

18
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**EVALUACION PRACTICA DE LOS MECANISMOS
NATURALES DE EMPUJE EN YACIMIENTOS
PETROLEROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

FERMIN SANTILLAN VELAZQUEZ



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1994



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-014

SR. FERMIN SANTILLAN VELAZQUEZ
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Mario Becerra Zepeda, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

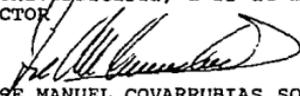
**EVALUACION PRACTICA DE LOS MECANISMOS NATURALES DE EMPUJE
EN YACIMIENTOS PETROLEROS**

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS BASICOS
- III GENERALIDADES DEL METODO
- IV ANALISIS DE LA GRAFICA Ln (P) Vs Np TIPICA
- PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 22 de marzo de 1994
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*gggt*

Jd.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

Nos permitimos comunicar a usted, que hemos revisado la tesis titulada :
" EVALUACION PRACTICA DE LOS MECANISMOS NATURALES DE EMPUJE EN
YACIMIENTOS PETROLEROS " que presenta el pasante FERMIN SANTILLAN
VELAZQUEZ con número de cuenta 8224124 -9, para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO, la cual fue dirigida por el ING. MARIO BECERRA
ZEPEDA.

Consideramos que la tesis reúne los requisitos necesarios para ser
discutida en el examen profesional correspondiente.

ATENTAMENTE
" POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU "
CD. UNIVERSITARIA, A 18 DE AGOSTO DE 1994.

PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
VOCAL: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA
SECRETARIO: M. I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
1ER. SPTE.: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
2DO. SPTE.: ING. ROBERTO PADILLA SIXTO



Handwritten signatures of the faculty members: Salvador Macías Herrera, Mario Becerra Zepeda, Rafael Rodríguez Nieto, Manuel Villamar Viguera, and Roberto Padilla Sixto.

Gracias a la Facultad de Ingeniería, a los profesores de Ciencias de la Tierra porque formaron en mi a un profesionalista, sobre todo gracias a Dios por haber permitido todo esto.

**Romanos 13:1; Juan 6:27 y
Filipenses 4:13.**

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION.	1
CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS.	2
CAPITULO II. GENERALIDADES DEL METODO.	16
II.1. Metodología.	18
II.1.1. Aplicando un balance de materia.	25
II.1.1.1. Técnica de mínimos cuadrados.	26
II.1.1.2. Técnica de la mínima desviación estándar de cuadrados.	29
II.1.1.3. Método práctico.	35
CAPITULO III. ANALISIS DE LA GRAFICA $\ln(P)$ Vs. N_p TIPICA.	39
III.1. Análisis de la primera tendencia lineal.	45
III.2. Análisis de la segunda tendencia lineal.	47
III.3. Análisis de la tercera tendencia lineal.	51
CAPITULO IV. PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.	54
IV.1. Primera tendencia lineal.	60
IV.2. Segunda tendencia lineal.	61
IV.3. Tercera tendencia lineal.	65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	68
NOMENCLATURA.	69
BIBLIOGRAFIA.	71
REFERENCIAS.	72

INTRODUCCION

En los últimos años, México ha ocupado lugares importantes dentro de los principales países productores de petróleo. Esto ha sido posible gracias al descubrimiento de nuevos yacimientos, localizados principalmente en las Regiones Marina y Sur del país.

Dado que los hidrocarburos son un recurso natural no renovable, de vital importancia para el desarrollo económico y tecnológico de México, es indudable que su explotación deba llevarse a cabo de la manera más eficiente, es decir, se deben obtener las mayores recuperaciones de aceite y gas, con los mayores beneficios económicos.

Para alcanzar este objetivo es necesario una caracterización adecuada del yacimiento en estudio. Una parte importante de dicha caracterización es el conocimiento de los mecanismos de desplazamiento que estén actuando, los cuales son función de la presión existente en el yacimiento.

En este trabajo se presenta el método desarrollado por el M.I. Maximino Meza Meza⁽¹⁾, basado en la ecuación de balance de materia, asimismo se realiza un análisis de la metodología de este método, y se desarrollan las ecuaciones que permiten la identificación y análisis de los diferentes mecanismos de desplazamiento que gobiernan la producción de hidrocarburos; finalmente se dan conclusiones y recomendaciones de este análisis.

Este método es de fácil aplicación y no requiere de gran cantidad de información, ofreciendo resultados confiables, es decir, es un método práctico y de fácil aplicabilidad en el campo, ya que se puede implementar en calculadoras de bolsillo programables y en computadoras personales.

CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

La producción de aceite depende de diferentes factores: de las propiedades de los fluidos almacenados en el yacimiento, de las propiedades petrofísicas de la roca, del tipo de mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento y del ritmo de explotación, entre otros.

Por lo tanto, es importante tener presentes algunos conceptos primordiales, que serán útiles para entender el método que se desarrolla en este trabajo, así como las definiciones correspondientes.

Es conveniente recordar que los hidrocarburos se encuentran almacenados en el subsuelo dentro de estructuras geológicas denominadas yacimientos petroleros. A continuación se presenta su definición:

Yacimiento petrolero

Es la unidad de acumulación de aceite y/o gas, constituida por un volumen continuo de roca impregnada; dicha acumulación está almacenada en un cuerpo rocoso denominado trampa geológica, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente; es indispensable para la acumulación de hidrocarburos.

Es común clasificar a los yacimientos petroleros de acuerdo a los fluidos producidos y tomar en cuenta las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran, a la profundidad estimada.

Para ello existe ⁽²⁾ una clasificación de yacimientos, que se muestra a continuación:

A) De acuerdo con el tipo de roca almacenadora:

- A.1. Arenas
- A.2. Calizas porosas cristalinas
- A.3. Calizas oolíticas
- A.4. Calizas detríticas
- A.5. Calizas fracturadas
- A.6. Calizas arrecifales
- A.7. Dolomías
- A.8. Areniscas

B) De acuerdo con el tipo de trampa:

- B.1. Estructurales
- B.2. Por penetración de domos salinos
- B.3. Por fallas
- B.4. Estratigráficas
- B.5. Mixtos

C) De acuerdo al tipo de fluidos almacenados:

- C.1. De aceite y gas disuelto
- C.2. De aceite, gas disuelto y gas libre
- C.3. De gas seco
- C.4. De gas húmedo
- C.5. De gas y condensado

D) De acuerdo con la presión original:

- D.1. Aceite bajosaturado
- D.2. Aceite saturado

E) De acuerdo con el tipo de empuje predominante:

- E.1. Por expansión de roca y fluidos
- E.2. Por expansión del gas disuelto liberado
- E.3. Por expansión del casquete de gas
- E.4. Por segregación gravitacional

- E.5. Por empuje hidráulico
- E.6. Por empujes combinados

A continuación se describen algunos tipos de yacimientos, de acuerdo a los fluidos almacenados y a su presión original ⁽³⁾ ⁽⁴⁾:

**De aceite y gas disuelto
(Aceite Bajosaturado)**

La presión original del yacimiento es mayor que la presión de saturación, por lo tanto, todo el gas se encuentra disuelto en el aceite; producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800.

**De aceite, gas disuelto y gas libre
(Aceite Volátil o Saturado)**

En este caso la presión inicial del yacimiento es menor que la presión de saturación. Producen un líquido café oscuro con una densidad relativa entre 0.74 y 0.80, con una relación gas - aceite instantánea entre 200 y 1,500 $m^3/g/m^3$. El gas presente puede estar libre distribuido en todo el yacimiento (disperso) o acumulado en forma de casquete (segregado).

Gas y condensado retrógrado

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de su explotación se presenta el fenómeno de condensación retrógrada, o sea,

la formación de condensado (líquido) en el yacimiento debido a reducción en presión; si la temperatura es constante, se denomina condensación retrógrada isotérmica. Desde luego la producción en la superficie será en dos fases, produciendo un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78, con una relación gas - aceite instantánea entre 1,500 y 12,000 m^3/m^3 .

Gas húmedo

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se obtiene en dos fases, como un líquido transparente, con una densidad relativa aproximada de 0.74 y con una relación gas - aceite entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 .

Gas seco

Se caracterizan porque tanto a las condiciones del yacimiento como a las condiciones de superficie, el gas se encuentra siempre como gas; también se le conoce con el nombre de yacimientos de gas no asociado, o sea, yacimientos que producen gas no-asociado. En algunos casos, el gas seco puede producir una mínima cantidad de líquido (condensado), pero en muy bajas cantidades, y este suele ser un líquido ligero, transparente (si lo hay) y con una relación gas - aceite mayor a los 20,000 m^3/m^3 .

Es importante conocer las propiedades de la roca y su relación con los fluidos que contiene. A estas propiedades se les denomina petrofísicas⁽⁵⁾, de las cuales se han seleccionado algunas de ellas para su explicación:

Porosidad (ϕ)

Se define como el cociente del volumen de poros existentes en una roca y el volumen bruto o total de la misma roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

donde: ϕ - Porosidad, (% ó fracción)

V_p - Volumen de poros, (L^3)

V_r - Volumen de roca, (L^3)

De acuerdo con la cantidad de material cementante existente en una roca, pueden existir poros comunicados y poros aislados.

$$V_p = V_{pc} + V_{pa}$$

donde: V_{pc} - Volumen de poros comunicados

V_{pa} - Volumen de poros aislados

Por lo que:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{V_{pc} + V_{pa}}{V_r}$$

$$\phi = \frac{V_{pc}}{V_r} + \frac{V_{pa}}{V_r} = \phi_e + \phi_a$$

donde: ϕ - Porosidad total

ϕ_e - Porosidad efectiva

ϕ_a - Porosidad aislada

Permeabilidad absoluta (k)

Es la propiedad de la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella. Esta propiedad esta definida por la Ley de Darcy como:

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P}$$

donde: k - Permeabilidad absoluta, (Darcy)

q - Gasto, (cm³/seg.)

μ - Viscosidad, (cp)

L - Longitud del medio poroso, (cm)

A - Area transversal al flujo, (cm²)

ΔP - Caída de presión, (Atm.)

Definición del Darcy:

Se dice que un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido en una sola fase que tiene un cp. de viscosidad, satura totalmente al medio, fluye a través de él, bajo condiciones de flujo viscoso a un gasto de un cm³/seg., por un área de un cm² a través de una longitud de un centímetro, bajo una caída de presión de una atmósfera.

Permeabilidad efectiva (k_i, i = w, o, g)

La permeabilidad efectiva a un fluido k_i, es la permeabilidad que presenta el medio poroso a ese fluido en presencia de otro. De lo anterior se deduce que la permeabilidad efectiva es función del fluido que se trata y

de la saturación en el medio poroso de dicho fluido, es decir:

$$k_i = k_i(S_i)$$

Permeabilidad relativa ($k_{r,i}$, $i = w, o, g$)

La permeabilidad relativa a un fluido $k_{r,i}$, es la relación de la permeabilidad efectiva de ese fluido entre la permeabilidad absoluta del medio poroso, es decir:

$$k_{r,i} = \frac{k_{\text{efectiva}}}{k_{\text{absoluta}}} = \frac{k_i}{K}$$

Cualquier cociente de permeabilidades relativas es igual a el cociente de las permeabilidades efectivas, es decir:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{k_g}{k_o}, \quad \frac{k_{rg}}{k_{rw}} = \frac{k_g}{k_w}, \quad \frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{k_w}{k_o}$$

Saturación de un fluido (S_r)

Se define como el volumen de un fluido contenido en una roca @ c.y. entre el volumen de poros de la misma roca.

$$S_r = \frac{V_f}{V_p}$$

El volumen total de fluidos contenidos en una roca es igual al volumen de poros de la misma y puede estar formado por fluidos diferentes (aceite, agua y gas), es decir:

$$V_r = V_o + V_w + V_g = V_p$$

Por lo que:

$$S_r = \frac{V_r}{V_p} = \frac{V_o + V_w + V_g}{V_p} = \frac{V_o}{V_p} + \frac{V_w}{V_p} + \frac{V_g}{V_p}$$
$$= S_o + S_w + S_g = \frac{V_p}{V_p}$$

Por lo tanto:

$$S_r = 1.0$$

en donde: S_r - Saturación total de fluidos = $\sum_{i=1}^3 S_{r_i} = 1$

S_o - Saturación de aceite < 1.0

S_w - Saturación de agua < 1.0

S_g - Saturación de gas < 1.0

Saturación crítica de un fluido (S_{rc} , $r = w, o, g$)

Se define como saturación crítica al valor mínimo de saturación necesaria para que exista movimiento de la fase (aceite, agua, gas) en el yacimiento. Por ejemplo, cuando la presión inicial del yacimiento es mayor que la presión de saturación, el valor de saturación de gas en el yacimiento es cero, y a medida que disminuye la presión hasta un valor igual o menor que la presión de saturación, se irá liberando el gas originalmente disuelto en el aceite. Por lo tanto, se incrementará el valor de la saturación del gas, y éste no se moverá hacia los pozos o hacia la parte alta de la estructura mientras, no se forme una fase continua, y alcance el valor de la saturación crítica necesaria para iniciar a moverse.

También es importante conocer las propiedades físicas de los fluidos de los yacimientos (aceite, gas y agua) y los cambios que sufren dichas propiedades con la variación de la presión y temperatura. A estas propiedades se les conoce como propiedades PVT⁽³⁾⁽⁴⁾, y a continuación se describen algunas de ellas:

Factor de volumen del aceite (Bo)

Representa el cambio de volumen del aceite al pasar de las condiciones del yacimiento a las condiciones de superficie, o sea, es un factor que representa el volumen de aceite saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de aceite sin gas disuelto a condiciones de superficie; es decir:

$$B_o = \frac{\text{VOL. ACEITE + GAS DISUELTO a c.y.}}{\text{VOL. DE ACEITE SIN GAS DISUELTO a c.s.}}$$

Factor de volumen del gas (Bg)

Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones de superficie; es decir:

$$B_g = \frac{T_y}{T_{cs}} \left(\frac{P_{cs} \cdot Z_y}{P_y \cdot Z_{cs}} \right)$$

donde: $Z_{cs} = 1$, $P_y < P_b$

Relación gas disuelto - aceite (R_s)

Es la relación del volumen de gas disuelto en el aceite a la presión y temperatura de yacimiento, medido a las condiciones estándar, entre el volumen de aceite sin gas disuelto, medido a las condiciones estándar, o sea, es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un aceite crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura; es decir:

$$R_s = \frac{\text{VOL. GAS DISUELTO EN ACEITE a } P_y, T_y \text{ y medido a c.s.}}{\text{VOL. DE ACEITE SIN GAS DISUELTO a c.s.}}$$

Relación gas - aceite instantánea (R)

Es la relación del gasto de gas libre más gas disuelto total medido a las condiciones estándar, entre el gasto de aceite sin gas disuelto medido a las condiciones estándar, en un momento dado (de allí el nombre de instantánea) durante la vida de un yacimiento, por lo tanto, es una cantidad que cambia constantemente con el tiempo:

$$R = \frac{q_{\text{gas total (gas libre + gas disuelto) a c.s.}}}{q_{\text{aceite sin gas disuelto a c.s.}}}$$

Encogimiento

Es la disminución en el volumen de la fase líquida del yacimiento, debido a la liberación de gas en solución (por

disminución en presión, disminución en temperatura, o ambos factores). Puede expresarse como porcentaje respecto al volumen en el yacimiento (volumen inicial) o respecto al volumen a condiciones finales. Cuando se expresa en esta forma, equivale a decir que el encogimiento es igual al factor de volumen del aceite menos la unidad. De esto se deduce que existen yacimientos de aceite volátil de alto encogimiento y yacimientos de aceite volátil de bajo encogimiento.

Gas disuelto o en solución

Son hidrocarburos gaseosos que se encuentran en solución en el aceite crudo bajo condiciones de yacimiento (iniciales).

Gas libre

Es aquel gas que existe en un yacimiento en forma dispersa o como casquete, debido a que la presión del yacimiento es menor que la presión de saturación. El gas que existe como tal en el yacimiento, se le denomina gas libre.

Presión de saturación o de burbujeo ($P_{\text{saturación}}$ o P_b)

Es la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas.

Presión de fondo fluyendo (P_w)

Es el valor de la presión que se mide en el fondo de un pozo, cuando éste se encuentra fluyendo; cabe mencionar que este valor de presión medido a una determinada hora, varía con el tiempo, porque si medimos la presión después de un cierto tiempo de estar fluyendo el pozo, este valor de presión no será igual al anteriormente medido.

Presión de fondo estática (P_{we})

Es el valor de la presión medida en un pozo, que se obtiene para un tiempo de cierre lo suficientemente grande tal que pueda considerarse como la presión del yacimiento. Este tiempo es del orden de 24 horas para yacimientos de alta permeabilidad y aumenta a medida que el valor de este parámetro disminuye. El calificativo "estática" no es propiamente aplicable, porque al estar produciendo otros pozos en el yacimiento, tiende a bajar la presión en el pozo que permanece cerrado.

La producción de aceite se logra mediante ciertos mecanismos naturales de empuje, que se manifiestan dentro de los yacimientos; así tendremos que para el caso de un yacimiento bajosaturado (como lo es para este trabajo), el aceite, el agua congénita, y la roca, se expanden debido a una caída de presión, empujando al aceite contenido en el yacimiento hacia los pozos productores.

Tomando en cuenta lo dicho anteriormente, es importante explicar qué son los mecanismos naturales de empuje, que intervienen en la producción de hidrocarburos, ya que el objetivo de este trabajo es proporcionar un método práctico de evaluación de los mecanismos naturales de empuje.

Empuje por gas

Energía para producir aceite proveniente de gas a presión que se haya en la formación productora. El gas puede existir libre en la formación en el casquete de gas, y en este caso el empuje se denomina empuje por casquete de gas o puede estar en solución en el aceite y al disminuir la presión y liberarse el gas del aceite, constituye un mecanismo de desplazamiento del aceite. En este caso el empuje se denomina empuje por gas en solución o gas disuelto liberado.

Empuje hidrostático

También se le denomina empuje hidráulico. Se define como la energía que contribuye a la producción de aceite proveniente de un acuífero asociado a la zona de aceite. Generalmente el mismo tipo de formación productora es la que contiene el acuífero. La energía del empuje se debe principalmente a la expansión del agua al disminuir la presión, avanzando dentro del yacimiento de aceite, en dirección del pozo, empujando al aceite.

Empuje hidrostático de fondo

También se denomina empuje hidráulico de fondo. Se define como el empuje hidrostático debido a agua que se mueve verticalmente hacia arriba en dirección de los pozos productores. La zona productora de aceite está por encima de la zona de agua o acuífero.

Empuje hidrostático marginal

También se denomina empuje hidráulico lateral. Se define como el empuje hidrostático debido a aguas que avanzan lateralmente hacia el pozo productor, es decir, paralelamente a los planos de estratificación. Por lo tanto, la permeabilidad de la estratificación es un factor muy importante en el avance de agua en este tipo de empuje.

Plano de referencia⁽³⁾

Es un plano horizontal imaginario que divide volumétricamente al yacimiento en dos partes iguales, con el fin de referir cualquier variable (en particular la presión) a este plano de referencia.

CAPITULO II. GENERALIDADES DEL METODO

En los yacimientos petroleros la producción de fluidos ocurre por la expansión de los elementos que integran a la formación productora, así como de ciertos mecanismos naturales de empuje que también contribuyen a la producción de los mismos, como es el caso de la entrada natural de agua. Estos conceptos son ampliamente conocidos y su aplicación en el comportamiento de yacimientos bajosaturados (como es el caso para este trabajo), son básicos e importantes.

Se deberá de tener en cuenta, que para el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado éste va a producir en su etapa inicial por expansión del sistema roca - fluidos y posteriormente, manifestarse ciertos mecanismos adicionales de empuje, por lo que es conveniente contar con un método que auxilie a conocer y determinar, para un periodo de producción, los tipos de mecanismos naturales de empuje prevalecientes en el yacimiento, y cuantificar su contribución que éstos tienen en la producción de fluidos, así como también calcular el volumen original de hidrocarburos existente en el mismo.

Tal es el método práctico que aquí se presenta, el cual evalúa los mecanismos naturales de empuje y calcula el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, a partir de una sencilla gráfica semilogarítmica construida con datos de la historia de presión - producción del yacimiento que se vaya a estudiar.

Un principio fundamental utilizado en ingeniería de yacimientos, es la ley de la conservación de la materia, sobre la cual Schilthuis en 1935⁽⁶⁾ se apoyó para deducir la ecuación de balance de materia (EBM). Básicamente, dicha expresión toma en

cuenta los volúmenes y cantidades de fluidos presentes en el yacimiento en cualquier etapa de producción.

La ecuación general de balance de materia, comunmente denominada ecuación de Schilthuis, consiste simplemente de un balance volumétrico. Se basa en que el volumen del yacimiento (de acuerdo con sus límites iniciales) es constante y por tanto, la suma algebraica de los cambios volumétricos de las cantidades de aceite, gas libre y agua en el yacimiento debe ser igual a cero.

Havlena y Odeh en 1963⁽⁷⁾, presentaron un método en el cual a través de la ecuación encontrada por Schilthuis, realizaron la transformación de dicha ecuación en la de una línea recta; recordando además que Van Everdingen⁽⁸⁾ y Hurst⁽⁹⁾, determinaron que los acuíferos con flujo en régimen permanente, poseen un comportamiento que puede representarse por una función de tipo exponencial.

El autor del método⁽¹¹⁾ presentado en este trabajo se basó en la ecuación de balance de materia arreglada de tal manera que representa la ecuación de una línea recta y las funciones de tipo exponencial que representan el comportamiento de los acuíferos, encontradas por Havlena y Van Everdingen, respectivamente, para desarrollar un método que permite evaluar cualitativamente en forma práctica los mecanismos naturales de empuje y calcular el volumen original de hidrocarburos. Propone inicialmente que la información obtenida a partir de la historia de presión - producción del yacimiento, se grafique en un plano semilogarítmico.

Cabe mencionar, que si dicha información se grafica en un plano cartesiano, la gráfica resultante será una curva, sin embargo, al graficar sobre un plano semilogarítmico se obtiene lo siguiente: 1) una gráfica con tendencias lineales en su comportamiento, 2) aplicando análisis específicos a dichas tendencias y considerando que el comportamiento de los acuíferos se les puede representar por medio de funciones de tipo exponencial, va a ser posible correlacionar los tipos de mecanismos naturales de

empuje con las funciones exponenciales de Van Everdingen, 3) facilita la interpretación física y solución matemática para cada tendencia lineal obtenida.

II.1. Metodología.

El método consiste primero en obtener la información relacionada con la historia de presión - producción del yacimiento por estudiar. Después, con esta información se construye una gráfica en un papel semilogarítmico, identificando al eje de las abscisas como la producción acumulada de aceite en millones de barriles (N_p en MMBLS) y el eje de las ordenadas como la presión en Kg/cm^2 , sobre éste se localizan las producciones acumuladas de aceite con sus respectivas presiones, obteniendo una serie de puntos, cuya tendencia será lineal con algunos cambios en su pendiente, a estos puntos se les ajustan líneas rectas y, si se observa una gran dispersión en estos, es decir, que algunos puntos no se ajusten, será indicativo de que la información no es confiable, Figura II.1.

Enseguida se busca una ecuación que expresada en forma general represente matemáticamente el comportamiento de cada una de las líneas rectas ajustadas a los puntos de la Figura II.1; para determinar dicha ecuación se procede de la siguiente forma:

Se toma una porción de la gráfica encontrada, por ejemplo, la porción A de coordenadas, $P_1(N_{p1}, P_1)$ y $P_2(N_{p2}, P_2)$, se dibujan, como anteriormente se mencionó, en un plano semilogarítmico; Figura II.2.

Para conocer el ángulo de inclinación "m" de la línea recta "A", con respecto a la horizontal, se calcula así;

$$m = \frac{\text{Cateto opuesto}}{\text{Cateto adyacente}} \quad \text{II.1)}$$

Sustituyendo variables en la ecuación II.1), se obtiene lo siguiente:

$$m = \frac{\ln P_2 - \ln P_1}{Np_2 - Np_1} \quad \text{II.2)}$$

Desarrollando la ecuación II.2), se tiene:

$$(Np_2 - Np_1) \cdot m = \ln P_2 - \ln P_1 \quad \text{II.3)}$$

Para despejar a P_2 , se aplica al miembro de la derecha (ecuación II.3), la Ley de los Logaritmos Naturales, es decir:

$$\ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right) = \ln P_2 - \ln P_1 \quad \text{II.4)}$$

sustituyendo la ecuación II.4) en la ecuación II.3):

$$(Np_2 - Np_1) \cdot m = \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right) \quad \text{II.5)}$$

y aplicando el antilogaritmo exponencial "exp(x)" a ambos miembros de la ecuación II.5);

$$\text{EXP}[(Np_2 - Np_1) \cdot m] = \text{EXP}\left[\ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)\right]$$

$$\text{EXP}[(Np_2 - Np_1) \cdot m] = \frac{P_2}{P_1} \quad \text{II.6)}$$

Por consiguiente, despejando a la P_2 de la ecuación II.6), se tiene que:

$$P_2 = P_1 \cdot \text{EXP}[(Np_2 - Np_1) \cdot m] \quad \text{II.7)}$$

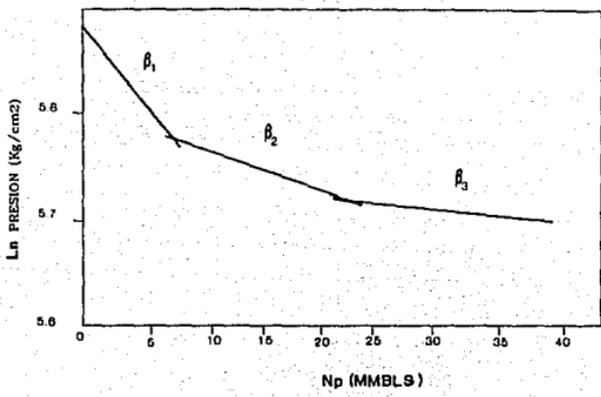


Figura II.1. Ln(P) vs. Np.

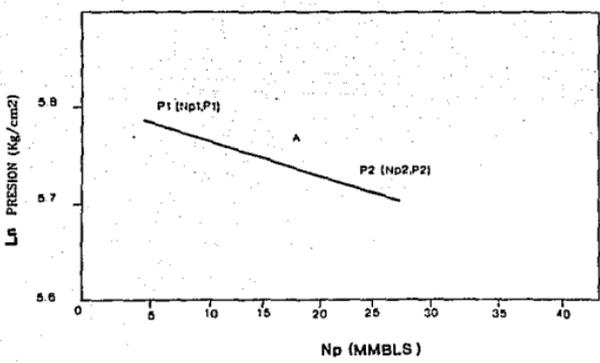


Figura II.2. Determinación de la ecuación general de comportamiento.

y como se requiere de una ecuación expresada en forma general, se hacen las siguientes consideraciones:

$$P_1 = P_1, P = P_2, N_{p1} = N_{p1}, N_p = N_{p2}, \text{ y } \beta = m;$$

sustituyendo en la ecuación II.7), se obtiene que:

$$P = P_1 \cdot \text{EXP}[(N_p - N_{p1}) \cdot \beta] \quad \text{II.8)}$$

Por lo tanto, la ecuación II.8) es la que representa matemáticamente el comportamiento de cualquier línea recta de la Figura II.1, en donde únicamente las variables "P" y " β " se modificarán, ya que como se puede apreciar en la Figura II.1, tanto la presión como la pendiente (P y β respectivamente) varían, para un periodo de producción, y en consecuencia la ecuación II.8 tomará otra forma.

Además, a partir de un análisis específico efectuado al yacimiento, se ha podido correlacionar dicha ecuación con los diferentes tipos de mecanismos naturales de empuje prevaletentes en éste, y precisamente en donde se presenta el cambio en la pendiente de la línea recta, se ha asociado con la manifestación de otro mecanismo natural de empuje, el cual influye en la producción del yacimiento, conjuntamente con el anterior.

Si se analiza la gráfica de la Figura II.1, se observa que la pendiente de cada línea recta es de signo negativo, lo cual podría ocasionar confusiones al momento de realizar una interpretación física.

Para resolver esto, se optó por intercambiar los ejes del plano semilogarítmico de dicha figura, es decir, colocar en el eje de las abscisas a la presión y en el eje de las ordenadas a la producción acumulada de aceite, Figura II.3, este cambio tiene como ventajas el poder definir algunos conceptos importantes, tales

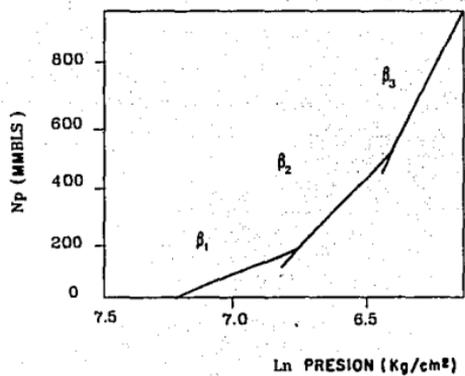


Figura II.3. Intercambio del signo de la pendiente negativa.

como: compresibilidades y productividades, ya que al realizar dicho cambio, lo que se logra es poner la producción acumulada de aceite como una función del decremento de presión, de lo contrario, la presión quedaría como función de la producción acumulada de aceite, lo cual no ocurre así en el yacimiento.

Considerando el intercambio de ejes, se busca nuevamente una ecuación que expresada en forma general, represente matemáticamente el comportamiento presión - producción para cada tendencia lineal; el razonamiento es idéntico al aplicado a la Figura II.1.

Entonces, la ecuación para calcular la pendiente queda de la siguiente forma:

$$m = - \frac{NP_2 - NP_1}{\ln P_2 - \ln P_1} = \frac{NP_2 - NP_1}{-\ln P_2 - (-\ln P_1)}$$

$$m = \frac{NP_2 - NP_1}{-\ln P_2 + \ln P_1} \quad \text{II.9)}$$

Desarrollando la ecuación II.9):

$$m \cdot (-\ln P_2 + \ln P_1) = NP_2 - NP_1$$

$$-\ln P_2 + \ln P_1 = \frac{NP_2 - NP_1}{m} \quad \text{II.10)}$$

y como:

$$\ln \left(\frac{P_1}{P_2} \right) = -\ln P_2 + \ln P_1 \quad \text{II.11)}$$

sustituyendo la ecuación II.11) en la ecuación II.10 y aplicando el antilogaritmo exponencial "exp(x)":

$$\text{EXP} \left[\ln \left(\frac{P_1}{P_2} \right) \right] = \text{EXP} \left[\left(\frac{NP_2 - NP_1}{m} \right) \right] \quad \text{II.12}$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \text{EXP}\left[\left(\frac{Np_2 - Np_1}{m}\right)\right] \quad \text{II.13)}$$

Despejando P_2 de la ecuación II.13), se llega a:

$$P_2 = \frac{P_1}{\text{EXP}\left[\left(\frac{Np_2 - Np_1}{m}\right)\right]} \quad \text{II.14)}$$

y

$$m = \frac{Np_2 - Np_1}{\ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right)} \quad \text{II.14-A)}$$

y como se requiere de una ecuación expresada en forma general, se hacen las siguientes consideraciones en la ecuación II.14):

$$P_1 = P_1, \quad P = P_2, \quad Np_1 = Np_1, \quad Np = Np_2, \quad \text{y } \beta = m;$$

Además como se considera que $Np_1 = 0$ porque $P_1 = P_1$, y sustituyendo en la ecuación II.14), se obtiene lo siguiente:

$$P = \frac{P_1}{\text{EXP}\left[\left(\frac{Np}{\beta}\right)\right]}$$

6

$$P = P_1 \cdot \text{EXP}\left[(-Np/\beta)\right] \quad \text{II.15)}$$

y

$$\beta = \frac{N_p}{\ln \left(\frac{P_i}{P} \right)}$$

II.15-A)

Por lo tanto, la ecuación II.15) representa matemáticamente el comportamiento de cualquier línea recta de la Figura II.3, tomando en cuenta que para cada línea recta las variables "P y β " variarán, para cada periodo de producción.

El siguiente paso es presentar una forma de cómo se calcula el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, para lo cual se prosigue así:

II.1.1. Aplicando un balance de materia.

La ecuación de balance de materia⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾, constituye un modelo matemático (de dimensión cero) de gran aplicación, porque con un mínimo de información es posible reproducir el comportamiento de los yacimientos petroleros.

La ecuación de balance de materia, también conocida como de balance volumétrico, en su forma general es:

$$(Z) = N(X) + C(Y)$$

II.16)

en donde las variables: X, Y, y Z corresponden a los términos de expansión del sistema roca fluidos, de la constante de entrada de agua y de producción, respectivamente.

Cabe mencionar que el método de Havlena y Odeh⁽⁷⁾, como técnica para determinar simultáneamente el volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua, desde 1963 hasta la fecha ha sido el método más utilizado, porque simplificó a la ecuación II.16), transformándola en la ecuación de una línea recta.

Dichos autores llevaron a cabo dicha transformación mediante un artificio algebraico que consiste, en dividir la ecuación II.16) entre la variable "X", quedando de la siguiente forma:

$$\frac{Z}{X} = N + C \cdot \left(\frac{Y}{X}\right) \quad \text{II.17)}$$

en donde: N - Volumen original de hidrocarburos
C - Constante de entrada de agua

La ecuación II.17), no obstante su validez matemática, debido a la presencia de ciertos errores en los términos (Z/X) y (Y/X), que lamentablemente existen en una historia de presión - producción, reduce severamente su poder de resolución, ya que normalmente estos cocientes presentan inestabilidad en el rango de los valores que puedan tomar.

Cabe mencionar, que el autor Tehrani presentó un trabajo⁽¹¹⁾, en el cual demuestra que al manejar la ecuación de balance de materia (ecuación II.16) con sus tres variables: X, Y y Z, aumenta su poder de resolución, comparado con el método de la línea recta de Havlena y Odeh.

Basándose en lo anterior y con el fin de darle solución a la ecuación de balance de materia, el autor del método⁽¹¹⁾ presentado en este trabajo, utilizó un algoritmo algebraico, el cual consiste en realizar ponderaciones con respecto a las tres variables: X, Y y Z, aplicando la técnica de mínimos cuadrados, que a continuación se describe:

II.1.1.1. Técnica de mínimos cuadrados⁽¹⁰⁾

Como paso inicial se aplica la técnica de mínimos cuadrados, ponderando a cada una de las tres variables, cuyas ecuaciones resultantes se escriben a continuación:

De la ecuación II.16), se tiene:

$$\sum_{i=1}^n Z_i = N \sum_{i=1}^n X_i + C \sum_{i=1}^n Y_i$$

y despejando a C:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i - N \sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.18)}$$

La ecuación II.16) se combinó y resolvió simultáneamente con cada una de las ponderaciones efectuadas en sus tres variables, como sigue:

A) Ponderación respecto a X:

$$\sum_{i=1}^n X_i Z_i = N x \sum_{i=1}^n X_i^2 + C x \sum_{i=1}^n X_i Y_i \quad \text{II.19)}$$

de la ecuación II.18) y II.19), resulta:

$$N x = \frac{\sum_{i=1}^n X_i Z_i - \sum_{i=1}^n Z_i \cdot \sum_{i=1}^n X_i Y_i / \sum_{i=1}^n Y_i}{\sum_{i=1}^n X_i^2 - \sum_{i=1}^n X_i \cdot \sum_{i=1}^n X_i Y_i / \sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.20)}$$

$$C x = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i - N x \sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.21)}$$

B) Ponderación respecto a Y:

$$\sum_{i=1}^n Y_i Z_i = N y \sum_{i=1}^n X_i Y_i + C y \sum_{i=1}^n Y_i^2 \quad \text{II.22)}$$

de la ecuación II.18) y II.22), resulta:

$$N_y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i Z_i - \sum_{i=1}^n Z_i \cdot \sum_{i=1}^n Y_i^2 / \sum_{i=1}^n Y_i}{\sum_{i=1}^n X_i Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \cdot \sum_{i=1}^n Y_i^2 / \sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.23)}$$

$$C_y = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i - N_y \sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.24)}$$

C) Ponderación respecto a Z:

$$\sum_{i=1}^n Z_i^2 = N_z \sum_{i=1}^n X_i Z_i + C_z \sum_{i=1}^n Y_i Z_i \quad \text{II.25)}$$

De la ecuación II.18) y II.25), resulta:

$$N_z = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i^2 - \sum_{i=1}^n Z_i \cdot \sum_{i=1}^n Y_i Z_i / \sum_{i=1}^n Y_i}{\sum_{i=1}^n X_i Z_i - \sum_{i=1}^n X_i \cdot \sum_{i=1}^n Y_i Z_i / \sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.26)}$$

$$C_z = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i - N_z \sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \quad \text{II.27)}$$

Por lo tanto, para calcular el volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua, basta con resolver la ecuación de balance de materia a través de las ecuaciones II.20, 21, 23, 24, 26 y 27, las cuales corresponden a las ponderaciones con respecto a las variables X, Y y Z, respectivamente.

En un trabajo presentado por Tehrani en 1985⁽¹¹⁾, recomienda otro procedimiento para darle solución a la ecuación de balance de materia, este procedimiento se basa en la técnica de la mínima desviación estándar de cuadrados, cuyas ecuaciones resultantes se describen a continuación; partiendo de la ecuación II.16:

II.1.1.2. Técnica de la mínima desviación estándar de cuadrados⁽¹⁰⁾:

Consiste en encontrar una desviación estándar por periodo, A_1 , en función de los términos X, Y, y Z de la ecuación II.16), y después elevar ambos miembros de dicha ecuación al cuadrado y efectuar sumatorias como en la anterior técnica, matemáticamente es así:

$$(Z_1) = N (X_1) + C (Y_1) \quad \text{II.16)}$$

$$A_1 = (Z_1) - N (X_1) - C (Y_1) \quad \text{II.28)}$$

$$(A_1)^2 = (Z_1 - Nx_1 - CY_1)^2$$

$$(A_1)^2 = (Z_1 - Nx_1)^2 - 2 CY_1 (Z_1 - Nx_1) + C^2 Y_1^2 \quad \text{II.29)}$$

de la ecuación II.16) se observa que:

$$(Z_1 - Nx_1) = CY_1 \quad \text{II.30)}$$

sustituyendo la ecuación II.30) en el segundo y tercer término del miembro de la derecha de la ecuación II.29), se tiene:

$$\begin{aligned} - 2 CY_1 CY_1 + C^2 Y_1^2 &= - 2 C^2 Y_1^2 + C^2 Y_1^2 \\ &= - C^2 Y_1^2 \quad \text{II.31)} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la ecuación II.29) queda de la siguiente forma:

$$(A_i)^2 = (Z_i - N X_i)^2 - C^2 Y_i^2 \quad \text{II.32)}$$

Desarrollando la ecuación II.32) en términos de sumatorias, debido a que ambos miembros de dicha ecuación se encuentran afectados por el subíndice i ; donde $i = 1, \dots, n$:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (A_i)^2 &= \sum_{i=1}^n Z_i^2 - 2 N \sum_{i=1}^n X_i Z_i + N^2 \sum_{i=1}^n X_i^2 - \\ &- C^2 \sum_{i=1}^n Y_i^2 \quad \text{II.33)} \end{aligned}$$

sustituyendo la ecuación II.18) en la ecuación II.33), se obtiene que:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (A_i)^2 &= \sum_{i=1}^n Z_i^2 - 2 N \sum_{i=1}^n X_i Z_i + N^2 \sum_{i=1}^n X_i^2 - \\ &- \left[\frac{\sum_{i=1}^n Z_i - N \sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \right]^2 \sum_{i=1}^n Y_i^2 \\ &= \sum_{i=1}^n Z_i^2 - 2 N \sum_{i=1}^n X_i Z_i + N^2 \sum_{i=1}^n X_i^2 - \\ &- \left[\frac{\sum_{i=1}^n Z_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \right]^2 \sum_{i=1}^n Y_i^2 + 2 \frac{N \sum_{i=1}^n X_i \cdot \sum_{i=1}^n Z_i}{\left[\sum_{i=1}^n Y_i \right]^2} \sum_{i=1}^n Y_i^2 \\ &- N^2 \left[\frac{\sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \right]^2 \sum_{i=1}^n Y_i^2 \end{aligned}$$

Agrupando y ordenando a "N", en forma de una ecuación de segundo grado, ya que como se observa en la ecuación anterior aparecen términos elevados al cuadrado:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (A_i)^2 &= \left[\sum_{i=1}^n X_i \right]^2 - \left[\frac{\sum_{i=1}^n X_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \right]^2 \sum_{i=1}^n Y_i^2 \cdot N^2 + \\ &+ 2 \left[- \sum_{i=1}^n X_i Z_i + \frac{\sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Z_i \sum_{i=1}^n Y_i^2}{\left(\sum_{i=1}^n Y_i \right)^2} \right] N + \\ &+ \left[\sum_{i=1}^n Z_i^2 - \left[\frac{\sum_{i=1}^n Z_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \right]^2 \sum_{i=1}^n Y_i^2 \right] \quad \text{II.34)} \end{aligned}$$

La ecuación anterior, es cuadrática con respecto a "N", y expresada en forma general.

La ecuación usada para determinar la desviación estándar fue:

$$DE = \frac{1}{\bar{N}} \left[\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{N} - N_i)^2}{n} \right]^{0.5} \quad \text{II.35)}$$

Al realizar los desarrollos anteriores desde la ecuación II.20), hasta la ecuación II.35), fue necesario desglosar y efectuar varias sustituciones en la ecuación II.16) que en ella están implícitas, las cuales se describen a continuación:

$$(Z) = N (X) + C(Y) \quad \text{II.16)}$$

- Término de producción:

$$(Z) = N_p \cdot B_o + W_p \cdot B_w - W_i \cdot B_w \quad \text{II.36}$$

- Término de expansión:

$$(X) = B_{o1} \cdot C_e \cdot \Delta'P \quad \text{II.37}$$

donde:

$$C_e = \frac{C_o \cdot S_o + C_w \cdot S_w + C_f}{S_o} \quad \text{II.38}$$

$$C_o = \frac{2(B_{o_j} - B_{o_{j-1}})}{(B_{o_j} + B_{o_{j-1}}) (P_{j-1} - P_j)} \quad \text{II.39}$$

$$\Delta'P = P_i - P_j \quad \text{II.40}$$

- Término de la constante de entrada de agua:

Van Everdingen y Hurst⁽¹²⁾ resolvieron la ecuación de difusión para varias condiciones en la frontera del yacimiento y combinaron dichos resultados con la ecuación de Darcy, formulando una ecuación que representa el comportamiento de los acuíferos con flujo en régimen transitorio. En sus desarrollos consideraron lo siguiente: (1) que las fuerzas gravitacionales tienen un efecto despreciable en el flujo, (2) la formación es homogénea y simétrica en forma radial, (3) el flujo es de tipo radial.

La ecuación propuesta por dichos autores fue:

$$W_o = B \sum_0^t \bar{Q} (t) \Delta P \quad \text{II.41}$$

donde:

$$B = \frac{2 \cdot \pi \cdot \phi \cdot C_e \cdot R_w^2 \cdot h}{5.615}$$

y

$\bar{Q}(t)$ - Entrada de agua indimensional, es función del tiempo adimensional, t_D , por tanto:

$$t = t_D = \frac{0.00632 \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot C \cdot R_w^2}$$

Los valores de $\bar{Q} (t)$ pueden obtenerse, a través de t_D , mediante figuras o tablas.

Además, existe otro procedimiento para determinar la constante de entrada de agua al yacimiento, este procedimiento simplifica al anterior, y fue propuesto por L.T. Stanley⁽¹³⁾

Stanley analizó y observó que las curvas de $\bar{Q} (t)$ versus t_D , para los casos de entrada de agua radial o lineal, determinadas por Van Everdingen⁽⁶⁾ pueden correlacionarse mediante las siguientes expresiones:

$$\bar{Q} (t) = (t)^{0.8} \quad \text{flujo radial} \quad \text{II.42}$$

$$\bar{Q} (t) = (t)^{0.5} \quad \text{flujo lineal} \quad \text{II.43}$$

Al sustituir la ecuación II.42) ó II.43) en la ecuación II.41) se obtiene que:

$$W_0 = C \sum_0^t \Delta P (\bar{r}_D)^\alpha \quad \text{II.44)}$$

donde:

α - Tipo de flujo lineal o radial y varía entre los valores 0.5 a 0.8, respectivamente. De tal forma que basta con ensayar con $\alpha = 0.5$ y $\alpha = 0.8$ para elegir el valor del exponente que proporcione mejores resultados.

Cuando se presenta el caso de un acuífero limitado, el valor de $(\bar{r}_D)^\alpha$ permanecerá constante a partir de cierto periodo de producción del yacimiento.

Por lo anterior, el término de la constante de entrada de agua queda de la siguiente forma:

$$(Y) = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{i_1} \cdot T_D^\alpha) \quad \text{II.45)}$$

donde:

$$\Delta P_{i_1} = \frac{1}{2} (P_{i-2} - P_{i_1}) \quad \text{II.46)}$$

para un rango de validéz de:

$$i \gg 3 \quad \text{y}$$

$$\Delta P_{i_1} = \frac{1}{2} (P_i - P_{i_1}) \quad \text{II.47)}$$

para toda $i \ll 2$.

Finalmente:

$$t_{p_i} = \frac{\Delta T}{\Delta T_c} (n - i + 1) \quad \text{II.48)}$$

Enseguida se presenta un método que comparado con las dos técnicas anteriormente descritas, maneja ecuaciones sencillas y fáciles de resolver.

II.1.1.3. Método práctico.

Este método consiste en aplicar un balance de materia al yacimiento⁽¹¹⁾⁽¹⁰⁾⁽¹⁴⁾, como se muestra en la Figura II.4, considerando que cuando se produce un cierto volumen acumulado de aceite, en éste se experimenta una cierta caída de presión; por tanto, el vaciamiento provocado por dicha producción, es restaurado inicialmente por la expansión del sistema roca - fluidos.

Matemáticamente el balance de materia, de tipo volumétrico por caída de presión, es:

$$\frac{\Delta N_p \cdot B_o}{\Delta P} = \frac{\Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \quad \text{II.49)}$$

pero:

$$\Delta V_o = N \cdot (B_o - B_{oi}) \quad \text{II.50)}$$

sustituyendo II.50) en II.49):

$$\frac{\Delta N_p \cdot B_o}{\Delta P} = \frac{N \cdot (B_o - B_{oi}) + \Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \quad \text{II.51)}$$

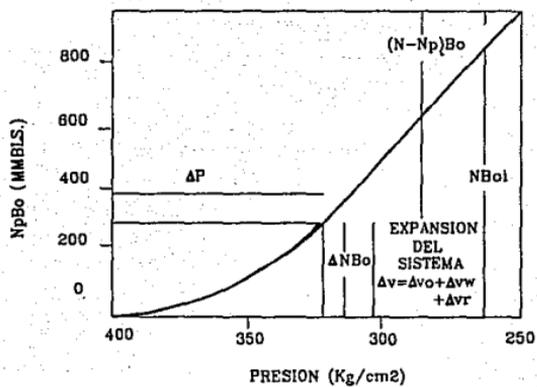


Figura II.4. Balance de materia.

Desarrollando la ecuación II.51) y reacomodando términos iguales:

$$\frac{\Delta N_p}{\Delta P} \cdot B_o = \frac{N}{\Delta P} \cdot \left(\frac{B_o}{\Delta P} - \frac{B_{o1}}{\Delta P} \right) + \frac{\Delta V_w}{\Delta P} + \frac{\Delta V_r}{\Delta P}$$

$$\frac{1}{N} \cdot \left(\frac{\Delta N_p \cdot B_o}{\Delta P} \right) = \left[\frac{N}{\Delta P} \cdot \left(\frac{B_o}{\Delta P} - \frac{B_{o1}}{\Delta P} \right) + \left(\frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \right) \right] \cdot \frac{1}{N}$$

$$\frac{1}{B_o} \cdot \left(\frac{\Delta N_p \cdot B_o}{N \cdot \Delta P} \right) = \left[\left(\frac{B_o - B_{o1}}{\Delta P} \right) + \left(\frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \right) \cdot \frac{1}{N} \right] \cdot \frac{1}{B_o}$$

$$\frac{\Delta N_p}{N \cdot \Delta P} = \left(\frac{B_o - B_{o1}}{\Delta P} \right) \cdot \frac{1}{B_o} + \left(\frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \right) \cdot \left(\frac{1}{N} \cdot \frac{1}{B_o} \right)$$

Cambiando de incrementos finitos a infinitesimales:

$$\frac{1}{N} \cdot \frac{dN_p}{dP} = \frac{dB_o}{dP} \cdot \frac{1}{B_o} + \frac{d(V_w + V_r)}{dP} \cdot \left(\frac{1}{N} \cdot \frac{1}{B_o} \right) \quad \text{II.52)}$$

Se puede observar que los términos de la derecha se simplifican, porque uno corresponde a la compresibilidad del aceite, y el otro a las compresibilidades del agua y de la roca, por consiguiente:

$$\frac{dB_o}{dP} \cdot \frac{1}{B_o} = C_o \quad \text{II.53)}$$

$$\left[\frac{d(V_w + V_r)}{dP} \right] \cdot \left(\frac{1}{N} \cdot \frac{1}{B_o} \right) = \frac{C_w \cdot S_w + C_r}{S_o} \quad \text{II.54)}$$

Sustituyendo las ecuaciones II.53) y II.54) en la ecuación II.52):

$$\frac{1}{N} \cdot \frac{dN_p}{dP} = C_o + \frac{C_w \cdot S_w + C_r}{S_o} \quad \text{II.55)}$$

pero:

$$C_o = C_o + \frac{C_w \cdot S_w + C_r}{S_o}$$

sustituyendo lo anterior en la ecuación II.55):

$$\frac{1}{N} \cdot \frac{dN_p}{dP} = C_o \quad \text{II.56)}$$

Despejando "N" de la ecuación II.56):

$$N = \frac{1}{C_o} \cdot \frac{dN_p}{dP} \quad \text{II.57)}$$

Por lo tanto, a través de la expresión II.57), es posible calcular el volumen original de hidrocarburos con respecto a una caída de presión, de una forma práctica y sencilla, para yacimientos inicialmente bajosaturados.

CAPITULO III. ANALISIS DE LA GRAFICA LN(P) Vs. NP TIPICA

Como se mencionó anteriormente, este método es sencillo porque se basa en una gráfica construida en papel semilogarítmico, hecha con información relacionada con la historia de presión - producción del campo en estudio, como se muestra en la Figura III.1.

Aplicando a dicha gráfica un análisis específico es posible definir cualitativamente los mecanismos naturales de empuje involucrados en la producción de fluidos, ya que en ésta se visualizan una o más tendencias lineales, indicativas de la presencia de uno o más mecanismos naturales de empuje esperando el momento para actuar sobre dicha producción⁽¹⁾. Además, también es posible correlacionar las tendencias lineales que se visualizan, con el comportamiento de los mecanismos de expulsión de fluidos, porque es común que éstos se comporten de esta forma.

Por consiguiente, los mecanismos de expulsión de fluidos que normalmente se manifiestan en un yacimiento inicialmente bajosaturado, son:

- A) Expansión del sistema roca - fluidos (aceite más gas disuelto, agua congénita y de la roca).
- B) Entrada neta de agua al yacimiento.
- C) Expansión de gas disuelto liberado.

A continuación se hace una descripción más a detalle acerca de como este método proporciona las herramientas matemáticas

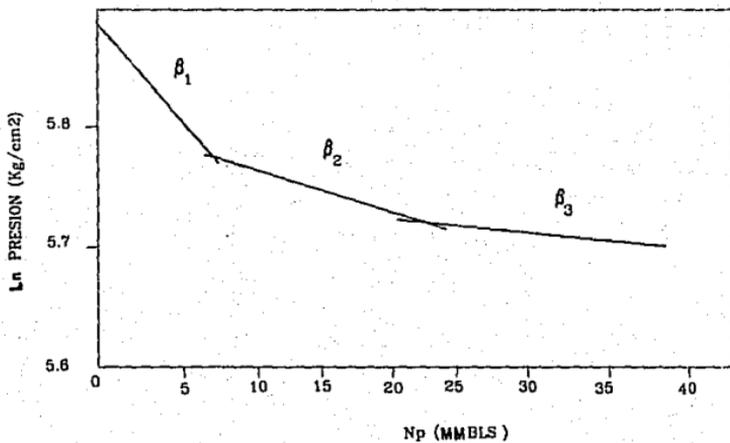


Figura III.1. Ln(P) vs. Producción acumulada de aceite.

necesarias para evaluar cuantitativamente y cualitativamente los tipos de mecanismos naturales de empuje que están involucrados en la producción de fluidos. Puesto que se trata de un yacimiento bajosaturado, en su etapa inicial de producción, el único mecanismo natural de expulsión de fluidos que actuará, es la expansión del aceite, del agua congénita y la roca, es decir, al presentarse un decremento en la presión del yacimiento, se expandirán la roca de la formación productora, el agua congénita y el aceite, provocando el empuje de los fluidos hacia los pozos productores.

Un concepto matemático fundamental que ayudará a conocer y cuantificar cada mecanismo natural de empuje que se manifestará en un yacimiento inicialmente bajosaturado, es la derivada de "Np" con respecto a "P"⁽¹⁾, la cual se obtiene de tomar la diferencial "dNp" y "dP" de la Figura III.2; esta figura es resultado de aplicar la derivada o diferencial a la Figura II.3, dando como resultado una curva (que matemáticamente es el significado de la derivada de una función), es decir:

$$\Delta N_p / \Delta P$$

III.1)

La ecuación III.1), también se puede expresar de la siguiente forma:

$$dN_p / dP$$

III.2)

a la ecuación III.2) se le conoce como la derivada de "Np" con respecto a "P".

Además, el significado físico que tiene la expresión anterior es que, debido a una caída de presión (ΔP) se obtiene un volumen acumulado de aceite (ΔN_p), por lo tanto, la producción de aceite estará en función del abatimiento de presión.

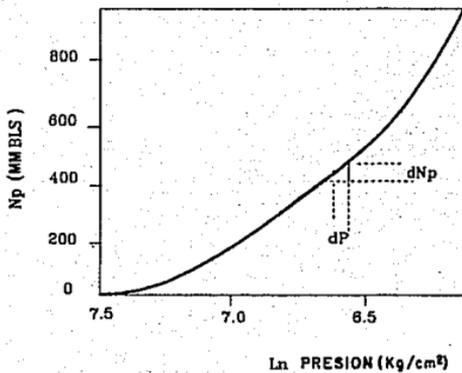


Figura III.2. Determinación de la derivada de "Np" con respecto a "P".

Para encontrar la expresión de dN_p/dP se parte de la ecuación II.15):

$$P = \frac{P_1}{\text{EXP} [(N_p/\beta)]} \quad \text{II.15)}$$

despejando a "Np", se tiene:

$$\text{EXP} [(N_p/\beta)] = \frac{P_1}{P} \quad \text{III.3)}$$

aplicando el logaritmo natural a ambos miembros de la ecuación III.3):

$$\ln \{ \text{EXP} [(N_p/\beta)] \} = \ln \left(\frac{P_1}{P} \right)$$

$$N_p/\beta = \ln \left(\frac{P_1}{P} \right)$$

$$N_p = \beta \cdot \ln \left(\frac{P_1}{P} \right) \quad \text{III.4)}$$

Antes de obtener la derivada de "Np" con respecto a "P", se aplica la ley de los logaritmos naturales al término " $\ln (P_1/P)$ " de la ecuación III.4), como sigue:

$$\ln \left(\frac{P_1}{P} \right) = \ln (P_1) - \ln (P) \quad \text{III.4-A)}$$

sustituyendo la ecuación III.4-A) en la ecuación III.4):

$$N_p = \beta \cdot [\ln (P_1) - \ln (P)]$$

Por lo tanto:

$$N_p = \beta \cdot [\ln (P_1)] - \beta \cdot [\ln (P)] \quad \text{III.4-B)}$$

Derivando la ecuación III.4-B), se tiene que:

$$\frac{dN_p}{dP} = \frac{d [\beta \cdot \ln (P_1)]}{dP} - \frac{d [\beta \cdot \ln (P)]}{dP}$$

$$\frac{dN_p}{dP} = 0 - (\beta \cdot \frac{1}{P})$$

donde: $\frac{d [\beta \cdot \ln (P_1)]}{dP} = 0$, porque β y P_1 son constantes.

Por lo tanto:

$$dN_p/dP = \beta/P \quad \text{III.5)}$$

Como se sabe la derivada puede ser evaluada dentro de un cierto grupo de valores, como pueden ser, hablando en términos generales:

$$dN_p/dP \Big|_0^P = P^x = \beta_x / P_x \quad \text{III.6)}$$

donde: $x = 1, 2, 3, \dots, n$.

La ecuación III.6) evaluada al correspondiente valor de presión, permite conocer cuantitativamente la producción de aceite @ c.y. desplazado por cada mecanismo natural de empuje en el

sistema de producción total de hidrocarburos, y obviamente su variación a medida que se van presentando los demás mecanismos. A ésta expresión se le denomina productividad instantánea⁽¹⁾.

A continuación se realiza un análisis cualitativo para cada una de las tendencias lineales que se visualizan en la Figura III.1, que normalmente se presentan durante la producción de un yacimiento⁽¹⁾, ésto se realiza de la siguiente forma:

III.1. Análisis de la primera tendencia lineal.

Como se explicó anteriormente, este método se aplica únicamente para yacimientos inicialmente bajosaturados, por lo tanto, el único mecanismo natural de empuje que estará actuando en la etapa de producción como bajosaturado, será el formado por la expansión del aceite más gas disuelto, el agua congénita y la roca.

La evaluación de este mecanismo natural de empuje, se determina por medio de las ecuaciones II.15), III.4) y III.6):

$$P = P_1 \cdot \text{EXP} [(-N_p/\beta_1)] \quad \text{III.7)}$$

$$N_p = \beta_1 \cdot \ln \left(\frac{P_1}{P} \right) \quad \text{III.7-A)}$$

$$\left. \frac{dN_p}{dP} \right|_{P = P_1} = \beta_1 / P_1 \quad \text{III.7-B)}$$

en donde, la variable β_1 es la pendiente de la primera tendencia lineal, y queda expresada utilizando la ecuación II.15-A), como sigue:

$$\beta_1 = N_{p1} / \ln(P / P_1) \quad \text{III.8)}$$

Las ecuaciones anteriores son válidas para un periodo de producción, comprendido entre los siguientes valores:

$$P_1 > P > P_1 \text{ y } Np_1 < Np < Np_1$$

Se procede ahora a calcular el volumen original de hidrocarburos, para tal cálculo, se necesita recopilar información acerca de las características de la formación productora, así como de los fluidos contenidos en ésta, dicha información es⁽¹⁵⁾:

- I.- Geometría del yacimiento.
- II.- Saturación de fluidos.
- III.- Propiedades petrofísicas de la roca.
- IV.- Propiedades de los fluidos.

La expresión II.56), obtenida en el capítulo anterior, constituye una vital importancia sobre la primera tendencia lineal, ya que permite evaluar el volumen original de hidrocarburos, con solo sustituir la ecuación III.7), es decir:

$$\frac{1}{N} \cdot \frac{dNp}{dP} = C_0 \quad \text{III.9)}$$

$$\frac{dNp}{dP} = \frac{\beta_1}{P_1} \quad \text{III.10)}$$

sustituyendo la ecuación III.10) en la ecuación III.9), se tiene que:

$$\frac{1}{N} \cdot \frac{\beta_1}{P_1} = C_0$$

Despejando a "N":

$$N = \frac{1}{C_0} \cdot \frac{\beta_1}{P_1} \quad \text{III.11)}$$

Por lo tanto, por medio de la ecuación III.11) es posible calcular en forma práctica el volumen original de hidrocarburos, con tan solo determinar previamente la pendiente β_1 de la primera tendencia lineal, y la compresibilidad de la formación productora; recordando que esta expresión es válida solamente para cuando se trata de yacimientos inicialmente bajosaturados.

III.2. Análisis de la segunda tendencia lineal.

Como se puede observar en la Figura III.1, la pendiente de la primer tendencia lineal presenta un cambio en su comportamiento, es decir, un quiebre, esto es debido a que un nuevo mecanismo natural de empuje inicia su intervención sobre la producción de hidrocarburos. Para conocer la naturaleza del mecanismo que

ocasiona el primer cambio de la pendiente inicial, esto es, el inicio de una segunda pendiente, aquí el autor del método recomienda, como criterio general, el procedimiento⁽¹¹⁾ resumido en los siguientes incisos:

- a) Con el auxilio de una gráfica de profundidades contra presiones, Figura III.3, construida previamente para el yacimiento en cuestión, determinar la presión correspondiente al plano de referencia, "Pgl", que llevada a la profundidad de la cima más alta del yacimiento, coincida con su presión de saturación. Lo cual implica el inicio de la formación de fase gaseosa.

Para determinar dicha presión se utiliza la siguiente expresión⁽¹⁶⁾:

$$P_{gl} = P - 0.1 \cdot (\Delta H \cdot \rho_{o.e.y.}) \quad \text{III.12)}$$

donde:

P_{gl} - Presión de liberación de gas (Kg/cm^2)

P - Presión del yacimiento correspondiente al cambio de pendiente (Kg/cm^2)

$\Delta H = PR$ - Cima, Diferencia de profundidades (m)

$\rho_{o.e.y.}$ - Densidad del aceite (gr/cm^3)

Cabe aclarar que la presión correspondiente al plano de referencia, es igual a la presión del yacimiento correspondiente al punto donde se presenta el cambio del comportamiento de la pendiente, únicamente a este valor de presión se le afecta por un cambio en profundidad, es

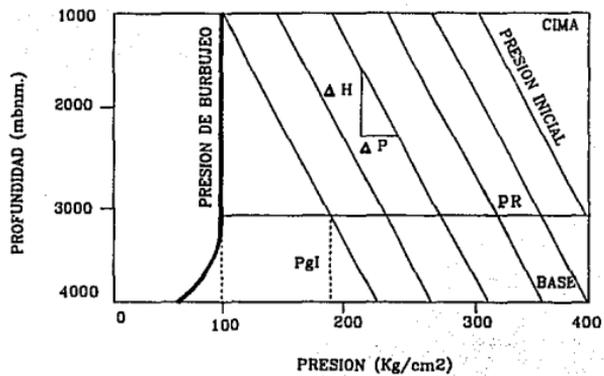


Figura III.3. Profundidades vs. Presiones.

decir, trasladar el valor de esta presión a la cima más alta del yacimiento, dará como resultando la "Pgl", ecuación III.12.

- b) Si la presión del yacimiento, correspondiente a este cambio de pendiente, "Pgl", es menor o aproximadamente igual a la presión de saturación, se infiere que el mecanismo que inicia es debido a la expansión de gas disuelto liberado:

$$P_{gl} \leq P_{\text{saturación}}$$

- c) Si la presión, "Pgl", es mayor que la presión de saturación, el nuevo mecanismo no puede ser debido a la fase gaseosa. En este caso, el cambio de pendiente se atribuye a un empuje hidráulico o entrada neta de agua al yacimiento:

$$P_{gl} > P_{\text{saturación}}$$

- d) La posibilidad faltante es que la "Pgl" sea menor que la presión de saturación, no debe presentarse este caso, ya que esta teoría se estableció para yacimientos inicialmente bajosaturados. Si se llega a presentar, solo podría atribuirse a una historia presión - producción muy incierta:

$$P_{gl} < P_{\text{saturación}}$$

La evaluación de esta pendiente se realiza considerando los valores de "Np" y de "P" a los que se presenta el cambio de

pendiente; aplicando las ecuaciones II.15), II.15-A, III.4), y III.6), se obtiene las siguientes expresiones:

$$\beta_2 = (Np_2 - Np_1) / \ln(P_1/P_2) \quad \text{III.13)}$$

$$Np = Np_1 + \beta_2 \cdot \ln(P_1/P) \quad \text{III.14)}$$

$$P = P_1 \cdot \text{EXP} [-(Np - Np_1)/\beta_2] \quad \text{III.15)}$$

Por lo tanto:

$$dNp/dP \Big|_{P=P_2} = \beta_2 / P_2 \quad \text{III.16)}$$

De la misma manera que para la primer pendiente, las ecuaciones de la III.13) a la III.16) son válidas dentro de un periodo de producción, comprendido entre los siguientes valores:

$$P_2 < P < P_1 \quad \text{y} \quad Np_1 < Np < Np_2$$

III.3. Análisis de la tercera tendencia lineal.

Después de haber interpretado las implicaciones de la primera y segunda pendiente, prácticamente la tercera queda resuelta. Esto es, si la primer pendiente fue ocasionada por la

expansión del sistema roca - fluidos, y si la segunda pendiente es ocasionada por el inicio de la expansión de gas disuelto liberado, el cambio de la tercer pendiente será debido a un empuje hidráulico, en el caso que la segunda pendiente fuera ocasionada por un empuje hidráulico, la tercera será atribuida a la expansión de gas disuelto liberado, y deberá cumplir con la siguiente condición:

$$P_{g1} \leq P_{\text{saturación}}$$

En forma similar a lo establecido para las pendientes anteriores, ésta se evalúa con las siguientes expresiones:

$$\beta_3 = (Np_3 - Np_2) / \ln(P_2/P_3) \quad \text{III.17)}$$

$$Np = Np_2 + \beta_3 \cdot \ln(P_2/P) \quad \text{III.18)}$$

$$P = P_2 \cdot \text{EXP} \{-(Np - Np_2)/\beta_3\} \quad \text{III.19)}$$

y por lo tanto:

$$dNp/dP \Big|_{P=P_3} = \beta_3 / P_3 \quad \text{III.20)}$$

donde:

$$P_3 < P < P_2 \text{ y } Np_2 < Np < Np_3$$

De tal manera que los mecanismos de expulsión de fluidos presentes en un yacimiento inicialmente bajosaturado son⁽¹⁾:

- Expansión del sistema roca - fluidos.
- Expansión de gas disuelto liberado.
- Empuje hidráulico o entrada neta de agua al yacimiento.

CAPITULO IV. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

La producción de fluidos en los yacimientos ocurre por la expansión de los elementos que circundan y forman parte del mismo. El concepto de expansión, se aplica en la predicción del comportamiento de yacimientos inicialmente bajosaturados.

Existen procedimientos para predecir el comportamiento del empuje natural, ocasionado por la expansión del gas disuelto liberado, como el desarrollado por Turner y M. Muskat⁽⁴⁾, que supone que el gas liberado permanece uniformemente distribuido en el yacimiento; a partir de esta suposición se puede deducir que la relación gas - aceite producida es independiente del ritmo de producción.

También para el empuje hidráulico debido a la entrada de agua al yacimiento (agua de un acuífero asociado al mismo), existen correlaciones, como las presentadas por Dardaganian y Kite.

En dicho empuje es necesario conocer la magnitud del mismo, y establecer previamente la ecuación de entrada de agua correspondiente.

Dentro de esta predicción es importante evaluar el desplazamiento del contacto agua - aceite. Dicho contacto se define como el cambio rápido de saturación de fluidos, que existe en los límites adyacentes a la fase agua.

Cabe mencionar, que el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua no es total, sino que queda una saturación de hidrocarburos residuales, los cuales deben también evaluarse, y cuyo valor va a depender de la presión del yacimiento y del ritmo de entrada de agua en el mismo.

La predicción del comportamiento por empuje hidráulico natural, es un poco más difícil que la predicción del comportamiento del empuje por expansión del gas disuelto liberado. La confiabilidad que poseen los resultados para ambos casos, dependerá mucho de la información disponible.

Es indispensable conocer los datos necesarios para estudiar cada caso, sobre todo los que ayudan a calcular la saturación de hidrocarburos residuales en la zona invadida por agua. Sino se dispone de esta información, puede evaluarse la saturación, como se mencionó antes, por medio de correlaciones.

Las expresiones que se requieren, entre otras para los métodos anteriores son⁽⁴⁾:

- Ecuación de la relación gas - aceite instantánea.
- Ecuación de la saturación de hidrocarburos, para yacimientos inicialmente bajosaturados.
- Ecuación de la relación de permeabilidades relativas al aceite y al gas.
- Ecuación de la recuperación de aceite.
- Ecuación de la variación del índice de productividad.
- Factor de volumen del aceite.
- Análisis "PVT" de laboratorio.

Además de la ecuación general de balance de materia⁽⁴⁾⁽⁶⁾ para yacimientos inicialmente bajosaturados, la cual es:

$$N = \frac{N_p \cdot B_o + W_p \cdot B_w - W_e}{B_{oi} \cdot C_o \cdot \Delta'P} \quad \text{IV.1)}$$

Esta ecuación puede expresarse también de la siguiente forma:

$$N \cdot B_{o1} \cdot C_o \cdot \Delta'P + W_o = N_p \cdot B_o + W_p \cdot B_w \quad \text{IV.2)}$$

Porque, la expansión del sistema roca - fluidos más la entrada de agua al yacimiento es igual al volumen de fluidos producidos.

De la ecuación IV.2, es posible definir los índices de empuje totales; realizando los siguientes algoritmos matemáticos. Así que se tiene:

$$N \cdot B_{o1} \cdot C_o \cdot \Delta'P + W_o = N_p \cdot B_o + W_p \cdot B_w$$

Dividiendo entre $N_p \cdot B_o$, ambos miembros, y agrupando términos iguales:

$$1 = \frac{N \cdot B_{o1} \cdot C_o \cdot \Delta'P}{N_p \cdot B_o} + \frac{W_o - W_p \cdot B_w}{N_p \cdot B_o} \quad \text{IV.3)}$$

$$1 = A + B$$

En la ecuación IV.3, se observa que la suma de los términos denominados como "A" y "B", respectivamente, son igual a la unidad. Donde el término "A" representa la fracción del aceite producido del yacimiento, a consecuencia de la expansión del sistema roca - fluidos; el término "B" representa la fracción del aceite producido del yacimiento, atribuido a la entrada neta de agua al mismo.

El término "A" se le conoce como índice de empuje por expansión del sistema roca - fluidos, y el término "B" como índice de empuje hidráulico o entrada neta de agua al yacimiento⁽⁴⁾.

Cabe mencionar, que un yacimiento bajosaturado puede producir inicialmente por el empuje del sistema roca - fluidos y después manifestarse la producción por efecto de un empuje hidráulico.

Los índices de empuje definidos en la ecuación IV.3, no proporciona una secuencia de cual empuje iniciará a contribuir sobre la producción de fluidos, por lo tanto, es conveniente contar con un método que permita cuantificar, para un periodo comprendido de producción, las magnitudes de los empujes considerados, y cualitativamente conocer el empuje que actúa primero en dicha producción.

Tal es el caso del método⁽¹⁾, aquí presentado, por medio del cual, una vez que establece el concepto de índice instantáneo de empuje, de forma práctica, es posible cuantificar y conocer cualitativamente los empujes naturales aludidos en un yacimiento inicialmente bajosaturado.

Para utilizarlo necesita principalmente, la historia de la presión - producción del campo en cuestión, y de algunas consideraciones, como las siguientes:

Para el caso de la relación gas - aceite, se le considera despreciable, porque como el estudio es únicamente aplicable a yacimientos inicialmente bajosaturados, la variación que sufre ésta cuando la presión del yacimiento no es igual o menor a la presión de saturación, es pequeña, por lo tanto, se supone que se producen bajas relaciones gas - aceite.

En consecuencia el factor de volumen del aceite también se desprecia, porque al producirse bajas relaciones gas - aceite, el factor del volumen del aceite más su gas disuelto sufrirá cambios no muy representativos, a nivel yacimiento, en consecuencia, el numerador de la ecuación de este factor tendrá cambios relativamente bajos (ver Capítulo I). Esta consideración justifica

el uso de la producción acumulada (N_p) a condiciones estándar, para fines de cálculo en este método⁽¹⁾⁽⁸⁾.

Otro parámetro a considerar, es el volumen de poros de roca del yacimiento vacíos (vaciamiento), desalojado por los fluidos producidos; no se considera, por dos razones:

- Como se trata de yacimientos inicialmente bajosaturados con acuífero asociado, el volumen de poros de roca vacíos desalojado por los fluidos producidos, será ocupado ya sea por el agua del acuífero o por el gas disuelto liberado.

- Debido a la poca información que se tiene de la historia de producción del campo en estudio, no es posible contar con este parámetro.

- El uso de este parámetro acarrea consigo un conjunto de inconvenientes, en los cuales se involucra información que normalmente no se tiene bien cuantificada, como lo es la producción de gas.

Por lo tanto, como el método es únicamente aplicable para yacimientos inicialmente bajosaturados, se supone que no se estarán produciendo gastos altos de relación gas - aceite y/o porcentajes de agua elevados, así que el volumen de poros de roca del yacimiento vacíos, desalojados por estos dos fluidos como fases libres, puede considerarse despreciable, porque dichos fluidos permanecen temporalmente en esta porción del yacimiento.

Como se mencionó en el Capítulo III, el concepto fundamental que permite cuantificar la producción de aceite @ c.y. desplazado por cada mecanismo natural de empuje durante un periodo de producción, es la derivada de la producción acumulada de aceite " N_p " con respecto a la presión " p "⁽¹⁾.

Cabe aclarar que, la participación relativa que tiene cada mecanismo natural de empuje sobre la producción total de hidrocarburos, puede variar a través del tiempo, y es función de la productividad total de éstos y de los demás mecanismos naturales de empuje que se adicionan al primer empuje existente.

El índice instantáneo de empuje natural establecido en este método⁽¹⁾, es un concepto importante, por medio del cual es posible cuantificar la aportación que tiene cada empuje natural sobre la producción total de hidrocarburos, y se define como: el cociente de la productividad instantánea de aceite @ c.y. desplazado por el mecanismo natural de empuje que actúa durante el periodo de producción comprendido, entre la productividad instantánea total de hidrocarburos; ésto matemáticamente es:

$$IE = \frac{\text{PROD. INST. ACEITE DEL MEC. NAT. EMP.}}{\text{PROD. INST. TOTAL DE HC'S.}}$$

$$IE = \frac{\left. \frac{dNp}{dP} \right|_{\text{MEC. NAT. EMP.}}}{\left. \frac{dNp}{dP} \right|_{\text{TOTAL DE HC'S.}}}$$

De la ecuación III.6:

$$IE = \frac{\frac{\beta_1 - \beta_{1-1}}{P_x}}{\frac{\beta_1}{P_x}}$$

$$IE = \frac{\beta_1 - \beta_{1-1}}{\beta_1} = \text{constante} \quad \text{IV.4)}$$

IV.1. Primera tendencia lineal.

En esta primer tendencia lineal, el empuje natural ocasionado por la expansión del sistema roca - fluidos, es el único mecanismo que participa durante este periodo de producción comprendido; así que la productividad instantánea total de hidrocarburos queda expresada de la siguiente forma:

De la ecuación III.6,

$$\text{PROT} = \left. \frac{dNp}{dP} \right|_{P=P_1} = \frac{\beta_1}{P_1} \quad \text{IV.5)}$$

Entonces, la productividad instantánea del empuje ocasionado por el sistema roca - fluidos es:

$$\text{PRO} = \frac{\beta_1}{P_1}$$

$$\text{PRO} = \text{PROT}$$

Se observa que la productividad instantánea del mecanismo que actúa en esta tendencia lineal es igual a la productividad instantánea total de hidrocarburos, porque solamente interviene la expansión del sistema roca - fluidos.

Cabe mencionar, que los demás empujes naturales ya están presentes en esta primer tendencia lineal, pero aún no se manifiestan sobre la producción de fluidos.

Por lo tanto, el índice instantáneo de empuje total para este caso es:

$$IE_o = \frac{\frac{\beta_1}{P_1}}{\frac{\beta_1}{P_1}}$$

$$IE_o = \frac{PRO}{PROT} = 1$$

IV.6)

En la ecuación IV.6 se observa, que el índice instantáneo de empuje total, se debe nada más, al causado por la expansión del aceite más su gas disuelto, el agua congénita y la roca.

IV.2. Segunda tendencia lineal.

En esta segunda tendencia lineal participan dos empujes naturales, 1) La expansión del sistema roca - fluidos, el cual está activo, 2) Otro empuje sumado al primero, que bien puede ser la expansión del gas disuelto liberado y/o un empuje hidráulico causado por la entrada neta de agua al yacimiento.

Para esta tendencia lineal la productividad instantánea total de hidrocarburos es:

$$PROT = \left. \frac{dNp}{dP} \right|_{P=P_2} = \frac{\beta_2}{P_2} \quad \text{IV.7)}$$

Después se determina la productividad instantánea del empuje causado por el sistema roca - fluidos:

$$PRO = \frac{\beta_1}{P_2} \quad \text{IV.8)}$$

Para el caso de que la expansión del gas disuelto liberado fuera el otro mecanismo natural de empuje adicional al activo, la productividad instantánea de este empuje será:

$$PRG = \frac{\beta_2 - \beta_1}{P_2} \quad \text{IV.9)}$$

Ahora se determinan los índices instantáneos de empuje para para cada mecanismo:

Para el empuje causado por el sistema roca - fluidos:

$$IE_o = \frac{\beta_1}{\beta_2} \quad \text{IV.10)}$$

Para el empuje causado por la expansión del gas disuelto liberado:

$$IE_g = \frac{\beta_2 - \beta_1}{\beta_2} \quad \text{IV.11)}$$

Por lo tanto, el índice instantáneo de empuje total es:

$$IE_t = IE_o + IE_g$$

$$IE_T = \frac{PRO + PRG}{PROT}$$

$$IE_T = \frac{\frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1}{P_2}}{\frac{\beta_2}{P_2}}$$

$$IE_T = \frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1}{\beta_2}$$

$$IE_T = \frac{\beta_2}{\beta_2}$$

Por lo tanto:

$$IE_T = 1$$

IV.12)

En cambio, si el mecanismo por empuje hidráulico es el que se adiciona al empuje causado por la expansión del sistema roca - fluidos. Las expresiones para este caso serían:

Primero, la productividad instantánea para el empuje hidráulico es:

$$PRWE = \frac{\beta_2 - \beta_1}{P_2}$$

IV.13)

y segundo, el índice de empuje, para este mecanismo, sería:

$$IE_{WE} = \frac{\beta_2 - \beta_1}{\beta_2} \quad \text{IV.14)}$$

Por lo tanto, el índice de empuje total es:

$$IE_T = IE_o + IE_{We}$$

$$IE_T = \frac{PRO + PRWE}{PROT}$$

$$IE_T = \frac{\frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1}{P_2}}{\frac{\beta_2}{P_2}}$$

$$IE_T = \frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1}{\beta_2}$$

$$IE_T = \frac{\beta_2}{\beta_2}$$

Por lo tanto:

$$IE_T = 1 \quad \text{IV.15)}$$

IV.3. Tercera tendencia lineal.

En esta tercera tendencia lineal, los tres mecanismos de empuje, actúan simultáneamente, desde el inicio de este periodo de producción comprendido. Por lo tanto, la productividad instantánea y el índice de empuje total para cada empuje natural es:

La productividad instantánea total, de la ecuación IV.6 es:

$$\text{PROT} = \left. \frac{dNP}{dP} \right|_{P=P_3} = \frac{\beta_3}{P_3} \quad \text{IV.16)}$$

La productividad instantánea para empuje causado por la expansión del sistema roca - fluidos:

$$\text{PRO} = \frac{\beta_1}{P_3} \quad \text{IV.17)}$$

Productividad instantánea para el empuje causado por la expansión del gas disuelto liberado:

$$\text{PRG} = \frac{\beta_2 - \beta_1}{P_3} \quad \text{IV.18)}$$

y la productividad instantánea a causa del empuje hidráulico:

$$\text{PRWE} = \frac{\beta_3 - \beta_2}{P_3} \quad \text{IV.19)}$$

Ahora los índices instantáneos de empuje para cada mecanismo son:

Índice instantáneo de empuje para el sistema roca - fluidos:

$$IE_o = \frac{\beta_1}{\beta_3} \quad \text{IV.20)}$$

Índice instantáneo de empuje por expansión del gas disuelto liberado:

$$IE_g = \frac{\beta_2 - \beta_1}{\beta_3} \quad \text{IV.21)}$$

Índice instantáneo de empuje por la entrada de agua al yacimiento:

$$IE_{WE} = \frac{\beta_3 - \beta_2}{\beta_3} \quad \text{IV.22)}$$

Por lo tanto, el índice instantáneo de empuje total es:

$$IE_T = \frac{PRO + PRG + PRWE}{PROT}$$

$$IE_T = \frac{\frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1 + \beta_3 - \beta_2}{\beta_3}}{\frac{\beta_3}{\beta_3}}$$

$$IE_T = \frac{\beta_1 + \beta_2 - \beta_1 + \beta_3 - \beta_2}{\beta_3}$$

$$IE_T = \frac{\beta_3}{\beta_3}$$

$$IE_T = 1$$

IV.23)

Finalmente, hay un parámetro que falta de cuantificar, este es el volumen de entrada neta de agua al yacimiento.

Para calcular la cuantificación de entrada neta de agua al yacimiento, se utiliza la siguiente expresión^{(1) (14)}:

$$W_{e2} = W_{e2} + (N_p - N_{p2}) \cdot (IE_{WE}) \cdot (B_{os}) \quad \text{IV.24)}$$

donde:

$$W_{e2} = (N_{p2} - N_{p1}) \cdot (IE_{WE1}) \cdot (B_{os})$$

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Este método es de aplicación práctica, porque solo requiere la historia de presión-producción del yacimiento e información básica de éste como: análisis de laboratorio "PVT", petrofísicos y estructurales.

- Se concluye que el comportamiento gráfico de la producción acumulada de aceite versus el logaritmo natural de la presión de un yacimiento, está gobernado por expresiones de tipo exponencial, en donde las diferentes tendencias lineales representan los diversos mecanismos de empuje que en forma natural se manifiestan, a través de la producción de los yacimientos bajosaturados antes y después de su etapa inicial de producción.

- Normalmente se observa que los puntos graficados para las primeras etapas de producción no se alinean con los demás; ésto es ocasionado por imprecisión en la ecuación de balance de materia, al ser aplicada al inicio de la explotación del yacimiento.

- Para aplicar este método se requiere que la información reúna las características de ser de una calidad aceptable; de no presentar esta calidad, los resultados así obtenidos presentarán una incertidumbre no de acuerdo a lo que está pasando en el yacimiento.

- Para llevar a cabo una interpretación adecuada de los resultados obtenidos a partir de la gráfica de producción acumulada de aceite versus logaritmo natural de la presión, se requiere contar con un criterio amplio acerca de la forma en que se interpretará dicha gráfica, para que los resultados obtenidos representen realmente lo que sucede dentro del yacimiento.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

NOMENCLATURA

- B_o - Factor de volumen del aceite, [BLS_o + gas disuelto @ c.y./BLS_o @ c.s.].
- E_o - Factor de volumen del aceite promedio, [BLS_o + gas disuelto @ c.y./BLS_o @ c.s.].
- BLS - Barriles, Unidad de volumen.
- C - Compresibilidad, [Kg/cm²]⁻¹.
- C_e - Compresibilidad efectiva del sistema roca - fluidos, [Kg/cm²]⁻¹.
- Exp = e - Exponencial.
- H - Profundidad, [mbnm].
- IE - Indice instantáneo de empuje, [BLS_o @ c.y./BLS Mc's. totales @ c.y.].
- ln - Logaritmo natural.
- MM - Millones.
- N - Volumen original de hidrocarburos, [MMBLS @ c.s.].
- N_p - Producción acumulada de aceite, [MMBLS @ c.s.].
- PR - Plano de referencia, [mbnm].
- P - Presión, [Kg/cm²].
- Pgl - Presión de liberación de gas, [Kg/cm²].
- PRG - Productividad instantánea de aceite aportado por la expansión del gas disuelto liberado, [MMBLS/Kg/cm² @ c.y.].
- PRO - Productividad instantánea de aceite aportado por la expansión del sistema roca-fluidos, [MMBLS/Kg/cm² @ c.y.].
- PROT - Productividad instantánea total de hidrocarburos, [MMBLS/Kg/cm² @ c.y.].
- PRWE - Productividad instantánea de aceite aportado por la entrada neta de agua al yacimiento, [MMBLS/Kg/cm² @ c.y.].
- We - Volumen acumulado de entrada neta de agua al yacimiento, [MMBLS @ c.y.].

- @ c.y. - Indica a condiciones de yacimiento.
- @ c.s. - Indica a condiciones estándar.
- β_n - Pendiente de la tendencia lineal, [MMBLS/CICLO].
- Δ - Incremento o decremento finito.
- n - Subíndice de la pendiente β , donde $n = 1, 2, 3$.
- w, o, g - Subíndices de la fase: agua, aceite y gas.
- i - Subíndice que indica condiciones iniciales del yacimiento.

BIBLIOGRAFIA

Villamar V.M. y Barrera S.J.

"Apuntes de la Cátedra de Laboratorio de Yacimientos"

Facultad de Ingeniería

Universidad Nacional Autónoma de México

1988.

Craft B.C. and Hawkins M.F.

"Application Petroleum Engineering"

Dep. Louisiana State University.

REFERENCIAS

- (1). Meza M.M.
"Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos"
Revista Ingeniería Petrolera, pág. 28-39
Vol. XXVII, No.12, Diciembre 1987.

- (2). Pérez F.A.
"Apuntes de la Cátedra de Geología de Yacimientos Petroleros II"
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
1987.

- (3). Rodríguez N.R.
"Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos"
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Departamento de Explotación del Petróleo
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
Diciembre 1987.

- (4). Garaicochea P.F. y Bashbush B.J.L.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos"
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Departamento de Explotación del Petróleo
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
Diciembre 1987.

- (5). Amyx J.W., Bass D.M. Jr. and Whiting R.L.
"Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties"
The Agricultural and Mechanical
College of Texas
1960.

- (6). Schilthuis R.J.
Active Oil and Reservoir Energy"
Trans. AIME, 1936, pag. 148.
- (7). Havlena D. and Odeh A.S.
"The Material Balance as an Equation of a Straight Line"
Trans. AIME, Vol.228, pags. 896-900.
August 1963.
- (8). Van Everdingen A.F., Timmerman E.H. and McMahon J.J.
"Application of the Material Balance Equation to a Partial
Water-Drive Reservoir"
J. Pet. Tech. (Feb. 1953) pags. 51-60; Trans., AIME, Vol.198.
- (9). Hurst W.
"Water Influx into a Reservoir and it Application to the
Equation of Volumetric Balance"
Trans., AIME (1943) Vol. 151, pag. 57.
- (10). Meza M.M.
"Una Nueva Alternativa para el Cálculo del Volumen Original
de Hidrocarburos y la Constante de Entrada de Agua"
Revista Ingeniería Petrolera, pags. 31-45
Noviembre 1986.
- (11). Tehrani D.H.
"An Analysis of a Volumetric Balance Equation for Calculation
of Oil in Place and Water Influx"
Journal Petroleum Technology
SPE, September 1985.
- (12). Van Everdingen A.F. and Hurst W.
"The Application of the Laplace Transformation to Flow
Problems in Reservoirs"
Trans., AIME (1949) Vol.186, pags. 305-324.

- (13). Stanley L.T.
Curve Fitting Cutts Material Balance Calculations"
Petroleum Engineer
August, 1960. pag. 90.
- (14). De la Fuente G.G.
"Volumen Original de Aceite y Constante de Entrada de Agua
de Yacimientos Bajosaturados"
Departamento de Yacimientos
Rama de Explotación
Oficina de Recuperación Secundaria
Publicación No.68, BG/003
Mayo de 1968.
- (15). Vázquez R.B.
"Apuntes de Ingeniería de Yacimientos I"
Departamento de Ingeniería Petrolera
ESIA-IPN.
- (16). Godina R.A., Suárez J.H. y Torres R.J.G.
"Proyecto CAAN. Desarrollo óptimo de un yacimiento Costa
Fuera".
Revista Ingeniería Petrolera, pág. 19-30
Vol. XXXI, No.9, Septiembre 1991.