



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

17
2EJ

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ COMPORTAMIENTO DE
YACIMIENTOS ”

FALLA DE ORIGEN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
CARLOS ALBERTO LEON ESPINOSA
VICTOR FELIPE ORDOÑEZ DE LOS SANTOS



DIRECTOR DE TESIS:

M. I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

MEXICO, D. F.

1995

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-086

SR. VICTOR FELIPE ORDOÑEZ DE LOS SANTOS
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Rafael Rodríguez Nieto, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

- I MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO
- II COMPRESIBILIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA FORMACION
- III ECUACIONES Y DATOS USADOS EN LA PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS
- IV ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADOS
- V ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA
- VI PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO, POR EL METODO DE TARNER
- VII PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO, POR EL METODO DE MUSKAT
- VIII TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS EN SOLUCION
- IX FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO
- X EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS
- XI ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN FORMA DE LA ECUACION DE UNA LINEA RECTA
- XII PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO NATURAL
- XIII COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS FRACTURADOS
- XIV INTRODUCCION A LOS MODELOS MATEMATICOS
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.

**

el



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 9 de diciembre de 1993

EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JHCS*EGLM*gtg

31.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-087

SR. CARLOS ALBERTO LEON ESPINOSA
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Rafael Rodríguez Nieto, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

- I MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO
- II COMPRESIBILIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA FORMACION
- III ECUACIONES Y DATOS USADOS EN LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS
- IV ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADOS
- V ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA
- VI PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTOS LIBERADOS, POR EL METODO DE TURNER
- VII PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTOS LIBERADOS, POR EL METODO DE MUSKAT
- VIII TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS EN SOLUCION
- IX FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTOS
- X EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS
- XI ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN FORMA DE LA ECUACION DE UNA LINEA RECTA
- XII PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO NATURAL
- XIII COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS FRACTURADOS
- XIV INTRODUCCION A LOS MODELOS MATEMATICOS
- 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.

**

Al.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 9 de diciembre de 1993
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JHCS+EGLH+gtg

JH

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

CARLOS ALBERTO LEON ESPINOSA
No. Cta. 888887-8

VICTOR FELIPE ORDOÑEZ DE LOS SANTOS
No. Cta. 878842-5

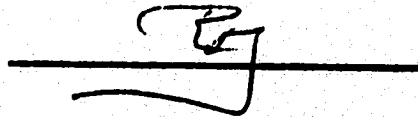
TESIS: "COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS"

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
Presidente



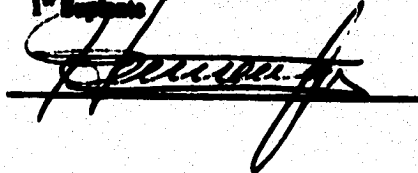
ML. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
Vocal



ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
Secretario



ING. NEREMIAS HERRERA PATRON
1º Suplente



ML. ROBERTO PABELLA SIXTO
2º Suplente



A mis Padres, por la formación y el apoyo que me han brindado.

A mis Tías, por sus experiencias, sus sabios consejos y su incondicional apoyo.

A mis abuelitos, por su cariño y su motivación.

A mis hermanos por su sólido y armonioso cariño.

A la novia, por la confianza que ahora le permite caminar a mi lado.

A mis amigos y primos, por haber sabido compartir difíciles y gratos momentos.

V.F.O.S.

A mis Padres, porque siempre confiaron en mí.

A Paty, Clathia y Alla, porque siempre estuvieron junto a mí.

A Dios y la Virgen María, porque obtuve la fuerza que necesito.

El miedo mata la mente. El miedo es la pequeña muerte que conduce a la destrucción total. Afrontaré mi miedo. Permitiré que pase sobre mí y a través de mí. Y cuando haya pasado, giraré mi ojo interior para escrutar su camino. Allí donde haya pasado el miedo ya no habrá nada. Sólo estaré yo.

Letanía Bene Gesserit
DUNE

C.A.L.E.

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Indice

Capítulo I Mecanismos de Desplazamiento	Página
1.1 Diagrama de fases	1
1.2 Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento	3
1.3 Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento	4
1.4 Yacimientos de gas y condensado	5
1.5 Yacimientos de gas húmedo	7
1.6 Yacimientos de gas seco	8
1.7 Caracterización del tipo de aceite	9
1.8 Mecanismos de desplazamiento de los fluidos en los yacimientos	12
1.9 Expansión de la roca y los líquidos	12
1.10 Empuje por gas disuelto liberado	16
1.11 Empuje por capa o casquete de gas	20
1.12 Empuje por agua	22
1.13 Desplazamiento por segregación gravitacional	27
1.14 Combinación de empujes	29
Referencias	30

Capítulo II Compresibilidad de los Componentes de la Formación

II.1 Definición de compresibilidad	31
II.2 Compresibilidad del aceite (c_o)	33
II.3 Compresibilidad del agua (c_w)	35
II.4 Compresibilidad de los sólidos (c_s)	36
II.5 Compresibilidad de la formación (c_f)	37
II.6 Compresibilidad del gas (c_g)	39
II.7 Compresibilidad total (c_t)	44
II.8 Compresibilidad media y compresibilidad total del sistema roca-fluidos	45
II.9 Compresibilidad efectiva del sistema, c_e	47
II.10 Ejemplos de aplicación	49
Referencias	56

Capítulo III Ecuaciones y Datos Usados en la Predicción del Comportamiento de los Yacimientos

Página

III.1	Ecuaciones fundamentales	57
III.2	Ecuación de la relación instantánea gas-aceite	58
III.3	Ecuación de saturación de aceite en yacimientos con empuje de gas disuelto liberado	60
III.4	Ecuación de la recuperación de aceite	62
III.5	Relación de permeabilidades relativas al gas y al aceite en función de la saturación de líquido	64
III.6	Ecuación de la variación del índice de productividad	76
III.7	Ecuación general de saturación de aceite	81
III.8	Obtención de la presión y las propiedades medias del yacimiento	87
	Referencias	90

Capítulo IV Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Bajosaturado

IV.1	Desarrollo de la ecuación general de balance de materia para yacimientos bajosaturados	92
IV.2	Determinación de N y W_e	96
IV.3	Índices de empuje totales	99
IV.4	Índice de empuje por periodos	100
IV.5	Evaluación práctica de los mecanismos de empuje y el volumen original de hidrocarburos	103
	Referencias	108

Capítulo V Ecuación General de Balance de Materia

V.1	Términos usados en la ecuación de balance de materia	109
V.2	Desarrollo de la ecuación	110
V.3	Consideraciones	113
V.4	Algunas aplicaciones de la ecuación de balance de materia	115
	Referencias	121

**Capítulo VI Predicción del Comportamiento con
Empuje de Gas Disuelto Liberado, por el
Método de J. Turner**

	<i>Página</i>
VI.1 Explicación del método de Turner	122
VI.2 Consideraciones generales	123
VI.3 Datos requeridos	124
VI.4 Ecuaciones que emplea el método	125
VI.5 Secuencia de cálculo	126
VI.6 Ilustración del método	127
Referencias	140

**Capítulo VII Predicción del Comportamiento de
Yacimientos de Gas Disuelto, por el
Método de Muskat**

VII.1 Desarrollo de la ecuación diferencial de Muskat	141
VII.2 Procedimiento empleado en la predicción	144
VII.3 Ecuación de R. L. Hoss	151
Referencias	152

**Capítulo VIII Tiempo Requerido para Explotar un
Yacimiento con Empuje de Gas en
Solución**

VIII.1 Tiempo requerido para la explotación	153
VIII.2 Condiciones de abandono	154
VIII.3 Ejemplo	155
Referencias	158

**Capítulo IX Factores que Modifican el Comportamiento
de un Yacimiento con Empuje de Gas Disuelto
Liberado**

	<i>Página</i>
IX.1 Viscosidad del aceite	160
IX.2 Presión inicial del yacimiento	161
IX.3 Solubilidad del gas en el aceite	164
IX.4 Forma de la curva de permeabilidades relativas	166
IX.5 Saturación de agua congénita	168
IX.6 Tamaño del casquete de gas	169
IX.7 Inyección del gas producido	170
Referencias	172

**Capítulo X Evaluación de la Entrada de Agua
a los Yacimientos**

X.1 Clasificación de los acufferos	174
X.2 Determinación de la entrada acumulativa de agua	178
X.3 Aplicación del principio de superposición	179
X.4 Evaluación del empuje hidráulico	182
X.5 Determinación de la ecuación que representa la entrada de agua de un yacimiento	188
Referencias	196

**Capítulo XI Ecuación de Balance de Materia en Forma de la
Ecuación de una Línea Recta**

XI.1 Solución de la ecuación para yacimientos de aceite saturado	197
XI.2 Ecuación para yacimientos bajosaturados	208
XI.3 Ecuación para yacimientos de gas	209
XI.4 Discusión general	210
Referencias	211

Capítulo XII Predicción del Comportamiento de Yacimientos con Empuje Hidráulico Natural

XII.1	Comportamiento de yacimientos de aceite bajosaturado	212
XII.2	Comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto y entrada de agua	216
XII.3	Comportamiento de yacimientos de aceite con entrada de agua y casquete de gas	218
XII.4	Comportamiento de yacimientos de gas con empuje hidráulico	219
XII.5	Discusión general	221
	Referencias	223

Capítulo XIII Comportamiento de los Yacimientos Fracturados

XIII.1	Mecanismos de desplazamiento	225
XIII.2	Segregación del gas liberado	229
XIII.3	Desarrollo de la zona gasógena	230
XIII.4	Convección del aceite, inversión de presión y pseudo entrada de agua	232
XIII.5	Control de la explotación	234
XIII.6	Predicción del comportamiento	235
	Referencias	241

Capítulo XIV Introducción a los Modelos Matemáticos

XIV.1	Modelos matemáticos	244
XIV.2	Modelos simplificados	248
XIV.3	Aplicaciones a yacimientos	248
XIV.4	Errores comunes en la simulación	249
	Referencias	252

CAPITULO I

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En la primera parte de este capítulo se presenta la clasificación de los yacimientos, ya que es muy importante para predecir y entender la forma en que se comportarán durante la explotación.

Existen diferentes clasificaciones de los yacimientos, atendiendo a diferentes conceptos como:

- Tipo de roca almacenadora
- Tipo de trampa
- Tipo de fluidos almacenados
- Presión original
- Trayectoria que describen las condiciones del yacimiento, dentro de su diagrama de fases.

En este Capítulo se tratan las tres últimas clasificaciones, porque son de interés en la predicción del comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos.

Estas clasificaciones están directamente relacionadas, ya que el diagrama de fases depende del tipo de fluidos, en tanto que las condiciones dentro de éste dependen de la presión original y de la temperatura del yacimiento.

1.1 DIAGRAMA DE FASES

Generalmente, para propósitos de clasificación de los diferentes tipos de yacimientos que existen, se toma como base el diagrama de comportamiento de fases de los hidrocarburos; este diagrama se muestra en una gráfica de Temperatura vs Presión (Ver Fig. 1.1).

El diagrama se encuentra dividido en tres regiones:

- a) de líquidos
- b) de gases
- c) de dos fases.

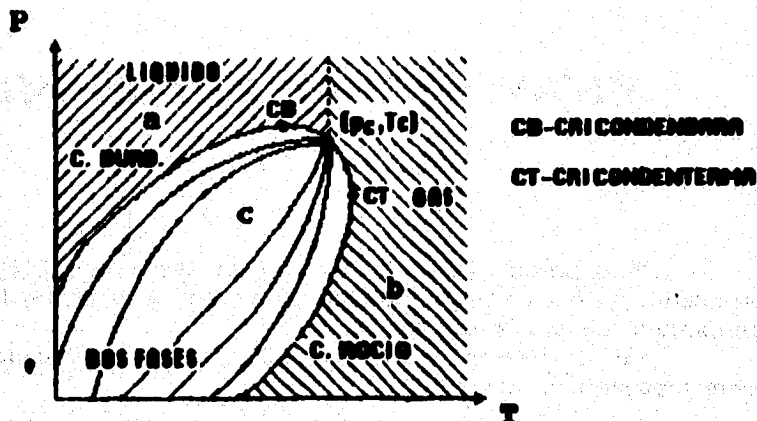


Fig. 1.1 Diagrama de la envolvente de fases.

La envolvente de fases es la unión de las curvas de puntos de burbuja y de puntos de rocío, que se forman a partir de mantener la mezcla de hidrocarburos a diferentes presiones y temperaturas; estas curvas se unen en el punto crítico (Fig. 1.1).

La región de líquidos se localiza arriba de la envolvente de fases, y a la izquierda de la isoterma crítica; la región de gas también se encuentra fuera de la envolvente, pero a la derecha y abajo de dicha envolvente; la última, encerrada por la envolvente de fases, es la región de dos fases; en ésta, la mezcla de hidrocarburos permanece en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella las curvas de calidad, que indican los porcentajes del volumen total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido.

Además se observan en el diagrama la cricondensara y la criccondenterma, que son la presión y la temperatura máximas, a las cuáles la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Los diferentes tipos de yacimientos pueden identificarse de acuerdo con las condiciones de presión y temperatura iniciales, dentro del diagrama de fases, así como por la línea que describe la evolución de la presión y temperatura del yacimiento dentro del mismo diagrama, a partir de que se inicia la explotación.

Cada yacimiento tiene su propio diagrama de fases, el cual depende únicamente de la composición de la mezcla de sus hidrocarburos. De esta forma, los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo al tipo de mezcla de hidrocarburos que contienen, y a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran.

1.2 YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO

La forma típica del diagrama de comportamiento de fases de este tipo de yacimientos, también llamados de aceite negro, es como se muestra en la Fig. 1.2

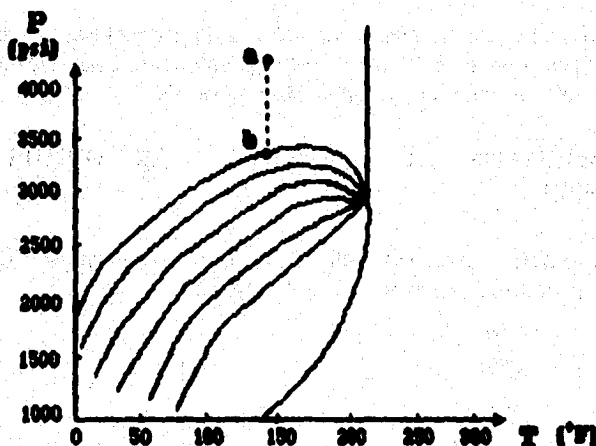


Fig. 1.2 Diagrama de fases característico de un yacimiento de aceite negro.

El contenido de componentes intermedios (C3 a C6) es bajo con respecto al contenido de componentes pesados. Las temperaturas de estos yacimientos son menores que las temperaturas críticas respectivas de las mezclas; si fueran mayores los fluidos estarían en estado gaseoso.

Los yacimientos de este tipo también se pueden subdividir de la siguiente manera: si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo de la mezcla (punto a), a la temperatura del yacimiento, se trata de un yacimiento bajosaturado. Si por el contrario, la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos (punto b), el yacimiento es o está saturado.

En este tipo de yacimientos se obtienen en superficie relaciones gas-aceite bajas, menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de altas densidades (más de $0.85 \text{ g}/\text{cm}^3$), siendo el gas generalmente pobre en licuables (menos de $30 \text{ bis}/10^6 \text{ pie}^3$).

En México, antes de que se desarrollara el área Chiapas-Tabasco-Campeche, los yacimientos de aceite de este tipo contribuían con la mayor parte de la producción de crudo.

La industria petrolera en México se inició con la explotación de yacimientos de aceite pesado, al descubrirse los campos que constituyen la faja de

(D) Entre los principales campos se encuentran Cerro Azul, Santa Aguada, El Cardenero, Acuatempa y Naranjos, caracterizados por un eficiente empuje hidráulico, proveniente de un acuífero común.

En la actualidad, el área más importante en la producción de aceite pesado, se encuentra localizada en la Sonda de Campeche, en la que se tienen en explotación el Campo supergigante Cantarell, y el Campo Ku, en su etapa inicial de desarrollo.

La importancia de estos campos, radica en el hecho de que contribuyen con aproximadamente el 40% de la producción nacional de aceite, y en similar proporción, con el volumen de reservas que se posee.

1.3 YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE ALTO ENCOGIMIENTO

Para yacimientos de este tipo, la forma típica de su diagrama de comportamiento de fases se muestra en la Fig. 1.3:

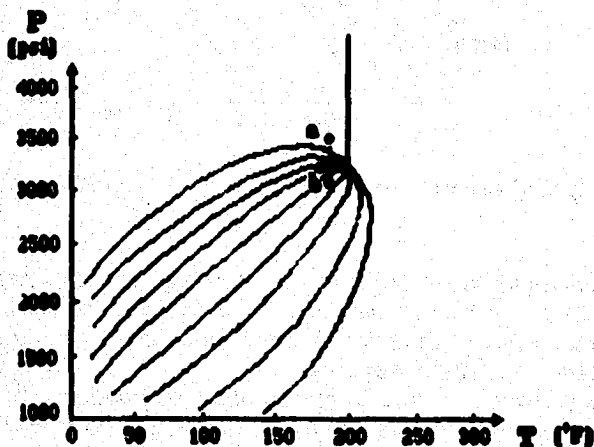


Fig. 1.3 Diagrama de fases típico de un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento

Se observa que la temperatura del yacimiento es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos (punto a); su punto crítico está cerca de la cricondenbara y las líneas de calidad están relativamente separadas de la curva de rocío, esto indica que existe un alto contenido de componentes intermedios.

Como la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos, esto da lugar a un equilibrio de fases inestable (punto b),

ya que pequeños cambios en la presión o en la temperatura, repercuten en forma importante en las cantidades de líquido y gas existentes dentro del yacimiento.

Las relaciones gas-aceite que se pueden obtener en la superficie, para este tipo de yacimientos, son del orden de 200 a 1000 m³/m³, con una densidad de líquido entre 0.85 y 0.75 g/cm³; estos yacimientos pueden ser bajosaturados o saturados, dependiendo de si la presión es mayor, igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos.

Algunos autores subdividen a los yacimientos de alto encogimiento en yacimientos de aceite volátil y yacimientos de aceite ligero, dependiendo del grado de encogimiento o compresibilidad, de la mezcla de hidrocarburos que contienen.

En México existen doce campos de aceite volátil (40° API aproximadamente), localizados exclusivamente en el área de Huimanguillo, Tabasco. Estos yacimientos están formados por rocas carbonatadas del Mesozoico, con porosidades del orden de 3%; los campos más importantes son Cárdenas, Peredón y Luján, siendo el primero de éstos clasificado como gigante. El 88% de la producción de aceite volátil proviene de estos tres campos.

La producción de aceite VOLÁTIL en nuestro país, es del orden del 13% de la producción total de hidrocarburos.

Los yacimientos de aceite LIGERO (30-35° API), exceptuando la porción Noroeste de México, se han descubierto en casi la totalidad del territorio explorado.

Los campos de mayor relevancia de este tipo de yacimientos se encuentran localizados en la región conocida como Mesozoico (Chiapas Tabasco, así como la plataforma continental, frente a las costas del estado de Campeche.

En orden de importancia los principales yacimientos productores de aceite ligero son: el yacimiento supergigante Complejo A. J. Bermúdez, el Campo Sitio Grande y otra importante acumulación denominada Cactus Nispero.

Todos estos yacimientos producen de rocas carbonatadas fracturadas de baja porosidad (5%) y alta permeabilidad.

1.4 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

En este tipo de yacimientos la temperatura está entre la temperatura crítica y la cricondentema de la mezcla de hidrocarburos, como se muestra en la Fig. 14.

Como se puede observar, el punto crítico generalmente está muy separado, hacia la izquierda de la cricondentema.

Cuando la presión del yacimiento sea superior a la presión de rocío (punto a) de la mezcla, los fluidos se encontrarán inicialmente en estado gaseoso. Cuando la presión sea inferior a la presión de rocío de la mezcla (punto b), los fluidos se encontrarán en fases líquida y gaseosa.

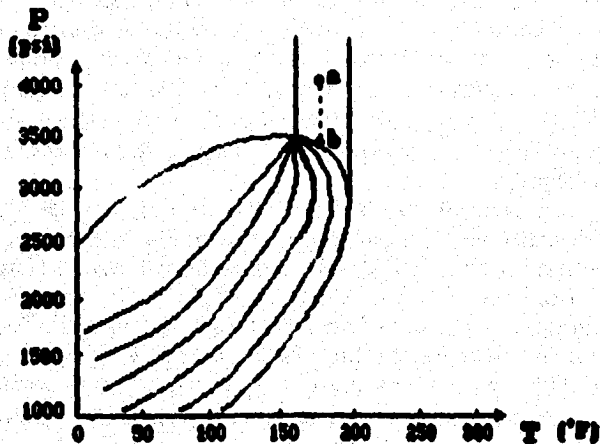


Fig. 1.4 | Diagrama de fases (P-T) de un yacimiento de gas y condensado

Si la presión es superior a la de la curva de rocío y en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se llega a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquidos en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido. Este efecto es dañino, ya que en el yacimiento se quedan las fracciones más pesadas de la mezcla, las cuales tienen mayor valor económico que las partes que se extraen.

En México, los yacimientos de gas y condensado se ubican en la región Suroccidental del área de Huimanguillo, en rocas del Mesozoico (Chiapas Tabasco).

En total se tienen definidos diez yacimientos de gas y condensado, de los cuales los más relevantes son los llamados Agave y Giraldas, cuyas reservas los clasifican como yacimientos gigantes. Son productores en rocas carbonatadas, caracterizadas por su baja porosidad (3 a 7%) y alta permeabilidad; por tal circunstancia, los pozos de estos yacimientos son de muy alta productividad, llegando algunos, a los 100 MMPCD con 10 MBI de condensado en baterías de separación.

En 1983 estos yacimientos alcanzaron su más alta productividad. Actualmente producen alrededor de 1000 MMPCD de gas y 116 MBI de líquidos. El 70% de esta producción proviene de los campos Agave y Giraldas.

1.5 YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO

El diagrama de fases, correspondiente a un yacimiento de gas húmedo, se presenta en la Fig. 1.5.

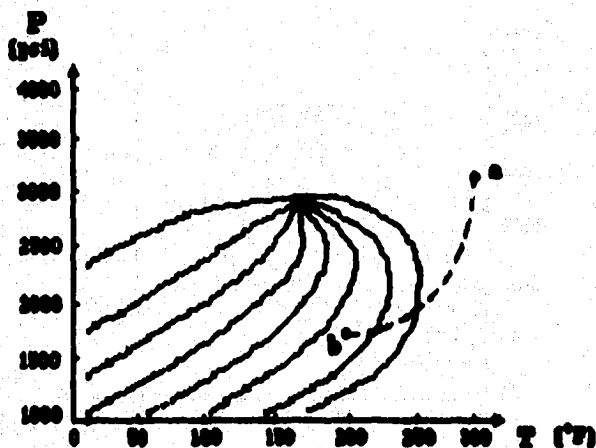


Fig. 1.5 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas húmedo.

En la figura puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentema de la mezcla (punto a), por tal razón, no se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa, para cualquier tiempo de explotación.

Cuando estos fluidos son llevados a la superficie, el proceso ya no es isotérmico, por lo que se entra a la región de dos fases (punto b), generando relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 . El líquido recuperable tiende a ser transparente con densidades menores de 0.75 g/cm^3 ; el contenido de licuebles en el gas generalmente es bajo, menor de $30 \text{ bla}/10^6 \text{ pie}^3$.

Los principales yacimientos de este tipo en nuestro país, se encuentran en la parte sur del estado de Tabasco, cuya producción proviene de arenas del Terciario. Entre los más importantes pueden citarse los campos José Colomo, Chilapilla y Horniguero.

La explotación de estos campos se inició en 1949, llegando a su máxima producción en 1975 (730 MMPCD). En la actualidad estos campos producen aproximadamente 350 MMPCD.

1.6 YACIMIENTOS DE GAS SECO

Un último tipo de yacimiento es el que se conoce como yacimiento de gas seco, cuyo diagrama de comportamiento de fases se presenta en la Fig. 1.6.

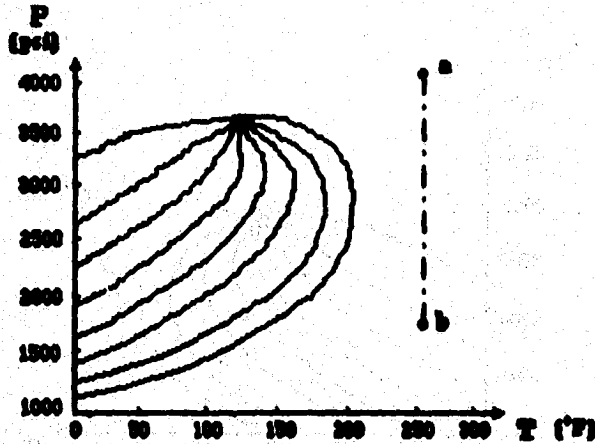


Fig. 1.6 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas seco.

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados.

Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de la superficie, se entra a la región de dos fases (obsérvese la Fig. 1.6), durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria, y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayores de $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, se considera de gas seco.

Estos yacimientos se localizan primordialmente al Noreste de la República Mexicana, en las porciones limítrofes con los Estados Unidos. Son productores en arenas del Terciario. Los de mayor relevancia son los campos Reynosa, Brasil y Treviño.

Estos campos alcanzaron una producción máxima de 600 MMPCD, en 1970. En la actualidad, su producción es del orden de los 375 MMPCD.

1.7 CARACTERIZACION DEL TIPO DE ACEITE

Existe un método, propuesto por Cronquist, para clasificar un aceite. Este método se basa en los resultados obtenidos al comparar el comportamiento PVT de muestras provenientes de 80 yacimientos. Las muestras cubrieron un amplísimo rango de propiedades, por lo que los resultados se consideran de aplicación general.

A partir de los datos PVT obtenidos, se establecieron las relaciones dimensionales p_d y B_{od} , que posteriormente se graficaron.

$$p_d = \frac{p}{p_b}$$

Presión adimensional

$$B_{od} = \frac{B_o - B_{oa}}{B_{ob} - B_{oa}}$$

Encogimiento adimensional

Siendo:

p	Presión
p_b	Presión de saturación
B_o	Factor de volumen del aceite
B_{ob}	Factor de volumen del aceite @ p_b
B_{oa}	Factor de volumen del aceite @ Condiciones Estándar (C.S.)

En la Fig. 1.7 se puede observar que al graficar los valores de p_d vs. B_{od} , la mayoría de los puntos obtenidos caen dentro de una tendencia definida, a través de la cual se ha trazado una línea "promedio".

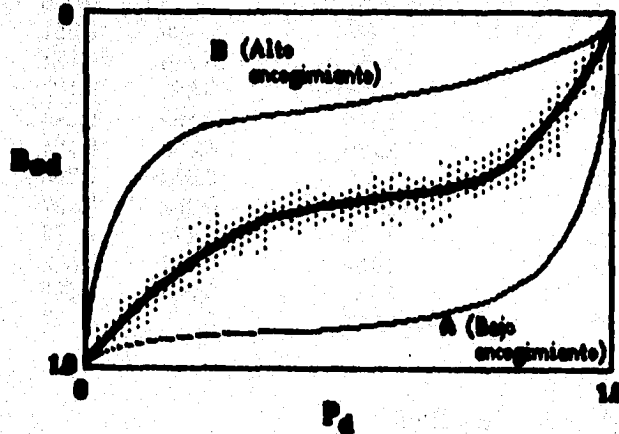


Fig. 1.7 Método de caracterización del tipo de aceite.

A los aceites con bajas presiones de saturación, que tienden a liberar menos gas y a encogerse menos que los aceites "promedio", se les llama de bajo encogimiento, y se grafican por encima de la línea promedio.

A los aceites con altas presiones de saturación y altos factores de volumen a P_b , que tienden a liberar más gas y a encogerse más que los aceites promedio se les llama de alto encogimiento; se grafican por abajo de línea promedio.

En la Fig. 1.7 se muestra un aceite A de alto encogimiento y un aceite B de bajo encogimiento, cuyos datos son:

Tabla I.1 Valores promedio de los diferentes tipos de aceite.

ACEITE	$^{\circ}$ API	R_{sb}	p_b	T_g	B_{ob}
B	34	52	102	252	1.281
A	37	246	567	240	3.396

A continuación se muestra un ejemplo, de la caracterización, de un aceite mexicano.

Determinación del tipo de yacimiento, mediante la información tomada de un pozo de la Región Marina de nuestro país.

Tabla I.2 Información tomada de un yacimiento de la Región Marina.

p [lb/pg ²]	R_s [pie ³ /bl]	B_o [pie ³ /pie ³]	$p_o = p/p_b$	B_{ob}
1953	462	$B_{ob} = 1.310$	1.000	0.000
1750	428	1.295	0.896	0.061
1550	391	1.280	0.794	0.121
1350	359	1.265	0.691	0.182
1150	316	1.250	0.589	0.243
950	279	1.235	0.486	0.304
750	241	1.219	0.384	0.368
550	200	1.202	0.282	0.437
350	155	1.181	0.174	0.522
180	106	1.154	0.092	0.632
102	74	1.135	0.052	0.709
0	0	$B_{oa} = 1.063$	0	1

$P_b = 1953$ lb/pg² abs a 216°F

Utilizando el método de Cronquist:

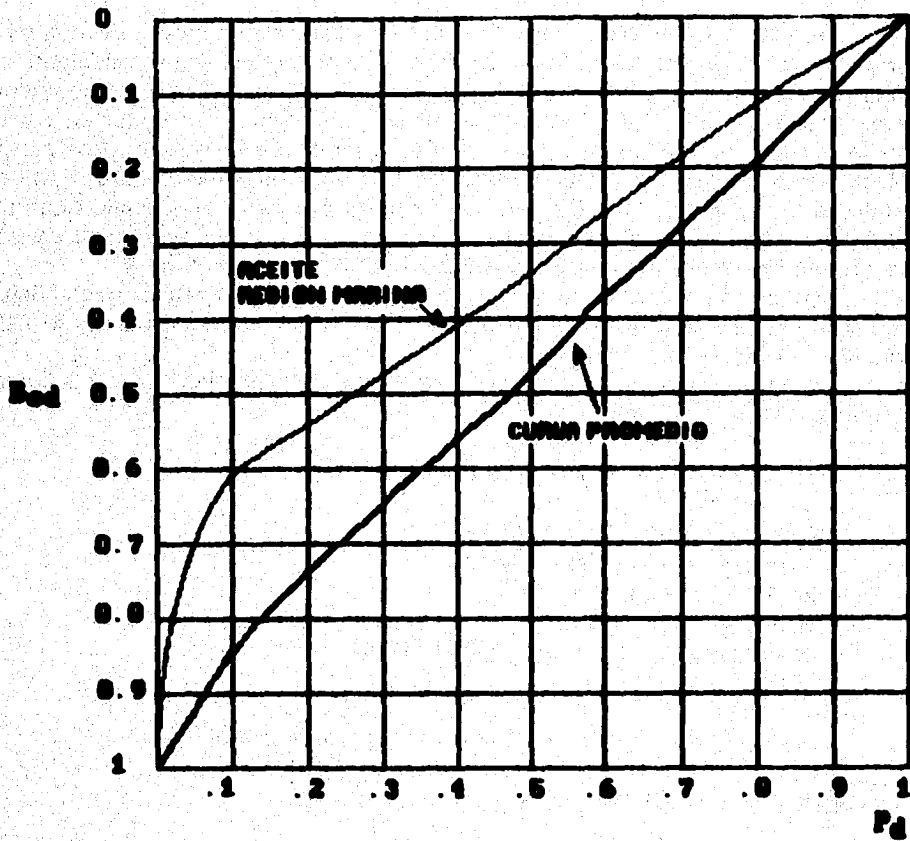


Fig. 1.8 Determinación del tipo de yacimiento por el método de Cronquist (Solución al problema de ejemplo).

La curva obtenida para un aceite de la Región Marina, se observa que es un aceite de bajo encogimiento.

1.8 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS

Para que un fluido pueda desplazarse, a través de un medio poroso o de un conducto, es necesario que exista un gradiente de presiones. En un yacimiento de hidrocarburos, los fluidos permanecen estáticos, hasta que se establece el gradiente de presiones mediante la perforación de un pozo. Cuando se manifiesta en los fluidos la diferencia de presión, inician su movimiento en dirección a los pozos, estableciéndose un desplazamiento de fluidos. Para que los fluidos se desplacen de los puntos de mayor presión a los puntos de menor presión, es necesario que otro material llene los espacios que están abandonando los fluidos en movimiento, y que a la vez mantenga presión suficiente para que continúe el movimiento.

Este proceso ocurre realmente en sentido contrario, es decir, que el fluido se está moviendo, debido a que un material que tiene mayor presión, lo está empujando a zonas de menor presión.

En este capítulo se estudiarán los procesos mediante los cuales los fluidos son expulsados del yacimiento.

1.8.1 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO

- Expansión de la roca y los líquidos.
- Empuje por gas disuelto liberado.
- Empuje por casquete de gas.
- Empuje por agua.
- Desplazamiento por segregación gravitacional
- Empujes combinados

Estos procesos de desplazamiento se explicarán a continuación.

1.9 EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS

Este proceso de desplazamiento ocurre cuando en el yacimiento no existe gas en estado libre, debido a que si existiera, éste se expandiría más fácilmente que los líquidos y la roca, impidiendo que actuara la expansión roca-líquidos. Para que no exista gas en estado libre, es necesario que el yacimiento se encuentre en su etapa de bajosaturación. Por otra parte, tampoco debe existir entrada de agua al yacimiento, debido a que si esto ocurriera, el agua ocuparía los espacios abandonados por el aceite, impidiendo que disminuyera lo suficiente la presión como para que se pudieran expandir los líquidos y la roca.

En conclusión, este mecanismo, actuará apreciablemente, cuando el yacimiento sea volumétrico y bajosaturado.

En un yacimiento con las condiciones mencionadas, el aceite será expulsado del poro, debido a la expansión de los granos de la roca, del agua y del

mismo aceite.

Para entender mejor este proceso, obsérvese la fig. 1.9.

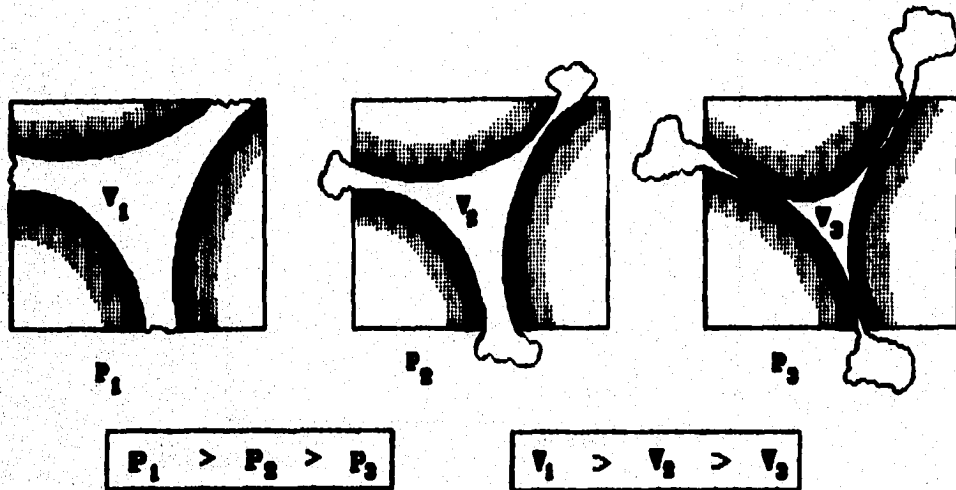


Fig. 1.9 Variación del volumen de roca y líquidos.

Si se observa la figura, se aprecia que al disminuir la presión aumenta el volumen de sólidos (expansión de la roca), pero como el volumen total de roca en el yacimiento (tómese como el tamaño del cuadro de la figura), permanece constante, esto implica que el volumen de poro tendrá que disminuir. Es decir, que al disminuir la presión disminuye la porosidad del yacimiento.

Debido a la misma disminución de la presión, también los líquidos se expanden, teniendo que abandonar el poro, al no existir espacio suficiente para almacenarlos.

La proporción en que los sólidos y los líquidos se expanden, al disminuir la presión, depende de la compresibilidad de los mismos. Como se sabe, para que este proceso de desplazamiento actúe, el yacimiento debe estar bajosaturado, no existiendo gas que se expanda, y dada la baja compresibilidad de la roca y los líquidos, el ritmo de declinación de la presión, con respecto a la extracción, es muy pronunciado, fig. 1.10. La presión de saturación se alcanza hasta que el aceite se encuentra viajando en la tubería de producción (el gas se libera en la tubería, no en el yacimiento).

Es por esto que la cantidad de gas que está produciendo el pozo es proporcional y constante a la cantidad de aceite que se está produciendo. Es decir, que la relación gas-aceite producida (R) permanece constante durante esta etapa de explotación, y además es igual a la relación de solubilidad inicial del yacimiento (R_{si}), fig. 1.10.

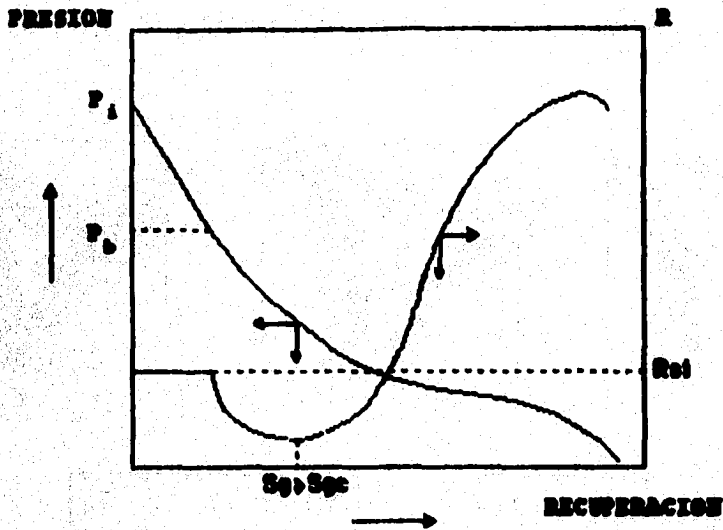


Fig. 1.10 Variación de R y p contra Recuperación.

Las saturaciones de aceite y agua se modifican ligeramente, dependiendo de su compresibilidad y de su movilidad. En la Fig. 1.11 se puede observar que si el agua se expande y no se mueve (no se produce), entonces ocupará mayor volumen dentro del poro, incrementando por lo tanto su saturación.

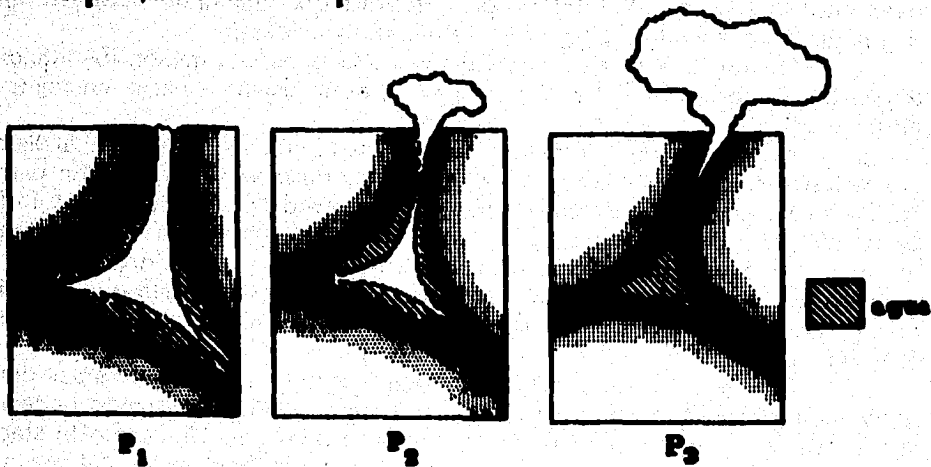


Fig. 1.11 Variación de la saturación del agua.

En algunos casos el incremento de la saturación de agua es despreciable, pero en otros tiene que tomarse en cuenta.

La permeabilidad disminuirá ligeramente al disminuir la presión, debido a que al reducirse la porosidad, se reducen los microconductos del medio poroso, dificultándose el movimiento de los fluidos. La viscosidad disminuirá ligeramente, debido a que el volumen a condiciones de yacimiento aumentará.

Estos parámetros mencionados están contemplados dentro de la ecuación que define el índice de productividad J , Ec. 1.1, que se desarrolla de la siguiente forma:

Por definición:
$$J = \frac{q_o}{\Delta p} \quad 1.1$$

De la ecuación de Darcy para el flujo radial:

$$q_o = \frac{C' K K_{ro} h \Delta p}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} = \frac{C' K_o h \Delta p}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad 1.2$$

Sustituyendo la Ec. 1.2 en la Ec. 1.1:

$$J_o = \frac{C' h k_o}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} = C \frac{k_o}{\mu_o B_o} \quad 1.3$$

donde:

$$C = \frac{C' h}{\ln(r_e/r_w)} \quad 1.4$$

Una de las características de esta etapa de explotación, es que el índice de productividad permanece prácticamente constante ($J_o = \text{cte.}$), como consecuencia de la disminución y el aumento proporcional de los parámetros antes mencionados.

En este proceso de desplazamiento, entre mayor sea la compresibilidad del sistema roca-liquidos, mayor será su capacidad de expandirse, y por lo tanto habrá mayor recuperación. Es entonces primordial conocer las compresibilidades que actúan en este proceso.

1.10 EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO

Cuando la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo, el gas que estaba disuelto en el aceite, empieza a liberarse provocando que entre en acción el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, tomándose de mayor importancia que la expansión roca-líquido, para este período de explotación.

Este mecanismo de empuje actúa durante el período en que el gas se está liberando, pero aún no lo suficientemente abundante como para que se pueda mover. Cuando el gas empieza a desplazarse se dice que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, fluyendo éste hacia la parte superior del yacimiento formando un casquete por acumulación de gas y/o fluyendo hacia los pozos. De esta forma se concluye que para que el empuje por gas disuelto liberado, pueda ser el más significativo, es necesario que la saturación de gas sea menor que la saturación crítica de gas, o que la permeabilidad vertical del yacimiento, o la segregación gravitacional, sean muy pequeñas o nulas, para que no favorezcan la formación de un casquete de gas, siendo el flujo de gas hacia los pozos. Figs. 1.12 y 1.13.

Se sabe que el gas es mucho más compresible que la roca y los líquidos, por lo que tiene mayor facilidad para expandirse que estos, al estar ambos sometidos a las mismas diferencias de presión. Fig. 1.10.

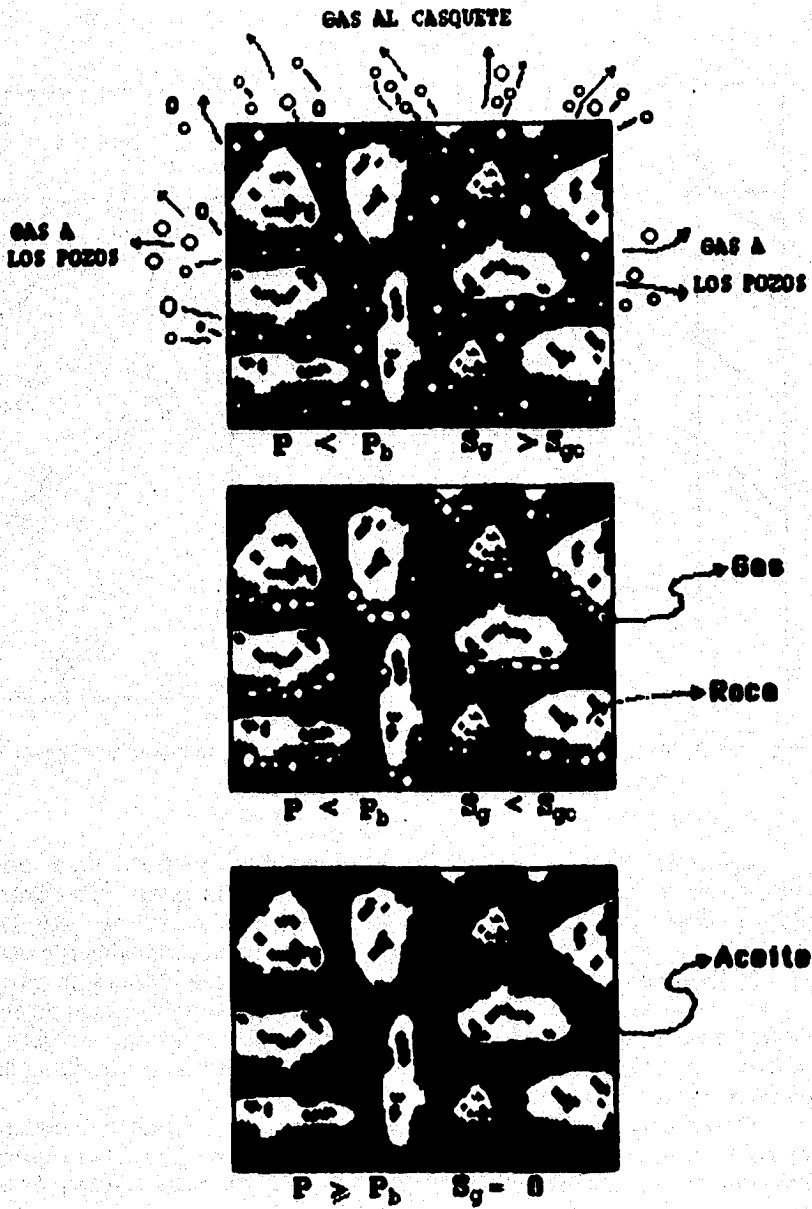


Fig. 1.12 Liberación de gas al llegar a la saturación crítica.

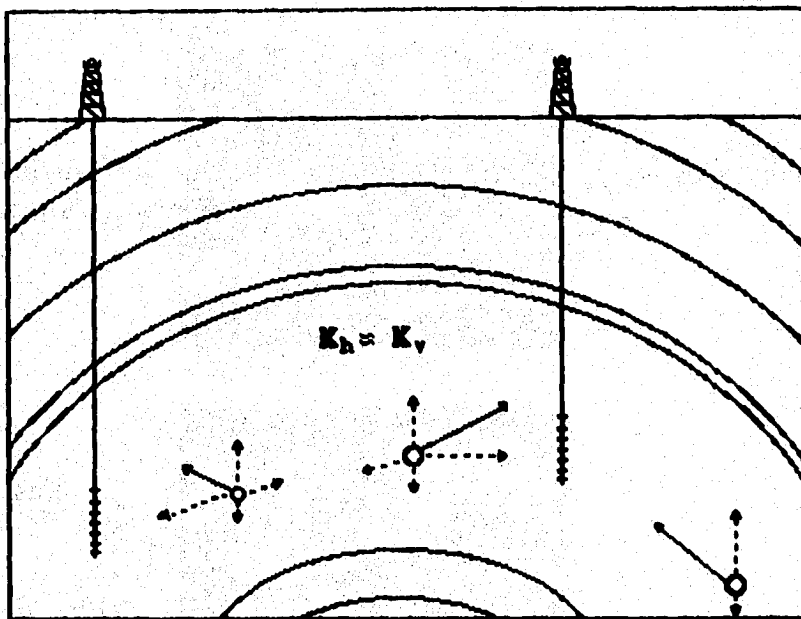


Fig. 1.13 Fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas, en diferentes puntos del yacimiento.

Como se observa en la Fig. 1.12 se encuentra que todo el gas que se está liberando, antes de alcanzar la saturación crítica, se está quedando dentro de los poros, por lo que a los pozos está fluyendo aceite, con menor cantidad de gas en solución. Es decir, que parte del gas disuelto que contenía originalmente el aceite, se está quedando en los poros sin poder fluir, de manera que al medir la relación gas aceite en la superficie del pozo, ésta será menor a la que se tenía antes de alcanzar la presión de burbujeo. El gas que se está liberando y expandiendo dentro del poro, está ocupando los espacios desocupados por la producción y encogimiento del aceite, aumentando la saturación de gas.

Observando la Fig. 1.13, se muestra una fuerza y la descomposición en sus componentes, que actúa sobre una burbuja de gas en diferentes puntos de un yacimiento; nótese que la magnitud de la fuerza es mayor cuando está más cercana a el pozo.

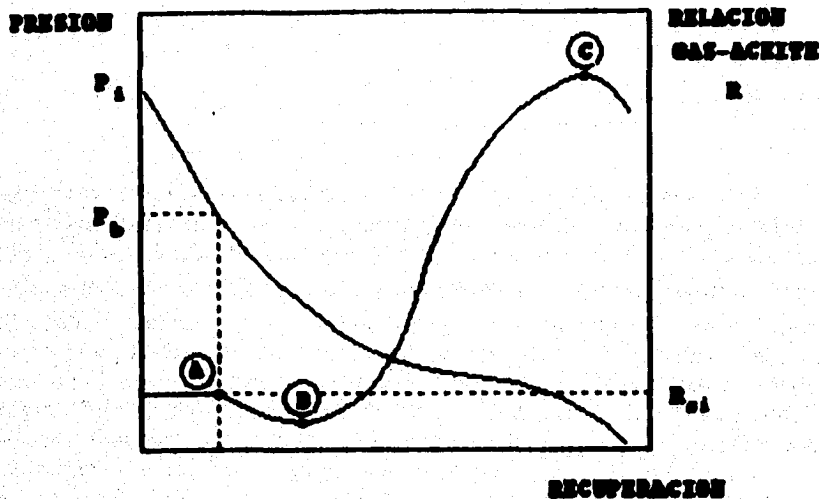


Fig. 1.14 Curvas de la variación de la presión y relación gas-aceite instantánea, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado.

De la Fig. 1.14 se observa que efectivamente cuando la presión es mayor a la de burbujeo, la R medida en superficie es constante, ya que no existe liberación de gas en el yacimiento, pues el gas que se libera lo hará en la tubería de producción, manteniéndose constante la proporción de gas y aceite que se produce, siendo igual al $R_{0.1}$, hasta alcanzar la p_0 . En el punto A de la gráfica, empezará a disminuir la R debido a la liberación de gas, pero sin alcanzar la saturación crítica.

Cuando el gas alcance la saturación crítica, punto B de la gráfica, empezará a moverse, por lo que entonces aumentará la cantidad de gas que llegará a la superficie. Este se debe a que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente mientras que la permeabilidad al gas aumenta, debido a que el gas es más ligero, menos viscoso y a que se desplaza por la parte central de los poros, es decir, el gas tendrá mayor movilidad que el aceite. De esta manera la relación gas aceite en la superficie mostrará un progresivo aumento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente (punto C), de tal forma que los volúmenes del gas del yacimiento, son casi iguales a los volúmenes en la superficie.

Por otro lado, el aceite en el yacimiento ya no contiene mucho gas en solución, debido a todo el gas que se ha liberado durante la explotación, y al fluir éste del yacimiento a la superficie, ya casi no disminuye su volumen por liberación de gas, es decir, que tanto el R_0 como el R_1 son parecidas a la unidad, por lo que, la proporción de R será cada vez más parecida a $R_{0.1}$, y ésta siempre disminuye, manifestándose la curva de R con una declinación a partir del punto C.

Para poder comprender mejor esto, se puede analizar la ecuación que

defina a R:

$$R = R_0 + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g}$$

Esta ecuación se analizará con más detalle en capítulos posteriores, pero por lo pronto, puede observarse que R depende de R_0 , que siempre disminuye a lo largo de la explotación durante el período de explotación durante el período de saturación; también depende del cociente k_g/k_o , como de los cocientes μ_o/μ_g , donde μ_o siempre será mayor que μ_g , y B_o/B_g , donde B_o es mayor que la unidad y B_g es muy inferior a este valor durante el período del punto B al punto C. Tanto B_o como B_g se acercan a la unidad durante el período posterior al punto C de la Fig. 1.11, haciéndose el cociente igual a 1, de esta manera, todo el segundo término del lado derecho de la ecuación se hace poco significativo frente al valor de R_0 que del segundo término.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

1.11 EMPUJE POR CAPA O CASQUETE DE GAS

Al descubrirse un yacimiento, puede encontrarse en estado saturado, conteniendo gas en estado libre, que por las diferencias de densidad de los fluidos, y a través del tiempo geológico, ha podido acumularse gas en la parte superior del yacimiento, formando el llamado casquete de gas.

Si el yacimiento se encontraba originalmente en estado bajosaturado, y a consecuencia de la explotación la presión disminuyó hasta ser menor que la de burbujeo, entonces se inició la liberación del gas disuelto. Para que éste forme un casquete de gas, es necesario que los efectos gravitacionales sean favorables.

Es importante controlar los ritmos de producción, para que los efectos gravitacionales actúen, permitiendo el incremento de la masa de gas en el casquete, aún cuando este ya esté actuando como mecanismo de expansión.

La forma de actuar de este mecanismo consiste en que al expandirse el casquete de gas, invadirá progresivamente la zona de aceite, desplazando a éste hacia los pozos productores, que deberán estar disparados en zonas inferiores.

El casquete de gas también puede crearse artificialmente, mediante la inyección del mismo en la parte superior del yacimiento.

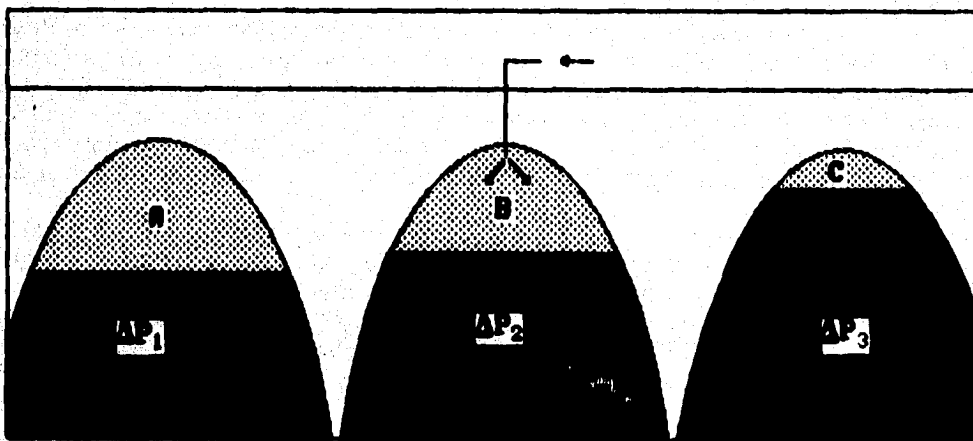
En conclusión, el casquete de gas puede ya estar formado, cuando el yacimiento es originalmente saturado; también puede formarse del gas liberado por segregación gravitacional, debido a la explotación; o de otra forma, crearlo

artificialmente mediante la inyección del mismo en la parte superior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que se propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre; generalmente se trata de las zonas inferiores del yacimiento, reteniéndose en la parte superior, el gas libre que actúa como desplazante al seguirse expandiendo.

Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas (desplazamiento del aceite por expansión del casquete) será pequeña. Algo parecido sucede cuando se tiene inyección artificial de gas en el casquete, no permitiendo que la declinación de la presión sea muy grande. Ver Fig. I.15.

Si el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará en mayor proporción, permitiendo mayor liberación de gas disuelto, propiciándose una saturación de gas libre en la zona de aceite. Si no se controlan los ritmos de producción, se iniciará el movimiento de gas hacia los pozos, al alcanzar éste la saturación crítica. Si esto sucede, también actuará el mecanismo de empuje por liberación de gas disuelto.



a) Casquete de gas grande b) Casquete con recarga artificial c) Casquete pequeño

Fig. I.15 Variación de tamaño del casquete.

1.12 EMPUJE POR AGUA

El desplazamiento por invasión de agua, es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. Los hidrocarburos son desplazados por el agua que invade progresivamente la zona de aceite, por lo que la interfase agua-aceite avanza en dirección del desplazamiento.

Atrás de dicha interfase continúa siendo desplazado el aceite, incrementándose la saturación de agua cada vez más. Se considera que el contacto (interfase) agua-aceite, es la frontera externa del yacimiento, de donde proviene el desplazamiento hacia los pozos productores.

En este desplazamiento, si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite desplazable será casi totalmente recuperado por el desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución, o dicha liberación será pequeña. Así mismo, el desplazamiento que ocasione, si existe casquete de gas, no podrá expandirse mucho, debido al mantenimiento de presión de la poderosa entrada de agua.

Para que este mecanismo de desplazamiento actúe, es necesario una fuente que suministre agua en forma accesible al yacimiento, al existir una diferencia de presión entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural, la zona de agua debe ser de un gran volumen continuo (comunicado), tener contacto con la zona de aceite, y la permeabilidad de la formación ser lo suficientemente grande para facilitar su filtración adecuada, ver Fig. 1.16. En forma artificial, se tienen pozos inyectores de agua, de forma que mantienen la presión por atrás del contacto agua-aceite, es decir en la zona de agua, ver Fig. 1.17.

El acuífero puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento, ver Fig. 1.18. Esta condición no es muy común.

Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión del agua y la roca en el acuífero, como resultado de la declinación transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y del agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso, muchas veces mayor que el yacimiento.

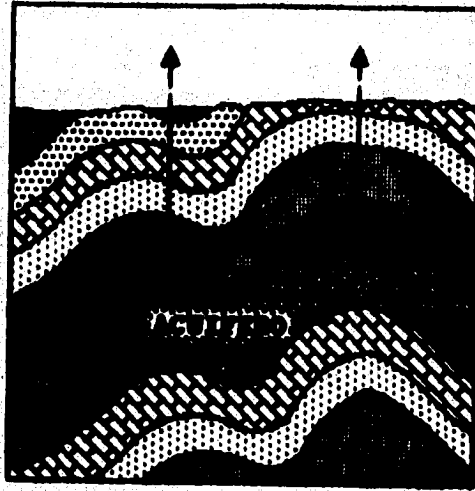


Fig. 1.16 Empuje hidráulico natural.

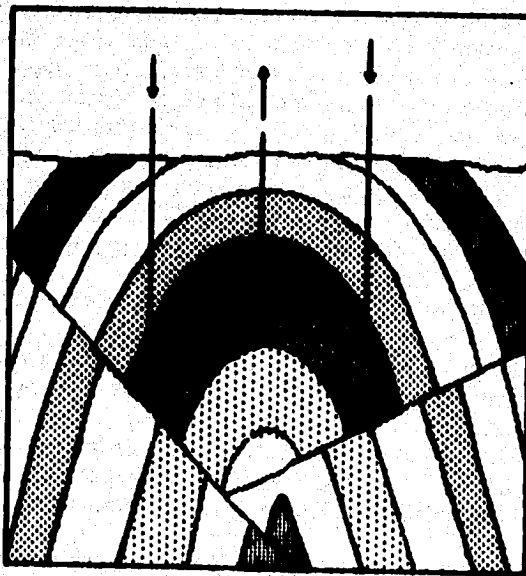


Fig. 1.17 Recuperación secundaria por inyección de agua.

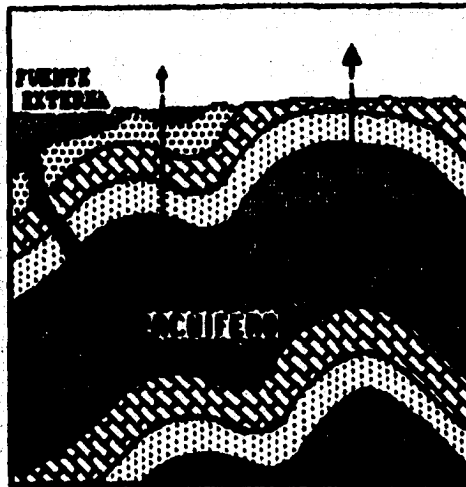


Fig. 1.18 Empuje hidráulico natural de un acuífero con fuente externa.

A medida que el agua invade una sección de la zona de aceite, y desplaza algo de ésta, se incrementa la permeabilidad al agua. Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (menor viscosidad), un volumen de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costosa.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo, no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación de gas disuelto en gran cantidad.

En yacimientos con empuje hidráulico, la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa.

En estas condiciones, la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación mayor de aceite que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa.

El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas, da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada delante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial (incluyendo el gas liberado a consecuencia de la producción), dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en formas discontinuas o filamentos.

El aceite es desplazado posteriormente por el agua en presencia de la fase gaseosa inmóvil, que ocupa parte de poro, dejando menor espacio para el aceite residual, dentro del poro. Ver Fig. 1.19.

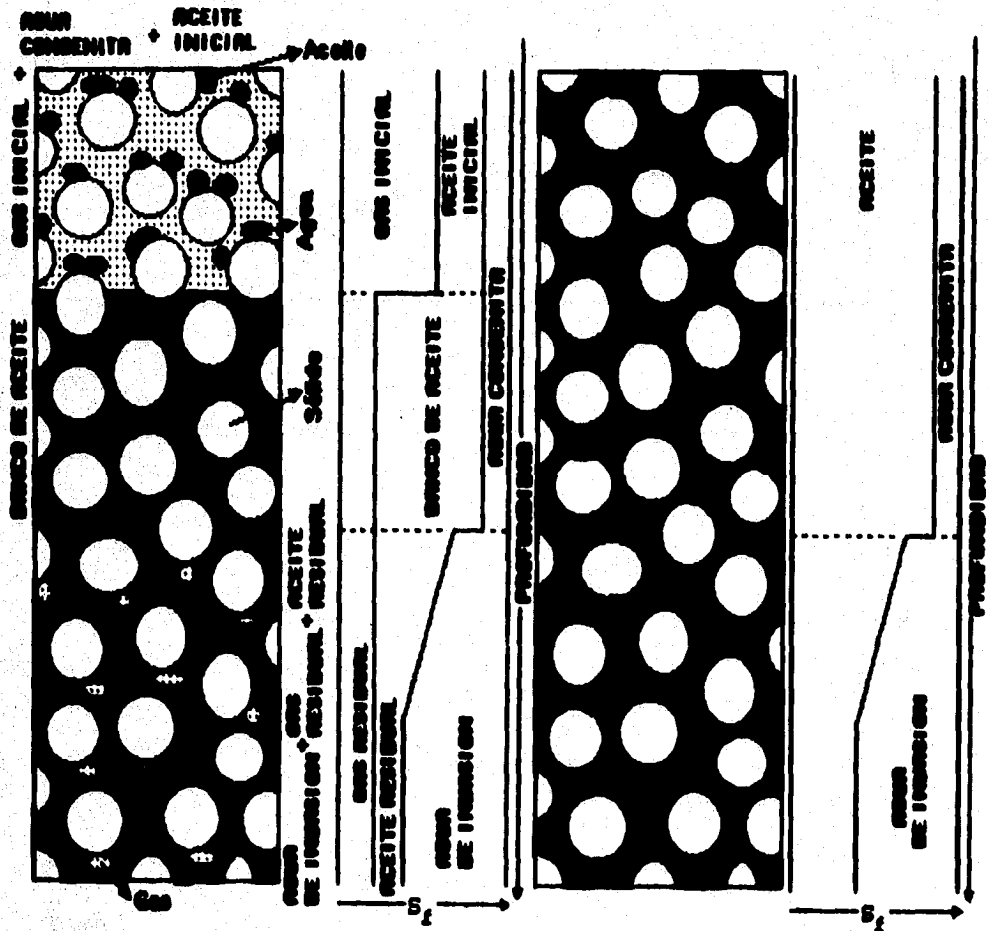


Fig. 1.19 Desplazamiento de aceite por agua en presencia de gas y desplazamiento de aceite por agua sin presencia de gas.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

En la Fig. 120 se muestra una comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante.

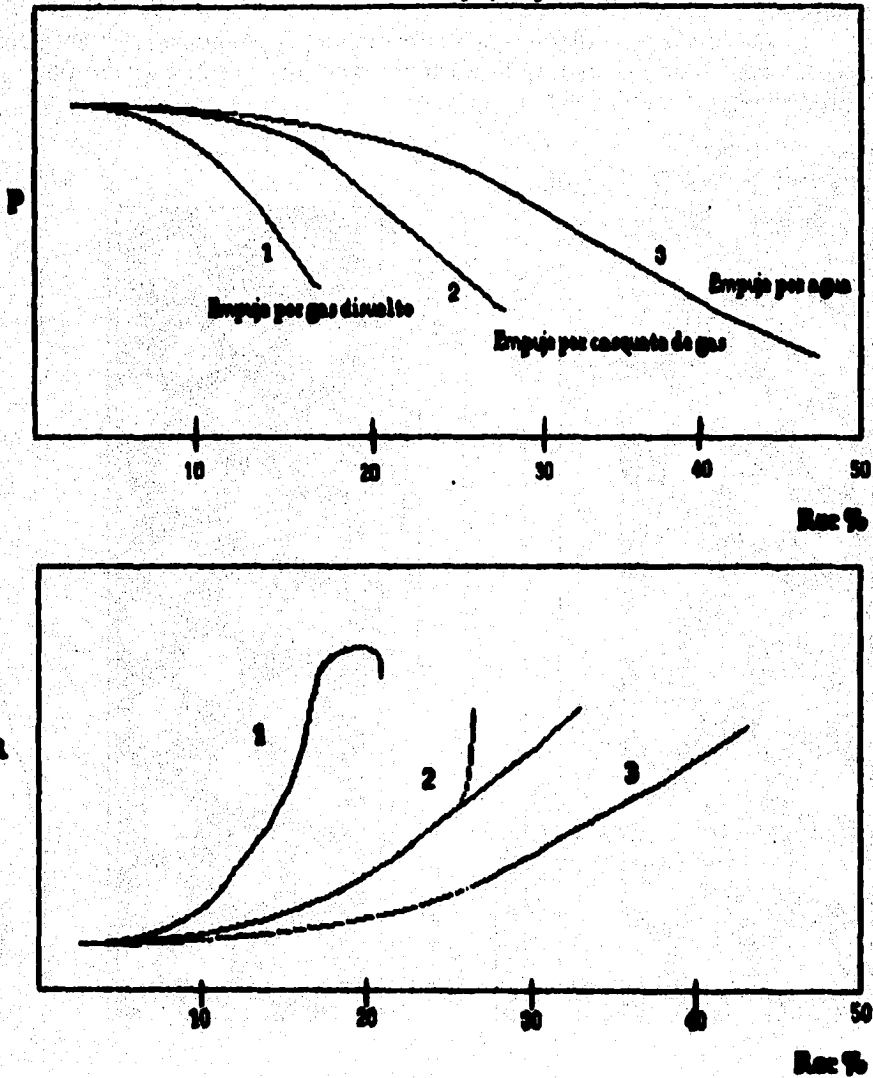


Fig. 120 Variaciones de las curvas de presión y relación gas-aceite, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.

I.13 DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACION GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional o drenaje por gravedad es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Para que esta distribución pueda darse, es necesario que exista una permeabilidad vertical suficiente para permitir el flujo de los fluidos más pesados (agua y aceite) hacia abajo, y de los más ligeros (gas) hacia arriba.

La segregación gravitacional no es propiamente un mecanismo de empuje, ya que se trata de un efecto dentro del yacimiento, que puede contribuir a que otros mecanismos tengan participación, como es el empuje por casquete de gas, o el empuje por entrada de agua, aumentando la eficiencia total de desplazamiento.

Para fines de análisis, se clasifica a la segregación gravitacional como un proceso de desplazamiento, cuando ésta es determinante en la magnitud y eficiencia de desplazamiento sobre los otros mecanismos.

Además de una buena permeabilidad vertical, otros factores que favorecen la segregación de los fluidos dentro del yacimiento, son espesores considerables y/o altos relieves estructurales, así como el que los gradientes hacia los pozos, debido a los ritmos de producción, no gobiernen totalmente el movimiento de los fluidos. Esto último implica que la recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor será la segregación.

Cuando existen las condiciones propicias, y se da una buena segregación gravitacional, se establecerá contraflujo de aceite y gas, desarrollándose un casquete de gas dentro del yacimiento, manifestándose menor relación gas-aceite producida en la superficie.

Esto se puede apreciar en la Fig. 121, donde se muestra la variación de la relación instantánea gas-aceite y la presión con y sin efectos de segregación gravitacional.

El proceso de segregación gravitacional es el más efectivo para la obtención de grandes recuperaciones de aceite (hasta 75%), comparado con los otros mecanismos de empuje.

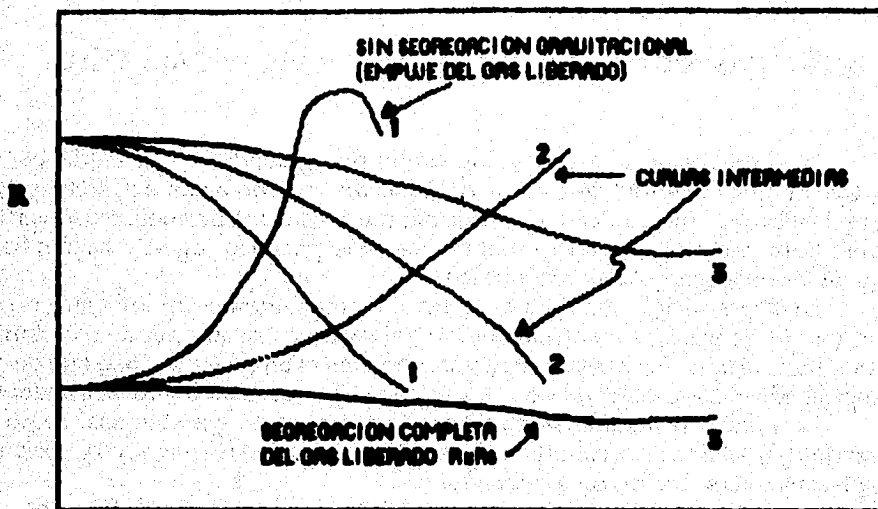


Fig. 1.21

Fig. 1.21 Efecto de la segregación gravitacional en la presión y la relación gas-aceite producida contra la recuperación.

Para comprender mejor en forma cualitativa las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en un yacimiento con buena segregación gravitacional, obsérvese la Fig. 1.22:

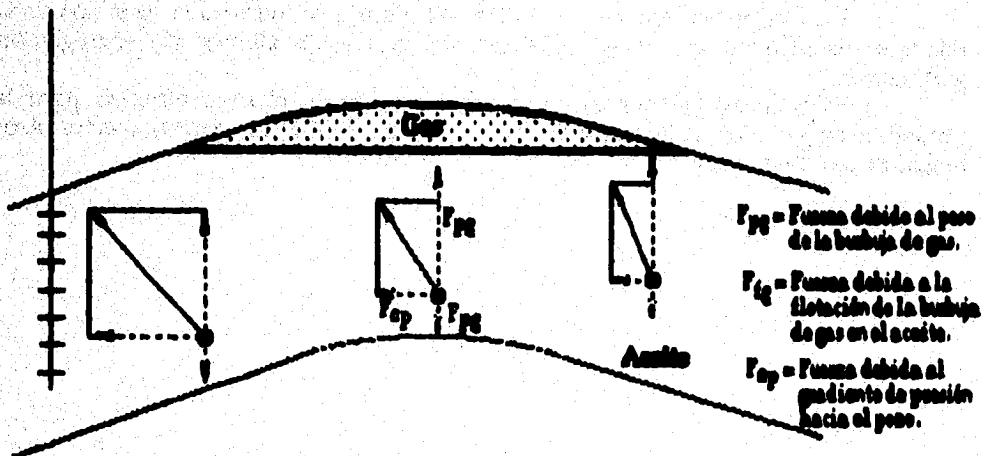


Fig. 1.22 Fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas.

También existen fuerzas viscosas que se oponen al movimiento del elemento gaseoso.

I.14 COMBINACION DE EMPUJES

Los mecanismos de desplazamiento casi nunca se presentan en forma aislada; es decir, que un yacimiento, generalmente está sometido a más de uno de éstos durante su explotación. Al hacer los análisis, puede considerarse que sólo actúa un mecanismo de empuje, cuando la aportación de otros mecanismos es insignificante; pero esto sólo ocurre durante una etapa, ya que al continuar su explotación entrará en acción posteriormente, otro mecanismo de desplazamiento, cuya aportación será de igual o mayor importancia que el anterior.

De esta forma, se considera que a lo largo de las etapas de explotación del un yacimiento, o simultáneamente, pueden combinarse los diferentes mecanismos de desplazamiento que expulsarán a los fluidos que se producen.

Para ilustrar esto, puede pensarse en un yacimiento grande que se comporta inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período de producción, el casquete de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite.

Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante de los mecanismos de desplazamiento.

REFERENCIAS

- 1. Méndez, I. y Teysier, J. "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Octubre de 1967.**
- 2. Ayala, S. R. et al. "Explotación Petrolera en México". Evaluación de Formaciones en México". Petróleos Mexicanos, 1984**
- 3. Garalcocha, F. "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM, 1987.**
- 4. Cronquist. "Explotación de un Yacimiento de Aceite Volátil". World Oil, Abril 1979.**

CAPITULO II

COMPRESIBILIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA FORMACION

En el capítulo anterior se presentan los mecanismos de desplazamiento de fluidos, en los cuales se menciona la importancia de las compresibilidades del aceite, del agua, del gas y del sistema en general, así como las diferencias entre ellas.

En el presente capítulo se estudian las compresibilidades citadas y se definen además los conceptos de compresibilidad media del sistema, compresibilidad total del sistema y compresibilidad efectiva del sistema. Estos conceptos se usan en las ecuaciones que permiten determinar el comportamiento de los yacimientos, que se puede definir como una evaluación de la variación de la presión y de la relación instantánea gas-aceite; a medida que se incrementa la recuperación, además permite el conocer cómo cambiarán las propiedades y saturaciones de los fluidos del yacimiento.

De esta forma, es muy importante comprender y evaluar las compresibilidades, pues un pequeño cambio en sus magnitudes representa un fuerte cambio en el volumen que puede ser recuperado.

II.1 DEFINICION DE COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad se define como el cambio que experimenta un volumen dado con respecto a la variación de la presión, a temperatura constante. Es decir:

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{II.1}$$

La variación del volumen es inversamente proporcional a la variación de la presión, por lo tanto $(\partial V/\partial p)$ es de pendiente negativa, necesiéndose el signo negativo para que el valor de la compresibilidad resulte positivo.

La compresibilidad no es un valor constante a lo largo de la escala de

presiones, debido a que la variación del volumen respecto a la presión ($\partial V/\partial p$), es mayor generalmente al disminuir la presión, Fig. II.1.

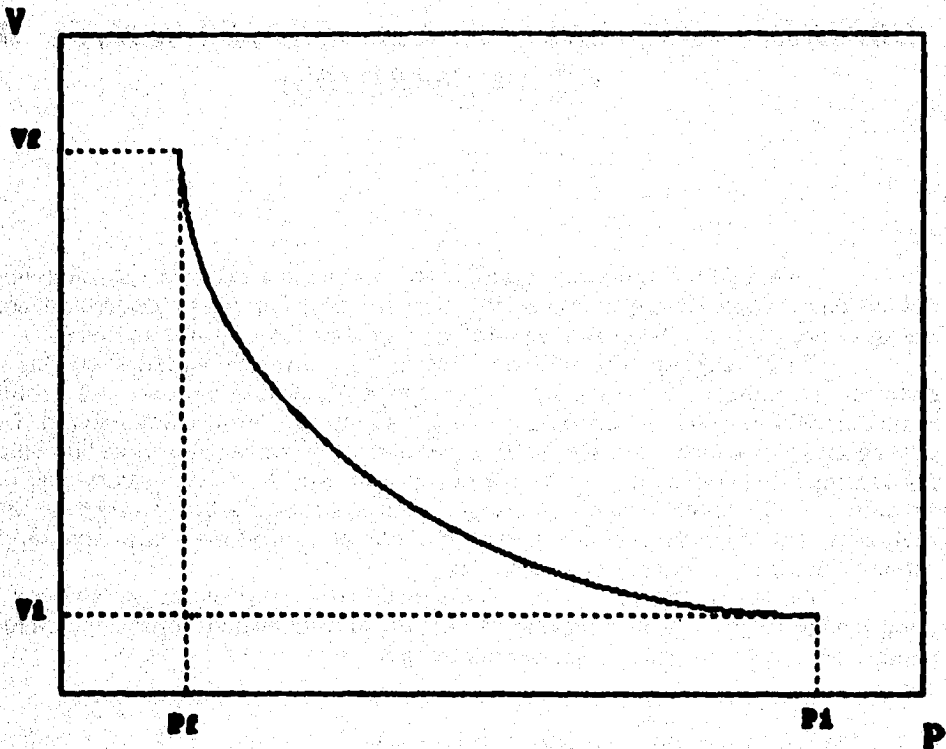


Fig. II.1 Variación de la presión con el volumen.

Si ($\partial V/\partial p$) se aproxima por ($\Delta V/\Delta p$), la compresibilidad promedio puede obtenerse con la Ec. II.3:

$$c \approx -\frac{1}{V} \left(\frac{\Delta V}{\Delta p} \right)_T \quad \text{II.2}$$

$$c \approx -\frac{1}{V} \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)} \quad \text{II.3}$$

En estas ecuaciones aparece \bar{V} , que es un volumen promedio entre V_1 y V_2 . Si se conoce la compresibilidad, \bar{V} debe obtenerse sustituyendo V_1 en lugar de V en la Ecu. 11.4, para después obtener V' , que se deberá sustituir nuevamente en lugar de V . Repetir este proceso hasta que V_2 ya no varíe al repetir el cálculo, de manera que V será igual a V' .

$$V_2 = V_1 + c(p_1 - p_2) \cdot \bar{V} \quad 11.4$$

$$\bar{V}' = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad 11.5$$

11.2 COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE

La compresibilidad del aceite (c_o) depende de la cantidad de gas en solución que éste contenga; a mayor contenido de gas será más compresible; a éste se le llama de alto encogimiento. De la misma forma, el aceite de bajo encogimiento es el que tiene una pequeña cantidad de gas en solución, y por lo tanto baja compresibilidad.

La compresibilidad del aceite y el factor de volumen del aceite tienen una correspondencia entre sí; es decir que si un aceite tiene una compresibilidad alta, implicará que su factor de volumen será mayor que el de otro aceite que tenga baja compresibilidad, para las mismas condiciones de presión y temperatura.

Para ilustrar esto se presentan los siguientes datos de compresibilidad y factores de volumen de aceites mexicanos, obtenidos de análisis PVT:

$$c_o = 27.215 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1} \quad B_{o1} = 2.170 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$c_o = 26.840 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1} \quad B_{o1} = 1.550 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$c_o = 23.030 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1} \quad B_{o1} = 1.4631 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

En la Fig. 11.2 se puede observar esquemáticamente la relación entre la compresibilidad y el factor de volumen, para dos tipos de aceite.

La compresibilidad para el aceite de alto encogimiento es mayor que para el aceite de bajo encogimiento. Tomando en cuenta que se considera un volumen de aceite a condiciones de yacimiento igual para los dos casos ($V_{o1} @ C.Y. = V_{o2} @ C.Y.$) y que el volumen de aceite a condiciones superficiales es mayor para el aceite de bajo encogimiento que para el aceite de alto encogimiento ($V_{o1} @ C.S. > V_{o2} @ C.S.$), se comprende fácilmente que el factor de volumen inicial del aceite de alto encogimiento será mayor que el factor de volumen inicial del aceite de bajo encogimiento ($B_{o1,2} > B_{o1,1}$).

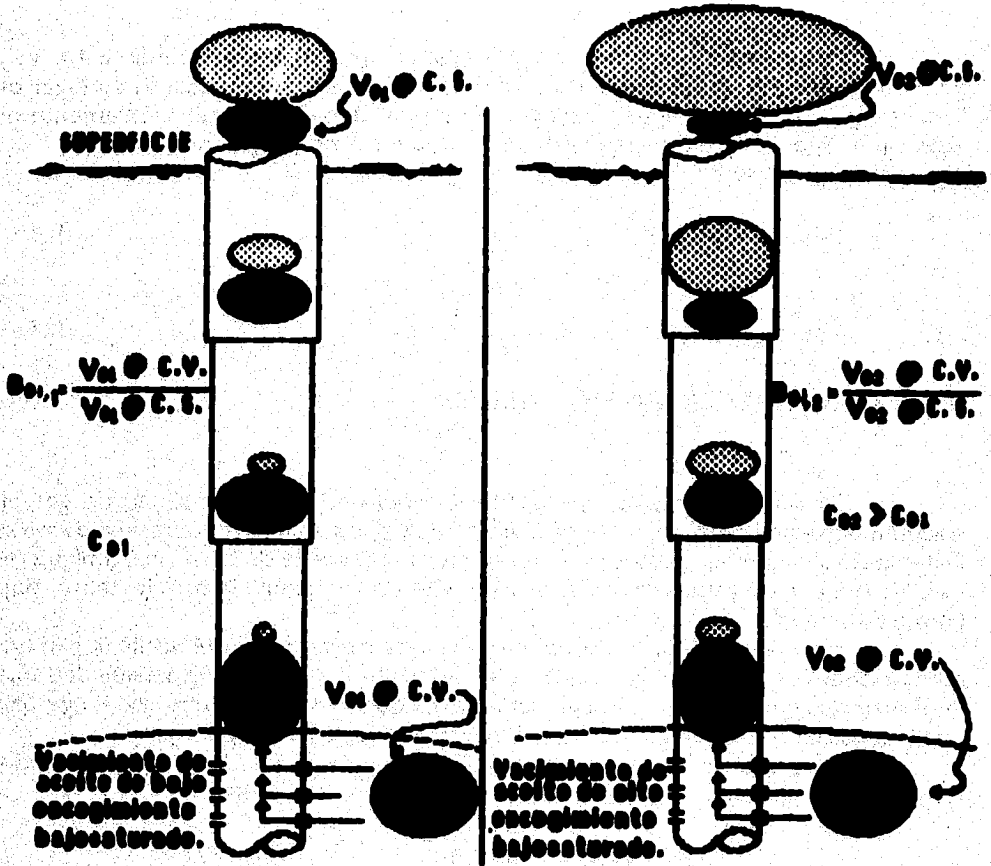


Fig. 112 Compresibilidad y factor de volumen.

Por otra parte, analizando la variación de B_o vs. p , V_o , mientras un yacimiento está en la etapa de bajosaturación, su factor de volumen aumentará al disminuir la presión, debido a que el volumen de aceite con gas disuelto a condiciones del yacimiento se incrementará a medida que disminuya la presión del yacimiento.

$$B_{o1} = \frac{V_{o1} \odot C.Y.}{V_{o1} \odot C.S.}$$

$$B_o = \frac{V_o \odot C.Y.}{V_o \odot C.S.}$$

donde $V_o @ C.S. = V_{o1} @ C.S.$ y $V_o @ C.Y. > V_{o1} @ C.Y.$, por lo descrito anteriormente. Todo esto se resume estableciendo que B_o aumenta al disminuir la presión desde p_1 hasta p_b , es decir que $B_{ob} > B_{o1}$.

Como c_o no es constante en la etapa de bajasaturación, una buena aproximación puede lograrse tomando una compresibilidad media entre p_1 y p_b .

Partiendo de la definición de la compresibilidad del aceite y del factor de volumen del aceite, se puede desarrollar una ecuación que relaciona ambos parámetros.

La definición de este factor es:

$$B_o = \frac{V_o @ C.Y.}{V_o @ C.S.}, \quad \text{II.6}$$

de donde

$$V_o @ C.Y. = (B_o) (V_o @ C.S.) \quad \text{II.7}$$

Una aproximación de la compresibilidad del aceite es:

$$c_o = - \frac{1}{V_o @ C.Y.} \frac{(V_{o1} - V_{ob}) @ C.Y.}{(p_1 - p_b)}, \quad \text{II.8}$$

donde $V_o @ C.Y.$ es el volumen promedio V .

Escribiendo la Ec. II.7 para V_{o1} , V_{ob} , V , substituyendo los resultados en la Ec. II.8 y simplificando se tiene que:

$$c_o = \frac{2 (B_{ob} - B_{o1})}{(p_1 - p_b) (B_{ob} + B_{o1})}, \quad \text{II.9}$$

que es la ecuación con la que se obtiene un valor medio de c_o , entre p_1 y p_b .

II.3 COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (c_w)

El agua es prácticamente incompresible; sin embargo, por las condiciones a que se encuentra en los yacimientos, puede no ser despreciable el valor de c_w .

El agua es menos compresible que el aceite debido a su composición y a la menor cantidad de gas que puede tener en solución.

Para poder determinar la compresibilidad del agua con mayor

aproximación, es necesario hacerlo en el laboratorio de análisis PVT, efectuando variaciones de presión para observar las variaciones del volumen a diferentes temperaturas. También puede estimarse mediante métodos que han sido publicados por investigadores.

Dodson y Standing determinaron experimentalmente los efectos de presión, temperatura y composición, sobre la compresibilidad del agua de los yacimientos. Establecieron correlaciones que permiten obtener el valor de c_v a las condiciones deseadas.

II.4 COMPRESIBILIDAD DE LOS SOLIDOS (c_s)

Considere en forma esquemática (Fig. II.3) el volumen de roca V_R de un yacimiento, a las presiones p_1 y p_2 (presiones internas). Sobre V_R actúa una presión externa debida a la columna de roca.

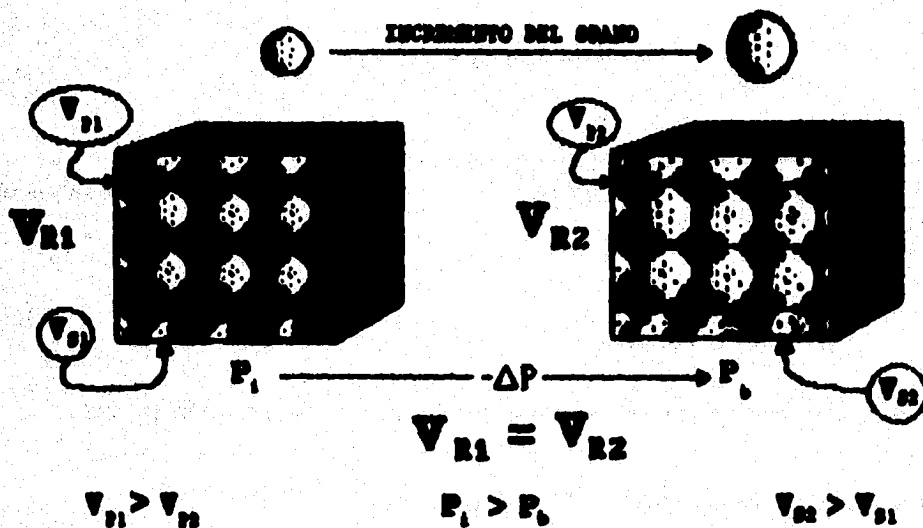


Fig. II.3 Representación esquemática de la variación de los volúmenes de roca con respecto a la variación de la presión.

La definición de c (Ec. II.1) aplicada a los sólidos da:

$$c_s = - \frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_s}{\partial p} \right)_T \quad \text{II.10}$$

que en términos de incrementos es una aproximación:

$$c_s = - \frac{1}{V_s} \left(\frac{\Delta V_s}{\Delta p} \right)_T \quad \text{II.11}$$

$$c_s = - \frac{1}{V_s} \frac{(V_{s1} - V_{s2})}{(p_1 - p_2)} \quad \text{II.12}$$

Al igual que la compresibilidad de los líquidos, la compresibilidad de los sólidos no es constante a lo largo de la escala de presiones; es mayor a menores presiones.

II.5 COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION (c_f)

El concepto de compresibilidad de la formación no representa propiamente la compresibilidad de algún material; más bien es una medida de la magnitud en que se reduce un volumen de poros, al disminuir la presión interna de ellos. De esta forma, se puede definir la compresibilidad de la formación como el cambio de un volumen de poros al variar la presión.

En un volumen de roca definido (constante), la reducción en el volumen de poros V_p es igual al incremento en el volumen de sólidos, al haber una disminución en la presión, como se puede observar en la Fig. II.3.

La pendiente de la curva de V_p vs. p es positiva, por lo que la definición de c_f queda:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad \text{II.13}$$

Además, de la definición de ϕ , se puede expresar también c_z como sigue:

$$c_z = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad \text{II.14}$$

Para relacionar c_z con c_o , se presenta el siguiente desarrollo:
Sustituyendo $V_o = V_R - V_p$ en la Ec. II.11:

$$c_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial (V_R - V_p)}{\partial p} \right) \quad \text{II.15}$$

Como V_R es constante:

$$c_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right) \quad \text{II.16}$$

Despejando $(\partial V_p / \partial p)$:

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right) = V_o c_o .$$

Sustituyendo en la Ec. II.13:

$$c_z = \frac{1}{V_p} (V_o c_o)$$

o bien para un valor de p :

$$c_z V_p = c_o V_o \quad \text{II.17}$$

En la Fig. II.4 se presenta la variación de los volúmenes de sólidos y de poros con la presión.

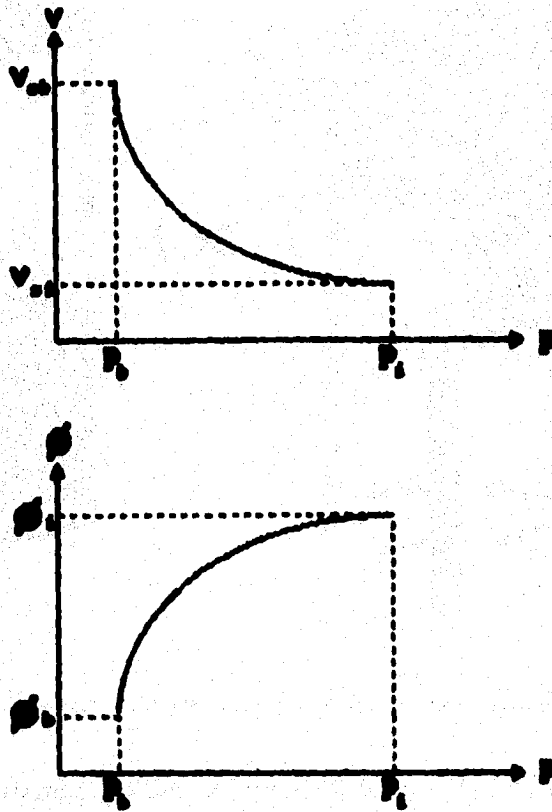


Fig. 11.4 Variación de V y D con p .

11.6 COMPRESIBILIDAD DEL GAS

Debido a que las moléculas de los gases se encuentran más dispersas y con menores fuerzas de cohesión que las de los líquidos y sólidos, los gases son más fácilmente compresibles; tienen mayor capacidad de expandirse que los líquidos y sólidos. Esto puede apreciarse en la Fig. 11.5, donde se representa, un cambio de presión en un sólido, un líquido y un gas.

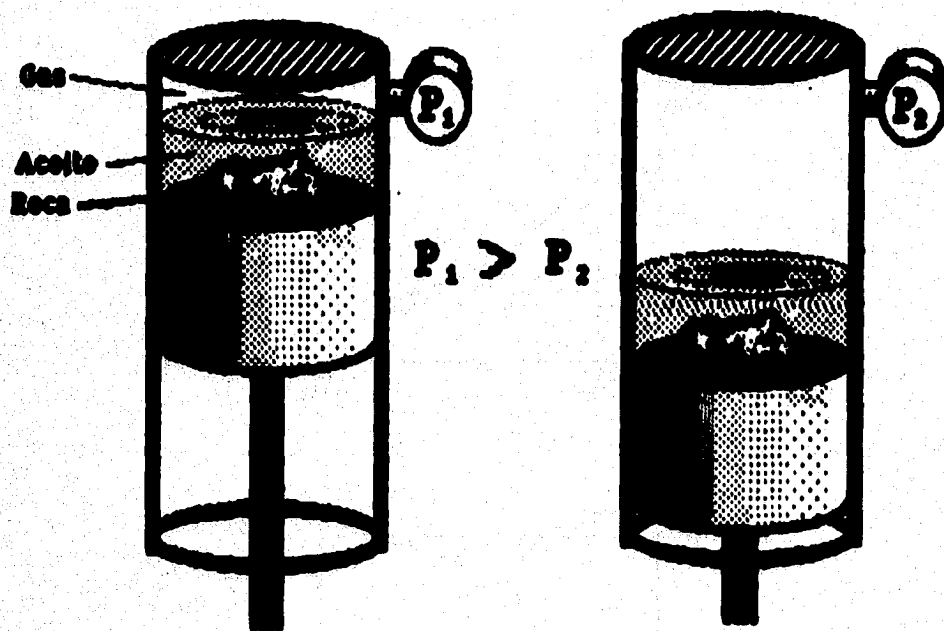


Fig. 11.5 Variación de volumen con la presión para gas, aceite y roca.

No todos los hidrocarburos en estado gaseoso tienen la misma compresibilidad; ésta depende de la composición de la mezcla que lo forma.

La ecuación para determinar la compresibilidad del gas c_g se obtiene a partir de la definición de compresibilidad y de la ecuación general de los gases reales. De esta última:

$$V = \frac{z n R T}{p} \quad 11.18$$

Derivando con respecto a la presión y considerando que la temperatura, cantidad y composición del gas son constantes:

$$\frac{dV}{dp} = n R T \left[\frac{1}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{z}{p^2} \right] \quad 11.19$$

Sustituyendo las Ecs. II.18 y II.19 en la definición de compresibilidad, Ec. II.1 y simplificando:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dz}{dp} \quad \text{II.20}$$

Para utilizar la Ec. II.20 es necesario calcular el factor de compresibilidad o de desviación Z, para las condiciones de presión y temperatura requeridas, así como la forma en que varía el factor de compresibilidad con la presión, es decir (dz/dp).

A continuación se muestra un algoritmo para calcular z:

a) Obtener las propiedades pseudocríticas del gas.

Para gases secos las ecuaciones son:

$$P_{ps} = 49.39 - 3.52 \gamma_g$$

$$T_{ps} = 92.78 + 175.93 \gamma_g$$

Para gases húmedos o "condensados" las ecuaciones son:

$$P_{ps} = 52.03 - 7.03 \gamma_g$$

$$T_{ps} = 132.22 + 116.67 \gamma_g,$$

donde:

P_{pc} es la presión pseudocrítica en kg/cm² abs.
 T_{pc} es la temperatura pseudocrítica en °K.
 γ_g es la densidad relativa del gas.

Si el gas contiene cantidades apreciables de CO₂, H₂S y N₂, las propiedades pseudocríticas pueden calcularse por el método propuesto por Wichert y Aziz que consiste en determinar la densidad relativa de la mezcla mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_{pm} = (\gamma_g \cdot 0.967 (y_{N_2}) - 1.52 (y_{CO_2}) - 1.18 (y_{H_2S})) / (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) \quad 11.21$$

donde:

y_{N_2} , y_{CO_2} , y_{H_2S} son los porcentajes molares en fracción, de N_2 , CO_2 y H_2S , respectivamente.

Las propiedades pseudocríticas de dicha mezcla se obtienen con:

$$P_{pom} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{pc} + 34.66 (y_{N_2}) + 75.30 (y_{CO_2}) + 91.82 (y_{H_2S}) \quad 11.22$$

$$T_{pom} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{pc} + 126.11 (y_{N_2}) + 304.44 (y_{CO_2}) + 373.33 (y_{H_2S}) \quad 11.23$$

donde:

P_{pom} y T_{pom} son las propiedades pseudocríticas de la mezcla, en kg/cm^2 abs. y $^{\circ}K$ respectivamente.

Los valores calculados con las Ecs. 11.22 y 11.23 deben ajustarse por su contenido de CO_2 y H_2S , mediante las siguientes ecuaciones:

$$C_{wa} = 66.67[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 8.33(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^{0.4}) \quad 11.24$$

$$T'_{pom} = T_{pom} - C_{wa} \quad 11.25$$

$$P'_{pom} = [(P_{pom}(T'_{pom})) / (T_{pom} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})C_{wa})] \quad 11.26$$

b) Calcular las propiedades pseudorreducidas del gas con las siguientes ecuaciones:

$$T_{pr} = \frac{T + 273}{T_{pc}} \quad 11.27$$

$$P_{pr} = \frac{p}{P_{pc}} \quad 11.28$$

c) Suponer un valor de z y determinar p_r con la siguiente ecuación:

$$p_r = 0.27 p_{pr} / T_{pr} z \quad \text{II.29}$$

d) Calcular z con la ecuación:

$$z = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^2} p_r + A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} p_r^2 + \frac{A_6 A_7 p_r^3 A_8 p_r^2}{T_{pr}} + 1 + \frac{A_9 p_r^2}{T_{pr}^2} (e^{(A_{10} p_r^2)}) + 1 \quad \text{II.30}$$

donde:

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.61230$
$A_2 = -1.04670$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.57830$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.53530$	$A_8 = 0.68446$

e) Comparar el valor de z calculado, con el supuesto. Si la diferencia entre ambos no cae dentro de una tolerancia preestablecida, el valor de z calculado se sustituye en el paso c) y se repiten los cálculos hasta que ambos valores coincidan. Cuando esto ocurre, el valor de z determinado con la Ec. II.30 es el valor buscado.

Para determinar la variación de z con respecto a la presión (dz/dp), como no se conoce la función $z(p)$ que define a z en forma continua, se puede usar un método numérico, que requiere solamente del conocimiento de tres puntos (z, p). Para evaluar la derivada en el punto de interés, es necesario que éste sea el intermedio (i) es decir, que los otros dos puntos sean uno atrás ($i-1$) y el otro adelante ($i+1$):

$$\left. \frac{dz}{dp} \right|_i \approx \frac{z_{i+1} - z_{i-1}}{2(\Delta p)} \quad \text{II.31}$$

Después de obtener $(dz/dp)_i$ y z_i , ya se puede aplicar la Ec. II.20 para obtener la compresibilidad del gas.

II.7 COMPRESIBILIDAD TOTAL

La compresibilidad total, se expresa como una suma ponderada de las compresibilidades de los componentes del sistema, en base a una comparación del volumen de los componentes con el volumen de poros de la formación.

Esta comparación consiste en obtener la fracción del volumen de poros que representa el volumen del componente, es decir dividir el volumen de cada componente entre el volumen de poros.

Obsérvese la Ec. II.32 y la Fig. II.6.

$$C_t = C_w \frac{V_w}{V_p} + C_o \frac{V_o}{V_p} + C_g \frac{V_g}{V_p} + C_s \frac{V_s}{V_p} \quad \text{II.32}$$

Se sabe que el volumen de un fluido dividido entre el volumen de poros representa la saturación del fluido, además la compresibilidad de la formación:

$$C_t V_p = C_s V_s$$

$$C_t = C_s \frac{V_s}{V_p}$$

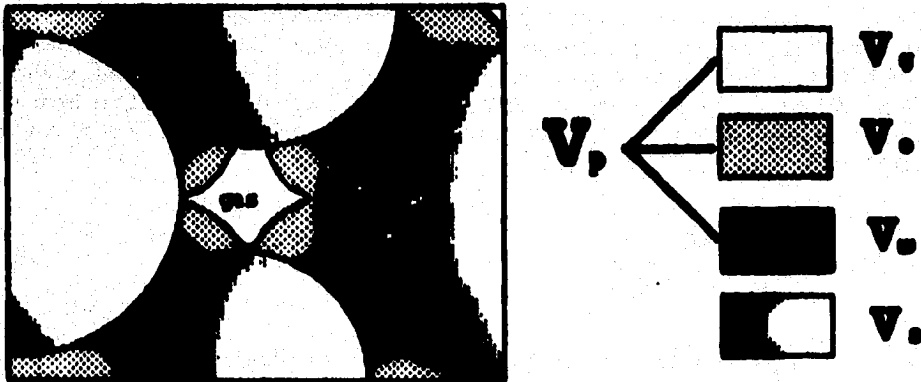


Fig. II.6 Volumen de los componentes.

De esta forma la compresibilidad total queda definida en función de la saturación de los fluidos, de la compresibilidad de estos y de la compresibilidad de la formación.

$$c_t = c_w S_w + c_o S_o + c_g S_g + c_f \quad 11.33$$

11.8 COMPRESIBILIDAD MEDIA DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

La compresibilidad media más representativa del sistema está dada por un promedio ponderado de las compresibilidades de los componentes con respecto al volumen. A diferencia de la compresibilidad total, en este concepto, la ponderación no se obtiene de comparar con el volumen de poros, sino comparar los volúmenes de cada componente con el volumen total del sistema. Obsérvense la Ecu. 11.34 y la Fig. 11.5.

$$\bar{c} = \frac{c_o V_o + c_w V_w + c_g V_g + c_r V_r}{V_o + V_w + V_g + V_r} \quad 11.34$$

De esta ecuación considerando que $V_o = V_p S_o$, $c_r V_r = c_f V_f$:

$$\bar{c} = \frac{V_p}{V_R} (c_w S_w + c_o S_o + c_g S_g + c_f) \quad 11.35$$

Como ya se vio en el tema anterior, la compresibilidad total del sistema está definida como:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f \quad 11.33a$$

De las Ecs. 11.33a y 11.35:

$$c V_R = c_t V_p, \text{ o bien:}$$

$$c_t = c / (V_p / V_R) = c / \phi$$

Para el caso particular de que exista un casquete de gas, Fig. 11.7:

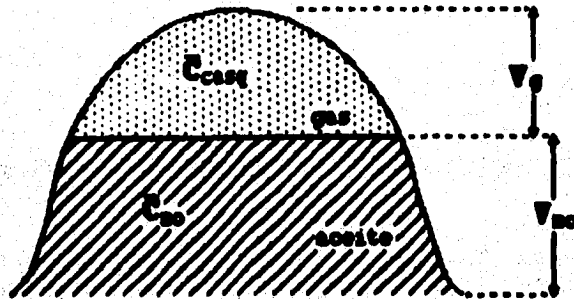


Fig. 11.7 Compresibilidades medias del casquete y la zona de aceite en el yacimiento.

Para poder calcular la compresibilidad media de todo el yacimiento, cuando existe casquete de gas debe utilizarse la siguiente ecuación:

$$\bar{C}_{yao} = \frac{\bar{C}_{casq} V_{casq} + \bar{C}_{ao} V_{ao}}{V_{yao}} \quad 11.36$$

A su vez:

$$\bar{C}_{casq} = \frac{C_{ao} V_{ao} + C_{aceite} V_{aceite} + C_{gas} V_{gas} + C_{ao} V_{ao}}{V_{casq}} \quad 11.37$$

De la misma forma, para definir la compresibilidad media de la zona de aceite, se tomará a la zona de aceite como un sistema aparte. Aplicando la definición de compresibilidad media del sistema.

$$\bar{C}_{ao} = \frac{C_{ao} V_{ao} + C_{aceite} V_{aceite} + C_{gas} V_{gas} + C_{ao} V_{ao}}{V_{Tao}} \quad 11.38$$

Conociendo la compresibilidad media del casquete y la compresibilidad media de la zona de aceite, se puede evaluar la compresibilidad media del yacimiento, usando la Ec. 11.36.

11.9 COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA, c_e

Este concepto se define como c_e entre S_o :

$$c_e = \frac{c_t}{S_o} \quad 11.39$$

Se utiliza en la ecuación de balance de materia, EBM, que se verá posteriormente, tomando como referencia el volumen original de aceite NB_{oi} .

La compresibilidad efectiva (c_e) se define como la suma ponderada con relación al volumen original de aceite (V_{oi}), de las compresibilidades de los componentes del sistema. Se representa como sigue:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_o} + c_v \frac{V_v}{V_o} + c_g \frac{V_g}{V_o} + c_s \frac{V_s}{V_o} \quad 11.40$$

La compresibilidad efectiva (c_e) es un concepto que fue definido, para poder obtener el cambio de volumen total del sistema, mediante el uso del volumen total de aceite original del yacimiento (V_{oi}), sin necesidad de conocer el volumen total del sistema. Esto representa:

$$V_{oi} \Delta p \cdot c_e = \Delta V_t \quad 11.41$$

Si se compara el concepto de compresibilidad efectiva (c_e) con el concepto de compresibilidad total (c_t), debe entenderse que c_t representa la variación de volumen total al aplicarse un cambio de presión al volumen de poros, mientras que c_e representa una variación de volumen total, equivalente a la anterior, pero al aplicarse el mismo cambio de presión al volumen original de aceite.

Pero como se sabe que la definición de saturación de aceite es:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad 11.42$$

Si el volumen de poro se expresa en términos de la saturación de agua y el volumen de agua.

$$V_p = \frac{V_w}{S_w} \quad 11.43$$

Sustituyendo la Ec. 11.43 en la Ec. 11.42 y despejando el (V_w/V_o) queda:

$$\frac{V_w}{V_o} = \frac{S_w}{S_o} \quad \text{de la misma forma} \quad \frac{V_g}{V_o} = \frac{S_g}{S_o}, \quad \frac{V_o}{V_o} = \frac{S_o}{S_o}$$

además $c_l V_p = c_o V_o$.

Por lo que la Ec. 11.41 se puede reescribir como:

$$C_o = C_o \frac{S_o}{S_o} + C_w \frac{S_w}{S_o} + C_g \frac{S_g}{S_o} + C_l \frac{V_p}{V_o} \quad 11.44$$

como $\frac{V_p}{V_o} = \frac{1}{S_o}$

la Ec. 11.44 queda:

$$C_o = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_l}{S_o} \quad 11.45$$

II.10 EJEMPLOS DE APLICACION

En los ejemplos que se presentan se consideran condiciones de bajosaturación para yacimientos volumétricos, en estas condiciones el mecanismo de desplazamiento que actúa es la expansión del sistema roca-líquidos, exclusivamente

Para utilizar datos apegados a la realidad, se proporciona una serie de parámetros, con sus respectivos rangos de valores, que fueron definidos a partir de datos publicados de yacimientos mexicanos.

II.10.1 EJEMPLO DE APLICACION 1

Calcular, para una caída de presión:

- Volumen de poros a la presión final
- Volumen de aceite en el yacimiento a la presión final.
- Volumen de aceite producido, a condiciones estándar.
- Recuperación de aceite, debida a la caída de presión elegida.

La información del sistema roca líquidos es el siguiente:

Espesor:	500 m.
Largo:	2500 m.
Ancho:	800 m.

Se dan estas medidas para tener una idea del tamaño del yacimiento; en realidad puede tener cualquier forma.

Volumen de roca:	$1 \times 10^9 \text{ m}^3$.
Porosidad inicial:	15%.
Saturación de aceite inicial:	75%.
Factor de volumen del aceite:	1.4.
Presión inicial del yacimiento:	$420 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs.}$
Caída de presión:	10 kg/cm^2 .
Compresibilidad del aceite:	$50 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$.
Compresibilidad de la formación:	$6 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$.
Compresibilidad del agua:	$4 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$.

a) Volumen de poros a la presión final, V_{p2} :

$$V_{p1} = V_R \cdot \phi_L$$

$$V_{p1} = 1 \times 10^9 \cdot 0.15 = 150 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$C_g = \frac{1}{V_p} \frac{V_{p1} - V_{p2}}{\Delta p}$$

donde V_p es el volumen de poros medio, que como una aproximación se puede hacer igual al V_{p1} y $\Delta p = p_1 - p_2$.

$$V_{p2} = -C_g \cdot V_{p1} \cdot \Delta p + V_{p1}$$

$$V_{p2} = (-C_g \Delta p + 1) V_{p1}$$

$$V_{p2} = [6 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1} \cdot 10 (\text{kg/cm}^2) + 1] 150 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$V_{p2} = 149.91 \times 10^6 \text{ m}^3$$

b) Volumen de aceite en el yacimiento a la presión final:

$$V_{w2} = V_{w1} \cdot C_w \cdot \Delta p + V_{w1}$$

$$V_{w1} = V_{p1} \cdot S_{w1}$$

$$V_{w1} = 150 \times 10^6 \cdot 0.25$$

$$V_{w1} = 37.5 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$V_{w2} = 37.5 \times 10^6 \cdot 4 \times 10^{-5} \cdot 10 + 37.5 \times 10^6$$

$$V_{w2} = 37.515 \times 10^6$$

Este volumen de agua se conserva en su totalidad dentro del yacimiento, ya que no se produjo agua.

$$S_{w2} = V_{w2} / V_{p2}$$

$$S_{w2} = 37.515 \times 10^6 / 149.91 \times 10^6$$

$$S_{w2} = 0.25025$$

$$S_{o2} = (1 - 0.25025)$$

$$V_{of} @C.Y.=0.74975 \cdot 149.91 \times 10^6$$

$$V_{of} @C.Y.=112.395 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

c) Volumen de aceite producido si no hay producción de agua.

El volumen de aceite que se produjo, es la diferencia entre el volumen de aceite que había en el yacimiento a la presión inicial, y el volumen que quedó en el yacimiento después de la caída de presión.

El volumen de aceite inicial es:

$$V_{oi}=V_{pi} \cdot S_{oi}$$

$$V_{oi}=150 \times 10^6 \cdot 0.75$$

$$V_{oi}=112.5 \times 10^6 \text{ m}^3 @C.Y.$$

El volumen recuperado al final del período es:

$$V_{rec}=112.5 \times 10^6 - 112.395 \times 10^6 \text{ m}^3 @C.Y.$$

$$V_{rec}=105 \times 10^3 \text{ m}^3 @C.Y.$$

Para determinar la recuperación, hay que llevar a Condiciones Estándar los valores de aceite recuperado y volumen inicial del yacimiento.

$$N_p=V_{rec} @C.Y. / B_o=105 \times 10^3 / 1.4$$

$$N_p=75 \times 10^3 \text{ m}^3 @C.S.$$

$$V_{oi} @C.S.=112.5 \times 10^6 / 1.4$$

$$V_{oi} @C.S.=80.357 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

Por lo tanto

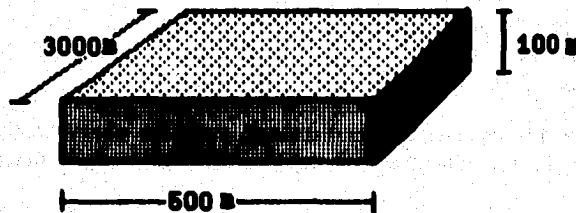
$$Rec=N_p / N=75 \times 10^3 / 80.357 \times 10^6 = \boxed{9.33 \times 10^{-4}}$$

II.10.2 EJEMPLO DE APLICACION 2

Calcular:

- Volumen de poros final (V_{pe}), saturación final de aceite (S_{or}), volumen de aceite producido a condiciones estándar (N_p) y la recuperación de aceite al final (N_p/N) con un sólo paso de caída de presión de p_i a p_b .
- Determinar los mismos valores a p_b , pero en 10 pasos, con decrementos de presión de 10 kg/cm^2 .
- Graficar los valores obtenidos (p vs. Rec.).
- Comparar los valores obtenidos de los dos procedimientos mencionados anteriormente.

Para un yacimiento volumétrico de las siguientes dimensiones:



Características del yacimiento y sus fluidos:

Compresibilidad del aceite:	$100 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$
Compresibilidad del agua:	$5 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$
Compresibilidad de los sólidos:	$1.111 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$
Porosidad inicial:	0.10
Saturación inicial de aceite:	0.80
Factor de volumen inicial de aceite:	1.3
Presión inicial en el yacimiento:	300 kg/cm^2
Presión de burbujeo:	200 kg/cm^2

a) Para un paso, considerando c_o constante:

$$B_{ob} = \frac{(2 + c_o \Delta p) B_{oi}}{2 - c_o \Delta p}$$

$$B_{ob} = \frac{(2 + (100 \times 10^{-5}) \times 100) \times 1.3}{2 - (100 \times 10^{-5}) \times 100}$$

$$B_{ob} = 1.4368$$

Cálculo del volumen de poros final (V_{pfi}):

$$V_R = (100)(3000)(5000) = 1.500 \times 10^9 \text{ m}^3.$$

$$\phi_i = \frac{V_{pi}}{V_R} \Rightarrow V_{pi} = (V_R)(\phi_i)$$

$$V_{pi} = (1.500 \times 10^9)(0.10) = 150 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

$$V_{oi} = V_R - V_{pi} = 1.500 \times 10^9 \text{ m}^3 - 150 \times 10^6$$

$$V_{oi} = 1.350 \times 10^9 \text{ m}^3.$$

$$\Delta V_o = V_{oi} c_o \Delta p = (1.350 \times 10^9)(1.111 \times 10^{-5})(100) \\ = 1.499 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

$$\therefore V_{oi} = 1.350 \times 10^9 + 1.499 \times 10^6 = 1.351.499 \times 10^9 \text{ m}^3.$$

$$\therefore V_{pfi} = (1.351.499 \times 10^9) \times 0.10 = 135.1499 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

Cálculo de la saturación final de aceite (S_{pf}):

$$S_{wi} = 1 - S_{oi} = 1 - 0.8$$

$$S_{wi} = 0.2$$

$$V_{wi} = V_{pi} S_{wi}$$

$$= (150 \times 10^6) (0.2)$$

$$V_{wi} = 30 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

$$V_{wf} = C_v V_{wi} \Delta p + V_{wi}$$

$$V_{wf} = (5 \times 10^{-5}) (30 \times 10^6) (100) + 30 \times 10^6$$

$$V_{wf} = 30.15 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

$$S_{wf} = \frac{V_{wf}}{V_{pf}} = \frac{30.15 \times 10^6}{148.50 \times 10^6} = 0.20303$$

Por lo tanto la saturación final de aceite es:

$$S_{of} = 1 - S_{wf}$$

$$S_{of} = 1 - 0.20303$$

$$S_{of} = 0.79697.$$

Cálculo del volumen de aceite producido a condiciones estándar (N_p):

• Volumen de aceite inicial a condiciones de yacimiento:

$$V_{oi} = S_{oi} V_{pi} = (150 \times 10^6) (0.80)$$

$$V_{oi} = 120 \times 10^6 \text{ @ C.Y. m}^3.$$

• Volumen final de aceite a condiciones de yacimiento:

$$V_{of} = V_{pf} S_{of} = (148.5 \times 10^6) (0.79697)$$

$$V_{of} = 118.35 \times 10^6 \text{ @ C.Y. m}^3.$$

El volumen de aceite producido a condiciones estándar es:

$$N_p = V_{oi} \text{ @ C.S.} - V_{of} \text{ @ C.S.}$$

$$N_p = \frac{\text{Vol @ C.Y.}}{B_{oi}} - \frac{\text{Vol @ C.Y.}}{B_{of}}$$

$$N_p = \frac{120 \times 10^6}{1.3} - \frac{118.35 \times 10^6}{1.4368}$$

$$N_p = 9.9371 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Cálculo de la recuperación final de aceite (N_p/N):

$$\text{Rec} = \frac{9.9371 \times 10^6}{92.308 \times 10^6} = \boxed{0.1076}$$

Comentarios:

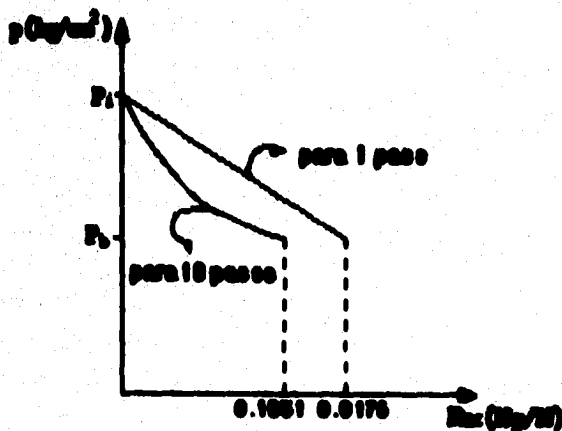
El valor grande de recuperación que se acaba de obtener, es debido a que los valores de compresibilidad del aceite (c_o) y la caída de presión (Δp) son grandes.

b) Para 10 pasos, cada uno con decremento de presión de 10 kg/cm²:

El procedimiento que se siguió para este inciso fue el mismo que para el inciso (a) sólo que se obtuvo la variación de B_o para cada Δp y se usó en cada caso el volumen al principio de cada Δp .

Los resultados se observan en la Tabla II.1. El valor de c_o es constante y la entrada de agua se considera cero así como el agua producida.

c) Graficando los valores obtenidos en cada uno de los incisos:



REFERENCIAS

- 1. Garaicochea, F. "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM, 1987.**
- 2. Benedict, M. et al, "An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and their Mixtures", Journal of Chemical Physics Vol. 8, 1940.**
- 3. Rodríguez, N. R. "Notas del Curso de Comportamiento de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1992.**

CAPITULO III

ECUACIONES Y DATOS USADOS EN LA PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

Uno de los principales problemas en la predicción del comportamiento de los yacimientos es el manejo de los datos que serán utilizados en las ecuaciones involucradas.

Una vez obtenida la información básica, lo más precisa posible, es necesario procesarla y reducirla, para que sea útil en los cálculos de Ingeniería de Yacimientos.

Se sabe que la mayor parte de la información proviene de los pozos perforados en el yacimiento, siendo básicamente la única fuente de información en lo que se refiere al yacimiento.

Este capítulo tiene como objetivo presentar las ecuaciones que además de la ecuación de balance de materia, sirven como herramientas en la predicción del comportamiento del yacimiento. Por otra parte, se presentan ecuaciones para determinar algunas propiedades que son útiles cuando no están disponibles de análisis PVT o de otras fuentes.

La información obtenida se procesa y prepara para su manejo. Lo siguiente es realizar los cálculos necesarios con las ecuaciones apropiadas para predecir el comportamiento del yacimiento.

III.1 ECUACIONES FUNDAMENTALES

La predicción del comportamiento de un yacimiento requiere la aplicación de un conjunto de ecuaciones, que permite obtener los valores de ciertos parámetros, a través de un procedimiento.

Las ecuaciones utilizadas para este propósito son las siguientes:

Ecuación de la relación instantánea gas-aceite.

Ecuación de saturación de aceite en yacimientos con empuje de gas disuelto liberado.

Ecuación de la recuperación de aceite.

Relación de permeabilidades relativas del gas y aceite, en función de la saturación de líquido.

Variación del índice de productividad.

Ecuación general de saturación de aceite.

III.2 ECUACION DE LA RELACION INSTANTANEA GAS-ACEITE

La relación instantánea gas-aceite se define como:

$$R = \frac{q_g}{q_o} \left[\frac{\text{m}^3 \text{ gas @ C.S.}}{\text{día}} \right] \left[\frac{\text{m}^3 \text{ aceite @ C.S.}}{\text{día}} \right] \quad \text{III.1}$$

La producción total de gas es la suma del gas libre que fluye en el yacimiento y el gas disuelto en el aceite, que se libera al existir una caída de presión y una disminución en la temperatura:

$$q_g = q_{g1} + q_{gd}, \quad \text{III.2}$$

donde:

q_{g1} es el gasto de gas libre

q_{gd} es el gasto de gas disuelto en el aceite.

Por otra parte, el gasto de gas disuelto en el aceite se puede expresar en función de la relación gas disuelto-aceite, (R_s) y del gasto del aceite (q_o); en unidades prácticas se tiene:

$$q_{gd} = q_o \left[\frac{\text{m}^3 \text{ aceite @ C.S.}}{\text{día}} \right] R_s \left[\frac{\text{m}^3 \text{ gas disuelto, @ C.S.}}{\text{m}^3 \text{ aceite @ C.S.}} \right] \quad \text{III.3}$$

Sustituyendo las Ecs. III.3 y III.2 en III.1 y desarrollando se tiene:

$$R = \frac{q_{g1} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{g1}}{q_o} + R_s \quad \text{III.4}$$

Aplicando la ecuación de Darcy para flujo radial, sin tomar en cuenta los efectos capilares y gravitacionales, para q_{g1} y q_o se tiene:

$$q_{g1} = C \frac{k k_{rg} h}{\mu_g B_g \ln(r_o/r_w)} (p_{ws} - p_{wf}) \quad \text{III.5}$$

y

$$q_o = C \frac{k k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln(r_o/r_w)} (p_{ws} - p_{wf}) \quad \text{III.6}$$

Sustituyendo estas expresiones en la Ec. III.4 y simplificando la ecuación, se tiene:

$$R = \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} + R_s \quad \text{III.7}$$

En esta ecuación, la relación instantánea gas-aceite está en función de las propiedades del gas y del aceite; los valores de viscosidades del gas y del aceite se obtienen de análisis de laboratorio, mientras que la relación k_{rg}/k_{ro} se obtiene de correlaciones, de análisis de laboratorio o a partir de datos de producción.

Cuando se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado o la saturación del gas es menor que la saturación de gas crítica, entonces la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) es cero y la Ec. III.7 se simplifica a $R = R_s$; esto significa que solamente se produce el gas que está disuelto en el aceite. Además de despreciar los efectos gravitacionales y capilares, se consideró que el gas y el aceite se encuentran uniformemente distribuidos, ésto es, que fluyen de acuerdo con el concepto de

permeabilidades relativas; y que los gradientes de presión para el gas y el aceite son iguales, esto significa que, se van a obtener las mismas caídas de presión tanto para el gas como para el aceite.

III.3 ECUACION DE SATURACION DE ACEITE EN YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

Para obtener una ecuación que permita el cálculo de la saturación de aceite, donde el principal mecanismo de empuje sea el de gas disuelto liberado, se procede como sigue:

Por definición, la saturación de aceite está dada:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite @ C.Y.}}{\text{Volumen de poros}} = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{III.8}$$

El volumen de aceite remanente es aquél que tendría el yacimiento después de un determinado tiempo de explotación. (Ver Fig. III.1)

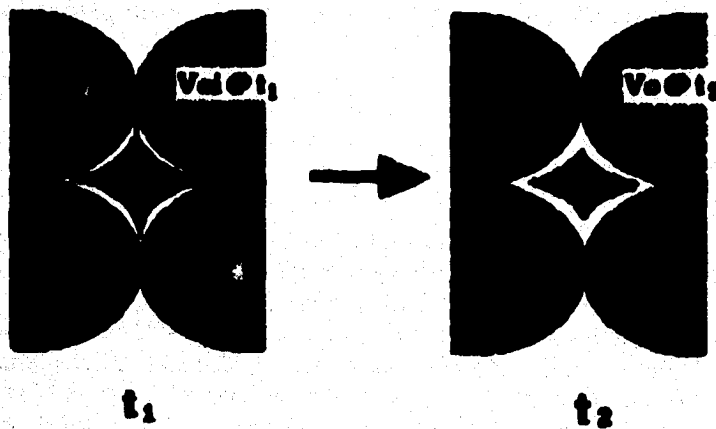


Fig. III.1 Variación del volumen de aceite después de un tiempo t de explotación.

El volumen de aceite remanente se puede representar como:

$$V_o = (N - N_p) B_o \quad \text{III.9}$$

Considerando el volumen de poros constante durante la explotación, se tiene:

$$V_p = V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{III.10}$$

Combinando las Ecs. III.9 y III.10:

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o}{\frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}}} = \frac{(N - N_p) B_o (1 - S_{wi})}{N B_{oi}} \quad \text{III.11}$$

Para hacer uso de estas ecuaciones se considera que las condiciones iniciales que prevalecen en el yacimiento son las que corresponden a la presión de saturación (p_b). Para yacimientos bajosaturados se deben utilizar las ecuaciones específicas para estas condiciones.

Por lo anterior:

$$P_i = P_b$$

$$B_o = B_{ob}$$

$$N = N_b$$

III.4 ECUACION DE LA RECUPERACION DE ACEITE

Como se ha observado en los capítulos anteriores, la recuperación de aceite, (Rec), está definida como:

$$\text{Rec} = \frac{\text{Volumen de aceite recuperado @ C.S.}}{\text{Volumen de aceite inicial @ C.S.}} = \frac{N_p}{N} \quad \text{III.12}$$

Esta ecuación también se puede representar como:

$$\text{Rec} = \frac{\text{Vol. de aceite inicial @ C.S.} - \text{Vol. de aceite remanente @ C.S.}}{\text{Volumen de aceite inicial @ C.S.}} \quad \text{III.13}$$

III.2 El significado físico de la recuperación de aceite sería como se ve en la Fig.

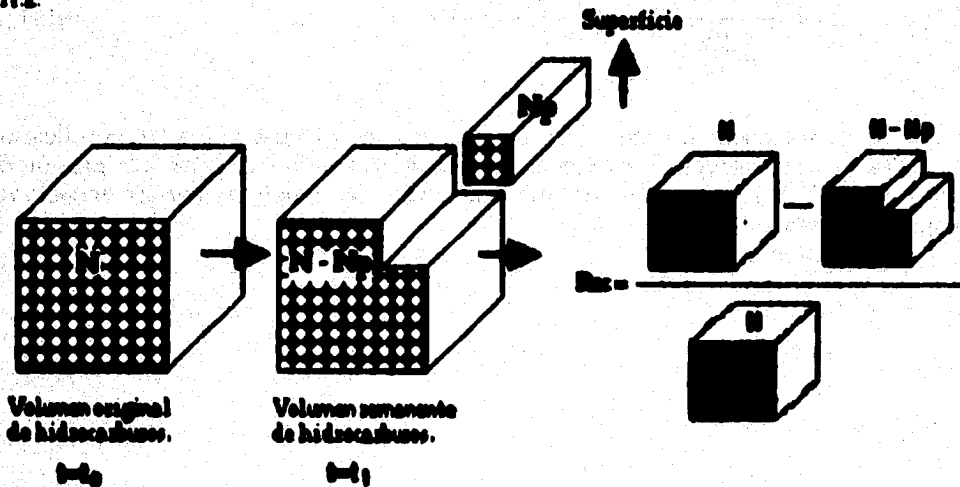


Fig. III.2 Significado físico de la recuperación de aceite.

Al tiempo $t=t_0$ se tiene el volumen original de aceite, N . Después de un cierto tiempo de explotación, t_1 se ha producido una determinada cantidad de hidrocarburos, quedando un volumen remanente; entonces la recuperación será

igual a la relación entre la diferencia del volumen original de hidrocarburos y el volumen remanente de aceite, sobre el volumen original de aceite.
 Representando la recuperación como se definió en la Ec. III.12, se tiene:

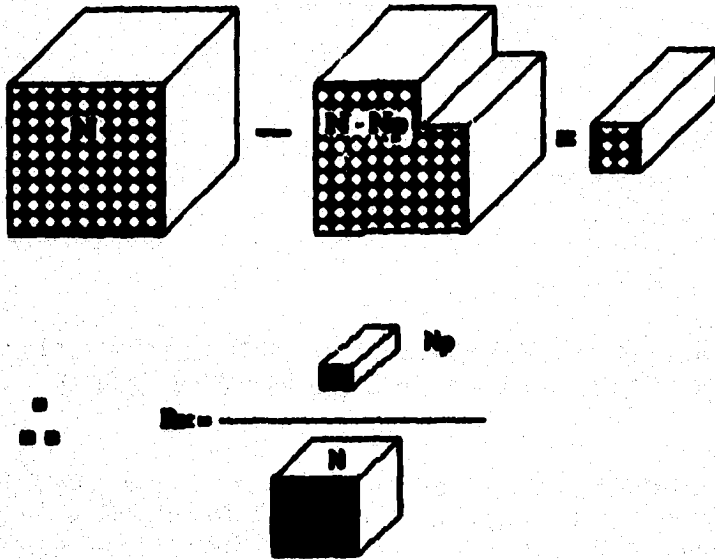


Fig. III.13 Obtención del valor de la recuperación

pero

$$N = \frac{V_{pl} S_{o1}}{B_{o1}}$$

III.14

Considerando que no hay entrada de agua, que no se ha alcanzado la saturación crítica de gas y que el volumen de poros es igual al volumen de poros inicial ($V_p = V_{pl}$), el volumen de aceite remanente @ C.S., es:

$$(N - N_p) = V_{pl} \frac{S_o}{B_o}$$

III.15

Sustituyendo las Ecs. III.14 y III.15 en la Ec. III.13:

$$Rec = \frac{\frac{V_{pl} S_{ol}}{B_{ol}} - \frac{V_{pl} S_o}{B_o}}{V_{pl} \frac{S_{ol}}{B_{ol}}} = \frac{\frac{S_{ol}}{B_{ol}} - \frac{S_o}{B_o}}{\frac{S_{ol}}{B_{ol}}}$$

Por lo tanto:

$$Rec = 1 - \frac{S_o B_{ol}}{S_{ol} B_o}$$

III.16

III.5 RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE EN FUNCION DE LA SATURACION DE LIQUIDO

Probablemente, el principal factor que limita la confiabilidad de las predicciones del comportamiento de un yacimiento por cualquier método, es la aproximación para estimar las propiedades del sistema roca-fluidos. Entre algunas de esas propiedades importantes para determinar ese comportamiento, las permeabilidades relativas pueden ser las más difíciles de obtener por los métodos actuales.

Las permeabilidades relativas se pueden estimar con información de diferentes fuentes; los valores estimados, generalmente son obtenidos de experimentos en el laboratorio, con muestras de núcleos de los yacimientos, especialmente antes de que se inicie otro tipo de pruebas al yacimiento que pueda alterar esa información. Pero los núcleos obtenidos de un yacimiento sólo representan una porción muy pequeña de éste, por lo que la estimación no puede ser representativa de todo el yacimiento.

Además las muestras se pueden alterar al momento de ser extraídas del pozo, por lo tanto no reflejarán las condiciones in-situ del yacimiento.

Otra forma de estimar los valores de permeabilidades relativas es con datos de producción de los yacimientos, tales como presiones del pozo y gastos de agua y aceite.

Un proceso inverso, llamado ajuste de la historia del yacimiento, es usado para la estimación de permeabilidades relativas con datos de campo confiables. En el método de ajuste de la historia, los valores estimados de permeabilidades relativas se ajustan hasta que los datos simulados sean congruentes con los datos observados de campo. Este método, aunque es uno de los más

utilizados, presenta ciertos problemas cuando no se tiene suficiente información; otra de las desventajas de este método es que el error humano puede presentarse al seleccionar los parámetros para ser ajustados.

Existe un método mejorado que permite la selección de esos parámetros en forma automática, incluyendo restricciones a los parámetros o incorporando la información más importante.

Requiere del uso de la computadora y de historia de producción de pozos, por lo que sólo se menciona.

En resumen, existen tres procedimientos para determinar los valores de las permeabilidades relativas o su relación:

1. Correlaciones
2. Métodos de laboratorio
3. A partir de historias de producción.

Los métodos aquí presentados son correlaciones de fácil uso, que permiten la obtención de valores de permeabilidades relativas, o su relación (k_{rg}/k_{ro}); son aproximaciones de los valores reales.

La permeabilidad relativa controla dos parámetros principales en los mecanismos de los yacimientos, especialmente en drenaje por gravedad; éstos son el gasto de fluido desplazado y la saturación final de fluido.

Las permeabilidades relativas al aceite son importantes en la recuperación de aceite; la permeabilidad relativa al gas juega un papel mucho menos importante en este sentido, debido a la baja viscosidad del gas, por lo tanto los valores que se obtengan no tienen que ser muy precisos. En cambio la permeabilidad relativa al aceite en presencia de gas o agua tiene que ser obtenida cuidadosamente.

III.5.1 CORRELACIONES UTILIZADAS PARA DETERMINAR k_{rg}/k_{ro}

El uso de correlaciones se ha realizado cuando el yacimiento tiene poco tiempo de haberse abierto a explotación, y no se tiene información suficiente de otros medios para poder determinar los valores de la relación de permeabilidades relativas (k_{rg}/k_{ro}); los datos de producción en esta etapa de explotación del yacimiento no son utilizados.

A.T. Corey presentó dos ecuaciones para las permeabilidades relativas al aceite y al gas, en función de la saturación de aceite, la saturación de agua intersticial y la saturación de gas crítica. Michael A. Torcaso y M.R.T. Wyllie arreglaron las expresiones de A.T. Corey, expresando la relación de permeabilidades relativas en términos muy simples, quedando las siguientes ecuaciones:

$$k_{rg}/k_{ro} = \frac{(1-S^*) [1-(S^*)^2]}{(S^*)^4} \quad \text{III.17}$$

donde

$$S^* = \frac{S_o}{1-S_{wi}} \quad \text{III.18}$$

S_o Saturación de aceite, fracción.
 S_{wi} Saturación de agua intersticial.
 S^* Saturación efectiva, fracción.
 k_{rg}/k_{ro} Relación de permeabilidades relativas, adim.

Esta ecuación es útil para yacimientos de arenisca.

Otra correlación utilizada es la que presentaron W.L. Wahl, L.D. Mullins Y E.B. Blöink en 1958, basándose en datos de yacimientos de areniscas:

$$k_{rg}/k_{ro} = \xi (0.0435 + 0.4536 \xi) \quad \text{III.19}$$

donde

$$\xi = \frac{1 - S_{ga} - S_w - S_o}{S_o - C} \quad \text{III.20}$$

S_w Saturación de agua intersticial
 S_o Saturación de aceite
 S_{ga} Saturación de gas en equilibrio; valor constante = 0.05
 C Constante = 0.25

Esta ecuación se utiliza para yacimientos con empuje por gas disuelto.
 Para formaciones de arena deleznales, Wyllie y Gardner desarrollaron las siguientes expresiones:

$$k_{rg} = \frac{S_g^3}{(1-S_{wi})^3} \quad \text{III.21}$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3}{(1-S_{wi})^3} \quad \text{III.22}$$

donde:

- S_g , Saturación de gas.
- S_o , Saturación de aceite.
- S_{wi} , Saturación de agua inicial.

Jones propuso otras ecuaciones, concediéndole especial importancia a la saturación de agua:

$$k_{rg} = \left[\frac{0.9 - S_w - S_o}{0.9 - S_w} \right]^2 = \left[\frac{S_g - 0.10}{S_o + S_g - 0.10} \right]^2 \quad \text{III.23}$$

$$k_{ro} = \left[\frac{S_o}{1 - S_w} \right]^3 = \left[\frac{1 - S_w - S_g}{1 - S_w} \right]^3 \quad \text{III.24}$$

El valor de 0.10 es un factor de corrección, para tener un mejor ajuste de los datos. Este factor puede ser mayor que un 0.10, para distintas características de rocas y fluidos.

EJEMPLO III.1.1

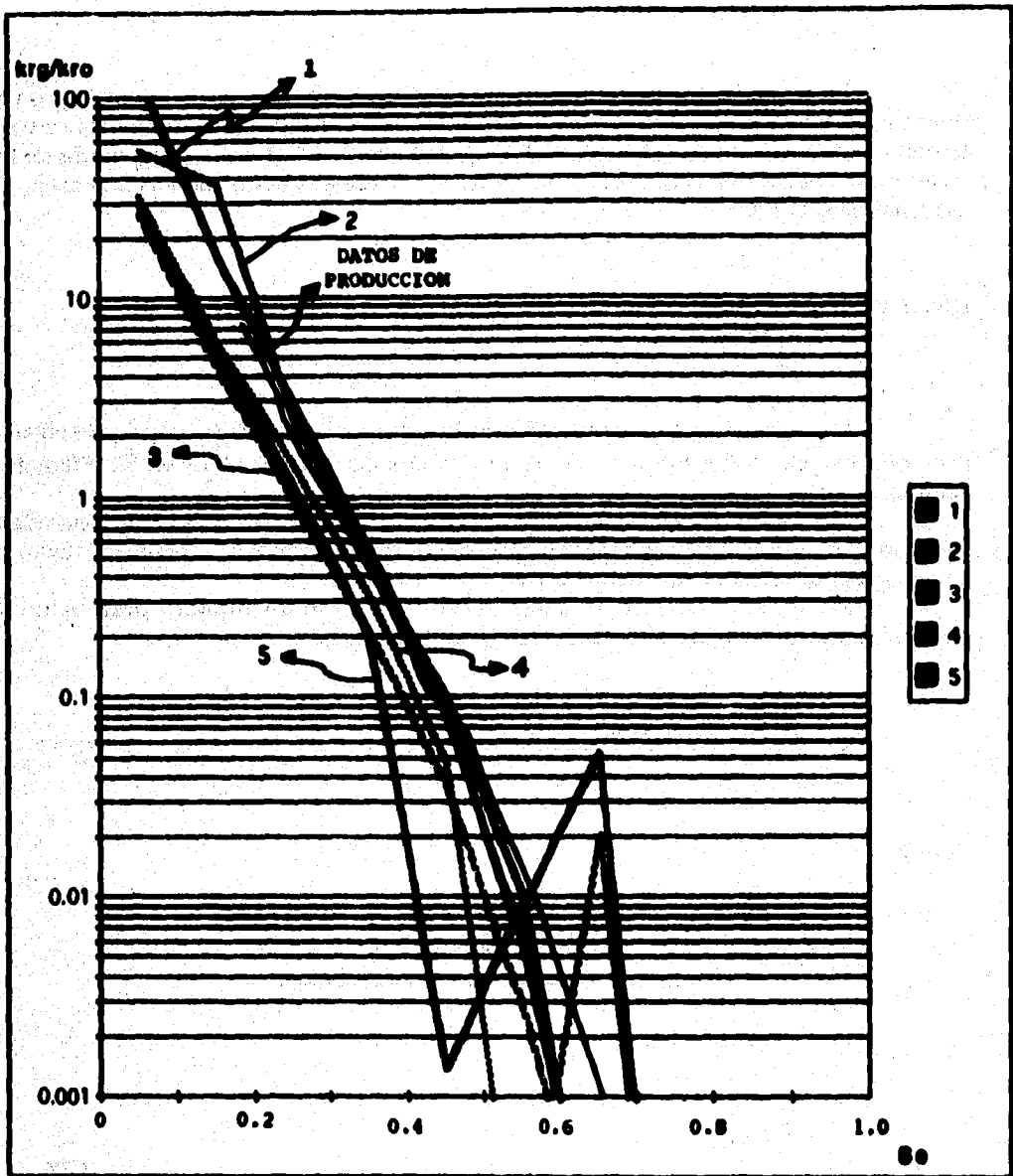
Para ilustrar la forma en que se determinan los valores de la relación de permeabilidades y observar su comportamiento, se realiza el siguiente ejemplo utilizando las correlaciones de Torcaso, Mullins, Wyllie y Jones. Se varían las saturaciones de aceite y gas, permaneciendo constante el valor de la saturación de agua intersticial ($S_{wi}=0.20$).

Se variará el factor de 0.10 para la Ec. III.24 de Jones, con el fin de observar la tendencia de la curva (Ver Tabla III.1):

Tabla III.1 Ejemplo del uso de correlaciones

S_o	S_g	Torcaso	Mullins	Wyllie	Jones F-0.10	Jones F-0.15
0.8	0	-	-	-	0.0204	0.0532
0.7	0.1	0.006247	0.01045	0.002915	0	0.00883
0.6	0.2	0.08642	0.1023	0.037	0.04837	0.001402
0.5	0.3	0.5616	0.4991	0.216	0.334	0.2181
0.4	0.4	3	2.582	1	1.469	1.183
0.3	0.5	16.975	37.295	4.63	6.192	5.498
0.2	0.6	135	54.649	27	32.653	30.674

Grificando los resultados obtenidos (Ver Fig. III.4).



1 TORCASO, 2 MULIJNS, 3 WYLIJE, 4 JONRS FACTOR-010
 5 JONRS FACTOR-015

Fig. III.4 Comparación gráfica de las diferentes correlaciones para la determinación de la relación krg/kro.

En la Fig. III.4 se presentan los resultados para cada uno de los métodos ya descritos, contra datos de producción extrapolados, hasta un cierto punto; las curvas tienen un comportamiento parecido, divergiendo hacia la derecha o izquierda de la curva de datos de producción; la correlación de Torcaso y la de Mullins son las más cercanas a esta curva.

III.5.3 OBTENCIÓN DE CURVAS DE k_{rg}/k_{ro} PARA YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Cuando una formación está constituida por capas, cada capa presentará propiedades diferentes; por lo tanto, se tendrá una curva de k_{rg}/k_{ro} vs. S_L diferente para cada capa.

Se puede obtener una curva promedio de relación de permeabilidades relativas. Para esto se necesita información del número de capas, su espesor medio y sus propiedades medias de la formación.

Se realiza una ponderación de la saturación de líquido, para valores determinados de k_{rg}/k_{ro} , utilizando la siguiente fórmula:

$$S_L = \frac{S_{L1}h_1 + S_{L2}h_2 + S_{L3}h_3 + \dots + S_{Ln}h_n}{h_T} \quad \text{III.25}$$

donde

$S_{L1}, S_{L2}, S_{L3}, \dots, S_{Ln}$ saturaciones de líquido de las capas
 $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$ espesores de las capas
 h_T espesor total de la formación.

En forma compacta:

$$S_L = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Li}h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{III.26}$$

El procedimiento con el que se obtiene una curva promedio para este tipo de formaciones, es el siguiente:

1. Se debe de tener una curva de k_{rg}/k_{ro} vs. S_L para cada capa, así como su espesor medio.
2. Para un valor determinado de k_{rg}/k_{ro} se obtiene el valor de S_L para cada capa.
3. Se hace la ponderación con la Ec. III.26, para el número de capas que se tenga.
4. El valor de S_L se grafica contra el valor de k_{rg}/k_{ro} al que se determinaron los valores de las saturaciones en el punto 2.
5. Se selecciona otro valor de k_{rg}/k_{ro} y se regresa al punto 2; se repiten los pasos para un número de puntos suficiente para definir la curva promedio.

EJEMPLO III.5.2.1

Para $k_{rg}/k_{ro}=10$ y $k_{rg}/k_{ro}=0.1$, en el caso de una formación estratificada con cuatro capas, determinar la saturación media de líquido a partir de la información proporcionada abajo:

Capa	$S_L(k_{rg}/k_{ro}=10)$	$S_L(k_{rg}/k_{ro}=0.1)$	h(m)
1	0.718	0.954	10
2	0.668	0.912	13.5
3	0.600	0.845	18
4	0.559	0.810	11.3
			52.8=ht

Sustituyendo en la Ec. III.26, para $k_{rg}/k_{ro}=10$:

$$\bar{S}_L = \frac{(.718)(10) + (.668)(13.5) + (.60)(18) + (.559)(11.3)}{52.8}$$

$$\bar{S}_L = 0.6309 \text{ @ } k_{rg}/k_{ro} = 10$$

Para el valor de $k_{rg}/k_{ro}=0.1$, se tiene:

$$\bar{S}_L = \frac{(.954)(10) + (.912)(13.5) + (.845)(18) + (.810)(11.3)}{52.8}$$

52.8

$$\bar{S}_L = 0.875 \text{ @ } k_{rg}/k_{ro} = 0.1$$

En la Fig. III.5 se observa cómo es el comportamiento de las curvas de S_L vs. k_{rg}/k_{ro} , para un yacimiento estratificado con cuatro capas.

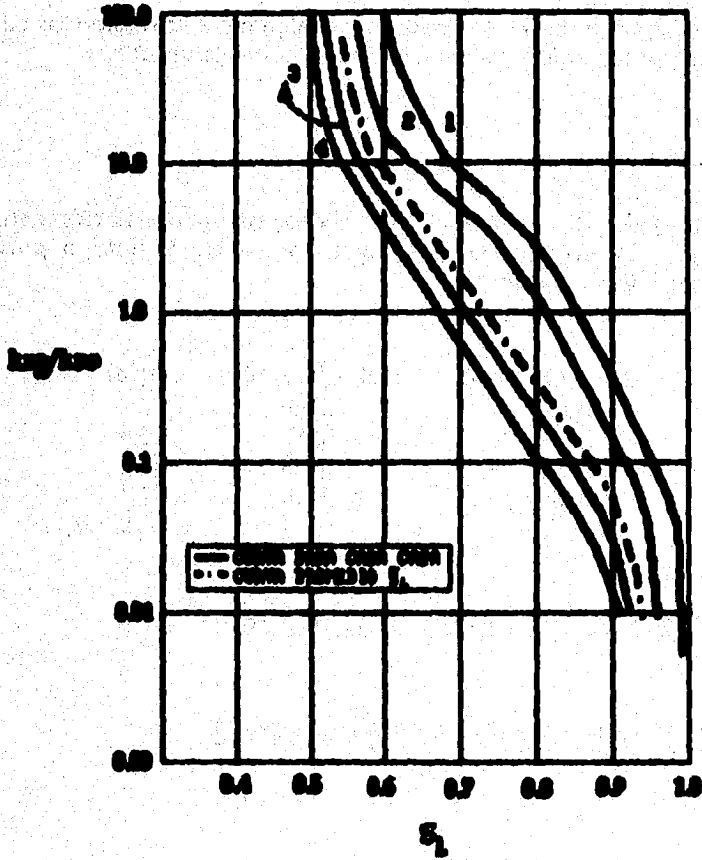


Fig. III.5 Solución del Ejemplo III.3

III.5.3 OBTENCION DE LA RELACION k_{rg}/k_{ro} A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCION Y ANALISIS DE FLUIDOS

Para poder determinar los valores de k_{rg}/k_{ro} a partir de datos de producción y análisis de fluidos, se parte de la Ec. III.7.

$$k_{rg}/k_{ro} = (R - R_0) \frac{\mu_o B_g}{\mu_g B_o} \quad \text{III.27}$$

El uso de esta ecuación y la Ec. III.11 permiten determinar los valores de k_{rg}/k_{ro} para una cierta saturación de líquido.

El procedimiento a seguir es:

1. De la historia de producción del yacimiento se toman los datos de la relación gas-acéite y producción acumulativa (N_p), a diferentes presiones.
2. Se determinan las propiedades de los fluidos: R_0 , B_g , h_o , μ_g y μ_o para el mismo rango de presiones.
3. Además se requiere de los valores del volumen original de hidrocarburos (N) y la saturación de agua (S_w), que al sumarse a la saturación de aceite (S_o) correspondiente se obtiene la saturación de líquido (S_L).

EJEMPLO III.5.3.1

Para un valor de volumen original de hidrocarburos $N=18 \times 10^6 \text{ m}^3$ y una $S_w=0.285$, con la siguiente historia de producción, determinar los valores de k_{rg}/k_{ro} vs. S_L para este yacimiento.

Para el valor de $p=230 \text{ kg/cm}^2$, se tiene:

$$B_g/B_o = \frac{0.00456}{1.450} = 0.003421 \quad \text{Col. 8}$$

$$\frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} = (32.1)(0.003421) = 0.000106 \quad \text{Col. 8/Col. 7}$$

$$R - R_0 = 164 - 129 = 35 \text{ [m}^3/\text{m}^3] \quad \text{Col. 10}$$

$$k_{rg}/k_{ro} = (35)(0.000106) = 0.00373 \quad \text{Col. 10*Col. 9}$$

FALTA PAGINA

Nº 74.a la.....

Tabla III.2 Solución del ejemplo III.5.1

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
P	R	I_b	I_g	I_h	$N_p \times 10^{-6}$	ppm/seg	I_g/I_b	$\frac{I_g I_b}{I_b I_b}$	R-Rs	kg/lro	$(N-N_p) \times 10^{-6}$	$(N-N_p) I_b \times 10^{-6}$	S_0	S_L
kg/cm ²														
250	138	1.45	0.00456	138	-	-	-	-	-	-	-	-	0.715	1
230	164	1.432	0.0049	129	0.278	32.1	0.00942	0.000106	35	0.00373	17.162	24.575	0.695	0.942
205	178	1.403	0.00544	117	0.738	36.8	0.00388	0.000105	61	0.00642	17.702	24.836	0.664	0.949
187	210	1.382	0.00594	108	1.17	40.5	0.0043	0.000106	102	0.0108	17.27	23.867	0.638	0.923
173	268	1.364	0.00652	101	1.57	43.6	0.00478	0.00011	167	0.0183	16.87	23.011	0.615	0.9
152	342	1.34	0.00745	90.5	2.086	48	0.00556	0.000116	251.5	0.0291	16.434	22.021	0.589	0.874
128	443	1.313	0.00891	79.5	2.436	53.8	0.00678	0.000126	363.5	0.0457	16.004	21.013	0.562	0.847
114	500	1.298	0.0101	73	2.691	58.2	0.00778	0.000134	427	0.057	15.749	20.442	0.547	0.832
103	600	1.285	0.0113	67.4	3.278	63.6	0.00879	0.000138	612.6	0.0847	15.162	19.483	0.521	0.806
94	978	1.264	0.0137	60.1	3.706	70.2	0.01004	0.000154	808.8	0.125	14.733	18.623	0.498	0.783

III.6 ECUACION DE LA VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD

La historia de producción de un pozo se relaciona con el comportamiento de flujo del yacimiento en ese pozo. Este comportamiento de flujo es fácil de relacionar con el gasto total del pozo, para una cierta etapa de la historia de producción.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos. Esto depende del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como la presión, permeabilidad, etc.

El gasto hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencia de presiones en el yacimiento y el fondo del pozo; la constante de proporcionalidad se le denomina índice de productividad (J):

$$q_o = J(p_{we} - p_{wf}), \quad \text{III.28}$$

donde

p_{we}	Presión de fondo estática, (lb/pg ²) o (kg/cm ²)
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo, (lb/pg ²) o (kg/cm ²)
q_o	Gasto de aceite, (BPD)
J	Índice de productividad, BPD/lb/pg ² o BPD/kg/cm ²

Despejando el índice de productividad (J) de la Ec. III.28, se tiene:

$$J = \frac{q_o}{(p_{we} - p_{wf})} \quad \text{III.29}$$

Al graficar los valores de gasto vs. presiones, se obtiene una línea recta, donde su pendiente es igual al inverso del IP (índice de productividad). Pero esto es solamente cierto para presiones de fondo fluyendo (p_{wf}) arriba de la presión de burbujeo. Observando la Fig. III.6.

Si el valor de la presión de fondo fluyendo fuera cero ($p_{wf}=0$), se tendría el gasto máximo de producción del pozo; de la Ec. III.29:

$$q_{max} = \frac{J}{p_{we}} \quad \text{III.30}$$

Muskat demostró que cuando existe un flujo de fases, líquido y gas, en un yacimiento, la relación establecida en la Ec. 29 no debe esperarse. En este caso habrá una declinación de la productividad, que se debe a: 1) una disminución de la permeabilidad al aceite debido al incremento de la saturación de gas ya que se encuentran abajo de la presión de saturación (p_b), y 2) el aumento de la viscosidad del aceite por la liberación del gas.

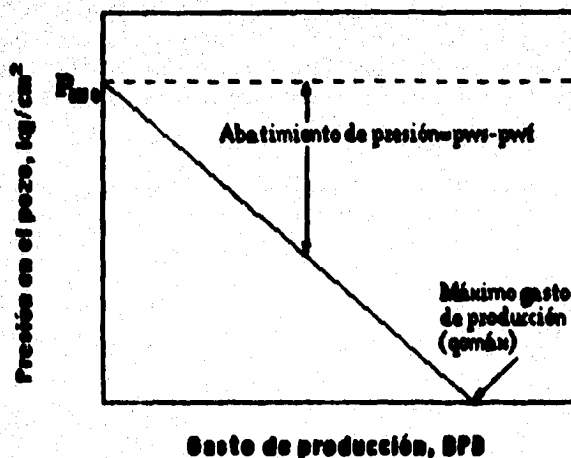


Fig. III.6 Gráfica Gasto vs. Presión.

Vogel estudió los diversos factores que afectan la productividad de los pozos, encontrando que al tener un aceite menos viscoso, aumenta la productividad, así como al aumentar la permeabilidad al aceite; la forma de las curvas seguía siendo la misma.

Para estas condiciones, la gráfica de p_{wi} vs. q_o es la mostrada en la Fig. III.7, comparada contra la curva obtenida en la Fig. III.6.

Obsérvese el error que se tendría al incrementarse el abatimiento de presión, considerando un comportamiento de flujo del yacimiento al pozo lineal, con respecto al comportamiento no lineal (real) de un pozo.

Esta diferencia va incrementándose a partir del valor de la presión de saturación (p_b), hasta llegar al gasto máximo de producción.

Del valor de p_{wb} a p_b el comportamiento es lineal, debido a que no hay liberación de gas y los valores de q_o se pueden determinar a partir de la Ec. III.29. Otra forma de representarla es a través de la ecuación de Darcy para flujo radial; sustituyéndola en la Ec. III.29, se tiene:

$$J = \frac{C k k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)}$$

III.31

A partir de p_b , los valores de p_{wf} vs. q_o seguirán un comportamiento no lineal (Ver Fig. III.7); a esta curva se le llama IPR (Inflow Performance Relationship), a diferencia del comportamiento lineal que se tiene arriba, que se le denomina IP.

El IPR y el IP, no son equivalentes; el IPR es un término que relaciona la presión fluente y el gasto y el IP es la primera diferencial del IPR en el caso especial cuando el IPR es una línea recta; es decir, la curvatura se aproxima a la línea recta (Ver Fig. III.7).

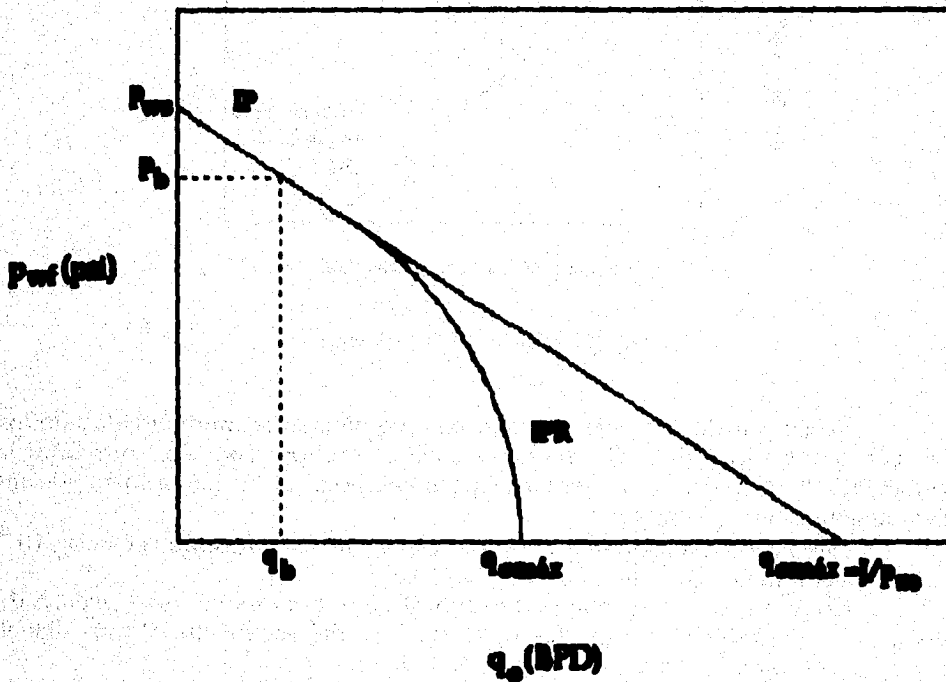


Fig. III.7 Gráfica obtenida por Vogel.

Para determinar el comportamiento no lineal de la curva de IPR, se aplica la Ec. III.31 a las condiciones iniciales de explotación, siendo:

$$J_i = \frac{C k k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad \text{III.32}$$

Para cualquier condición posterior a las condiciones iniciales, se divide la Ec. III.31 entre la Ec. III.35, obteniendo

$$J = J_i \frac{k_{ro} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_o B_o} \quad \text{III.33}$$

Sustituyendo la Ec. III.33 en la Ec. III.29:

$$q_o = J_i \frac{k_{ro} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \quad \text{III.34}$$

Vogel desarrolló una ecuación más general que lleva implícitos los valores de permeabilidad, viscosidad y factor de volumen, siendo:

$$\frac{q_o}{q_{oMx}} = 1 - 0.20 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.80 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad \text{III.35}$$

En Ingeniería de Producción es muy utilizada esta ecuación, debido a que presenta errores menores al 10%; sólo se necesita tener datos de una prueba de producción para poder generar la curva de IPR.

Para determinar la curva de comportamiento de flujo, Vogel hizo las siguientes suposiciones:

1. El yacimiento es circular y totalmente limitado, con un pozo penetrándolo completamente en el centro.
2. El medio poroso es homogéneo e isótropo, con una saturación de agua (S_w) constante.

3. Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
4. No se considera la compresibilidad de la roca (C_r), ni la del agua de formación.
5. Existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas.
6. Existe la condición de estado semiestacionario.
7. Yacimientos con empuje por gas disuelto.

Vogel además construyó una curva de referencia que permite que con un valor de relación de gastos ($q_o/q_{o\max}$) o un valor de relación de presiones (p_{wf}/p_{ws}), se obtenga el valor correspondiente de relación de presiones o de relación de gastos. Esta curva de referencia da buenos resultados y ya no es necesario hacer uso de la Fig. III.35.

Las gráficas que se construyen son $q_o/q_{o\max}$ vs. p_{wf}/p_{ws} ; para diferentes fases, el comportamiento de la curva sería distinto (Ver Fig. III.8).

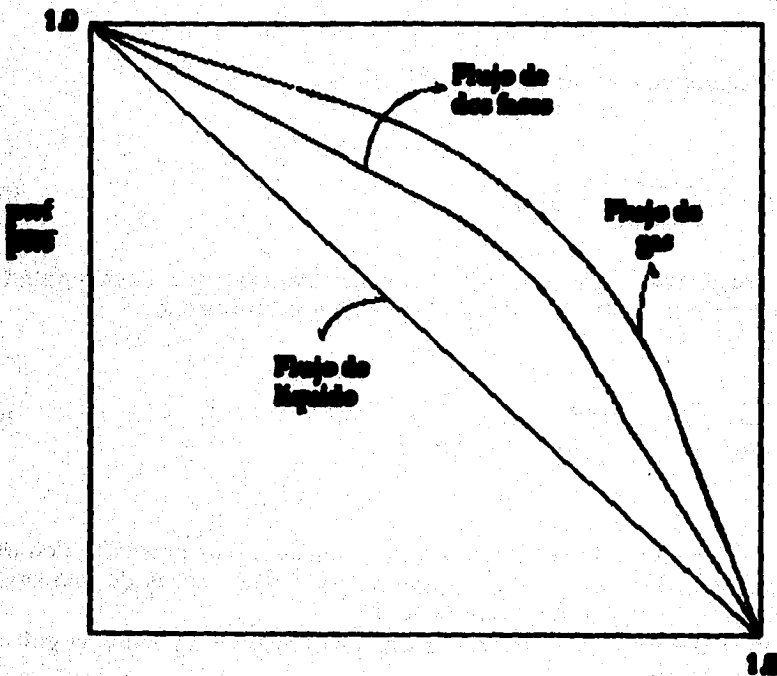


Fig. III.8 Construcción de curvas para diferentes fases.

III.7 ECUACION GENERAL DE SATURACION DE ACEITE

No se puede tener una ecuación general que permita englobar todos los tipos de empuje, y que pueda ser aplicable a cada uno de ellos con buenos resultados. Las ecuaciones que se desarrollan en esta sección son la de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua y/o con casquete de gas.

Para el caso de un yacimiento con entrada de agua y sin casquete de gas, la entrada de agua es lo suficientemente grande, que mantiene alta la presión del yacimiento; hasta que los pozos estructuralmente más altos se invadan de agua, o la entrada de agua no es suficiente para mantener la presión, y otro tipo de empuje sea mayor a éste, hasta que se alcance una presión tal, que deje de ser costeable su explotación. La ecuación de saturación de aceite en el caso para entrada de agua, se utilizará cuando este mecanismo de empuje predomine.

Para un tiempo $t=0$ y al considerar un tiempo t cualquiera, se tienen las condiciones representadas en la Fig. III.9.

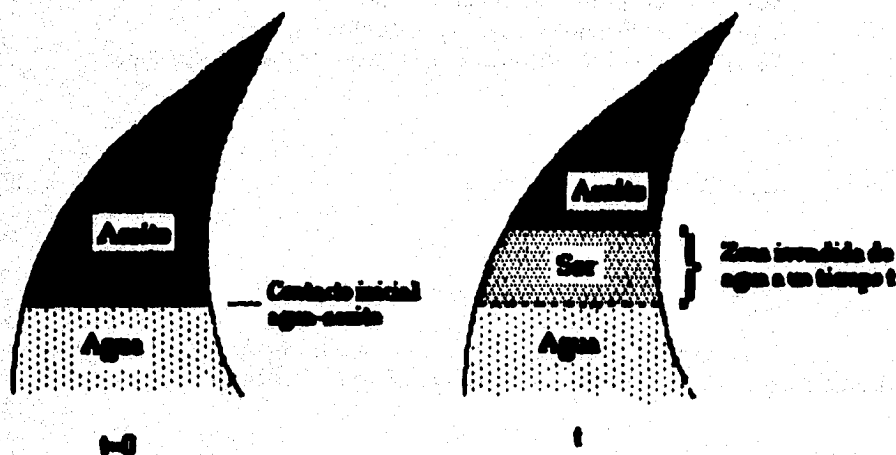


Fig. III.9 Invasión de agua a un tiempo t .

Cuando existe una invasión de agua, el contacto agua-aceite cambiará su posición, y se tendrá una saturación de aceite residual (S_{or}) entre el contacto agua-aceite a un tiempo t y el contacto agua-aceite a un tiempo $t=0$.

Conforme a la definición de saturación, la saturación de aceite (S_o) es:

$$S_o = \frac{V_{osni}}{V_{psni}} \quad \text{III.36}$$

donde

V_{osni} Volumen de aceite de la zona no invadida
 V_{psni} Volumen de poros de la zona no invadida.

Analizando el numerador de la ecuación, se tiene:

$$V_{osni} = V_{oi} - V_{oproduc.} - V_{ostw} \quad \text{III.37}$$

donde

V_{oi} volumen de aceite inicial.
 $V_{oproduc.}$ volumen de aceite producido.
 V_{ostw} volumen de aceite en la zona invadida por agua.

Pero

$$V_{ort} = V_{oi} - V_{oproduc.} = (N - N_p) B_o \quad \text{III.38}$$

donde

V_{ort} volumen de aceite remanente total.

El volumen de aceite en la zona invadida por agua (V_{ostw}) es igual a la saturación de aceite en dicha zona por el volumen de poros:

$$V_{ostw} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wi}} S_{orsw} \quad \text{III.39}$$

El factor que multiplica a la saturación de aceite residual en la zona invadida representa el volumen poroso de la zona invadida.

En la Ec. III.39 sólo se considera la entrada de agua (W_e), pero no se considera el agua que ya había, que debería sumarse; sólo se toma W_e y la saturación de agua es el cambio con respecto al valor original.

Analizando el denominador de la Ec. III.36, se tiene:

$$V_{psni} = V_{pi} - V_{psiv} \quad \text{III.40}$$

donde

V_{pi} volumen de poros iniciales.
 V_{psiv} volumen de poros de la zona invadida.

Además se sabe que:

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{(1-S_{wi})} \quad \text{III.41}$$

De la Ec. III.39 se obtiene el volumen de poros de la zona invadida de agua:

$$V_{psiv} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wi}} \quad \text{III.42}$$

Sustituyendo en la Ec. III.36 las relaciones encontradas, se obtiene la ecuación de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua, pero sin casquete de gas:

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o - \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wi} S_{oiw}} S_{oraiw}}{\frac{NB_{oi}}{(1-S_{wi})} - \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wi} S_{oiw}}} \quad \text{III.43}$$

Para el caso de un yacimiento con entrada de agua y con casquete de gas, se toma en cuenta el efecto de expansión del gas, además del avance del contacto agua aceite (Ver Fig. III.10).

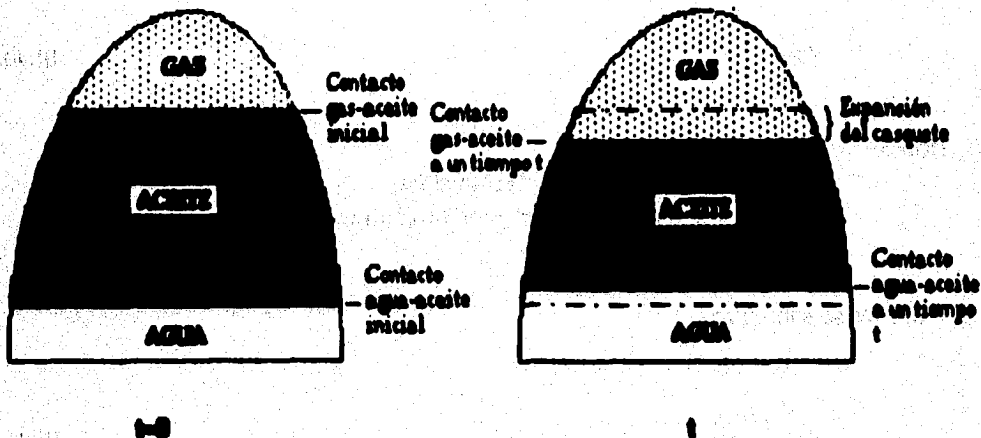


Fig. III.10 Avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite.

Si siguiendo un procedimiento análogo al desarrollo anterior de la Ec. III.43, se tiene:

$$S_o = \frac{V_{o2t} - V_{o2t_0} - V_{o2g}}{V_{p1} - V_{p2t} - V_{p2g}} \quad \text{III.44}$$

En esta ecuación sólo falta conocer las expresiones para:

V_{o2t} volumen de aceite en la zona invadida de gas.
 V_{p2t} volumen de poros en la zona invadida de gas.

Se hace la consideración de que no hay producción de gas del casquete, por lo tanto la expansión del casquete es igual a:

$$\text{Expansión del Casquete} = GB_t - GB_{t_0} \quad \text{III.45}$$

donde

GB_t volumen de gas a un tiempo t , @ C.Y.
 GB_{t_0} volumen inicial de gas, @ C.Y.

Desarrollando la Ec. III.45:

$$GB_g - GB_{g1} = \frac{mNB_{o1}}{B_{g1}} (B_g - B_{g1}).$$

Por tanto:

$$\text{Exp. del Casquete} = mNB_{o1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right) \quad \text{III.46}$$

Partiendo de la definición de volumen de aceite se tiene:

$$V_{o1g} = \frac{mNB_{o1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right)}{S_{g1o1g}} S_{o1o1g} \quad \text{III.47}$$

El factor que multiplica a la saturación de aceite residual en la zona invadida de gas (S_{o1o1g}), es el volumen de poros en dicha zona.

Por tanto:

$$V_{p1o1g} = \frac{mNB_{o1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right)}{S_{g1o1g}} \quad \text{III.48}$$

Sustituyendo las relaciones anteriores, se obtiene la ecuación general de saturación de aceite:

$$S_o = \frac{(N-N_p)B_o \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{w1o1w}} S_{o1o1w} + \frac{mNB_{o1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right)}{S_{g1o1g}} S_{o1o1g} \right]}{\frac{NB_{o1}}{(1-S_{w1})} - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{w1o1w}} + \frac{mNB_{o1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right)}{S_{g1o1g}} \right]} \quad \text{III.49}$$

Para determinar los valores de saturaciones residuales de aceite, en las zonas invadidas de agua y gas, se considera la eficiencia volumétrica del desplazamiento correspondiente. La eficiencia volumétrica (E_v) se define como la fracción del volumen de roca de la zona invadida que ha sido lavada por el fluido desplazante.

Se hace una ponderación de las saturaciones residuales con el volumen de poros invadido de cada período.

Para un período de explotación dado, se tiene:

$$S_{ors1} = E_v S_{ors1} + (1 - E_v) S_{orsn1} \quad \text{III.50}$$

donde

E_v Eficiencia volumétrica.
 S_{ors1} Saturación de aceite residual en la zona lavada.
 S_{orsn1} Saturación de aceite residual en la zona no lavada.

La saturación ponderada total será:

$$S_{ors1T} = \frac{\sum V_{b1} \phi S_{ors1}}{\sum V_{b1}} \quad \text{III.51}$$

donde

V_{b1} volumen de roca invadida
 ϕ porosidad.

III.8 OBTENCION DE LA PRESION Y LAS PROPIEDADES MEDIAS DEL YACIMIENTO

III.8.1 METODOS DE OBTENCION DE LAS PROPIEDADES MEDIAS

La presión media del yacimiento, \bar{p} , es usada en la caracterización de un yacimiento, en el cálculo del volumen de aceite y en la predicción del comportamiento del yacimiento. Además, es fundamental para entender el comportamiento del yacimiento en la recuperación primaria, la recuperación secundaria y en los proyectos de mantenimiento de presión.

Es difícil dar una definición general de presión media debido a los diferentes propósitos para lo que es utilizado este concepto; pero, si no se considera la entrada de agua, la presión media puede ser definida como la presión a la que el yacimiento tendería si todos los pozos fueran cerrados por un tiempo infinito.

Con el uso creciente de la simulación de yacimientos, es necesario estimar la presión media alrededor del pozo en un área equivalente a los modelos de bloques de malla. En general, sólo la presión media en el área de drenaje puede ser estimada de pruebas en pozos en yacimientos desarrollados.

En el presente texto sólo se desarrollarán algunos de los métodos existentes para el cálculo de la presión media, mencionando brevemente las características que presentan.

En 1954, Matthews, Brons y Hazebrook (MBH) presentaron una técnica para estimar la presión media, a partir de pruebas de incremento de presión en regiones de drenaje limitadas. Las limitaciones que presenta el método se deben a la suposición de que no hay variación del área de drenaje y de la compresibilidad del fluido. La técnica de MBH, provee una manera de estimar \bar{p} para un pozo en casi cualquier posición dentro de una variedad de formas de drenaje limitadas; al usar el método, el ingeniero idealmente dividiría el yacimiento en áreas de drenaje.

Dietz presenta un método ligeramente diferente para estimar \bar{p} , en donde sugiere la extrapolación de la porción de línea recta de una gráfica tipo MDH (más adelante se explica este método), p_w vs. $\log \Delta t$, directamente a \bar{p} (ver Fig. III.11). Dietz supone que el pozo ha producido a un gasto constante lo suficiente tal que alcance el estado pseudoestacionario (este estado se tiene cuando la presión del yacimiento declina linealmente con el tiempo, es decir, $\partial p / \partial t = \text{cte.}$) antes del cierre, y que una línea recta semilogarítmica de pendiente apropiada la representará (para pozos que no son altamente estimulados, $s < 3$). El método de Dietz tiene la ventaja de ser rápido y sencillo, y por lo regular, se refiere este método para pozos sin daño significativo ($s < 3$ o $r_{wa} < 0.05 r_{we}$), siendo r_{wa} el radio aparente del pozo.

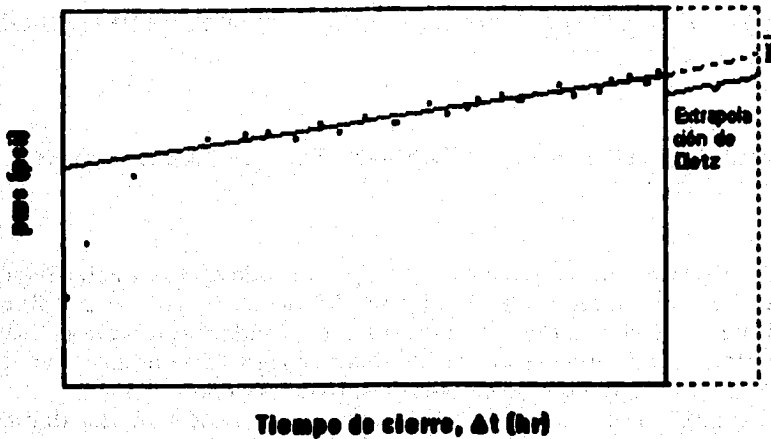


Fig. III.11 Gráfica del método MDH para una prueba de incremento de presión.

Los métodos MBH y de Dietz para calcular la presión media de un yacimiento, requieren de un cierto conocimiento de la región de drenaje. En particular, se tiene que ser capaz de aproximar la forma de la frontera, la localización del pozo y saber que en la frontera no habrá flujo en el momento del cierre del pozo. En muchos casos, no se tiene tal información; afortunadamente, bajo la mayoría de las circunstancias es permisible suponer una forma de drenaje regular basado en el patrón de pozos y usarla cuando se estime la presión media con cualquiera de los dos métodos anteriores.

Miller, Dyes y Hutchinson (MDH) presentan una técnica para estimar áreas de drenaje circulares a partir de datos graficados llamadas gráficas MDH (ver Fig. III.11). El método MDH de análisis de la presión media se aplica directamente a pozos bajo condiciones de flujo en estado pseudoestacionario, antes de la prueba de incremento de presión (cierre).

En general, este es el método más confiable para estimar la presión media en el yacimiento, para una variedad de formas de áreas de drenaje y tiempos de producción. El método de Dietz parece ser más práctico para su aplicación en ingeniería, excepto en un corto período inmediatamente después de la terminación del pozo.

III.6.2 OBTENCION DE LA POROSIDAD Y SATURACION MEDIAS

La obtención de una saturación media para el caso de un yacimiento constituido por capas se vio en el inciso III.6.2. Si cada saturación se encuentra asociada a un área, se tendrá:

$$S_{yac} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad \text{III.52}$$

donde S_i es la saturación media del pozo i que tiene asociada el área A_i y n es el número de pozos en el yacimiento.

Para el caso de un pozo, la saturación media será:

$$S_{pozo} = \frac{\sum_{j=1}^n S_j H_j}{\sum_{j=1}^n H_j} \quad \text{III.53}$$

donde S_j es la saturación del intervalo j de espesor H_j y n es el número de intervalos en el pozo.

Las expresiones para el cálculo de valores medios de porosidades, son similares:

$$\bar{\phi}_{yac} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad \text{III.54}$$

$$\bar{\phi}_{pozo} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j H_j}{\sum_{j=1}^n H_j} \quad \text{III.55}$$

REFERENCIAS

1. Torcaso, M., Wyllie, M. R., "A Comparison of Calculated krg/kro with a Correlation of Field Data", Trans. AIME 213, 436, 1958.
2. Vogel, J. V. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells". Journal of Petroleum Technology 83, Enero 1958.
3. Wahl, W.L., Mullins, I. D. "Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas Drive Reservoirs". Trans. AIME 213, 132, 1958.
4. Seldi, Ali M. "Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs" TOTAL Edition Presse, Singapore, 1987.
5. Lai, W., Brandt, H. "A Pressure-History-Matching Method for Determination of Relative Permeabilities". SPE Reservoir Engineering 651-661, Mayo, 1988.
6. Klins, Mark A. "Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution-Gas Drive". Journal Petroleum Technology 1357, Diciembre, 1992.
7. McCain Jr, W. D. "Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art". SPE Reservoir Engineering, pág. 266, Mayo, 1991.
8. Yang, A. H., Watson, A. T. "A Bayesian Methodolgy for Estimating Relative Permeability Curves". SPE Reservoir Engineering, pág. 259, Mayo, 1991.
9. León, R. "Apuntes de Clase de la Materia Evaluación de la Producción de Pozos Efluentes". 1993.
10. Ceratcochea, Francisco. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos" UNAM-FI, 1987.

CAPITULO IV

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADOS

Para poder estudiar y cuantificar los fluidos (materia) producidos, así como los que permanecen en el yacimiento a lo largo de su explotación, es necesario realizar balances de materia, en determinadas etapas de la explotación. Un balance de materia consiste precisamente en cuantificar el incremento, la disminución y la transformación que ha sufrido la materia, en un determinado tiempo, basando dicha cuantificación en que la materia no se crea ni se destruye, sólo se transforma.

Un balance de materia puede ser un balance de volúmenes o un balance de masa. El balance volumétrico consiste en estudiar y cuantificar volúmenes, así como el de masa se basa en cuantificar y estudiar las masas. En este capítulo se estudiará una ecuación de balance volumétrico, desarrollada para la etapa de bajosaturación de un yacimiento, con o sin entrada de agua.

Inicialmente se desarrolló una ecuación de balance de materia, que sólo consideró la expansión del aceite como mecanismo de empuje durante la etapa de bajosaturación:

$$N_p B_o = N(B_o - B_{oi})$$

IV.1

Al sólo considerar la expansión de aceite, podían tenerse errores aceptables con aceites muy volátiles, pero con aceites negros se incurría en un error considerable, ya que como ahora se sabe, también actúan la expansión del agua y de la roca, así como también puede existir entrada de agua. Para corregir esta situación, posteriormente M. F. Hawkins en 1955 desarrolló la ecuación que hasta ahora conocemos, para yacimientos bajosaturados.

IV.1 DESARROLLO DE LA ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

Esta ecuación en realidad se trata de un balance de volúmenes; éstos tienen que estar referidos a las mismas condiciones de presión y temperatura, para hacer el análisis correcto. Este desarrollo se hará a las condiciones del yacimiento.

El volumen total de roca permanece constante, por lo que el volumen de fluidos desplazados del yacimiento, al abatirse la presión una cantidad $\Delta p = (p_1 - p)$ será igual a lo que se expandan el agua, el aceite y los sólidos del yacimiento, más el volumen de entrada natural de agua. Este balance volumétrico se escribe:

$$V_{fd} = F_o + F_w + F_s + W_e \quad \text{IV.2}$$

donde:

V_{fd}	Volumen de fluidos desplazados @ C.Y.
F_o	Volumen que se expandió el aceite @ C.Y.
F_w	Volumen que se expandió el agua @ C.Y.
F_s	Volumen que se expandió el sólido @ C.Y.
W_e	Volumen de entrada de agua @ C.Y.

Por otra parte, de la definición de compresibilidad:

$$F_o = V_o c_o \Delta p = V_{pi} (1 - S_{wi}) c_o \Delta p \quad \text{IV.3}$$

$$F_w = V_w c_w \Delta p = V_{pi} (S_{wi}) c_w \Delta p \quad \text{IV.4}$$

$$F_s = V_s c_s \Delta p = V_{pi} c_s \Delta p \quad \text{IV.5}$$

puesto que $V_o c_o = V_{pi} c_s$.

En las ecuaciones anteriores, V_{pi} representa el volumen de poros inicial y S_{wi} la saturación inicial promedio de agua de todo el yacimiento.

Si no existe producción de agua, el incremento neto de volumen de agua en el yacimiento, debido a la caída de presión Δp , será igual a W_e más F_w . Si por el contrario, se está produciendo agua, entonces el incremento neto del volumen de

agua, después de una Δp en el yacimiento, será $W_e = W_{pi}B_w + F_w$, donde $W_{pi}B_w$ será el volumen de agua producido, a condiciones de yacimiento.

El volumen de fluidos producidos o desplazados del yacimiento a la presión final, es:

$$V_{fd} @ C.Y. = N_p B_o + W_p B_w \quad IV.6$$

El volumen de poros iniciales es:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad IV.7$$

Sustituyendo IV.7 en IV.3, IV.4 y IV.5:

$$E_o = N B_{oi} C_o \Delta p \quad IV.8$$

$$E_w = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta p \quad IV.9$$

$$E_g = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} C_f \Delta p \quad IV.10$$

Sustituyendo IV.8, IV.9, IV.10 y IV.6 en IV.2 y simplificando:

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_{oi} \Delta p \left(\frac{(1 - S_{wi}) C_o + S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) + W_e \quad IV.11$$

donde $\frac{S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_f}{S_{oi}} = C_e$

se le denomina compresibilidad efectiva.

Con esto la Ecu. IV.11 se puede escribir:

$$N \rho_{oi} + W_p \rho_w = N \rho_{oi} \Delta p C_o + W_e \quad \text{IV.12}$$

Despejando N se tiene la ecuación de balance de materia para un yacimiento bajo saturado.

$$N = \frac{N \rho_{oi} + W_p \rho_w - W_e}{\rho_{oi} \Delta p C_o} \quad \text{IV.13}$$

Esta ecuación puede expresarse en la forma:

$N \rho_{oi} \Delta p C_o$ Expansión del aceite, agua y sólidos, @ C.Y.	+	W_e Entrada de agua @ C.Y.	=	$N \rho_{oi} + W_p \rho_w$ Volumen de fluidos desplazados (pro ducidos) @ C.Y.	IV.14
--	---	--	---	---	-------

Si en el yacimiento no existe entrada de agua, y la producción de agua es despreciable la ecuación de balance de materia queda:

$$N = \frac{N \rho_{oi}}{\rho_{oi} \Delta p C_o} \quad \text{IV.15}$$

Tanto la Ecu. IV.13 como la IV.15, permiten calcular el volumen original de aceite a condiciones estándar (N); este cálculo será más confiable a medida que exista mayor historia de explotación, pues al principio la información es dudosa y escasa, principalmente en la estimación de la presión media y los factores de volumen. Además, para aplicarse estas ecuaciones, deben tomarse en cuenta las restricciones o consideraciones que se indicaron antes y durante su desarrollo.

Una de las principales formas en que puede aplicarse la ecuación de balance de materia, es el cálculo de la recuperación de hidrocarburos en forma fraccional:

$$Rec = \frac{N_p}{N}$$

IV.16

Obsérvese que si no se considera ni la entrada ni la producción de agua, resulta relativamente sencillo evaluar la recuperación, usando la Eq. IV.15:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{Bo_i C_o \Delta p}{Bo}$$

IV.17

Si por el contrario, se quisiera calcular la recuperación en un yacimiento donde existiera producción y entrada de agua, resultaría algo complicado evaluar N , debido a la entrada de agua (W_e). La producción de agua puede ser fácilmente medida en la superficie, al igual que N_p y los demás parámetros.

Para evaluar la entrada de agua (W_e), se describirá posteriormente un método sencillo.

Δp representa la diferencia entre la presión media que existía inicialmente en el yacimiento, y la presión media que existe en el yacimiento después de un período de explotación. Esta diferencia de presión en el tiempo, por consecuencia de la recuperación, debe distinguirse de una caída de presión a lo largo de una distancia, representada como Δp_o , como sería la caída de presión en el yacimiento, que existe desde el contacto agua-aceite (frontera externa) hasta los diámetros del pozo (frontera interna) en condiciones de flujo. Observar las Figs. IV.1 y IV.2.

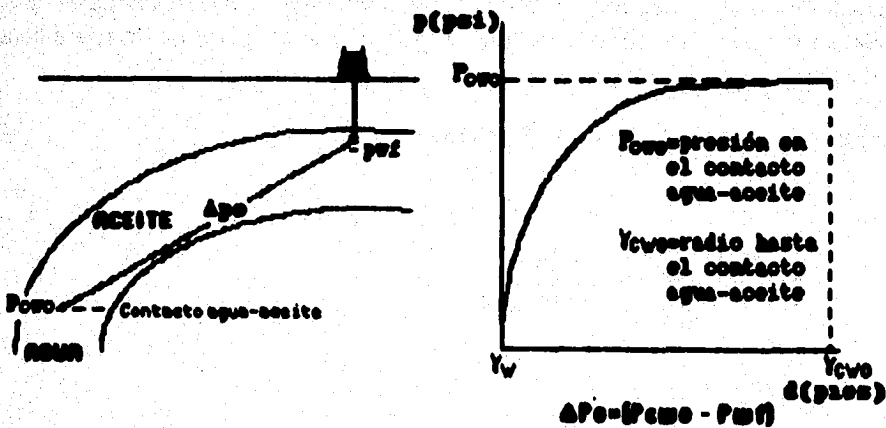


Fig. IV.1 Esquema y gráfica de una caída de presión a través de una longitud en el medio poroso.

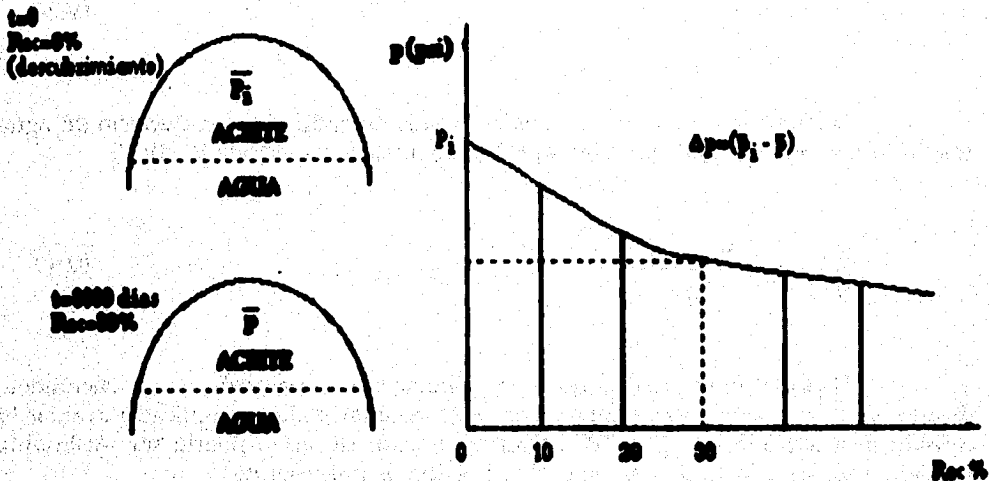


Fig. IV.2 Esquema de una gráfica de una caída de presión en el yacimiento y a través de un período de explotación.

IV.2 DETERMINACION DE N Y W_e

Cuando en la EBM se toma en cuenta la entrada de agua, como se indicó anteriormente, N y W_e son incógnitas ya que si no se conoce la entrada de agua, no se puede evaluar N mediante la RBM; en misma forma, si no se conoce N tampoco puede conocerse W_e mediante la EBM. Es por ésto que una forma de cuantificar N y W_e de manera secuencial es:

Separando términos de la Ec. IV.13, se tiene:

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_o \Delta p C_o} - \frac{W_e}{B_o \Delta p C_o} \quad \text{IV.18}$$

Definiendo:

$$N' = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_o \Delta p C_o} \quad \text{IV.19}$$

Sustituyendo IV.18 en la Ec. IV.19:

$$N = N' \cdot \frac{W_e}{B_{0i} C_e \Delta p}$$

Despejando N' se tiene:

$$N' = N + \frac{W_e}{B_{0i} C_e \Delta p}$$

IV.20

Si se analiza esta ecuación, se observará que si no existe entrada de agua ($W_e=0$), N será igual a N' , pero para tener $W_e=0$, es necesario que no se hayan producido fluidos, siendo $N_p=0$.

Si se grafica N' contra N_p , usando la Ec. IV.19, se tiene:

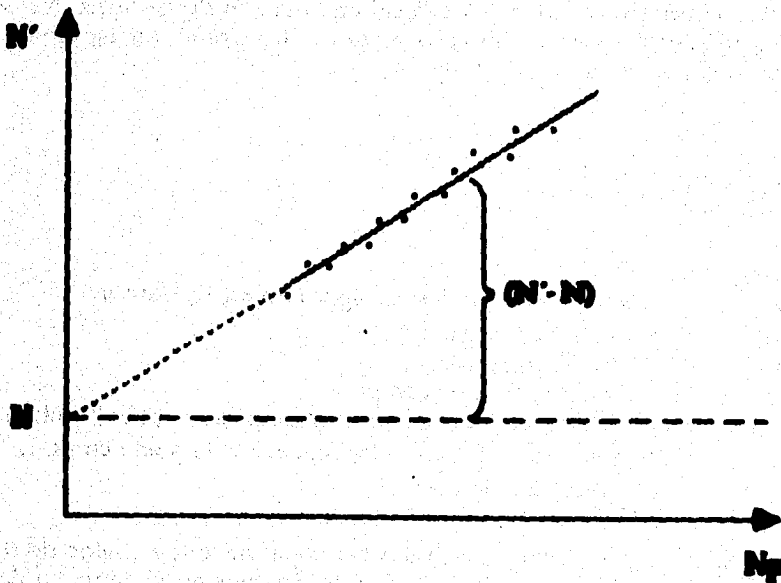


Fig. IV.3 Gráfica de N' vs. N_p .

En la Fig. IV.3 se grafican valores de N' vs. N_p ; la curva resultante se prolonga hasta $N_p=0$ (intersección con el eje vertical), con lo que se obtiene un valor de N' , que será precisamente N . El valor de N obtenido de esta forma, debe coincidir con el calculado por métodos volumétricos, dentro de una tolerancia menor del 10%.

Una vez obtenido N , se determina la entrada de agua por medio de la Eq. IV.21, despejando W_e :

$$W_e = (N' - N) B_o \mu C_o \Delta p$$

IV.21

Este procedimiento es más confiable a medida que la tendencia de la curva es más parecida a una recta. Normalmente al inicio de la explotación, esto no sucede por la mala calidad de la información.

Es muy importante evaluar la entrada de agua al yacimiento, (W_e) para una caída de presión; de esta forma se puede conocer el avance del contacto agua-acéite, con lo que se puede planificar la reparación y la terminación de los pozos, así como los diferentes problemas operacionales.

Otra forma de evaluar W_e es mediante una función de la presión, en intervalos de tiempo determinados; es decir, una función de la forma $W_e = W_e(p, t)$, donde p es la presión en el contacto agua-acéite. Como un ejemplo podría mencionarse la ecuación de I. T. Stanley:

$$W_e = C \sum_{i=1}^n \Delta p_i (\bar{t})^{\alpha} (n_i + 1 - i);$$

donde:

- C Constante de entrada de agua (volumen/presión).
- α Exponente empírico.
- t Tiempo adimensional.
- n_i No. de periodos de tiempo.
- Δp Diferencia de presión en el contacto agua-acéite (frontera acuífero yacimiento), entre un tiempo t_1 y un tiempo t_2 (intervalo de tiempo).

El valor del exponente empírico (α) varía entre los límites de 0.5 y 0.8, dependiendo del tipo de flujo. Se ha encontrado que en la práctica 0.5 y 0.8, corresponden a flujos lineal y radial, respectivamente.

Stanley, desarrolló la ecuación que lleva su nombre aplicando el principio

de superposición, que a su vez se basa en la solución de la ecuación de difusión bajo ciertas consideraciones.

Al aplicar la ecuación de la entrada de agua a la ecuación de balance de materia, se puede desarrollar la EBM en forma de la ecuación de una recta:

$$y = mx + b$$

La EBM en forma de la ecuación de una línea recta no debe confundirse con el método expuesto para evaluar N y W_e secuencialmente. Tanto las ecuaciones de entrada de agua, como la EBM en forma de la ecuación de una línea recta, serán estudiadas en capítulos posteriores, por lo que aquí sólo se tratan brevemente.

IV.3 INDICES DE EMPUJE TOTALES

Para evaluar la participación que tienen los mecanismos de empuje, en el desplazamiento del aceite que se produce, se procede como de la siguiente manera:

La EBM se escribe como:

$N_p B_o$	=	$N B_o (C_e \Delta p)$	+	$W_e - W_p B_w$
Volumen total de aceite producido @ C.Y.		Volumen de expansión de los sólidos y los líquidos @ C.Y.		Volumen de incremento neto de agua (entrada de agua)

Dividiendo entre $N_p B_o$:

$$1 = \frac{N B_o (C_e \Delta p)}{N_p B_o} + \frac{W_e - W_p B_w}{N_p B_o} \quad \text{IV.22}$$

Nótese que el volumen total de aceite desplazado del yacimiento, es igual al volumen total de aceite producido, a condiciones de yacimiento, representando la unidad en la Ec. IV.21

El término $N_{p1} C_w \Delta p / N_{pH_0}$ representa la fracción del aceite desalojado del yacimiento por expansión de los sólidos y los líquidos. De la misma forma, el término $W_e - W_{pH_0} / N_{pH_0}$ representa la fracción de aceite desalojada del sistema, consecuencia de la entrada neta de agua.

El primer término se conoce como índice por expansión del sistema (I_{ET}) y el segundo como índice de empuje por agua (I_{AT}).

$$I_{ET} = \frac{N_{p1} C_w \Delta p}{N_{pH_0}} \quad \text{IV.23}$$

$$I_{AT} = \frac{W_e - W_{pH_0}}{N_{pH_0}} \quad \text{IV.24}$$

Estos índices representan la participación de cada mecanismo durante toda la caída de presión (Δp), que fue necesaria para poder obtener N_{p1} , es decir, son índices de empuje totales.

IV.4 INDICES DE EMPUJE POR PERIODOS

Los índices de empuje por periodos se definen mediante los mismos parámetros que los índices de empuje totales; la diferencia estriba en que los índices de empuje por periodos no son para una caída de presión total (Δp) correspondiente a todo el volumen de aceite producido (N_p), sino que como su nombre lo indica, estos índices serán evaluados durante intervalos cortos de caídas de presión (Δp_1), correspondientes a incrementos de volumen de aceite producido (ΔN_{p1}).

El evaluar los índices de empuje durante periodos cortos, permite conocer la forma en que varía la intensidad de cada mecanismo de empuje durante la explotación, pues como se indicó en el primer capítulo, normalmente un mecanismo es predominante durante una etapa de la explotación, así como en posteriores etapas serán otros mecanismos los predominantes.

Para ilustrar esto, en la Fig. IV.4 se muestra una gráfica de presión contra tiempo de un yacimiento hajosaturado, asociado a un acuífero. Se observa que al inicio, durante el periodo t_0 a t_1 , la declinación de la presión es menor que para el siguiente periodo, pero esto es debido a que aún no se han perforado y puesto en producción todos los pozos, y no a los mecanismos de empuje; en los siguientes periodos t_1 y t_2 a t_3 , la declinación de presión es constante y pronunciada, debido a

que en estos periodos actúa principalmente la expansión del sistema roca-liquidos ($l_{sr} > l_{sr}$); en el siguiente periodo t_3 a t_4 , se empieza a manifestar la entrada de agua, por lo que se encuentran actuando simultáneamente ambos mecanismos; en el periodo t_4 a t_5 , la entrada de agua es predominante, la presión se mantiene constante prácticamente, dejando de expandirse los sólidos y los líquidos ($l_{sr} = 0$, $l_{sr} = 1$). Si se incrementara la producción mediante más pozos, y el acuífero no pudiera aportar una entrada de agua suficiente, la presión declinaría nuevamente; por el contrario, si el acuífero aportara agua en cantidad suficiente, la presión se mantendría constante. Incluso, si el acuífero tuviera el empuje suficiente, podría incrementarse ligeramente la presión si se mantiene constante la producción, que es el caso de la gráfica en el periodo t_5 a t_6 , ($l_{sr} > 1$, $l_{sr} < 0$). Si en el tiempo t_6 se cierran todos los pozos, la forma en que se restituye la presión indicará qué tipo de acuífero es el que se tiene asociado al yacimiento. En la gráfica se observan las siguientes curvas:

- a) Después de cerrados los pozos, esta curva representa la influencia de un acuífero infinito, con una elevada permeabilidad, pues la restitución de la presión es muy rápida.
- b) Esta curva representa la influencia de un acuífero también infinito, pero con menor ritmo de entrada de agua, probablemente porque su permeabilidad es menor que en el caso anterior.
- c) En este caso se trata de un acuífero limitado, pero con una buena permeabilidad, ya que la presión se restituye rápidamente, pero ésta se estabiliza a una presión menor (p_1), que no alcanzará la presión inicial (p_i).
- d) Esta curva corresponde a un acuífero también limitado, pero con baja permeabilidad, por lo que la presión sólo se restituirá hasta p_1 y lo hará en un mayor tiempo que en el caso anterior.

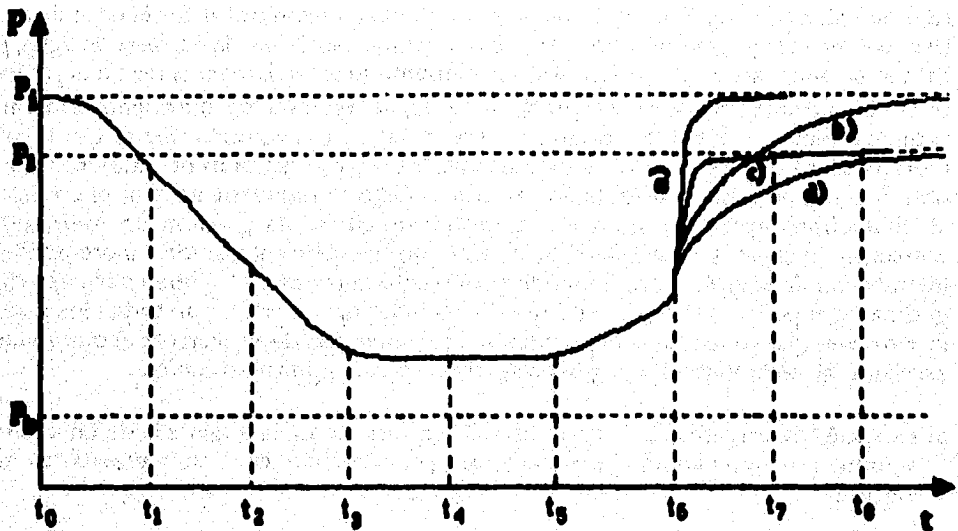


Fig. IVA Declinación de la presión con respecto al tiempo en un yacimiento bajo saturado con entrada de agua.

Los índices de empuje por periodos satisfacen la siguiente ecuación:

$$I_{e(1-2)} + I_{a(1-2)} = 1, \quad \text{IV.25}$$

donde el subíndice (1-2) representa el periodo comprendido desde las condiciones finales (2). Los índices de empuje por periodo sumarán la unidad, siempre y cuando pertenezcan al mismo periodo.

Para definir los índices de empuje por periodos, bastará con sustituir los parámetros totales, ejemplo la presión (p), que aparecen en las ecuaciones que definen los índices de empuje totales (IV.26 y IV.27), por sus respectivos incrementos correspondientes a un sólo periodo, por ejemplo el incremento de presión $\Delta p_{(1-2)}$.

Esto se expresa:

$$I_{e(1-2)} = \frac{(N - N_p) B_{o1} C_e (p_1 - p_2)}{(N_{p2} - N_{p1}) B_{o2}} \quad \text{IV.26}$$

$$I_{A(1-2)} = \frac{(W_{e2} - W_{e1}) - (W_{p2} - W_{p1}) B_{w2}}{(N_{p2} - N_{p1}) B_{o2}}$$

IV.27

IV.5 EVALUACION PRACTICA DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE Y EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

Existen diversos métodos para evaluar el volumen original de hidrocarburos. Sin embargo, su aplicación no ha sido del todo satisfactoria, debido básicamente a la evaluación incorrecta de los índices de empuje presentes en el yacimiento.

Se presenta un método que se basa en el análisis de una gráfica de la historia de presión-producción de un yacimiento, para obtener cualitativamente sus mecanismos de empuje, y con información adicional, poder evaluar los índices de empuje, que son de gran importancia para la explotación adecuada del mismo.

Si se grafica el logaritmo de la presión en el eje horizontal y la producción de aceite acumulada en el eje vertical, se observan una o más tendencias lineales en su comportamiento. Cada tendencia corresponde a la presencia de un tipo de mecanismo o a la combinación de varios que operan durante el correspondiente período. Por esta razón todos los mecanismos pueden representarse mediante:

$$p = p_1 \text{ EXP}(\beta'' (N_p - N_{p1}))$$

IV.28

En la Ec IV.28, β'' representa la pendiente de la curva si se invierte la escala de presiones, y se expresa la pendiente como β . La ecuación general que gobierna el comportamiento presión-producción es:

$$p = p_1 \text{ EXP}\left(-\frac{1}{\beta} N_p\right)$$

IV.29

de donde

$$\beta = N_p / \log (p_1/p)$$

IV.30

$$N_p = \beta / \log (p_1/p)$$

IV.31

Estas ecuaciones son válidas para una gráfica de la forma de la Fig. IV.5.

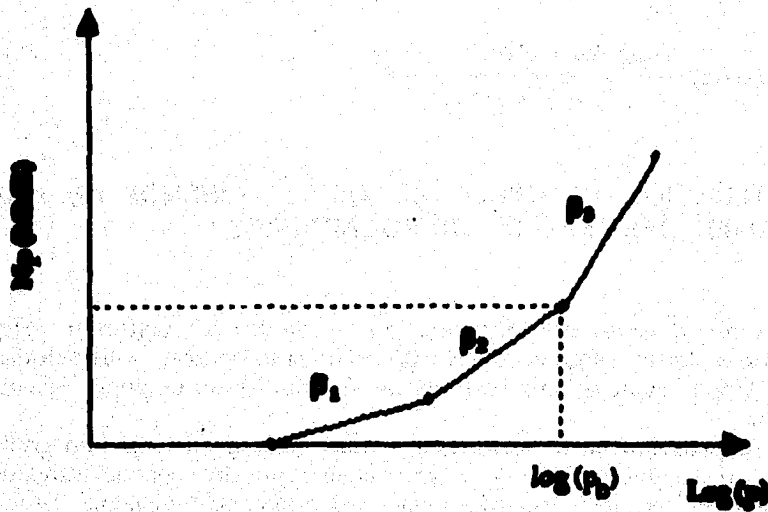


Fig. IV.5 Producción acumulativa vs. $\log p$.

Como se trata de yacimientos bajosaturados, los mecanismos que se pueden presentar sólo pueden ser;

- Expansión del sistema roca-liquidos.
- Entrada de agua al yacimiento.

IV.5.1 ANALISIS DE LA PRIMERA PENDIENTE

Como se trata de un yacimiento bajosaturado, el único mecanismo que se encuentra actuando al inicio, es el de expansión del sistema.

La evaluación de este mecanismo, se efectúa mediante la derivada de la Eq. IV.31 respecto a p , quedando:

$$\left. \frac{dN_p}{dp} \right|_{p=p_1} = \frac{\beta_1}{p_1}$$

IV.32

en donde:

$$\beta_1 = Np_1 / \log(p_1/p_i)$$

IV.3.1.1 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

Como se trata de la expansión del sistema, se puede representar el volumen original en función de:

$$N = \frac{1}{C_o} \left[\frac{dN_p}{dp} \right] \quad \text{IV.33}$$

Al sustituir la Ec. IV.32 en la Ec. IV.33, se tiene:

$$N = \frac{\beta_1}{p_1 C_o} \quad \text{IV.34}$$

Con esta ecuación se puede evaluar en forma práctica el volumen original de hidrocarburos, en yacimientos inicialmente bajosaturados.

IV.3.2 ANALISIS DE LA SEGUNDA PENDIENTE

Para conocer la naturaleza del mecanismo que ocasiona el cambio a una segunda pendiente (β_2), se recomienda el siguiente procedimiento:

- a) Determinar la presión media correspondiente a un plano de referencia (P_{gl}) del yacimiento. Esta presión se determinará haciendo la suposición de que en la parte más alta del yacimiento, se tiene la presión p_b y se extrapola hasta el plano de referencia elegido, es decir, partiendo de que en la cima se tiene la presión de burbujeo, se procede calculando P_{gl} , con la siguiente expresión:

$$P_{gl} = p_b + 0.1(\Delta H \rho_o @ C.Y.),$$

IV.35

donde

- P_{gl} Presión en el plano de referencia, suponiendo que la presión en la cima es p_b .
 p_b Presión de burbujeo.
 ΔH Nivel de referencia (mbnm) Nivel de la cima (mbnm).
 ρ_o Densidad del aceite.

b) Si la presión del yacimiento, correspondiente al punto donde se da el cambio de pendiente, p_1' , es aproximadamente igual a P_{gl} , se infiere que el mecanismo que se inicia es debido a la expansión del gas liberado.

$$p_1' \approx P_{gl} \rightarrow \text{Expansión del gas liberado.}$$

c) Si la presión p_1' es mayor que P_{gl} , el nuevo mecanismo no puede ser fase gaseosa, como es el caso de este capítulo, por lo que el cambio debe atribuirse al inicio de una entrada de agua al yacimiento.

$$p_1' \gg P_{gl} \rightarrow \text{Entrada de agua.}$$

La evaluación de esta pendiente se hace mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_2 = (N_{p2} - N_{p1}) / \log(p_1' / p_2'),$$

donde

p_1' y p_2' son la presión inicial y la presión final de la recta con la segunda pendiente β_2 .

Además se tiene:

$$N_p = N_{p1} + \beta_2 \log(p_1' / p)$$

$$p = p_1' \text{ EXP} \left(- \frac{N_p - N_{p1}}{\beta_2} \right)$$

IV.5.3 INDICES DE EMPUJE PRACTICOS POR PERIODOS

Para evaluar los indices de empuje durante la primera y la segunda pendientes, se debe suponer que la primera pendiente corresponde a la expansión del sistema, por lo que:

$$I_0=1$$

$$I_A=0$$

Para la segunda y para las posteriores pendientes, el indice de empuje se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$IE = \frac{\text{Producción instantánea del nuevo mecanismo}}{\text{Producción instantánea total}} = \frac{dN_p/dp \text{ nuevo mecanismo}}{dN_p/dp \text{ total}}$$

donde el término, "Producción instantánea", significa que deberá analizarse un punto de la curva donde se desea conocer cómo actúan los indices de empuje. En términos de las pendientes se expresa:

$$IE = \frac{\frac{\beta_1 - \beta_{(1-1)}}{p}}{\frac{\beta_1}{p}}$$

donde p es la presión correspondiente al punto analizado.

REFERENCIAS

1. Caralcochea, F. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.
2. Hawkins, M. F. Jr. "Material de Balances in Expansion Type Reservoir Above Bubble Point". Trans. of AIME. 1955. Publicación Técnica Técnica #305.

CAPITULO V

ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) de Schilthuis ha sido considerada como una de las herramientas básicas de los ingenieros para interpretar y predecir el comportamiento de yacimientos.

Sin embargo, las técnicas clásicas de balance de materia, antes aplicadas, han sido ahora sustituidas en gran medida por simuladores numéricos, los cuales son esencialmente multidimensionales, multifásicos, con programas dinámicos de balance de materia.

La Ecuación de Balance de Materia proporciona una aproximación del comportamiento de yacimientos de hidrocarburos, en este capítulo se deriva la Ecuación de Balance de Materia, que establece un balance volumétrico de los fluidos contenidos en el yacimiento y también se presentarán algunas aplicaciones de ésta.

V.1 TERMINOS USADOS EN LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA

Es necesario conocer los términos empleados en la EBM para poder hacer una mejor interpretación de los fenómenos involucrados en ella.

N	Volumen de aceite inicial, @ C.S.
m	Cociente entre el volumen inicial de gas @ C.Y. y el volumen original de aceite @ C.Y.
N_p	Producción acumulativa de aceite, @ C.S.
G_p	Producción acumulativa de gas, @ C.S.
R_p	Relación gas aceite acumulativa = G_p / N_p
G	Volumen de gas libre inicial, @ C.S.
	$= \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}}$
B_t	Factor de volumen de las dos fases $= B_{oi} + B_g(R_{oi} - R_o)$

NB_{0i} Volumen de aceite inicial, @ C.Y.
 $=NB_{t,i}$, si $p_i \geq p_b$

$(N - N_p)B_o$ Volumen de aceite remanente en el yacimiento, @ C.Y.
 GB_{0i} Volumen de gas libre inicial, @ C.Y.
 $=mNB_{0i} = mNB_{t,i}$, si $p_i \geq p_b$

NR_{0i} Volumen de gas disuelto en el aceite inicial, @ C.S.
 $(N - N_p)R_o$ Volumen de gas disuelto con el aceite remanente, @ C.S.
 $W_e - W_p B_w$ Entrada neta de agua al yacimiento, @ C.Y.

V.2 DESARROLLO DE LA ECUACION

Se deben de tomar en cuenta las condiciones iniciales y las condiciones que existan al haber una reducción de la presión (Δp). En una representación esquemática de los volúmenes de los fluidos considerados se tiene (Ver Fig. V.1):

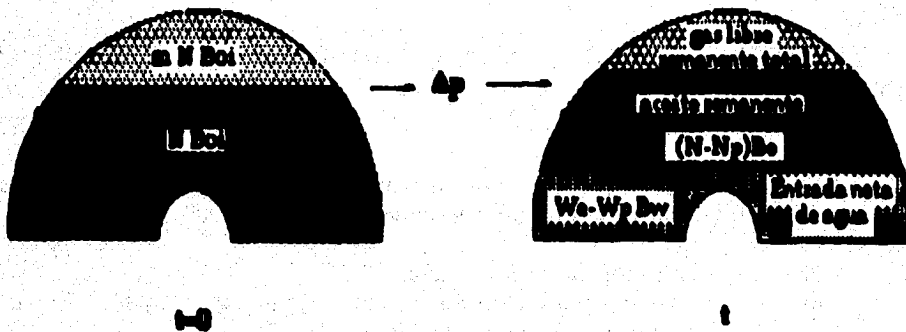


Fig. V.1 Representación esquemática de los volúmenes de fluidos en un yacimiento.

Considerando condiciones del yacimiento (C.Y.) e igualando volúmenes para los periodos de explotación $t=0$ y t , se tiene:

$$mNB_{0i} + NB_{0i} = (N - N_p)B_o + W_e - W_p B_w + \text{gas libre remanente residual total} \quad V.1$$

Como se observa, se igualan volúmenes de fluidos, por lo que esta ecuación se le llama también de balance volumétrico.

El gas libre remanente total considera tanto el gas libre del casquete y de la zona de aceite.

Despejando el gas remanente total:

$$\text{Gas libre remanente total} = mNB_{o1} + NB_{o1} - (N - N_p)B_o - (W_o - W_{pfo}) \quad \text{V.2}$$

Para un tiempo t de explotación, habrá cambios en el yacimiento, debido a la extracción de hidrocarburos. Estableciendo un balance volumétrico para el gas, pero a condiciones estándar (Ver Fig.V.2):

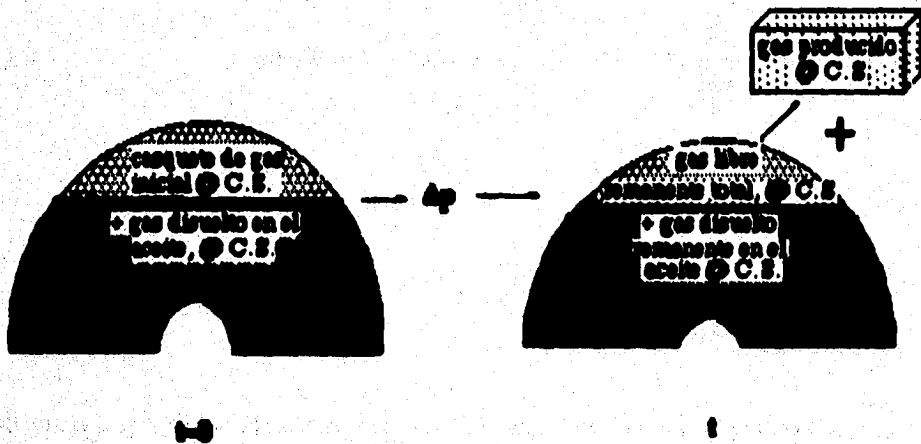


Fig. V.2 Representación esquemática de la variación de los volúmenes de fluidos dentro de un yacimiento.

Volumen de gas libre inicial del casquete	+	Volumen de gas disuelto inicial en el aceite	=	Volumen de gas libre remanente total	+	Volumen de gas disuelto remanente en el aceite	+	Volumen de gas producido
---	---	--	---	--------------------------------------	---	--	---	--------------------------

Expresando esta igualdad con la nomenclatura utilizada, y además utilizando la Ec. V.2, se tiene:

$$\frac{mNB_{01}}{B_{q1}} + NR_{01} = \frac{mNB_{01} + NB_{01}(N-N_p)B_0 - (W_0 - W_p B_w)}{B_0} + (N-N_p)R_0 + N_p R_p \quad V.3$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por B_0 y ordenando los términos:

$$mNB_{01} \frac{B_0}{B_{q1}} + NR_{01} B_0 - mNB_{01} + NB_{01} + NB_0 - NR_0 B_0 = N_p B_0 - N_p R_0 B_0 + N_p R_p B_0 - (W_0 - W_p B_w) \quad V.4$$

Factorizando N , N_p y sustituyendo $B_t = B_0 + B_0(R_{01} - R_0)$ y B_{t1} por B_{01} :

$$N(B_t - B_{t1}) + mB_{t1} \frac{B_0}{B_{q1}} - 1 = N_p [B_0 + B_0(R_p - R_0)] - (W_0 - W_p B_w) \quad V.5$$

Despejando N :

$$N = \frac{N_p [B_0 + B_0(R_p - R_0)] - (W_0 - W_p B_w)}{(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_0/B_{q1} - 1)} \quad V.6$$

Para llegar a la ecuación de balance de materia de Schikhuil, a partir de la ecuación equivalente anterior se suma y se resta $N_p B_0 R_{01}$ en la Ec. V.6, llegando a:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_0(R_p - R_0)] - (W_0 - W_p B_w)}{B_t - B_{t1} + mB_{t1}(B_0/B_{q1} - 1)} \quad V.7$$

V.3 CONSIDERACIONES

La ecuación general de balance de materia, queda definida de la siguiente manera:

Es un modelo matemático en el que se considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante, que toma en cuenta la expansión del aceite, del gas y la entrada de agua; pero sin tomar en cuenta la variación de los volúmenes del agua y de los sólidos.

Además, en el desarrollo efectuado para obtener la EBM, se considera que no existe segregación del gas liberado en la zona de aceite. Existen otras formas de representar la EBM, que incluyen de distinta manera los términos B_t y B_{t-1} .

Las incógnitas que presenta la EBM son el volumen original de aceite, N ; la entrada de agua, W_e y la relación m .

Al principio de la explotación, cualquier error pequeño en alguna de las variables se va a reflejar en el resultado, pudiendo obtener valores absurdos.

El valor de N puede obtenerse por otros métodos comparando el valor obtenido por uno de éstos y el obtenido por la EBM; se debe tener una diferencia menor al 10%.

El valor de W_e se calcula con una ecuación que representa el comportamiento de entrada de agua, como la ecuación presentada por Schilthuis o por L. T. Stanley; representan la entrada de agua a distintos tiempos de explotación.

El valor de m puede determinarse a partir de la información de núcleos y de los registros geofísicos de pozos, que permitan obtener el tamaño relativo del casquete de gas y de la zona de aceite.

Considerando que si el yacimiento no contiene casquete de gas, el valor de m es igual a cero, por lo tanto el término de la Ec. V.6 es:

$$mB_{t-1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} \right) - 1 = 0.$$

Entonces la EBM será:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g(R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{t-1}} \quad \text{V.8}$$

FALTA PAGINA

N 114 a la.....

$$\left(\frac{NB_{t1}}{1-S_{w1o}} \right) + \left(\frac{mNB_{t1}}{1-S_{w1g}} \right) C_r \Delta'p = \text{expansión de la roca}$$

$$\left(\frac{NB_{t1}}{1-S_{w1o}} \right) + \left(\frac{mNB_{t1}}{1-S_{w1g}} \right) C_w \Delta'p = \text{expansión del agua.}$$

donde

$$\frac{NB_{t1}}{1-S_{w1o}} = \text{volumen de poros en la zona de aceite.}$$

$$\frac{mNB_{t1}}{1-S_{w1g}} = \text{volumen de poros en la zona del casquete de gas.}$$

Sumando los términos, la Ec. V.10 queda:

$$N(B_t - B_{t1}) + NmB_{t1} (B_g/B_{g1} - 1) + \left(\frac{NB_{t1}}{1-S_{w1o}} + \frac{mNB_{t1}}{1-S_{w1g}} \right) C_r \Delta'p + \left(\frac{NB_{t1}}{1-S_{w1o}} + \frac{mNB_{t1}}{1-S_{w1g}} \right) C_w \Delta'p$$

$$+ W_e = N_p [B_t + B_g(R_p - R_{e1})] + W_p B_w \quad \text{V.11}$$

De los términos que representan el volumen de poros en las zonas de aceite y del casquete de gas, si se multiplican por sus saturaciones de agua correspondientes, se obtienen los volúmenes de agua de ambas zonas.

V.4 ALGUNAS APLICACIONES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA

Las aplicaciones aquí ejemplificadas será:

- a) Determinación simultánea de N y W_e.
- b) Índices de empuje.

a) A partir de la Ec. V.6, separando los términos N_p y W_e :

$$N = \frac{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_v}{(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1)} - \frac{W_e}{(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1)} \quad \text{V.12}$$

Haciendo:

$$N' = \frac{[B_o + B_g(R_p - R_s)]}{(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1)} N_p + \frac{W_p B_v}{(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1)} \quad \text{V.13}$$

La Ec. V.13 representa una recta, pero las condiciones en el yacimiento al ir avanzando su explotación van cambiando los valores de los términos incluidos en la Ec. V.13, serán diferentes al ir declinando la presión. Graficando los valores de N_p vs. N' obtenidos para ciertos tiempos de explotación se tendrá una serie de puntos dispersos. Se ajusta una recta a los puntos obtenidos, donde la ordenada al origen es el valor de N (Ver Fig. V.3).

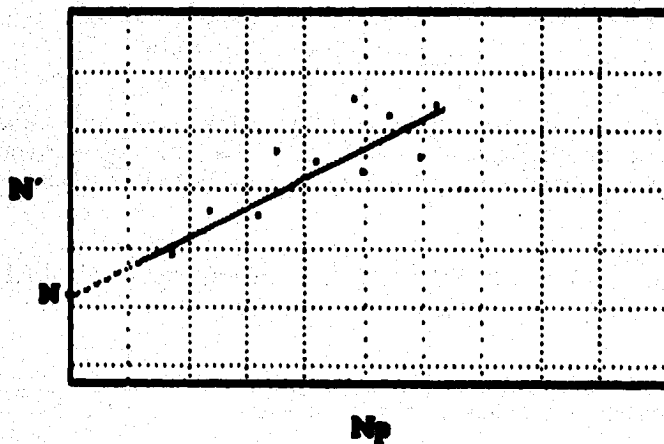


Fig. V.3 Obtención de una línea recta a partir de la Ec. V.13.

Sustituyendo la Ec. V.13 en la Ec. V.12 y despejando N':

$$N' = N + \frac{W_o}{(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1)} \quad V.14$$

Cuando W_o tiende a cero, el valor de N' tiende a ser igual a N . Al principio de la explotación se puede obtener esta condición, cuando el valor de N_p tiende a cero.

Despejando W_o de la Ec. V.14:

$$W_o = (N' - N)(B_t - B_{t1}) + mB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1) \quad V.15$$

Como se observa en la Ec. V.15, se necesita el valor de N que se puede obtener del procedimiento antes descrito.

b) Los índices de empuje indican que tan efectivo es cada mecanismo de desplazamiento en la expulsión del aceite del yacimiento.
Acomodando la Ec. V.16:

$$N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] = N(B_t - B_{t1}) + NmB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1) + (W_o - W_p B_v) \quad V.16$$

Dividiendo entre $N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]$:

$$1 = \frac{N(B_t - B_{t1})}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{NmB_{t1}(B_g/B_{g1} - 1)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{W_o - W_p B_v}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} \quad V.17$$

A
B
C

Definiendo la ecuación:

A: Representa la fracción de los hidrocarburos producidos del yacimiento, debida a la expansión del aceite y su gas liberado. Se define como índice de empuje por gas disuelto liberado.

B: Es la fracción de los hidrocarburos producidos por efecto de la expansión del casquete de gas. Se denomina índice de empuje por expansión del casquete.

C: Es la fracción de los hidrocarburos producidos del yacimiento, debido a la entrada neta de agua. Se denomina índice de empuje por la entrada neta de agua.

Se procurará operar el yacimiento de modo que su índice de empuje por agua sea máximo, ya que este empuje proporciona la máxima recuperación teniendo cuidado también, de que el índice de empuje por gas liberado sea mínimo, ya que de lo contrario se tendría una menor recuperación.

Se pueden obtener las fracciones de hidrocarburo producidos por cada mecanismo de empuje mencionado, a partir de la presión de burbujeo.

Si se desea obtener los índices de empuje para un periodo de producción determinado, se establece la Ec. V.17 para un tiempo t_1 y un tiempo t_2 de explotación:

Para $t=t_1$:

$$N(B_{t1}-B_{t1}) + \frac{mNB_{t1}}{B_{g1}} (B_{g1}-B_{g1}) = N_{p1}[B_{o1}+B_{g1}(R_{p1}-R_{s1})] - W_{e1} + W_{p1}B_{w1} \quad \text{V.18}$$

Para $t=t_2$:

$$N(B_{t2}-B_{t1}) + \frac{mNB_{t1}}{B_{g1}} (B_{g2}-B_{g1}) = N_{p2}[B_{o2}+B_{g2}(R_{p2}-R_{s2})] - W_{e2} + W_{p2}B_{w2} \quad \text{V.19}$$

Restando la Ec. V.18 a la V.19:

$$N(B_{t2}-B_{t1}) + \frac{mNB_{t1}}{B_{g1}} (B_{g2}-B_{g1}) = N_{p2}[B_{o2}+B_{g2}(R_{p2}-R_{s2})] - N_{p1}[B_{o1}+B_{g1}(R_{p1}-R_{s1})] - W_{e2} + W_{e1} + W_{p2}B_{w2} - W_{p1}B_{w1} \quad \text{V.20}$$

Se observa que no se incluye ningún término con el subíndice "i", ya que se está iniciando la explotación del yacimiento.

Definiendo algunos términos:

m' es el volumen de gas libre contenido en el yacimiento (que se encuentra en el casquete y en la zona de aceite) dividido entre el volumen de aceite que existe al principio del período considerado.

R_p' es la relación gas-aceite acumulativa producida durante el período.

La Fc. V.23 además de ser usada para determinar los índices de empuje en un período de explotación, se puede utilizar cuando no se tienen datos de producción, antes de cierto tiempo o éstos son desconfiables.

REFERENCIAS

1. Garaicochea, F. "Comportamiento de los Yacimientos" Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.

CAPITULO VI

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO, POR EL METODO DE J. TARNER

La predicción del comportamiento de un yacimiento debe interpretarse como una estimación, lo más aproximada posible, de sus condiciones futuras. Estas condiciones pueden ser la producción acumulada de aceite y de gas, la presión media del yacimiento, la relación gas-aceite instantánea, la saturación de aceite, la cantidad de entrada de agua, etc.

Es bastante común expresar la predicción del comportamiento de un yacimiento, en función de la variación de la presión a medida que aumenta la recuperación o la producción acumulada (N_p y G_p). También debe incluirse la relación de la variación gas-aceite instantánea, contra la variación de la presión y la recuperación. De la misma forma pueden representarse analíticamente o gráficamente, la saturación de aceite, la entrada de agua y demás condiciones, que se quieren representar contra la variación de la presión o la recuperación. Un ejemplo de esto lo constituyen las Figs. 1.2, 1.6 y 1.12 del Capítulo 1.

Para hacer la predicción es necesario que se interprete primeramente qué empujes son los predominantes, hasta la etapa última anterior analizada y calculada, para saber qué método podrá utilizarse en la predicción de la siguiente etapa. El método dependerá del tipo de empuje y las condiciones del yacimiento.

En este Capítulo se explica y aplica el método de ensayo y error desarrollado por J. Tamer para yacimientos con empuje de gas disuelto liberado, así como la modificación que posteriormente le hiciera Tracy. En capítulos posteriores se explicarán métodos para otros tipos de empuje y condiciones del yacimiento.

VI.1 EXPLICACION DEL METODO DE TARNER

El método de J. Tamer consiste en evaluar los volúmenes de gas que se han producido (G_p), de dos maneras diferentes. Por un lado, mediante un análisis de la variación que se ha tenido en la saturación de aceite dentro del yacimiento y la relación gas-aceite instantánea, ambas formas de cálculo de G_p se apoyan en la

selección de decrementos de presión (Δp), para los cuales se suponen sus correspondientes incrementos en la producción acumulativa de aceite (ΔN_p). Una vez calculado G_p , con una y otra formas, deben compararse ambos resultados; si éstos son aproximadamente iguales, debe continuarse el procedimiento de cálculo para el siguiente intervalo de presión; si no, debe suponerse otro ΔN_p para el mismo intervalo, y calcularse de nuevo G_p de ambas formas. Este proceso continúa para todos los intervalos de presión, hasta alcanzar la presión de abandono, o hasta el tiempo que se estime ya no predominará el mecanismo de empuje de gas disuelto liberado.

Después de analizar la breve descripción anterior del método, se deduce que se requiere del uso de las ecuaciones de balance de materia, de saturación de aceite y de la relación gas aceite instantánea.

VI.2 CONSIDERACIONES GENERALES

Para poder aplicar el método en la predicción del comportamiento, es necesario que el yacimiento estudiado presente las condiciones bajo las cuales se desarrolló este método, o por lo menos no se aparten demasiado, ya que esto depende en gran parte la aproximación que se tenga en la predicción.

Las condiciones consideradas por el método de J. Turner son las siguientes:

- 1) **Únicamente influye el empuje por gas disuelto liberado.**
Debido a que el método sólo considera este tipo de empuje, cualquier aportación de otro no se toma en cuenta en los cálculos.
- 2) **No existe segregación gravitacional.**
La presencia de segregación gravitacional provocaría que se formara un casquete de gas manifestándose otro tipo de empuje, apartándose de la consideración del inciso anterior.
- 3) **No existe gas libre inicial.**
Si existiese gas libre inicial, éste proporcionaría un empuje por expansión del casquete, omitiendo la consideración del primer inciso.
- 4) **El yacimiento es volumétrico.**
Significa que el yacimiento no debe tener entrada de agua mientras la predicción se esté calculando con este método.
- 5) **La producción de agua es despreciable.**
El método está desarrollado, considerando que la masa de agua dentro de los

poros, permanece constante, por lo que si existiese producción de agua, la evaluación de la saturación de aceite incuriría en un error.

- 6) **La presión inicial es menor o igual a p_b .**
Como el método considera la liberación de gas, la presión en la que se inicia la aplicación del método, debe ser tal, que exista ya liberación de gas.
- 7) **El aceite y el gas liberado permanecen distribuidos uniformemente.**
El método considera saturación de aceite, promedio en todo el yacimiento, por lo que una distribución no uniforme de los fluidos, provoca que un promedio sea una representación inexacta de las saturaciones reales.
El gas no se va a la parte superior del yacimiento.
- 8) **El volumen de poros del yacimiento permanece constante.**
El método desprecia la compresibilidad de los sólidos ya que no la considera para el cálculo de la saturación de aceite.
- 9) **El yacimiento se depresiona uniformemente.**
Se debe a que se considera un yacimiento con características uniformes en toda su extensión.

VI.3 DATOS REQUERIDOS

Los datos requeridos para aplicar el método son los siguientes:

- 1) **La presión inicial del yacimiento.**
Si la presión inicial del yacimiento es mayor que la de saturación, debe aplicarse otro método de predicción, hasta alcanzar la presión de saturación, para que a partir de esta presión se aplique este método.
- 2) **Los valores de B_o , R_s , B_g , μ_o y μ_g en función de la presión.**
Estos valores deben ser obtenidos de muestras representativas, analizadas cuidadosamente en el laboratorio. Los datos proporcionados por el laboratorio, deben presentarse preferentemente mediante curvas, ya sea gráficamente, analíticamente, o aún mejor, mediante métodos de interpolación programados en computadora.
- 3) **La saturación de agua congénita.**
Esta saturación debe obtenerse de registros geofísicos, en diferentes puntos del yacimiento para tener el promedio más confiable.

4) Los valores de permeabilidades relativas (K_{rg}/K_{ro}) en función de la saturación de aceite (S_o) o de la saturación de líquido (S_L).
Estos datos son de laboratorio o de campo y pueden representarse mediante una curva.

5) El volumen de aceite que se tiene a la presión en que se inicia la aplicación del método.
En este caso se tomará como el volumen original de aceite (N).

VI.4 ECUACIONES QUE EMPLEA EL METODO

Como se expresó anteriormente, las ecuaciones que emplea el método son los siguientes:

1) Ecuación general de balance de materia, cuando $W_e=0$, $W_p=0$.

$$N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] = N(B_t - B_{ti}) \quad \text{VI.1}$$

Debido a que el método requiere del cálculo de G_p mediante la EBM, y además se sabe que $G_p = N_p R_p$, la Ec. VI.1 puede escribirse:

$$G_p = \frac{N(B_t - B_{ti}) - N_p(B_t - R_{si}B_g)}{B_g} \quad \text{VI.2}$$

2) Ecuación del factor de volumen de las fases (B_t).

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_o) \quad \text{VI.3}$$

3) Ecuación de saturación de aceite para yacimientos de empuje de gas disuelto liberado:

$$S_o = \frac{(1 - N_p/N) B_o (1 - S_{wo})}{B_o} \quad \text{VI.4}$$

4) Ecuación de la relación gas-acetite instantánea:

$$R = R_0 + \frac{K_{rg} \mu_0 B_0}{K_{rc} \mu_g B_g}$$

VI.5

VI.5 SECUENCIA DE CALCULO

A partir de la presión inicial, deben seleccionarse decrementos de presión, preferentemente iguales y pequeños, ya que mientras menores sean las caídas de presión seleccionadas, mayor será la aproximación obtenida en los resultados. De esta forma, el procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Seleccionar un decremento de presión Δp y suponer un valor ΔN_p (incremento en la producción acumulativa de acetite), correspondiente al periodo de explotación en el cual la presión se decrementa en la Δp seleccionada.
2. Obtener el valor de N_p , sumando los incrementos ΔN_p :

$$N_p = \sum \Delta N_p$$

donde se puede observar que si está analizando el primer periodo de decremento de presión, Δp_1 , entonces $N_p = \Delta N_{p1}$.

3. Calcular el G_p mediante la EBM (Ec. VI.2), a las condiciones de presión al final del periodo considerado, utilizando el valor de N_p obtenido en el paso anterior.
4. Calcular el valor de S_0 mediante la Ec. VI.4 a las condiciones del final del periodo considerado.
5. Con el valor calculado de S_0 , determinar k_g/k_0 de los datos o curvas de relación de permeabilidades en función de S_0 , o de S_L . Si estas curvas están en función de S_L , habrá que sumar a la saturación de acetite, la saturación de agua congénita, para obtener la saturación de líquido ($S_L = S_0 + S_{w0}$).
6. Obtener la relación gas acetite instantánea para la presión inicial del periodo (R_1), utilizando la Ec. VI.5. De la misma forma, obtener R_2 para presión final de periodo. Posteriormente determinar la relación gas acetite instantánea media del periodo ($R = (R_1 + R_2)/2$).

7. Determinar el incremento de gas producido ΔG_p , durante el periodo considerado:
 $\Delta G_p = \Delta N_p R$.

8. Obtener el valor de G_p , sumando los incrementos de los periodos anteriores y del periodo considerado:

$$G_p = \sum \Delta G_p$$

9. El valor de G_p obtenido en el paso anterior, se compara con el calculado en el paso 3. Si estos valores son aproximadamente iguales (con una tolerancia igual o menor de 1%), se continúa el proceso para el siguiente periodo. En caso contrario, se supone un nuevo valor de ΔN_p y se repite el procedimiento desde el paso No. 2, hasta obtener la aproximación deseada.

10. Después de obtener los incrementos en la producción acumulada, para cada uno de los intervalos de presión seleccionados, deben construirse gráficas que ilustren los resultados obtenidos, principalmente la variación de la recuperación contra la presión.

VI.6 ILUSTRACION DEL METODO

Para ilustrar el método, se calculará el comportamiento de un yacimiento que inicia su explotación con una presión superior a la de la saturación. Como se indicó el método de J. Tamer se aplicará a partir de que se alcance dicha presión de saturación.

Los datos son los siguientes:

$$p_i = 343 \text{ kg/cm}^2$$

$$p_b = 32.1 \text{ kg/cm}^2$$

$$B_{oi} = 2.245 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$B_{ob} = 2.260 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\rho_o @ \text{ C.Y.} = 0.54 \text{ g/cm}^3$$

$$C_o = 272.15 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

$$C_v = 55.59 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

$$C_w = 489.799 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

$$C_g = 184.86 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

$T_y=127\text{ }^\circ\text{C}$

$\phi=0.04$

$S_{wi}=0.12$

Los datos de relación de solubilidad (R_s), factor de volumen del gas B_g , relación de permeabilidades (k_{rg}/k_{ro}), relación de viscosidades (μ_o/μ_g) y factor de volumen del aceite (B_o), se encuentran graficados en las Figs. VI.1, VI.2, VI.3, VI.4 y VI.5.

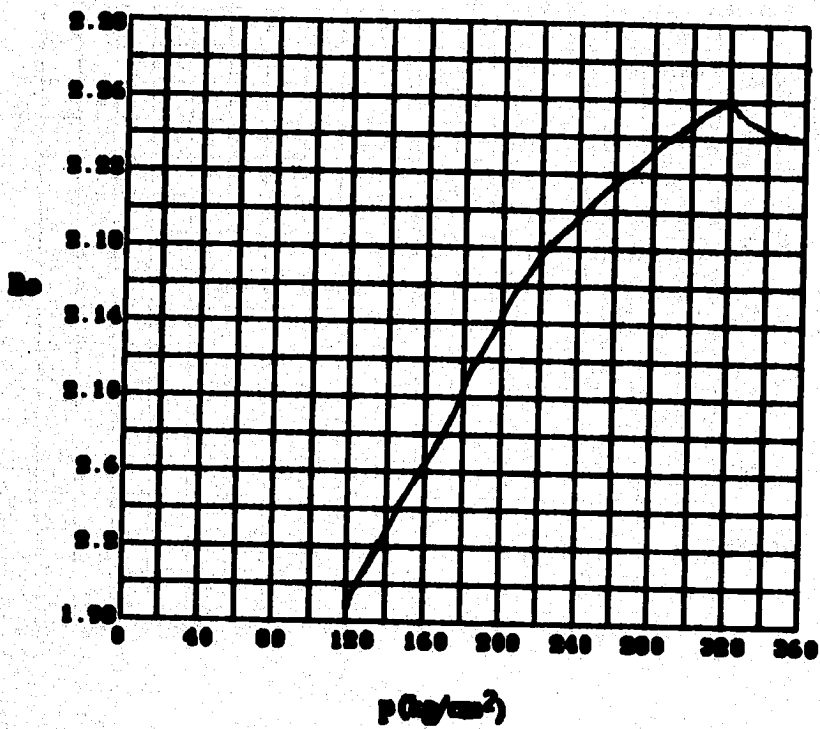


Fig. VI.1 Gráfica del factor de volumen del aceite contra la presión.

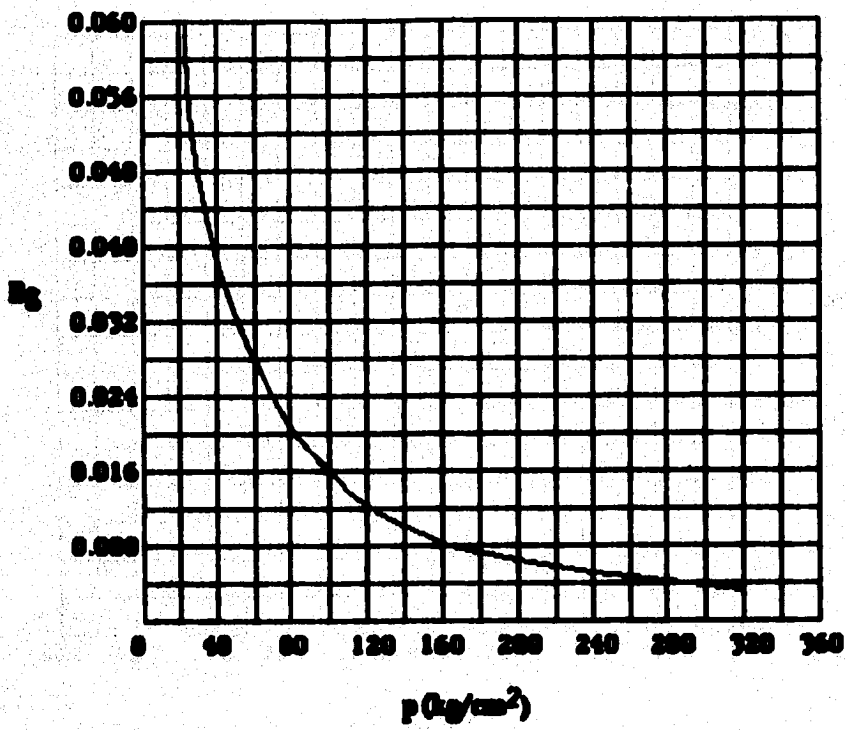


Fig.VI.2 Gráfica del factor de volumen del gas contra la presión.

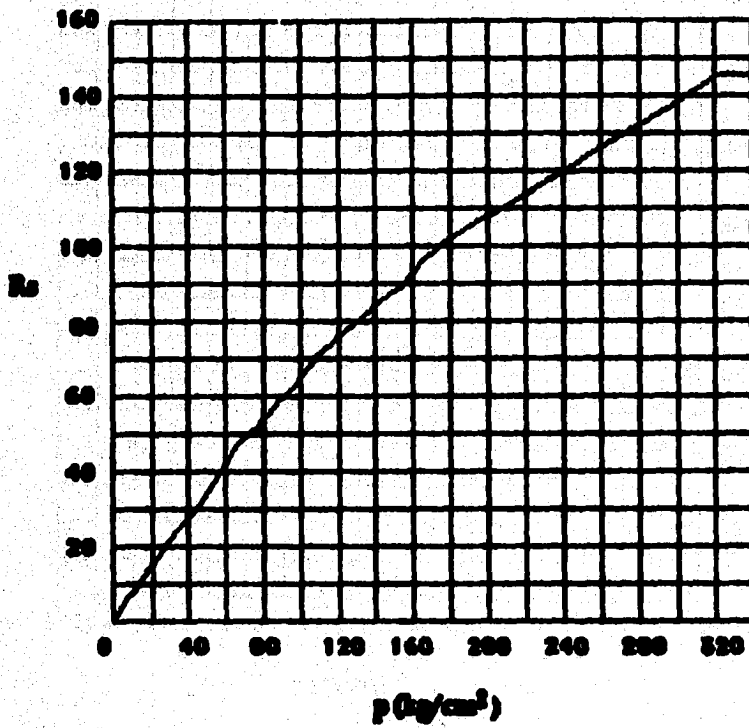


Fig. VI.3 Gráfica de la relación de solubilidad gas-aceite contra la presión.

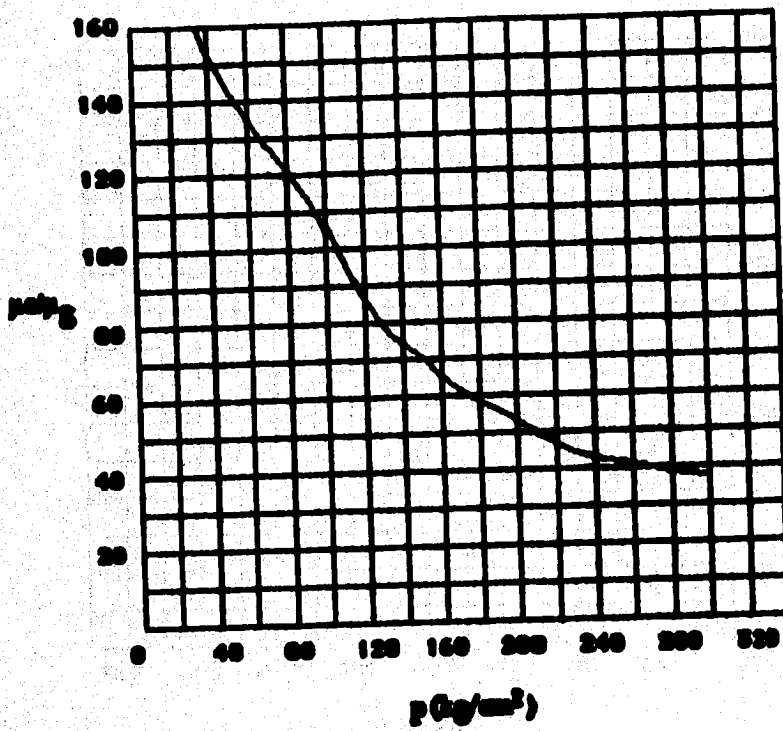


Fig. VI.4 Gráfica de la relación de viscosidades, contra la presión.

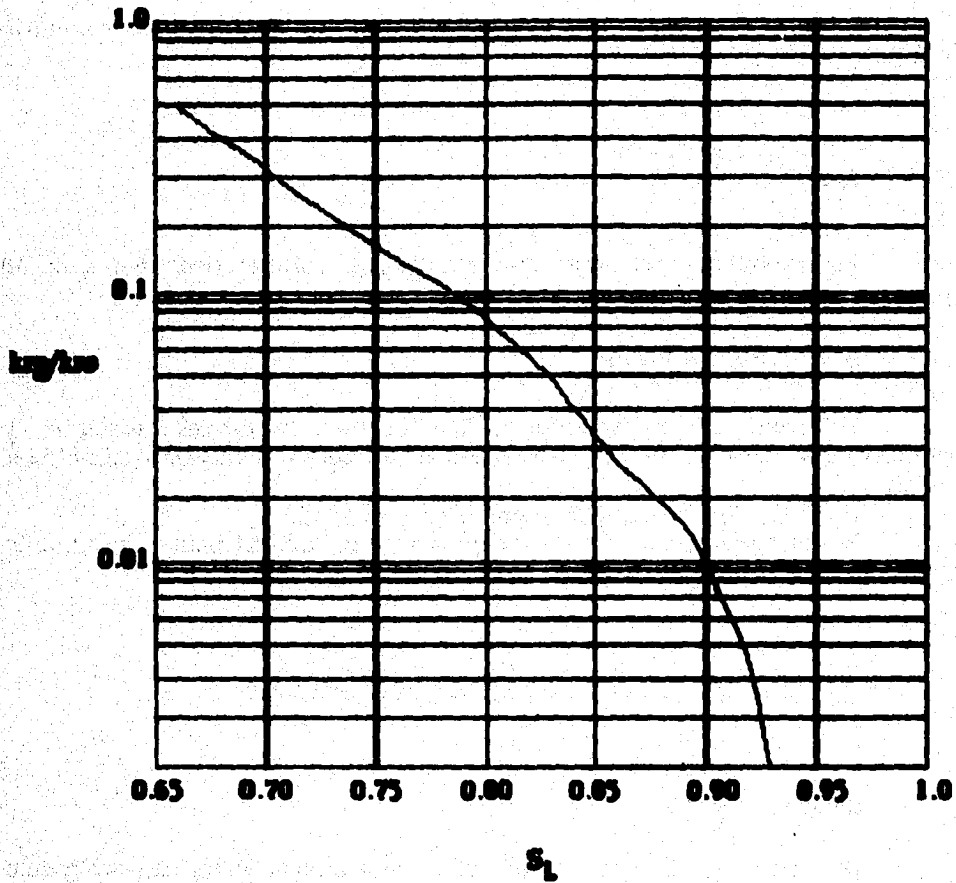


Fig. VI.5 Gráfica de saturación de líquido contra la relación de permeabilidades.

Para predecir el comportamiento del yacimiento desde la presión inicial, hasta la presión de saturación, debe aplicarse la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados:

$$Rec = \frac{N_p}{N} = \frac{B_{o1} C_o \Delta p}{B_o}$$

Si se considera al volumen original (N) como un volumen unitario (N=1), se simplifican los cálculos.

$$Rec = N_p = \frac{B_{o1} C_o \Delta p}{B_o}$$

Para conocer la recuperación debida a un primer decremento de 10 kg/cm², es necesario conocer el B_o a la presión .

$$B_o = B_{o1} + B_o C_o (10 \text{ kg/cm}^2)$$

Utilizando primeramente el B_o=B_{o1} para iniciar las iteraciones y posteriormente B_o=(B_{o1}+B_o)/2, hasta alcanzar la tolerancia deseada, se obtiene: B_o=2.251

Este valor también puede obtenerse de la Fig. VI.1.

Posteriormente se calcula la recuperación con la EBM, para el decremento citado de 10 kg/cm².

$$\Delta N_{p1} = \frac{(2.245 \text{ m}^3/\text{m}^3)(489.799 \times 10^{-6} \text{ kg/cm}^2)(10 \text{ kg/cm}^2)}{2.251}$$

$$\Delta N_{p1} = 0.004885.$$

Esta recuperación obtenida es debida únicamente al primer decremento seleccionado de 10 kg/cm².

El siguiente decremento de presión se seleccionará desde (p₁ 10) hasta la p₂. Por lo que el segundo intervalo sería:

$$\Delta p_2 = (333 - 321) = 12 \text{ kg/cm}^2$$

Procediendo de la misma forma se obtiene la recuperación debida únicamente al segundo decremento seleccionado de 12 kg/cm².

$$\Delta N_{p2} = 0.005854.$$

Sumando ambos incrementos de la producción acumulada se obtendrá la producción acumulada (por estar expresada en forma fraccional es igual a la recuperación), debida a la caída de presión desde p_1 hasta p_2 .

A partir de p_2 se inicia la aplicación del método de Tamer de la siguiente forma:

1. Se seleccionan decrementos de presión de 10 kg/cm^2 , a partir de la presión de saturación.

$$\Delta p_1 = \Delta p_4 = \Delta p_5 = \Delta p_n = 10 \text{ kg/cm}^2$$

Para el intervalo Δp_1 , (primer intervalo saturado), se supone un valor de incremento de la producción acumulativa (ΔN_{p1}), basándose en que dicho incremento debe ser parecido al inmediato anterior:

$$\Delta N_{p1} = 0.003$$

2. Como se trata del primer intervalo para el cual se está aplicando el método:

$$N_p = \Delta N_{p1} = 0.003$$

3. Se calcula el G_p mediante la EBM:

$$G_p = \frac{N(B_t - B_{t1}) - N_p(B_t - R_{s1}B_g)}{B_g}$$

obteniendo:

B_0 de la Fig. VI.1

B_g de la Fig. VI.2

R_{s1} de la Fig. VI.3

Por tratarse del punto inicial del primer intervalo, la presión en este punto es la presión de burbujeo (p_b), por lo que el factor de volumen total inicial (B_{t1}) será, el factor de volumen del aceite a la presión de burbujeo (B_{ob}):

$$B_{t1} = B_{ob} = 2.260$$

Para calcular el B_t a las condiciones finales del primer decremento ($p=311$ kg/cm²), se utiliza la Ec. VI.3.

$$B_t = B_o + B_g(R_{s1} - R_s)$$

$$B_t = 2.254 + 0.0030(146 - 142) = 2.266$$

Calculando el G_p al final del primer decremento:

$$G_p = 0.172.$$

4. Se calcula la saturación de aceite (S_o) al final del periodo ($p=311$ kg/cm²), con la Ec. VI.4.

$$S_o = \frac{(1 - N_p/N) B_o (1 - S_{wo})}{B_{o1}}$$

$$S_o = \frac{(1 - 0.003)(2.254)(1 - 0.12)}{2.260} = 0.8750$$

5. Posteriormente se obtiene la relación (k_g/k_o) de la Fig. VI.5, entrando con el valor de la saturación de líquido (S_L):

$$S_L = S_o + S_{wo}$$

$$S_L = 0.8750 + 0.12 = 0.9950$$

$$(K_g/k_o) = 0$$

6. Utilizando la Ec. VI.5, se obtiene la relación gas-aceite instantánea al final del periodo, y se promedia con la del inicio del periodo para obtener la relación gas-aceite instantánea media (R).

$$R = R_s + (k_{rg}/k_{ro})(\mu_o/\mu_g)(B_o/B_g).$$

Como $(k_{rg}/k_{ro})=0$, para la presión al final del periodo:

$$R_1=R_{e1}=146 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$R_2=R_e=142 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$R=144 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

7. Se determina el incremento de gas producido durante este periodo.

$$\Delta G_p = \Delta N_p R$$

$$\Delta G_p = 0.003(144) = 0.432$$

8. El valor de G_p , se obtiene sumando las ΔG_p , pero por tratarse del primer incremento:

$$G_p = \Delta G_{p1}$$

$$G_p = 0.432$$

9. Comparando el valor del paso anterior con el del paso No. 3, resulta:

$$G_p(\text{paso 3}) \\ 0.172$$

>

$$G_p(\text{paso 8}) \\ 0.432$$

Como la diferencia es mayor que la tolerancia, se supone un nuevo valor de ΔN_p , y se repite el procedimiento del paso No. 2.

Suponiendo nuevamente: $\Delta N_{p1} = 0.002$, la diferencia resulta:

$$G_p(\text{paso 3}) \\ 0.781$$

>

$$G_p(\text{paso 3}) \\ 0.228$$

Teniendo dos valores que no entran en tolerancia, se puede graficar para obtener el valor buscado de ΔN_p :

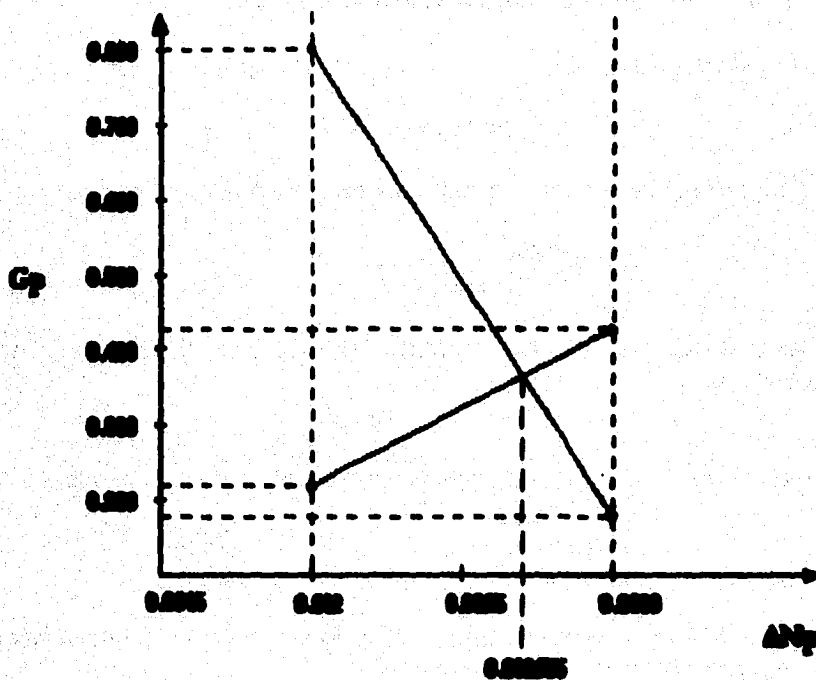


Fig. VI.6 Interpolación del valor de ΔN_p .

Después de haber encontrado la ΔN_{p1} correcta, se repiten los pasos del 2 al 9 y después se procede con Δp_2 , de la misma forma que para Δp_1 . Lo mismo se hace para todos los intervalos de presión de abandono. Todo esto se ilustra en la Tabla VI.1.

Table VI.1 Selection of typical results

P	ΔR_p	R_p	R_0	R_g	R_5	G_p (B300)	S_0	k_{sp}/k_c	μ_{sp}	K	K	ΔG_p	$G_p \Delta G_p$
321	-	-	2.26	0.0026	146	-	0.88	-	-	146	-	-	-
311	0.003	0.003	2.254	0.003	142	0.172	0.875	-	-	142	144	0.432	0.432
	0.002	0.002	2.254	0.003	142	0.781	0.876	-	-	142	144	0.228	0.228
	0.002655	0.00265	2.254	0.003	142	0.382	0.875	-	-	142	144	0.382	0.382
301	0.001375	0.00403	2.246	0.0033	139	0.575	0.871	-	-	139	140.5	0.193	0.575
291	0.000845	0.004875	2.235	0.0036	136	0.692	0.866	-	-	136	137.5	0.116	0.692
281	0.00036	0.005235	2.225	0.0039	134	0.74	0.862	-	-	134	135	0.0406	0.74

REFERENCIAS

1. Ceralcochea, F. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM, 1987.
2. Delgado, R. "Efecto de la Relación de Permeabilidades Relativas en la Predicción del Comportamiento de un Yacimiento con Empuje de Gas en Solución". Revista Ingeniería Petrolera, AIPM Octubre, 1971.
3. Tamer, J. "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil"; Oil Weekly, 1944.

CAPITULO VII

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS DISUELTO, POR EL METODO DE MUSKAT

El modelo seleccionado para determinar el comportamiento de un yacimiento, depende de la cantidad y la calidad de la información disponible de la historia de producción. Con una cantidad y calidad relativamente mínimas de datos de la historia, las ecuaciones de balance de materia, que incorporan factores empíricos basados en el comportamiento anterior, son usualmente utilizadas. Un ejemplo de esto es la ecuación de Muskat, para determinar el comportamiento del yacimiento.

VII.1 DESARROLLO DE LA ECUACION DIFERENCIAL DE MUSKAT

Para este caso, las consideraciones son las siguientes:

- Yacimiento homogéneo.
- Distribución uniforme de su presión.
- No hay entrada de agua.
- No existe segregación de fluidos.

Considerando el yacimiento como un bloque, para un tiempo dado de explotación, el volumen de aceite remanente (N_r), @ C.S. es:

$$N_r = \frac{V_p S_o}{B_o}$$

VII.1

El volumen total de gas en el yacimiento @ C.S., G_r , es igual a la suma del volumen de gas disuelto más el gas libre remanente; @ C.S.:

$$G_r = \frac{V_p S_o R_o}{B_o} + \frac{V_p S_g}{B_g}, \quad \text{VII.2}$$

donde el primer término del segundo miembro representa el volumen de gas disuelto remanente y el segundo miembro, representa el volumen de gas libre remanente en el yacimiento.

Diferenciando las Ecs. VII.1 y VII.2 respecto a la presión, se obtiene:

$$\frac{dN_r}{dp} = V_p \left[\frac{1}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \right] \quad \text{VII.3}$$

y

$$\frac{dG_r}{dp} = V_p \left[\frac{R_o}{B_o} \frac{dS_o}{dp} + \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_o}{dp} - \frac{S_o R_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} + \frac{1}{B_g} \frac{dS_g}{dp} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{dB_g}{dp} \right]. \quad \text{VII.4}$$

Dividiendo la Ec. VII.4 entre la Ec. VII.3 y sustituyendo dS_g/dp por dS_o/dp , ya que al existir una caída de presión en el yacimiento, la S_g va a aumentar, mientras que la S_o va a disminuir en la misma cantidad:

$$\frac{dG_r}{dN_r} = \frac{\frac{R_o}{B_o} \frac{dS_o}{dp} + \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_o}{dp} - \frac{S_o R_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} + \frac{1}{B_g} \frac{dS_g}{dp} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{dB_g}{dp}}{\frac{1}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp}} \quad \text{VII.5}$$

Por otra parte, la relación gas-aceite producida (R) a cierta presión es:

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\Delta G_r}{\Delta N_r}, \quad \text{VII.6}$$

ya que los incrementos en los volúmenes son proporcionales.

Se sabe que la relación gas-acete producida, también es igual a:

$$R = R_g + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad \text{VII.7}$$

Igualando la Ec. VII.7 a la Ec. VII.5:

$$R_g + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} = \frac{R_o}{B_o} \frac{dB_o}{dp} + \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_o}{dp} - \frac{S_o R_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} + \frac{1}{B_g} \frac{dS_g}{dp} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{dB_g}{dp} - \frac{1}{B_o} \frac{dS_o}{dp} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \quad \text{VII.8}$$

Multiplicando el numerador y el denominador del segundo miembro por B_g y despejando dS_o/dp , se tiene:

$$\frac{dS_g}{dp} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_{ro}}{\mu_g k_{rg}}} \left[\frac{B_g}{B_g} \frac{dB_g}{dp} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_o}{dp} + \frac{k_{rg} \mu_o S_o}{k_{ro} \mu_g B_o} \frac{dB_o}{dp} \right] \quad \text{VII.9}$$

donde el término $\frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_{ro}}{\mu_g k_{rg}}}$ representa la fracción de acetos en la mezcla de

acetos y gas, comúnmente utilizada en recuperación secundaria.

La Ec. VII.9 ignora cualquier efecto especial debido a la distribución del flujo radial alrededor de los pozos, a menos que se ajuste la permeabilidad relativa para tomar en cuenta este efecto.

Si en esta ecuación se agrupan las variables que dependen solamente de la presión, se tiene:

$$x_p = \frac{B_g}{B_o} \frac{dB_g}{dp}; \quad y_p = \frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_o dp}; \quad z_p = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp}$$

Sustituyendo las expresiones anteriores en la Ec. VII.9:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_{ro}}{\mu_g k_{rg}}} \left[S_o \left(x_p + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} y_p \right) - z_o S_o \right] \quad \text{VII.10}$$

Esta ecuación representa la variación de la saturación del aceite (S_o) con respecto a la presión (p); es una ecuación diferencial ordinaria de primer orden, lineal.

Las ecuaciones adicionales para determinar el comportamiento de un yacimiento son la ecuación para obtener la relación gas-aceite producida y la ecuación para obtener la recuperación de aceite por empuje de gas disuelto liberado:

$$R = R_o + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad \text{VII.11}$$

y

$$R_{ec} = 1 - \frac{B_o i S_o}{S_o i B_o} \quad \text{VII.12}$$

VII.2 PROCEDIMIENTO EMPLEADO EN LA PREDICCIÓN

Utilizando como ejemplo la información de la Tabla VII.1, a partir de una presión p mayor a p_b (presión de burbujeo), el procedimiento de cálculo para determinar el comportamiento de un yacimiento es el siguiente:

1. Seleccionar un abatimiento de presión del yacimiento (Δp) y obtener los valores de las pendientes de las curvas de R_o , B_o y B_g a la presión media del periodo considerado (Columnas 3, 4 y 5 de la Tabla VII.1). Los decrementos de presión deben ser pequeños (iguales o menores de 10 kg/cm²) para que la aproximación sea adecuada.

Por ejemplo, observando la Tabla VII.1 para el periodo de $p_1=160$ kg/cm² a $p_2=150$ kg/cm², el valor de la pendiente dR_o/dp será igual a:

$$\frac{dR_o}{dp} = \frac{\Delta R_o}{\Delta p} = \frac{R_{o2} - R_{o1}}{p_2 - p_1} = \frac{104.35 - 100.05}{160 - 150} = 0.430 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

2. Determinar los valores de las funciones x_p , y_p y z_p a la presión media del periodo de explotación considerado (columnas 9, 10, 11).

Obteniendo el valor de x_p para el periodo de $p_1=180 \text{ kg/cm}^2$ a $p_2=170 \text{ kg/cm}^2$:

$$x_p = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_o}{dp} = \frac{9.19 \times 10^{-3}}{1.3915} (0.430) = 2.8399 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3/\text{kg/cm}^2$$

Los valores de B_g y B_o son obtenidos haciendo un promedio aritmético entre los que comprenden el periodo de explotación seleccionado.

3. Obtener el valor de k_{rg}/k_{ro} correspondiente a la saturación de aceite que existe al principio del periodo de explotación considerado (columna 14). La solución rigurosa requiere del conocimiento de la saturación promedio de aceite en cada decremento de presión, la cual sólo puede obtenerse por tanteos.

4. Determinar el valor de ΔS_o correspondiente por medio de la Ec. VII.10 (columna 15).

Siguiendo con el ejemplo, y despejando ΔS_o de la Ec. VII.10:

$$\Delta S_o = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_{ro}}{\mu_g k_{rg}}} \left[S_o \left(x_p + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} y_p \right) - z_p S_g \right] \Delta p \quad \text{VII.13}$$

Entonces, para el mismo periodo de explotación:

$$\Delta S_o = \frac{1}{1 + (0.12)(0.0023)} \left[0.72003(2.8399 \times 10^{-3}) + (0.0023)(75.8606 \times 10^{-3}) - (8.7051 \times 10^{-3})(0.7197) \right] (10)$$

$$\Delta S_o = 0.023771$$

5. Obtener el valor de S_o al final del periodo de explotación considerado (columna 12):

$$S_o = S_{o1} - \Sigma \Delta S_o = 0.8 - 0.095741 = 0.704259$$

6. Calcular la recuperación y la relación gas-aceite al final del periodo considerado (columnas 16 y 18) haciendo uso de las Ecs. VII.11 y VII.12, para el ejemplo considerado:

$$R = R_g + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} = 104.35 + \frac{(0.0023)(79.3)(1.398)}{8.8 \times 10^{-3}} = 133.33 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

y

$$R_{ec} = 1 - \frac{B_o i S_o}{S_o i B_o} = 1 - \frac{(1.432)(0.0704299)}{(0.8)(1.385)} = 0.089802 \times 100 = 8.98\%$$

7. Repetir los pasos anteriores para intervalos de presión sucesivos, hasta la presión de abandono.

Para el ejemplo considerado en la Tabla VII.1, se hicieron uso de las curvas de B_o , B_o , μ_o , μ_g y R_g vs. p , y de k_{rg}/k_{ro} vs. S_L en base a las Fig. VII.1, VII.2 y VII.3.

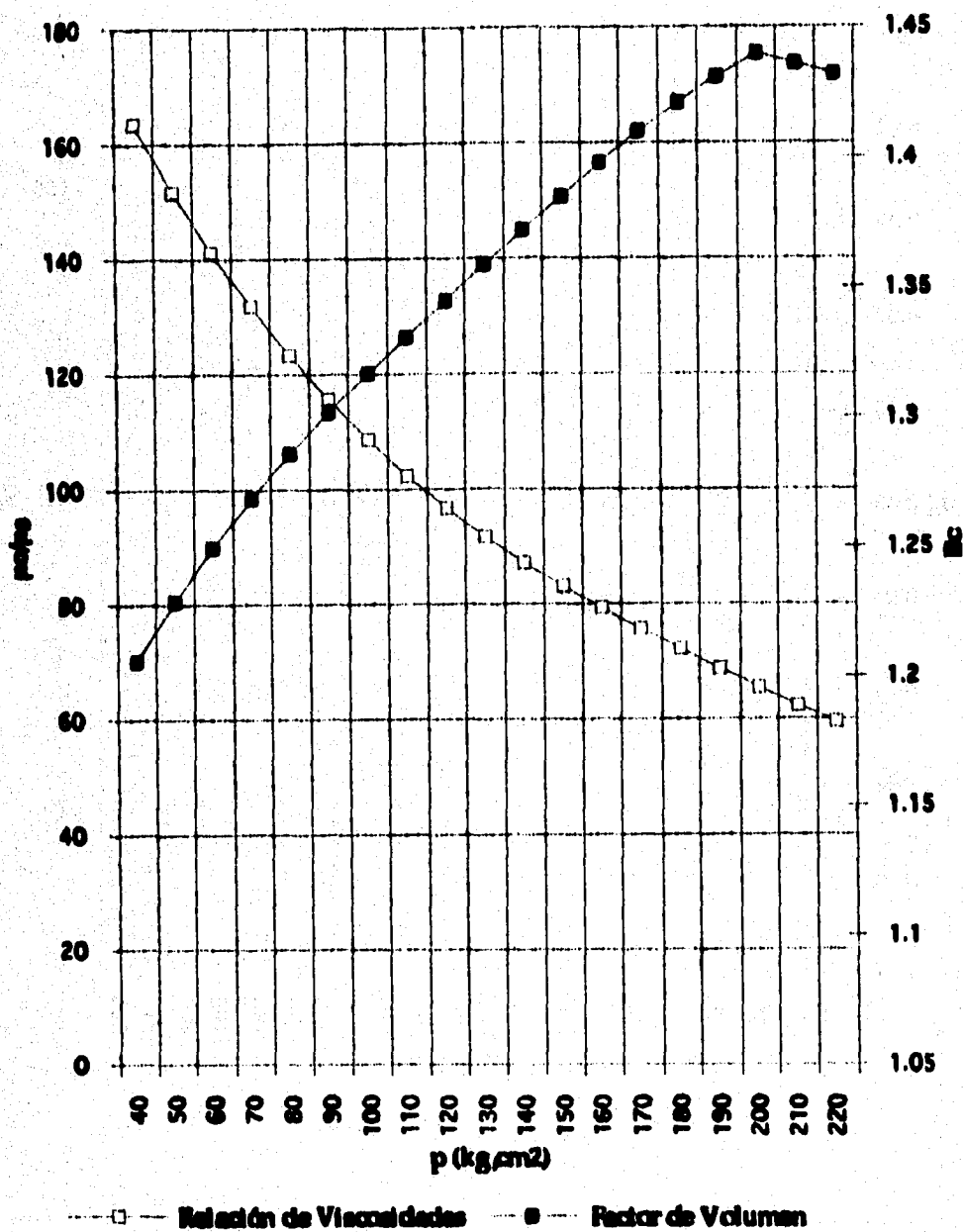


Fig. VII.1 Gráfica de la relación de viscosidades y factor de volumen del aceite contra la presión.

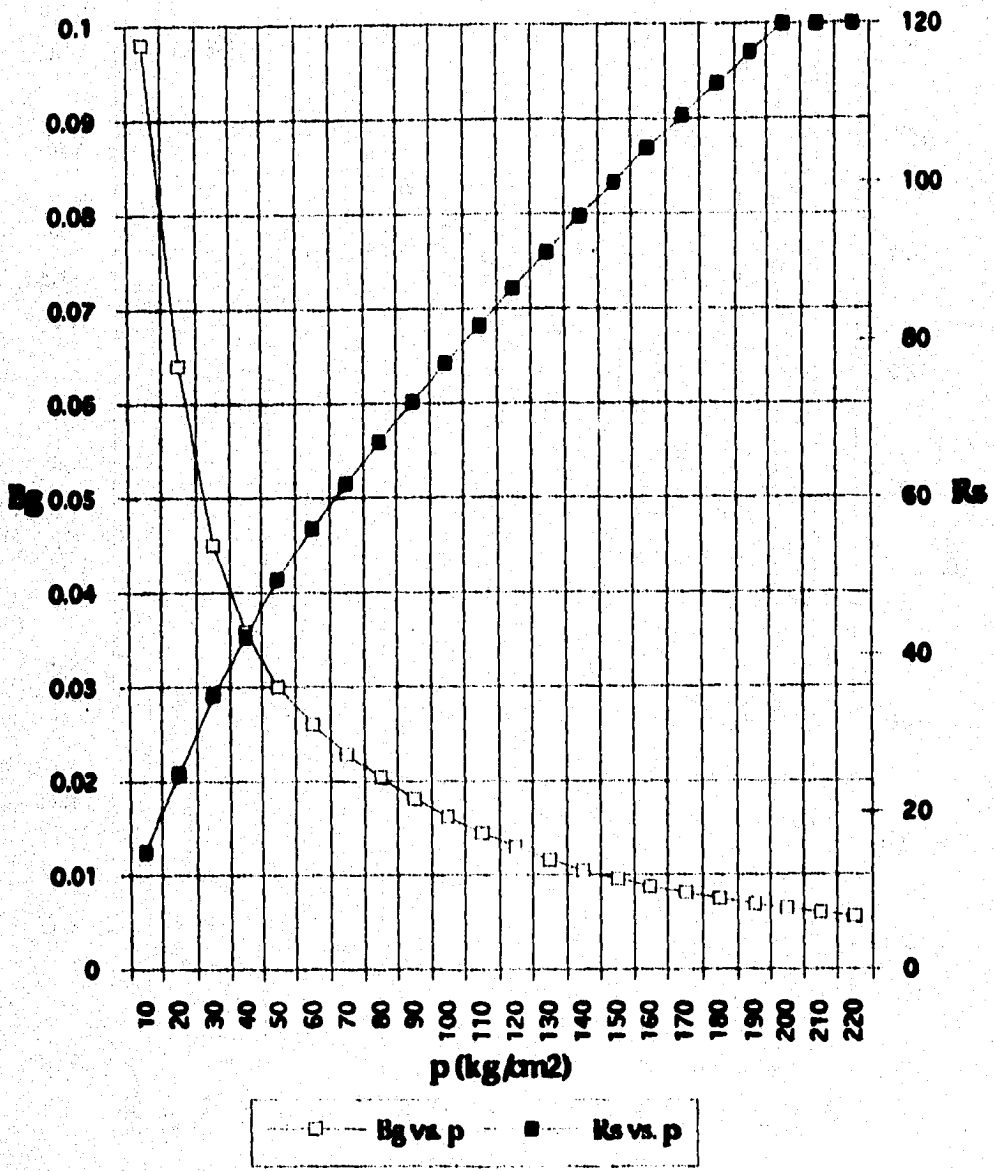


Fig. VII.2 Gráfica de Bg y Rs vs. p.

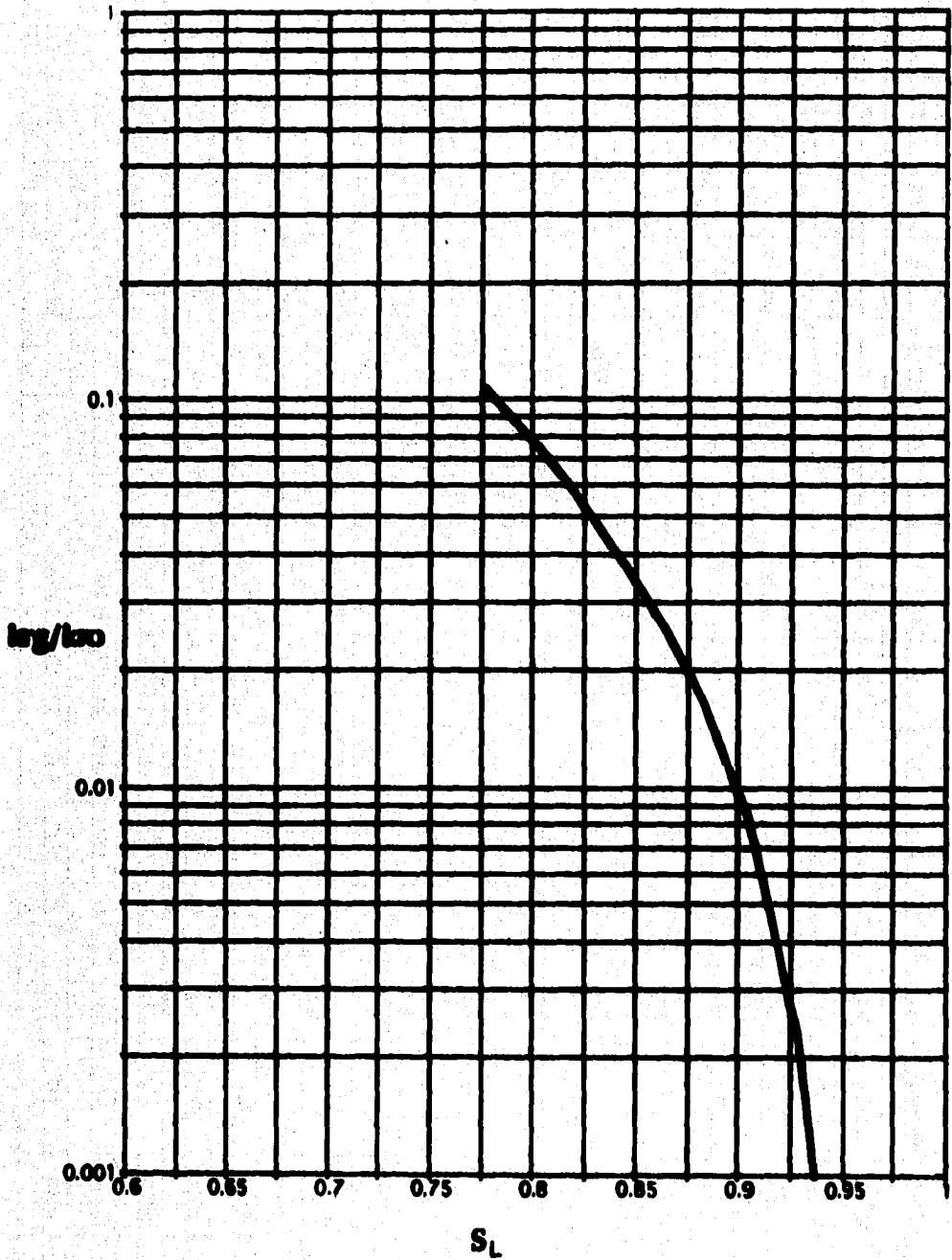


Fig. VII.3 Gráfica \log/k_{ro} vs. S_L

Tabla VII: Ejemplo del procedimiento empleado en la producción mediante el método de Ventas.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
P	\bar{P}	$\frac{dP}{dQ}$	$\frac{dP}{dQ}$	$\frac{dP}{dQ} \times 10^3$	$\frac{P}{Q}$	$\frac{P}{Q} \times 10^3$	R_p	$\frac{P}{Q} \times 10^3$	$\frac{P}{Q} \times 10^3$	$\frac{P}{Q} \times 10^3$	S_p	S_p	tra/tra	ΔS_p	Rec	R_s	R
220					98.5	5.6	1.432				0.0	-	-		-	120	120
	215	0	-0.0004	-0.04	98.9	5.8	1.434	-	-16.987	-6.987				0		120	
210					92.9	6	1.436				0.8	-	-		0.0025	120	120
	205	0	-0.0004	-0.05	93.9	6.25	1.431	-	-17.862	-8				0		120	
200					85.5	6.5	1.44				0.8	-	-		0.0056	120	120
	195	0.35	0.0009	-0.04	87.1	6.88	1.436	1.6747	42.0543	-5.988				0.01339		118.5	
190					88.8	6.9	1.431				0.7886	0.0134	-		0.0161	116.4	116.4
	185	0.39	0.001	-0.055	70.5	7.2	1.426	1.9891	48.439	-7.6389				0.01651		114.48	
180					72.2	7.5	1.421				0.7709	0.0239	-		0.02394	112.5	112.5
	175	0.405	0.0011	-0.06	73.9	7.8	1.416	2.2309	57.4082	-7.6923				0.01948		110.48	
170					75.7	8.1	1.41				0.7506	0.04939	-		0.0471	108.45	108.45
	165	0.41	0.0012	-0.07	77.5	8.43	1.404	2.4618	66.2383	-8.3037				0.02238		106.41	
160					79.3	8.8	1.398				0.728	0.07197	0.0023		0.06783	104.35	133.33
	155	0.43	0.0013	-0.08	81.2	9.19	1.3915	2.6338	75.8885	-8.7051				0.02377		102.21	
150					83.1	9.6	1.385				0.7042	0.09574	0.0085		0.0898	100.05	201.96
	145	0.435	0.0013	-0.09	85.1	10.03	1.3785	3.1651	88.2539	-8.9731				0.02071		97.88	
140					87.2	10.5	1.372				0.6835	0.11645	0.0164		0.1082	95.7	282.57
	135	0.45	0.0013	-0.011	89.4	11.03	1.3655	3.6348	95.117	-9.9728				0.1855		93.47	
130					91.7	11.6	1.359				0.6648	0.1351	0.0253		0.1242	91.2	363
	125	0.46	0.0014	-0.0128	94.1	12.29	1.352	4.1815	97.4488	-10.615				0.01723		89.91	
120					96.7	13	1.345				0.6477	0.1523	0.036		0.1381	86.6	446.76
	115	0.47	0.0014	-0.15	98.4	13.73	1.338	4.8229	107.886	-10.925				0.01575		84.26	
110					102.9	14.5	1.331				0.6319	0.1681	0.0473		0.1502	81.9	526.07
	105	0.48	0.0014	-0.17	106.4	15.3	1.324	5.5488	111.4882	-11.111				0.01456		79.52	
100					109.6	16.2	1.317				0.6174	0.1826	0.06		0.1688	77.1	626.83
	95	0.49	0.0015	-0.191	112	17.13	1.31	6.4874	128.2443	-11.15				0.01382		74.1	
90					115.6	18.1	1.302				0.6035	0.1965	0.0745		0.1788	72.2	691.71
	85	0.51	0.0016	-0.22	118.4	19.22	1.296	7.5751	147.6352	-11.4464				0.0136		69.7	
80					123.3	20.4	1.286				0.5889	0.2101	0.09		0.179	67.1	753.19
	75	0.53	0.0017	-0.25	127.4	21.63	1.278	8.9702	188.4639	-11.588				0.01341		64.46	
70					131.8	22.9	1.268				0.5785	0.2235	0.108		0.1888	61.8	850.6
	65	0.57	0.0019	-0.31	136.4	24.35	1.26	11.0155	205.8825	-12.731				0.014		59.05	
60					141.2	26	1.25				0.5625	0.2376	0.132		0.1946	56.1	952.18
	55	0.64	0.0021	0.4	146.2	27.85	1.24	14.3742	247.5888	-14.3827				0.01472		53	
50					151.6	30	1.229				0.5477	0.2523	0.16		0.2023	49.7	1043.39
	45	0.73	0.0023	0.58	157.3	32.55	1.218	19.3886	297.9561	-17.8187				0.01575		46.2	
40					163.5	35.8	1.206				0.5319	0.268	0.188		0.2104	42.4	1132.95

VII.3 ECUACION DE R. L. HOSS

Es frecuente encontrar yacimientos de aceite con casquete de gas. Los fluidos contenidos en el yacimiento no sólo son expulsados por la expansión del aceite y su gas disuelto, sino también por la expansión del casquete de gas, manteniéndose la presión a niveles más altos que en los que producen por empuje de gas disuelto, obteniéndose así una mayor recuperación. Este incremento en la recuperación depende del tamaño relativo del casquete de gas con respecto al aceite (m) y del procedimiento de producción empleado.

El análisis hecho para yacimientos con empuje de gas disuelto puede ser utilizado para yacimientos con casquete de gas, suponiendo despreciable el movimiento del aceite hacia las partes inferiores del yacimiento. Significando esto que el casquete de gas no se expande apreciablemente dentro de la zona de aceite. Además, se considera que el gas contenido en el casquete solamente proporciona un suplemento adicional de gas, que penetra y se difunde en la zona de aceite.

Para este caso se extendió la teoría de Muskat para yacimientos con casquete de gas y además se inyecta parte del gas producido; R. L. Hoss, además estableció las siguientes consideraciones:

- El casquete de gas permanece constante.
- Saturación de agua constante.
- El gas que se inyecta al yacimiento se distribuye uniformemente a través de éste.

La ecuación obtenida por R. L. Hoss es la siguiente:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{S_{o1g} + S_{o1g}[(k_{rg}/k_{ro}) - (rRB_g \mu_o / B_o \mu_o)] - Z_p [m(1 - S_w S_{o1} B_o / B_{o1}) + (1 - S_w S_o)]}{1 + \frac{k_{rg} \mu_o}{k_{ro} \mu_g} - \frac{rRB_g}{B_o}}$$

$$- \frac{m S_{o1g}}{B_{o1}} \frac{dB_o}{dp}$$

VII.14

donde:

- S_{o1g} Saturación inicial en el casquete de gas.
- r Fracción del gas producido que se reinyecta al yacimiento.

El procedimiento de cálculo es similar al establecido en el punto VII.3, considerando un intervalo pequeño de caída de presión; las propiedades de los fluidos se toman en el punto medio de cada decremento de presión y se emplea durante el intervalo de producción considerado el valor de k_{rg}/K_{ro} correspondiente al inicio del decremento.

REFERENCIAS

1. Garza Cochea, F. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos" Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.

CAPITULO VIII

TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS EN SOLUCION

Es necesario tener conocimiento del comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo, para poder estimar la rentabilidad de su explotación, así como la conveniencia de implantar otros sistemas de recuperación.

VIII.1 TIEMPO REQUERIDO PARA LA EXPLOTACION

El ritmo de producción de un pozo en función de su productividad inicial es:

$$q_o = J_1 \frac{k_{ro} \mu_o B_{oi}}{k_{rg} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \quad \text{VIII.1}$$

El gasto total que produce un yacimiento es igual a la suma de los gastos de los pozos ($q_{ot} = \sum_{i=1}^n q_o$), considerando un índice de productividad promedio, o bien dividiendo el yacimiento en áreas de acuerdo a sus productividades. Haciendo la consideración del índice de productividad promedio, el gasto total será:

$$q_{ot} = n J_1 \frac{k_{ro} \mu_o B_{oi}}{k_{rg} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \quad \text{VIII.2}$$

siendo n el número de pozos en el yacimiento.

Se considera J promedio cuando se refiere a pozos que producirán en una fecha posterior a la predicción, J es para cada pozo que se incluye dentro de la predicción.

El tiempo necesario para explotar en un período un volumen de aceite ΔN_p es:

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{q_{ot}}$$

VIII.3

El gasto total medio de un período (\bar{q}_{ot}) va a ser el promedio de los gastos al principio y al final del período.

El gasto total (q_{ot}) de la Ec. VIII.2 está en función de la presión de fondo fluyendo. Esta presión depende, de cierta manera, de las condiciones de explotación que se tengan en los pozos, como son: presiones de separación, longitud y diámetro de las tuberías de descarga y de producción, diámetro de estranguladores, sistema artificial de producción empleado (electrocentrífugo, neumático, etc.). La presión de fondo fluyendo puede determinarse con el cálculo de las caldas de presión en el sistema de flujo o por registros de producción.

En este caso, para simplificar los cálculos se supondrá que la presión de fondo fluyendo sólo está relacionada con la presión estática, obteniendo esta relación de datos de producción.

VIII.2 CONDICIONES DE ABANDONO

Cuando la explotación de un yacimiento ya no es rentable, debido a que se está pagando más por mantenerlo en producción, que lo que se obtiene de la venta de los hidrocarburos producidos (porque las condiciones del mercado en ese momento no son adecuadas, o debido a la demanda de ese producto), es necesario cerrar los pozos de ese yacimiento.

Se debe realizar un análisis económico para determinar las condiciones de abandono, que serán un gasto y una presión correspondiente, conocidos como **gasto mínimo económico** y **presión de abandono**. El yacimiento podrá seguir produciendo aceite, pero ya no será costeable su explotación.

VIII.3 EJEMPLO

Se desea obtener la relación del comportamiento de un yacimiento por empuje de gas disuelto con el tiempo.

Teniéndose la predicción de su comportamiento primario en la Tabla VII.1 del capítulo anterior, y además los siguientes datos disponibles:

Volumen original de aceite @ C. S.: $45 \times 10^6 \text{ m}^3$

Índice de productividad promedio de los pozos: $0.56 \text{ m}^3/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$

Gasto de abandono: $3.2 \text{ m}^3/\text{día}/\text{pozo}$

Se mantiene durante la explotación la relación $p_{vr} = 0.75 p_{vno}$; los valores de μ_o vs. p y K_{ro} vs. S_r para este ejemplo se encuentran en las Figs. VIII.1 y VIII.2.

Solución:

Observando la Tabla VIII.1, las columnas (1), (2), (5) y (8) se obtienen de datos de la Tabla VII.1.

Haciendo uso de la Ec. VIII.2, los valores del gasto a diferente presión se encuentran en la columna (7). El volumen de aceite producido en cada período (columna (10)) se obtiene a partir de la expresión $\Delta N_p = N \Delta Rec$. Por último, el tiempo de explotación para cada período, se obtiene con la Ec. VIII.3 (columna (12)). Se iniciará el cálculo a partir de $p_b = 200 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

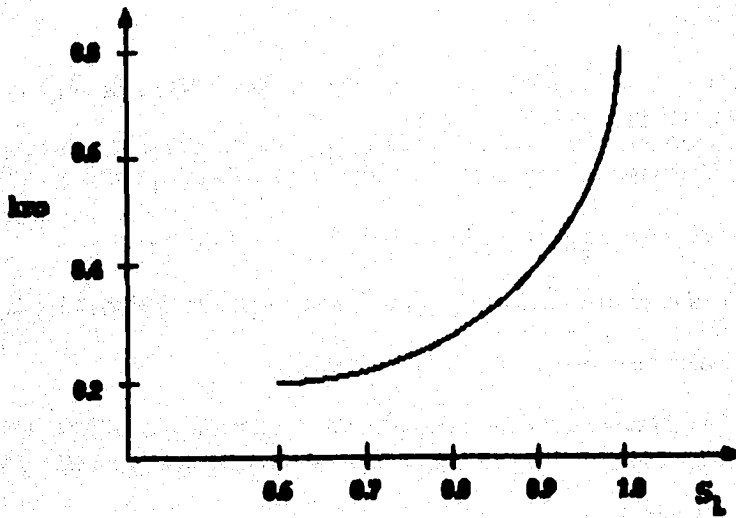


Fig. VIII.1 Gráfica de permeabilidad relativa al aceite contra saturación de líquido.

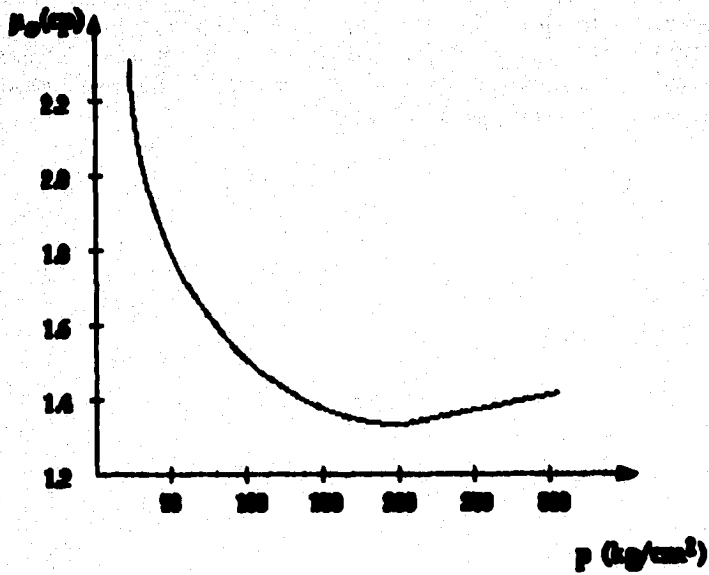


Fig. VIII.2 Gráfica de viscosidad del aceite contra presión.

Tabla VIII.1 Distribución del tiempo requerido para la explotación de un yacimiento productor por empuje de gas disueltos

1 p kg/cm ²	2 So	3 Kro Fig. VII.1	4 po Fig. VII.2	5 Bo	6 q _{0t} Ec. VII.2	7 Rec	8 ΔRec	9 ΔNp Ma Rec	10 q _{0t} m ³ / día	11 Δt ΔNp/q _{0t}	12 t acumul.	13 t años
200	0.8	1	1.263	1.44	1344	0.02361	0.02361	1062450	1344	791	791	2.17
190	0.7866	0.957	1.297	1.431	1197.4	0.03393	0.01032	464400	1270.7	366	1157	3.17
180	0.7701	0.865	1.324	1.421	1011.4	0.04754	0.01361	612450	1109.4	552	1709	4.7
170	0.7506	0.778	1.36	1.41	842.9	0.06441	0.01687	759150	927.2	819	2528	6.93
160	0.728	0.684	1.39	1.398	688.3	0.08479	0.02038	917100	765.6	1198	3726	10.21
150	0.7043	0.6	1.43	1.389	553.8	0.1089	0.02411	1084950	621.1	1747	5473	15
140	0.6836	0.527	1.465	1.372	448.6	0.12432	0.01542	693900	501.2	1385	6858	18.79
130	0.6649	0.473	1.511	1.359	365.9	0.14013	0.01581	711450	407.3	1747	8605	23.58
120	0.6477	0.426	1.552	1.345	299.3	0.15366	0.01353	608850	332.6	1831	10436	28.59
110	0.6319	0.388	1.606	1.331	244	0.16562	0.01196	530200	271.7	1982	12418	34
100	0.6174	0.348	1.659	1.317	194.7	0.17609	0.01047	471150	219.4	2148	14566	39.91
90	0.6035	0.314	1.723	1.302	153.9	0.18537	0.00928	417600	174.3	2396	16962	46.48

t final

REFERENCIAS

- 1: Garalcochea, F. "Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.

CAPITULO IX

FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

El éxito del desarrollo de un yacimiento petrolero, depende en gran parte de una planificación eficiente. La mejor forma de lograr esto es haciendo una predicción correcta del comportamiento.

Debido a que las características de cada yacimiento son diferentes, también lo será su comportamiento. Por esto es importante identificar de qué forma y en qué magnitud influye cada una de dichas características en la recuperación que pueda obtenerse del yacimiento.

En este capítulo, se estudiarán los yacimientos con empuje principalmente de gas disuelto liberado, explicando la influencia de las características del yacimiento; los cambios que se introducen y la información, se manifiestan mediante una modificación en la recuperación calculada del yacimiento.

Esto significa, que no son propiamente factores que puedan ser modificados en el yacimiento, sino que simplemente son características que analíticamente podemos hacer variar, para estudiar la influencia de éstas sobre la recuperación calculada, mediante algún método de predicción del comportamiento (Tamer, Muskat, Taylor). Es por esto que se mencionan como factores que modifican el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado, a los siguientes:

- Viscosidad del aceite.
- Presión inicial del yacimiento.
- Solubilidad del gas en el aceite.
- Forma de la curva de permeabilidades relativas.
- Saturación de agua intersticial.
- Tamaño relativo del casquete de gas.
- Inyección del gas producido.

IX.1 VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_0)

La forma en que los hidrocarburos son aportados del yacimiento a la superficie, es mediante un flujo en el medio poroso y posteriormente en las tuberías verticales y horizontales. De manera que entre mayor facilidad tengan los hidrocarburos de fluir, se tendrán menores caídas de presión para desplazar a éstos hasta la superficie; es decir, que entre mayor facilidad de flujo exista, se tendrá mayor recuperación para la misma caída de presión, que cuando exista dificultad al flujo.

Resulta fácil comprender que entre mayor viscosidad tenga un aceite, tendrá menor facilidad de fluir, manifestándose en menor recuperación. Si además junto con el aceite se está desplazando gas, éste fluirá con mayor facilidad que el aceite, pues su viscosidad es muy inferior a la de los líquidos, provocando que la energía del yacimiento decline con mayor rapidez y como consecuencia se recupere menor cantidad de aceite.

Para explicar más detalladamente lo expuesto en el párrafo anterior, se analizará gráficamente cómo varían la recuperación (Rec) y la relación gas-aceite (R), para dos tipos de aceite, uno de baja viscosidad y otro de alta viscosidad, lo mismo que las del yacimiento.

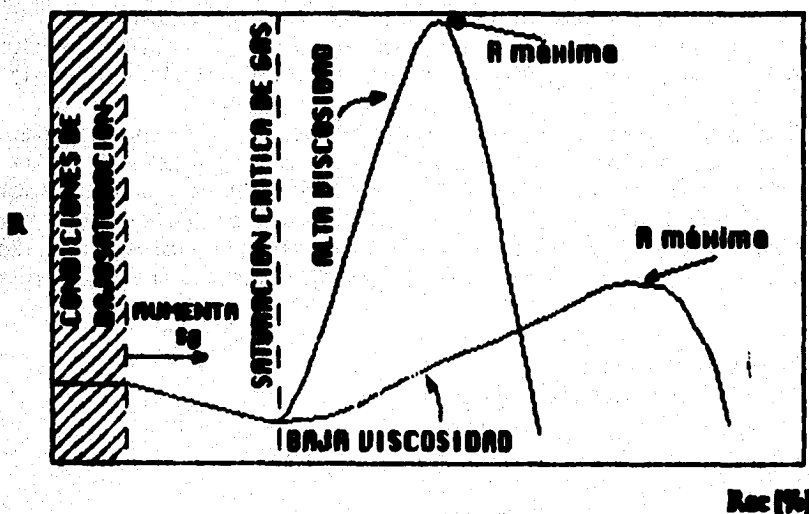


Fig. IX.1 Variación de la relación gas-aceite, contra la recuperación, para dos tipos de aceite, uno de alta viscosidad y otro de baja viscosidad.

De la Fig. IX.1 se aprecia que durante el período de bajosaturación del yacimiento, la R se mantiene constante pues todo el gas que se libera, lo hace en las tuberías, llegando en su totalidad a la superficie. A partir de que se inicia la liberación de gas en el yacimiento, decaerá la R mientras no se alcance la saturación crítica de gas, debido a que el gas que se libera en esta etapa dentro del yacimiento, se está quedando atrapado en los poros de la roca, llegando a la superficie solamente el gas que se libera dentro de las tuberías.

En el punto en que se alcanza la saturación crítica de gas, cambia la concavidad de la curva de R, para empezar a incrementarse posteriormente a medida que aumenta la recuperación. Este aumento se debe a que a partir de que se rebasa la saturación crítica de gas, también se incrementará progresivamente su movilidad, llegando a la superficie cada vez mayor cantidad de gas. El motivo por el que R se incrementa más en el aceite de alta viscosidad, es porque la diferencia entre las movilidades del gas y un aceite así, será mayor que la diferencia entre las movilidades del gas y un aceite poco viscoso.

El momento en el cual cesará de incrementarse R, alcanzando su valor máximo, será cuando la diferencia entre la presión de fondo del yacimiento y la presión de la superficie, sea tan pequeña que el incremento de volumen que sufre una masa de gas sea mínimo, a la vez que el aceite ya no se encogerá tanto al subir, debido a que el gas que le queda en solución es muy poco. Es decir, que tanto como B_0 como B_g se aproximan a la unidad.

Posteriormente, cuando el aceite sea más pobre en gas disuelto, entonces llegará a la superficie cada vez menos cantidad de gas y casi sin aumentar el volumen sin emerger a la superficie, reflejándose en una disminución drástica de R.

Se puede apreciar que la curva que representa el comportamiento de un aceite de alta viscosidad, presenta cambios más bruscos en las variaciones de R, por lo que es fácil suponer que esto se debe a la mayor diferencia de movilidades entre el gas y un aceite viscoso. La eficiencia con que el gas desplace al aceite disminuye entre mayor sea la diferencia de movilidades entre ambos; consecuentemente, a menor aceite desplazado se tendrá menor recuperación.

IX.2 PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO

Para un yacimiento saturado, la máxima presión inicial que éste puede presentar es la presión de burbujeo, a la cual también se tiene la máxima cantidad de gas en solución, pues si el yacimiento presenta una presión mayor a la burbujeo, la cantidad de gas en solución será la misma (la máxima), pero el yacimiento será bajosaturado y no es objeto de estudio de este capítulo.

Para presiones iniciales menores a la presión de burbujeo, la cantidad de gas en solución también será menor y existirá gas libre que a través del tiempo geológico se ha segregado y formado un casquete de gas por lo que el empuje de un yacimiento así, ya no será principalmente por empuje de gas disuelto liberado, sino

por casquete de gas, saliéndose también del objetivo de estudio de este capítulo.

La presión inicial, que se analiza aquí, es más bien la presión de burbujeo. ¿Qué sucederá si la presión de burbujeo es mayor o menor?, para un yacimiento al que se consideran constantes sus otros factores y condiciones. La presión de burbujeo se considera como inicial, no porque el yacimiento se haya descubierto exactamente a dicha presión, sino porque es el momento en el que se empieza a estudiarlo como saturado, siendo la presión de burbujeo, su primera presión como yacimiento saturado.

Para comparar lo que sucede con un mismo yacimiento, si se le asignan tres diferentes presiones de burbujeo, deben analizarse las siguientes figuras:

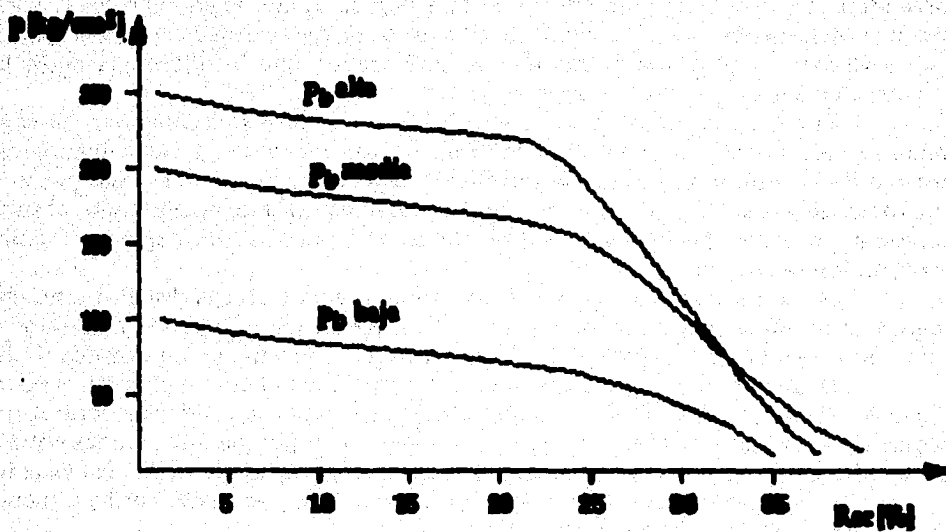


Fig. IX.2 Variación de la presión contra la recuperación en un yacimiento saturado, considerando tres presiones iniciales (presiones de burbujeo).

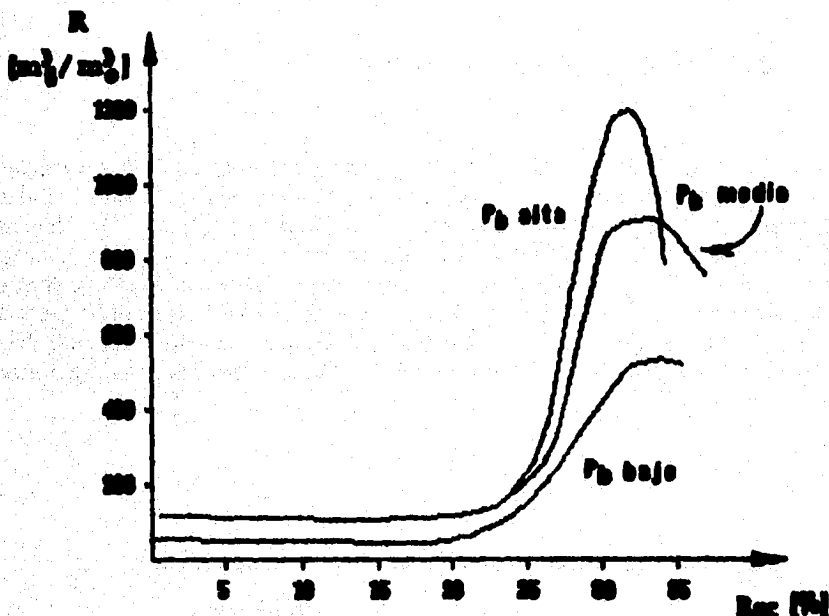


Fig. IX.3 Variación de la relación gas-aceite, contra la recuperación, en un yacimiento saturado, considerando tres presiones iniciales.

Se observa que las recuperaciones, para las tres diferentes presiones de burbujeo, son muy parecidas, aunque la recuperación es ligeramente menor para la p_b mayor, que para la p_b media. Esto se atribuye a que a una p_b alta, la elevada cantidad de gas en solución provocará una elevada producción de gas y fuertes variaciones de R , debido a las diferencias de movilidades, provocando que las pérdidas de energía del yacimiento sean mayores, además de que el encogimiento del aceite será mayor mientras más gas en solución contenga. A diferencia de esto, para la p_b media ($p_b=200 \text{ kg/cm}^2$), las variaciones de R no serán tan drásticas, teniéndose menores pérdidas de energía, además de que se tendrá un menor encogimiento del aceite; en consecuencia, se obtendrá ligeramente mayor recuperación.

Para el caso de la p_b más baja ($p_b=100 \text{ kg/cm}^2$), la recuperación es aún menor que para las presiones anteriores, debido a que la cantidad de gas en solución es muy inferior, por lo que el yacimiento cuenta con menor energía para el empuje que proporciona el gas disuelto liberado. Esto repercute en un ligero decremento de la recuperación, a pesar de que el aceite sufrirá menor encogimiento al extraerse y que las variaciones de R son menos pronunciadas; existen menos pérdidas de energía por producción de gas que en los casos anteriores.

IX.3 SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE

Quando el yacimiento se encuentra en condiciones de bajosaturación, todo el gas se encuentra disuelto en el aceite (R_s), hasta el momento en el cual se alcanza la presión de saturación. A esta presión la cantidad de gas en solución que contenga el aceite será proporcional a la cantidad de energía con que inicia su explotación el yacimiento en condiciones de saturación. Es por esto que a mayor cantidad de gas en solución, se tendrá mayor recuperación. Contrariamente, cuando la cantidad de gas en solución es elevada, se tiene menor recuperación que cuando el aceite tiene menos gas disuelto. Para interpretar esto, obsérvense las siguientes figuras:

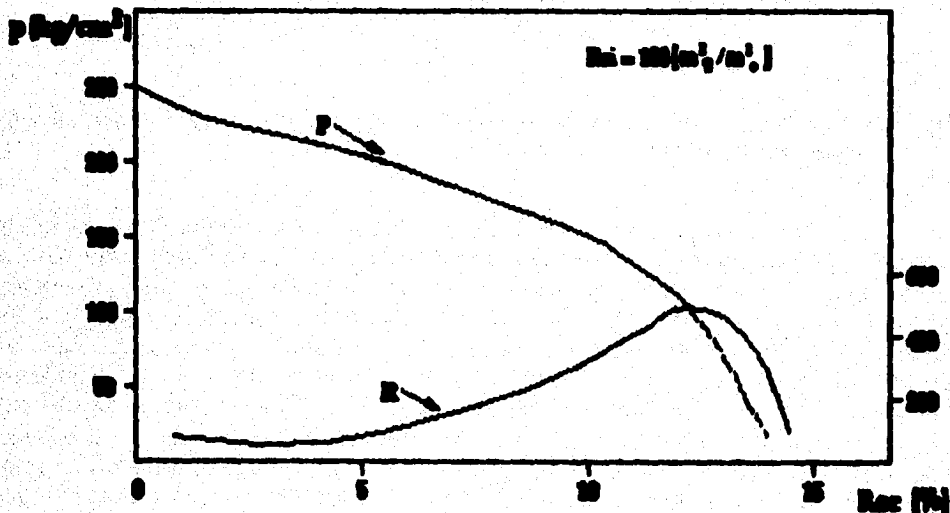


Fig. IX.4 Comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado y alta solubilidad de gas en el aceite.

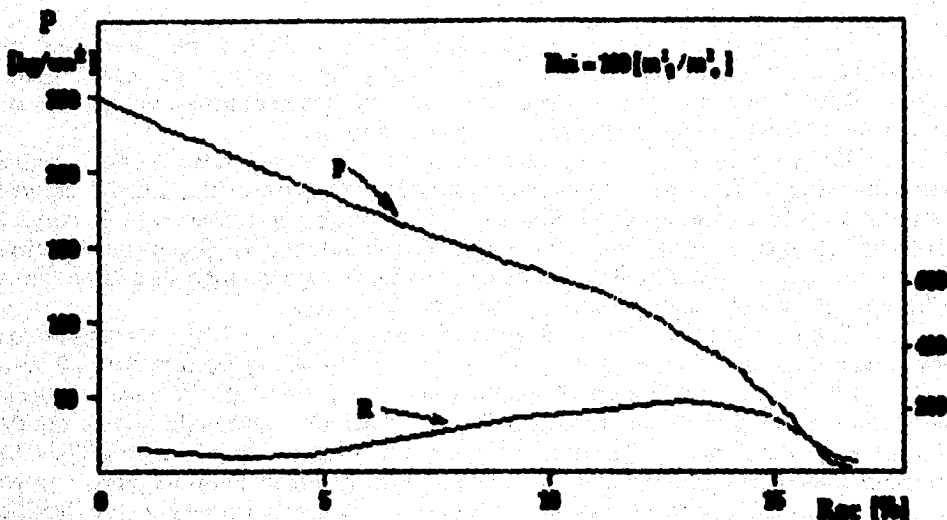


Fig. IX.5 Comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado y baja solubilidad del gas en el aceite.

En ambas figuras se aprecia que la variación de las caídas de presión tiene relación directa con la variación de la relación gas-aceite (R), pues en el caso de alta solubilidad, la pendiente de la curva de presión decrece bruscamente al incrementarse los valores de R, manifestándose en una menor recuperación.

En cambio, para el caso de baja solubilidad, las curvas también tiene una relación directa, pero las pendientes son más suaves, manifestándose en una mayor recuperación.

La interpretación de estas gráficas es que para el aceite de alta solubilidad, existe una elevada liberación de gas, alcanzando éste rápidamente la saturación crítica de gas, ganando rápidamente mayor movilidad al aceite, ocasionando que se pierda la energía del yacimiento; se obtiene menor recuperación. Esto sucede en menor escala al existir una menor solubilidad.

IX.4 FORMA DE LA CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Para entender la influencia que tiene la forma de la curva de permeabilidades relativas, sobre el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado, se deben interpretar antes las características y variaciones de dicha curva. Obsérvese la Fig. IX.6, con curvas hipotéticas.

En la Fig. IX.6-A, se observan dos curvas de variación de k_{rg}/k_{ro} contra saturación de líquido; ambas curvas presentan pendientes parecidas, pero la curva 1 se encuentra más cargada a la izquierda que la curva 2; esto implica que la curva 2 representa un yacimiento para el cual la permeabilidad relativa al gas será siempre bastante mayor que la permeabilidad relativa al aceite, para las mismas saturaciones de líquido que para el yacimiento que representa la curva 1.

Como ejemplo, si la saturación de líquido es de 77%, el cociente de permeabilidades relativas, para la curva 1 será $k_{rg}/k_{ro}=0.1$ y para la curva 2 será $k_{rg}/k_{ro}=4.0$. Esto significa que el yacimiento que representa la curva 2, tiene condiciones más favorables para la movilidad del aceite; además de que se puede apreciar claramente, que en la curva 2 la saturación crítica de gas es nula ($S_{og}=0$), implicando que la primera burbuja de gas que se libere, no se acumulará en el poro, sino que se moverá con el flujo, sin que se aproveche la energía que podría proporcionar ésta al expandirse dentro del poro y expulsar de este al aceite. En cambio para la curva 1, si existirá una saturación crítica de gas que será de 15% (de la Fig. IX.6-A), aprovechándose así el empuje proporcionado por el gas, sin pérdidas de energía por producción de gas, mientras no se alcance una S_g de 15%.

A partir de las observaciones anteriores de las curvas 1 y 2, se deduce que se tendrá mayor recuperación y cambios menos bruscos de R, en curvas que se presenten más cargadas a la izquierda, como es el caso de la curva 1.

En la Fig. IX.6-B, se observan también dos curvas de variación de k_{rg}/k_{ro} contra la saturación de líquido; ambas curvas presentan la misma saturación crítica de gas ($S_{og}=15\%$) y diferentes pendientes. La mayor pendiente la presenta la curva 3, implicando que presenta menores coeficientes k_{rg}/k_{ro} , para las mismas saturaciones de líquido que los presentados por la curva 4.

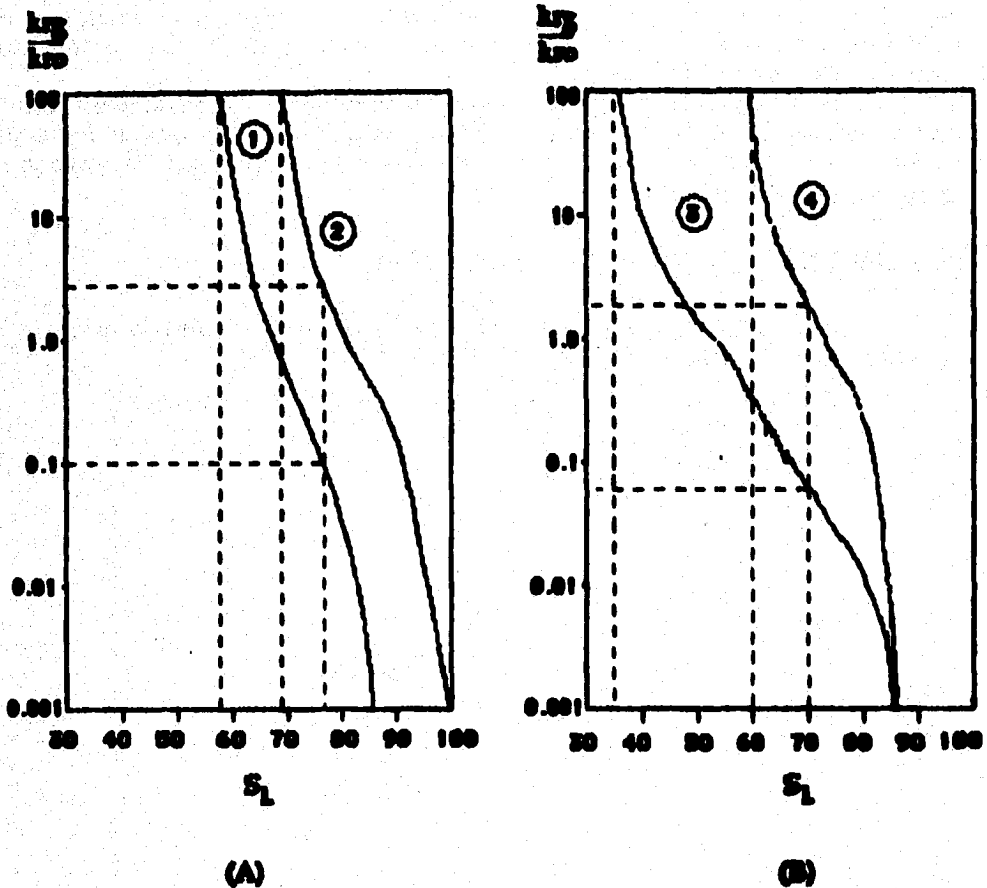


Fig. IX.6 Gráficas hipotéticas de la relación de permeabilidades contra la saturación de líquido.

Otra importante desventaja que representa esta última curva, es que para saturaciones de líquido inferiores al 60%, prácticamente fluiría sólo gas hacia los pozos, sin poder reducirse el 40% de aceite de los poros (aceite residual), suponiendo que no se produce agua, la cual representa el 20% restante (Saturación de agua congénita), de espacio poroso. En cambio, para que esto suceda en la curva 3, la saturación de líquido deberá ser inferior al 35%, de la cual, haciendo la misma suposición, el 20% sería agua congénita y el 15% de aceite residual.

Si se hace la misma comparación que con las curvas 1 y 2, resulta que el yacimiento que representa la curva 3, ofrece las mejores condiciones de permeabilidad, para obtener mayor recuperación, que en los yacimientos representados por las otras curvas.

La determinación de estas curvas ya en términos reales debe ser lo más precisa posible, pues su influencia sobre la predicción del comportamiento del yacimiento es determinante. Los factores que influyen para modificar su forma ya se discutieron en el Capítulo III.

IX.5 SATURACION DE AGUA CONGENITA

Para poder interpretar la influencia que tiene la saturación de agua congénita sobre la recuperación, obsérvese la Fig. IX.7.

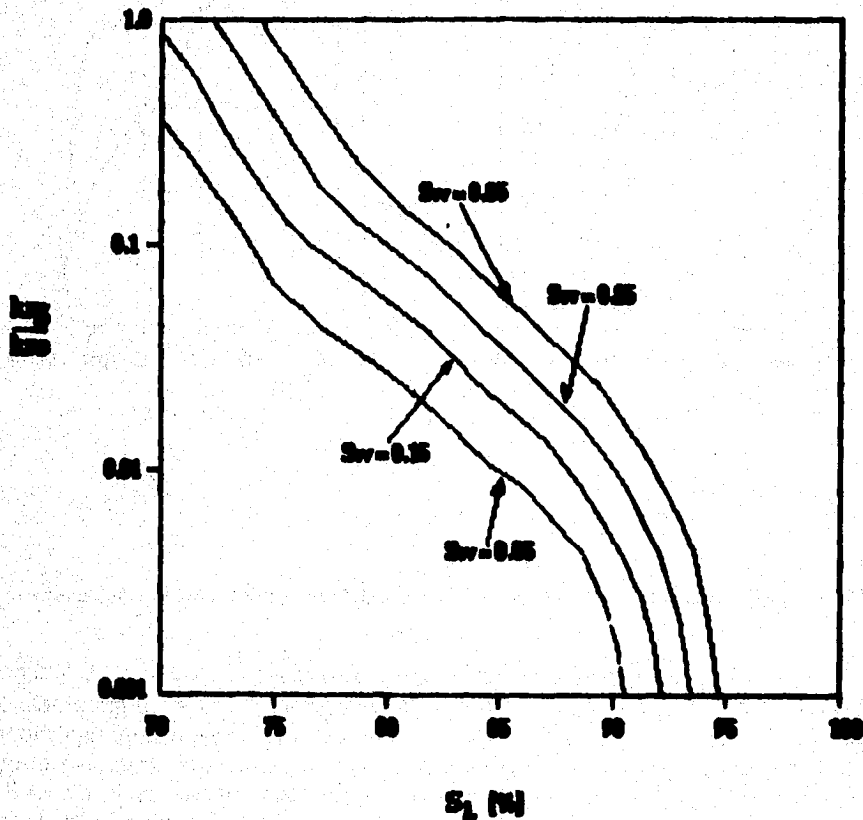


Fig. IX.7 Curvas de k_{rg}/k_{ro} contra saturación de líquido, para diferentes saturaciones de agua, obtenidas de correlaciones.

De la Fig. IX.7 se aprecia que al aumentar la saturación de agua, la curva de k_{rg}/k_{ro} contra S_i se carga a la derecha, y como consecuencia los valores del cociente de permeabilidades relativas se incrementan, obteniéndose menor recuperación, por la situación expuesta en el subtema anterior.

La interpretación del aumento del cociente de permeabilidades al aumentar la saturación de agua congénita es la siguiente:

Al ser mayor la saturación de agua, es mayor el espacio del poro ocupado por agua, representando mayor dificultad para el gas que intenta acumularse dentro del poro, pues tendría que desplazar además del aceite al agua que tiene todavía mayor densidad.

Consecuentemente, el gas tiene que fluir primero del poro, reduciéndose así el valor de la saturación crítica de gas y manifestándose en la gráfica como un desplazamiento hacia la derecha de la curva de permeabilidades.

En conclusión, a mayor saturación de agua, mayor permeabilidad relativa al gas y menor recuperación.

IX.6 TAMAÑO DEL CASQUETE DE GAS

Un yacimiento, que al descubrirse tiene su presión inicial muy inferior a la presión de burbujeo, es un yacimiento con un casquete de gas, pues a través del tiempo geológico, el gas tuvo que segregarse, por muy baja permeabilidad vertical que el yacimiento haya tenido.

En el Capítulo I se analizaron los diferentes mecanismos de empuje y su influencia sobre el comportamiento del yacimiento.

El empuje por expansión del casquete de gas, es un mecanismo de empuje más efectivo que el empuje por gas disuelto liberado, pues con una explotación adecuada del yacimiento, las caídas de presión son mucho menores que cuando actúa solamente el empuje por gas disuelto liberado.

La compresibilidad del gas es muy grande, consecuentemente su capacidad de expansión; por otra parte, entre mayor cantidad de gas exista, se tendría mayor capacidad de desplazar aceite, aumentando la recuperación. Obsérvese la siguiente figura:

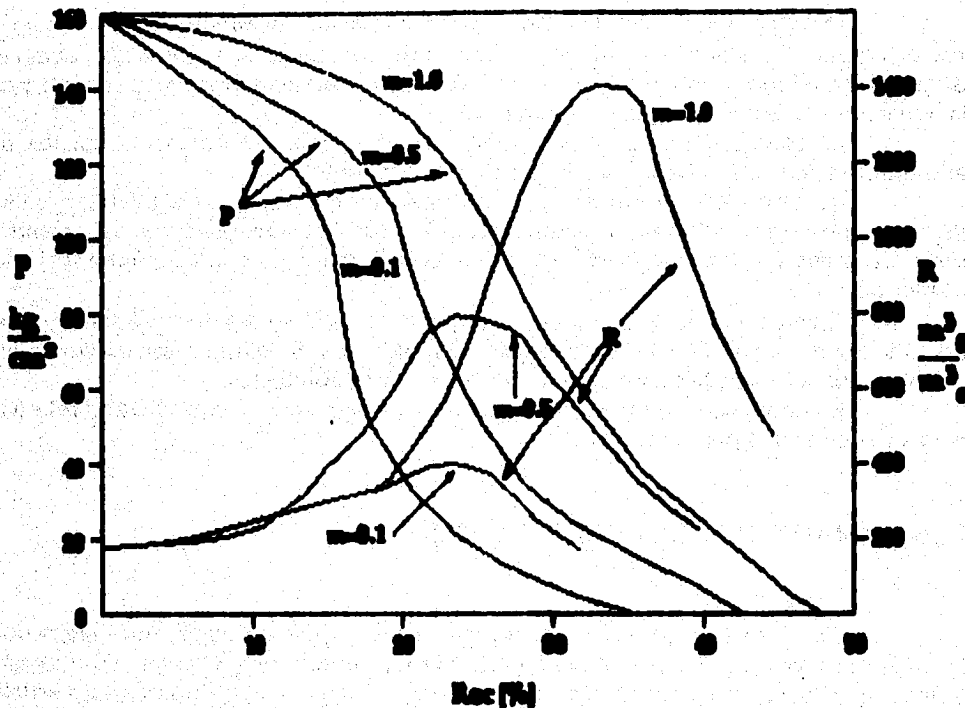


Fig. IX.8 Efecto del tamaño del casquete sobre el comportamiento de un yacimiento saturado.

IX.7 INYECCION DEL GAS PRODUCIDO

Un yacimiento saturado, que produce por empuje de gas disuelto liberado, tendrá mayores pérdidas de presión, para una determinada recuperación, que un yacimiento que produce por empuje del casquete de gas; como ya se analizó anteriormente, la energía del yacimiento se pierde cuando el gas es expulsado de éste (producido).

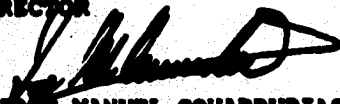
Si el yacimiento presentara una apropiada permeabilidad vertical y además se controlaran los ritmos de explotación, se darían las condiciones de segregación gravitacional, para que el yacimiento formara un casquete de gas. Pero si esto no sucede, existe la alternativa de formarle un casquete al yacimiento,



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
Ciudad Universitaria, a 9 de diciembre de 1993
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS•EGLM•gtg

JM.

171

FALTA PAGINA

n° 172a la.....

CAPITULO X

EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS

En el Capítulo I se estudiaron los tipos de empuje, y se analizó el empuje por entrada de agua, el cual presenta condiciones bastante favorables para obtener mayores recuperaciones, debido a que no permite grandes caídas de presión.

En este capítulo se considera como yacimiento al sistema roca-fluidos que originalmente se localiza por encima del nivel agua-aceite y como acuífero, al sistema roca-fluidos localizado originalmente por debajo de dicho nivel, y comprende toda la formación que presenta continuidad y cuyo fluido saturante sea agua, el cual normalmente es el único que tiene movimiento dentro del acuífero, ver Fig. X.1.

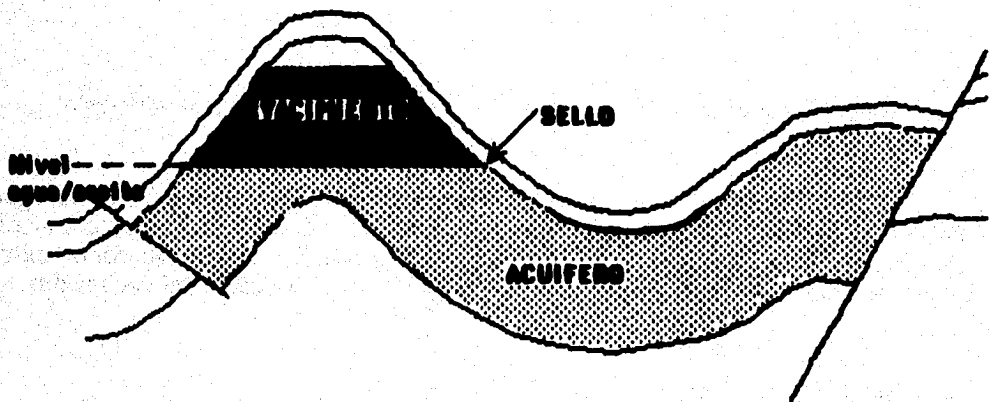


Fig. X.1 Representación esquemática de un yacimiento con un acuífero asociado.

La entrada de agua que se debe evaluar, es el total de agua que ha entrado o invadido el sistema rocoso, que originalmente contenía hidrocarburos; es decir, el agua que ha traspasado el límite original agua-aceite, del acuífero al yacimiento. Obsérvese la Fig. X.2.

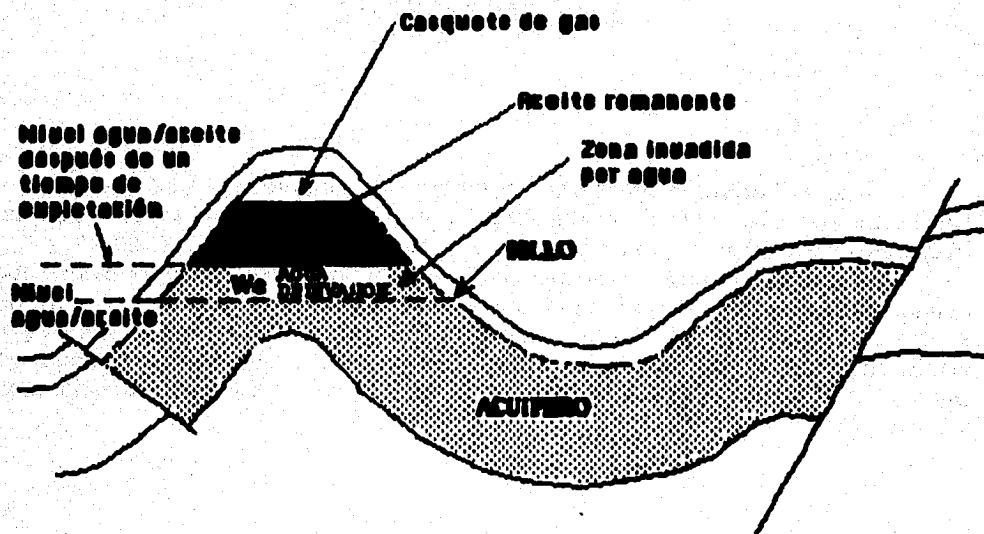


Fig. X.2 Representación esquemática de la cantidad de agua que entra a un yacimiento.

El comportamiento de la presión de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción, entre otros factores. Es fundamental determinar la magnitud de dicha entrada de agua. Esta determinación puede hacerse por métodos diversos a partir de datos recopilados de la historia de producción del yacimiento.

X.1 CLASIFICACION DE LOS ACUIFEROS

El principal beneficio que un acuífero ofrece para la explotación del yacimiento es mantenerlo represionado, evitándole mayores caídas de presión. Es por esto que atendiendo a la capacidad de evitar las caídas de presión en el yacimiento, se hace la siguiente clasificación de los acuíferos:

1. Limitados con fuente de abastecimiento externo.
2. Infinitos.
3. Limitados.

Los acuíferos limitados, con fuente de abastecimiento en la frontera externa, como su nombre lo indica, son acuíferos que tienen abastecimiento de agua en su frontera opuesta a la frontera acuífero-yacimiento. Obsérvese la Fig. X.3.

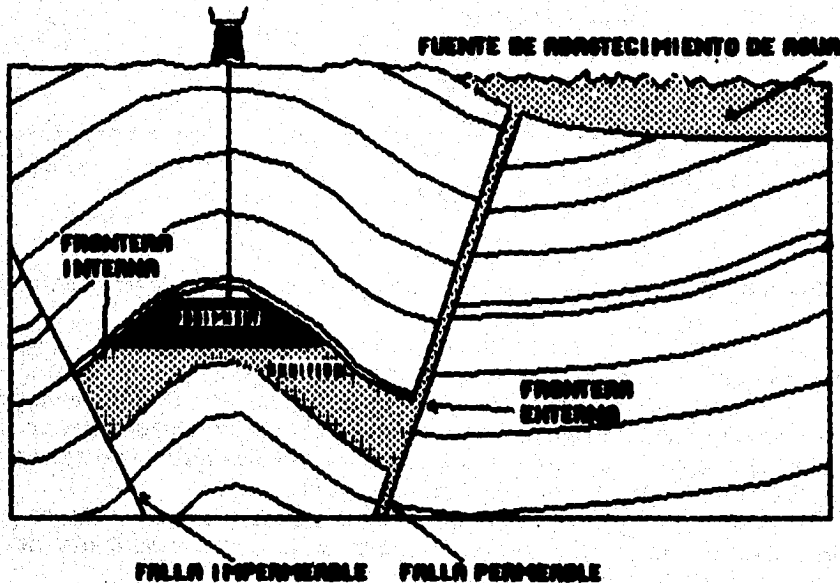


Fig. X.3 Representación esquemática de un acuífero asociado, con fuente de abastecimiento en la frontera externa.

Para este tipo de acuíferos, después de un determinado tiempo de explotación, la distribución de la presión no cambia, debido a que la fuente de abastecimiento actúa cuando la presión en la frontera externa del acuífero se abate lo suficiente. Obsérvese la Fig. X.4.

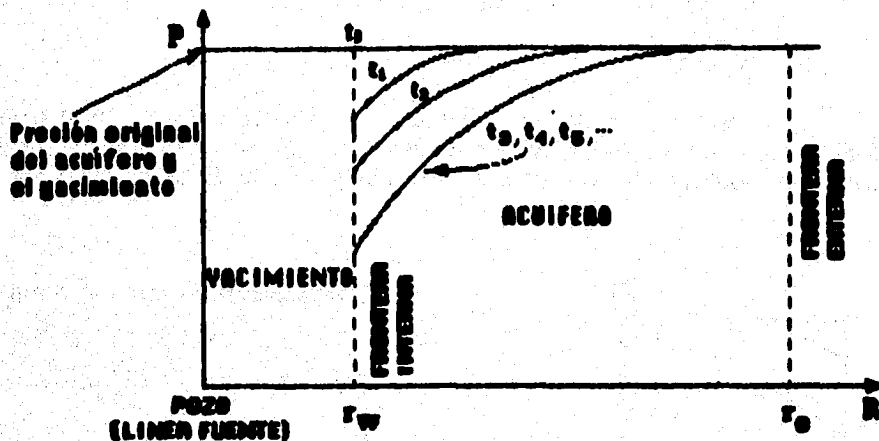


Fig. X.4 Distribución de presiones en un acuífero limitado, con fuente de abastecimiento externo.

En la figura anterior se aprecia que a partir del tiempo t_1 , la presión se hace constante con el tiempo; es decir, se alcanza flujo en régimen permanente.

Cabe aclarar que la frontera externa para este tipo de acuíferos, que se representa tanto en la Fig. X.3 como en la Fig. X.4, es imaginaria pues en realidad, al existir flujo desde la fuente de abastecimiento, significa que no existe una referencia tangible que marque un punto donde termina el acuífero.

Este tipo de acuífero puede darse por diversas condiciones geológicas, afloramientos de la roca porosa almacenante, por afloramiento de una roca conductora, fallas permeables, etc.

Se considera que un acuífero es infinito cuando el abatimiento de presión transmitido del yacimiento al acuífero, no alcanza la frontera externa de éste, durante la explotación del yacimiento. Esto significa que a lo largo de la extensión del yacimiento, la presión de éste ascenderá desde la p_w de un pozo imaginario en el centro del yacimiento hasta la presión máxima en la frontera acuífero-yacimiento, que es menor que la p_1 (presión original), manifestándose una baja presión en las zonas del acuífero próximas al yacimiento. Pero debido al tamaño tan grande del acuífero, la disminución de presión no alcanzará a manifestarse hasta las zonas más retiradas de este, aún para tiempos posteriores de explotación.

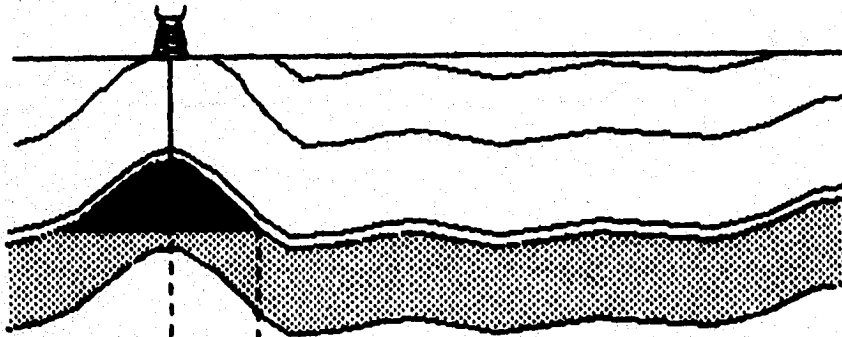


Fig. X.5 Representación esquemática de un yacimiento con un acuífero infinito asociado.

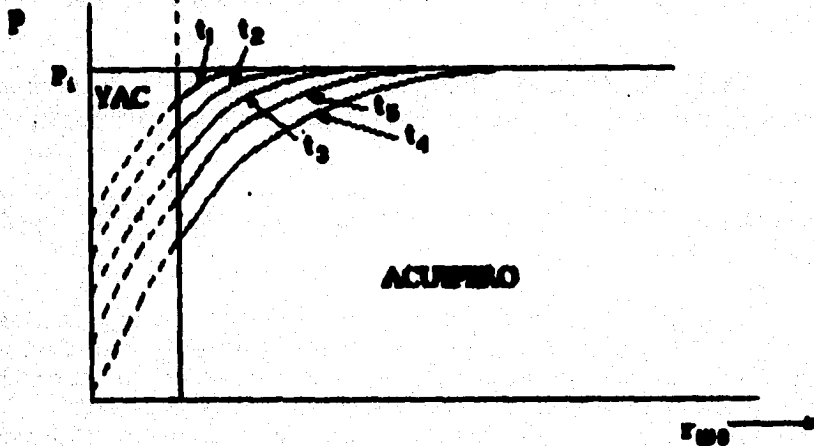


Fig. X.6 Distribución de presiones a diferentes tiempos en un acuífero infinito.

Un acuífero limitado es aquél que después de un determinado tiempo de explotación del yacimiento, el abatimiento de presión alcanza la frontera externa del acuífero. La representación de este tipo de acuífero se muestra en la Fig. X.1; su distribución de presiones se presenta en la Fig. X.7:

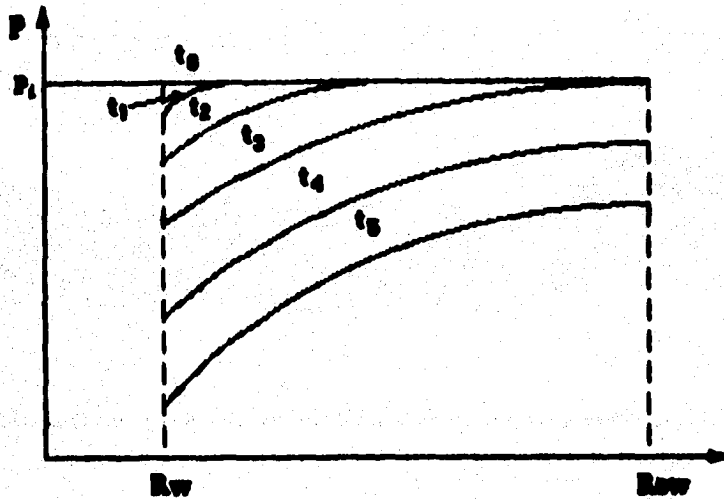


Fig. X.7 Distribución de presiones en un acuífero finito o limitado.

De la Fig. X.7 se aprecia que en un acuífero limitado, la presión en la frontera externa (R_w) disminuye a partir de un determinado tiempo (t_1).

X.2 DETERMINACION DE LA ENTRADA ACUMULATIVA DE AGUA

Para calcular el comportamiento de entrada de agua del acuífero al yacimiento, existen diversas ecuaciones se verán posteriormente. Para establecer cuál de estas ecuaciones se ajusta al comportamiento pasado de entrada de agua, es necesario contar con datos de diferentes tiempos de explotación (t), con sus respectivas presiones (p). El tiempo y la presión son datos históricos del yacimiento; la entrada de agua se obtiene utilizando la ecuación de balance de materia (EBM).

Para yacimientos bajosaturados:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N B_o i c_o \Delta' p,$$

X.1

donde $\Delta' p$ es la caída de presión, de la p inicial a la p media del yacimiento.

Para yacimientos saturados:

$$W_e = N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] + W_p B_w - N (B_t - B_{t1}) - N_m B_{t1} (B_g / B_{g1} - 1) \quad X.2$$

De esta forma, se obtienen resultados que se pueden tabular y graficar de volumen de agua de invasión (entrada de agua acumulativa), contra t y p .

El acuífero responde a cada caída de presión en forma independiente y el efecto total es igual a la suma de las perturbaciones en la presión, provocadas por cada abatimiento considerado en particular.

Para ilustrar este fenómeno, supóngase un yacimiento con una presión inicial p_i , al que repentinamente se le abate la presión en Δp_1 y se mantiene en un valor \bar{p}_1 desde un tiempo t_0 , hasta un tiempo t_1 , ver Fig. X.8.

Esta perturbación en la presión se transmitirá hacia el acuífero a un ritmo que dependerá de las propiedades de difusión de dicho acuífero; es decir, del valor de la constante de difusión η , definida como: $\eta = k / (\mu_v \phi c_o)$.

Supóngase que posteriormente, al tiempo t_1 , se provoca un segundo abatimiento de presión a partir de p_1 también repentino; el valor abatido

esta vez será Δp_2 , que se define como $1/2(p_1 - p_2)$ y no como $p_1 - p_2$.

En estas condiciones, el acuífero continuará respondiendo al primer abatimiento como si el segundo no hubiese ocurrido, pero además responderá al segundo, a partir de t_1 .

El efecto total de la distribución de presiones corresponde a la suma de los abatimientos, como se ilustra en la Fig. X.9.

La curva a corresponde al abatimiento Δp_1 , para el período t_1 (desde t_0 hasta t_1). La curva b corresponde a la Δp_1 , pero para el período t_2 .

X.3 APLICACION DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICION

La variación continua de la presión del contacto agua-aceite con el tiempo, se puede aproximar mediante una serie de decrementos repentinos, como se indica en la Fig. X.8.

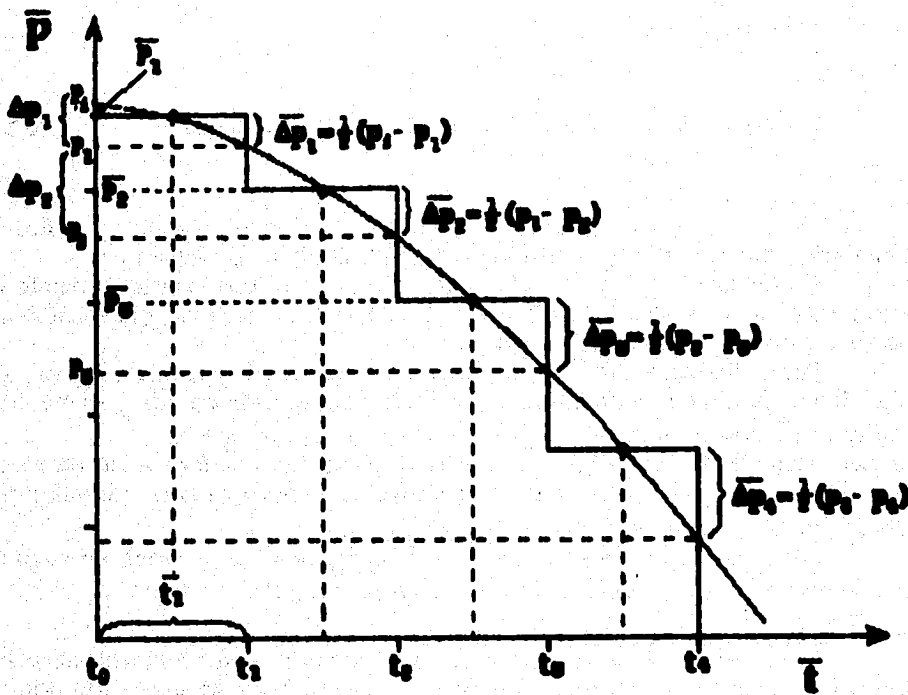


Fig. X.8 Arreglo de presiones empleado para representar aproximadamente la historia de presiones en el contacto agua-aceite.

En la Fig. X.8, \bar{p}_1 es la caída de presión existente desde el tiempo t_0 hasta el tiempo t_1 , y Δp_1 representa la caída de presión media que actuó a lo largo de todo ese período (\bar{t}_1). Lo mismo para los períodos t_2 , t_3 y t_4 , sus respectivas caídas de presión que actuaron durante esos períodos son $\bar{\Delta p}_2$, $\bar{\Delta p}_3$ y $\bar{\Delta p}_4$; así por ejemplo, $\bar{p}_1 = p_1 - \bar{\Delta p}_1$ es la presión media constante, que actúa en el período de t_0 a t_1 , como aproximación de la presión variable de p_1 a p_1 .

Estas representaciones de las caídas de presión, se utilizan en la Ec. X.3 del principio de superposición, debido a que producen menos error en los resultados que si se usaran las caídas de presión totales ($\Delta p_1, \Delta p_2, \Delta p_n$).

La curva c corresponde a la \bar{p}_2 para el período de t_1 a t_2 , sumando su perturbación a la curva b.

Cabe aclarar que las curvas d y e, representan distribuciones de presiones constantes dentro del yacimiento, porque la aproximación considera que la presión en el contacto es la misma que la de todo el yacimiento. Pero la distribución real es como la que se observa en la Fig. X.6.

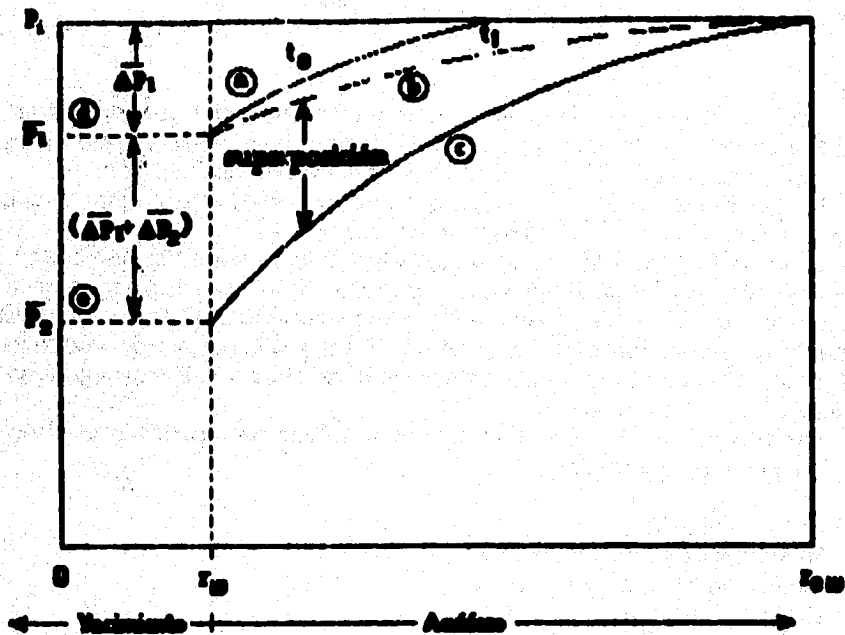


Fig. X.9 Distribución de presiones en un acuífero debido a dos abatimientos de presión impuestos a intervalos iguales.

Análiticamente, la caída de presión total se aproxima mediante la siguiente ecuación:

$$\sum_0^t \Delta p(t)^{0..n} = \Delta p_1(\bar{t})^{0..n} + \Delta p_2(\bar{t})^{0..n-1} + \dots + \Delta p_n(\bar{t})^{0..n_1} \quad X.3$$

Esta última ecuación lleva implícitas las consideraciones del principio de superposición en el tiempo. Esto puede explicarse mejor suponiendo que se hará la evaluación para tres periodos de tiempo, con sus respectivas caídas de presión. La primera caída de presión, Δp_1 , estará actuando durante los tres periodos; la Δp_2 actuará durante los periodos \bar{t}_2 y \bar{t}_3 , y el tercer abatimiento, Δp_3 , sólo lo hará durante su periodo \bar{t}_3 , por ser la última.

X.4 EVALUACION DEL EMPUJE HIDRAULICO

Las ecuaciones que evalúan la entrada del agua del acuífero, están en función de la presión y del tiempo. Son de la forma $W_e = W_e(p, t)$, donde p es la presión en la frontera acuífero-yacimiento y t es el tiempo de explotación.

La presión en el contacto agua-aceite debe obtenerse de pozos que lo atraviesan, o de pozos que están próximos a dicho contacto.

La información de pozos más retirados, sólo puede utilizarse cuando el yacimiento presenta permeabilidades muy grandes, de lo contrario se incurrirá en resultados erróneos. El mismo cuidado se debe tener cuando se utiliza como presión en el contacto, la presión media del yacimiento (\bar{p}), pues si la \bar{p} y la p del contacto no son similares; las ecuaciones podrían dar como resultado valores negativos de entrada de agua.

Las ecuaciones que generalmente se emplean para predecir el ritmo de invasión de agua del acuífero son:

- a) De Schilthuis.
- b) Simplificada de Hurst.
- c) De Van Everdingen y Hurst.
- d) De L. T. Stanley.

La aplicación de la ecuaciones c) y d), requieren de la aplicación del principio de superposición, que se explica posteriormente en este subtema.

ECUACION DE SCHILTHUIS

Esta ecuación es una aplicación de la ecuación de Darcy, de la forma:

$$W_e = K \int_0^t (p_i - p) dt, \quad X.4$$

donde

- K Constante de proporcionalidad que comprende la permeabilidad de la formación, la viscosidad del agua y el área de invasión en la frontera del yacimiento, ($m^3 / kg / cm^2$).
- p_i Presión inicial del yacimiento, igual a la presión en la frontera externa del acuífero, (kg / cm^2).
- p Presión en la frontera interna del acuífero, contacto agua-aceite original, (kg / cm^2).

t Tiempo de explotación, (días).

Esta ecuación considera que la presión en la frontera externa no sufrirá ninguna perturbación (obsérvese la definición de p_1); además representa el comportamiento de acuíferos con régimen permanente (obsérvese la integración que presenta), por lo que es fácil comprender que es aplicable a yacimientos con fuente de abastecimiento.

ECUACION SIMPLIFICADA DE HURST

$$W_e = C \int_0^t \frac{(p_1 - p)}{\log(a \cdot t)} dt, \quad X.5$$

donde

C Constante de entrada de agua,
a Constante de conversión del tiempo, [días]⁻¹
t Tiempo de explotación [días]⁻¹
 $p_1 - p$ Caída de presión en la frontera interna del acuífero [kg/cm²]

Obsérvese que en esta ecuación se introduce un denominador a la ecuación de Schilthuis, considerándose así el incremento gradual del radio de drené del acuífero.

ECUACION DE VAN EVERDINGEN Y HURST

Van Everdingen y Hurst resolvieron a la ecuación de difusión para varias condiciones en la frontera y combinaron los resultados con la ecuación de Darcy, formulando una expresión analítica que representa el comportamiento de acuíferos con flujo en régimen variable. En el desarrollo de esta expresión, ellos supusieron que:

1. Las fuerzas gravitacionales tienen un efecto despreciable en el flujo.
2. La formación (el acuífero en este caso) es homogénea y simétrica radialmente, como se muestra en el modelo de la Fig. X.10.
3. El flujo es radial y horizontal.

A pesar de estas limitaciones, se ha observado que el método proporciona buenos resultados al determinar el volumen de entrada de agua al yacimiento.

La ecuación propuesta, aproximada en forma de sumatoria, es:

$$W_e = B \sum_{i=1}^n (\Delta p)_i Q(t)_{n+1-i}, \quad \text{X.6}$$

donde:

B Constante de entrada de agua, (m³v/kg/cm²). Está dada por la ecuación:

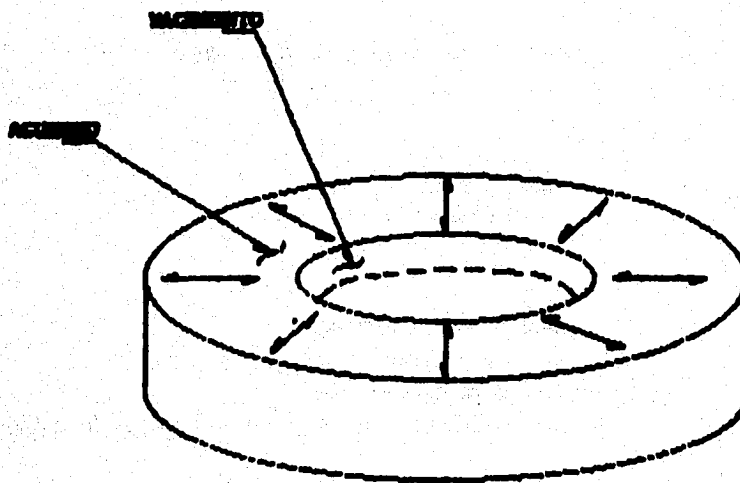


Fig. X.10 Modelo de flujo radial de un acuífero a un yacimiento.

$$B = 2\pi \phi c_e R_w^2 h, \quad \text{X.7}$$

donde

- ϕ Porosidad de la roca del acuífero, (fracción).
- R_w Radio interno del acuífero, equivalente al radio del yacimiento, (m).
- h Espesor del acuífero, (m).
- c_e Compresibilidad del sistema. En este caso:
 $c_e = (c_r + c_w / \rho_w) (\text{kg/cm}^2)^{-1}$.
- $Q(t)$ Entrada de agua adimensional. Es función del tiempo adimensional t_D , el cual está relacionado con el tiempo real por:

$$t_D = \frac{0.0083512 k t}{\phi \mu_w c_o R_w^2}$$

X.8

k	Permeabilidad de la formación del acuífero, [md]
t	Tiempo de explotación, [días]
μ_w	Viscosidad del agua, [cp]
Δp	Caída de presión en la frontera externa del yacimiento. El valor de Δp se determina de acuerdo a lo ya expuesto, para cada período de explotación, [kg/cm ²].
n	Períodos de tiempo de explotación, [adim].

En la Ec. X.6 se aplica el principio de superposición para el cálculo de la sumatoria. Así por ejemplo, si se desea determinar el valor de la sumatoria en el tercer período de explotación ($n=3$), se tiene que:

$$\sum_{i=1}^3 [(\Delta p)_i Q(t)_{t-i}] = \Delta p_1 Q(t)_3 + \Delta p_2 Q(t)_2 + \Delta p_3 Q(t)_1.$$

De esta manera se indica que la caída de presión Δp_1 , que ha estado operando durante los tres períodos, se multiplica por el valor de $Q(t)$ correspondiente al tercer período, y viceversa, la caída de presión Δp_3 , que sólo ha actuado durante un período, se multiplica por el valor de $Q(t)$ correspondiente al del primer período. De aquí se concluye que al aumentar el valor de n , el cálculo de la sumatoria no se determina agregando simplemente otro término $\Delta p \cdot Q(t)$ como se esperaría; sino que deberá hacerse todo un nuevo cálculo de la sumatoria para cada período de explotación, pues los valores de $Q(t)$ se invierten, de manera que el corresponde al de mayor tiempo, se multiplica por la primera caída de presión y viceversa.

Los valores se pueden tomar de la Figs. X.11 y X.12.

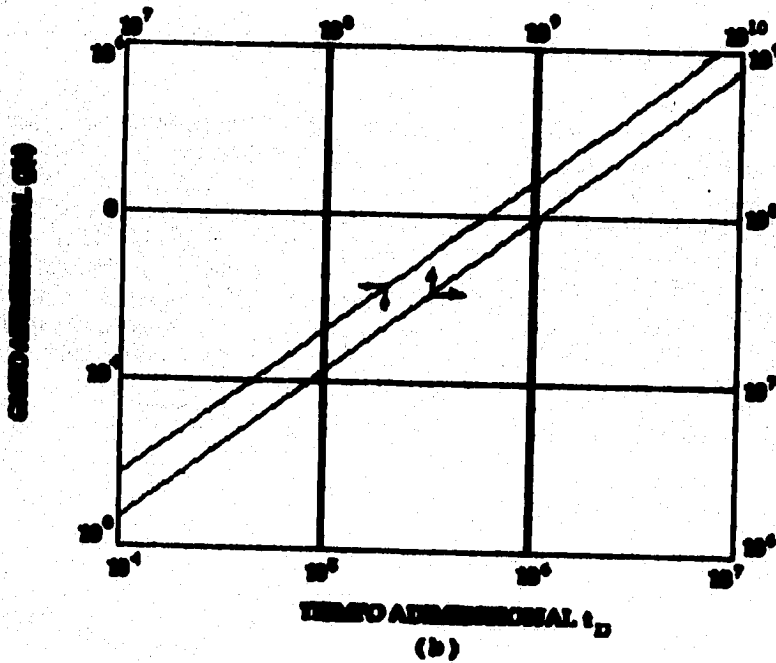
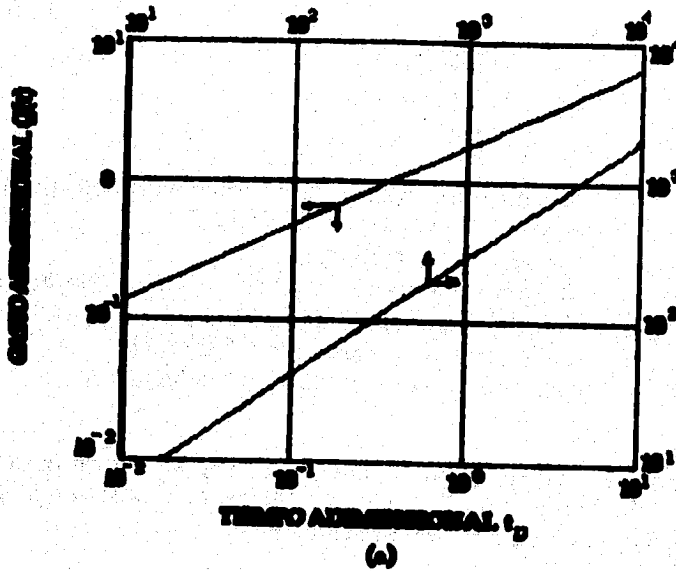
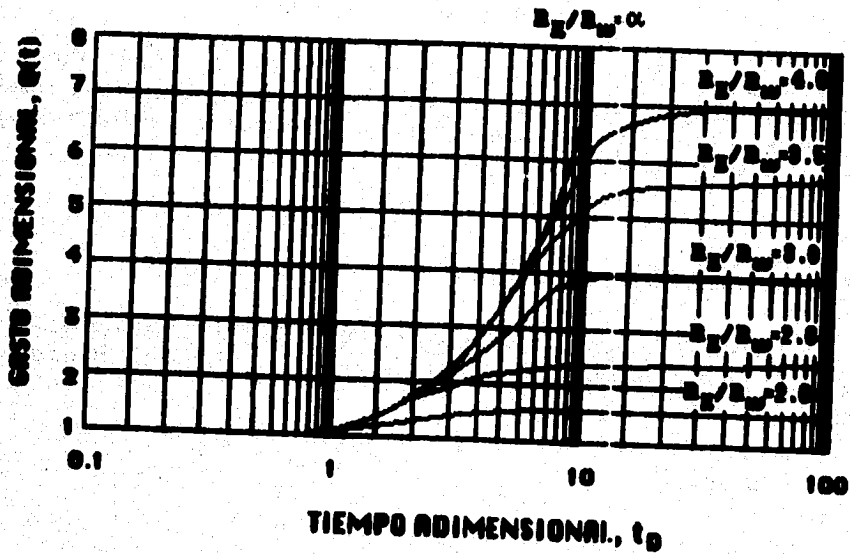
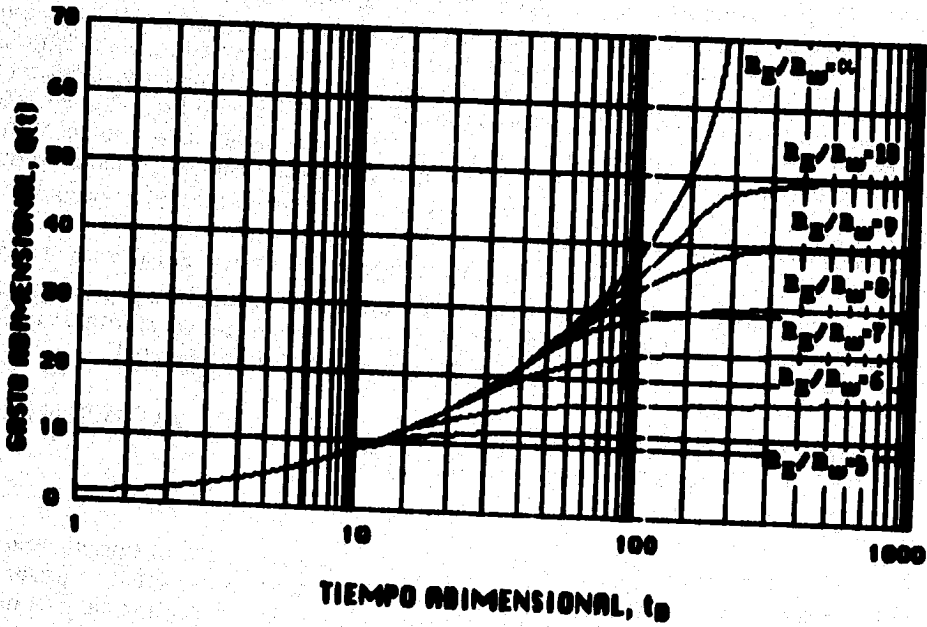


Fig. X.11 Valores de $Q(t)$ vs. t_D para acuíferos infinitos.



(a)



(b)

Fig. X.12 Valores de $Q(t)$ vs. t_D para acuíferos limitados (diferentes K_E/K_W).

ECUACION DE L. T. STANLEY

Stanley propuso un procedimiento similar -pero mucho más simplificado- al de Van Everdingen y Hurst, el cual proporciona resultados equivalentes. En consecuencia, la ecuación para determinar la entrada de agua, es semejante a la Ec. X.6:

$$W_e = C \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i (\bar{r})^{n+1-i}] \quad \text{X.9}$$

Stanley observó que las curvas de $Q(t)$ vs. t_0 , para los casos de entrada de agua radial o lineal, determinadas por Van Everdingen y Hurst, pueden relacionarse mediante la siguiente expresión:

$$Q(t) = (\bar{r})^\alpha \quad \text{X.10}$$

donde: $0.5 \leq \alpha \leq 0.8$.

Esta similitud indica que el comportamiento de los acuíferos aludidos, queda representado por una simple función exponencial del tiempo adimensional t , y que los incrementos unitarios de éste pueden seleccionarse en forma arbitraria. La Ec. X.9 se obtuvo sustituyendo la Ec. X.10 en la Ec. X.6. El valor del exponente α variará entre los límites de 0.5 y 0.8, dependiendo del tipo de flujo: lineal o radial, respectivamente. Sin embargo, se ha comprobado en la práctica que se obtienen resultados satisfactorios usando uno de estos valores límites. De este modo, es suficiente ensayar con $\alpha=0.5$ y $\alpha=0.8$, y seleccionar el valor del exponente que proporcione mejores resultados.

Cuando se presenta el caso de acuíferos limitados, el valor de la función $(\bar{r})^\alpha$ permanecerá constante a partir de cierto periodo de explotación, a semejanza del caso presentado por Van Everdingen y Hurst, en que los gastos adimensionales se mantienen constantes después de determinado tiempo adimensional.

X.5 DETERMINACION DE LA ECUACION QUE REPRESENTA LA ENTRADA DE AGUA A UN YACIMIENTO

Se ha tomado un yacimiento como ejemplo, para el que se obtuvo la entrada de agua acumulativa a diferentes periodos de explotación, a partir de la ecuación de balance de materia -Ecs. X.1 y X.2, dependiendo del tipo de yacimiento-. En la Col. 4 de la Tabla X.1 se presentan los valores obtenidos con dicha ecuación. En este caso se consideran periodos de explotación de 6 meses (182.5 días).

X.8.1 PRUEBA ECUACION DE SCHILTHUIS

Expresando la Ec. X.4 en forma diferencial, se tiene que:

$$\frac{dW_e}{dt} = K(p_i - p) \quad \text{X.11}$$

Despejando K y aproximando la ecuación por diferencias finitas:

$$K = \frac{\Delta W_e}{(p_i - p)\Delta t} \quad \text{X.12}$$

Aplicando esta expresión se obtuvieron los valores de K para los seis periodos en que se dividió la historia de explotación del yacimiento. Los resultados obtenidos en los cálculos se muestran en la Tabla X.1 (Col. 5 a 7). En la Columna 5 se indican los valores de los volúmenes de agua que entraron al yacimiento en cada periodo. En la Col. 6 se presentan los valores obtenidos al restar, a la presión inicial, la presión en la frontera existente a la mitad del periodo considerado. El valor de Δt usado fue de 182.5 días. Los valores de K, Columna 7, indican que el comportamiento de la entrada de agua no queda representado, en este caso, por la ecuación de Schilthuis.

Tabla X.1 Prueba de la ecuación de Schilthuis.

1	2	3	4	5	6	7
t	t	p	W _e (EBM)	ΔW _e	(p _i -p)	k
days	days	kg/cm ²	m ³ _w	m ³ _w	kg/cm ²	Ec. X.12
0	0	266.67	0	0	0	61.73
0.25		266.32				
0.5	182.5	265.34	3943	3943	0.35	40.58
0.75		263.51				
1	365	260.77	27346	23403	3.16	40.58
1.25		258.73				
1.5	547.5	256.13	76314	48968	7.94	33.79
1.75		252.75				
2	730	249.38	155490	79176	13.92	31.17
2.25		247.34				
2.5	912.5	245.02	256923	101433	19.33	28.75
2.75		241.17	379662	122739	25.02	26.88

X.5.2 PRUEBA DE LA ECUACION SIMPLIFICADA DE HURST

Como no se obtuvieron valores de K constantes, al probar la Ec. X.4, se emplearán ahora los datos de la Tabla X.1 en la Ec. X.5, la cual, expresada en forma diferencial, queda:

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{C(p_1-p)}{\log(a+t)} \quad \text{X.13}$$

Para probar esta ecuación, se determinarán los valores de las constantes a y C. Igualando las Ecs. X.11 y X.13:

$$K(p_1-p) = \frac{C(p_1-p)}{\log(a+t)}$$

y

$$K = \frac{C}{\log(a+t)} \quad \text{X.14}$$

Despejando C:

$$K \log(a+t) = C$$

Aplicando las propiedades de los logaritmos:

$$K \log(a) + K \log(t) = C \quad \text{X.15}$$

En esta ecuación, $\log(a)$ y C, son constantes; K, según se vio, varía. Para n periodos de explotación, se tiene la suma:

$$\log(a) \sum_{i=1}^n (K)_i + \sum_{i=1}^n [K_i \log(t_i)] = nC \quad \text{X.16}$$

Tabla X.2 Obtención de los coeficientes a y C de la ecuación simplificada de Hurst

1 tiempo años	2 ti días	3 Ki	4 Ki*ti	5 log(ti)	6 Ki ti log(ti)	7 Ki Log(ti)
0						
0,5	182,5	61,73	11266	2,2613	25475	139,59
1	365	40,58	14812	2,5623	37953	103,98
1,5	547,5	33,79	18500	2,7384	50680	92,53
2	730	31,17	22754	2,8633	65152	89,25
2,5	912,5	28,75	26234	2,9602	77659	85,11
3	1095	26,88	29434	3,0394	89462	81,7
		$\sum ti=3832.50$			$\sum Ki ti \log(ti)=346361$	
		$\sum Ki=222.90$			$\sum Ki \log(ti)=592.16$	
		$\sum Ki ti=123000$			$n = 6$	
<p>Sustituyendo el valor de estos coeficientes en las Ec.s X.16 y X.18, se tiene:</p> <p>$(222.90)\log(a)+592.16=6.0C$ $(123000)\log(a)+346361=3832.5C$</p> <p>Resolviendo estas ecuaciones simultáneas, se obtiene:</p> <p>$a=0.022632$ $C=37.5712$</p>						

Como se tienen dos incógnitas, es necesario encontrar otras ecuaciones que contenga a y C. Multiplicando la Ec. X.15 por t, se tiene:

$$Kt \log(a) + Kt \log(t) = Ct \tag{X.17}$$

La suma, para n intervalos, es:

$$\log(a) \sum_{i=1}^n K_i t_i + \sum_{i=1}^n (K_i t_i \log(t_i)) = C t_i \sum_{i=1}^n t_i \tag{X.18}$$

Resolviendo simultáneamente las Ecs. X.16 y X.18, se obtienen a y C. En la Tabla X.2 se presentan los cálculos necesarios para determinar los coeficientes de estas ecuaciones, así como los valores en la Ec. X.5, se tiene que:

$$W_e = 37.5712 \int_0^t \frac{(p_i - p)}{\log(0.022632t)} dt \quad \text{X.19}$$

Aproximando esta ecuación con sumatoria:

$$W_e = 37.5712 \sum_{j=1}^n \frac{(p_i - p) \Delta t}{\log(0.022632t_j)} ;$$

y, como en este caso Δt es constante e igual a 182.5 días, la ecuación queda:

$$W_e = 37.5712 \sum_{j=1}^n \frac{182.5(p_i - p)}{\log(0.022632t_j)} \quad \text{X.20}$$

Para comprobar la aproximación que proporciona esta ecuación, se aplicará para determinar la entrada de agua al yacimiento, comparando los valores así obtenidos, con los calculados a partir de la ecuación de balance de materia. Los cálculos correspondientes a esta comprobación se muestran en la Tabla X.3, observándose que los resultados coinciden excelentemente con los obtenidos con la ecuación de balance de materia (comparar Columna 4 de la Tabla X.1 con Columna 7 de la Tabla X.3). El buen ajuste de los valores obtenidos con la ecuación simplificada de Hurst, indica que esta ecuación representa el comportamiento del acuífero adyacente al yacimiento que se está analizando.

Tabla X.3 Prueba de la ecuación simplificada de Hurst.

1 n	2 t años	3 t _j días	4 log(0.022632t _j)	5 (p _i -p) kg/cm ²	6 Sumatoria	7 W _e m ³
0	0	—	—	—	—	0
1	0.5	182.5	0.615986	0.35	103.6956	3896
2	1	365	0.917016	3.16	732.5839	27524
3	1.5	547	1.093107	7.94	2058.2082	77329
4	2	730	1.218046	13.92	4143.8437	155689
5	2.5	912.5	1.314956	19.33	6826.6141	256484
6	3	1095	1.394137	25.02	10101.866	379539

X.1.3 PRUEBA DE LA ECUACION DE VAN EVERDINGEN Y HURST

En rigor, la Ec. X.6 está en forma integral, pero debido a las dificultades para su resolución, se ha aproximado por medio de una sumatoria. El valor de B y el de la constante para obtener el tiempo adimensional (Ec. X.8), deben determinarse por ensaye y error. Como los valores de Q(t) dependen de los límites del acuífero (de la relación R_o/R_v), en ocasiones será necesario calcular la sumatoria para diferentes relaciones de R_o/R_v , cuando el acuífero es limitado. Sin embargo, si se consideran pequeños períodos de tiempo, o si la relación R_o/R_v es mayor de 10, se puede considerar que el acuífero es infinito y los valores de Q(t) pueden obtenerse mediante otro método.

Se considera que la Ec. X.6 puede representar el comportamiento de un acuífero cuando el valor de B, despejado de esta ecuación, se mantiene constante durante los períodos de explotación considerados. Así, despejando B de la Ec. X.6:

$$B = \frac{W_o}{\sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i Q(t)_{n+1-i}]} \quad X.21$$

En la Tabla X.4 se presentan los resultados obtenidos con la ecuación de Van Everdingen y Hurst. Se observa que B se mantiene aproximadamente constante, a partir del segundo período, de lo cual se infiere que esta ecuación también representa adecuadamente el comportamiento del acuífero. La constancia de los valores de B sería más consistente si se consideraran períodos de explotación más pequeños.

Se consideró que el acuífero es infinito (se estimó que la relación $R_o/R_v > 10$). El tiempo adimensional se determinó con la Ec. X.8, sustituyendo la siguiente información del acuífero:

k	=	275 md
φ	=	0.209
μ _v	=	0.25 cp
R _v	=	1770 m
α _s	=	8.534 X 10 ⁻⁵ [kg/cm ²] ⁻¹

De esta forma:

$$t_D = 0.1644t \quad X.22$$

Tabla X.4 Prueba de la ecuación de Van Everdingen y Hurst.

1 n	2 t días	3 t _b	4 Q(t _i) kg/cm ²	5 p kg/cm ²	6 (Δp) _i	7 Sumatoria EBM	8 W _e	9 B _i
0	—	—	266.67	—	—	—	—	—
1	182.5	30	16.742	265.34	0.665	11.1334	3943	354.16
2	365	60	28.691	260.77	2.95	68.4684	27346	399.4
3	547.5	90	39.626	256.13	4.605	180.0867	76314	405.74
4	730	120	49.968	249.38	5.695	377.5932	155490	411.79
5	912.5	150	59.895	245.02	5.555	626.1106	256923	410.35
6	1095	180	69.512	240.17	4.605	915.1639	379662	414.86

Consideraciones:
 Acuífero infinito (R_e/R_w>10)
 t₀=0.1644t
 Para n=1: Para n≥2:
 Δp=(p_i-p₁)/2 Δp=(p_{n-2}-p_n)/2

Donde p_i-Presión inicial del yacimiento

B=ΣB_i/n=408.43; i=2,n.

donde: t = Tiempo real, (días).

Por último, en el cálculo de la sumatoria -Columna 7 de la Tabla X.4- se aplicó el principio de superposición. La ecuación queda entonces, usando un valor promedio de B, como:

$$W_e = 408.43 \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i Q(t)_{n+1-i}]. \quad X.21$$

X.5.4 PRUEBA DE LA ECUACION DE STANLEY

En la Tabla X.5, se muestran los cálculos obtenidos al aplicar el método de Stanley, para determinar la constante de entrada de agua (C), de la Ec. X.9. Se consideró que existía flujo radial, por lo que se usó un valor de a=0.80, dando como resultado valores de C muy semejantes después del primer periodo -col. 9 de la Tabla X.5. El valor promedio de C, para esos periodos, resultó de 6776, quedando la ecuación de la siguiente forma:

$$W_e = 6775 \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i Q(\bar{r})^{0.8n+1-1}]$$

X.24

Tabla X.5 Prueba de la ecuación de Stanley.

1 n	2 \bar{r}_i	3 t días	4 p kg/cm ²	5 W _e EBM	6 (Δp) ^{0.1} kg/cm ²	7 (t) ^{0.1}	8 Sumatoria	9 C _i
0	0	—	266.67	—	—	—	—	—
1	1	182.5	265.34	3943	0.665	1	0.665	5929
2	2	365	260.77	27346	2.95	1.7411	4.1078	6657
3	3	547.5	256.13	76314	4.605	2.4082	11.4327	6728
4	4	730	249.38	155490	5.695	3.0314	22.8328	6910
5	5	912.5	245.02	256923	5.555	3.6239	37.9128	6777
6	6	1095	240.17	379662	4.605	4.193	55.018	6901

$\alpha=0.80$ (flujo radial).

Para el primer periodo (n=1):

$$\Delta p = (p_1 - p) / 2$$

donde:

p_1 = Presión inicial del yacimiento.

Para los siguientes periodos (n ≥ 2):

$$\Delta p = (p_{n-2} - p_n) / 2$$

REFERENCIAS

1. **Craft, B. C. y Hawkins, M. F. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". McGraw Hill Book Co, 1958.**
2. **Garaicochea, F. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, UNAM 1987.**
3. **Hurst, W. "Water Influx into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance". Transactions of AIME, 1936.**
4. **Meza, M. M. "Evaluación de los Diferentes Tipos de Empuje". Ingeniería Petrolera. México, Diciembre de 1981.**

CAPITULO XI

ECUACION DE BALANCE EN FORMA DE LA ECUACION DE UNA LINEA RECTA

A partir del desarrollo de técnicas sofisticadas de simulación numérica de yacimientos, la ecuación de balance de materia de Schilthuis ha sido considerada por muchos ingenieros como sólo de interés histórico. Havlena y Odeh presentaron dos de los más interesantes artículos que se han publicado acerca de la aplicación de la ecuación de balance de materia y la interpretación de resultados. Sus artículos, describieron la técnica de interpretación del balance de materia como la ecuación de una línea recta; su primer artículo describe la técnica y el segundo ilustra la aplicación a casos de yacimientos. El método, el cual aquí se describe, permite evaluar el volumen original de aceite, el de gas y la entrada de agua al yacimiento.

XI.1 SOLUCION DE LA ECUACION PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO

La ecuación de balance de materia para un yacimiento de aceite saturado ($p < p_b$) y casquete original de gas, es la siguiente:

$$N_p[B_t + B_g(R_p - R_{s1})] + W_p B_w = N(B_t - B_{t1}) + NmB_{t1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right) + W_e \quad \text{XI.1}$$

Observando la Ec. XI.1, el miembro izquierdo representa el volumen de fluidos producidos, que en este caso se representará como F:

$$F = N_p[B_t + B_g(R_p - R_{s1})] + W_p B_w \quad \text{XI.2}$$

El miembro de la derecha incluye los efectos de la expansión del aceite y del gas libre. El último término representa la entrada de agua expresada por ejemplo, mediante la ecuación:

$$W_0 = C \Sigma \Delta p (\bar{t})^n.$$

Haciendo:

$$E_0 = B_t - B_{t1}$$

y

$$E_1 = B_0 - B_{01};$$

queda la Ec. XI.1 como sigue:

$$F = N E_0 + N m \frac{B_{t1}}{B_{01}} E_1 + C \Sigma \Delta p (\bar{t})^n \quad \text{XI.3}$$

Dependiendo de las condiciones existentes en el yacimiento, la obtención de la representación de la línea recta será diferente para cada caso.

XI.1.1 EBM CUANDO NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO, NI CASQUETE DE GAS ORIGINAL

La Ec. XI.2 para este caso quedará:

$$F = N E_0. \quad \text{XI.4}$$

Si se grafica F vs. E_0 , se obtendrá una línea recta que pase por el origen, siendo N la pendiente (ver Fig. XI.1).

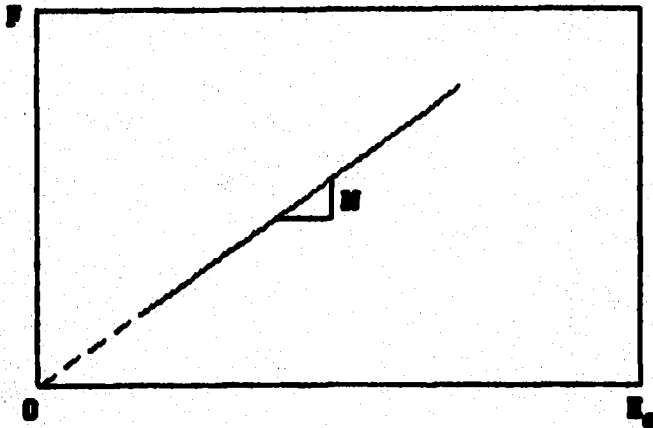


Fig. XI.1 Método gráfico alternativo para determinar N.

XI.1.2 NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO, EXISTE CASQUETE DE GAS

$$F = N \left(E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g \right) \quad \text{XI.5}$$

Graficando igualmente F vs. $E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g$, se obtendrá una línea recta que pasa por el origen, siendo N su pendiente.

XI.1.3 N Y m DESCONOCIDOS, NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

En este caso, la ecuación desarrollada se puede expresar en dos formas, obteniéndose dos métodos de solución. Dividiendo entre E_o la Ec. XI.4, se tiene:

$$\frac{F}{E_o} = N + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} \frac{E_g}{E_o} \quad \text{XI.6}$$

donde el término $Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}}$ representa el volumen de gas libre original (G).

Graficando F/E_o vs. E_g/E_o se obtendrá una recta, siendo N la ordenada al origen y G la pendiente (Ver Fig. XI.2).

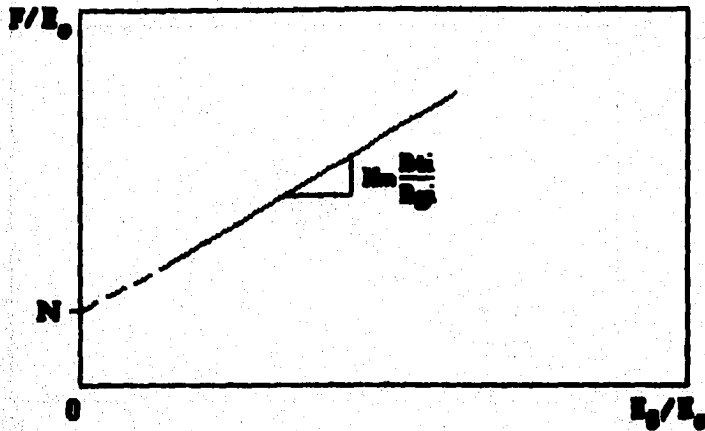


Fig. XI.2 Gráfica de F/E_o vs. E_g/E_o .

La Ec. XI.4 queda de la misma forma:

$$F = N \left(E_o + m \frac{B_{t1}}{B_{q1}} E_g \right) \quad \text{XI.7}$$

Para este caso se supone un valor de m , (ya que en la práctica es difícil determinarlo), se grafica F vs. $E_o + m B_{t1} E_g / B_{q1}$. Si la suposición de m es correcta, al graficar se obtendrá una recta, que pasa por el origen, siendo N la pendiente; si el valor supuesto de m es pequeño, se observará que la línea tiene una curvatura hacia arriba; en cambio, si el valor supuesto es grande, la línea mostrará una curvatura hacia abajo, Fig. XI.3.

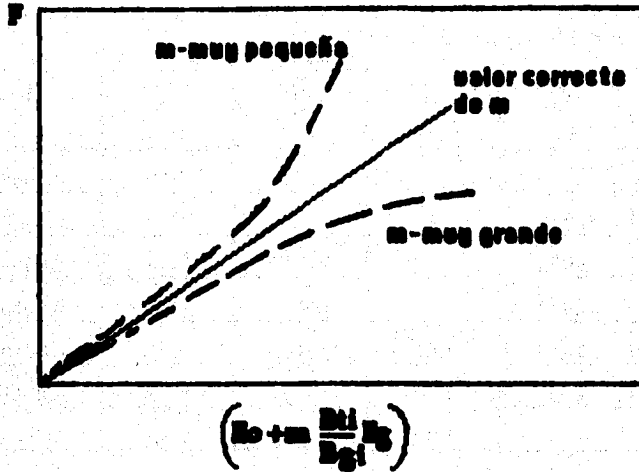


Fig. XI.3 Segundo método gráfico alternativo para determinar el tamaño del casquete y el volumen original de hidrocarburos.

Se recomienda utilizar los dos métodos en cualquier caso, como comprobación.

XI.1.3.1 EJEMPLO

Para un yacimiento con casquete de gas, de cálculos volumétricos, se obtuvo un volumen de aceite inicial N de 115×10^6 bl. El volumen de aceite producido N_p y la relación gas-aceite acumulativa se observan en la Tabla XI.1, como funciones de la presión del yacimiento. También se encuentran listados los datos PVT, siendo $p_1 = p_b = 226.53$ kg/cm² abs.

Nota:

El procedimiento de cálculo es muy sencillo, por lo que sólo se indicará en cada columna de cálculo, la ecuación utilizada.

De información geológica obtenida, el valor de m es 0.4. Determinar si es correcto ese valor.

Tabla XI.1 Datos utilizados en el ejemplo XI.2.3.1.

Presión psia	N_p $\times 10^{-6} \text{bl}$	R_p (lb/bl)	B_o	R_s	B_g	B_1 $B_o + B_g(R_s - R_o)$
3330-pb	—	—	1.2511	510	0.00087	1.2511
3150	3.295	1050	1.2353	477	0.00092	1.2657
300	5.903	1060	1.2222	450	0.00096	1.2798
2950	8.852	1160	1.2122	425	0.00101	1.2981
2700	11.503	1235	1.2022	401	0.00107	1.3188
2550	14.513	1265	1.1922	375	0.00113	1.3448
2400	17.73	1300	1.1822	352	0.0012	1.3718

Solución:

Se supondrán valores de m de 0.4, 0.5 y 0.6, observando la Tabla XI.2:

Tabla XI.2 Solución del Ejemplo XI.2.3.1, suponiendo diferentes valores de m .

Presión psia	F Ec. XI.2	E_o $B_t - B_{ti}$	E_g $B_g - B_{gi}$	De Ec. XI.7 $\rightarrow E_o + mB_{ti}E_g/B_{gi}$		
				$m=0.4$	$m=0.5$	$m=0.6$
3330-pb	—	—	—	—	—	—
3150	5.807	0.01456	0.00005	0.0433	0.0505	0.0577
3000	10.671	0.0287	0.00009	0.0905	0.0935	0.1064
2950	17.302	0.04695	0.00014	0.1275	0.1476	0.1677
2700	24.094	0.06773	0.0002	0.1828	0.2115	0.2403
2550	31.898	0.09365	0.00026	0.2432	0.2806	0.318
2400	41.13	0.1207	0.00033	0.3105	0.358	0.4054

Se grafica F vs. $E_o + mB_{ti}E_g/B_{gi}$ para cada valor de m supuesto; se observa de la Fig. XI.3, que el valor de $m=0.4$ supuesto es erróneo ya que la curva generada muestra una curvatura hacia arriba, así como el valor de $m=0.6$, pero en sentido opuesto. Sin embargo, para el valor de $m=0.5$ se observa una línea recta por lo que el valor supuesto de 0.5 es correcto.

Determinando para cada valor de m supuesto, el valor del volumen original de hidrocarburos, se tiene:

$m=0.4$	$N=132 \times 10^6 \text{ bl}$
$m=0.5$	$N=114 \times 10^6 \text{ bl}$
$m=0.6$	$N=101 \times 10^6 \text{ bl}$

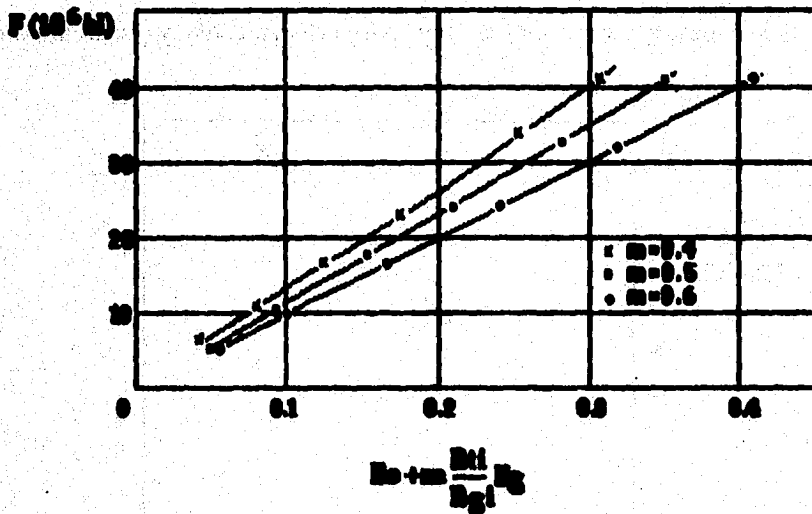


Fig.XI.4 Solución del Ejemplo XI.2.3.1.

Resolviendo el mismo problema por el segundo método sugerido y haciendo uso de la Ec. XI.6, observando la Tabla XI.3, con ayuda de la Tabla XI.2, se tiene:

Tabla XI.3 Segunda opción de solución del Ejemplo XI.2.31.

Presión psia	F/Eo x10 ⁻⁶	Eg/Eo x10 ⁻⁶
3330-pb	—	—
3150	398.8	3.434
3000	371.8	3.1359
2850	368.5	2.9819
2700	355.7	2.9529
2550	340.6	2.7763
2400	340.8	2.7341

XI.4: Graficando los valores de la Tabla XI.3, F/Eo vs. Eg/Eo, y observando la Fig.

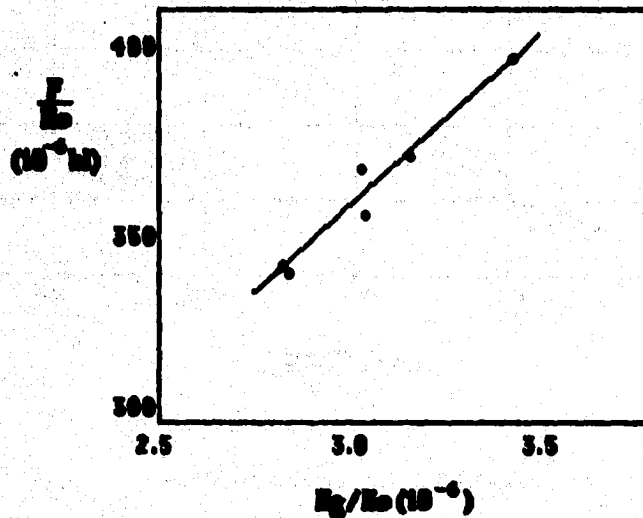


Fig. XI.5 Método de solución alternativo para el Ejemplo XI.2.31.

Obteniendo la ecuación de la recta ajustada a este conjunto de puntos, se tiene:

$$\frac{F}{E_o} = 108.95 + 84.52 \frac{E_g}{E_o} \times 10^6;$$

y por lo tanto, de acuerdo a esta interpretación:

$$N=108.95 \times 10^6 \text{ bl}$$

y

$$m=0.54$$

Ambos métodos tienden a confirmar que el volumen de aceite es correcto, así como el tamaño de casquete del gas.

XI.1.4 YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO SIN CASQUETE ORIGINAL DE GAS

Acomodando la Ec.XI.3, se tiene

$$\frac{F}{E_0} = N + C \frac{\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha}{E_0}$$

XI.8

Graficando F/E_0 vs. $\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha/E_0$, se obtendrá una línea recta, siendo C la pendiente y N la ordenada al origen.

Este método es por ensaye y error, suponiendo valores para el exponente α . Se supone en primer lugar flujo radial ($\alpha=0.8$); si se observa una curva en forma de s , se supone flujo lineal ($\alpha=0.5$). Si se obtiene una curva hacia abajo, el valor de $\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha$ es muy grande, por lo que se supondrá un acuífero más pequeño; esto se hace disminuyendo el período a partir del cual $(\bar{t})^\alpha$ permanece constante (Ver Fig. XI.5).

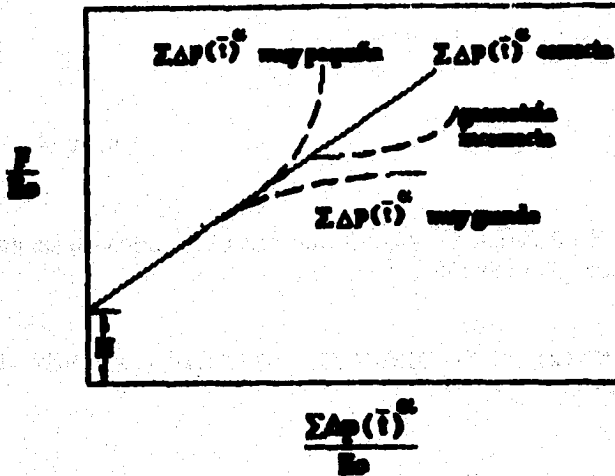


Fig. XI.6 Método de ensayo y error para determinar el modelo correcto de acuífero.

XI.1.8 YACIMIENTOS SIN CASQUETE DE GAS CON ACUIFERO PEQUEÑO

En este caso, se puede utilizar una ecuación más simple para el cálculo de la entrada de agua:

$$W_e = W \propto \Delta'p,$$

donde W es el volumen de agua del acuífero. Se supone que el volumen de agua que entra al yacimiento, no varía con el tiempo.

Por lo tanto la ecuación queda:

$$\frac{F}{E_o} = N + W \frac{\propto \Delta'p}{E_o} \quad \text{XI.9}$$

Graficando F/E_o vs. $\Delta'p/E_o$ se obtendrá una línea recta, siendo N la ordenada al origen y $W \propto$ la pendiente (Ver Fig. XI.5).

Los puntos se graficarán hacia atrás (en forma inversa), debido a que E_o aumenta más rápidamente que $\Delta'p$. Por lo tanto, el valor de $\Delta'p/E_o$ decrece cuando

la presión disminuye. Como se observa, W_{cv} es positivo, entonces F/E_0 también decrecerá con la presión; es por eso que se grafica en forma inversa.

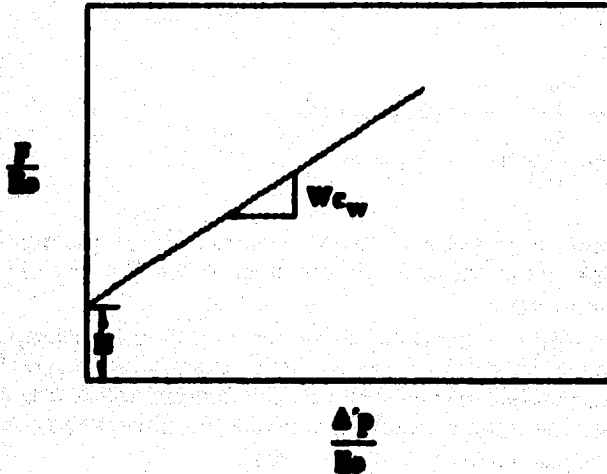


Fig. XI.7 F/E_0 vs. $\Delta p/E_0$.

Si se desprecia la entrada de agua, se observará que el valor de N disminuirá con el tiempo.

XI.1.6 EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE DE GAS CONOCIDOS

Arreglando la Ec. XI.3, se tiene:

$$\frac{F}{E_0 + m \frac{B_{t1}}{B_{g1}} E_g} = N + C \frac{\Delta p(T)^n}{E_0 + m \frac{B_{t1}}{B_{g1}} E_g} \quad \text{XI.10}$$

Se graficará el miembro izquierdo de esta ecuación contra el término variable del miembro derecho, obteniendo una línea recta, siendo N la ordenada al origen y C la pendiente. Como la Ec. XI.9 implica la entrada de agua, se tendrán que hacer las mismas consideraciones que en el punto XI.2.4.

XI.1.7 YACIMIENTOS CON ACUIFERO MUY PEQUEÑO Y CASQUETE DE GAS CONOCIDO

$$\frac{F}{E_o+m \frac{B_{t1}}{B_{g1}} E_g} = N+W \frac{c_v \Delta' p}{E_o+m \frac{B_{t1}}{B_{g1}} E_g} \quad \text{XI.11}$$

Graficando el miembro izquierdo contra la parte que multiplica a W de la Ec. XI.10, se tendrá una la ecuación de una línea recta. Como en el punto XI.2.5 se graficará en forma inversa.

También puede ser utilizada la forma $C \sum \Delta p(\bar{t})^n$, siempre y cuando se pueda ajustar la recta bajo las suposiciones ya mencionadas en el punto XI.2.4.

De esta manera teóricamente es posible encontrar más de un juego de propiedades del acuífero, que resuelvan el problema. Sin embargo, los valores de N y de W , calculados para cada caso serán iguales.

XI.2 ECUACION PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

XI.2.1 NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

Acomodando la EBM para yacimientos bajosaturados:

$$N_p B_o = N B_{oi} c_e \Delta' p. \quad \text{XI.12}$$

Graficando $N_p B_o$ vs. $B_{oi} c_e \Delta' p$ se obtendrá una línea recta que pasa por el origen, siendo N la pendiente.

XI.2.3 EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

Se tiene:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_v}{B_o I C_o \Delta' p} = N + C \frac{\sum \Delta p(\bar{i})^n}{B_o I C_o \Delta' p} \quad \text{XI.13}$$

Se procede en forma similar que en el punto XI.2.4; si no se obtiene una línea recta, se deberán hacer los ajustes correspondientes. En este caso se graficará el miembro izquierdo contra el término que multiplica a C.

XI.3 ECUACION PARA YACIMIENTOS DE GAS

De la EBM para yacimientos de gas, se tiene:

$$G_p B_g = G E_g \quad \text{XI.14}$$

Se grafica $G_p B_g$ contra E_g , siendo en este caso G la pendiente de la recta.

XI.3.1 EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

Agregando el término de la entrada de agua y acomodando la EBM:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_v}{E_g} = G + C \frac{\sum \Delta p(\bar{i})^n}{E_g} \quad \text{XI.15}$$

Graficando el miembro izquierdo de la ecuación contra el término que multiplica a $C(\Sigma \Delta p(\bar{t})^n/E_g)$, se obtiene una línea recta, siendo G la ordenada al origen y C la pendiente. Se hacen las consideraciones correspondientes a la entrada del agua, como en el caso XI.2.4.

XI.4 DISCUSION GENERAL

Se debe tomar en cuenta que si se realizan los cálculos para un yacimiento que se encuentra en las primeras etapas de explotación, los puntos graficados no alinearán con los puntos posteriores. Cuando esto sucede, estos puntos no se toman en cuenta al hacer el ajuste de la línea, ni en los cálculos posteriores.

Se debe contar con información precisa de la variación de la presión del yacimiento, así como de todos los parámetros que influyen en los distintos análisis. El tener diversas fuentes de información como geología, registros geofísicos, pruebas de presión, etc.; permite que la información sea corroborada en diversas formas, teniendo así valores más cercanos a los reales.

Además, se debe tomar en cuenta la experiencia y capacidad del analista para poder hacer uso de la información obtenida.

REFERENCIAS

1. Garaicochea, F. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, UNAM 1987.
2. Apuntes y artículos de clase de "Yacimientos" del Dr. Fernando Samaniego en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, 1993.

CAPITULO XII

PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO NATURAL

Para la determinación del comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico, es necesario conocer la magnitud del mismo, siendo esto posible con el uso de procedimientos como el descrito por D. H. Tehrani. Además, se debe conocer el comportamiento del acuífero con respecto a la caída de presión o con respecto al tiempo, pudiéndose hacer uso de los procedimientos descritos por F. M. Stewart o M. J. Fetkovich, para cálculos de entrada de agua.

Los resultados obtenidos pueden ser comparados con otros métodos donde se determine la recuperación, como el utilizado por R. Aguilera; aquí se usan datos de pruebas de desplazamiento en núcleos.

Se necesita, una gran cantidad de información del yacimiento, por lo que es necesario que ésta sea lo más precisa posible para que los resultados sean más cercanos a los valores reales.

XII.1 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO

XII.1.1 INFORMACION REQUERIDA

- a) Datos de los fluidos y propiedades de la formación; factor de volumen del aceite vs. presión; compresibilidades del aceite, del agua y de la formación.
- b) Datos sobre la historia del comportamiento del yacimiento; producciones de aceite, gas y agua, relacionadas con las presiones y el tiempo de explotación.
- c) Datos geológicos, incluyendo: volumen original de aceite @ C.S. N; saturación de agua intersticial; porosidad, posiciones inicial y posterior del contacto agua-aceite; localización de los pozos en el yacimiento y relación entre el volumen de roca y la altura sobre el contacto agua-aceite. Si existe variación considerable de la saturación del agua y la porosidad, se deberá determinar su distribución en el yacimiento, a fin de hacer ajustes necesarios en la predicción del comportamiento.

d) Datos de flujo de fluidos: Es necesario determinar -experimental o teóricamente las saturaciones del aceite residual en la zona lavada, a diferentes presiones de desplazamiento, estimándose a partir del volumen de roca invadida en los primeros periodos de explotación, considerando el volumen de agua correspondiente que invadió el yacimiento; por último, otro dato necesario, es el índice de productividad de los pozos.

XII.1.2 ECUACIONES USADAS

a) La EBM de la forma:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N B o_i C_e \Delta'p \quad \text{XII.1}$$

b) Ecuación de entrada de agua: $W_e = W_e(p, t)$. Se utiliza uno de los métodos descritos en las Ref. 2 y 3, determinando la expresión que representa el comportamiento del acuífero.

c) Ecuación del volumen de roca invadida por agua:

$$V_{b1v} = \frac{W_e - W_p B_w}{\phi S_{wi}} \quad \text{XII.2}$$

donde: $S_{wi} = E_{vw} (1 - S_{ore1v} - S_{wc})$.

d) Relación instantánea gas-aceite: Se ha observado que el gas producido es el disuelto en el aceite, por lo que $R = R_{s1} = R_p$.

XII.1.3 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

1. Considerar periodos de explotación en los cuales se desea estimar el comportamiento del yacimiento (generalmente se suponen periodos de 3 ó 6 meses).
2. Suponer una caída de presión para el intervalo de explotación considerado (Δp) y obtener $\Delta'p$.

3. Obtener la entrada de agua al yacimiento, al final del período considerado, por medio de los métodos ya mencionados o a través de la ecuación que representa el comportamiento correspondiente del acuífero.
4. Estimar la producción de aceite durante el período (ΔN_p).
Este valor se estima considerando:
 - a) El programa de explotación del yacimiento.
 - b) La historia de producción del yacimiento y su declinación.
 - c) El número de pozos que permanecen en producción al avanzar el contacto agua-aceite.
 - d) La productividad de los pozos en producción.
5. Obtener la producción acumulativa de aceite al final del período, haciendo:

$$N_p = \sum \Delta N_p$$

XII.3

6. Estimar la producción de agua durante el período, ΔW_p .
Se hacen consideraciones similares a las del punto 4. Se ha observado que graficando la relación agua-aceite (WOR) en escala logarítmica, contra la producción acumulativa de aceite en escala normal, se obtiene generalmente una recta. Esta es de gran utilidad para estimar las producciones futuras de agua. También es necesario considerar la invasión gradual de los pozos por el avance del contacto agua-aceite.
7. Calcular la producción acumulativa de agua al final del período, con la ecuación:

$$W_p = \sum \Delta W_p$$

XII.4

8. Obtener la entrada acumulativa de agua al yacimiento con la Ec. XII.1.
9. Comparar los valores de W_e obtenidos con la EBM (paso anterior) y con el paso 3 (ecuación de entrada de agua o métodos alternativos). Si la entrada de agua calculada con los dos métodos es igual, el valor supuesto de Δp es correcto. Si no coinciden, se repite el proceso, hasta encontrar un valor que satisfaga ambas ecuaciones.

Una manera de simplificar el proceso de cálculo, es suponer dos o más valores de Δp y construir una gráfica de Δp vs. W_e , obteniendo dos líneas que se cortan. El punto de intersección corresponde al valor buscado, porque satisface ambas ecuaciones. (Ver Fig. XII.1).

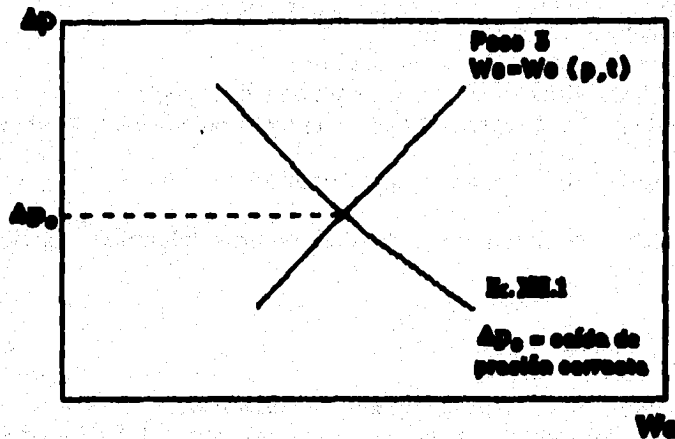


Fig. XII.1 Gráfica de Δp vs. W_e para obtener la caída de presión correcta a un cierto tiempo de explotación.

10. Obtener el volumen de roca invadida por la entrada neta de agua por medio de la Ec. XII.1.
11. Determinar la posición del contacto agua-aceite al final del periodo de explotación y el número de pozos que continuarán produciendo en el siguiente intervalo de tiempo. Estas determinaciones se obtienen estableciendo la relación que existe entre el volumen de roca del yacimiento y la altura sobre el contacto agua-aceite original, a partir de planos estructurales en los que se considera la localización de los pozos.
12. El procedimiento se repite hasta que se invaden los pozos localizados en la parte superior del yacimiento y su producción deja de ser costeable por alto porcentaje de agua producida. Si la presión queda por abajo de p_a , la predicción se realizará considerando el efecto del gas liberado. Es conveniente indicar que en este caso el ritmo de depresionamiento disminuirá considerablemente, debido a la compresibilidad de la fase gaseosa.

XII.2 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO Y ENTRADA DE AGUA

XII.2.1 INFORMACION REQUERIDA

Básicamente los datos necesarios son los mismos indicados en el punto XII.2.1; en este caso no son utilizadas las compresibilidades de los fluidos y de la formación; pero si son utilizados los valores de la viscosidad del gas, su factor de volumen y la relación de solubilidad. Además se requiere conocer la relación de permeabilidades k_{rg}/k_{ro} vs. S_o .

XII.2.2 ECUACIONES USADAS

a) La EBM en la forma:

$$W_e = N_p [B_t + B_g(R_p - R_{s1})] + W_p B_v - N(B_t - B_{t1}) \quad \text{XII.5}$$

b) Ecuación de saturación de aceite (Ec. III.46).

c) Ecuación de la relación gas-aceite instantánea.

$$R = R_s + \frac{k_{gio} B_o}{k_{gig} B_g} \quad \text{XII.6}$$

d) Ecuación de entrada de agua al yacimiento o algún método alternativo.

e) Ecuación del volumen de roca invadido.

$$V_{bit} = \frac{W_e - W_p B_v}{\phi S_{wi}} \quad \text{XII.7}$$

$$\text{donde: } S_{wi} = E_{vw} (1 - S_{ors1v} - S_{grs1v} - S_{wo}) \quad \text{XII.8}$$

XII.2.3 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

1. Seleccionar periodos de explotación de 3 ó 6 meses.
2. Suponer una caída de presión para el intervalo de presión considerado.
3. Obtener la entrada de agua al yacimiento, ya sea por ecuación o por algún método alternativo.
4. Determinar las producciones de aceite (ΔN_p) y agua (ΔW_p) para el periodo de explotación en estudio, tomando en cuenta las consideraciones hechas en los pasos 4 y 6 del punto XII.2.3.
5. Calcular las producciones acumulativas de aceite y agua (N_p y W_p) al final del periodo de explotación.
6. Obtener la saturación de aceite al final del intervalo mediante la Ec. III.46.
7. Con la saturación obtenida en el paso anterior, determinar el valor correspondiente de la relación k_{rg}/k_{ro} .
8. Calcular la relación instantánea gas-aceite al final del periodo con la Ec. XII.6, y la relación gas-aceite promedio durante el periodo. Para el cálculo de la relación gas-aceite promedio, se toma en cuenta el valor de la relación instantánea gas-aceite al final de periodo anterior.
9. Obtener el volumen de gas producido @ C. S. durante el periodo, haciendo:

$$\Delta G_p = \bar{R} \Delta N_p$$

XII.9

10. Calcular la producción acumulativa de gas al final del periodo de explotación.
11. Obtener R_p , dividiendo G_p del paso anterior entre el valor de N_p determinado en el paso 5.
12. Haciendo uso de la Ec. XII.5, determinar la entrada de agua al yacimiento al final de periodo.
13. Comparar los valores de W_e obtenidos en los pasos 3 y 12. Si dichos valores coinciden, la caída de presión supuesta en el paso 2 es correcta; en caso contrario, suponer otro abatimiento de presión y repetir el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada. Como en el caso anterior, los cálculos se pueden simplificar graficando Δp vs. W_e .

14. Obtener enseguida el volumen de roca invadido durante el período con la Ec. XII.7, así como la posición del contacto agua-aceite y el número de pozos invadidos.
15. El procedimiento se repite hasta que se invaden todos los pozos. Si el yacimiento produce fundamentalmente por empuje de gas disuelto, debido a que el empuje hidráulico es débil, entonces la predicción terminará al declinar la producción, hasta su límite económico, a causa del depresionamiento del yacimiento.

XII.3 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE CON ENTRADA DE AGUA Y CASQUETE DE GAS

El procedimiento a seguir para este caso, es similar al anterior; tomando en cuenta la expansión del casquete de gas, tanto en la determinación de la saturación de aceite como en la del volumen de roca que se invade. La ecuación a utilizarse para el cálculo de la saturación de aceite es la Ec. III.52. El volumen de roca total invadido por el gas del casquete se obtiene con la siguiente ecuación:

$$V_{btg} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right)}{\phi S_{gi}} \quad \text{XII.10}$$

donde:

$$S_{gi} = E_{vg}(1 - S_{wo} - S_{ors1g} - S_g) \quad \text{XII.11}$$

En las Ecs. XII.10 y III.52, se considera que no se produce gas del casquete. Si hay producción de dicho gas, su volumen @ C. Y, deberá tomarse en cuenta para calcular la expansión nota del gas del casquete.

En resumen, el procedimiento de cálculo consiste en:

1. Suponer una presión al final del período de explotación considerado.
2. Calcular la entrada de agua acumulativa con la ecuación correspondiente, o con algún método alternativo ya mencionado.

3. Determinar las producciones acumulativas de aceite y agua al final del período.
4. Calcular las saturaciones de aceite y gas en la zona de aceite (no invadida), utilizando la Ec. III.52.
5. Obtener R_p , y utilizando la ecuación de balance de materia calcular W_e .
6. Comparar los valores de W_e obtenidos en los pasos 2 y 5; si éstos son iguales, la presión supuesta en el paso 1 es correcta; en caso contrario se supone otra presión y se repite el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada. Este proceso se puede simplificar graficando W_e vs. p en forma semejante a la indicada en los casos anteriores.
7. Obtener los volúmenes de roca invadidos por agua y por gas, así como las posiciones de los contactos y el número de pozos invadidos.
8. El procedimiento se repite para intervalos de tiempo iguales, hasta obtener el rango deseado de comportamiento futuro del yacimiento.

XII.4 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CON EMPUJE HIDRAULICO

XII.4.1 INFORMACION REQUERIDA

- a) Propiedades de los fluidos: factor de volumen del gas y factor de volumen del agua vs. presión.
- b) Datos de la historia de explotación del yacimiento: producciones de gas y agua relacionadas con la presión y con el tiempo de explotación.
- c) Datos geológicos: volumen original de gas @ C. S. (G); saturación de agua; porosidad; posiciones del contacto agua-gas a diferentes tiempos; localización de los pozos y sus intervalos productores en el yacimiento; relación entre el volumen de roca y la profundidad del contacto agua-gas.
- d) Datos sobre flujo de fluidos: es necesario conocer la eficiencia del desplazamiento del gas por el agua. Esta eficiencia puede ser obtenida mediante la ecuación de flujo fraccional presentada por Buckley-Leverett; los resultados se corrigen de acuerdo con el comportamiento pasado del yacimiento, determinando la eficiencia volumétrica correspondiente.

XII.4.2 ECUACIONES USADAS

a) Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas:

$$W_e = G_p B_g + W_p B_w - G(B_g - B_{g1}) \quad \text{XII.12}$$

b) Ecuación de entrada de agua o uso de algún método alternativo.

c) Ecuación del volumen de roca invadido de agua;

$$V_{btw} = \frac{W_e - W_p B_w}{\phi E_{rw} (1 - S_{grslw} - S_{wo})} \quad \text{XII.13}$$

XII.4.3 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

1. Considerar periodos de explotación de 3 ó 6 meses.
2. Suponer una caída de presión para el intervalo de explotación considerado y obtener la entrada de agua al final del periodo, por medio de la ecuación o por un método alternativo que represente su comportamiento.
3. Estimar la producción de gas y agua durante el periodo, considerando la historia de producción de los pozos y su posición en el yacimiento.
4. Obtener las producciones acumulativas de gas y agua.
5. Utilizando la Ec. XII.12, calcular la entrada de agua.
6. Este paso es idéntico del detallado en el paso 9 del inciso XII.2.3.
7. Obtener el volumen de roca invadido por agua, con la Ec. XII.13, así como la posición del contacto agua-gas y el número de pozos invadidos.
8. Repetir el procedimiento hasta que se invadan todos los pozos, si el empuje hidráulico es débil, la predicción terminará al declinar la producción de gas a su límite económico.

XII.5 DISCUSION GENERAL

La predicción del comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural es más difícil e imprecisa que la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado o con casquete de gas. El grado de confianza que puede adjudicarse a los resultados obtenidos dependerá de la información disponible.

Es esencial la precisión de los datos necesarios para cada caso, principalmente, los utilizados para el cálculo de las saturaciones de hidrocarburos residuales en zona invadida por agua. Estas pueden ser determinadas en el laboratorio simulando las condiciones de desplazamiento en el yacimiento. Otra forma de determinarlos, es con el uso de correlaciones como las establecidas por Dardaganian, Kyte y colaboradores. La eficiencia volumétrica de desplazamiento puede ser determinada de diferentes formas, por ejemplo, del uso de modelos de laboratorio, del cálculo de los volúmenes de roca invadidos durante la historia de producción del yacimiento.

En yacimientos con empuje hidráulico, la recuperación depende del ritmo de explotación. Se ha observado, mediante pruebas de laboratorio, que generalmente las recuperaciones de aceite aumentan si su desplazamiento se efectúa en presencia de una fase gaseosa. Por esta razón es aconsejable considerar la conveniencia de provocar el desarrollo de la fase gaseosa.

Es conveniente indicar que al derivar la ecuación general de saturación de aceite, Ec. III.52, se supuso que no se produce aceite o gas dentro de la zona invadida por el gas del casquete. Tampoco se tomó en cuenta el encogimiento del aceite y la expansión de su gas disuelto liberado en las zonas invadidas de agua y gas.

Es importante, dentro de este tema, el caso de yacimientos que experimentan una reducción en el volumen de su casquete gaseoso original. La disminución del volumen de gas del casquete ocasiona grandes pérdidas de aceite. Normalmente la saturación de aceite en el casquete original es pequeña o nula; si el aceite invade dicha capa, se introducirá una saturación de aceite de la cual gran parte no se recuperará al invadirse el yacimiento por el acuífero.

Para que se reduzca el volumen de la capa de gas es necesario que el gas producido del casquete ($G_{rc}B_g$) sea mayor que la expansión de dicho gas ($mNB_{o1}(B_g/B_{g1}-1)$).

El volumen de aceite perdido por el encogimiento del casquete de gas, puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$V_o = G_{pc}B_g - mNB_{o1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right) \frac{S_{org} - S_{o1g}}{S_{o1g} B_o} \quad \text{XII.14}$$

donde:

G_{po}	Gas producido del casquete.
S_{oreq}	Saturación de aceite residual en la zona de gas después de la invasión de agua.
S_{o10}	Saturación de aceite inicial en la capa de gas.
S_{ooq}	Saturación de aceite en la zona de gas invadida de aceite (antes de la invasión del acuífero).

REFERENCIAS

1. Tehrani, D. H.: "An Analysis of a Volumetric Balance Equation for Calculation of Oil in Place and Water Influx", *Journal of Petroleum Technology*. Págs. 1664-1670. Septiembre, 1985.
2. Stewart, F. M.: "Simplified Water Influx-Pressure Calculations Above the Bubble Point", *Transactions of AIME*. Vol. 216, Págs. 420-422, 1959.
3. Petkovich, M. J.: "A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems", *Journal of Petroleum Technology*. Págs. 814-828. Julio, 1971.
4. Aguilera, R.: "Graphical Solution of Imbibition Equations Used to Predict Oil Recovery by Water Influx in Naturally Fractured Reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*. Págs. 1526-1528. Diciembre, 1975.
5. Aronofsky, J. S., Massé, L. y Natanson, S. G.: "A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix Due to Water Invasion in Fractured Reservoirs", *Transactions of AIME*. Vol. 213, Págs. 17-19, 1958.
6. Dardaganian, S. G.: "The Application of the Buckley-Leverett Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery". *Transactions of AIME*. Vol. 213, Págs. 365-368, 1958.
7. Dardaganian, S. G.: "Higher Residual Gas saturation", *The Petroleum Engineer*. Noviembre, 1958.
8. Geralecocha, P. Francisco : "Comportamiento de los Yacimientos", *Facultad de Ingeniería*. Págs. 179-195, 1987.
9. Van Daalen, F.: "Water Drive in Inhomogeneous Reservoirs Permeability Variations Perpendicular to the Layer", *Society of Petroleum Engineers Journal* Págs. 211-219. Junio, 1972.

CAPITULO XIII

COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS

En México más del 70% de la producción de aceite proviene de yacimientos fraturados, principalmente de el Golfo de Campeche. Las formaciones productoras están compuestas primordialmente por calizas dolomíticas de muy poca compactación, por lo que se han fraturado. Actualmente, éstas formaciones almacenan más del 50% de las reservas probadas.

En estos yacimientos, la roca presenta fracturas, cavernas y abundantes microfracturas. La porosidad es relativamente baja, de 0.06 a 0.13; en cambio, la permeabilidad es bastante alta, debida a las fracturas. Obsérvese la Fig. XIII.1.

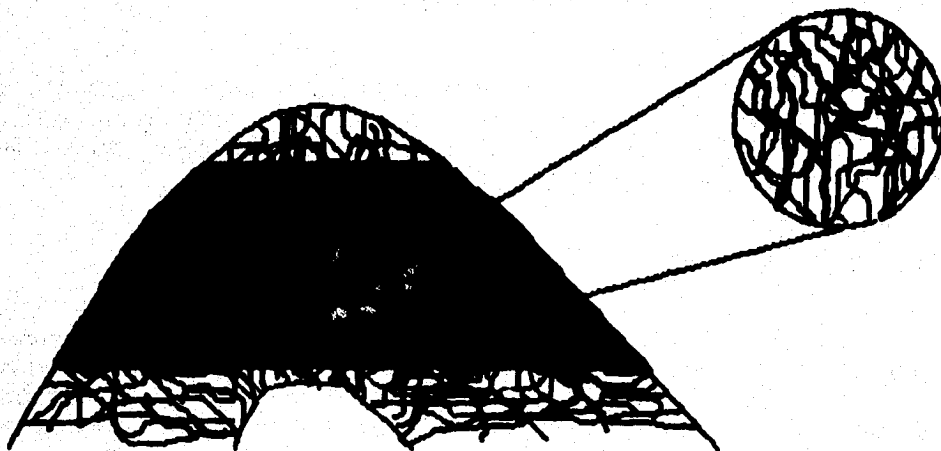


Fig. XIII.1 Esquema de fracturas y microfracturas en un yacimiento fraturado.

El sistema rocoso se puede dividir en dos subsistemas: la matriz y la red de fracturas.

La matriz es la parte de la roca que se encuentra alojada entre las fracturas o microfracturas; conserva la porosidad y permeabilidad originales. Este subsistema

se caracteriza por su relativa alta porosidad y baja permeabilidad.

La red de fracturas es un conjunto de canales naturales intercomunicados por donde fluye el aceite con mucho mayor facilidad, conectando a los bloques o microbloques de matriz. Este subsistema se caracteriza por su alta permeabilidad y muy baja porosidad, pues el volumen que las fracturas representan es muy pequeño comparado con el de la matriz.

La porosidad de las fracturas se define de la siguiente manera:

$$\phi_{\text{fracturas}} = \frac{\text{Vol. de fracturas}}{\text{Vol. de la roca fracturada}}$$

La permeabilidad de todo el sistema, depende de la permeabilidad en ambos subsistemas.

El éxito en la recuperación de aceite en este tipo de yacimientos, consiste en la correcta combinación de la baja permeabilidad-alta porosidad de la matriz, con la alta permeabilidad-baja porosidad de las fracturas.

XIII.1 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Los mecanismos de desplazamiento que actúan en yacimientos fracturados, son los mismos que actúan en yacimientos no fracturados; aquí se analizarán las modificaciones implícitas en estos mecanismos, a consecuencia de las características especiales de este tipo de yacimientos.

XIII.1.1 EXPANSION DEL SISTEMA ROCA-LIQUIDOS

La expansión del sistema roca-liquidos, como es sabido es preponderante, a condiciones de bajasaturación. Este mecanismo es más eficiente en estos yacimientos que en los no-fracturados, debido a que la compresibilidad de la roca fracturada es mayor que la compresibilidad de la roca sin fracturar, a consecuencia de que los sólidos, además de expandirse en los poros de la matriz, también se expanden hacia las fracturas.

La ecuación de balance de materia que se emplea para predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos, es la convencional:

$$N_p B_o = N B_o (1 + c_e \Delta p)$$

donde la única variante es la compresibilidad efectiva; se calcula incluyendo el

subsistema de fracturas, definiéndose como se muestra:

$$c_e = c_o + \frac{c_v S_{wm} + c_{fa} \phi_m + c_{ff} \phi_f}{\phi_m (1 - S_{wm}) + \phi_f}$$

En esta ecuación:

c_o	Compresibilidad del aceite, $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$.
c_v	Compresibilidad del agua, $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$.
c_{fa}	Compresibilidad de la formación, en la matriz $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$.
c_{ff}	Compresibilidad de la formación, en las fracturas $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$.
ϕ_m	Porosidad en la matriz, (Fracción).
ϕ_f	Porosidad en la fractura, (Fracción).
S_{wm}	Saturación de agua congénita en la matriz, (Fracción).

Para conocer la c_{fa} y la c_{ff} es necesario hacer pruebas de laboratorio, principalmente en núcleos.

El subsistema de fracturas favorece la actuación del empuje por expansión del sistema roca-liquidos, no sólo por incrementar su compresibilidad y permitir menores caídas de presión, sino porque además, a través de las fracturas se transmiten más rápidamente las caídas de presión en todo el yacimiento, manteniendo un depresionamiento uniforme.

Aunque este tipo de empuje se muestra muy noble para este tipo de yacimientos, debe controlarse la producción, debido a que la entrada de agua podría manifestarse incluso a los pozos (conificación) por la facilidad con que se transmiten las caídas de presión.

XIII.1.2 DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO

Esta forma de desplazamiento actuará desde el momento en que se inicie la etapa de saturación del yacimiento. Es el principal mecanismo de empuje mientras no se alcance la saturación crítica de gas, pues al alcanzarla, la movilidad de este es bastante mayor dentro de las fracturas, haciéndose deficiente el desplazamiento de aceite por este mecanismo. Una vez que el gas fluye, debe cuidarse la segregación para aprovechar ventajas que se explicarán más adelante. La única forma de que éste sea el principal mecanismo de empuje, cuando ya existe flujo de gas, es que el fracturamiento sea principalmente horizontal.

XIII.1.3 DESPLAZAMIENTO POR ENTRADA DE AGUA

Se debe tener especial cuidado con este mecanismo en este tipo de yacimientos, pues el agua podría canalizarse a través de las fracturas hacia los pozos, sin desplazar el aceite que se encuentra alojado en la matriz, que es la mayor parte, si los ritmos de producción son lo suficientemente altos.

Para entender los factores que influyen en este tipo de desplazamiento, obsérvese la Fig. XIII.2.

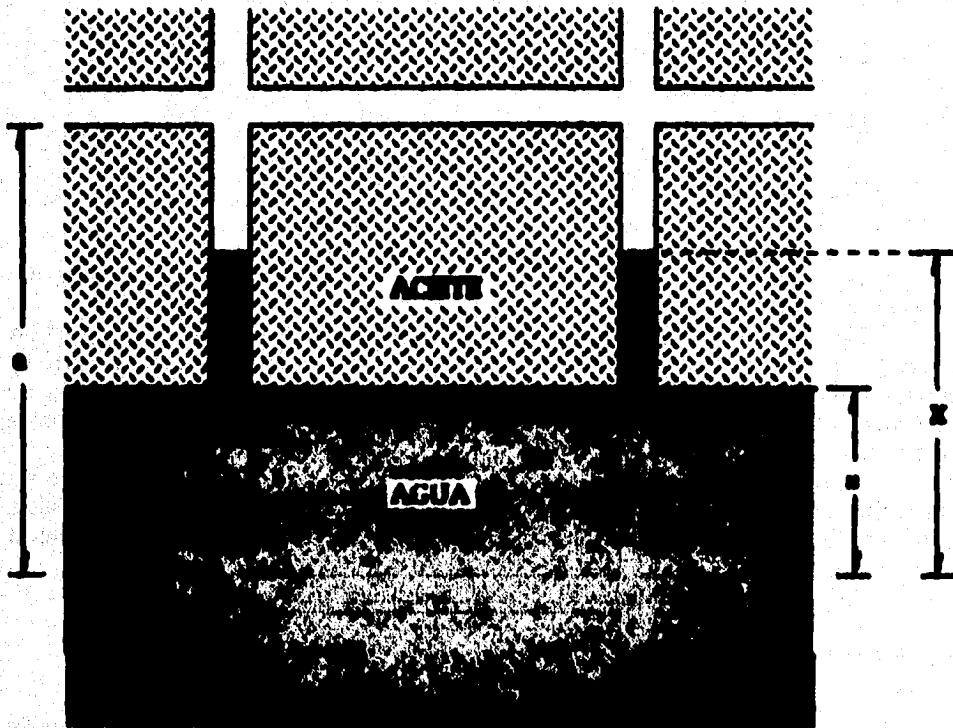


Fig. XIII.2 Esquema idealizado del desplazamiento de aceite por inversión de agua.

Se observa que el agua se desplazará más rápidamente por las fracturas que por la matriz, desplazando menor cantidad de aceite el cual se encuentra principalmente en la matriz, lo que hará que se tenga producción de agua muy

rápidamente y obteniendo una producción de aceite mucho menor.

El ritmo de producción se debe controlar de forma que el avance del agua en las fracturas, sea comparable al avance que tiene el agua en la matriz, debido al fenómeno de imbibición. La imbibición es el avance de la fase mojannte, sobre la fase no mojannte, como proceso natural de las fuerzas capilares. Cuando la fase mojannte es el agua, el fenómeno de imbibición es favorable al desplazamiento del aceite; por el contrario, si la fase mojannte es el aceite, el fenómeno es desfavorable al desplazamiento.

El desplazamiento del aceite por agua es favorecido por la diferencia de densidades, cuando los pozos productores están estructuralmente altos.

La rapidez con la cual avanza el agua en la matriz se le denomina velocidad crítica (V_c), e indicará la rapidez a la cual se debe tratar de ajustar el avance del agua en las fracturas, modificando los gastos de producción. El gasto al cual se alcanzan iguales velocidades de avance en la matriz y en las fracturas se le denomina gasto crítico (q_c).

Si $q_{producción} > q_c$ la recuperación será menor. La velocidad del frente de avance en la matriz dependerá de las características de mojabilidad de la roca, tamaño de poro, distribución de los poros, etc.

Existe una ecuación para calcular el gasto de imbibición, por unidad de sección de matriz, al cual se da dicho fenómeno, que en realidad es la velocidad crítica (obsérvense las unidades) de avance:

$$q_c = \frac{k_o}{\mu_o} a (\rho_w - \rho_o)$$

Donde	q_c	Velocidad crítica expresada como gasto por unidad de área.
	k_o	Permeabilidad al aceite en la matriz.
	ρ_w, ρ_o	Densidades del agua y el aceite.
	μ_o	Viscosidad del aceite.
	a	Altura promedio de los bloques de matriz. Ver Fig. XIII.2.

Estos datos deben obtenerse de análisis de laboratorio.

XIII.1.4 DESPLAZAMIENTO POR CASQUETE DE GAS

Este mecanismo de desplazamiento es muy importante manejarlo adecuadamente para obtener mayores recuperaciones, sobre todo para propiciar, mediante ajustes en la producción, la formación del casquete de gas. La segregación gravitacional se explica con detalle en subtemas posteriores.

XIII.2 SEGREGACION DEL GAS LIBERADO

Una vez que se ha iniciado la movilidad del gas, las fracturas verticales favorecerán la segregación gravitacional; también la favorecen otros factores como echados pronunciados, espesores considerables y aceites ligeros. Pero todos estos factores no serán suficientes para que se tenga una segregación eficiente, si el ritmo de producción no es el adecuado.

Si las fracturas son mayormente horizontales, debilitan el mecanismo de segregación, pues los gradientes de presión provocados por los pozos, se hacen sentir inmediatamente, fluyendo hacia éstos la mayor parte del gas liberado, contrariamente a lo que sucede cuando existen más fracturas verticales. Obsérvese la Fig. XIII.3.

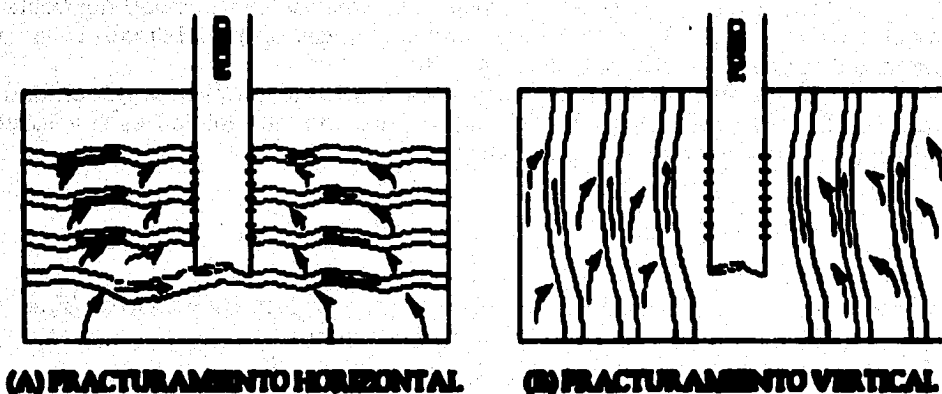


Fig. XIII.3 Esquema idealizado de fracturamientos horizontal y vertical.

Cuando las fracturas son horizontales no se forma casquete, el mecanismo predominante es el desplazamiento por gas disuelto liberado. Si las fracturas son verticales, el mecanismo predominante es el desplazamiento por casquete de gas.

Si al predecir el comportamiento del yacimiento tomando en cuenta algún mecanismo de empuje, como puede ser gas disuelto liberado o entrada de agua, la declinación de la presión y la relación gas-aceite calculadas por el método, son mayores que las reales (datos de campo) para una recuperación dada, significa que el método aplicado no está tomando en cuenta la segregación gravitacional considerable.

Para determinar cuantitativamente si la segregación actuará en forma considerable en la recuperación de aceite se calcula el término:

$$IDGA = \frac{k_o}{\mu_o} (\rho_o - \rho_g) \text{ sen } \alpha$$

Donde:

IDGA	Indice de drene por gravedad del aceite (md g/ cp cm ³)
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite (md)
μ _o	Viscosidad del aceite (cp)
ρ _o	Densidad del aceite (g/cm ³)
ρ _g	Densidad del gas (g/cm ³)

Si el valor de IDGA es mayor de 10, el drene por gravedad participará en forma efectiva en la recuperación del aceite. El valor de la permeabilidad efectiva del aceite debe obtenerse a partir del índice de productividad de los pozos, y no de núcleos en laboratorio, para tomar en cuenta tanto el efecto de la permeabilidad de la matriz como el correspondiente al subsistema de fracturas.

XIII.3 DESARROLLO DE LA ZONA GASOGENA

En este trabajo se ha considerado que el yacimiento puede estar a condiciones de baj saturación o de saturación, en forma excluyente, tomando como límite la presión de burbujeo de la mezcla de hidrocarburos. La realidad es que en un yacimiento principalmente con efectos gravitacionales considerables, la presión no cambia de un valor a otro uniformemente en todo el espesor del yacimiento, sino que, como es lógico, las partes superiores del yacimiento tendrán una presión menor que las partes inferiores de éste, sobre todo si el espesor o el echado de dicho yacimiento es considerable. Al existir este gradiente vertical de presiones, cambiarán también con la profundidad las condiciones a las que se encuentra sometido el aceite, variando también las propiedades de éste, como lo son la densidad, el factor de volumen, la relación de solubilidad, presión de saturación, densidad, viscosidad, etc. Obsérvese la Fig. XIII.4.

En esta figura la curva (a) muestra la presión inicial en el yacimiento, si la densidad del aceite se mantuviera constante con la profundidad (ideal); la curva (b) muestra la presión inicial en el yacimiento cuando la densidad incrementa al aumentar la profundidad (real).

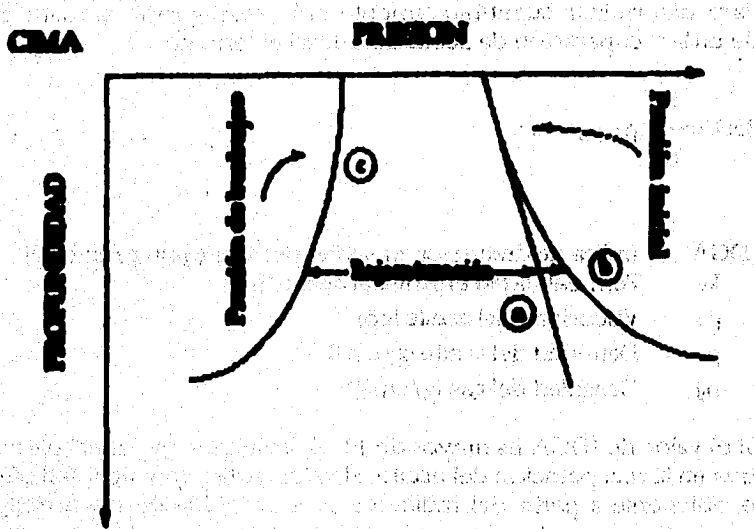


Fig. XIII.4 Variación de la presión inicial del yacimiento y de la presión de burbujeo, con la profundidad.

La curva (c) muestra la variación de la presión burbujeo con la profundidad, apreciándose que la p_b es mayor en la cima del yacimiento, debido a que el aceite tiene más gas en solución, siendo más ligero; en cambio, la mezcla de hidrocarburos es más pesada hacia la base.

Después de analizar la Fig. XIII.4, es fácil comprender que el yacimiento se encuentra en condiciones de bajo saturación desde la cima hasta la base, debido a que las curvas (b) y (c) no se cruzan. Pero ¿qué sucederá si estas curvas se cruzaran? En este caso el yacimiento originalmente tendría un casquete de gas, a partir del punto en que se cruzaran ($S_g < S_{go}$).

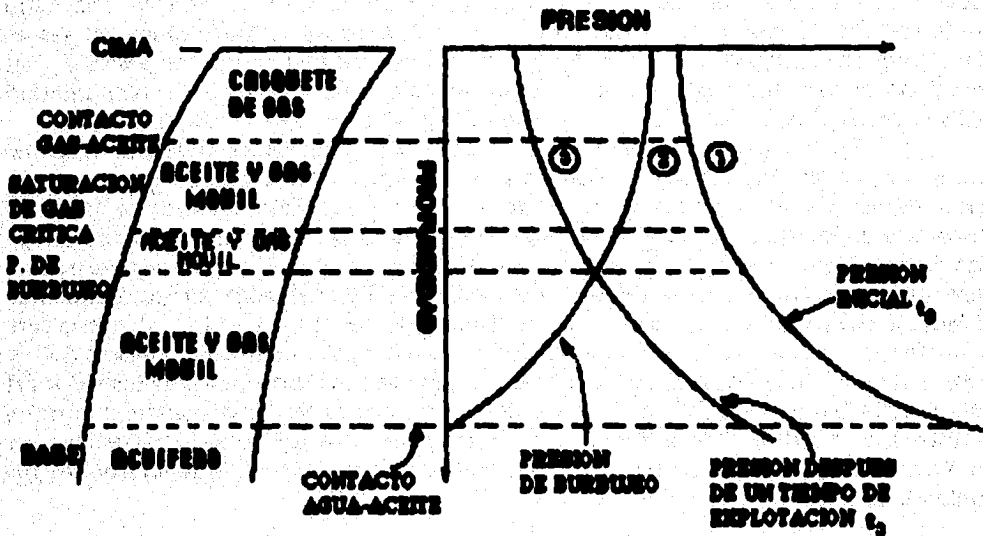


Fig. XIII.5 Distribución de hidrocarburos generada por la explotación, con sus gradientes de presión correspondientes.

En la Fig. XIII.5 las curvas (2) y (3) se cruzan, lo que implica que el yacimiento, para un tiempo de explotación t_3 , ya es un yacimiento con fase gaseosa. Pero este yacimiento, originalmente (t_0), era bajosaturado, (la curva (1) y la curva (3) no se cruzan).

Nótese que el perfil de presiones para la curva (1) es suave, y para la curva (3) es quebrado; esto se debe a los cambios en las características y propiedades de los fluidos a las profundidades marcadas.

En la zona gasógena se encuentran actuando los mecanismos de desplazamiento por casquete y por gas disuelto liberado. Pero, en general en todo el yacimiento están participando todos los mecanismos de empuje.

XIII.4 CONVECCION DEL ACEITE, INVERSION DE PRESION Y PSEUDO ENTRADA DE AGUA

XIII.4.1 CONVECCION EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

En un yacimiento fracturado que experimenta una disminución en su presión se desarrollará gas en todos los puntos del yacimiento donde la presión del

aceite sea menor que la presión de saturación; a la zona donde ocurre este fenómeno se le llama zona gasógena. Debido a la alta conductividad de las fracturas, el gas en las fisuras se segregará del aceite rápidamente antes de acercarse a los pozos y gran cantidad de gas, sino todo, se unirá al casquete de gas. Sin embargo, a la profundidad suficiente, la presión del aceite permanecerá bajosaturado (Ver Fig. XIII.4).

En la zona gasógena el gas se liberará del aceite tanto en las fisuras como en la matriz. El aceite que se encuentra en las fisuras tiene menos gas y es más pesado que el aceite abajo de éste en la zona bajosaturada. Esta inversión de densidad (aceite pesado arriba de aceite ligero) puede originar una convección considerable en las fisuras. Como resultado de esta convección, el aceite pesado conteniendo menos gas fluye hacia abajo a través de las fisuras, poniéndose en contacto con los bloques de matriz almacenando aceite ligero que contiene más gas disuelto. El gas disuelto será transferido de la matriz a las fisuras debido a una difusión molecular a través de los poros de la matriz; también habrá transferencia de gas debido a una convección local dentro del bloque que la matriz inducida por un contraste de densidades entre el aceite de la matriz y el de la fisura. Esto originará la migración hacia la parte superior del aceite aligerado en la fisura hasta encontrar una presión baja, se liberará al gas uniéndose al casquete de gas.

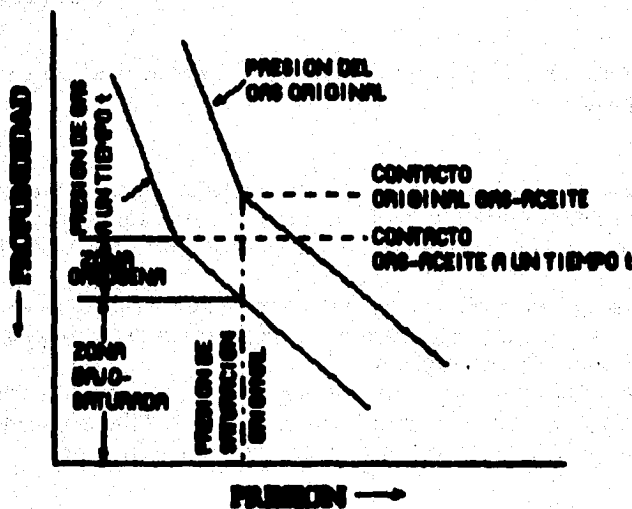


Fig. XIII.6 Diagrama Presión vs. Profundidad.

El fenómeno de convección origina la disminución de la presión de saturación (p_b) con el tiempo, debido a que el aceite se hace más pesado y como tiene menor cantidad de gas, disminuye su p_b .

XIII.4.2 INVERSION DE PRESION Y PSEUDO ENTRADA DE AGUA

El fenómeno descrito por Stegemeir y Mathews en 1957, llamado "inversión de presión" por H. N. Maad, ocurre tanto en yacimientos con casquete de gas como en yacimientos con empuje de gas disuelto. En un yacimiento con presión p menor que la presión de saturación (p_s) disminuirá su presión hasta la presión de abandono del yacimiento; esta acción libera gas en solución después de que la saturación crítica de gas ha sido alcanzada. Este gas tenderá a subir y a colectarse en la parte superior del yacimiento. El pseudo-flujo causado por este fenómeno puede ser lo suficientemente grande en yacimientos con una gran columna de aceite y alta permeabilidad, provocando un efecto equivalente al incremento de presión proporcionado por la invasión o inyección de un fluido al yacimiento; los cálculos de balance de materia serían inválidos sino se toma en cuenta la inversión de presión.

Si en un yacimiento donde se tiene una columna grande de aceite, los pozos más profundos no han producido agua, pero, se ha predicho y además existe un comportamiento extraño de la presión; entonces puede sospecharse que existe una inversión de presión. La formación de un casquete de gas secundario produce un efecto, en la presión del yacimiento, equivalente a la entrada de agua.

XIII.5 CONTROL DE LA EXPLOTACION

Las medidas de control necesarias para propiciar la acción de drenaje por gravedad, son similares a las aplicadas en yacimientos con casquete de gas. Deben predominar las fuerzas de flotación sobre las fuerzas generadas por los gradientes de las fuerzas de flotación.

Deben cerrarse los pozos que producen con altas relaciones gas-aceite, con el fin de retener en la parte superior del yacimiento el gas segregado, ya que éste desplazará al aceite que se acumula en las partes inferiores del yacimiento, obteniendo una mayor recuperación.

Los intervalos productores deben localizarse en la parte inferior del yacimiento, para evitar la producción de gas del casquete; se deberán colocar pozos de observación en la parte media del yacimiento, a fin de detectar periódicamente la posición del contacto gas-aceite, permitiendo determinar la velocidad de avance del contacto y la eficiencia de desplazamiento del aceite. La explotación se controlará a fin de lograr la invasión uniforme del yacimiento por el empuje de gas secundario.

XIII.6 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO

Existen dos criterios que permiten seleccionar cómo se va a predecir el comportamiento de un yacimiento fracturado. Si el sistema de fracturas es en su mayoría en forma horizontal -es poco común encontrar un yacimiento de esta naturaleza- y la presión en el yacimiento es menor que la presión de saturación, el mecanismo de segregación gravitacional va a actuar poco y el mecanismo predominante sería el de empuje por gas disuelto; para este caso se pueden utilizar los procedimientos descritos en los Caps. VI y VII del presente trabajo. Si por el contrario, existe una buena permeabilidad en forma vertical, el principal mecanismo que va a actuar es el de segregación gravitacional; para este caso a continuación se presenta un método para calcular el comportamiento.

Para que el mecanismo de segregación gravitacional actúe predominantemente, se tiene que restringir el ritmo de producción; si se tiene una alta permeabilidad vertical, la viscosidad del aceite es baja y el echado es pronunciado o se tiene un gran espesor, entonces la segregación gravitacional predominará aún cuando los gastos sean altos.

XIII.6.1 BASES DEL METODO

- 1. El yacimiento está bien comunicado verticalmente, permitiendo que los gradientes de presión sean constantes en el casquete de gas y en la zona de aceite.**
- 2. Se desarrolla un casquete secundario de gas al explotar el yacimiento, debido a la segregación del gas al variar la presión, alcanzándose p_b primero en la parte superior del yacimiento.**
- 3. Se desprecia la entrada y producción de agua.**
- 4. La producción de aceite se obtiene de la parte inferior del yacimiento, donde se obtiene aceite bajosaturado, por lo tanto, $R_p = R_a$.**
- 5. Durante la explotación, el ritmo de producción de aceite no excede al de su segregación en el yacimiento.**
- 6. El casquete de gas se desplaza uniformemente.**

XIII.6.2 INFORMACION REQUERIDA

La siguiente información es necesaria para predecir el comportamiento del yacimiento:

1. La variación del volumen de roca contra la profundidad.
2. La variación de la presión inicial con la profundidad.
3. La variación de la porosidad y de la saturación de agua.
4. Propiedades PVT de los fluidos y su variación con la profundidad.
5. Compresibilidad de la roca.
6. Saturación media remanente del aceite en el casquete de gas, S_{oreg} .
7. Número de pozos productores, localización de sus intervalos y su productividad.

XIII.6.3 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

1. Construir una gráfica de volumen acumulativo de roca del yacimiento contra profundidad.
2. Sobre la gráfica anterior, dibujar la variación de la presión de saturación y la presión inicial del yacimiento contra la profundidad. (Ver Fig. XIII.5).
3. Seleccionar una profundidad del contacto gas-aceite y obtener el volumen de roca ocupado por el casquete de gas.
4. Suponer una presión a la profundidad donde se consideró el contacto gas-aceite.
5. Calcular la distribución de presión arriba del contacto gas-aceite. Se considera que el gradiente de presión en el casquete de gas secundario es igual al gradiente de presión de una columna de gas estática. Procedimiento ver Ref. 6.
6. Calcular la distribución de presión abajo del contacto gas-aceite.
7. Dibujar las distribuciones en la figura de referencia (Fig. XIII.5).

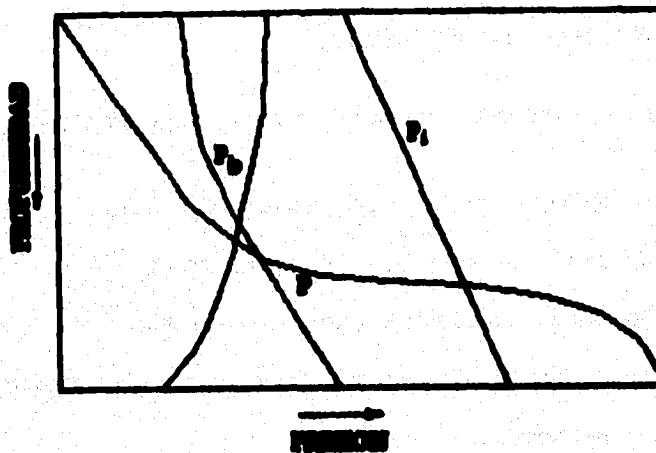


Fig. XIII.7 Gráfica de presiones vs. profundidad.

8. Dividir la distancia entre la cima y el contacto gas-aceite en intervalos de igual espesor, teniéndose un número determinado de bloques; obtener su volumen (V_{eij}).
9. Dividir la zona que contiene gas liberado disperso, o sea la comprendida entre el contacto gas-aceite hasta el nivel en que la presión es igual a la presión de saturación, en bloques, obteniendo su volumen (V_{eij}).
10. Dividir la distancia comprendida entre el nivel anterior ($p=p_{ij}$) y la profundidad total del yacimiento, correspondiendo a cada bloque un volumen de roca (V_{rj}).
11. Determinar las propiedades medias de cada bloque: p_j , ϕ_j , $(S_w)_j$, $(B_{oi})_j$, $(B_{ob})_j$, $(R_{ob})_j$, $(R_o)_j$, $(B_g)_j$.
12. Calcular el volumen de gas @ C. Y. liberado por el aceite saturado tomando en cuenta el gas contenido en la zona con gas liberado disperso.

$$Q_{g1} @ C. Y. = \sum_{j=1}^n \frac{(V_{eij}) \phi_j (1-S_w)_j (B_g)_j [(R_{ob})_j - (R_o)_j]}{(B_{oi})_j}$$

XIII.1

13. Obtener el volumen de roca que ocupa dicho gas liberado.

$$V_{g1} = \frac{G_{g1}}{\phi S_{g0g}} ; \quad \text{XIII.2}$$

Donde:

$$\phi = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j (V_{og})_j}{\sum_{j=1}^n (V_{og})_j} ; \quad \text{XIII.3}$$

$$S_{g0g} = 1 - S_{w0g} - S_{o0g} ; \quad \text{XIII.4}$$

y

$$S_{w0g} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j (V_{og})_j (S_w)_j}{\sum_{j=1}^n \phi_j (V_{og})_j} . \quad \text{XIII.5}$$

14. Comparar los volúmenes de roca del paso anterior con el paso 3; si coinciden dentro de una tolerancia, seguir con el paso 15; de lo contrario, suponer otra presión para el contacto gas-aceite y repetir el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada.

15. Calcular el volumen de aceite producido, de la zona con gas liberado por efecto de la expansión de la roca, del agua congénita y del aceite bajo saturado.

$$N_{p0g1} = \sum_{j=1}^n \frac{(V_{og})_j \phi_j (1-S_w)_j (c_o)_j [(p_1)_j - (p_o)_j]}{(B_o)_j}$$

$$+ \sum_{j=1}^n \frac{(V_{og})_j \phi_j (1-S_w)_j (c_o)_j [(p_1)_j - (p_o)_j]}{(B_o)_j} \quad \text{XIII.6}$$

16. Obtener el volumen de aceite producido, arriba de p_b , por efecto de las expansiones aludidas, de la zona que contiene aceite bajo saturado.

$$N_{psgb_1} = \sum_{j=1}^n \frac{(V_{ob})_j \phi_j (1-S_w)_j (c_o)_j [(p_1)_j - (p)_j]}{(B_o)_j} \quad \text{XIII.7}$$

17. Calcular el volumen de aceite producido por efecto del gas liberado.

$$N_{p_2} = \sum_{j=1}^n [N_j - (N_{p1})_j] \left[1 - \frac{S_{org}(B_{ob})_j}{(1-S_w)_j (B_o)_j} \right] \quad \text{XIII.8}$$

18. Determinar la recuperación total.

$$\text{Rec} = \frac{N_{psg1_1} + N_{psgb_1} + N_{p_2}}{N} \quad \text{XIII.9}$$

19. Calcular la presión media del yacimiento.

$$\bar{p}_y = \frac{\sum_{j=1}^n (p)_j V_j \phi_j (1-S_w)_j}{\sum_{j=1}^n V_j \phi_j (1-S_w)_j} \quad \text{XIII.10}$$

20. Obtener el tiempo de explotación:

$$t = \frac{N_p}{q_o} ; \quad \text{XIII.11}$$

Donde

$$\bar{q}_o = \frac{\sum_{k=1}^n q_{ok} t_k}{t} ;$$

XIII.12

Este procedimiento se repite hasta que el contacto gas-aceite llegue a un nivel preestablecido o a un tiempo de explotación determinado.

REFERENCIAS

1. Peaceman, D. W.: "Convection in Fractured Reservoirs-Numerical Calculation of Convection in a Vertical Fissure, Including the Effect of Matrix- Fissure Transfer." SPE Journal, Pág. 281. Octubre, 1976.
2. Peaceman, D. W.: "Convection in Fractured Reservoirs - The Effect of Matrix - Fissure Transfer on the Instability of a Density Inversion in a Vertical Fissure." SPE Journal, Págs. 269-280. Octubre, 1976.
3. Mead, H. N.: "Pressure Inversion and Material Balance Calculations." Trans. of AIME, Vol. 216, 1959.
4. Garalcochea, P. F.: "Comportamiento Primario de los Yacimientos" UNAM-FI, 1987.
5. Beveridge, S. B.; y Spivak, A.: "Recovery Sensitivities of High-Relief Reservoirs." Journal of Canadian Petroleum. Julio, 1969.
6. Craft, B. C. y Holden, W. R.: "Well Design, Drilling and Production." Prentice-Hall Inc, 1962.
7. Reiss, L. H.: "The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations." Technip. Paris, 1980.
8. Garalcochea, P. F. y Rodríguez, N. R. "Método Simplificado para Predecir el Comportamiento de un Yacimiento con Segregación Gravitacional ". Ingeniería Petrolera. Junio de 1981.

CAPITULO XIV

INTRODUCCION A LOS MODELOS MATEMATICOS

En general la simulación matemática de yacimientos ha sido practicada desde el principio de la Ingeniería Petrolera en los años 30's. La simulación matemática es simplemente el hacer cálculos del comportamiento de un yacimiento (para predecir su recuperación o comparar la rentabilidad de métodos de recuperación alternativos). La tecnología de simulación de yacimientos ha sido constantemente mejorada.

Para poder realizar la simulación de un yacimiento se parte de un conjunto de modelos, siendo éstos una representación de lo que ocurre en el yacimiento. En realidad, hay tres tipos de modelos relacionados en el desarrollo de un programa para simular un yacimiento:

1. Modelo Matemático

El sistema físico a ser modelado se expresa en términos de ecuaciones matemáticas apropiadas. Este proceso casi siempre requiere de suposiciones, las cuales son necesarias desde un punto de vista práctico, para simplificar el problema. La formulación de modelos matemáticos sofisticados lleva a obtener ecuaciones diferenciales parciales, no lineales, con condiciones iniciales y de frontera apropiadas.

2. Modelo Numérico

Las ecuaciones que constituyen un modelo matemático del yacimiento son casi siempre muy complejas para ser resueltas por métodos analíticos. Entonces se tienen que hacer aproximaciones, principalmente por diferencias finitas, para poner las ecuaciones en una forma que puedan resolverlas computadoras digitales. Tales ecuaciones forman un modelo numérico.

3. Modelo de Computadora

Un programa de computadora o un conjunto de programas escritos para resolver las ecuaciones del método numérico, constituye un modelo de computadora de un yacimiento.

Estos modelos son la base de los pasos principales relacionados en la simulación de yacimientos (más los indicados mostrados en la Fig. XIV.1.

En este capítulo sólo se tratarán los "modelos matemáticos".

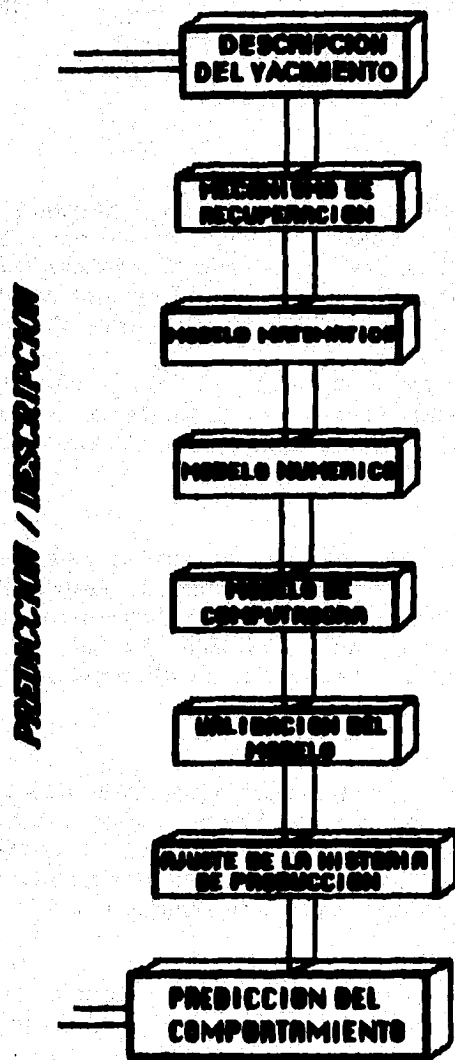


Fig. XIV.1 Pasos principales en un estudio de simulación de yacimientos.

XIV.1 MODELOS MATEMATICOS

XIV.1.1 ECUACION DE DARCY

A partir de la combinación de las formas apropiadas de la ecuación de Darcy, la ecuación de conservación de la masa y una ecuación de estado se obtienen las ecuaciones de flujo, para una o varias fases:

$$q = \frac{k A}{\mu} \frac{dp}{ds};$$

XIV.1

Donde:

k	Permeabilidad del medio poroso, Darcys.
A	Area transversal del medio poroso, cm^2 .
μ	Viscosidad del fluido, cp.
$\frac{dp}{ds}$	Gradiente de presión a lo largo de s , atm/cm.
q	Gasto, cm^3/seg .

XIV.1.3 CONSERVACION DE LA MASA

En la forma de una ecuación diferencial, se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{u_{1x}}{B_1} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{u_{1y}}{B_1} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{u_{1z}}{B_1} \right) + Q_1 = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_1}{B_1} \right)$$

XIV.2

Donde

u_1	velocidad de la fase i .
B_1	factor de volumen de la fase i .
Q_1	gasto por unidad de volumen de la fase i .
ϕ	porosidad.
S_1	saturnción de la fase i .
t	tiempo
x, y, z	coordenadas.

XIV.1.3 ECUACION PARA FLUIDOS INCOMPRESIBLES, EN UNA SOLA FASE

Como se sabe, para un fluido incompresible su densidad es constante y como se trata de una sola fase la permeabilidad relativa es igual a la unidad:

$$k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \pm \frac{\mu q}{\Delta x \Delta y \Delta z} = 0 \quad \text{XIV.3}$$

XIV.1.4 ECUACION PARA FLUIDOS LIGERAMENTE COMPRESIBLES, EN UNA SOLA FASE

En este caso también por tratarse de una sola fase, el valor de la permeabilidad relativa y la saturación del fluido en el medio poroso es la unidad:

$$k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \pm \frac{\mu \theta}{\Delta x \Delta y \Delta z} = \phi \mu c_g \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{XIV.4}$$

XIV.1.5 ECUACION PARA GASES EN UNA SOLA FASE

Se tiene:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial x^2} + k_x \frac{\partial^2 m(p)}{\partial y^2} + k_y \frac{\partial^2 m(p)}{\partial z^2} \pm \frac{2q R T}{M \Delta x \Delta y \Delta z} = \phi \mu c_g \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad \text{XIV.5}$$

Donde

- m Masa que pasa por el sistema x, lb.
- R Constante universal de los gases, =1545 pie lbz/(lb mol)(°R).
- M Peso molecular del gas, lb/lb mol.
- T Temperatura, °R.
- c_g Compresibilidad del gas, psi⁻¹.
- t Tiempo, seg

XIV.1.6 ECUACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO

Las ecuaciones de estado describen las relaciones presión-temperatura-volumen. Se puede suponer que el flujo es isotérmico. Además, se puede suponer que los valores de densidad de los fluidos permanecen constantes.

Las siguientes ecuaciones pueden ser desarrolladas para aceite, agua y gas.

Acete:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q_o}{B_o} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{q_o}{B_o} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q_o}{B_o} \right) \Delta x + Q_o = -V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi S_o \right) \quad \text{XIV.6}$$

Agua:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q_w}{B_w} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{q_w}{B_w} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q_w}{B_w} \right) \Delta x + Q_w = -V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi S_w \right) \quad \text{XIV.7}$$

Gas:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q_g}{B_g} + \frac{q_o R_o}{B_o} + \frac{q_w R_{ow}}{B_w} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{q_g}{B_g} + \frac{q_o R_o}{B_o} + \frac{q_w R_{ow}}{B_w} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{q_g}{B_g} + \frac{q_o R_o}{B_o} + \frac{q_w R_{ow}}{B_w} \right) \Delta x + Q_g = -V_b \frac{\partial}{\partial t} \left[\left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_o}{B_o} + \frac{S_w R_{ow}}{B_w} \right) \right] \quad \text{XIV.8}$$

Donde

- R_o relación de solubilidad.
- q_{fluido} gasto que tiene el fluido, @ C.Y.
- V_b volumen de roca por el que atraviesa el flujo.
- Q_{fluido} gasto de producción, @ C.Y.
- $\frac{\partial}{\partial dirección}$ derivación diferencial en la dirección indicada.

La forma de la ecuación de Darcy que se combinó en estas ecuaciones, es la siguiente:

$$q_{ix} = - \frac{A k k_{ri}}{\mu_i} \frac{\partial \phi_i}{\partial x}, \quad \text{XIV.9}$$

donde

k	permeabilidad absoluta.
k_{ri}	permeabilidad relativa de la fase i .
μ_i	viscosidad de la fase i .
ϕ_i	potencial de la fase i .
A	área por donde atraviesa el flujo.

Además se debe tomar en cuenta un conjunto de ecuaciones auxiliares que se utilizan con las Ecs. XIV.6, XIV.7 y XIV.8:

$$\phi = \phi_{\text{original}} (1 + c_f (\rho - \rho_{\text{original}})), \quad \text{XIV.10}$$

Donde

ϕ	porosidad a la presión p (se debe usar la presión del aceite).
ϕ_{original}	es la porosidad a presión original.
c_f	compresibilidad de la formación.

Saturación:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{XIV.11}$$

Presión capilar:

$$P_g = P_o + P_{cog}$$

$$P_v = P_o - P_{cov}, \quad \text{XIV.12}$$

además de ecuaciones modificadas de la ley de Darcy.

En los términos que tengan el signo z , si el pozo es inyector se usa signo (+); o si es productor, signo (-).

XIV.2 MODELOS SIMPLIFICADOS

Los modelos sencillos siguen siendo muy útiles para predecir el comportamiento de los yacimientos, a pesar de la existencia de modelos de simulación de yacimientos que llegan a incluir transferencia de masa entre las fases, flujo multifásico y efectos en tres dimensiones.

Se ha comentado, que el grado de sofisticación del modelo está determinado por la complejidad del problema, además de la cantidad y la confiabilidad de los datos disponibles. En general, no se justifica, el uso de un modelo muy completo si la información disponible es escasa y poco confiable.

Los diversos métodos de balance de materia continúan siendo útiles ya que permiten comprender los diferentes mecanismos de empuje y sus interacciones, además de que son rápidos en el procesamiento de información y el análisis de resultados, por otra parte, no se necesita gran cantidad de cálculos, permitiendo el uso de calculadoras programables que utilizan poca memoria de cómputo.

La disponibilidad de ciertos datos, evita que estos tengan que ser determinados con el uso de ecuaciones complejas, simplificando considerablemente los cálculos. Por ejemplo, en los modelos matemáticos sofisticados, la determinación de la saturación remanente en determinada zona, se realiza en forma explícita, siendo muy complejos los cálculos, además de hacer uso de permeabilidades relativas. Pero, generalmente, no se cuenta con valores precisos de dichas permeabilidades. Por lo tanto, es conveniente contar con modelos simplificados, para utilizarlos en lugar de los más complejos, cuando se carece de la información básica necesaria.

XIV.3 APLICACIONES A YACIMIENTOS

Lo siguiente es obtener un modelo numérico y después un modelo de computadora (programa); el diagrama de flujo presentado en la Fig XIV.2 permite la construcción de un simulador sencillo de flujo de fluidos en el yacimiento.

Primero se leen todos los datos. El siguiente paso es el balance de materia para los fluidos presentes.

Se selecciona un intervalo de tiempo y se calculan los coeficientes para las ecuaciones en diferencias finitas.

Se desarrolla un conjunto de ecuaciones; al resolverlas se obtienen presión y la saturación simultáneamente o un grupo de ecuaciones que permitan primero el cálculo de las presiones, y de las saturaciones en segundo lugar.

Al final del intervalo de tiempo, se vuelve necesario revisar si este intervalo tomado fue muy grande, de acuerdo a ciertos criterios predeterminados

para cambios máximos permisibles.

Si se salió de los valores máximos permisibles, el intervalo de tiempo tiene que ser reducido y repetir el cálculo.

De otra manera, un nuevo valor de tiempo puede ser seleccionado y los cálculos pueden continuar.

La variación del gasto controla el tamaño del intervalo de tiempo. Por ejemplo, un intervalo de 100 días satisface todos los requerimientos de los coeficientes, aunque, si los pozos experimentan cambios drásticos en la producción, el intervalo de tiempo se limitará por los cambios en la producción.

Al final de cada intervalo de tiempo, se debe llevar a cabo una revisión en el balance de materia. Si se excede el presente criterio, algo puede tener errores, posiblemente debido a un intervalo de tiempo excesivo.

Este punto sólo da la información básica necesaria para construir un simulador de flujo de fluidos en el yacimiento. El diagrama de flujo presentado puede ser usado de otra manera. Se necesita profundizar mucho para poder entender todo lo que gira alrededor de la simulación de yacimientos.

La simulación de yacimientos por computadora permite un estudio más detallado de yacimientos a través de la división de éstos en números de bloques (a veces varios miles) y la aplicación de ecuaciones fundamentales de flujo a través del medio poroso, para cada bloque.

En conclusión, la simulación de yacimientos es usada para estimar la recuperación de un esquema de producción existente (pronosticar), para evaluar los efectos en la recuperación de condiciones alternativas de operación y para comparar la rentabilidad de diferentes métodos de recuperación.

XIV.4 ERRORES COMUNES EN LA SIMULACION

Una de las claves para obtener buenos resultados, es tener buena y suficiente información con qué alimentar al simulador. De los datos más difíciles de obtener con precisión son los valores de permeabilidades relativas. Es recomendable tener más de una fuente de información, para así formar un conjunto de datos confiables y obtener resultados de buena calidad.

Los resultados que proporciona un simulador están en función de algunas fuentes potenciales de error, que se deben considerar:

1. El modelo utilizado es en sí una aproximación al fenómeno físico que se da en el yacimiento, debido a que se hacen ciertas suposiciones al desarrollarlo, que son parcialmente válidas.
2. Al reemplazar el modelo matemático por un modelo numérico para resolver el problema, se introduce un error de truncamiento, ya que las diferencias finitas al ser utilizadas difieren de la solución exacta que se tendría al resolver las

ecuaciones diferenciales en derivadas parciales originales.

- 3. Al utilizar diferencias finitas para la solución de un problema, la computadora incurrirá en un error por redondeo.**
- 4. Como se dijo al principio del inciso, la precisión de los datos es clave para obtener buenos resultados.**

Es importante estimar los errores citados con anterioridad para determinar hasta qué grado pueden afectar los resultados, y con esto, ver si son aceptables los mismos.

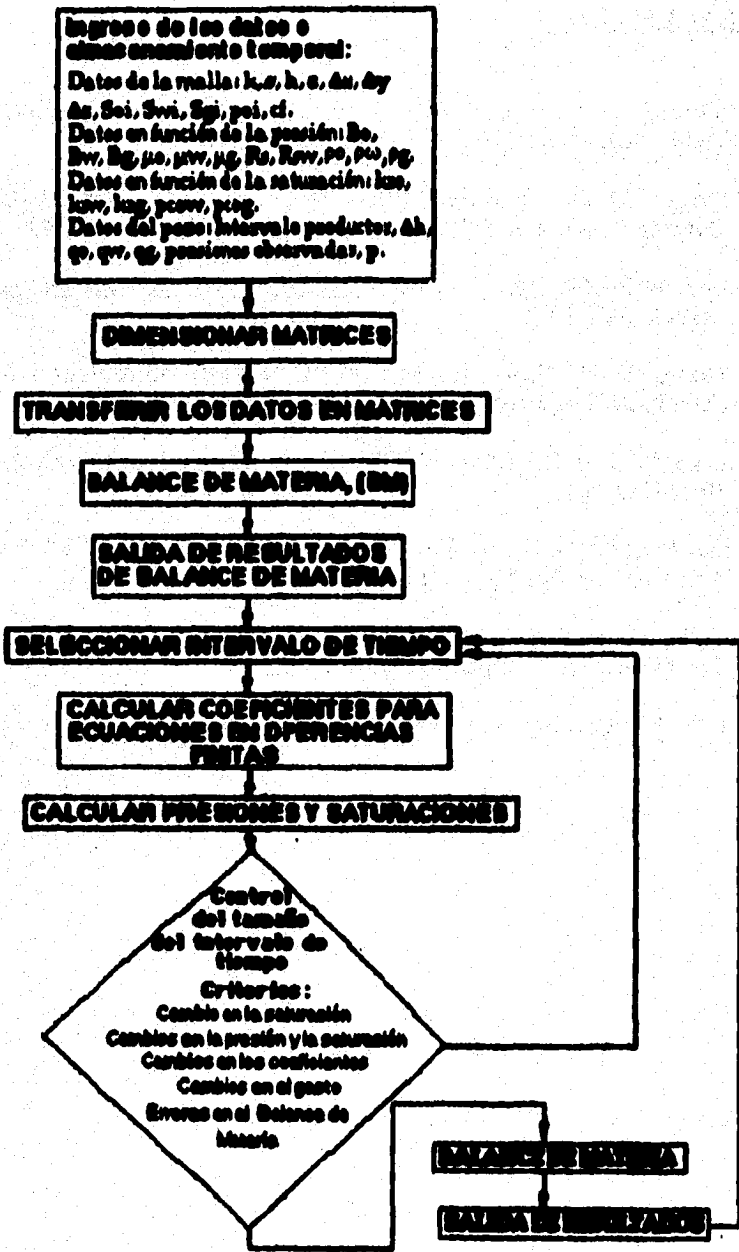


Fig. XIV.2 Diagrama de flujo burdo de un simulador de yacimientos.

REFERENCIAS

1. Odeh, S. A.: "Reservoir Simulation...What is it?", Journal of Petroleum Technology, Págs. 1383-1388. Noviembre, 1969.
2. Staggs, M. H. y Herbeck, E. F.: "Reservoir Simulation Models, An Engineering Overview", Journal of Petroleum Technology Págs. 1428-1436. Diciembre, 1971.
3. Hernández García, M. A.: "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos". UNAM-FI, 1984.
4. Coats, K. H.: "Use and Misuse of Reservoir Simulation Models". Journal of Petroleum Technology. Págs. 1391-98. Noviembre, 1969.
5. Lake, W. L. y Carroll, H. B.: "Reservoir Characterization". Academic Press Inc. 1986, USA.
6. van Poolen, H. K., Bbot, H. C.: "Reservoir Modeling". The Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1971.
7. Aziz, K., Settari, A., "Petroleum Reservoir Simulation". Applied Science Publishers, LTD. London, 1979.
8. UNAM-FI, "Simulación Numérica de Yacimientos". UNAM-FI, 1985.