y la contracción del aceite. En capítulos anteriores se ha tabulado estos datos y se han construido las curvas respectivas.

Cuando comienza la extracción del petróleo del reservorio y su traslado al almacenamiento de presión decrece y el gas disuelto comienza a separarse del petróleo reduciéndose el volumen líquido original.

Las características de esta contracción o factor de volumen de formación es muy importante para el cálculo volumétrico de un reservorio.

b).- Mecanismo de Energía.-

La energía natural de un reservorio es la fuerza que

impulsa al aceite a la boca del pozo. El aceite se encuentra a condiciones relativas de alta presión y temperatura.

De cinco maneras importantes puede presentarse este mecanismo de energía.

Ellos son:

- 1.- La roca reservorio y la expansión del fluido.
- 2.- Gas libre.
- 3.- Gas en solución
- 4.- Impulsión de agua.
- 5.- Impulsión por gravedad.

Estas cinco fuentes de energía pueden actuar en un reservorio independiente por sí o combinadas entre sí.

La importancia del mecanismo de recuperación es evidente, desde el punto de vista de la amplia variación que tiene cada uno en la eficiencia de recuperación.

Así: En Impulsión por Gas en Solución se puede recuperar de 5 a 35% del original (STO en el lugar). Quedando en el reservorio un gran porcentaje de aceite que no se puede recuperar por métodos primarios al final de la depletación.

En un reservorio de impulsión por gas cap (Casquete de gas) se puede recuperar más del 25%, y en combinación con el drenaje por gravedad puede llegarse a recuperaciones tan altas como el 60%.

Un reservorio de Impulsión por agua (water drive) que

es considerado como el mecanismo más eficiente de recuperación natural, su rango es del 35% al 65% del original STO evaluado.

El drenaje por gravedad, la roca reservorio y la expansión del líquido son suplementos de las otras formas de energía y rara vez actúan independientemente. Su efectividad depende de numerosos factores que son peculiares para cada reservorio.

Los pozos exploratorios y el desarrollo del campo pueden dar indicios del tipo de mecanismos de recuperación y de los mecanismos que podrían más tarde poner la fuente de energía en producción.

Generalmente al desarrollo inicial del campo se puede saber si el reservorio tiene "casquete de gas" o no. También puede evidenciarse la continuidad de la roca reservorio.

Si el reservorio tiene el aspecto "lenticular" en la que el "Casquete de gas" no está presente, se concluye que la fuente de energía es el "gas en solución".

Por otro lado, si las evidencias indican que la roca reservorio continúa ampliándose a los flancos y que existe agua debajo del nivel de petróleo se puede entonces reconocer la posibilidad de la impulsión por agua (water drive).

Antes de establecer en forma decisiva cual es el mecanismo de energía o la combinación de mecanismos efectivos en un re--

servorio dado, necesitamos conocer el comportamiento productivo del reservorio. Algunas veces es necesario acumular datos de producción en un período de años antes de definir cuál es la fuente de energía.

c).- Características de Producción.-

En la primera etapa de la vida productiva del reservorio los estudios de las características de la producción en relación con las características de la roca y fluidos es muy útil. A veces por razones inexplicables, la producción inicial de los pozos es anormalmente baja, lo que determina una apreciación errada del reservorio y lo aconsejable es averiguar las causas de esta baja producción.

En todo reservorio se lleva una historia de la producción de aceite, agua y gas y también de la presión del reservorio, que son llenados con gran cuidado para establecer el tipo de mecanismo de impulsión y la eficiencia de la recuperación. Los cálculos que se hacen con estos datos son del tipo de "Balance de Material".

Si los cálculos indican que la "impulsión por agua" - (water drive) está presente, se puede decidir a base de un estudio que la complementa, la restricción de la producción con el propósito de aprovechar la energía del agua. Se restringe la producción a fin de que el agua ocupe el lugar del aceite desalojado en forma uniforme. Si están presente potencialmente la impulsión por agua, pero por haber gran demanda se ex

trajera el aceite sin control, podría utilizarse eficientemente la energía del agua; pero entonces predominaría en esta impulsión la "solución del gas" con una pérdida considerable en el aceite remanente no recuperable.

d).- Producción Futura.-

La declinación en el tipo de reservorio "solución de gas" generalmente es una curva hiperbólica como se indica en la figura siguiente. Las características de la curva depende de la cantidad de gas en el reservorio, la energía disponible, el tipo de petróleo y la permeabilidad de la roca reservorio. Después que la declinación ha sido suficientemente establecida, una predicción podría ser hecha de la futura recuperación por extrapolación de la curva de declinación ya sea matemáticamente o gráficamente como se muestra en la figura siguiente.

Ambos, gas y aceite son depletados en un reservorio por la impulsión de gas en solución. Este tipo de impulsión es algunas veces como el tipo de depletación de un reservorio. En una combinación de "Gas en solución y casquete gasífero", los promedios de producción son hábilmente distribuídas y se restringe al máximo la producción de gas por barril de petróleo con el fin de utilizar más eficientemente la energía del gas comprimido. Extrapolando la declinación de la producción bajo estas condiciones, debe tenerse en cuenta la influencia del gas libre en expansión.

En reservorios de este tipo el excesivo gas en conjunción con el promedio de aceite a extraerse limita la vida productiva.

En el reservorio de impulsión por agua, los promedios de producción son restringidos durante un largo período de la vida productiva y como consecuencia no exhibe una definida declinación de la vida futura de la propiedad. Si el water drive es muy activo el fluido total (aceite y agua) producido podría permanecer esencialmente constante a través de la vida operativa con un decrecimiento en la producción del aceite y un aumento en la producción del agua hasta el límite económico.

En muchas instancias, el promedio al cual el agua incrementa es suficientemente uniforme lo que permite establecer una relación gráfica entre la producción de aceite y agua, que pueden ser extrapolados hasta el límite económico y así indicar el aceite recuperable. En este caso, la excesiva producción de agua limita la vida productiva del reservorio.

En la práctica actual la producción de un reservorio en particular refleja no solamente las características físicas del reservorio y de la fuente de energía, sino también los factores operacionales, estos incluyen tiempo de completación y recompletaciones efectivas, selección del equipo de producción y condiciones justas o permitidas para un prorrea-

teo, dificultades en las labores y mercado del aceite.

e).- Análisis de la Reserva.-

Una manera simple de evaluar la propiedad sería determinado en:

- a.- Cuánto de aceite puede ser recuperado?.
- b.- A qué promedio el aceite puede ser recuperado?
- c.- Cuánto tomará recuperar este aceite?

Ilustraré como estas cuestiones son resueltas con un examen detallado del reservorio, tomando las características del reservorio tratado.

TIPO DE ACUMULACION PREDOMINANTE.

Reservorio tipo "Casquete Gasífero".

Características de la roca reservorio.- Porosidad 12.1%
Permeabilidad 87.5 mds. saturación del agua connata 12.9 %
del espacio poroso.

Definición de los límites del reservorio.- Volumen 58,000 ft-acre valor determinado del mapa isópaco de gas y petróleo.

Características del fluido del reservorio.- GOR en solución - o la Presión Po = 1000 SCF/STB; viscosidad 0.410 centipoises, Factor de volumen de formación 1.460 bbls. aceite del reservorio por barril en el STO.

Mecanismo de energía y eficiencia en la recuperación.- Gas - cap, eficiencia 35% del STO en el lugar, Cálculo basándose en la permeabilidad, porosidad, GOR del gas en solución,

viscosidad del fluido y análisis comparativo de similares acumulaciones de aceite.

En base de la pequeña historia productiva se determinan datos que nos sirven para hacer el cálculo volumétrico del reservorio.

$$\frac{7758 \times \dots}{\dots} = 30'000,000 \text{ Bbls}$$

Barriles de STO recuperable (Stock tank Oil in the reservoir)

$$30'000,000 \times 0.35 = 10'500,000 \text{ Bbls.}$$

La reserva volumétrica estimada para el reservorio, no es digamos una cantidad precisa.

Por supuesto esta estimación está sujeta a un margen de error. Por ello, este cálculo debe ser revisado y actualizado, tanto más, si a medida que se explota la propiedad, se dispone de más datos de su producción, y de la presión con que se opera.

Así la política operativa que viene a ser conocida.

PREDICCIÓN ANALÍTICA.

La propiedad petrolera materia de estudio en la actualidad tiene tres años de explotación y se encuentra en su mayor rendimiento, se ha mantenido cuidadosamente los regímenes de producción de gas, aceite y agua.

Los datos de GOR y presión se han registrado continuamen

te.

En fin, se tiene a la mano datos suficientes para estimar la reserva futura, aparte del cálculo volumétrico aplicado a la ecuación del Balance de Material, para el caso del reservorio que es "gas cap. drive".

La fórmula de "Balance de Materiales" no es más que la expresión de las leyes fundamentales de la conservación de la materia y energía aplicadas a un reservorio.

"La cantidad de gas original del reservorio debe ser igual al gas producido más el gas remanente en el reservorio.

Fórmula:

$$\angle N = \frac{N (\beta - \beta_0) + (r_0 - r) V}{(R_n - r) V + \beta}$$

La técnica al aplicar esta ecuación para predecir futuras reservas y determinar la eficiencia de la recuperación, está sujeta a los incrementos de producción por cada decrecimiento del reservorio.

Cuando la cantidad de petróleo recuperado que se ha asumido es correcta, un grupo de computaciones puede mostrar los valores correctos de las variables. Este procedimiento se repite en pasos sucesivos hasta alcanzar a predecir las condiciones de depletación.

Así, sucesivas aplicaciones de la ecuación de Balance de Materiales a este reservorio, precisa la reserva estimada con

una última recuperación en 9'600,000 Bbls. de petróleo como se muestra en la tabla siguiente:

ESTIMACION DE LAS RESERVAS POR EL BALANCE DE MATERIALES		
Producción actual durante los tres primeros años.	Producción diaria (Promedio)	Aceite producido
Años Futuros	Bbls	5'175,000 Bbls.
1962	2070 Bbls	750,000
1963	1670 "	610,000
1964	1450 "	530,000
1965	1340 "	445,000
1966	1200 "	400,000
1967	960 "	350,000
1968	890 "	325,000
1969	740 "	270,000
1970	608 "	240,000
1971	550 "	200,000
1972	410 "	150,000
1973	275 "	100,000
1874	150 "	55,000
TOTAL RESERVA FUTURA		4'425,000 Bbls.
RESERVA TOTAL RECUPERABLE		9'600,000 Bbls.

Sólo se recupera el 32% del STO insitu.

Estas cifras nos indican que la impulsión por "gas cap" no es tan eficiente en la recuperación de la reserva como la calculada por el método Volumétrico.

MAS PRECISION EN EL CALCULO.

Asuminos que han transcurrido tres años y analizamos - la curva de declinación de la producción. En los datos que asumimos estudiamos el comienzo y establecemos la tendencia a declinar de esta curva.

Extrapolando la curva de declinación la cual está basada sobre los promedios de producción diaria de todos los pozos del reservorio, y efectuando los cálculos correspondientes nos da una última reserva por este método de 9'786,500 Bbls. como se muestra en el siguiente cuadro.

ESTIMACION POR LA CURVA DE DECLINACION

Primeros 6 años Años Futuros	Promedio diario de Produccion.	Produccion 7'100,000
1964	1190	435,000
1965	1020	372,000
1966	880	322,000
1967	760	278,000
1968	645	236,000
1969	565	203,000
1970	478	172,000
1971	490	146,000
1972	350	128,000
1973	290	106,000
1974	250	91,000
1975	212	77,500
1976	178	65,000
1977	150	55,000
		<hr/>
	RESERVA FUTURA RECUPERABLE	2'686,500
	RESERVA TOTAL	<hr/> 9'786,500

Esta estimación es más baja que la recuperación del Cálculo Volumétrico que hemos estimado en 10'500,000 - Bbls. pero eso sí un poco más alta al que hemos considerado mediante el "Balance de Materiales". Es posible

que el reservorio se beneficie con los efectos del drenaje por gravedad o alguna otra fuerza extraña y mejore estos rendimientos, es de esperarse esto en este reservorio ya que tiene una estructura favorable, incluso que podría actuar el agua como fuerza impulsora.

COMPARACION DE LAS RESERVAS ESTIMADAS

Tipo Estimado	Tiempo de trabajo del reservorio a la última fecha estimada.-	Reserva Total estimada Bbl.	Volumétrico Porcentaje
Volumétrico	8 meses	10'500,000	-----
Balance de Mat.	3 años	9'600,000	- 8.5
Curva de declinación.	6 años	9'786,500	- 7.0

Es decir que la reserva estimada está en un rango de aproximación dentro del 8.5% con respecto al mayor de ellos, que es un grado de conformidad deseada, pero que no debe tomarse como fijo y preciso para cálculos futuros. Es también presumible que la falta de excelentes datos básicos de las fuerzas que mueven el reservorio, impulsen al Ingeniero de Reservorios a asumir datos críticos, eventualmente los valores asumidos pueden estar equivocados en parte o total-

mente. Bajo estas circunstancias una rápida estructuración de la reserva, puede por supuesto estar errada. En casos extremos, variaciones del 50 al 100% en la estimación de la reserva puede ocurrir. Pero esta deferencia disminuye notablemente a medida que se van poseyendo datos más precisos del reservorio.

SEGURIDAD RELATIVA DE LAS RESERVAS ESTIMADAS.-

LIMITACIONES DE LOS METODOS.

Una real estimación de la reserva es el fundamento de una evaluación y es de primerísima responsabilidad del Ing. de Reservorios o del evaluador, proveer tal estimación. No obstante ello, no puede exigirse una rígida exactitud, porque aún trabajando con la mayor diligencia y con un empeño cuidadoso en el cálculo, la seguridad en la estimación de la reserva escapa de su control, debido a una serie de factores y situaciones del reservorio que ^{no} siempre se tomen en cuenta.

La razón de esta paradójica situación está resumida en la "exactitud de los datos". "La confianza en la estimación de una reserva y aún más de una valuación no puede exceder se de las limitaciones impuestas por la calidad y disponibilidad de la información básica". El significado de esta afirmación puede ser observada en la siguiente tabla.

Porcentaje de la depletación al momento de efectuar la estimación.	Método de estimación	Porcentaje variable de la estimación de la reserva total.	
		Posible	Rango razonable.
1 - 10	Por comparación y volumétrico	50-100	5 - 30
10 - 30	Volumet.y Balance de Mat.	50	5 - 20
30 - 60	Balance de Mat.y Curv. de Declinación	30	5 - 10
60 á más	Curva de Declinación	15	5

La tabla sugiere que al pasar el tiempo y la acumulación de datos de buena calidad la estimación de la reserva será más digna de confianza. También se deduce que la valuación de un reservorio es una cosa terminante, y por lo tanto, un reservorio debe estar sujeto a frecuentes recálculos y reajustes.

ANALIZANDO:

La discusión en este punto con relación al reservorio total, guarda especial significancia para el negocio futuro. A menudo, sin embargo, el evaluador está interesado en la propiedad que representa una parte del reservorio total. En esta circunstancia se dará preferente atención a la información referente de la formación y producción que se obtenga de los pozos perforados dentro de la propiedad. No obstante el evaluador está en la obligación de analizar los datos obtenidos con-

siderando al reservorio como un todo. Porque si puede tener, y es lo más probable en un reservorio que está dividido en propiedades, que la sola migración del petróleo favorezca o perjudique a las demás propiedades, con este desbalance de material se producen cambios laterales en las características de la roca reservorio y aún más se puede tener diferencias notables en la productividad de los pozos en la misma propiedad. Es decir, que este sólo hecho de migrar el petróleo, anula la evaluación anterior porque o hay una pérdida de petróleo in situ o hay una ganancia constante de petróleo. Como este reservorio es una propiedad unificada desechamos esta conjetura. Del promedio de recuperación total entre la curva de declinación y de la ecuación de Balance de Material se obtiene una recuperación del 32% del STO IIP. El cual es un promedio bastante alto si se tiene en cuenta que la recuperación natural para este tipo de reservorio oscila entre el 15 y 50% del petróleo original.

PARTICIPACION.-

La forma más simple de la participación en la producción del petróleo es el dominio de la propiedad de acuerdo a las leyes que la amparan.

En este caso, no hay distribución de la producción, sino que ella pertenece a quien desarrolla y produce el petróleo por su propia cuenta. En nuestro caso este dominio com-

pleto de la propiedad existe. Por lo tanto la participación se resume a un dominio Propietario-Estado. Más simple aún de la ganancia a obtener por la explotación habrá una renta para el propietario y otra renta gubernamental. Ampliando estos conceptos, de el "Ingreso bruto" -Producción anual por el precio de venta - menos el "Costo de Operación", menos la amortización del capital invertido, produce la "Ganancia neta" antes del "Impuesto". A esta cantidad se le aplica el "Impuesto sobre la Utilidad" y la cantidad remanente es la "Ganancia anual". En el esquema que a continuación se presenta se visualiza mayor estas relaciones.

El impuesto de explotación básico.- Como la propiedad en explotación no proviene de un arrendamiento, entonces no estamos en el caso de entregar una participación de la producción a un propietario original. En consecuencia este "Royalty" ó - Impuesto de Explotación sólo corresponde a la Renta Gubernamental y generalmente asciende a un sexto un octavo o un déci mo de la producción total del petróleo, dependiendo de la legislación que la ampara.

El costo de operación, es indudablemente el factor más complejo de los envueltos en estos cálculos, pues en él se incluyen todos aquellos gastos autorizados por la Ley de Impuestos, así como el Impuesto de Explotación y otros Impuestos, menos el de la renta. Se determina este costo de opera--

ción sumando todos los gastos durante la explotación por años, incluyendo los gastos distribuidos, es decir los gastos no especificados.

El Factor de Amortización no es tan complicado como el anterior, este descuento incluye dos factores, Amortización y Depreciación. En este estudio, se deprecian los activos permanentes de un Valor final Cero, lo que equivale a amortizar la inversión realizada en la adquisición de dichos activos. Esta operación se realiza por lo general con el sistema de "línea recta", es decir, se descuenta un porcentaje fijo durante cada año de vida del yacimiento.

Por lo tanto la ganancia real del Propietario se obtiene sumándoles a las ganancias reales, la amortización de las Inversiones capitalizables. Esta cantidad que es definitivamente el dinero efectivo que percibe el propietario, la denominaremos Renta del Propietario o Empresa.

VALOR DE LA PROPIEDAD.

El valor del petróleo está determinado por la demanda en el mercado de acuerdo a su gravedad específica y su costo de transporte a las refinerías. El precio en el mercado aumenta al tener mayor gravedad API el petróleo, porque así se evalúa que dichos petróleos contienen mayor cantidad de gasolina.

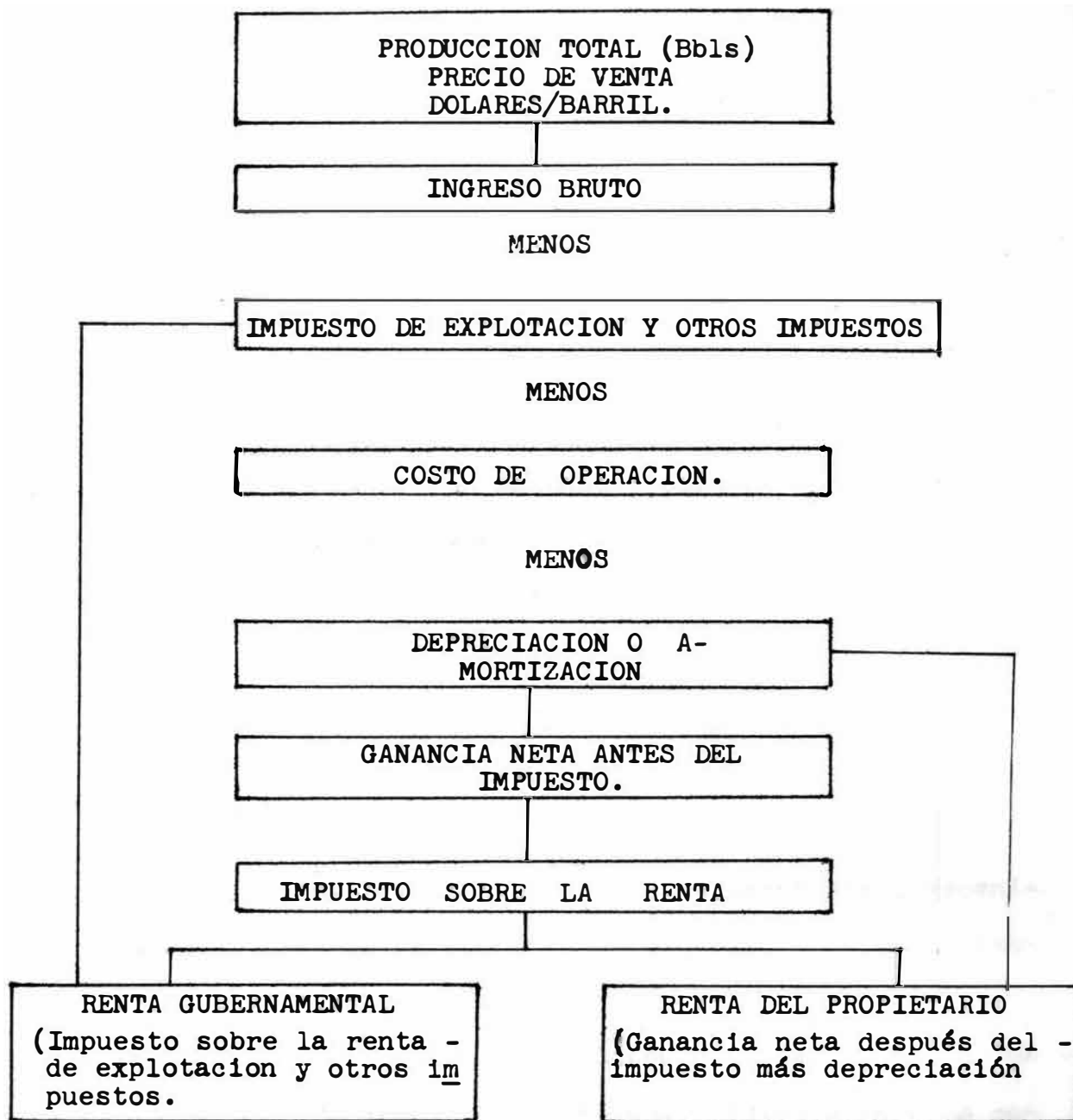
En la fig. que se muestra (Pág.113) sobre la "Variación de los precios de Petróleo" en los EE.UU. observamos que el Valor depende fundamentalmente de la región, esto es un resultado de las diferencias en la economía petrolera entre estas regiones y también una diferencia en las calidades y características de los petróleos.

La locación de la zona productiva con respecto al mercado tiene fuerte influencia en el precio neto a recibir por el petróleo.

Así una propiedad situada en un área en la que hay establecida actividad petrolera y unida por un oleoducto a una refinería cercana, sin duda alguno su producción será absorbida íntegramente y a un precio neto alto. En cambio una propiedad alejada de oleoductos y de ferrocarriles en la que únicamente es posible transportar ese petróleo por camiones, sin duda alguna tendrá un precio neto bajísimo.

Otro factor importante en la determinación de este precio de venta, es la existencia de plantas de gasolina, ya que se puede mejorar la gavedad API, aún más, si el gas contiene ácido sulfúrico y dióxido de carbono, se pueden levantar plantas para recuperar estos productos.

Es esencial que el evaluador conozca con la mayor precisión el precio neto de el petróleo en sus propias baterías o tanques de almacenamiento. Esto con el propósito de estudiar concienzudamente el costo del transporte o al menos reducirlo al máximo.



CUADRO SINOPTICO DE LA REPARTICION DE LAS GANANCIAS
ENTRE EL PROPIETARIO Y EL GOBIERNO.

LOS GASTOS DE OPERACION.

Estos gastos en una propiedad petrolera caen en dos categorías generales que conciernen en una evaluación.

Estos son: Gastos directos y gastos indirectos.

En el mejor de los casos el Ing. de Valuación está interesado solamente en los gastos directos de la producción de la propiedad que está siendo evaluada.

Los gastos indirectos, más conciernen a un Contador y a menudo estos gastos son manejados como cargos a varias propiedades. Pero se averigua lo que estos gastos representan por barril de petróleo extraído.

El cuadro siguiente nos dá una idea de estos gastos:

GASTOS DE OPERACION EN UNA PROPIEDAD PETROLERA.

GASTOS DIRECTOS.

- I.- Labor y Supervisión: Bomberos, instrumentistas, mecánicos, hombres de campo, Ingenieros, supervisores, gerencia, movilidad y herramientas.
- II.-Mantenimiento Superficial y Subsuperficial.- Cambio de bombas, reparaciones, limpieza, mantenimiento de caminos, líneas, calentadores, tratadores separadores, -- bombas, equipo de almacenamiento, abastecimiento miscelaneo, servicio, transporte y otros.
- III.-Combustibles y energía.- Gas, gasolina, LPG, vapor y

electricidad.

IV.- Servicio de pozos y otros.- Tratamientos químicos y -
mecánicos a los pozos, reparaciones especiales,
trabajos y recompletación en otras zonas, y o--
tros gastos.

IMPUESTOS A LA PRODUCCION.

V.- Impuestos a la producción.- Producción y separación,
conservación etc. (más convenientemente se ex--
presa en costo por barril).

GASTOS INDIRECTOS.-

VI.- Gerencia General y Administración.- Legal, Contabilidad,
compras, gerencia, seguros, intereses. etc.

VII.-Depletación.- Arriendos, bonos, adquisición de otras
propiedades, capitalización del desarrollo de los
costos.

VIII.-Depreciación.- Producción, almacenamientos y facilita--
des de transporte.

IX.- Gastos de Manufactura.- etc.

INVERSION Y RECUPERACION DEL EQUIPO.-

Al mismo tiempo que se efectúa la valuación, una
cantidad sustancial en las inversiones de desarrollo, com--
pletación, equipo del pozo y demás facilidades superficia--
les deben de tomarse en cuenta:

Aunque no es función propia del valuador hacer cálculos de esta clase. Para determinar el régimen de explotación de la reserva debe observarse estos gastos (valores) desde que, es con estos equipos que se va a proceder a la depletación y su depreciación debemos conocerla. Así tendremos un cuadro relativo al desarrollo de las reservas.

El costo de la perforación y equipamiento de un pozo puede variar de dolares 7,300 a dolares 250,000; cifra que depende de muchos factores.

El valor que se puede recuperar al abandonar un pozo puede ser del 15 al 50% del costo original de la instalación. En caso presente, este valor es nulo.

VALUACION DE LA PROPIEDAD.

Después de establecer la información pertinente de los cinco componentes de la valuación, entonces estamos en condiciones de alcanzar o ejecutar los objetivos de la valuación.

Estos objetivos son:

- 1.- La venta futura a realizar (en dinero) del petróleo a -- obtener del reservorio o propiedad sin tener en consideración el valor presente del dinero y sin tener en cuenta los riesgos inherentes en la valuación.
- 2.- Establecer el mejor mercado de la propiedad, porque e--llo representará el valor más óptimo de la propiedad.

Esto es determinar el comprador apropiado.

El cuadro muestra como se obtiene esta información.

Las columnas 1, 3 y 4 muestran el futuro de la vida económica del campo por años en producción diaria promedio, y la producción total a obtenerse de la curva de declinación.

La columna 2 indica el número de pagos en producción, refleja el promedio de abandono de los pozos año por año.

La columna 5, la producción neta de aceite, se considera un impuesto de explotación o Royalty de 10%. Esta será la columna (4) x 0.90.

La columna 6, el valor de la reserva de petróleo, se obtiene de multiplicar la columna 5 por el precio de un barril de petróleo. El precio está basado en el API, tipo de aceite etc., hay que descontar los gastos de oleoducto etc. etc. Es decir buscar el precio del barril de petróleo en la cabeza del pozo. Se asume que es Mid Continent con un valor de dolares 2.70 menos \$ 0.16 por gastos de transporte y almacenamiento.

Columna 8, gasto total de operación.- Se determina multiplicando la columna 2 por la columna 7 si se asume un gasto de mantenimiento de dolares 300 mensuales por pozo en un año.

Muestra la economía en el abandono de los pozos.

Columna 9, el gasto neto por barril, se obtiene dividiendo la columna 8 por la columna 5, muestra como aumenta

el costo de obtención por barril al declinar la producción. Sirve también para obtener el límite económico de la explotación de un campo.

Columna 10.- Los impuestos a pagar, se asume un 2% Ad Valoren que representa \$/ 0.05 por barril.

Columna 11.- El ingreso neto de la explotación, se obtiene sustrayendo los valores de las columnas 8 y 10 de la columna 6.

Es el ingreso neto de la futura producción de petróleo. Puede servir para obtener préstamos o para determinar el precio de venta de la propiedad.

Columna 12.- Indica la participación del Estado.- Se obtiene de la suma que le corresponde por el Royalty + columna (10) + el 50% de la utilidad bruta (11).

Columna 13.- Indica el ingreso neto año por año. Es el 50% que le corresponde al propietario de la utilidad bruta.

La columna 14.- Es la suma total de las utilidades futuras de la propiedad. Es decir, el máximo valor potencial de la propiedad.

Todo esto durante la vida primaria de la propiedad.

VALOR PRESENTE:

Con propósitos financieros es a menudo deseable conocer el valor presente de la propiedad que está siendo evaluada. No obstante que no se ha ilustrado este aspecto, es tá información puede obtenerse fácilmente aplicando el apro piado factor de descuento, que generalmente para estos cálcu los varía entre 4 y 8 por ciento anual. Este factor sólo a--fectaría a la columna 13.

El mercado favorable deriva del principio general de la oferta y la demanda. Cuando se ofrece una propiedad en venta, se obtiene un valor diferente al que se obtiene cuando si por demanda tubiera que venderse esta misma propiedad.

En esta venta el Reservorio debe recuperar la inversión hecha en él, y obtener una ganancia de acuerdo con el número y carácter de los riesgos que fueron asumidos cuando se compró la propiedad, sin olvidar el valor actual de la moneda.

El valor de la propiedad, no es un número conciso, que se obtiene matemáticamente, porque más bien, en la mayoría de los casos, es un valor obtenido de un acuerdo entre el -vendedor y el comprador y él cual varía apreciablemente de acuerdo con las circunstancias presentes y futuras.

Así en el ejemplo materia de este estudio, la propiedad está siendo calculada utilizando la curva declinación -natural, que viene a representar la misma recuperación de

petróleo que puede hacerse del reservorio.

El vendedor debe estar convencido que es básico para el comprador que este obtenga una ganancia promedio de un dolar por dolar invertido.

Habiendo establecido esta norma la propiedad en estudio tiene un valor mínimo de dolares 1'300,000.

El comprador examina esta inversión, sobre la base de el valor del dolar de la reserva neta de lo que está comprando y si el precio de compra representa dolares 1'300,000 2'471,850 Bbls, resulta 0.53 dolar por barril neto de reserva, que es el precio existente en el mercado en ese momento.

Otra consideración es el tiempo de la cancelación de la inversión. De la columna 11 del cuadro precedente se concluye que dicha inversión de dolares 1'300,000 se cancela en menos de dos años sin tener en cuenta impuestos, etc. Desde este punto de vista, este precio de compra o venta es demasiado pequeño.

Teniendo en cuenta ventajosas posibilidades de recuperación secundaria se podrá establecer un valor neto de la propiedad en dolares 1'500,000.

C O N C L U S I O N E S.-

- 1.- Los factores principales en la valuación de una propiedad petrolera son:
 - 1.- El petróleo recuperable;
 - 2.- La ganancia neta o beneficio a obtener de la extracción de este petróleo;
 - 3.- El resultado del valor sometido a condiciones presentes y futuras.
- 2.- La importancia de la valuación de la propiedad, reside en trazar una guía para las futuras relaciones entre un comprador y el vendedor de la propiedad, en determinar la solvencia económica para las relaciones bancarias, y cuando se trata de asociaciones o fusiones de compañías, determinar el capital que se aporta.
- 3.- Para los múltiples propósitos comerciales con que se efectúan, estos requieren que la aproximación del valor de la propiedad, tenga un considerable grado de flexibilidad, de modo que la valuación en sí, pueda servir mejor a los fines que persiga el propietario.
- 4.- Las circunstancias que rodean a la propiedad, sugieren la necesidad de conocer los propósitos de la valuación.
- 5.- El valor genuino de una propiedad para una compañía que va a continuar como propietaria y operadora, tendrán ne

cesidad de precisar y controlar factores como: Precio del petróleo, ingreso por venta del gas, gasto de operación, impuestos, los cuales están controlados en los registros de la Compañía. En este caso debe tenerse mucho cuidado con estos factores para determinar el valor de la propiedad. Pero el valor de esta misma propiedad, puede ser completamente diferente para un comprador el que puede considerarse como el mejor operador, ya que dispone de facilidades para manejar su petróleo en mejores condiciones.

B I B L I O G R A F I A

FUNDAMENTALS OF RESERVOIR ENGINEERING.
John Calhoun Jr.

APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING.
B.C. Craft y M.F. Hawkins Jr.

PETROLEUM PRODUCTION HANDBOOK.
Guthrie.

PETROLEUM PRODUCTION
Jones.

PRACTICAL PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK.
Joseph Zaba y W.H. Doherty.

THE VALUATION OF PROPERTY.
James Bon Brieh.

OIL ECONOMICS
Campbell Osborne.

PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING.
L.C. Uren.

THE OIL AND GAS JOURNAL.-
11-II-57.- (Pág. 111)

OIL PROPERTY VALUATION
Paul Paine.
