

2

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



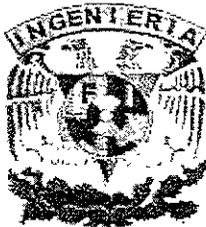
FACULTAD DE INGENIERÍA

ACTUALIZACIÓN DEL MODELO MEYVO7:
UNA HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN DE
YACIMIENTOS INICIALMENTE BAJOSATURADOS

Blanca Estela Angulo Ramírez

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
BLANCA ESTELA ANGULO RAMÍREZ

DIRECTOR DE TESIS: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO



México, D.F.

Octubre de 2001



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 AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

ACTUALIZACIÓN DEL MODELO MEYVO7: UNA HERRAMIENTA PARA LA
EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS INICIALMENTE BAJOSATURADOS

PRESENTA:

Blanca Estela Angulo Ramírez

No CUENTA:

8926089-2

DIRECTOR:

M. en I Néstor Martínez Romero

JURADO PARA EXAMEN:

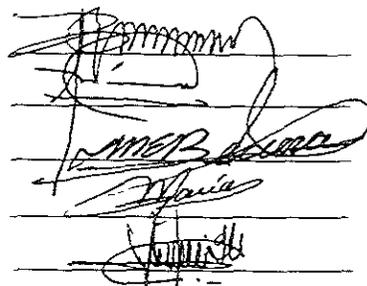
PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Viguera

VOCAL: M. en I. Néstor Martínez Romero

SECRETARIO: M. en I. Mario Becerra Zepeda

1ER SUPLENTE: Ing. Salvador Macías Herrera

2DO SUPLENTE: M. en I. José Antonio González Guevara



Four handwritten signatures are visible on a grid background, corresponding to the jury members listed on the left. The signatures are written in black ink and are somewhat stylized.



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1093

SRITA. BLANCA ESTELA ANGULO RAMIREZ
Presente

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

**ACTUALIZACION DEL MODELO MEYVO7: UNA HERRAMIENTA PARA LA
EVALUACION DE YACIMIENTOS INICIALMENTE BAJOSATURADOS**

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS**
- III ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS**
- IV OPCIONES DE EXPLOTACION**
- V ACTUALIZACION DEL MODELO MEYVO7**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
- BIBLIOGRAFIA**

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

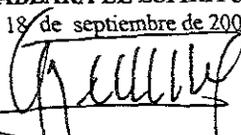
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, a 18 de septiembre de 2000

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg



AGRADEZCO:

A Dios por todo lo que me ha dado, y por lo que no; le agradezco infinitamente todo.

Por ser el mejor ejemplo de lucha, tenacidad y disciplina; mil gracias por todo tu amor, comprensión y apoyo; con todo mi cariño mamá.

Al hombre más sabio y generoso que conozco, mil gracias papá por estar siempre apoyándome; te quiero mucho.

Por que siempre que los he necesitado han estado a mi lado, con cariño a mis hermanos: Toto y Lúlu.

Por su amor tan sincero a mis sobrinas: Mosa, Benjy y Tella.

Con cariño a todos y cada uno de mis amigos.

Con respeto a la máxima casa de estudios de México (UNAM) a la Facultad de Ingeniería y en especial a los ingenieros: Manuel Villamar, Mario Becerra, José A. González y al M. en I. Maximino Meza por su apoyo y paciencia.

Al IMP, por permitirme desarrollar el presente trabajo. Al grupo de Simulación Numérica de Yacimientos y en especial a: El inge F. López, Beressss, Ceccí, Ing. S. Reyes, Esquinca, y El Boss

CONTENIDO

<i>INTRODUCCIÓN</i>	1
<i>CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS</i>	
1.1 Propiedades de los fluidos	1
1.2 Propiedades petrofísicas	8
1.3 Clasificación de los yacimientos	16
1.4 Mecanismos de empuje	23
<i>CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS</i>	
2.1 Análisis del comportamiento presión-producción	31
2.2 Análisis del avance de los contactos	46
<i>CAPÍTULO 3. OPCIONES DE EXPLOTACIÓN</i>	
3.1 Curvas de capacidad de producción	59
3.2 Perforación de pozos futuros	65
3.3 Inyección de fluidos	70
3.3.1 Inyección de agua	70
3.3.2 Inyección de gas	78

CAPÍTULO 4. ACTUALIZACIÓN DEL MODELO MEYVO7

4.1 Revisión del modelo Meyvo7	88
4.1.2 Estructura del modelo Meyvo7	90
4.2 Desarrollo del modelo MEYVO2000	90
4.2.1 Descripción de la estructura del modelo MEYVO2000	90
4.2.2 Descripción de las ventanas del modelo MEYVO2000	94
4.2.2.1 Captura de datos	96
4.2.2.2 Presentación de los resultados	112
4.2.2.3 Ayudas	116
4.3 Ejemplo	120
4.3.1 Datos	120
4.3.2 Resultados	130

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

145

NOMENCLATURA

147

BIBLIOGRAFÍA

149

INTRODUCCIÓN

Las circunstancias actuales por las que atraviesa la industria petrolera, exigen cada vez una administración integral eficiente de los yacimientos. En la administración de yacimientos la planeación de su explotación es fundamental pues implica, no sólo el aprovechamiento óptimo de los recursos humanos, materiales y financieros, sino de la energía propia del yacimiento.

Para justificar cualquier inversión encaminada a la explotación adecuada de un yacimiento, es de suma importancia conocer sus reservas de hidrocarburos, así como la evaluación de los mecanismos naturales de empuje prevalecientes. Este conocimiento es fundamental, así como la planeación; pues nos permite programar el desarrollo integral del campo y prever la futura necesidad de instalaciones de sistemas artificiales de producción, o bien, analizar la conveniencia de implantar un proyecto de recuperación secundaria, de aquí que surja la necesidad de simular la explotación de los yacimientos

A través de los años, muchos han sido los métodos y técnicas publicados con los cuales se han desarrollado procedimientos para determinar el parámetro fundamental de las reservas de un yacimiento su volumen original. Sin embargo, su aplicación no ha sido del todo satisfactoria, debido básicamente, a la evaluación inadecuada (y en algunos casos la omisión) de algún mecanismo de empuje, o bien, el desconocimiento de parámetros imponderables (características tanto del medio poroso como de los fluidos contenidos en éste) empleados, según las necesidades del método. El método MEYVO 7 (Mecanismos de Empuje Y Volumen Original) propuesto por el M. en I. Maximino Meza Meza, y que es analizado en esta tesis, resulta muy prometedor, ya que a partir de una sencilla gráfica de $\ln(P)$ vs. N_p de un yacimiento, construida adecuadamente, es posible definir los mecanismos de empuje, y con información adicional se logran evaluaciones cuantitativas de gran importancia para la planeación de la explotación adecuada de los yacimientos.

El modelo MEYVO 7 fue desarrollado y llevado a un lenguaje de programación (FORTRAN), con la finalidad de facilitar la simulación del comportamiento de un yacimiento. Dicho programa de cómputo en su primera versión, adquiere el nombre de MEYVO, el cual, después de una serie de modificaciones y ampliaciones en cuanto a sus aplicaciones, fue variando su nombre de acuerdo con el número de la versión correspondiente, hasta llegar a lo que hoy se conoce como MEYVO 7. El programa como tal, no presenta ningún problema, pues a la fecha, su funcionamiento ha sido consistente; sin embargo, el inconveniente que se presenta básicamente se debe a la poca interacción que hay entre el programa y el usuario (el programa no es amigable), además, la introducción de los datos resulta un tanto complicada, esto puede generar problemas severos, pues si la información no es introducida de manera correcta, el programa no corre y los resultados, de obtenerse, serían poco confiables. Debemos recordar que para obtener resultados de calidad, la información que sea empleada debe necesariamente ser de calidad.

El Programa MEYVO2000 se diseñó para que, a través de una serie de pantallas, se muestren los resultados obtenidos una vez realizada la simulación, esto se logró cambiando el lenguaje de programación (de Fortran a Visual Basic 6.0), así como una serie de datos adicionales (obtenidos de la base de datos con la que fue alimentado), los cuales son de gran utilidad para el análisis de los resultados que arroja el programa. Esto es, con base en los datos con que fue alimentado el programa se puede emitir un veredicto sobre la confiabilidad de los resultados.

Debido a la potencialidad de este modelo, se decidió desarrollar la presente tesis, la cual tiene por objetivo, como su nombre lo indica, actualizar dicho programa, con la finalidad de hacerlo más accesible e interactivo con el usuario, de manera que su manejo sea fácilmente comprensible. La actualización se realizó mediante la elaboración de un programa de cómputo, el cual se desarrolló en un lenguaje visual, con el que se obtuvo un programa amigable y en el cual se le proporciona al usuario una serie de ayudas para el manejo del mismo.

CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS

Antes de abordar el desarrollo del tema de esta tesis, se ha considerado conveniente introducir este capítulo, en el cual se describen algunos de los conceptos básicos, ya que éstos son fundamentales para el análisis del comportamiento de los yacimientos, el planteamiento de diferentes escenarios de explotación, así como para el desarrollo del propio modelo de cómputo MEYVO2000.

Primeramente, se hará un breve repaso sobre las propiedades de los fluidos y características de la roca y después un resumen de la clasificación de los yacimientos, así como sus mecanismos de empuje.

1.1. Propiedades de los fluidos.

Densidad relativa del aceite (γ_o). La densidad relativa del aceite, γ_o , se define como la razón de la densidad del aceite a la densidad del agua, ambas medidas a las condiciones estándares de presión y temperatura:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.1)$$

La densidad relativa (adimensional) normalmente se reporta como 60°/60°. Esto significa que las unidades del aceite y el agua fueron medidas a 60°F y a presión atmosférica.

Para el aceite, es de uso común utilizar la densidad relativa en °API (American Petroleum Institute), obtenida mediante la siguiente relación:

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.2)$$

donde:

γ_{API} es la densidad del aceite en °API.

γ_o es la densidad del aceite a 60°/60°.

Gravedad específica del gas (γ_g). Se define como la relación entre la densidad del gas y la del aire, ambas densidades obtenidas a las condiciones estándares de presión y temperatura, por lo que tenemos:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.3)$$

La densidad del gas puede ser calculada empleando la ecuación de estado de los gases ideales:

$$\rho_g = \frac{P \text{ MW}_g}{R T} \quad (1.4)$$

donde:

ρ_g densidad del gas, lb/ft³.

MW_g peso molecular del gas.

si asumimos este comportamiento, tanto para el gas como para el aire, llegamos a:

$$\gamma_g = \frac{\frac{P \text{ MW}_{gas}}{R T}}{\frac{P \text{ MW}_{aire}}{R T}} = \frac{\text{MW}_{gas}}{\text{MW}_{aire}} = \frac{\text{MW}_{gas}}{28.96} \quad (1.5)$$

Factor de volumen del aceite (B_o). El factor de volumen del aceite, se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril de aceite a condiciones estándares, más su gas en solución.

También se puede definir como el cambio que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie, como una consecuencia de la expansión líquida y/o liberación de gas en solución. El factor de volumen es reportado en $b_{l_o@cy}/b_{l_o@ce}$.

$$B_o = \frac{\text{Vol. aceite c.y.}}{\text{Vol. aceite c.s.}} \quad (1.6)$$

Factor de volumen del gas (B_g). El factor de volumen del gas, se define como la relación del volumen del gas a condiciones de yacimiento entre el volumen ocupado medido a condiciones estándares (60°F y 14.7 psia). El factor de volumen se reporta en ft^3/scf . Esta relación se puede expresar por:

$$B_g = \frac{\text{Vol. Gas @ yacimiento}}{\text{Vol. Gas @ cond. estándar}} \quad (1.7)$$

De la ecuación de estado para gases reales, tenemos que el volumen de un gas es:

$$V = \frac{ZnRT}{P} \quad (1.8)$$

por lo que el factor de volumen del gas puede ser expresado como:

$$B_g = \frac{Z_y nRT_y}{Z_{cs} nRT_{cs}} = \frac{P_{cs}}{T_{cs}} \frac{Z_y T_y}{P_y} = 0.002829 \frac{Z_y T_y}{P_y} \quad (1.9)$$

donde:

Z_y Factor de desviación del gas a condiciones de yacimiento.

T_y Temperatura del yacimiento, °R.

P_y Presión del yacimiento, psia.

$Z_{cs} = 1.0$

Compresibilidad del aceite (C_o). En general, la compresibilidad de un fluido, C , se define como el cambio fraccional en volumen respecto a la presión, a temperatura constante. Matemáticamente, se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (1.10)$$

donde:

V es el volumen.

P es la presión.

T es la temperatura.

Sus unidades se expresan en recíprocos de presión; esto es, en psi^{-1} , $(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$, etc.

La compresibilidad de un aceite bajosaturado (aceite que está por arriba de la presión de burbuja), se define de la siguiente manera:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T = \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial P} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T \quad (1.11)$$

Como el volumen de un líquido bajosaturado disminuye a medida que la presión aumenta, C_o es positiva. La compresibilidad es una función de la composición de los hidrocarburos, por lo que para algunos crudos de ciertos yacimientos, C_o es esencialmente constante por encima de la presión de burbujeo, mientras que en otros varía drásticamente con la presión.

Compresibilidad del gas (C_g). Un fluido compresible se define como aquél cuyo volumen varía severamente bajo diferentes condiciones. El cambio del volumen de un gas al variar la presión y a temperatura constante, condiciones similares a las del yacimiento, puede ser expresada por:

$$V = \frac{ZnRT}{P} = \text{constante} \times \frac{Z}{P} \quad (1.12)$$

donde:

Z es el factor de compresibilidad

En la industria petrolera se ha adoptado el concepto del factor de compresibilidad Z , también llamado factor de desviación; para describir el comportamiento de las mezclas de gas para presiones moderadas y altas. El factor de compresibilidad es simplemente un factor de corrección en la ley de los gases ideales, esto es:

$$PV = Z n R T \quad (1.13)$$

y por definición

$$Z = \frac{PV}{P_o V_o} = \frac{PV}{nRT} \quad (1.14)$$

Los factores de compresibilidades son determinados experimentalmente, por medio de correlaciones o bien por medio de gráficos. El factor de compresibilidad decrece en la medida del decremento de la temperatura, excepto cuando se tienen rangos altos de presión.

Es necesario aclarar que no se debe confundir la compresibilidad del gas (C_g) con el factor de desviación Z , la diferencia debe ser clara, pues mientras el factor Z indica la desviación del gas en su comportamiento respecto al de un gas ideal, al someterse a las mismas condiciones de presión y temperatura; la compresibilidad indica el cambio en volumen que sufrirá un mismo gas, al estar sometido a diferentes condiciones de presión y/o temperatura

Si derivamos la ecuación 1.12, respecto a la presión, tenemos:

$$\frac{dV}{dP} = \frac{nRT}{P} \frac{dZ}{dP} - \frac{ZnRT}{P^2} \quad (1.14a)$$

$$= \left(\frac{ZnRT}{P} \right) \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} - \left(\frac{ZnRT}{P} \right) * \frac{1}{P} \quad (1.14b)$$

$$\frac{1}{V} * \frac{dV}{dP} = \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} - \frac{1}{P} \quad (1.14c)$$

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (1.14d)$$

$$c_s = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad (1.15)$$

La ecuación 1.15 representa la compresibilidad del gas.

Viscosidad del aceite (μ_o). En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse).

En el caso del aceite, deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un aceite sin gas en solución (aceite muerto) y viscosidad de un aceite a determinadas condiciones de presión y temperatura, llevando consigo una cierta cantidad de gas en solución. En ambos casos, el efecto de incrementar la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo, la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución, es mayor que el efecto por compresibilidad del aceite.

La unidad de medida de la viscosidad dinámica o absoluta, μ , normalmente referida como viscosidad es el *centipoise* o el *poise*.

La viscosidad cinemática de un fluido, ν , es la viscosidad absoluta, dividida entre la densidad, ρ , en gr/cm^3 . Esto es:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1.16)$$

donde ν tiene unidades de *stoke* o *centistoke*. Esta ecuación requiere del conocimiento de la densidad como función de la temperatura.

Viscosidad del gas (μ_g). La viscosidad de los fluidos es, como ya se mencionó, la medida de la fricción interna o resistencia al flujo. La viscosidad comúnmente se define como la relación entre la fuerza de rompimiento por unidad de área entre la velocidad local del gradiente. Se reporta en poises, centipoises o micropoises. La viscosidad del gas normalmente es medida en el laboratorio o es estimada empíricamente por medio de correlaciones preestablecidas. La viscosidad es una propiedad intensiva de la mezcla del gas, la cual depende no sólo de la composición del gas sino también de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se encuentre dicha mezcla.

Relación de solubilidad (R_s). La relación de solubilidad o solubilidad del gas en el aceite, R_s , se define como la cantidad de gas que puede ser disuelta en un volumen de aceite, ambos a condiciones estándares (60°F y 14.7 psia), cuando son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Se dice que un crudo está *saturado* cuando a ciertas condiciones de presión y temperatura se encuentran en equilibrio las fases gas y líquido de tal manera que al reducir ligeramente la presión se presenta la liberación del gas o bien, al incrementar la presión, entra gas en solución. Si el crudo tiene todo su gas disuelto; es decir, que su presión está por arriba de la presión de saturación se dice que el crudo se encuentra *bajosaturado*

Si en un crudo se dispone de suficiente gas y se puede someter el aceite a altas presiones y temperaturas, puede decirse que el gas es infinitamente soluble en el aceite. Lo que limita la solubilidad del gas en el aceite en un yacimiento son las condiciones de presión y temperatura que allí existen y por supuesto la cantidad de gas disponible. Por esta razón, se encuentran yacimientos con casquete inicial de gas (exceso de gas a las condiciones de presión y temperatura existentes) y yacimientos bajosaturados (no saturados)

Así, por encima de la presión de saturación, el aceite está *bajosaturado*, ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s , es constante); sin embargo, por debajo de la presión de saturación, el aceite está *saturado*, ya que una disminución en la presión origina la liberación del gas (R_s , disminuye).

1.2. Propiedades petrofísicas.

Porosidad (ϕ). Un volumen de roca, V_r , está formado por un volumen de huecos o poros, V_p ; y un volumen de sólidos, V_s ; es decir:

$$V_r = V_p + V_s \quad (1.17)$$

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, ϕ :

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{o bien} \quad \phi = \frac{V_p}{(V_p + V_s)} \quad (1.18)$$

donde:

V_p es el volumen de poros.

V_s es el volumen de sólidos.

V_r es el volumen de roca.

La porosidad se expresa en fracción o en porcentaje de volumen de roca. En un yacimiento no todos los poros de la roca están comunicados; en ocasiones, algunos de los poros están aislados, por lo que se denomina porosidad absoluta, ϕ_a , a la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca:

$$\phi_a = \frac{V_{p_c} + V_{p_{nc}}}{V_r} \quad (1.19)$$

donde:

V_{p_c} es el volumen de poros comunicados.

$V_{p_{nc}}$ es el volumen de poros no comunicados.

V_r es el volumen de roca total

Se considera como porosidad efectiva, ϕ_e , a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca:

$$\phi_e = \frac{V_{p_c}}{V_r} \quad (1.20)$$

De acuerdo con lo anterior, la porosidad absoluta puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{nc} \quad (1.21)$$

donde.

ϕ_{nc} es la porosidad debida a los poros no comunicados.

En la explotación de los yacimientos la porosidad que resulta de interés es la porosidad efectiva, ϕ_e , a la cual se le denominará simplemente porosidad y se le representa por: ϕ

Permeabilidad (K). La permeabilidad es una propiedad de la roca que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse dentro de un medio poroso. Por lo tanto un medio será permeable sólo si ese medio es poroso.

Debido a la presencia, en la mayoría de las ocasiones, de más de un fluido en el yacimiento, existen diversos tipos de permeabilidades.

Permeabilidad absoluta (K_{abs}). Se tiene permeabilidad absoluta si el fluido que circula en el medio poroso, es un fluido incompresible, que moja a los sólidos sin reaccionar con ellos y que además satura 100% al espacio poroso.

Permeabilidad efectiva (K_e). Se tiene cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si el otro o los otros se mueven o no. Puesto que la roca de un yacimiento puede estar saturada parcialmente de agua, aceite o gas; se tendrán permeabilidades efectivas a estos fluidos (K_w , K_o , K_g).

Permeabilidad relativa (K_r). Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_{abs}} ; K_{rg} = \frac{K_g}{K_{abs}} ; K_{rw} = \frac{K_w}{K_{abs}} \quad (1.22)$$

donde:

K_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite.

K_{rg} es la permeabilidad relativa al gas.

K_{rw} es la permeabilidad relativa al agua.

La permeabilidad tiene unidades de Darcy (D), aunque en la mayoría de los casos es reportada con valores de miliDarcy (mD). Esto es debido a que Henry Darcy fue quien por vez primera realizara experimentos sobre flujo de fluidos en medios porosos. Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 Darcy, si: un fluido con viscosidad de 1 cp fluye a un gasto de 1 cm³/seg por una sección transversal de 1 cm², bajo una caída de 1 atm en una longitud de 1 cm.

La figura 1.1 muestra un gráfico típico de permeabilidades relativas de agua y aceite, para una roca determinada, en función de la saturación de agua. Comenzando con una saturación del 100%, las curvas indican una disminución en la saturación de agua del 85% (un aumento del 15% en la saturación de aceite) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua de 100% a 60%; en cambio a la saturación de aceite de 15% la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. A este valor de saturación de aceite se le denomina *saturación crítica*, es decir la saturación a la cual el aceite comienza a fluir a medida que la saturación aumente. Se denomina saturación de aceite residual al valor por debajo del cual no se puede reducir la saturación del sistema agua-

aceite. Esto explica por qué la recuperación de aceite siempre es menor al 100%, bajo cualquier mecanismo.

Experimentos indican que se obtienen las mismas curvas de permeabilidad relativas, tanto para sistemas agua-gas como para sistemas agua-aceite, lo que implica que las saturaciones, conceptualmente hablando, serán las mismas para el gas.

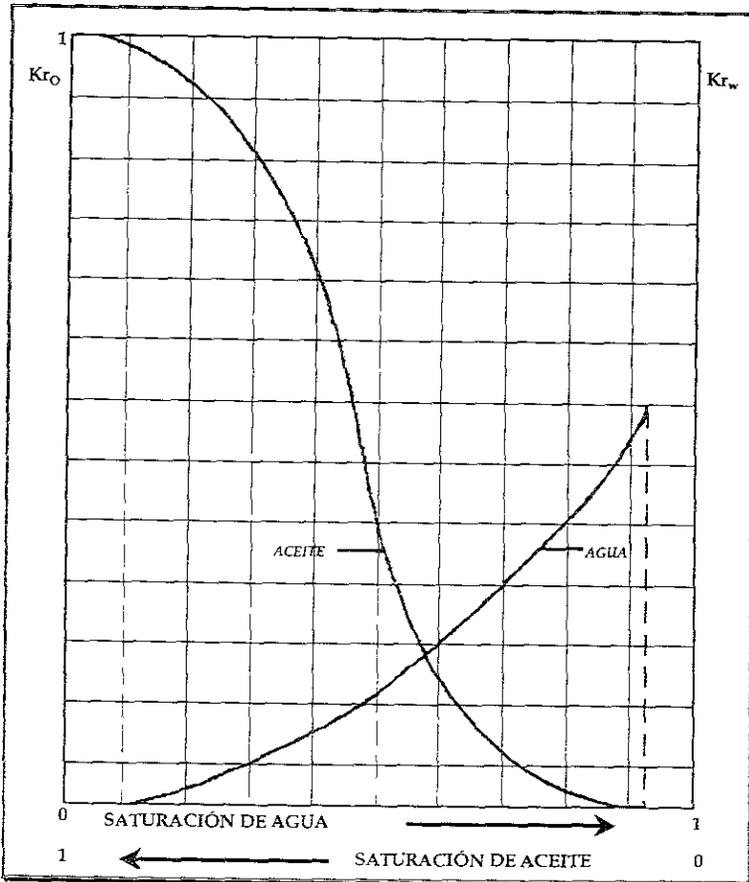


FIG. 1.1. Curvas de permeabilidades relativas

Relación de permeabilidades relativas. En la descripción del flujo de dos fases, un concepto empleado comúnmente es la relación de permeabilidades relativas. La figura

1.2, presenta una gráfica de relación de permeabilidades relativas, K_{r_o}/K_{r_w} , contra saturación de agua; la cual resulta de los datos de las curvas de permeabilidades relativas. Debido a las variaciones de los valores de K_{r_o}/K_{r_w} , son graficados en la escala logarítmica de un papel semilogarítmico. En términos generales podemos decir que esta relación, graficada en esta forma, adopta una tendencia lineal en su comportamiento; así, la relación de permeabilidades puede expresarse en función de la saturación de agua, como:

$$\frac{K_{r_o}}{K_{r_w}} = ae^{-bs^w} \quad (2.23)$$

Las constantes a y b, pueden ser determinadas a partir de la gráfica o resolviendo simultáneamente las dos ecuaciones que se obtienen, conocidos dos puntos. La ecuación 2.23, indica que la relación de permeabilidades relativas de las rocas es sólo función de la saturación de los fluidos presentes; aunque como sabemos, esta relación también depende de otros parámetros como la viscosidad o la tensión interfacial; sin embargo, dado un aceite con ciertas características, éstas sólo varían con la presión durante la prueba, de tal manera que esta relación únicamente depende de la saturación, siendo ésta también una función de la presión.

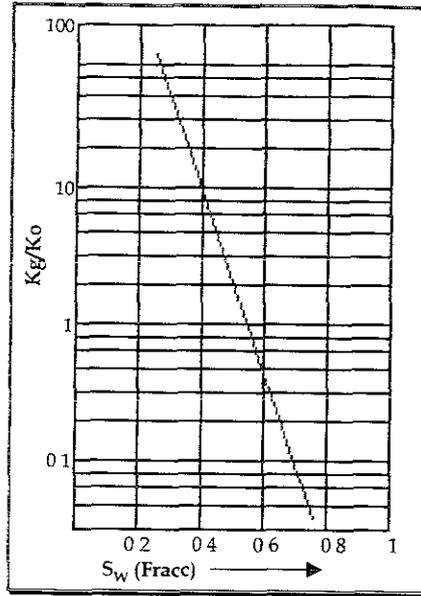


FIG. 1.2. Relación de permeabilidades como función de la saturación de agua

Saturación de un fluido. La saturación de un fluido en un espacio poroso, se define como la relación del volumen de un fluido que satura, entre el volumen de poros donde se encuentra inmerso, esto es:

$$S_i = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen de poros}} = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.24)$$

de donde podemos concluir que:

$$S_w = \frac{V_w \text{ @cond. poro}}{V_p} \quad (2.24a)$$

$$S_o = \frac{V_o \text{ @cond. poro}}{V_p} \quad (2.24b)$$

$$S_g = \frac{V_g \text{ @cond. poro}}{V_p} \quad (2.24c)$$

$$V_p = (S_g + S_o + S_w) * V_p \quad (2.25)$$

donde:

$$S_g + S_o + S_w = 1$$

por lo anterior se establecen las siguientes ecuaciones:

$$V_g = V_p * S_g \quad (2.25a)$$

$$V_w = V_p * S_w \quad (2.25b)$$

$$V_o = V_p * S_o \quad (2.25c)$$

$$V_g + V_w + V_o = V_p \quad (2.25)$$

Compresibilidad de los sólidos de la roca (C_r). La compresibilidad de la materia rocosa (matriz), es una función de sus características litológicas y varía en forma inversa con la presión a que se somete; como se ve en la siguiente expresión:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \frac{dV_r}{dP} \quad (2.26)$$

Cuando la presión del yacimiento aumenta el volumen de roca se reduce, en tanto que el volumen de poros, que es el complemento del volumen bruto, aumenta en una cantidad prácticamente igual, y viceversa, cuando la presión disminuye, el volumen de roca aumenta y el volumen de poros disminuye. Por lo tanto, se puede escribir:

$$\frac{dV_r}{dP} = -\frac{dV_p}{dP} \quad (1.27)$$

$$V_p = V_b * \phi \quad (1.28)$$

Esto implica que:

$$C_b = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{dV_b}{dP} \right) \quad (1.29)$$

$$C_p = \frac{1}{\phi V_b} \left(\frac{dV_p}{dP} \right) \quad (1.30)$$

$$C_p = \frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right) \quad (1.31)$$

$$C_p = \frac{1}{\phi} \left(\frac{d\phi}{dP} \right) \quad (1.32)$$

De ser posible, si se cuenta con estudios de geomecánica de la propia roca, se recomienda usar la compresibilidad del poro calculada en el laboratorio.

Existen correlaciones gráficas que son muy socorridas para la determinación de este parámetro, tales como la de Hall, para el caso de areniscas o formaciones homogéneas (figura 1.3a y 1.3b) y la de Van der Knaap, para el caso de carbonatos fracturados

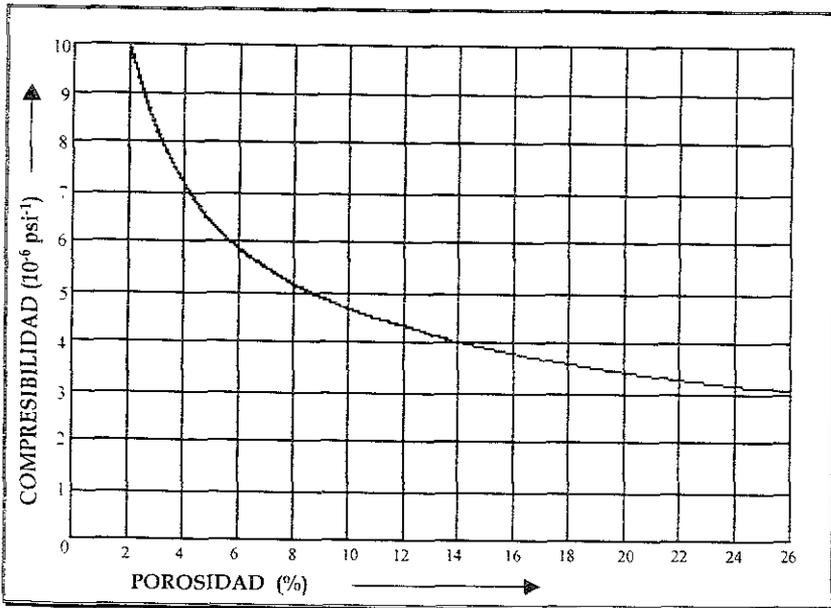


FIG. 1.3a. Correlación de Hall para determinar la compresibilidad del poro en función de la porosidad

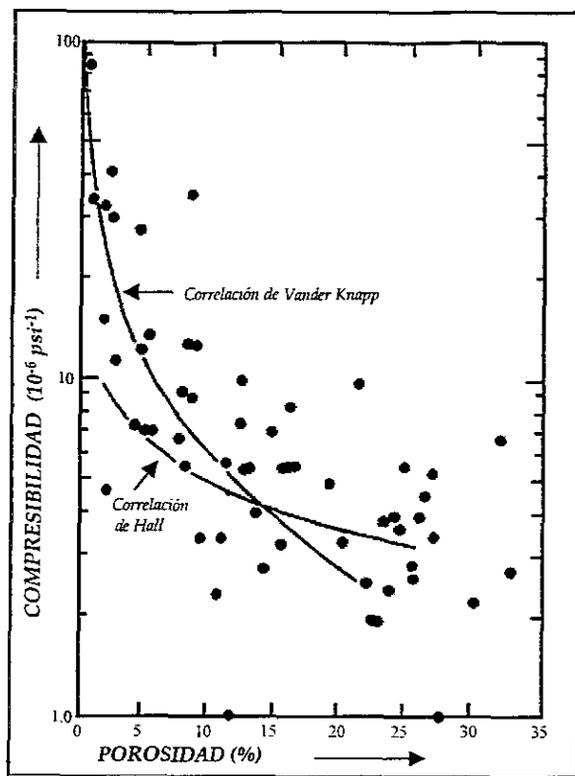


FIG. 1.3b. Comparación de las correlaciones de Van der Knaap y Hall para determinar la compresibilidad del poro en función de la porosidad para calizas

1.3. Clasificación de los yacimientos.

Debido a la diversidad de hidrocarburos existentes en la naturaleza, a los yacimientos petroleros se les ha clasificado bajo diferentes puntos de vista, ya sea por el tipo de hidrocarburos que éstos producen, o bien, por el estado físico en que se encuentran dentro de la estructura almacenadora. Para los fines que se persiguen en este trabajo, la clasificación de éstos se hará basándose en el estado físico en que se encuentran los fluidos confinados en el yacimiento.

Los parámetros que se consideran de utilidad para clasificar los fluidos de un yacimiento y al propio yacimiento, pueden dividirse en dos grupos: los que se miden en el campo durante pruebas de producción y los que se obtienen en el laboratorio, simulando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

Algunas consideraciones de los parámetros del primer grupo, son:

La temperatura del yacimiento, la cual depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local y se considera constante durante toda la vida del yacimiento.

La presión del yacimiento, depende de la profundidad, del gradiente hidráulico y de la existencia de zonas de presión anormales (represionadas o depresionadas) en la zona de ubicación del yacimiento. Durante la explotación, varía desde una presión inicial hasta una presión de abandono, al final de la vida productiva del mismo.

El volumen de aceite producido por pozo, en un período dado, indica el potencial del mismo pozo y debe ser medido con equipo calibrado a condiciones estabilizadas de flujo, las que se logran después de una preparación adecuada de los pozos.

Relación gas-aceite estabilizados, definida como la relación volumétrica de gas producido al aceite producido en un período de tiempo, y depende del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento; para algunos de ellos es casi independiente de las condiciones de operación en la superficie, en cambio para otros, las condiciones de operación en la superficie influyen de forma considerable en los valores medidos.

La densidad de los fluidos producidos depende fundamentalmente de su composición; ocasionalmente se mide la densidad del líquido producido directamente en el campo.

El color del líquido producido en el tanque depende del tipo de fluidos de que se trate y generalmente se clasifican mediante apreciación visual; generalmente son más oscuros a medida que aumenta su contenido de componentes pesados.

Con respecto al segundo grupo de parámetros, de los que se obtienen en el laboratorio, se puede decir lo siguiente:

Presencia o ausencia del punto de burbuja o punto de rocío, depende totalmente de la composición original de los fluidos contenidos en el yacimiento y de la temperatura del mismo; a medida que aumenta el contenido de componentes pesados en la mezcla de hidrocarburos, aumenta la posibilidad de encontrar dichos puntos a la temperatura del yacimiento.

Variación del porcentaje de líquido, a medida que disminuye la presión del yacimiento, dependiendo de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de la cercanía de la temperatura del yacimiento a la temperatura crítica de la mezcla, varía de 0 a un valor máximo en yacimientos de gas y condensado y de 100 a un valor mínimo en yacimientos de aceite y gas disuelto.

Propiedades de los fluidos, como la relación de solubilidad, densidad, viscosidad y factores de volumen de las fases líquidas y gaseosa, dependen fundamentalmente del tipo de fluidos que contiene el yacimiento.

En el caso de yacimientos de gran espesor, pueden existir variaciones de la composición del fluido a diferentes profundidades, debido a la estratificación de los fluidos por efectos gravitacionales, siendo en algunas ocasiones necesario caracterizar a los fluidos existentes a varias profundidades.

Basándose en lo anterior y en el comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, se clasifican los yacimientos tomando como base su diagrama de fases, el cual es una gráfica de presión-temperatura, como la mostrada en la figura 14.

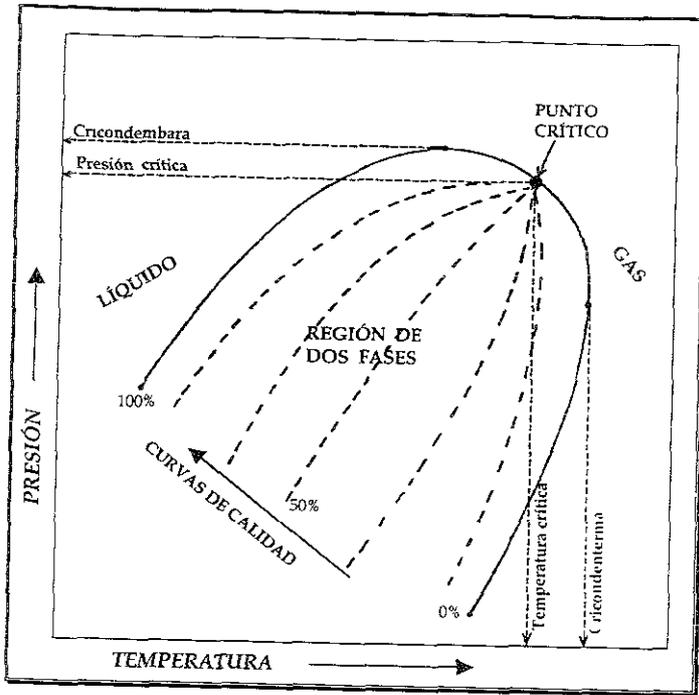


FIG. 1.4. Diagrama de fases típico de una mezcla de hidrocarburos

Este tipo de gráficas presenta los siguientes elementos. La curva llamada envolvente de fases, la cual resulta de unir las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas; dichas curvas se unen en el punto denominado como punto crítico. La envolvente de fases divide al diagrama de fases en tres regiones: la primera, llamada región de líquidos, está situada arriba de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica; la segunda, llamada región de gases, se encuentra abajo de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica; y la última, encerrada por la envolvente de fases a la que se le conoce como región de dos fases; en esta región se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido. Todas estas curvas inciden en el punto crítico. Se distinguen, además, en el diagrama, la cricondenterma y la

cricondembara, que son la temperatura y presión máximas, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Cada mezcla de hidrocarburos tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla; sufriendo modificaciones cuando se altere su composición debido a la extracción de los fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos. A continuación se hace una breve discusión de las consideraciones, expuestas para los yacimientos más frecuentemente mencionados:

Yacimientos de aceite bajosaturado. La figura 1.5, muestra una envolvente de fases para los diferentes tipos de yacimientos de aceite. Ahora bien, si la presión inicial del yacimiento, P_{i1} , es mayor que la presión en el punto de burbujeo, P_b , el yacimiento se denomina bajosaturado. La línea AA', esquematiza el comportamiento que tendrán los fluidos conforme se realice la explotación de éste. Debemos recordar que la explotación de un yacimiento se considera como un proceso isotérmico.

Yacimientos de aceite saturado. Cuando la presión inicial del yacimiento, P_{i2} , es igual a la presión en el punto de burbuja del fluido del yacimiento, éste es llamado saturado, como se muestra en la figura 1.5. Si la presión inicial del yacimiento, P_i (representada por el punto P_{i2}), es menor a la presión de burbujeo de la mezcla confinada en el yacimiento, se tratará de un yacimiento saturado con casquete inicial de gas o, bien, un yacimiento de dos fases; la proporción entre el volumen del casquete y el volumen de la zona de aceite, se tiene aproximadamente a la misma relación que exhiben las curvas de calidad. Las líneas A''A' y BB' representan el comportamiento que tendrán los fluidos en el yacimiento durante la explotación.

Los aceites crudos cubren un amplio rango de propiedades físicas y composición química, esto es importante para poder clasificar a los aceites. En general los crudos son comúnmente clasificados dentro de los siguientes tipos.

1. *Aceite pesado.* Cuando se produce de este tipo de yacimientos se tienen relaciones gas-aceite menores a 200 scf/STB, la densidad API menor a 35° (0.85 gr/cm³), la composición es básicamente de elementos pesados. El líquido producido es oscuro.

2. *Aceite de ligero.* Al producir de este tipo de yacimientos se tienen aceites con las siguientes características: relación gas-aceite entre 200 y 700 scf/STB, densidad API entre 35 y 45° (0.85 - 0.80 gr/cm³), su coloración va de café a verde oscuro.

3. *Aceite de alto-encogimiento.* A este tipo de aceites también se les llama aceites volátiles. El aceite se caracteriza por un alto encogimiento inmediatamente abajo del punto de saturación. Otras propiedades características de los aceites son: relaciones gas-aceite entre 2,000 y 3,500 scf/STB, gravedad específica mayor a 45° API (0.80 gr/cm³), de color grisáceo a naranja.

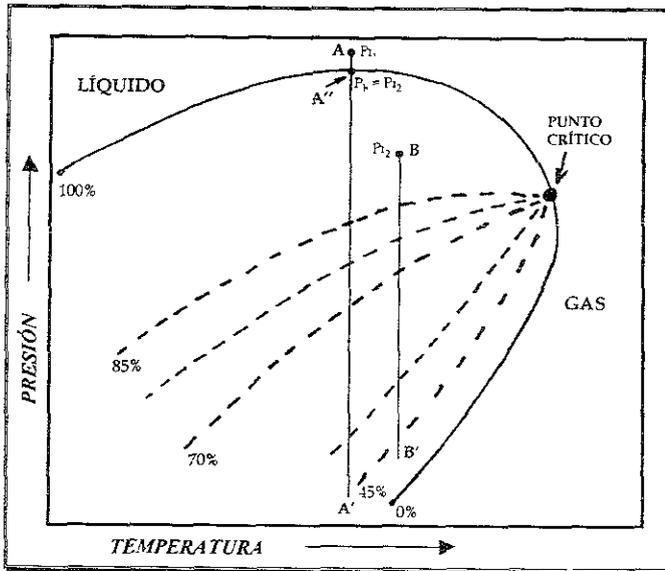


FIG. 1.5. Diagrama de fases para yacimientos de aceite

Gas y condensado. Si la temperatura inicial (T_{ic}) del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de los fluidos, se clasifica como yacimiento de gas y condensado, figura 1.6. Esta figura presenta el diagrama de fases de este tipo de

yacimientos. La línea CC', esquematiza el comportamiento de la mezcla durante el período de explotación. El comportamiento físicoquímico de los fluidos es especial durante el desarrollo del campo, como se puede observar en el diagrama, la presión inicial es mayor a la presión de rocío, por lo que los hidrocarburos se encuentran en una sola fase (vapor), durante la declinación de la presión a través del tiempo de explotación del campo, de la presión inicial a presiones mayores a la de rocío, se tendrá la expansión del gas, conforme la presión decline el vapor se condensará, este proceso de condensación continuará hasta un punto máximo; sin embargo alcanzado este punto el sistema nuevamente comienza a expandirse. Las características de los fluidos producidos son: relaciones gas-aceite entre 8,000 y 70,000 scf/STB, la densidad relativa del condensado es mayor a 50°API, el líquido obtenido es de colores claros.

Gas húmedo. El diagrama de fases se presenta en la figura 1.6, como se puede observar la temperatura se encuentra por arriba de la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. Los fluidos se encuentran en una sola fase dentro del yacimiento, la cual se conservará durante toda su vida productiva debido a que la temperatura es mayor a la cricondenterma; por esta razón, la composición se mantendrá prácticamente constante. Aunque los fluidos remanentes permanecen en fase gaseosa dentro de la estructura, dentro de los pozos entran a la región de dos fases, en virtud de la declinación tanto de la presión como de la temperatura en su recorrido a través de la tubería de producción. En superficie se tendrá producción de gas y líquido condensado, con relaciones gas-aceite entre 60,000 y 100,000 scf/STB, la gravedad específica de los condensados es mayor a 60°API. El comportamiento de la mezcla se representa por la curva AA'

Gas seco. La mezcla de hidrocarburos que existe en el yacimiento se presenta en estado gaseoso, ésta presenta características similares a la de un gas húmedo, pero en su trayectoria dentro de la tubería de producción no entra a la región de dos fases. En la figura 1.6 las condiciones iniciales de estos yacimientos son representadas por el punto B, mientras que su comportamiento es similar al trazado por la curva BB'. Comúnmente

se denominan como yacimientos de gas seco aquéllos con relaciones gas-aceite mayores a 100,000 scf/STB.

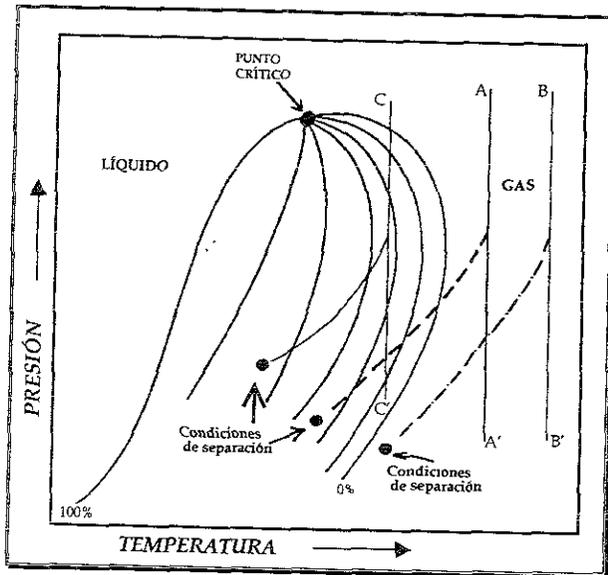


FIG 1.6. Diagrama de fases para yacimientos de gas

1.4. Mecanismos naturales de empuje.

La recuperación de los hidrocarburos se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión que se genera entre los pozos y el yacimiento obliga a que el aceite fluya a éstos. Este movimiento es posible mantenerse sólo si otro fluido ocupa el espacio desocupado por él o la expansión del sistema con sus fluidos remanentes, con lo que de alguna forma se logra una atenuación en la declinación de la presión, la cual hará que siga existiendo el flujo hacia los pozos. Dicho de otra manera, el aceite fluye hacia los pozos debido a que es expulsado por el mecanismo de desplazamiento mencionado. Los principales mecanismos de empuje que generan el proceso de desplazamiento, son:

1. Expansión del sistema roca-fluidos.
2. Entrada de agua al yacimiento.
3. Acumulación de gas disuelto liberado en el yacimiento.
4. Empuje por casquete de gas inicial.
5. Desplazamiento por segregación gravitacional.
6. Combinación de estos mecanismos.

Los mecanismos naturales que se han podido detectar mediante el análisis expuesto en este trabajo, son los tres primeros mecanismos que se citan, quedando los restantes implícitos en ellos. El análisis correspondiente a cada mecanismo de empuje, permite evaluar cuantitativamente su productividad participante en el sistema y, obviamente, la variación de éste a medida que se van presentando otros mecanismos.

Expansión del sistema roca-fluidos. Este proceso de desplazamiento actúa en forma importante en los yacimientos bajosaturados, desde su inicio, y deja de ser significativo cuando se alcanza la presión de saturación. El desplazamiento del aceite se debe a que tanto la roca, el aceite y el agua congénita se expanden, desalojando de esta manera el aceite hacia los pozos. La porosidad y la permeabilidad, como resultado de esta expansión, disminuyen ligeramente. Debido a que las compresibilidades de estos elementos es baja, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. El gas sólo se presenta en la tubería de producción al llegar al nivel en que se alcanza la presión de saturación; por lo que la saturación de aceite prácticamente se mantendrá. La relación gas-aceite producido permanece prácticamente constante durante esta etapa de producción y es igual (en valor numérico) a la relación de solubilidad inicial (R_s).

Entrada de agua al yacimiento. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar, en este caso, atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua que invade al yacimiento desplaza al aceite progresivamente desde las fronteras exteriores hacia los pozos productores. En algunas ocasiones el empuje hidráulico es lo

suficientemente fuerte que llega a mantener la presión o permite sólo un ligero abatimiento de ésta, impidiendo alcanzar la presión de saturación y con ello evitar la liberación del gas disuelto, entonces se podrán tener altas recuperaciones de aceite.

Para que en un yacimiento se presente este mecanismo de desplazamiento, es necesario contar por lo menos con:

- a) Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible y constante al yacimiento.
- b) Una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión del agua.
- c) La invasión puede ser natural (acuífero) o artificial (inyección de agua) En el caso en que la invasión se dé en forma natural, debe existir asociado a la zona productora, un acuífero de volumen considerable, sin barreras entre el aceite y el agua y que las características de difusión del sistema faciliten la entrada del agua. La invasión artificial se verá en el capítulo 3.

Al ser invadida la zona productora por el agua, la saturación de ésta aumentará y en la formación se incrementará la permeabilidad efectiva al agua, por lo que tenderá a fluir, en forma progresiva, junto con el aceite. En términos generales el agua es mejor desplazante que el gas, debido a su mayor viscosidad y densidad, así como por la mayor cantidad de agua que en un momento dado puede aportar un acuífero al yacimiento, llegando en algunas ocasiones, si el tamaño del acuífero es favorable, a mantener la presión; asimismo se acumulará en mayor grado mostrando menos tendencia a fluir que el gas.

La relación gas-aceite producida en yacimientos en los que se presenta este tipo de empuje y si éste es lo suficientemente efectivo, entonces no sufre cambios sustanciales, debido a que, como ya se mencionó, la presión se mantiene y no hay liberación de gas

Acumulación de gas disuelto liberado en el yacimiento. Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite al llegar a la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento será, primordialmente, el generado por el gas que ha sido liberado, pues a pesar de que el agua congénita y la roca seguirán sufriendo una expansión, su efecto sobre la expulsión del aceite puede despreciarse debido a la mayor compresibilidad del gas. Inicialmente el gas no fluye hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas, las cuales al aumentar la liberación (por la declinación de la presión) formarán una fase continua. Posteriormente, la saturación de aceite entonces disminuirá constantemente a causa de la liberación del gas y a su producción. La saturación de gas mínima para que éste comience a fluir se denomina saturación de gas crítica, durante este período en el que la saturación de gas es menor a la crítica, la relación gas-aceite disminuye ligeramente, pues el aceite pierde gas disuelto y el gas liberado no logra llegar a los pozos, pero una vez rebasada esta saturación se incrementará.

En la mayoría de los casos, este tipo de empuje se presenta en yacimientos cerrados o de empuje hidráulico poco activo, por lo que la producción que se tiene de agua es mínima y en ocasiones nula. Las recuperaciones que se obtienen por este mecanismo generalmente son bajas. Si en el yacimiento no se tienen condiciones favorables para la segregación gravitacional, la explotación es totalmente independiente de los ritmos de explotación.

En la figura 1.7 se muestra una comparación de tipo conceptual para los comportamientos de presión contra recuperación de yacimientos de acuerdo con los mecanismos de empuje más comunes.

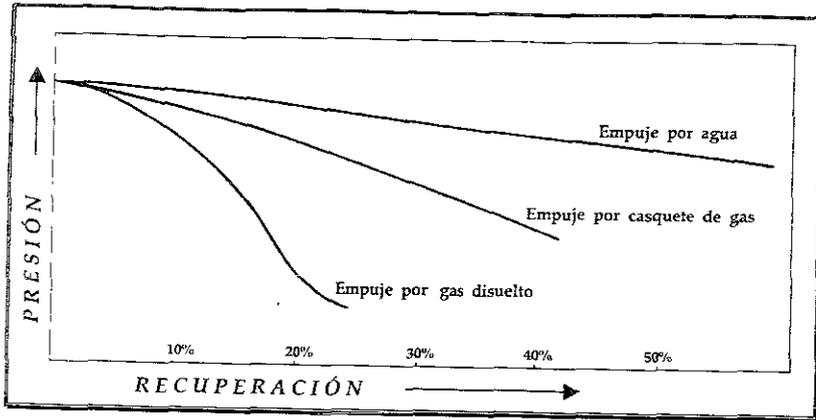


FIG. 1.7. Comparación entre mecanismos de recuperación natural

Empuje por casquete de gas inicial. El empuje por casquete de gas, consiste en una invasión progresiva de gas en la zona de aceite. Para que se presente este mecanismo es necesario:

- a) Que la parte más alta de la estructura contenga una zona de gas libre.
- b) Que se presente un continuo crecimiento de dicha zona.

El crecimiento del casquete gaseoso puede presentarse en forma natural debido a la expansión del volumen al declinar la presión, así como a la liberación del gas disuelto y a la segregación gravitacional (el cual puede haber existido desde el inicio de la explotación o bien haberse formado posteriormente) o mediante la inyección de gas.

Si el volumen de gas libre inicial presente en el yacimiento, es grande, comparado con el volumen original de aceite y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión será ligera; por el contrario, si el volumen del casquete es pequeño en comparación con el volumen del aceite, la declinación de la presión será a un ritmo mucho mayor, permitiendo la liberación del gas disuelto en la zona de aceite.

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de aceite de la zona que aún no ha sido invadida por el gas, reteniéndose, en la parte superior de la estructura el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

Desplazamiento por segregación gravitacional. La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede constituir un eficiente mecanismo de empuje; sin embargo, en ocasiones se le considera como una modificación de los anteriores.

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades; esto contribuye de manera importante en la recuperación del aceite; si por ejemplo, al contar con las condiciones favorables para la segregación gravitacional, la mayor parte del gas liberado fluye hacia la parte superior de la estructura y no hacia los pozos, contribuyendo de esta forma al crecimiento del casquete o bien, a la formación de éste. La recuperación en yacimientos donde se presentan condiciones favorables para la segregación, es sensible a los ritmos de producción. A menores gastos, menor será el gradiente de presión y mayor la segregación.

Los yacimientos presentan condiciones favorables para la segregación de sus fluidos, cuando poseen:

1. Espesores considerables o un alto relieve estructural.
2. Permeabilidades verticales altas.
3. El movimiento de los fluidos no es gobernado totalmente por los gradientes de presión aplicados.

Combinación de mecanismos. La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento puede comportarse al inicio como productor por empuje por gas disuelto; después de un período de producción (una caída de presión), puede formarse un casquete secundario de gas y ser éste el principal mecanismo de empuje, o bien, que se presente una caída de presión en el contacto agua-aceite, si existe un acuífero asociado y comience la invasión de agua, o se presenten ambos mecanismos: empujes por casquete gaseoso y por entrada de agua.

CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

2.1. Análisis del comportamiento presión-producción.

El análisis del comportamiento de los yacimientos, debe realizarse en todas las etapas de explotación de los campos. Un correcto análisis de la información generada es de gran importancia, pues, es a través de dicha información como podemos conocer a los yacimientos e intentar simular el comportamiento de éstos, empleando para ello modelos matemáticos, de manera que nos ayuden a explotar de forma óptima los campos. Además, con un buen análisis validamos la información que será empleada en la etapa de simulación.

El análisis de la historia de presión-producción permite establecer la interrelación inherente que existe entre los comportamientos estáticos y dinámicos del campo. En términos generales, este tipo de análisis se apoya en gran medida en la elaboración de gráficas de presión contra producción (básicamente de aceite y gas, aunque también se construyen gráficas de presión contra producciones de agua). La presión que se emplea para la elaboración de las gráficas es generalmente la presión estática del yacimiento, la cual será referida a un plano denominado plano de referencia del yacimiento (fig. 2.1).

Para que todas las presiones sean referidas al plano, éstas se corrigen empleando los gradientes de densidad generados por los fluidos confinados en el yacimiento. La figura 3.4 muestra de manera esquemática la localización del plano de referencia, al cual se llevará la presión estática del yacimiento considerando la diferencial de presión mencionada.

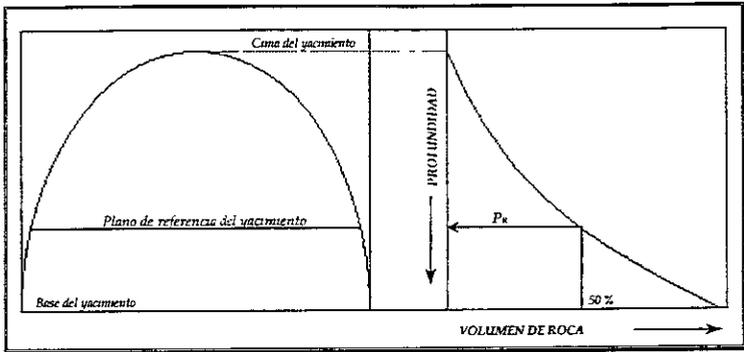


FIG. 2.1. Plano de referencia del yacimiento

No hay que olvidar que para la elaboración del presente trabajo la gráfica de presión (P) contra producción acumulada (N_p), se emplea el logaritmo natural de la presión ($\ln(P)$); siendo esta gráfica, el soporte básico del modelo, figura 2.2.

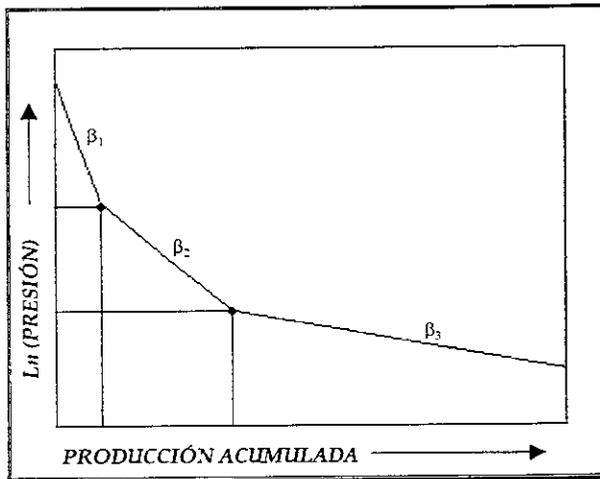


FIG. 2.2. Gráfica de N_p vs. $\ln(P)$

2.1.1. Análisis de la gráfica N_p vs $\ln(P)$.

El método que se presenta en este trabajo, se desarrolló al graficar el logaritmo de la presión contra la producción acumulada de aceite, como se mostró en la figura 2.2, efectuada para varios yacimientos de PEMEX. Al realizar estas gráficas se observaron una o más tendencias lineales en sus comportamientos. A partir de un análisis similar específico para cada uno de estos yacimientos, se ha podido comprobar que dichas tendencias coinciden con el tipo de mecanismo o con la combinación de varios mecanismos que operan durante el correspondiente período.

Esta importante característica permite concluir que todos los mecanismos de empuje adoptan una ley exponencial en su comportamiento presión-producción, de la siguiente forma:

$$P = P_i \times \text{EXP} [\beta (N_p - N_{p_i})] \quad (2.1)$$

La expresión 2.1, representa la ecuación general que gobierna el comportamiento presión-producción de los yacimientos

La derivación de ésta, se obtiene por la tendencia lineal que adoptan los diferentes mecanismos de empuje para cada etapa. Por lo que, para cada mecanismo se puede asumir que:

$$\ln(P) = \ln(P_i) + \beta \Delta N_p \quad (2.2)$$

donde:

β es la pendiente de la recta

ΔN_p incremento en la producción

La ecuación (2.2), puede expresarse como

$$\ln \left(\frac{P}{P_i} \right) = \beta \Delta N_p \quad (2.2a)$$

$$\frac{P}{P_1} = \text{EXP}[\beta \Delta Np] \quad (2.2b)$$

por lo que finalmente tenemos:

$$P = P_1 \text{EXP} [\beta \Delta Np] \quad (2.1)$$

La aparición o receso de cierto mecanismo ocasiona un cambio en la pendiente, adoptando de inmediato otra función de este mismo tipo, en la cual sólo se modifican las constantes P_1 y β , así como los rangos de validez para las variables P y Np .

Por otra parte, se observó que resulta ventajoso graficar la producción acumulada en el eje vertical y los logaritmos de la presión en el eje horizontal (como se ilustra en la figura 2.2) con el fin de definir, en forma conveniente, algunos conceptos importantes como: compresibilidades, productividades y, en general, mecanismos de empuje expresados en volúmenes por unidad de caída de presión.

Ahora bien, en la figura 2.2, puede observarse la existencia de pendientes negativas, lo cual podría ocasionar confusión en cuanto al significado físico del signo negativo. Esto se explica por la variación inversa de la presión respecto a los volúmenes de fluidos extraídos. Lo anterior se resolvió invirtiendo el sentido de la escala de presiones, lo que equivale a considerar la producción acumulada como una función del abatimiento de la presión, es decir:

$$-\text{Ln}\left(\frac{P}{P_1}\right) = -\text{Ln}(P) + \text{Ln}(P_1) = \text{Ln}\left(\frac{P_1}{P}\right) \quad (2.3)$$

Tomando en cuenta la inversión de las escalas y el intercambio de los ejes, llegamos a la siguiente expresión:

$$Np = \beta' * \text{Ln}\left(\frac{P_1}{P}\right) \quad (2.4)$$

donde:

$$\beta' = \frac{1}{\beta} \quad (2.4a)$$

sustituyendo la ecuación (2.3) en la ecuación (2.4), tenemos que:

$$N_p = \beta'' * \text{Ln} \left(\frac{P_1}{P} \right) \quad (2.5)$$

donde:

$$\beta'' = -\beta'$$

Con lo que ahora se puede observar una consistencia en el signo positivo de la pendiente. Su evaluación se realiza de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{N_p}{\text{Ln} \left(\frac{P_1}{P} \right)} \quad (2.6)$$

$$P = P_1 * \text{EXP} \left(-\frac{1}{\beta} N_p \right) \quad (2.7)$$

Evaluación de los mecanismos de empuje.

Como se mencionó en el capítulo anterior, los mecanismos naturales de empuje que se han podido detectar y evaluar mediante este método, son:

- Expansión del sistema roca-fluidos.
- Entrada de agua al yacimiento
- Acumulación de gas liberado en el yacimiento.

Es necesario aclarar que el análisis para la elaboración de este trabajo, ha quedado circunscrito a yacimientos inicialmente bajosaturados. El análisis correspondiente a cada mecanismo de empuje, permite evaluar cuantitativamente su productividad

participante en el sistema y, obviamente, su variación en la medida en que se presentan los otros mecanismos.

El parámetro fundamental que permite cuantificar cada mecanismo de empuje, es la derivada de la ecuación 2.5; evaluada a la presión correspondiente (figura 2.3).

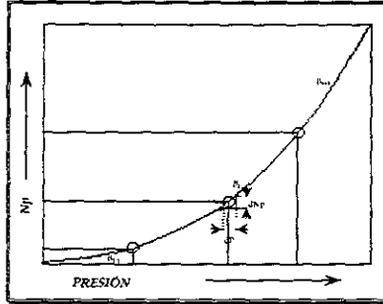


Fig. 2.3. Derivada de la producción acumulada respecto a la presión

$$-\frac{dN_p}{dP} = \frac{d \left[\beta * \ln \left(\frac{P_i}{P} \right) \right]}{dP} \quad (2.8)$$

$$= \beta \frac{\frac{P_i}{P}}{\frac{P_i}{P}} \quad (2.9)$$

$$= -\frac{\beta}{P} \quad (2.10)$$

Por lo tanto

$$\frac{dN_p}{dP} \Big|_{P=P_i} = \frac{\beta}{P_i} \quad (2.11)$$

En cada tendencia exponencial, la derivada de la producción acumulada con respecto a la presión, evaluada al correspondiente nivel de presión, es una medida de su productividad, a la que se le denomina productividad instantánea.

A continuación se hace un análisis particular para cada una de las tendencias lineales que normalmente se presentan durante la explotación de un yacimiento:

Análisis de la primera pendiente.

a) *Productividad.* Partiendo de la premisa de que se trata de yacimientos inicialmente bajosaturados, al inicio el único mecanismo de expulsión de los fluidos que actúa es el de la expansión del aceite, agua congénita y de la roca.

La evaluación de este mecanismo, como ya se mencionó, se efectúa mediante la derivada de N_p respecto a P :

$$\frac{dN_p}{dP} \Big|_{P=P_1} = \frac{\beta_1}{P_1} \quad (2.12)$$

en donde:

$$\beta_1 = \frac{N_{p1}}{\ln\left(\frac{P}{P_1}\right)} \quad (2.13)$$

b) *Balance volumétrico.* Al producir un volumen acumulado de aceite, ΔN_p , el yacimiento experimenta una caída de presión, ΔP . El vaciamiento provocado por esta extracción, $\Delta N_p B_o$, es restituido por la expansión de los fluidos y de la roca, ΔV_o , ΔV_w y ΔV_r (figura 2.4).

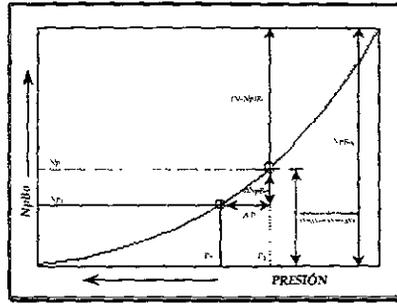


Fig. 2.4. Balance volumétrico.

El balance volumétrico de lo anterior, por caída de presión, puede expresarse como:

$$\frac{\Delta N_p * Bo}{\Delta P} = \frac{\Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \quad (2.14)$$

$$\frac{\Delta N_p * Bo}{\Delta P} = \frac{N(Bo - Bo_i) + \Delta V_w + \Delta V_r}{\Delta P} \quad (2.15)$$

reordenando términos:

$$\frac{1}{N} \left(\frac{\Delta N_p}{\Delta P} \right) = \frac{Bo - Bo_i}{Bo * \Delta P} + \frac{\Delta V_w + \Delta V_r}{N * Bo * \Delta P} = \frac{1}{Bo} \left(\frac{\Delta Bo}{\Delta P} \right) + \frac{(\Delta V_w + V_r)}{N * Bo * \Delta P} \quad (2.16)$$

Si pasamos de incrementos finitos a infinitesimales:

$$\frac{1}{N} \left(\frac{dN_p}{dP} \right) = \frac{1}{Bo} \left(\frac{dBo}{dP} \right) + \frac{1}{NBo} \left[\frac{d(V_w + V_r)}{dP} \right] \quad (2.17)$$

De esta expresión, puede observarse que el primer término del segundo miembro es la compresibilidad del aceite, C_o , en tanto que el último corresponde a las compresibilidades del agua y de la roca, efectivas a la fase aceite, así:

$$\frac{1}{Bo} \left(\frac{dBo}{dP} \right) = C_o \quad (2.18)$$

$$\frac{1}{NB_o} \left[\frac{d(V_w + V_r)}{dP} \right] = \frac{C_w * S_w + C_f}{S_o} \quad (2.19)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.18 y 2.19 en la ecuación 2.17:

$$\frac{1}{N} \left(\frac{dN_p}{dP} \right) = C_o + \frac{C_w * S_w + C_f}{S_o} = \frac{C_o * S_o + C_w * S_w + C_f}{S_o} = C_e \quad (2.20)$$

Por lo que se concluye que la compresibilidad efectiva del sistema es igual al cociente de la derivada de la producción acumulada, respecto a la presión, dividida entre el volumen original de hidrocarburos:

$$C_e = \frac{1}{N} \left[\frac{dN_p}{dP} \right] \quad (2.21)$$

c) *Volumen original de hidrocarburos* La expresión 2.20, constituye una propiedad de singular importancia de la primera tendencia lineal, ya que permite evaluar el volumen original de hidrocarburos, con tan sólo determinar la pendiente β , y la compresibilidad del sistema roca-fluido, esto es

$$N = \frac{1}{C_e} \frac{dN_p}{dP} \quad (2.22)$$

Al sustituir la ecuación 2.12 en la 2.22, se tiene

$$N = \frac{B_1}{P_1 * C_e} \quad (2.23)$$

Esta expresión, permite evaluar, en forma práctica, el volumen original de hidrocarburos en yacimientos inicialmente bajosaturados. Los ensayos efectuados en más de 15 yacimientos, revelan gran consistencia en cuanto al orden de las magnitudes obtenidas, por lo que se consideran confiables.

Análisis de la segunda pendiente.

Para conocer la naturaleza del mecanismo que ocasiona el primer cambio en la pendiente, esto es, el inicio de la segunda pendiente, aquí se recomienda, como criterio general, considerar los siguientes puntos:

a) Con el auxilio de una gráfica de profundidad contra presiones, construida previamente para el yacimiento en estudio, determinar la presión de saturación correspondiente al plano de referencia, P_gL , que llevada a la profundidad de la cima más alta del yacimiento, coincida con su presión de saturación. Lo anterior implica el inicio de la acumulación de la fase gaseosa.

$$P_gL = P_S - 0.1 * (\Delta H * \rho_o @ c.y.) \quad (2.24)$$

donde:

P_S presión de saturación del aceite

$\Delta H = P_R - \text{Cima}$

ρ_o densidad del aceite

P_R Profundidad del plano de referencia

b) Si la presión del yacimiento, correspondiente a este cambio de pendiente, es aproximadamente igual a P_gL , se infiere que el mecanismo que comienza a actuar es debido a la expansión del gas liberado. Asumiremos que: $P_1 \approx P_gL$, y se cumplirá esta ley mientras no aparezca el siguiente mecanismo de empuje.

c) Si la presión es mayor que P_gL , el nuevo mecanismo no puede ser el de la fase gaseosa. En este caso, el cambio se atribuye al inicio de una entrada de agua al yacimiento y de manera similar se supondrá que $P_1 \approx P_{we}$; siendo P_{we} la presión a la cual ha ocurrido la invasión de agua en el yacimiento.

d) La posibilidad faltante no debe presentarse, ya que este trabajo trata el caso en cual se considera al yacimiento inicialmente bajosaturado. Si se presentara esta situación, sólo se podría atribuir a una historia de producción bastante incierta.

Se recuerda que en estos casos conviene graficar en forma amplificada la zona de interés, a fin de apreciar mejor la definición del cambio de pendiente.

El análisis de esta pendiente se lleva a cabo tomando en cuenta los valores de N_p y de P a los que ocurre el cambio.

$$\beta_2 = \frac{(N_{p_2} - N_{p_1})}{\text{Ln} \left(\frac{P_1}{P_2} \right)} \quad (2.25)$$

$$N_p = N_{p_1} + \beta_2 * \text{Ln} \left(\frac{P_1}{P} \right) \quad (2.26)$$

Derivando N_p respecto de P

$$\frac{dN_p}{dP} \approx \frac{\beta_2}{P_x} \quad (2.27)$$

Lo anterior es válido únicamente para los rangos:

$$N_{p_1} \leq N_p \leq N_{p_2} \quad \text{y} \quad P_1 \geq P \geq P_2$$

Análisis de la tercera pendiente.

Después de haber analizado las implicaciones de la segunda pendiente, prácticamente la tercera queda resuelta. Esto es, si la segunda pendiente fue ocasionada por la liberación del gas en solución, la tercera será debida a la entrada de agua y viceversa, si la segunda pendiente fue ocasionada por empuje hidráulico, sólo falta verificar si la tercera pendiente cumple con la condición.

$$P_2 \approx P_g L$$

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

$$\beta_3 = \frac{(N_p - N_{p_2})}{\ln\left(\frac{P_2}{P_3}\right)} \quad (2.28)$$

$$N_p = N_{p_2} + \beta_3 * \ln\left(\frac{P_2}{P_3}\right) \quad (2.29)$$

donde los rangos de validez para N_p y P , son:

$$N_p \geq N_{p_2} \quad \text{y} \quad P \leq P_2$$

Índices de empuje.

Como ya se ha mencionado, el parámetro fundamental que permite evaluar los mecanismos naturales de empuje, es la derivada de la producción acumulada de aceite respecto de la presión.

La acción relativa de cada mecanismo puede variar a través del tiempo de explotación, y es función de la productividad total, así como de los otros mecanismos que actúan (figura 2.5).

Un concepto de gran importancia que se establecerá es el índice instantáneo de empuje, el cual se define como el cociente de la productividad instantánea del empuje en cuestión, entre la productividad instantánea total.

$$IE = \frac{\text{Prod. Inst. Nvo. Mec}}{\text{Prod. Inst. Total}} = \frac{dN_p}{dP_{\text{total}}} = \frac{\beta_1 - \beta_{1-1}}{\beta_1} = \beta_1 - \beta_{1-1} \quad (2.30)$$

a) *Primera pendiente.* En esta etapa sólo actúa la expansión del sistema roca-fluidos.

Productividad instantánea total:

$$\text{ProT} = \frac{dNp}{dP} \Big|_{P=P_1} = \frac{\beta_1}{P_1} \quad (2.31)$$

Productividad instantánea del nuevo mecanismo.

$$\text{ProNM} = \text{ProT} \quad (2.32)$$

Índice instantáneo de empuje:

$$\text{IEO} = \frac{\text{ProNM}}{\text{ProT}} = 1 \quad (2.33)$$

Todo lo anterior, es válido para el rango:

$$P_1 \geq P \geq P_1$$

b) *Segunda pendiente.* Los mecanismos que actúan durante este período son dos: el original y uno adicional, según el caso, éste puede ser ocasionado por acumulación del gas liberado, o bien, por la invasión del acuífero. Si el nuevo mecanismo es ocasionado por la entrada de agua, se tiene:

Productividad instantánea total:

$$\text{ProT} = \frac{dNp}{dP} \Big|_{P=P_2} = \frac{\beta_2}{P_2} \quad (2.34)$$

Productividades instantáneas:

I Sistema inicial roca-fluidos.

$$\text{Pro} = \frac{\beta_1}{P_2} \quad (2.35)$$

II. De la expansión del gas liberado:

$$\text{ProGL} = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{P_2} \quad (2.36)$$

Índices instantáneos de empuje:

I. Sistema inicial roca-fluidos:

$$\text{IEO} = \frac{\beta_1}{\beta_2} \quad (2.37)$$

II. Expansión del gas liberado:

$$\text{IEG} = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{\beta_2} \quad (2.38)$$

III. Índice instantáneo de empuje total:

$$\text{IET} = \frac{\text{Pro} + \text{ProGL}}{\text{ProT}} = \frac{\beta_1 + (\beta_2 - \beta_1)}{\frac{P_2}{\beta_2}} = \frac{\beta_2}{\beta_2} = 1 \quad (2.39)$$

Lo anterior es válido para: $P_1 \geq P \geq P_2$

Si el nuevo mecanismo hubiese sido el empuje hidráulico, las expresiones 2.36 y 2.38 quedarían de la forma:

$$\text{ProWe} = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{P_2} \quad (2.36a)$$

$$\text{IEWe} = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{\beta_2} \quad (2.38a)$$

c) *Tercera pendiente.* Los mecanismos que actúan desde el inicio son tres:

Productividad total instantánea

I. Total:

$$\text{ProT} = \frac{dNp}{dP} = \beta_3 \quad (2.41)$$

II. Sistema inicial roca-fluidos:

$$\text{Pro} = \frac{\beta_1}{P_3} \quad (2.42)$$

III. Expansión del gas liberado:

$$\text{ProGL} = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{P_3} \quad (2.43)$$

IV. Entrada de agua:

$$\text{ProWe} = \frac{(\beta_3 - \beta_2)}{P_3} \quad (2.44)$$

Índices instantáneos de empuje

I. Sistema inicial roca-fluidos.

$$\text{IEO} = \frac{\beta_1}{\beta_3} \quad (2.45)$$

II. Expansión del gas liberado

$$\text{IEG} = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{\beta_3} \quad (2.46)$$

III. Entrada de agua:

$$\text{IEWe} = \frac{(\beta_3 - \beta_2)}{\beta_3} \quad (2.47)$$

IV. Índice instantáneo de empuje total:

$$IET = \frac{Pro + ProGL + ProWe}{ProT} = \frac{\beta_1 + (\beta_2 - \beta_1) + (\beta_3 - \beta_2)}{\frac{P_3}{\beta_2} - \frac{P_1}{\beta_2}} = \frac{\beta_3}{\beta_2} = 1 \quad (2.48)$$

V. Volumen de entrada de agua:

$$We = We_2 + (Np - Np_2) * (IEWe) (\beta_o) \quad (2.49)$$

donde:

$$We_2 = (Np_2 - Np_1) * (IEWe_1) * \beta_o$$

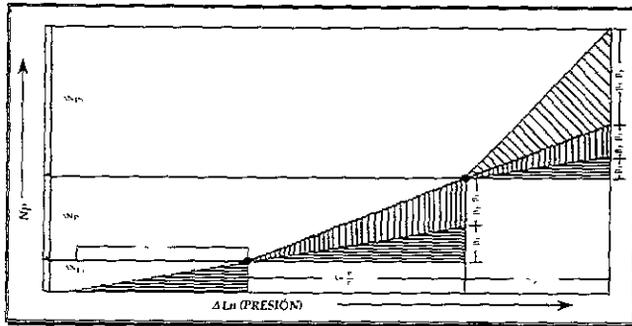


FIG. 2.5. Producción acumulativa vs. Ln(P)

2.2. Análisis del avance de los contactos.

2.2.1. Contacto agua-aceite.

La entrada natural de agua puede presentarse en un yacimiento, bajo la influencia de la expansión volumétrica de un acuífero asociado a la formación almacenadora, el cual puede estar conectado por flujo hidráulico proveniente de la infiltración de agua a través de algún afloramiento de la formación. El comportamiento de la presión de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción, por lo que es fundamental determinar la magnitud de dicha entrada de agua. Esta determinación

puede obtenerse por métodos diversos, a partir de los datos recopilados de la historia de producción del yacimiento

Para que ocurra la entrada de agua al yacimiento es necesario, por supuesto, que exista adyacente al yacimiento un acuífero capaz de facilitar la invasión de la zona productora. El abatimiento de presión provocado en el yacimiento por la extracción de los hidrocarburos, es transmitido al acuífero permitiendo que tanto la roca como los fluidos contenidos en ella se expandan, impulsando hacia el yacimiento el agua contenida en el acuífero. Este abatimiento debe ser tal que el agua pueda fluir hacia la zona productora, pues mientras no exista esta caída de presión en la frontera yacimiento-acuífero (contacto agua-aceite), no habrá invasión de agua, aun cuando la presión media del yacimiento presente abatimientos considerables.

Algunos yacimientos presentan acumulaciones de aceites asfálticos en la parte más baja de éste (base del yacimiento), formando barreras prácticamente impermeables, que impiden la invasión del acuífero al yacimiento hasta que se genera un fuerte abatimiento de presión en dicha zona, permitiendo así la infiltración y con ella, la evidencia de dicho empuje

Para detectar la presencia y predicción de este mecanismo, es necesario recabar información representativa y con la mayor precisión para poder determinar con mayor exactitud las saturaciones residuales de hidrocarburos en la zona productora, pues estas saturaciones constituyen un parámetro de gran importancia en el comportamiento de los contactos. Dichas saturaciones pueden determinarse de manera experimental en laboratorio, simulando las condiciones de desplazamiento en el yacimiento; ahora bien, si no se dispone de núcleos sobre los cuales se realicen las pruebas, las saturaciones pueden ser determinadas mediante correlaciones o bien, por analogía con otras formaciones conocidas de características similares

Si bien es cierto que esta información es importante, no es la única que se necesita para determinar el avance de los contactos. Dentro de la información que es necesario conocer, tenemos:

- I. *Datos de los fluidos y propiedades de la formación.* Variación del factor de volumen del aceite respecto de la presión; compresibilidades del aceite y del agua de formación.
- II. *Datos sobre la historia del comportamiento del yacimiento.* Producciones de aceite, agua y gas; relacionadas con las presiones y el tiempo de explotación.
- III. *Datos geológicos.* Volumen original de aceite, saturación de agua congénita, porosidad, posición inicial del contacto agua-aceite y la relación del volumen de roca contra la profundidad a partir del contacto agua-aceite inicial. En algunas ocasiones, cuando la saturación de agua congénita y la porosidad varían en forma considerable, se realiza una distribución en el yacimiento a fin de tomar en cuenta dichas variaciones en la predicción. La eficiencia de desplazamiento es un factor importante, pues con él podremos estimar a partir de volúmenes de roca invadidos por el agua, la producción de fluidos que podemos esperar. La eficiencia del desplazamiento se determina a partir de los volúmenes de roca invadidos durante la historia de producción del yacimiento. Para los fines de este trabajo se considerará que tanto la saturación de agua congénita como la porosidad, no variarán y serán las mismas en cualquier punto del yacimiento; es decir, se usarán valores promedio.

Para poder predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario conocer la magnitud del mismo. La predicción comprende la estimación del desplazamiento del contacto. Este avance del contacto se refiere al cambio brusco de saturación alta de agua que existe en el frente de invasión de agua. Como el desplazamiento de los hidrocarburos no es total, deben estimarse, previamente, como ya se ha mencionado, las saturaciones residuales en las zonas de invasión, cuyo

valor dependerá de las características de la roca, de la actividad del acuífero, así como de la eficiencia con que se efectúa el desplazamiento.

Las recuperaciones en yacimientos con este tipo de empuje son muy sensibles los ritmos de extracción bajo los cuales se explote el campo. Se ha demostrado, mediante pruebas de laboratorio, que generalmente las recuperaciones de aceite aumentan si la invasión se da en presencia de una fase gaseosa. Por esta razón es aconsejable el desarrollo de este tipo de gráficas (ver figura 1.7).

Las principales características del proceso de recuperación por empuje hidráulico natural, son:

- a) El volumen del yacimiento se reduce constantemente debido a la invasión del agua. Dicha invasión es una fuente de energía adicional propia del yacimiento
- b) La presión en el contacto está directamente relacionada con el ritmo de invasión, así como con el ritmo de vaciamiento del yacimiento, es decir, cuando el vaciamiento del yacimiento es mínimo, la disminución en la presión es igualmente pequeña y, viceversa, cuando la invasión es grande la presión se incrementa
- c) La migración de los fluidos se acentúa en dirección a la cima del yacimiento
- d) Conforme la invasión de agua aumenta la producción de ésta aumentará, y eventualmente los pozos serán invadidos por el agua.
- e) Bajo condiciones favorables, las recuperaciones son altas.

Determinación de la entrada de agua al yacimiento.

Como se ha mencionado la entrada de agua que ocurre en un yacimiento se da como resultado de un abatimiento en la presión en el contacto agua-aceite

En primer, lugar es necesario determinar una relación y de ser posible, una ecuación que nos represente la entrada de agua. En general la ecuación puede ser del tipo:

$$W_e = W_e(P, t) \quad (2.50)$$

donde:

P presión en el contacto

t tiempo de explotación

Para simplificar la conceptualización de este proceso, asumiremos el tipo más simple de invasión al yacimiento, es decir, un acuífero en condiciones de régimen permanente, donde la entrada de agua es directamente proporcional al abatimiento de la presión, esto es:

$$dW_e \propto dP \quad (2.51)$$

Esto implica que en alguna parte del acuífero la presión inicial se mantiene constante y que el flujo hacia el yacimiento será conforme a la ley de Darcy, proporcional a la presión diferencial, suponiendo que tanto la viscosidad, la permeabilidad y la geometría del acuífero se mantengan constantes:

$$\frac{dW_e}{dt} = k(P_i - P) \quad (2.52)$$

donde k es la constante de entrada de agua, expresada en unidades de gasto por caída de presión. Si k es determinada, es posible entonces poder determinar la entrada acumulativa de agua, W_e .

Integrando la ecuación (2.52):

$$W_e = k \int_0^t (P_i - P) dt \quad (2.52a)$$

la cual representa la ecuación de Shilthuis, en la cual se considera a P_i como la presión inicial en el contacto y P la presión en la frontera interna del acuífero.

Si durante cualquier período de considerable magnitud, la producción y la presión del yacimiento permanecen prácticamente constantes, es obvio que la relación volumétrica de producción, o bien, relación de vaciamiento, será igual a la relación de invasión al yacimiento, pudiéndose expresar, como:

$$\frac{dW_e}{dP} = \left[\begin{array}{l} \text{Relación volumétrica de} \\ \text{vaciamiento del aceite} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Relación volumétrica de} \\ \text{vaciamiento del gas libre} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Relación volumétrica} \\ \text{de vaciamiento de agua} \end{array} \right] \quad (2.53)$$

o bien:

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{dN_p}{dt} B_o + \frac{dN_p}{dt} (R_p - R_s) B_g - \frac{dW_p}{dt} B_w \quad (2.53a)$$

donde:

$\frac{dN_p}{dt}$ variación de la producción de aceite respecto al tiempo

$\frac{dN_p}{dt} (R_p - R_s) B_g$ variación de la producción de gas disuelto liberado respecto al tiempo.

$\frac{dW_p}{dt}$ variación de la producción de agua respecto al tiempo.

Otra ecuación empleada para determinar la entrada de agua al yacimiento, es la propuesta por Hurst:

$$W_e = c \int_0^t \frac{(P_i - P)}{\log(at)} dt \quad (2.54)$$

Esta ecuación considera en cierta forma el incremento gradual del radio de drenaje del acuífero, mediante la introducción en el denominador de la ecuación (2.52a), el logaritmo de una constante por el tiempo.

Van Everdingen y Hurst, resolvieron la ecuación de difusividad para varias condiciones en la frontera y combinaron los resultados con la ecuación de Darcy; formulando una expresión analítica que representa el comportamiento de los acuíferos con flujo en régimen variable. La ecuación propuesta es:

$$We = B \sum_0^t \bar{Q}(t) \Delta P \quad (2.55)$$

donde:

$$B = \frac{2\pi\phi C_e R_w^2 h}{5.615} \quad (2.55a)$$

$Q(t)$ es la entrada de agua adimensional que es función del tiempo.

L.T. Stanley, desarrolló un método similar mediante la ecuación:

$$We = C \sum_0^t \Delta P(t)^\alpha \quad (2.56)$$

donde α toma valores de 0.8 para flujo radial y de 0.5 para flujo lineal.

La forma de determinar la entrada de agua al yacimiento para el modelo Meyvo2000, se realizó con base en la gráfica de $\ln(P)$ vs. N_p , mediante el siguiente análisis: como podemos ver en la gráfica de la figura 2.2, que como ya se mencionó, cuando comienza a actuar un nuevo mecanismo de empuje sigue actuando él o los anteriores mecanismos, según la presión a la cual se encuentre el yacimiento.

Supongamos que en primera instancia el mecanismo que comienza a actuar al ocurrir el primer cambio en la pendiente es la entrada de agua, aun cuando el impacto de este nuevo mecanismo es importante, el mecanismo original no deja de actuar; esto se ve en la figura 2.5 representado por la zona sombreada con líneas horizontales. El área bajo la recta representa el volumen de aceite producido por el empuje del agua (Np_{we}). Si este volumen es llevado a una gráfica, como la que se muestra en la figura 2.6, podremos determinar el volumen de roca que ha sido invadido por el agua y por consiguiente, la colocación del contacto agua-aceite. Para poder valernos de este artificio es muy importante tomar en cuenta las propiedades petrofísicas del yacimiento, las saturaciones residuales, así como la eficiencia de desplazamiento, a fin de tener una mejor aproximación en cuanto a los cálculos. La eficiencia de desplazamiento es un término empleado para describir la efectividad con la que el fluido desplazante desaloja a los fluidos del yacimiento; para este caso se empleará la eficiencia de desplazamiento del agua.

La expresión que define la entrada de agua por este método, es la que se presentó en la sección 2.1, a través de la ecuación 2.49, la cual es una función de los índices de empuje de la entrada de agua en cada una de las tendencias exponenciales y los correspondientes vaciamientos que experimenta el yacimiento.

Para la tercera pendiente:

$$We_2 = (N_p - N_{p2}) * IEWe * (Bo) \quad (2.57)$$

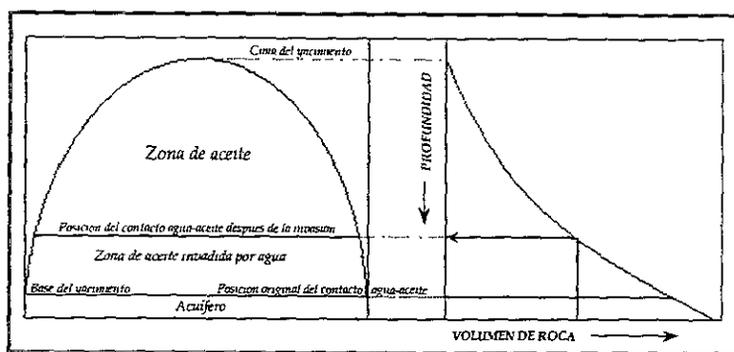


FIG. 2.6. Gráfica volumen vs. roca, para determinar el avance del contacto agua-aceite

2.2.2. Contacto gas-aceite.

Durante la explotación de los yacimientos, como ya se ha mencionado, la producción de éstos es debida a la acción de diversos mecanismos, ya sean naturales o artificiales. Otro de los mecanismos naturales, que puede presentarse en un yacimiento es la expansión de un casquete de gas; ya sea inicial del yacimiento o bien, secundario, generado por el gas disuelto liberado, debido a la explotación del mismo

El conocimiento del comportamiento de los yacimientos nos permite en un momento dado, definir los mecanismos predominantes y decidir el proceso artificial más eficiente para su explotación, a fin de regular el avance de los contactos con el propósito de obtener un barrido más uniforme en el yacimiento, evitando el entrampamiento del aceite, así como la conificación tanto de agua como de gas, en los pozos. Finalmente este proceso ayudará a mantener la presión del yacimiento para alcanzar el objetivo fundamental: una mayor recuperación de hidrocarburos.

Cuando un yacimiento ha alcanzado la presión de saturación, o bien, se encuentra por debajo de ésta, comienza la liberación del gas que se encuentra disuelto en el aceite, esta liberación puede llegar a ser tal que forme un casquete secundario de gas en la parte más alta del yacimiento. Cuando en un yacimiento se presenta este tipo de mecanismo,

o bien, una entrada de agua, es indispensable la conservación de la energía adicional y de la propia del yacimiento. Una vez formado el casquete de gas; el aceite está saturado y el mecanismo de expansión del sistema roca-fluidos cobra menor importancia.

La eficiencia de desplazamiento por la expansión del gas, es altamente sensible al gasto de producción, siendo éste el principal regulador del comportamiento del casquete, por lo que la recuperación debida a este mecanismo disminuirá si se produjese gas del casquete, pues este gas no contribuirá al desplazamiento del aceite. En la figura 2.7, se aprecian los resultados obtenidos de la recuperación de aceite por el desplazamiento debido a la expansión del casquete de gas a diferentes ritmos de producción y presiones de desplazamiento

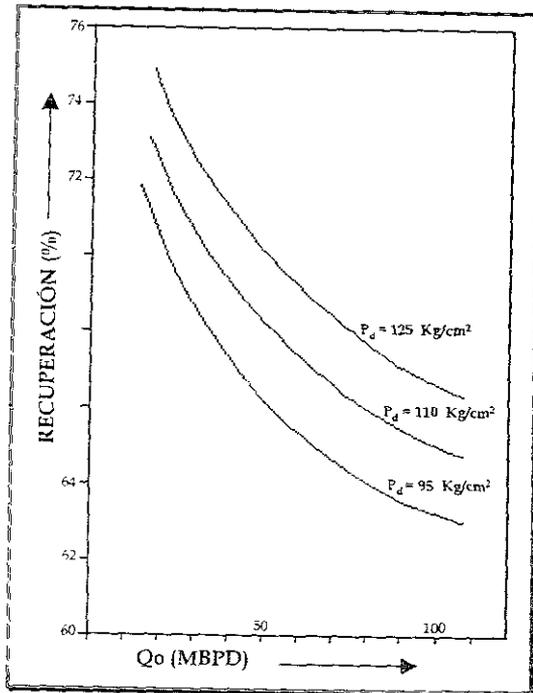


FIG. 2.7. Variación de la recuperación por expansión del casquete de gas

Conforme la presión del yacimiento disminuye la expansión de la capa de gas provoca el desplazamiento del aceite hacia la parte inferior de la estructura. Una forma

de poder identificar este fenómeno, es a través del incremento de la relación gas-aceite de los pozos que han sido terminados a mayor profundidad. Este mecanismo es más eficiente en yacimientos que presentan un alto relieve estructural, pues se presenta la componente vertical de los fluidos debido a la gravedad, gracias a la cual ocurre la segregación gravitacional.

La recuperación en estos yacimientos mejora, si:

- El casquete de gas es de un tamaño considerable.
- Se tienen formaciones uniformes y continuas, pues con ello se reduce la canalización del gas que se expande.
- Se tienen buenas características de segregación gravitacional; esto implica principalmente: alto relieve estructural, viscosidad baja del aceite y altas permeabilidades.

Se ha mencionado que como consecuencia del abatimiento de presión, se presenta la liberación del gas que se encuentra disuelto en el aceite. Es importante resaltar que para el caso de yacimientos de aceite volátil, la liberación del gas cobra una mayor importancia; debido a que, si el ritmo de explotación no es el óptimo, el gas liberado, arrastrará consigo a componentes intermedios (los cuales económicamente son los más valiosos). Esto es, para crudos cuyo gas en solución esté compuesto básicamente de metano y propano, el proceso de separación no tiene la importancia que para el caso de yacimientos de aceite volátil, ya que el gas de dichos aceites contiene una alta proporción de hidrocarburos intermedios (principalmente propanos, butanos y pentanos).

Uno de los parámetros, que nos indica que en el yacimiento se está liberando el gas, es el incremento tanto de la gravedad específica del gas y la relación gas-aceite (RGA) producidos.

Partiendo de la consideración de que la presente tesis considera yacimientos inicialmente bajosaturados; la determinación de la cantidad de gas que será liberado, y

que a su vez, será el agente desplazante; deberá realizarse de manera que nos indique la aportación de éste, así como la determinación de la cantidad de roca que será invadida por el gas.

El modelo que se presenta, realiza una evaluación de ambos parámetros. Como se vio, en la sección anterior de este capítulo, la aportación del casquete gaseoso se puede determinar como una función de las pendientes observadas en la gráfica $\ln(P)$ vs N_p , según las condiciones a las cuales se encuentre el yacimiento. Mientras que el avance del contacto gas-aceite, es determinado de la misma forma en que se determinó el avance del contacto agua-aceite (figura 2.8).

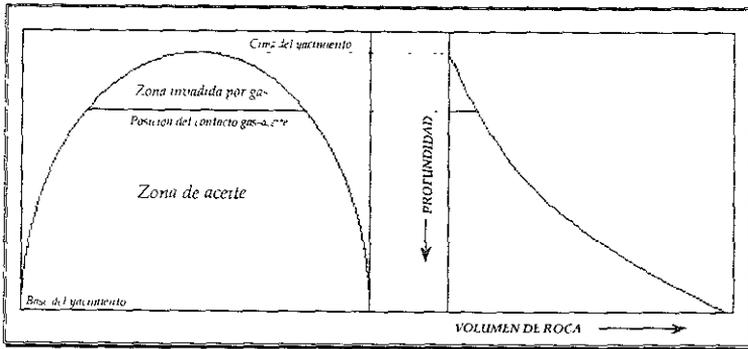


FIG. 2.8. Avance del contacto gas-aceite

CAPÍTULO 3. OPCIONES DE EXPLOTACIÓN

La extracción de los hidrocarburos, ya sea por energía propia del yacimiento, con el auxilio de sistemas artificiales de producción, o bien, por procesos de recuperación secundaria (inyección de agua o gas), es una tarea sumamente importante para la industria petrolera. Es por ello que, cuando se ha tomado la decisión de implantar un sistema artificial de producción o un proceso de recuperación secundaria, es de vital importancia que se optimice dicho sistema, para obtener de él una alta eficiencia y bajos costos de operación y mantenimiento.

3.1. *Cursos de capacidad de producción.*

Para una mejor concepción del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es necesario comprender muy bien la interrelación de los factores que determinan el comportamiento del flujo en medios porosos, esto es básico para el uso de los simuladores y demás técnicas empleadas para ajustar el comportamiento histórico y predecir el futuro de los yacimientos.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos a los pozos. Esta capacidad depende de diversos factores, tales como: las características de la roca y el tipo de fluidos almacenados, el o los mecanismos que se encuentren actuando, la presión, la permeabilidad, etc.

La determinación de la capacidad de producción de los pozos, implica, además de considerar al sistema en conjunto, un conocimiento adecuado del yacimiento, las propiedades de sus fluidos, la declinación de la presión, la variación de la saturación, así como de las permeabilidades relativas y el tipo y severidad del daño a la formación, entre otros aspectos.

Esta información permite determinar las restricciones y la capacidad de producción que ofrece el yacimiento. Si los pozos no producen en forma satisfactoria, los factores que ocasionan este problema de baja productividad, pueden ser varios, pero invariablemente, estos problemas se originan en el yacimiento por las características de la roca y el tipo de fluidos contenidos en éste.

Los problemas que en términos generales presenta la formación, se refieren a sus propiedades petrofísicas; baja permeabilidad, porosidad, presión, depósitos orgánicos e inorgánicos, grado de consolidación de la formación, etc. La solución de estos problemas (si es que tienen solución), depende de la naturaleza de éste. Por otra parte, los problemas que generalmente están asociados a los fluidos, son: alta viscosidad del aceite, densidad y tensión interfacial. La liberación del gas y su expansión, así como la entrada de agua, son factores que afectan directamente el flujo de los hidrocarburos al pozo. Una alta viscosidad reduce la movilidad del aceite, por lo que si se desea recuperar este aceite, será necesario incrementar la temperatura en las vecindades del pozo. La viscosidad del aceite se incrementa en función directa de la cantidad de gas que éste libere; por esta razón, es importante determinar la profundidad de los disparos de los pozos, o bien tener un buen control sobre la producción que sea extraída del yacimiento, mediante el uso de estranguladores. La presencia de agua en el yacimiento puede representar un severo problema, pues en un momento dado la producción de aceite disminuye debido principalmente a que el agua tiene una mayor movilidad que el aceite, además de reducir la saturación de aceite. Debemos recordar también que los costos se incrementan si se producen altos porcentajes de agua, por los tratamientos que se requieren para la separación del aceite y el agua.

Para determinar si un campo produce en forma apropiada, es necesario investigar si la producción de cada uno de sus pozos es la esperada. La capacidad de producción de un pozo es el gasto máximo que aportaría si estuviese produciendo bajo condiciones óptimas de flujo.

La figura 3.1 muestra curvas típicas que representan el comportamiento de flujo de los pozos al graficar el gasto de aceite (Q_o) vs. la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para un diámetro de estrangulador determinado. El potencial del campo se determinó a partir del potencial de cada uno de los pozos del campo.

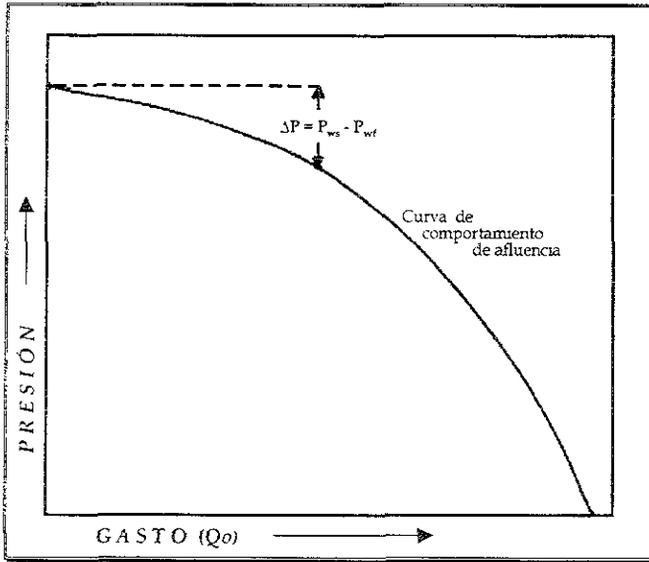


Fig. 3.1. Comportamiento típico de flujo de un pozo

Las curvas de capacidad de producción de los pozos son gráficas en las que se puede observar el comportamiento del gasto de aceite contra la presión de fondo fluyendo

Otras gráficas que son importantes para la elaboración de las curvas de capacidad de producción del campo, son las gráficas en las cuales se muestra el comportamiento del flujo a lo largo de la tubería de producción (figura 3.2). El comportamiento del flujo a través de la TP depende de: el diámetro de ésta, las características de las instalaciones superficiales (diámetro del estrangulador, presión de separación), la profundidad del intervalo disparado, temperatura del yacimiento, el estado mecánico del pozo incluyendo su desviación y del tipo de fluidos producidos y de roca.

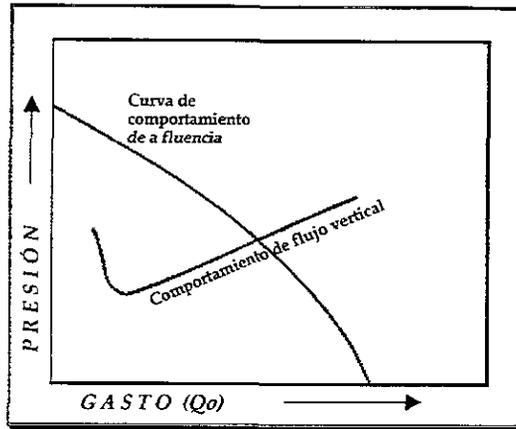


Fig. 3.2. Comportamiento del flujo a través de la TP, para valores específicos de: diámetro de estrangulador, TP, profundidad del pozo, P_{ws}

La elaboración de estas gráficas implica forzosamente considerar el comportamiento multifásico de la mezcla, siendo ésta una labor que la gente de ingeniería de producción se encarga de desarrollar. El flujo multifásico de las mezclas es un tema bastante amplio, y no es el objetivo tratarlo en el presente trabajo, por lo que solo se mencionará como una parte de la cual ha sido extraída la información para construir este tipo de gráficas.

Una vez que se tienen ambas gráficas, es posible determinar otra gráfica, que sea representativa del flujo en función de la presión del yacimiento (fig. 3.3). El modelo MEYVO7 maneja, además de la opción de explotación por agotamiento natural, la posibilidad de simular la recuperación de hidrocarburos empleando métodos de recuperación secundaria o, bien, bajo la implantación de sistemas artificiales de producción (bombeo neumático, mecánico, hidráulico o eléctrico); esto es posible, pues el programa es capaz de manejar dos curvas de capacidad de producción, siendo la primera curva la que representa las condiciones actuales de capacidad de los pozos, y la segunda curva de capacidad, aquélla que haya sido obtenida mediante modelos de flujo multifásico, empleando cualquiera de los sistemas artificiales de producción. Para que el programa simule el comportamiento que se tendrá en el yacimiento al ser implantado

un sistema artificial en los pozos, bastará con indicar el período en el cual se desea que comience a actuar la segunda curva de capacidad.

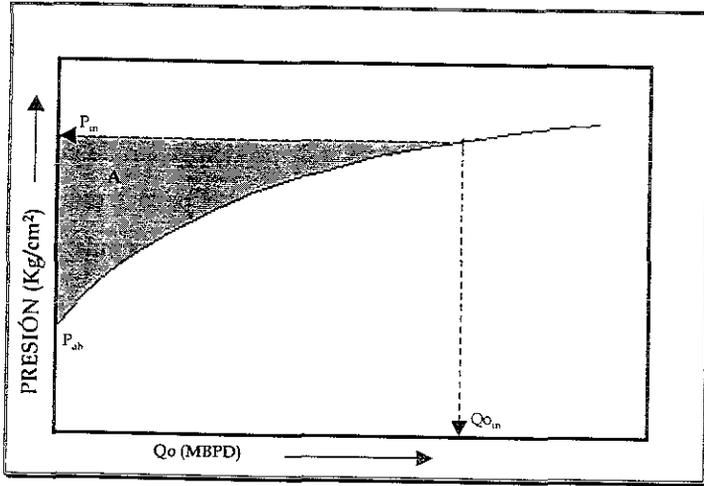


Fig. 3.3. Curva de capacidad de producción por pozo

Como se puede observar, a mayor presión estática, el yacimiento aporta un gasto mayor. Esto es importante, pues podemos ver en qué momento la producción por agotamiento natural deja de ser costeaible, y es posible determinar qué método, implantar ya sea recuperación secundaria (inyección de agua y/o gas) para obtener del campo una mayor recuperación.

A estas curvas, es necesario realizarle dos tipos de correcciones la primera por plano de referencia y la segunda por IPR (el orden es indistinto). La primera se refiere a que la presión estática del yacimiento debe estar referida a dicho plano, tomado en cuenta el gradiente generado por los fluidos mediante:

$$P_{sc} = P_s + (H_{\text{plano referencia}} - H_{\text{intervalo disparado}}) * \rho_{oy}/10 \quad \text{Si el intervalo disparado está por encima de los disparos.} \quad (3.1)$$

$$P_{sc} = P_s - (H_{\text{intervalo disparado}} - H_{\text{plano referencia}}) * \rho_{oy}/10 \quad \text{Si el intervalo disparado está por debajo de los disparos.} \quad (3.2)$$

donde:

P_s Presión estática al punto medio de los disparos.

P_{sc} Presión estática del yacimiento referida al plano de referencia.

ρ_{oy} Densidad del aceite a condiciones del yacimiento

En la figura 3.4, podemos observar, en los pozos 1 y 4, para llevar la presión al plano de referencia es necesario restar la caída de presión generada por la columna del aceite contenido en el yacimiento; por el contrario para el pozo 2, esta caída de presión se debe sumar; finalmente, para el pozo 3, la caída de presión es nula, pues su intervalo disparado coincide con la profundidad del plano de referencia.

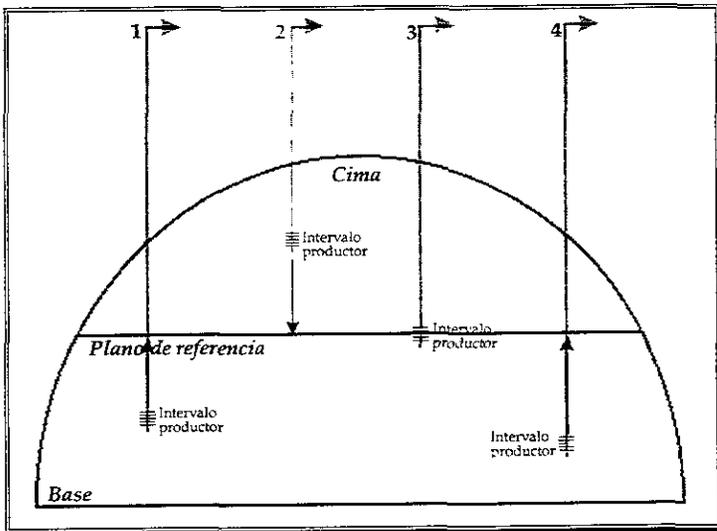


Fig. 3.4. Presión estática del yacimiento al plano de referencia

La segunda corrección que se debe realizar a las curvas de capacidad de producción, que el modelo maneja, es por IPR, mediante la siguiente relación:

$$IPR = \frac{Q_c}{P_{ws} - P_w} \quad (3.3)$$

de donde:

$$P_{ws1} = P_{w1} + \frac{Q_c}{IPR} \quad (3.4)$$

por lo que la presión media del yacimiento será:

$$P_{ws} = P_{ws1} + (PR - ID) * \rho_{yo}/10 \quad (3.5)$$

donde:

PR Profundidad del plano de referencia

ID Intervalo disparado

3.2. Perforación de pozos futuros.

El modelo tiene la opción de considerar un programa de pozos adicionales, incluyendo las fechas (o períodos) a las cuales cada pozo entrará en producción

Al planear el desarrollo de los yacimientos, es común hablar del número óptimo de pozos. Este término no es, como se pudiera llegar a creer, un número mágico que caracterice a cada yacimiento como una función única de la productividad de sus pozos y de la potencialidad de sus reservas.

Un número adecuado de pozos para explotar un yacimiento, en la mayoría de los casos depende de circunstancias económicas, operativas o políticas, ajenas al yacimiento, como.

- * Requerimientos de ciertas cuotas de producción
- * Capacidad de manejo de la producción
- * Precios de hidrocarburos
- * Costo total por pozo a perforar
- * Oportunidad de realización de la perforación de los pozos

En términos generales, el número de pozos necesarios para el desarrollo integral de un campo, se obtiene en función de la productividad de los pozos, la magnitud de sus reservas, su extensión areal y del tiempo en el cual se desea explotar, sin perder de vista la eficiencia de recuperación final de los hidrocarburos.

En los yacimientos cuya permeabilidad es media o baja, es muy importante determinar el espaciamiento óptimo entre cada uno de los pozos, tomando en cuenta que las condiciones no son necesariamente homogéneas en el yacimiento. Este espaciamiento corresponde al número mínimo de pozos que permite recuperar todos los hidrocarburos desplazables.

Por otra parte, en yacimientos de alta permeabilidad, el espaciamiento, pierde validez práctica, ya que teóricamente un sólo pozo sería capaz de extraer todos los hidrocarburos desplazables contenidos en el yacimiento, aunque esto implique tiempos extremadamente grandes.

De aquí surge la necesidad de considerar otros parámetros ajenos al yacimiento y que son importantes en el número de pozos requeridos para satisfacer un determinado objetivo, como puede ser:

- * Producción esperada
- * Capacidad de manejo
- * Vida de las instalaciones
- * Costo de la perforación de un pozo, etc.

Para el desarrollo de los modelos MEYVO, se tomaron en cuenta únicamente, la producción esperada, el precio del aceite y el costo total del pozo, los cuales son considerados como los de mayor importancia en un proceso de evaluación económica.

No importa cuáles sean los factores que intervengan en la determinación del número de pozos adecuado para llevar a cabo la explotación de un yacimiento, se tendrá que analizar la factibilidad técnica y económica de realizar la perforación de los pozos programados.

Para efectuar el análisis que se presenta, es necesario contar con una definición confiable del yacimiento en cuanto a su comportamiento presión-producción, así como

de la productividad de sus pozos, es decir, la variación del gasto en función de la presión del yacimiento.

Para determinar el número de pozos adicionales que se pueden incorporar, se empleó un algoritmo para determinar el límite hasta el cual resulta rentable perforar el último pozo adicional

El procedimiento que se empleó para determinar el límite hasta el cual la producción de un pozo adicional perforado garantiza amortizar su inversión, se basa en el comportamiento de la capacidad de producción de los pozos contra la presión estática del yacimiento (figura 3.3)

De esta figura puede observarse que un pozo que inicia su producción cuando la presión tiene un valor, P_{in} , con un gasto $Q_{o_{in}}$, el cual declina hasta alcanzar la presión de abandono, esto es, cuando el pozo deja prácticamente de producir. El área del triángulo, A , es proporcional a la producción incremental, N_p , que es capaz de acumular el pozo, esto es:

$$A = \frac{1}{2} Q_{o_{in}} (P_{in} - P_{ab}) \quad (3.6)$$

donde:

- A es proporcional a N_p , ya que la caída de presión es una función del tiempo
- $Q_{o_{in}}$ Gato de aceite inicial.
- P_{in} Presión inicial
- P_{ab} Presión de abandono

En la figura 3.5, se muestra el comportamiento de la presión en función del tiempo para la etapa final de producción. La producción del pozo inicia en el tiempo T_{in} y deja de fluir al tiempo T_{ab}

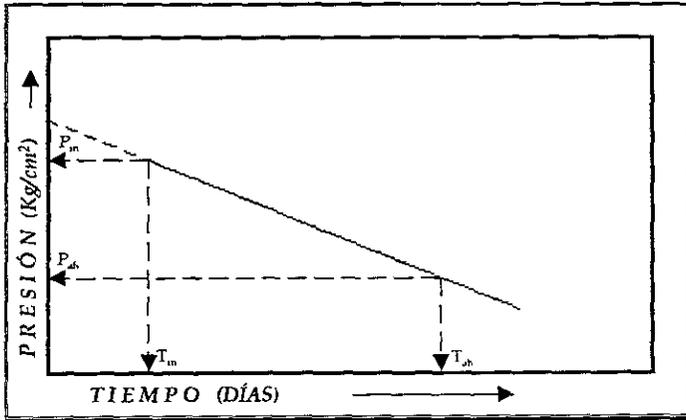


Fig. 3.5. Declinación de la presión en función del tiempo

El gradiente de presión respecto al tiempo, G_{pt} , es:

$$G_{pt} = \frac{(P_m - P_{ab})}{(T_{ab} - T_m)} \quad (3.7)$$

donde:

T_m Tiempo inicial.

T_{ab} Tiempo de abandono

si dividimos las expresiones 3.6 y 3.7, se tiene:

$$\frac{A}{G_{pt}} = \frac{1}{2} [(Q_{o_m})(P_m - P_{ab})] \left[\frac{(T_{ab} - T_m)}{(P_m - P_{ab})} \right] \quad (3.8)$$

simplificando términos tenemos:

$$\frac{A}{G_{pt}} = \frac{1}{2} Q_{o_m} (T_{ab} - T_m) \quad (3.9)$$

cuyas unidades son:

$$Q_{o_m}[\text{BPD}] * (T_{ab} - T_m)[\text{días}] = N_p[\text{Bls}]$$

Como puede observarse, la ecuación 3.9 representa el área de un triángulo en dimensiones de gasto y tiempo; esto es, un gasto promedio multiplicado por un incremento de tiempo, (fig. 3.6).

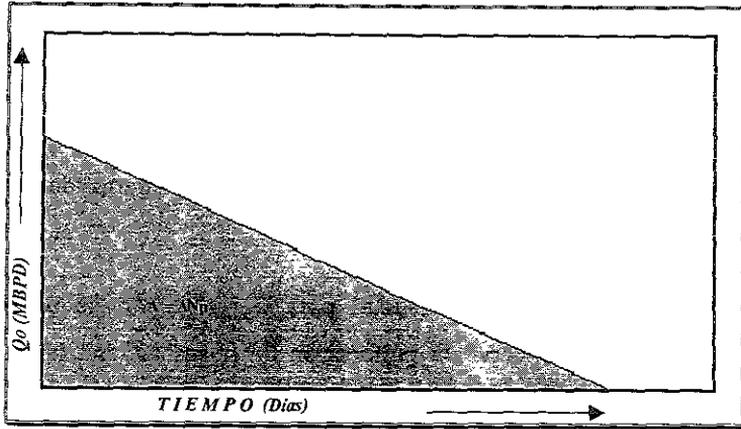


Fig. 3.6. Declinación del gasto en función del tiempo

En esta figura se puede ver claramente que el área representa la producción acumulada de aceite, N_p , expresada en miles de barriles.

$$N_p = \frac{1}{2} Q_{Om} * (T_{ab} - T_{in}) \quad (3.10)$$

Los ingresos que se obtienen por la venta o uso de la producción de este pozo, es igual al producto de esta área por el precio unitario del aceite:

$$\text{INGRESO}[\text{MMDIs}] = N_p[\text{MB}] * \text{PRECIO}[\text{Dis/B}]/1000 \quad (3.11)$$

Al comparar el ingreso con el costo que implica poner a producir un pozo adicional, se define si éste amortiza o no la inversión, lo que a su vez indica si aún no se ha llegado al límite económico, esto es:

SI: $\text{INGRESO} > \text{INVERSIÓN} \Rightarrow \text{RENTABLE}$

SI: $\text{INGRESO} \leq \text{INVERSIÓN} \Rightarrow \text{NO RENTABLE}$

Por lo tanto, con las expresiones 3.10 y 3.11 y estas condicionantes, el programa define cuál es el último pozo rentable, siendo éstos los límites económicos que se buscan.

El programa, además, contempla la opción de introducir los pozos adicionales de acuerdo con un calendario preestablecido, el cual puede estar en función del número de equipos de perforación que se utilicen, así como del tiempo de instalación de la infraestructura requerida. Este punto se refiere a lo que con anterioridad se denominó como oportunidad de realización del proyecto.

Para un mejor análisis de factibilidad para la realización de un proyecto de desarrollo de un campo mediante la perforación de pozos adicionales, es necesario variar alguno de los parámetros a fin de determinar el número de pozos óptimo para ese yacimiento

Los parámetros que pueden ser variados con el programa, son básicamente:

- * Gasto de producción total, en miles de barriles por día.
- * Precio del aceite, desde valores muy optimistas hasta muy conservadores
- * Costo de perforar un pozo

3.3. *Inyección de fluidos.*

La explotación de un yacimiento, se puede dividir en dos etapas básicamente, la de recuperación primaria y la de recuperación secundaria. Existen otras etapas como la recuperación terciaria, la cual es aplicada, como su nombre lo indica, generalmente después de la aplicación de métodos de recuperación secundaria, aunque en algunos casos se aplica inmediatamente después de la primaria.

La recuperación secundaria se refiere básicamente a la extracción de aceite y/o gas mediante la inyección de algún fluido empleando dos o más pozos. Durante la etapa de la recuperación primaria, la producción se debe a la acción de un proceso natural del

yacimiento, mientras que la recuperación secundaria involucra la introducción de energía externa al yacimiento, para lo cual se requiere de un número adecuado de pozos inyectoros para introducir dicha fuente. Los programas de recuperación secundaria pueden implantarse desde el inicio del desarrollo del campo o en cualquier tiempo, según lo requiera el yacimiento.

Los sistemas artificiales de producción se aplican para ayudar a levantar la columna de aceite en los pozos y puede dar utilidad tanto en la etapa primaria (preferentemente) como en la secundaria.

3.3.1. *Inyección de agua.*

La inyección de un fluido dependerá de los objetivos que se pretendan alcanzar con el proyecto. La inyección de agua es más común debido principalmente a:

- a) La disponibilidad del agua.
- b) Tiene una mayor facilidad de inyección, por su alta densidad, requiere de una menor presión de inyección.
- c) La eficiencia de desplazamiento del aceite por el agua, bajo ciertas circunstancias es mejor a la del gas.
- d) Su bajo costo.

Como ya se mencionó, los objetivos de la inyección pueden ser diferentes y en consecuencia los resultados variarán, esto es, un proyecto de inyección de agua, puede tener como objetivo represar al yacimiento e incrementar la producción de los pozos, mientras que en un proyecto de mantenimiento de presión el objetivo es el de sustituir los fluidos producidos por el agua inyectada. Por otra parte, la inyección se puede realizar para generar un desplazamiento del aceite, sin importar si la presión se mantiene o no; pero generalmente la presión se incrementa en forma progresiva hasta alcanzar un valor cercano al mantenimiento. El objetivo siempre será obtener del yacimiento la mayor recuperación posible.

El éxito de un proyecto de este tipo, dependerá de diversos factores, tales como:

- a) *La saturación de aceite* que se tenga en el momento de iniciar el proyecto. Esta saturación dependerá de:
- * Saturación inicial de aceite.
 - * Eficiencia del mecanismo de recuperación primaria.
 - * Tiempo de explotación primaria.
- b) *Eficiencia de barrido*. El porcentaje del área del yacimiento que es contactada por el fluido inyectado, depende de:
- * Arreglo de los pozos inyectores y productores.
 - * Heterogeneidades del yacimiento.
 - * Relación de movilidades.
- c) *Eficiencia de desplazamiento*. El porcentaje del fluido desplazado en el área contactada por el fluido inyectado.
- * Fuerzas capilares existentes en el yacimiento.
 - * Mojabilidad de la roca.
 - * Viscosidad del aceite.

Teóricamente los procesos de desplazamiento entre fluidos inmiscibles pueden modelarse matemáticamente, basados en el concepto de permeabilidades relativas y al llamado pistón de fugas; esto significa que mientras el desplazamiento puede considerarse del tipo pistón, existe una cantidad considerable de aceite que queda atrapado atrás de la cara del pistón imaginario. Una de las principales teorías de desplazamiento fue desarrollada por Buckley-Leverett, la cual fue modificada tiempo después por Terwilliger y después por Welge.

La fórmula del avance frontal es derivada bajo la premisa de que la cantidad de agua que entra a un elemento diferencial de volumen ($\phi A dx$, figura 3.7), menos la cantidad de agua que sale del elemento, en un intervalo de tiempo (dt), es igual al incremento en el contenido de agua dentro el elemento, esto es:

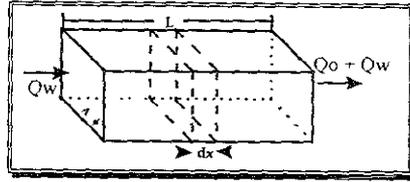


FIG. 3.7. Elemento poroso diferencial homogéneo

$$\left[\begin{array}{c} \text{Volumen de} \\ \text{agua que entra} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Volumen de} \\ \text{agua que sale} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Acumulación} \\ \text{de agua} \end{array} \right] \quad (3.12)$$

El volumen de agua que entra al elemento diferencial en el tiempo, dt , está dado por.

$$V_{w \text{ entra}} = f_{w1} q_t dt \quad (3.13)$$

donde f_{w1} es el flujo fraccional de agua que entra; el volumen de agua que sale del elemento es:

$$V_{w \text{ sale}} = f_{w2} q_t dt \quad (3.14)$$

donde f_{w2} es el flujo fraccional de agua que sale; q_t es el gasto total de fluidos (gasto de aceite + gasto de agua). Por otro lado la acumulación de agua dentro del elemento, durante el intervalo de tiempo dt , está determinada por.

$$\phi A dx (S_{w2} - S_{w1}) \quad (3.15)$$

donde S_{w1} y S_{w2} son las saturaciones de agua antes y después de transcurrir el tiempo, dt

La manera de simular la inyección de agua en el modelo está basada de la misma forma como se analizó la invasión natural de agua. Esta consideración genera algunas limitaciones, como:

- Suponer la formación homogénea.
- Una vez iniciado un gasto de inyección, no es imposible reiniciar otro.
- El gasto de inyección es variado automáticamente en función de la pendiente inicial que se genera y la variación subsecuente del gasto de producción.

En la gráfica de profundidad vs volumen de roca (como la que se muestra en la figura 2.1), al inyectar un volumen de agua, ésta invadirá, obviamente un volumen similar de poros de roca, pero producirá un volumen de aceite menor al volumen que se inyectó. El volumen de aceite producido no puede ser igual al volumen de agua inyectado, esto debido básicamente a:

- Que la eficiencia de barrido no es del 100%.
- Que la eficiencia de desplazamiento no es del 100%.
- Eventualmente se incrementará la producción de agua.
- El incremento en la producción es función del incremento en la presión
- Los poros no están drenando todo el volumen represionado por la inyección.

Para hacer la simulación de la inyección, y basándose en la idea original de que al graficar la producción vs. el $\ln(P)$, dependiendo del mecanismo natural de empuje que se encuentre actuando, se observa una tendencia recta. Para el caso de inyección de un fluido, se aplica un algoritmo para generar una nueva pendiente, la cual será artificial.

En el análisis se determinan las tendencias exponenciales de la producción acumulada de aceite en función del gasto de inyección y de la producción antes de comenzar la inyección, así como del gasto de producción que se obtendrá. En forma automática se podrá definir la magnitud del volumen de inyección para mantener cierta tendencia de represionamiento. Asimismo, analizar la efectividad de que inyectar un fluido equivale a considerar la acción de un nuevo mecanismo

Como se vio en el capítulo 2, el comportamiento gráfico de la producción vs el $\ln(P)$ está regido por expresiones exponenciales, en donde las diferentes tendencias representan los diferentes mecanismos naturales de empuje que se presentan durante la explotación del yacimiento.

La primera tendencia exponencial se originó por la expansión del sistema roca-fluidos. Las siguientes pendientes son causadas por la aparición de nuevas fases de fluidos que se presentan conforme la presión declina. Una vez determinadas las pendientes, el comportamiento presión-producción se reprodujo mediante expresiones del siguiente tipo:

$$P = P_i * \text{EXP} [\beta (N_p - N_{p_i})] \quad (3.16)$$

Para simular el proceso de mantenimiento de presión, usando el método de comportamiento exponencial de la presión como una función de la producción acumulada, se empleó un artificio mediante el cual se definió la pendiente artificial (β_a), ensayando varios gastos de inyección, hasta obtener dicho mantenimiento en la presión

Determinación de la pendiente artificial, (β_a).

Puesto que la gráfica de N_p vs $\ln(P)$, está construida en términos de N_p , todo vaciamiento o entrada de fluidos al yacimiento, será calculado en función de este parámetro; esto es, como volúmenes de N_p equivalentes

Debido a que este método considera que no se producirá el gas liberado en el yacimiento, ni se tendrán altos porcentajes de agua, el vaciamiento total es prácticamente igual al vaciamiento del aceite.

A fin de facilitar la comprensión del modelo, se considerará el vaciamiento que ocurre a partir de la última tendencia exponencial ($N_p - N_{p_2}$), por lo que:

$$\Delta V_o = (N_p - N_{p2}) * B_o \quad (3.17)$$

Como se verá más adelante, este volumen de vaciamiento es restituido por la expansión de las fases que actúan en el sistema, esto es, los mecanismos de empuje operantes. Cada mecanismo contribuye en función de su índice de empuje, así:

$$E_o = (N_p - N_{p2}) * B_o * IEO \quad (3.18)$$

$$E_w = (N_p - N_{p2}) * B_o * IEW \quad (3.19)$$

$$E_g = (N_p - N_{p2}) * B_o * IEG \quad (3.20)$$

en donde:

- E_o expansión del sistema inicial roca-fluidos
- E_w la entrada de agua
- E_g volumen de gas liberado

La suma de estos tres parámetros debe ser igual al incremento de vaciamiento total (ΔV_o):

$$E_o + E_w + E_g = (N_p - N_{p2}) * B_o * (IEO + IEW + IEG) \quad (3.21)$$

si:

$$IEO + IEW + IEG = 1$$

por lo tanto:

$$E_o + E_w + E_g = (N_p - N_{p2}) * B_o = \Delta V_o \quad (3.22)$$

De la definición de índice instantáneo de empuje que se ha venido manejando a través de:

$$IE_j = \frac{(\beta_j - \beta_{j-1})}{\beta_j} \quad (3.23)$$

donde:

- j indica los diferentes mecanismos

i cada una de las pendientes

al combinar la ec. 3.17 con las expresiones volumétricas (ecs. 3.18, 3.19 y 3.20):

$$E_{f_i} = (N_p - N_{p_i}) * B_o * IE_i \quad (3.24)$$

de donde:

$$IE_i = E_{f_i} / (\Delta N_p * B_o) \quad (3.25)$$

se obtiene una expresión general para la pendiente artificial (β_a). La expresión 3.25, puede expresarse en términos de gastos o volúmenes instantáneos de flujo, de la siguiente forma:

$$IE_i = (Q_i * \Delta T * B_i) / (Q_o * \Delta T * B_o) = (Q_i * B_i) / (Q_o * B_o) \quad (3.26)$$

en donde:

Q_i gasto de inyección.

Q_o gasto de producción

B_i factor de volumen del fluido inyectado.

De la ecuación 3.23, se tiene.

$$\beta_i = \frac{\beta_{i-1}}{1 - IE_i} \quad (3.27)$$

Esta ecuación combinada con la ecuación 3.26, permite calcular la pendiente artificial que se genera al inyectar un volumen determinado de fluido al yacimiento (figura 3.8).

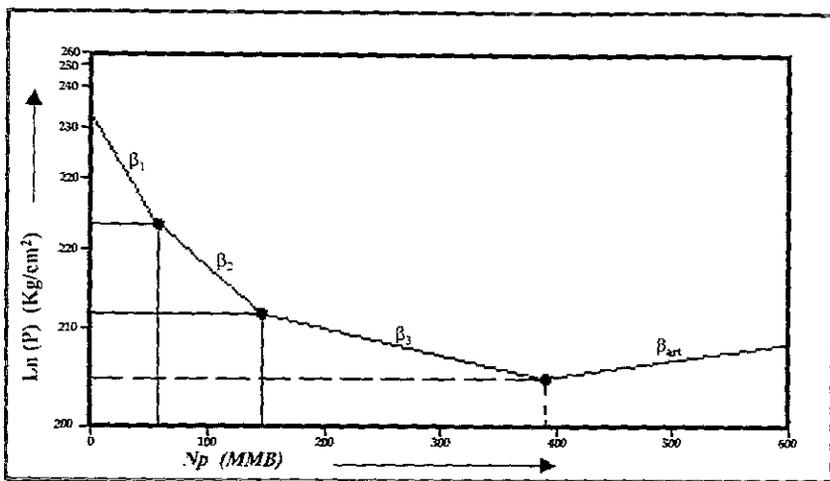


Fig. 3.8. $\ln(P)$ vs. N_p (Representación de la pendiente 'artificial')

Además, el gasto de inyección debe adecuarse al ritmo de producción que se tenga en los períodos futuros, lo cual se lleva a cabo mediante una expresión derivada de la ecuación 3.26:

$$Q_i = \frac{Q_o * IE_1 * B_o}{\beta_i} \quad (3.28)$$

Lo anterior permite mantener la pendiente artificial, β_i , en un valor constante durante el proceso de inyección y, por tanto, es válido aplicar una nueva ley exponencial para este proceso.

3.3.1. Inyección de gas.

Hablar del desplazamiento de los fluidos por la acción de un gas que se introducirá al yacimiento, implica pensar en que se llevará a cabo un proceso similar al que se presenta cuando en el yacimiento se inyecta agua.

La recuperación de aceite por desplazamiento de gas se incrementará si, en el yacimiento se tiene:

- *Una capa de tamaño considerable.* En general, el tamaño de la capa de gas (m), se expresa como un volumen relativo al tamaño de la zona de aceite.
- *Formaciones homogéneas y continuas.* Esto reduce la canalización del gas.
- *Buenas condiciones de segregación gravitacional.* Se considera que un yacimiento tiene buenas condiciones de segregación, si:
 - a) Existe pronunciado relieve estructural.
 - b) La viscosidad del aceite no es muy alta.
 - c) Alta permeabilidad vertical.
 - d) Baja velocidad de flujo del aceite.

Durante este proceso de inyección, bajo ciertas condiciones, se pueden presentar fenómenos indeseables como la digitación del fluido inyectado, flujos cruzados, difusión y/o dispersión, pues este tipo de fenómenos reduce en forma considerable la recuperación del aceite

La digitación se refiere a la formación de "dedos" en el frente de desplazamiento, incluso este fenómeno se puede presentar en formaciones poco heterogéneas, debido a que se tratará de desplazar un fluido con otro de menor viscosidad. La digitación provocará, forzosamente una disminución en la eficiencia de barrido y consecuentemente una menor recuperación. En general, la digitación aumentará en la medida en que disminuya la relación de movilidades entre el fluido desplazado y el fluido desplazante, (figura 3.9).

ESTÁ TRASPASADO
DE LA BIBLIOTECA

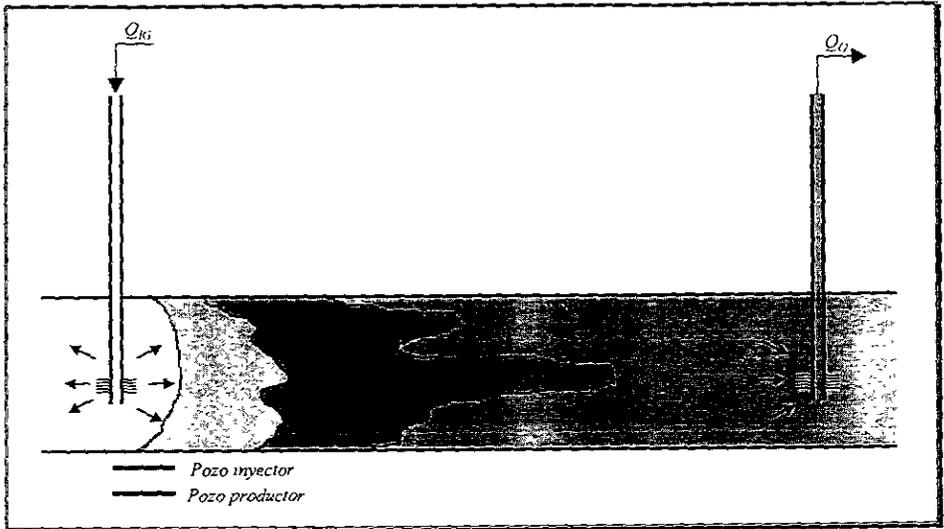


Fig. 3.9. Digitación del gas

El flujo cruzado en un yacimiento se refiere, básicamente, al movimiento de los fluidos, de las capas de baja permeabilidad a capas con alta permeabilidad. En la mayoría de los trabajos publicados sobre procesos de recuperación, se supone que no existe el flujo entre capas, por lo que dichos efectos se desprecian, sin embargo, algunos estudios realizados indican que debido a la presencia de este tipo de fenómenos, la efectividad en la recuperación disminuye.

La difusión es la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a través del espacio que se encuentra a su disposición. La difusión de los fluidos depende principalmente de la concentración de cada uno de ellos. La dispersión es la mezcla adicional entre dos fluidos cuando están en movimiento, causada por el flujo no uniforme o los gradientes de concentración existentes. Existen dos tipos de dispersión, una en la dirección del movimiento, llamada dispersión longitudinal, y la otra transversal, la cual, como su nombre lo indica, es perpendicular a la primera. Tanto la dispersión longitudinal como la transversal, no se consideran para efecto de estudios de desplazamiento entre fluidos.

Otro medio para lograr el desplazamiento del aceite por medio de gas, es la inyección de éste a altas presiones. A altas presiones el gas desplazante se encuentra bajosaturado respecto a los componentes ligeros del aceite, en estas condiciones dichos hidrocarburos son transferidos al gas de inyección, convirtiéndolo en un gas rico en el frente de desplazamiento.

La principal fuente de obtención de gas es el producido propiamente por el yacimiento. Al reciclar el gas producido se podría retardar la declinación de la presión del yacimiento, pero no lograría que la presión se mantuviese. El gas también puede ser obtenido de yacimientos cercanos o plantas de gas cercanas al yacimiento en el cual se inyectará, dicho gas.

Otros gases que son empleados en procesos de inyección, son los gases inertes, como el bióxido de carbono, el aire o el nitrógeno.

Es importante para el desarrollo de este tipo de proyectos conocer las zonas donde se llevará a cabo la inyección; dado que la inyección de gas puede realizarse tanto en la cima del yacimiento, o bien, en la zona de aceite.

Inyección de gas en el casquete.

Cuando existe un casquete gaseoso original o que se haya formado durante la explotación primaria, el gas que se inyecta ayuda al mantenimiento de la presión del yacimiento, ocasionando que el aceite y el gas (contenidos en la zona donde no se realiza la inyección) fluyan hacia los pozos productores (figura 3.10). Este proceso es análogo al de inyección de agua, cuando ésta es inyectada al yacimiento en el acuífero

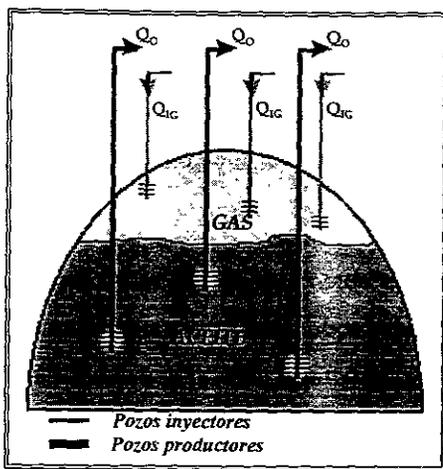


Fig. 3.10. Inyección de gas en el casquete de gas

Si el yacimiento tiene permeabilidad vertical suficientemente alta, la inyección en el casquete de gas producirá recuperación más alta que si la inyección se efectuara en la zona de aceite.

Inyección de gas en la zona de aceite.

Cuando la inyección de gas tiene lugar en la zona de aceite y no en el casquete, el gas inyectado fluye en forma radial desde los pozos inyectores desplazando el aceite hacia los productores.

Otra finalidad de la inyección de gas es la de aligerar la viscosidad del aceite y pueda fluir con mayor facilidad, pero para este tipo de proyectos es importante determinar las zonas donde exista una deficiencia de gas (aceite más viscoso), a fin de que al inyectar el gas, éste se mezcle y aligere la viscosidad del aceite, (figura 3.11).

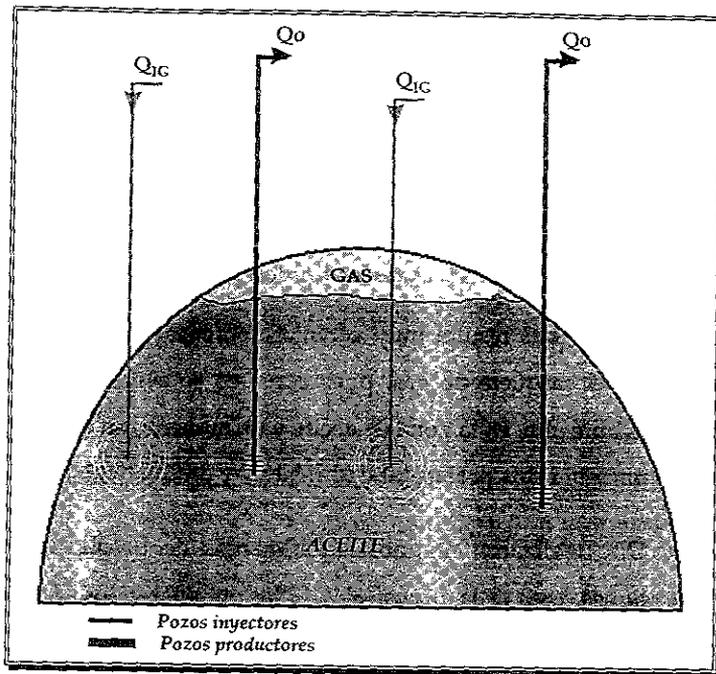


Fig. 3.11. Inyección de gas en la zona de aceite

Es importante que en el proceso de desplazamiento de aceite por empuje de gas, se consideren los valores altos tanto de la relación de viscosidades aceite-gas (μ_o/μ_g), como de las permeabilidades relativas gas-aceite (k_g/k_o), para bajas saturaciones de gas. Generalmente es mucho menor la eficiencia de desplazamiento por gas que por agua, a menos que el desplazamiento por gas esté acompañado por una segregación gravitacional considerable. Ésta es básicamente la causa de bajas recuperaciones de yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por gas en solución.

El efecto de la segregación gravitacional en los yacimientos de aceite con empuje hidráulico es de mucha menor importancia, debido a que existen mayores eficiencias de desplazamiento y menores diferencias en las densidades aceite-agua, mientras que lo contrario es generalmente cierto en sistemas gas-aceite.

La inyección de gas presenta serias desventajas con respecto a la inyección de agua, como:

- El costo del proyecto es en términos generales mayor.
- La eficiencia de desplazamiento, en este tipo de procesos depende de una serie de factores independientes al proceso de desplazamiento, como son: la estructura del yacimiento y las características de los fluidos, principalmente.

En algunas ocasiones resulta muy ventajoso empezar la inyección de gas lo más pronto posible en el casquete de gas, pues con esto se evitaría la formación de una saturación de gas libre alta, en la zona de aceite y un aumento en viscosidad de aceite, lo que permitiría mantener una permeabilidad relativa y productividad altas.

Yuster y Day realizaron algunos experimentos de desplazamiento de gas en muestras, a presiones cerca de la atmosférica. Ellos obtuvieron los siguientes resultados:

1. La producción acumulativa de aceite es directamente proporcional al logaritmo de la producción acumulativa de gas inyectado.
2. Para un volumen dado de gas inyectado, a mayor gradiente de presión aplicada es mayor el volumen de aceite producido.
3. Para un volumen dado de gas inyectado, a mayor viscosidad de aceite del yacimiento es menor el volumen de aceite producido.

Aunque, por otro lado, cuando se ha tomado la decisión de inyectar un fluido al yacimiento, una causa por la cual podría descartarse la inyección de agua, sería que el yacimiento presentara una alta mojabilidad preferente el aceite, ya que provocaría que éste se quedara adherido a las paredes del poro y el agua se canalizará por los espacios más grandes, obteniendo surgencias prematuras en los pozos productores, lo que obviamente conduciría a eficiencias de recuperación muy pobres.

Tanto la inyección de gas como de agua resultan en la formación de un frente de desplazamiento, pero para la inyección de gas el frente es menos heterogéneo (menos

variación en saturación de aceite). El gas inyectado no humedece la superficie de la roca pero barre a través del aceite y tiende a formar una fase continua de gas a lo largo del yacimiento.

Localización de los pozos inyectoros.

El desarrollo de un proyecto de inyección de gas implica una buena planeación de la localización tanto de los pozos inyectoros como de los productores, aunque por lo general, el aumento en la recuperación que la inyección de gas proporciona, garantiza la perforación de un número considerable de pozos inyectoros, la mayoría de estos pozos se obtienen de la conversión de los pozos productores existentes. El número adecuado de pozos para la inyección dependerá del volumen de gas que se haya planeado inyectar.

Localización de los pozos inyectoros cuando se inyecta en el casquete de gas.

Todos los pozos de inyección (pozos productores convertidos o nuevos) son concentrados alrededor de la cima de la estructura.

Los pozos de producción convertidos pueden tener su intervalo de disparos fuera de la zona donde se desea inyectar por lo que, si es necesario, se debe redisparar un nuevo intervalo en la zona donde se desea inyectar.

Localización de los pozos inyectoros cuando se inyecta en la zona de aceite.

En este caso el número de pozos inyectoros varía ampliamente, pero no habrá más pozos de inyección que de producción, mientras que una relación mayor es común en proyectos de inyección de agua.

En el primer proyecto de inyección de gas, no había ningún intento por mantener un modelo regular, pero hoy en día es frecuentemente seleccionado un modelo de siete pozos invertido (un inyector y 6 productores). Sin embargo, semejante modelo es a

menudo difícil de lograr, debido a la localización de los pozos perforados durante la fase de la producción primaria.

La manera en que el modelo realiza la simulación de la inyección de gas es similar a la forma en que se simula la inyección de agua.

CAPÍTULO 4. DESARROLLO DEL MODELO MEYVO2000

Como se ha visto en los capítulos anteriores, el conocimiento de los yacimientos, sus mecanismos de producción y su comportamiento futuro, tendría poca importancia si esto no nos permitiese ensayar diferentes opciones de explotación, comparar y seleccionar la mejor opción, a fin de obtener una mayor recuperación de hidrocarburos.

Hoy en día, al igual que en el resto de las industrias, la petrolera debe estar a la vanguardia en cuanto al empleo de las herramientas que permitan, en un momento dado, facilitar el estudio de todas y cada una de las áreas que conforman a la industria. Una de las principales herramientas empleadas en el estudio de dichas áreas, son los simuladores. Es evidente que la facilidad en el manejo de los simuladores resulta muy importante, pues éstos han sido desarrollados precisamente para manejar un gran número de variables que integran un sistema complejo.

Además de la facilidad con la que se pueda emplear un simulador, es importante considerar el tiempo que un programa emplea para realizar los cálculos. Como es bien conocido, existen diferentes tipos de simuladores, pero un simulador es funcional en la medida en la que sus resultados reproducen el comportamiento real de los yacimientos, o bien, el fenómeno que se esté analizando; por lo tanto, los resultados obtenidos dependerán directamente de la calidad y la cantidad de los datos con los que se alimenta el simulador, recordando siempre que: si un simulador es alimentado con basura, los resultados serán siempre basura.

Pensando en estos conceptos, fue como se llegó al desarrollo del modelo MEYVO, conforme a las necesidades que se fueron presentando y la funcionalidad del mismo, siendo necesario adecuar, poco a poco el modelo original para satisfacer dichas necesidades.

4.1. Revisión del modelo MEYVO 7.

El modelo original, denominado MEYVO, se desarrolló tomando como base el comportamiento de la presión y la producción acumulada, al ser graficadas en escala logarítmica, la presión y en escala normal la producción acumulada de aceite. Como se mencionó, al modificarse en varias ocasiones el modelo original, se fue cambiando su nombre, modificando el número de versión, hasta llegar a la versión número 7.

El modelo original, así como las versiones posteriores, fueron desarrollados en Fortran, bajo una estructura poco interactiva con el usuario. De la misma forma, la base de datos también fue creada en archivos para Fortran y al igual que el programa, su estructuración resulta poco sencillo de manejar. Algo similar ocurre cuando la estructura de la base de datos no es la que el programa requiere, en tal caso se genera un error y saca al usuario de la ejecución del programa. Por esta razón, se consideró útil, reestructurar el programa bajo un ambiente de mayor interacción con el usuario.

El primer paso para la elaboración de este trabajo, fue efectuar la recopilación de la información, así como el análisis lógico del programa, lo que implicó adquirir un conocimiento muy general de las instrucciones empleadas en la programación de éste; esto permitió tanto la comprensión del modelo, como la programación del MEYVO2000.

Para el manejo del M7, se realizan los pasos:

- Elaboración de la base de datos para el programa: ésta se elabora conforme al formato que la estructura del programa lo requiere.
- Ejecutar el programa: la ejecución del programa se realiza tecleando el nombre del archivo ejecutable desde una pantalla, como la que se muestra en la figura 4.1.

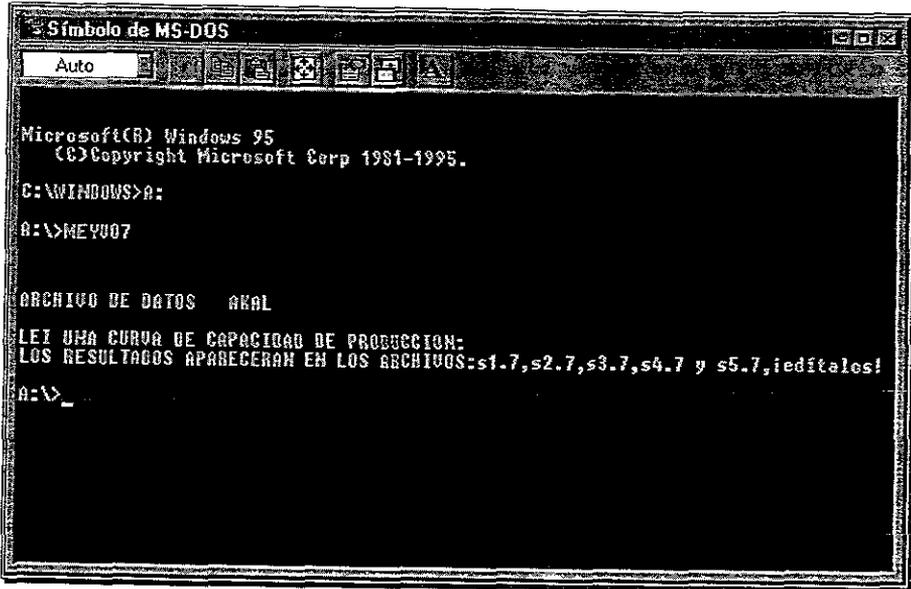


Fig. 4.1. Pantalla para la ejecución del modelo MEYVO 7, desde MS-DOS.

- Al ejecutar el programa, se solicita el nombre del archivo que contiene la información para el yacimiento
- Una vez que el programa ha leído la información contenida en la base de datos, realiza los cálculos de la simulación, y almacena los resultados en una serie de archivos
- Dentro de los resultados del programa, manda un mensaje con el número de curvas indicando qué fases del archivo de datos leyó y en qué archivos quedaron almacenados los resultados.
- Los resultados pueden revisarse abriendo los archivos correspondientes, cuyo nombre (extensión) indica el número de versión que se esté manejando. Cada archivo, contiene tablas con los resultados de la predicción.

A pesar de que el manejo del modelo M7, no es muy complejo, la elaboración de la base de datos no resulta tan simple; básicamente es debido a la forma en que son introducidos los datos; ya que si al conformar la base, los datos no se arreglan en forma adecuada, se pueden tener serios problemas para la ejecución del programa, tener algunos resultados fuera de control y en ocasiones ésta puede ser la causa de que el programa no se procese y no termina en forma normal.

4.1.1. Estructura del modelo MEYVO 7.

Para poder actualizar el modelo 7, fue necesario conocer a la estructura de éste, por lo que en primer instancia se decidió revisarlo, pues constituyó la base para el desarrollo del nuevo modelo en Visual Basic, denominado MEYVO2000.

Algoritmo de cálculo del modelo MEYVO 7.

El algoritmo que los modelos M7 y MEYVO200 para sus cálculos siguen, es:

- Información general sobre la simulación que se realizará. Nombre del yacimiento, fecha de la simulación, entre otros.
- Declaración el tipo de cada una de las variables que intervendrán en el programa.
- Lectura de los datos.
- Subrutina de cálculo para el manejo de los pozos futuros.
- Manejo de los costos de las plataformas y la perforación de los pozos.
- El programa maneja algunas subrutinas, para la interpolación de datos de curvas utilizando el método de "Cubic Splines". Estas subrutinas son.
 - a) COEF, la cual calcula los coeficientes de los polinomios cúbicos que se ajustan entre cada tres puntos que definen a las curvas de: capacidad de producción y la de volumen de roca.

- b) AJUSTE, esta subrutina interpola y evalúa los polinomios generados por la subrutina COEF.
- c) FECHA, calcula las fechas correspondientes a cada período para la integración las tablas de resultados.
- Clasifica el ajuste de la historia presión-producción ($\ln(P)$ vs. N_p) del yacimiento, de acuerdo con el número de pendientes o tendencias exponenciales que presente la gráfica semilogarítmica.
 - Cálculo del volumen original (N) y de los parámetros volumétricos empleados en el cálculo de la eficiencia de invasión (FID, EDW, EDG).
 - Construcción del *DO principal*. En el cual se maneja el número total de períodos (de la historia y de la predicción). El ciclo comprende:
 - a) Para el primer período. N_p , P_A , número de pozos actuales y adicionales.
 - b) Cálculo de: gastos, producción acumuladas (empleando la subrutina AJUSTE, para la(s) curva(s) de capacidad de producción), es decir, hace un pronóstico de producción por pozo, y con esto se puede determinar el número de pozos conveniente por perforar, de los que se han programado. Estos cálculos se realizarán una vez que se ha llegado a la etapa de predicción
 - c) Cálculo de los gastos de agua, flujo fraccional de agua y RGA.
 - d) Cálculo de la producción de agua gas, aceite y factor de recuperación, para los períodos de la historia
 - e) Si fuese el caso, simula la inyección de fluidos (agua y/o gas), a partir del índice de empuje de los fluidos inyectados
 - f) De la producción de agua (inyectada o por su entrada natural), así como de la del gas (liberado o inyectado), las curvas de volumen de roca, y las subrutinas COEF y AJUSTE, se determina el avance de los contactos.

4.2. Desarrollo del modelo MEYVO 2000.

Una característica muy importante de los programas de cómputo que con frecuencia presentan ventajas, es la de ser una herramienta sencilla de manejar; por lo que con base en esta característica, se decidió desarrollar el modelo *MEYVO 2000*.

Esta sección tiene como principal objetivo describir el funcionamiento del modelo *MEYVO2000*, considerando:

1. Descripción de la estructura principal del modelo *MEYVO2000*.
2. Descripción de las ventanas para la captura de datos.
3. Descripción de las ventanas de ayuda.

Esto permitirá al usuario tener una concepción más amplia y clara del funcionamiento y manejo del *MEYVO2000*.

4.2.1. Descripción de la estructura principal del modelo MEYVO2000

La estructura principal del modelo contiene las diferentes ventanas con las cuales se manejará el modelo. Estas ventanas tienen diferentes características, algunas de las cuales son empleadas para la captura de la información utilizada en la simulación y otras para la presentación de datos diversos.

El algoritmo en el cual está basada la estructura principal del modelo, es el diagrama de flujo que se presenta en la figura 4.2, el cual consta de los siguientes elementos:

- a) Carátula
- b) Presentación de la pantalla principal. La pantalla principal es aquella con la cual el usuario tendrá contacto durante el tiempo en el cual se realice la simulación.

- c) Dentro de la información que es capturada, se incluyen las características de la simulación, en función de la cual se ejecutarán las subrutinas adecuadas al tipo de opción o alternativa de simulación que se desee realizar
- d) Presentación de resultados.
- e) Fin.

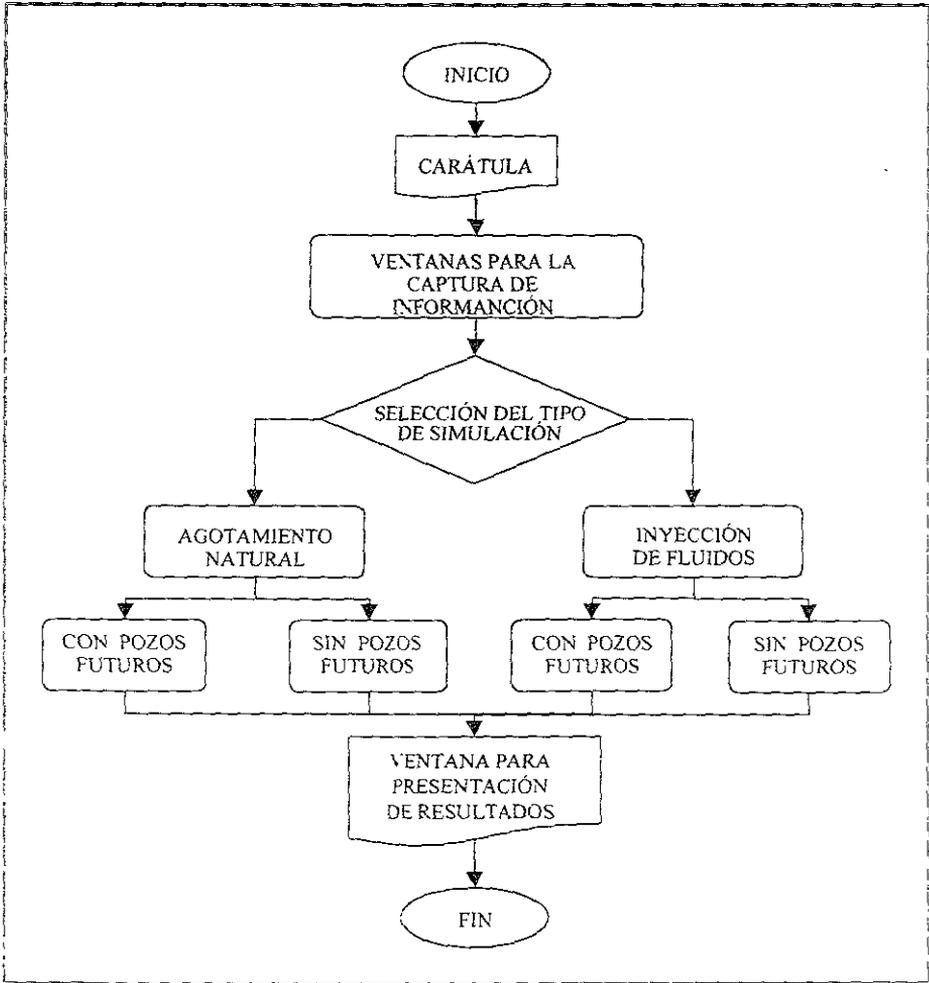


Fig. 4.2. Diagrama de flujo de la estructura principal del modelo

4.2.2. Descripción de las ventanas del modelo MEYVO2000.

El modelo consta de una serie de ventanas: una se emplea para la presentación de la carátula; otra para tener acceso al sistema; dos para las ayudas; diez se emplean en la captura de información, y una más para la salida.

La primera ventana con la cual el usuario tiene contacto, es la que contiene la carátula (figura 4.3); esta pantalla no tiene otra finalidad más que la de dar al usuario la 'bienvenida' al sistema, la presentación de la carátula tiene una duración muy corta, pues, como ya se mencionó, no es de gran importancia.

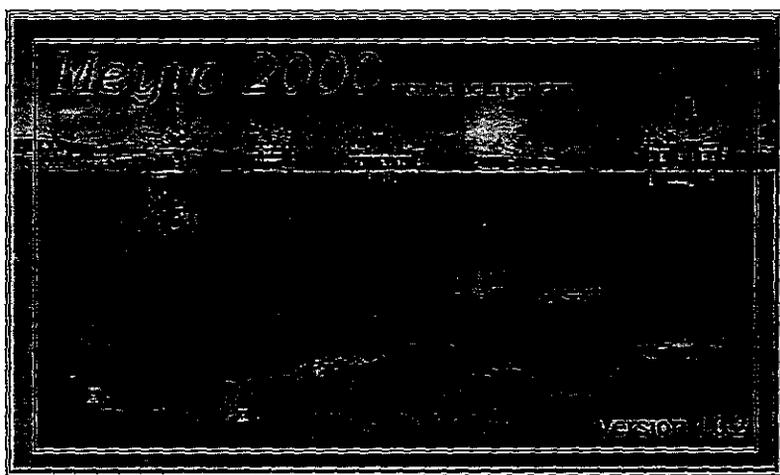


Fig. 4.3. Carátula

Una vez que se ha desactivado la carátula, se presenta la pantalla principal, la cual, como ya se mencionó, es con la que el usuario permanecerá en contacto mientras esté empleando el modelo. Desde esta pantalla el usuario podrá tener acceso al resto de las ventanas.

La pantalla principal, a su vez, la integran cuatro secciones, las cuales tienen una función específica.

- a) Pantalla del menú. En esta pantalla se presentan las diferentes opciones que maneja el modelo. Además, desde este menú se tiene acceso a las pantallas en las cuales se capturarán los datos requeridos por el modelo.
- b) Instrucciones de la pantalla. En esta sección se presenta una serie de instrucciones para el óptimo manejo de las pantallas que se seleccionan.
- c) Resumen de datos. Esta pantalla se diseñó pensando en la utilidad que representa para el usuario tener un control sobre la información que ha sido capturada en las diferentes ventanas y, si por alguna razón se tiene la necesidad de revisar dicha información, no se tenga que reactivar la pantalla en la que fueron almacenados los datos.
- d) Finalmente, se tiene un área de 'trabajo', que es en la que serán presentadas una a una las pantallas de captura de datos.

Operación del modelo MEYVO 2000

El manejo del modelo es muy simple; para poder realizar una simulación, es necesario aplicar los siguientes pasos:

- a) Decidir entre realizar una simulación o revisar alguna ya existente.
- b) Si sólo se revisará un ejemplo existente, seleccionar la opción *Abrr.* Con el cuadro de diálogo que aparece, seleccionar el caso que se desee ver, en caso de que se tengan varios ejemplos
- c) Si se va a realizar una nueva simulación, seleccionar la opción de *Nuevo.*

Cuando se ha decidido, realizar una nueva simulación, el primer paso es alimentar a la base de datos con la información del yacimiento que se desea estudiar.

- d) Para llenar dicha base de datos, es necesario activar las pantallas diseñadas para capturar la información, de la siguiente manera: al seleccionar la opción *Nuevo,* se

activan las pantallas contenidas en el icono *Meyvo 2000* de la pantalla del menú (figura 4.4).

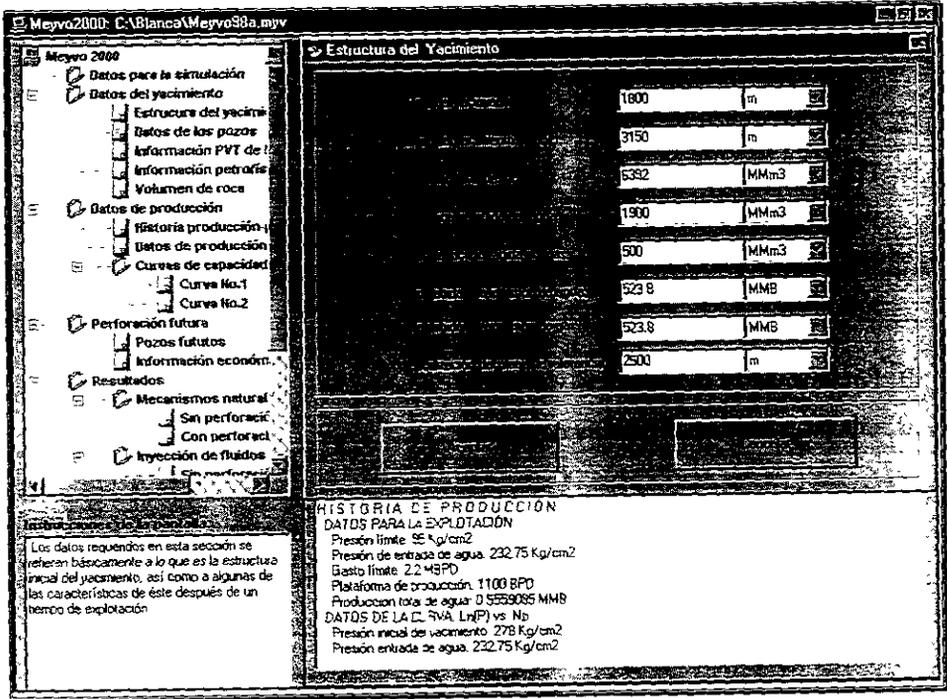


Fig. 4.4. Despliegue del menú del modelo Meyvo 2000

4.2.2.1. Captura de datos.

Como se puede observar, la pantalla despliega el siguiente menú:

Meyvo 2000.

Datos de la simulación.

Datos del yacimiento.

Estructura del yacimiento.

Datos de los pozos.

Información PVT de los fluidos.

Información petrofísica.

Volumen de roca.

Datos de producción.

Historia producción-presión.

Datos de producción.

Curvas de capacidad de producción.

Curva no. 1.

Curva no. 2.

Perforación futura.

Pozos futuros.

Información económica.

Resultados.

Archivo.

Nuevo.

Abrir.

Guardar como...

Ayuda.

Del programa

Acerca de...

Salir.

Datos para la simulación.

Este menú sólo contiene una pantalla con el mismo nombre (*datos para la simulación*), la cual nos permite capturar datos, que son independientes de la historia de producción-presiones. Los datos a los que se hace referencia se presentan en la tabla 4.1, mientras que la pantalla empleada en el modelo Meyvo 2000, se muestra en la figura 4.5.

INFORMACIÓN PARA LA SIMULACIÓN	
<u>División de la historia en períodos:</u>	
Magnitud de los períodos que se van a utilizar en la simulación	
Mes anterior al cual inició la historia	
Año correspondiente al mes al cual inició la historia	
Número de períodos de los que consta la historia.	
Número de períodos de los que se desean simular.	
<u>Inyección de fluidos</u>	
Período en el cual comienza la inyección de agua.	
Gasto de inyección de agua.	
Período en el cual comienza la inyección de gas.	
Gasto de inyección de gas.	

Tabla 4.1. Datos capturados en la pantalla *datos para la simulación*

Información para la Simulación

Nombre del yacimiento para el cual se desea simular: NOHOCH-1

Fecha de inicio de la historia: 8-Junio-2001

Período de simulación (en días): 6.0

Período de simulación (en meses): Diciembre

Año de simulación (en años): 1978

Período de simulación (en días): 22

Período de simulación (en meses): 30

Período de simulación (en años): 180 MBD

Período de simulación (en días): 40

Período de simulación (en meses): 100 MMft³/día

Período de simulación (en años): 50

Período de simulación (en días): 0

Fig. 4.5. Ventana para la captura de los *datos para la simulación*

Datos del yacimiento.

En este menú se tienen cinco pantallas, la primera está diseñada para capturar los datos de la *estructura del yacimiento*, la cual nos permite capturar la información referente a la estructura geológica del yacimiento. Los datos que son capturados se presentan en la tabla 4.2, la pantalla que emplea el modelo actualizado, se ve en la figura 4.6.

<i>ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO</i>
Profundidad de la cima del yacimiento (la más alta).
Profundidad de la base del yacimiento (la más baja).
Volumen total de roca.
Volumen de roca que se ha invadido con agua.
Volumen de roca que se ha invadido con gas.
Producción obtenida por la invasión de roca por el agua.
Producción obtenida por la invasión de roca por el gas.
Profundidad del plano de referencia.

Tabla 4.2. Datos capturados en la pantalla *estructura del yacimiento*

The screenshot shows a software window titled "Estructura del Yacimiento". It contains several input fields with numerical values and units, each with a small icon to its right. The fields are as follows:

Profundidad del pozo	1800	m
Profundidad del pozo	3150	m
Profundidad del pozo	6392	MMm3
Profundidad del pozo	1900	MMm3
Profundidad del pozo	500	MMm3
Profundidad del pozo	523.8	MMB
Profundidad del pozo	523.8	MMB
Profundidad del pozo	2500	m

At the bottom of the window, there are two buttons labeled "Aceptar" and "Cancelar".

Fig. 4.6. Ventana para la captura de los datos de la *estructura del yacimiento*

La segunda, fue diseñada para capturar los *datos de los pozos*; estos datos se refieren al nombre del pozo; longitud y profundidad del intervalo disparado para cada pozo productor. Los datos que son capturados se presentan en la tabla 4.3. La pantalla que presenta el modelo actualizado se ve en la figura 4.7.

INFORMACIÓN ESTRUCTURAL DE LOS POZOS
Nombre de cada uno de los pozos productores y futuros
Cima de los disparos de cada pozo.
Base de los disparos de cada pozo.

Tabla 4.3. Datos capturados en la pantalla *datos de los pozos*

Numero	Nombre	Cima	Base
1	C-2037	2175	2202
2	C-2067	2100	2215
3	C-2067D	2000	2132
4	C-275	2219	2283
5	C-2075C	2135	2192
6	FUT-1	2425	2435
7	FUT-2	2430	2440
8	FUT-3	2410	2430

Fig. 4.7. Ventana para la captura de los *datos de los pozos*

La tercera, fue diseñada para capturar la *información PVT de los fluidos*, la información PVT es de suma importancia, pues este tipo de análisis determina las características de los fluidos que se encuentran contenidos en la estructura. El tipo de fluidos que se producirán determinará el tipo de instalaciones que se deben tener para la óptima explotación del campo; además, el análisis de las propiedades de los fluidos, permite conocer mejor el comportamiento que éstos seguirán a lo largo de la explotación, estos datos se presentan en la tabla 4.4 La pantalla que presenta el modelo actualizado se ve en la figura 4.8.

INFORMACIÓN PVT DE LOS FLUIDOS.	
Factores de volumen del aceite, para diferentes valores de presión.	
Factor de volumen del gas.	
Relación de solubilidad inicial.	
Viscosidad del aceite.	
Viscosidad del agua.	
Densidad del aceite a las condiciones de yacimiento.	
Presión de saturación.	

Tabla 4.4. Datos capturados en la pantalla de la *información PVT de los fluidos*

Factor de volumen del aceite a 1.01325 bar	1.2454	m ³ /m ³
Factor de volumen del aceite a 1.01325 bar	1.28	m ³ /m ³
Factor de volumen del aceite a 1.01325 bar	1.30	m ³ /m ³
Factor de volumen del gas	0.0098	m ³ /m ³
Viscosidad del aceite	2.56	centipoise
Viscosidad del agua	0.3147	centipoise
Densidad del aceite	0.7957	g/cc
Presión de saturación	70	m ³ /m ³
Temperatura de yacimiento	146	Kg/cm ²

Fig. 4.8. Ventana para la captura de la *información PVT de los fluidos*

En la cuarta pantalla, se capturan los datos de la *información petrofísica*; la información petrofísica es aquella que de alguna manera describe al yacimiento, estos datos se presentan en la tabla 4.5. La pantalla que presenta el modelo actualizado se ve en la figura 4.9.

INFORMACIÓN PETROFÍSICA	
Porosidad.	
Saturación media de agua.	
Saturación de aceite residual.	
Compresibilidad del agua.	
Compresibilidad de la formación.	
Valores de saturación de agua (gráfica semilogarítmica de permeabilidad relativa).	
Valores de relación de permeabilidades relativas (gráfica semilogarítmica de permeabilidad relativa).	

Tabla 4.5. Datos capturados en la pantalla de la *información petrofísica*

The screenshot shows a software window titled 'Información Petrofísica'. It contains several input fields for petrophysical data, organized into sections: 'Punto uno', 'Punto dos', and 'Punto tres'. Each field includes a numerical value, a unit dropdown menu, and a checkmark icon.

Section	Parameter	Value	Unit
Punto uno	Porosidad	0.09	fraccion
	Saturación de aceite residual	0.35	fraccion
	Saturación de agua promedio	0.15	fraccion
	Compresibilidad del agua	44	cm ² /kg
	Compresibilidad de la formación	95	cm ² /kg
Punto uno	Saturación de agua	0.35	fraccion
	Relación de Permeabilidades	49.402	mDarcy
Punto tres	Saturación de agua	0.65	fraccion
	Relación de permeabilidades	0.01832	mDarcy

At the bottom of the window, there are two buttons: 'Aceptar' (Accept) and 'Cancelar' (Cancel).

Fig. 4.9. Ventana para la captura de la *información petrofísica*

Finalmente, en la última pantalla se captura la información para generar la curva de *volumen de roca* contra la profundidad, así como la información PVT, proporciona un mayor conocimiento acerca de los fluidos, la información petrofísica nos da información para una mejor conceptualización de la estructura almacenadora, con esta información el modelo determina el avance de los contactos y en consecuencia el momento en que los pozos se invaden de agua o gas. La información requerida se presenta en la tabla 4.6 y la pantalla que utiliza el modelo se presenta en la figura 4.10.

VOLUMEN DE ROCA	
Volumen de roca a una profundidad.	
Profundidad para cada volumen de roca.	

Tabla 4.6. Datos capturados en la pantalla de la curva de *volumen de roca vs profundidad*

	Volumen de roca	Profundidad
1	0.1	1800
2	464.8	2100
3	1014	2200
4	1652.9	2300
5	2395	2400
6	3249.9	2500
7	4057.8	2600
8	40899.6	2700
9	5800	2800
10	6392	3150

Fig. 4.10. Ventana para la captura de la curva *volumen de roca vs profundidad*

Datos de producción.

Las siguientes pantallas se presentan en la opción del menú de datos de producción, la cual consta de cuatro pantallas. La primera pantalla de esta opción es en la que el modelo captura la información de la *historia presión-producción* (Tabla 4.7), en la cual se ha basado para el desarrollo de los modelos meyvo en todas sus diferentes versiones, es decir, el comportamiento que adopta al ser graficado el logaritmo natural de la presión vs la producción acumulada de aceite, y la pantalla se muestra en la figura 4.11.

HISTORIA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN	
Producción acumulada al finalizar cada período	
Presión correspondiente a la producción acumulada.	

Tabla 4.7. Datos capturados en la pantalla de la *historia presión-producción*

Número	Pp	Presión
1	1	285
2	4.9	273.5
3	18.9	265
4	48	253.3
5	73.4	240
6	100.5	235.3
7	127.7	234.7
8	153.8	232.2
9	177.5	226.5
10	206	222.7
11	232.7	221.8
12	259.9	219.5
13	288.9	216.7
14	320.4	215
15	351.2	213
16	376.8	211

Fig. 4.11. Ventana para la captura de la *historia presión-producción*

La segunda pantalla, captura los *datos de la producción*; por esta razón es importante que los datos de la historia de producción sean confiables, pues de esta información dependerán los resultados que se obtengan. Los datos en los cuales se basa el modelo se enlistan en la tabla 4.7. En la figura 4.12 se muestra la pantalla que el modelo modificado emplea para la captura de datos.

<i>HISTORIA PRESIÓN-PRODUCCIÓN</i>
Producción acumulada en cada periodo de historia.
Presión límite o de abandono.
Gasto límite (económico)
Plataforma de producción (producción máxima Q_{opt})
Producción total de agua.
Presión inicial del yacimiento.
<i>Datos de la gráfica semilogarítmica: $\ln(P)$ vs. N_p</i>
Presión a la cual se inicia la entrada del agua.
Producción que se tiene cuando se presenta la entrada de agua.
Presión a la cual se inicia la liberación del gas.
Producción que se tiene cuando se presenta la liberación del gas.
Presión final
Producción final

Tabla 4.8. Datos capturados en la pantalla de los *datos de producción*

De la gráfica Ln(P) vs Np		
Presión inicial del yacimiento	278	Kg/cm ²
Presión inicial a la entrada de agua	232.75	Kg/cm ²
Producción a la entrada de agua	66	MMB
Presión inicial para liberación de gas	183.09	Kg/cm ²
Producción a la liberación de gas	353	MMB
Presión final	167.33	Kg/cm ²
Producción final	550	MMB
Aceptar		
Datos para la explotación		
Presión límite	95	Kg/cm ²
Gasto límite	2.2	MBD
Plataforma de Producción	1100	BPD
Producción Máxima		
Producción Total de agua	0.5559085	MMB
Cancelar		

Fig. 4.12. Ventana para la captura de los datos de producción

Las últimas dos pantallas que contiene la opción, son para capturar los datos para la generación de las curvas de capacidad de producción. Ambas pantallas son similares, la diferencia entre la pantalla de la curva no. 1 que es con la cual se arranca la predicción, mientras que la curva no. 2 se obtiene de un proyecto adicional, por lo que debe registrarse si la curva se generó a partir de pozos en los cuales se ha instalado algún sistema de producción artificial y el periodo en el cual comenzará a actuar. Los datos que se capturan se presentan en la tabla 4.9 y la pantalla se muestra en la figura 4.13

CURVAS DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN
Periodo en el cual comenzará a actuar la segunda curva de capacidad de producción
Mecanismo utilizado para generar la segunda curva.
Presión estática del yacimiento.
Gasto de aceite

Tabla 4.9 Datos capturados en la pantalla de las curvas de capacidad de producción

Número	Pozos	Poz
1	169.5	12
2	173.5	97
3	177	89
4	180.8	84
5	183	74
6	192.6	83
7	201.8	16
8	210.2	12.9
9	218.4	15.2
10	229.2	11
11	231.2	9.6
12	238	5.4

Fig. 4.13 Ventana para la captura de los datos de la curva de capacidad de producción no. 1

Perforación futura.

La opción de la perforación futura maneja dos pantallas. La primera de ellas es la referente a los pozos futuros. La perforación de pozos adicionales es uno de los escenarios que el programa contempla, éste es un punto importante, pues el modelo es capaz de establecer un número adecuado de pozos, mediante una serie de limitantes tanto económicas como de producción, ya sea que se haya llegado a la de presión de abandono o a un gasto económicamente no rentable. Esta información se presenta en la tabla 4.10. La pantalla que presenta el modelo se muestra en la figura 4.14.

PERFORACIÓN FUTURA	
Número de pozos adicionales.	
Número de pozos perforados desde plataformas existentes	
Número de pozos perforados desde plataformas nuevas.	

Tabla 4.10 Datos capturados en la pantalla *pozos futuros*

Número	Pozos activos	Pozos nuevos
1	1	0
2	2	0
3	4	0
4	5	0
5	5	0
6	5	0
7	5	0
8	5	0
9	5	0
10	5	0
11	4	0
12	6	0
13	7	0
14	11	0
15	10	0
16	9	0
17	?	0

Fig. 4.14. Ventana para la captura de los *pozos futuros*

La segunda pantalla que maneja el modelo se refiere a la *evaluación económica*. Todo proyecto contrae, por sí mismo un costo, su objetivo sera, independientemente de su desarrollo, obtener de él una ganancia, si dicha ganancia no es muy alta, entonces el proyecto perderá interés, por el contrario si la ganancia que del proyecto se obtenga es grande, el interés por desarrollarlo aumentará. Para realizar la evaluación económica, el programa requiere de la información contenida en la tabla 4 11 y la forma en que el modelo captura dicha información se muestra en la figura 4 15

EVALUACIÓN ECONÓMICA	
Período en el cual se iniciará la evaluación económica.	
Número de plataformas de perforación.	
Costo de perforar un pozo.	
Costo de una plataforma.	
Precio del barril de aceite.	

Tabla 4.11 Datos capturados en la pantalla de la *evaluación económica*

The screenshot shows a window titled "Información económica" with the following data entries:

Período en el cual se iniciará la evaluación económica	100
Nos. de plataformas con perforación	2
Costo de perforación por pozo	10
Costo de una plataforma	20
Precio del aceite	8

Buttons: Aceptar, Cancelar

Fig. 4.15. Ventana para la captura de la *evaluación económica*

Como se puede observar, todas las pantallas diseñadas para la captura de información, tienen diferentes botones, los cuales nos ayudan a decidir si la información que se ha registrado en ellas es la que se debe almacenar. Los botones tienen las siguientes funciones:

1. *Aceptar* Este botón aparecerá en todas las pantallas, cuando se realiza el evento 'click' sobre el botón de aceptar, lo que sucede es que el programa guarda la información que haya sido registrada en la pantalla.
2. *Cancelar* La función principal de este botón, es la de no almacenar la información capturada en la pantalla y dejar sin modificación la existente en la base de datos.
3. *Agregar*. Este tipo de botones es exclusivo de la pantalla para la captura de datos cuya captura se realice por medio de tablas (GRIDS). Lo que sucede cuando se realiza el evento 'click' sobre este botón, es aparecer una pantalla, la cual contiene los datos que se requieran en cada espacio de la tabla; es obvio que para cada tabla existirá una pantalla de este tipo para realizar esta operación. En la figura 4.16, se presenta la pantalla de esta operación para la captura de los datos de un punto del volumen de roca

The image shows a graphical user interface window with a title bar that reads "Volumen de roca vs. profundidad". Inside the window, there are three vertically stacked input fields. The first field is labeled "Punto", the second "Volumen de roca", and the third "Profundidad". Each field has a corresponding empty rectangular box for data entry. At the bottom of the window, there are two buttons: "Aceptar" on the left and "Cancelar" on the right. The window has a standard Windows-style border with a close button in the top right corner.

Fig. 4.16. Pantalla que se presenta para agregar valores a las celdas de una tabla

4. *Eliminar*. Al igual que el botón anterior, éste también es de uso exclusivo de las pantallas con tablas para la captura de la información. La función de este tipo de botones es la de eliminar el registro del renglón que se haya seleccionado.
5. *Modificar* Esta opción nos ayuda a que una vez que se selecciona un renglón, los datos de éste aparecen en una pantalla, los cuales pueden ser modificados, aún después de haber sido almacenados, la pantalla que se emplea para esta función, es similar a la empleada para agregar datos. La diferencia que presenta este tipo de

ventanas es precisamente la de poder corregir la base de datos con mayor facilidad, o bien, de analizar si es que en ella existen datos incongruentes.

6. Ver. Finalmente, la opción de ver da la posibilidad de sólo ver, los datos sin poder modificarlos. La pantalla que se emplea es similar a las pantallas de agregar y modificar, la diferencia básica es que en este tipo de pantalla no se puede escribir.

4.2.2.2. Presentación de resultados.

La principal aportación de este trabajo es el módulo de graficación para la presentación de los resultados que se ha incluido, a fin de facilitar el análisis de los resultados obtenidos por el programa.

Una vez concluidos los cálculos, los resultados se presentan en una pantalla que incluye una tabla como la que se muestra en la figura 4.17.

Fecha	Presión (Koy/cm ²)	Np (MMb)	Presión (Gp (MMb))	Qo (MBPD)
1) Jun 1980				
2) Dic 1981	394 923	5	5 194	54 75
3) Jun 1981	390 519	13	13 504	87 61
4) Dic 1982	361 324	30	31 163	186 17
5) Jun 1982	371 824	48	49 861	197 12
6) Dic 1983	361 799	67 5	70 117	213 55
7) Jun 1983	354 52	82	85 18	158 75
8) Dic 1984	345 688	100	103 878	197 12
9) Jun 1984	341 355	109	113 226	98 56
10) Dic 1985	331 454	130	135 041	229 97
11) Jun 1985	324 46	154	159 971	262 85
12) Dic 1986	319 266	174 2	180 955	221 21
13) Jun 1986	315 236	190 1	197 471	174 12
14) Dic 1987	310 264	210	218 143	217 93
15) Jun 1987	306 568	225	233 724	164 27
16) Dic 1988	303 643	237	246 19	131 41

Fig. 4.17. Tabla de resultados presentado por el modelo MEYVO2000

Como se puede observar en la figura, la pantalla contiene el botón de *Graficar*, al presionar dicho botón se activa una pantalla en la cual se selecciona cualquiera de los siguientes parámetros que se deseen graficar (figura 4.18):

- i) Presión (P)
- ii) Producción acumulada (N_p)
- iii) Gasto de aceite (Q_o)
- iv) Avance de los contactos (CGO, COW)
- v) Flujo fraccional de agua (f_w)

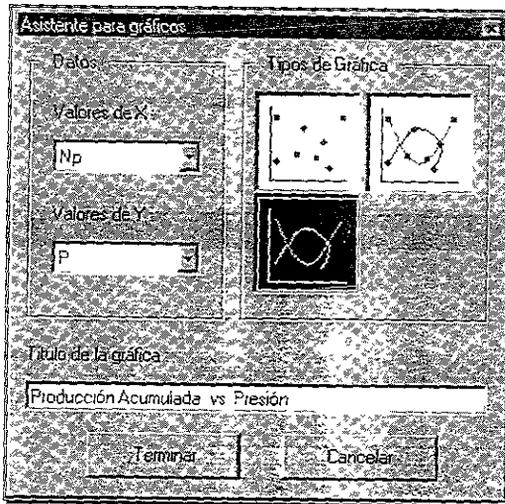


Fig. 4.18. Pantalla para la selección de los parámetros que se desean graficar

Las gráficas que el modelo presenta, se pueden observar en las figuras 4.19a y 4.19b

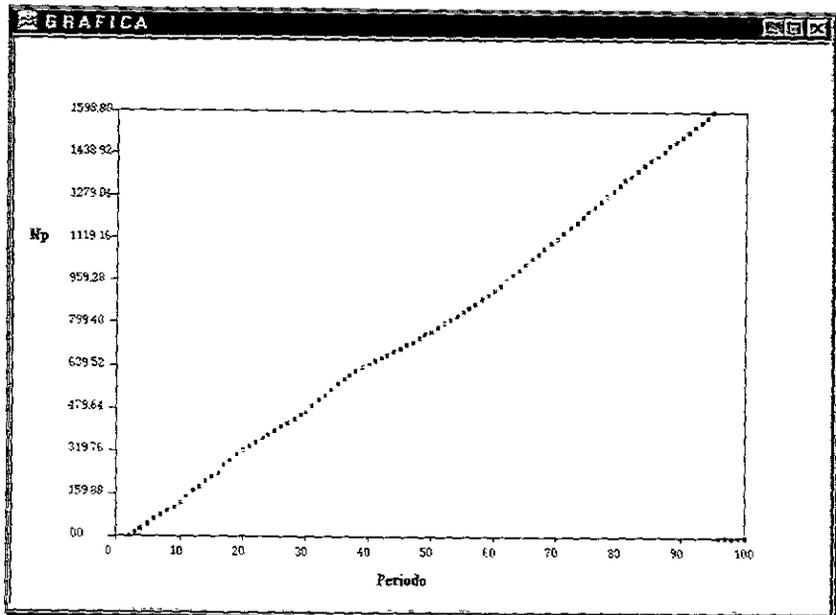


Fig. 4.19a. Gráficas generadas por el modelo MEYVO2000

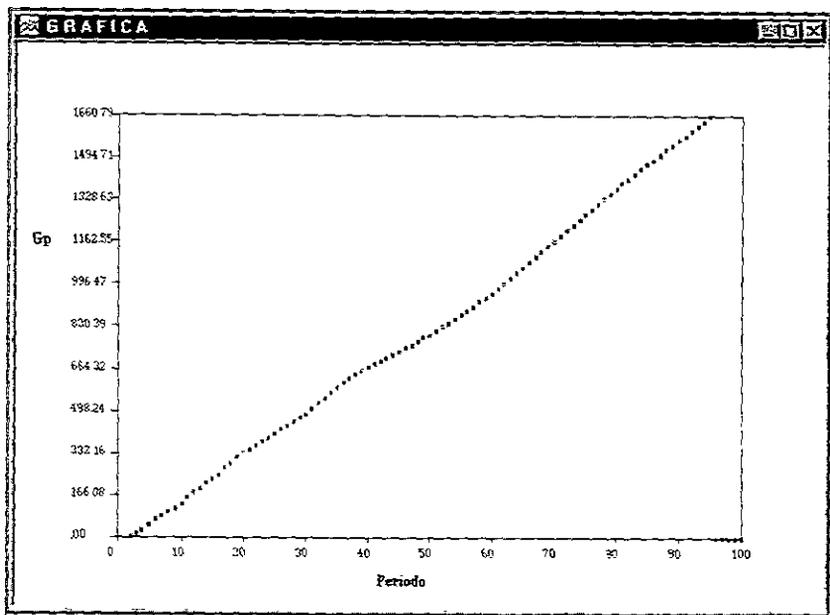


Fig. 4.19b. Gráficas generadas por el modelo MEYVO2000

ARCHIVO

El menú archivo contiene las siguientes opciones:

Nuevo

Cuando se selecciona la opción *Nuevo*, lo que sucede es que se crea una nueva base de datos en la cual se almacenarán los datos del campo que se desee simular, cuando se abran las ventanas para la captura de datos éstas aparecerán vacías.

Guardar como...

Cuando al proyecto no se le ha dado un nombre, se selecciona la opción de *Guardar como...*, cuando en esta opción se efectúa el evento 'click' aparece una pantalla en la cual se le asigna un nombre al proyecto que se esté realizando. La pantalla que se muestra se observa en la figura 4.20.

El modelo modificado no presenta la opción de *guardar*, esto se debe a que cuando se realizan modificaciones a la base de datos, éstos se llevan a cabo a través de las pantallas y cuando se selecciona el botón de aceptar, los cambios se guardan, borrando los datos existentes y almacenando los capturados.

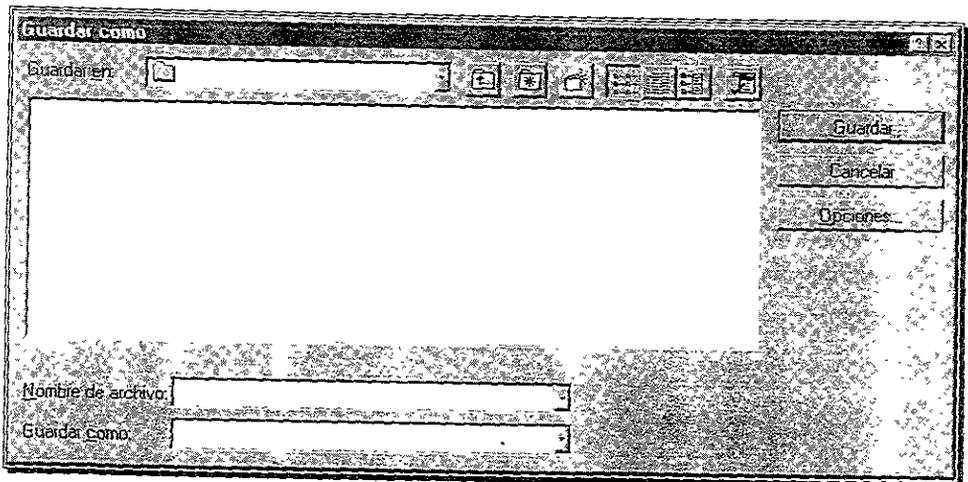


Fig. 4.20. Pantalla para la opción *Guardar como...*

4.2.2.3. *Ayudas.*

Las pantallas de ayuda contienen la información necesaria para que el usuario que desee utilizar el programa, no tenga problemas para generar una prueba. A pesar de que cuando se está trabajando, en la pantalla de trabajo aparece otra pantalla en la cual se dan algunos *tips* a fin de facilitar la captura de datos o la ejecución de éste, resulta importante contar con una serie de ayudas con el propósito de que al presentarse un problema, el usuario pueda, dentro de lo posible, resolver dicha dificultad.

Con el propósito de tener una serie de ayudas lo más completa posible, fueron creadas los siguientes tipos de ayuda, los cuales dependen del tipo de problema que se pudiese llegar a presentar.

Del programa.

La ayuda sobre el programa, se refiere principalmente a los fundamentos teóricos del programa y es, en cierta medida, un breve resumen del presente trabajo. En ella, se tiene información del alcance del modelo, así como, las ecuaciones principales empleadas en la programación de los modelos (Fig. 4.21).

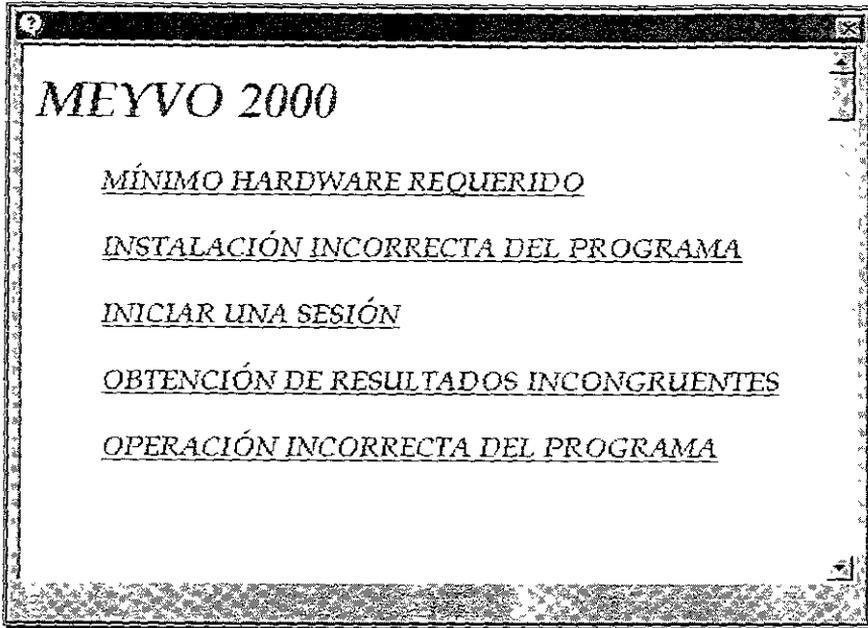


Fig. 4.21. Ayuda del programa

Del sistema.

En esta pantalla se tiene información de las fuentes y causas por las cuales el programa no pueda ser ejecutado, o bien, que los resultados obtenidos sean incongruentes (Fig. 4.22).

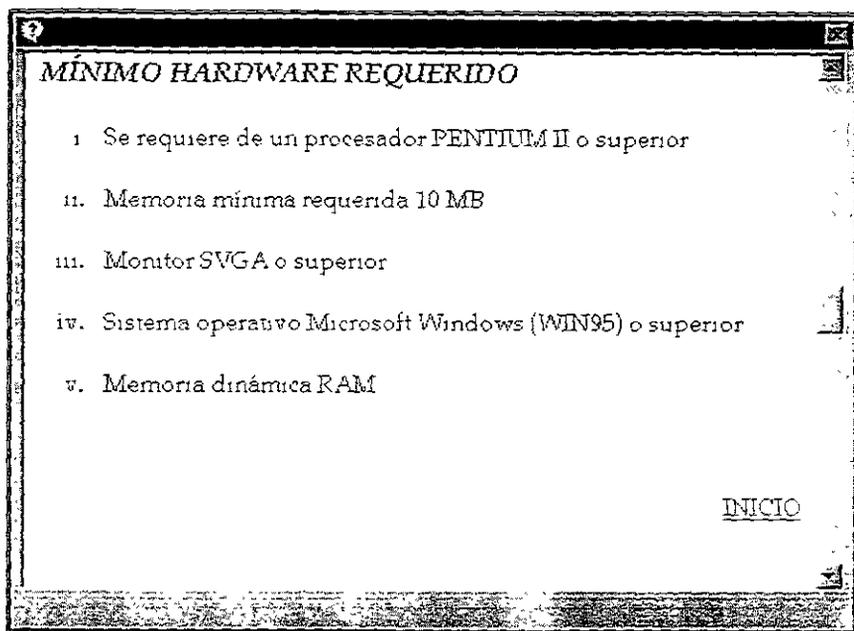


Fig. 4.22. Ayuda del sistema

Acerca de...

En esta pantalla se presenta la información básica sobre los autores del modelo

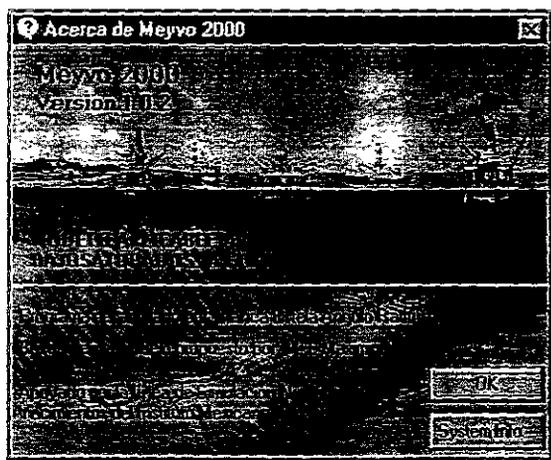


Fig 4.23. Acerca de....

SALIDA.

Para finalizar la descripción del modelo MEYVO2000, se presenta la pantalla de salida, la cual, como es obvio, saca al usuario del programa. Como se puede ver en la figura 4.24, antes de cerrar completamente el programa nos cuestiona sobre la decisión que se está tomando

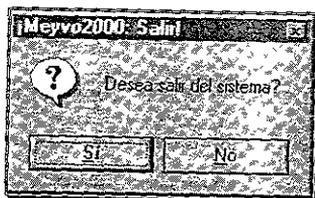


Fig. 4.24. Pantalla para la presentación de la salida

4.3. Ejemplo.

Una vez actualizado el modelo y como punto final de este trabajo se realizó un ejemplo con datos generados, tomando como base los de un yacimiento real, pero ajustados para fines de ejemplificar el modelo.

4.3.1. Datos

Como podemos ver los períodos que se consideran tendrán una duración de seis meses. Debemos tener en cuenta que para intervalos menores de tiempo la caída de presión será menor y esto nos proporcionará un mejor conocimiento del comportamiento que tendrá la presión, conforme el yacimiento sea explotado.

DATOS PARA LA SIMULACIÓN	
Magnitud de los periodos (meses)	6
Mes anterior al del inicio	Diciembre
Año correspondiente al mes anterior	1980
Periodos de la historia	20
Nombre del yacimiento	Ejemplo
Fecha en que se realiza la simulación	22 - mayo - 00
Periodo para iniciar la inyección de agua	40
Gasto de agua de inyección (MBPD)	180
Periodo para iniciar la inyección de gas	40
Gasto de gas de inyección (MMPCD)	100
Periodo de inicio para la segunda curva de capacidad de producción	0
Periodos para simular	80

Tabla 4.12 Datos para la simulación

Aún sin ver la gráfica semilogarítmica de producción-presión, con la información que se presenta en la siguiente tabla podemos inferir de manera directa que se trata de un yacimiento inicialmente *bajosaturado*, con entrada de agua sin empuje por gas disuelto liberado.

ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO	
Cima del yacimiento la más alta (m)	3000
Base del yacimiento la más baja (m)	4000
Profundidad del plano de referencia (m)	3850
Volumen de roca total (MMm ³)	10250
Volumen de roca invadida por agua (MMm ³)	2500
Volumen de roca invadida por gas (MMm ³)	0
Producción del volumen de roca invadida por agua (MMB)	393,288
Producción del volumen de roca invadida por agua (MMB)	0

Tabla 4.13 Datos de la estructura del yacimiento para la simulación

Para el ejemplo la información petrofísica que se consideró se presenta a continuación. Es importante recalcar que en el programa se consideran valores promedios lo cual genera un error, el cual disminuye en la medida en que los datos son más representativos de la formación.

INFORMACIÓN PETROFÍSICA	
Porosidad (fracción)	0.07
Saturación de aceite residual (fracción)	0.35
Saturación de agua promedio (fracción)	0.15
Compresibilidad del agua (10^{-6} (kg/cm ²) ⁻¹)	48.91
Compresibilidad de la formación (10^{-6} (kg/cm ²) ⁻¹)	2500
<i>Curva de permeabilidad relativa</i>	
Punto no. 1	
Saturación de agua (fracción)	0.35
Permeabilidad relativa	49.402
Punto no. 2	
Saturación de agua (fracción)	0.65
Permeabilidad relativa	0.01832

Tabla 4.14 Datos de la petrofísica para la simulación

En este tipo de información, es quizá en la que menos control, por parte del ingeniero petrolero, se tiene; pues esta información es proporcionada por la gente

encargada de la caracterización de los yacimientos, los cuales generalmente son ingenieros geólogos y geofísicos.

VOLUMEN DE ROCA		
Punto	Volumen de roca (MMm ³)	Profundidad (m)
1	2.126	3650
2	272.1	3700
3	1084	3750
4	2024	3800
5	3540	3850
6	5376	3900
7	7124	3950
8	10250	4000

Tabla 4.15 Datos del volumen de roca para la simulación

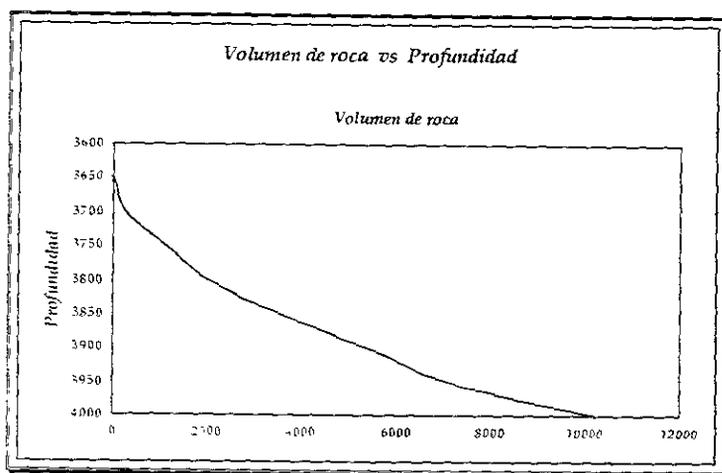


Fig. 4.25. Gráfica del volumen de roca vs la profundidad

Uno de los mayores problemas que se podría llegar a presentar es la medición de la producción del campo y tomando en cuenta que el método se basa en esta información resulta preponderante que esta información sea lo más confiable posible. En la siguiente gráfica observamos el comportamiento de la producción vs. la presión

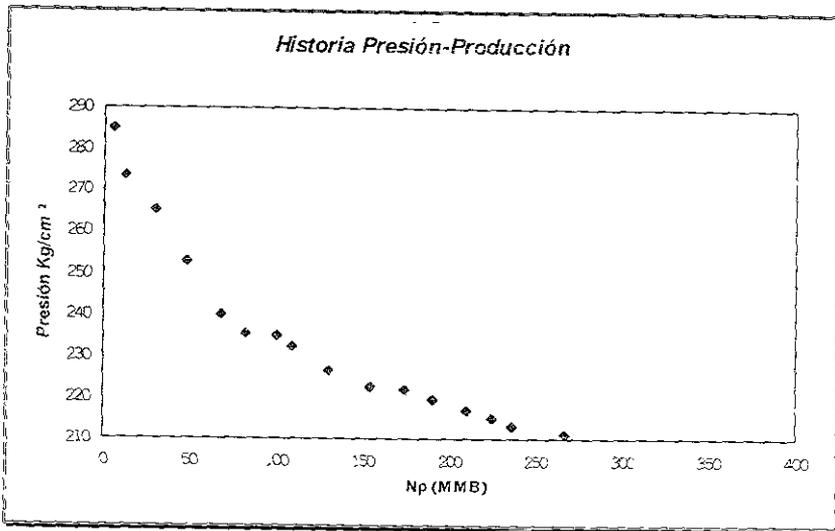


Fig. 4.26. Gráfica de la historia de producción vs la presión

<i>HISTORIA PRESIÓN-PRODUCCIÓN</i>		
Punto	Np (MMB)	Presión (kg/cm²)
1	5	285
2	13	273.5
3	30	265
4	48	253
5	67.5	240
6	82	235.3
7	100	234.7
8	109	232.2
9	130	226.5
10	154	222.7
11	174.2	221.8
12	190.1	219.5
13	210	216.7
14	225	215
15	237	213
16	268	211
17	283.7	209.7
18	306.8	207.2
19	322.6	205.6
20	340	202

Tabla 4.16 Historia de producción

Estos parámetros representan como ya se ha comentado los límites de producción.

DATOS DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES CARACTERÍSTICAS	
Presión límite (kg/cm ²)	10
Gasto límite (MBPD)	0.5
Plataforma de producción (MBPD)	10
Producción total de agua (MBPD)	0 001
Presión inicial del yacimiento (kg/cm ²)	290
Presión a la que ocurre la entrada de agua (kg/cm ²)	241.5
Producción al ocurrir la entrada de agua (MMB)	59.7
Presión a la que se libera el gas (kg/cm ²)	0
Producción al ocurrir la entrada de gas (MMB)	0
Presión final reportada (kg/cm ²)	202
Producción final reportada (MMB)	340

Tabla 4.16 Datos de producción

En esta tabla se puede ver, como a mayor presión en el yacimiento éste aportará gastos mayores y a presiones bajas el gasto disminuye. En la figura 4.24, se muestra la curva utilizada para el desarrollo del ejemplo y en la tabla 4.18, los datos.

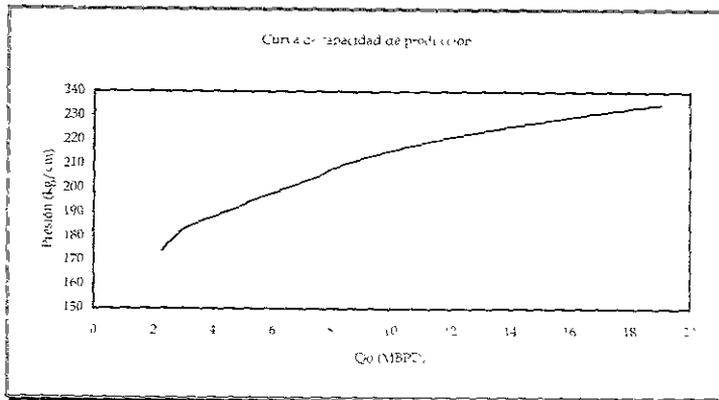


Fig. 4.27. Curva de capacidad de producción

CURVA DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN		
Punto	Presión (Kg/cm ²)	Q _o (MMBPD)
1	174.0	2.3
2	177.5	2.5
3	178.3	3.2
4	193.0	5.0
5	195.2	5.3
6	205.4	7.6
7	208.0	8.0
8	214.0	9.5
9	219.7	11.4
10	224.3	13.3
11	228.7	15.5
12	233.2	18.0
13	234.0	18.5
14	234.3	18.7
15	234.6	18.9
16	234.9	19.0

Tabla 4.18 Curva de capacidad de producción

Una óptima explotación de los campos involucra un arreglo de los pozos óptimo, también, por lo cual de la tabla podemos inferir que, si para el período en el cual se perforen los pozos las profundidades de éstos caen dentro de la zona invadida ya sea por agua o gas el cambio deberá cambiarse

<i>DATOS DE LOS POZOS</i>		
Pozo	Cima de los disparos (m)	Base de los disparos (m)
Pozo-1	3800	3820
Pozo-2	3810	3890
Pozo-3	3770	3780
Pozo-4	3760	3770
Pozo-5	3740	3750
Pozo-6	3720	3730
Pozo-7	3700	3710
Pozo-8	3670	3690
Pozo-9	3650	3670
Pozo-10	3635	3645
PozoF-1	3720	3750
PozoF-2	3720	3750
PozoF-3	3720	3750
PozoF-4	3720	3750
PozoF-5	3720	3750
PozoF-6	3720	3750
PozoF-7	3720	3520
PozoF-8	3720	3750
PozoF-9	3720	3750

Tabla 4.19 Datos de producción de los pozos

Con ésta información, al igual que con la capturada en la estructura del yacimiento, nos ayuda a identificar si el tipo de yacimiento cumple con las características, requeridas por el programa (yacimientos inicialmente bajosaturados), si recordamos el comportamiento del factor de volumen del aceite ($Bo_i < Bo_b$).

INFORMACIÓN PVT DE LOS FLUIDOS	
Factor de volumen del aceite a la presión inicial (m^3/m^3)	1.584
Factor de volumen del aceite a la presión de saturación (m^3/m^3)	1.654
Factor de volumen del aceite al primer cambio de pendiente (m^3/m^3)	1.713
Factor de volumen del gas (m^3/m^3)	0.004
Relación de solubilidad inicial (m^3/m^3)	185
Densidad del aceite a condiciones de yacimiento (gr/cm^3)	0.5944
Viscosidad del aceite (cp)	3.5
Viscosidad del agua (cp)	0.04
Presión de saturación (kg/cm^2)	235

Tabla 4.20 Información petrofísica del yacimiento

Es importante que al capturar ésta información los datos que sean registrados sean lo más reciente posible, pues se trata de información con una alta volatilidad y la cual debe ser cotejada día con día.

EVALUACIÓN ECONÓMICA	
Periodo para iniciar la evaluación económica	60
Número de plataformas con perforación	2
Costo de perforar un pozo (MMDls)	10
Costo de la renta de una plataforma (MMDls)	20
Precio del barril de aceite (Dls)	8

Tabla 4.21 Información para la evaluación económica

La tabla 4.22 muestra el programa de perforación futura, la cual contiene los pozos activos que han tenido a lo largo de la historia, por ésta razón es que aparece una serie de ceros al inicio de la tabla, es decir, para los periodos que comprende la historia no se hace un análisis de la conveniencia de la perforación de los pozos.

PROGRAMA DE POZOS DE LA HISTORIA Y FUTUROS		
Periodo	Pozos activos	Pozos nuevos
1	1	0
2	1	0
3	2	0
4	2	0
5	3	0
6	3	0
7	3	0
8	4	0
9	4	0
10	4	0
11	4	0
12	5	0
13	6	0
14	6	0
15	8	0
16	8	0
17	8	0
18	10	0
19	9	0
20	10	0
21	10	0
22	10	0
23	10	1
24	10	0
26	10	0
27	10	1
28	10	0
29	10	2

Tabla 4.18 Programa de pozos futuros

4.3.2. Resultados

En la tabla 4.23 se reportan los resultados obtenidos una vez hecha la corrida. Por la forma en que el programa genera la tabla de resultados, se decidió presentar la tabla en dos. La primera contiene el comportamiento de:

- i. Periodos
- ii. Presión (P)
- iii. Producción de aceite (N_p)
- iv. Producción de gas (G_p)
- v. Gasto de aceite (Q_o)
- vi. Gasto de gas (Q_g)
- vii. Relación gas-aceite (RGA)
- viii. Índices de empuje de los fluidos (IEO, IEG, IEW)
- ix. Factor de recuperación (Fr)
- x. Producción de agua (W_p)

La segunda parte de la tabla contiene el comportamiento de:

- i. Periodos
- ii. Presión (P)
- iii. Gasto de agua (Q_w)
- iv. Flujo fraccional de agua (f_w)
- v. Saturación de agua (S_w)
- vi. Avance de los contactos: gas-aceite (CGO) y aceite-agua (CWO)
- vii. Gas liberado en el yacimiento (GasYac)
- viii. Pozos activos en cada periodo

- ix. Gastos de inyección de los fluidos ($Q_{w_{iny}}$ y $Q_{g_{iny}}$)
- x. Producciones de agua y gas de inyección que se han producido ($W_{p_{iny}}$ y $G_{g_{iny}}$).

En la figura 4.28, se muestra el comportamiento obtenido de la declinación de la presión del yacimiento. En la gráfica se puede apreciar con claridad el momento en que aparecen los diferentes mecanismos de empuje, así como el período en el cual comienza la inyección de los fluidos. El incremento en que se presenta alcanza un valor máximo y después continúa la declinación de la presión.

En las figuras 4.29 y 4.30 se presenta el comportamiento obtenido de la producción de aceite y el flujo fraccional de agua respectivamente. En la figura 4.31 se puede observar el comportamiento que seguirá la relación gas-aceite (RGA), y finalmente en la figura 4.32 se presenta el avance de los contactos, durante el tiempo de explotación del yacimiento

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	P kg/cm ²	Np MMB	Gp MMMPC	Qo MBPD	Qg MMPCD	RGA m ³ /m ³	IEO frac	IEG frac	IEW frac	Fr %	Wp MMB
1	285.589	5	5.194	54.757	56.88	185	1	0	0	0.334	0.001
2	278.67	13	13.504	87.611	91.008	185	1	0	0	0.869	0.001
3	264.52	30	31.163	186.174	193.393	185	1	0	0	2.005	0.001
4	250.319	48	49.861	197.125	204.769	185	1	0	0	3.207	0.001
5	240.303	67.5	70.117	213.552	221.833	185	0.208	0	0.792	4.51	0.001
6	238.093	82	85.18	158.795	164.953	185	0.208	0	0.792	5.479	0.001
7	235.378	100	103.878	197.125	204.769	185	0.208	0	0.792	6.682	0.001
8	234.032	109	113.226	98.563	102.384	185	0.208	0	0.792	7.284	0.001
9	230.921	130	135.041	229.979	238.897	185	0.208	0	0.792	8.687	0.001
10	227.417	154	159.971	262.834	273.025	185	0.208	0	0.792	10.291	0.001
11	224.508	174.2	180.955	221.218	229.796	185	0.208	0	0.792	11.64	0.001
12	222.245	190.1	197.471	174.127	180.879	185	0.208	0	0.792	12.703	0.001
13	219.445	210	218.143	217.933	226.383	185	0.208	0	0.792	14.033	0.001
14	217.358	225	233.724	164.271	170.641	185	0.208	0	0.792	15.035	0.001
15	215.702	237	246.19	131.417	136.513	185	0.208	0	0.792	15.837	0.001
16	211.483	268	278.392	339.493	352.657	185	0.208	0	0.792	17.908	0.001
17	209.378	283.7	294.7	171.937	178.604	185	0.208	0	0.792	18.957	0.001
18	206.319	306.8	318.696	252.977	262.787	185	0.208	0	0.792	20.501	0.001
19	204.252	322.6	335.109	173.032	179.741	185	0.208	0	0.792	21.557	0.001
20	202	340	353.184	190.554	197.943	185	0.104	0.5	0.396	22.719	0.001

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Período	P kg/cm ²	Np MMB	Gp MMMPC	Qo MBPD	Qg MMPCD	RGa m ³ /m ³	IEO frac	IEG frac	IEW frac	Fr %	Wp MMB
21	201.223	346.047	359.465	66.222	68.79	185	0.104	0.5	0.396	23.124	0.29
22	200.434	352.211	365.868	67.51	70.128	185	0.104	0.5	0.396	23.535	0.606
23	199.69	358.049	371.932	63.925	66.403	185	0.104	0.5	0.396	23.925	0.929
24	198.887	364.37	378.499	69.234	71.919	185	0.104	0.5	0.396	24.348	1.302
25	198.189	369.89	384.232	60.442	62.785	185	0.104	0.5	0.396	24.717	1.654
26	197.509	375.288	389.84	59.121	61.414	185	0.104	0.5	0.396	25.077	2.021
27	196.851	380.525	395.28	57.355	59.579	185	0.104	0.5	0.396	25.427	2.4
28	196.147	386.147	401.12	61.569	63.957	185	0.104	0.5	0.396	25.803	2.833
29	195.527	391.112	406.278	54.374	56.482	185	0.104	0.5	0.396	26.135	3.241
30	195.858	396.95	412.341	63.925	66.404	185	0.104	0.5	0.396	26.525	3.749
31	196.384	402.894	418.517	65.103	67.628	185	0.104	0.5	0.396	26.922	4.32
32	196.927	409.023	424.883	67.115	69.717	185	0.104	0.5	0.396	27.332	4.971
33	197.491	415.354	431.459	69.338	72.026	185	0.104	0.5	0.396	27.755	5.718
34	198.075	421.906	438.266	71.756	74.539	185	0.104	0.5	0.396	28.193	6.576
35	198.683	428.695	445.318	74.348	77.231	185	0.104	0.5	0.396	28.646	7.568
36	199.315	435.734	452.629	77.081	80.069	185	0.104	0.5	0.396	29.117	8.718
37	199.972	443.031	460.209	79.911	83.01	185	0.104	0.5	0.396	29.604	10.056
38	200.655	450.59	468.061	82.782	85.992	185	0.104	0.5	0.396	30.109	11.614
39	201.365	458.408	476.182	85.619	88.939	185	0.825	0.005	0.171	30.632	13.432
40	203.211	466.473	484.561	88.328	91.753	188.456	0.825	0.005	0.171	31.171	15.551

continuación

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	F kg/cm ²	Np MMB	Gp MMMMFC	Qo MBPD	Qg MMPCD	RGa m ³ /m ³	IFO frac	IEG frac	IEW frac	Fr %	Wp MMB
41	202.272	475.045	493.631	93.874	99.336	192.129	0.825	0.005	0.171	31.743	18.528
42	201.363	483.384	502.627	91.318	98.514	195.702	0.825	0.005	0.171	32.301	22.396
43	200.488	491.448	511.489	88.323	97.055	199.157	0.825	0.005	0.171	32.84	27.308
44	199.649	499.205	520.163	84.94	94.986	202.481	0.825	0.005	0.171	33.358	33.387
45	198.849	506.636	528.612	81.385	92.529	205.665	0.825	0.005	0.171	33.854	40.718
46	197.362	520.537	544.78	74.402	87.192	211.621	0.825	0.005	0.171	34.783	59.211
47	196.67	527.038	552.505	71.194	84.597	214.407	0.825	0.005	0.171	35.218	70.286
48	196.009	533.271	560.01	68.269	82.189	217.078	0.825	0.005	0.171	35.634	82.455
49	195.375	539.267	567.318	65.665	80.039	219.647	0.825	0.005	0.171	36.035	95.6
50	194.765	545.057	574.459	63.406	78.2	222.128	0.825	0.005	0.171	36.422	109.6
51	194.174	550.678	581.469	61.552	76.771	224.536	0.825	0.005	0.171	36.797	124.355
52	193.598	556.182	588.409	60.281	76	226.895	0.825	0.005	0.171	37.165	139.836
53	193.028	561.638	595.36	59.75	76.122	229.233	0.825	0.005	0.171	37.53	156.092
54	192.458	567.109	602.401	59.911	77.114	231.577	0.825	0.005	0.171	37.895	173.204
55	191.884	572.643	609.598	60.608	78.809	233.948	0.825	0.005	0.171	38.265	191.241
56	191.301	578.277	616.999	61.703	81.054	236.362	0.825	0.005	0.171	38.642	210.251
57	190.706	584.035	624.641	63.059	83.69	238.829	0.825	0.005	0.171	39.026	230.255
58	190.1	589.928	632.543	64.531	86.537	241.354	0.825	0.005	0.171	39.42	251.231
59	189.483	595.95	640.704	65.951	89.377	243.935	0.825	0.005	0.171	39.823	273.107
60	188.856	602.08	649.1	67.131	91.948	246.561	0.825	0.005	0.171	40.232	295.745

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	P kg/cm ²	Np MMB	Gp MMMMFC	Qo MBPD	Qg MMPCD	RGA m ³ /m ³	IFO frac	IEG frac	IEW frac	Fv %	Wp MMB
61	188.225	608.276	657.678	67.857	93.945	249.216	0.825	0.005	0.171	40.646	318.934
62	187.596	614.477	666.356	67.911	95.032	251.873	0.825	0.005	0.171	41.061	342.388
63	186.976	620.603	675.019	67.086	94.878	254.498	0.825	0.005	0.171	41.47	365.749
64	186.376	626.558	683.53	65.221	93.201	257.05	0.825	0.005	0.171	41.868	388.604
65	185.804	632.241	691.732	62.235	89.825	259.485	0.825	0.005	0.171	42.248	410.518
66	185.272	637.552	699.469	58.156	84.734	261.76	0.825	0.005	0.171	42.602	431.069
67	184.787	642.404	706.601	53.137	78.1	263.839	0.825	0.005	0.171	42.927	449.897
68	184.355	646.735	713.017	47.433	70.27	265.695	0.825	0.005	0.171	43.216	466.736
69	183.979	650.512	718.653	41.37	61.719	267.314	0.825	0.005	0.171	43.469	481.444
70	183.659	653.739	723.495	35.331	53.03	268.696	0.825	0.005	0.171	43.684	494.018
71	183.384	656.511	727.678	30.362	45.808	269.884	0.825	0.005	0.171	43.869	504.832
72	183.139	658.99	731.434	27.144	41.135	270.946	0.825	0.005	0.171	44.035	514.506
73	182.911	661.289	734.933	25.184	38.314	271.932	0.825	0.005	0.171	44.189	523.485
74	182.694	663.485	738.285	24.044	36.712	272.872	0.825	0.005	0.171	44.335	532.061
75	182.483	665.629	741.571	23.487	35.987	273.791	0.825	0.005	0.171	44.479	540.441
76	182.273	667.764	744.853	23.376	35.937	274.706	0.825	0.005	0.171	44.621	548.785
77	182.06	669.921	748.18	23.624	36.44	275.63	0.825	0.005	0.171	44.765	557.219
78	181.843	672.128	751.596	24.172	37.411	276.576	0.825	0.005	0.171	44.913	565.852

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	P kg/cm ²	Qw MBPD	fw frac	Sw frac	CGO m	CWO m	GasYac MMMMPC	Pozos activos	Qw _i MBPD	Wp _i MMB	Qg _i MMPCD	Gp _i MMPCD
1	285.589	0	0	0.15	3000	4000	0	1	0	0	0	0
2	278.67	0	0	0.15	3000	4000	0	1	0	0	0	0
3	264.52	0	0	0.15	3000	4000	0	2	0	0	0	0
4	250.319	0	0	0.15	3000	4000	0	2	0	0	0	0
5	240.303	0	0.002	0.154	3000	4000	0	3	0	0	0	0
6	238.093	0	0.002	0.16	3000	4000	0	3	0	0	0	0
7	235.378	0	0.002	0.169	3000	4000	0	3	0	0	0	0
8	234.032	0	0.003	0.173	3000	4000	0	4	0	0	0	0
9	230.921	0	0.004	0.183	3000	4000	0	4	0	0	0	0
10	227.417	0	0.005	0.194	3000	4000	0	4	0	0	0	0
11	224.508	0	0.006	0.204	3000	4000	0	4	0	0	0	0
12	222.245	0	0.007	0.211	3000	4000	0	5	0	0	0	0
13	219.445	0	0.01	0.22	3000	4000	0	6	0	0	0	0
14	217.358	0	0.011	0.227	3000	4000	0	6	0	0	0	0
15	215.702	0	0.013	0.233	3000	4000	0	8	0	0	0	0
16	211.483	0	0.019	0.248	3000	4000	0	8	0	0	0	0
17	209.378	0	0.023	0.255	3000	4000	0	8	0	0	0	0
18	206.319	0	0.031	0.266	3000	4000	0	10	0	0	0	0
19	204.252	0	0.037	0.273	3000	4000	0	9	0	0	0	0
20	202	0	0.046	0.281	3000	4000	0	10	0	0	0	0

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	P kg/cm ²	Qw MBPD	fw frac	Sw frac	CGO m	CWO m	GasYac MMMPC	Pozos activos	Qw _i MBPD	Wp _i MMB	Qg _i MMPCD	Gp _i MMPCD
21	201.223	3.163	0.049	0.284	3000	4000	0	10	0	0	0	0
22	200.434	3.465	0.052	0.287	3000	4000	0	10	0	0	0	0
23	199.69	3.529	0.056	0.289	3000	4000	0	11	0	0	0	0
24	198.887	4.095	0.06	0.292	3000	4000	0	10	0	0	0	0
25	198.189	3.851	0.064	0.295	3000	4000	0	10	0	0	0	0
26	197.509	4.019	0.068	0.297	3000	4000	0	10	0	0	0	0
27	196.851	4.153	0.071	0.299	3000	4000	0	11	0	0	0	0
28	196.147	4.739	0.076	0.302	3000	4000	0	10	0	0	0	0
29	195.527	4.467	0.08	0.304	3000	4000	0	12	0	0	0	0
30	195.858	5.562	0.088	0.308	3000	4000	0	12	180	16.436	0	0
31	196.384	6.256	0.096	0.312	3000	4000	0	12	183.317	33.175	0	0
32	196.927	7.133	0.105	0.316	3000	4000	0	12	188.981	50.432	0	0
33	197.491	8.172	0.116	0.32	3000	4000	0	12	195.241	68.26	0	0
34	198.075	9.402	0.127	0.324	3000	4000	0	12	202.051	86.709	0	0
35	198.683	10.863	0.14	0.328	3000	4000	0	12	209.348	105.825	0	0
36	199.315	12.595	0.155	0.332	3000	4000	0	12	217.043	125.644	0	0
37	199.972	14.646	0.171	0.337	3000	4000	0	12	225.014	146.191	0	0
38	200.655	17.067	0.189	0.341	3000	4000	0	12	233.098	167.476	0	0
39	201.365	19.908	0.208	0.346	3000	4000	0	12	241.087	189.49	0	0
40	203.211	23.212	0.258	0.357	3000	3943.119	19.909	12	248.714	212.201	9.131	100

continuación

U.N.A.M.

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACIÓN CON PERFORACIÓN FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	P kg/cm ²	Qw MBPD	fw frac	Sw frac	CGO m	CWO m	GasYac MMMPC	Pozos activos	Qw1 MBPD	Wp1 MMB	Qg1 MMPCD	Gp1 MMPCD
41	202.272	32.6	0.317	0.368	3665.9	3937.895	41.067	12	264.33	236.337	18.836	106.279
42	201.363	42.357	0.379	0.378	3682.44	3932.62	61.65	12	257.132	259.817	28.276	103.384
43	200.488	53.792	0.439	0.388	3696.888	3927.372	81.558	12	248.699	282.526	37.407	99.994
44	199.649	66.582	0.497	0.396	3708.612	3922.225	100.703	12	239.174	304.365	46.188	96.164
45	198.849	80.283	0.548	0.404	3717.765	3917.229	119.046	12	229.163	325.291	54.601	92.139
46	197.362	108.18	0.63	0.417	3730.257	3907.816	153.358	12	209.5	364.432	70.339	84.233
47	196.67	121.282	0.661	0.422	3734.416	3903.424	169.405	12	200.469	382.737	77.698	80.602
48	196.009	133.272	0.687	0.427	3737.627	3899.243	184.793	12	192.232	400.29	84.756	77.29
49	195.375	143.956	0.707	0.43	3740.15	3895.261	199.593	12	184.899	417.174	91.544	74.942
50	194.765	153.313	0.724	0.433	3742.196	3891.455	213.885	12	178.539	433.477	98.099	71.785
51	194.174	161.593	0.738	0.436	3743.935	3887.801	227.758	12	173.319	449.303	104.462	69.686
52	193.598	169.538	0.749	0.438	3745.51	3884.261	241.345	12	169.739	464.802	110.694	68.246
53	193.028	178.028	0.758	0.44	3747.043	3880.793	254.812	12	168.243	480.165	116.871	67.645
54	192.458	187.399	0.765	0.442	3748.65	3877.356	268.316	12	168.698	495.569	123.064	67.828
55	191.884	197.526	0.771	0.443	3750.442	3873.924	281.977	12	170.66	511.153	129.33	68.617
56	191.301	208.191	0.776	0.444	3752.5	3870.476	295.884	12	173.742	527.017	135.709	69.856
57	190.706	219.071	0.781	0.445	3754.834	3867.004	310.097	12	177.561	543.231	142.228	71.391
58	190.1	229.722	0.784	0.446	3757.442	3863.505	324.642	12	181.705	559.823	148.899	73.058
59	189.483	239.57	0.787	0.446	3760.316	3859.989	339.507	12	185.705	576.78	155.717	74.666
60	188.856	247.914	0.789	0.447	3763.441	3856.473	354.638	12	189.026	594.04	162.657	76.001

TABLA 4.23. EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO CON PERFORACION CON PERFORACION FUTURA E INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Periodo	P kg/cm ²	Qw MBPD	fw frac	Sw frac	CGO m	CWO m	GasYac MMMPC	Pozos activos	Qw _i MBPD	Wp _i MMB	Qg _i MMPCD	Gp _i MMPCD
61	188.225	253.955	0.791	0.447	3766.784	3852.987	369.933	12	191.072	611.488	169.672	76.824
62	187.596	256.855	0.792	0.448	3770.299	3849.569	385.24	12	191.224	628.949	176.692	76.885
63	186.976	255.833	0.793	0.448	3773.92	3846.245	400.361	12	188.901	646.198	183.627	75.951
64	186.376	250.299	0.794	0.448	3777.566	3842.996	415.061	12	183.649	662.967	190.37	73.839
65	185.804	239.986	0.795	0.448	3781.147	3839.813	429.089	12	175.24	678.969	196.804	70.458
66	185.272	225.065	0.795	0.448	3784.571	3836.709	442.197	12	163.757	693.922	202.816	65.841
67	184.787	206.185	0.795	0.448	3787.753	3833.719	454.173	12	149.622	707.584	208.309	60.158
68	184.355	184.412	0.796	0.448	3790.629	3830.893	464.865	12	133.561	719.78	213.212	53.701
69	183.979	161.072	0.796	0.448	3793.157	3828.285	474.189	12	116.489	730.417	217.489	46.837
70	183.659	137.703	0.796	0.448	3795.322	3825.937	482.153	12	99.484	739.501	221.142	39.999
71	183.384	118.43	0.796	0.448	3797.137	3823.821	488.996	12	85.494	747.308	224.28	34.374
72	183.139	105.94	0.796	0.448	3798.667	3821.846	495.114	12	76.433	754.287	227.087	30.731
73	182.911	98.334	0.796	0.448	3800.01	3819.939	500.791	12	70.912	760.762	229.69	28.511
74	182.694	93.92	0.796	0.449	3801.233	3818.047	506.21	12	67.702	766.944	232.176	27.221
75	182.483	91.778	0.796	0.449	3802.379	3816.128	511.504	12	66.135	772.983	234.604	26.591
76	182.273	91.373	0.796	0.449	3803.48	3814.146	516.773	12	65.823	778.994	237.02	26.465
77	182.06	92.369	0.796	0.449	3804.558	3812.065	522.097	12	66.521	785.068	239.462	26.746
78	181.843	94.536	0.796	0.449	3805.628	3809.853	527.546	12	68.064	791.283	241.961	27.366

FIG. 4.28. DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN

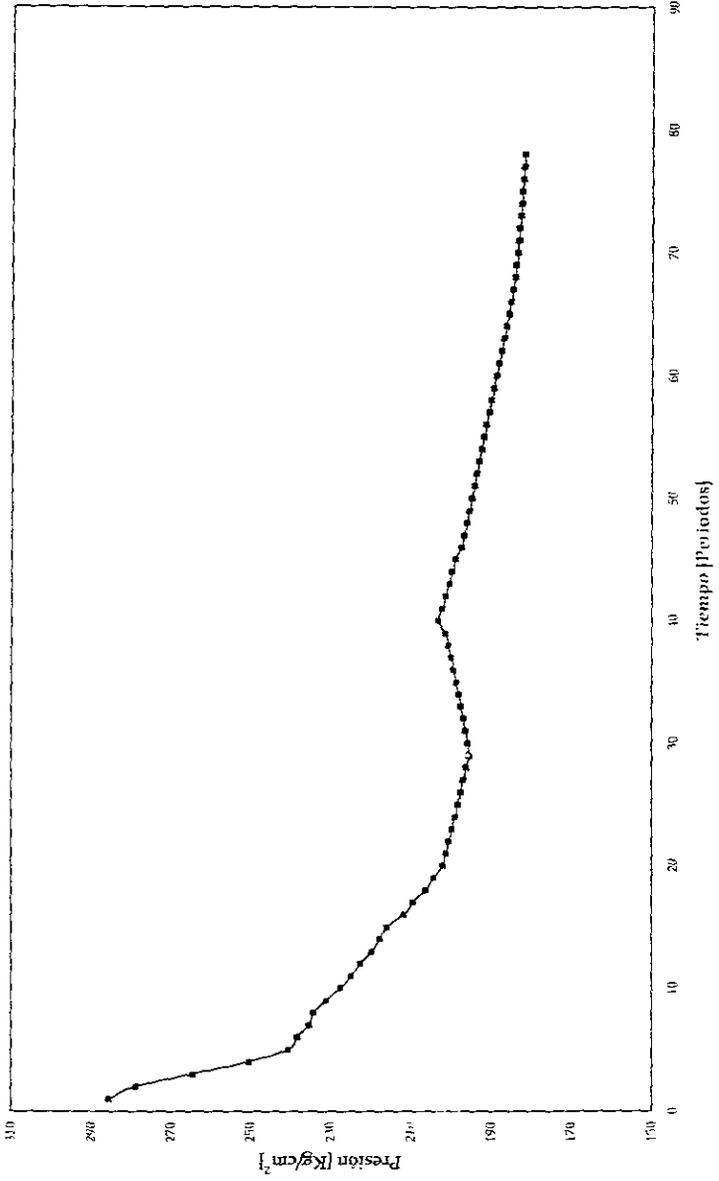


FIG. 4.29. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE

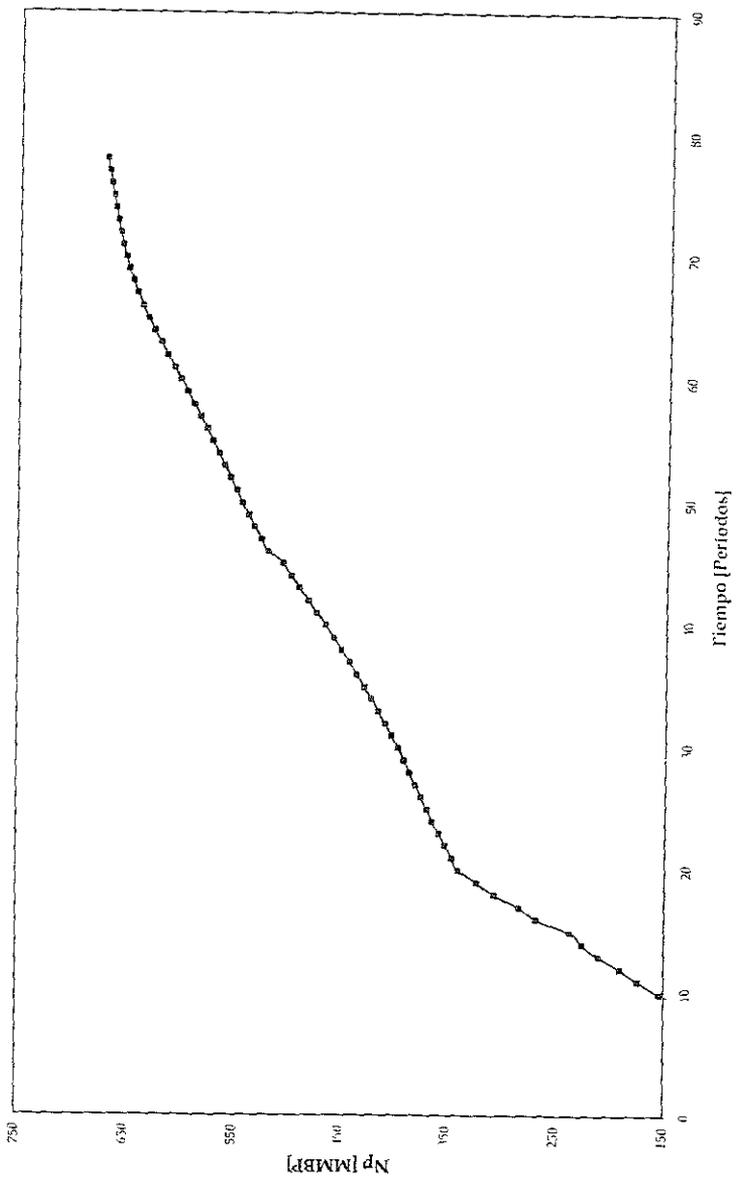


FIG. 4.30. FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

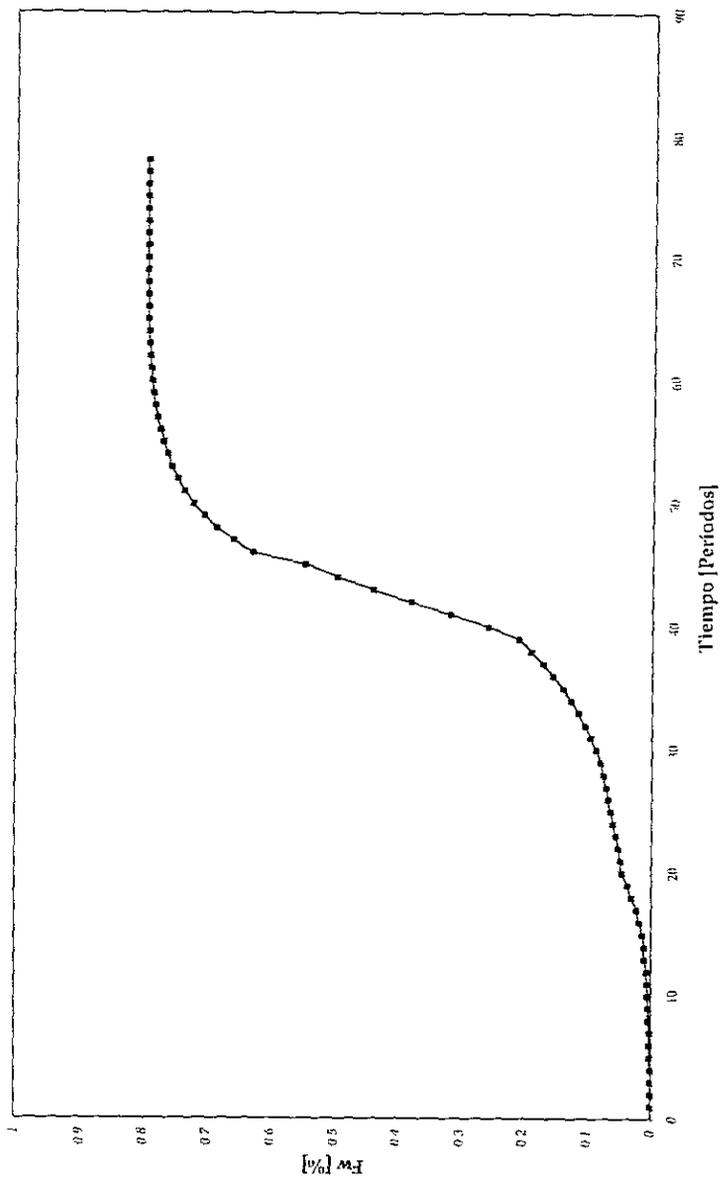


FIG. 4.31. RELACION GAS-ACEITE

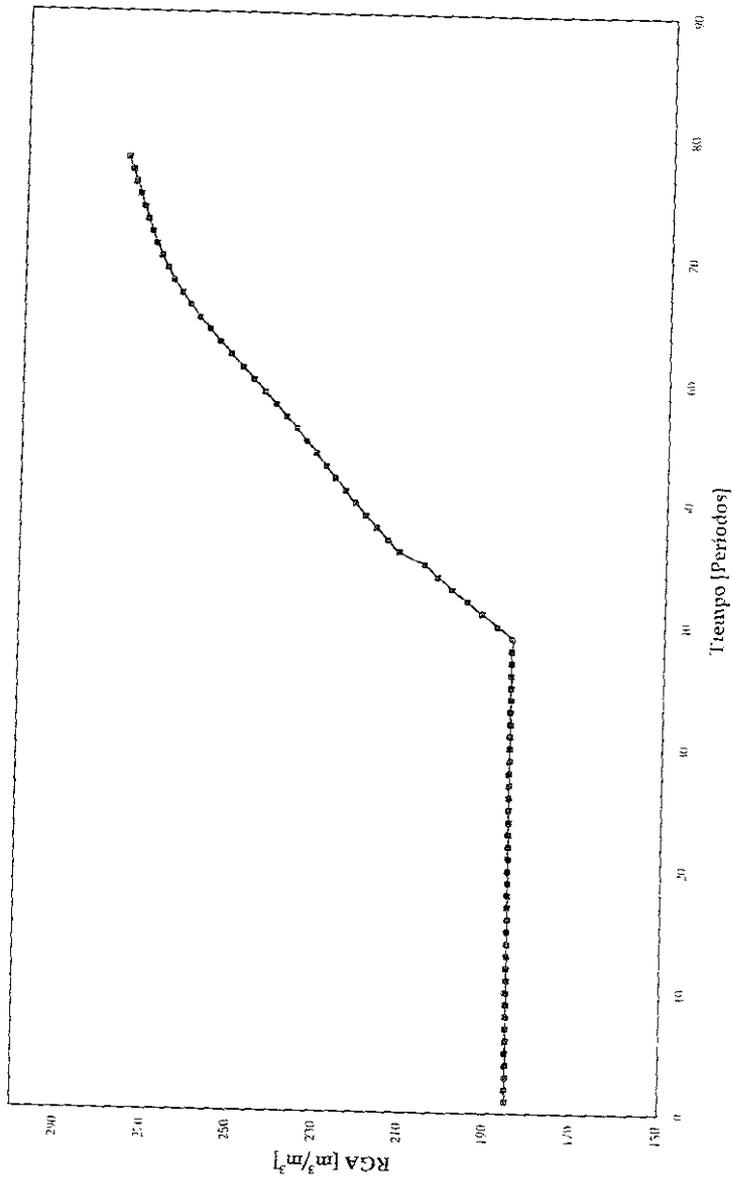
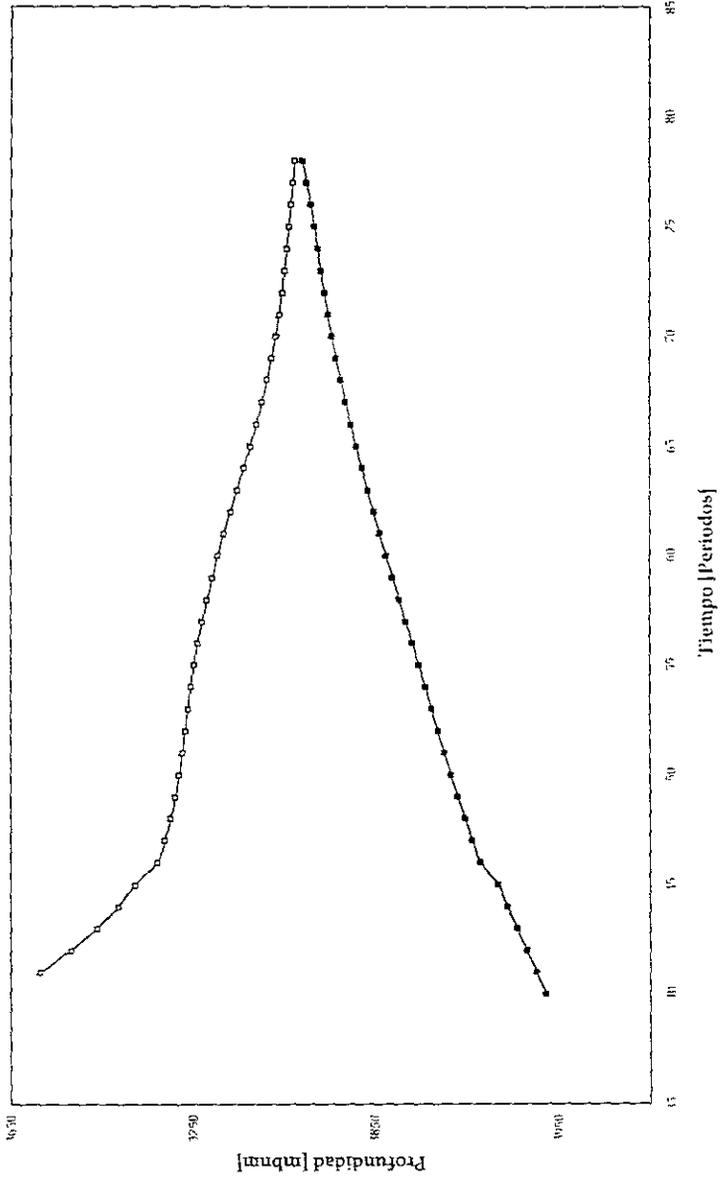


FIG. 4.32. AVANCE DE LOS CONTACTOS



CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Una vez que se ha desarrollado en su totalidad la presente tesis y por consiguiente que se conoce los alcances, la funcionalidad y la estructura del modelo se llegó a las siguientes conclusiones:

1. El modelo propuesto por el M. en I. Maximino Meza M., presenta la ventaja de poder realizar *corridos rápidos* de yacimientos inicialmente bajosaturados, utilizando la información básica que regula el comportamiento de los mismos, con lo que se obtiene el volumen original de hidrocarburos y los índices naturales de empuje que ocurren. La mayoría de los simuladores de hoy en día no hacen énfasis en presentar éstos parámetros.
2. El modelo, una vez ajustado su comportamiento, permite realizar una amplia gama de diferentes escenarios de explotación que se pueden plantear para este tipo de yacimientos
3. El manejo del modelo Meyvo 2000, como se planteó en un principio, su manejo resulta más sencilla gracias al ambiente amigable al que fue transferido; por lo que podemos decir que el objetivo planteado al iniciar el presente trabajo se cumplió satisfactoriamente
4. Antes de una corrida, es muy importante el análisis de los datos con los cuales se llevará a cabo la corrida, pues como ya se ha comentado en muchas ocasiones a lo largo de este trabajo, de la validación de los datos depende la confiabilidad de los resultados que del programa se obtengan
5. El módulo de graficación permite al usuario realizar gráficas que facilitan el análisis de los resultados.

6. Cuando, por la imprecisión de la información no se tiene una buena definición de las tendencias exponenciales, se debe tomar con reserva los resultados que el programa proporcione, pues no debemos olvidar que la base de éste son precisamente dichas tendencia exponenciales.

7. Derivada de lo anterior el modelo presentado, resulta altamente sensible a producciones fuerte de agua y de gas, por lo que sí en la historia de producción se observan altas producciones de estos fluidos los resultados del modelo no serán muy confiables.

NOMENCLATURA

B_{o_1}	Factor de volumen del aceite a la presión inicial.
B_o	Factor de volumen del aceite a cualquier presión.
B_g	Factor de volumen del gas a cualquier presión.
C_o	Compresibilidad del aceite
C_g	Compresibilidad del gas.
C_w	Compresibilidad del agua
C_e	Compresibilidad efectiva de la formación
d	Diferencial.
EXP	Función exponencial.
H	Profundidad
IEO	Índice de empuje del aceite.
IEG	Índice de empuje del gas
IEW	Índice de empuje del agua.
\ln	Logaritmo natural.
N	Volumen original de hidrocarburos.
N_p	Producción acumulada de aceite.
Pr	Profundidad del plano de referencia estructural del yacimiento.

P	Presión.
P _{gL}	Presión a la cual ocurre la liberación de gas, llevada al plano de referencia del yacimiento.
PRO	Productividad de cada mecanismo.
PROT	Productividad total.
Q _o	Gasto de aceite.
Q _g	Gasto de gas.
Q _w	Gasto de agua.
S	Saturación de cada fluido en el yacimiento
V	Volumen.
We	Entrada de agua total.
β	Pendientes observadas en la gráfica semilogarítmica Ln(P) vs. Np.
Δ	Incremento.
φ	Porosidad.
K	Permeabilidad.
ρ	Densidad.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Amyx W. James, et. al.; *PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING*; McGraw-Hill; USA, 1960.
2. Craft B.C., Hawkins, M.F, *APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING*; Prentice-Hall; USA, 1964.
3. Mendez L.T. ; *CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS*; Ingeniería Petrolera, México, 1979
4. Latil, Marcel; *ENHANCED OIL RECOVERY*; Instituto Francés del Petróleo; Francia, 1980.
5. Meza Meza, Maximino; *UNA NUEVA ALTERNATIVA PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS Y LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA*; Ingeniería Petrolera; México, 1985, AIPM.
6. Meza Meza, Maximino; *EVALUACIÓN PRÁCTICA DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE Y VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS*, Ingeniería Petrolera, México, 1985; AIPM.
7. Gómez Cabrera, J.A.; *PRODUCCIÓN DE POZOS I*; Facultad de Ingeniería, U.N.A.M ; México, 1988.
8. Ahmed Tarek, *HYDROCRABON PHASE BEHAVIOR*; Gulf Publishing Company; Houston, 1989.
9. Meza Meza, Maximino, *DETERMINACIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO*; Ingeniería Petrolera; México, 1985; AIPM.

-
10. Garaicochea Petrirena, F.; *TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS*; Colegio de Ingenieros Petroleros de México; México, 1991.
 11. Meza Meza, Maximino; *MODELO ANALÍTICO PARA LA SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INYECCIÓN*; Ingeniería Petrolera; México, 1985; AIPM.
 12. Facultad de Ingeniería; *APUNTES: COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE LOS YACIMIENTOS*; U.N.A.M.; México.
 13. Facultad de Ingeniería; *APUNTES: RECUPERACIÓN SECUNDARIA*, U.N.A.M.; México.
 14. Quevedo Cruz, L.E.; *ASESORÍA EN LA PROGRAMACIÓN*.