

20/16

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



"COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE LOS YACIMIENTOS"

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MANUEL BOUSIEGUEZ LIZARRAGA



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C O N T E N I D O

NOMENCLATURA	ix
CAPITULO I.	
CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS	1
1.1.- Introducción	1
1.2.- Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo a los Fluidos Producidos	1
1.3.- Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo a las Condiciones de los Fluidos en el Subsuelo	2
1.3.1.- El Diagrama de Fases.	
1.3.2.- Construcción de Un Diagrama de Fases.	
1.3.3.- Clasificación de los Yacimientos.	
1.4.- Caracterización de Yacimientos de Aceite Volátil	13
CAPITULO II.	
MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS	19
2.1.- Introducción	19
2.2.- Procesos de Desplazamiento	19
2.2.1.- Expansión de la Roca y los Líquidos.	
2.2.2.- Empuje por Gas Disuelto Liberado.	
2.2.3.- Empuje por Capa o Casquete de Gas.	
2.2.4.- Empuje por Agua.	
2.2.5.- Desplazamiento por Segregación Gravitacional.	
2.2.6.- Desplazamiento por Capilaridad (Imbibición).	
2.3.- Combinación de Empujes	39
2.3.1.- Sudación.	
CAPITULO III.	
COMPRESIBILIDAD DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA FORMACION	47
3.1.- Definición de Compresibilidad	47
3.2.- Compresibilidad del Aceite	48
3.2.- Compresibilidad del Gas	49
3.3.1.- Determinación del Factor de Desviación, z.	
3.3.2.- Determinación de la Compresibilidad del Gas.	
3.4.- Compresibilidad del Agua	57
3.4.1.- Obtención de la Compresibilidad del Agua Intersticial.	

3.5.- Compresibilidad de la Formación	62
3.5.1.- Compresibilidad de Formaciones Fracturadas.	
3.5.2.- Compresibilidad Efectiva del Sistema.	

CAPITULO IV.

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS	71
4.1.- Generalidades	71
4.2.- Desarrollo de la Ecuación General de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturados	72
4.3.- Determinación Simultánea de N y W_e	74
4.4.- Indices de Empuje Totales	75

CAPITULO V.

ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO	81
5.1.- Introducción	81
5.2.- Desarrollo de la Ecuación General de Balance de Materia	82
5.3.- Limitaciones y Consideraciones sobre la Ecuación de Balance de Materia	86
5.4.- Algunas Aplicaciones de la Ecuación de Balance de Materia	87

CAPITULO VI.

ECUACIONES Y DATOS FUNDAMENTALES USADOS EN LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS	93
6.1.- Introducción	93
6.2.- Ecuación de la Relación Gas-Aceite Instantánea	95
6.3.- Ecuación de Saturación de Aceite en Yacimientos con Empuje de Gas Disuelto Liberado	96
6.4.- Ecuación de la Recuperación de Aceite	97
6.5.- Relación de Permeabilidades Relativas al Gas y al Aceite en función de la Saturación de Líquido	98
6.6.- Ecuación de la Variación del Índice de Productividad	109
6.7.- Ecuación General de Saturación de Aceite	111

CAPITULO VII.

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO	121
7.1.- Introducción	121
7.2.- El Método de J. Tarner	122
7.2.1.- Datos y Ecuaciones Requeridas.	
7.2.2.- Procedimiento de Cálculo.	

7.2.3.-	Ejemplo de Aplicación.	
7.3.-	El Método de M. Muskat	134
7.3.1.-	Desarrollo de la Ecuación Diferencial de Muskat.	
7.3.2.-	Procedimiento de Cálculo.	
7.3.3.-	Ecuación de R. L. Hoss.	
7.3.4.-	Ejemplo de Aplicación.	
7.4.-	Ajuste de la Predicción	143
7.5.-	Diagrama de Flujo del Método de Turner	145

CAPITULO VIII.

TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO		151
8.1.-	Introducción	151
8.2.-	Tiempo Requerido para la Explotación	152
8.2.1.-	Método de Turner Modificado para Predecir la Declinación de la Presión en un Yacimiento.	
8.2.2.-	Condiciones de Abandono.	
8.3.-	Ejemplo de Aplicación	155

CAPITULO IX.

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN LA FORMA SIMPLIFICADA DE TRACY		161
9.1.-	Desarrollo de la Ecuación Simplificada de Tracy	161
9.2.-	Predicción del Comportamiento de un Yacimiento con Empuje de Gas Disuelto	162
9.2.1.-	Procedimiento de Cálculo.	
9.3.-	Ejemplo de Aplicación	167

CAPITULO X.

FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO		169
10.1.-	Introducción	169
10.2.-	Viscosidad del Aceite	169
10.3.-	Presión del Yacimiento	170
10.4.-	Solubilidad del Gas en el Aceite	171
10.5.-	Forma de la Curva de Permeabilidades Relativas	172
10.6.-	Presencia de una Capa de Gas	174
10.7.-	Saturación de Agua Congénita	176
10.8.-	Inyección del Gas Producido	176

CAPITULO XI.	
EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS	179
11.1.- Introducción	179
11.2.- Clasificación de los Acuíferos	179
11.3.- Ecuaciones y Conceptos Básicos para la Evaluación de la Entrada de Agua	183
11.3.1.- Determinación de la Entrada de Agua al Yacimiento a partir de la E.B.M.	
11.3.2.- Ecuaciones para la Evaluación del Empuje Hidráulico.	
11.4.- Determinación de la Ecuación que Representa la Entrada de Agua a un Yacimiento	197
11.4.1.- Prueba de la Ecuación de Schilthuis.	
11.4.2.- Prueba de la Ecuación Simplificada de Hurst.	
11.4.3.- Prueba de la Ecuación de van Everdingen y Hurst.	
11.4.4.- Prueba de la Ecuación de Stanley.	
11.5.- Determinación Simultánea de N y C en Yacimientos Bajosaturados	205
11.6.- Determinación Simultánea de N y C en Yacimientos de Aceite Saturado	206
11.7.- Algunas Consideraciones sobre la Entrada de Agua	207
CAPITULO XII.	
ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN FORMA DE RECTA	211
12.1.- Introducción	211
12.2.- Solución de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Saturado	212
12.2.1.- Yacimientos Saturados sin Empuje Hidráulico.	
12.2.2.- Yacimientos Saturados con Empuje Hidráulico.	
12.3.- Solución de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturados	221
12.3.1.- Yacimientos Bajosaturados sin Empuje Hidráulico.	
12.3.2.- Yacimientos Bajosaturados con Empuje Hidráulico.	
12.4.- Solución de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Gas	222
12.4.1.- Yacimientos de Gas sin Entrada de Agua.	
12.4.2.- Yacimientos de Gas con Entrada de Agua.	
12.5.- Discusión General	224
CAPITULO XIII.	
PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON ENTRADA DE AGUA	227
13.1.- Introducción	227
13.2.- Comportamiento de Yacimientos de Aceite Bajosaturado con Empuje Hidráulico	228

13.2.1.- Información Requerida.	
13.2.2.- Ecuaciones Usadas.	
13.2.3.- Procedimiento de Cálculo.	
13.3.- Comportamiento de Yacimientos de Aceite Saturado con Empuje Hidráulico, sin Casquete de Gas	233
13.3.1.- Información Requerida.	
13.3.2.- Ecuaciones Usadas.	
13.3.3.- Procedimiento de Cálculo.	
13.4.- Comportamiento de Yacimientos de Aceite Saturado con Entrada de Agua y Casquete de Gas	241
13.4.1.- Ecuaciones Usadas.	
13.4.2.- Procedimiento de Cálculo.	
13.5.- Comportamiento de Yacimientos de Gas con Entrada de Agua	245
13.5.1.- Información Requerida.	
13.5.2.- Ecuaciones Usadas.	
13.5.3.- Procedimiento de Cálculo.	
13.6.- Discusión General	247

CAPITULO XIV.

CONSERVACION DE LOS HIDROCARBUROS MEDIANTE LA EXPLOTACION PRIMARIA DE LOS YACIMIENTOS	249
14.1.- Introducción	249
14.2.- El Gasto de Producción Optimo	250
14.3.- G.O.I. para Yacimientos de Aceite con Entrada de Agua	252
14.3.1.- Yacimientos Bajosaturados.	
14.3.2.- Yacimientos Saturados sin Casquete de Gas.	
14.3.3.- Yacimientos de Aceite Saturado con Casquete de Gas.	
14.4.- G.O.I. para Yacimientos de Aceite Saturado con Casquete de Gas, sin Entrada de Agua	255
14.5.- G.O.I. para Yacimientos con Segregación del Gas Liberado	257
14.6.- G.O.I. para Yacimientos de Gas con Entrada de Agua	257
14.7.- Discusión General	258

CAPITULO XV.

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON SEGREGACION GRAVITACIONAL	265
15.1.- Introducción	265
15.2.- Bases del Método e Información Requerida	266
15.3.- Procedimiento de Cálculo	267
15.3.1.- Ejemplo de Aplicación.	
15.4.- Convección e Inversión de Presión	276
15.5.- Discusión General	279

CAPITULO XVI.	
COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS FRACTURADOS	287
16.1.- Introducción	287
16.2.- Importancia de los Datos en la Caracterización de Yacimientos Fracturados	288
16.2.1.- Porosidad y Permeabilidad.	
16.2.2.- Otras Propiedades.	
16.3.- Mecanismos de Desplazamiento	297
CAPITULO XVII.	
INTRODUCCION A LA SIMULACION MATEMATICA DE YACIMIENTOS	303
17.1.- Introducción	303
17.2.- Aspectos Básicos e Información Requerida	304
17.3.- Clasificación de los Simuladores	311
17.4.- Discusión General	319
APENDICE.	
SISTEMA DE UNIDADES, CONSTANTES Y FACTORES DE CONVERSION	323
A.1.- Sistema de Unidades	323
A.2.- Constantes	324
A.3.- Factores de Conversión	325

N O M E N C L A T U R A

A continuación se presenta una relación de los símbolos, sus significados y unidades, que se usarán en el desarrollo de las ecuaciones presentadas en este trabajo. Algunos símbolos se utilizan para expresar dos o más conceptos. En estos casos, se indicará cada uno de sus significados, separados por punto y coma, así como las unidades en las que se emplean a lo largo de todo el texto. Se usarán esas unidades a menos que se indiquen otras en el texto.

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
a	Constante de conversión de tiempo; altura de un bloque matricial	[días] ⁻¹ [m]
A	Area	[m ²]
B	Constante de entrada de agua	[m ³ /(kg/cm ²)]
B _g	Factor de volumen del gas (B _g < 1)	[m _g ³ a cy/m _g ³ a cs]
B _o	Factor de volumen del aceite (B _o > 1)	[m _o ³ a cy/m _o ³ a cs]
B _t	Factor de volumen de las dos fases	[m _{o+g} ³ a cy/m _o ³ a cs]
B _w	Factor de volumen del agua	[m _w ³ a cy/m _w ³ a cs]
c	Compresibilidad	[kg/cm ²] ⁻¹
cf	Compresibilidad de la formación	[kg/cm ²] ⁻¹
c _g	Compresibilidad del gas	[kg/cm ²] ⁻¹
c _o	Compresibilidad del aceite	[kg/cm ²] ⁻¹
c _w	Compresibilidad del agua	[kg/cm ²] ⁻¹
c _{wp}	Compresibilidad del agua pura	[kg/cm ²] ⁻¹
D	Profundidad	[m]
E	Expansión	[m ³]
E _v	Eficiencia volumétrica	[adim]
g	Aceleración de la gravedad	[m/s ²]
G	Volumen original de gas a c.s.	[m ³]
G _i	Volumen acumulativo de gas inyectado a c.s.	[m ³]
G _p	Volumen acumulativo de gas producido a c.s.	[m ³]
h	Espesor neto; distancia	[m] [m]
H	Espesor bruto	[m]

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
i	Gasto de inyección	[m ³ /día]
J	Indice de productividad	[(m ₀ ³ /día)/(kg/cm ³)]
J _S	Indice de productividad específico	[(m ₀ ³ /día)/(kg/cm ³)/m]
k	Permeabilidad absoluta	[darcy]
k _g	Permeabilidad efectiva al gas	[darcy]
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite	[darcy]
k _{rg}	Permeabilidad relativa al gas	[adim]
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	[adim]
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua	[adim]
k _w	Permeabilidad efectiva al agua	[darcy]
K	Constante	{Depende del caso}
ln	Logaritmo natural (Base e)	[---]
log	Logaritmo decimal (Base 10)	[---]
L	Longitud de una columna de drenaje	[m]
m	Masa; Relación del volumen original de gas a cy, al volumen original de aceite a cy (m = GB _{gi} /NB _{Oi})	[gr] [m _g ³ a cy/m _o ³ a cy]
M	Peso molecular	[lb/mole-lb]
n	Número de Pozos; Número de periodos de explotación	[adim] [adim]
N	Volumen original de aceite a c.s.	[m ³]
N _h	Volumen de aceite a la presión de saturación, medido a c.s.	[m ³]
N _p	Volumen acumulativo de aceite producido a c.s.	[m ³]
p	Presión	[kg/cm ²]
p _b	Presión de burbujeo o saturación	[kg/cm ²]
p _d	Presión de rocío o condensación	[kg/cm ²]
p _c	Presión crítica	[kg/cm ² abs.]
p _{pc}	Presión pseudocrítica	[kg/cm ² abs.]
p _{wf}	Presión de fondo fluyendo	[kg/cm ²]
p _{ws}	Presión estática	[kg/cm ²]
p _c	Presión capilar	[kg/cm ²]
q	Gasto (ritmo) de producción	[m ³ /día]
Q(t)	Entrada de agua adimensional	[adim]
r	Fración del gas producido que se inyecta al yacimiento;	[adim]

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
	Radio de la circunferencia de un tubo capilar	[m]
r_e	Radio de drenaje del pozo	[m]
r_w	Radio del pozo	[m]
R	Constante universal de los gases; Radio de drenaje en el acuífero; Relación gas-aceite instantánea	[lb-pg ² /°R mole-lb] [m] [m _g ³ /m _o ³]
R_e	Radio externo del acuífero	[m]
Rec	Recuperación	[adim]
R_p	Relación gas-aceite acumulativa ($R_p = G_p/N_p$)	[m _g ³ /m _o ³]
R_s	Relación gas disuelto-aceite o de solubilidad	[m _{gd} ³ /m _o ³]
R_{sw}	Relación gas disuelto-agua o de solubilidad en el agua	[m _{gd} ³ /m _w ³]
R_w	Radio interno del acuífero	[m]
s	Saturación	[m _f ³ /m _p ³]
s_{gizig}	Saturación de gas inicial en la zona invadida de gas	[m _g ³ /m _p ³]
s_{oicg}	Saturación inicial de aceite en el casquete de gas	[m _o ³ /m _p ³]
s_{orzig}	Saturación de aceite residual en la zona invadida de gas	[m _o ³ /m _p ³]
s_{orznl}	Saturación de aceite residual en la zona no lavada	[m _o ³ /m _p ³]
s_{orzl}	Saturación de aceite residual en la zona lavada	[m _o ³ /m _p ³]
s_{ozlw}	Saturación de aceite en la zona invadida de agua	[m _o ³ /m _p ³]
s_{wziw}	Saturación de agua en la zona invadida de agua	[m _w ³ /m _p ³]
S.G.	Densidad relativa del gas (aire=1)	[adim]
t	Tiempo	[días]
\bar{t}	Tiempo indimensional o número del periodo de explotación	[adim]
T	Temperatura	[°C]
T_c	Temperatura crítica	[°K]
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica	[°K]
T_{pr}	Temperatura pseudorreducida	[adim]

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
V	Volumen	[m ³]
V _b	Volumen bruto (total) de roca	[m ³]
V _{or}	Volumen de aceite residual	[m ³]
V _{ozig}	Volumen de aceite en la zona invadida de gas	[m ³]
V _{oziw}	Volumen de aceite en la zona invadida de agua	[m ³]
V _{ozni}	Volumen de aceite en la zona no invadida	[m ³]
V _p	Volumen de poros	[m ³]
V _{pzig}	Volumen de poros en la zona invadida de gas	[m ³]
V _{pzni}	Volumen de poros en la zona no invadida	[m ³]
V _s	Volumen de sólidos	[m ³]
w	Amplitud de la fractura	[pg]
W	Volumen de agua en el acuífero	[m ³]
W _e	Volumen acumulativo de agua al yacimiento a c.y.	[m ³]
W _i	Volumen acumulativo de agua inyectada a c.s.	[m ³]
W _p	Volumen acumulativo de agua producida a c.s.	[m ³]
x	Altura del fluido desplazante dentro del bloque matricial	[m]
X	Altura del fluido desplazante en las fracturas	[m]
y	Fración molar de una fase gaseosa	[adim]
Y	Función de compresibilidad adimensional	[adim]
z	Factor de compresibilidad del gas	[adim]

LETRAS GRIEGAS:

α	Angulo de inclinación; Exponente del tipo de flujo	[°] [adim]
γ	Densidad relativa	[adim]
φ	Porosidad	[m _p ³ /m _r ³]
μ	Viscosidad	[cp]
λ	Movilidad (λ = k/μ); Coeficiente de expansión térmica	[darcy/cp] [°C] ⁻¹
ρ	Densidad	[gr/cm ³]

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
σ	Tensión superficial	[dina/cm]
ξ	Factor definido por la Ec. (6.24)	[adim]
θ	Angulo	[°]
Δ	Indica variación	[---]
Σ	Indica sumatoria	[---]
∂	Indica derivada parcial	[---]
a c.e.	Medido a condiciones de escurrimiento	
a c.s.	Medido a condiciones estándar	
a c.y.	Medido a condiciones de yacimiento	

SUBINDICES:

a	Atmosférica; aire
b	Burbujeo (ebullición); roca
c	Crítica; connata; casquete o capa; contacto
d	Rocío (condensación); disuelto; desplazamiento; desplazado
D	Adimensional
e	Efectiva
f	Fluido(s); formación; fractura
g	Gas
i	Inicial o condición; invadido(a); variable muda
j	Variable muda
k	Variable muda
l	Variable muda
l	Lavado; libre
m	Segregación; mezcla
n	Aceite
o	Aceite
p	Producido(s); pseudo; disparos; poros; puro(a)
r	Reducida; residual o remanente

SUBINDICES:

t	Total
T	Total
w	Agua
sc	Condiciones estándar
y	Yacimiento
z	Zona
1	Indica las condiciones iniciales de un periodo de explotación
2	Indica las condiciones al finalizar el periodo de explotación

C A P I T U L O I

CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS

1.1.- INTRODUCCION!

Es práctica común clasificar a los yacimientos petroleros de -- acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos, y en base a las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo.

Así, tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen yacimientos de: aceite, aceite ligero (volátil), gas seco, gas húmedo y de gas y condensado. Las características de los fluidos producidos consideradas en esta clasificación son: la relación gas-aceite instantánea, la densidad relativa del líquido y su color.

Sin embargo, se puede obtener una clasificación más precisa que la anterior si se toman como base las condiciones bajo las cuales se encuentran los fluidos en el subsuelo. En esta clasificación se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la presión y temperatura a que se encuentran dentro del yacimiento. De acuerdo a esto, se tienen por una parte los yacimientos de aceite, y por otra los yacimientos de --- gas. Los primeros se dividen en dos categorías: como yacimientos de aceite normal o no crítico, y como yacimientos de aceite volátil o cercano al punto crítico.² Independientemente de la -- categoría a la que pertenezcan, estos yacimientos pueden ser: - bajosaturados, saturados, o saturados con casquete de gas inicial, dependiendo del valor de su presión inicial con respecto a la presión de saturación o burbujeo.

Dentro de los yacimientos de gas existen los yacimientos de gas y condensado, los de gas seco, y los de gas húmedo.

1.2.- CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LOS FLUIDOS PRODUCIDOS!

Como ya se indicó, el valor de la relación gas-aceite instantánea, el de la densidad relativa del líquido producido y su color, serán los indicadores para delimitar un yacimiento dentro de esta clasificación.

YACIMIENTOS DE ACEITE.

Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite instantánea menor de $200 \frac{m^3}{m^3}$.

YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL.

Estos yacimientos producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800, y con una relación gas-aceite instantánea entre 200 y 1500 m^3/m^3 .

YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780, y con relaciones gas-aceite instantáneas que varían de 1500 a 12 000 m^3/m^3 .

YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO.

Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre 10 000 y 20 000 m^3/m^3 .

YACIMIENTOS DE GAS SECO.

Producen un líquido ligero, transparente (si lo hay) y con relaciones gas-aceite mayores de 20 000 m^3/m^3 .

Esta clasificación no es precisa, ya que con la única base de la relación gas-aceite instantánea, la densidad relativa del líquido y su color, no siempre es posible definir un yacimiento dentro de ella. En algunos casos la experiencia ha mostrado que resulta engañoso guiarse únicamente por estas características para clasificar un yacimiento, sobre todo por el color del líquido. Un buen ejemplo de ello es el caso de un yacimiento que producía un líquido de color negro y con densidad relativa de 0.880 (29° API). Considerando estas características, el yacimiento sería clasificado como un yacimiento de aceite. Después de análisis composicionales y de estudios sobre el comportamiento de las fases en el laboratorio, se observó que los fluidos correspondían a los de un yacimiento de gas y condensado. De la misma forma, los fluidos producidos por un yacimiento de aceite, pueden ser de color claro y no necesariamente negros. De aquí la importancia de considerar las condiciones de presión y temperatura, bajo las cuales se acumulan los fluidos en el yacimiento.

En la Tabla 1-1 se presentan los resultados de análisis composicionales efectuados en fluidos típicos representativos de cuatro de los tipos de yacimientos descritos.

1.3.- CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LAS CONDICIONES DE LOS FLUIDOS EN EL SUBSUELO.

1.3.1.- EL DIAGRAMA DE FASES.

Para entender el principio en el que se basa esta clasificación, es conveniente definir y explicar lo que es un diagrama de fases, así como también algunos conceptos derivados de dicho diagrama.

T A B L A 1¹

CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

COMPONENTE	PORCENTAJE MOLAR PARA UN YACIMIENTO DE:			
	ACEITE	ACEITE VOLATIL	GAS Y CONDENSADO	GAS SECO
C ₁	45.62	64.17	86.82	92.96
C ₂	3.17	8.03	4.07	3.67
C ₃	2.10	5.19	2.32	2.18
C ₄	1.50	3.86	1.67	1.15
C ₅	1.08	2.35	0.81	0.39
C ₆	1.45	1.21	0.57	0.14
C ₇₊	45.08	15.19	3.74	0.21
PESO MOLECULAR DE C ₇₊ :	231.00	178.00	110.00	145.00
DENSIDAD REL. RELACION GAS-ACEITE, m ³ /m ³ _o	0.862	0.765	0.735	0.757
RELACION GAS-ACEITE, m ³ /m ³ _o	110.00	408.00	3420.00	21700.00
COLOR DEL LIQUIDO:	NEGRO VERDUZCO	ANARANJADO OSCURO	CAFE LIGERO	ACUOSO

*heptano y más pesados.

Cuando se desea hacer un estudio de los fluidos contenidos en un yacimiento, se considera que la mezcla formada por dichos fluidos es un sistema el cual, se dice, está constituido por un cierto número de componentes o sustancias puras. En este caso, las sustancias de las que estaría compuesto este sistema serían: el metano, el etano, el propano, etc.; es decir los diferentes compuestos hidrocarburos que existen. Los sistemas pueden ser de dos componentes, si están constituidos por dos hidrocarburos, o multicomponentes, si se trata de una mezcla de más de dos hidrocarburos.

Además de poseer un cierto número de componentes, los sistemas de hidrocarburos se presentan en diferentes fases. Se define como una fase a la parte de un sistema físicamente homogénea separada de otras fases por límites definidos. Existen tres fases que se pueden presentar en un sistema, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre: la fase sólida, la líquida y la gaseosa. En el estudio de mezclas de hidrocarburos, normalmente se consideran las fases líquida y gaseosa ya que, salvo excepciones, la fase sólida no se presenta.

El comportamiento de las fases generalmente se representa mediante una gráfica temperatura-presión, llamada diagrama de fases, en la que se muestran las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de un sistema.

Aunque no es correcto considerar un componente hidrocarburo —el metano por ejemplo— como un sistema, al igual que éstos, tales componentes también se presentan en diferentes fases dependiendo de su presión y temperatura; es decir que también se pueden elaborar gráficas de temperatura-presión para un sólo componente. En la Fig. 1-1 se muestra un diagrama de fases para un sólo hidrocarburo. Se observa que este diagrama es simplemente una curva que separa la zona de líquido de la zona de gas. La curva representa los puntos temperatura-presión en los cuales pueden coexistir las dos fases en equilibrio, y se le llama curva de presión de vapor. Esto indica que si el hidrocarburo está a una temperatura y presión mayores que las que definen la curva de presión de vapor, el componente estará en la fase líquida; en caso contrario será gas. Si la temperatura y la presión caen exactamente en la curva, entonces el hidrocarburo presentará las dos fases en equilibrio.

El punto C, localizado al final de la curva de presión de vapor, es el punto crítico y se define como la presión y temperatura arriba de las cuales ya no pueden coexistir las dos fases en equilibrio. Como se verá más adelante, esta definición de punto crítico para un hidrocarburo no es válida para un sistema de dos o más componentes.

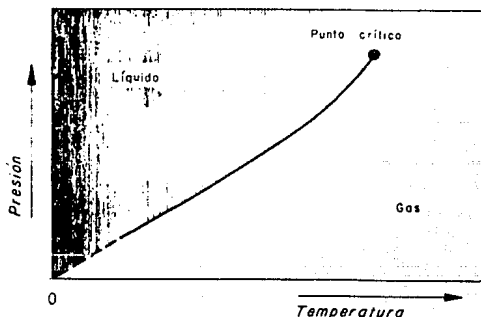


Fig. 1-1.- DIAGRAMA DE FASES PARA UN SOLO COMPONENTE HIDROCARBURO?

En la Fig. 1-2 se muestra un diagrama de fases para un sistema de dos componentes: una sustancia ligera y otra pesada, mezcladas en iguales cantidades. En este caso nótese que es una zona, y no una línea, donde pueden coexistir en equilibrio dos fases. Esta zona o región está delimitada por dos curvas que se unen en el punto - C: la curva de burbujeo o ebullición, que separa la zona de la fase líquida de la región de dos fases, y la curva de rocío o condensación, que separa esta región de la zona de gas. La curva de burbujeo se define como el lugar geométrico de los puntos temperatura-presión para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases. De manera análoga, la curva de rocío se define como el lugar geométrico de dichos puntos en los cuales se forma la primera gota de líquido al pasar de la fase gaseosa a la región de dos fases. El significado físico de estas definiciones se entenderá en la siguiente sección donde se explicará cómo se construye un diagrama de fases. Además del diagrama de fases de la mezcla de dos componentes, en la Fig. 1-2 se presentan los diagramas de cada uno de ellos, representados por las curvas a los lados -arriba y abajo- de la curva correspondiente a la mezcla.

El punto C de la Fig. 1-2, en el que se unen las curvas de burbujeo y de rocío, se llama punto crítico. En este punto, las propiedades de la fase líquida y la gaseosa son idénticas. En realidad, esta es la definición de punto crítico para un sistema de hidrocarburos de dos o más componentes. Esta definición difiere con la que se había dado para un sólo hidrocarburo, ya que para el caso de un sistema, pueden existir las dos fases a temperaturas y presiones mayores que las que definen el punto crítico. Esta diferencia en la definición, es más apreciable conforme el sistema se hace más complejo.

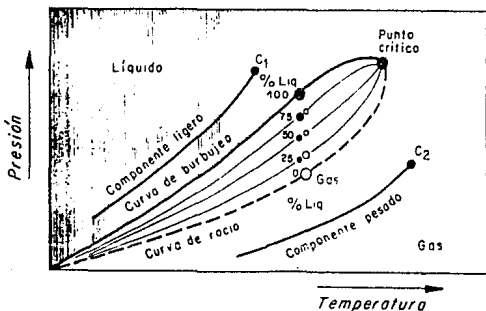


Fig. 1-2.- DIAGRAMA DE FASES PARA UN SISTEMA DE HIDROCARBUROS DE DOS COMPONENTES, MEZCLADOS EN LA MISMA PROPORCIÓN?

En la Fig. 1-3 se presenta un diagrama de fases para una mezcla típica de hidrocarburos. Al igual que en la Fig. 1-2, se ilustran: la curva de burbujeo, AC; la curva de rocío, BC; el punto crítico, C; la zona de líquido; la zona de gas, y la región de dos fases. El punto T de la figura es la cricondenterma, que es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor. De igual forma, existe también una presión máxima a la cual pueden coexistir las dos fases en equilibrio, llamada cricondenbar, representada por el punto P de la Fig. 1-3. Obsérvese que dentro de la región de dos fases hay una porción rayada llamada zona de condensación retrógrada. Recibe este nombre debido a que al bajar la presión a temperatura constante —expansión isotérmica—, ocurre una condensación, cuando lo que normalmente se espera es una vaporización. Este fenómeno se produce por fuerzas que actúan sobre moléculas de distintos tamaños, y depende del balance de estas fuerzas. En la Fig. 1-4 se ilustra este fenómeno. A medida que disminuye la presión, a una temperatura constante, después del punto A, disminuye la atracción entre las moléculas de los componentes ligeros y pesados, porque los primeros se van separando. Conforme esto ocurre, la atracción entre las moléculas de los componentes pesados es más efectiva, formándose así líquido. El fenómeno continúa hasta que se alcanza el punto B, en el cual se ha condensado la máxima cantidad de líquido. Si se sigue disminuyendo la presión, las moléculas del componente pesado empezarán a vaporizarse, originando que las moléculas abandonen la fase líquida por completo y toda la mezcla sea de nuevo gas como en el punto C. Es importante hacer notar que el fenómeno de condensación retrógrada se presenta en la parte del diagrama comprendida entre el punto crítico y la cricondenterma.

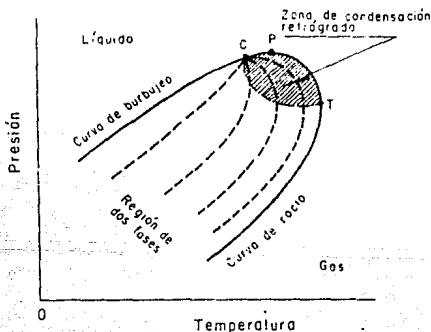


Fig. 1-3.- DIAGRAMA DE FASES PARA UNA MEZCLA TÍPICA DE HIDROCARBUROS⁶

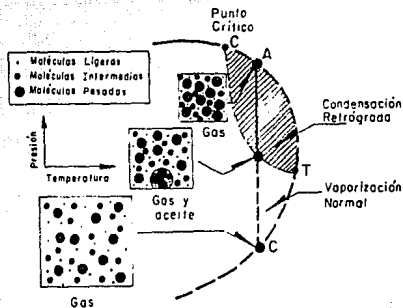


Fig. 1-4.- REPRESENTACION DEL FENOMENO DE CONDENSACION RETROGRADA?

1.3.2.- CONSTRUCCION DE UN DIAGRAMA DE FASES!

A continuación se explicará cómo se construye, en el laboratorio, un diagrama de fases para una mezcla de hidrocarburos de un yacimiento determinado. Para ello, se requiere de una muestra representativa de los fluidos, la cual será colocada en una celda a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, como se muestra en la Fig. 1-5.

Considérese que se tiene esta muestra representativa y que la temperatura y presión iniciales del yacimiento son $87 [^{\circ}\text{C}]$ y $240 \text{ ---} [\text{kg}/\text{cm}^2]$ respectivamente, Fig. 1-5(a). Para simular las condiciones del yacimiento, se mantendrá la temperatura constante y el de presionamiento se logrará aumentando lentamente el volumen de la celda. En la Fig. 1-5(b) se observa que aparece la primera burbuja de gas a una presión de $220 [\text{kg}/\text{cm}^2]$. A esta presión se le llama presión de saturación, de ebullición, o burbujeo; y su ubicación en el diagrama de fases estaría localizada exactamente en la curva de burbujeo. Si se continúa aumentando el volumen, se notará que la presión sigue declinando pero a un ritmo bastante menor, debido a la presencia de la fase gaseosa en la celda. En las Figs. 1-5(c) y 1-5(d) se observa que, después de la presión de burbujeo y al declinar la presión, disminuye el porcentaje de líquido en la celda. Esta expansión continúa hasta el momento en --

T = 87 °C

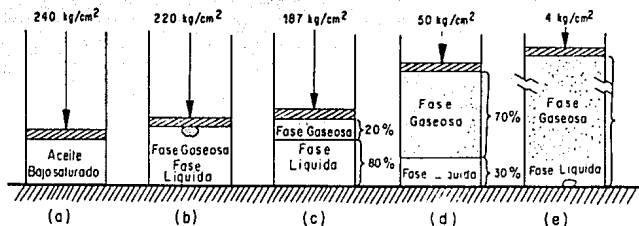


Fig. 1-5.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA EXPANSION ISOTERMICA DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO DE ACEITE.

que solamente queda una gota de líquido a una presión de 4 --- [kg/cm²], como se muestra en la Fig. 1-5(e). Esta presión corresponde a la presión de rocío o de condensación y su ubicación en el diagrama de fases se localizaría en la curva de rocío.

Si la secuencia anterior se repite para diferentes temperaturas y se sitúan los resultados en una gráfica temperatura-presión, se obtendría un diagrama de fases como el que se muestra en la Fig. 1-6.

1.3.3.- CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS.

Como se indicó anteriormente, los yacimientos pueden clasificarse por la localización de su presión y temperatura iniciales, -- con respecto a la región de dos fases, en una gráfica temperatura-presión. Se ha establecido esta clasificación porque cada yacimiento tiene su propio diagrama de fases, el cual depende, únicamente, de la composición de la mezcla de sus hidrocarburos y ésta difiere de yacimiento a yacimiento.

A continuación se analizará el efecto de las condiciones de presión y temperatura iniciales sobre el comportamiento de las fases. Con el propósito de facilitar la explicación, se supondrá que los diferentes tipos de yacimientos considerados poseen la misma mezcla de hidrocarburos y que a dicha mezcla le corresponde el diagrama de fases mostrado en la Fig. 1-6.

YACIMIENTOS DE ACEITE.

Obsérvese en la Fig. 1-6 que el diagrama de fases está dividido en dos secciones, tomando como referencia el punto crítico. La --

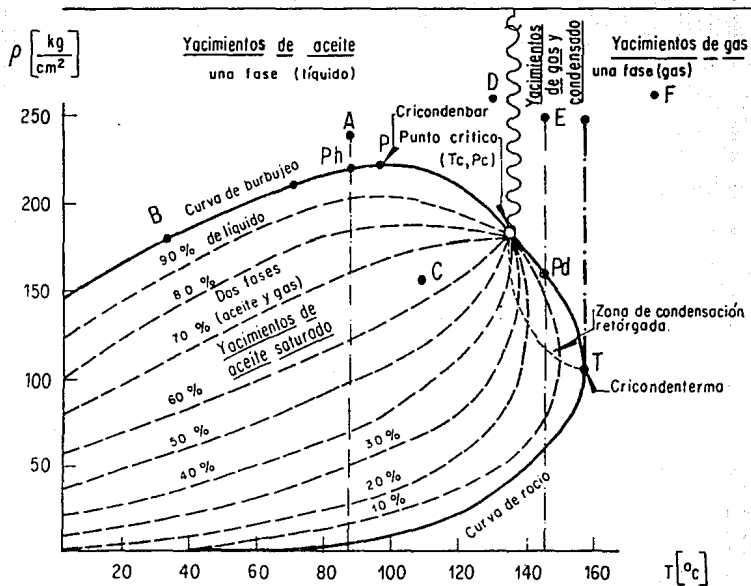


Fig. 1-6.- DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS!

sección de la izquierda corresponde a los yacimientos de aceite y la de la derecha a los de gas. Como se indicó, los yacimientos de aceite pueden clasificarse en dos categorías, dependiendo de su posición con respecto al punto crítico: como yacimientos de aceite normal o no crítico, si están más bien alejados de este punto, y como yacimientos de aceite cercano al punto crítico, si su posición es más bien cercana a dicho punto. Por supuesto no existe una línea divisoria entre las dos categorías de yacimientos, y sólo mediante el análisis, en el laboratorio, de las propiedades de sus fluidos se podrá determinar si un yacimiento pertenece a una categoría o a otra. Los fluidos de los yacimientos de aceite normal —algunas veces incorrectamente llamados yacimientos de aceite negro— presentan bajas relaciones gas-aceite (hasta $360 \text{ m}^3/\text{m}^3$), altas densidades relativas del aceite (mayores a 0.800) y bajos factores de volumen del aceite, B_0 (menores a 2). En cambio, las propiedades de los fluidos de un yacimiento de aceite cercano al punto crítico —generalmente llamados yacimientos de aceite volátil— son más bien contrarias a las anteriores: altas relaciones gas-aceite (de 360 a $540 \text{ m}^3/\text{m}^3$) bajas densidades relativas del aceite (menores a 0.830) y altos valores de B_0 (mayores a 2). Estos altos valores de B_0 se deben a que este tipo de aceite posee un alto encogimiento; es decir una pronunciada reducción del volumen con pequeños decrementos de presión, sobre todo inmediatamente abajo de la presión de saturación. Debido a esto también se les conoce como yacimientos de aceite de alto encogimiento. Por la misma razón, pero por presentar un encogimiento menos pronunciado que el "promedio", los yacimientos de aceite normal reciben también el nombre de yacimientos de aceite de bajo encogimiento. La Fig. 1-7 muestra la diferencia del comportamiento de B_0 con respecto a la presión, para ambos yacimientos de aceite.

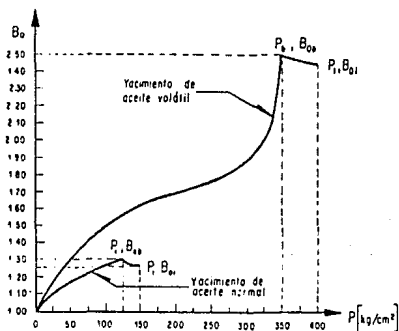


Fig. 1-7.- GRAFICAS DE p vs. B_0 PARA DOS YACIMIENTOS DE ACEITE: NORMAL (NEGRO) Y VOLATIL.

Independientemente de la categoría a la que pertenezcan, los yacimientos de aceite se dividen, además, en yacimientos de aceite: bajosaturado, si su presión inicial es mayor que la de saturación; saturado, si su presión inicial es igual a dicha presión; y saturado con casquete de gas inicial, si su presión es menor que la presión de saturación o burbujeo. A continuación se hará uso de la Fig. 1-6 para ilustrar y explicar cada uno de los tres tipos de yacimientos mencionados.

Considérese un yacimiento con condiciones iniciales determinadas por el punto A de la Fig. 1-6. En este yacimiento los fluidos estarán en una sola fase, correspondiente a la fase líquida, ya que la temperatura a la que se encuentran es menor que la crítica y su presión es mayor que la de saturación o burbujeo. Debido a esto se dice que el fluido del yacimiento es un aceite bajosaturado. Al explotar este yacimiento, la temperatura permanecerá constante, no así la presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo p_b , punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, que aparecerá en forma de burbujas. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de aquel hasta que se abandone el yacimiento. Debe hacerse notar que en este tipo de yacimiento, al alcanzarse la presión de saturación, la composición de los fluidos producidos empieza a cambiar debido a la liberación de gas, que permanece en el yacimiento hasta alcanzar la saturación crítica o mínima para que ocurra escurrimiento del mismo. Por lo tanto, el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes será también diferente.

El punto B de la Fig. 1-6 corresponde a un yacimiento cuya temperatura inicial es menor que la crítica. Se trata, por consiguiente, de un yacimiento de aceite. Sin embargo, en este caso su presión inicial coincide con la presión de saturación o burbujeo. A este tipo de yacimientos se les llama yacimientos de aceite saturado. En el caso particular en que las condiciones iniciales caigan dentro de la región de dos fases, y siempre que la temperatura sea menor que la crítica, se tendrán yacimientos de aceite saturado con casquete de gas inicial, como se muestra en el punto C de la Fig. 1-6.

Se habrá observado que la clasificación anterior de los tres tipos de yacimientos de aceite, es independiente de la categoría de yacimiento que se trate; es decir, es independiente de si el yacimiento es de aceite normal o de aceite volátil. Así por ejemplo, el yacimiento A de la Fig. 1-6, cuyo aceite es bajosaturado, es un yacimiento de aceite normal o no crítico; y el yacimiento representado por el punto D de la misma figura, es un yacimiento de aceite volátil, por su cercanía al punto crítico, y además el aceite está bajosaturado, porque su presión inicial es mayor que la presión de saturación o burbujeo.

YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO!

Regresando a la Fig. 1-6, la parte derecha a partir del punto -- crítico del diagrama de fases de dicha figura, corresponde a los yacimientos de gas. A continuación se explicará el criterio que se sigue para clasificar estos yacimientos.

Considérese un yacimiento con condiciones iniciales correspon--- dientes al punto E de la Fig. 1-6. Los fluidos del yacimiento es tarán en una sola fase, la cual debido a que la temperatura ini--- cial es mayor que la crítica, será gaseosa. Su composición perma necerá constante hasta que, por la extracción, se alcance la pre sión de rocío p_d , al llegar a la curva de rocío o condensación. A partir de este momento se iniciará la condensación del líquido en los poros del yacimiento. Se presenta entonces el fenómeno de condensación retrógrada. El líquido condensado permanecerá inmóvil hasta que alcance la saturación crítica en el yacimiento, -- por lo que cambiará la composición del gas producido en la super--- ficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, conse--- cuentemente, la relación gas-aceite producida. Aquellos yacimien--- tos cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cri--- corderma, y que por esta razón presentan el fenómeno de con--- densación retrógrada, se denominan yacimientos de gas y condensa do.

En la Fig. 1-8 se presenta la esquematización de la expansión is--- otérmica que se obtendría de una muestra tomada a las condicio--- nes iniciales del yacimiento E. Nótese en esta figura que desde la presión de rocío, 160 [kg/cm²] (Fig. 1-8(a)), hasta la pre--- sión de 115 [kg/cm²] (Fig. 1-8(b)), aumenta la fase líquida, te--- niendo lugar la condensación retrógrada. Posteriormente, al se--- guir bajando la presión, el líquido disminuye hasta desaparecer totalmente, a una presión de 59 [kg/cm²] (Fig. 1-8(c)), presen--- tándose una vaporización normal. Este proceso de condensación y vaporización isotérmica ocurre en algunos yacimientos, aunque no en la misma forma, ya que al iniciarse la condensación, varía la composición de la mezcla, y por lo tanto su diagrama de fases.

YACIMIENTOS DE GAS!

Considérese un yacimiento con condiciones iniciales determinadas por el punto F de la Fig. 1-6. En este yacimiento los fluidos es tarán también sólo en la fase gaseosa, ya que su temperatura --- excede la temperatura crítica. Como la temperatura inicial del --- yacimiento es, además, mayor que la cricorderma, dicha fase --- gaseosa se conservará durante toda su vida productora. A este ti po de yacimientos se les denomina yacimientos de gas.

Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en la fase gaseosa, los hidrocarburos producidos entrarán en la región de dos fases, ya que declinan la presión y la temperatura en la tubería de producción, como se muestra en la trayectoria FF₁ de

T = 145 °C

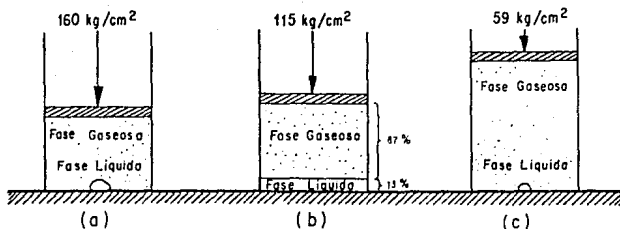


Fig. 1-8.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL COMPORTAMIENTO DE FASES EN UN PROCESO DE EXPANSION ISOTERMICA (YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO).¹

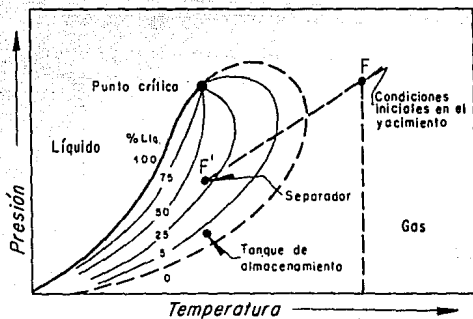
la Fig. 1-9(a). Por lo tanto se tendrá producción de gas y líquido condensado, aún cuando el fluido en el yacimiento es sólo gas. Aquellos yacimientos cuya producción contiene un porcentaje considerable de licuables (condensados) se les llama yacimientos de gas húmedo.

En la Fig. 1-9(b) se presenta un diagrama de fases para el fluido de un yacimiento con características similares al anterior, pero cuya trayectoria de producción no entra en la región de dos fases. A este tipo de yacimientos se les clasifica como yacimientos de gas seco.

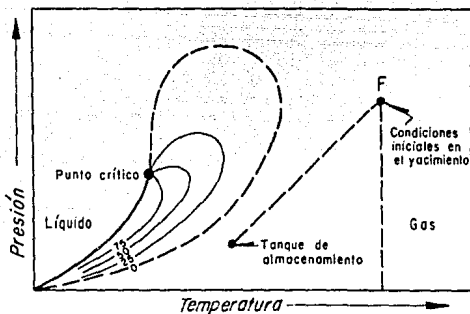
1.4.- CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL.

En la sección anterior se indicó que no existía una línea divisoria entre los yacimientos de aceite normal o no crítico y los de aceite cercano al punto crítico o volátil. Se indicó además que sólo mediante el análisis de las propiedades de los fluidos y del comportamiento de las fases en el laboratorio, era posible determinar si un yacimiento de aceite pertenecía a una categoría o a otra.

Es importante definir si un yacimiento es de aceite volátil o no, debido a que el comportamiento de estos yacimientos y los procedimientos para su explotación y predicción, son diferentes de los utilizados para un yacimiento de aceite normal o negro. A



(a)



(b)

Fig. 1-9.- DIAGRAMAS DE FASES PARA UN FLUIDO DE UN YACIMIENTO DE GAS: (a) HUMEDO, Y (b) SECO?

continuación se explicará el único procedimiento propuesto específicamente para caracterizar un aceite como volátil, descrito - por Cronquist. Este método se basa en los resultados obtenidos - al comparar el comportamiento pVT de muestras provenientes de 80 yacimientos de aceite de la Costa del Golfo. Las muestras cubrieron un amplísimo rango de propiedades, por lo que los resultados se consideraran de aplicación general.

A partir de los datos pVT obtenidos, se establecieron y graficaron las siguientes relaciones dimensionales:

Presión adimensional p_D , que es el cociente de la presión considerada entre la presión de saturación;

$$p_D = \frac{p}{p_b} \dots\dots\dots (1.1)$$

Encogimiento adimensional B_{oD} , que es el cociente del encogimiento del aceite a una presión menor que la de saturación, entre el encogimiento total (desde la presión de saturación hasta la presión atmosférica);

$$B_{oD} = \frac{B_{ob} - B_o}{B_{ob} - B_{oa}} \dots\dots\dots (1.2)$$

En la Fig. 1-10 se presentan los resultados obtenidos al graficar los valores de la presión adimensional p_D , contra el encogimiento adimensional B_{oD} . Se observa que la mayoría de los puntos obtenidos caen dentro de una tendencia definida, a través de la cual se ha trazado una línea "promedio". Los aceites, y su comportamiento pVT adimensional correspondiente, caen dentro de dos clases generales o categorías. Arriba de la línea "promedio" se tienen los aceites con bajas presiones de saturación, que tienden a liberar menos gas y a encogerse más lentamente que los aceites "promedio". Los aceites A, B, C y D pertenecen a esta categoría. Los yacimientos que contienen este tipo de aceites corresponden a los yacimientos de aceite normal o negro. Abajo de la línea "promedio" se encuentran 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 rápido que los aceites "promedio". Caen dentro de esta categoría los aceites E, F y G, y se les llama aceites cercanos al punto crítico o volátiles. Los yacimientos que contienen este tipo de aceites reciben el mismo nombre.

En la Tabla 1-2 se presentan las propiedades de los aceites cuyas curvas se muestran en la Fig. 1-10.

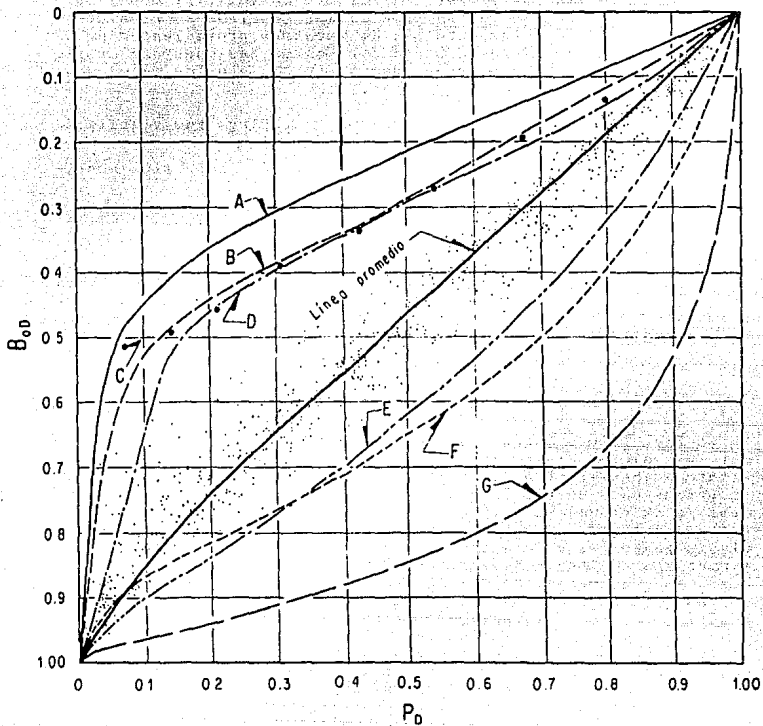


Fig. 1-10.- ENCOGIMIENTO ADIMENSIONAL vs. PRESION ADIMENSIONAL⁸

T A B L A - 1-2^o

PROPIEDADES DE LOS ACEITES QUE PRESENTAN UNA AMPLIA DESVIACION DE LA LINEA "PROMEDIO", DE LA FIG. 1-10.

TIPO DE ACEITE	DENSIDAD (°API)	R_{sb} [m ³ /m ³ _o]	p_b [kg/cm ²]	T_y [°C]	B_{ob}
A	41	146	112	252	1.738
B	34	52	102	252	1.281
C	44	90	138	174	1.368
D	27	18	52	254	1.155
E	37	251	450	243	1.699
F	35	376	392	207	2.165
G	37	246	567	240	3.396

REFERENCIAS.

- 1.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 2.- Moses, L. Phillip.
"Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems". JPT, julio de 1986.
- 3.- Kilgren, K.II.
"Phase Behavior of a High-Pressure Condensate Reservoir Fluid".
Transactions of AIME. Vol. 237, agosto de 1966.
- 4.- Calhoun, John C.
"Fundamentals of Reservoir Engineering".
University of Oklahoma Press. 1976.
- 5.- McCain Jr., William D.
"The properties of Petroleum Fluids".
Petroleum Publishing Company. Tulsa, 1973.
- 6.- Cole, W. Frank.
"Reservoir Engineering Manual".
Gulf Publishing Company. 1969.
- 7.- Clark, Norman J.
"Elements of Petroleum Reservoirs".
SPE of AIME. 1969.
- 8.- Cronquist, C.
"Dimensionless pVT Behavior of Gulf Coast Reservoir Oils".
JPT, mayo de 1973.

C A P I T U L O I I

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS

2.1.- INTRODUCCION:

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, - en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. A ese material se le llama agente desplazante, siendo los principales el gas y el agua. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, originado por alguna forma de energía, cuya naturaleza depende de ciertas variables tales como: las condiciones estructurales que definen el yacimiento; el tipo de aceite; la capacidad de flujo de la roca y del acuífero adyacente, si existe; y del ritmo de extracción?

En base a las variables anteriores, los principales procesos de desplazamiento que intervienen en la recuperación del aceite --- son: 1) la expansión de la roca y los líquidos; 2) el empuje por gas disuelto liberado; 3) el empuje por capa o casquete de gas; 4) el empuje por agua; y 5) el desplazamiento por segregación -- gravitacional. Además de estos cinco procesos de desplazamiento, existe otro que generalmente se considera despreciable, pero que siempre está presente en los yacimientos de aceite: el desplazamiento por fuerzas capilares o capilaridad. Más adelante se verá que en ciertos casos, es un error despreciar los efectos de este tipo de desplazamiento, ya que bajo condiciones favorables, puede provocar el flujo de los fluidos y cambiar su distribución en el yacimiento, aún antes de que se presenten las otras formas de energía?

Aunque existen yacimientos en los que la obtención del aceite se logra a través de un sólo proceso de desplazamiento, en la mayoría de los yacimientos no es un único proceso el que actúa, sino la combinación de dos o más de ellos.

2.2.- PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO.

2.2.1.- EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS!

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, - el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la

baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en el que se alcanza la presión de saturación. Por lo tanto, la relación gas-aceite producida permanece constante durante esta etapa de explotación, e igual a la relación gas disuelto-aceite inicial, R_{gi} . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, por el efecto de la expansión de la roca. La viscosidad del aceite también disminuye como consecuencia de la expansión de éste. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera. Debido a estas circunstancias, el índice de productividad J , permanece prácticamente constante, como indica la Ec. (2.3):

Por definición $J = \frac{q_o}{\Delta p}$ (2.1)

De la ecuación de Darcy para flujo radial:

$$q_o = \frac{C'kk_{r_o}h\Delta p}{\mu_o B_o \cdot \ln(r_e/r_w)} = \frac{C'k_o h\Delta p}{\mu_o B_o \cdot \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots(2.2)$$

Sustituyendo la Ec. (2.2) en (2.1):

$$J = \frac{C'hk_o}{\mu_o B_o \cdot \ln(r_e/r_w)} = C \frac{k_o}{\mu_o B_o} \doteq \text{constante} \dots\dots\dots(2.3)$$

Donde: $C = \frac{C'h}{\ln(r_e/r_w)}$

2.2.2.- EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO!

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje del gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial como la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales, por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. La saturación de gas mínima para que se presente flujo del mismo, es la saturación crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. Es importante hacer notar

que también puede ocurrir flujo de la fase gaseosa discontinua, por separación parcial del gas ocluido, cuando la presión del gas excede a la del aceite que lo confina. En la Fig. 2-1 se ilustra este fenómeno. En los cuadros 1 y 2 de dicha figura se observa que el gas se acumula por difusión y expansión; al seguir acumulándose, la presión del gas aumenta a tal punto que excede a la del aceite permitiendo el flujo de gas por el espacio poroso (cuadro 3, Fig. 2-1). Disminuye entonces la presión del gas, y el aceite invade el espacio poroso interrumpiendo el flujo de gas (cuadro 4, Fig. 2-1). El gas residual se acumula de nuevo y el ciclo se repite.

El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes su movilidad es mayor que la del aceite). De esta manera, la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata sustancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

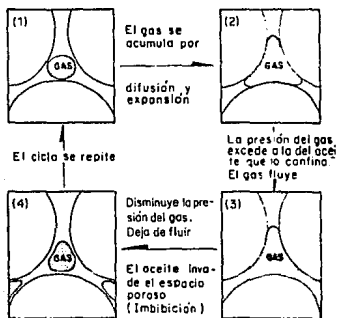


Fig. 2-1.- ESQUEMATIZACIÓN DEL FLUJO DE LA FASE GASEOSA DISCONTINUA EN EL EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO.³

Generalmente este tipo de mecanismo se presenta en yacimientos cerrados que no presentan condiciones favorables a la segregación de sus fluidos; por esta razón, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando por lo general entre el 5 y 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Quando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables a la segregación gravitacional de los fluidos, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite instantánea (R) contra la recuperación o la producción acumulativa. En la Fig. 2-2 se muestra diagramáticamente el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos indicados: expansión de la roca y los líquidos, y empuje por gas disuelto liberado.

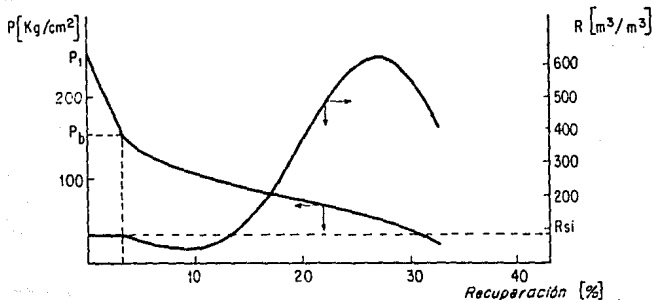


Fig. 2-2.- CURVAS DE VARIACION DE LA PRESION Y RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA, PARA UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EXPANSION DEL SISTEMA Y POR EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO!

2.2.3.- EMPUJE POR CAPA O CASQUETE DE GAS:

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Son dos los requerimientos básicos para que este mecanismo se presente: 1) que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas, y 2) que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

- a) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b) Puede formarse, bajo ciertas condiciones, por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) Puede crearse artificialmente la capa de gas, mediante la inyección del mismo en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso, se entiende fácilmente considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión se mantiene constante por inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que 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, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

Si no hay inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, al declinar la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original del aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte, el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo -

de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando esta saturación forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto liberado.

Las recuperaciones en yacimientos con capa de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% ó más.

2.2.4.- EMPUJE POR AGUA¹

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. 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 será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o ésta será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasiona.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.

En segundo término una presión diferencial 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 debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitar su filtración adecuada.

La formación acuífera 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. Esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua; ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, - ya que debido a su menor movilidad (más viscosa), 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 costeable.

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

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios sustanciales debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 60% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

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 sustancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con la invasión de agua donde no existe una

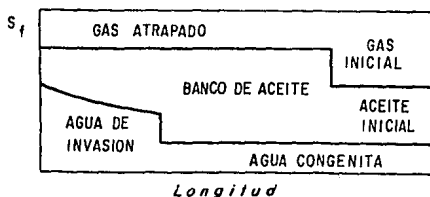


Fig. 2-3.- DISTRIBUCION DE LAS SATURACIONES DE FLUIDOS EN UN SISTEMA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE CON AGUA EN PRESENCIA DE UNA FASE GASEOSA!

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 llamada banco de aceite, que se forma adelante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la Fig. 2-3 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

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. 2-4 se muestra una comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante. Con el mismo propósito, en la Tabla 2-1 se presentan las características principales de los tres mecanismos de desplazamiento más importantes.

2.2.5.- DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACION GRAVITACIONAL!

La segregación gravitacional, o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento con condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluiría a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia de desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o al relieve estructural, alta permeabilidad, y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

En la Fig. 2-5(a) se presenta, de manera cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas, en un yacimiento con condiciones favorables a la segregación. Dichas fuerzas son: el peso de la burbuja de gas, el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, y la fuerza debida al gradiente de presión. Existen también las fuerzas viscosas que se oponen al movimiento del elemento gaseoso considerado. El gradiente de presión es menor entre mayor es la distancia al pozo productor.

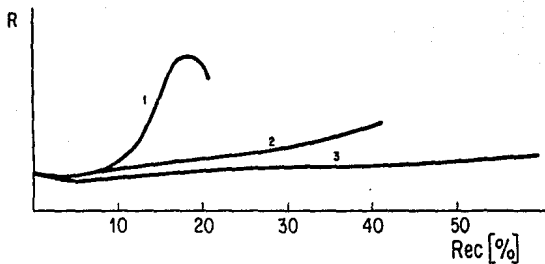
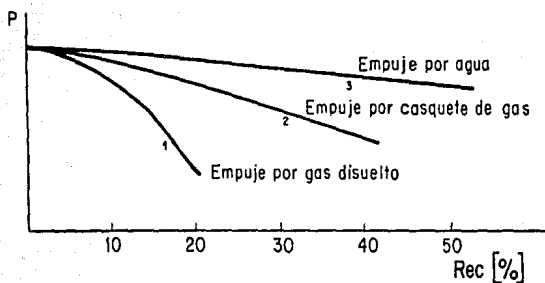


Fig. 2-4.- VARIACIONES EN LAS CURVAS DE DECLINACION DE LA PRESION Y RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA, PARA TRES EMPUJES - DIFERENTES EN UN MISMO YACIMIENTO!

TABLA 2-1.

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS TRES MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO MAS IMPORTANTES EN LOS YACIMIENTOS.

MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO	PRESION DEL YACIMIENTO	RELACION GAS-ACEITE	PRODUCCION DE AGUA	COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS	RECUPERACION ESPERADA
EMPUJE POR GAS DISUELTO	Declina en forma rápida y continua.	Baja, al principio. Aumenta posteriormente a un máximo y luego decrece.	Muy poca o nula.	Requiere métodos artificiales de producción desde las primeras etapas de explotación.	Del 5 al 30% - del volumen de aceite contenido a la presión de saturación.
EMPUJE POR CAPA O CASQUETE DE GAS PRIMARIO	Disminuye en forma lenta y continua.	Aumenta continuamente en los pozos estructuralmente elevados.	Puede o no existir.	Vida fluvente -- prolongada, dependiendo del tamaño de la capa de gas.	Del 20 al 40% del volumen de aceite original.
EMPUJE HIDRAULICO	Se conserva relativamente alta.	Se mantiene baja.	Se manifiesta desde el principio y aumenta considerablemente.	Fluventes hasta que se invaden de agua.	Entre el 35 y el 60% del volumen original de aceite.

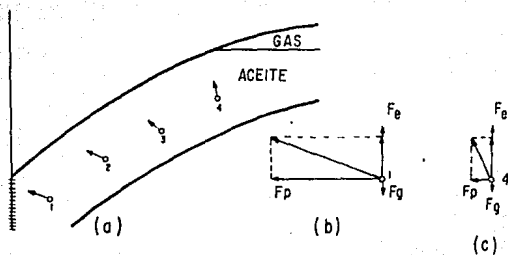


Fig. 2-5.- REPRESENTACION DE LAS FUERZAS QUE ACTUAN SOBRE UNA BURBUJA DE GAS EN UN YACIMIENTO!

Así, una burbuja como la mostrada en el punto 1 de la figura, cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en la Fig. 2-5(b), tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo, en una burbuja como la indicada en el punto 4 - de la Fig. 2-5(a), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en la Fig. 2-5(c), la resultante de las fuerzas tenderá a incorporarla al casquete en vez de desplazarla hacia el pozo.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas - y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores - sean los gastos de extracción, menores serán los gradientes de - presión y mayor la segregación.

En los procedimientos para predecir el comportamiento de yaci--- mientos con empuje de gas disuelto se supone que el gas liberado permanece uniformemente distribuido en el yacimiento?; A partir de dicha suposición se concluye que la relación gas-aceite producida es independiente de la localización de los pozos, del ritmo de extracción, y que no se forma casquete secundario de gas. Sin embargo, en muchos yacimientos esto es contrario a la realidad.

Si se establece contraflujo de aceite y gas en un yacimiento, - es decir, que actúe la segregación, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite disminuirá. Los pozos situados en la parte superior de la estructura pueden producir sólo gas, en tanto que a unos cuantos metros hacia la parte inferior puede obtenerse producción con una relación gas-aceite más baja que la predicha por los métodos indicados. De hecho la limitación de la producción puede permitir la obtención de una relación gas-aceite sólo ligeramente mayor que la R_g . De esta manera se puede alcanzar una alta recuperación. De ahí la importancia de aprovechar el mecanismo de segregación en yacimientos que presenten condiciones favorables.

R.D. West propone un método para la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado y segregación gravitacional. Es importante, en este método, la determinación del gasto de segregación q_{om} , el cual está dado por la siguiente ecuación:

$$q_{om} = 0.835[(\rho_o - \rho_g)/B_o]A \operatorname{sen} \alpha \left[\frac{k_o}{\mu_o} \text{ ó } \frac{k_g}{\mu_g} \right] \dots (2.4)$$

Donde:

- q_{om} = gasto de segregación, $m^3/\text{día}$ a c.s.
- ρ_o = densidad del aceite, gr/cm^3 .
- ρ_g = densidad del gas, gr/cm^3 .
- B_o = factor de volumen del aceite.
- A = área expuesta a la segregación, m^2 .
- α = ángulo de inclinación, grados.
- k_o/μ_o = movilidad del aceite, md/cp .
- k_g/μ_g = movilidad del gas, md/cp .

En esta ecuación se usa el valor de movilidad menor, observándose que el gasto máximo de segregación se obtiene cuando ambas movilidades son iguales ($k_o/\mu_o = k_g/\mu_g$).

El área A , de la Ec. (2.4) es el área de roca de la sección transversal a través de la cual ocurre la segregación, que es la parte media entre el contacto gas-aceite al principio de cualquier intervalo de presión, y la base de la zona de aceite. Para formaciones relativamente delgadas (espesores menores a 10 m.) o estratificadas de mayor espesor, donde la permeabilidad normal al plano de estratificación es una pequeña fracción de la permeabilidad en la dirección paralela a dicho plano, es lógico suponer que el flujo de aceite y gas será a lo largo del plano de estratificación. En tales casos, el área del contorno medio se estima de la suma de los productos de la longitud del contorno y el espesor de la formación, para intervalos a lo largo de la longitud total del contorno. Esta área se grafica en función de la profundidad del contacto gas-aceite, para usarse en la Ec. (2.4). El ángulo α , en este caso, es el ángulo del echado promedio de la formación. En la mayoría de los yacimientos el área aumenta continuamente con la profundidad del contac

to gas-aceite; sin embargo en otros yacimientos puede aumentar - al principio, luego disminuir y finalmente aumentar otra vez con la profundidad. En tales casos puede ser necesario usar el área mínima de la Ec. (2.4), hasta que el contacto gas-aceite llegue al contorno correspondiente.

En arenas de gran espesor con permeabilidad uniforme en todas di recciones, no hay plano aparente de estratificación, y el aceite y el gas fluyen verticalmente. El área en el contorno medio (A) se encuentra planimetreando el área horizontal total en la curva media seleccionada. El área se grafica como una función del con- tacto gas-aceite, para emplearse en la Ec. (2.4). El ángulo α es igual a 90° , en este caso.

La consideración sobre si el flujo es vertical o paralelo al pla no de estratificación, origina una diferencia notable en los re- sultados del cálculo, por lo que deberá prestársele especial a- tención. Cada yacimiento presentará diferentes problemas que de- berán resolverse a fin de estimar su comportamiento.

En la Fig. 2-6 se presenta diagramáticamente el efecto que se -- produce en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recupere- ración y su relación gas-aceite producida.

Debido a la disminución relativamente lenta de la presión y de - la producción en yacimientos con segregación, la recuperación -- termina generalmente cuando el contacto gas-aceite alcanza el ú- ltimo pozo perforado echado abajo. Por esta razón, se acostumbra perforar tan "bajo" como sea posible, cuando se espera que el me- canismo de empuje por segregación actúe preponderantemente.

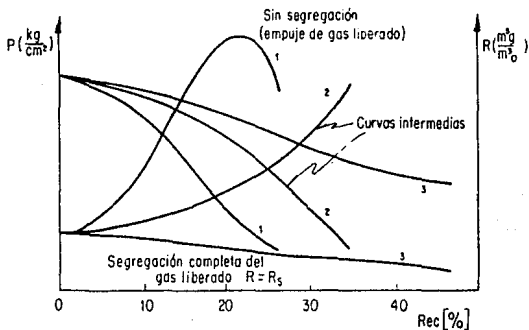


Fig. 2-6.- EFECTO DE LA SEGREGACION GRAVITACIONAL EN LA RECUPERACION TOTAL Y EN LA RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA, EN UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO.

Si el gasto de segregación q_{om} , en alguna etapa excede al gasto de producción, la saturación de gas en la zona de aceite puede disminuir, originando una reducción en la R. Este proceso está limitado por la declinación inevitable del gasto de segregación, como resultado de la saturación de gas y por lo tanto de la permeabilidad al gas; en este caso la saturación de gas tiende a cero en la zona de aceite, pero no llega a anularse, excepto en el caso de flujo vertical en yacimientos homogéneos con espesores grandes y muy permeables.

Sin embargo, controlando la producción es posible disminuir la R, de tal modo que exceda sólo ligeramente a la R_s a la presión del yacimiento. Bajo estas condiciones, la pérdida de energía es mínima y se obtienen altas eficiencias de recuperación, limitadas solamente por la saturación de aceite residual en el casquete secundario de gas, el cual se extiende a todo el yacimiento al abandonarlo. Por esta alta eficiencia de recuperación se obtiene en cambio una producción baja, ocasionalmente antieconómica. Por lo tanto, para decidir cómo se debe explotar un yacimiento se debe hacer en algunos casos un balance económico, considerando la obtención de una alta recuperación final en mucho tiempo, o una recuperación final menor, explotando el yacimiento a un ritmo mayor, pero en menos tiempo.

Es conveniente indicar que la segregación del gas y el aceite se establece bajo gradientes de potencial de flujo muy bajos. La aplicación de presión en el casquete de gas —por ejemplo, en una inyección de gas—, invierte este gradiente, evitando la segregación de los fluidos.

EVALUACION DEL DESPLAZAMIENTO POR GRAVEDAD.

Como ya se indicó, la recuperación del aceite en yacimientos —con segregación gravitacional, es mayor si se aprovechan los efectos de este mecanismo de desplazamiento, alcanzándose altas recuperaciones finales. Dykstra propuso un procedimiento sencillo para calcular la recuperación que puede obtenerse en un yacimiento, cuando el mecanismo de producción preponderante es el de segregación gravitacional.⁶

El método consiste en:

- a) Determinar el valor del módulo de drene (M.D.) con la ecuación:

$$M.D. = \frac{k_o \rho_o C \text{ sen } \alpha}{u_o L s_{oi} \phi} \left[\frac{md-gr/cm^3}{cp-pies} \right] \dots\dots\dots(2.5)$$

En esta expresión, L es la longitud de la columna de drene, o el espesor de la formación cuando $\alpha = 90^\circ$, y C es un parámetro definido como coeficiente de constricción al flujo, cuyo valor varía entre 0.3 y 0.4 para pozos con espaciamiento uniforme.

- b) Suponer un tiempo de explotación (t) razonable, por ejemplo - de 20 a 30 años.
- c) Obtener el producto (M.D.)(t [días]).
- d) Con el valor del producto anterior y utilizando la Fig. 2-7, se obtiene la recuperación.

Es importante indicar que este procedimiento debe emplearse como una primera aproximación y no considerar el resultado como definitivo. Por lo tanto, es necesario realizar estudios más detallados, tanto experimentales como de predicción de comportamiento.

Para ilustrar este método, a continuación se proporciona un ejemplo en el que se emplean datos que corresponden aproximadamente al yacimiento Akai en la Sonda de Campeche.

Datos:

Porosidad (ϕ) = 0.07

Permeabilidad efectiva al aceite (k_o) = 2000 md.

Densidad del aceite (ρ_o) = 0.76 gr/cm³.

Viscosidad del aceite (μ_o) = 2.6 cp.

Espesor de la formación (h=L) = 2600 pies.

Saturación de agua (s_{wi}) = 0.20

$\alpha = 90^\circ$

Se considerará un valor de C = 0.35

a) Sustituyendo los datos en la Ec. (2.5), el módulo de drene es:

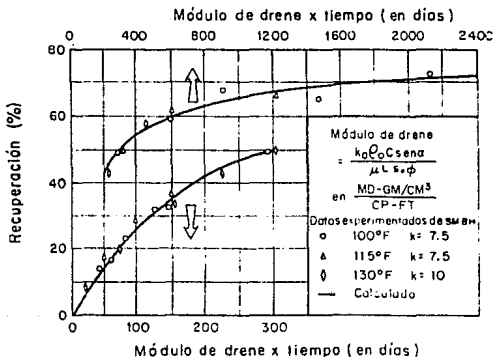


Fig. 2-7.- RECUPERACION COMO UNA FUNCION DEL MODULO DE DRENE Y EL TIEMPO.

$$M.D. = \frac{(2000)(0.76)(0.35)(\text{sen}90^\circ)}{(2.6)(2600)(0.80)(0.07)} = 1.40$$

- b) Suponiendo un tiempo de explotación de 25 años, se tiene:
 c) $(M.D.)(25 \text{ años})(365 \text{ días/año}) = 12775$
 d) De la Fig. 2-7 se obtiene una recuperación mayor del 70%.

Es evidente que obtener esta alta recuperación, en 25 años, puede convertirse en un problema de producción si se tiene un volumen original de aceite muy grande. Por ejemplo, si el volumen original es de $26 \times 10^9 \text{ bl}_o$ a c.s., se tendrían que producir:

$$\bar{q}_o = \frac{(26 \times 10^9)(0.70)}{(25)(365)} = 1.99 \times 10^3 \text{ bl}_o/\text{día}.$$

Este es un gasto promedio. Por lo tanto, el gasto correspondiente a las primeras etapas de explotación podría ser mucho mayor. Se tiene entonces un problema de producción y no de recuperación. Para solucionar este problema se pueden emplear diversas medidas, tendientes a identificar y eliminar las restricciones al flujo, que se presenten en cualquier elemento del sistema de producción. Estas restricciones pueden ser originadas por el daño a la formación; el uso de tuberías de producción o líneas de descarga inadecuadas; altas presiones de separación; conexiones excesivas; etc. Aunque la eliminación de estas restricciones es importante para incrementar la producción, la perforación del número apropiado de pozos y la instalación oportuna de un sistema artificial de producción, son las medidas más efectivas para obtener el ritmo de producción que el yacimiento puede proporcionar por segregación gravitacional.

Otra forma de evaluar la participación del desplazamiento por segregación gravitacional, como mecanismo de recuperación de aceite en un yacimiento, es mediante el término de Smith. Este término no está constituido por:

$$\frac{k_o \cdot \Delta\rho \cdot \text{sen} \alpha}{\mu_o}$$

- Donde: k_o = permeabilidad efectiva al aceite, md.
 μ_o = viscosidad del aceite, cp.
 $\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre las fases, gr/cm^3 .
 α = ángulo de inclinación, grados.

Recuérdese que $\alpha = 90^\circ$ cuando el desplazamiento del aceite es esencialmente vertical, lo cual ocurre en formaciones de considerable espesor y buena comunicación vertical. Si el flujo acontece en la dirección de los planos de estratificación, entonces el valor de α corresponde al echado de la formación.

El valor numérico del término de Smith puede indicar si la segregación gravitacional es importante o no en un yacimiento específico. Se considera que para un valor mayor de 10, existen condiciones favorables a la segregación de los fluidos del yacimiento;

para valores menores, se tendría que analizar la situación particular del yacimiento para determinar si la segregación actuará de manera efectiva; en estos casos generalmente, este mecanismo no actúa de forma significativa. Conforme aumenta el valor del término de Smith el drene por gravedad es, por supuesto, cada vez más importante. El análisis por separado de las variables que constituyen el término, no es un indicador de la efectividad de la segregación gravitacional; el efecto combinado de todas ellas determinará si el drene por gravedad es efectivo o no. En la Tabla 2-2 se presentan datos experimentales, y el valor del término de Smith, para 12 yacimientos reales. Obsérvese el yacimiento Lakeview, que produce un aceite viscoso (17 cp) y tiene un ángulo de inclinación no muy pronunciado (24°). Sin embargo, el alto valor de la permeabilidad efectiva al aceite (k_0), hace que el valor del término de Smith sea grande (41, mayor de 10), indicando que existe segregación gravitacional. Por el contrario, el yacimiento Campbell del Campo San Ardo, produce un aceite muy viscoso (2000 cp) y es además, casi horizontal ($\alpha = 4^\circ$), así que aún cuando la permeabilidad efectiva al aceite sea relativamente alta (4700 md), el valor del término es pequeño (0.15, mucho menor a 10) y por lo tanto, no actúa la segregación gravitacional en el yacimiento.

Debe hacerse notar que, aunque este método es una forma sencilla de evaluar la importancia del drene por gravedad en los yacimientos, los datos requeridos para su aplicación son datos de producción. El valor de la permeabilidad efectiva al aceite, por ejemplo, se obtiene a partir del índice de productividad J, dado por la Ec. (2.3). Estos datos sólo son confiables después de un cierto tiempo de explotación del yacimiento, por lo que el valor del término de Smith carece de utilidad al principio de la vida de un yacimiento.

2.2.6.- DESPLAZAMIENTO POR CAPILARIDAD (IMBIBICION).

El desplazamiento o empuje por capilaridad se produce gracias a las fuerzas capilares presentes en el yacimiento, las cuales son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficial e interfacial, del tamaño y forma de los poros, y de las propiedades mojantes de la roca. La tensión superficial se define como la tendencia de un líquido a exponer una superficie libre y mínima, y se manifiesta entre un líquido y un gas. La tensión interfacial es una tendencia similar a la anterior, pero entre dos líquidos no miscibles -aceite y agua, por ejemplo-. Las propiedades mojantes o mojabilidad de la roca, indican qué líquido es el que moja o se adhiere a las paredes de los poros. Esta propiedad se caracteriza por el ángulo de contacto que forma el líquido con la superficie del sólido. Si dicho ángulo es menor a 90° se dice que el fluido moja al sólido; en caso contrario, se dice que el fluido no lo moja, o que el fluido es no mojante. El agua y el aceite son dos líquidos que siempre están presentes simultáneamente en un medio poroso. Dependiendo de qué líquido esté -

TABLA 2-27

DETERMINACION DEL TERMINO DE SMITH Y DEL DRENE POR GRAVEDAD EN 12 YACIMIENTOS.

CAMPO Y YACIMIENTO	μ_o [cp]	k_o [md]	k_o/μ_o [md/cp]	α [°]	$\text{sen}\alpha$	$\Delta\rho$ [gr/cm ³]	$\frac{k_o \Delta \rho \text{sen}\alpha^*}{\mu_o}$	ESPESOR [pies]	DRENE POR GRAVEDAD
Lakeview	17.00	2,000	118.00	24.0	0.41	0.86	41.00	100	Sí
Lance Creek	0.40	80	200.00	4.5	0.08	0.63	10.00	Capa --	Sí
Sundance								Delgada	
27B	1.30	1,100	846.00	22.0	0.37	0.65	203.00	45	Sí
E 2-3									
Oklahoma City	2.10	600	286.00	36.0	0.59	0.56	94.00	?	Sí
Kettleman	0.80	72	90.00	30.0	0.50	0.57	26.00	80	Sí
Temblor									
West Coyote	1.45	28	19.30	17.0	0.29	0.61	3.40	75	?
Emery									
San Miguelito	1.10	34	30.90	39.0	0.62	0.63	12.00	40	Sí
First Grubb									
Huntington Beach	1.80	125	69.00	25.0	0.42	0.67	19.00	50	Sí
Lower Ashton									
Ellwood	1.50	250	167.00	32.0	0.53	0.69	61.00	120	Sí
Vaqueros									
San Ardo	2,000.00	4,700	2.35	4.0	0.07	0.90	0.15	230	No
Campbell									
Wilmington	12.60	284	22.50	4.0	0.07	0.84	1.32	40	No
Upper Terminal									
Block V									
Huntington Beach	40.00	600	15.00	11.0	0.19	0.87	2.50	40	No

* Término de Smith.

adherido a las paredes de los poros, el medio será mojado por agua o aceite. En la Fig. 2-8 se muestran estos dos casos.

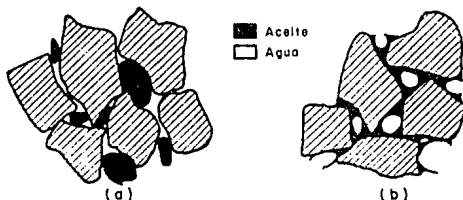


Fig. 2-8.- DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS EN UN MEDIO POROSO EN FUNCION DE LA MOJABILIDAD: (a) ARENA MOJADA POR AGUA, Y (b) ARENA MOJADA POR ACEITE!

En la Fig. 2-9 se presenta el esquema de una celda de Bartell, - en la que se ilustra cómo opera el empuje por capilaridad. Se supone que el agua moja los granos de arena empacados en la parte horizontal de la celda y que la arena estaba inicialmente saturada con aceite. El agua del recipiente adyacente entra en contacto con la arena, formándose una interfase agua-aceite tal que la presión del aceite es mayor que la del agua, debido a la forma cóncava de la interfase del aceite. Originalmente ambos fluidos estaban a la presión atmosférica. El aceite se desplaza en el tubo vertical hasta una altura h , de manera que la presión capilar entre éste y el agua se equilibre. Cuando se realiza un experimento de este tipo, en muestras de yacimientos, es posible determinar la efectividad del desplazamiento por capilaridad de un fluido mojan^{te}.

La Fig. 2-10 es otro ejemplo de cómo actúan las fuerzas capilares en un medio poroso mojado por agua. En dicha figura se muestran dos capas o estratos de diferente permeabilidad, o tamaño de poro. Se supone que las fuerzas capilares están en equilibrio antes de explotar el yacimiento. Por lo tanto, habrá una saturación de agua intersticial s_{w1} en la capa 1, y una s_{w2} en la capa 2. Si empieza a entrar agua por el punto A de ambas capas, el agua viajará más rápido en la capa 2 ya que su permeabilidad es -

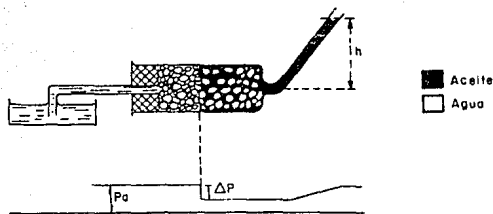


Fig. 2-9.- CELDA DE BARTELL EN LA QUE SE ILUSTR A EL EMPUJE POR CAPILARIDAD EN UN MEDIO POROSO?

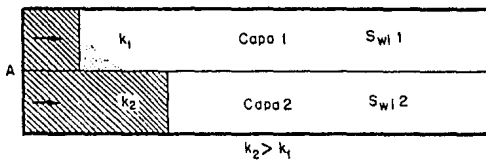


Fig. 2-10.- EFECTO DE LA CAPILARIDAD EN LA DISTRIBUCION DEL FRENTE DE INVASION EN DOS CAPAS MOJADAS POR AGUA, CON DIFERENTE PERMEABILIDAD?

mayor que la de la capa 1. Después de cierto tiempo de invasión, el frente de agua habrá avanzado como se muestra en la parte a--churada de la Fig. 2-10. Sin embargo, en este punto hay un des--balance de las fuerzas capilares en el sistema. La presión capilar en la capa 1 es mayor que en la 2, y por tratarse de un sistema mojado por agua, el agua atrás del frente de invasión, pasará por imbibición, a la capa 1, como lo muestra la zona oscura - después del frente de dicha capa. Esto tendrá un doble efecto: - agregará agua a la capa 1, desplazando más aceite, y removerá agua de la capa 2. El resultado neto es un frente de invasión más uniforme y, por tanto, una mayor recuperación del aceite.

Como ya se indicó, el desplazamiento por capilaridad, aunque --- siempre está presente en los yacimientos, generalmente se considera despreciable. Esto se debe a que su contribución al desplazamiento del aceite es muy pequeña comparándola con la de los -- otros procesos de desplazamiento. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, este efecto puede ser muy importante, sobre todo combinado con algunos de los anteriores.

2.3.- COMBINACION DE EMPUJES.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un - corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye sustancialmente 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, si existe, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento. Si el yacimiento es mojado por agua entonces, el desplazamiento por capilaridad actuará de manera positiva junto con -- los anteriores!

Desde luego pueden existir otras combinaciones de empuje diferentes a la anterior, dependiendo, como ya se explicó, de las características de los yacimientos y de los factores que gobiernan -- los diferentes tipos de energía disponibles.

Un ejemplo más de combinación de empujes es el que se produce -- por el efecto combinado de la segregación gravitacional y de las fuerzas capilares. A este tipo de desplazamiento se le llama sudación. Aunque la sudación no es un mecanismo de desplazamiento significativo en yacimientos convencionales, comparada con los otros tipos de energía, su contribución es muy importante en yacimientos fracturados con matriz de baja permeabilidad. A continuación se analizará el principio bajo el que opera este mecanismo y sus efectos en yacimientos fracturados.

2.3.1.- SUDACION!^o

El desplazamiento de aceite contenido en un bloque matricial de baja permeabilidad, se realiza por sudación. La sudación, ya se indicó, es el efecto combinado de las fuerzas capilares y gravitacionales; mientras que el desplazamiento exclusivamente por capilaridad se conoce como imbibición.

Para explicar la combinación de ambos efectos, considérese un bloque como el representado en la Fig. 2-11 y supóngase que que da sumergido repentinamente en agua. De acuerdo con la ecuación de Darcy, el gasto de aceite que será desplazado inicialmente - de dicho bloque, por unidad de área, es:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o \cdot \Delta p}{\mu_o \cdot a} \dots\dots\dots(2.6)$$

Donde a es la altura del bloque.

El valor de la diferencia de presión está constituido por el -- término de la gravedad y por el efecto de la presión capilar:

$$\Delta p = g(\rho_w - \rho_o)a + P_c \dots\dots\dots(2.7)$$

Sustituyendo en la Ec. (2.6) se tiene:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o}{\mu_o \cdot a} \cdot [g(\rho_w - \rho_o)a + P_c] \dots\dots\dots(2.8)$$

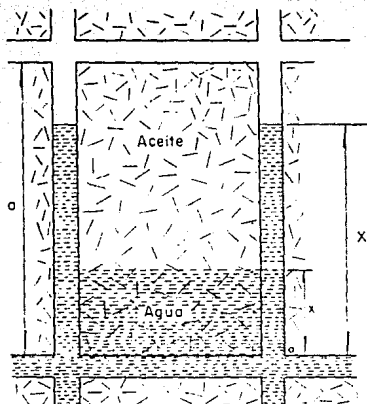


Fig. 2-11.- SUDACION POR DESPLAZAMIENTO CON AGUA EN UN ELEMENTO DE MATRIZ MOJADA POR AGUA!^o

El signo de P_c será positivo si la formación es mojada por agua ($\theta < 90^\circ$) y negativo si es mojada por aceite ($\theta > 90^\circ$) ya que:

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r} \dots \dots \dots (2.9)$$

Para que el aceite sea desplazado de la matriz, en una formación mojada por aceite, es necesario que la fuerza de gravedad sobrepase a la de la resistencia opuesta por el medio capilar al desplazamiento por agua. Si se define como p_d a la presión mínima necesaria para iniciar el desplazamiento en el medio poroso, se observa que sólo habrá desplazamiento de aceite de la matriz cuando:

$$a(\rho_w - \rho_o)g > p_d \dots \dots \dots (2.10)$$

Esto sólo ocurrirá cuando el valor de a sea grande, es decir, - bloques con una altura determinada. En una formación mojada por aceite, el aceite no será desplazado cuando los bloques sean -- pequeños.

Si el desplazamiento del aceite se efectúa por gas, la Ec. (2.8) se transforma en:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o}{\mu_o \cdot a} \cdot [g(\rho_o - \rho_g)a - P_c] \dots \dots (2.11)$$

El signo de P_c es negativo, ya que la roca nunca será mojada -- por el gas ($\theta > 90^\circ$). En la Fig. 2-12 se muestra el efecto de - sudación por desplazamiento con gas en un bloque matricial.

Por analogía con el caso de una roca mojada por aceite en un -- sistema de agua-aceite, se observa que sólo se tendrá despla- zamiento de aceite si:

$$g(\rho_o - \rho_g)a > p_d \dots \dots \dots (2.12)$$

El ritmo de desplazamiento de aceite por sudación, en un elemen- to matricial parcialmente sumergido en agua (Fig. 2-11), se re- presenta matemáticamente por la Ec. (2.6) en la que la diferen- cia de presión es:

$$\Delta p = (X - x)(\rho_w - \rho_o)g + P_c \dots \dots \dots (2.13)$$

La sudación se representa generalmente mediante curvas de trans- ferencia. Estas curvas relacionan el aceite desalojado en un e- lemento matricial rodeado por fracturas, en función del tiempo. Para sistemas agua-aceite, se obtienen casi siempre en forma ex- perimental; sin embargo, las funciones de transferencia entre - el gas y el aceite generalmente se calculan, por la dificultad de reproducir en el laboratorio las condiciones de despla- zamiento.

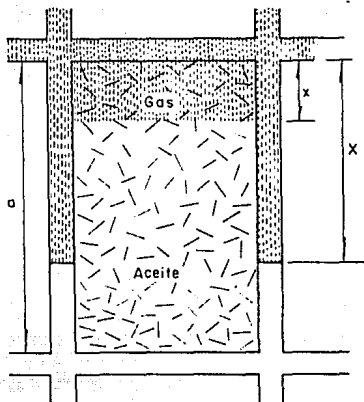


Fig. 2-12.- SUDACION POR DESPLAZAMIENTO CON GAS EN UN BLOQUE MATRICIAL.¹⁰

Al ocurrir la sudación en un yacimiento se pueden presentar dos fenómenos: la interacción de bloque a bloque o efecto de cascada, y el efecto de "puenteo".

- a) La interacción de bloque a bloque o efecto de cascada, se puede presentar cuando la matriz contiene aceite y las fracturas gas. Las gotas de aceite expulsadas por la sudación —en la que domina la gravedad— en la parte superior del yacimiento, pueden ser reabsorbidas, por capilaridad, al transitar por la red de fracturas hacia el contacto gas-aceite.
- b) Efecto de "puenteo".— En algunos casos los bloques de la matriz pueden estar interconectados (en sus condiciones capilares), existiendo puentes entre ellos. Esto mejora sustancialmente el proceso de sudación, en comparación con el caso de bloques completamente aislados, al incrementarse la altura efectiva de los elementos.

El análisis del proceso de sudación y las ecuaciones establecidas, permite concretar las siguientes conclusiones:

- a) La mojabilidad de la formación juega un papel definitivo en el proceso de recuperación de aceite, por lo que es indispensable su conocimiento para decidir la forma más conveniente de explotación.

- b) El desplazamiento de aceite por agua, cuando las fuerzas de - la gravedad son despreciables (bloques pequeños) y la matriz es mojada por agua, es esencialmente por imbibición.
- c) Las fuerzas de gravedad son mayores -debido a la diferencia - de densidades- cuando el aceite es desplazado por gas que --- cuando es desplazado por agua.
- d) El desplazamiento del aceite de la matriz es imposible cuando se tiene un yacimiento intensamente fracturado, con bloques - pequeños rodeados por una capa de gas; o rodeados por agua -- cuando la formación es mojada por aceite.
- e) Como se observa en la Ec. (2.9), la presión capilar es fun--- ción de la tensión superficial; y ésta, en el caso de un sistema gas-aceite, de la presión y la temperatura. A temperatura constante la tensión superficial entre el gas y el aceite disminuye al aumentar la presión. Esto significa que la presión capilar disminuye al aumentar la presión. La composición del gas también tiene un efecto similar en el proceso de desplazamiento, ya que la tensión superficial entre el aceite y un gas muy rico, es menor que la de un gas seco. En consecuencia, si se incrementa la presión de desplazamiento o se usa un gas rico como agente desplazante, se incrementará la recuperación.
- f) En una formación mojada por agua, la imbibición capilar es mayor mientras más pequeños sean los poros (menor valor de r); pero la saturación de agua congénita es alta y, por lo tanto, el volumen de aceite recuperable es relativamente pequeño, da da su poca capacidad de almacenamiento de aceite.
- g) La sudación tiene lugar en formaciones fracturadas con blo--- ques matriciales de muy baja permeabilidad. La acción gravita--- cional es originada por la carga hidrostática de la columna - correspondiente al fluido de mayor densidad. En la Fig. 2-12 se muestra el caso de desplazamiento de aceite por gas, en un bloque parcialmente invadido de gas en las fracturas que lo - envuelven. Cuando la permeabilidad de la matriz es relativa--- mente alta y se libera en su interior el gas disuelto, la segregación de dicho gas puede ocurrir por flotación, en el seno del medio poroso matricial, donde se establece el contra--- flujo del aceite y gas. Este mecanismo es diferente y más efi ciente que el de sudación. En la sudación el aceite es desalo--- jado de la matriz mediante un desplazamiento tipo pistón, y - el contraflujo se origina en las fracturas.
- h) Para evaluar el proceso de desplazamiento, es necesario conocer la relación de la presión capilar contra la saturación. - Esta relación depende de dos tipos de desplazamiento: por imbibición o por drenaje.
- En el proceso de desplazamiento por drenaje, la saturación de la fase mojante en el bloque de la matriz, decrece. La imbibición se presenta cuando la saturación de la fase mojante au- menta.
- Se puede relacionar el proceso de desplazamiento -para un blo--- que-, con la saturación de los fluidos en la matriz y en las fracturas, y también con la mojabilidad. El tipo de despla-

TABLA 2-3.

DIFERENTES TIPOS DE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS FRACTURADOS, DONDE ACTUA LA SUDACION.

CASO	SATURACION PREDOMINANTE		FASE MOJANTE EN LA MATRIZ	PROCESO DE DESPLAZAMIENTO	SIGNO DE P_c EN LA EC. (2.8)
	EN EL BLOQUE DE LA MATRIZ	EN LAS FRACTURAS			
1	Aceite	Agua	Agua	Imbibición	+
2	Aceite	Agua	Aceite	Drenaje	-
3	Aceite	Gas	Aceite	Drenaje	-
4	Gas	Agua	Agua	Imbibición	+

miento -drenaje o imbibición-, se muestra en la Tabla 2-3. La imbibición espontánea se presenta cuando el ángulo de contacto es menor de 49° . Para ángulos entre 49° y 73° la imbibición es limitada, y nula para ángulos mayores de 73° .

REFERENCIAS.

- 1.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 2.- Muskat, M.
"Physical Principles of Oil Production".
McGraw Hill Book Co. 1959.
- 3.- Handy, L.L.
"A Laboratory Study of Oil Recovery by Solution Gas Drive".
Trans. of AIME. 1958.
- 4.- Turner, J.
"How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Program Affect Amount of Recoverable Oil".
Oil Weekly. 1944.
- 5.- West, R.D.
"Extensions of the Muskat Depletion Performance Equation".
Trans. of AIME. 1958.

- 6.- Dykstra, H.
"The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage".
JPT, mayo de 1978.
- 7.- Klotz, J.A.
"The Gravity Drainage Mechanism".
JPT, abril de 1953.
- 8.- Pirson, S.
"Elements of Oil Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Co. 1950.
- 9.- Cole, W. Frank.
"Reservoir Engineering Manual".
Gulf Publishing Company. 1969.
- 10.- Reiss, Louis H.
"The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations".
Editions TECHNIP. Paris, 1980.

CAPITULO III

COMPRESIBILIDAD DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA FORMACION

3.1.- DEFINICION DE COMPRESIBILIDAD:

La compresibilidad se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario por unidad de variación de presión a temperatura constante, y está representada por la ecuación:

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde dV/dp es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad c , en un valor positivo.

Debido a que el valor de la pendiente dV/dp varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta. En la Tabla 3-1 se presentan los rangos de compresibilidades de los principales componentes de los yacimientos.

TABLA 3-1.

RANGOS DE COMPRESIBILIDADES DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS YACIMIENTOS.

COMPRESIBILIDAD	RANGO [X10 ⁻⁵ (kg/cm ³) ⁻¹]
De la formación, c_f	4 - 14
Del agua, c_w	3 - 16
Del aceite, c_o	7 - 140
Del gas a 70 kg/cm ³ , c_g	1300 - 1800
Del gas a 350 kg/cm ³ , c_g	70 - 300

Los datos del volumen con respecto a la presión, generalmente se proporcionan como funciones tabulares o puntos volumen-presión, y no mediante funciones continuas. De ahí la dificultad de determinar el valor de dV/dp . Debido a esto, se emplea un valor de compresibilidad promedio. La ecuación para determinar esta compresibilidad se obtiene reorganizando e integrando la Ec. (3.1):

$$\int_{p_1}^{p_2} -c dp = \int_{V_1}^{V_2} dV/V \dots\dots\dots(3.2)$$

$$c(p_1 - p_2) = \ln(V_2/V_1) \dots\dots\dots(3.3)$$

Obteniendo la exponencial:

$$e^{c(p_1 - p_2)} = V_2/V_1 \dots\dots\dots(3.4)$$

Despejando V_2 :

$$V_2 = V_1 \cdot e^{c(p_1 - p_2)} \dots\dots\dots(3.5)$$

Haciendo $x = c(p_1 - p_2)$ en la Ec. (3.5), la exponencial e^x se puede representar mediante una serie de expansión:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots \dots\dots + \frac{x^n}{n!} \dots\dots\dots(3.6)$$

Como el valor de x , en este caso, es muy pequeño, la Ec. (3.6) - se puede truncar a :

$$e^x \approx 1 + x \dots\dots\dots(3.7)$$

Sustituyendo en la Ec. (3.5), se tiene:

$$V_2 = V_1 [1 + c(p_1 - p_2)]$$

o

$$V_2 = V_1 + V_1 \cdot c(p_1 - p_2) \dots\dots\dots(3.8)$$

Despejando c :

$$c = \frac{1}{V_1} \frac{(V_2 - V_1)}{(p_1 - p_2)} = - \frac{1}{V_1} \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)} \dots\dots\dots(3.9)$$

El volumen V_1 del denominador en la Ec. (3.9), es un volumen de referencia \underline{V} , y debe ser un promedio de V_1 y V_2 ; aunque algunos autores emplean los valores de V_1 o de V_2 . Considerando el promedio, la ecuación queda entonces como:

$$c = - \frac{1}{\underline{V}} \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)} \dots\dots\dots(3.10)$$

Con esta ecuación se determina la compresibilidad promedio.

3.2.- COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE!

De acuerdo a la definición, la compresibilidad del aceite (c_0) - es una medida de la variación de un volumen de aceite con respecto a la presión. La compresibilidad de aceites bajosaturados es máxima para aceites volátiles, por la mayor cantidad de gas en solución que contienen. Un volumen de aceite de un millón de m^3 ($1 \times 10^6 m_0^3$) con una compresibilidad media de $10 \times 10^{-5} [kg/cm^2]^{-1}$ se incrementa o expande en $1 m^3$ por cada kg/cm^2 de caída de presión.

La compresibilidad media del aceite, mientras el yacimiento produce arriba de la presión de saturación, puede referirse a la presión media del yacimiento en esta etapa de explotación, la cual es:

$$\bar{p} = \frac{p_i + p_b}{2}$$

La compresibilidad del aceite a estas condiciones se determina aplicando la siguiente ecuación, obtenida al sustituir factores de volumen en la Ec. (3.10). De la definición de factor de volumen del aceite:

$$B_o = \frac{V_o \text{ a c.y.}}{V_o \text{ a c.s.}} \dots\dots\dots(3.11)$$

Despejando V_o a c.y. :

$$V_o \text{ a c.y.} = (B_o)(V_o \text{ a c.s.}) \dots\dots\dots(3.12)$$

La Ec. (3.10) para el aceite, es:

$$c_o = - \frac{1}{V_o \text{ a c.y.}} \frac{(V_{oi} - V_{ob}) \text{ a c.y.}}{(p_i - p_b)} \dots\dots\dots(3.13)$$

Donde V_o a c.y. es el volumen de referencia V .

Sustituyendo (3.12) para cada caso en la Ec. (3.13) y simplificando, queda:

$$c_o = \frac{2}{(B_{ob} + B_{oi})} \frac{(B_{ob} - B_{oi})}{(p_i - p_b)}$$

o

$$c_o = \frac{2(B_{ob} - B_{oi})}{(B_{ob} + B_{oi})(p_i - p_b)} \dots\dots\dots(3.14)$$

3.3- COMPRESIBILIDAD DEL GAS.

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

$$v = \frac{z n R T}{p} \dots\dots\dots(3.15)$$

Diferenciando con respecto a la presión y considerando que la composición y temperatura del gas son constantes:

$$\frac{dV}{dp} = nRT \left[\frac{1}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{z}{p^2} \right] \dots\dots\dots(3.16)$$

Sustituyendo las Ecs. (3.15) y (3.16) en la Ec. (3.1), se obtiene la ecuación para determinar la compresibilidad del gas:

$$c_g = - \frac{p}{znRT} \left[nRT \left(\frac{1}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{z}{p^2} \right) \right]$$

$$= - \frac{p}{z} \left[\frac{1}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{z}{p^2} \right] \dots\dots\dots(3.17)$$

Simplificando y reordenando términos:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \dots\dots\dots(3.18)$$

En la solución de esta ecuación se plantean dos problemas: encontrar el valor del factor de desviación o de compresibilidad z , y determinar la derivada dz/dp a la presión que se desea conocer la compresibilidad del gas.

3.3.1.- DETERMINACION DEL FACTOR DE DESVIACION, z .

El factor de desviación o de compresibilidad, es una función de la densidad relativa del gas, de la presión y de la temperatura a las que se encuentra dicho gas. Existen dos formas para obtener este factor: mediante gráficas o a través de ecuaciones. A continuación se explicará el procedimiento de cálculo para cada una de ellas.

En las Figs. 3-1 y 3-2 se muestran las gráficas por medio de las cuales se puede determinar el factor de compresibilidad z . El procedimiento a seguir con este método, es el siguiente:

- 1) Obtener las propiedades pseudocríticas del gas a partir de la Fig. 3-1, entrando con el valor de la densidad relativa de dicho gas. En la parte superior de la figura se obtiene la presión pseudocrítica y en la inferior el valor de la temperatura pseudocrítica. En esta figura se tienen dos curvas: una que corresponde a gases superficiales y otra para gases húmedos o "condensados". Los gases superficiales son aquellos que contienen: altas proporciones de metano (mayores al 85%), cantidades pequeñas de etano (aproximadamente una décima parte del contenido de metano) y propano en cantidades todavía menores al etano (casi la mitad del contenido de etano). La curva correspondiente a los gases húmedos o "condensados" es para gases que, además de presentar metano, etano y propano, contienen cantidades apreciables de componentes más pesados.

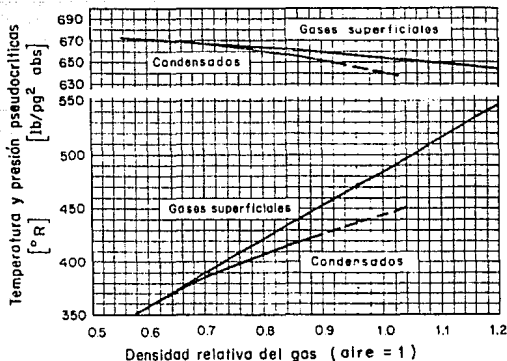


Fig. 3-1.- PROPIEDADES PSEUDOCRÍTICAS DE LOS GASES SUPERFICIALES Y DE LOS GASES HUMEDOS O "CONDENSADOS".²

Se sugiere el uso de las curvas de "condensados" en los cálculos que involucren gases en equilibrio con el aceite, y el uso de las curvas correspondientes al gas, para gases superficiales.²

Si el gas presenta impurezas tales como: dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S), y/o nitrógeno (N_2), deberá hacerse una corrección a los valores obtenidos de la Fig. 3-1. La magnitud de dicha corrección, así como también un ejemplo de aplicación, se presentan en la Tabla 3-2. Es importante aclarar que los valores de la presión y temperatura pseudocríticas leídos de la Fig. 3-1, y corregidos con los datos de la Tabla 3-2, en su caso, están en unidades diferentes a las que se han estado manejando. Estos valores se obtienen en lb/pg^2 abs. y $^{\circ}\text{R}$ respectivamente; por lo que deberán ser afectados por un factor de conversión para transformar sus unidades a kg/cm^2 abs. y $^{\circ}\text{K}$ respectivamente.

- 2) Calcular la presión y temperatura pseudorreducidas con las siguientes ecuaciones:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \dots\dots\dots(3.19)$$

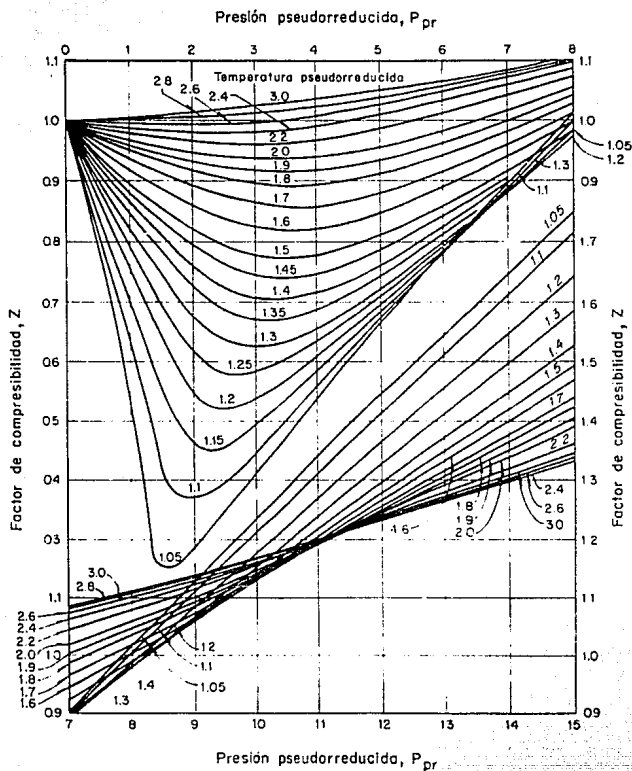


Fig. 3-2.- FACTORES DE COMPRESIBILIDAD PARA LOS GASES²

TABLA 3-2²

CORRECCION DE LAS PROPIEDADES PSEUDOCRITICAS OBTENIDAS DE LA FIG. 3-1 POR IMPUREZAS.

PORCENTAJE MOLAR DE:	CORECCION AL VALOR LEIDO EN LA FIG. 3-1	
	T _{pc} [°R]	P _{pc} [lb/pg ² abs.]
Dióxido de Carbono, CO ₂ ,	- 0.8	+ 4.4
Nitrógeno, N ₂ ,	- 2.5	- 1.7
Acido Sulfhídrico, H ₂ S	+ 1.3	+ 6.0

Ejemplo:
 Para un gas de densidad relativa $\gamma_g = 0.665$ que contiene:
 0.10 moles por ciento de CO₂ y
 2.07 moles por ciento de N₂,
 las propiedades pseudocríticas, de la Fig. 3-1, son:
 $p_{pc} = 669 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$
 $T_{pc} = 378 \text{ }^\circ\text{R.}$
 La corrección se hace de la siguiente manera:
 $p_{pc} = 669 + (2.07)(-1.7) + (0.10)(4.4) \doteq 666 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$
 $T_{pc} = 378 + (2.07)(-2.5) + (0.10)(-0.8) \doteq 373 \text{ }^\circ\text{R.}$
 Recuérdese que estos valores deberán transformarse a kg/cm² abs. y °K.

$$T_{pr} = \frac{T + 273}{T_{pc}} \dots\dots\dots(3.20)$$

Donde: p_{pc} = presión pseudocrítica, kg/cm² abs.
 T_{pc} = temperatura pseudocrítica, °K.
 Las unidades de p y T deben ser consistentes: p en kg/cm² abs. y T en °C.

3) Con las propiedades pseudorreducidas del gas, determinar z a partir de la Fig. 3-2.

Como ya se indicó, también es posible determinar z mediante ecuaciones, las cuales no son sino un ajuste a las gráficas de las Figs. 3-1 y 3-2. Con este procedimiento, se elimina el error por apreciación que generalmente se comete al leer valores de una gráfica. Debido a que se trata de un método por ensaye y error, el uso de calculadoras programables es lo más recomendable. El método consiste en:

- 1) Calcular las propiedades pseudocríticas del gas³.
 Para gases superficiales las ecuaciones son:

$$P_{pc} = 49.39 - 3.52Y_g \dots\dots\dots(3.21)$$

$$T_{pc} = 92.78 + 175.93Y_g \dots\dots\dots(3.22)$$

Para gases húmedos o "condensados":

$$P_{pc} = 52.03 - 7.03Y_g \dots\dots\dots(3.23)$$

$$T_{pc} = 132.22 + 116.67Y_g \dots\dots\dots(3.24)$$

Donde: P_{pc} = presión pseudocrítica, kg/cm^2 abs.
 T_{pc} = temperatura pseudocrítica $^{\circ}\text{K}$.

Si el gas contiene cantidades apreciables de CO_2 , H_2S y N_2 , - 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:

$$Y_{gm} = \frac{[\gamma_g - 0.967(yN_2) - 1.52(y\text{CO}_2) - 1.18(y\text{H}_2\text{S})]}{(1 - yN_2 - y\text{CO}_2 - y\text{H}_2\text{S})} \dots\dots\dots(3.25)$$

Donde yN_2 , $y\text{CO}_2$, $y\text{H}_2\text{S}$, es el porcentaje molar, en fracción, - de N_2 , CO_2 y H_2S , respectivamente.

Las propiedades pseudocríticas de dicha mezcla se obtienen -- con:

$$P_{pcm} = (1-yN_2-y\text{CO}_2-y\text{H}_2\text{S})P_{pc} + 34.66(yN_2) + 75.30(y\text{CO}_2) + 91.82(y\text{H}_2\text{S}) \dots\dots\dots(3.26)$$

$$T_{pcm} = (1-yN_2-y\text{CO}_2-y\text{H}_2\text{S})T_{pc} + 126.11(yN_2) + 304.44(y\text{CO}_2) + 373.33(y\text{H}_2\text{S}) \dots\dots\dots(3.27)$$

Donde: P_{pcm} y T_{pcm} = propiedades pseudocríticas de la mezcla, en kg/cm^2 abs. y $^{\circ}\text{K}$, respectivamente.

P_{pc} y T_{pc} = propiedades pseudocríticas del gas obtenidas con las Ecs. (3.21) y (3.22) si el gas es superficial; o con las Ecs. (3.23) y (3.24) si es un gas húmedo. El valor de la densidad relativa del gas, empleado en estas ecuaciones, se determina con la Ec. (3.25).

Los valores de las Ecs. (3.26) y (3.27) deben ajustarse por - su contenido de CO_2 y H_2S , mediante las siguientes ecuaciones:

$$c_{wa} = 66.67[(y\text{CO}_2 + y\text{H}_2\text{S})^{0.9} - (y\text{CO}_2 + y\text{H}_2\text{S})^{1.6}] + 8.33(y\text{H}_2\text{S}^{0.5} - y\text{H}_2\text{S}^{0.4}) \dots\dots\dots(3.28)$$

$$T'_{pcm} = T_{pcm} - c_{wa} \dots\dots\dots(3.29)$$

$$p'_{pcm} = [(p_{pcm})(T'_{pcm})]/[T_{pcm} + y_{H_2}S(1-y_{H_2}S)c_{wa}] \dots\dots\dots(3.30)$$

2) Calcular las propiedades pseudorreducidas del gas con las --- Ecs. (3.19) y (3.20).

3) Suponer un valor de z y determinar ρ_r con la ecuación³:

$$\rho_r = 0.27p_{pr}/T_{pr} z \dots\dots\dots(3.31)$$

4) Calcular z con la ecuación³:

$$z = (A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^2})\rho_r + (A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}})\rho_r^2 + \frac{A_6 A_7 \rho_r^5}{T_{pr}} + (\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}})(1 + A_8 \rho_r^2)(e^{-A_8 \rho_r^2}) + 1 \dots\dots\dots(3.32)$$

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

5) 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 3) y se repiten los cálculos hasta que ambos valores coincidan. Cuando esto ocurre, el valor de z determinado con la Ec. (3.32) - es el valor buscado.

3.3.2.- DETERMINACION DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS.

Una vez que se ha determinado z a la presión deseada, con cualesquiera de los dos procedimientos descritos en la sección anterior, se deberá calcular el valor de la derivada dz/dp a dicha presión. Como no se tiene una expresión que defina a la función z(p) en forma continua, y sólo se cuenta con puntos (z,p), una forma de valorar esta derivada es mediante la aplicación de un método numérico, lo cual resulta fácil habiendo ya calculado z para diferentes presiones.

Una de las ecuaciones que permite obtener la derivada de una función en un punto específico i, está dada por⁶:

$$\frac{df}{dx} \Big|_i = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{2 \cdot \Delta x} + \theta(\Delta x)^2 \dots\dots\dots(3.33)$$

Donde: $df/dx \Big|_i$ = valor de la derivada en el punto i.
 f_{i+1} = valor de la función en el punto i+1.
 f_{i-1} = valor de la función en el punto i-1.
 Δx = intervalo entre cada punto.

$\theta(\Delta x)^2$ = error de truncamiento de segundo orden. Este término es sólo un indicador del error que se comete al utilizar la Ec. (3.33) y desaparece al aplicar esta ecuación.

De acuerdo a la Ec. (3.33) es necesario disponer de tres puntos para valuar la derivada: el punto de interés (i), uno atrás de dicho punto (i-1) y otro adelante (i+1). Aplicando la Ec. (3.33) a este caso, se tiene:

$$\left. \frac{dz}{dp} \right|_i = \frac{z_{i+1} - z_{i-1}}{2 \cdot \Delta p} \dots\dots\dots(3.34)$$

Con el valor de dz/dp así obtenido, es posible calcular la compresibilidad del gas con la Ec. (3.18).

A continuación se proporciona un ejemplo para ilustrar cómo se determina la compresibilidad de un gas, empleando los métodos y ecuaciones descritos.

EJEMPLO 3.1.-

Determine la compresibilidad de un gas de densidad relativa igual a 0.665, el cual contiene 0.10 moles por ciento de CO₂ y 2.07 moles por ciento de N₂. La temperatura del yacimiento es de 100 °C y la presión de 228 kg/cm² abs.

Solución:

Para calcular dz/dp con la Ec. (3.34) a la presión de 228 kg/cm², es necesario establecer un intervalo de presión Δp, y luego calcular z para las tres presiones: p - Δp, p y p + Δp, respectivamente.

Considérese un intervalo Δp = 10 kg/cm².

El valor de z se puede determinar por medio de las gráficas de las Figs. 3-1 y 3-2, o bien mediante las ecuaciones indicadas. Aplicando las Ecs. (3.25) a (3.30) para obtener las propiedades pseudocríticas del gas con los siguientes datos:

γ_g = 0.665 ; y_{N₂} = 0.0207 ; y_{CO₂} = 0.001. Los valores obtenidos son:

$$p_{pc}^i = 47.14 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs. y}$$

$$T_{pc}^i = 207.21 \text{ }^\circ\text{K.}$$

NOTA: Los valores de p_{pc} y T_{pc} usados en las Ecs. (3.26) y (3.27) se obtuvieron de las Ecs. (3.23) y (3.24) respectivamente, para una γ_g = 0.6577.

A continuación se proporcionan los resultados de los cálculos -- realizados para determinar z :

presión [kg/cm ² abs.]	p _{pr} [Ec. (3.19)]	T _{pr} [Ec. (3.20)]	z [Ec. (3.32)]
218	4.62	1.80	0.9078
228	4.83	1.80	0.9124
238	5.05	1.80	0.9182

El valor de dz/dp a p = 228 kg/cm², es:

$$\left. \frac{dz}{dp} \right|_{228} = \frac{z_{238} - z_{218}}{2(10)} = \frac{0.9182 - 0.9078}{20} = 5.2 \times 10^{-4}$$

Sustituyendo z = 0.9124 y dz/dp = 5.2 × 10⁻⁴ en la Ec. (3.18), - se tiene:

$$c_g = \frac{1}{228} - \frac{1}{0.9124} (5.2 \times 10^{-4}) = 382 \times 10^{-5} \text{ [kg/cm}^3\text{]}^{-1}$$

$$\underline{c_g = 382 \times 10^{-5} \text{ [kg/cm}^3\text{]}^{-1}}$$

3.4.- COMPRESIBILIDAD DEL AGUA!

La compresibilidad del agua (c_w) como la del aceite, aunque en menor grado, depende de la temperatura, la presión y de la cantidad de gas en solución.

Dodson y Standing determinaron, a partir de estudios experimentales, los efectos de la presión, temperatura y composición sobre la compresibilidad del agua de los yacimientos. Dichos investigadores establecieron correlaciones presentadas en las Figs. 3-3 a 3-6, que permiten obtener el valor de c_w a las condiciones deseadas. A continuación se indica el procedimiento de cálculo.

3.4.1.- OBTENCION DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA INTERSTICIAL.

Los datos requeridos para calcular la compresibilidad del agua son: la presión media en el yacimiento [kg/cm²], la temperatura del mismo [°C] y la salinidad del agua [p.p.m.]. Los pasos a seguir de este procedimiento son:

- 1) Obtener por medio de la Fig. 3-3, el volumen de gas disuelto, en m³, por m³ de agua pura a las condiciones de presión media y temperatura en el yacimiento.
- 2) Obtener el factor de corrección para la salinidad dada, por medio de la Fig. 3-4.
- 3) Multiplicar los valores obtenidos en los pasos anteriores para determinar la relación gas disuelto en el agua de la forma ción (R_{gw}).

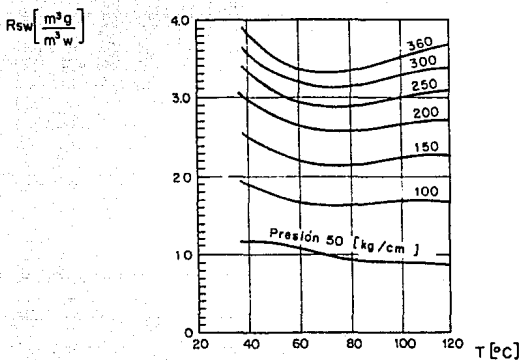


Fig. 3-3.- SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA PURA!

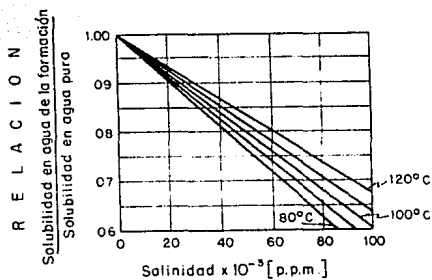


Fig. 3-4.- CORRECCION POR SALINIDAD!

- 4) Determinar la compresibilidad del agua a las condiciones de presión media y temperatura del yacimiento, con la gráfica -- presentada en la Fig. 3-5.
- 5) Con el valor de R_{sw} obtenido en el paso 3), determinar el factor de corrección por gas en solución según la Fig. 3-6.
- 6) Determinar la compresibilidad del agua intersticial a las condiciones aludidas multiplicando los valores de compresibilidad y del factor de corrección obtenidos en los pasos 4) y -- 5).

Se han ajustado ecuaciones, como en el caso de la compresibilidad del gas, para calcular c_w sin necesidad de emplear gráficas. El procedimiento es exactamente igual al ya descrito, sólo que en este caso se hace uso de ecuaciones. Los pasos son los siguientes:

1) Se calcula R_{sw} con las siguientes ecuaciones:

$$p' = 1 - e^{(-p/160.02)} \quad \dots\dots\dots(3.35)$$

$$T' = \frac{T - 90}{10} \quad \dots\dots\dots(3.36)$$

$$R_{sw} = p'(A + BT' + CT'^2 + DT'^3) \quad \dots\dots\dots(3.37)$$

Donde: A = 3.69051 C = 0.01129
 B = 0.08746 D = -0.00647

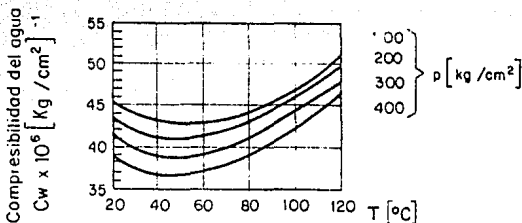


Fig. 3-5.- COMPRESIBILIDAD DEL AGUA PURA¹.

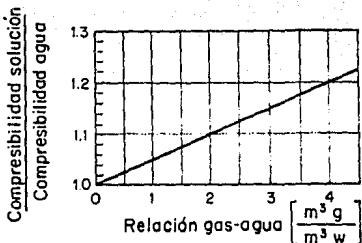


Fig. 3-6.- CORRECCION POR GAS EN SOLUCION.

- 2) Se obtiene el factor de corrección por salinidad del agua, -- mediante la ecuación:

$$f_{CS} = 1 + (3.1248 \times 10^{-8} T - 7.1475 \times 10^{-6})(p.p.m.) \dots (3.38)$$

Donde: p.p.m. = salinidad del agua en partes por millón.

- 3) Se corrige el valor de R_{SW} obtenido con la Ec. (3.37) multiplicando por el f_{CS} de la Ec. (3.38).

- 4) Se determina c_w con la ecuación:

$$c_w = (A + BT + CT^2)(1 \times 10^{-6}) \dots (3.39)$$

Donde:

$$A = 50.6078 - 0.0242p$$

$$B = -0.2050 + 1.5318 \times 10^{-4} p$$

$$C = 1.8095 \times 10^{-3} - 5.7678 \times 10^{-7} p$$

- 5) Se calcula el factor por presencia de gas en solución, con -- la ecuación:

$$f_{gd} = 1 + 0.04997 R_{SW} \dots (3.40)$$

- 6) Se obtiene la compresibilidad del agua, multiplicando los valores de c_w y f_{gd} calculados con las Ecs. (3.39) y (3.40), -- respectivamente.

El rango de aplicación de las ecuaciones anteriores es:

$$70 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs.} < p < 422 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs.}$$

$$27 \text{ }^\circ\text{C} < T < 138 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$0 \text{ m}^3/\text{m}^3 < R_{sw} < 4.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

Para ilustrar el procedimiento descrito, se presenta a continuación un ejemplo en el que se determina la compresibilidad del agua intersticial. Se pueden usar las gráficas o las ecuaciones; el procedimiento es el mismo.

EJEMPLO 3.2.-

Obtenga la compresibilidad del agua intersticial a una presión media de 285 kg/cm² abs. y una temperatura de 120 °C. La salinidad del agua es de 50,000 p.p.m.

Solución:

Siguiendo los pasos del procedimiento de cálculo descrito:

1) Con la Fig. 3-3 o las Ecs. (3.35) a (3.37),

$$R_{sw} = 3.2262 \text{ [m}^3/\text{m}^3\text{]}$$

2) El factor de corrección por salinidad, según la Fig. 3-4 o la Ec. (3.38) es:

$$f_{cs} = 0.8301$$

3) La corrección de R_{sw} por el factor anterior es:

$$R_{sw} = (3.2262)(0.8301) = 2.6781 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

4) La compresibilidad del agua de acuerdo a la Fig. 3-5 o a la Ec. (3.39), tiene un valor de:

$$c_w = 48.0393 \times 10^{-6} \text{ [kg/cm}^3\text{]}^{-1}$$

5) Por último, para corregir el valor anterior por el gas en solución, se afecta por el factor que se obtiene con la Ec. (3.40) o la Fig. 3-6:

$$f_{gd} = 1.1612$$

6) $c_w = (48.0393 \times 10^{-6})(1.1612) = 55.7832 \times 10^{-6} \text{ [kg/cm}^3\text{]}^{-1}$

$$\underline{c_w = 55.7832 \times 10^{-6} \text{ [kg/cm}^3\text{]}^{-1}}$$

3.5.- COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION.¹

Además de la presión interna ejercida por el fluido contenido en el yacimiento, la roca está sometida a una presión externa constante llamada presión de confinamiento o sobrecarga, la cual corresponde a la presión proporcionada por la carga de las formaciones suprayacentes al yacimiento. Cuando la presión del fluido —presión interna— contenido en los espacios porosos de la roca se abate a causa de la extracción, el volumen total de la roca decrece, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta. Dichos cambios de volumen tienden a reducir la porosidad de la roca ligeramente. Esta reducción del volumen total de roca es en ocasiones tan apreciable, que se manifiesta en la superficie mediante un hundimiento del terreno o subsidencia. No es raro que este fenómeno se presente, particularmente en areniscas arcillosas y no consolidadas.⁸ En la Tabla 3-3 se presenta el hundimiento producido por la explotación de un yacimiento de aceite y de cuatro acuíferos, en un sólo año.

El cambio en la porosidad, ocasionado por la extracción del fluido, para una determinada roca, depende únicamente de la diferencia entre la presión externa e interna y no del valor absoluto de dichas presiones. A esta diferencia de presiones se le llama presión de sobrecarga neta o efectiva. La compresibilidad del volumen poroso (c_f), para cualquier valor de presión de sobrecarga neta, se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de poros por unidad de abatimiento de presión.

En los cálculos de ingeniería de yacimientos, generalmente se -- desprecia el valor de la compresibilidad del volumen poroso o -- compresibilidad de la formación, debido a sus pequeños valores y a su poco efecto, sobre todo en el comportamiento de yacimientos de aceite saturado. Sin embargo, el omitir c_f en los cálculos para yacimientos bajosaturados, puede afectar significativamente la predicción del comportamiento de dichos yacimientos. En estos casos, la compresibilidad de la formación es bastante importante en el cálculo del volumen de aceite original y en el estudio del comportamiento arriba de la presión de saturación.

Cuando la presión del yacimiento declina de un valor p_i a cualquier valor p , en un yacimiento que produce arriba de la presión de saturación, el volumen inicial de poros V_{pi} declina a un valor V_p , debido a la compresibilidad de la formación. Usando una compresibilidad promedio —Ec. (3.10)— expresada en unidades de volumen de poros por kg/cm^2 , cuando la presión promedio del yacimiento se abate en Δp [kg/cm^2], el volumen de poros final a la presión p , es:

$$V_p = V_{pi}(1 - c_f \Delta p) \dots\dots\dots(3.41)$$

TABLA 3-3^a

MAGNITUD DEL HUNDIMIENTO DEL TERRENO PRODUCIDO POR YACIMIENTOS DE ACEITE Y ACUIFEROS.

CAMPO	HUNDIMIENTO [m]	DURANTE EL AÑO:
Campo de Aceite en Wilmington, Cal.	8.8	1966
Acuíferos en California. Valle de Santa Clara (San José)	4.0	1967
Valle de San Joaquín	7.9	1966
Los Banos. Area de Kettleman Hills	3.7	1962
Tulare. Area de Wasco	2.4	1965
Arvin. Area de Maricopa		

O bien, en términos de la porosidad:

$$\phi = \phi_i(1 - c_f \Delta p) \dots\dots\dots(3.42)$$

Hall encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad.⁹ La correlación mencionada se refiere al efecto combinado de aumento de volumen de los granos al caer la presión, y la disminución del volumen de la formación por compactación, a causa de la extracción y por efecto de la presión de roca. Asimismo, determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones, y es exclusivamente una función de la porosidad. En la correlación establecida se mantuvo constante la presión de sobrecarga. En la Fig. 3-7 se muestra la relación obtenida entre la porosidad y la compresibilidad de la formación.

Posteriormente Fatt determinó que la compresibilidad de la formación es, en general, una función de la presión externa, de la presión interna y del tipo de formación.¹⁰ Este investigador no encontró una correlación con la porosidad. Estudios posteriores han confirmado la conclusión de Fatt.¹¹ En la Fig. 3-8 se presentan valores de compresibilidad de la formación contra la porosidad inicial a una presión neta igual a cero, para calizas y areniscas consolidadas. Obsérvese la diferencia entre las curvas de la correlación de Hall y la de ajuste de los datos graficados. Aunque existe una buena tendencia a correlacionarse en los datos mostrados, hay bastante separación entre los puntos para que la correlación sea confiable.

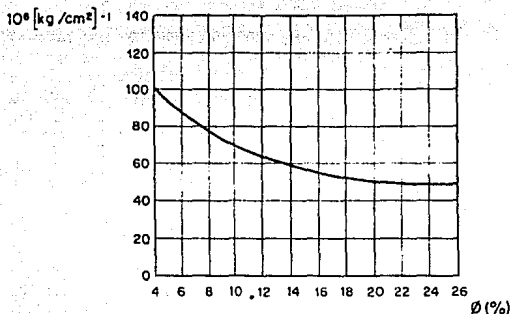


Fig. 3-7.- COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DE LA FORMACION¹

Se concluye, por lo tanto, que la compresibilidad de una formación debe obtenerse experimentalmente y si no se dispone de los medios apropiados se recurrirá a las correlaciones presentadas en las Figs. 3-8(a) y 3-8(b).

3.5.1.- COMPRESIBILIDAD DE FORMACIONES FRACTURADAS^{1,2}

Como ya se indicó, la compresibilidad de la formación en yacimientos convencionales, es un indicador del cambio de volumen de poros, y no de la reducción del volumen de la matriz, el cual es despreciable en comparación. En el caso de yacimientos fracturados, esta compresibilidad de la matriz tiende a ser menor aún, -- tanto cuanto la presencia de fracturas refleja la rigidez de la roca, la cual, en vez de deformarse elásticamente, se fractura.

La presencia de fracturas en un yacimiento, le proporciona una elasticidad adicional, la cual puede definirse de dos formas:

- a) En términos del volumen total de roca, como compresibilidad de la fractura c_{ef} , dada por la siguiente ecuación:

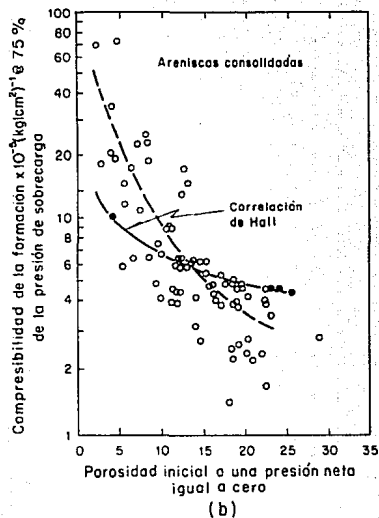
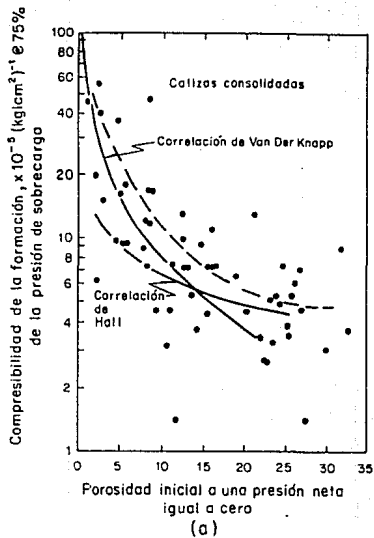


Fig. 3-8.- COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN vs. POROSIDAD INICIAL DE LAS MUESTRAS PARA (a) CALIZAS CONSOLIDADAS, Y (b) ARENISCAS CONSOLIDADAS.¹¹

$$c_{ef} = - \frac{1}{V_p} \cdot \frac{\Delta V_f}{\Delta p} \dots\dots\dots(3.43)$$

Donde:

- c_{ef} = compresibilidad efectiva de la fractura, $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$.
- V_p = volumen de poros, m^3 .
- ΔV_f = cambio en el volumen de la fractura, m^3 .
- Δp = cambio en la presión de sobrecarga neta o efectiva, kg/cm^2 .

b) En términos del volumen de la fractura, como compresibilidad de poro de la fractura c_{pf} , dada por la ecuación:

$$c_{pf} = - \frac{1}{V_f} \cdot \frac{\Delta V_f}{\Delta p} \dots\dots\dots(3.44)$$

La relación entre estas dos compresibilidades es la porosidad de la fractura, ϕ_f :

$$c_{ef} = \phi_f \cdot c_{pf} \dots\dots\dots(3.45)$$

Los valores de c_{ef} están dentro de un rango de 1×10^{-5} a $10 \times 10^{-5} [\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$. Estos valores pequeños se deben a la presencia de materiales cementantes, tales como la calcita, que mantienen abiertas las fracturas a pesar del incremento en la presión de sobrecarga efectiva.

En la determinación de la compresibilidad de la fractura, es importante considerar las ampliaciones del canal de flujo (pequeñas cavidades), las cuales deben formar parte del volumen de la fractura.

Al aumentar la presión de sobrecarga efectiva, por la extracción de los fluidos, disminuye la porosidad de la fractura y su capacidad de flujo —permeabilidad— ya que se reduce su amplitud. Existe pues una relación entre la compresibilidad de la fractura y su permeabilidad. Para determinar esta relación, considérese una fractura de amplitud w . El flujo a través de un canal estrecho está dado por la ecuación¹³:

$$q = \frac{w^3 D \Delta p}{12 \mu L} \dots\dots\dots(3.46)$$

Si se usa una muestra de roca cilíndrica de diámetro D , longitud L , y con una fractura plana a lo largo de su eje, de amplitud w ; la ecuación anterior indicaría el gasto q que tendría un fluido de viscosidad μ al pasar por dicha muestra con una diferencial de presión Δp . El flujo a través de la muestra puede expresarse mediante la ecuación de Darcy, aun cuando sólo sea a través de la fractura:

$$q = \frac{k_f \cdot A \cdot \Delta p}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots(3.47)$$

Donde: A = área de la sección transversal de la muestra cilíndrica, a través de la cual se presenta el flujo.
 k_f = permeabilidad de la fractura.

Combinando las Ecs. (3.46) y (3.47), se tiene:

$$k_f = \frac{w^3 D}{12 A} \dots\dots\dots(3.48)$$

Por otro lado, el volumen de la fractura, y por lo tanto su porosidad ϕ_f , es directamente proporcional a la amplitud de la fractura:

$$\phi_f = \frac{w}{L} \dots\dots\dots(3.49)$$

Aplicando la Ec. (3.42) para el caso de formaciones fracturadas y sustituyendo la Ec. (3.49):

$$\frac{w}{L} = \frac{w_i}{L} (1 - c_{pf} \Delta p) \dots\dots\dots(3.50)$$

Multiplicando por L y reorganizando:

$$\frac{w}{w_i} = (1 - c_{pf} \Delta p) \dots\dots\dots(3.51)$$

Sustituyendo la Ec. (3.48) en la (3.51):

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = (1 - c_{pf} \Delta p)^3 \dots\dots\dots(3.52)$$

$$o \quad k_f = k_{fi} \cdot (1 - c_{pf} \Delta p)^3 \dots\dots\dots(3.53)$$

De esta ecuación se deduce que las variaciones de la permeabilidad, y consecuentemente de la productividad, dependen de la compresibilidad de las fracturas, la cual a su vez, es una función de la presión de sobrecarga neta o efectiva.

3.5.2.- COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA!²

La compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos constituido por: el aceite, el agua intersticial, la roca, y las fracturas, si el yacimiento está fracturado— es la suma de cada compresibilidad multiplicada por su volumen en el yacimiento y dividida entre el volumen de aceite:

$$c_o = c_o + c_w \left(\frac{\phi_{s_w}}{\phi_{s_o} + \phi_f} \right) + c_f \left(\frac{\phi}{\phi_{s_o} + \phi_f} \right) + c_{pf} \left(\frac{\phi_f}{\phi_{s_o} + \phi_f} \right) \dots\dots\dots(3.54)$$

Donde: c_e = compresibilidad efectiva del sistema.
 c_o = compresibilidad del aceite.
 c_w = compresibilidad del agua.
 c_f = compresibilidad de la formación.
 c_{pf} = compresibilidad de la fractura.
 ϕ = porosidad de la formación.
 ϕ_f = porosidad de la fractura.
 s_o = saturación de aceite en la matriz.
 s_w = saturación de agua.

La saturación de aceite en la fracturas, cuando existen, es ---- igual a 1 (sólo hay aceite).

En el caso de yacimientos no fracturados, o para yacimientos --- fracturados pero de matriz porosa donde $\phi_f \ll \phi$ y la $c_f \approx c_{pf}$, - la Ec. (3.55) se simplifica a:

$$c_e = \frac{c_o s_o + c_w s_w + c_f}{s_o} \dots\dots\dots(3.55)$$

El valor de ϕ_f se ha despreciado o bien no existe, si el yaci--- miento no es fracturado.

REFERENCIAS.

- 1.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 2.- Craft, B.C. y Hawkins, M.F.
"applied Petroleum Reservoir Engineering".
Prentice Hall Inc. 1959.
- 3.- Benedict, M. et al.
"An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures".
J. Chem. Phys. Vol. 8. 1940.
- 4.- Standing, M.B. y Katz, D.L.
"Density of Natural Gases".
Trans. of AIME. 1942.
- 5.- Wichert, E. y Aziz, K.
"Calculate zs for Sour Gases".
Hydrocarbon Processing, mayo de 1972.
- 6.- Domínguez, G.
"Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 7.- Dodson, C.R. y Standing, M.B.
"Pressure-Volume Temperature and Solubility Relations for Natural Gas--- Water Mixtures".
Drilling and Production Practice, API. 1944.

- 8.- Timmerman, E.H.
"Practical Reservoir Engineering". Vol. 1.
PennWell Publishing Company. 1982.
- 9.- Hall, H.N.
"Compressibility of Reservoir Rocks".
Trans. of AIME. 1953. Publicación Técnica # 149.
- 10.- Fatt, I.
"Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks".
Trans. of AIME. 1958.
- 11.- Newman, G.H.
"Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading".
JPT, febrero de 1973.
- 12.- Reiss, L.H.
"The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations".
Editions TECHNIP. Paris, 1980.
- 13.- Jones, F.O.
"A Laboratory Study of the Effects of Confining Pressure on Fracture -- Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks".
JPT, enero de 1975.

CAPITULO IV

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

4.1.- GENERALIDADES¹

El desplazamiento de fluidos en los yacimientos ocurre por la expansión de los elementos que constituyen el receptáculo almacenante. En el Capítulo II se indicó, que para el caso de yacimientos bajosaturados, dicha expansión corresponde a la de la roca y los líquidos contenidos en el yacimiento. Aunque este concepto es ampliamente conocido, su aplicación en la predicción del comportamiento de tales yacimientos, se restringió inicialmente a considerar el desplazamiento como un producto exclusivo de la expansión del aceite, empleándose la ecuación de balance de materia (E.B.M.) en la forma siguiente:

$$N_p B_o = N(B_o - B_{oi}) \dots\dots\dots(4.1)$$

Esta ecuación, que se obtiene a partir de un balance volumétrico entre los fluidos producidos y el aceite del yacimiento, establece que el volumen de aceite producido es igual a la expansión -- del mismo en el yacimiento, debido a una declinación en la presión.

Es evidente que al no considerar el empuje proporcionado por la expansión del agua intersticial y los sólidos que constituyen -- la roca, se incurriría en un error apreciable. Para modificar esta situación, fue necesario cuantificar las compresibilidades de -- los elementos mencionados y de esta forma tomar en cuenta su efecto en el desplazamiento de los fluidos. La ecuación obtenida con estas consideraciones se expresa en la forma siguiente²:

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_{oi} c_e \Delta \bar{p} + W_e \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde: c_e = compresibilidad efectiva del sistema, $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$,
dada por la Ec. (3.55):

$$c_e = \frac{s_o c_o + s_w c_w + c_f}{s_o} \dots\dots\dots(3.55)$$

$\Delta \bar{p} = \bar{p}_i - \bar{p}$; caída de la presión media en el yacimiento, kg/cm^2 .

Aunque aparentemente la resolución de la Ec. (4.2) no presenta -- dificultad alguna, su correcta aplicación requiere del conoci--- miento del término c_e , cuyo valor sólo se cuantifica con sufi--- ciente aproximación cuando se conocen con precisión los valores de la porosidad y la saturación de agua intersticial en el yacimiento, lo que equivale a contar con la estimación volumétrica --

del contenido original de hidrocarburos (N).

4.2.- DESARROLLO DE LA ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA - PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS.

El volumen de fluidos desplazados del yacimiento al abatirse la presión una cantidad $\Delta'p = (p_i - p)$, es igual a la expansión -- del aceite, agua y sólidos contenidos en el yacimiento, más el volumen de entrada natural de agua, o sea:

$$V_{fd} = E_o + E_w + E_s + W_e \dots\dots\dots(4.3)$$

Donde: V_{fd} = volumen de fluidos desplazados a condiciones de yacimiento.

E_o = expansión del aceite.

E_w = expansión del agua.

E_s = expansión de los sólidos.

W_e = entrada natural de agua.

La expansión de los elementos del yacimiento se obtiene a partir de la ecuación para determinar la compresibilidad promedio de cada elemento, despejando ΔV de dicha ecuación, que corresponde a la expansión o cambio de volumen. De acuerdo a esto:

$$E_o = \Delta V_o = V_o c_o \Delta'p = V_{pi} s_o c_o \Delta'p \dots\dots\dots(4.4)$$

$$E_w = \Delta V_w = V_w c_w \Delta'p = V_{pi} s_w c_w \Delta'p \dots\dots\dots(4.5)$$

$$E_s = \Delta V_p = V_{pi} c_f \Delta'p \dots\dots\dots(4.6)$$

En las ecuaciones anteriores, s_w es la saturación de agua media del yacimiento, V_{pi} es el volumen de poros iniciales del yacimiento y $s_o = 1 - s_w$, es la saturación de aceite media, que en este caso es constante, siempre y cuando el yacimiento esté arriba de la presión de saturación.

El volumen de poros iniciales, expresado en función del volumen de aceite original, es:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{s_{oi}} = \frac{NB_{oi}}{s_o} \dots\dots\dots(4.7)$$

Sustituyendo la Ec. (4.7) en las Ecs. (4.4), (4.5) y (4.6), y luego éstas en la Ec. (4.3), se obtiene:

$$V_{fd} = NB_{oi} c_o \Delta'p + \frac{NB_{oi} s_w c_w \Delta'p}{s_o} + \frac{NB_{oi} c_f \Delta'p}{s_o} + W_e \dots\dots\dots(4.8)$$

Simplificando:

$$V_{fd} = NB_{oi}\Delta'p \left(\frac{s_o c_o + s_w c_w + c_f}{s_o} \right) + W_e \dots\dots\dots(4.9)$$

El coeficiente de $NB_{oi}\Delta'p$ es la compresibilidad efectiva del sistema como se expresa en la Ec. (3.55), por lo que la Ec. (4.9) se simplifica a:

$$V_{fd} = NB_{oi}c_e\Delta'p + W_e \dots\dots\dots(4.10)$$

Por otra parte, el volumen de fluidos producidos (o desplazados) del yacimiento a la presión final p , es:

$$V_{fp} = N_p B_o + W_p B_w \dots\dots\dots(4.11)$$

Donde:

- V_{fp} = volumen de fluidos producidos a condiciones del yacimiento.
- N_p = volumen de aceite producido a la presión p , a c.s.
- B_o = factor de volumen del aceite a la presión p .
- W_p = volumen de agua producida a la presión p , a c.s.
- B_w = factor de volumen del agua.

Como el volumen de fluidos producidos es igual al volumen de fluidos desplazados, igualando las Ecs. (4.10) y (4.11), se tiene:

$$NB_{oi}c_e\Delta'p + W_e = N_p B_o + W_p B_w \dots\dots\dots(4.12)$$

Despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w - W_e}{B_{oi}c_e\Delta'p} \dots\dots\dots(4.13)$$

Que es la ecuación de balance de materia o volumétrica para un yacimiento bajosaturado. En esta ecuación existen dos incógnitas: el volumen original de hidrocarburos N , que es constante, y la entrada de agua al yacimiento W_e , que aumenta conforme avanza el tiempo de explotación. La presión p , a la cual están referidos algunos datos de la ecuación, es la presión media del yacimiento, y la compresibilidad del aceite (c_o) y del agua (c_w) se pueden calcular tomando como referencia una presión $\bar{p} = (p_i + p_b)/2$, utilizando los valores así obtenidos en la Ec. (4.13) para cualquier presión media de interés.

Si no existe entrada de agua y la producción de agua es despreciable, entonces la Ec. (4.13) se simplifica a :

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} c_e \Delta' p} \dots\dots\dots(4.14)$$

La recuperación de aceite (Rec) para este caso es:

$$Rec = \frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi} c_e \Delta' p}{B_o} \dots\dots\dots(4.15)$$

Al principio de la explotación de un yacimiento, la ecuación de balance de materia no es aplicable, ya que tanto el numerador como el denominador de la Ec. (4.13) tienden a cero en esta etapa y los valores de N obtenidos, no son generalmente lógicos. Tampoco es aplicable durante esta etapa, debido a que es necesario -- que la presión media del yacimiento sea lo más precisa posible, lo cual se logra en una etapa más o menos avanzada de explotación.

La E.B.M. tiene varias aplicaciones. Con ella es posible determinar el volumen original de hidrocarburos, como se observa en la Ec. (4.13). Permite, además, cuantificar la entrada de agua al yacimiento, predecir la recuperación de aceite; y calcular los índices de empuje que actúan en el yacimiento. A continuación se explica la forma de obtener N, W_e y los índices de empuje mencionados, a partir de la E.B.M.

4.3.- DETERMINACION SIMULTANEA DE N Y W_e ¹

Aun cuando N y W_e son incógnitas en la Ec. (4.13), es generalmente posible determinar ambas simultáneamente, de la siguiente manera:

Separando términos de la E.B.M., se tiene que:

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta' p} - \frac{W_e}{B_{oi} c_e \Delta' p} \dots\dots\dots(4.16)$$

Haciendo:

$$N' = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta' p} \dots\dots\dots(4.17)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.16) y despejando N' :

$$N' = N + \frac{W_e}{B_{oi} c_e \Delta' p} \dots\dots\dots(4.18)$$

Se observa en esta expresión, que si hay entrada de agua al yacimiento, N' aumentará, y que N es igual a N' cuando $W_e = 0$; o sea cuando $N_p = 0$. De esta manera graficando N' vs N_p y después ex--

trapolando hasta $N_p = 0$ se obtendrá N . El comportamiento de la curva de N' vs N_p es aproximadamente lineal, a excepción del principio de la explotación del yacimiento. En la Fig. 4-1 se muestra esta gráfica. El valor de N calculado de esta forma, debe coincidir con el calculado por métodos volumétricos, dentro de una tolerancia menor al 10%.

Una vez obtenido N , se determinará la entrada de agua por medio de la Ec. (4.18) despejando W_e :

$$W_e = (N' - N)B_{oi}c_e\Delta'p \quad \dots\dots\dots(4.19)$$

4.4.- INDICES DE EMPUJE TOTALES¹

Como ya se indicó, la recuperación de los fluidos en un yacimiento de aceite bajosaturado se debe a la expansión del sistema roca-fluidos y a la entrada natural de agua al yacimiento, si existe. Los índices de empuje son indicadores de la aportación de cada uno de estos empujes a la recuperación de los fluidos, y mediante ellos es posible determinar cuál empuje es el que predomina en una etapa de explotación específica. Estos índices se obtienen a partir de la Ec. (4.12), despejando $N_p B_o$:

$$N_p B_o = NB_{oi}c_e\Delta'p + W_e - W_p B_w \quad \dots\dots\dots(4.20)$$

Dividiendo entre $N_p B_o$:

$$1 = \frac{NB_{oi}c_e\Delta'p}{N_p B_o} + \frac{W_e - W_p B_w}{N_p B_o} \quad \dots\dots\dots(4.21)$$

Haciendo: $A = \frac{NB_{oi}c_e\Delta'p}{N_p B_o}$ y $B = \frac{W_e - W_p B_w}{N_p B_o}$

Se observa que la suma de los términos denominados A y B, es igual a uno. El término A representa la fracción del aceite producido o desalojado del yacimiento, a consecuencia de la expansión del sistema y se le conoce como índice de empuje por expansión del sistema (I.E.E.S.). El término B representa la fracción del aceite producido a condiciones del yacimiento, por efecto de la entrada de agua neta al yacimiento, y se le llama índice de empuje por entrada de agua (I.E.E.A.). Así :

$$I.E.E.S. = \frac{NB_{oi}c_e\Delta'p}{N_p B_o} \quad \dots\dots\dots(4.22)$$

$$I.E.E.A. = \frac{W_e - W_p B_w}{N_p B_o} \quad \dots\dots\dots(4.23)$$

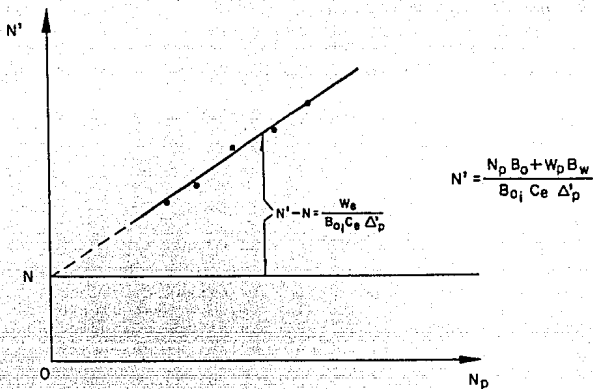


Fig. 4-1.- GRAFICA DE N' vs. N_p , PARA DETERMINAR N'

INDICES DE EMPUJE POR PERIODO.

La intensidad de los empujes puede variar con el tiempo. Un yacimiento de aceite bajosaturado puede producir inicialmente por expansión de sus componentes, y posteriormente manifestar un efectivo empuje hidráulico. En la Fig. 4-2 se ilustra esta situación. Se trata de una gráfica en la que se presenta la variación de la presión con el tiempo, para un yacimiento de aceite bajosa saturado. Al principio de la explotación la declinación no es muy pronunciada ya que se tienen pocos pozos perforados. Conforme aumenta la perforación de los pozos, la presión declina más rápidamente. Durante este periodo el I.E.E.S. es predominante. Posteriormente se observa que la presión ya no disminuye por un tiempo y se mantiene. Esto indica que lo que se está extrayendo durante este periodo, ha sido compensado o restituido por otro fluido que está entrando al yacimiento. En este periodo predomina el I.E.E.A., siendo el I.E.E.S. prácticamente nulo. Durante el último cuatrimestre de 1984 hay un ligero incremento de presión, indicando una mayor entrada de agua. Existe un represionamiento y por lo tanto el I.E.E.A. es mayor a 1 y el I.E.E.S. es negativo, ya que no hay expansión, sino compresión del sistema.

Suponiendo que se cierran todos los pozos del yacimiento a partir de 1985; se podrían presentar varios comportamientos de la presión, de los que se indican tres casos:

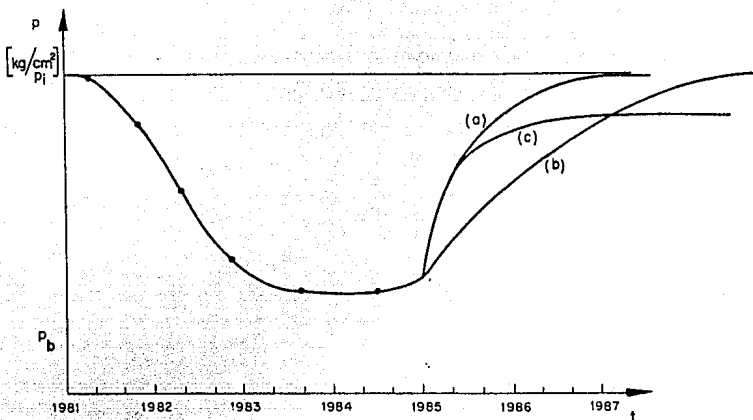


Fig. 4-2.- DECLINACION DE LA PRESION CON RESPECTO AL TIEMPO EN UN YACIMIENTO BAJOSATURADO CON ENTRADA DE AGUA.

- Este caso corresponde a la presencia de un acuífero infinito con un ritmo de entrada de agua alto.
- Se tendría la presencia de un acuífero también infinito; pero con un ritmo de entrada de agua menor. Es quizá, un acuífero de menor espesor, de menor permeabilidad y de menor capacidad de acumulación de agua, que el anterior.
- Corresponde a la presencia de un acuífero limitado (no infinito).

Los índices de empuje obtenidos con las Ecs. (4.22) y (4.23), no dan idea de las variaciones de los empujes, por lo que es conveniente contar con un procedimiento que permita calcular, en un periodo de explotación determinado, la magnitud de los empujes a ludidos. Para esto, se considera que al principio del periodo de interés, el yacimiento se encuentra en las condiciones iniciales de explotación, de manera que:

$$\Delta' p = p_1 - p_2 ; N_p = \Delta N_p = N_{p_2} - N_{p_1} ; W_e = \Delta W_e = W_{e_2} - W_{e_1} ;$$

$$W_p = \Delta W_p = W_{p_2} - W_{p_1} ; B_{o_i} = B_{o_1} ; B_o = B_{o_2} ; B_w = B_{w_2} ;$$

$$\text{y } N_1 = N - N_{p_1} .$$

Donde los subíndices indican:

- 1.- Condiciones existentes al principio del periodo de interés.
- 2.- Condiciones finales en el periodo de interés.

Por lo tanto, para un periodo de explotación dado, los índices de empuje son:

$$I.E.E.S._p = \frac{(N - N_{p1})B_{o1}c_e(p_1 - p_2)}{(N_{p2} - N_{p1})B_{o2}} \dots\dots\dots(4.24)$$

$$I.E.E.A._p = \frac{(W_{e2} - W_{e1}) - (W_{p2} - W_{p1})B_{w2}}{(N_{p2} - N_{p1})B_{o2}} \dots\dots(4.25)$$

Para ilustrar las aplicaciones de la E.B.M., se resolverá a continuación un problema en el que se involucra dicha ecuación.

EJEMPLO 4.1.-

Para un yacimiento de aceite bajosaturado con los siguientes datos:

- $p_i = 460 \text{ kg/cm}^2$
- $p_b = 200 \text{ kg/cm}^2$
- $B_{oi} = 1.2190$
- $\bar{c}_e = 28.7 \times 10^{-5} \text{ [kg/cm}^2\text{]}^{-1}$
- $W_p \triangleq 0$

Determine el volumen original de hidrocarburos N , la entrada de agua al yacimiento W_e , los índices de empuje totales y los índices de empuje para cada periodo de explotación. Se tiene la siguiente historia de explotación:

Fecha	p [kg/cm ²]	$N_p \times 10^{-6}$ [m ³ a c.s.]	B_o	$\Delta'p = (p_i - p)$ [kg/cm ²]
1º/marzo/84	290	2.85	1.257	170
10/mayo/86	269	3.72	1.261	191
1º/feb./87	271	4.16	1.259	189

Solución:

Para determinar N y W_G , se empleará el método descrito en la sección 4.3. Se obtiene N' para cada uno de los tres periodos con la ecuación:

$$N' = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta'p}$$

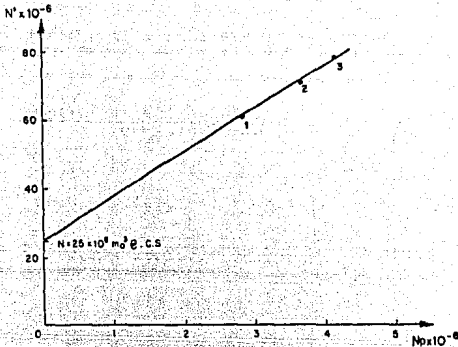


Fig. 4-3.- GRAFICA DE N' vs. N_p PARA EL EJEMPLO 4.1.

Periodo	$N' \times 10^{-6}$
1º	60.2345
2º	70.2003
3º	79.2085

Se grafican los valores de N' vs. N_p y se traza la línea recta - hasta el eje de las ordenadas para obtener N , como lo muestra la Fig. 4-3. El valor de N obtenido es:

$$N = 25 \times 10^6 \text{ m}_0^3 \text{ a c.s.}$$

Con la Ec. (4.19) se determina la entrada de agua para cada periodo. Empleando las Ecs. (4.24) y (4.25), se calculan I.E.E.S._p e I.E.E.A._p respectivamente, para cada periodo. Los valores así calculados son:

Periodo	$W_e \times 10^{-6}$ [m ₀ ³ a c.s.]	$\Delta W_e \times 10^{-6}$ [m ₀ ³ a c.s.]	$\Delta N_p \times 10^{-6}$ [m ₀ ³ a c.s.]	I.E.E.S. _p	I.E.E.A. _p
1º	2.0956	2.0956	2.8500	0.4150	0.5850
2º	3.0204	0.9248	0.8700	0.1530	0.8470
3º	3.5844	0.5640	0.4400	-0.0278	1.0278

Los índices de empuje totales, referidos a la presión de 271 -- kg/cm², se calculan con las Ecs. (4.22) y (4.23) :

$$\text{I.E.E.S.} = \frac{(25 \times 10^6)(1.2190)(28.7 \times 10^{-5})(189)}{(4.16 \times 10^6)(1.2590)}$$

$$= 0.3156$$

$$\text{I.E.E.A.} = 1 - \text{I.E.E.S.} = 1 - 0.3156 = 0.6844$$

$$\underline{\text{I.E.E.S.} = 0.3156}$$

y

$$\underline{\text{I.E.E.A.} = 0.6844}$$

REFERENCIAS.

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

CAPITULO V

ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO

5.1.- INTRODUCCION.

En el Capítulo IV se derivó la ecuación de balance de materia para el caso particular de yacimientos de aceite bajosaturado. De igual forma, es posible aplicar el principio de un balance volumétrico a otros tipos de yacimientos de aceite, obteniéndose así una ecuación general de balance de materia (o de balance volumétrico) para dichos yacimientos. El principio es el mismo: se considera que el volumen inicial de los fluidos en un yacimiento, es igual al volumen de los fluidos producidos, más el volumen de los remanentes en el yacimiento. Sin embargo, a diferencia de la ecuación desarrollada en el Capítulo IV, en este caso se deberán considerar otros mecanismos de desplazamiento, además de, o en lugar de la expansión de los fluidos —aceite y agua— y la expansión de la roca.

En el desarrollo de la ecuación general de balance de materia, —deberán tomarse en cuenta la liberación del gas disuelto en el —aceite y la posible existencia de un casquete de gas inicial, además de los mecanismos ya mencionados, como agentes importantes de desplazamiento.

Así pues, antes de derivar esta ecuación general, se indicará, —de acuerdo a la nomenclatura, el significado de los términos empleados en dicha ecuación:¹

- B_t = factor de volumen de las dos fases, y
 $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_g)$.
- NB_{oi} = NB_{ti} , representa el volumen de aceite original, a c.y.
- $(N - N_p)E_o$ = volumen de aceite remanente en el yacimiento, a c.y.
- GB_{gi} = $mNB_{oi} = mNB_{ti}$, es el gas libre inicial, a c.y.
- NR_{si} = volumen de gas disuelto en el aceite original, a c.s.
- $(N - N_p)R_g$ = gas disuelto en el aceite remanente, a c.s.
- G_p = $N_p R_p$, representa la producción acumulativa de gas, a c.s.
- $W_e - W_p B_w$ = entrada de agua neta al yacimiento, a c.y.

5.2.- DESARROLLO DE LA ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA.

Como ya se indicó en el capítulo precedente, la forma más simple de la ecuación de balance de materia puede escribirse como:

$$\text{Volumen inicial de fluidos} = \text{Volumen de fluidos producidos} + \text{Volumen de fluidos remanentes.}$$

Existen, sin embargo, diferentes maneras de plantear este balance, dependiendo de cómo se expresen las propiedades de los fluidos y de las consideraciones que se hagan en el desarrollo de la ecuación. Estos planteamientos, aun cuando aparentemente son diferentes en la forma, esencialmente son idénticos, ya que parten del mismo principio.

Con el propósito de obtener la ecuación de balance de materia, - se hará uso de la Fig. 5-1, en la que se representan esquemáticamente los volúmenes de los fluidos en un yacimiento: a) a las condiciones iniciales, y b) después de un cierto periodo de explotación del yacimiento. Como el desarrollo de la ecuación es en base al volumen total de poros y su contenido, al igualar los volúmenes a condiciones de yacimiento (a c.y.) de las Figs. 5-1(a) y (b) respectivamente, se establece la siguiente ecuación:

$$mNB_{oi} + NB_{oi} = (N - N_p)B_o + W_e - W_pB_w + \text{Gas libre residual total a c.y.} \quad \dots(5.1)$$

Despejando el gas libre residual total (G.L.R.T.), el cual incluye el gas del casquete y el de la zona de aceite, se tiene que:

$$\text{G.L.R.T. a c.y.} = mNB_{oi} + NB_{oi} - (N - N_p)B_o - (W_e - W_pB_w) \quad \dots(5.2)$$

Por otra parte, se establece la siguiente igualdad para el gas, considerando volúmenes medidos a condiciones estándar (a c.s.):

$$\begin{array}{l} \text{Volumen de gas libre inicial del casquete.} \\ \text{Volumen de gas disueltos inicial.} \\ \text{Volumen de gas libre residual total. (G.L.R.T.)} \\ \text{Volumen de gas disueltos producido.} \\ \text{Volumen de gas producido.} \end{array} =$$

Expresando esta igualdad en términos de la nomenclatura convenida, y sustituyendo la Ec. (5.2), queda:

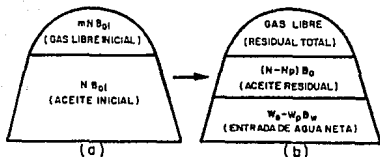


Fig. 5-1.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL CAMBIO EN LA DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO, PROVOCADO POR LA EXPLOTACION:
 (a) CONDICIONES INICIALES;
 (b) CONDICIONES DESPUES DE PRODUCIR.

$$\frac{mNB_{O_i}}{B_{g_i}} + NR_{s_i} = \frac{mNB_{O_i} + NB_{O_i} - (N - N_p)B_{O_i} - (W_e - W_pB_w)}{B_g} + (N - N_p)R_s + N_pR_p \quad \dots \dots \dots (5.3)$$

Multiplicando por B_g :

$$mNB_{O_i} \frac{B_g}{B_{g_i}} + NR_{s_i} B_g = mNB_{O_i} + NB_{O_i} - (N - N_p)B_{O_i} - (W_e - W_pB_w) + (N - N_p)R_s B_g + N_pR_p B_g \quad \dots \dots \dots (5.4)$$

Desarrollando y ordenando :

$$mNB_{O_i} \frac{B_g}{B_{g_i}} + NR_{s_i} B_g - mNB_{O_i} - NB_{O_i} + NB_{O_i} - NR_s B_g = N_p B_{O_i} - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - (W_e - W_p B_w) \quad \dots \dots (5.5)$$

Factorizando N y N_p :

$$N(mNB_{O_i} \frac{B_g}{B_{g_i}} + R_{s_i} B_g - mNB_{O_i} - B_{O_i} + B_{O_i} - R_s B_g) = N_p (B_{O_i} - R_s B_g + R_p B_g) - (W_e - W_p B_w) \quad \dots \dots (5.6)$$

Como a las condiciones iniciales $R_s = R_{s_i}$, el valor de $B_{t_i} = B_{O_i}$; por lo que sustituyendo B_{O_i} por B_{t_i} en la Ec. (5.6) y agrupando -- términos :

$$N [mB_{ti}(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1) - B_{ti} + B_o + B_g(R_{si} - R_s)] = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w) \dots\dots\dots(5.7)$$

Sustituyendo $B_o + B_g(R_{si} - R_s) = B_t$ y despejando N , se obtiene la -- ecuación general de balance de materia para yacimientos de acei-- te :

$$N = \frac{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w)}{mB_{ti}(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1) + B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(5.8)$$

La ecuación anterior es equivalente a la derivada originalmente - por Schilthuis. La equivalencia puede establecerse sumando y res-- tando $N_p B_g R_{si}$ en la Ec. (5.5) con lo cual la Ec. (5.8) se convier-- te en la ecuación de Schilthuis desarrollada en 1936²:

$$N = \frac{N_p[B_t + B_g(R_p - R_{si})] - (W_e - W_p B_w)}{mB_{ti}(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1) + B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(5.9)$$

Comúnmente la ecuación de balance de materia se expresa de la si-- guiente forma:

$$N(B_t - B_{ti}) + NmB_{ti}(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1) + W_e = N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w \dots(5.10)$$

De esta manera se indica que la expansión del aceite y el gas i-- niciales, más la entrada de agua al yacimiento, es igual al volu-- men de los fluidos producidos (o desplazados del yacimiento) a -- condiciones de yacimiento. A continuación se explicará el signifi-- cado de cada término en la Ec. (5.10) :

- $N(B_t - B_{ti})$ = representa la expansión del aceite y su gas - disuelto contenido originalmente en el yaci-- miento.
- $NmB_{ti}(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1)$ = es la expansión del gas del casquete origi-- nal.
- W_e = es el volumen de agua que invade al yacimien-- to y corresponde generalmente a la expansión del acuífero.
- $N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]$ = representa el volumen total de hidrocarburos producidos o desplazados. Desarrollando este término: $N_p B_o$ es el aceite más el gas disuelto, a c.y.; $N_p R_p B_g$ es el gas total producido, a c.y.; y $- N_p R_s B_g$ es el gas disuelto en el - aceite, a c.y. Por último,
- $W_p B_w$ = representa el volumen de agua producida, a -- c.y.

Como ya se habrá notado, en la derivación de la ecuación de balance de materia se desprecian la expansión de la roca y del agua congénita como agentes de desplazamiento de fluidos. El efecto de estas expansiones es generalmente despreciable ya que la compresibilidad del gas, que es el principal agente interno desplazante, es mucho mayor que la del agua y la roca.

Si por alguna razón se juzga conveniente tomar en cuenta la expansión de dichos elementos, se tendrán que incluir en la Ec. (5.10) los términos correspondientes. Para ello, se sigue el mismo procedimiento utilizado en el Capítulo IV al desarrollar la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados, en los que el efecto de tales expansiones es significativo. En este caso, deberán considerarse dos zonas: la del casquete de gas y la zona de aceite. Así, el volumen de poros en cada zona será $(mNB_{ti})/(1 - s_{wio})$ y $(NB_{ti})/(1 - s_{wio})$, respectivamente.

La suma de ambos volúmenes corresponde al volumen total de poros del yacimiento, el cual al multiplicarse por la compresibilidad, la saturación del fluido (en el caso de la expansión del agua), y por la caída de presión experimentada, proporcionará la expansión del elemento considerado.

De esta forma, la expansión de la roca estará dada por :

$$\left(\frac{NB_{ti}}{1 - s_{wio}} + \frac{mNB_{ti}}{1 - s_{wig}} \right) c_f \Delta' p$$

Analógamente, pero multiplicando el volumen de poros de cada zona por la saturación de agua congénita correspondiente, la expansión del agua es :

$$\left(\frac{NB_{ti}s_{wio}}{1 - s_{wio}} + \frac{mNB_{ti}s_{wig}}{1 - s_{wig}} \right) c_w \Delta' p$$

Estos términos se incluyen en la Ec. (5.10), obteniéndose de esta manera la siguiente ecuación general :

$$N(B_t - B_{ti}) + NmB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \left(\frac{NB_{ti}}{1 - s_{wio}} + \frac{mNB_{ti}}{1 - s_{wig}} \right) c_f \Delta' p + W_e + \left(\frac{NB_{ti}s_{wio}}{1 - s_{wio}} + \frac{mNB_{ti}s_{wig}}{1 - s_{wig}} \right) c_w \Delta' p = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w \dots (5.11)$$

5.3.- LIMITACIONES Y CONSIDERACIONES SOBRE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA.

La ecuación de balance de materia (E.B.M.) es un modelo matemático en el que se considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante. Su aplicación a porciones de un yacimiento conduce generalmente a errores sustanciales.

La ecuación contiene tres incógnitas: el volumen original de aceite, N ; la entrada de agua al yacimiento, W_e ; y el volumen del casquete inicial de gas, G , que en la ecuación está implícito en la relación m . Es necesario, por lo tanto, determinar el valor de una o dos de ellas por otros procedimientos. Para aplicar la ecuación de balance de materia es necesario contar con información confiable sobre la producción de los fluidos y la variación de la presión del yacimiento. Asimismo, se deben disponer datos de laboratorio sobre las propiedades de los fluidos, que representen las condiciones de vaporización esperadas en el yacimiento. La exactitud de los resultados obtenidos con la E.B.M. depende, en gran medida, de la precisión de los datos que se emplearán en ella, y de las consideraciones que se hagan.

El valor de m puede determinarse a partir de la información de núcleos y de los registros geofísicos de pozos, en los que se obtiene el tamaño relativo del casquete de gas y de la zona de aceite. La entrada de agua puede calcularse con una ecuación que represente el comportamiento del acuífero (Capítulo XI de este trabajo). Así determinadas estas dos incógnitas, es posible calcular N de la E.B.M. El valor de N debe obtenerse también por métodos volumétricos. Este valor debe concordar con una diferencia menor al 10%, con el obtenido por medio de la E.B.M.

En la derivación de la ecuación de balance de materia, se considera que no existe segregación del gas liberado en la zona de aceite. Generalmente, tampoco se consideran la expansión de la roca y el agua congénita por las razones ya expuestas.

En la Ec. (5.8) se observa que su numerador y denominador tienen a cero al principio de la explotación del yacimiento o cuando se mantiene su presión por un activo empuje hidráulico. En estas condiciones, el valor de N es indeterminado y la ecuación de balance de materia puede proporcionar resultados absurdos, de ahí la necesidad de obtener N mediante métodos volumétricos.

Si el yacimiento no contiene casquete de gas inicial (es decir, $m = 0$), la Ec. (5.8) o (5.9), se reduce a :

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] - W_e + W_p B_w}{B_t - B_{ti}} \dots \dots \dots (5.12)$$

Si no existe entrada de agua ($W_e = 0$), ni casquete de gas inicial ($m = 0$), y la producción de agua es despreciable ($W_p \neq 0$), la E.B.M. queda como:

$$N = \frac{N_p[B_t + B_g(R_p - R_{si})]}{B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(5.13)$$

Esta ecuación corresponde a un yacimiento que produce por empuje de gas disuelto liberado, únicamente.

5.4.- ALGUNAS APLICACIONES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA.

DETERMINACION SIMULTANEA DE N Y W_e .

Una de las principales aplicaciones de la ecuación de balance de materia, es la determinación simultánea del volumen original de hidrocarburos N, y de la entrada de agua al yacimiento, W_e . El procedimiento es igual al empleado en el Capítulo IV con la E.B.M. para yacimientos bajosaturados. A continuación se explicará este procedimiento, utilizando la Ec. (5.8). Separando términos en esta ecuación, se tiene:

$$N = \frac{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w}{m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_t - B_{ti}} - \frac{W_e}{m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(5.14)$$

Haciendo:

$$N' = \frac{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w}{m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(5.15)$$

Sustituyendo la Ec. (5.15) en la (5.14) y despejando N' :

$$N' = N + \frac{W_e}{m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(5.16)$$

Obsérvese en esta ecuación que el valor de N' tiende a ser igual al de N cuando W_e tiende a cero. Esta condición se presenta al principio de la explotación, cuando N_p tiende a cero. Por tanto, una gráfica de N' vs. N_p , proporcionará una recta, cuya ordenada al origen es N, como lo muestra la Fig. 5-2.

Una vez obtenido N de esta forma, se calcula la entrada de agua al yacimiento, despejando W_e de la Ec. (5.16) :

$$W_e = (N' - N)[B_t - B_{ti} + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right)] \dots\dots\dots(5.17)$$

DETERMINACION DE LOS INDICES DE EMPUJE.

Al igual que en el caso de la E.B.M. para yacimientos de aceite bajosaturado, es posible determinar la intensidad de los mecanismos de desplazamiento que actúan en la producción de los fluidos del yacimiento. Se les conoce como índices de empuje y se obtienen a partir de la Ec. (5.10). Despejando el término c_0 correspondiente al volumen total de hidrocarburos producidos o desplazados de esta ecuación, se tiene:

$$N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] = N(B_t - B_{ti}) + NmB_{ti}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + (W_e - W_pB_w) \dots (5.18)$$

Dividiendo entre $N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]$:

$$1 = \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{NmB_{ti}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} + \frac{W_e - W_pB_w}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} \dots (5.19)$$

Obsérvese que la suma de los tres términos del segundo miembro de la ecuación, es igual a uno. El primer término representa la fracción de hidrocarburos producidos, o desplazados del yacimiento, por la expansión del aceite y se le llama índice de empuje por gas disuelto liberado (I.E.G.D.). El segundo término es la fracción de hidrocarburos producidos por efecto de la expansión del casquete de gas, y se le denomina índice de empuje por el gas del casquete (I.E.G.C.). El tercer término corresponde a la fracción de hidrocarburos desalojados del yacimiento por la entrada de agua neta, y se le conoce como índice de empuje por la entrada de agua neta (I.E.E.A.). De esta manera, los índices de empuje pueden obtenerse mediante las siguientes ecuaciones:

$$I.E.G.D. = \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} \dots (5.20)$$

$$I.E.G.C. = \frac{NmB_{ti}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right)}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} \dots (5.21)$$

$$I.E.E.A. = \frac{W_e - W_pB_w}{N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)]} \dots (5.22)$$

Los índices de empuje indican la efectividad de cada mecanismo de desplazamiento en la expulsión del aceite del yacimiento. Como el empuje por entrada de agua proporciona la máxima recuperación, se procurará operar el yacimiento de modo que el I.E.E.A. sea máximo y el I.E.G.D. sea mínimo.

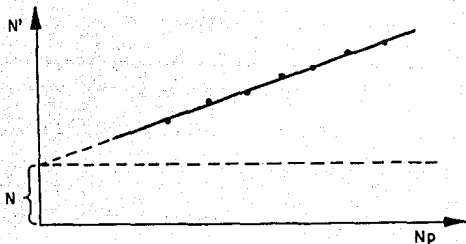


Fig. 5-2.- GRAFICA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE (N).¹

Las Ecs. (5.20), (5.21) y (5.22) permiten obtener las fracciones de hidrocarburos producidos, por los tres mecanismos de desplazamiento considerados, desde que se inicia la explotación del yacimiento ($p_1 = p_b$) hasta el periodo deseado. Se trata pues, de índices de empuje totales.

Si se desean obtener los índices de empuje en un cierto periodo determinado, es necesario establecer la ecuación de balance de materia para intervalos sucesivos de tiempo. La ecuación al principio y al final de un periodo de explotación cualquiera, es:

$$N(B_{t_1} - B_{t_i}) + \frac{mNB_{t_i}}{B_{g_i}}(B_{g_1} - B_{g_i}) = N_{p_1}[B_{o_1} + B_{g_1}(R_{p_1} - R_{s_1})] - W_{e_1} + W_{p_1}B_{w_1} \dots\dots\dots(5.23)$$

$$N(B_{t_2} - B_{t_i}) + \frac{mNB_{t_i}}{B_{g_i}}(B_{g_2} - B_{g_i}) = N_{p_2}[B_{o_2} + B_{g_2}(R_{p_2} - R_{s_2})] - W_{e_2} + W_{p_2}B_{w_2} \dots\dots\dots(5.24)$$

Restando la Ec. (5.23) de (5.24) :

$$N(B_{t_2} - B_{t_1}) + \frac{mNB_{t_i}}{B_{g_i}}(B_{g_2} - B_{g_1}) = N_{p_2}[B_{o_2} + B_{g_2}(R_{p_2} - R_{s_2})] - N_{p_1}[B_{o_1} + B_{g_1}(R_{p_1} - R_{s_1})] - W_{e_2} + W_{e_1} + W_{p_2}B_{w_2} - W_{p_1}B_{w_1} \dots\dots\dots(5.25)$$

Introduciendo las siguientes funciones:

$$\Delta B_t = B_{t_2} - B_{t_1} ; \quad \Delta B_g = B_{g_2} - B_{g_1} ; \quad \Delta W_e = W_{e_2} - W_{e_1} ;$$

$$\Delta W_p B_w = W_{p_2} B_{w_2} - W_{p_1} B_{w_1}, \quad y$$

$$\Delta N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] = N_{p_2} [B_{o_2} + B_{g_2} (R_{p_2} - R_{s_2})] - N_{p_1} [B_{o_1} + B_{g_1} (R_{p_1} - R_{s_1})]$$

Sustituyendo en la Ec. (5.25) :

$$N \Delta B_t + \frac{m N B_{t_1}}{B_{g_1}} B_g = \Delta N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - \Delta W_e + \Delta W_p B_w \quad \dots \dots \dots (5.26)$$

Despejando y dividiendo entre $\Delta N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$:

$$1 = \frac{N \Delta B_t}{\Delta N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} + \frac{\frac{m N B_{t_1}}{B_{g_1}} \Delta B_g}{\Delta N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} + \frac{\Delta W_e - \Delta W_p B_w}{\Delta N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]} \quad \dots \dots \dots (5.27)$$

Los tres términos del segundo miembro de la ecuación, corresponden al I.E.G.D., I.E.G.C. e I.E.E.A., respectivamente, durante el periodo establecido, considerando las condiciones con subíndice 1 como las prevalecientes al principio del periodo y las de subíndice 2 como las que se tienen al final de dicho periodo.

Puede establecerse también la ecuación de balance de materia, considerando que al principio del periodo de producción se inicia la explotación del yacimiento. Esto equivale a suponer que el yacimiento se descubre en un estado de depresionamiento y que el balance volumétrico se efectúa a partir de dicho estado. En este caso, la ecuación es:

$$(N - N_{p_1}) [(B_{t_2} - B_{t_1}) + \frac{m' B_{t_1}}{B_{g_1}} (B_{g_2} - B_{g_1})] = (N_{p_2} - N_{p_1}) [B_{o_2} + B_{g_2} (R_{p_2} - R_{s_2})] + \Delta W_e + \Delta W_p B_w \quad \dots \dots \dots (5.28)$$

En esta ecuación m' es el volumen de gas libre contenido en el yacimiento (en el casquete y en la zona de aceite), dividido entre el volumen de aceite existente al principio del periodo considerado, el cual es $(N - N_{p_1}) B_o$. R_{p_1} es la relación gas-aceite acumulativa producida durante el periodo.

La Ec. (5.28) puede aplicarse para determinar los índices de empuje en un periodo de explotación. También es de gran utilidad su empleo cuando se carece de datos de producción o presiones antes de cierto tiempo, o estos datos son desconfiables.

REFERENCIAS.

- 1.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 2.- Schilthuis, R.J.
"Active Oil and Reservoir Energy".
Trans. of AIME. 1936.
- 3.- Craft, B.C. y Hawkins, M.F.
"Applied Petroleum Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Company. 1958.

C A P I T U L O VI

ECUACIONES Y DATOS FUNDAMENTALES USADOS EN LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

6.1.- INTRODUCCION.

Uno de los principales problemas en la predicción del comportamiento de los yacimientos es el manejo de los datos que se usarán en las ecuaciones involucradas. Ya en el capítulo anterior se indicó la importancia de una información confiable y precisa y lo difícil que resulta obtener este tipo de información. Sin embargo, este no es el único problema en lo referente a los datos. 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.

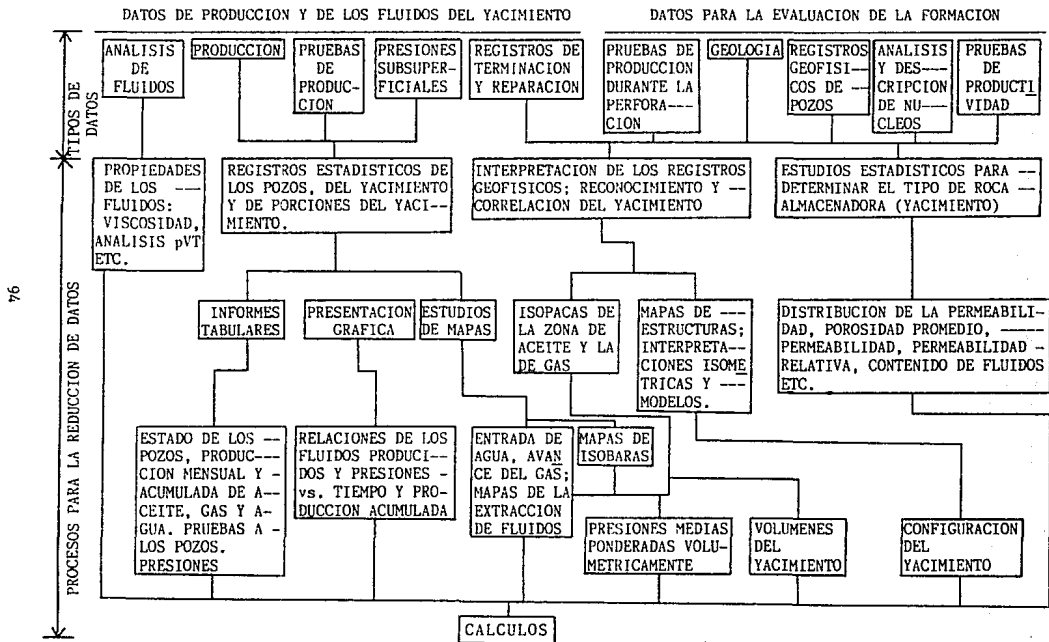
En la Tabla 6-1 se presenta el procedimiento para el procesamiento de los datos en los cálculos de ingeniería. En la parte superior de dicha tabla se indican las principales fuentes de obtención de datos. El laboratorio y el campo son las dos fuentes de información básica, y de ahí se obtienen dos tipos de datos básicos: 1) Datos de producción y de los fluidos del yacimiento, y 2) Datos para la evaluación de la formación. En los bloques superiores de la misma tabla se representa la información principal que normalmente se recaba de un yacimiento, mientras que en los inferiores se indican los procedimientos más comunes para consolidar, reducir y presentar dicha información!

La forma en que se obtienen los datos, y los métodos empleados para su procesamiento, están fuera de los objetivos de este trabajo; sin embargo, baste saber que la mayor parte de esta información proviene de los pozos perforados en el yacimiento. Ellos son básicamente la única fuente de información en lo que se refiere al yacimiento. Los datos para la evaluación de la formación se obtienen durante la perforación y terminación del pozo, en tanto que los datos de presión, producción y de los fluidos, se recaban después de la terminación de los pozos y cuando ya están en producción.

Una vez que la información ha sido procesada y preparada para su manejo, el siguiente paso es realizar los cálculos de ingeniería valiéndose de las ecuaciones apropiadas para predecir el comportamiento del yacimiento.

Las ecuaciones utilizadas para este propósito, además de la ecuación de balance de materia, son²:

TABLA 6-1¹
 PROCEDIMIENTO PARA EL PROCESAMIENTO DE DATOS EN CALCULOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS.



- 1.- Ecuación de la relación gas-aceite instantánea (R).
- 2.- Ecuación de la saturación de aceite en yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado.
- 3.- Ecuación de la recuperación de aceite (Rec).
- 4.- Gráfica, o ecuación, de la relación de permeabilidades relativas al gas y aceite (k_{rg}/k_{ro}) contra, o en función de, la saturación, ya sea de líquido o aceite.
- 5.- Ecuación de la variación del índice de productividad.
- 6.- Ecuación general de saturación de aceite.

En las próximas secciones de este capítulo, se indicarán los procedimientos para deducir cada una de las expresiones mencionadas.

6.2.- ECUACION DE LA RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA?

La relación gas-aceite instantánea (R), por definición, está dada por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{q_g}{q_o} \dots\dots\dots(6.1)$$

Donde: R = relación gas-aceite instantánea, [m_g^3 a c.s./ m_o^3 a c.s.],
 q_g = gasto total de gas, [m_g^3 a c.s./día], y
 q_o = producción diaria de aceite, [m_o^3 a c.s./día].

Pero la producción total de gas está constituida por el gas libre que fluye en el yacimiento, más el gas disuelto en el aceite que se libera al alcanzarse las condiciones superficiales de presión y temperatura; por lo que :

$$q_g = q_{g1} + q_{gd} \dots\dots\dots(6.2)$$

Por otra parte, el gasto de gas disuelto puede expresarse en términos de la relación gas disuelto-aceite (R_s) y del gasto de aceite :

$$q_{gd} = q_o R_s \dots\dots\dots(6.3)$$

Donde: R_s está en [m_g^3 a c.s./ m_o^3 a c.s.].

Sustituyendo la Ec. (6.3) en (6.2) y ésta a su vez en la Ec. -- (6.1) :

$$R = \frac{q_{gl} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{gl}}{q_o} + R_s \dots\dots\dots(6.4)$$

De acuerdo con la ecuación de Darcy para flujo radial, se tiene - que :

$$q_{gl} = C \frac{k k_{rg} h}{\mu_g B_g \ln(r_e/r_w)} (p_{ws} - p_{wf}) \dots\dots\dots(6.5)$$

y

$$q_o = C \frac{k k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} (p_{ws} - p_{wf}) \dots\dots\dots(6.6)$$

Sustituyendo estas expresiones en la Ec. (6.4) y simplificando:

$$R = \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} + R_s \dots\dots\dots(6.7)$$

Esta ecuación expresa la relación gas-aceite instantánea en función de las propiedades del gas y del aceite. Si el yacimiento es de aceite bajosaturado o su saturación de gas es menor que la crítica, entonces no existiría permeabilidad relativa al gas ($k_{rg}=C$) y por lo tanto $R = R_s$, ya que el único gas que se produce es el que está disuelto en el aceite. Cabe aclarar que en el desarrollo de la Ec. (6.7) se ha considerado que el gas y el aceite se encuentran uniformemente distribuidos en el yacimiento; que fluyen de acuerdo al concepto de permeabilidades relativas, suponiendo - despreciables los efectos gravitacionales y capilares; y que los gradientes de presión para el gas y el aceite son iguales.

6.3.- ECUACION DE SATURACION DE ACEITE EN YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO?

En el desarrollo de la ecuación de saturación de aceite para este tipo de yacimientos, se considerará el caso de un yacimiento sin entrada de agua ($W_e = 0$), y sin casquete de gas inicial o secundario ($m = 0$). Bajo estas condiciones, la saturación media de aceite en el yacimiento está dada por:

$$s_o = \frac{\text{Volumen de aceite residual}}{\text{Volumen de poros}} = \frac{V_{or}}{V_p} \dots\dots\dots(6.8)$$

Donde: V_{or} está en [m_0^3 a c.y.], y
 V_p está en [m_p^3].

El volumen de aceite residual es igual a :

$$V_{or} = (N - N_p)B_o \dots\dots\dots(6.9)$$

El volumen de poros, considerado constante durante la explotación, es :

$$V_p = V_{pi} = \frac{V_{oi}}{s_{oi}} = \frac{NB_{oi}}{1 - s_w} \dots\dots\dots(6.10)$$

Sustituyendo las Ecs. (6.9) y (6.10) en la Ec. (6.8) :

$$s_o = \frac{(N - N_p)B_o(1 - s_w)}{NB_{oi}} \dots\dots\dots(6.11)$$

o

$$s_o = \frac{(1 - \frac{N_p}{N})B_o(1 - s_w)}{B_{oi}} \dots\dots\dots(6.12)$$

En estas ecuaciones se consideran como condiciones iniciales -- las que prevalecen en el yacimiento a la presión de saturación, por lo tanto: $p_i = p_b$; $B_{oi} = B_{ob}$, y $N = N_b$.

6.4.- ECUACION DE LA RECUPERACION DE ACEITE?

La recuperación de aceite (Rec), dada por la relación N_p/N , se obtiene despejándola de la Ec. (6.12), quedando:

$$Rec = \frac{N_p}{N} = 1 - \frac{s_o B_o}{(1 - s_w) B_{oi}} \dots\dots\dots(6.13)$$

Otra forma de deducir la recuperación de aceite para un cierto tiempo de explotación, es la siguiente :

$$Rec = \frac{\text{Volumen de aceite recuperado, a c.s.}}{\text{Volumen de aceite inicial, a c.s.}}$$

$$= \frac{\text{Vol. de aceite inicial, a c.s.} - \text{Vol. de ac. residual, a c.s.}}{\text{Volumen de aceite inicial, a c.s.}}$$

\dots\dots\dots(6.14)

El volumen de aceite inicial a c.s., es :

$$N = \frac{V_{pi} s_{oi}}{B_{oi}} \dots\dots\dots(6.15)$$

Por otra parte, el volumen de aceite residual a c.s., considerando que $V_p = V_{pi}$; que no hay entrada de agua, y que el gas liberado fluye al alcanzar su saturación crítica, es:

$$(N - N_p) = V_{pi} \frac{s_o}{B_o} \dots \dots \dots (6.16)$$

Sustituyendo las Ecs. (6.15) y (6.16) en la Ec. (6.14) :

$$\text{Rec} = \frac{V_{pi} \frac{s_{oi}}{B_{oi}} - V_{pi} \frac{s_o}{B_o}}{V_{pi} \frac{s_{oi}}{B_{oi}}} = \frac{\frac{s_{oi}}{B_{oi}} - \frac{s_o}{B_o}}{\frac{s_{oi}}{B_{oi}}}$$

Y finalmente:

$$\text{Rec} = 1 - \frac{s_o B_{oi}}{s_{oi} B_o} \dots \dots \dots (6.17)$$

6.5.- RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE EN FUNCION DE LA SATURACION DE LIQUIDO?

Uno de los datos básicos en la predicción del comportamiento de un yacimiento es la relación de permeabilidades relativas al gas y al aceite (k_{rg}/k_{ro}) en función de la saturación de líquido. Generalmente se cuenta con la información precisa sobre la presión inicial del yacimiento, su saturación de agua, las propiedades de sus fluidos y demás datos necesarios en los cálculos. El problema esencial es la obtención de las permeabilidades relativas, cuyo efecto es decisivo en los resultados que se obtienen, ya -- que cualquier cálculo que involucre este dato, como el de la recuperación final de aceite o la predicción de la relación gas---aceite producida, es bastante sensible a su valor³. En el Capítulo X se explicará con más detalle cómo afecta la k_{rg}/k_{ro} ---- (o k_g/k_o) el comportamiento de un yacimiento, particularmente el de uno productor por empuje de gas disuelto liberado. Por lo -- pronto sólo se hará énfasis en la importancia que tiene la precisión en la determinación de esta relación.

Existen esencialmente tres procedimientos para determinar la relación de permeabilidades relativas; éstos son:

- 1.- Por medio de correlaciones.
- 2.- Por métodos de laboratorio.
- 3.- A partir de datos de producción.

En general, el primero se utiliza al hacer los cálculos de predicción en la etapa inicial de explotación del yacimiento, cuando no se tiene otro recurso. Los métodos de laboratorio se em---

plean una vez que se ha recogido información suficiente de núcleos representativos de la formación. Finalmente, cuando se ha concluido el desarrollo y se cuenta con suficientes datos de producción, se utiliza el tercer procedimiento, cuyos resultados reflejan mejor el comportamiento real del yacimiento. A continuación se explicarán cada uno de estos procedimientos.

CORRELACIONES PARA OBTENER k_{rg}/k_{ro} CONTRA s_L .

Como ya se mencionó, este procedimiento se emplea cuando no se dispone de la información suficiente para aplicar alguno de los otros dos, debido a que el yacimiento está en una etapa de explotación incipiente y no es posible obtener valores de k_{rg}/k_{ro} a partir de su historia.

Diversos investigadores han encontrado que las permeabilidades relativas, en formaciones de tipo intergranular, se pueden determinar con aceptable aproximación, a partir de ecuaciones basadas en consideraciones petrofísicas y correlaciones.

A. T. Corey presentó las siguientes expresiones para calcular las permeabilidades relativas al aceite y al gas:⁴

$$k_{rg} = \left[1 - \frac{s_o}{s_m - s_{wi}}\right]^2 \left[1 - \left(\frac{s_o}{1 - s_{wi}}\right)^2\right] \dots\dots\dots(6.18)$$

$$k_{ro} = \left[\frac{s_o}{1 - s_{wi}}\right]^4 \dots\dots\dots(6.19)$$

Donde: $s_m = 1 - s_{gc}$

El valor de s_m es muy cercano a la unidad, lo que significa considerar un valor de s_{gc} muy pequeño. Si $s_{gc} = 0$ y haciendo $s = [s_o/(1 - s_{wi})]$, las Ecs. (6.18) y (6.19) quedan:

$$k_{rg} = (1 - s)^2(1 - s^2) \dots\dots\dots(6.20)$$

$$k_{ro} = s^4 \dots\dots\dots(6.21)$$

Dividiendo la Ec. (6.20) entre (6.21), se obtiene la expresión desarrollada por Torcaso y Wyllie:⁵

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{(1 - s)^2(1 - s^2)}{s^4} \dots\dots\dots(6.22)$$

En la Fig. 6-1 se presentan las curvas de k_{rg}/k_{ro} vs. s_g obtenidas con la Ec. (6.22), para diferentes valores de s_w .

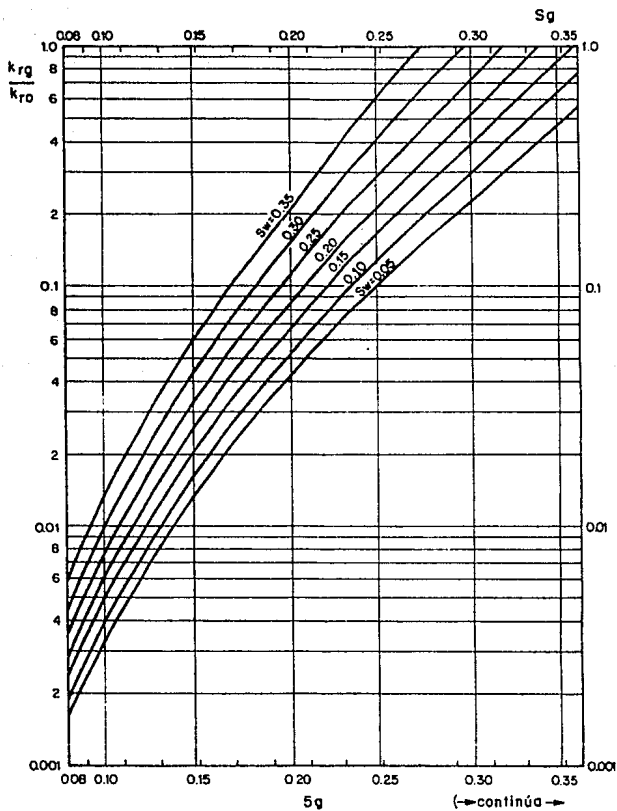


FIG. 6-1.- CURVAS DE k_{rg}/k_{ro} vs. s_g PARA DIFERENTES SATURACIONES DE AGUA (CORRELACION DE COREY):

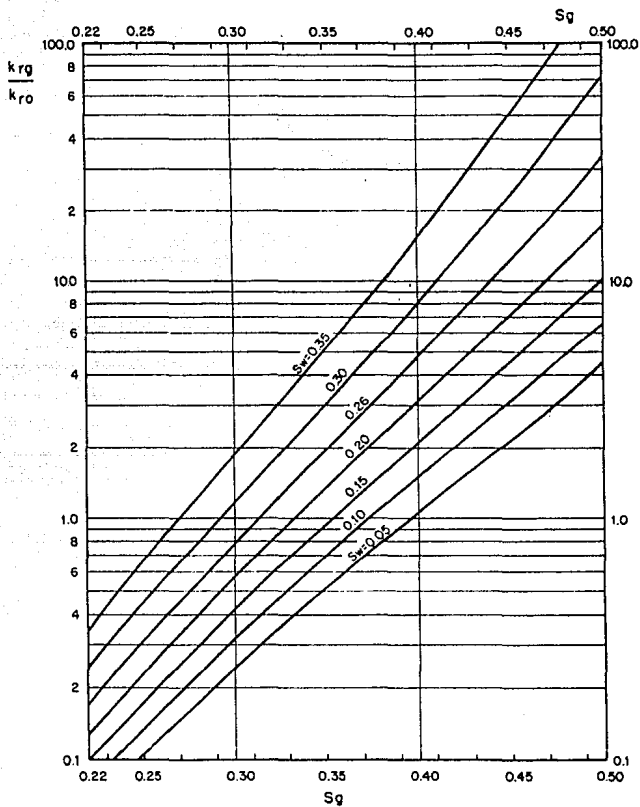


FIG. 6-1.- CURVAS DE k_{rg}/k_{ro} vs. s_g PARA DIFERENTES SATURACIONES DE AGUA (CORRELACION DE COREY)?

Wahl, Mullins y Elfrink, basados en datos medidos en yacimientos de areniscas, presentaron la siguiente ecuación:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \xi(0.0435 - 0.4556 \cdot \xi) \dots\dots\dots(6.23)$$

Donde el factor ξ está definido por:

$$\xi = \frac{1 - s_{gc} - s_w - s_o}{s_o - s_{or}} \dots\dots\dots(6.24)$$

Para formaciones arenosas de granos sueltos y bien clasificados, Wyllie y Gardner desarrollaron las siguientes expresiones:

$$k_{rg} = \frac{s_R^3}{(1 - s_{wi})^3} \dots\dots\dots(6.25)$$

$$k_{ro} = \frac{s_o^3}{(1 - s_{wi})^3} \dots\dots\dots(6.26)$$

Jones, concediéndole especial importancia a la saturación de --- agua sobre los demás parámetros, propone las siguientes ecuaciones para determinar las permeabilidades relativas:

$$k_{rg} = \left[\frac{0.9 - s_w - s_o}{0.9 - s_w} \right]^2 = \left[\frac{s_R - 0.10}{s_o + s_g - 0.10} \right]^2 \dots\dots\dots(6.27)$$

$$k_{ro} = \left[\frac{s_o}{1 - s_w} \right]^3 = \left[\frac{1 - s_w - s_g}{1 - s_w} \right]^3 \dots\dots\dots(6.28)$$

Obsérvese que se ha introducido un factor de corrección igual a 0.10 en la Ec. (6.27) con el objeto de obtener un mejor ajuste de los datos experimentales. El autor supone que este factor pu de tener valores mayores de 0.10 para rocas con porosidad secundaria, aunque en esencia debe variar con las características de la roca y de los fluidos.

Honarpour y otros^o, también desarrollaron varias ecuaciones empíricas para determinar las permeabilidades relativas en rocas --- consolidadas, considerando sistemas de dos fases: agua-aceite y gas aceite.

En este desarrollo se emplearon datos de yacimientos de aceite y de gas en los Estados Unidos, Alaska, Canadá, Libia, Irán, -- Argentina y Arabia. Los datos se clasificaron atendiendo a la litología y a la mojabilidad del sistema. En base a la litología se consideraron como rocas carbonatadas o no carbonatadas (areniscas y conglomerados). Las clasificaciones en cuanto a la mojabilidad se realizaron sobre todo para sistemas agua-aceite, ya que esta propiedad es muy importante en estos sistemas.

Para la obtención de las ecuaciones se aplicaron técnicas de regresión lineal al grupo de datos disponibles, ya clasificados. Aunque estas ecuaciones no se han probado aún en forma extensiva, se ha encontrado, según los autores, que en la mayoría de las pruebas realizadas, se ajustan mejor a los datos de laboratorio que las otras correlaciones con las que se estableció la comparación. Se presenta un juego de seis ecuaciones para sistemas agua-aceite y un juego de cuatro ecuaciones para sistemas gas-aceite.

Existen en la literatura otras correlaciones para obtener la relación k_{rg}/k_{ro} . Sin embargo, no se ha estimado necesario incluir más ecuaciones ya que con las anteriores ya proporcionadas se cubren las características principales consideradas en el desarrollo de la mayoría de las correlaciones, por lo que los resultados obtenidos pueden ser muy similares.

Para ilustrar la forma en que se determina la relación de permeabilidades relativas vs. la saturación de líquido, empleando correlaciones, se proporcionará un ejemplo en el que se utiliza la ecuación de Torcaso y Wyllie [Ec. (6.22)]. En la Tabla 6-2 se presentan los cálculos con base a los cuales se obtuvo la gráfica de permeabilidades relativas, representada por la curva "a" de la Fig. 6-2, a partir de dicha ecuación, para una $s_w=0.20$.

TABLA 6-2²

OBTENCION DE k_{rg}/k_{ro} CON LA ECUACION DE TORCASO Y WYLLIE

s_o	s_L	s_g	s^\dagger	$1 - s$	$(1 - s)^2$	$(1-s^2)$	s^4	k_{rg}/k_{ro}
0.80	1.00	0.00	1.0000	0.0000	0.00000	0.0000	1.0000	0.00000
0.70	0.90	0.10	0.8750	0.1250	0.01563	0.2344	0.5862	0.00624
0.60	0.80	0.20	0.7500	0.2500	0.06250	0.4375	0.3164	0.08642
0.50	0.70	0.30	0.6250	0.3750	0.14063	0.6094	0.1526	0.56160
0.40	0.60	0.40	0.5000	0.5000	0.25000	0.7500	0.0625	3.00000
0.30	0.50	0.50	0.3750	0.6250	0.39063	0.8594	0.0198	16.97500
0.20	0.40	0.60	0.2500	0.7500	0.56250	0.9375	0.0039	135.00000

$$\dagger s = s_o / (1 - s_{wi})$$

Para este ejemplo se consideró que $s_{wi} = 0.20$

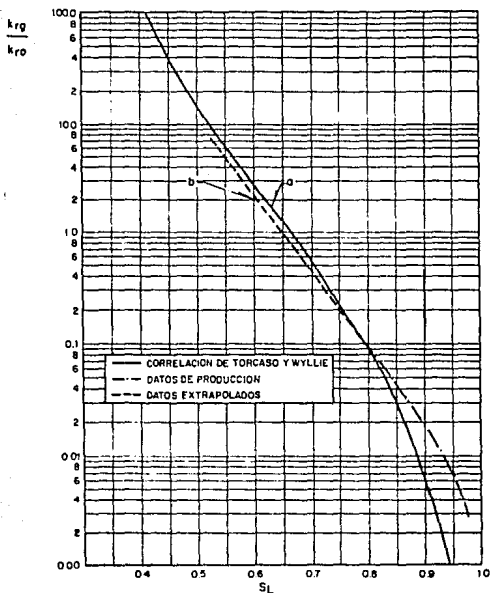


FIG. 6-2.- GRAFICA DE k_{rg}/k_{ro} vs. s_L^2

OBTENCION DE LA CURVA MEDIA DE k_{rg}/k_{ro} A PARTIR DE DATOS DE LABORATORIO.

Los datos de las permeabilidades relativas en el laboratorio se obtienen mediante procesos de desplazamiento aplicados a los núcleos del yacimiento. A fin de que dicha información sea confiable, es necesario contar con muestras representativas de la formación que conserven sus propiedades; y además deberán simularse lo mejor posible los procesos reales de desplazamiento que se presentan en el yacimiento. Stewart realizó estudios experimentales para evaluar el efecto de los procesos de desplazamiento en los valores de k_{rg}/k_{ro} contra la saturación de

líquido o gas? Encontró que dichos valores son muy diferentes al simular para un mismo yacimiento, el proceso de desplazamiento por empuje de gas disuelto liberado y por empuje externo de gas (debido al casquete de gas o por inyección de éste). Cuando se utilizaron núcleos de carbonato con porosidad secundaria, esta diferencia fue significativa; en cambio para el caso de formaciones sin porosidad secundaria la diferencia fue poco apreciable. En la Fig. 6-3 se muestran los resultados obtenidos con núcleos de dos formaciones - de las seis que se analizaron en este estudio-. En la Fig. 6-3(a) se presentan los resultados obtenidos con una roca carbonatada de poros finos - distribuidos uniformemente y de tamaño medio. Esta uniformidad de los poros da como resultado muy poca diferencia en los valores de k_g/k_o para los dos procesos estudiados. Por otra parte, en la Fig. 6-3(b) se muestran los resultados obtenidos para una caliza fracturada. Nótese la diferencia en las curvas de k_g/k_o para cada proceso de desplazamiento. Esta roca presenta una porosidad formada por grandes cavidades de solución interconectadas por un sistema de fracturas de una pulgada de longitud. Aparentemente no presenta porosidad importante en la matriz, lo que hace pensar en el predominio de las fuerzas capilares limitando el flujo de aceite a las fracturas. Esto explica los altos valores de la curva de k_g/k_o para el desplazamiento por gas externo, ya que éste se canaliza fácilmente a través de las fracturas. Esto se traduce en bajas recuperaciones de aceite con este tipo de desplazamiento?

La descripción de los procedimientos de laboratorio queda fuera del objetivo de este trabajo; sin embargo el tratamiento de los resultados ahí obtenidos se explicará a continuación.

Cuando la formación no es estratificada y es más o menos homogénea, se grafican los valores de k_{rg}/k_{ro} vs. s_L ; se obtiene la curva de k_{rg}/k_{ro} para dicha formación, y ésa es la curva que se utilizará para los cálculos.

Generalmente las formaciones están constituidas por capas con propiedades diferentes, por lo cual, las curvas de k_{rg}/k_{ro} contra s_L que se obtengan de las muestras representativas de cada capa, serán diferentes. Es necesario obtener entonces una curva promedio de relación de permeabilidades relativas. Para ello deberá determinarse el número de capas, su espesor medio y sus propiedades medias.

La manera de hacerlo es mediante una ponderación de la saturación de líquido con el espesor de las capas, para valores determinados de k_{rg}/k_{ro} , mediante la fórmula:

$$\bar{s}_L = \frac{s_{L1}h_1 + s_{L2}h_2 + s_{L3}h_3 + \dots \dots + s_{Ln}h_n}{h_T} = \frac{\sum_{i=1}^n s_{Li}h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \dots (6.29)$$

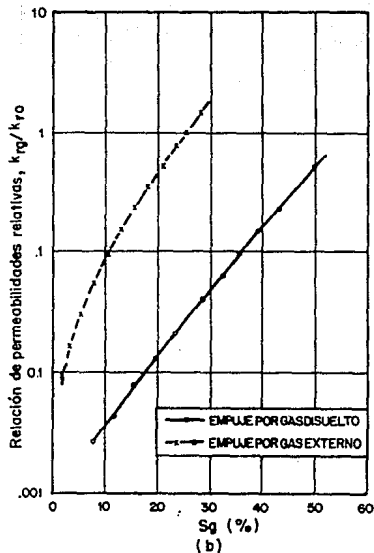
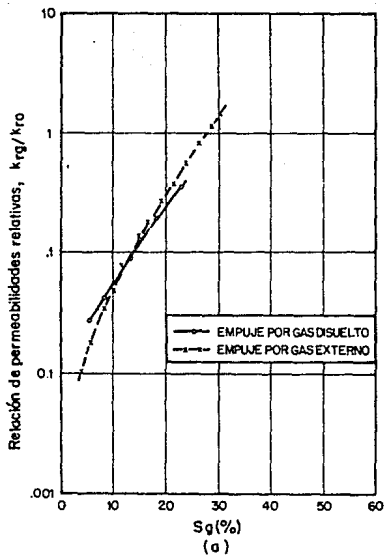


FIG. 6-3.- COMPORTAMIENTO DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE BAJO DOS TIPOS DE DESPLAZAMIENTO, EN MUESTRAS DE: (a) CALIZA CON POROSIDAD UNIFORME, Y (b) CALIZA FRACTURADA.

Obtenido un número suficiente de parejas de valores, se grafican dando como resultado la curva promedio deseada. En la Fig. 6-4 se muestran las curvas de k_{rg}/k_{ro} para cuatro capas de un yacimiento, y la curva promedio de esas cuatro capas.

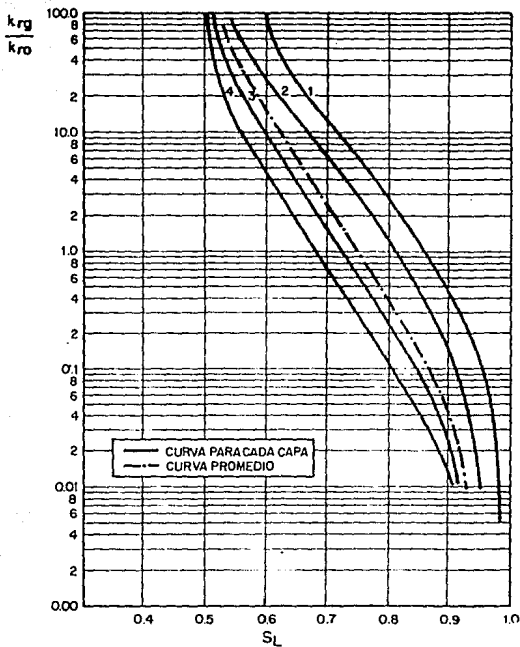


FIG. 6-4.- CURVAS DE RELACIONES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CONTRA S_L PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO.²

Para ejemplificar este procedimiento considérese el yacimiento de la Fig. 6-4, con cuatro capas, cuyas propiedades medias se indican en la Tabla 6-3. Se determinará la saturación del líquido que corresponde a un valor de $k_g/k_o = 1.00$. Los valores de saturación de líquido para cada capa leídos de la Fig. 6-4 son:

CAPA	SATURACION DE LIQUIDO
1	0.855
2	0.810
3	0.720
4	0.680

Sustituyendo valores en la Ec. (6.29) :

$$\bar{s}_L = \frac{(0.855)(3) + (0.810)(8) + (0.720)(12) + (0.680)(7)}{30} = 0.748$$

En forma análoga se obtuvieron los valores necesarios para definir la curva promedio, representada por la curva discontinua de la Fig. 6-4.

TABLA 6-3:
PROPIEDADES PROMEDIO DE LAS CAPAS DEL YACIMIENTO DEL EJEMPLO
(FIG. 6-4.)

CAPA	k [md]	h [m]	ϕ [fracción]
1	30	3	0.08
2	72	8	0.13
3	145	12	0.16
4	213	7	0.20

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

El tercer método para obtener k_{fg}/k_{ro} contra s_L es a través de datos de producción y de análisis de fluidos. Despejando k_g/k_o de la Ec. (6.7), se tiene:

$$\frac{k_g}{k_o} = (R - R_s) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \dots\dots\dots(6.30)$$

Esta ecuación, junto con la de saturación de aceite, permite establecer la relación que existe para un yacimiento entre s_L y k_g/k_o .

El procedimiento es el siguiente: de la historia de producción del yacimiento se toman los datos de la relación gas-aceite instantánea (R) y de la producción acumulativa de aceite (N_p) a diferentes presiones. Para esas mismas presiones se determinan las propiedades de los fluidos: R_s , B_g , B_o , μ_g y μ_o . Otros datos requeridos son el volumen original de hidrocarburos (N) y la saturación de agua (s_w). Con la Ec. (6.30) se calcula k_g/k_o y con la Ec. (6.11) la saturación de aceite correspondiente, que al sumarse a la saturación de agua, da como resultado s_L .

El siguiente es un ejemplo para ilustrar este procedimiento. En la Tabla 6-4 se presentan los datos necesarios, así como algunos cálculos intermedios, y los resultados. Los datos de producción están en las columnas: (1), (2) y (6). Los de las propiedades de los fluidos en las columnas: (3), (4), (5) y (7). En las columnas (8), (9) y (10) se muestran algunos cálculos intermedios para obtener k_g/k_o , mientras que las columnas (12), (13) y (14) contienen algunos cálculos para obtener s_L , que se encuentra en la columna (15). En este ejemplo se consideró que $N = 18.44 \times 10^6$ m³ a c.s., y $s_w = 0.285$. Los resultados obtenidos se presentan en la Fig. (6-2), a través de la curva "b" en forma discontinua (punto- raya). En forma punteada se muestra la tendencia de la curva "b" que se utilizó para predecir el comportamiento de este yacimiento hasta su presión de abandono.

A pesar de las limitaciones de este procedimiento, limitaciones involucradas en las Ecs. (6.7) y (6.11), la relación de permeabilidades relativas contra s_L obtenida es, generalmente, más real que la determinada por análisis de núcleos en el laboratorio o por correlaciones.

6.6.- ECUACION DE LA VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD?

En los cálculos de la productividad de los pozos, se supone generalmente, que su gasto es proporcional a la diferencia de presiones, $p_{ws} - p_{wf}$, o sea:

$$q_o = J(p_{ws} - p_{wf}) \dots\dots\dots(6.31)$$

Donde J es una constante de proporcionalidad llamada índice de productividad, que de acuerdo con la ecuación de Darcy es:

TABLA 6-4²

OBTENCION DE k_{rg}/k_{ro} CONTRA s_L A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCION Y ANALISIS DE FLUIDOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
p	R	B_o	B_g	R_s	$N_p \times 10^{-6}$	μ_o/μ_g	B_g/B_o	$\frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o}$	$R-R_s$	k_{rg}/k_{ro}	$(N-N_p) \times 10^{-6}$	$(N-N_p) B_o \times 10^{-6}$	s_o	s_L
250	138	1.450	0.00456	138.0	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	0.715	1.000
230	164	1.432	0.00490	129.0	0.278	32.1	0.00342	0.000106	35.0	0.00373	18.162	26.007	0.695	0.980
205	178	1.403	0.00544	117.0	0.738	36.8	0.00388	0.000105	61.0	0.00641	17.702	24.836	0.664	0.949
187	210	1.382	0.00594	108.0	1.170	40.5	0.00430	0.000106	102.0	0.01080	17.270	23.867	0.638	0.923
173	268	1.364	0.00652	101.0	1.570	43.6	0.00478	0.000110	167.0	0.01830	16.870	23.011	0.615	0.900
152	342	1.340	0.00745	90.5	2.006	48.0	0.00556	0.000116	251.5	0.02910	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	0.04570	16.004	21.013	0.562	0.847
114	500	1.298	0.01010	73.0	2.691	58.2	0.00778	0.000134	427.0	0.05700	15.749	20.442	0.547	0.832
103	680	1.285	0.01130	67.4	3.278	63.6	0.00879	0.000138	612.6	0.08470	15.162	19.483	0.521	0.806
94	879	1.264	0.01370	60.1	3.706	70.2	0.01084	0.000154	808.8	0.12500	14.733	18.623	0.498	0.783

NOTA: El valor de N para el ejemplo es de
 $18.44 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.s. y}$
 $s_w = 0.285$.

La gráfica de k_{rg}/k_{ro} vs. s_L [columnas (11) vs. (15)], se muestra en la Fig. 6-2, en la parte punto- raya de la curva "b".

$$J = \frac{q_0}{(p_{ws} - p_{wf})} = \frac{Ckk_{ro}h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots(6.32)$$

Cuando existe esta relación, al graficar q_0 contra p_{wf} se obtiene una recta como la indicada en la Fig. 6-5. Sin embargo se ha demostrado que cuando existe gas en el yacimiento, la Ec. (6.32) no es aceptable, declinando la productividad de los pozos al aumentar su gasto. La causa de esta declinación se debe a: 1) la disminución de la permeabilidad al aceite debido al incremento de la saturación de gas originada por el aumento de la caída de presión en la vecindad del pozo, y 2) al aumento de la viscosidad del aceite a medida que el gas se libera. En este caso, la gráfica de p_{wf} contra q_0 es una curva como la mostrada en la Fig. 6-5.

Para desarrollar la ecuación de la variación del índice de productividad, se aplica la Ec. (6.32) a las condiciones iniciales de explotación, que queda como:

$$J_i = C \frac{kk_{roi}h}{\mu_{oi} B_{oi} \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots(6.33)$$

Dividiendo la Ec. (6.32) entre (6.33) y despejando J, se tiene:

$$J = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{ci}}{k_{roi} \mu_o B_o} \dots\dots\dots(6.34)$$

Sustituyendo en la Ec. (6.31) :

$$q_0 = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \dots\dots\dots(6.35)$$

Mediante esta última expresión, puede obtenerse el gasto que proporcionará un pozo durante la explotación del yacimiento. La caída de presión ($p_{ws} - p_{wf}$) se considera, en los cálculos, estimando el valor de p_{wf} , de acuerdo con las condiciones de producción del pozo.

6.7.- ECUACION GENERAL DE SATURACION DE ACEITE?

La ecuación desarrollada anteriormente, sólo es aplicable a yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado. A continuación se muestra la deducción de la ecuación de saturación de aceite para yacimientos que poseen entrada de agua y/o casquete de gas.

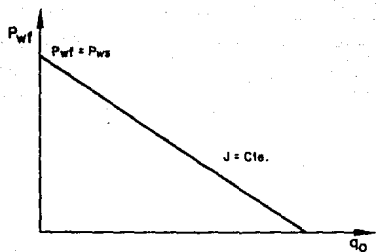


FIG. 6-5.- REPRESENTACION GRAFICA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD QUE PERMANECE --- CONSTANTE AL VARIAR EL GASTO DEL POZO.²

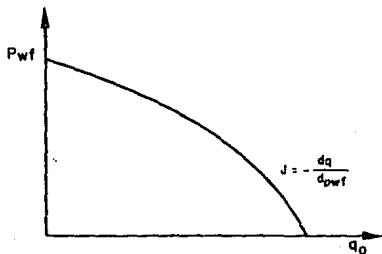


FIG. 6-6.- REPRESENTACION GRAFICA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD QUE DECRECE AL - AUMENTAR EL GASTO DEL POZO.²

Se considerará primero el caso de un yacimiento con entrada de agua, pero sin casquete de gas. La explotación de este tipo de yacimientos se lleva a cabo:

- Si la entrada de agua es lo suficientemente grande para mantener alta la presión del yacimiento; hasta que los pozos estructuralmente más altos, se invaden de agua.
- Si la entrada de agua no es suficiente para mantener la presión, o dicho de otra forma, si el índice de empuje por gas disuelto (I.E.G.D.), es mucho mayor que el índice de empuje por entrada de agua (I.E.E.A.); hasta que el yacimiento alcance una presión tal, que deje de ser costeable su explotación.

En la Fig. 6-7, se muestra la representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua, para un tiempo $t = 0$ [Fig. 6-7 (a)] y para un tiempo $t = t_1$, para el cual ha ocurrido un avance del contacto [Fig. 6-7(b)].

La saturación de aceite en el yacimiento está dada por el cociente del volumen de aceite residual en la zona no invadida por agua (V_{ozni}) y el volumen de poros en la misma zona:

$$s_o = \frac{V_{ozni}}{V_{pzni}} \dots \dots \dots (6.36)$$

Habrá que analizar tanto el numerador como el denominador de esta ecuación.

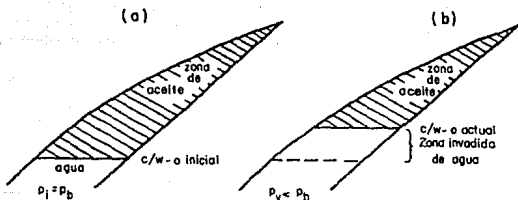


FIG. 6-7.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN YACIMIENTO CON ENTRADA DE AGUA.²

El volumen de aceite en la zona no invadida por agua, es igual - al volumen de aceite inicial total, menos el volumen de aceite - producido - esta diferencia corresponde al volumen de aceite resi- dual-, menos el volumen de aceite en la zona invadida de agua, - Expresado en ecuación, esto queda:

$$V_{ozni} = V_{oiT} - V_{op} - V_{oziw} = V_{orT} - V_{oziw} \quad \dots\dots\dots(6.37)$$

Pero el volumen de aceite residual, V_{orT} , es :

$$V_{orT} = (N - N_p)B_0 \quad \dots\dots\dots(6.38)$$

El volumen de aceite en la zona invadida de agua es igual al volumen de poros de la zona invadida, por la saturación media del aceite en dicha zona. Este volumen de poros (V_{pziw}) es el cociente del agua de invasión residual en el yacimiento ($W_e - W_p B_w$) y la saturación media del agua de invasión (\bar{s}_{wziw}). Así:

$$V_{oziw} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wziw}} \bar{s}_{orziw} \left[\frac{m_{wi}^2}{m_{wi}^2 / m_{pziw}^2} \right] \left[\frac{m_{oziw}}{m_{pziw}} \right] \quad \dots\dots\dots(6.39)$$

Donde: \bar{s}_{orziw} = saturación media de aceite residual en la zona - invadida de agua.

Sustituyendo las Ecs. (6.38) y (6.39) en la Ec. (6.37), se tiene:

$$V_{ozni} = (N - N_p)B_0 - \frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wziw}} \bar{s}_{orziw} \quad \dots\dots\dots(6.40)$$

Analizando ahora el denominador de la Ec. (6.36), se tiene que - el volumen de poros en la zona no invadida es igual a la diferen- cia del volumen de poros iniciales (V_{pi}) y el volumen de poros - en la zona invadida (V_{pziw}), o sea:

$$V_{pzni} = V_{pi} - V_{pziw} \quad \dots\dots\dots(6.41)$$

Pero el volumen de poros iniciales es igual al cociente del volu- men de aceite inicial y la saturación inicial de aceite, como ya se indicó en capítulos precedentes. De esta forma:

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{(1 - s_w)} \quad \dots\dots\dots(6.42)$$

$$V_{pziw} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wziw}} \quad \dots\dots\dots(6.43)$$

Sustituyendo las Ecs. (6.42) y (6.43) en la Ec. (6.41), queda:

$$V_{pzn} = \frac{NB_{oi}}{(1 - s_w)} - \frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wiziw}} \dots \dots \dots (6.44)$$

Finalmente sustituyendo las Ecs. (6.40) y (6.44) en la Ec. ---- (6.36), se tiene la ecuación de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua pero sin casquete de gas:

$$s_o = \frac{(N - N_p)B_o - \frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wiziw}} \bar{s}_{orziw}}{\frac{NB_{oi}}{(1 - s_w)} - \frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wiziw}}} \dots \dots \dots (6.45)$$

A continuación se derivará la ecuación general de saturación de aceite considerando un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas. En este caso habrá que tomar en cuenta además de la entrada de agua, el efecto de la expansión del casquete al abatirse la presión.

En la Fig. 6-8 se representa esquemáticamente este tipo de yacimientos, para un tiempo $t = 0$ [Fig. 6-8(a)] y para un tiempo $t = t_1$, para el cual ha ocurrido un avance en ambos contactos -- [Fig. 6-8(b)].

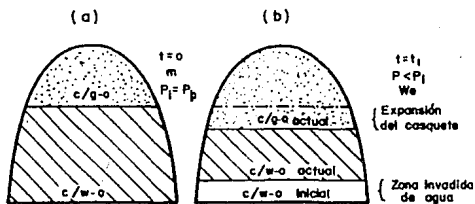


FIG. 6-8.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN YACIMIENTO CON ENTRADA DE AGUA Y CASQUETE DE GAS.²

Para incluir el efecto de invasión en la zona de aceite, debido al casquete de gas, se procede en forma análoga, al desarrollo de la Ec. (6.45).

La saturación de aceite es igual al cociente del volumen de aceite residual total (V_{orT}), menos el volumen de aceite en la zona invadida de agua (V_{oziw}), menos el volumen de aceite en la zona invadida de gas (V_{ozig}); y el volumen de poros inicial (V_{pi}), menos el volumen de poros en la zona invadida de agua (V_{pziw}), menos el volumen de poros en la zona invadida de gas (V_{pzig}). Es decir,

$$S_o = \frac{V_{orT} - V_{oziw} - V_{ozig}}{V_{pi} - V_{pziw} - V_{pzig}} \dots\dots\dots(6.46)$$

Nótese que sólo habrá que desarrollar los volúmenes de aceite y de poros correspondientes a la zona invadida por el gas.

Considerando que la producción de gas del casquete es nula, la expansión del mismo está dada por la diferencia del volumen actual y el volumen inicial, o sea:

$$\begin{aligned} \text{Expansión del casquete} &= GB_g - GB_{gi} \\ &= \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \\ &= mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \dots\dots\dots(6.47) \end{aligned}$$

El volumen de aceite en la zona invadida de gas, es igual al producto del volumen de poros de dicha zona (V_{pzig}) y la saturación media de aceite en esa zona. Así pues:

$$V_{pzig} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{gizig}} \quad [m_{gi}^*] \quad [m_{gi}^*/m_p^*] \dots\dots\dots(6.48)$$

$$V_{ozig} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{S_{gizig}} S_{orzig} \quad [m_p^*] \left[\frac{m_{ozig}^*}{m_p^*} \right] \dots\dots\dots(6.49)$$

Sustituyendo las Ecs. (6.48) y (6.49) directamente en la Ec. --- (6.45), la cual es similar a la Ec. (6.46), sin estos términos, se obtiene la ecuación general de aceite:

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{S}_{wiziw}} \bar{S}_{orziw} \right] - \left[\frac{mNB_{oi} \left(\frac{B}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{S}_{gizig}} \bar{S}_{orzig} \right]}{\frac{NB_{oi}}{(1 - S_w)} - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{S}_{wiziw}} \right] - \left[\frac{mNB_{oi} \left(\frac{B}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{S}_{gizig}} \right]} \dots\dots\dots(6.50)$$

Obsérvese que si no existe casquete de gas la Ec. (6.50) se reduce a la Ec. (6.45). Si además no hay entrada de agua, la ecuación se convierte en la Ec. (6.11) desarrollada en la sección 6.3. de este capítulo.

Los valores de las saturaciones medias de aceite residual, en las zonas invadidas de agua y gas, se determinan considerando la eficiencia volumétrica de desplazamiento correspondiente. Esta eficiencia volumétrica se define como la fracción del volumen de roca, dentro de la zona invadida, que ha sido lavada por el fluido desplazante, es decir:

$$E_v = \frac{V_{bz1}}{V_{bi}} \dots\dots\dots(6.51)$$

El valor de la eficiencia volumétrica (E_v) se estima a partir de la historia de producción, mediante la información proporcionada por los pozos de observación perforados en el yacimiento, de los que se obtiene el avance del contacto agua-aceite, o en su caso, el del gas-aceite; con ello, se determina el volumen de roca invadido por el fluido desplazante, V_{bi} . Es importante que esta información se obtenga a partir de pozos de observación, y no de los pozos productores, ya que en éstos, el contacto no avanza uniformemente en la vecindad del pozo, por la conificación del fluido o por deficiencias en la cementación de la tubería de revestimiento, dando la impresión de que el contacto ha alcanzado los pozos. Una vez determinado el V_{bi} , es posible calcular la saturación media del fluido de invasión mediante la siguiente ecuación, aplicada para el caso del agua. El volumen de roca invadido por agua está dado por:

$$V_{biw} = \frac{W_e - W_p B_w}{\phi \bar{S}_{wiziw}} \dots\dots\dots(6.52)$$

Despejando la saturación media del agua de invasión, \bar{S}_{wiziw} :

$$\bar{S}_{wiziw} = \frac{W_e - W_p B_w}{\phi V_{biw}} \dots\dots\dots(6.53)$$

Por otra parte, la \bar{S}_{wizlw} está dada por:

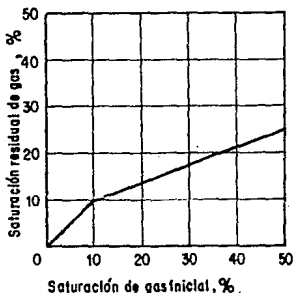
$$\bar{S}_{wizlw} = E_{vw}(1 - \bar{S}_{orzlw} - \bar{S}_{grzlw} - \bar{S}_{wc}) \quad \dots\dots\dots(6.54)$$

Donde: E_{vw} = eficiencia volumétrica del agua.
 \bar{S}_{orzlw} = saturación media de aceite residual en la zona lavada por el agua.
 \bar{S}_{grzlw} = saturación media de gas residual en la zona lavada por el agua.
 \bar{S}_{wc} = saturación de agua congénita.

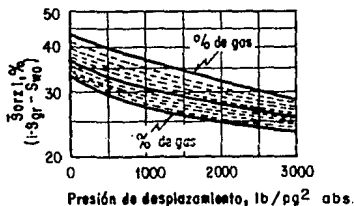
Los valores de \bar{S}_{orzlw} y \bar{S}_{grzlw} se determinan en el laboratorio, mediante pruebas de desplazamiento en núcleos representativos -- del yacimiento, o a través de correlaciones como la que se muestra en la Fig. 6-9.¹⁰ Despejando E_{vw} de la Ec. (6.54), se calcula la eficiencia volumétrica:

$$E_{vw} = \frac{\bar{S}_{wizlw}}{(1 - \bar{S}_{orzlw} - \bar{S}_{grzlw} - \bar{S}_{wc})} \quad \dots\dots\dots(6.55)$$

Para el caso del gas se procede de la misma forma. Las ecuaciones correspondientes son:



(a)



(b)

FIG. 6-9.- (a) DETERMINACION DE LA SATURACION RESIDUAL DE GAS, Y (b) DE LA SATURACION DE ACEITE RESIDUAL EN LA ZONA LAVADA.¹⁰

$$V_{big} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\phi \bar{s}_{gizig}} \dots\dots\dots(6.56)$$

Despejando \bar{s}_{gizig} :

$$\bar{s}_{gizig} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\phi V_{big}} \dots\dots\dots(6.57)$$

Por último, despejando E_{vg} , de la siguiente ecuación, se determina la eficiencia volumétrica del gas del casquete:

$$\bar{s}_{gizig} = E_{vg} (1 - \bar{s}_{orzlg} - \bar{s}_{wc} - \bar{s}_g) \dots\dots\dots(6.58)$$

Una vez determinadas las eficiencias volumétricas de los fluidos desplazantes, se calculan los valores de las saturaciones de aceite residual en la zona invadida correspondiente. Como la distribución de los fluidos no es uniforme en dicha zona, las saturaciones residuales deben obtenerse ponderándolas con el volumen de poros invadido en cada periodo. En esta forma, la saturación de aceite residual —para el agua o el gas—, en un periodo de explotación dado, es:

$$s_{orzi} = E_v s_{orzl} + (1 - E_v) s_{orznl} \dots\dots\dots(6.59)$$

La saturación media total, ponderada según se indicó, es:

$$\bar{s}_{orzi} = \frac{\sum V_{bi} \phi s_{orzi}}{\sum V_{bi} \phi} \dots\dots\dots(6.60)$$

REFERENCIAS.

- 1.- Amyx, J.; Bass, D., y Whiting, R.
"Petroleum Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Company. 1960.
- 2.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 3.- 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, AIMP; octubre de 1971.
- 4.- Corey, A.T.
"The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities".
Producers Monthly, noviembre de 1954.
- 5.- Torcaso, M.A., y Wyllie, M.R.
"Comparison of Calculated k_{rg}/k_{ro} Ratios With a Correlation of Field Data".
Trans. of AIME, Vol. 213, 1958.
- 6.- Wahl, W.L.; Mullins, L.D., y Elfrink, F.B.
"Estimate of Ultimate Recovery from Solution Gas Drive Reservoirs".
Trans. of AIME, Vol. 213, 1958.
- 7.- Wyllie, M.R., y Gardner, G.H.
"The Generalized Kozeny-Carman Equation".
World Oil, marzo-abril de 1958.
- 8.- Honarpour, M.; Koederitz, L.F., y Herbert Harvey, A.
"Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock".
JPT Forum, diciembre de 1982.
- 9.- Stewart, C.R.
Determination of Limestone Performance Characteristics By Model Flow Tests.
Trans. of AIME, Vol. 198, 1953.
- 10.- Dardaganian, S.G.
"The Application of the Buckley-Leverett Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery".
Trans. of AIME, Vol. 213, 1958.

C A P I T U L O VII

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

7.1.- INTRODUCCION.

Habiendo ya proporcionado los conceptos básicos, los datos y las ecuaciones requeridas, para la predicción del comportamiento de un yacimiento de aceite, el siguiente paso es explicar los métodos y procedimientos desarrollados para dicha predicción. Cuando se trata de yacimientos productores por empuje de gas disuelto - liberado, el proceso se simplifica sobremanera ya que, como generalmente son yacimientos cerrados en los que el único mecanismo de desplazamiento es el empuje por gas disuelto, la predicción se reduce básicamente a determinar la recuperación de aceite y la producción de gas que se tendrá a diferentes presiones. Dos son los métodos que se explicarán en este capítulo para la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado: el propuesto por J. Tarner y el método de M. Muskat. Más adelante, en el Capítulo IX, se estudiará un tercer método propuesto por G. Tracy, que en realidad es una variante del método de Tarner, pero que sin embargo, reduce enormemente los cálculos de la predicción. Los tres métodos son de ensaye y error.

El método de J. Tarner consiste en suponer un incremento en la producción acumulativa de aceite (ΔN_p) para cada decremento de presión, y a partir de ella, determinar la producción de aceite (N_p) y después la producción de gas correspondiente (G_p) de dos maneras diferentes. Cuando ambos valores de G_p así obtenidos, coinciden dentro de una tolerancia preestablecida, que generalmente es del 1%, entonces la producción de aceite supuesta en el periodo considerado es la correcta; en caso contrario, habrán de suponerse nuevos valores de ΔN_p . Este proceso se repite para cada decremento de presión y termina al alcanzarse una presión a la cual ya no es costeable explotar el yacimiento, llamada presión de abandono.

En rigor, el procedimiento propuesto por M. Muskat para la predicción del comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado, es también un método por tanteos. Sin embargo, como posteriormente se verá, bajo ciertas consideraciones el método puede ser directo y mucho más simple. Consiste en determinar la variación de la saturación de aceite, mediante la ecua---

ción diferencial desarrollada por Muskat, para cada decremento de presión, y a partir de dicha variación obtener el nuevo valor de saturación de aceite al final del periodo de explotación considerado, para de esta forma, calcular la recuperación de aceite y la relación gas-aceite en ese periodo.

La confiabilidad de los resultados obtenidos con ambos métodos depende fundamentalmente, de la exactitud de los datos empleados —Capítulo VI— y de la magnitud de los decrementos de presión. Mientras más pequeños sean estos decrementos, mayor será la aproximación obtenida en los resultados. De preferencia deberán escogerse valores no mayores de 5 kg/cm^2 .

7.2.- EL METODO DE J. TARNER³

J. Turner propuso un método para la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado, en el que se combina la ecuación general de balance de materia, la de saturación de aceite, y la de la relación gas-aceite instantánea. En este método se considera que existen las siguientes condiciones:

- 1) El volumen del yacimiento (o de poros) es constante.
- 2) No existe gas libre inicial, o sea $m = 0$.
- 3) La producción de agua es despreciable, es decir, $W_p \approx 0$; y no hay entrada de agua ($W_e = 0$)
- 4) El aceite y el gas liberado permanecen distribuidos uniformemente en el yacimiento, por lo que se considera que no existe segregación del gas liberado.
- 5) El yacimiento se depresiona uniformemente.

Asimismo se considera que las condiciones iniciales en el yacimiento son las que prevalecen a la presión de saturación o burbujeo, por lo que los valores de la presión inicial (p_i), el factor de volumen del aceite inicial (B_{oi}), el del gas inicial (B_{gi}), el de la relación de solubilidad (R_{si}), el de la saturación de aceite inicial (s_{oi}) y el del volumen original de aceite (N), serán los correspondientes a la presión de saturación.

7.2.1.- DATOS Y ECUACIONES REQUERIDAS.

Para la aplicación de este procedimiento, es necesario contar con la siguiente información:

- 1) La presión inicial del yacimiento, que corresponde a la presión de saturación ($p_i = p_b$).
- 2) Los valores de B_c , R_g , B_g , μ_o y μ_g , en función de la presión.
- 3) La saturación de agua congénita (s_{wc}).
- 4) Los valores de la relación de permeabilidades relativas ----

(k_{rg}/k_{ro} o k_g/k_o) en función de la saturación de aceite (s_o) o de la saturación de líquido (s_L).

- 5) El valor del volumen original de aceite (N), que en este caso corresponde al de la presión de saturación ($N = N_b$).

Los datos del apartado 2) se obtienen en el laboratorio y deberán ser corregidos antes de usarlos en el procedimiento de cálculo. Es común que la información proporcionada por el laboratorio se presente en forma tabulada en lo referente a estos datos. Sin embargo, los datos así presentados no son de gran utilidad cuando se desea determinar el valor de una propiedad a una presión - específica que no corresponda a la que se presenta en la tabla. Además, con frecuencia se cometen errores en las mediciones de estas propiedades en el laboratorio, y es necesario por tanto, - corregir los resultados obtenidos. Es por ello que se debe ajustar esta información a curvas con las que sea posible determinar el valor de las propiedades a cualquier presión dentro del rango establecido. Amyx y otros autores proponen varios métodos para - corregir todos estos datos de manera que puedan emplearse en los cálculos. Dependiendo del tipo de dato que se trate y de la muestra de la que se ha obtenido, existe un método específico para - tratarlo y corregirlo. Para ilustrar uno de ellos se explicará a continuación cómo se suaviza la información proveniente del laboratorio tomando como ejemplo el factor de volumen del gas. Para suavizar los valores de B_g , éstos deberán ajustarse a una función de compresibilidad adimensional, llamada función o curva Y, la cual presenta un comportamiento lineal, o casi lineal, con respecto a la presión. Esta función se define mediante la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{p_b - p}{p[(V_t/V_b) - 1]} \dots\dots\dots(7.1)$$

Donde: p_b = es la presión de saturación o de burbujeo.
 p = presión del yacimiento a la cual se calcula Y.
 V_t/V_b = volumen total relativo a la presión p .
 En este caso se sustituirá la relación V_t/V_b por B_g/B_{gb} .

Como ya se indicó, al graficar la función Y contra la presión se obtiene una línea recta, o casi recta. A fin de determinar la mejor línea que se ajuste a los puntos p-Y, se puede aplicar algún método que permita obtener una ecuación de la forma:

$$y = a + bx \dots\dots\dots(7.2)$$

El método de ajuste por mínimos cuadrados es uno de ellos y puede aplicarse a este caso sin importar la curvatura presentada -- por la función Y, dando como resultado una ecuación de la forma:

$$Y = a + bp \dots\dots\dots(7.3)$$

Donde: a = ordenada al origen.
b = pendiente de la recta.

Las ecuaciones utilizadas para calcular a y b, son:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - \sum_{i=1}^n x_i y_i \cdot \sum_{i=1}^n x_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \dots\dots\dots (7.4)$$

y

$$b = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \dots\dots\dots (7.5)$$

Donde: n = número de datos.
x = abscisa, que en este caso corresponde a p.
y = puntos de la ordenada. En este caso son los puntos de la función Y.

Sustituyendo los valores de a y b en la Ec. (7.3) se obtiene la ecuación de la recta ajustada. Una vez hecho esto, se calculan los nuevos valores de Y a las diferentes presiones, y por último se determinan los nuevos valores de B_g ya suavizados, despejando este valor de la Ec. (7.1):

$$B_g = B_{gb} \left[\frac{(p_b - p)}{Y_{calc. p}} + 1 \right] \dots\dots\dots (7.6)$$

Donde: Y_{calc.} = valor de Y calculado de la ecuación de la recta ajustada por mínimos cuadrados.

En la Tabla 7-1 se presentan los datos del laboratorio y los resultados obtenidos. En las columnas (4) y (5) de dicha tabla se muestran los nuevos valores de Y - Y_{calc.} y de B_g respectivamente. La columna (6) corresponde al incremento de B_g con respecto a la presión y es una información que será usada más adelante. Los valores de a y b se determinaron al sustituir en las Ecs. (7.4) y (7.5) los siguientes datos:

n = 16
 Σp = Σx_i = 1840 (Σp)² = 3 385 600
 ΣY = Σy_i = 11.70139
 ΣpY = Σx_iy_i = 1332.0358

TABLA 7-1.

CORRECCION DE LOS VALORES DE B_g MEDIANTE UN AJUSTE A LA FUNCION Y.

(1) p	(2) $B_g \times 10^3$	(3) Y	(4) $Y_{calc.}$	(5) $B_g \times 10^3$ *	(6) $\frac{\Delta B_g}{\Delta p} \times 10^3$
200	6.50	-----	-----	6.5000	- 0.04878
190	6.90	0.855260	0.701284	6.9878	- 0.05362
180	7.50	0.722220	0.705291	7.5240	- 0.05932
170	8.10	0.716918	0.709298	8.1172	- 0.06609
160	8.80	0.706522	0.713305	8.7781	- 0.07424
150	9.60	0.698925	0.717312	9.5205	- 0.08415
140	10.50	0.696429	0.721319	10.3620	- 0.09634
130	11.60	0.686275	0.725326	11.3254	- 0.11161
120	13.00	0.666667	0.729333	12.4415	- 0.13105
110	14.50	0.664773	0.733340	13.7520	- 0.15634
100	16.20	0.670103	0.737347	15.3154	- 0.19007
90	18.10	0.684866	0.741355	17.2161	- 0.23648
80	20.40	0.701439	0.745362	19.5809	- 0.30279
70	22.90	0.736063	0.749369	22.6088	- 0.40228
60	26.00	0.777778	0.753376	26.6316	- 0.56150
50	30.00	0.829787	0.757383	32.2466	- 0.84015
40	35.80	0.887372	0.761390	40.6481	

* Nuevos valores de B_g , ya ajustados y suavizados.

Los valores de $p = 200 \text{ kg/cm}^2$ y $B_g = 6.50$, no se consideraron en los cálculos de a y b , ya que corresponden a las condiciones de saturación, en las que no existe valor para Y . De las Ecs. (7.4) y (7.5), resultó:

$$a = 0.7774182$$

$$b = -4.007074 \times 10^{-4}$$

Sustituyendo en la Ec. (7.3):

$$Y_{calc.} = 0.7774182 - 4.007074 \times 10^{-4} p \dots\dots\dots(7.7)$$

Con esta ecuación puede obtenerse el valor de la función Y , ya ajustado, a cualquier presión. Finalmente, el nuevo valor de B_g suavizado y corregido, se determina con la Ec. (7.6).

De manera similar, se aplican otros métodos de corrección para las demás propiedades como: B_o , R_s , v_o y v_g . La explicación detallada del tratamiento para estos datos queda fuera del objetivo de este trabajo, y sólo se indicará la importancia de corregir y ajustar curvas a la información proveniente del labo--

ratorio, para una mejor aproximación en los resultados de los cálculos.

Las ecuaciones que se emplean en la predicción del comportamiento de un yacimiento por el método de J. Turner, son:

1) La ecuación general de balance de materia, considerando que:

$$W_e = 0, \quad W_p \neq 0 \quad \text{y} \quad N = N_b.$$

$$N_p(B_t + (R_p - R_{si})B_g) = N_b(B_t - B_{ti}) \quad \dots\dots\dots(7.8)$$

Desarrollando y sustituyendo $G_p = N_p R_p$:

$$N_p B_t + G_p B_g - N_p R_{si} B_g = N_b(B_t - B_{ti}) \quad \dots\dots\dots(7.9)$$

Despejando G_p :

$$G_p = \frac{N_b(B_t - B_{ti}) - N_p(B_t - R_{si}B_g)}{B_g} \quad \dots\dots\dots(7.10)$$

2) Ecuación de saturación de aceite:

$$s_o = \frac{(1 - \frac{N_p}{N_b})B_o(1 - s_{wc})}{B_{oi}} \quad \dots\dots\dots(7.11)$$

3) Ecuación de la relación gas-aceite instantánea:

$$R = R_s + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad \dots\dots\dots(7.12)$$

Como la recuperación fraccional de aceite en los yacimientos -- con empuje de gas disuelto es independiente de su tamaño, puede suponerse que $N_b = 1$ m.u. a c.s. y los cálculos se simplifican. Según esta consideración, las Ecs. (7.10) y (7.11) quedan:

$$G_p = \frac{B_t - B_{ti} - N_p(B_t - R_{si}B_g)}{B_g} \quad \dots\dots\dots(7.13)$$

$$s_o = \frac{(1 - N_p)B_o(1 - s_{wc})}{B_{oi}} \quad \dots\dots\dots(7.14)$$

7.2.2.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO:

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1.- Seleccionar un caída de presión Δp en el yacimiento, y suponer un valor de ΔN_p (incremento en la producción acumulativa de aceite) correspondiente al periodo de explotación en que la presión del yacimiento se abate en la Δp seleccionada.

2.- Obtener el valor de N_p , sumando los incrementos ΔN_p :

$$N_p = \sum \Delta N_p$$

3.- Determinar, aplicando la Ec. (7.10) el valor de G_p a la presión final del periodo considerado.

4.- Calcular el valor de s_o a dicha presión.

5.- Con el valor calculado de s_o , determinar k_g/k_o de las curvas de permeabilidades relativas. Si estas curvas están en función de s_L , habrá que sumar el valor de la saturación de agua congénita (s_{wc}) al de s_o calculado.

6.- Obtener la relación gas-aceite instantánea, mediante la Ec. (7.12), y a continuación determinar la relación gas-aceite instantánea media (\bar{R}). Este valor es un promedio entre la R de la presión inicial del periodo (R_1) y la de la presión final (R_2), o sea:

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2} \dots\dots\dots(7.15)$$

7.- Determinar ΔG_p para el periodo considerado, mediante:

$$\Delta G_p = \Delta N_p \bar{R} \dots\dots\dots(7.16)$$

8.- Obtener el valor de G_p , sumando los incrementos ΔG_p :

$$G_p = \sum \Delta G_p$$

9.- El valor obtenido en el paso anterior se compara con el calculado en el paso 3. Si coinciden estos valores dentro de la tolerancia fijada, se continúa el proceso para el siguiente periodo. En caso contrario, se supone un nuevo valor de ΔN_p y se repite el procedimiento, hasta obtener la aproximación deseada.

Aunque la solución es por tanteos, el valor correcto de ΔN_p puede obtenerse gráficamente después de dos ensayos. Para esto es necesario graficar los valores de N_p vs. G_p obtenidos por las dos ecuaciones. Por este procedimiento se obtienen dos rectas que se intersectan en el punto que indica el valor de N_p que satisface las ecuaciones de balance de materia y de la relación gas-aceite instantánea.

7.2.3.- EJEMPLO DE APLICACION³

Se desea predecir el comportamiento de un yacimiento con una presión inicial $p_i = p_b = 200 \text{ kg/cm}^2$ y una saturación de agua congénita $s_{wc} = 0.20$. Los datos del factor de volumen del aceite (B_o) y de la relación de viscosidades (ν_o/ν_g) contra la presión, se presentan en la Fig. 7-1. De igual forma, en la Fig. 7-2 se muestra la variación de la relación de solubilidad con respecto a la presión. Por último, en la Fig. 7-3 se presenta la relación k_g/k_o en función de la saturación de líquido s_L . Se considerará que esta información ya ha sido corregida y que las gráficas de estas figuras son el resultado de esa corrección. Los datos B_g fueron tomados de la Tabla 7-1 [columna (5)].

En la Tabla 7-2 aparecen los resultados obtenidos aplicando el procedimiento de cálculo descrito en la sección anterior, hasta una presión de 40 kg/cm^2 .

Durante las primeras etapas de explotación, en que la saturación de gas es menor que la crítica, la predicción puede realizarse en forma directa de la siguiente manera:

De la Ec. (7.8) :

$$N_p [B_t + B_g(R_p - R_{si})] = N_b(B_t - B_{ti})$$

Dividiendo entre N_b y despejando N_p/N_b , que es la recuperación fraccional de aceite:

$$\text{Rec} = \frac{N_p}{N_b} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + B_g(R_p - R_{si})} \dots\dots\dots (7.16)$$

En este caso, como $k_g = 0$ y $R = R_s$, entonces:

$$R_p = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\bar{R} \Delta N_p}{\Delta N_p} = \bar{R} = \frac{R_{s1} + R_{s2}}{2}$$

La predicción del comportamiento a la presión de 190 kg/cm^2 , del ejemplo mostrado en la Tabla 7-2, se realiza de esta forma. Todos los demás cálculos se llevaron a cabo aplicando el procedimiento normal: por tanteos. Para cada presión se realizaron hasta dos tanteos, utilizando en estos casos el método ya mencionado: graficar los valores de N_p y G_p obtenidos por las dos ecuaciones. Por cuestiones de espacio, sólo se presentan los resultados definitivos para cada presión, y únicamente a la presión de 180 kg/cm^2 aparecen los dos tanteos. En la Fig. 7-4 se muestra la gráfica utilizada para determinar el valor correcto de N_p a esta presión.

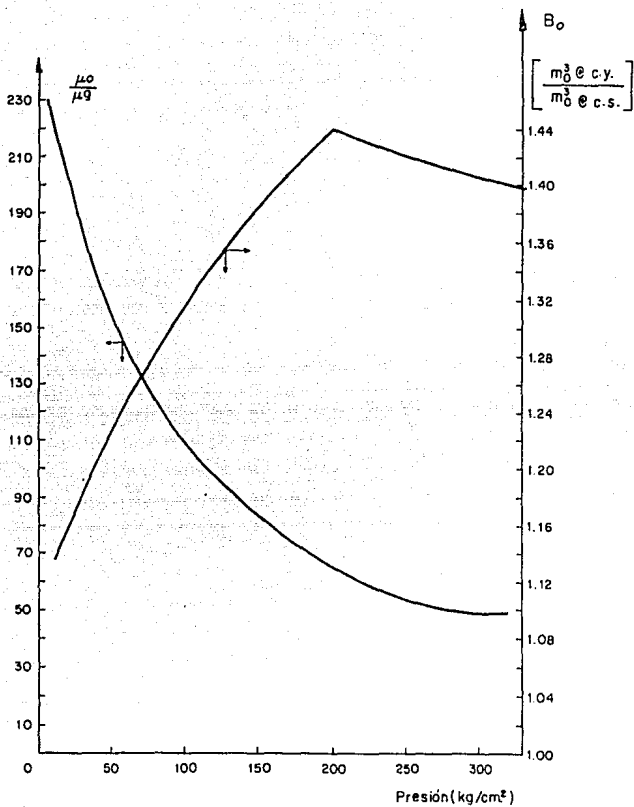


Fig. 7-1.- GRAFICAS DE LA RELACION DE VISCOSIDADES Y EL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE, CONTRA LA PRESION.

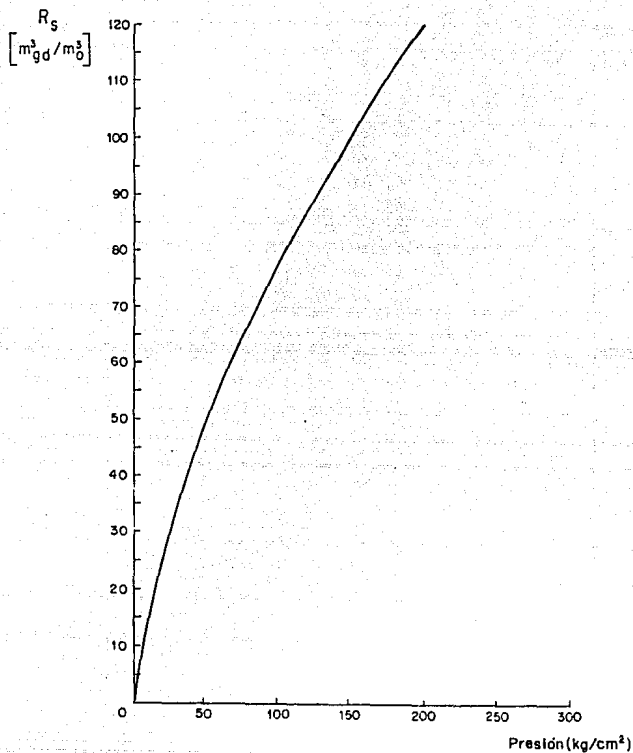


Fig. 7-2.- GRAFICA DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD CONTRA LA PRESION.³

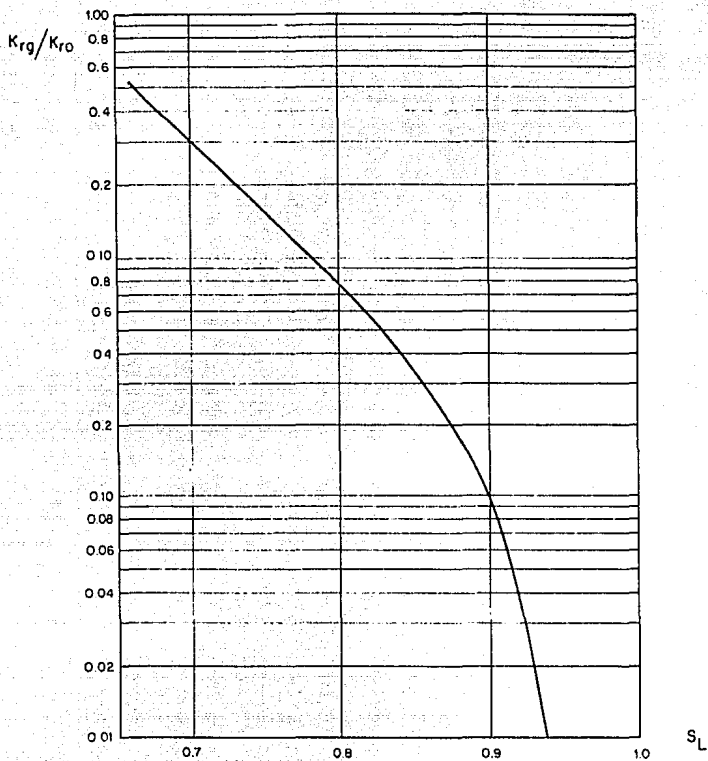


Fig. 7-3.- GRAFICA DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE CONTRA LA SATURACION DE LIQUIDO²

TABLA 7-2²
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO POR EL METODO DE J. TARNER

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
p	B_0	R_{is}	$B_g \times 10^3$	B_L	N_p [supuesta]	G_p [Ec. 7.10]	S_o [Ec. 7.11]	k_{rg}/k_{ro}	μ_o/μ_g
200	1.4400	120.00	6.5000	1.4400	-----	-----	0.8000	-----	-----
190	1.4310	116.40	6.9878	1.4562	0.01122	1.326385	0.7871	-----	-----
180	1.4210	112.50	7.5240	1.4774	0.02607	2.983906	0.7689	-----	-----
180	1.4210	112.50	7.5240	1.4774	0.02500	3.065790	0.7697	-----	-----
180	1.4210	112.50	7.5240	1.4774	0.02587	2.999250	0.7690	-----	-----
170	1.4100	108.45	8.1172	1.5038	0.04388	4.991111	0.7490	-----	-----
160	1.3980	104.35	8.7781	1.5354	0.06367	7.371947	0.7272	0.0022	79.3
150	1.3850	100.05	9.5205	1.5749	0.08233	10.429832	0.7061	0.0079	83.1
140	1.3720	95.70	10.3620	1.6238	0.09830	14.129571	0.6873	0.0150	87.2
130	1.3590	91.20	11.3254	1.6852	0.11235	18.414963	0.6702	0.0227	91.7
120	1.3450	86.60	12.4415	1.7605	0.12450	23.083532	0.6542	0.0327	96.7
110	1.3310	81.90	13.7520	1.8550	0.13542	28.161097	0.6393	0.0423	102.3
100	1.3170	77.10	15.3154	1.9740	0.14552	33.573211	0.6252	0.0529	108.6
90	1.3020	72.20	17.2161	2.1249	0.15473	39.252553	0.6114	0.0675	115.61
80	1.2860	67.10	19.5809	2.3218	0.16335	45.266498	0.5977	0.0822	123.3
70	1.2690	61.80	22.6088	2.5848	0.17164	51.608836	0.5840	0.0994	131.8
60	1.2500	56.10	26.6316	2.9518	0.17985	58.414889	0.5695	0.1215	141.2
50	1.2290	49.70	32.2466	3.4959	0.18837	65.938500	0.5541	0.1480	151.6
40	1.2060	42.40	40.6481	4.3603	0.19752	74.365372	0.5377	0.1843	163.5

Condiciones iniciales:

$p_i = p_b = 200 \text{ kg/cm}^2$
 $R_{si} = 120 \text{ m}^3 \text{ a c.s./m}^3 \text{ a c.s.}$
 $B_{ti} = 1.44 \text{ kgd}$

$s_{wc} = 0.20$
 $s_{oi} = 0.80$

TABLA 7-2³ (...continuación)
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO POR EL MÉTODO DE J. TARNER

(1)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
P	\bar{R} [Ec. 7.12]	\bar{R}	ΔN_p	ΔG_p	G_p [$=\Sigma \Delta G_p$]	\bar{R} [$=G_p/N_p$]
200	-----	-----	-----	-----	-----	-----
190	116.40	118.20	0.01122	1.326452	1.326452	118.22
180	112.50	114.45	0.01485	1.699468	3.025908	
180	112.50	114.45	0.01378	1.577121	2.903573	
180	112.50	114.45	0.01465	1.676464	3.002916	116.08
170	108.45	110.48	0.01801	1.989745	4.992661	113.78
160	132.13	120.29	0.01979	2.379938	7.372599	115.80
150	194.95	163.54	0.01867	3.053292	10.425891	126.61
140	268.89	231.92	0.01597	3.703762	14.129653	143.74
130	340.98	304.94	0.01405	4.284407	18.414060	163.90
120	428.44	384.71	0.01215	4.674227	23.088287	185.45
110	500.72	464.58	0.01092	5.073214	28.161501	207.96
100	571.12	535.92	0.01010	5.412792	33.574293	230.72
90	662.37	616.75	0.00921	5.680268	39.254561	253.70
80	732.75	697.56	0.00862	6.012967	45.267528	277.12
70	797.14	764.95	0.00829	6.341436	51.608964	300.68
60	861.34	829.24	0.00821	6.808060	58.417024	324.81
50	904.82	883.08	0.00852	7.523842	65.940866	350.06
40	936.43	920.63	0.00915	8.421765	74.364631	376.49

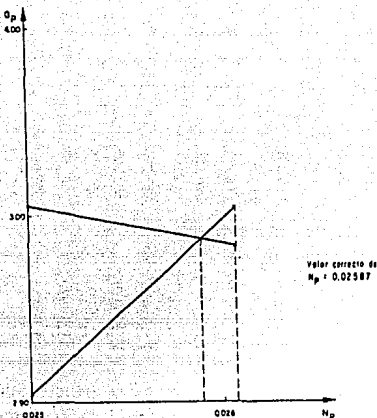


Fig. 7-4.- ILUSTRACION DEL PROCEDIMIENTO PARA OBTENER EL VALOR DE N_p CORRECTO, A UNA PRESION DE 180 kg/cm^2 [EJEMPLO DE LA TABLA 7-2].

7.3.- EL METODO DE M. MUSKAT?

En 1945, Morris Muskat desarrolló un procedimiento para predecir el comportamiento de yacimientos homogéneos, con distribución uniforme en su presión, sin entrada de agua y sin segregación de fluidos. Mediante este método se determina la saturación de aceite en el yacimiento a medida que se abate su presión, obteniendo a partir de esta saturación la recuperación y la relación gas---aceite instantánea correspondientes.

7.3.1.- DESARROLLO DE LA ECUACION DIFERENCIAL DE MUSKAT.

En un tiempo dado durante la explotación del yacimiento, cuando su saturación de aceite es s_o y la saturación de gas es s_g , el volumen de aceite remanente en el yacimiento a c.s. y representado como N_r , es:

$$N_r = \frac{V_p s_o}{B_o} \dots \dots \dots (7.17)$$

Por otra parte, el volumen de gas disuelto y gas libre remanente a c.s., llamado G_r , es:

$$G_r = \frac{V_p s_o}{B_o} R_s + \frac{V_p s_g}{B_g} \dots \dots \dots (7.18)$$

Factorizando el volumen de poros:

$$G_r = V_p \left(\frac{s_o R_s}{B_o} + \frac{s_g}{B_g} \right) \dots \dots \dots (7.19)$$

Derivando las Ecs. (7.17) y (7.19) con respecto a la presión, se obtiene:

$$\frac{dN_r}{dp} = \frac{d\left(\frac{V_p s_o}{B_o}\right)}{dp} = V_p \left[\frac{1}{B_o} \frac{ds_o}{dp} - \frac{s_o}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \right] \dots \dots \dots (7.20)$$

$$\frac{dG_r}{dp} = \frac{d}{dp} \left[V_p \left(\frac{s_o R_s}{B_o} + \frac{s_g}{B_g} \right) \right] = V_p \frac{d\left(\frac{s_o R_s}{B_o}\right)}{dp} + V_p \frac{d\left(\frac{s_g}{B_g}\right)}{dp} \dots \dots \dots (7.21)$$

Derivando por partes esta última ecuación, se tiene que para el primer término del segundo miembro:

$$\begin{aligned} V_p \frac{d\left(\frac{s_o R_s}{B_o}\right)}{dp} &= V_p \left[\frac{1}{B_o} \left(R_s \frac{ds_o}{dp} + s_o \frac{dR_s}{dp} \right) - \frac{s_o R_s}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \right] \\ &= V_p \left[\frac{R_s}{B_o} \frac{ds_o}{dp} + \frac{s_o}{B_o} \frac{dR_s}{dp} - \frac{s_o R_s}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} \right] \dots \dots \dots (7.22) \end{aligned}$$

El segundo término queda:

$$V_p \frac{d\left(\frac{s_g}{B_g}\right)}{dp} = V_p \left[\frac{1}{B_g} \frac{ds_g}{dp} - \frac{s_g}{B_g^2} \frac{dB_g}{dp} \right] \dots \dots \dots (7.23)$$

Sustituyendo las Ecs. (7.22) y (7.23) en la Ec. (7.21) :

$$\frac{dG_r}{dp} = V_p \left[\frac{R_s}{B_o} \frac{ds_o}{dp} + \frac{s_o}{B_o} \frac{dR_s}{dp} - \frac{s_o R_s}{B_o^2} \frac{dB_o}{dp} + \frac{1}{B_g} \frac{ds_g}{dp} - \frac{s_g}{B_g^2} \frac{dB_g}{dp} \right] \dots \dots \dots (7.24)$$

Dividiendo la Ec. (7.24) entre la (7.20) :

$$\frac{dG_F}{dN_F} = \frac{\frac{R_S ds_O}{B_O dp} + \frac{s_O dR_S}{B_O dp} - \frac{s_O R_S dB_O}{B_O^2 dp} + \frac{l ds_R}{B_G dp} - \frac{s_g dB_g}{B_g^2 dp}}{\frac{l ds_O}{B_O dp} - \frac{s_O dB_O}{B_O^2 dp}} \dots\dots\dots(7.25)$$

Como $s_O = 1 - s_w - s_g$ y la saturación de agua es constante, entonces la variación de s_O es opuesta a la variación de s_g , aunque son iguales, por lo que:

$$\frac{ds_g}{dp} = - \frac{ds_O}{dp} \dots\dots\dots(7.26)$$

Además, debido a que en los cálculos se manejarán las variaciones con respecto a la presión como incrementos, y a la dificultad de trabajar con derivadas continuas, los valores de las derivadas se aproximarán a variaciones discretas. Por lo tanto, sustituyendo la Ec. (7.26) en la (7.25) y aproximando esta ecuación de acuerdo a lo anterior:

$$\frac{\Delta G_F}{\Delta N_F} = \frac{\frac{s_O \Delta R_S}{B_O \Delta p} + \frac{R_S \Delta s_O}{B_O \Delta p} - \frac{s_O R_S \Delta B_O}{B_O^2 \Delta p} - \frac{l \Delta s_O}{B_G \Delta p} - \frac{s_g \Delta B_g}{B_g^2 \Delta p}}{\frac{l \Delta s_O}{B_O \Delta p} - \frac{s_O \Delta B_O}{B_O^2 \Delta p}} \dots\dots\dots(7.27)$$

La relación gas-aceite instantánea a una presión considerada, se obtiene mediante la ecuación:

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\Delta G_F}{\Delta N_F} \dots\dots\dots(7.28)$$

Por otra parte, R también puede obtenerse a partir de la Ec. --- (7.12):

$$R = R_S + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \dots\dots\dots(7.12)$$

Igualando estas dos últimas ecuaciones, y luego sustituyendo en la Ec. (7.27):

$$R_S + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} = \frac{\frac{s_O \Delta R_S}{B_O \Delta p} + \frac{R_S \Delta s_O}{B_O \Delta p} - \frac{s_O R_S \Delta B_O}{B_O^2 \Delta p} - \frac{l \Delta s_O}{B_G \Delta p} - \frac{s_g \Delta B_g}{B_g^2 \Delta p}}{\frac{l \Delta s_O}{B_O \Delta p} - \frac{s_O \Delta B_O}{B_O^2 \Delta p}} \dots\dots(7.29)$$

Multiplicando el numerador y el denominador del segundo miembro por B_g , y despejando $\Delta s_o/\Delta p$, se obtiene:

$$\frac{\Delta s_o}{\Delta p} = \frac{\frac{s_o B_g}{B_o} \frac{\Delta R_s}{\Delta p} - \frac{s_g}{B_g} \frac{\Delta B_g}{\Delta p} + \frac{k_g \mu_o s_o}{k_o \mu_g B_o} \frac{\Delta B_o}{\Delta p}}{1 + \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g}} \dots\dots\dots (7.30)$$

Si se agrupan en esta ecuación, las variables que dependen solamente de la presión, se tiene que:

Haciendo:

$$X_p = \frac{B_g}{B_o} \frac{\Delta R_s}{\Delta p}; \quad Y_p = \frac{\mu_o}{\mu_g B_o} \frac{\Delta B_o}{\Delta p}, \quad \text{y} \quad Z_p = \frac{1}{B_g} \frac{\Delta B_g}{\Delta p}$$

Sustituyendo estas expresiones en la Ec. (7.30), se tiene finalmente la ecuación diferencial de saturación de aceite, equivalente a la desarrollada por M. Muskat:

$$\frac{\Delta s_o}{\Delta p} = \frac{s_o (X_p + \frac{k_g}{k_o} Y_p) - Z_p s_g}{1 + \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g}} \dots\dots\dots (7.31)$$

Esta ecuación es una aproximación a la ecuación ordinaria de primer grado, que expresa la variación de la saturación de aceite con la presión. Su solución permite obtener la saturación de aceite a cualquier presión. La relación gas-aceite se calcula con la Ec. (7.12) y la recuperación correspondiente se obtiene por medio de la Ec. (6.17):

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \dots\dots\dots (7.12)$$

$$Rec = 1 - \frac{B_{oi} s_o}{s_{oi} B_o} \dots\dots\dots (6.17)$$

7.3.2.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO³

El comportamiento del yacimiento se predice mediante el siguiente procedimiento:

- 1.- Suponer un abatimiento de presión en el yacimiento (Δp) y - obtener, a partir de datos de análisis pVT, los valores de las pendientes de las curvas de R_s , B_o y B_g a la presión media del periodo de explotación considerado. Por ejemplo:

$$\frac{\Delta R_s}{\Delta p} = \frac{R_{s1} - R_{s2}}{p_1 - p_2}$$

- 2.- Determinar los valores de las funciones X_p , Y_p y Z_p a la presión media del periodo de explotación considerado.
- 3.- Obtener el valor de k_g/k_o correspondiente a la saturación de aceite que existe al principio del periodo de explotación en cuestión. El error que se comete al suponer que la saturación de aceite es igual a la existente al principio del periodo es despreciable si se consideran decrementos de presión pequeños (menores de 10 kg/cm²). La solución rigurosa requiere del conocimiento de la saturación promedio de aceite en cada abatimiento de presión, la cual sólo puede obtenerse por tanteos.
- 4.- Determinar el valor de Δs_o correspondiente por medio de la Ec. (7.31).
- 5.- Obtener el valor de s_o al final del periodo de explotación, de la siguiente manera:

$$s_o = s_{oi} - \sum \Delta s_o$$

- 6.- Aplicando las Ecs. (7.12) y (6.17), calcular la recuperación de aceite (Rec) y la relación gas-aceite (R) al final del periodo, respectivamente.
- 7.- Repetir los pasos anteriores para intervalos de presión sucesivos, hasta la presión de abandono.

7.3.3.- ECUACION DE R. L. HOSS²

Es frecuente encontrar yacimientos en los cuales una parte es roca saturada por aceite y otra por gas. Son yacimientos de aceite con una capa de gas. El aceite contenido en estos yacimientos es forzado hacia los pozos no sólo por la expansión del mismo aceite y su gas disuelto, sino también por la expansión del gas del casquete. Como ya se indicó en el Capítulo II, en este tipo de yacimientos la presión se mantiene a niveles más altos que en los que producen por gas disuelto liberado únicamente, y por lo

tanto la recuperación del aceite es mayor. Este incremento de la recuperación depende del tamaño de la capa de gas relativo al volumen de aceite (m) y del procedimiento de producción empleado.

El análisis que se hizo para yacimientos que producen por empuje de gas disuelto liberado puede aplicarse para yacimientos -- que poseen una capa de gas, suponiendo que el movimiento del aceite hacia las partes inferiores del yacimiento no juega un papel importante en el mecanismo de producción. Esto significa -- que la capa de gas no se expande apreciablemente dentro de la zona de aceite. Es decir, 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.

Robert L. Hoss extendió el método de M. Muskat para el caso en que se tiene una capa de gas y además se inyecta parte del gas producido. Para ello estableció las siguientes consideraciones:

- 1.- La saturación de agua permanece constante.
- 2.- El casquete de gas no se expande.
- 3.- El gas inyectado se distribuye uniformemente a través de la zona productora.

La ecuación diferencial de aceite para este caso, es la siguiente.

$$\frac{ds_n}{dp} = \frac{s_o y_p \left(\frac{k_g}{k_o} - \frac{rRB_g \mu_g}{B_o \mu_o} \right) - Z_p [m(1-s_w - \frac{s_{oicg} B_o}{B_{oi}}) + (1-s_w - s_o)] - \frac{ms_{oicg}}{B_{oi}} \frac{dB_o}{dp}}{1 + \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g} - \frac{rRB_g}{B_o}} \dots \dots \dots (7.32)$$

Donde: s_{oicg} = saturación de aceite inicial en el casquete de gas.
 r = fracción del gas producido que se inyecta al yacimiento.

Esta ecuación diferencial puede integrarse numéricamente, según se indicó, suponiendo que el cambio de las propiedades físicas de los fluidos con la declinación de la presión, permanece constante dentro de un intervalo pequeño de presión. Para este intervalo se obtienen las cantidades diferenciales correspondientes, como valores de la pendiente de las curvas de estas propiedades contra la presión. Para minimizar los errores inherentes a este tipo de integración, las propiedades de los fluidos que dependen de la presión, se toman en el punto medio de cada decremento de presión.

Si el yacimiento presenta las características mencionadas anteriormente, y se desea predecir su comportamiento, se deberá se-

guir el procedimiento de cálculo descrito en la sección anterior, sólo que la ecuación diferencial de aceite que se utilizará es la propuesta por Hoss -Ec. (7.32)-, en vez de la Ec. ---- (7.31) desarrollada por Muskat. Para propósitos de cálculo, se emplea durante el decremento de presión considerado, el valor de k_g/k_o que corresponde al inicio del decremento, como también ya se indicó.

7.3.4.- EJEMPLO DE APLICACION.

En la Tabla 7-3 se presentan los cálculos y los resultados de la predicción del comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado por el método de Muskat, utilizando los mismos datos de la Tabla 7-1 y 7-2. Se trata pues, del mismo yacimiento para el que se predijo el comportamiento por el método de Turner. Obsérvese que existe una diferencia en la predicción de la recuperación y de la relación gas-aceite a la presión de 40 kg/cm², considerada como la presión de abandono para este yacimiento:

Por el método de Turner:

$$\begin{aligned} \text{Rec} &= N_p = 0.19752 \\ R &= 936.43 \end{aligned}$$

Por el método de Muskat:

$$\begin{aligned} \text{Rec} &= 0.20725 \\ R &= 1022.29 \end{aligned}$$

TABLA 7-3²
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO POR EL MÉTODO DE M. MUSKAT

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
P	\bar{p}	B_o	$\frac{\Delta B_o}{\Delta p}$	R_s	$\frac{\Delta R_s}{\Delta p}$	$B_g \times 10^3$	$\frac{\Delta B_g}{\Delta p} \times 10^3$	μ_o / μ_g	$X_p \times 10^3$	$Y_p \times 10^3$	$Z_p \times 10^3$
200		1.4400		120.00		6.5000		65.50			
	195	1.4360	0.0009	118.25	0.3600	6.7383	-0.04878	67.10	1.6893	42.0543	- 7.2392
190		1.4310		116.40		6.9878		68.80			
	185	1.4260	0.0010	114.48	0.3900	7.2494	-0.05362	70.50	1.9827	49.4390	- 7.3965
180		1.4210		112.50		7.5240		72.20			
	175	1.4160	0.0011	110.48	0.4050	7.8128	-0.05932	73.90	2.2346	57.4082	- 7.5927
170		1.4100		108.45		8.1172		75.70			
	165	1.4040	0.0012	106.41	0.4100	8.4384	-0.06609	77.50	2.4642	66.2393	- 7.8321
160		1.3980		104.35		8.7781		79.30			
	155	1.3915	0.0013	102.21	0.4300	9.1382	-0.07424	81.20	2.8239	75.8606	- 8.1241
150		1.3850		100.05		9.5205		83.10			
	145	1.3785	0.0013	97.88	0.4350	9.9276	-0.08415	85.10	3.1328	80.2539	- 8.4764
140		1.3720		95.70		10.3620		87.20			
	135	1.3655	0.0013	93.47	0.4500	10.8274	-0.09634	89.40	3.5682	85.1117	- 8.8978
130		1.3590		91.20		11.3254		91.70			
	125	1.3520	0.0014	88.91	0.4600	11.8621	-0.11161	94.10	4.0359	97.4408	- 9.4090
120		1.3450		86.60		12.4415		96.70			
	115	1.3380	0.0014	84.26	0.4700	13.0693	-0.13105	99.40	4.5909	104.0060	-10.0273
110		1.3310		81.90		13.7520		102.30			
	105	1.3240	0.0014	79.52	0.4800	14.4976	-0.15634	105.40	5.2559	111.4502	-10.7838
100		1.3170		77.10		15.3154		108.60			
	95	1.3100	0.0015	74.10	0.4900	16.2169	-0.19007	112.00	6.0659	128.2443	-11.7204
90		1.3020		72.20		17.2161		115.61			
	85	1.2940	0.0016	69.70	0.5100	18.3303	-0.23648	119.40	7.2245	147.6352	-12.9010
80		1.2860		67.10		19.5809		123.30			
	75	1.2780	0.0017	64.46	0.5300	20.9954	-0.30279	127.40	8.7070	169.4679	-14.4217
70		1.2690		61.80		22.6088		131.80			
	65	1.2600	0.0019	59.05	0.5700	24.4671	-0.40228	136.40	11.0684	205.6825	-16.4416
60		1.2500		56.10		26.6316		141.20			
	55	1.2400	0.0021	53.00	0.6400	29.1858	-0.56150	146.20	15.0636	247.5968	-19.2388
50		1.2290		49.70		32.2466		151.60			
	45	1.2180	0.0023	46.20	0.7300	35.9829	-0.84015	157.30	21.5661	297.0361	-23.3485
40		1.2060		42.40		40.6481		163.50			

TABLA 7-3¹ (...continuación)
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTUO POR EL METODO DE M. MUSKAT

(1) P	(2) \bar{p}	(13) s_o	(14) s_g	(15) k_{rg}/k_{ro}	(16) Δs_o [Ec. 7.31]	(17) Rec	(18) R [Ec. 7.12]
200		0.80000	0.00000	-----		-----	120.00
	195				0.01351		
190		0.78649	0.01351	-----		0.010704	116.40
	185				0.01659		
180		0.76990	0.03010	-----		0.024760	112.50
	175				0.01949		
170		0.75041	0.04959	-----		0.042030	108.45
	165				0.02238		
160		0.72803	0.07197	0.0023		0.062620	133.40
	155				0.02332		
150		0.70471	0.09529	0.0084		0.084130	201.60
	145				0.02035		
140		0.68436	0.11564	0.0163		0.102150	283.90
	135				0.01799		
130		0.66637	0.13363	0.0251		0.117390	367.39
	125				0.01659		
120		0.64978	0.15022	0.0350		0.130410	452.48
	115				0.01530		
110		0.63448	0.16552	0.0453		0.141950	530.42
	105				0.01441		
100		0.62007	0.17993	0.0578		0.152520	616.88
	95				0.01400		
90		0.60607	0.19393	0.0720		0.162120	701.71
	85				0.01388		
80		0.59219	0.20781	0.0880		0.171120	779.71
	75				0.01391		
70		0.57828	0.22172	0.1005		0.179740	805.27
	65				0.01496		
60		0.56332	0.23668	0.1340		0.188820	944.18
	55				0.01541		
50		0.54791	0.25209	0.1585		0.197530	965.49
	45				0.01677		
40		0.53114	0.26886	0.2020		0.207250	1022.29

7.4.- AJUSTE DE LA PREDICCIÓN.

Aunque la predicción del comportamiento de un yacimiento comprenda desde el principio de su vida productiva, hasta que se alcanzan las condiciones de abandono, lo cierto es que generalmente al realizar dicha predicción, ya ha transcurrido un cierto tiempo de explotación del yacimiento. Comúnmente se observa que los resultados de la predicción no describen satisfactoriamente el comportamiento real observado hasta entonces en el yacimiento. En la Fig. 7-5 se presenta esta situación.

Bajo estas condiciones, no se puede esperar que los cálculos de la predicción reproduzcan el comportamiento futuro del yacimiento, si hasta el momento no se han ajustado al comportamiento real observado. Por tal motivo, una vez terminados los cálculos de predicción, deberá realizarse un ajuste del comportamiento predicho para que coincida con el observado. Una regla práctica sugiere que la predicción del comportamiento de un yacimiento debe ser proporcional al tiempo de explotación transcurrido. Es decir, si un yacimiento ha estado produciendo durante diez años, se deberá predecir su comportamiento para los siguientes diez años.⁶ De esta manera, se van acumulando cada vez más datos y la precisión de las predicciones se incrementará.

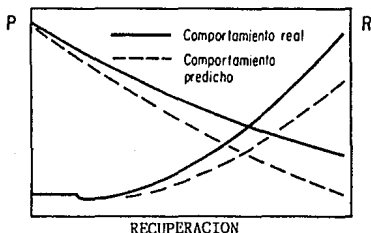


FIG. 7-5.- DIFERENCIAS ENTRE EL COMPORTAMIENTO PREDICHO Y EL REAL EN UN YACIMIENTO (VALORES DE p Y R).⁶

Existen normalmente dos posibles fuentes de error, por las que - el comportamiento predicho no se ajusta con el observado en el - yacimiento:

- 1.- Ecuaciones incorrectas,
- 2.- Datos incorrectos.

Las ecuaciones utilizadas en los cálculos de predicción se seleccionan en base a las consideraciones hechas sobre los mecanismos de empuje que actuarán en el yacimiento. Si estas consideraciones no son correctas, el modelo matemático no representará los - procesos físicos presentes en el yacimiento. Por ejemplo, si se considera que el yacimiento produce exclusivamente por empuje de gas disuelto liberado y se realiza la predicción en base a ello, pero existe un poco de segregación de gas, o hay entrada de agua, seguramente la predicción se alejará del comportamiento real del yacimiento. En la mayoría de los casos, sin embargo, se tiene especial cuidado en la selección del modelo matemático adecuado, - por lo que esta fuente de error no es muy común.

Generalmente los datos utilizados en las ecuaciones son la causa principal de que no exista un ajuste satisfactorio entre ambos - comportamientos. Ya en el capítulo anterior se puntualizó la importancia de una información suficiente, confiable y precisa en los resultados de la predicción. Estos datos se dividen en:⁶

- a).- Datos de presión del yacimiento.
- b).- Datos de los fluidos obtenidos de análisis pVT en muestras representativas del yacimiento.
- c).- Datos de producción de aceite, gas y agua.
- d).- Datos geológicos, tales como el volumen original de aceite, el tamaño del casquete de gas, si existe, y la presencia de un acuífero adyacente al yacimiento.

Cualquier error en algunos de estos datos repercutirá en los resultados de la predicción. Por lo tanto, deberá reevaluarse toda esta información a fin de corregir las discrepancias entre los - dos comportamientos. Seguramente es un trabajo tedioso y tardado, pero necesario. Cuando se tiene una idea de cuál puede ser el - error, este proceso se puede reducir, corrigiendo los datos considerados como erróneos. Se realiza de nuevo la predicción y se compara con la historia de producción del yacimiento. Si aún no coinciden ambos comportamientos, el proceso de reevaluación de - datos se repite, hasta que se encuentre la fuente que produce el error.

Es conveniente aclarar que siempre debe haber una razón válida - que justifique el cambio de valor o la corrección de algún dato. No es recomendable corregir arbitrariamente la información sólo porque con ello se lograría al ajuste deseado, pues el problema se resolvería temporalmente, ya que si la información "corregida" no es la fuente de error real, los errores se acumularán pos

teriormente. Por ejemplo, si se cambia la presión inicial del yacimiento, considerando que el error proviene de este dato —sin razón alguna que justifique esta consideración—, y se logra un buen ajuste, se pensará que el problema se ha resuelto. Pero si el error real proviene de la cuantificación de la producción de gas, las discrepancias entre ambos comportamientos se intensificarán posteriormente.

Si de alguna forma se considera que la información disponible es correcta y el ajuste entre el comportamiento predicho y el observado no se logra, debido a las suposiciones hechas con respecto a los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento —un modelo matemático incorrecto—, se puede realizar dicho ajuste utilizando el concepto de permeabilidades relativas aparentes?

Como ya se indicó, la precisión en la información sobre las permeabilidades relativas es, probablemente, la más importante, ya que los resultados son muy sensibles a sus valores. Mediante el concepto de permeabilidades relativas aparentes se puede lograr el ajuste entre el comportamiento predicho y el real.

El procedimiento consiste en determinar los valores de la relación de permeabilidades relativas al gas y al aceite (k_g/k_o) a partir de la historia de producción del yacimiento, en la forma indicada en el Capítulo VI [Ec. (6.30)]. Se obtiene una curva de permeabilidades relativas aparentes, que se puede extrapolar para determinar los valores de k_g/k_o en periodos posteriores, siempre y cuando no varíen los mecanismos de empuje que han actuado hasta entonces en el yacimiento. En esta curva se absorben los errores que se pudieron haber tenido al seleccionar el modelo matemático; es decir, si existe algo de segregación del gas liberado, casquete de gas, o hay un poco de entrada de agua, el error al no considerar su presencia se absorbe en la curva de k_g/k_o aparente. Los resultados obtenidos cuando se maneja este concepto son bastante satisfactorios?

La cuidadosa medición de los datos necesarios; la correcta selección de las ecuaciones adecuadas, que representen lo mejor posible los procesos físicos presentes en el yacimiento, y la constante verificación del comportamiento predicho con el real, reducirán enormemente las posibilidades de discrepancias entre ambos comportamientos.

7.5.- DIAGRAMA DE FLUJO DEL METODO DE TARNER.

La relativa simplicidad de los dos procedimientos propuestos en este capítulo para la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado, hace posible la aplicación de programas de cómputo, mediante los cuales se puedan simplificar aún más los cálculos. En la Fig. 7-6 se muestra el diagrama de flu-

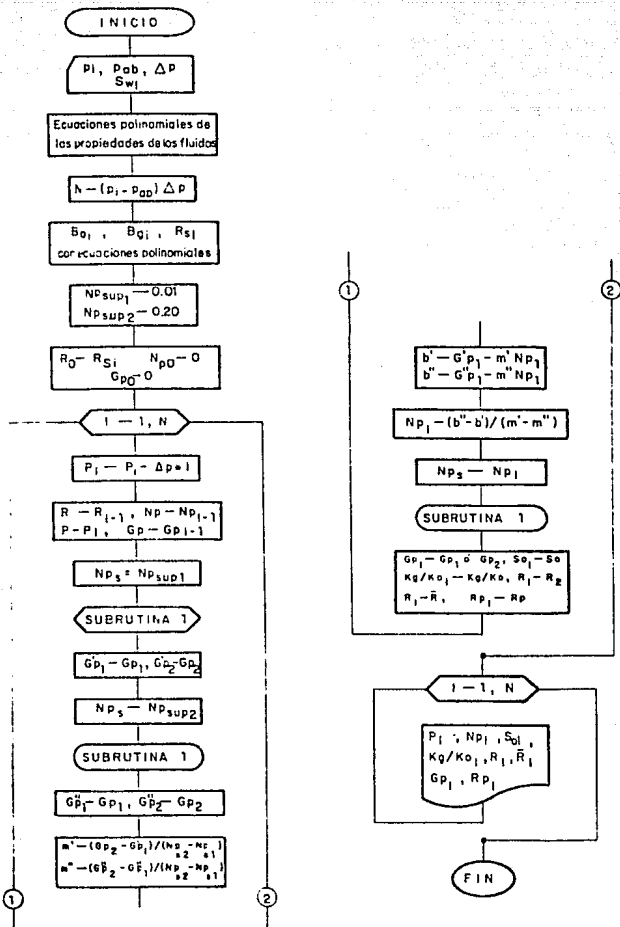
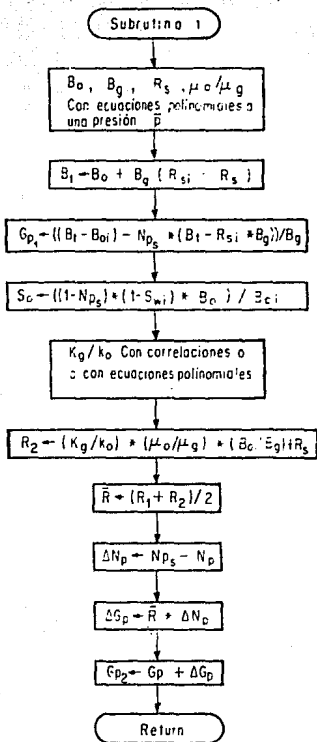


FIG. 7-6.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTU A TRAVES DEL METO DO DE TARNIER.



(...continúa)

FIG. 7-6.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTOS A TRAVÉS DEL MÉTODO DE TARNER.

jo para la predicción del comportamiento de un yacimiento, utilizando el método de Turner. El programa de cómputo correspondiente puede ser tan simple o sofisticado como se quiera. Desde la introducción de todos los datos necesarios para cada decremento de presión, hasta el uso de ecuaciones polinomiales que permitan calcular esos datos a las diferentes caídas de presión. Como ya se mencionó, los valores de las propiedades de los fluidos —obtenidos en el laboratorio— se pueden ajustar a curvas en función de la presión. Estas curvas a su vez pueden estar representadas por ecuaciones polinomiales, también en función de la presión. Incluyendo estas ecuaciones en el programa de cómputo, se evita el trabajo de estar introduciendo el valor de cada propiedad a la presión correspondiente.

Como el método es por tanteos, el valor correcto de la N_p supuesta se determina después de dos ensayos, al obtener las dos rectas delimitadas por los dos puntos obtenidos [Ver Fig. 7-4] y el punto de intersección entre ellas. Se considera conveniente incluir el procedimiento mediante el cual se obtiene el valor de N_p correcto después de dos ensayos; los demás pasos del diagrama corresponden al procedimiento indicado para el método de Turner.

En la Fig. 7-7 se presenta una gráfica con las dos rectas obtenidas después de dos ensayos, a través del método de Turner: la recta de G_p obtenida por la ecuación de balance de materia y la que se determinó con la ecuación de \bar{R} [Ec. (7.15)]. El par de puntos que definen a cada recta es:

a).- Recta de E.B.M. (N_{p1}, G_{p1}') y (N_{p2}, G_{p2}')

b).- Recta de G_p con \bar{R} .- (N_{p1}, G_{p1}'') y (N_{p2}, G_{p2}'')

La pendiente de ambas rectas, por definición, es:

$$a).- \quad m' = \frac{G_{p2}' - G_{p1}'}{N_{p2} - N_{p1}} \quad \text{y} \quad b).- \quad m'' = \frac{G_{p2}'' - G_{p1}''}{N_{p2} - N_{p1}}$$

Las ecuaciones que definen ambas rectas, en la forma $y = mx + b$, son:

$$a).- \quad G_p' = m'N_p' + b' \quad \text{y} \quad b).- \quad G_p'' = m''N_p'' + b''$$

En el punto de intersección (G_p, N_p), $G_p' = G_p'' = G_p$ y $N_p' = N_p'' = N_p$ por lo que igualando ambas ecuaciones y sustituyendo N_p' y N_p'' por N_p , se tiene:

$$m'N_p + b' = m''N_p + b''$$

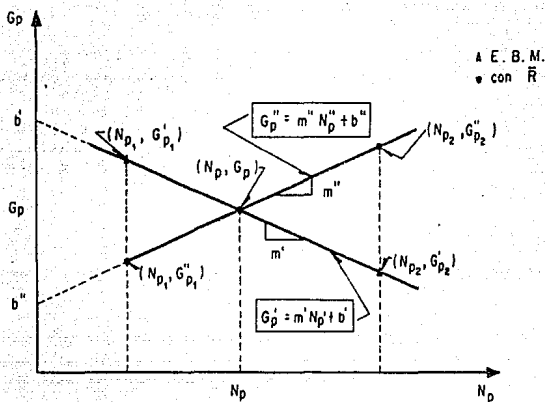


FIG. 7-7.- DETERMINACION DE LOS VALORES DE N_p Y G_p CORRECTOS DESPUES DE DOS ENSAYOS, AL USAR EL METODO DE TARNIER.

Despejando N_p :

$$N_p = \frac{b'' - b'}{m' - m''}$$

El valor de G_p correspondiente deberá ser:

$$G_p = m'N_p + b' \quad \text{o} \quad G_p = m''N_p + b''$$

Las ordenadas al origen (b' y b'') se determinan:

a).- $b' = G_{p1}' - m'N_{p1}$ o $b' = G_{p2}' - m'N_{p2}$

b).- $b'' = G_{p1}'' - m''N_{p1}$ o $b'' = G_{p2}'' - m''N_{p2}$

El valor de las permeabilidades relativas puede calcularse con alguna ecuación de las correlaciones descritas en el capítulo anterior, o bien a partir del laboratorio o de datos de producción, en cuyo caso se podría obtener la ecuación polinomial correspondiente e incluirse en las instrucciones del programa de

cómputo. Si no se procede de esta forma, deberá introducirse dicho valor en cada caso.

Por último, no se considera necesario incluir el diagrama de flujo para el método de Muskat, el cual, según la forma descrita en este capítulo, es un método directo y por lo tanto más fácil de programar. Sólo se mencionará la importancia de usar ecuaciones polinomiales para las propiedades de los fluidos, pues en este caso además se usan derivadas (incrementos) con respecto a la presión, las cuales podrán evaluarse en el mismo programa, si se hace uso de dichas ecuaciones.

REFERENCIAS.

- 1.- Turner, J.
"How Different Size Gas Caps on Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil".
Oil Weekly, 1944.
- 2.- Muskat, M.
"Physical Principles of Oil Production".
McGraw Hill Book Co., 1949.
- 3.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 4.- Amyx, Bass y Whiting.
"Petroleum Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Co., 1960.
- 5.- Hoss, R.L.
"Calculated Effect of Pressure Maintenance on Oil Recovery".
Trans. of AIME, 1948.
- 6.- Cole, F.W.
"Reservoir Study Fundamentals. Part 7".
World Oil, marzo de 1959.
- 7.- Power, H.H.
"Predicting Reservoir Performance".
The Petroleum Engineer, enero de 1959.

C A P I T U L O VIII

TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

8.1.- INTRODUCCION.

Una vez determinadas las producciones de aceite y gas correspondientes a la caída de presión fijada, mediante los métodos expuestos en el capítulo anterior, habrá que relacionar esa producción para cada periodo con el tiempo, a fin de estimar el rendimiento económico que proporcionará la explotación del yacimiento, así como la conveniencia de implantar otros sistemas de recuperación. Para esto, se determina la declinación de la producción de los pozos ocasionada por la disminución de la presión del yacimiento y su permeabilidad al aceite. Es decir, deberá estimarse el ritmo de producción para cada pozo en el yacimiento correspondiente a la presión del periodo considerado, y posteriormente obtener un gasto total promedio (\bar{q}_{ot}) del yacimiento, que al relacionarlo con la producción de aceite del periodo (ΔN_p), dará como resultado el tiempo requerido para obtener dicha ΔN_p .

El gasto total promedio deberá estimarse a partir de las condiciones de producción existentes, lo que equivale a considerar no sólo las características de flujo del yacimiento, sino también las instalaciones superficiales de producción y las políticas de explotación.

Generalmente en la práctica, la predicción del comportamiento de los yacimientos de aceite, se realiza con una ligera variante de lo que aquí se ha descrito. Hasta el momento, en los métodos utilizados para la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto, se ha fijado una caída de presión constante (Δp) y a partir de ella se determina las producciones de aceite y gas correspondientes. Posteriormente, con la producción de aceite así obtenida y el gasto de aceite estimado para ese periodo, se calcula el tiempo de explotación requerido. Este procedimiento sólo es aplicable a este tipo de yacimientos, que por ser cerrados no hay entrada de agua y no presentar segregación gravitacional de sus fluidos, la recuperación de aceite es independiente del ritmo de extracción. De esta manera, el gasto para cada periodo se puede estimar sin considerar las variables como la entrada de agua o el gasto de segregación.

Sin embargo, en yacimientos en los que existe entrada de agua y/o casquete de gas, no es posible calcular el tiempo de explotación de acuerdo a lo anterior. Lo que normalmente se hace en estos casos, es fijar un tiempo de explotación Δt , de 3, 6 o 12

meses, y tomando como base éste suponer la caída de presión experimental. Se estima entonces la producción de aceite del período ΔN_p , considerando el índice de productividad, el número de pozos en producción y el programa o políticas de explotación del yacimiento, como son: la perforación de pozos adicionales, la instalación de sistemas artificiales de producción y la aplicación de algún programa de estimulación. El valor de ΔN_p , con este procedimiento es fijo durante el proceso de cálculo y no se supone. Este es un procedimiento general que puede aplicarse también a yacimientos productores por empuje de gas disuelto.

En este capítulo se explicará la forma de calcular el tiempo de explotación requerido, considerando que la producción de aceite para cada período se determinó a partir de los métodos descritos en el capítulo anterior, y además se discutirá cómo aplicar el método de Turner, fijando un período de tiempo Δt , en vez de una caída de presión Δp , como hasta ahora se ha explicado.

8.2.- TIEMPO REQUERIDO PARA LA EXPLOTACION!

El ritmo de producción de un pozo, en función de su productividad inicial, está dado por la Ec. (6.35):

$$q_o = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \dots\dots\dots(6.35)$$

El gasto total de un yacimiento se obtiene al sumar el gasto de cada pozo productor [$q_{ot} = \sum q_o$]. Este gasto se determina considerando un índice de productividad promedio, o bien dividiendo al yacimiento en áreas de acuerdo a sus productividades. Si se considera un índice de productividad promedio para todos los pozos, entonces el gasto total estará dado por la siguiente ecuación:

$$q_{ot} = n J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \dots\dots\dots(8.1)$$

Donde: n = número de pozos productores en el yacimiento.
 J_i = índice de productividad promedio.

El tiempo requerido para explotar un volumen de aceite ΔN_p , se obtiene al dividir este volumen entre el gasto total promedio del yacimiento (\bar{q}_{ot}), o sea:

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{\bar{q}_{ot}} \dots\dots\dots(8.2)$$

Donde:

$$\bar{q}_{ot} = \frac{q_{ot1} + q_{ot2}}{2} \dots\dots\dots(8.3)$$

q_{ot1} = gasto total al principio del periodo considerado, y
 q_{ot2} = gasto total al final del mismo periodo de explotación.

La determinación del gasto total depende, como se observa en la Ec. (8.1), de la presión de fondo fluyendo (p_{wf}). Esta presión se controla en cierto grado, por las condiciones de explotación impuestas a los pozos, como son: presiones de separación, diámetros y longitudes de las líneas de descarga y producción, estranguladores, sistema artificial de producción empleado, etc. La presión de fondo fluyendo puede calcularse determinando las caídas de presión en todo el sistema de flujo. Aquí se supondrá, para efectos de simplificación de cálculos, que la presión de fondo fluyendo está sólo relacionada con la presión estática -- p_{ws} , mediante la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = a p_{ws}^{n'} \dots\dots\dots(8.4)$$

Donde: a y n' son valores que se obtienen a partir de datos de producción de los pozos.

8.2.1.- METODO DE TARNER MODIFICADO PARA PREDECIR LA DECLINACION DE LA PRESION EN UN YACIMIENTO.

Como ya se indicó, es práctica común en la predicción del comportamiento de los yacimientos, fijar un periodo de tiempo de explotación y a partir de este periodo, realizar los cálculos de predicción. Este procedimiento es diferente a los que se han expuesto en este trabajo para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto, para los que el tiempo se calcula y forma parte de los resultados de la predicción, de acuerdo a lo desarrollado en la sección anterior.

Es posible modificar el método de Tarner y adecuarlo para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto, siguiendo el procedimiento general mencionado. El proceso de cálculo varía ligeramente en algunos puntos, al propuesto en la sección [7.2.2.], pero básicamente es el mismo. A continuación se presentan los pasos a seguir para aplicar el método de Tarner modificado:

- 1.- Considerar un periodo de explotación Δt , de 3, 6 o 12 meses.
- 2.- Estimar la producción de aceite para ese periodo (ΔN_p), considerando las condiciones de producción y las políticas de explotación del yacimiento. Obtener el valor de N_p , mediante:

$$N_p = \Sigma \Delta N_p \dots\dots\dots(8.5)$$

3.- Suponer una caída de presión Δp , correspondiente al periodo de explotación considerado. Determinar la presión al final del periodo, a través de:

$$p = p_i - \Sigma \Delta p \dots\dots\dots(8.6)$$

4.- Obtener, aplicando la Ec. (7.10), el valor de G_p a dicha -- presión.

5.- Calcular el valor de s_o a la presión final del periodo.

6.- Determinar la relación k_g/k_o con el valor de s_o , a partir - de las curvas de permeabilidades relativas. Si estas curvas están en función de s_L , habrá que sumar el valor de saturación de agua congénita (s_{wc}) al de s_o calculado.

7.- Obtener la relación gas-aceite instantánea al final del periodo (R_2) con la Ec. (7.12). Determinar \bar{R} , mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2} \dots\dots\dots(8.7)$$

8.- Calcular ΔG_p para el periodo considerado, a través de:

$$\Delta G_p = \Delta N_p \bar{R} \dots\dots\dots(8.8)$$

Obtener el valor de G_p sumando los incrementos ΔG_p , o sea:

$$G_p = \Sigma \Delta G_p \dots\dots\dots(8.9)$$

9.- El valor obtenido en el paso anterior se compara con el calculado en el paso 4. Si coinciden estos dos valores dentro de una tolerancia preestablecida, se continúa la predicción para el siguiente periodo de explotación. En caso contrario, se supone un nuevo valor de Δp y se repite el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada.

Aunque la solución es por tanteos, el valor correcto de Δp puede obtenerse gráficamente después de dos ensayos. Para ello, es necesario graficar los valores de p (o Δp) vs. G_p determinada con las dos ecuaciones. Por este procedimiento se obtienen dos rectas que se intersectan en el punto que indica el valor de p (o Δp) que satisface las ecuaciones de balance de materia y la de la relación gas-aceite instantánea.

8.2.2.- CONDICIONES DE ABANDONO.

La explotación de un yacimiento termina, generalmente, cuando deja de ser costable la producción de hidrocarburos. El gasto y la presión correspondientes se conocen como gasto mínimo económico y presión de abandono. En la Fig. 8-1 se presenta una gráfica de q_{ot} contra p , en la que se indican las condiciones de abandono, esto es, el gasto mínimo económico y la presión de abandono. Las condiciones de abandono dependen de los costos de operación y del precio de los hidrocarburos, de modo que su determinación requiere del análisis económico correspondiente.

8.3.- EJEMPLO DE APLICACION:

Se desea relacionar con el tiempo el comportamiento de un yacimiento productor por empuje de gas disuelto. Los datos disponibles son:

- La predicción del comportamiento primario, dada en la Tabla 7-3 (Método de M. Muskat).

- $N = 40 \times 10^6 \text{ m}_0^3$ a c.s.

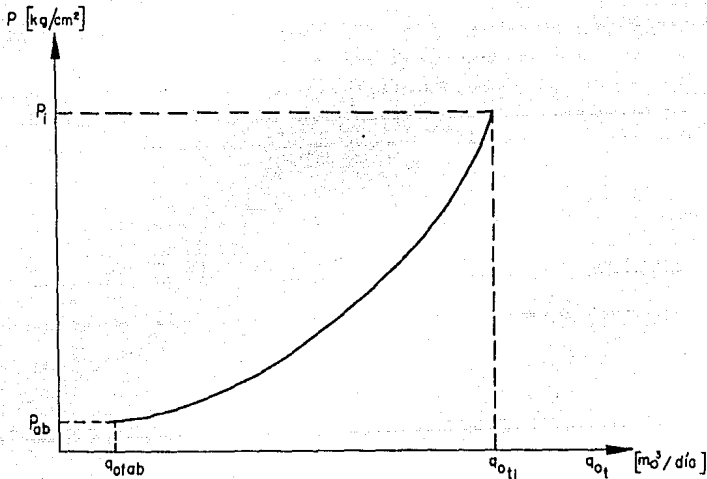


Fig. 8-1.- COMPORTAMIENTO DE q_{ot} vs. p . CONDICIONES INICIALES: q_{oti} , P_i
CONDICIONES DE ABANDONO: q_{otab} , P_{ab} .

- Número de pozos en producción = 50
- El índice de productividad promedio $J_i = 1.0 \text{ m}_0^3/\text{día}/[\text{kg}/\text{cm}^3]$
- Los valores de las variables de producción:
 $a = 0.75$ y $n' = 1$
- El gasto de abandono $q_{oab} = 1.39 \text{ m}_0^3/\text{día}/\text{pozo}$.
- Los valores de μ_0 vs. p y los de k_{ro} vs. s_L para este caso, se presentan en las Figs. 8-2 y 8-3, respectivamente.

En la Tabla 8-1 se muestran algunos cálculos y los resultados de este ejemplo. Las columnas (1), (2), (5) y (7), contienen datos tomados de la Tabla 7-3. En las columnas (3) y (4) se presentan los valores de k_{ro} y μ_0 , leídos de las Figs. 8-2 y 8-3, respectivamente. En la columna (6) están los valores del gasto de aceite total del yacimiento para cada periodo, obtenidos mediante la Ec. (8.1), la cual se simplificó para efectos de cálculo. La ecuación simplificada, aplicable sólo a este ejemplo, se obtuvo de la siguiente forma:

Sustituyendo los valores de a y n' en la Ec. (8.4), se tiene -- que:

$$p_{wf} = 0.75 \cdot p_{ws}$$

Sustituyendo a su vez esta expresión en la Ec. (8.1), así como el valor del número de pozos, del índice de productividad promedio, de $\mu_{oi} = 1.265$, $B_{oi} = 1.440$ y $k_{roi} = 1.000$, queda:

$$\begin{aligned} q_{ot} &= (50)(1.0) \frac{k_{ro}(1.265)(1.44)}{(1.000)\mu_0 B_0} (p_{ws} - 0.75p_{ws}) \\ &= 91.08 \frac{k_{ro}}{\mu_0 B_0} (0.25p_{ws}) \end{aligned}$$

Finalmente:

$$q_{ot} = 22.77 \frac{k_{ro} p_{ws}}{\mu_0 B_0}$$

En la columna (9) de la Tabla 8-1 se indican los valores del volumen de aceite producido en cada periodo de explotación; estos volúmenes se obtienen aplicando la expresión:

$$\Delta N_p = N \cdot \Delta Rec$$

Por último, el tiempo de explotación de cada periodo se obtiene a través de la Ec. (8.2), [columna (12)].

Obsérvese que en la Tabla mencionada, las condiciones de abando

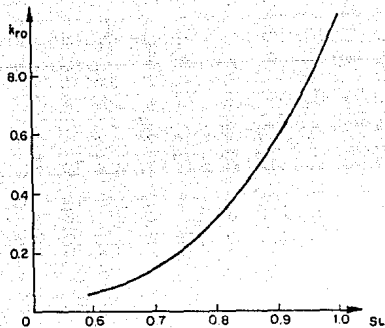


Fig. 8-2.- GRAFICA DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE CONTRA LA SATURACION DE LIQUIDO.

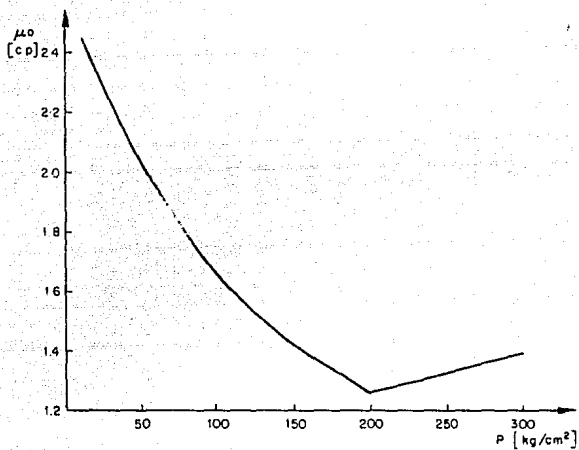


Fig. 8-3.- GRAFICA DE VISCOSIDAD DEL ACEITE CONTRA LA PRESION.

TABLE 8-1.

DETERMINATION OF THE TIME REQUIRED TO EXPLOIT AN ACCUMULATED PRODUCER FOR EMPIRE OF GAS DISSOLUTION.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
P	s_o	k_{ro}	μ_o	B_o	q_{ot} [Ec.8.1]	Rec	ΔRec	ΔN_p [$=\Delta Rec \cdot N$]	\bar{q}_{ot} [Ec.8.3]	Δt [Ec.8.2]	t [días]	t [años]
200	0.80000	1.000	1.265	1.440	2500.00	-----	-----	-----	2368.26	-----	-----	-----
190	0.78649	0.958	1.295	1.431	2236.52	0.01070	0.01070	428000	2056.86	180.72	181	0.50
180	0.76990	0.863	1.326	1.421	1877.19	0.02476	0.01406	562400	1723.98	273.43	454	1.24
170	0.75041	0.777	1.358	1.410	1570.77	0.04203	0.01727	690800	1423.78	400.70	855	2.34
160	0.72803	0.682	1.392	1.398	1276.79	0.06262	0.02059	823600	1155.61	578.46	1433	3.93
150	0.70471	0.599	1.428	1.385	1034.43	0.08413	0.02151	860400	934.56	744.54	2178	5.97
140	0.68436	0.527	1.467	1.372	834.68	0.10215	0.01802	720800	762.32	771.27	2949	8.08
130	0.66637	0.478	1.509	1.359	689.96	0.11739	0.01524	609600	626.05	799.66	3749	10.27
120	0.64978	0.430	1.554	1.345	562.13	0.13041	0.01302	520800	508.67	831.88	4581	12.55
110	0.63448	0.388	1.604	1.331	455.20	0.14195	0.01154	461600	411.32	907.46	5488	15.04
100	0.62007	0.353	1.661	1.317	367.44	0.15252	0.01057	422800	329.14	1027.91	6516	17.85
90	0.60607	0.318	1.721	1.302	290.83	0.16212	0.00960	384000	263.52	1166.68	7683	21.05
80	0.59219	0.299	1.793	1.286	236.21	0.17112	0.00900	360000	215.37	1366.12	9049	24.79
70	0.57828	0.289	1.866	1.269	194.53	0.17974	0.00862	344800	163.33	1600.96	10650	29.18
60	0.56332	0.235	1.944	1.250	132.12	0.18882	0.00908	363200	114.84	2223.72	12874	35.27
50	0.54791	0.214	2.032	1.229	97.56	0.19753	0.00871	348400	83.53	3033.79	15907	43.58
40	0.53114	0.196	2.130	1.206	69.49	0.20725	0.00972	388800	-----	4654.62	20562	56.58

$N = 40 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.s.}$
 $J_i = 1.0 \text{ m}_o^2/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$
 $q_{oab} = 1.39 \text{ m}_o^3/\text{día}/\text{pozo}$

Número de pozos en producción = 50
 $p_{wf} = 0.75 p_{ws}$
 $\mu_{oi} = 1.265, B_{oi} = 1.440 \text{ y } k_{roi} = 1.000$

no corresponden a la presión de 40 [kg/cm²] y a un gasto total de 69.49 [m³/día]. No tendría objeto realizar más cálculos a -- presiones menores, ya que de acuerdo a los datos, el gasto de -- abandono por pozo, es de 1.39 [m³/día], el cual, al multiplicar se por el número de pozos, da como resultado el gasto total de abandono del yacimiento, o sea:

$$q_{otab} = (1.39)(50) = 69.5 \text{ m}^3/\text{día}.$$

Este gasto es el que se tiene a una presión de 40 kg/cm², que -- es la presión de abandono.

REFERENCIAS.

- 1.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN LA FORMA SIMPLIFICADA DE TRACY

El manejo de la ecuación general de balance de materia en la forma desarrollada por Schilthuis¹, generalmente es largo y laborioso, ya que la mayoría de sus aplicaciones involucran procedimientos de ensaye y error, aumentando considerablemente los cálculos. Debido a esto, es deseable contar con una forma más simplificada de esta ecuación, a fin de que facilite y reduzca los procedimientos y métodos en los que se aplica. En este capítulo se presenta un método para simplificar la ecuación de balance de materia en la forma de Schilthuis, propuesto por G. W. Tracy, y obtener así una ecuación más manejable matemáticamente.²

9.1.- DESARROLLO DE LA ECUACION SIMPLIFICADA DE TRACY³

La forma de Schilthuis de la ecuación de balance de materia, para yacimientos sin casquete de gas inicial, está dada por la Ec. (5.12) :

$$N = \frac{N_p[B_t + B_g(R_p - R_{si})] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti}} \dots\dots\dots(9.1)$$

Sustituyendo en esta expresión B_t por $B_o + B_g(R_{si} - R_s)$ y B_{ti} por B_{oi} ; desarrollando y ordenando:

$$N = \frac{N_p(B_o - B_g R_s) + N_p R_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \dots\dots\dots(9.2)$$

Pero $N_p R_p = G_p$, por lo que la Ec. (9.2) queda:

$$\begin{aligned} N &= \frac{N_p(B_o - B_g R_s) + G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \\ &= \frac{N_p(B_o - B_g R_s)}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} + \frac{G_p B_g}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} - \frac{(W_e - W_p B_w)}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \end{aligned} \dots\dots\dots(9.3)$$

Se observa que en esta ecuación, N_p , G_p y $W_e - W_p B_w$ están multiplicados por factores que son función exclusiva de la presión. -

Representando estos factores como ϕ_n , ϕ_g y ϕ_w , respectivamente, se tiene que:

$$\phi_n = \frac{(B_o - B_g R_s)}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \dots\dots\dots(9.4)$$

$$\phi_g = \frac{B_g}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \dots\dots\dots(9.5)$$

$$\phi_w = \frac{1}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)} \dots\dots\dots(9.6)$$

El comportamiento de estos tres factores con respecto a la presión es similar. Cuando la presión es igual a la de saturación, su valor es indeterminado, reduciéndose rápidamente a presiones inmediatamente abajo de la de saturación. A presiones menores, esta reducción es menos pronunciada. Los valores de ϕ_g y ϕ_w son siempre positivos, no así el de ϕ_n que a presiones bajas es negativo, continuando así a medida que disminuye la presión, hasta que alcanza un valor mínimo. A la presión atmosférica el valor de ϕ_n vuelve a ser positivo pero muy cercano a cero.

Sustituyendo las Ecs. (9.4), (9.5) y (9.6) en la Ec. (9.3), se obtiene:

$$N = N_p \cdot \phi_n + G_p \cdot \phi_g - (W_e - W_p B_w) \cdot \phi_w \dots\dots\dots(9.7)$$

Esta ecuación se conoce como la ecuación de balance de materia simplificada para un yacimiento sin casquete de gas y con entrada de agua, propuesta por Tracy. Sus aplicaciones son las mismas que la de la ecuación desarrollada en el Capítulo V de este trabajo, con la ventaja de ser más manejable matemáticamente. Sin embargo, los beneficios que se obtienen con la Ec. (9.7) son más claros cuando se aplica a la predicción del comportamiento de un yacimiento, ya que los cálculos realizados en la predicción se reducen considerablemente.

9.2.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO?

Tracy además propone un método para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado, utilizan-

do su ecuación de balance simplificada, el cual consiste en suponer una relación gas-aceite instantánea (R) a las condiciones finales del periodo de explotación considerado. Este valor supuesto debe coincidir con el que se obtenga mediante la ecuación de la relación gas-aceite -Ec. 6.7- dentro de una tolerancia prefijada. Esencialmente, este método es similar al propuesto por Turner, pero más simplificado. Para obtener las ecuaciones que permitan realizar la predicción del comportamiento con el método de Tracy, considérense las siguientes igualdades:

$$N_{p_2} = N_{p_1} + \Delta N_p ; \quad G_{p_2} = G_{p_1} + \Delta G_p , \quad \text{y} \quad \Delta G_p = \left(\frac{R_1 + R_2}{2} \right) \Delta N_p$$

Donde los subíndices 1 y 2 indican las condiciones iniciales y finales del periodo de explotación considerado, respectivamente. Sustituyendo estas igualdades en la Ec. (9.7) considerando condiciones finales de un periodo de explotación, y suponiendo que no existe entrada ni producción de agua ($W_e = 0$ y $W_p = 0$):

$$N = (N_{p_1} + \Delta N_p) \phi_{n_2} + [G_{p_1} + \frac{R_1 + R_2}{2} \Delta N_p] \phi_{g_2} \quad \dots\dots\dots(9.8)$$

Desarrollando y factorizando ΔN_p , la Ec. (9.8) queda:

$$N = N_{p_1} \phi_{n_2} + G_{p_1} \phi_{g_2} + [\phi_{n_2} + \left(\frac{R_1 + R_2}{2} \right) \phi_{g_2}] \Delta N_p \quad \dots\dots\dots(9.9)$$

De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo VII, se supone que el volumen original de aceite es igual a 1 m₀ a c.s., ya que la recuperación fraccional de los yacimientos con empuje de gas -- disuelto liberado es independiente de su tamaño. Sustituyendo -- este valor de N en la Ec. (9.9):

$$1 = N_{p_1} \phi_{n_2} + G_{p_1} \phi_{g_2} + [\phi_{n_2} + \left(\frac{R_1 + R_2}{2} \right) \phi_{g_2}] \Delta N_p \quad \dots\dots\dots(9.10)$$

Despejando ΔN_p :

$$\Delta N_p = \frac{1 - (N_{p_1} \phi_{n_2} + G_{p_1} \phi_{g_2})}{\left(\frac{R_1 + R_2}{2} \right) \phi_{g_2} + \phi_{n_2}} \quad \dots\dots\dots(9.11)$$

Con las Ecs. (9.8) y (9.11), así como con la ecuación de saturación de aceite [Ec. (6.12)] y la de la relación gas-aceite instantánea [Ec. (6.7)], se predice el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto, aplicando el procedimiento de cálculo que a continuación se describe.

9.2.1.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO:

El procedimiento es el siguiente:

- 1.- Se supone un valor de relación gas-aceite instantánea para el final del periodo de explotación considerado (R_2). El valor de esta relación gas-aceite supuesta puede estimarse por extrapolación de la gráfica de R vs. presión, para acelerar la convergencia del método.

- 2.- Calcular la relación gas-aceite a las condiciones medias (\bar{R}) mediante la expresión:

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2} \dots\dots\dots(9.12)$$

- 3.- Calcular, por medio de la Ec. (9.11), ΔN_p para el intervalo considerado.

- 4.- Obtener el valor de la producción acumulativa de aceite al final del periodo (N_{p_2}) con la relación:

$$N_{p_2} = N_{p_1} + \Delta N_p \dots\dots\dots(9.13)$$

- 5.- Calcular la saturación de aceite al final del periodo (s_{o_2}), con la Ec. (6.12).

- 6.- Obtener el valor de la relación de permeabilidades relativas (k_g/k_o), de la gráfica de k_g/k_o vs. s_o o s_L . Una vez obtenida k_g/k_o , calcular R_2 con la Ec. (6.7) usando los valores de las propiedades de los fluidos a la presión final del periodo de explotación (p_2).

- 7.- El valor de R_2 así obtenido se compara con el supuesto en el paso 1. Si estos valores no difieren en más del 1%, se continúa el proceso para el siguiente periodo. En caso contrario, se supone un nuevo valor de R_2 y se repite el procedimiento hasta lograr la aproximación deseada.

- 8.- Para comprobar los cálculos, obtener: \bar{R} , ΔG_p y G_p , y aplicar la Ec. (9.7) determinar el valor de N . Este valor debe ser aproximadamente igual a uno, con una diferencia no mayor del 0.1%. Si no se cumple esta condición, se supone otro valor de R_2 , repitiendo el procedimiento hasta obtener el balance mencionado.

TABLA 9-1³
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO POR EL METODO DE TRACY

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
P	B _o	R _S	B _g X10 ³	ϕ_n [Ec.9.4]	ϕ_g [Ec.9.5]	R [supuesta]	R	$\frac{\Delta N_p}{B_o}$ [Ec.9.11]	N _p
200	1.4400	120.00	6.5000	-----	-----	120.00	-----	-----	-----
190	1.4310	116.40	6.9878	38.22830	0.43252	116.40	118.20	0.011192	0.011192
180	1.4210	112.50	7.5240	15.35000	0.20102	112.50	114.45	0.014647	0.025839
170	1.4100	108.45	8.1172	8.30840	0.12732	108.45	110.48	0.018019	0.043858
160	1.3980	104.35	8.7781	5.05370	0.09204	132.13	120.29	0.019735	0.063593
150	1.3850	100.05	9.5205	3.20510	0.07056	194.95	163.54	0.018748	0.082341
140	1.3720	95.70	10.3620	2.06940	0.05638	268.89	231.92	0.015942	0.098283
130	1.3590	91.20	11.3254	1.33020	0.04619	340.98	304.94	0.013858	0.112141
120	1.3450	86.60	12.4415	0.83470	0.03881	428.44	384.71	0.012307	0.124448
110	1.3310	81.90	13.7520	0.49330	0.03314	500.72	464.98	0.010904	0.135352
100	1.3170	77.10	15.3154	0.25500	0.02868	571.12	535.92	0.010103	0.145455
90	1.3020	72.20	17.2161	0.08614	0.02514	662.87	616.75	0.009198	0.154653
80	1.2860	67.10	19.5809	-0.02788	0.02220	732.75	697.56	0.008605	0.163258
70	1.2690	61.80	22.6088	-0.11200	0.01975	797.14	764.95	0.008309	0.171567
60	1.2500	56.10	26.6316	-0.16142	0.01762	861.34	829.24	0.008194	0.179761
50	1.2290	49.70	32.2466	-0.18174	0.01568	904.82	883.08	0.008558	0.188319
40	1.2060	42.40	40.6481	-0.17720	0.01392	936.43	920.63	0.009118	0.197437

Condiciones iniciales:

$P_i = P_b = 200 \text{ kg/cm}^2$

$R_{Si} = 120 \text{ m}^3_{\text{gd}} \text{ a c.s./m}^3 \text{ a c.s.}$

$B_{oi} = B_{ti} = 1.44$

$S_{WC} = 0.20$

$S_{oi} = 0.80$

TABLA 9-13 (cont. Inuación)
 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMULSIÓN DE GAS DISUELTOS POR EL MÉTODO DE TRACY

(1)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)
P	S_o^s [Ec.6.12]	k_{rg}/k_{ro}	μ_o/μ_g	R^R [Ec.6.7]	\bar{R}	ΔG_p	G_p^G [$=\Sigma \Delta G_p$]	N^N [Ec.9.7]
200	0.8000	-----	-----	120.00	-----	-----	-----	1.0000
190	0.7861	-----	-----	116.40	118.40	1.325133	1.325133	1.0000
180	0.7690	-----	-----	112.50	114.45	1.676349	3.001482	1.0000
170	0.7490	-----	-----	108.45	110.48	1.990739	4.992221	1.0000
160	0.7273	0.0022	79.30	132.13	120.29	2.373923	7.366144	0.9994
150	0.7061	0.0079	83.10	194.95	163.54	3.066048	10.432192	1.0000
140	0.6873	0.0150	87.20	268.89	231.92	3.697269	14.129461	1.0000
130	0.6703	0.0227	91.70	340.98	304.94	4.225859	18.355320	0.9970
120	0.6542	0.0327	96.70	428.44	384.71	4.734626	23.089946	1.0000
110	0.6394	0.0423	102.30	500.72	464.98	5.070142	28.160088	1.0000
100	0.6252	0.0529	108.60	571.12	535.92	5.414400	33.574488	1.0000
90	0.6115	0.0675	115.61	662.37	616.75	5.672867	39.247355	1.0000
80	0.5978	0.0822	123.30	732.75	697.56	6.002504	45.249859	1.0000
70	0.5840	0.0994	131.80	797.14	764.95	6.355970	51.605829	1.0000
60	0.5696	0.1215	141.20	861.34	829.24	6.794793	58.400622	1.0000
50	0.5542	0.1480	151.60	904.82	883.08	7.557400	65.958022	1.0000
40	0.5377	0.1843	163.50	936.43	920.63	8.394304	74.352326	1.0000

9.3.- EJEMPLO DE APLICACION?

En la Tabla 9-1 se muestran los resultados obtenidos sobre la predicción del comportamiento del yacimiento tomado como ejemplo en el Capítulo VII, aplicando el método propuesto por Tracy. Obsérvese la semejanza en los resultados obtenidos por el método de Tarner y el de Tracy; son casi idénticos. Para ilustrarlo, a 40 kg/cm²,

Con el método de Tarner:

$$\text{Rec} = N_p = 0.19752$$

Con el método de Tracy:

$$\text{Rec} = N_p = 0.19744$$

REFERENCIAS.

- 1.- Schilthius, R.J.
"Active Oil and Reservoir Energy".
Trans. of AIME. 1936.
- 2.- Tracy, G.W.
"Simplified Form of the Material Balance Equation".
Trans. of AIME. Vol. 204, 1955. Tech. Note # 256.
- 3.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.

C A P I T U L O X

FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

10.1.- INTRODUCCION.

Según se ha visto, el comportamiento de un yacimiento depende de varios factores. Los factores que afectan principalmente el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto, son^{1,2,3}

- La viscosidad del aceite (μ_o).
- La presión del yacimiento (p).
- La solubilidad del gas en el aceite (R_s).
- La forma de la curva de las permeabilidades relativas.
- La saturación de agua intersticial (s_{wi}).
- El tamaño relativo del casquete de gas (m).
- La inyección del gas producido (r).

La forma en que estos factores modifican el comportamiento del yacimiento, se obtuvo mediante la aplicación de las ecuaciones y los métodos señalados en los Capítulos VI y VII, respectivamente para diferentes valores de los factores enumerados.

Como ya se indicó en el Capítulo VI, generalmente se cuenta con información precisa sobre la presión del yacimiento, la saturación de agua y las propiedades de los fluidos. El principal problema lo constituye la correcta obtención de la relación de permeabilidades relativas, ya que los cálculos de predicción del comportamiento son bastante sensibles a este valor.

10.2.- VISCOSIDAD DEL ACEITE:

El valor de la viscosidad del aceite repercute en su recuperación del yacimiento. Conforme aumenta la viscosidad, disminuye la recuperación. En la Fig. 10-1 se presentan los resultados obtenidos al determinar el comportamiento de un yacimiento con una relación de solubilidad inicial, $R_{si} = 60$ [m^3/m^3 a c.s.]; una presión inicial, $p_i = 250$ kg/cm², y para cinco diferentes valores de viscosidad del aceite:

- Caso 1.- $\mu_o = 10.0$ cp.
- Caso 2.- $\mu_o = 5.0$ cp.
- Caso 3.- $\mu_o = 3.0$ cp.
- Caso 4.- $\mu_o = 1.0$ cp.
- Caso 5.- $\mu_o = 0.5$ cp.

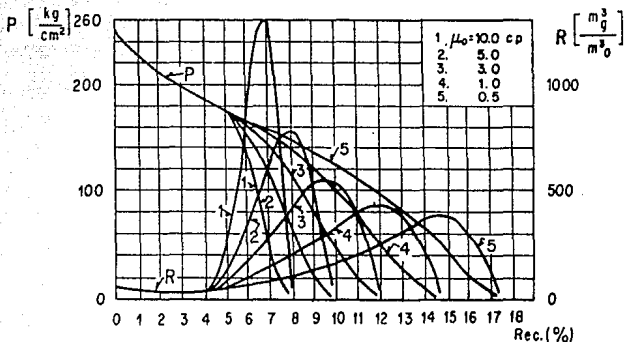


FIG. 10-1.- EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SOBRE EL COMPORTAMIENTO POR EMPUJE DE GAS DISUELTOS.

Obsérvese que para el Caso 1 la recuperación obtenida es sólo de aproximadamente el 8% del aceite original a la presión de saturación, mientras que para el Caso 5, en el que se tiene la viscosidad más baja, la recuperación alcanzada es de 17.4%. Las recuperaciones para los otros casos están comprendidas dentro de estos dos valores límites.

10.3.- PRESION DEL YACIMIENTO:

La cantidad de gas en solución que puede contener un yacimiento de aceite depende de la presión a la que se encuentra. A mayor presión, mayor gas en solución. Considerando esto, se obtuvo el comportamiento de un yacimiento en función de su presión inicial. Los resultados se presentan en la Fig. 10-2, donde se observa -- que la recuperación aumenta al disminuir la presión inicial; y -- que, si dicha presión es alta, la curva de R es muy pronunciada en las últimas etapas de explotación (Caso 1, Fig. 10-2), debido a que el aceite se produce con una alta liberación de gas, lo -- que significa una gran pérdida de energía. La menor recuperación a altas presiones iniciales se atribuye también a una mayor contracción del aceite. Obsérvese, sin embargo, que en la Fig. 10-2 la recuperación final para los cinco casos analizados varía muy poco de un caso a otro. Es decir, es indudable el efecto de la --

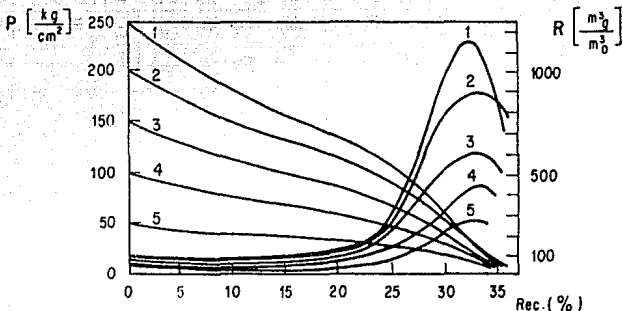


FIG. 10-2.- COMPORTAMIENTO TEORICO DE UN YACIMIENTO CONSIDERANDO VARIAS PRESIONES INICIALES Y UNA PRESION DE ABANDONO DE 10 kg/cm^2 .

presión en el comportamiento del yacimiento, pero este efecto no es muy apreciable; por lo menos no tan significativo como en el caso de la viscosidad del aceite o, como se verá más adelante, en el de los otros factores.

10.4.- SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE⁴

En la Fig. 10-3 se muestran los resultados de la predicción del comportamiento de un yacimiento en el que su presión inicial es $p_i = 250 \text{ kg/cm}^2$, su viscosidad, $\mu_o = 1.40 \text{ cp}$, para dos valores diferentes de solubilidad inicial de gas de $R_{si} = 100$ y 40 $[\frac{m^3}{m_0}]$, respectivamente. Se observa en esta figura que se obtiene una recuperación final más alta cuando el yacimiento tiene menos gas en solución inicialmente (Caso 2). Este resultado inesperado se explica de la siguiente manera:

En el Caso 2, se abate más rápidamente la presión en las primeras etapas de explotación del yacimiento, porque hay menos gas en solución y éste constituye la energía de expulsión; pero la

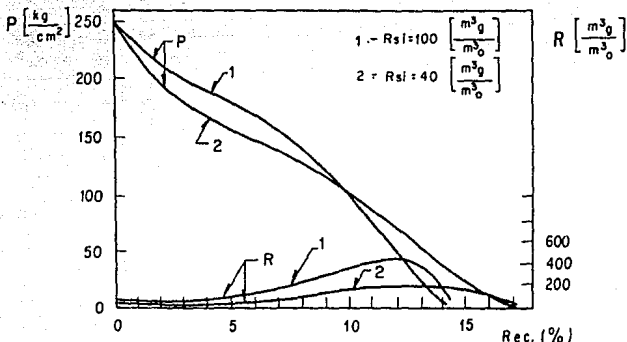


FIG. 10-3.- EFECTO DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD EN EL COMPORTAMIENTO POR EMPUJE DE GAS DISUELTO.

saturación de gas crítica (s_{gc}) se alcanza primero en el Caso 1 (el gas se libera con mayor rapidez), iniciándose el aumento de R, lo que implica una mayor pérdida de energía y explica la mayor pendiente de las curvas de p y R, con una consiguiente menor recuperación, para el Caso 1.

10.5.- FORMA DE LA CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Ya en el Capítulo VI se indicó la importancia de una correcta determinación de la relación de permeabilidades relativas, por cualesquiera de los tres procedimientos explicados, a fin de que los resultados de la predicción del comportamiento de un yacimiento, sean lo más confiable posible. Como se vio en el Capítulo VII, el efecto del valor de esta relación es decisivo en los resultados de los cálculos. Para ilustrarlo, en la Fig. 10-4 se presenta el efecto de la k_{rg}/k_{ro} en la recuperación de un yacimiento. Se utilizaron cinco correlaciones para obtener esta relación. Los valores de recuperación final varían desde un 15 hasta un 20%. Esto demuestra la sensibilidad de los re-

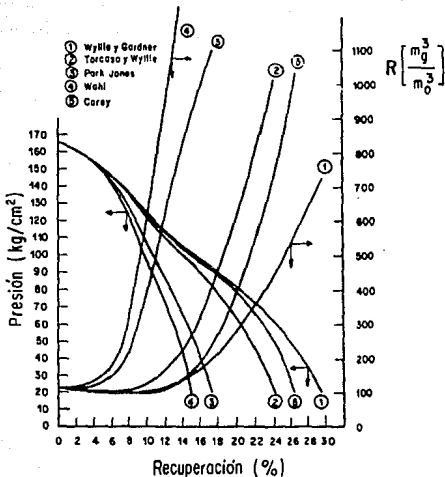


FIG. 10-4.- EFECTO DEL VALOR DE k_g/k_o SOBRE LA RECUPERACION DE ACEITE APLICANDO - CINCO CORRELACIONES DIFERENTES.⁵

sultados finales al valor de k_g/k_o . Es pues, de suma importancia determinar la mejor forma de la curva de permeabilidades relativas. Se ha encontrado, como ya se indicó en el Capítulo VI, que la forma de estas curvas varía dependiendo del tipo de empuje que se presente en el yacimiento: gas disuelto o empuje -- externo de gas; y del tipo de porosidad presente en la roca, -- por lo que se deberá prestar especial atención a las consideraciones hechas en este sentido.⁶

En la Fig. 10-5 se presenta el comportamiento de un yacimiento para dos casos: uno suponiendo que la saturación de gas crítica es nula ($s_{gc} = 0$), y el otro para una $s_{gc} = 0.10$. Esto es, en el Caso 1 se considera que el gas liberado fluye en el yacimiento inmediatamente después de su liberación; mientras que en el Caso 2, el gas fluye después de haber alcanzado una saturación crítica de 0.10, indicando así que una porción del gas se conserva en el yacimiento, la cual proporciona energía para la recuperación de aceite. Estas circunstancias afectan sensiblemente la forma de las curvas de permeabilidades relativas. Se ob-

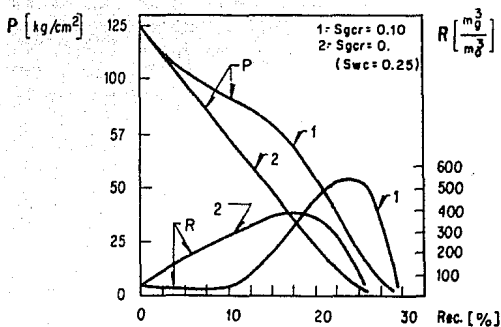


FIG. 10-5.- EFECTO DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EMPUJE DE GAS - DISUELTO.⁴

serva en esta figura que la conservación de gas en el yacimiento al principio de la explotación, contribuye a la obtención de recuperaciones mayores.

10.6.- PRESENCIA DE UNA CAPA DE GAS:

En las Figs. 10-6 y 10-7 se muestra el comportamiento de un yacimiento con diferentes valores de m , suponiendo que el gas del casquete se difunde a través de la zona de aceite. Se consideran cuatro casos:

- 1.- $m = 0.0$ (no hay casquete de gas).
- 2.- $m = 0.1$
- 3.- $m = 0.5$
- 4.- $m = 1.0$

Se observa que al aumentar el volumen del casquete de gas, o sea la relación m , la presión declina más lentamente y la recuperación aumenta. La explicación de este comportamiento se indica con más detalle en el Capítulo II de este trabajo. El Caso 1 corresponde a un yacimiento productor por empuje de gas disuelto.

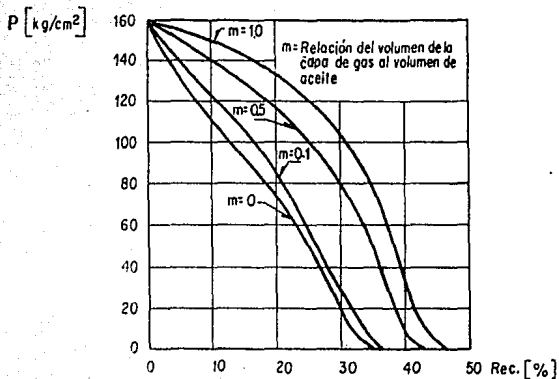


FIG. 10-6.- EFECTO DE LA PRESENCIA DE UNA CAPA GASEOSA EN EL COMPORTAMIENTO POR EMPUJE DE GAS DISUELTO.

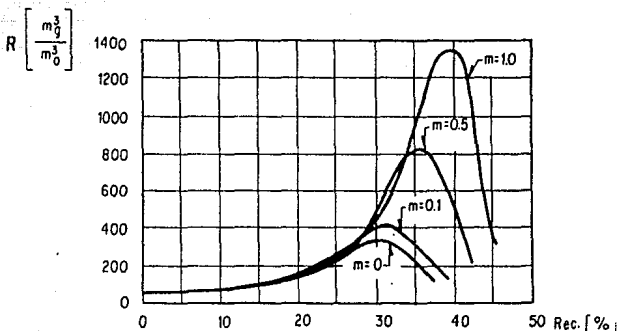


FIG. 10-7.- EFECTO DE LA MAGNITUD DE LA CAPA DE GAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO POR GAS EN SOLUCION.

10.7.- SATURACION DE AGUA CONGENITA.

El efecto de la saturación de agua intersticial o congénita (s_{wc}) se presenta en la Fig. 10-8. Se observa que la recuperación se incrementa para mayores valores de saturación de agua. Este resultado, obtenido al calcular el comportamiento por los métodos expuestos, se explica por la forma de las curvas de permeabilidades relativas para diferentes saturaciones de agua (Fig. 6-1). En estas curvas se observa que la relación k_g/k_o aumenta cuando la saturación de agua se incrementa.

10.8.- INYECCION DEL GAS PRODUCIDO.

En el Capítulo VII se indicó cómo afecta la recuperación la presencia de una capa de gas en el yacimiento, y la inyección de una fracción del gas producido [Ec. (7.32)]. En las Figs. 10-9 y 10-10, se presenta el efecto de la inyección del gas producido sobre la recuperación. Se observa que al aumentar la fracción del gas producido que se inyecta al yacimiento (r), se incrementa la recuperación, ya que aumenta el volumen del casquete de gas y el comportamiento del yacimiento se acerca más al de uno productor por empuje del gas del casquete.

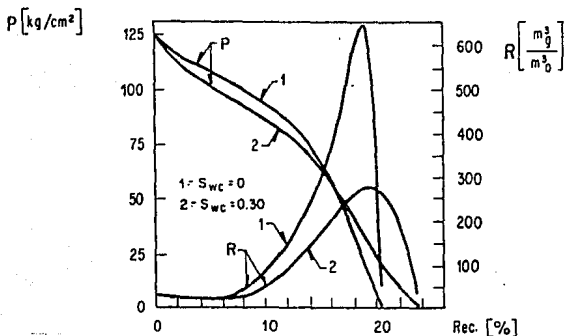


FIG. 10-8.- EFECTO DE LA SATURACION DE AGUA CONGENITA SOBRE EL COMPORTAMIENTO POR EMPUJE DE GAS DISUELTTO.

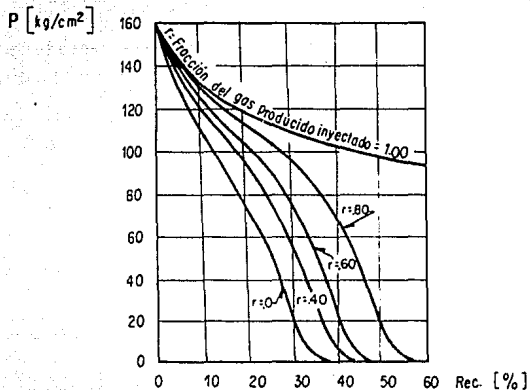


FIG. 10-9.- EFECTO DEL GAS INYECTADO EN EL COMPORTAMIENTO POR GAS EN SOLUCION.⁴

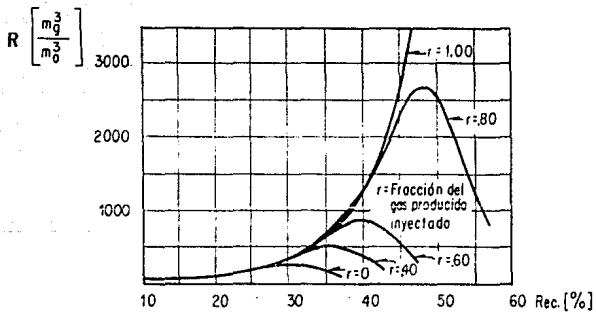


FIG. 10-10.- EFECTO DEL GAS INYECTADO EN EL COMPORTAMIENTO POR EMPUJE DE GAS DISUELTO.⁴

REFERENCIAS.

- 1.- Muskat, M., y Taylor, M.D.
"Effect of Reservoir Fluid and Rock Characteristics on Production History of Gas-Drive Reservoir".
Trans. of AIME, Tech. Pub. No. 1917, 1945.
- 2.- Muskat, M., y Taylor, M.D.
"Effect of the Crude Gravity on the Performance of Gas-Drive Reservoirs".
Petroleum Engineer, diciembre de 1946.
- 3.- Turner, J.
"How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil".
Oil Weekly, junio de 1944.
- 4.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 5.- 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 de 1971.
- 6.- Stewart, C.R.
Determination of Limestone Performance Characteristics By Model Flow Tests.
Trans. of AIME, Vol. 198, 1953.

C A P Í T U L O X I

EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS

11.1.- INTRODUCCION.

La entrada natural de agua puede presentarse en un yacimiento, como ya se indicó en el Capítulo II, bajo la influencia de la expansión volumétrica del agua contenida en la formación almacénante, o bien por flujo hidráulico proveniente de la infiltración de agua en el afloramiento de la formación. La evaluación de la entrada de agua a los yacimientos es importante en estudios de mantenimiento de presión, en cálculos de balance de materia y en procesos de desplazamiento de aceite por agua; además, el comportamiento de la presión de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción, por lo que es fundamental determinar la magnitud de dicha entrada de agua. Más aún, cuando la entrada de agua se manifiesta en un yacimiento, proporciona uno de los mecanismos de empuje más efectivos para el desplazamiento del aceite y el gas, por lo que su determinación es esencial para el máximo aprovechamiento del empuje hidráulico.

La determinación de la entrada de agua al yacimiento (W_e) puede obtenerse por métodos diversos, a partir de datos recopilados de la historia de producción del yacimiento. Existen varias expresiones matemáticas que describen el comportamiento de un acuífero, las cuales son función de la presión y el tiempo, como: la de Schilthuis, la simplificada de Hurst, la de van Everdingen y Hurst, y la de Stanley. Estas ecuaciones fueron desarrolladas considerando las características de varios acuíferos, tales como: su geometría, el tipo de flujo, la homogeneidad o heterogeneidad del acuífero, entre otras. Sin embargo, no se puede afirmar que cualquiera de ellas represente adecuadamente la entrada de agua a un yacimiento particular, por lo que se deberán realizar estudios para determinar la expresión más adecuada!

11.2.- CLASIFICACION DE LOS ACUIFEROS.

Atendiendo a su geometría, los acuíferos se clasifican en: radiales o lineales. Dependiendo de esto, el flujo hacia el yacimiento será radial o lineal, respectivamente? En los estudios realizados para desarrollar expresiones analíticas que permitan representar el comportamiento de los acuíferos, normalmente se considera que el flujo es radial, aunque también se han analizado las condiciones cuando se tiene flujo lineal.

Independientemente de las dos grandes divisiones anteriores, los acuíferos se clasifican, además, de acuerdo a su extensión, en:

- 1.- Infinitos,
- 2.- Limitados, y
- 3.- Limitados con fuente de abastecimiento en la frontera externa.

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. En la Fig. 11-1 se muestra la distribución de presiones en un acuífero de este tipo, para diferentes tiempos de explotación. Muskat establece que un acuífero puede considerarse como infinito cuando su volumen de poros es 1,000 veces mayor que el volumen de poros del yacimiento. Sin embargo, es conveniente indicar que esta definición es imprecisa, ya que la aportación de agua dependerá, en gran medida, de la permeabilidad del acuífero.

En la Fig. 11-2 se presenta la distribución de presiones para un acuífero finito o limitado. Como se observa en esta figura, después de un determinado tiempo de explotación del yacimiento, el abatimiento de presión alcanza la frontera externa del acuífero. De acuerdo a la definición de Muskat, un acuífero limitado es todo aquél que no es infinito; o sea, aquél cuyo volumen de poros es menor a 1,000 veces el del yacimiento. Por último, en la Fig. 11-3 se muestra el caso de un acuífero limitado con una fuente de abastecimiento externa. Obsérvese que, después de un determinado tiempo de explotación, la distribución de la presión en el acuífero no cambia, debido a que existe una fuente externa que abastece al acuífero, la cual actúa cuando la presión en la frontera externa del acuífero, se abate lo suficiente.

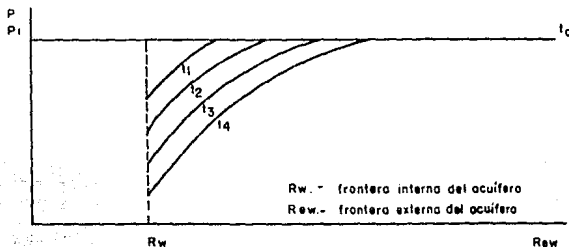


FIG. 11-1.- DISTRIBUCION DE PRESIONES A DIFERENTES TIEMPOS EN UN ACUIFERO INFINITO (FLUJO RADIAL).²

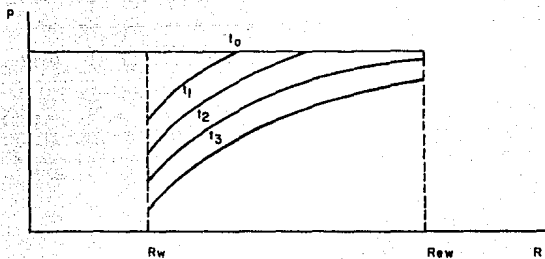


FIG. 11-2.- DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN ACUIFERO FINITO O LIMITADO.⁴

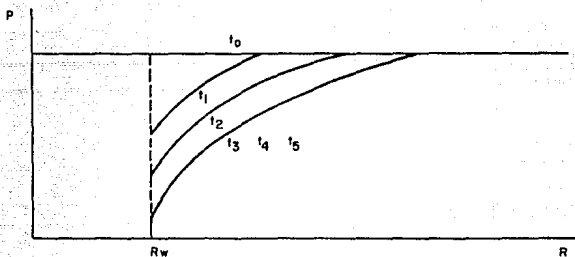


FIG. 11-3.- DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN ACUIFERO QUE AFLORA Y EN EL QUE SE ALCANZA FLUJO EN REGIMEN PERMANENTE.⁴

11.3.- ECUACIONES Y CONCEPTOS BASICOS PARA LA EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA.

11.3.1.- DETERMINACION DE LA ENTRADA DE AGUA AL YACIMIENTO A PARTIR DE LA E.B.M.

Además de los procedimientos empleados en las Seccs. [4.3], para yacimientos bajosaturados, y [5.4] para yacimientos saturados, - la entrada de agua a un yacimiento puede obtenerse, si se conoce N y m , aplicando la ecuación de balance de materia en la forma - siguiente:

Para yacimientos bajosaturados:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N \cdot B_{oi} c_e \Delta' p \quad \dots\dots\dots(11.1)$$

Para yacimientos saturados:

$$W_e = N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] + W_p B_w - N (B_t - B_{ti}) - Nm B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \dots\dots\dots(11.2)$$

El volumen de agua así calculado, se relaciona con la historia - de presión del yacimiento para obtener, a intervalos fijos de -- tiempo, los valores correspondientes de W_e y p . Estos datos permiten determinar, como se verá a continuación, la ecuación que - representa el comportamiento del acuífero asociado al yacimiento en cuestión.

11.3.2.- ECUACIONES PARA LA EVALUACION DEL EMPUJE HIDRAULICO.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que represente la entrada de agua al yacimiento. Esta ecuación es de la - forma: $W_e = W_e(p,t)$, donde p es la presión en la frontera del ya - cimiento (en el contacto agua-aceite) y t , el tiempo de explota - ción.

Es importante que la presión antes mencionada sea la que se tie - ne en el contacto agua-aceite, ya que mientras no exista un aba - timiento de presión en la frontera yacimiento-acuífero, no habrá invasión de agua, aunque la presión media del yacimiento muestre abatimientos considerables.

Sin embargo, dada la dificultad que existe para determinar esta presión, comúnmente se utilizan las presiones medias del yacimiento, observándose en algunos casos, que se reduce la precisión en los resultados y se obtienen valores de entrada de agua negativos durante los periodos de explotación que preceden a la creación de un abatimiento de presión apreciable en la frontera agua-aceite⁵.

Una forma aproximada de obtener la presión en la frontera yacimiento-acuífero (o en cualquier otro punto del yacimiento, como por ejemplo, en el contacto gas-aceite o en la zona de aceite), es mediante el ajuste de los valores de presión medidos en los pozos perforados en el yacimiento, a valores que se tendrían en el punto de interés⁵.

Para el cálculo de esta presión se supone que el fluido del yacimiento se encuentra en un estado de equilibrio estático. Se supone también, que se tiene una columna de aceite entre los disparos de los pozos y el contacto agua-aceite. La ecuación para realizar este cálculo, está dada por:⁵

$$p = p_p + G_o(D_{cwo} - D_p) \dots\dots\dots(11.3)$$

Donde:

- p = presión en el contacto agua-aceite, [kg/cm²].
- p_p = presión en los disparos (medida), [kg/cm²].
- G_o = gradiente de presión del aceite, [kg/cm² - m].
- D_{cwo} = profundidad del contacto agua-aceite, [m].
- D_p = profundidad de los disparos, [m].

Una vez iniciada la explotación del yacimiento, ya no se cumple el estado de equilibrio estático. Por esta razón, únicamente los pozos que atraviesan el contacto agua-aceite (pozos de observación) o los que están próximos a dicho contacto, pueden usarse para calcular la presión en ese punto. Si se utilizara la información de los pozos alejados del contacto, se introducirían variaciones transitorias de la presión, lo que daría como resultado valores erróneos. El mismo principio, así como la misma ecuación, se puede usar si se desea determinar la presión en el contacto gas-aceite⁵.

Las ecuaciones que generalmente se emplean para predecir el ritmo de invasión de agua del acuífero, son:

- a) Ecuación de Schilthuis;
- b) Ecuación Simplificada de Hurst;
- c) Ecuación de van Everdingen y Hurst, y
- d) Ecuación de L. T. Stanley.

Antes de proceder al análisis y explicación de las ecuaciones y procedimientos propuestos por los autores mencionados, es conveniente explicar el principio de superposición, ya que en la aplicación de las dos últimas ecuaciones se hace uso de este concepto.

APLICACION DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICION⁴

En la determinación de la entrada de agua a los yacimientos se emplea el principio de superposición, considerando que la variación de la presión en la frontera externa del yacimiento puede representarse, en forma aproximada, por un serie de reducciones o incrementos de presión repentinos alternados, como se indica en la Fig. 11-4. Obsérvese que la caída de presión para cada etapa se obtiene dividiendo entre dos la diferencia de presiones al principio y al final del periodo de explotación considerado. Mediante este procedimiento, se obtiene una mejor aproximación de la variación de la presión en la frontera externa del yacimiento. Estos abatimientos de presión se transmitirán hacia el acuífero, modificando la distribución de sus presiones.

Se ha demostrado que el acuífero responde a cada caída de presión en forma independiente y que 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 y se mantiene en un valor p_1 a un tiempo $t = 0$. 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 [$\eta = k / (\mu_w \phi c_e)$].

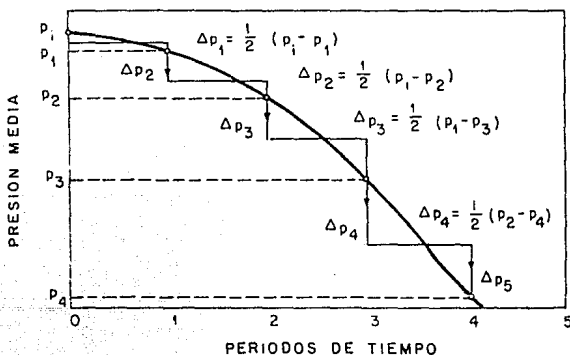


FIG. 11-4.- ARREGLO DE PRESIONES EMPLEADO PARA REPRESENTAR APROXIMADAMENTE LA HISTORIA DE PRESION DEL YACIMIENTO.⁴

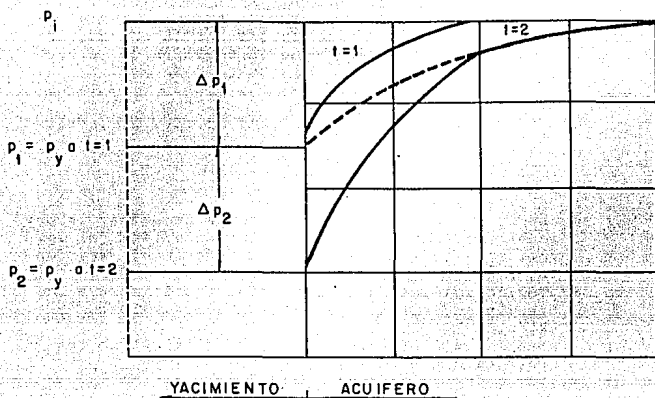


FIG. 11-5.- DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN ACUIFERO DEBIDO A DOS ABATIMIENTOS DE PRESIONES IGUALES, IMPUESTOS A INTERVALOS IGUALES DE TIEMPO.⁴

Supóngase que a un tiempo $t_1 = 1$ se provoca un segundo abatimiento de presión, también repentino; el valor de Δp_2 será $p_1 - p_2$, no $p_1 - p_2$. En estas condiciones, el acuífero continuará respondiendo al primer abatimiento como si el segundo no hubiese ocurrido, y además responderá a la segunda caída de presión como si la primera no hubiese ocurrido. El efecto total en la distribución de presiones en el acuífero corresponde a la suma de los dos abatimientos, como se ilustra en la Fig. 11-5, donde para simplificar se ha considerado que $\Delta p_1 = \Delta p_2$ y $t_2 = 2t_1$. La curva superior y la de enmedio representan la distribución de presiones en el acuífero, en respuesta a la primera y segunda señal, como si actuaran independientemente. La curva inferior corresponde, por lo tanto, a la suma de las dos curvas anteriores.

Habiendo explicado el principio de superposición, a continuación se presentarán las ecuaciones ya mencionadas:

ECUACION DE SCHILTHUIS⁶

Schilthuis propone una ecuación para determinar la entrada de agua a un yacimiento, tomando como base la ecuación de Darcy. - La expresión desarrollada por este autor está dada por:

$$W_e = K \int_0^t (p_i - p) \cdot dt \quad \dots\dots\dots(11.4)$$

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, [m³/día - kg/cm²].
- p_i = presión inicial del yacimiento, equivalente a la presión en la frontera externa del acuífero, [kg/cm²].
- p = presión en la frontera interna del acuífero (en el contacto agua-aceite), [kg/cm²].
- t = tiempo de explotación, [días].

La ecuación de Schilthuis representa el comportamiento de acuíferos con flujo en régimen permanente.

ECUACION SIMPLIFICADA DE HURST⁷

La expresión desarrollada por Hurst, está dada por la siguiente ecuación:

$$W_e = C \int_0^t \frac{(p_i - p)}{\log(a \cdot t)} \cdot dt \quad \dots\dots\dots(11.5)$$

Donde:

- C = constante de entrada de agua, [m³/día - kg/cm²].
- a = constante de conversión del tiempo, [días]⁻¹.
- t = tiempo de explotación, [días].
- p_i - p = caída de presión en la frontera interna del acuífero, [kg/cm²].
- log = logaritmo base 10.

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

ECUACION DE VAN EVERDINGEN Y HURST²

Van Everdingen y Hurst resolvieron 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. 11-6.
- 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 agua al -- yacimiento.

La ecuación propuesta, aproximada en forma de sumatoria, es:

$$w_e = B \cdot \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot Q(t)_{n+1-i}] \dots\dots\dots(11.6)$$

Donde:

B = constante de entrada de agua, [$m_w^3/(kg/cm^2)$]. Está da -- da por la ecuación:

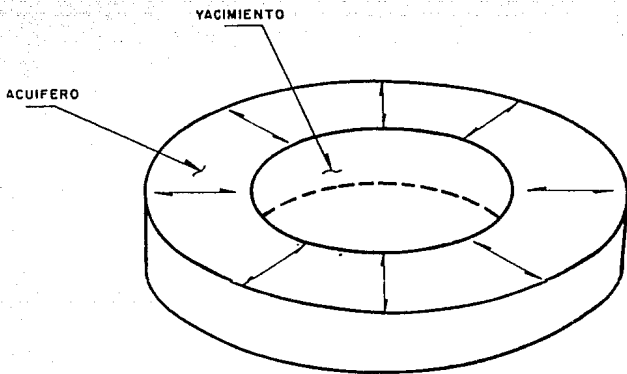


FIG. 11-6.- MODELO DE FLUJO RADIAL DE UN ACUIFERO A UN YACIMIENTO.²

$$B = 2 \pi \phi c_e R_w^2 h \dots\dots\dots (11.7)$$

- 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:
 $c_e = c_f + c_w$, [kg/cm²]⁻¹.
- $Q(t)$ = entrada de agua adimensional. Es función del tiempo adimensional t_D , el cual está relacionado con el tiempo real por:

$$t_D = \frac{0.0083512 k t}{\phi u_w c_e R_w^2} \dots\dots\dots (11.8)$$

- k = permeabilidad de la formación del acuífero, [md].
- t = tiempo de explotación, [días].
- u_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 periodo de explotación, [kg/cm²].
- n = periodos de tiempo de explotación, [adim].

En la Ec. (11.6) 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 periodo de explotación ($n = 3$), se tiene que:

$$\sum_{i=1}^3 [(\Delta p)_i \cdot Q(t)_{u-i}] = \Delta p_1 \cdot Q(t)_3 + \Delta p_2 \cdot Q(t)_2 + \Delta p_3 \cdot Q(t)_1$$

De esta manera se indica que la caída de presión Δp_1 , que ha estado operando durante los tres periodos, se multiplica por el valor de $Q(t)$ correspondiente al tercer periodo, y viceversa, la caída de presión Δp_3 , que sólo ha actuado durante un periodo, se multiplica por el valor de $Q(t)$ correspondiente al del primer periodo. 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 periodo de explotación, pues los valores de $Q(t)$ se invierten, de manera que el que corresponde al de mayor tiempo, se multiplica por la primera caída de presión, y viceversa!

Los valores de $Q(t)$ pueden obtenerse, a partir de t_D , mediante la Tabla 11-1, si se trata de acuíferos infinitos; o a través de la Tabla 11-2, cuando el acuífero es limitado. Las Figs. 11-7 y 11-8 se pueden usar con ese propósito, en vez de las tablas.

TABLA 11-1¹

VALORES DEL GASTO ADIMENSIONAL $Q(t)$, PARA DIFERENTES TIEMPOS ADIMENSIONALES t_D , EN ACUIFEROS INFINITOS
(0.00 $\leq t_D \leq 550$)

t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$
0.00	0.000	27	15.450	67	31.308	135	54.976	335	116.189
0.01	0.112	28	15.883	68	31.679	140	56.625	340	117.638
0.05	0.278	29	16.313	69	32.048	145	58.265	345	119.083
0.10	0.404	30	16.742	70	32.417	150	59.895	350	120.526
0.15	0.520	31	17.167	71	32.785	155	61.517	355	121.966
0.20	0.606	32	17.590	72	33.151	160	63.131	360	123.403
0.25	0.689	33	18.011	73	33.517	165	64.737	365	124.838
0.30	0.758	34	18.429	74	33.883	170	66.336	370	126.270
0.40	0.898	35	18.845	75	34.247	175	67.928	375	127.699
0.50	1.020	36	19.259	76	34.611	180	69.512	380	129.126
0.60	1.140	37	19.671	77	34.974	185	71.090	385	130.550
0.70	1.251	38	20.080	78	35.336	190	72.661	390	131.972
0.80	1.359	39	20.488	79	35.697	195	74.226	395	133.391
0.90	1.469	40	20.894	80	36.058	200	75.785	400	134.808
1	1.569	41	21.298	81	36.418	205	77.338	405	136.223
2	2.447	42	21.701	82	36.777	210	78.886	410	137.635
3	3.202	43	22.401	83	37.136	215	80.428	415	139.045
4	3.893	44	22.500	84	37.494	220	81.965	420	140.453
5	4.539	45	22.807	85	37.851	225	83.497	425	141.859
6	5.153	46	23.291	86	38.207	230	85.023	430	143.262
7	5.643	47	23.684	87	38.563	235	86.545	435	144.664
8	6.314	48	24.076	88	38.919	240	88.062	440	146.064
9	6.869	49	24.464	89	39.272	245	89.575	445	147.461
10	7.411	50	24.820	90	39.626	250	91.084	450	148.856
11	7.940	51	25.144	91	39.979	255	92.589	455	150.249
12	8.457	52	25.633	92	40.331	260	94.090	460	151.640
13	8.964	53	26.020	93	40.684	265	97.081	465	153.029
14	9.461	54	26.406	94	41.034	270	97.081	470	154.416
15	9.949	55	26.791	95	41.385	275	98.571	475	155.801
16	10.434	56	27.174	96	41.735	280	100.057	480	157.184
17	10.913	57	27.555	97	42.084	285	101.540	485	158.565
18	11.386	58	27.935	98	42.433	290	103.019	490	159.945
19	11.855	59	28.314	99	42.781	295	104.495	495	161.322
20	12.319	60	28.691	100	43.129	300	105.968	500	162.698
21	12.778	61	29.068	105	44.858	305	107.437	510	165.444
22	13.233	62	29.443	110	46.574	310	108.904	520	168.183
23	13.684	63	29.818	115	48.277	315	110.367	525	169.549
24	14.131	64	30.192	120	49.968	320	111.827	530	170.914
25	14.573	65	30.565	125	51.648	325	113.284	540	173.639
26	15.013	66	30.937	130	53.317	330	114.738	550	176.357

TABLA 11-1¹(...continúa).

(560 ≤ t_D ≤ 4800)

t _D	Q(t)	t _D	Q(t)	t _D	Q(t)	t _D	Q(t)	t _D	Q(t)
560	179.069	890	265.629	1225	349.460	1675	457.945	2850	727.449
570	181.774	900	268.181	1230	350.688	1700	463.863	2900	738.598
575	183.124	910	270.729	1240	353.144	1725	469.771	2950	749.725
580	184.473	920	273.274	1250	355.597	1750	475.669	3000	760.833
590	187.166	925	274.545	1260	358.048	1775	481.558	3050	771.922
600	189.852	930	275.815	1270	360.496	1800	487.437	3100	782.992
610	192.533	940	278.353	1275	361.720	1825	493.307	3150	794.042
620	195.208	950	280.888	1280	362.942	1850	499.167	3200	805.075
625	196.544	960	283.420	1290	365.386	1875	505.019	3250	816.090
630	197.878	970	285.948	1300	367.828	1900	510.861	3300	827.088
640	200.542	975	287.211	1310	370.267	1925	516.695	3350	838.067
650	203.201	980	288.473	1320	372.704	1950	522.520	3400	849.028
660	205.854	990	290.995	1325	373.922	1975	528.337	3450	859.974
670	208.502	1000	293.514	1330	375.139	2000	534.145	3500	870.903
675	209.825	1010	296.030	1340	377.572	2025	539.945	3550	881.816
680	211.145	1020	298.543	1350	380.003	2050	545.737	3600	892.712
690	213.784	1025	299.799	1360	382.432	2075	551.522	3650	903.594
700	216.417	1030	301.053	1370	384.859	2100	557.299	3700	914.459
710	219.046	1040	303.560	1375	386.070	2125	563.068	3750	925.309
720	221.670	1050	306.065	1380	387.383	2150	568.830	3800	936.144
725	222.980	1060	308.567	1390	389.705	2175	574.585	3850	946.966
730	224.289	1070	311.066	1400	392.125	2200	580.332	3900	957.773
740	226.904	1075	312.314	1410	394.543	2225	586.072	3950	968.566
750	229.514	1080	313.562	1420	396.959	2250	591.806	4000	979.344
760	232.120	1090	316.055	1425	398.167	2275	597.532	4050	990.108
770	234.721	1100	318.545	1430	399.373	2300	603.252	4100	1000.858
775	236.020	1110	321.032	1440	401.786	2325	608.965	4150	1011.595
780	237.318	1120	323.517	1450	404.197	2350	614.672	4200	1022.318
790	239.912	1125	324.760	1460	406.606	2375	620.372	4250	1033.028
800	242.301	1130	326.000	1470	409.013	2400	626.066	4300	1043.724
810	245.086	1140	328.480	1475	410.214	2425	631.755	4350	1054.409
820	247.668	1150	330.958	1480	411.418	2450	637.437	4400	1065.082
825	248.957	1160	333.433	1490	413.820	2475	643.113	4450	1075.743
830	250.245	1170	335.906	1500	416.220	2500	648.781	4500	1086.390
840	252.819	1175	337.142	1525	422.214	2550	660.093	4550	1097.024
850	255.388	1180	338.376	1550	428.196	2600	671.379	4600	1107.646
860	257.953	1190	340.843	1575	434.168	2650	682.640	4650	1118.257
870	260.515	1200	343.308	1600	440.128	2700	693.877	4700	1128.854
875	261.795	1210	345.770	1625	446.077	2750	705.090	4750	1139.439
880	263.073	1220	348.230	1650	452.016	2800	716.280	4800	1150.012

TABLA 11-1¹ (...continúa).
 (4850 ≤ t_D ≤ 2.0(10)¹²)

t_D	Q(t)	t_D	Q(t)	t_D	Q(t)	t_D	Q(t)
4850	1160.574	8700	1947.065	1.0(10) ⁶	1.462(10) ⁵	6.0(10) ⁹	5.368(10) ⁸
4900	1171.125	8800	1966.942	1.5 "	2.126 "	7.0 "	6.220 "
4950	1181.666	8900	1986.796	2.0 "	2.781 "	8.0 "	7.066 "
5000	1192.198	9000	2006.628	2.5 "	3.427 "	9.0 "	7.909 "
5100	1213.222	9100	2026.438	3.0 "	4.064 "	1.0(10) ¹⁰	8.747 "
5200	1234.203	9200	2046.227	4.0 "	5.313 "	1.5 "	1.288(10) ⁹
5300	1255.141	9300	2065.996	5.0 "	6.544 "	2.0 "	1.697 "
5400	1276.037	9400	2085.744	6.0 "	7.761 "	2.5 "	2.103 "
5500	1296.893	9500	2105.473	7.0 "	8.965 "	3.0 "	2.505 "
5600	1347.709	9600	2125.484	8.0 "	1.016(10) ⁷	4.0 "	3.299 "
5700	1338.486	9700	2144.878	9.0 "	1.134 "	5.0 "	4.087 "
5800	1359.225	9800	2164.555	1.0(10) ⁷	1.252 "	6.0 "	4.868 "
5900	1379.927	9900	2184.216	1.5 "	1.828 "	7.0 "	5.643 "
6000	1400.593	10000	2203.861	2.0 "	2.398 "	8.0 "	6.414 "
6100	1421.224	12500	2688.967	2.5 "	2.961 "	9.0 "	7.183 "
6200	1441.820	15000	3164.780	3.0 "	3.517 "	1.0(10) ¹¹	7.948 "
6300	1452.383	17500	3633.368	4.0 "	4.610 "	1.5 "	1.17(10) ¹⁰
6400	1482.912	20000	4095.800	5.0 "	5.689 "	2.0 "	1.55 "
6500	1503.408	25000	5005.726	6.0 "	6.758 "	2.5 "	1.92 "
6600	1523.872	30000	5899.508	7.0 "	7.816 "	3.0 "	2.29 "
6700	1544.305	35000	6780.247	8.0 "	8.866 "	4.0 "	3.02 "
6800	1564.706	40000	7650.096	9.0 "	9.911 "	5.0 "	3.75 "
6900	1585.077	50000	9363.099	1.0(10) ⁸	1.095(10) ⁷	6.0 "	4.47 "
7000	1605.418	60000	11047.299	1.5 "	1.604 "	7.0 "	5.19 "
7100	1625.729	70000	12708.358	2.0 "	2.408 "	8.0 "	5.89 "
7200	1646.011	75000	13531.457	2.5 "	2.697 "	9.0 "	6.58 "
7300	1666.265	80000	14350.121	3.0 "	3.100 "	1.0(10) ¹²	7.28 "
7400	1686.490	90000	15975.389	4.0 "	4.071 "	1.5 "	1.08(10) ¹¹
7500	1706.688	100000	17586.284	5.0 "	5.032 "	2.0 "	1.42 "
7600	1726.859	125000	21560.732	6.0 "	5.984 "		
7700	1747.002	1.5(10) ⁵	2.538(10) ⁴	7.0 "	6.928 "		
7800	1767.120	2.0 "	3.308 "	8.0 "	7.865 "		
7900	1787.242	2.5 "	4.066 "	9.0 "	8.797 "		
8000	1807.278	3.0 "	4.817 "	1.0(10) ⁹	9.725 "		
8100	1827.319	4.0 "	6.267 "	1.5 "	1.429(10) ⁸		
8200	1847.336	5.0 "	7.699 "	2.0 "	1.880 "		
8300	1867.329	6.0 "	9.113 "	2.5 "	2.328 "		
8400	1887.298	7.0 "	1.051(10) ⁵	3.0 "	2.771 "		
8500	1907.243	8.0 "	1.189 "	4.0 "	3.645 "		
8600	1927.166	9.0 "	1.326 "	5.0 "	4.510 "		

TABLA 11-2⁸

VALORES DEL GASTO ADIMENSIONAL $Q(t)$, PARA DIFERENTES TIEMPOS ADIMENSIONALES t_D , EN ACUIFEROS LIMITADOS, CONSIDERANDO DIFERENTES RELACIONES R_e/R_w .

$R_e/R_w = 1.5$		$R_e/R_w = 2.0$		$R_e/R_w = 2.5$		$R_e/R_w = 3.0$	
t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$
$5.0(10)^{-2}$	0.276	$5.0(10)^{-2}$	0.278	$1.0(10)^{-1}$	0.408	$3.0(10)^{-1}$	0.755
6.0 "	0.304	7.5 "	0.345	1.5 "	0.509	4.0 "	0.895
7.0 "	0.330	$1.0(10)^{-1}$	0.404	2.0 "	0.599	5.0 "	1.023
8.0 "	0.354	1.25 "	0.458	2.5 "	0.681	6.0 "	1.143
9.0 "	0.375	1.50 "	0.507	3.0 "	0.758	7.0 "	1.256
$1.0(10)^{-1}$	0.395	1.75 "	0.553	3.5 "	0.829	8.0 "	1.363
1.1 "	0.414	2.00 "	0.597	4.0 "	0.897	9.0 "	1.465
1.2 "	0.431	2.25 "	0.638	4.5 "	0.962	1.00	1.563
1.3 "	0.446	2.50 "	0.678	5.0 "	1.024	1.25	1.791
1.4 "	0.461	2.75 "	0.715	5.5 "	1.083	1.50	1.997
1.5 "	0.474	3.00 "	0.751	6.0 "	1.140	1.75	2.184
1.6 "	0.486	3.25 "	0.785	6.5 "	1.195	2.00	2.353
1.7 "	0.497	3.50 "	0.817	7.0 "	1.218	2.25	2.507
1.8 "	0.507	3.75 "	0.848	7.5 "	1.229	2.50	2.646
1.9 "	0.517	4.00 "	0.877	8.0 "	1.348	2.75	2.772
2.0 "	0.525	4.25 "	0.905	8.5 "	1.395	3.00	2.886
2.1 "	0.533	4.50 "	0.932	9.0 "	1.440	3.25	2.990
2.2 "	0.541	4.75 "	0.958	9.5 "	1.484	3.50	3.084
2.3 "	0.548	5.00 "	0.983	1.0	1.526	3.75	3.170
2.4 "	0.554	5.50 "	1.028	1.1	1.605	4.00	3.247
2.5 "	0.559	6.00 "	1.070	1.2	1.679	4.25	3.317
2.6 "	0.565	6.50 "	1.108	1.3	1.747	4.50	3.381
2.8 "	0.574	7.00 "	1.143	1.4	1.811	4.75	3.439
3.0 "	0.582	7.50 "	1.174	1.5	1.870	5.00	3.491
3.2 "	0.588	8.00 "	1.203	1.6	1.924	5.50	3.581
3.4 "	0.594	9.00 "	1.253	1.7	1.975	6.00	3.656
3.6 "	0.599	1.00	1.295	1.8	2.022	6.50	3.717
3.8 "	0.603	1.1	1.330	2.0	2.106	7.00	3.767
4.0 "	0.606	1.2	1.358	2.2	2.178	7.50	3.809
4.5 "	0.613	1.3	1.382	2.4	2.241	8.00	3.843
5.0 "	0.617	1.4	1.402	2.6	2.294	9.00	3.894
6.0 "	0.621	1.6	1.432	2.8	2.340	10.00	3.928
7.0 "	0.623	1.7	1.444	3.0	2.380	11.00	3.951
8.0 "	0.624	1.8	1.453	3.4	2.444	12.00	3.967
		2.0	1.468	3.8	2.491	14.00	3.985
		2.5	1.487	4.2	2.525	16.00	3.993
		3.0	1.495	4.6	2.551	18.00	3.997
		4.0	1.499	5.0	2.570	20.00	3.999
		5.0	1.500	6.0	2.599	22.00	3.999
				7.0	2.613	24.00	4.000
				8.0	2.619		
				9.0	2.622		
				10.0	2.624		

TABLA 11-2^a (...continúa).

$R_e/R_w = 3.5$		$R_e/R_w = 4.0$		$R_e/R_w = 4.5$		$R_e/R_w = 5.0$		$R_e/R_w = 6.0$	
t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$
1.00	1.571	2.00	2.442	2.5	2.835	3.0	3.195	6.0	5.148
1.20	1.761	2.20	2.598	3.0	3.196	3.5	3.542	6.5	5.440
1.40	1.940	2.40	2.748	3.5	3.537	4.0	3.875	7.0	5.724
1.60	2.111	2.60	2.893	4.0	3.859	4.5	4.193	7.5	6.002
1.80	2.273	2.80	3.034	4.5	4.165	5.0	4.499	8.0	6.273
2.00	2.427	3.00	3.170	5.0	4.454	5.5	4.792	8.5	6.537
2.20	2.574	3.25	3.334	5.5	4.727	6.0	5.074	9.0	6.795
2.40	2.715	3.50	3.493	6.0	4.986	6.5	5.345	9.5	7.047
2.60	2.849	3.75	3.645	6.5	5.231	7.0	5.605	10.0	7.293
2.80	2.976	4.00	3.792	7.0	5.464	7.5	5.854	10.5	7.533
3.00	3.098	4.25	3.932	7.5	5.684	8.0	6.094	11	7.767
3.25	3.242	4.50	4.068	8.0	5.892	8.5	6.325	12	8.220
3.50	3.379	4.75	4.198	8.5	6.089	9.0	6.547	13	8.651
3.75	3.507	5.00	4.323	9.0	6.276	9.5	6.760	14	9.063
4.00	3.628	5.50	4.560	9.5	6.453	10	6.965	15	9.456
4.25	3.742	6.00	4.779	10	6.621	11	7.350	16	9.829
4.50	3.850	6.50	4.982	11	6.930	12	7.706	17	10.19
4.75	3.951	7.00	5.169	12	7.208	13	8.035	18	10.53
5.00	4.047	7.50	5.343	13	7.457	14	8.339	19	10.85
5.50	4.222	8.00	5.504	14	7.680	15	8.620	20	11.16
6.00	4.378	8.50	5.653	15	7.880	16	8.879	22	11.74
6.50	4.516	9.00	5.790	16	8.060	18	9.338	24	12.26
7.00	4.639	9.50	5.917	18	8.365	20	9.731	25	12.50
7.50	4.749	10	6.035	20	8.611	22	10.07	31	13.74
8.00	4.846	11	6.246	22	8.809	24	10.35	35	14.40
8.50	4.932	12	6.425	24	8.968	26	10.59	39	14.93
9.00	5.009	13	6.580	26	9.097	28	10.80	51	16.05
9.50	5.078	14	6.712	28	9.200	30	10.98	60	16.56
10.00	5.138	15	6.825	30	9.283	34	11.26	70	16.91
11	5.241	16	6.922	34	9.404	38	11.46	80	17.14
12	5.321	17	7.004	38	9.481	42	11.61	90	17.27
13	5.385	18	7.076	42	9.532	46	11.71	100	17.36
14	5.435	20	7.189	46	9.565	50	11.79	110	17.41
15	5.476	22	7.272	50	9.586	60	11.91	120	17.45
16	5.506	24	7.332	60	9.612	70	11.96	130	17.46
17	5.531	26	7.377	70	9.621	80	11.98	140	17.48
18	5.551	30	7.434	80	9.623	90	11.99	150	17.49
20	5.579	34	7.464	90	9.624	100	12.00	160	17.49
25	5.611	38	7.481	100	9.625	120	12.00	180	17.50
30	5.621	42	7.490					200	17.50
35	5.624	46	7.494					220	17.50
40	5.625	50	7.497						

TABLA 11-2⁸(...continúa).

$R_e/R_w = 7.0$		$R_e/R_w = 8.0$		$R_e/R_w = 9.0$		$R_e/R_w = 10.0$	
t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$	t_D	$Q(t)$
9.00	6.861	9	6.861	10	7.417	15	9.965
9.50	7.127	10	7.398	15	9.945	20	12.32
10	7.389	11	7.920	20	12.26	22	13.22
11	7.902	12	8.431	22	13.13	24	14.09
12	8.397	13	8.930	24	13.98	26	14.95
13	8.876	14	9.418	26	14.79	28	15.78
14	9.341	15	9.895	28	15.59	30	16.59
15	9.791	16	10.361	30	16.35	32	17.38
16	10.23	17	10.82	32	17.10	34	18.16
17	10.65	18	11.26	34	17.82	36	18.91
18	11.06	19	11.70	36	18.52	38	19.65
19	11.46	20	12.13	38	19.19	40	20.37
20	11.85	22	12.95	40	19.85	42	21.07
22	12.58	24	13.74	42	20.48	44	21.76
24	13.27	26	14.50	44	21.09	46	22.42
26	13.92	28	15.23	46	21.69	48	23.07
28	14.53	30	15.92	48	22.26	50	23.71
30	15.11	34	17.22	50	22.82	52	24.33
35	16.39	38	18.41	52	23.36	54	24.94
40	17.49	40	18.97	54	23.89	56	25.53
45	18.43	45	20.26	56	24.39	58	26.11
50	19.24	50	21.42	58	24.88	60	26.67
60	20.51	55	22.46	60	25.36	65	28.02
70	21.45	60	23.40	65	26.48	70	29.29
80	22.13	70	24.98	70	27.52	75	30.49
90	22.63	80	26.26	75	28.48	80	31.61
100	23.00	90	27.28	80	29.36	85	32.67
120	23.47	100	28.11	85	30.18	90	33.66
140	23.71	120	29.31	90	30.93	95	34.60
160	23.85	140	30.08	95	31.63	100	35.48
180	23.92	160	30.58	100	32.27	120	38.51
200	23.96	180	30.91	120	34.39	140	40.89
300	24.00	200	31.42	140	35.92	160	42.75
		240	31.34	160	37.04	180	44.21
		280	31.43	180	37.85	200	45.36
		320	31.47	200	38.44	240	46.95
		360	31.49	240	39.17	280	47.94
		400	31.50	280	39.56	320	48.54
		500	31.50	320	39.77	360	48.91
				360	39.88	400	49.14
				400	39.94	440	49.28
				440	39.97	480	49.36
				480	39.98		

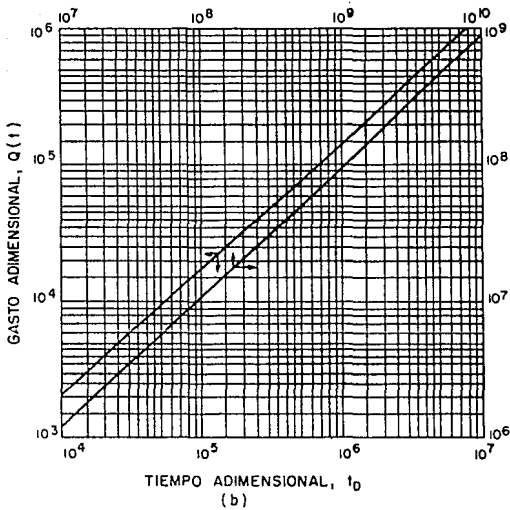
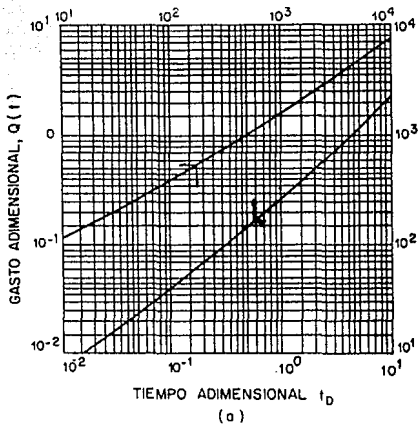


FIG. 11-7.- VALORES DE $Q(t)$ vs. t_D PARA ACUIFEROS INFINITOS!

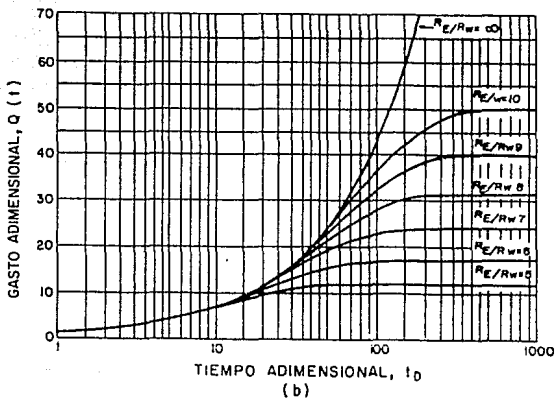
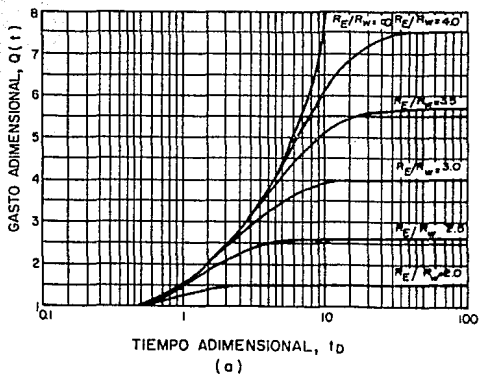


FIG. 11-8.- VALORES DE $Q(t)$ vs. t_D PARA ACUIFEROS LIMITADOS (DIFERENTES R_e/R_w).

ECUACION DE L. T. STANLEY²

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. (11.6):

$$W_e = C_2 \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot (\bar{t})_{n+1-i}^\alpha] \dots\dots\dots (11.9)$$

Stanley observó que las curvas de $Q(t)$ vs. t_D , para los casos de entrada de agua radial o lineal, determinadas por van Everdingen y Hurst, pueden relacionarse mediante la siguiente expresión:

$$Q(t) = (\bar{E})^\alpha \dots\dots\dots (11.10)$$

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 \bar{E} , y que los incrementos unitarios de éste pueden seleccionarse en forma arbitraria. La Ec. (11.9) se obtuvo, por lo tanto, sustituyendo la Ec. (11.10) en la Ec. (11.6). 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 $(\bar{E})^\alpha$ 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.

11.4.- DETERMINACION DE LA ECUACION QUE REPRESENTA LA ENTRADA DE AGUA A UN YACIMIENTO⁴

La ecuación de balance de materia, resuelta a sucesivos periodos de tiempo, permite relacionar los valores obtenidos de la entrada de agua W_e , con la presión en la frontera a cualquier tiempo. Estos valores de W_e se relacionan con las ecuaciones para entrada de agua descritas anteriormente, con el fin de determinar cuál de ellas representa, de la mejor forma posible, el comportamiento del acuífero adyacente al yacimiento en cuestión.

Con este propósito 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. (11.1) u (11.2), dependiendo del tipo de yacimiento-. En la Col. (4) de la Tabla 11-3 se presentan los valores - obtenidos con dicha ecuación. En este caso se consideran periodos de explotación de 6 meses (182.5 días).

11.4.1.- PRUEBA DE LA ECUACION DE SCHILTHUIS.

Expresando la Ec. (11.4) en forma diferencial, se tiene que:

$$\frac{dW_e}{dt} = K(p_i - p) \dots\dots\dots(11.11)$$

Despejando K y aproximando la ecuación a diferencias finitas:

$$K = \frac{\Delta W_e}{(p_i - p) \cdot \Delta t} \dots\dots\dots(11.12)$$

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 11-3 [Cols. (5) a (7)]. En la Col. (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, Col. (7), indican que el comportamiento de la entrada de agua no queda representado, en este caso, por la ecuación de Schilthuis.

11.4.2.- PRUEBA DE LA ECUACION SIMPLIFICADA DE HURST.

Como no se obtuvieron valores de K constantes, al probar la --- Ec. (11.4), se emplearán ahora los datos de la Tabla 11-3 en la Ec. (11.5), la cual, expresada en forma diferencial, queda:

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{C \cdot (p_i - p)}{\log(a \cdot t)} \dots\dots\dots(11.13)$$

Para probar esta ecuación, se determinarán los valores de las - constantes a y C. Igualando las Ecs. (11.11) y (11.13) :

$$K(p_i - p) = \frac{C \cdot (p_i - p)}{\log(a \cdot t)}$$

TABLA 11-3.

PRUEBA DE LA ECUACION DE SCHILTHUIS

(1) t [años]	(2) t [días]	(3) p [kg/cm ²]	(4) W _e [E.B.M.] [m _w]	(5) ΔW _e [m _w]	(6) (p _i - p) [kg/cm ²]	(7) K [Ec.(11.12)]
0.00	000.0	266.67	0	0	0.00	0.00
0.25		266.32				
0.50	182.5	265.34	3943	3943	0.35	61.73
0.75		263.51				
1.00	365.0	260.77	27346	23403	3.16	40.58
1.25		258.73				
1.50	547.5	256.13	76314	48968	7.94	33.79
1.75		252.75				
2.00	730.0	249.38	155490	79176	13.92	31.17
2.25		247.34				
2.50	912.5	245.02	256923	101433	19.33	28.75
2.75		241.65				
3.00	1095.0	240.17	379662	122739	25.02	26.88

y

$$K = \frac{C}{\log(a \cdot t)} \dots \dots \dots (11.14)$$

Despejando C:

$$K \cdot \log(a \cdot t) = C$$

Aplicando las propiedades de los logaritmos:

$$K \cdot \log(a) + K \cdot \log(t) = C \dots \dots \dots (11.15)$$

En esta ecuación, log(a) y C, son constantes; K, según se vio, - varía. Para n periodos de explotación, se tiene la suma:

$$\log(a) \sum_{i=1}^n (K)_i + \sum_{i=1}^n [K_i \cdot \log(t_i)] = nC \dots \dots \dots (11.16)$$

Como se tienen dos incógnitas, es necesario encontrar otra ecuación que contenga a y C. Multiplicando la Ec. (11.15) por t, se tiene:

TABLA 11-4

OBTENCION DE LOS COEFICIENTES a Y C DE LA ECUACION SIMPLIFICADA DE HURST

(1) tiempo [años]	(2) t_i [días]	(3) K_i	(4) $K_i \cdot t_i$	(5) $\log(t_i)$	(6) $K_i t_i \log(t_i)$	(7) $K_i \log(t_i)$
0.00	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0.50	182.5	61.73	11266	2.2613	25475	139.59
1.00	365.0	40.58	14812	2.5623	37953	103.98
1.50	547.5	33.79	18500	2.7384	50660	92.53
2.00	730.0	31.17	22754	2.8633	65152	89.25
2.50	912.5	28.75	26234	2.9602	77659	85.11
3.00	1095.0	26.88	29434	3.0394	89462	81.70

$\sum t_i = 3832.50$ $\sum K_i = 222.90$ $\sum K_i \cdot t_i = 123000$	$\sum K_i t_i \log(t_i) = 346361$ $\sum K_i \log(t_i) = 592.16$ $n = 6$
--	---

Sustituyendo el valor de estos coeficientes en las Ecs. (11.16) y (11.18), se tiene:

$$(222.90)\log(a) + 592.16 = 6.0C$$

$$(123000.00)\log(a) + 346361.00 = 3832.5C$$

Resolviendo estas ecuaciones simultáneas, se obtiene:

$$a = 0.022632$$

$$C = 37.571200$$

$$Kt \log(a) + Kt \log(t) = Ct \dots\dots\dots(11.17)$$

La suma, para n intervalos, es:

$$\log(a) \sum_{i=1}^n K_i \cdot t_i + \sum_{i=1}^n [K_i t_i \log(t_i)] = C \sum_{i=1}^n t_i \dots\dots\dots(11.18)$$

Resolviendo simultáneamente las Ecs. (11.16) y (11.18), se obtienen a y C. En la Tabla 11-4 se presentan los cálculos necesarios para determinar los coeficientes de estas ecuaciones, así como los valores de las constantes a y C. Sustituyendo estos valores en la Ec. (11.5), se tiene que:

$$W_e = 37.5712 \int_0^t \frac{(p_i - p)dt}{\log(0.022632t)} \dots\dots\dots(11.19)$$

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:

$$W_e = 37.5712 \sum_{j=1}^n \frac{182.5(p_i - p)}{\log(0.022632t_j)} \dots\dots\dots(11.20)$$

Para comprobar la precisión 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 11-5, observándose que los resultados coinciden excelentemente con los obtenidos de la ecuación de balance de materia [compárese Col. (4) de la Tabla 11-3 con Col. (7) de la Tabla 11-5]. 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 11-5.

PRUEBA DE LA ECUACION SIMPLIFICADA DE HURST

$$W_e = 37.5712 \sum_{j=1}^n \frac{(p_i - p)182.5}{\log(0.022632t_j)}$$

(1) n	(2) t [años]	(3) t _j [días]	(4) log(0.022632t _j)	(5) (p _i - p) [kg/cm ²]	(6) Sumatoria	(7) V _e [m ³]
0	0.00	-----	-----	-----	-----	0
1	0.50	182.5	0.615986	0.35	103.6956	3996
2	1.00	365.0	0.917016	3.16	732.5833	27524
3	1.50	547.5	1.093107	7.94	2058.2082	77329
4	2.00	730.0	1.218046	13.92	4143.8437	155689
5	2.50	912.5	1.314956	19.33	6826.6141	256484
6	3.00	1095.0	1.394137	25.02	10101.8660	379539

11.4.3.- PRUEBA DE LA ECUACION DE VAN EVERDINGEN Y HURST.

En rigor, la Ec. (11.6) 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. (11.8)] deben determinarse por ensayo y error. Como los valores de Q(t) dependen de los límites del acuífero (de la relación R_e/R_w), en ocasiones será necesario calcular la sumatoria para diferentes relaciones de R_e/R_w , cuando el acuífero es limitado. Sin embargo, si se consideran pequeños periodos de tiempo, o si la relación R_e/R_w es mayor de 10, se puede considerar que el acuífero es infinito y los valores de Q(t) pueden obtenerse de la Tabla 11-1.

Se considera que la Ec. (11.6) puede representar el comportamiento de un acuífero cuando el valor de B, despejado de esta ecuación, se mantiene constante durante los periodos de explotación considerados. Así pues, despejando B de la Ec. (11.6):

$$B = \frac{W_e}{\sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot Q(t)_{n+1-i}]} \dots\dots\dots(11.21)$$

En la Tabla 11-6 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 periodo, 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 periodos de explotación más pequeños.

Se consideró que el acuífero es infinito (se estimó que la relación $R_e/R_w > 10$). El tiempo adimensional se determinó con la Ec. (11.8), sustituyendo la siguiente información del acuífero:

- k = 275 md.
- ϕ = 0.209
- μ_w = 0.25 cp.
- R_w = 1770 m.
- c_e = 8.534×10^{-5} [kg/cm²]⁻¹

De esta forma:

$$t_D = 0.1644t \dots\dots\dots(11.22)$$

TABLA 11-6.

PRUEBA DE LA ECUACION DE VAN EVERDINGEN Y HURST

(1) n	(2) t [días]	(3) t _D	(4) Q(t) _i	(5) p [kg/cm ²]	(6) (Δp) _i [kg/cm ²]	(7) Sumatoria	(8) W _e [E.B.M.]	(9) B _i
0	-----	--	-----	266.67	-----	-----	-----	-----
1	182.5	30	16.742	265.34	0.665	11.1334	3943	354.16
2	365.0	60	28.691	260.77	2.950	68.4684	27346	399.40
3	547.5	90	39.626	256.13	4.605	188.0867	76314	405.74
4	730.0	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	1095.0	180	69.512	240.17	4.605	915.1639	379662	414.86

Consideraciones:

Acuífero Infinito ($R_e/R_w > 10$)

$t_D = 0.1644t$

Para $n = 1$:

$$\Delta p = \frac{(p_i - p_1)}{2}$$

Donde p_i = presión inicial del yacimiento.

Para $n \geq 2$:

$$\Delta p = \frac{(p_{n-2} - p_n)}{2}$$

$$B = \frac{\sum_{i=2}^n B_i}{n} = 408.43$$

Donde: t = tiempo real, [días].

Por último, en el cálculo de la sumatoria —Col. (7) de la Tabla 11-6— se aplicó el principio de superposición. La ecuación queda entonces, usando un valor promedio de B, como:

$$W_e = 408.43 \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot Q(t)_{n+1-i}] \dots\dots\dots(11.23)$$

11.4.4.- PRUEBA DE LA ECUACION DE STANLEY.

En la Tabla 11-7 se muestran los cálculos obtenidos al aplicar el método de Stanley, para determinar la constante de entrada de agua (C), de la Ec. (11.9). Se consideró que existía flujo radial, por lo que se usó un valor de $\alpha = 0.80$, dando como resultado valores de C muy semejantes después del primer periodo -Col. (9) de la Tabla 11-7-. El valor promedio de C, para esos periodos, resultó de 6775, quedando la ecuación de la siguiente forma:

$$W_e = 6775 \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot (\bar{E})_{n+1-i}^{\alpha}] \dots\dots\dots(11.24)$$

TABLA 11-7.

PRUEBA DE LA ECUACION DE STANLEY

(1) n	(2) \bar{t}_i	(3) t [días]	(4) p [kg/cm ²]	(5) W_e [E.B.M.]	(6) $(\Delta p)_i^*$ [kg/cm ²]	(7) $(\bar{E})_i^\alpha$	(8) Sumatoria	(9) C_i
0	0	-----	266.67	-----	-----	-----	-----	-----
1	1	182.5	265.34	3943	0.665	1.0000	0.6650	5929
2	2	365.0	260.77	27346	2.950	1.7411	4.1078	6657
3	3	547.5	256.13	76314	4.605	2.4082	11.3427	6728
4	4	730.0	249.38	155490	5.695	3.0314	22.8328	6810
5	5	912.5	245.02	256923	5.555	3.6239	37.9128	6777
6	6	1095.0	240.17	379662	4.605	4.1930	55.0180	6901

$\alpha = 0.80$ (flujo radial).

*Para el primer periodo (n = 1):

$$\Delta p = \frac{(p_i - p_1)}{2}$$

Donde: p_i = presión inicial del yacimiento.

Para los siguientes periodos (n ≥ 2):

$$\Delta p = \frac{(p_{n-2} - p_n)}{2}$$

11.5.- DETERMINACION SIMULTANEA DE N Y C EN YACIMIENTOS BAJOSATURADOS*

Hasta el momento, se ha supuesto que el volumen original de hidrocarburos es un dato determinado mediante métodos volumétricos, y no con la E.B.M. Sin embargo, el valor de N deberá obtenerse además, a partir de esta ecuación, la cual, para el caso de yacimientos bajosaturados, presenta dos incógnitas: N y W_e ; y dentro de W_e se halla implícita la constante de entrada de agua C, que es en realidad la incógnita a determinar. A continuación se explicará un procedimiento para obtener simultáneamente N y C.

DATOS NECESARIOS:

Los datos requeridos para determinar N y C, son:

- 1.- Datos obtenidos de la historia de producción, como: p, N_p y W_p , al final de cada periodo de explotación considerado.
- 2.- Datos relativos a las propiedades de los fluidos y características del yacimiento, como: p_i , p_b , c_e , el factor de volumen del agua (B_w) y el factor de volumen del aceite (B_o) en función de la presión.

ECUACIONES:

- 1.- La ecuación de balance de materia [Ec. (11.1)]:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N B_{oi} c_e \Delta'p \quad \dots\dots\dots(11.1)$$

Donde:

$$\Delta'p = \frac{p_i - p_n}{[\text{kg/cm}^2]}, \text{ para un periodo } n \text{ de explotación,}$$

$$p_i = \text{presión inicial del yacimiento, [kg/cm}^2].$$

- 2.- Ecuación de entrada de agua, [Ec. (11.9)]:

$$W_e = C \cdot \sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot (\bar{E})_{n+1-i}^\alpha] \quad \dots\dots\dots(11.9)$$

Donde:

$$(\Delta p)_1 = \frac{p_i - p_1}{2} \quad \text{para el primer periodo } (n = 1).$$

$$(\Delta p)_n = \frac{p_{n-2} - p_n}{2} \quad \text{para los demás periodos } (n \geq 2).$$

- 3.- Compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos en el yacimiento [Ec. (3.55)]:

$$c_e = \frac{s_o c_o + s_w c_w + c_f}{1 - s_w} \quad \dots\dots\dots(3.55)$$

PROCEDIMIENTO.

- 1.- A partir de la fecha inicial de producción, considerar períodos de explotación de 3 o 6 meses cada uno, y enumerarlos. El número de período corresponde también al valor del tiempo indimensional (\bar{t}).
- 2.- Con los datos de la historia del comportamiento del yacimiento, obtener, para cada período, los valores correspondientes de p , N_p y W_p , así como los de B_o , $N_p B_o$, $W_p B_w$, Δp y $\Delta'p$.
- 3.- Calcular $(\bar{t})^\alpha$ para cada período, considerando $\alpha = 0.80$.
- 4.- Aplicando el principio de superposición, determinar para cada período los valores de:

$$\sum_{i=1}^n [(\Delta p)_i \cdot (\bar{t})_{n+1-i}^\alpha]$$

- 5.- Suponer un valor de N y obtener la entrada de agua W_e para cada período, por medio de la Ec. (11.1).
- 6.- Calcular el valor de C para cada período, con la Ec. (11.9).
- 7.- Repetir los pasos 5 y 6 suponiendo diferentes valores de N .
- 8.- Graficar C vs. \bar{t} para los valores de N supuestos.
- 9.- Seleccionar el valor de N y C correspondientes a la curva de N que manifieste menores variaciones de C .
Si la gráfica de C vs. \bar{t} no muestra una secuencia definida en los valores de C , repita el procedimiento calculando el paso 3, con $\alpha = 0.50$.

Si en la gráfica de C vs. \bar{t} se observa que la constante de entrada de agua aumenta a ritmo constante, después de cierto período, se tendrá una indicación de que el depresionamiento transmitido, ha alcanzado los límites del acuífero (acuífero limitado). Este caso puede tratarse considerando que a partir de cierto período o tiempo indimensional en el que se observe el aumento constante de C , los valores de $(\bar{t})^\alpha$ permanecen constantes.

11.6.- DETERMINACION SIMULTANEA DE N Y C EN YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO.

La obtención de N y C para yacimientos de aceite saturado puede efectuarse en forma similar al caso anterior. A grandes rasgos, el procedimiento consiste en suponer valores de N , obtener W_e a diferentes períodos de tiempo y calcular el valor correspondiente de C . En este caso, sin embargo, existe una incógnita más: el tamaño del casquete de gas, implícito en m ; por lo que este valor deberá obtenerse de datos geológicos y de registros de pozos. La entrada de agua (W_e) para este tipo de yacimientos se

determina a partir de la Ec. (11.2):

$$W_g = N(B_L - B_{Li}) - NmB_{Li} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w \dots \dots \dots (11.2)$$

Por supuesto, los datos necesarios de las propiedades de los fluidos aumentan, ya que, en este caso, se está manejando además la fase gaseosa, con el aceite y el agua.

En el siguiente capítulo se indica otra forma de evaluar N y C, mediante la ecuación de balance de materia en forma de línea recta.

11.7.- ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE LA ENTRADA DE AGUA:

Para que ocurra entrada de agua a un yacimiento es necesario, por supuesto, que exista adyacente al mismo, un acuífero capaz de facilitar la invasión de la zona productora de hidrocarburos. El abatimiento de presión provocado en el yacimiento, por la extracción, se transmite al acuífero, permitiendo entonces que la roca y los fluidos contenidos en el mismo se expandan, impulsando hacia el yacimiento el agua contenida en el acuífero.

Algunos yacimientos poseen en su parte inferior acumulaciones de aceite asfáltico, formando verdaderas barreras, que impiden la invasión del yacimiento por el acuífero, hasta que el abatimiento de presión en dicha zona permita la infiltración provocada por el empuje hidráulico. En este caso se requerirá un periodo de explotación relativamente extenso para obtener evidencia de la magnitud del empuje aludido.

La determinación del volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua, cuando se tiene incertidumbre en la historia de presión del yacimiento, podrá resolverse por tanteos, suponiendo diferentes historias de producción, en las cuales se consideren como puntos básicos los obtenidos de los levantamientos de presión. Sin embargo, este procedimiento podría forzar el comportamiento del acuífero a determinado régimen y/o sistema de flujo, por lo que deberá emplearse con reserva y sólo cuando se carezca de datos suficientes o confiables.

Por otra parte, la geometría y propiedades de difusión de algunos acuíferos son extremadamente complejas, de tal manera que habrá necesidad de ensayar, en algunos casos, con diversas relaciones de funciones crecientes de tiempos indimensionales cuando se sospeche la existencia de acuíferos infinitos; y se ensayará, a partir de cierto periodo de tiempo indimensional, con valores constantes de la función, cuando la frontera externa del acuífero se considere limitada.

De lo expuesto anteriormente se infiere que, en términos generales, el comportamiento de los acuíferos que responden a un régimen de flujo transitorio, podrá expresarse matemáticamente -- una vez que se determine la función de tiempo dimensional que reproduzca la historia del yacimiento, pero sin dejar de observar que en periodos posteriores de explotación podrán presentarse cambios en dicha función si variasen las condiciones geométricas o de difusión del acuífero, más allá del radio de drenaje provocado durante los periodos de explotación estudiados con anterioridad.

Se considera también importante resaltar el hecho de que durante los primeros periodos de explotación, la aplicación de la ecuación de balance de materia proporcionará resultados erráticos, por las razones expuestas en los Capítulos IV y V, y que a continuación se resumen:

- 1.- La E.B.M., utilizada para obtener el volumen original de hidrocarburos, ha sido derivada considerando al yacimiento -- como una unidad. Durante los periodos iniciales de explotación, el campo estará parcialmente desarrollado, lo cual impedirá estimar correctamente la presión media del yacimiento o la presión en su frontera externa.
- 2.- Los valores tanto del numerador como del denominador, de los factores que intervienen en esta ecuación, tienden a ser, por lo que el valor de N es extremadamente sensible a cualquier error que afecte los factores aludidos, principalmente a la presión del yacimiento. Por esta razón, los valores de N y/o C , obtenidos durante la explotación inicial del yacimiento, deberán considerarse como datos comparativos con los que se obtengan en periodos subsiguientes, desechando aquéllos que no muestren una tendencia uniforme.

Por otra parte, el acuífero responderá en forma consistente a su régimen de flujo específico, hasta que transcurra el tiempo de explotación necesario para que se transmita el depresionamiento en forma regular en el mismo.

Se indica también que el yacimiento se considerará baj saturado mientras no exista en él saturación de gas, independientemente del valor que se obtenga de su presión media. Una vez que se presente en el yacimiento saturación de gas, aunque sea en zonas aisladas, el mecanismo de desplazamiento cambiará parcialmente y la ecuación de balance de materia como se ha visto, no deberá aplicarse, puesto que en su desarrollo se han supuesto condiciones uniformes en las características y propiedades del yacimiento.

REFERENCIAS.

- 1.- Craft, B.C. y Hawkins, M.F.
"Applied Petroleum Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Co., 1958.
- 2.- Mueller, T.D.
"Transient Response of Nonhomogeneous Aquifers".
Trans. of AIME, 1962.
- 3.- Muskat, M.
"Physical Principles of Oil Production".
McGraw Hill Book Co. Inc. N.Y., 1949.
- 4.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 5.- Amyx, J.W.; Bass, D.M., y Whiting, R.L.
"Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties".
McGraw Hill Book Co., 1960.
- 6.- Schilthuis, R.J.
"Active Oil and Reservoir Energy".
Trans. of AIME, 1936.
- 7.- Hurst, W.
"Water Influx into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance".
Trans. of AIME, 1943.
- 8.- Van Everdingen, A.F. y Hurst, W.
"The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs".
Trans. of AIME, 1949.
- 9.- Stanley, L.T.
"Curve-Fitting Cuts Material Balance Calculations".
Petroleum Engineer, agosto 1961.

C A P I T U L O X I I

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN FORMA DE RECTA

12.1.- INTRODUCCION.

Debido a las consideraciones tomadas en la derivación de la ecuación de balance de materia (E.B.M.), los resultados obtenidos a través de ella deben satisfacer ciertas condiciones para que sean confiables y puedan usarse en los cálculos de predicción. En los Capítulos IV y V se mencionaron estas condiciones, que generalmente son: 1) la consistencia de los resultados obtenidos a partir de la E.B.M., y 2) la coincidencia de estos resultados con respecto a los determinados mediante métodos volumétricos. Normalmente se enfatiza en la importancia de este segundo criterio, particularmente cuando se trata de la determinación del volumen original de hidrocarburos (N).

En realidad, los valores obtenidos con ayuda de métodos volumétricos se basan en datos geológicos y petrofísicos cuya precisión no está asegurada. Además, se ha hecho una distinción entre los valores de N determinados a partir de la E.B.M. y mediante métodos volumétricos: El valor de N calculado con la E.B.M. corresponde al aceite que contribuye a la historia de presión del yacimiento, al que se le llama "aceite activo"; mientras que el volumen de aceite inicial obtenido por métodos volumétricos, se refiere al aceite total, parte del cual puede no contribuir a dicha historia, por encontrarse en las partes poco permeables o aisladas del yacimiento. Así, la diferencia entre estos dos valores puede ser bastante significativa y, por lo tanto, la coincidencia entre ellos no debe ser determinante para definir cuál de los dos métodos es el correcto.

En este capítulo se analiza una tercera condición que debe satisfacer la ecuación de balance de materia, la cual tiene una importancia física y matemática? No está sujeta a interpretaciones geológicas o petrofísicas, y quizá sea la más importante. Es un método propuesto por Havlena y Odeh? Consiste en reorganizar la E.B.M. de tal manera que al graficar un grupo de variables contra otro grupo, de dicha ecuación, se obtenga una línea recta, y a partir de ella determinar gráficamente los valores de las incógnitas que intervienen en la ecuación.

El aspecto más importante de este método es que en él tienen especial importancia la secuencia de los puntos graficados, la dirección en la cual se grafican y la forma de la gráfica resultante, imprimiendo dinamismo al proceso para encontrar la solución final. Es decir, mediante la graficación de los puntos y -

del análisis de estas gráficas se van tomando decisiones con el fin de hacer correcciones y nuevas consideraciones, hasta llegar a la solución correcta.

12.2.- SOLUCION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO:

La ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado, se representa mediante la Ec. (5.10):

$$\begin{aligned}
 N_p[B_t + B_g(R_p - R_{si})] + W_p B_w &= N(B_t - B_{ti}) + Nm B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e \\
 &= N(B_t - B_{ti}) + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + W_e \\
 &\dots\dots\dots(5.10)
 \end{aligned}$$

El primer miembro en la izquierda de la ecuación representa la producción neta de fluidos en el yacimiento. El segundo, incluye los efectos de la expansión del aceite y del gas libre, además de la entrada de agua. Haciendo:

$$F = N_p[B_t + B_g(R_p - R_{si})] + W_p B_w \dots\dots\dots(12.1)$$

$$E_o = B_t - B_{ti} \dots\dots\dots(12.2)$$

y

$$E_g = B_g - B_{gi} \dots\dots\dots(12.3)$$

Sustituyendo las Ecs. (12.1), (12.2) y (12.3) en la Ec. (5.10):

$$F = N E_o + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g + W_e \dots\dots\dots(12.4)$$

Se considerará que la entrada de agua al yacimiento queda representada por la ecuación simplificada de Stanley [Ec. (11.9)], de acuerdo a lo expuesto en el capítulo anterior:⁴

$$W_e = C_f \sum_{i=1}^n \{ (\Delta p)_i \cdot (\bar{\epsilon})_{n+1-i}^\alpha \} \dots\dots\dots(11.9)$$

Sustituyendo esta ecuación, aún más simplificada, en la Ec. --- (12.4):

$$F = NE_0 + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g + C \cdot \Sigma \Delta p(\bar{t})^\alpha \dots\dots\dots(12.5)$$

Esta es la forma más general de la E.B.M. en la que se incluyen los tres mecanismos de empuje. A continuación se presentan algunas formas de representar mediante una recta la Ec. (12.5). Las curvas se construyen graficando puntos para diferentes tiempos de producciones acumulativas.

12.2.1.- YACIMIENTOS SATURADOS SIN EMPUJE HIDRAULICO.

Como no existe entrada de agua ($W_e = 0$ y $W_p \neq 0$) en este tipo de yacimientos, la E.B.M. se reduce a:

$$F = NE_0 + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g \dots\dots\dots(12.6)$$

A partir de esta ecuación se analizarán varios casos.

CASO 1.- NO HAY CASQUETE DE GAS INICIAL.

En este caso $m = 0$, por lo que la Ec. (12.6) se simplifica a:

$$F = NE_0 \dots\dots\dots(12.7)$$

Esta es la ecuación de una recta de la forma $y=mx$, donde:

- y = ordenada.
- x = abscisa.
- m = la pendiente.

Graficando los puntos F vs. E_0 se obtiene una recta que pasa -- por el origen y cuya pendiente es igual a N. En la Fig. 12-1 se presenta la gráfica de este caso. Obsérvese que durante las primeras etapas de explotación no hay alineamiento de los puntos -- representado por la parte discontinua de la recta--, ya que durante estas etapas se tiene gran imprecisión en los datos que intervienen en la E.B.M. (pVT, presiones y de producción). Cuando se presenta esta situación, los puntos que no se alinean no se toman en cuenta al tratar de delinear la recta y pueden ser -- excluidos en todos los análisis siguientes.

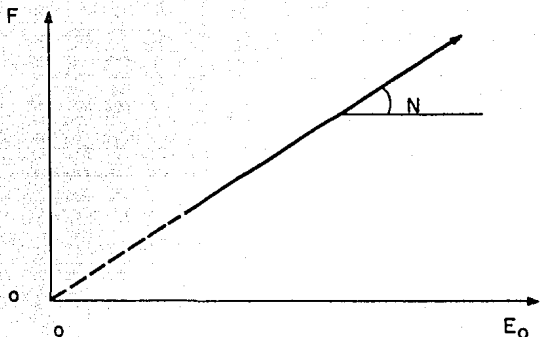


FIG. 12-1.- GRAFICA DE E_0 vs. F .
YACIMIENTO DE ACEITE SATURADO. $w_e = 0$ Y $m = 0$;
 N DESCONOCIDO.

CASO 2.-
CASQUETE DE GAS INICIAL CONOCIDO.

En este caso existe un casquete de gas inicial, pero su tamaño - es conocido (m es un dato), de manera que la única incógnita en la Ec. (12.6) sigue siendo N . Factorizando N , en esta ecuación, se tiene:

$$F = N(E_0 + m \frac{B_{Ti}}{B_{Gi}} E_g) \dots\dots\dots(12.8)$$

También esta es la ecuación de una recta de la forma $y = mx$; sólo que en este caso el valor de la abscisa cambia a:

$$E_0 + m \frac{B_{Ti}}{B_{Gi}} E_g$$

Una gráfica de F vs. el coeficiente de N , dará como resultado -- una recta similar a la de la Fig. 12-1, también con una pendiente igual a N .

CASO 3.-
CASQUETE DE GAS INICIAL DESCONOCIDO.

En este caso existe una capa de gas, pero no se conoce su tamaño. Se tienen entonces dos incógnitas en la Ec. (12.6): m y N. El caso puede resolverse de dos formas, dependiendo del manejo que se haga de la Ec. (12.6):

a) Primer Procedimiento:

Se emplea el valor de G, considerando que:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{ti}}$$

De donde:

$$G = Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} \dots\dots\dots(12.9)$$

Sustituyendo en la Ec. (12.6):

$$F = NE_0 + GE_g \dots\dots\dots(12.10)$$

Dividiendo entre E_0 :

$$\frac{F}{E_0} = N + G \frac{E_g}{E_0} \dots\dots\dots(12.11)$$

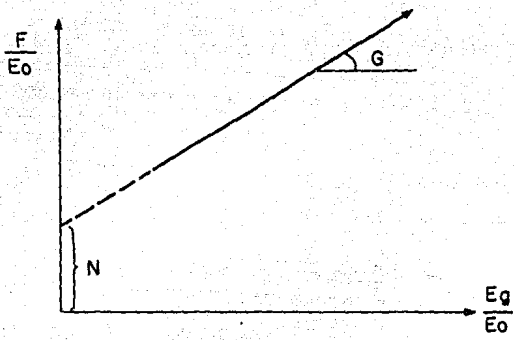
Esta ecuación corresponde a la de una recta de la forma $y = mx + b$, donde b es la ordenada al origen, dada en este caso por N. Una gráfica de $[F/E_0]$ vs. $[E_g/E_0]$ proporcionará una recta con pendiente igual a G y ordenada al origen igual a N, como la que se muestra en la Fig. 12-2(a).

b) Segundo Procedimiento:

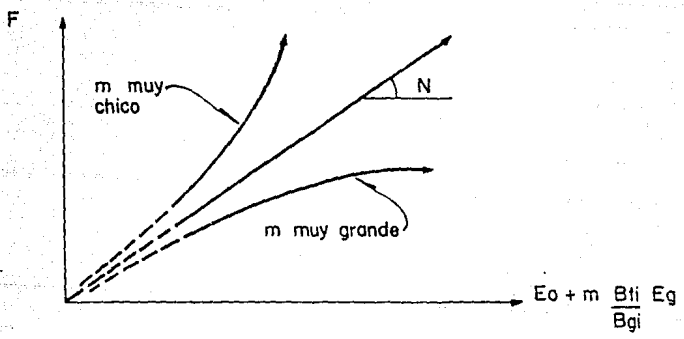
Se hace uso de la Ec. (12.6) tal cual es, factorizando N:

$$F = N(E_0 + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g) \dots\dots\dots(12.12)$$

La ecuación de la recta en este caso, es de la forma $y = mx$. En este procedimiento se supone un valor de m y se grafican $[F]$ vs. $[E_0 + m(B_{ti}/B_{gi})E_g]$. Si la suposición de m es correcta, al graficar se obtendrá una recta que pasa por el origen con una pendiente igual a N. Si el valor supuesto de m es muy pequeño, la línea mostrará una curvatura hacia arriba; - en cambio, si el valor de m es grande, la línea tendrá una - curvatura hacia abajo. En la Fig. 12-2(b) se muestran estas tres posibilidades. Se deberán suponer varios valores de m,



(a)



(b)

FIG. 12-2.- GRAFICA DE LA E.B.M. PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO. $w_e = 0$; N Y m DESCONOCIDOS.³

hasta que la gráfica dé como resultado una recta.

La solución mediante este segundo procedimiento es mejor que la solución a través de la Ec. (12.11) —primer método—, ya que en aquél se especifica que la línea debe partir del origen. Sin embargo, se recomienda usar ambos métodos en cualquier caso, como comprobación.

12.2.2.- YACIMIENTOS SATURADOS CON EMPUJE HIDRAULICO.

Para el análisis de estos yacimientos, se utilizará la Ec. --- (12.5) que corresponde a la E.B.M. general. Se analizarán también varios casos, dependiendo de la existencia de un casquete de gas inicial y del tamaño del acuífero adyacente al yacimiento.

CASO 4.- NO HAY CASQUETE DE GAS INICIAL.

Como $m = 0$, la Ec. (12.5) se reduce a:

$$F = NE_0 + C \cdot \Sigma \Delta p(\bar{r})^\alpha \dots\dots\dots(12.13)$$

Dividiendo entre E_0 :

$$\frac{F}{E_0} = N + C \cdot \frac{\Sigma \Delta p(\bar{r})^\alpha}{E_0} \dots\dots\dots(12.14)$$

El problema en este caso, es encontrar las dos incógnitas N y C . Calculando el valor de la sumatoria para cada periodo y graficando $\{F/E_0\}$ vs. $\{(\Sigma \Delta p(\bar{r})^\alpha)/E_0\}$, se obtendrá una recta, siempre y cuando las consideraciones sobre la geometría del acuífero -- sean correctas, siendo N la ordenada al origen y C la pendiente.

Para obtener una recta, se tendrán que hacer varios ensayos. Como primer ensayo se deberá suponer un acuífero infinito con empuje radial. Si se obtiene una curva en forma de S como la que se muestra en la Fig. 12-3(a), la suposición de flujo radial -- ($\alpha = 0.80$) es incorrecta, por lo que deberá suponerse a continuación la existencia de flujo lineal ($\alpha = 0.50$).

Si el acuífero no es infinito, entonces pueden presentarse dos posibilidades:

Obtener una curva hacia abajo que indicaría que el valor de la sumatoria es muy grande, por lo que deberá suponerse un acuífe-

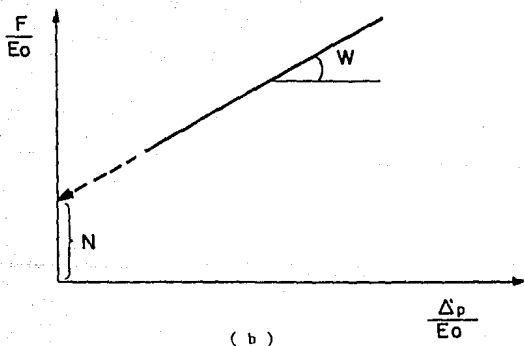
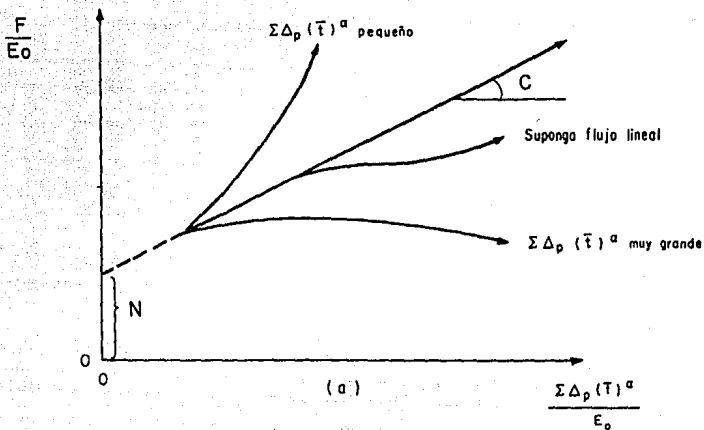


FIG. 12-3.- GRAFICA DE LA E.B.M. PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO CON ENTRADA DE AGUA. $m = 0$; N Y C DESCONOCIDOS.³

ro más pequeño, disminuyendo para tal efecto el periodo a partir del cual $(\bar{t})^\alpha$ permanece constante. Si por el contrario, se obtiene una curva hacia arriba, como la que se muestra en la Fig. 12-3(a), el valor de $[\Sigma \Delta p(\bar{t})^\alpha]$ es pequeño y deberá suponerse un acuífero más grande, aumentando el periodo a partir del cual $(\bar{t})^\alpha$ permanece constante. Si no se observa ninguna de las cuatro tendencias presentadas en la Fig. 12-3(a), en los puntos graficados, se tendrán que revisar los cálculos y/o los datos para encontrar el error.

ACUIFERO PEQUEÑO.

Si el acuífero adyacente al yacimiento es muy pequeño, la ecuación de entrada de agua puede representarse a través de la Ec. (11.9) modificada:

$$W_e = C \cdot \Sigma \Delta' p (\bar{t})^\alpha \dots \dots \dots (12.15)$$

Donde: $\Delta' p = p_i - p$, [kg/cm²].

O por una ecuación más simple, pero aproximada:

$$W_e = C' \cdot \Delta' p \dots \dots \dots (12.16)$$

Donde: C' = constante de entrada de agua, dada por:

- $C' = W c_w$, [$m_w^3 - (\text{kg/cm}^2)^{-1}$].
- W = volumen de agua en el acuífero, suponiendo que -- existen condiciones de entrada de agua en régimen permanente, [m_w^3].
- c_w = compresibilidad del agua del acuífero, [kg/cm^2]⁻¹.
- $\Delta' p = p_i - p$, [kg/cm²].

Sustituyendo la Ec. (12.16) en la E.B.M. [Ec. (12.13)] y dividiendo entre E_o :

$$\frac{F}{E_o} = N + C' \frac{\Delta' p}{E_o} \dots \dots \dots (12.17)$$

Graficando $[F/E_o]$ vs. $[\Delta' p/E_o]$ se obtendrá una recta de la forma $y = mx + b$, con una pendiente igual a C' y ordenada al origen igual a N . En este caso, los puntos se graficarán hacia atrás; o sea, en sentido inverso, como se muestra en la Fig. --- 12-3(b).

La inversión en la secuencia de los puntos se debe a que la expansión del aceite (E_o) aumenta más rápidamente que la $\Delta' p$, por

lo que la relación $[\Delta'p/E_0]$ disminuye al disminuir la presión. Como C' es siempre una constante positiva y representa la pendiente de la recta, el valor de $[F/E_0]$ forzosamente deberá disminuir también conforme decrece la presión; por lo tanto, los puntos deben graficarse en sentido inverso.

Si se desprecia, en este caso, la entrada de agua cuando se verifican los cálculos, el valor resultante de $[F/E_0]$, que es igual al valor aparente de N, disminuirá con el tiempo [la Ec. (12.17) se reduce a $F/E_0 \approx N$].

Este sentido inverso en la graficación de los puntos ocurre cuando se ha alcanzado la frontera externa del acuífero y el flujo es permanente. Sin embargo, en la práctica es común que durante las primeras etapas de explotación del yacimiento en las que el depresionamiento no alcanza aún los límites externos del acuífero el flujo sea transitorio; por lo que la secuencia en la gráfica de los puntos será hacia adelante de acuerdo a lo mostrado en la Fig. 12-3(a). Una vez que la frontera externa del acuífero empieza a depresionarse, se invertirá la secuencia y los puntos deberán graficarse hacia atrás, como ya se ha indicado. También puede invertirse temporalmente la secuencia cuando se observa un cambio apreciable en el programa de explotación. Pero aun en estos casos los puntos se alinearán a la misma recta si se usan los parámetros correctos.

CASO 5.-
CASQUETE DE GAS INICIAL CONOCIDO.

En este caso existe un casquete inicial de gas, pero su tamaño es conocido, por lo que la E.B.M. contiene las mismas incógnitas del caso anterior: N y C. Dividiendo la Ec. (12.5) entre $[E_0 + m(B_{ti}/B_{gi})E_g]$, se tiene que:

$$\frac{F}{E_0 + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g} = N + C \frac{\Gamma \Delta p (\bar{r})^a}{E_0 + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g} \dots\dots\dots(12.18)$$

Si se grafica el miembro izquierdo de esta ecuación contra el término que multiplica a C en el miembro derecho, se obtendrá una recta si las suposiciones de la geometría del acuífero y su tamaño son correctas. Si la línea obtenida no es una recta, se aplicarán los principios del caso anterior [Caso 4, Fig. 12-3(a)].

ACUÍFERO PEQUEÑO.

Si el acuífero adyacente es muy pequeño, la ecuación de entrada de agua puede aproximarse con la Ec. (12.16); de manera que, substituyéndola en la Ec. (12.18):

$$\frac{F}{E_o + m \frac{B_{fi}}{B_{gi}} E_g} = N + C' \frac{A' p}{E_o + m \frac{B_{fi}}{B_{gi}} E_g} \dots\dots\dots(12.19)$$

Al graficar el miembro izquierdo de la ecuación contra el término que multiplica a C', se obtendrá una recta similar a la de la Fig. 12-3(b), con pendiente C' precisamente. Al igual que para el caso de esta figura, los puntos se graficarán inversamente, cuando se empiece a manifestar el efecto de la frontera externa del acuífero, como ya se explicó en dicho caso.

Antes de terminar con todos los casos de yacimientos saturados con empuje hidráulico, se debe puntualizar que no es necesario conocer la geometría del acuífero. Si se consigue determinar la expresión de valores $(\bar{t})^2$ que satisfaga la linealidad de la gráfica, la solución obtenida será aceptable. De aquí se concluye que teóricamente es posible encontrar más de un juego de propiedades del acuífero que resuelvan el problema. Sin embargo, los valores de N y W_e calculados para cada caso, serán iguales.

CASO 6.-
CASQUETE DE GAS INICIAL DESCONOCIDO.

La solución de este caso que corresponde al más complicado para yacimientos saturados, ya que se tienen tres incógnitas en la E.B.M.: N, m y C' no se aborda con detalle debido a que se requiere una extraordinaria precisión en los datos, lo cual limita su aplicación.

Sólo se mencionará que para su resolución deberán emplearse derivadas con respecto a la presión y procedimientos algebraicos sobre la Ec. (12.5). Se determinarán primero N y C de la ecuación obtenida al aplicar tales procedimientos, y finalmente m con la Ec. (12.5). El valor correcto de m se calcula mediante mínimos cuadrados. El detalle para la solución de este caso se explica en la Ref. 2.

12.3.- SOLUCION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS²

La E.B.M. para yacimientos de aceite bajosaturado está dada por la Ec. (4.12):

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_{oi} c_e \Delta' p + W_e \dots\dots\dots(4.12)$$

Donde: c_e = compresibilidad efectiva del sistema (yacimiento, en este caso), dada por la Ec. (3.55).

La solución de esta ecuación es más simple que para el caso de yacimientos saturados, pues en ella sólo se tendrán como máximo dos incógnitas: N y la constante de entrada de agua C, si existe empuje hidráulico.

12.3.1.- YACIMIENTOS BAJOSATURADOS SIN EMPUJE HIDRAULICO.

CASO 1.-

Como no hay entrada de agua y la producción de ésta es despreciable, la Ec. (4.12) se reduce a:

$$N_p B_o = N B_{oi} c_e \Delta' p \dots\dots\dots (12.20)$$

Una gráfica de $[N_p B_o]$ vs. $[B_{oi} c_e \Delta' p]$ dará como resultado una recta que pasa por el origen y con una pendiente igual a N, parecida a la de la Fig. 12-1.

12.3.2.- YACIMIENTOS BAJOSATURADOS CON EMPUJE HIDRAULICO.

CASO 2.-

Dividiendo la Ec. (4.12) entre $B_{oi} c_e \Delta' p$ y sustituyendo la Ec. (11.9) de entrada de agua, se tiene que:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta' p} = N + C \cdot \frac{\Sigma \Delta p(\bar{r})^\alpha}{B_{oi} c_e \Delta' p} \dots\dots\dots (12.21)$$

El procedimiento es similar al indicado en el Caso 4 de la Secc. [12.2.2]. Una gráfica del miembro izquierdo de la Ec. (12.21) contra el término que multiplica C del miembro derecho, proporcionará una recta de pendiente igual a C y ordenada al origen igual a N. Si la gráfica no es recta, deberá procederse como se indica en la sección mencionada [Ver Fig. 12-3(a), o Fig. 12-3(b) si el acuífero es muy pequeño].

12.4.- SOLUCION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS.

Aunque hasta el momento no se ha desarrollado la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas específicamente, ésta se encuentra implícita dentro de la E.B.M. derivada en el Capítulo V. La ecuación de balance de materia para yacimientos de -

gas se establece, al igual que para los otros casos, al realizar un balance volumétrico entre los fluidos producidos y los existentes en el yacimiento. Para este caso, la E.B.M. está dada por:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + W_e \quad \dots\dots\dots(12.22)$$

Donde:

- $G_p B_g$ = gas producido, a c.y.
- $W_p B_w$ = volumen de agua producido, a c.y.
- $G(B_g - B_{gi})$ = expansión del gas en el yacimiento, a c.y.
- W_e = entrada de agua, a c.y.

12.4.1.- YACIMIENTOS DE GAS SIN ENTRADA DE AGUA?

Si no existe entrada de agua, la producción de agua se considera despreciable y haciendo $E_g = (B_g - B_{gi})$, la Ec. (12.22) se simplifica a:

$$G_p B_g = G E_g \quad \dots\dots\dots(12.23)$$

Si se grafica $[G_p B_g]$ vs. $[E_g]$ se obtendrá una recta que pasa por el origen con una pendiente igual a G , como se muestra en la Fig. 12-4.

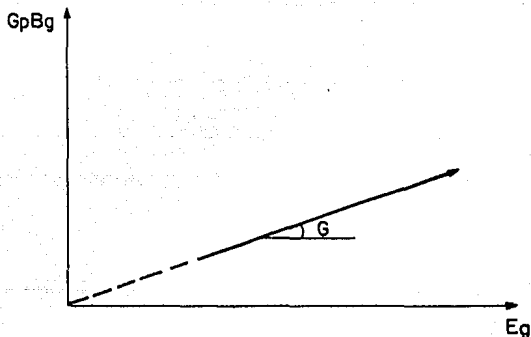


FIG. 12-4.- GRAFICA DE E_g vs. $G_p B_g$.
YACIMIENTO DE GAS: $W_e = 0$.

12.4.2.- YACIMIENTOS DE GAS CON ENTRADA DE AGUA²

Dividiendo la Ec. (12.22) entre E_g y sustituyendo la Ec. (11.9) en esa ecuación, se tiene que:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{E_g} = G + C \cdot \frac{\Sigma \Delta p(\bar{r})^\alpha}{E_g} \dots\dots\dots(12.24)$$

Graficando el miembro de la izquierda de esta ecuación contra el término que multiplica a C, se obtendrá una recta con una pendiente igual a C y ordenada al origen G, siempre y cuando las consideraciones sobre el acuífero sean correctas. El procedimiento de análisis es similar al indicado en el Caso 4 de la Secc. [12.2.2] para yacimientos de aceite saturado. Las gráficas posibles que se obtendrían, son similares a las de la Fig. 12-3(a) y 12-3(b). Los criterios para los yacimientos de gas también son similares a los expuestos en dicha sección.

12.5.- DISCUSION GENERAL.

Aunque teóricamente es posible resolver todos los casos con este método, se ha observado que presenta limitaciones cuando el tamaño del casquete de gas inicial es desconocido [Casos 3 Secc. (12.2.1) y 6 Secc. (12.2.2)], ya que se requiere que los datos sean excepcionalmente correctos y precisos, principalmente la presión. Así pues, los resultados obtenidos dependerán de la cantidad y calidad de los datos, así como de la experiencia, juicio e ingenio del analista².

El método aquí propuesto aplicado a yacimientos con empuje hidráulico, según se ha visto, supone el conocimiento de la variación de la presión del yacimiento. Si la historia de presiones no se conoce con precisión, será necesario estimarla, con base en los datos de levantamiento de presión, hasta lograr la linealidad buscada³.

REFERENCIAS.

- 1.- Schilthuis, R.J.
"Active Oil and Reservoir Energy".
Trans. of AIME, 1936.
- 2.- Havlena, D. y Odeh, A.S.
"The Material Balance as an Equation of a Straight Line".
Trans. of AIME, 1963.
- 3.- Garaichocha, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 4.- Stanley, L.T.
"Curve-Fitting Cuts Material Balance Calculations".
Petroleum Engineer, agosto de 1961.

C A P I T U L O XIII

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON ENTRADA DE AGUA

13.1.- INTRODUCCION.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico, es necesario conocer la magnitud del mismo y establecer previamente la ecuación de entrada de agua correspondiente. El procedimiento de cálculo utilizado en la predicción es similar al expuesto en el Capítulo VIII bajo el nombre de método de Turner modificado, el cual, en términos generales, consiste en la consideración de intervalos de tiempo fijos (Δt) para los que se desea realizar la predicción. Se supone entonces una caída de presión para el Δt considerado y se determina la entrada de agua en el periodo mediante dos formas diferentes. La coincidencia de los valores de W_e así obtenidos, indicará que la caída de presión supuesta, fue la correcta; en caso contrario, se deberán suponer nuevos valores de Δp .

Una parte esencial de la predicción, es la determinación del desplazamiento del contacto agua-aceite. Este contacto se define por el cambio brusco de saturación de fluidos que existe en la frontera del frente de invasión de agua. Como el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua no es total, deben también estimarse las saturaciones de hidrocarburos residuales en la zona invadida, cuyo valor depende de la presión del yacimiento y el ritmo de invasión de agua.

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 necesario conocer con precisión los datos requeridos para cada caso, sobre todo los que permiten determinar las saturaciones mencionadas anteriormente (s_{or} y s_{gr}) en la zona invadida por el agua. Las saturaciones residuales de aceite y gas en la zona lavada pueden obtenerse, según se indicó en el Capítulo VI, simulando en el laboratorio las condiciones de desplazamiento en el yacimiento. Si no se dispone de esta información, pueden estimarse dichas saturaciones mediante las correlaciones presentadas en ese capítulo.^{1,2}

13.2.- COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO CON EMPUJE HIDRAULICO:

Con el fin de hacer más explícito el procedimiento de cálculo - para predecir el comportamiento de yacimientos bajosaturados -- con entrada de agua, se indicarán la información y ecuaciones - requeridas en dicho procedimiento.

13.2.1.- INFORMACION REQUERIDA.

A.- Datos de los Fluidos y de las Propiedades de la Formación.

Los datos de los fluidos deberán obtenerse de un análisis - pVT completo de una muestra representativa del yacimiento. Para este caso, la información necesaria de este análisis - pVT comprende: la presión de saturación, el factor de volumen inicial del aceite, la variación de la viscosidad del - aceite vs. la presión, la variación de B_0 vs. p , y la com-- presibilidad de los fluidos (c_o y c_w).

De los datos correspondientes a las propiedades de la forma-- ción, se requiere la compresibilidad de la formación (c_f).

B.- Datos sobre la Historia del Comportamiento del Yacimiento, como: las producciones de aceite, gas y agua (N_p , G_p y W_p , respectivamente) relacionadas con las presiones y el tiempo de explotación.

C.- Datos Geológicos.

Estos datos incluyen:

- El volumen original de aceite a c.s. (N).
- La saturación de agua intersticial (s_{wi}).
- La porosidad (ϕ).
- Las posiciones iniciales y posteriores del contacto agua-aceite. Esta información se emplea para determinar la eficiencia volumétrica.
- La localización de los pozos y de sus intervalos productos en el yacimiento.
- La relación que existe entre el volumen de roca y la altura sobre el contacto agua-aceite inicial. Con esta información se podrá predecir el volumen de roca invadido en - cada periodo de explotación.

Si la saturación de agua y la porosidad varían en forma considerable, deberá determinarse su distribución en el yacimiento, a fin de tomar en cuenta dichas variaciones en la - predicción del comportamiento.

D.- Datos de Flujo de Fluidos.

Es importante determinar --experimental o teóricamente-- -- las saturaciones de aceite residual en la zona lavada ---- (s_{orzlw}) a diferentes presiones de desplazamiento. También se requiere conocer la eficiencia volumétrica de despla--za--

miento. Como ya se indicó en el Capítulo VI, la eficiencia volumétrica debe estimarse a partir del volumen de roca invadido V_{bi} en los primeros periodos de explotación, considerando el volumen de agua correspondiente que invadió al yacimiento. Otro dato necesario es el índice de productividad de los pozos.

13.2.2.- ECUACIONES USADAS.

A.- La ecuación de balance de materia (E.B.M.), en la forma dada por la Ec. (12.1):

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - NB_{oi} c_e \Delta' p \quad \dots\dots\dots(13.1)$$

B.- Ecuación de entrada de agua.
Esta ecuación es de la forma $W_e = W_e(p, t)$ y será la expresión que represente el comportamiento del acuífero, según se indicó en el Capítulo XI.

C.- Ecuación del volumen de roca invadido de agua, representada por la Ec. (6.52):

$$V_{biw} = \frac{W_e - W_p B_w}{\phi \bar{s}_{wiziw}} \quad \dots\dots\dots(13.2)$$

Donde: $\bar{s}_{wiziw} = E_{vw}(1 - \bar{s}_{orzlw} - \bar{s}_{wc})$

En el Capítulo VI se explica con detalle cómo se obtienen los valores de las variables que intervienen en esta ecuación.

D.- Ecuación de la Relación Gas-Aceite Instantánea.
Por tratarse de yacimientos de aceite bajosaturado, el gas producido es el disuelto en el aceite, por lo que:

$$R = R_{si} = R_p$$

Por lo tanto el gas producido es igual a:

$$G_p = RN_p$$

13.2.3.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

Como ya se mencionó anteriormente, el procedimiento de cálculo es similar al presentado en la Secc. [8.2.1] del Capítulo VIII, pero aplicado, en este caso, a yacimientos bajosaturados con empuje hidráulico. El procedimiento es el siguiente:

- 1.- Considerar periodos de explotación en los cuales se desea es timar el comportamiento del yacimiento. Generalmente se con sidera $\Delta t = 3 \text{ ó } 6 \text{ meses}$.
- 2.- Suponer una caída de presión para el intervalo de explota--- ción considerado (Δp). Obtener $\Delta' p$.
- 3.- Calcular la entrada de agua al yacimiento al final del perio do, por medio de la ecuación que represente el comportamien to correspondiente al acuífero.
- 4.- Estimar la producción de aceite durante el periodo (ΔN_p). Es te valor se estima, como ya se ha indicado, considerando:
 - El programa de explotación del yacimiento;
 - La historia de producción del yacimiento y su declinación;
 - El número de pozos que permanecen en producción al avanzar el contacto agua-aceite, y
 - La productividad de los pozos en producción.
- 5.- Obtener la producción acumulativa de aceite al final del pe ríodo, con la siguiente ecuación:

$$N_p = \sum \Delta N_p \dots\dots\dots(13.3)$$

- 6.- Estimar la producción de agua durante el periodo (ΔW_p). El valor de ΔW_p se estima también considerando la política - de explotación fijada al yacimiento, así como el comporta--- miento de los pozos invadidos. Se ha observado que graficando la relación agua-aceite (RAA) en escala logarítmica, contra la producción acumulativa de - aceite en escala normal (N_p), se obtiene una recta. Esta cur va 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.

A manera de ilustración, en la Fig. 13-1 se presenta una grá fica semilogarítmica de este tipo. En este caso, se ha grafí cado RAA contra la distancia que existe entre el fondo de -- los disparos y el contacto agua-aceite (RAA vs. h_w), y se -- construyó a partir de ecuaciones empíricas basadas en el com portamiento real del yacimiento Hawkins del Campo Woodbine. Por lo tanto su aplicación se limita sólo a este yacimiento. Las ecuaciones empleadas para construir la gráfica son las - siguientes:

h_w = Profundidad del c/w-o - Prof. del fondo de los disparos.

Cuando h_w es positiva (+), lo que significa que el contacto no ha alcan zado los pozos, RAA se determina con la siguiente expresión:

$$RAA = e^{[2.3030 - 0.2014h_w]}$$

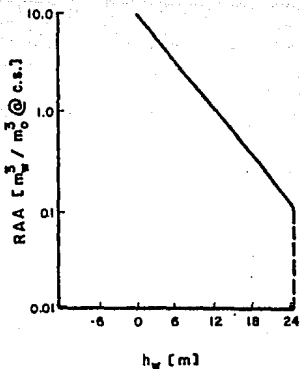


FIG. 13-1.- GRAFICA DE RAA vs. h_w PARA UN YACIMIENTO PARTICULAR, CONSTRUIDA A PARTIR DE ECUACIONES EMPIRICAS.

Si h_w es negativa (-):

$$RAA = \left[\frac{-3.257h_w}{h_w + 1.524} \right] + 10$$

Donde: RAA = relación agua-aceite, [m^3/m^3 a c.s.]

h_w = distancia entre el fondo de los disparos y el contacto agua-aceite, [m].

- 7.- Calcular la producción acumulativa de agua al final del periodo, con la ecuación:

$$W_p = \Sigma \Delta W_p \dots \dots \dots (13.4)$$

- 8.- Obtener la entrada acumulativa de agua al yacimiento con la ecuación de balance de materia [Ec. (13.1)].
- 9.- Comparar los valores de W_e obtenidos con la ecuación de entrada de agua [Paso (3)] y con la ecuación de balance de ma

teria [Paso (8)].

Estos dos valores se obtuvieron por métodos independientes; por lo tanto, si la entrada de agua calculada con las dos ecuaciones es igual, o si su diferencia está dentro de una tolerancia preestablecida, el valor supuesto de Δp , es correcto. Si no coinciden, se repite el proceso hasta encontrar un valor que satisfaga ambas ecuaciones.

Para simplificar el proceso de cálculo se pueden suponer dos o tres valores de Δp y graficar Δp vs. W_e , obteniendo dos líneas que se cortan. El punto de intersección corresponde al valor de Δp que satisface ambas ecuaciones, como se muestra en la Fig. 13-2.

- 10.- Obtener el volumen de roca que será invadido por la entrada neta de agua, mediante la Ec. (13.2).
- 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 los planos estructurales en los que se consideran 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 pro-

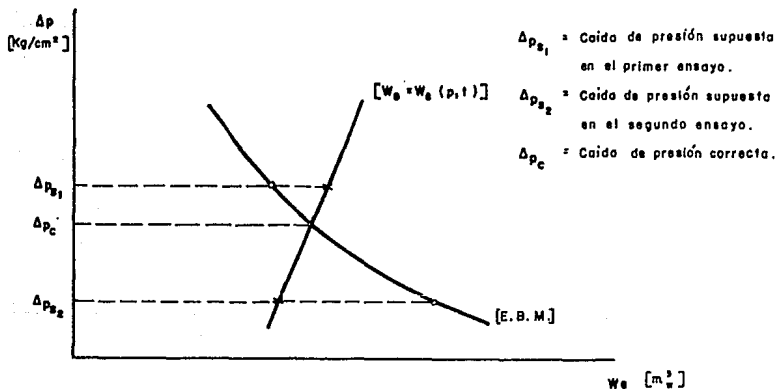


FIG. 13-2.- GRAFICA DE Δp vs. W_e PARA DETERMINAR LA CAIDA DE PRESION CORRECTA EN UN CIERTO PERIODO DE EXPLOTACION.

ucción deja de ser costeable por el alto porcentaje de agua producida. Si la presión del yacimiento cae abajo de la presión de saturación (p_b), la predicción se efectuará considerando el efecto del gas liberado. En este caso el mecanismo de desplazamiento sufre un cambio sustancial, por lo que el procedimiento de cálculo se modificará suponiendo que a partir de ese momento se inicia la explotación de un nuevo yacimiento, con una presión inicial igual a la de saturación. Es conveniente indicar que en este caso el ritmo de depresionamiento disminuirá considerablemente, debido a la alta compresibilidad de la fase gaseosa incipiente. A continuación se detallará el procedimiento de cálculo —después de la información requerida y de las ecuaciones usadas— para la predicción del comportamiento de estos yacimientos.

13.3.- COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO CON EMPUJE HIDRAULICO, SIN CASQUETE DE GAS³

13.3.1.- INFORMACION REQUERIDA.

Los datos necesarios para la predicción del comportamiento de yacimientos saturados, son esencialmente los mismos que se indican en la Secc. [13.2.1] de este capítulo; en este caso no se usan las compresibilidades del aceite, del agua y de la formación, considerando que se desprecia el efecto de sus expansiones en la producción de fluidos. Los datos adicionales a los indicados en dicha sección, son las variaciones de las propiedades del gas con respecto a la presión, las cuales debieron haberse determinado del análisis pVT hecho a la muestra de fluidos. Se requieren entonces: B_g vs. p ; u_g vs. p , y R_s vs. p .

Es necesario también incluir en este caso, el efecto de la presencia de gas en la determinación de las saturaciones de hidrocarburos residuales en la zona lavada por el agua.

Para predecir la producción de gas se necesita conocer la relación de permeabilidades (k_g/k_o) en función de la saturación de aceite o de líquido.

13.3.2.- ECUACIONES USADAS.

A.- La ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado, considerando que no hay casquete de gas inicial:

$$W_e = N_p[B_t + B_g(R_p - R_{si})] + W_p B_w - N(B_t - B_{ti}) \dots\dots\dots(13.5)$$

- B.- La ecuación de saturación de aceite.
Para este caso se usará la Ec. (6.45) :

$$s_o = \frac{(N - N_p)B_o - \frac{(W_e - W_p B_w) \bar{s}_{orzlw}}{\bar{s}_{wizlw}}}{NB_{oi} - \frac{(W_e - W_p B_w) \bar{s}_{wizlw}}{\bar{s}_{wizlw}}} \dots\dots\dots(6.45)$$

- C.- Ecuación de la relación gas-aceite instantánea; dada por la Ec. (6.7):

$$R = R_s + \frac{k_{rg} \mu_g B_o}{k_o \mu_o B_g} \dots\dots\dots(6.7)$$

- D.- Ecuación de entrada de agua al yacimiento.
De las ecuaciones presentadas en el Capítulo XI, la -- que mejor represente el comportamiento del acuífero adyacente.

- E.- Ecuación del volumen de roca invadido, con la siguiente expresión:

$$V_{biw} = \frac{W_e - W_p B_w}{\phi \bar{s}_{wizlw}} \dots\dots\dots(13.6)$$

Donde: $\bar{s}_{wizlw} = E_{vw}(1 - \bar{s}_{orzlw} - \bar{s}_{grzlw} - \bar{s}_{wc})$

13.3.3.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

- 1.- La predicción se efectúa para periodos de explotación fijos. Generalmente se consideran periodos de 3 ó 6 meses.
- 2.- Suponer una caída de presión para el intervalo de tiempo con siderado.
- 3.- Obtener la entrada de agua al yacimiento con la ecuación que represente el comportamiento del acuífero.
- 4.- A partir de la historia de producción del yacimiento, estimar las producciones de aceite y agua para el periodo de explotación considerado (ΔN_p y ΔW_p). En estas estimaciones se deben tomar en cuenta las condiciones indicadas en los Pasos (4) y (6) de la Secc. [13.2.3].

- 5.- Calcular las producciones acumulativas de aceite y agua -- (N_p y W_p) al final del periodo de explotación, con las --- Ec's. (13.3) y (13.4), respectivamente; o a través de las - siguientes expresiones:

$$N_p = N_{p_1} + \Delta N_p, \text{ y}$$

$$W_p = W_{p_1} + \Delta W_p$$

Donde: 1 indica el valor al inicio del periodo.

- 6.- Obtener la saturación de aceite al final del intervalo, m_e mediante la Ec. (6.45).
- 7.- Con la saturación de aceite obtenida en el paso anterior, determinar el valor correspondiente de k_g/k_o .
- 8.- Calcular la relación gas-aceite instantánea al final del - periodo con la Ec. (6.7), y la relación gas-aceite promedio (\bar{R}) durante el periodo, con la siguiente ecuación:

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2} \dots\dots\dots(13.8)$$

- 9.- Obtener el volumen de gas producido, a c.s., durante el periodo, por medio de la ecuación siguiente:

$$\Delta G_p = \bar{R} \cdot \Delta N_p \dots\dots\dots(13.9)$$

- 10.- Calcular la producción acumulativa de gas (G_p) al final del intervalo de explotación, con la ecuación:

$$G_p = G_{p_1} + \Delta G_p; \text{ o, } G_p = \Sigma \Delta G_p$$

- 11.- Obtener R_p dividiendo el valor de G_p calculado en el paso - anterior, entre el valor de N_p , determinado en el Paso (5).
- 12.- Por medio de la Ec. (13.5), determinar la entrada de agua - al yacimiento al final del periodo de explotación.
- 13.- Comparar los valores de W_G 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. De igual forma que en el procedimiento del caso anterior para yacimientos bajosaturados, el proceso puede simplificarse graficando Δp vs. W_G calculados en los dos primeros intentos.

- 14.- Obtener a continuación el volumen de roca invadido en el periodo, haciendo uso de la Ec. (13.6), 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 liberado, debido a que el empuje hidráulico es débil o porque el ritmo de producción del yacimiento es tal que supera al de la invasión del agua, entonces la predicción terminará al declinar la producción, hasta su límite económico, a causa del depresionamiento del yacimiento.

Es claro que si se presenta la situación descrita en el Paso (15), la recuperación final del yacimiento se verá disminuida, ya que, de acuerdo a lo indicado, generalmente la efectividad del empuje por gas disuelto es menor a la del empuje hidráulico. Por lo tanto, deberá tenerse especial cuidado en determinar el ritmo de producción del yacimiento que permita aprovechar al máximo el empuje hidráulico, para incrementar la recuperación.

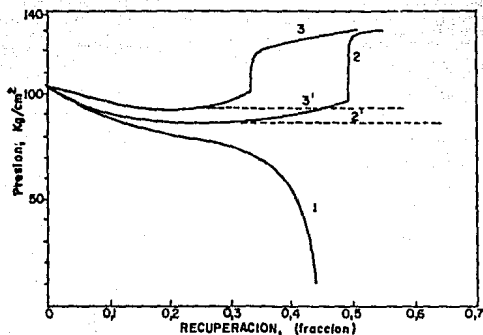
Para ilustrar el efecto del gasto de producción en la recuperación de yacimientos con entrada de agua, en las Figs. 13-3 y 13-4 se presentan los resultados de la predicción del comportamiento para un yacimiento saturado con empuje hidráulico y sin casquete de gas, considerando tres diferentes ritmos de producción. La información básica del yacimiento es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 V_b &= 46.256 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ roca} \\
 N &= 7.145 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.s.} \\
 p_i &= 140.61 \text{ [kg/cm}^2\text{]} \\
 p_b &= 105.46 \text{ [kg/cm}^2\text{]} \\
 \phi &= 0.24 \\
 s_{wc} &= 0.20 \\
 \text{No. de pozos productores (n)} &= 50 \\
 E_v &= 1.00
 \end{aligned}$$

La predicción se realizó considerando tres gastos de producción diferentes, los cuales corresponden a los siguientes:

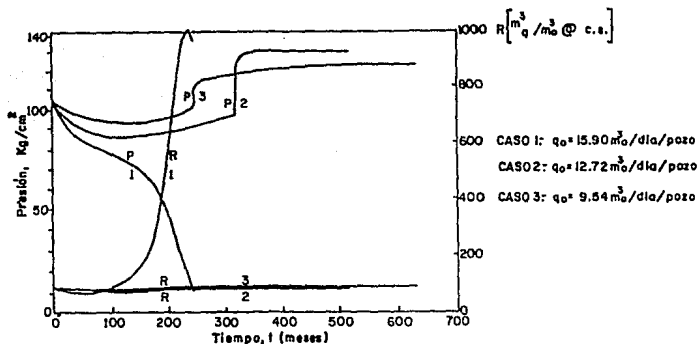
$$\begin{aligned}
 \text{Caso 1.- } q_0 &= 15.90 \text{ m}^3 \text{/día/pozo.} \\
 \text{Caso 2.- } q_0 &= 12.72 \text{ m}^3 \text{/día/pozo.} \\
 \text{Caso 3.- } q_0 &= 9.54 \text{ m}^3 \text{/día/pozo.}
 \end{aligned}$$

En la Fig. 13-5 se muestra la distribución de la saturación de fluidos en el yacimiento, tomando como base un volumen de poros unitario, para el gasto más alto: $q_0 = 15.90 \text{ m}^3 \text{/día/pozo}$. Obsérvese en esta figura el incremento continuo de la fase gaseosa en el yacimiento y el de la saturación de gas atrapado, debido a los altos ritmos de producción, que impiden el buen desarrollo -



CASO 1: $q_0 = 15.90 \text{ m}^3/\text{dia/pozo}$
 CASO 2: $q_0 = 12.72 \text{ m}^3/\text{dia/pozo}$
 CASO 3: $q_0 = 9.54 \text{ m}^3/\text{dia/pozo}$

FIG. 13-3.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE ACEITE SATURADO CON ENTRADA DE AGUA Y SIN CASQUETE DE GAS, CONSIDERANDO TRES RITMOS DE PRODUCCIÓN DIFERENTES (PRESIÓN vs. RECUPERACION)⁵



CASO 1: $q_0 = 15.90 \text{ m}^3/\text{dia/pozo}$
 CASO 2: $q_0 = 12.72 \text{ m}^3/\text{dia/pozo}$
 CASO 3: $q_0 = 9.54 \text{ m}^3/\text{dia/pozo}$

FIG. 13-4.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE ACEITE SATURADO CON EMPUJE HIDRAULICO Y SIN CASQUETE DE GAS, CONSIDERANDO TRES RITMOS DE PRODUCCIÓN DIFERENTES (p y R vs. tiempo)⁵

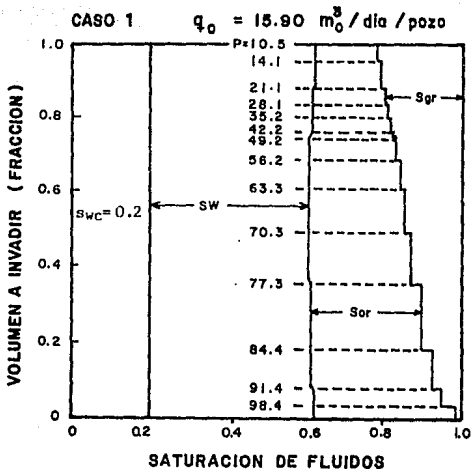


FIG. 13-5.- DISTRIBUCION DE LA SATURACION DE FLUIDOS, EN BASE A UN VOLUMEN DE POROS UNITARIO DEL YACIMIENTO.⁵

del empuje hidráulico. El resultado se manifiesta en las Figs. 13-3 y 13-4, mediante una recuperación baja ($Rec = 0.4436$) y un rápido depresionamiento del yacimiento. Nótese que, sin embargo, la saturación de aceite residual para este caso es pequeña. Esto se debe al encogimiento del aceite remanente cuando la presión disminuye considerablemente abajo de la presión de saturación (el aceite residual tiene poco gas en solución, ya que la mayor parte de éste se liberó). Hubiera sido más eficiente lograr que el aceite residual se quedara con mayor cantidad de gas en solución, ya que así habría representado un volumen menor a condiciones estándar.

En la Fig. 13-6 se presenta la distribución de la saturación de fluidos para el gasto de $12.72 \text{ m}^3/\text{día/pozo}$. En este caso, cuando se alcanza la presión de 87.88 kg/cm^2 — 17.58 kg/cm^2 abajo de p_b — se desarrolla una fase gaseosa significativa. Sin embargo, debido a que en este punto se tuvieron que cerrar algunos pozos invadidos de agua, con la consecuente disminución del gas total del yacimiento, esta fase gaseosa se disolvió en el

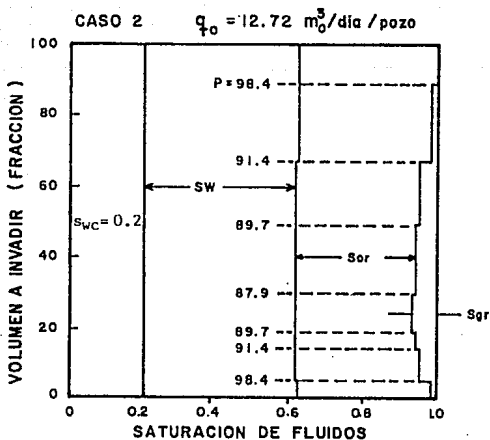


FIG. 13-6.- DISTRIBUCION DE LA SATURACION DE FLUIDOS, EN BASE A UN VOLUMEN UNITARIO DE POROS DEL YACIMIENTO.

aceite al represionarse de nuevo el yacimiento, por el efecto originado por la mayor entrada de agua. Se alcanza una nueva presión de saturación de 98.43 kg/cm^2 (Ver Figs. 13-3 y 13-4). Arriba de esta nueva presión de saturación el yacimiento continúa produciendo, ya que los gastos de extracción son menores que el ritmo de entrada de agua al yacimiento. La recuperación final alcanzada es de 0.5479, sustancialmente mayor que la del Caso 1.

Sería interesante analizar el comportamiento del yacimiento, si en lugar de haber permitido el incremento de la presión después de 87.88 kg/cm^2 , se hubiera mantenido esta presión hasta el abandono del yacimiento, aumentando el gasto de los pozos aún en producción, o extrayendo agua del acuífero para lograr este fin. De la Fig. 13-3 se observa que al alcanzar la presión de 87.88 kg/cm^2 , la recuperación es de 0.2106, quedando todavía $37.620 \times 10^6 \text{ m}^3$ de roca por ser invadidos de agua. La recuperación que se obtendría de este volumen de roca, a una presión de desplazamiento constante en presencia de una fase gaseosa, estaría dada por la siguiente expresión:

Volumen de aceite recuperable, a c.s.
Volumen de aceite inicial, a c.s. (N)

El volumen de aceite recuperable se obtiene considerando el volumen de roca por invadir, la porosidad y la saturación de aceite recuperable. Como la eficiencia volumétrica es igual a uno, lo cual indica que toda la zona invadida por el agua es barrida por ésta, la saturación de aceite recuperable es igual a la saturación media del agua de invasión; es decir,

$$s_o = \bar{s}_{wi} = 1 - s_{or} - s_{wc} - s_{gr}$$

De los cálculos de predicción: $s_{or} = 0.32$ y $s_{gr} = 0.065$ a una presión de 87.88 kg/cm^2 . El factor de volumen del aceite a esta presión es igual a 1.211. Por lo tanto, el volumen de aceite recuperable, sustituyendo todos estos valores, es:

$$\text{Vol. ac. recuperable, a c.s.} = \frac{(37.620 \times 10^6)(0.24)(1-0.32-0.20-0.065)}{1.211}$$

$$= 3.094 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.s.}$$

La recuperación adicional bajo estas condiciones sería:

$$\frac{3.094 \times 10^6}{7.145 \times 10^6} = 0.433$$

Y la recuperación final sería de: $0.2106 + 0.4330 = 0.6436$; bastante mayor que la de 0.5479 obtenida al permitir el incremento de la presión. El comportamiento del yacimiento bajo las condiciones analizadas, se representa con la línea discontinua de la Fig. 13-3 (línea 2').

Con lo expuesto anteriormente, se ilustra lo que ya se había mencionado en el Capítulo II: que el desplazamiento de aceite por agua, en presencia de una fase gaseosa, es generalmente más eficiente que cuando dicha fase no existe.^{2,6} Sin embargo, es importante aclarar que esta mayor eficiencia, reflejada en un incremento de la recuperación, sólo se presenta en formaciones mojadas por agua, ya que en los yacimientos mojados por aceite el agua no desplaza aceite adicional en presencia de una fase gaseosa no móvil. Además, la textura de los poros y la estructura del yacimiento pueden ser de tal forma que la sustitución del aceite por gas no siempre es favorable, ni siquiera en yacimientos mojados por agua; por lo que se deberán realizar pruebas de desplazamiento en muestras representativas de la formación, con el fin de determinar si las características de reemplazo de fluidos (gas por aceite), son adecuadas.

Finalmente, en la Fig. 13-7 se presenta la distribución de la

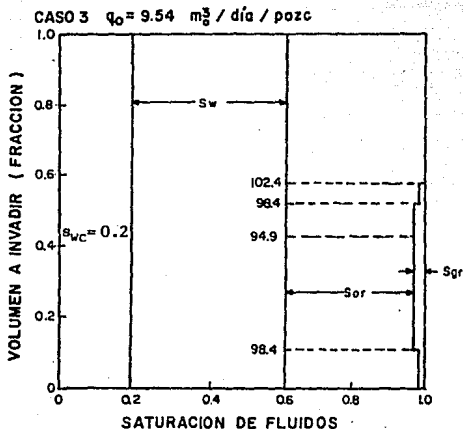


FIG. 13-7.-- DISTRIBUCION DE LA SATURACION DE FLUIDOS, EN BASE A UN VOLUMEN UNITARIO DE POROS DEL YACIMIENTO.⁵

saturación de fluidos para el tercer caso, a un gasto de ----- $9.54 \text{ m}_0^3/\text{día}/\text{pozo}$. En las Figs. 13-3 y 13-4 se observa que la presión disminuye ligeramente a 94.91 kg/cm^2 y se incrementa hasta una nueva presión de saturación de 102.44 kg/cm^2 , recuperándose una cantidad importante de aceite, arriba de esta presión. Como se desarrolló una fase gaseosa muy pequeña, la recuperación final fue sólo de 0.5089 (menor a la del Caso 2, donde la fase gaseosa fue mayor). Si se hubiera mantenido la presión de 94.91 kg/cm^2 , la recuperación final alcanzada habría sido de 0.5948. La línea discontinua 3' de la Fig. 13-3, representa este comportamiento.

13.4.-- COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO CON ENTRADA DE AGUA Y CASQUETE DE GAS:

La información, ecuaciones y el procedimiento de cálculo para predecir el comportamiento de yacimientos saturados con empuje hidráulico y desplazamiento frontal del gas del casquete, son semejantes al caso anterior. Aquí se tomará en cuenta la expansión del casquete, tanto en la determinación de la saturación de aceite, como en la del volumen de roca invadido por dicha expansión. Las ecuaciones empleadas para ese fin son las Ecs. (6.50), para la saturación de aceite, y la (6.56) para el volumen de roca in-

vadido por el casquete de gas. En estas ecuaciones se considera que no se produce gas del casquete. Si hay producción de dicho gas, su volumen, medido a condiciones de yacimiento, deberá tomarse en cuenta para calcular la expansión neta del gas del casquete.

Así pues, además de la información requerida en el caso anterior, se necesitará conocer el tamaño inicial de la capa de gas (m).

13.4.1.- ECUACIONES USADAS.

A.- Ecuación de balance de materia, en la forma:

$$W_e = N_p [B_t + B_g (R_p - R_{s1})] + W_p B_w - N (B_t - B_{ti}) - N m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \dots\dots\dots(13.10)$$

B.- Ecuación general de saturación de aceite, dada por la Ec. (6.50):

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{s_{wizw}} \bar{s}_{orz1w} \right] - \left[\frac{N m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{s}_{gizig}} \bar{s}_{orz1g} \right]}{\frac{N B_{oi}}{(1 - s_{wc})} - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{s_{wizw}} \right] - \left[\frac{N m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{s}_{gizig}} \right]} \quad \dots\dots\dots(13.11)$$

C.- Ecuación de la relación gas-aceite instantánea [Ec. (6.7)].

D.- Ecuación de entrada de agua al yacimiento, determinada según lo indicado en el Capítulo XI.

E.- Ecuaciones del volumen de roca invadido por el agua y por el casquete de gas:

- Por el agua, utilizando la Ec. (13.6).

- Por el gas del casquete, mediante la siguiente ecuación:

$$V_{big} = \frac{N m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\phi \bar{s}_{gizig}} \quad \dots\dots\dots(13.12)$$

Donde: $\bar{s}_{gizig} = E_{vg} (1 - \bar{s}_{wc} - \bar{s}_{orz1g} - \bar{s}_g) \quad \dots\dots\dots(13.13)$

13.4.2.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

En resumen, el procedimiento de cálculo consiste en:

- 1.- Considerar periodos de explotación fijos (de 3 ó 6 meses).
- 2.- Suponer una caída de presión (Δp) para el periodo en cuestión.
- 3.- Calcular la entrada de agua, con la ecuación que represente el comportamiento del acuífero adyacente.
- 4.- Estimar las producciones acumulativas de aceite y agua al final del periodo (N_p y W_p), según se ha indicado.
- 5.- Calcular las saturaciones de aceite y gas en la zona de aceite no invadida; s_o se calcula con la Ec. (13.11) y s_g , en esta zona, es igual a:

$$s_g = 1 - s_o - \bar{s}_{wc}$$

Con el valor de estas saturaciones, obtener la relación k_g/k_o ; posteriormente la relación gas-aceite instantánea [Ec. (6.7)]; luego la relación promedio para el periodo (\bar{R}). Después de haber obtenido \bar{R} , calcular el volumen acumulativo de gas producido (G_p) con las ecuaciones ya indicadas.

El valor de R también se puede estimar de manera similar al de la RAA; a partir de ecuaciones empíricas basadas en el comportamiento pasado del yacimiento. En la Fig. 13-8 se presenta la gráfica de R vs. la distancia entre el contacto gas-aceite y la parte superior de los disparos (h_g) para el yacimiento Hawkins Woodbine. Las expresiones empíricas usadas para construir esta gráfica, son las siguientes:

h_g = Profundidad de la parte superior de los disparos - Prof. del c/g-o.

Cuando h_g es positiva (+):

$$R = \left[\frac{205.8153}{h_g + 1.524} \right]^{1.5250} \quad [m_g^3/m_o^3 \text{ a c.s.}]$$

Cuando h_g es negativo (-):

$$R = \left[- \frac{(-35621.42 h_g)}{h_g + 1.524} \right] + 1781.07$$

Debe aclararse que estas ecuaciones son únicamente aplicables al yacimiento en cuestión, ya que su derivación fue en base al comportamiento de ese yacimiento. Por lo tanto, no se deben usar para la estimación de R en cualquier otro yacimien-

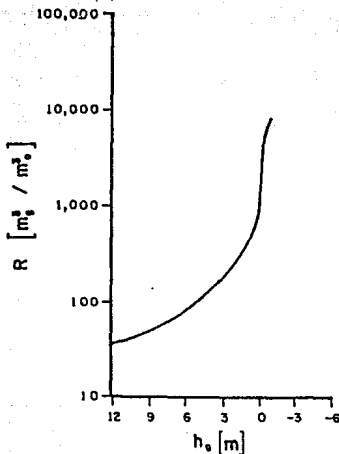


FIG. 13-8.- GRAFICA DE R vs. h_e PARA UN YACIMIENTO ESPECIFICO, CONSTRUIDA A PARTIR DE --- ECUACIONES EMPIRICAS.

to. Se incluyen con el propósito de ilustrar otra forma de estimar R durante el proceso de predicción.

- 6.- Obtener R_p y, con la ecuación de balance de materia [Ec. --- (13.10)], calcular W_e .
- 7.- Comparar los valores de W_e obtenidos en los Pasos (3) y (6); si estos valores son iguales, la caída de presión supuesta - en el Paso (2) es correcta. En caso contrario, se supone --- otro valor de Δp y se repite el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada. El proceso puede simplificarse graficando W_e vs. Δp (o p), después de dos intentos, en forma - semejante a la indicada en los casos anteriores (Véase Fig. 13-2).
- 8.- Obtener los volúmenes de roca invadidos por el agua y por el gas [Ecs. (13.6) y (13.12) respectivamente], así como las p_c posiciones de los contactos y el número de pozos invadidos.
- 9.- El procedimiento se repite para intervalos de tiempo iguales hasta obtener el rango deseado de comportamiento futuro del yacimiento.

13.5.- COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CON ENTRADA DE AGUA?

13.5.1.- INFORMACION REQUERIDA.

Los datos necesarios para este tipo de yacimientos son:

A.- Propiedades de los Fluidos.

Factor de volumen de gas vs. presión;
 B_w vs. p .

B.- Datos de la Historia de Explotación del Yacimiento.

Producciones de gas y agua (G_p y W_p), relacionadas con las presiones y el tiempo de explotación.

C.- Datos Geológicos.

- Volumen original de gas, a c.s. (G).
- Saturación de agua congénita (s_{wc}).
- Porosidad (ϕ)
- Posiciones del contacto agua-gas a diferentes tiempos.
- Localización de los pozos y sus intervalos productores en el yacimiento.
- Relación existente entre el volumen de roca y la profundidad del contacto agua-gas.

D.- Datos sobre Flujo de Fluidos.

Es necesario conocer la eficiencia de desplazamiento del gas por el agua. Esta eficiencia puede obtenerse mediante la ecuación de flujo fraccional, usando datos de laboratorio sobre permeabilidades relativas. Estos datos de laboratorio se corrigen de acuerdo con el comportamiento pasado del yacimiento, determinando la eficiencia volumétrica correspondiente. Para estimar la producción, es necesario conocer el potencial de flujo de los pozos.

13.5.2.- ECUACIONES USADAS.

A.- Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas, desarrollada en el Capítulo XII y representada por la Ec. --- (12.22). Despejando W_e de esta ecuación:

$$W_e = G_p B_g + W_p B_w - G(B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots (13.14)$$

B.- Ecuación de entrada de agua al yacimiento.

Con datos de la historia de producción y siguiendo las indicaciones del Capítulo XI, se obtendrá la expresión que represente el comportamiento del acuífero.

C.- Ecuación del volumen de roca invadido por el agua. Esta ecuación es similar a la Ec. (13.6):

$$V_{biw} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{\phi \bar{s}_{wiziw}} \dots \dots \dots (13.15)$$

Donde: $\bar{s}_{wiziw} = E_{vw}(1 - \bar{s}_{grzlw} - \bar{s}_{wc}) \dots \dots \dots (13.16)$

13.5.3.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

- 1.- Considerar periodos de explotación de 3 ó 6 meses, en los cuales se desea estimar el comportamiento del yacimiento.
- 2.- Suponer una caída de presión para el intervalo de explotación considerado.
Obtener, por medio de la ecuación que representa el comportamiento del acuífero, la entrada de agua al yacimiento, al final del periodo.
- 3.- Estimar la producción de gas y agua durante el periodo (ΔG_p y ΔW_p). Esta estimación se efectúa en la forma ya explicada, considerando la historia de producción de los pozos, su posición en el yacimiento y la política de explotación.
- 4.- Obtener las producciones acumulativas de gas y agua:

$$\begin{aligned} G_p &= \Sigma \Delta G_p; \text{ y} \\ W_p &= \Sigma \Delta W_p \end{aligned}$$

- 5.- Por medio de la Ec. (13.14) [E.B.M.], calcular la entrada de agua al yacimiento.
- 6.- Comparar los valores de W_e obtenidos en los Pasos (2) y (5). Si estos valores coinciden dentro de una tolerancia preestablecida, la caída de presión supuesta es correcta. De lo contrario deberá suponerse una nueva Δp , hasta que se alcance la aproximación deseada.

Al igual que en los casos anteriores, el proceso puede simplificarse si se grafican los valores de W_e vs. Δp obtenidos en los dos primeros intentos (Ver Fig. 13-2).

- 7.- Obtener el volumen de roca invadido por agua con la Ec. --- (13.15), así como la nueva 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.

13.6.- DISCUSION GENERAL.

De acuerdo a lo ya expuesto se deduce que el comportamiento de los yacimientos con empuje hidráulico se ve afectado por el ritmo de explotación. La recuperación es generalmente el punto de mayor interés cuando se trata de evaluar el efecto de alguna variable en el comportamiento del yacimiento. Se ha demostrado, mediante pruebas de laboratorio, que normalmente las recuperaciones de aceite aumentan si su desplazamiento se efectúa en presencia de una fase gaseosa. Como ya se indicó, este incremento en la recuperación tiene sus limitaciones a ciertos casos, por lo que se deberán realizar pruebas de desplazamiento antes de considerar la conveniencia de provocar el desarrollo de esta fase gaseosa. La presión óptima de desplazamiento puede calcularse mediante el procedimiento propuesto por Dardaganian y Kyte y colaboradores.² En el Capítulo II se detalla el principio en el que se basa este procedimiento, en la Secc. [2.2.4].

Los cálculos del comportamiento futuro comprenden la estimación de las producciones de aceite, gas y agua, para los periodos de explotación considerados.

Para estimar estos volúmenes, es necesario conocer la posición de los contactos gas-aceite y agua-aceite, así como los perfiles de distribución de las saturaciones de fluidos en las zonas invadidas. Estos perfiles pueden obtenerse aplicando la teoría de desplazamiento frontal; pero ajustando las saturaciones de acuerdo con el comportamiento pasado del yacimiento. Las producciones de fluidos, de los pozos invadidos por agua o gas, se estiman usando las permeabilidades efectivas correspondientes a las saturaciones determinadas por los perfiles así obtenidos.

Es conveniente indicar nuevamente que al derivar la ecuación general de saturación de aceite [Ec. (6.50)], se supuso que no se produce gas o aceite 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.

Merece especial atención, dentro de este tema, el caso de yacimientos que experimentan una reducción en el volumen de su capa gaseosa original. La disminución del volumen del gas del casquete a condiciones del yacimiento, ocasiona pérdidas sustanciales de aceite. Normalmente la saturación de aceite en la capa gaseosa 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.⁷

Para que se reduzca el volumen de la capa de gas, es necesario que el gas producido de dicha capa ($G_{pc}B_g$) sea mayor que la expansión de dicho gas [$mNB_{ti}[(B_g/B_{gi}) - 1]$].

El volumen de aceite perdido por el encogimiento del casquete de gas, puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$V_{operd} = [G_{pc} B_g - mNB_{ti} (\frac{B_R}{B_{gi}} - 1)] \frac{s_{orcg} - s_{oicg}}{s_{ocg} B_o} \quad [m_o^3 \text{ a c.s.}]$$

.....(13.17)

Donde:

- s_{orcg} = saturación de aceite residual en la zona de gas -- después de la invasión de agua.
- s_{oicg} = saturación de aceite inicial en la capa de gas. E_g te valor es muy pequeño o nulo.
- s_{ocg} = saturación de aceite en la zona de gas invadida de aceite (antes de la invasión del acuífero).
- G_{pc} = volumen de gas producido del casquete de gas. Este valor se puede estimar, a partir de la estimación de R , en la forma ya indicada: con ecuaciones empíricas, desarrolladas a partir del comportamiento pasado del yacimiento (Ver Fig. 13-8).

REFERENCIAS.

- 1.- Dardaganian, G.S.
"The Application of the Buckley-Leverett Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery".
Trans. of AIME, 1958.
- 2.- Kyte, J.R.; Stancliff, R.J.; Stephens, S.C., y Rapoport, L.A.
"Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas".
Trans. of AIME, 1956.
- 3.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 4.- Lee, J.W.; Henry, A.J.; Frank, R.D.; Neff, H.O., y Lohec, R.E.
"A Mathematical Model of the Hawkins Woodbine Reservoir".
JPT of SPE, diciembre de 1977.
- 5.- Pirson, S.J.
"Oil Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Co., 1958.
- 6.- Dardaganian, G.S.
"Higher Residual Gas Saturation".
The Petroleum Engineer, noviembre de 1958.
- 7.- Cole, W.F.
"Determining Oil Lost by a Shrinking Gas Cap".
World Oil, abril de 1958.

C A P I T U L O X I V

CONSERVACION DE LOS HIDROCARBUROS MEDIANTE LA EXPLOTACION PRIMARIA DE LOS YACIMIENTOS

14.1.- INTRODUCCION!

De poco serviría determinar la anatomía del yacimiento, sus mecanismos de desplazamiento y su comportamiento futuro, si no fuera posible controlar y modificar su acción a fin de obtener mayores recuperaciones de sus hidrocarburos. La localización de los pozos, su forma de terminación y los gastos de producción, son las medidas principales de control que se establecen para obtener -- una mayor recuperación de los fluidos del yacimiento. Sin restar importancia a las primeras dos, la experiencia ha demostrado que el factor más significativo en la recuperación es el control del gasto de producción (o ritmo de extracción) de un yacimiento. Ya en el capítulo anterior se analizó el efecto de este factor en la recuperación de un yacimiento de aceite saturado con empuje hidráulico sin casquete de gas, observándose diferencias sustanciales en los valores de recuperación de aceite para los tres casos analizados:

Mediante las medidas de control mencionadas, es posible:

- 1.- Permitir que el yacimiento produzca predominantemente con el mecanismo de desplazamiento más eficiente.
- 2.- Regular los frentes de invasión del acuífero o del gas del casquete, a fin de obtener un barrido uniforme del yacimiento y evitar el entrapamiento del aceite y la disipación --- excesiva del gas o agua por conificación, digitación y canalización del agente desplazante. Con este propósito se hace -- uso de la información proporcionada por los pozos de observación.
- 3.- Mantener la presión del yacimiento al nivel requerido para -- obtener la mayor eficiencia microscópica de desplazamiento -- (presión óptima de desplazamiento).

En este capítulo se hará un análisis detallado del efecto de las medidas de control en la recuperación de fluidos, para diferentes tipos de yacimientos, durante su explotación primaria, haciendo énfasis en el gasto de producción.

Mediante este análisis se pretenden proporcionar los criterios -- que permitan una explotación racional de los yacimientos tendiente a la máxima recuperación de sus fluidos.

14.2.- EL GASTO DE PRODUCCION OPTIMO.

En la Fig. 14-1 se presenta una gráfica en la que se muestra la tendencia general de la recuperación de aceite y rendimiento económico, contra el ritmo de producción (q_0). La curva continua -- indica un máximo en la recuperación, a un ritmo de producción -- que puede definirse como el gasto óptimo --o más eficiente-- des de el punto de vista de la ingeniería de yacimientos (G.O.I.). -- Se observa que el valor máximo de las utilidades corresponde a -- un gasto mayor --curva discontinua-- lo que se traduce en un menor tiempo de explotación. Este ritmo de producción se denomina -- gasto óptimo económico (G.O.E.).

Nótese en la Fig. 14-1 que a gastos altos, mayores que el G.O.I., la recuperación disminuye. Esto ocurre principalmente porque se acentúa el depresionamiento del yacimiento provocando que el gas disuelto liberado sea el agente desplazante predominante. Además, el ritmo excesivo de producción provoca irregularidades en el --

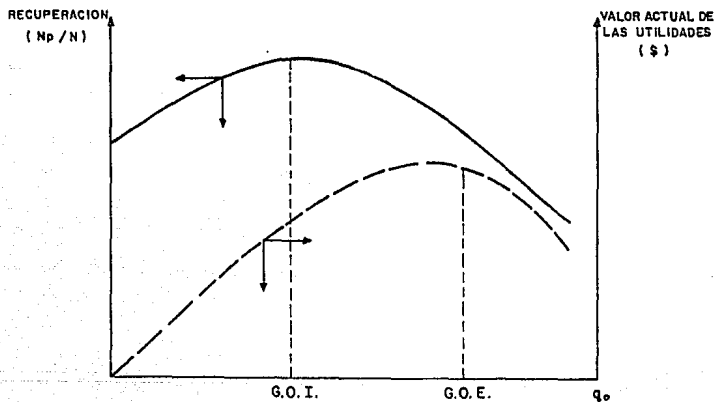


FIG. 14-1.- RELACION ENTRE LA RECUPERACION Y RENTABILIDAD CON EL RITMO DE EXPLOTACION (YACIMIENTO DE ACEITE CON EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE DE GAS).³

frente de avance del agua o gas (conificación, digitación, etc.), disminuyendo la eficiencia volumétrica de desplazamiento, la producción prematura de dichos agentes desplazantes y la consiguiente disminución de la recuperación. Para gastos menores que el -- G.O.I., la recuperación también decrece, porque el desplazamiento de aceite se efectúa a una presión mayor que la que permitiría obtener menores saturaciones residuales del mismo. Cuando el ritmo de producción origina el desarrollo de una fase gaseosa en la zona de aceite, la eficiencia de desplazamiento por agua generalmente aumenta, de acuerdo con lo indicado en los Capítulos II y XIII, hasta alcanzar un valor máximo, el cual puede obtenerse en forma experimental o analítica. Recuérdese el ejemplo del yacimiento del Capítulo XIII para el que se realizó la predicción de su comportamiento considerando tres ritmos de producción diferentes. En este ejemplo, el G.O.I. corresponde al Caso 2, pues en él se obtiene la mayor recuperación. Los otros dos casos ilustran lo mencionado hasta ahora en este capítulo.

Aunque con la reducción de los gastos de producción normalmente se incrementa la recuperación de hidrocarburos, en algunos casos esta reducción puede prolongar demasiado la explotación del yacimiento, originando incrementos prohibitivos en los costos de operación, además de la desventaja de diferir el ingreso de capital. Por esta razón, deberá realizarse un análisis económico mediante el cual se determine el gasto que satisfaga —o equilibre— ambos puntos de vista: el de ingeniería y el económico.

Es conveniente recalcar que el G.O.I. depende del mecanismo de recuperación y que para un mecanismo dado varía con el grado de explotación del yacimiento. La magnitud y variación de los mecanismos de desplazamiento, durante la explotación de un yacimiento, pueden obtenerse determinando los índices de empuje por período [Caps. IV y V, Seccs. (4.5) y (5.4), respectivamente]. Como generalmente el empuje por agua es el mecanismo más eficiente, el yacimiento deberá producirse de modo que su índice de empuje por este mecanismo, I.E.E.A., sea máximo. Cuando el empuje hidráulico sea débil, se provocará el predominio del gas del casquete, I.E.G.C. En cualquier caso, el índice de empuje por gas disuelto (I.E.G.D.) debe mantenerse en el menor valor posible, ya que por lo general dicho empuje es el más ineficiente.

El I.E.E.A. puede incrementarse reduciendo el ritmo de producción de aceite q_0 , o mediante la reparación o cierre de pozos con alta producción de agua, como se indicó en el capítulo anterior. En forma semejante, el índice de empuje por el gas del casquete puede aumentarse cerrando los pozos que producen gas libre segregado, generalmente pozos con altas relaciones gas-aceite localizados en la parte superior del yacimiento.

De lo expuesto anteriormente se concluye que la recuperación es sensible al ritmo de producción cuando existe en el yacimiento —desplazamiento frontal de aceite por gas o agua. Si el yacimien

to es cerrado y sus condiciones físicas impiden la segregación del gas liberado por efectos gravitacionales, la recuperación es independiente del ritmo de producción. Los yacimientos de baja permeabilidad, muy lenticulares, con aceite viscoso y estratificación que impida la segregación de sus fluidos, caen dentro de esta clasificación anterior. En este caso, las medidas tendientes a controlar su producción son prácticamente infructuosas, en relación al aumento de su recuperación final, puesto que dichos yacimientos producirán esencialmente por empuje de gas disuelto liberado.

14.3.- G.O.I. PARA YACIMIENTOS DE ACEITE CON ENTRADA DE AGUA.

14.3.1.- YACIMIENTOS BAJOSATURADOS!

Cuando el aceite desplazado por agua está bajosaturado, la eficiencia del desplazamiento, en la zona lavada, aumenta ligeramente al disminuir la presión del yacimiento. La razón de este incremento es la disminución de la viscosidad del aceite al abatirse la presión del yacimiento. Por lo tanto, se concluye que, para este caso particular, la recuperación aumentará ligeramente al incrementarse el ritmo de producción, ya que de esta manera se abatirá más rápidamente la presión del yacimiento. Es importante insistir que también en este caso el gasto máximo puede quedar limitado a fin de evitar la conificación o digitación del agua. Se indica además, que una vez alcanzada la presión de saturación se deberán tomar las consideraciones hechas para yacimientos saturados, como si el yacimiento empezara su vida productiva a partir de dicha presión.

14.3.2.- YACIMIENTOS SATURADOS SIN CASQUETE DE GAS.

El desplazamiento de aceite por agua, en una formación parcialmente saturada de gas, da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite, a la que se le da el nombre de banco de aceite [Véase Fig. 2-3], formada adelante del frente de invasión de agua. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado", distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil⁵. Como ya se mencionó con anterioridad, esta circunstancia generalmente tiende a aumentar la efectividad del desplazamiento, y por lo tanto la recuperación. Sin embargo, este incremento está sujeto a ciertas limitaciones.² En la Fig. --- 14-2 se muestra la relación obtenida, para diferentes aceites, entre la recuperación y la presión de desplazamiento por invasión de agua en presencia de gas⁶. Obsérvese que para las curvas A, B y C, correspondientes a los aceites más pesados (aceite "normal"), se tienen valores máximos de recuperación, los cuales se atribuyen al efecto de la saturación de gas en la reducción de -

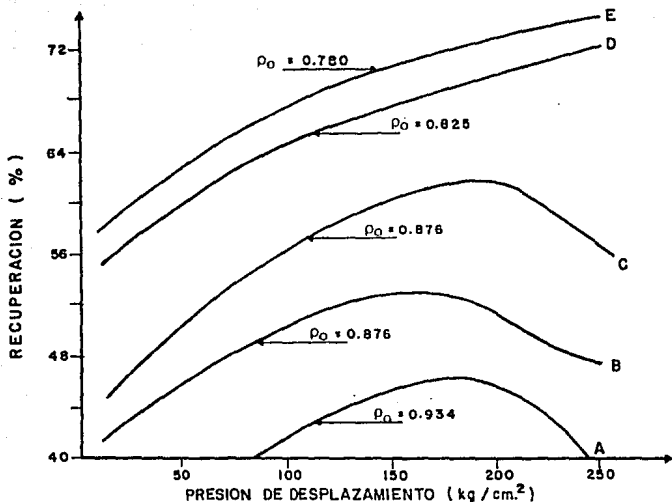


FIG. 14-2.- EFECTO DE LA PRESION SOBRE LA RECUPERACION DE ACEITE POR DESPLAZAMIENTO CON AGUA, EN PRESENCIA DE GAS LIBERADO.⁶

la saturación residual de aceite. Para presiones mayores a las que corresponden estos valores máximos, la recuperación disminuye porque la fase gaseosa, que propicia el aumento de la recuperación, también disminuye (recuérdese que altas presiones se traducen en gastos menores). Sin embargo, las curvas D y E no presentan valores máximos de recuperación ya que, por tratarse de aceites ligeros, éstos muestran un mayor encogimiento.

El G.O.I. corresponde, obviamente, al que permite mantener la presión óptima de desplazamiento en el yacimiento, preferentemente en el contacto agua-aceite. La determinación del G.O.I. involucra, necesariamente, la predicción del comportamiento del yacimiento [véanse Figs. 13-3 y 13-4].

14.3.3.- YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO CON CASQUETE DE GAS.

Como generalmente el empuje por agua es el mecanismo de despla-

zamiento más eficiente, la máxima recuperación de aceite se obtendrá, en este caso, impidiendo la acción de los otros dos mecanismos (el empuje de gas disuelto y la expansión del gas del casquete). El G.O.I. estará condicionado por la magnitud del empuje hidráulico. Si el yacimiento posee un intenso empuje por agua y se permite la expansión del casquete de gas —mediante una excesiva producción de aceite— el resultado será, frecuentemente, la pérdida de volúmenes sustanciales de aceite. Esto sucederá solamente, cuando el aceite residual en la zona invadida de gas no pueda recuperarse posteriormente, en forma económica, por el agua que invade al yacimiento.

La cantidad de aceite perdido está determinada por la expansión neta del gas del casquete y la diferencia entre las eficiencias de desplazamiento por dicho gas y agua. El volumen de aceite --perdido por la expansión del gas del casquete puede calcularse, en este caso, con la siguiente expresión:⁷

$$V_{\text{perd.}} = [mNB_{Ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - G_{pc} B_g] \frac{\bar{S}_{orzig} - \bar{S}_{orziw}}{\bar{S}_{ozo} B_o} \dots\dots(14.1)$$

- Donde:
- \bar{S}_{orzig} = saturación media de aceite residual en la zona invadida por el gas.
 - \bar{S}_{orziw} = saturación media de aceite residual en la zona invadida por el agua.
 - \bar{S}_{ozo} = saturación media de aceite en la zona de --aceite.
 - G_{pc} = volumen de gas producido del casquete a c.s.

Una forma de estimar el volumen de gas producido del casquete --(G_{pc}) es a través de la estimación de la relación gas-aceite --instantánea, en la forma descrita en el capítulo anterior. Según se indicó, se puede estimar esta relación a partir de ecuaciones empíricas basadas en el comportamiento pasado del yacimiento [Véase Fig. 13-8]. Estimada así R , es posible obtener -- G_{pc} , cuando el contacto gas-aceite ya alcanzó los pozos que producen dicho gas, lo que significa un valor de h_g negativo.

La expansión del gas del casquete puede controlarse produciendo gas de dicho casquete o regulando la producción de fluidos en la zona de aceite, a fin de que la presión del yacimiento no se abata en forma apreciable, y permita que la entrada de agua invada la zona de aceite, con un gasto aproximadamente igual al de los fluidos producidos a condiciones del yacimiento. De estas dos alternativas se prefiere generalmente la segunda, puesto que al producir gas del casquete se acelera el depresionamiento del yacimiento.

También en este caso el G.O.I. debe determinarse mediante la predicción detallada del comportamiento del yacimiento, suponiendo diferentes alternativas de producción y considerando los problemas particulares que puedan presentarse por la conificación y digitación de agua o gas.

La producción de gas del casquete puede provocar, en algunos yacimientos, notables reducciones en la recuperación de su aceite. Es un efecto contrario al de la expansión del casquete y ya se ha analizado en el capítulo anterior. Esta disminución es particularmente importante cuando el empuje hidráulico es intenso y propicia la emigración del aceite hacia el casquete, invadiéndolo. Sólo parte de este aceite podrá ser recuperado, posteriormente, por el agua que invade al yacimiento o por alguno de los mecanismos de desplazamiento siguientes:

- La expansión futura del casquete,
- El empuje del gas disuelto en el aceite de invasión, - y/o
- La segregación gravitacional.

Para determinar la saturación de aceite residual, es necesario conocer el mecanismo que finalmente desplazará parte del aceite introducido al casquete.

El volumen de aceite perdido puede obtenerse mediante la Ec. --- (13.17):⁹

$$V_{operd.} = [G_{pc} B_g - mNB_{ti} (\frac{B_g}{B_{gi}} - 1)] \frac{S_{orcg} - S_{oicg}}{S_{ocg} B_o} \quad [m' \text{ a c.s.}]$$

.....(13.17)

- Donde:
- \bar{S}_{orcg} = saturación media de aceite residual en el casquete de gas, después de la invasión del agua.
 - \bar{S}_{oicg} = saturación media de aceite inicial en el casquete. Este valor es muy pequeño y en ocasiones nulo.
 - \bar{S}_{ocg} = saturación media de aceite en la zona del casquete que está invadida por el aceite. Este valor es anterior a la invasión de agua.

14.4.- G.O.I. PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO CON CASQUETE DE GAS, SIN ENTRADA DE AGUA.

La eficiencia de desplazamiento por el gas del casquete es sensible al gasto de producción de aceite. Este gasto norma el ritmo de depresionamiento del yacimiento, así como el de la expansión

del gas del casquete y de su invasión o desplazamiento hacia la zona productora de aceite. Si el gasto de aceite es alto, la eficiencia de desplazamiento será relativamente baja. La determinación del gasto más eficiente (G.O.I.) puede efectuarse mediante la teoría de avance frontal, considerando el efecto que el ritmo de extracción tiene sobre el desplazamiento del contacto gas-aceite.^{10,11} La saturación de aceite residual debe obtenerse para las etapas sucesivas de depresionamiento del yacimiento; puesto que mientras mayor sea la presión de desplazamiento, menor será la viscosidad del aceite y más eficiente su recuperación. En la Fig. 14-3 se muestran los resultados obtenidos al determinar el efecto que tienen sobre la recuperación de aceite, el ritmo de producción y la presión de desplazamiento. Estos resultados, obtenidos aplicando la teoría de avance frontal, corresponden a un yacimiento real localizado en Venezuela.

En la explotación de este tipo de yacimientos es de importancia capital conservar la energía del yacimiento, evitando la disipación del gas libre segregado, mediante la producción selectiva del aceite por los pozos terminados en la parte inferior del yacimiento. Es evidente que la recuperación de aceite disminuirá al producir gas del casquete, puesto que dicho gas no contribuirá al desplazamiento del aceite.

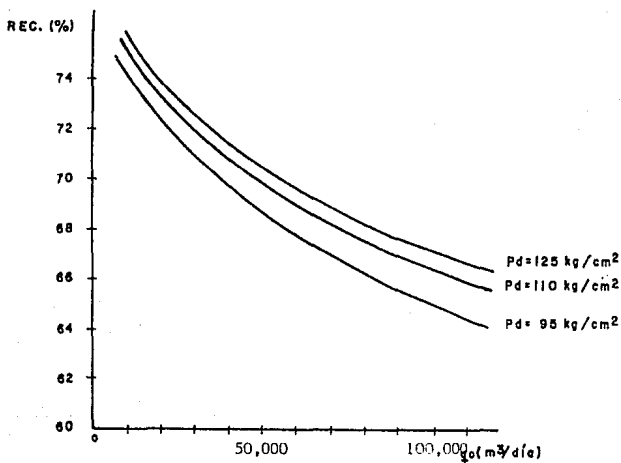


FIG. 14-3.- RECUPERACION DE ACEITE POR DESPLAZAMIENTO DEL GAS DEL CASQUETE A DIFERENTES RITMOS DE PRODUCCION Y PRESIONES DE DESPLAZAMIENTO.¹¹

14.5.- G.O.I. PARA YACIMIENTOS CON SEGREGACION DEL GAS LIBERADO:

Es importante recordar que el gas liberado se segregará, en contraflujo con el aceite, sólo después de alcanzar su saturación crítica, y que el máximo ritmo de segregación se obtendrá cuando se igualen los valores de las movilidades del gas y del aceite - [Ec. (2.4)]. Por lo tanto el ritmo de explotación no tiene ninguna influencia sobre la recuperación cuando la saturación de gas es menor que la crítica. Posteriormente, mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación y recuperación de aceite. El detalle de este fenómeno se explica en el Capítulo II al analizar el empuje por segregación gravitacional. Como la producción a gastos muy bajos puede resultar incosteable, deberá estimarse el ritmo de extracción conveniente estableciendo el balance económico correspondiente. En este caso también es necesario analizar diferentes alternativas de explotación, prediciendo previamente el comportamiento del yacimiento, considerando las condiciones de terminación y producción de los pozos. En la Fig. 14-4 se presenta el efecto del ritmo de producción sobre la recuperación de aceite, en un pozo con el intervalo disparado localizado en el fondo de la zona productora, considerando tres gastos de producción diferentes.^{1,2} Obsérvese que durante los primeros periodos de explotación, el comportamiento del yacimiento es el mismo para los tres gastos considerados, ya que en este punto no actúa aún la segregación gravitacional —la saturación del gas liberado es menor que la crítica—; pero a partir de una presión de aproximadamente 90 kg/cm² se empieza a manifestar la segregación gravitacional y el efecto del gasto en el comportamiento del pozo. La mayor recuperación (41%) corresponde al Caso 3, que es el de menor gasto, mientras que la menor, de 25%, corresponde al gasto mayor, Caso 1. La diferencia entre estos dos valores es del 16%; bastante significativa.

14.6- G.O.I. PARA YACIMIENTOS DE GAS CON ENTRADA DE AGUA!

En un yacimiento de gas, la invasión de agua provoca el atrapamiento de un volumen de gas que, a condiciones de yacimiento, está en función del valor de la saturación residual de dicho gas - (s_{gr}). El volumen de gas residual, convertido a condiciones estándar, será mayor mientras mayor sea la presión de desplazamiento en el yacimiento, por la alta compresibilidad de este fluido. Bajo estas condiciones se infiere que la mayor recuperación se obtiene cuando se depresiona rápidamente el yacimiento, lo que significa que el G.O.I. será el máximo permisible por las limitaciones económicas prevaletientes y por posibles problemas de conificación del agua, que reducirían la recuperación. Si los problemas de conificación son muy serios, será necesario restringir el ritmo de extracción para reducir la magnitud de dichos problemas.

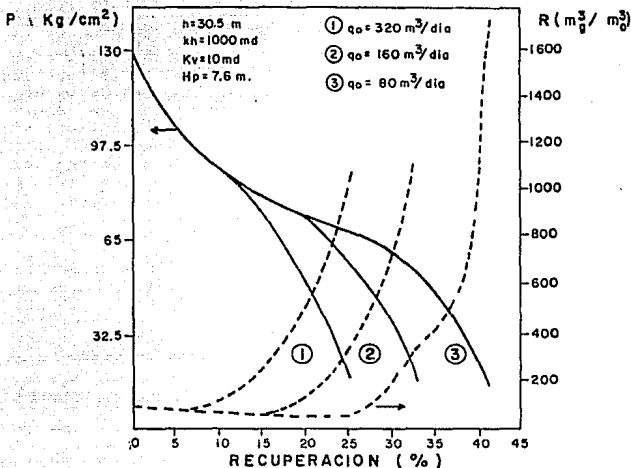


FIG. 14-4.- EFECTO DEL RITMO DE PRODUCCION SOBRE LA RECUPERACION DE ACEITE, EN UN POZO CON EL INTERVALO DISPARADO LOCALIZADO EN EL FONDO DE LA ZONA PRODUCTORA.¹²

14.7.- DISCUSION GENERAL.

Los lineamientos expuestos, sobre las políticas generales tendientes a conservar los hidrocarburos mediante su producción racional, corresponden a la etapa de explotación primaria de los yacimientos, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos. Es evidente que la conservación de los hidrocarburos comprende todas las medidas tendientes a incrementar su recuperación y su producción económica, entre las cuales resaltan los proyectos de recuperación secundaria y terciaria, así como los procedimientos de estimulación y producción. El estudio de estos temas está fuera del objetivo de este trabajo, ya que forman parte de los programas de otros cursos.

En general, el desplazamiento frontal por agua es más eficiente que el frontal por gas y éste a su vez más eficiente que el desplazamiento por empuje de gas disuelto liberado. Sin embargo, este orden se altera en algunos casos, debido a las condiciones particulares del yacimiento y/o sus fluidos. Por ejemplo, el em-

puje hidráulico natural puede proporcionar, en algunos yacimientos muy fracturados, recuperaciones menores que las que se obtendrían por empuje de gas disuelto.¹³ También en algunos yacimientos el empuje por el gas del casquete puede ser más eficiente que el proporcionado por el agua. Esto sucede cuando la composición de dicho gas permite que su tensión superficial con el aceite sea muy baja, propiciando fenómenos de transferencia de masa (efectos de miscibilidad) que proporcionan un desplazamiento muy eficiente.¹⁴ Este tipo de desplazamiento ocurre generalmente cuando el gas del casquete posee un alto contenido de hidrocarburos intermedios o de dióxido de carbono (CO₂). Las condiciones que favorecen este tipo de desplazamiento son:

- Altas presiones de desplazamiento.
- Aceites Volátiles.
- Temperaturas relativamente bajas.

Bajo estas condiciones, las máximas recuperaciones se obtienen en yacimientos en los que simultáneamente pueden aplicarse un desplazamiento de gas miscible y el efecto de segregación gravitacional. Por ello, cuando la eficiencia de recuperación total por el gas del casquete sea mayor que la que proporciona la invasión de agua, el yacimiento deberá explotarse evitando la entrada de agua. En este caso lo recomendable es mantener la presión del yacimiento inyectando gas en la parte superior del casquete. La eficiencia de recuperación total antes mencionada, es el producto de la eficiencia de desplazamiento por la eficiencia volumétrica. La eficiencia de desplazamiento, definida como la fracción de aceite desplazado en la zona barrida, debe determinarse experimentalmente, simulando las condiciones de desplazamiento en el yacimiento.

La implantación de ritmos de producción muy altos, en yacimientos con entrada de agua que contienen zonas lenticulares de baja permeabilidad, provoca el entrampamiento y pérdida de gran parte del aceite almacenado en dichos lentes, debido a la mayor velocidad de desplazamiento del agua por las partes más permeables, como se muestra en la Fig. 14-5(a).¹⁵ A un ritmo de producción menor, es factible obtener un avance lento del frente de invasión de agua, en forma tal que permita su absorción y el desplazamiento del aceite, por efectos capilares, en las zonas lenticulares más compactas. En este caso la imbibición del agua provoca la expulsión del aceite por la parte superior de dichas zonas lenticulares. En la Fig. 14-5(b) se presenta este fenómeno.

Un efecto similar de entrampamiento de aceite se presenta, a escala microscópica, en las formaciones que contienen cavernas o fracturas.¹⁶ El mecanismo de desplazamiento del agua en una formación constituida por una matriz de baja permeabilidad (con porosidad primaria intergranular) y sistemas de cavernas, fisuras o fracturas, ha sido descrito mediante la introducción del concepto de la "velocidad crítica" del avance del agua.¹⁷ Esta velo

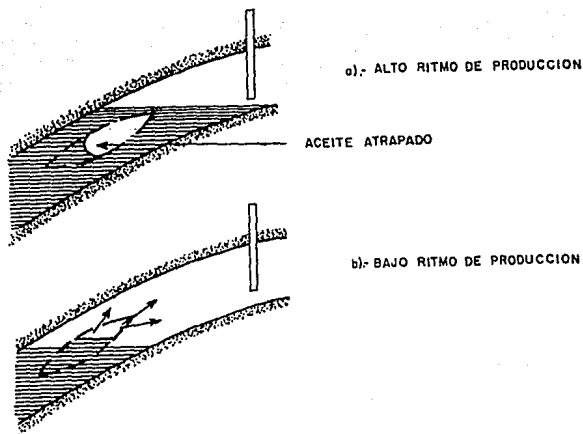


FIG. 14-5.- EFECTO DEL RITMO DE PRODUCCION SOBRE EL DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR AGUA EN LENTES DE BAJA PERMEABILIDAD.¹⁵

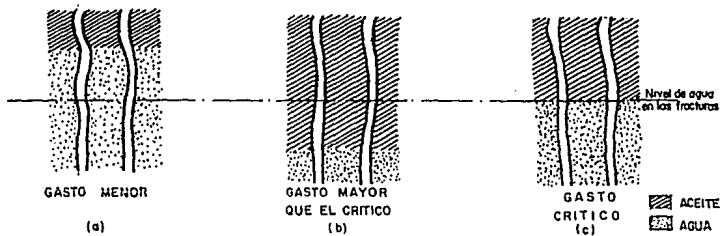


FIG. 14-6.- IMBIBICION A DIFERENTES RITMOS DE DESPLAZAMIENTO DEL AGUA.¹⁷

cidad crítica ha sido definida como el ritmo de avance del agua para el cual el nivel de ésta en las cavernas o fracturas, es el mismo existente en la matriz. En la Fig. 14-6 se ilustra este concepto. Para velocidades de desplazamiento menores que la crítica, Fig. 14-6(a), el nivel del agua en la matriz, será superior al alcanzado en las zonas más permeables. De esta manera el aceite recuperable será desplazado de la matriz antes de que el agua en las fracturas alcance la parte superior del yacimiento. A ritmos mayores que el valor crítico, el nivel de agua en las zonas más permeables se adelantará al de la matriz, como se presenta en la Fig. 14-6(b). En este caso la matriz quedará completamente rodeada de agua antes de que termine el desplazamiento por imbibición. Y en la Fig. 14-6(c) se muestra el caso cuando el gasto es el crítico; se observa que el desplazamiento es uniforme tanto en la matriz como en las fracturas. En la Fig. 14-7 se presenta el efecto que tiene la velocidad de desplazamiento del frente de invasión de agua sobre la recuperación del aceite.

En yacimientos fracturados después de la invasión de agua, la imbibición de ésta en el medio capilar puede promover la recuperación adicional del aceite que se acumule en las fracturas comunicadas con los pozos. Este proceso se establece en forma lenta, al desaparecer el gradiente de presión generado por la explotación inicial. El aceite es desalojado, en contraflujo con el agua, de la matriz rocosa hacia las fracturas, donde se acumula por flotación en su parte superior.

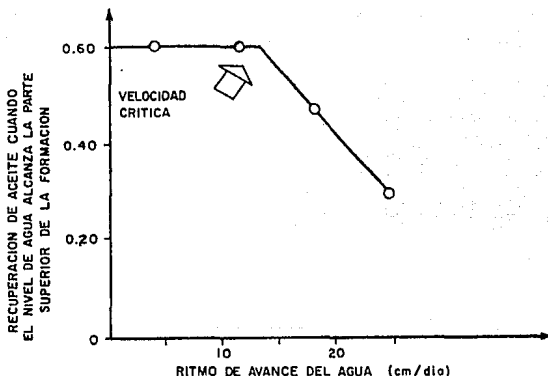


FIG. 14-7.- EFECTO DE LA VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO DEL AGUA SOBRE LA RECUPERACION DE ACEITE.¹⁷

Es oportuno indicar en esta discusión que muchas formaciones productoras, principalmente carbonatadas, son anisótropas¹⁹, o sea, su permeabilidad en una dirección es diferente de su permeabilidad en la otra ($k_v \neq k_h$). La causa principal de dicha anisotropía son los esfuerzos geológicos existentes en las formaciones. Como el conocimiento de esta propiedad es importante para localizar adecuadamente los pozos, es conveniente determinarla, durante el desarrollo inicial de un campo, mediante pruebas de producción, o bien en forma directa sobre muestras representativas de la formación. También se considera conveniente mencionar que si bien es cierto que el grado de conificación y de producción de agua aumenta con el ritmo de producción, no existe ninguna indicación que la recuperación final disminuya, cuando la formación es homogénea, al incrementarse dicho gasto de extracción!

REFERENCIAS.

- 1.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 2.- Pirson, S.J.
"Oil Reservoir Engineering".
McGraw Hill Book Co., 1958.
- 3.- Pirson, S.J.
"A Universal Theory of Oil Reservoir Engineering".
World Oil, noviembre de 1957.
- 4.- Arthur, M.G.
"Fingering and Coning of Water and Gas in Homogeneous Oil Sand".
Trans. of AIME, 1945.
- 5.- Kyte, J.R. et al.
"Mechanism of Water Flooding in Presence of Free Gas".
Trans. of AIME, 1956.
- 6.- Dardaganian, G.S.
"The Application of the Buckley-Leverett Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery".
Trans. of AIME, 1958.
- 7.- Cole, F.W.
"Determining Oil Lost By an Expanding Gas Cap".
World Oil, mayo de 1958.
- 8.- Cole, F.W.
"Determining Oil Lost By a Shrinking Gas Cap".
World Oil, abril de 1958.
- 9.- Garaicochea, F.
"Invasión del Casquete de Gas por Aceite en Yacimientos con Empuje Hidráulico".
Revista del I.M.P., enero de 1974.

- 10.- Welge, H.J.
 "A Simplified Method for Computing Oil Recovery By Gas or Water Drive".
 Pet. Trans. Reprint Series No. 2.
- 11.- Joslin, W.J.
 "Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs".
 Trans. of AIME, 1944.
- 12.- Cook, R.E.
 "The Effects of Production Rate and Completion Interval on the Natural
 Depletion Performance of Massive-Sand Oil Reservoirs".
 Preprint SPE, NO. 4631, 1973.
- 13.- Teyssier, J. y De la Fuente, G.
 "Estudio del Campo Barcodón, Segunda Parte".
 Revista del I.M.P., Publ. No. 71 BH/083, 1971.
- 14.- Stone, H.L.
 "The Effect of Gas Composition Upon Oil Recovery By Gas Drive".
 Trans. of AIME, 1956.
- 15.- Buckley, S.F. y Leverett, M.C.
 "Mechanism of Fluid Displacement in Sands".
 Pet. Trans. Reprint Series No. 2.
- 16.- Aronofsky, J.S. et al.
 "A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix Due to
 Water Invasion in Fractured Reservoirs".
 Trans. of AIME, 1958.
- 17.- Mattax, C.C. y Kyte, J.R.
 "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoirs".
 Trans. of AIME, 1962.
- 18.- Brownscombe, E.R. y Dyes, A.B.
 "Water Imbibition Displacement —A Possibility for the Spraberry".
 Drilling and Production Practice, API, 1952.
- 19.- Chilingar, et al.
 "Oil and Gas Production from Carbonate Rocks".
 Elsevier Publishing Co., INC. New York, 1972, pp. 112.

C A P I T U L O X V

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

15.1.- INTRODUCCION.

Habiendo establecido los principios que gobiernan el mecanismo de segregación gravitacional, o drene por gravedad, así como los métodos para determinar su presencia en los yacimientos, en el Capítulo II de este trabajo, a continuación se presentará un procedimiento para predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos. Según se indicó, el drene por gravedad generalmente es uno de los más eficientes para explotar un yacimiento de aceite. Las recuperaciones alcanzadas con este mecanismo de desplazamiento, rebasan en ocasiones a las obtenidas mediante la aplicación de procesos de recuperación mejorada¹.

Para que este mecanismo actúe en forma sustancial en la recuperación de aceite, es necesario, en algunos casos, restringir el ritmo de producción. Sin embargo, cuando las condiciones del yacimiento son suficientemente favorables, el mecanismo por gravedad puede prevalecer aun cuando los gastos sean altos. Estas condiciones favorables, enumeradas en el Capítulo II, son: alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del aceite y una formación de espesor o con alto relieve estructural. La combinación de estas características permitirá evaluar —mediante el término de Smith²— qué tan favorables son las condiciones al drene por gravedad.

La decisión de explotar un yacimiento con las características anteriores, aplicando, por ejemplo, procesos de inyección de agua o simplemente por segregación gravitacional, deberá tomarse una vez que se cuantifiquen en forma oportuna, con el o los modelos de predicción adecuados, los resultados correspondientes a cada alternativa de explotación, puesto que un pequeño porcentaje de diferencia en la recuperación puede significar miles de millones de pesos, dependiendo del tamaño del yacimiento³.

Actualmente, con la aplicación de las computadoras a los problemas de ingeniería de yacimientos, se han desarrollado modelos complejos y sofisticados para predecir el comportamiento de los yacimientos. No obstante, los modelos relativamente simples, como los de balance de materia, son todavía de gran utilidad para ese propósito. El uso de modelos sofisticados se justifica dependiendo de

la complejidad del problema, así como de la cantidad y confiabilidad de los datos disponibles. De poco o nada serviría utilizar un modelo muy completo si la información es escasa y poco confiable.

Algunas ventajas de los métodos de balance de materia, con respecto a los modelos de simulación numérica, son: su utilidad para entender los mecanismos de producción y sus interacciones; la rapidez en el procesamiento de información y en el análisis de resultados, y el requerimiento mínimo de tiempo de cómputo y memoria, existiendo así la posibilidad de ser procesados en calculadoras programables de bolsillo.

En este capítulo se presenta un método simplificado para predecir el comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional, el cual tiene todas las ventajas de los métodos simples, indicadas con anterioridad.

15.2.- BASES DEL METODO E INFORMACION REQUERIDA?

Las consideraciones en las que se basa el método son las siguientes:

- 1.- El yacimiento está bien comunicado verticalmente, lo que permite que los gradientes de presión, en el casquete y en la zona de aceite, sean prácticamente constantes.
- 2.- Al explotar el yacimiento se desarrolla un casquete de gas secundario. Este desarrollo obedece esencialmente a la segregación del gas liberado por efecto de la variación de la presión con la profundidad, que ocasiona que la presión de saturación (p_h) se alcance primero en la parte superior del yacimiento.
- 3.- La entrada de agua al yacimiento y la producción de ella, -- son despreciables.
- 4.- La producción de aceite se obtiene de la parte inferior del yacimiento, en la que se tiene aceite bajosaturado. Por lo tanto, el gas producido es el disuelto en el aceite ($R = R_s = R_p$).
- 5.- Durante la explotación el ritmo de producción de aceite no excede al de su segregación. Este gasto se calcula con la -- Ec. (2.4); el gasto total del yacimiento, no debe ser mayor a este valor.
- 6.- El casquete de gas se desplaza uniformemente.

INFORMACION REQUERIDA.

Para efectuar la predicción es necesario contar con la siguiente información:

- 1.- La variación del volumen de roca (V_b) con la profundidad (D).
- 2.- La variación de la presión inicial con la profundidad. Recuerdese que se consideran yacimientos de gran espesor o con alto relieve estructural, por lo que la presión, al igual -- que las propiedades de los fluidos y la formación, podría variar con la profundidad.
- 3.- La variación de la porosidad y la saturación de agua.
- 4.- Las propiedades pVT de los fluidos y su variación con la profundidad.
- 5.- La compresibilidad de la roca (c_f).
- 6.- La saturación media de aceite residual en el casquete de gas (\bar{S}_{orcg}). Este valor se obtiene en el laboratorio mediante -- pruebas con muestras representativas de la formación.
- 7.- El número de pozos productores, la localización de sus intervalos y su productividad.

15.3.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO:

Antes de proporcionar los pasos a seguir para la predicción del comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional, se considera conveniente explicar algunas suposiciones adicionales, tomadas durante el procedimiento, a fin de que se tenga un mejor entendimiento de éste.

Por tratarse de yacimientos de gran espesor, de echado considerable o de alto relieve estructural, lo más probable es que las -- propiedades de los fluidos y de la formación --especialmente si ésta no es homogénea-- variarán con la profundidad, de acuerdo a lo ya indicado. Por esta razón, se estima necesario dividir el yacimiento en tres zonas a saber: la zona del casquete de gas sgcundario, la zona de gas disperso, y la zona de aceite bajosaturado. Cada zona estará dividida en bloques o intervalos de igual espesor, para los que se determinarán su presión, las propieda--des de los fluidos presentes en ese bloque, su porosidad y la saturación de agua.

La producción de aceite, que como ya se indicó se obtendrá de la parte inferior del yacimiento (zona de aceite bajosaturado), se deberá a la expansión de los fluidos y la formación (N_{p1}), y a -

la acumulación y expansión del gas liberado que forma el casquete (N_{p2}). La suma de ambas producciones dará como resultado la producción acumulativa de aceite (N_p). Se considerará que el yacimiento inicialmente posee aceite bajosaturado en su totalidad, por lo que el cálculo de N_{p1} se hará tomando en cuenta todos los bloques del yacimiento.

Por último, como el procedimiento consiste en la selección de -- una profundidad alcanzada por el contacto gas-aceite con la consiguiente suposición de la presión a dicha profundidad, los primeros 14 pasos de este procedimiento corresponden a la verificación del valor correcto de la presión supuesta. Esta verificación se realiza comparando el volumen de gas obtenido de dos formas diferentes. Los pasos restantes del procedimiento se reflejarán al cálculo de la producción de aceite, de la recuperación y del tiempo de explotación requerido para obtener dicha producción. El procedimiento consiste en:

- 1.- Construir una gráfica de volumen acumulativo de roca del yacimiento contra su profundidad, como se muestra en la Fig. - 15-1 (D vs. V_b).
- 2.- Dibujar en la gráfica anterior la variación de la presión de saturación y la presión inicial del yacimiento, con respecto

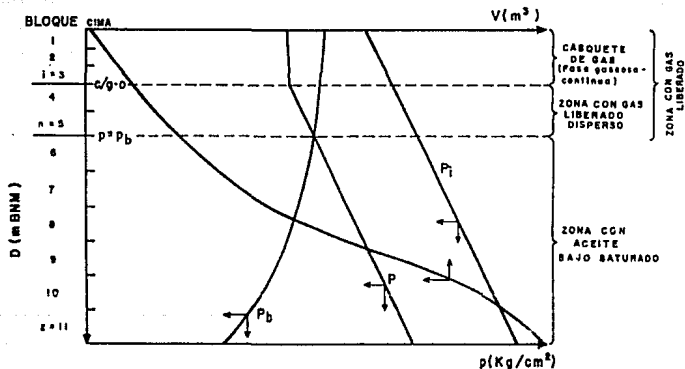


FIG. 15-1.- DISTRIBUCION DE PRESIONES Y ZONIFICACION DEL YACIMIENTO.³

a la profundidad [líneas " p_b " y " p_1 " de la Fig. 15-1, respectivamente].

- 3.- Considerar una profundidad del contacto gas-aceite y obtener el volumen de roca ocupado por el casquete de gas así delimitado.
- 4.- Suponer una presión para la profundidad considerada del contacto gas-aceite.
- 5.- Calcular la distribución de la presión arriba del contacto gas-aceite. Para su cálculo se puede utilizar la Ec. (11.3) aplicada a este caso, considerando que el gradiente de presión en esta zona es igual al que ejerce una columna de gas estática.
- 6.- Calcular la distribución de la presión abajo del contacto gas-aceite, de acuerdo a su densidad media a las condiciones prevaletientes. Para este efecto puede también utilizarse la Ec. (11.3).
- 7.- Dibujar en la figura de referencia la distribución de las presiones obtenidas en los dos pasos anteriores. En la Fig. 15-1 esta curva está representada por la línea " p ".
- 8.- Dividir la distancia comprendida entre la cima y el contacto gas-aceite en ℓ intervalos de igual espesor. De esta forma se constituyen ℓ -bloques de igual espesor en la zona delimitada por el casquete de gas. A cada bloque le corresponde un volumen de roca (V_{bcg})_j.
- 9.- Dividir la zona que contiene gas liberado disperso, o sea la comprendida entre el contacto gas-aceite y en el nivel en el que la presión es igual a la presión de saturación, en $[m - \ell]$ intervalos de igual espesor. En forma similar al paso anterior, se constituyen $[m - \ell]$ -bloques correspondiendo a cada bloque un volumen de roca (V_{bgd})_j.
- 10.- Dividir la distancia comprendida entre el nivel anterior (en el que $p = p_b$) y la profundidad total del yacimiento, en $[n - m]$ intervalos de igual espesor. En forma similar a los dos pasos anteriores se construyen $[n - m]$ -bloques, correspondiendo a cada bloque un volumen de roca (V_{bob})_j en la zona de aceite bajosaturado.

De esta manera, el yacimiento se delimitará en tres zonas con un total de n -bloques:

- a).- La zona del casquete de gas [ℓ -bloques].
- b).- La zona de gas disperso liberado [$(m - \ell)$ -bloques].
- c).- La zona de aceite bajosaturado [$(n - m)$ -bloques].

- 11.- Determinar las propiedades medias de cada bloque: p_j , ϕ_j , $(s_w)_j$, $(B_{oi})_j$, $(B_{ob})_j$, $(R_{sb})_j$, $(B_o)_j$, $(B_g)_j$.

- 12.- Calcular el volumen de gas, a condiciones de yacimiento, liberado por el aceite. Este aceite está constituido por el contenido en el casquete de gas, más el contenido en la zona con gas disperso liberado; o sea el aceite con presión inferior a la de saturación. Así:

$$G_{gl} \text{ a c.y.} = \sum_{j=1}^k \frac{(V_{bcg})_j \bar{\phi}_j (1 - \bar{s}_w)_j}{(B_{ob})_j} [(R_{sb})_j - (R_s)_j] (B_g)_j + \sum_{j=k+1}^m \frac{(V_{bgd})_j \bar{\phi}_j (1 - \bar{s}_w)_j}{(B_{ob})_j} [(R_{sb})_j - (R_s)_j] (B_g)_j \quad \dots (15.1)$$

- 13.- Obtener el volumen de roca ocupado por dicho gas liberado:

$$V_{bgl} = \frac{G_{gl} \text{ a c.y.}}{\bar{\phi} \bar{s}_{gcg}} \quad \dots (15.2)$$

Donde:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{j=1}^k \phi_j (V_{bcg})_j}{\sum_{j=1}^k (V_{bcg})_j}$$

$$\bar{s}_{gcg} = 1 - \bar{s}_{wcg} - \bar{s}_{orcg}$$

$$y \quad \bar{s}_{wcg} = \frac{\sum_{j=1}^k (V_{bcg})_j \phi_j (s_w)_j}{\sum_{j=1}^k (V_{bcg})_j \phi_j}$$

- 14.- Este volumen de roca se compara con el obtenido en el Paso (3). Si coinciden estos valores, dentro de la tolerancia fijada, continuar con el procedimiento en el Paso (15). En caso contrario, se deberá suponer otra presión para el contacto gas-aceite y repetir el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada.
- 15.- Una vez que se tiene la seguridad de que la presión supuesta [Paso (4)] es correcta, se calcula 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 bajosaturado, con la siguiente expresión:

$$N_{p1zgl} = \sum_{j=1}^k (N_{p1zcg})_j + \sum_{j=k+1}^m (N_{p1zgd})_j \quad \dots (15.3)$$

$$N_{p1zgl} = \sum_{j=1}^{\ell} \frac{(V_{bcg})_j \phi_i (1 - s_w)_j}{(B_{ob})_j} (c_e)_j [(p_i)_j - (p_b)_j] +$$

$$\sum_{j=\ell+1}^m \frac{(V_{bgd})_j \phi_i (1 - s_w)_j}{(B_{ob})_j} (c_e)_j [(p_i)_j - (p_b)_j] \dots \dots \dots (15.4)$$

16.- En forma similar, obtener el volumen de aceite producido, -- arriba de p_b , por efecto de las expansiones aludidas, de la zona que contiene aceite bajosaturado, con la siguiente ecuación:

$$N_{p1zob} = \sum_{j=m+1}^n \frac{(V_{ob})_j \phi_i (1 - s_w)_j}{(B_o)_j} (c_e)_j [(p_i)_j - (p_b)_j] \dots \dots \dots (15.5)$$

De esta forma:

$$N_{p1} = N_{p1zgl} + N_{p1zob}$$

17.- Calcular el volumen de aceite producido por efecto del gas -- liberado (N_{p2}), utilizando para tal propósito la ecuación de recuperación de aceite [Ec. (6.13)], en la que se despeja -- N_{p2} :

$$N_{p2} = \sum_{j=1}^{\ell} [N_j - (N_{p1zcg})_j] \left[1 - \frac{\bar{s}_{org}(B_o)_j}{(1 - s_w)_j (B_o)_j} \right] \dots \dots \dots (15.6)$$

18.- La recuperación total se determina al sumar las Ecs. (15.4), (15.5) y (15.6), y dividiendo el resultado entre el volumen original de hidrocarburos (N). La suma de las tres ecuaciones mencionadas indica el volumen total de aceite producido hasta el periodo considerado, por efecto de las expansiones de la roca y de los fluidos. Así:

N_{p1} corresponde al volumen de aceite producido por efecto de la expansión de la roca y de los fluidos en la etapa de bajosaturación del yacimiento.

N_{p2} corresponde al volumen de aceite producido por efecto de la acumulación y expansión del gas liberado. Obviamente este efecto sólo se presenta en la zona del casquete de gas.

Finalmente:

$$N_p = N_{p1} + N_{p2} \dots \dots \dots (15.7)$$

Y

$$Rec = \frac{N_p}{N} \dots\dots\dots(15.8)$$

Donde:

$$N = \sum_{j=1}^n \frac{(V_b)_j \phi_j (1 - s_w)_j}{(B_{oi})_j} \dots\dots\dots(15.9)$$

La Ec. (15.9) indica la suma del volumen original de aceite en cada bloque, a condiciones estándar, en todo el yacimiento.

- 19.- Calcular la presión media del yacimiento ponderando la presión media de cada celda con respecto al volumen original - de hidrocarburos a condiciones de yacimiento:

$$\bar{p}_y = \frac{\sum_{j=1}^n (\bar{p})_j (V_b)_j \phi_j (1 - s_w)_j}{\sum_{j=1}^n (V_b)_j \phi_j (1 - s_w)_j} \dots\dots\dots(15.10)$$

- 20.- El tiempo de explotación correspondiente se obtiene al dividir la producción acumulativa N_p [Ec. (15.7)] entre el gasto promedio de aceite:

$$t = \frac{N_p}{\bar{q}_o} \dots\dots\dots(15.11)$$

Donde:

\bar{q}_o = gasto total promedio del yacimiento. Este gasto puede obtenerse ponderando los gastos totales de los periodos de explotación anteriores, con el tiempo total transcurrido hasta el periodo considerado, usando la siguiente expresión:

$$\bar{q}_o = \frac{\sum_{k=1}^n q_{ok} t_k}{t} \dots\dots\dots(15.12)$$

n = es el número de periodos considerados, en este caso.

El procedimiento de cálculo se repite hasta que el contacto gas-aceite llega a un nivel preestablecido o se alcance el tiempo de explotación fijado.

La ecuación para calcular el gasto por pozo que se puede obtener por segregación, está dada por la siguiente expresión:

$$q_o = v_o A = \frac{0.835 C k_o (\rho_o - \rho_g) \text{sen} \alpha}{\mu_o B_o} A \dots\dots\dots (15.13)$$

Donde:

- q_o = gasto de aceite por pozo, [m_o^3 /día].
- C = coeficiente de resistencia al flujo en el pozo, el -- cual tiene un rango de valores de 0.3 a 0.4, [adim.].
- k_o = permeabilidad efectiva al aceite [darcys].
- μ_o = viscosidad del aceite [cp].
- B_o = factor de volumen del aceite, [m_o^3 a c.y./ m_o^3 a c.s.].
- ρ_o = densidad del aceite, [gr/cm³].
- ρ_g = densidad del gas, [gr/cm³].
- A = área de drene del pozo, [m^2].
- α = 90° cuando el desplazamiento es esencialmente verti-- cal (formaciones de espesor considerable y buena comu-- nicación vertical). Si el flujo es en dirección de -- los planos de estratificación, el valor de α es el -- del echado de la formación.

15.3.1.- EJEMPLO DE APLICACION.

Con el fin de ilustrar el procedimiento de cálculo, se presenta a continuación un ejemplo de aplicación.

En la Fig. 15-2 se muestra la variación del volumen de roca y de las presiones inicial y de saturación, con respecto a la profundidad. Se utilizaron además los siguientes datos:

$$\begin{array}{ll} s_w = 0.12 & \bar{s}_{orcg} = 0.25 \\ \phi = 0.10 & \bar{s}_{gscg} = 0.63 \end{array}$$

Los valores de s_w y ϕ son iguales en todo el yacimiento, por lo que se podrán utilizar los mismos para cada bloque.

Siguiendo el procedimiento de cálculo citado con anterioridad, - se encontró, después de un ensayo, que para la profundidad del - contacto gas-aceite considerada (1400 m), la presión es de 130 - kg/cm². La distribución de las presiones para otras profundida-- des se incluye en la Fig. 15-2 (Ver la curva representada por -- "p"). La distribución de presiones para el primer ensayo, se in-- dica con la curva discontinua paralela a la línea "p".

Aplicando las ecuaciones indicadas en el procedimiento --utili-- zando la información proporcionada y la del análisis pVT corres-- pondiente, no incluida aquí-- se calculó que el volumen total de aceite producido, a dicha posición del contacto gas-aceite, es - de:

$$N_p = 92.2 \times 10^6 \text{ m}_o^3 \text{ a c.s.}$$

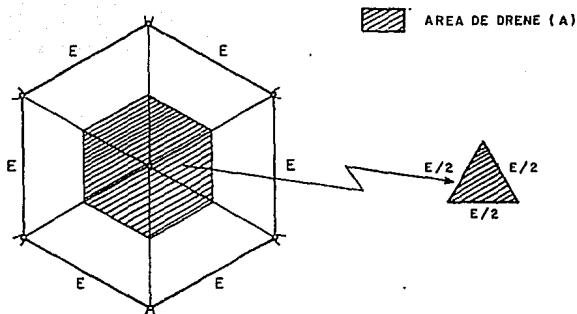


FIG. 15-3.- ARREGLO DE SIETE POZOS PARA EL EJEMPLO DE APLICACION.

seis triángulos equiláteros y determinando el área de cada triángulo, se tiene que:

$$\text{Area de un triángulo} = \frac{bh}{2}$$

Por ser un triángulo equilátero, sus lados son iguales ($E/2$) así como sus ángulos ($= 60^\circ$). De esta forma:

$$b = E/2, \text{ y}$$

$$h = (E/2)\text{sen}60^\circ$$

$$\text{Area}_\Delta = \left(\frac{1}{2}\right)\left(\frac{E}{2}\right)\left(\frac{E}{2}\right)\text{sen}60^\circ = \frac{E^2}{8}\text{sen}60^\circ$$

El área de drenaje total es la suma del área de los seis triángulos:

$$A = (6)(\text{Area}_\Delta) = \frac{6}{8}E^2\text{sen}60^\circ = 0.6495E^2$$

Y finalmente, sustituyendo el valor de $E = 500 \text{ m}$:

$$A = 0.6495(500)^2 = 162375 \text{ m}^2$$

Sustituyendo los datos proporcionados en la Ec. (15.13), se tiene que el gasto por pozo, es igual a:

$$q_o = \frac{(0.835)(0.3)(0.9)(0.6)(\text{sen}90^\circ)}{(3.0)(1.2)} (162375)$$

$$= 6101 \text{ m}_o^3/\text{día/pozo.}$$

Considerando que se tienen 50 pozos en producción, el gasto total promedio del yacimiento es:

$$q_o = (6101)(50) = 305,050 \text{ m}_o^3/\text{día}$$

Por último, el tiempo necesario para producir el volumen de aceite N_p , se calcula con la Ec. (15.11):

$$t = \frac{92.2 \times 10^6}{305,050} \approx 302 \text{ días.}$$

15.4.- CONVECCION E INVERSION DE PRESION.

Las características que hacen que un yacimiento presente condiciones favorables a la segregación gravitacional de sus fluidos —su espesor o, en su caso, su relieve estructural, y la permeabilidad en el sentido vertical— contribuyen a la presencia de otros fenómenos no comunes en otros tipos de yacimientos: la convección del aceite, su supersaturación y el efecto de inversión de presión.

La convección es un fenómeno que se presenta cuando el yacimiento es de gran espesor y tiene aceite bajosaturado. Normalmente el aceite más denso se acumula en la parte inferior del yacimiento, mientras que el aceite más ligero, con mayores valores de B_o , R_s y p_b , se encuentra en la parte superior. Sin embargo el aceite inferior está a una mayor temperatura, lo que origina en algunos casos, que su densidad llegue a ser menor que la del aceite localizado en la parte superior. Bajo estas condiciones se genera una inestabilidad cuyo resultado es la convección. Cuando existe convección no varían las propiedades de los fluidos con la profundidad. Este fenómeno provoca una reducción sustancial en la presión de saturación con el tiempo?

Para saber si existe convección, es necesario determinar si el efecto de la temperatura sobre la densidad del aceite, es mayor que el de la presión sobre dicha densidad; es decir, si el cambio en la densidad del aceite, por efecto de la temperatura, es mayor que el cambio en dicha densidad por efecto de la presión.

La compresibilidad del aceite, por definición, es:

$$c = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{dV_o}{dp} \right)_T \dots\dots\dots(15.14)$$

La densidad del aceite es igual a:

$$\rho_o = \frac{m}{V_o} \dots\dots\dots(15.15)$$

Despejando V_o de esta ecuación:

$$V_o = \frac{m}{\rho_o} \dots\dots\dots(15.16)$$

Derivando esta expresión con respecto a la presión:

$$\frac{dV_o}{dp} = - \frac{m}{\rho_o^2} \frac{d\rho_o}{dp} \dots\dots\dots(15.17)$$

Sustituyendo las Ecs. (15.16) y (15.17) en la Ec. (15.14):

$$c_o = - \frac{\rho_o}{m} \left(- \frac{m}{\rho_o} \frac{d\rho_o}{dp} \right) = \frac{1}{\rho_o} \frac{d\rho_o}{dp} \dots\dots\dots(15.18)$$

Despejando $d\rho_o$ y expresando la ecuación en diferencias finitas, - se tiene que:

$$\Delta\rho_o = c_o \rho_o \Delta p \dots\dots\dots(15.19)$$

Esta ecuación permite obtener el cambio en la densidad del aceite, a temperatura constante, cuando está sometido a un cambio de presión (Δp). Se puede establecer una expresión, en forma similar, - para calcular el cambio en la densidad del aceite, a presión constante, por efecto de la temperatura. El coeficiente de expansión térmica del aceite, es:

$$\lambda_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{dV_o}{dT} \right)_p \dots\dots\dots(15.20)$$

Sustituyendo las Ecs. (15.16) y (15.17) —esta última derivada $\frac{d\rho_o}{dT}$ para el caso de la temperatura—; simplificando y despejando $d\rho_o$, - se obtiene:

$$d\rho_o = \lambda_o \rho_o dT \dots\dots\dots(15.21)$$

Expresando la ecuación en diferencias finitas, se tiene que:

$$\Delta\rho_o = \lambda_o \rho_o \Delta T \dots\dots\dots(15.22)$$

Igualando las Ecs. (15.19) y (15.22):

$$c_o \rho_o \Delta p = \lambda_o \rho_o \Delta T \dots\dots\dots(15.23)$$

Simplificando y dividiendo entre el cambio de profundidad (ΔD):

$$c_o \frac{\Delta p}{\Delta D} = \lambda_o \frac{\Delta T}{\Delta D} \dots\dots\dots(15.24)$$

Existirá convección cuando:

$$\lambda_o \frac{\Delta T}{\Delta D} > c_o \frac{\Delta p}{\Delta D} \dots\dots\dots(15.25)$$

Donde:

- λ_o = coeficiente de expansión térmica del aceite, $[^{\circ}\text{C}]^{-1}$
- c_o = compresibilidad del aceite, $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$.
- $\Delta T/\Delta D$ = gradiente de temperatura, $[^{\circ}\text{C}/\text{m}]$.
- $\Delta p/\Delta D$ = gradiente de presión, $[\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}]$.

Los gradientes de temperatura y presión se obtienen de registros geofísicos, y el coeficiente de expansión térmica y la compresibilidad del aceite (λ_o y c_o) al realizar el análisis pVT a los fluidos del yacimiento.

A manera de ilustración, se presenta un ejemplo de un yacimiento en Irán, con la información que se indica a continuación, para el que se deseaba determinar si existía o no convección antes de iniciar la explotación:

$$\lambda_o = 1.17609 \times 10^{-3} [^{\circ}\text{C}]^{-1} \quad \Delta T/\Delta D = 0.03571 \text{ } ^{\circ}\text{C}/\text{m}.$$

$$c_o = 2.06238 \times 10^{-4} [\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1} \quad \Delta p/\Delta D = 0.06920 \text{ kg}/\text{cm}^2/\text{m}.$$

$$\lambda_o \frac{\Delta T}{\Delta D} = (1.17609 \times 10^{-3})(0.03571) = 4.19948 \times 10^{-5} [\text{m}]^{-1}.$$

$$c_o \frac{\Delta p}{\Delta D} = (2.06238 \times 10^{-4})(0.06920) = 1.42717 \times 10^{-5} [\text{m}]^{-1}.$$

Comparando ambos resultados se observa que:

$$4.19948 \times 10^{-5} > 1.42717 \times 10^{-5}$$

De donde se deduce que sí existe convección.

Se observa que, a partir de información relativamente simple, se puede evaluar una característica muy importante de la formación, como es la existencia de convección del aceite y, por lo tanto, que no se tengan variaciones apreciables de las propiedades del aceite con la profundidad. Para asegurarse al respecto, se recomienda obtener muestras de aceite a diferentes profundidades.

La supersaturación del aceite, que aumenta con el ritmo de producción, es un fenómeno que se ha comprobado experimentalmente.^{5, 7} Un aceite supersaturado es aquél que en las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equili-

brío. Cuando los gastos de producción son altos, la presión disminuye con más rapidez, originando que el aceite del yacimiento no alcance las condiciones de equilibrio necesarias para liberar el gas correspondiente a la caída de presión del yacimiento. Tanto la convección como la supersaturación del aceite provocan que la relación gas-aceite producida permanezca por abajo de la esperada al alcanzarse, en la parte superior del yacimiento, la presión de saturación determinada en los análisis pVT convencionales.

La inversión de presión es un fenómeno originado por la segregación del gas liberado. El cambio en la posición del gas al ascender, produce un efecto equivalente al incremento de presión proporcionado por la invasión o inyección de un fluido al yacimiento. Cuando se aplica la ecuación de balance de materia, este efecto puede atribuirse a la entrada de agua natural. El error así introducido es directamente proporcional a la longitud de la zona de aceite y la cantidad de gas liberado, e inversamente proporcional a la presión del yacimiento. Por ejemplo, si se aplica la ecuación de balance de materia, en forma de recta, para determinar los valores de N y C, a un yacimiento con segregación y sin entrada de agua, siempre se podrá encontrar la manera de ajustar los parámetros correspondientes a W_g . En realidad la formación de un casquete de gas secundario produce un efecto, en la presión del yacimiento, equivalente a la entrada de agua. En la Fig. 15-4 se presenta un esquema en el que se ilustra este fenómeno para una burbuja de gas liberado en un tubo cerrado que contiene una columna de aceite. En la parte superior [Fig. 15-4(a)] tiene una presión $p_1 = 0$, mientras que en la parte inferior se tiene una presión de $p_2 = 70 \text{ kg/cm}^2$, correspondiente al peso de la columna de aceite.

La burbuja de gas, que está a una presión de 70 kg/cm^2 , empieza a subir por efecto de la segregación, manteniendo su presión de 70 kg/cm^2 . Una vez que alcanza la parte superior del tubo, la presión en ese punto será igual a 70 kg/cm^2 , debido a que éste está cerrado; pero la presión en el fondo tampoco será la misma [Fig. 15-4(b)]. Habrá que sumar el peso de la columna de aceite a la nueva p_1 ; de esta forma, el valor de p_2 es igual a 140 kg/cm^2 . Un efecto similar se presenta en el yacimiento durante la segregación del gas.

La inversión de presión tiende a reducir el ritmo de depresionamiento del yacimiento, lo que resulta favorable para la explotación del aceite.

13.5.- DISCUSION GENERAL:

Con el objeto de seleccionar la forma más apropiada de explotar los yacimientos que presentan condiciones favorables a la segregación, se han empleado modelos matemáticos sofisticados para predecir su comportamiento, simulando diversas alternativas de operación. Los resultados obtenidos con estas predicciones cons-

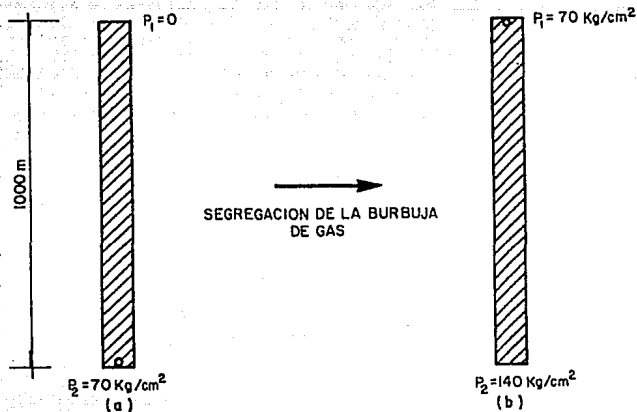


FIG. 15-4.- ILUSTRACION DEL FENOMENO DE INVERSION DE PRESION.

tituyen la parte fundamental de la selección e implantación del procedimiento de explotación para cada yacimiento. Es evidente por lo tanto, la importancia de puntualizar y discutir algunos conceptos que pueden ser útiles para afinar los resultados de las predicciones, al evitar la aplicación inadecuada de los modelos matemáticos disponibles. La discusión que sigue se orienta esencialmente hacia la aplicación de modelos para predecir el comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional, ya que por sus características particulares, este mecanismo presenta varias condiciones que conviene analizar con detenimiento.

Un modelo matemático ajustado, que permita reproducir la historia de un yacimiento, es indiscutiblemente el instrumento más poderoso disponible para predecir, con el mayor grado de confianza, el comportamiento de dicho yacimiento. Sin embargo, esta aseveración sólo es válida cuando los mecanismos de desplazamiento que han participado con anterioridad, continuarán actuando en forma similar. La situación puede cambiar radicalmente cuando se presenta la manifestación de un nuevo mecanismo de empuje. Por ejemplo, el hecho de que un modelo matemático ajustado, haya permitido reproducir la historia de producción de un yacimiento de aceite bajosaturado, no garantiza la exactitud de

los resultados que se obtengan al calcular el comportamiento futuro del yacimiento abajo de su presión de saturación. En estos casos la predicción sólo puede ser confiable cuando se cuenta -- con una caracterización precisa del yacimiento y, además, cuando el modelo permita simular matemáticamente los nuevos mecanismos de desplazamiento y sus fenómenos asociados. Por otra parte la - caracterización de un yacimiento es, en general, extremadamente difícil, muy costosa y de resultados inciertos. La información - necesaria sobre un yacimiento, para simular su comportamiento -- por segregación gravitacional, comprende entre otras determinaciones, las siguientes: a) La distribución de su porosidad, su - permeabilidad absoluta y su saturación de fluidos, tanto en sentido vertical como lateral; b) Las propiedades de sus fluidos y sus variaciones en sentido vertical y lateral; c) Las permeabilidades relativas al gas y al aceite; d) La compresibilidad de la formación y sus fluidos; etc.

Con la información anterior se establece la conformación del yacimiento, suponiéndolo constituido por un conjunto de bloques o celdas. Cada celda queda caracterizada al atribuirle valores de porosidad, permeabilidad absoluta, saturación de agua, compresibilidades, permeabilidades relativas, etc. Cuando la información es buena, se puede confiar en la determinación adecuada de la ma yor parte de las propiedades mencionadas. Sin embargo, las permeabilidades relativas al gas y al aceite, cuyo efecto -- como ya se observó en capítulos precedentes -- es el más importante, son prácticamente imposible de determinar en el medio petrolero mexicano, por la dificultad de disponer de núcleos grandes y representativos de todas las zonas que muestren variaciones apreciables en su estructura porosa. Adicionalmente, sería necesario -- contar con un equipo de laboratorio muy especializado, que permitiera reproducir la liberación del gas disuelto y el desplazamiento correspondiente de aceite, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Esta simulación experimental del empuje interno del gas liberado, es indispensable para formaciones con porosidad secundaria, como ya se indicó en el Capítulo VI, - ya que las permeabilidades relativas así determinadas difieren - sustancialmente de las obtenidas por empuje de gas externo [Ver Fig. 6-3]⁹

Otro factor que complica la determinación de las permeabilidades relativas, es la variación de la saturación de aceite residual - con el tiempo⁹. Los valores de esta saturación se han tratado de obtener en el laboratorio, simulando aceleradamente los efectos gravitacionales, mediante la aplicación de fuerzas centrífugas. Sin embargo, este procedimiento dificulta aún más el empleo de núcleos grandes, así como la adaptación de dispositivos para reproducir la liberación de gas, por depresionamiento del aceite, a la temperatura del yacimiento.

De lo anteriormente expuesto se infiere que resulta extremadamente difícil obtener el conjunto de valores necesarios de permeabilidades relativas. Desafortunadamente el comportamiento total --

del yacimiento y por lo tanto la recuperación, son muy sensibles a los valores de dichas permeabilidades relativas que se emplean en la predicción. Se han obtenido variaciones en la recuperación del 47 al 63%, al considerar tan sólo ligeras modificaciones en los valores intermedios de la permeabilidad relativa al aceite, a pesar de mantener constante el valor de la saturación de aceite inmóvil y los valores de la permeabilidad relativa al gas.⁹

La posibilidad de obtener una predicción confiable también depende, según se indicó, del grado de aproximación con que el modelo matemático simule los fenómenos asociados al desplazamiento del aceite. En relación a este aspecto debe señalarse que ningún modelo permite simular los fenómenos de convección del aceite,⁵ de supersaturación del aceite,^{6,7} y de inversión de presión.⁸

De acuerdo con lo mencionado, es razonable que surjan dudas -- respecto a la conveniencia de usar modelos matemáticos sofisticados para predecir el comportamiento de un yacimiento, cuando se carece de la información esencial y, además, el modelo no simula los fenómenos mencionados que están vinculados al proceso de recuperación del aceite. En estas condiciones, un modelo simplificado, aplicado con buen criterio, puede utilizarse con ventaja en la mayoría de los casos. Un ejemplo de ello, es el yacimiento Hawkins Woodbine¹ en el que mediante la aplicación de un modelo simplificado, se logró reproducir con gran precisión el avance observado de los contactos gas-aceite y agua-aceite, no obstante la complejidad del yacimiento y la diversidad de empujes presentes en el mismo. El ajuste entre las producciones medidas y las calculadas de aceite, gas y agua, también ha sido excelente.

Para lograr estos ajustes, que constituyen la parte esencial en la validación del modelo, no se usaron explícitamente valores de permeabilidad relativa. Los efectos de los cambios de estas permeabilidades se incluyeron al considerar saturaciones medias de aceite residual en las zonas invadidas por el gas o por el agua, así como el empleo de ecuaciones empíricas que relacionan la distancia --entre los contactos de fluidos y los intervalos productores-- con las relaciones agua-aceite y gas-aceite [Veánse Figs. 13-1 y 13-8, respectivamente].

Los resultados de las predicciones realizadas con este modelo -- se han utilizado para determinar las necesidades futuras de perforación y reparación de pozos, así como para incrementar sustancialmente la recuperación de aceite, cambiando el mecanismo predominante de desplazamiento con agua, por desplazamiento con gas. De este ejemplo se infieren las conclusiones siguientes -- respecto a los modelos simplificados:

- a) Pueden usarse para yacimientos complejos.
- b) Permiten estimar las reservas primarias y secundarias en forma satisfactoria.
- c) Son útiles para planear las operaciones y controlar la explotación.

En relación al mecanismo de segregación gravitacional del gas liberado, conviene discutir algunos aspectos relevantes, que ameritan su consideración específica.

En primer término se menciona la subestimación de este mecanismo en el medio petrolero mexicano, donde se ha generalizado y sostenido la idea de que la inyección de agua es el método más eficiente y económico para incrementar la recuperación de aceite. Sin embargo, se ha comprobado que la segregación gravitacional del gas, cuando las condiciones son favorables, es mucho más eficiente y económica.

Un argumento sostenido en contra de la segregación, es el relativo a la necesidad de restringir sustancialmente los ritmos de producción para que su participación sea predominante, indicando que en estas condiciones la explotación resulta incosteable. En relación a esta opinión, cabe aclarar que en muchos casos la segregación es de tal magnitud, que permite la obtención de gastos relativamente elevados, aunque el yacimiento se deprese sustancialmente. Tal es el caso del campo Oklahoma, que produce hasta 75,000 bl_o/día de aceite cuando su presión era prácticamente la atmosférica. Obviamente esta producción se obtenía por flujo artificial. Y aun cuando los gastos obtenidos por segregación no sean altos, deberá realizarse un estudio económico profundo que permita analizar las diferentes alternativas: gastos altos por poca recuperación y rendimiento a corto plazo, o gastos menores con recuperaciones mayores y también rendimientos mayores a largo plazo.

Por otra parte, si el yacimiento es de gran espesor, o su relieve estructural es considerable, los gastos de producción impuestos durante las primeras etapas de explotación del yacimiento pueden ser altos sin afectar la recuperación final del aceite. Cuando los ritmos de extracción son excesivos, se presenta una situación caótica en la zona de formación del casquete, en la que se tiene aceite y gas disperso [Veánse Figs. 15-1 y 15-2, zona de gas disperso], originando un contacto gas-aceite bastante irregular. En términos de recuperación final de fluidos, este fenómeno no es muy importante, siempre y cuando se produzca el aceite de la zona de bajosaturación. Una vez que el contacto gas-aceite alcanza los intervalos productores, los gastos de producción deberán disminuir, a fin de que la segregación gravitacional actúe completamente en el yacimiento; esto permitirá que el aceite residual en la zona de gas disperso fluya por gravedad hacia los pozos y que el contacto gas-aceite se uniformice e in-

cluso suba. La recuperación final no se afectará si se toman estas medidas en la explotación del yacimiento. Así pues, se observa que aplicando un método de explotación aparentemente irracional al principio de la vida productiva de un yacimiento, pero -- permitiendo la actuación del drenaje por gravedad en el momento indicado, la recuperación final de aceite no se afecta.

En relación al procedimiento aquí propuesto, para predecir el -- comportamiento de yacimientos con segregación, se considera conveniente indicar lo siguiente:

La precisión de los resultados depende esencialmente del valor -- de la saturación media de aceite residual en el casquete de gas (\bar{S}_{orcg}) que se utilice en los cálculos. De hecho al introducir -- como dato esta saturación, se evita su determinación explícita, lo que simplifica considerablemente el procedimiento de cálculo, haciéndolo fácilmente aplicable, tanto manualmente como con computadoras. La misma simplicidad del procedimiento permite obtener resultados para un rango de valores de \bar{S}_{orcg} . Una vez más se cita el yacimiento Hawkins como ejemplo del uso del valor medio de dicha saturación, cuya aplicación ha proporcionado resultados totalmente satisfactorios!

En los modelos sofisticados, la \bar{S}_{orcg} se determina explícitamente, mediante cálculos laboriosos y complejos, utilizando valores de permeabilidades relativas. Sin embargo, según se indicó, generalmente no se cuenta con valores precisos de dichas permeabilidades. Es evidente por lo tanto, la conveniencia de contar con -- modelos simplificados, para utilizarlos en lugar de los más elaborados, cuando se carece de la información básica aludida.

Otra consideración del método que amerita discusión, es la referente a la suposición de un gradiente de presión, en la capa de gas secundaria, igual al gradiente de presión de una columna de gas estática. La justificación de esta consideración es obvia al recordar que en el casquete de gas la saturación de este fluido forma una fase continua. Adicionalmente, la observación de esta característica fue comprobada por Beveridge, a partir de los resultados obtenidos al simular numéricamente el yacimiento Rain--bow.¹⁰ Abajo del contacto gas-aceite el gradiente de presión corresponde al de la columna de aceite, que forma una fase continua.

REFERENCIAS.

- 1.- Lee, W., et al.
"A Mathematical Model of the Hawkins Woodbine Reservoir".
JPT of SPE, diciembre de 1975.
- 2.- Klotz, J.A.
"The Gravity Drainage Mechanism".
JPT of SPE, abril de 1953.
- 3.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 4.- Dykstra, H.
"The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage".
JPT of SPE, mayo de 1978.
- 5.- Peaceman, D.W.
"Convection in Fractured Reservoirs".
SPEJ, octubre de 1976.
- 6.- Stewart, C.R.; Craig, F.F., y Morse, R.A.
"Determination of Limestone Performance Characteristics by Model Flow Tests".
Trans. of AIME, Vol. 198, 1953.
- 7.- Dumoré, J.M. y Schols, R.S.
"Drainage Capillary Pressure Functions and the Influence of Connate Water".
SPEJ, octubre de 1974.
- 8.- Mead, H.N.
"Pressure Inversion and Material Balance Calculations".
Trans. of AIME, 1959.
- 9.- Havlena, D. y Odeh, A.S.
"The Material Balance as an Equation of a Straight Line".
Trans. of AIME, 1963.
- 10.- Beveridge, S.B. y Spivak, A.
"Recovery Sensitivities of High-Relief Reservoirs".
Journal of Canadian Petroleum, julio-septiembre, 1969.
- 11.- Romero López, J.O. y Rosete Téllez, J.
"Explotación por Inyección de Agua en Yacimientos Altamente Fracturados y de Gran Espesor —Aplicación al Campo Sitio Grande".
Revista Ingeniería Petrolera, diciembre de 1978.
- 12.- Hart, D.
"Unitization Gas Injection Nearly Doubles Empire Abo Production".
Drill Bit, agosto de 1977.
- 13.- Katz, D.I.
"Possibilities of Secondary Recovery for the Oklahoma City Wilcox Sand".
Trans. of AIME, 1942.
- 14.- Joslin, W.J.
"Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs".
JPT of SPE, enero de 1964.

C A P I T U L O X V I

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS FRACTURADOS

16.1.- INTRODUCCION.

La mayor parte de los conceptos, ecuaciones y métodos explicados en este trabajo, corresponden a yacimientos convencionales de porosidad intergranular, en los que no se presenta una porosidad secundaria. Existen, sin embargo, formaciones en las que sí se desarrolla una porosidad secundaria después del proceso de deposición y consolidación de los materiales que conforman la matriz de roca. Sólo en algunos casos se ha analizado, en este trabajo, el efecto de esta porosidad secundaria sobre la información necesaria para los cálculos de predicción y, más directamente, sobre los mecanismos de empuje que intervienen en el desplazamiento del aceite de estos yacimientos. Pero hasta el momento no se ha discutido el comportamiento de tales yacimientos.

La porosidad secundaria desarrollada por estos yacimientos (llamados yacimientos fracturados o de doble porosidad), es el resultado de la respuesta de la formación a procesos tales como: el fracturamiento, la dolomitización y la disolución de parte de las minerales que forman la matriz (lixiviación). Esta porosidad, así formada, se manifiesta en forma de fracturas y pequeñas cavernas o cavidades de disolución.

Originalmente, el proceso de deposición en formaciones fracturadas no difiere del de las convencionales. Sólo que las características de los materiales depositados y los esfuerzos mecánicos a los que está sometido un yacimiento, hacen que dichas formaciones respondan de manera diferente a tales circunstancias, desarrollando la porosidad secundaria mencionada, la cual incrementa generalmente la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Aunado a esto, se presenta normalmente un aumento en la permeabilidad y por lo tanto, en la capacidad de flujo de la formación.

Se pueden distinguir dos sistemas separados en un yacimiento fracturado: la matriz del yacimiento, distribuida en bloques, la cual contiene la porosidad primaria, que es generalmente de muy baja permeabilidad, y el sistema de fracturas y pequeñas cavernas, que constituyen la porosidad secundaria, con altas permeabilidades, por lo que en ellas predomina el flujo de fluidos en el yacimiento.

Los mecanismos de desplazamiento descritos en los primeros capítulos de este trabajo, y discutidos en capítulos posteriores para yacimientos convencionales, se presentan también en yacimientos fracturados, aunque varía su intensidad y efectividad, respecto a las condiciones analizadas. Otros mecanismos, como la imbibición por capilaridad y la sudación, cuyo efecto es nulo o poco significativo en los yacimientos convencionales, adquieren especial importancia cuando se trata de yacimientos con doble porosidad.

En este capítulo se pretende proporcionar una idea clara del comportamiento de los yacimientos fracturados, mediante la discusión de los mecanismos de empuje y su efecto en la recuperación de los fluidos. Además se analiza la importancia de la disponibilidad y precisión de la información requerida para la caracterización de estos yacimientos. Es obvio que, adicionalmente a los datos sobre la matriz —ya mencionados en el análisis de yacimientos no fracturados—, es necesario contar con información sobre las fracturas y cavernas en el yacimiento, para su correcta caracterización, así como de la interacción entre ambos sistemas.

16.2.- IMPORTANCIA DE LOS DATOS EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS FRACTURADOS.

Por tratarse de yacimientos en los que se tienen dos sistemas separados, pero relacionados entre sí, el flujo de fluidos es mucho más complejo que en los yacimientos convencionales. Los efectos capilares, despreciables en estos últimos, contribuyen enormemente al desplazamiento de los fluidos, por lo que el conocimiento de las propiedades de mojabilidad de la matriz, es todavía más importante cuando se estudian formaciones fracturadas.

La mayor complejidad de las características de la formación y del flujo de fluidos a través de ella, provoca que los datos necesarios sean más abundantes; de manera que, además de los parámetros requeridos para describir la matriz, se necesita información adicional sobre las fracturas, fisuras y cavernas del yacimiento. Estos datos incluyen, entre otros: el tamaño, la forma y distribución de los bloques matriciales; la distancia entre las fracturas; la inclinación y dirección de las fracturas, así como su amplitud, grado de cementación y longitud; y las funciones de transferencia de fluidos.

Toda la información anterior se obtiene de núcleos representativos del yacimiento, del análisis de los afloramientos, de registros geofísicos de pozos y de perfiles sísmicos, así como de pruebas de producción en los pozos, particularmente para aquellos parámetros que definen el flujo de fluidos. El problema de una información precisa y confiable es más marcado en las forma-

ciones fracturadas, al igual que la disponibilidad de los datos. Por esta razón, los resultados obtenidos son aproximados y con frecuencia no definitivos; sin embargo, la información así obtenida es indispensable y útil en el desarrollo de diversos estudios teóricos y experimentales.

16.2.1.- POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.

En la Fig. 16-1 se muestra un esquema idealizado de un elemento de matriz y la ilustración de la porosidad secundaria dentro de la fractura. La mayoría de los yacimientos fracturados obedecen a este esquema simple. La matriz original, normalmente no es muy permeable (la compactación de la roca porosa está directamente relacionada con su rigidez y su tendencia al fracturamiento), pero su porosidad puede variar entre valores bajos y altos. Sorprendentemente, la red de fracturas es con frecuencia regular, -

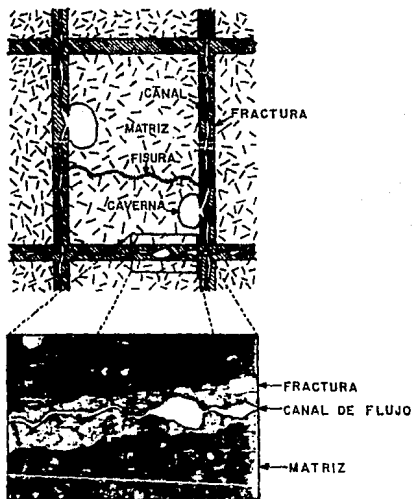


FIG. 16-1.- ELEMENTO DE MATRIZ IDEALIZADO E ILUSTRACION DE LA POROSIDAD SECUNDARIA EN LA FRACTURA.

de manera que se puede considerar que el yacimiento está formado por elementos consistentes de baja permeabilidad (bloques matriciales) separados uno del otro por fracturas que pueden estar cerradas y obstruidas parcialmente por material cementante depositado, o bien, que aún actúan como canales de flujo efectivos.

En la Fig. 16-2 se presentan diferentes tipos de formaciones -- fracturadas de acuerdo a las propiedades de la matriz. Estas -- propiedades toman en cuenta:

- 1.- El número de planos de fracturas: tres planos ortogonales -- dividirán el yacimiento en cubos, como el que se presenta -- Fig. 16-2(a); dos planos ortogonales lo dividirán en barras y uno sólo, en placas paralelas.
- 2.- La intensidad y regularidad de las fracturas. En muchos yacimientos, los estratos responden de manera diferente a los esfuerzos a los que está sometida la formación, dando como

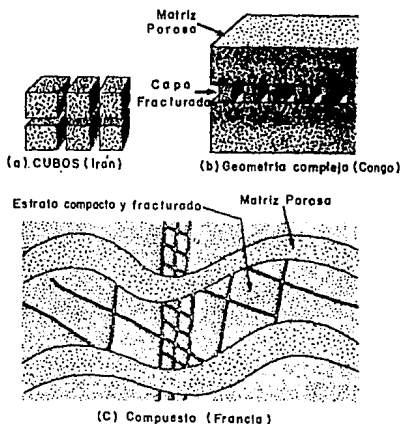


FIG. 16-2.- YACIMIENTOS FRACTURADOS EN LOS QUE SE MUESTRAN DIFERENTES ARREGLOS DE LOS BLOQUES MATRICIALES.

resultado la presencia de capas fracturadas alternando con estratos no fracturados, en la forma mostrada en la Fig. 16-2(b) del yacimiento Emeraude en el Congo. Cuando se tienen cambios laterales en las facies, los yacimientos pueden quedar parcialmente fracturados. En la Fig. 16-2(c) se presenta este caso complejo de formación fracturada.

La determinación de la proporción de la porosidad que corresponde a la matriz y la que está constituida por el sistema de cavernas, fracturas, etc., es muy importante. Los efectos gravitacionales imperarán en el sistema secundario, donde la fase se separan con facilidad, mientras que en el sistema poroso matricial —generalmente con baja capacidad de flujo— el desplazamiento de los fluidos estará generalmente controlado por las fuerzas capilares. En algunos casos, más del 50% de la porosidad total corresponde a la secundaria; esto es común en los yacimientos carbonatados y arrecifales de Canadá. La discriminación entre los tipos de porosidad mencionados puede obtenerse mediante la información de los núcleos y el análisis de registros convencionales^{2,3}.

El fracturamiento, la dolomitización y la lixiviación, son los procesos de desarrollo de porosidad secundaria que en mayor grado afectan el comportamiento de un yacimiento.

El fracturamiento incrementa sustancialmente la productividad, pero forma vías de comunicación que pueden facilitar la canalización de los fluidos inyectados.

La dolomitización, aunque puede reducir el tamaño de los poros, generalmente los aumenta. Se ha observado que en algunos yacimientos de Canadá, la dolomitización aumentó la porosidad, en promedio, de 8 a 9% mientras que la permeabilidad aumentó de 68 a 800 md. El incremento notable en la permeabilidad se atribuye al mejor desarrollo de cavernas por solución y al fracturamiento, que es más intenso en las dolomías, por su fragilidad natural.

Generalmente los yacimientos fracturados deben tratarse como un sistema de dos porosidades: uno en la matriz y otro en las fracturas. La interacción (flujo cruzado) entre estas dos porosidades puede afectar considerablemente el comportamiento de un yacimiento. Cuando la comunicación es buena, ambos sistemas de porosidad pueden responder al gradiente de presión total.

La capacidad de almacenamiento y la recuperación de hidrocarburos puede variar enormemente en los yacimientos con doble porosidad. Como se aprecia en la Fig. 16-3, la porosidad primaria y la secundaria se pueden presentar en diversas combinaciones.

Cuando la capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz es grande, comparada con la de las fracturas, Fig. 16-3(a), se -

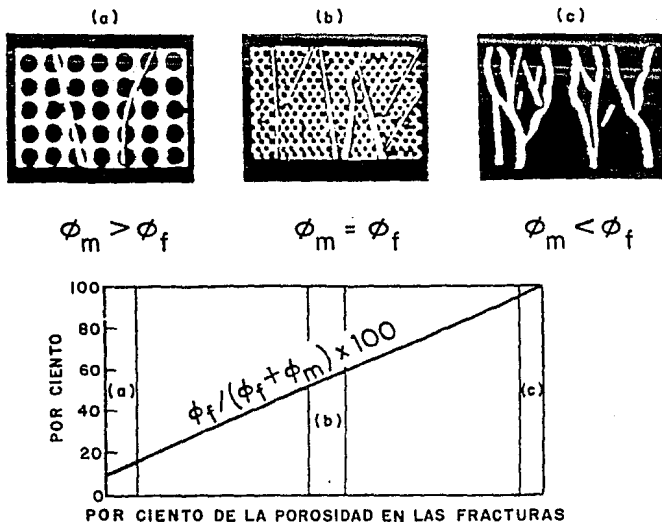


FIG. 16-3.- DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD EN YACIMIENTOS FRACTURADOS.²

tienen las mejores condiciones de explotación, aunque se pueden presentar problemas durante la perforación, como pérdidas de circulación, brotes, etc. En estos yacimientos la matriz posee una permeabilidad vertical que aunque relativamente baja (de 10 a -- 100 md) permite la acción efectiva de la segregación gravitacional del gas liberado en dicha matriz. La interacción entre los fluidos contenidos en los bloques matriciales y los existentes en la fracturas, facilitan el desplazamiento del aceite, permitiendo obtener recuperaciones sustanciales.

En la Fig. 16-3(b) se presenta en forma esquemática una formación que tiene aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y en las fracturas. En este caso, la matriz es compacta y de baja permeabilidad, mientras que las fracturas poseen una permeabilidad altísima.

La Fig. 16-3(c) corresponde a una formación con porosidad muy baja o nula en la matriz, en la que prácticamente toda la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas. La saturación de

agua puede ser muy alta en una matriz de baja porosidad; pero esta saturación es generalmente inmóvil. Los yacimientos de este tipo producen normalmente con altos gastos iniciales; pero éstos declinan drásticamente en muy corto tiempo.

También se pueden presentar problemas de explotación, cuando la formación posee una capacidad de almacenamiento apreciable en la matriz de muy baja permeabilidad. En estos casos el ritmo de interacción entre ambos sistemas puede ser muy lento, sobre todo cuando el tamaño de los bloques es grande.

La interacción o transferencia de fluidos, puede estar inhibida en algunos yacimientos, por mineralización dentro de las superficies de fractura o deformaciones a lo largo de dichas superficies.⁵ En otros yacimientos se ha detectado la presencia de un revestimiento de bitumen en las fracturas.⁶

La escasa o nula comunicación entre la matriz y las fracturas puede favorecer o perjudicar la recuperación. Por ejemplo, no será muy perjudicial cuando la matriz sea de baja porosidad y tenga alta saturación de agua. En estos casos interesan primordialmente las propiedades del sistema de fracturas.

Los problemas de evaluación y estimación de la recuperación pueden ser serios cuando existe pobre comunicación entre un sistema matricial que contiene cantidades apreciables de aceite potencialmente recuperable. La observación de secciones delgadas de los planos de fractura y el análisis de núcleos grandes, pueden indicar el grado de interacción entre ambos sistemas de porosidades. Este grado de interacción no depende sólo de la permeabilidad, porosidad y contenido de aceite de la matriz. La forma, el tamaño de los bloques y la mojabilidad de la formación, son muy importantes cuando el aceite de la matriz es desplazado por un fluido externo (gas o agua).

En relación a la porosidad y permeabilidad secundarias, es necesario evaluar cómo cambian estas propiedades del sistema con la profundidad y con el depresionamiento de la formación⁷ [Veáanse Ecs. (3.42) y (3.53) para la porosidad y permeabilidad, respectivamente].

Las fracturas comúnmente se desarrollan, como ya se ha indicado, siguiendo arreglos bien definidos. También las cavidades formadas por disolución muestran generalmente una forma y distribución no aleatorias. Esto determina la existencia de permeabilidad preferencial en cierta dirección.⁸ Mediante el análisis de núcleos grandes, orientados de acuerdo a su posición en el subsuelo,⁹ es posible determinar la anisotropía en la permeabilidad de un yacimiento. La presencia de fracturas y cavidades obliga al uso de núcleos grandes, en los que los espacios porosos mencionados deben ser pe

queños en relación al tamaño total de la muestra. Es conveniente obtener, en estos núcleos, la máxima permeabilidad horizontal, - la normal a ésta y la permeabilidad vertical. Al realizar el análisis de núcleos grandes es necesario diferenciar las fracturas naturales de las inducidas artificialmente.

Es lógico suponer que los valores de porosidad y permeabilidad, determinados directamente en el laboratorio, son confiables. Sin embargo, en algunos casos los valores de porosidad varían entre 3.5 y 4.5% para una misma muestra con diferentes mediciones.¹⁰ El tamaño del núcleo es de gran influencia en la precisión de los valores; en núcleos pequeños las mediciones son más imprecisas que en muestras grandes.¹¹

Además de la información obtenida de los núcleos, la porosidad y la permeabilidad, al igual que otros parámetros relacionados con las fracturas, pueden derivarse de los datos proporcionados por las pruebas de producción realizadas en los pozos.

Es conveniente, en este punto, proporcionar los rangos de valores entre los que pueden variar algunos de los parámetros indicados anteriormente en este capítulo:¹

- a).- Tamaño del Bloque (a).
De unos cuantos centímetros a varios metros.
- b).- Amplitud de la fractura (w).
0.001 cm o más. Los valores de unos cuantos milímetros están asociados con productividades excepcionales.
- c).- Permeabilidad de la Fractura (k_f).
Los valores bajos como de 10 md, corresponden a fracturas - muy estrechas. Comúnmente se tienen permeabilidades de 1 -- darcy o más y, como regla general, los yacimientos fracturados son mucho más permeables que los convencionales. Se han llegado a medir permeabilidades de 100 darcys [Emeraude --- (Congo)].
- d).- Porosidad de la Fractura (ϕ_f).
Entre 0.001 y 0.01.
- e).- Porosidad de las Cavernas.
Aproximadamente 0.01.

Estos rangos de valores son los que normalmente se encuentran en formaciones fracturadas; sin embargo, existen muchas excepciones, y los valores anteriores se proporcionan para dar una idea del - rango en el que oscilan las propiedades aludidas.

16.2.2.- OTRAS PROPIEDADES.

Adicionalmente a los datos ya indicados, es necesario, por supuesto, realizar análisis pVT de los fluidos del yacimiento, evaluar correctamente las propiedades de mojabilidad de la formación, las saturaciones de aceite residual, las permeabilidades relativas, - las curvas de presión capilar y las de transferencia de fluidos, en las que se consideren simultáneamente los procesos de imbibición y gravitacionales.

El análisis pVT de los fluidos de un yacimiento fracturado no es diferente al realizado para un yacimiento convencional. Con respecto al efecto de la mojabilidad sobre el desplazamiento de los hidrocarburos, se ha establecido que:

- a).- Las fuerzas capilares sólo permiten la imbibición cuando la formación está mojada por agua.
- b).- La recuperación, a la surgencia del agua, es mucho mayor en yacimientos mojados por agua.¹²
- c).- Se pueden obtener recuperaciones satisfactorias de aceite, - en yacimientos mojados por aceite, sólo mediante la inyección de muchos volúmenes porosos de agua.¹³

La mojabilidad tiene también efecto sobre las permeabilidades relativas. Un detalle de este efecto se encuentra en la Ref. 14. En este estudio se concluye que un yacimiento mojado por aceite y sometido a la inyección de agua, mostrará la surgencia prematura de ésta, un rápido incremento en la relación agua-aceite producida y alta saturación de aceite residual.

La determinación precisa de la saturación de aceite residual, por desplazamiento con agua o con gas, es muy importante para evaluar la eficiencia de los proyectos de recuperación secundaria, y lo es más aún al estimar la rentabilidad de los proyectos de recuperación terciaria. La mojabilidad de la formación, así como las fuerzas capilares y viscosas juegan un papel importante en los valores de saturación de aceite residual.

Sobre el efecto de las permeabilidades relativas en el desplazamiento de hidrocarburos, ya se ha discutido con detalle en el Capítulo VI de este trabajo, incluso para formaciones fracturadas.¹⁵

Los datos de presión capilar se utilizan como indicadores de la saturación de agua del yacimiento. También proporcionan considerable información sobre la geometría porosa de la roca. Permiten caracterizar los tipos de rocas y diferenciar las formaciones productoras de las no productoras.¹⁶ En la cuantificación del fenómeno de sudación es indispensable conocer la presión capilar necesaria

para iniciar la penetración de un fluido no mojante en el medio poroso de un elemento matricial (threshold pressure).

La imbibición capilar es la restitución gradual del equilibrio entre dos fases, cuando el equilibrio original ha sido alterado. Los procesos de imbibición dependen de las propiedades capilares de la matriz de la formación. La cantidad de aceite desplazado de un bloque o elemento matricial, en función del tiempo, generalmente se obtiene en forma experimental. La prueba consiste en colocar una muestra de la matriz saturada de aceite, en el interior de un recipiente que contiene agua, como se muestra en la Fig. 16-4. Debido al reducido tamaño de las muestras, en relación al tamaño real del bloque matricial, no se toman en cuenta los efectos gravitacionales al realizar este tipo de prueba [simple inmersión, Fig. 16-4(a)]. Si se considera que dichos efectos son importantes —bloques grandes y un contraste significativo entre las densidades de los fluidos—, el recipiente deberá colocarse en una centrifuga [Fig. 16-4(b)]. Los resultados de estas pruebas experimentales se grafican con respecto al tiempo, dando como resultado curvas que representan la cantidad de aceite expulsado de la matriz (Recuperación) en función del tiempo. En la Fig. 16-5 se presenta una típica función de transferencia!

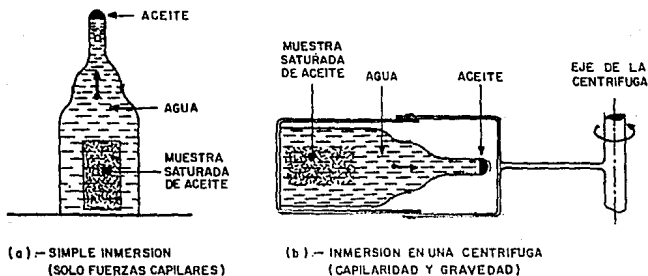


FIG. 16-4.— MEDICION DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA EN EL LABORATORIO!

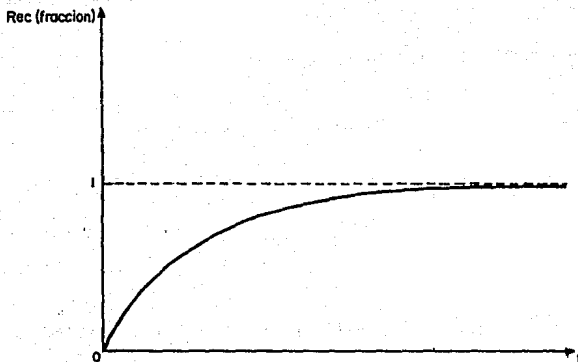


FIG. 16-5.- FUNCION DE TRANSFERENCIA TIPICA.¹

16.3.- MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.

La selección de la forma más adecuada de recuperar los hidrocarburos almacenados en un yacimiento, se efectúa analizando diversas alternativas de explotación. Para esto es necesario evaluar con precisión los mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en forma natural o implantarse mediante la inyección de fluidos. La omisión o la cuantificación errónea de alguno de los diferentes procesos de desplazamiento, puede originar la implantación de un mecanismo de empuje inapropiado, que conduciría a una recuperación y/o un rendimiento económico deficiente.¹⁷

En un yacimiento fracturado se presentan los mismos mecanismos de desplazamiento de hidrocarburos que en un yacimiento convencional; la diferencia estriba en la importancia relativa de cada mecanismo de empuje para cada caso.

Si no existieran canales de flujo en el sistema de fracturas, pocos fueran los yacimientos fracturados que tuvieran interés comercial, debido a que la baja permeabilidad de la matriz provocaría que la productividad de los pozos fuera antieconómica. El papel básico de las fracturas es servir como conexión entre la matriz, donde se encuentra el aceite, y los pozos. La combinación

de una matriz de alta porosidad y baja permeabilidad, y de fracturas de baja porosidad y alta permeabilidad, es la clave del -- comportamiento de un yacimiento fracturado.

Cuando la presión del yacimiento es mayor que la de saturación - (aceite bajosaturado) el mecanismo de desplazamiento en el yacimiento será el de expansión del sistema roca-fluidos de manera similar a una formación convencional, a excepción de la variación de la compresibilidad de la formación con el tiempo (c_f). La entrada de agua al yacimiento se manifestará, si existe un acuífero adyacente, cuando la presión en la frontera yacimiento-acuífero se abata lo suficiente para permitir el ritmo de entrada de ---- agua. Durante esta etapa de bajosaturación del yacimiento se puede aplicar la ecuación de balance de materia para este caso. El valor de la compresibilidad efectiva (c_e) que interviene en esta ecuación, se calculará con la Ec. (3.54). Si la matriz es muy porosa, esta última ecuación puede simplificarse a la Ec. (3.55) - para yacimientos no fracturados, según se indicó.

Una vez que se alcanza la presión de saturación, se empieza a liberar gas del aceite y el mecanismo por empuje de gas disuelto - liberado empieza a manifestarse, hasta que el gas alcanza una saturación crítica, después de lo cual se segregará, si las condiciones son favorables, y formará un casquete secundario de gas. La presencia de fracturas generalmente promueve la existencia de la segregación gravitacional. El empuje por gas disuelto liberado en los yacimientos de doble porosidad difiere en algunos aspectos con ese mecanismo en yacimientos no fracturados. La formación y el crecimiento de las burbujas de gas, son estimulados por el sistema de fracturas y cavernas de alta permeabilidad. Como consecuencia, las burbujas de gas tienden a formarse y coalescer en estas zonas. El gas en las fracturas absorbe entonces las moléculas más ligeras en la matriz por difusión y este proceso reduce el impacto del empuje por gas disuelto liberado como mecanismo de desplazamiento del aceite de la matriz!

Lo anterior sólo es válido para yacimientos de gran espesor y -- echado considerable o alto relieve estructural, en los que las condiciones sean favorables a la segregación del gas liberado. Se ha encontrado que cuando el yacimiento no presenta condiciones favorables a la segregación del gas, la presencia de fracturas hace más ineficiente el mecanismo de empuje por gas disuelto. En la Fig. 16-6 se presenta el comportamiento, considerando la presencia de este proceso de desplazamiento, en un yacimiento fracturado y en uno convencional, para el caso en el que se tiene un pozo productor. Nótese que R aumenta más bruscamente en el yacimiento fracturado. La recuperación es menor para este caso?

En el Capítulo II se explicó con detalle el principio bajo el -- cual se presenta la sudación y las ecuaciones para su evaluación en cada caso. Según se indicó, la sudación es un mecanismo en el que actúan dos efectos combinados de fuerzas, para desplazar el

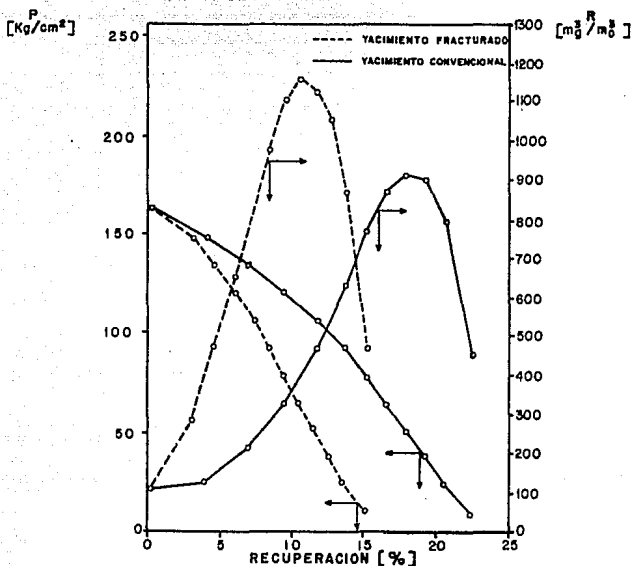


FIG. 16-6.- COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CONVENCIONAL Y UNO FRACTURADO, POR EMPUJE DE GAS DISUELTO.²

aceite de la matriz por el agua o gas de las fracturas que la rodean. Estas fuerzas son las de gravedad y las de capilaridad. Para representar matemáticamente el proceso físico, es necesario realizar un gran número de suposiciones, por lo que, aun cuando los experimentos de laboratorio son cuestionables, con frecuencia se prefieren a los resultados teóricos.

Para evaluar correctamente el gasto de expulsión de aceite por sudación, es necesario determinar los fluidos que intervienen en el proceso (agua o gas), y las propiedades de mojabilidad de la roca. Cuando los efectos de la gravedad son despreciables, como en el caso de bloques matriciales pequeños y desplazamiento de aceite por agua, el proceso se convierte en imbibición por capilaridad.

En el caso de formaciones mojadas por agua, las mejores recuperaciones se obtienen por invasión de agua, debido a que en este caso se combinan las fuerzas de gravedad y capilares para despla--

zar el aceite de la matriz. Sin embargo, en algunos casos un alto valor del término de la gravedad en un sistema gas-aceite --- donde la fuerza capilar se opone a la de gravedad, ya que el -- gas es el fluido no mojan--- puede compensar esa combinación en un sistema agua-aceite, haciendo con ello que el desplazamiento del aceite sea más favorable por gas. La selección del empuje -- más efectivo dependerá del tamaño de los bloques matriciales (a).

Algunas veces la sudación no se presenta, cuando el yacimiento -- está intensamente fracturado y posee bloques muy pequeños, rodea-- dos de un casquete de gas secundario o por agua, si la matriz es mojada por aceite.

Como ya se mencionó, cuando la presión del yacimiento cae abajo de la de saturación, el gas se libera y al alcanzar su satura--- ción crítica empieza a segregarse y formar un casquete secunda--- rrio de gas. Esto trae como resultado que el ritmo de abatimiento de presión disminuya --- pues el gas liberado no se produce---, y -- que se presente sudación de aceite por gas en los bloques matriciales superiores del yacimiento. Además se puede presentar si--- multáneamente sudación de aceite por el agua de invasión del --- acuífero, en los bloques inferiores del yacimiento. En la Fig. - 16-7 se ilustran los diferentes procesos de desplazamiento pre--

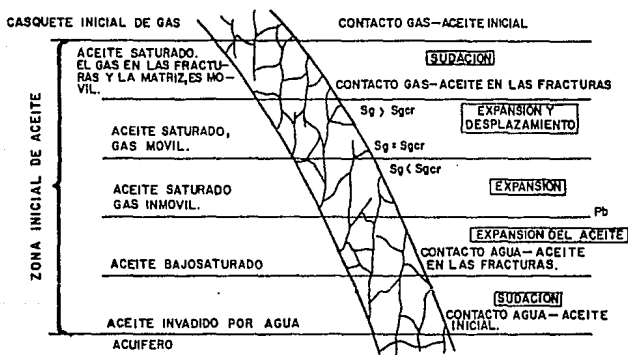


FIG. 16-7.- MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO PRESENTES SIMULTANEAMENTE EN UN YACIMIENTO FRACTURADO.¹

sentas a diferentes niveles del yacimiento! La aceleración o disminución de alguno de estos procesos depende de las políticas de explotación fijadas al yacimiento. El mejor mecanismo de desplazamiento se determinará dependiendo de las condiciones y características del yacimiento en cuestión.

Por último, los fenómenos de convección e inversión de presión se pueden presentar en yacimientos fracturados de espesor considerable o alto relieve estructural, y buena comunicación vertical.

REFERENCIAS.

- 1.- Reiss, L.H.
"The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations".
Editions Technip. París, 1980.
- 2.- Aguilera, R.
"Naturally Fractured Reservoirs".
Petroleum Publishing Company, Tulsa 1980.
- 3.- Gómez Rivero, O.
"Registros de Pozos".
México, D.F., 1975.
- 4.- Jardine, D. et al.
"Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs".
JPT of SPE, julio de 1977.
- 5.- Nelson, R.A.
"An Approach to Evaluating Fractured Reservoirs".
JPT of SPE, septiembre de 1982.
- 6.- McFadzean, T.B.
"Rock-Fluid Relationship Studies on the Windfall D-3A Reservoir and their Application in Evaluating Gas Cycling Effectiveness".
J. Can. Tech., enero-marzo, 1977.
- 7.- Jones, F.O. Jr.
"A Laboratory Study of the Effect of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks".
Paper SPE4569, presentado en la 48th Reunión Anual de la SPE. Las Vegas, septiembre 30-octubre 3, 1973.
- 8.- Hutchinson, C.A.
"Reservoir Inhomogeneity Assessment and Control".
Petroleum Engineer, 1959.
- 9.- Rowley, D.S., et al.
"Oriented Cores".
Christensen Diamond Products Co. Salt Lake City, febrero de 1967.
- 10.- Dodson, B.J., et al.
"Porosity Measurement Comparisons by Five Laboratories".
Trans. of AIME, 1961.

- 11.- Stewart, C.R. y Spurlock, J.W.
"How to Analyse Large Core Samples"
Oil and Gas Journal, septiembre 15 de 1952.
- 12.- Craig, F.F.
"Engineering Waterfloods for Improved Oil Recovery".
The Petroleum Engineer, diciembre de 1973.
- 13.- Salathiel, R.A.
"Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed Wettability Rocks".
JPT of SPE, octubre de 1973.
- 14.- Owens, W.W. y Archer, D.I.
"The Effect of Rock Wettability in Oil-Water Relative Permeability Relations".
JPT of SPE, noviembre de 1957.
- 15.- Stewart, C.R., et al.
"Determination of Limestone Performance Characteristics by Model Flow Tests".
Trans. of AIME, 1958.
- 16.- Chilingar, G.B., et al.
"Oil and Gas Production from Carbonate Rocks".
American Elsevier, New York, 1972.
- 17.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.

INTRODUCCION A LA SIMULACION MATEMATICA DE YACIMIENTOS

17.1.- INTRODUCCION.

Cuando se hace uso de modelos simplificados, como el de balance de materia, para predecir el comportamiento de yacimientos, dos de las consideraciones más importantes son la homogeneidad del yacimiento y la distribución uniforme de la presión y los fluidos contenidos en él. Se supone que el yacimiento es como un tanque del que se extraen sus fluidos a través de los pozos perforados. La presión y las propiedades de los fluidos corresponden a valores promedios del yacimiento.

Sin embargo, la suposición de un yacimiento homogéneo, aunque en algunos casos es válida, no siempre es correcta; siendo la mayoría de los yacimientos, si no es que todos, heterogéneos. La aplicación de un modelo matemático como el de balance de materia, para estos casos, puede no ser de gran utilidad cuando se pretende predecir el comportamiento de estos yacimientos. Por esta razón se han desarrollado modelos matemáticos complejos, a fin de que reproduzcan lo mejor posible, los procesos físicos presentes en el yacimiento; esto es, que tomen en cuenta entre otras cosas, su heterogeneidad y la falta de uniformidad en la presión y en la distribución de los fluidos, permitiendo predecir su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación. La representación teórica de dichos procesos, mediante el empleo de técnicas y ecuaciones para describirlos, se conoce en la actualidad como simulación matemática de los yacimientos.

La simulación de los yacimientos como tal, no es nueva. Desde los principios de la ingeniería petrolera se han usado modelos matemáticos para realizar cálculos de predicción del comportamiento de yacimientos. De hecho, cuando se realiza una predicción con la ecuación de balance de materia, se está llevando a cabo una simulación con un modelo simple. Sin embargo, al hablar de simulación se hace referencia principalmente a métodos de predicción desarrollados en programas de computadoras relativamente sofisticados, que permiten resolver ecuaciones expresadas en diferencias finitas, las cuales describen el flujo multifásico a través de un medio poroso heterogéneo en dos y tres dimensiones. Además, el enfoque actual de la simulación abarca la evaluación de diferentes alternativas de explotación y de los más variados métodos de recuperación mejorada.

Básicamente el proceso de simulación consiste en dividir el yacimiento en una serie de bloques o celdas, asignándoles a cada una

de ellas propiedades promedio y aplicar la ecuación de balance de materia para cada bloque, junto con la ecuación de Darcy, para tomar en cuenta la interacción entre los bloques? En otras palabras, es como si se realizara la predicción para una serie de pequeños yacimientos homogéneos, sólo que en este caso hay comunicación entre ellos; es decir, hay flujo de una celda a otra. Como ya se habrá notado, este nuevo enfoque involucra una gran cantidad de cálculos, pues hay que utilizar balance de materia para cada bloque, por lo que es indispensable el auxilio de una computadora para llevarlos a cabo.

Lógicamente el primer problema que surge es el obtener la información necesaria para cada bloque. Ya resuelto este problema, la simulación es, sin lugar a dudas, la mejor forma de realizar el estudio de un yacimiento cuando éste no es homogéneo. Con ello no se quiere decir que esto sea lo mejor o deba aplicarse indistintamente a cualquier problema, pues la experiencia ha demostrado que el método de balance de materia simplificado, bien aplicado, en determinados casos puede proporcionar mejores resultados.³

En la actualidad la industria petrolera se halla inmersa en lo que podría denominarse como "la revolución de la simulación de yacimientos", ya que día con día se realizan nuevos descubrimientos e innovaciones en esta especialidad. Así es que es esencial entender, aunque sea de manera básica, los principios de la simulación de yacimientos. El ingeniero de yacimientos particularmente, debe ser capaz de plantear problemas de simulación, decidir la mejor forma de introducir los datos y de evaluar los resultados proporcionados por la simulación.

17.2.- ASPECTOS BASICOS E INFORMACION REQUERIDA.

De acuerdo a lo ya descrito, se puede definir la simulación de yacimientos como un proceso mediante el cual el ingeniero, con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de los procesos físicos presentes en el yacimiento!

En términos generales, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acopladas con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o de la concentración de estos fluidos a través de medios porosos. Las ecuaciones que representan estos principios y procesos son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución sólo es posible en forma numérica y discreta; es decir, se obtiene la solución de dichas ecuaciones en determinados puntos preseleccionados en tiempo y espacio, y no de una manera continua. Esta no linealidad de las ecuaciones se debe --

principalmente a las características de los yacimientos y a las propiedades de los fluidos contenidos en ellos, a saber: ¹

- a) La heterogeneidad del yacimiento.
- b) La relación que tiene la saturación de fluidos con la permeabilidad relativa y con la presión capilar es del tipo no lineal.
- c) Las propiedades pVT de los fluidos en función de la presión, la composición y la temperatura tampoco son lineales.

Como ya se habrá supuesto, para resolver las ecuaciones involucradas en los modelos matemáticos de simulación se requiere el uso de programas de cómputo, ya que la cantidad de datos y cálculos es muy grande cuando se realiza la simulación. Estos programas reciben el nombre de simuladores.

En general, el desarrollo de un modelo de simulación se refiere a la división del yacimiento en un cierto número de bloques o celdas, que dependerá de la heterogeneidad del yacimiento y de la distribución de los fluidos en dicho yacimiento. En la Fig. 17-1 se muestra la forma en que se secciona un yacimiento típico mediante un modelo de una dimensión (la interacción de flujo entre los bloques es en una sola dirección: hacia abajo). La ecuación de balance de materia (E.B.M.) describe el comportamiento de los fluidos en cada bloque o celda, de manera similar al caso de los modelos simplificados en los que se considera el yacimiento como un tanque, o como una gran celda. Sin embargo, el miembro correspondiente a la producción de fluidos en dicha ecuación es más complicado en el caso de modelos de simulación, ya que puede haber migración de fluidos de una celda a otra adyacente, dependiendo de los valores de presión media de cada celda. Esta transferencia de fluidos entre dos celdas adyacentes, se calcula a través de la ecuación de Darcy. No importa que tan grande sea el número de bloques en los que se haya dividido el yacimiento, la E.B.M. es la ecuación básica que describe el comportamiento de los fluidos en cada celda, y la ecuación de Darcy, la interacción entre ellas; y ambas ecuaciones describen el comportamiento general de cada celda. Como los yacimientos pueden dividirse en cientos de celdas, el uso de computadoras para realizar los cálculos necesarios, es definitivamente indispensable?

Existen en la actualidad una gran variedad de modelos matemáticos o simuladores, capaces de describir una gran cantidad de procesos físicos. La decisión de cuál simulador deberá utilizarse, dependerá del yacimiento en cuestión y de lo que se pretende obtener del simulador. Una vez seleccionado el modelo, éste deberá probarse, al igual que en el caso de la E.B.M., y en su caso calibrarse de manera que reproduzca adecuadamente el comportamiento pasado del yacimiento. Cuando se logra esto, dicho

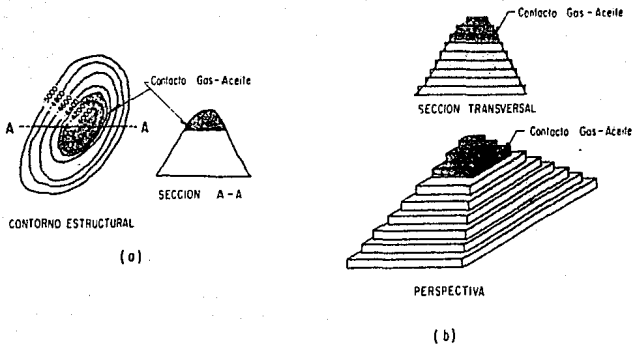


FIG. 17-1.- REPRESENTACION DE UN YACIMIENTO MEDIANTE UN MODELO DE UNA DIMENSION.

a) FORMA DEL YACIMIENTO y b) MODELO FISICO.

modelo matemático es quizá la herramienta más poderosa con que cuenta un ingeniero. Mientras que físicamente el yacimiento puede producirse una sola vez y lo más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso --- afectará cualquier cambio subsecuente, el modelo permite simular la explotación de un yacimiento varias veces y en muy diferentes formas, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar una de ellas.¹

El observar el comportamiento del modelo, bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Más específicamente, con ayuda de la simulación, se puede hacer lo siguiente:¹

a) Conocer el volumen original de aceite (N).

- b) Tener una buena idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- c) Determinar el comportamiento de un yacimiento bajo diversos - mecanismos de desplazamiento.
- d) Determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento - de aceite por los flancos, en lugar de utilizar un patrón de - terminado de pozos inyectoros o viceversa.
- e) Optimizar los sistemas de recolección.
- f) Determinar los efectos de la localización de los pozos y su - espaciamiento.
- g) Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- h) Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número deter - minado de pozos localizados en puntos específicos.
- i) Definir valores de parámetros en el yacimiento para llevar a - cabo estudios económicos.
- j) Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones en -- las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.
- k) Realizar estudios individuales de pozos.
- l) Conocer la cantidad de gas almacenado.
- m) Hacer un programa de producción.

Desde luego todo lo anterior es válido cuando el modelo en cues - tión ha demostrado que representa el comportamiento del yacimien - to que pretende simular. Para probar su validez, el simulador de - be reproducir el comportamiento observado en el yacimiento. Esto se logra realizando cambios en la información disponible. La apro - ximación que proporcione el simulador mejorará mediante el ajuste de éste a medida que se vaya teniendo mayor información del yaci - miento.

Lo primero que se hace, para ajustar el simulador con la historia de producción del yacimiento, es calcular el comportamiento de és - te usando la mejor información disponible. De esta manera, los re - sultados obtenidos de la simulación se comparan con aquéllos obte - nidos en el campo; esto es, con los valores reales. Si los resul - tados no coinciden satisfactoriamente, se hacen modificaciones a los datos utilizados —de acuerdo a lo descrito en el Capítulo -- VII— y se efectúan otras corridas del simulador, hasta que se - alcanza la aproximación deseada en los resultados. Cuando se lo - gra esto, el modelo ya puede ser utilizado para predecir, con --- cierto grado de precisión, el comportamiento del yacimiento. Es - importante hacer notar que dicho comportamiento está influenciado por muchos factores, como lo son: las permeabilidades, la distri - bución de las saturaciones, los espesores de las capas, las poro - sidades, las permeabilidades relativas, etc., que nunca se cono--

cen con exactitud¹. De esta manera, a lo que en realidad llega el ingeniero, es a una combinación de estas variables (que da como resultado un ajuste), la cual no es única, por lo que dicha combinación no puede representar en forma precisa las condiciones del yacimiento. Por esto se debe tener en cuenta que al utilizar un simulador, después de haber realizado el ajuste, no se puede asegurar que la predicción que proporcione sea totalmente confiable. Sin embargo, a medida que el periodo ajustado sea mayor, la predicción será más confiable, lo que implica que el ingeniero debe estar continuamente comparando la predicción hecha por el simulador con el comportamiento observado, para actualizar, de ser necesario, las combinaciones de datos que maneja el modelo.⁵

El desarrollo de un modelo de simulación es pues, un proceso iterativo que consiste de las siguientes etapas:⁶

- 1.- Descripción del Yacimiento.
- 2.- Determinación del tipo o tipos de mecanismos de desplazamiento presentes en el yacimiento.
- 3.- Elaboración del modelo matemático.
- 4.- Desarrollo del modelo numérico correspondiente.
- 5.- Desarrollo del programa de cómputo.
- 6.- Determinación de la validez del modelo.
- 7.- Ajuste del modelo con la historia del yacimiento.
- 8.- Predicción del comportamiento futuro.

La iteración del proceso la determinan los Pasos (6) y (7), ya que conforme se avanza en las diferentes etapas, es necesario regresar a modificar alguna de las etapas anteriores, como pueden ser las suposiciones en las que se basó el modelo [Paso (3)].

El procedimiento de cálculo utilizado en un simulador, en forma simplificada, está dado por los siguientes pasos:⁷

- 1).- Se empieza con las celdas en las que se conoce su presión y saturación inicial de fluidos.
- 2).- Se selecciona un incremento de tiempo al cual el modelo va hacer los cálculos. Estos incrementos son generalmente cortos —alrededor de uno o varios días—, en las etapas iniciales; pero en los periodos de explotación sucesivos pueden aumentar hasta llegar a cubrir algunos meses.
- 3).- Se calcula o asigna el volumen producido o inyectado, si es el caso, en cada pozo para el intervalo de tiempo seleccionado.
- 4).- Se calcula el flujo entre las celdas durante el intervalo de tiempo considerado, junto con los nuevos valores de pre-

sión y saturación, para cada celda.

- 5).- Se selecciona un nuevo intervalo de tiempo y se repite el proceso hasta que el modelo haya hecho los cálculos para el tiempo total deseado.

De esta manera, el simulador calculará la distribución de presiones y de saturaciones a lo largo del yacimiento en función del tiempo.

Es necesario puntualizar una vez más la importancia de una información confiable al usar simuladores. De poco serviría utilizar el modelo más sofisticado si la información que se le proporciona es pobre y poco confiable. Si la información es amplia y de calidad, el objetivo de la simulación tenderá a satisfacerse y la predicción del comportamiento será mejor. Si por el contrario, la información es incompleta o no muy confiable, los simuladores sólo podrán utilizarse para comparar semicuantitativamente los resultados al considerar la explotación del yacimiento de diferentes maneras, y no tomarlos como resultados definitivos!

Así pues, para garantizar el éxito de una simulación, la información deberá ser abundante y sobre todo lo más confiable posible, ya que los resultados que se obtengan de dicha simulación serán tan buenos como los datos empleados para realizarla. Por lo tanto, todo el tiempo "perdido" en obtener y preparar esta información, es un tiempo bien empleado.

Se ha observado que los resultados de una simulación son más sensibles a los valores de unos datos que a los de otros. Esta sensibilidad es crítica cuando se carece de información precisa sobre:

- a) La continuidad de los estratos o cuerpos potencialmente productores y sus propiedades intrínsecas (k , ϕ , s_w).
- b) Las permeabilidades relativas de dichos cuerpos.
- c) Las condiciones de terminación de los pozos, incluyendo la efectividad de los disparos, las características de las fracturas inducidas al realizar un tratamiento de estimulación y la comunicación de fluidos por una cementación deficiente.
- d) La orientación de la permeabilidad.

Cuando se pretende simular yacimientos con doble porosidad, es indispensable conocer además:

- a) Las propiedades de la matriz y del sistema de fracturas.
- b) El tamaño, la forma y la distribución de los bloques matriciales.

- c) Las funciones de transferencia de fluidos (sudación).
- d) La presencia, orientación y características de las fallas y - las fracturas naturales.

Es importante pues, que toda la información mencionada anteriormente se obtenga con la mayor precisión posible, pues su variación, altera significativamente los resultados de una simulación. Así por ejemplo, si se sabe que una propiedad determinada varía en un rango específico y al efectuar dos o tres corridas del simulador se varía dicha propiedad dentro de ese rango y se obtienen resultados parecidos, se puede tomar como buena una de las predicciones, o bien, relegar a segundo término esfuerzos adicionales para medir con más precisión dicha propiedad. Si por el contrario, al variarla se alteran los resultados considerablemente, es necesario redoblar esfuerzos para la obtención precisa de dicha propiedad¹.

La información requerida para efectuar una simulación es:¹

- a) Descripción del Yacimiento.
Para recabar esta información es necesario realizar un estudio geológico de detalle, mediante el cual se determinen: los límites del yacimiento; las características de la formación productora; las características del acuífero, si existe; las fallas, y la discontinuidad en las capas.
- b) Las presiones en cada celda.
Este dato se obtiene de la información proporcionada por los pozos en el yacimiento. Por supuesto, no es posible determinar la presión en cada celda de las que se haya dividido el yacimiento, por lo que algunos valores deberán ser extrapolados.
- c) Mecanismos de Desplazamiento Presentes en el Yacimiento.
Deberán evaluarse todos los posibles mecanismos que operen en el yacimiento, ya mencionados detalladamente en el Capítulo - II.
- d) Propiedades Petrofísicas de los Estratos de Interés.
Estos valores se determinan en el laboratorio con núcleos representativos de cada capa, así como también a partir de registros geofísicos de pozos y de análisis de pruebas de presión. Esta información comprende, para cada capa, valores de: permeabilidad, porosidad, saturaciones de fluidos, presión ca pilar entre diferentes interfaces, permeabilidades relativas, y compresibilidad de la formación.
- e) Propiedades pVT de los Fluidos.
Estos valores se obtienen también del laboratorio a través de análisis pVT sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento. Las propiedades de interés son: B_o , B_w y B_g ; R_s y R_{sw} ; μ_o , μ_w y μ_g ; c_o , c_w y c_g ; comportamiento de las fases, y la presión de saturación.
- f) Otros Datos.

Además de la información fundamental mencionada con anterioriu

dad, existen otros datos con los que es importante contar -- cuando se realiza una simulación. Dicha información corresponde casi en su totalidad a características de los pozos. Esta información se refiere a datos de producción y de relación de flujo -- índices de productividad y, en su caso, de -- inyectividad --, estado mecánico de los pozos, aspectos económicos y mapas.

Una vez que se ha logrado reunir toda la información necesaria para llevar a cabo una simulación, el problema que se presenta a continuación, es la manera de introducir esos valores al modelo. Sin lugar a dudas que la información que constituye la mayor parte de los datos que manejará el simulador corresponde a las propiedades pVT de los fluidos y a las propiedades petrofísicas de la roca, puesto que se requieren en todos y cada uno de los bloques en que se ha dividido el yacimiento. Por ello es necesario tratar de compactar esta información de tal manera -- que sea manejable. El uso de tablas de valores, o mejor aún, de ecuaciones polinomiales ajustadas a los datos obtenidos del laboratorio, es la solución ideal a este problema. Para desarrollar estas ecuaciones deberán tomarse en cuenta los puntos suficientes de manera que la ecuación resultante describa el comportamiento de la propiedad en cuestión.

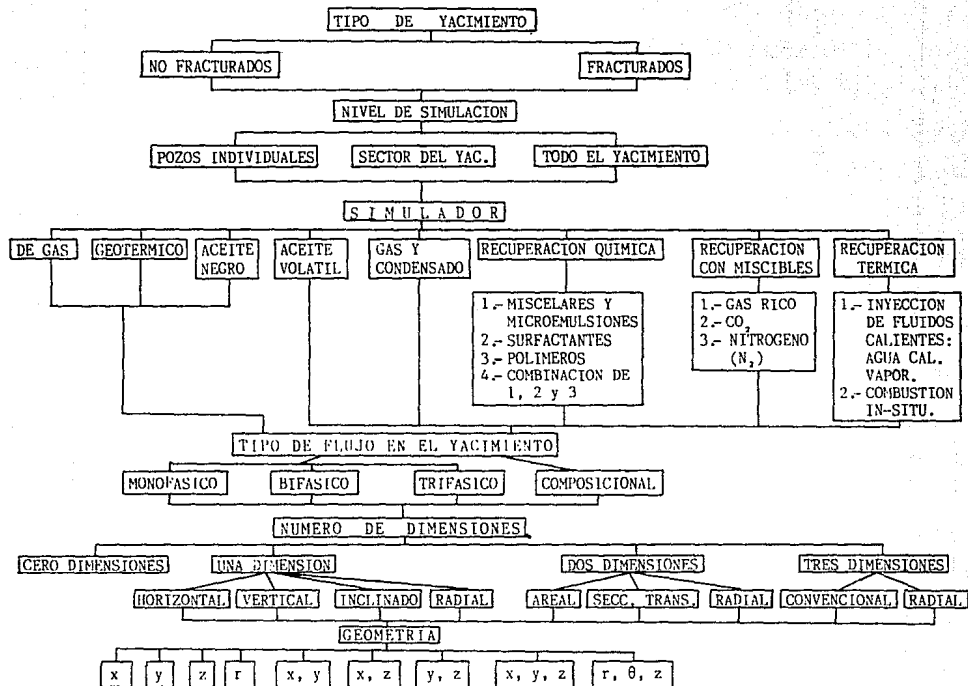
Como se ha observado, la importancia de la información en la simulación es aún mayor que para el caso de modelos simplificados. La precisión buscada es todavía más difícil de conseguir debido a las características de los yacimientos para los que se pretenden realizar la simulación. Por esta razón, el uso de un modelo sofisticado sólo se justifica cuando los datos son razonablemente confiables y, desde luego, cuando la complejidad del yacimiento no hace posible el uso de un modelo simplificado. Así -- pues, el grado de sofisticación de un modelo está determinado -- sobre todo por la cantidad y calidad de los datos disponibles.

17.3.- CLASIFICACION DE LOS SIMULADORES:

Como ya se indicó anteriormente, existen en la actualidad una gran variedad de simuladores disponibles que representan los -- procesos más diversos y complejos en los yacimientos. Toda esta variedad de simuladores puede clasificarse en función de las características del yacimiento que se piensa estudiar, o bien de acuerdo al proceso que se quiere reproducir. En la Tabla 17-1 -- se presenta una clasificación general de simuladores y fue contruida de manera que en ella aparezcan todos los posibles trabajos de simulación que se pueden efectuar.

Para seleccionar el simulador adecuado a los requerimientos impuestos al realizar una simulación, es necesario guiarse por -- ciertos parámetros de selección mostrados en la Tabla 17-1, y -- que son:

TABLA 17-1
SELECCION DE UN SIMULADOR¹



- 1.- Tipo de Yacimiento.
- 2.- Nivel de Simulación.
- 3.- Simulador.
- 4.- Tipo de flujo en el Yacimiento.
- 5.- Número de Dimensiones.
- 6.- Geometría.

Obsérvese en la Tabla 17-1 que cada uno de estos parámetros tiene diferentes alternativas a escoger, cuyo grado de complejidad va de izquierda a derecha. Así, por ejemplo, para "Tipo de Yacimiento" es más difícil realizar un estudio de simulación para uno -- fracturado que para uno no fracturado; para "Tipo de flujo en el Yacimiento", lo más complejo es un modelo composicional; etc.

Sin embargo, nótese que en el parámetro correspondiente a "Nivel de Simulación", existen tres alternativas: pozos individuales, -- sector del yacimiento y todo el yacimiento. De acuerdo a lo indicado, los estudios de simulación en pozos individuales serían más sencillos que los estudios en un determinado sector del yacimiento y más aún que los realizados para todo el yacimiento. Esto no siempre es cierto, pues existen estudios de simulación para un sólo pozo con un grado de dificultad muy elevado. Sólo en este caso las alternativas no siguen el patrón mencionado para la tabla.

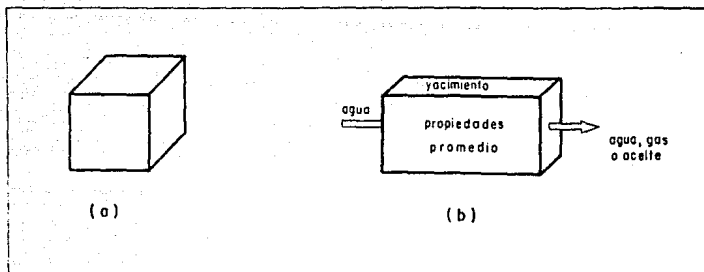
El tercer parámetro se refiere a lo que es propiamente dicho, la selección del modelo; el simulador. Una vez determinados el tipo de yacimiento y el nivel de simulación deseados, surge la pregunta sobre qué es lo que se desea simular. En la Tabla 17-1 se presentan varias alternativas, las cuales pueden dividirse en dos -- grupos:

- 1.- Los simuladores que se definen de acuerdo al tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento. En este grupo se incluyen: los simuladores de gas, los geotérmicos, los de aceite negro, de aceite volátil y los de gas y condensado.
- 2.- Los simuladores que se utilizan en procesos de recuperación mejorada. A este grupo corresponden los simuladores de recuperación química, los de recuperación con miscibles y los de recuperación térmica.

Habiendo seleccionado el simulador adecuado a las condiciones o -- procesos físicos que se desean reproducir, el siguiente paso es -- determinar el tipo de flujo presente en el yacimiento, para de es -- ta forma seleccionar el tipo de flujo que representará el simulador. Dependiendo del número de fluidos en movimiento dentro del -- yacimiento, se tienen tres diferentes tipos de flujos: monofásico, cuando fluye un sólo fluido; bifásico, si existen dos fluidos en movimiento, y trifásico, si son tres los fluidos en movimiento. -- Existe además, en la Tabla 17-1, una cuarta alternativa que se re -- fiere a simuladores que reproducen un tipo de flujo composicional. Estos modelos se utilizan para simular los procesos de simulación

en los que no son válidas las suposiciones hechas en el modelo - de aceite negro. En ellos se incluyen los yacimientos de gas y - condensado con condensación retrógrada y los yacimientos de acei - te volátil, cuya composición varía continuamente con pequeños -- cambios de presión y/o temperatura. Al usar este tipo de simula - dor, se supone que los fluidos contenidos en el yacimiento son - una mezcla formada por n-componentes. Las propiedades de la fase gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlacio -- nes que están en función de la presión y la composición, y más - recientemente por medio de ecuaciones de estado, como la de Peng y Robinson, ampliamente usada en la simulación de yacimientos. - Además de utilizarse en la predicción del comportamiento de los yacimientos indicados, este tipo de simuladores es muy útil en - procesos de inyección de gas --seco o enriquecido-- a un yaci -- miento de aceite negro para lograr su miscibilidad, parcial o to - tal, y en procesos de inyección de dióxido de carbono (CO_2) a un yacimiento de aceite.

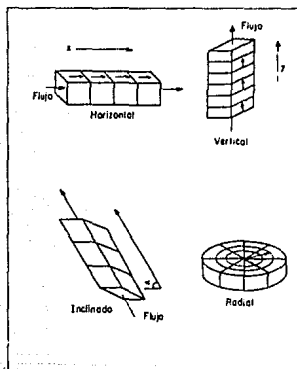
El quinto parámetro de selección es el número de dimensiones que deberá tener el modelo ya seleccionado de acuerdo a los paráme - tros anteriores. Así, se tienen modelos de cero dimensiones, una dimensión, dos dimensiones y de tres dimensiones. En la Fig. --- 17-2 se presenta un modelo de cero dimensiones, llamado también de balance de materia, ya que los cálculos corresponden a un ba - lance de los fluidos que entran y los que salen del yacimiento.



17-2.- a) MODELO DE CERO DIMENSIONES O DE BALANCE DE MATERIA,
b) ILUSTRACION DEL FLUJO EN UN MODELO DE CERO DIMENSIONES.¹

Se le llama de cero dimensiones porque los valores de presión y de las propiedades de los fluidos y la roca, no varían de un punto a otro —se consideran valores promedios— por lo que no hay transferencia de fluidos de una parte a otra. Este modelo es la base de todos los modelos existentes en cuanto a que es el bloque básico de los modelos de más dimensiones.

Cuando el yacimiento es heterogéneo y sus propiedades varían en diferentes zonas, no es posible utilizar un modelo de cero dimensiones para reproducir su comportamiento. Es necesario entonces dividir el yacimiento en dos o más bloques de manera que cada cual posea propiedades promedio a lo largo de todo el bloque. En este caso se presentará una transferencia de fluidos entre las celdas adyacentes, la cual se evalúa, como ya se indicó, con la ecuación de Darcy. Dependiendo del número de direcciones adoptadas por esta transferencia, se tendrán modelos de una, dos o tres dimensiones. En la Fig. 17-3 se muestran los cuatro posibles modelos de una dimensión: horizontal, vertical, inclinado y radial. Obsérvese que la transferencia de fluidos de una celda a otra adyacente, es siempre en una sola dirección. El modelo de una dimensión en forma radial, es útil para pruebas de formación y pruebas de incremento y decremento de presión, ya que los efectos que provoca en el flujo de fluidos la caída de



17-3.- CUATRO DIFERENTES MODELOS DE UNA DIMENSION!

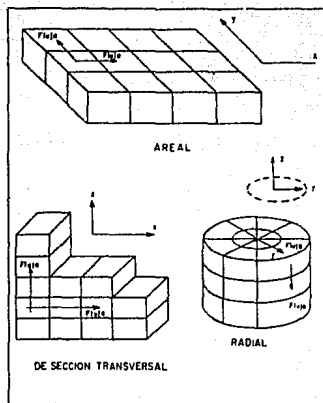


FIG. 17-4.- TRES POSIBLES MODELOS DE DOS DIMENSIONES!

presión en el pozo a lo largo de todo el yacimiento, no puede simularse directamente con los otros modelos de una dimensión, debido a que la unidad más pequeña del yacimiento, una celda, es generalmente muy grande comparada con el volumen del yacimiento que es realmente afectado por las presiones en el pozo.

Si la transferencia de fluidos en las celdas es en dos direcciones, el modelo será de dos dimensiones. Las posibles alternativas de un modelo de dos dimensiones son: areal, de sección transversal y radial. En la Fig. 17-4 se presentan estas tres posibilidades, indicadas también en la Tabla 17-1. Obsérvese cómo la interacción de flujo puede ser hasta en dos direcciones. Estos modelos tienen diferentes aplicaciones. Algunas de las aplicaciones del modelo areal son: simular efectos de barrido al inyectar gas o agua; determinar la localización de los pozos en yacimientos donde se tengan variaciones de las propiedades de la roca y de esta manera lograr una recuperación máxima, y determinar la entrada de

agua en problemas de yacimientos que no tengan solución analítica. El modelo de sección transversal es útil en yacimientos donde las propiedades de las capas varían. Su utilidad estriba en la versatilidad que tiene para describir la distribución vertical de saturación en el avance de un frente (gas y/o agua); se puede además simular la conificación de agua o de gas, y los efectos gravitacionales. Por último, el simulador de dos dimensiones en forma radial también permite simular la conificación de agua o gas, además de poder analizar con mayor detalle los cambios bruscos de presión y de saturación que ocurren en la cercanía del pozo.

Si existe interacción de flujo en las tres direcciones entre las celdas del modelo, el simulador deberá ser de tres dimensiones. En la Fig. 17-5 se presentan los dos tipos de modelos posibles con este número de dimensiones: el convencional y el radial.

Dentro del número de dimensiones, los simuladores tridimensionales son los más completos ya que permiten reproducir los efectos de la mayoría de las fuerzas que se presentan en el yacimiento; es decir, se consideran además de los efectos de barrido areal, los de barrido vertical. Se emplean normalmente para simular ya-

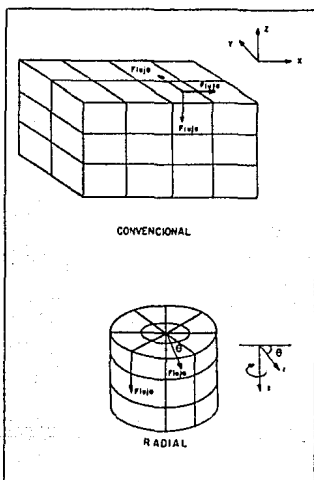


FIG. 17-5.- REPRESENTACION DE DOS POSIBLES YACIMIENTOS MEDIANTE MODELOS DE TRES DIMENSIONES.¹

cimientos que presentan una geología muy compleja, dando como -- resultado el movimiento de fluidos en las tres direcciones. El -- término de modelo "convencional" se utiliza para diferenciar el modelo en coordenadas cartesianas del modelo en coordenadas cilíndricas o modelo radial de tres dimensiones.

Las formas de los modelos presentadas en las figuras anteriores, no siempre corresponden a las de los yacimientos reales. Por supuesto el modelo deberá tratar de reproducir la forma real del yacimiento. Así, dependiendo de la situación, el modelo adoptará las formas más caprichosas independientemente del número de dimensiones que posea. En la Fig. 17-6 se muestra una posible representación de un yacimiento fracturado por un simulador (el modelo W.FRAC.)⁹ Este modelo está diseñado para evaluar la invasión de agua en que el contacto agua-aceite se mantiene horizontal, ya sea como resultado de las condiciones de operación, o bien debido a que el yacimiento tiene un fracturamiento suficientemente intenso. Se supone que el agua y el aceite se segregan en las fracturas, y se usan dos juegos de funciones de transferencia para describir la sudación. El uso de uno u otro juego depende de si los elementos matriciales están parcialmente o totalmente sumergidos en el agua localizada en las fracturas.⁹

El último parámetro de selección se refiere a la geometría del modelo. En realidad, no existe una clasificación de los simulado

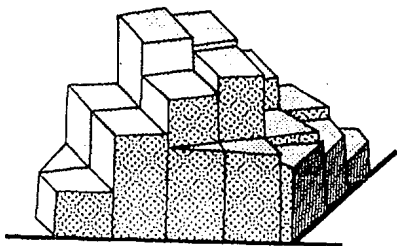


FIG. 17-6.- REPRESENTACION DE UN YACIMIENTO FRACTURADO MEDIANTE EL SIMULADOR W.FRAC.⁹

res en función de la geometría que presentan, de acuerdo a lo --
mostrado en la Tabla 17-1. La geometría es una consecuencia del --
número de dimensiones que tenga el simulador. De esta manera, es --
claro que un modelo de dos dimensiones sólo podrá tener las si- --
guientes geometrías: (x, y) si es areal, (x, z) si es de sección --
transversal, y (r, z) si se trata de un simulador radial [Véase --
Fig. 17-4].

De igual forma, si al hablar de nivel de simulación se hace refe --
rencia al estudio de pozos individuales, es lógico pensar que --
las únicas geometrías posibles son: (r) si es un simulador unidim --
ensional, (r, z) si es de dos dimensiones, y (r, θ, z) si se --
trata de un simulador tridimensional.

Mediante la combinación de las diferentes alternativas de los --
parámetros de selección, se puede determinar el modelo adecuado --
al estudio que se pretende realizar. Sin embargo, se puede dar --
el caso en que una combinación determinada de tales parámetros --
dé como resultado un problema para el cual no exista un simula- --
dor en el mercado, e incluso que no se haya reportado nada sobre --
él en la literatura. Un ejemplo podría ser un modelo composicio- --
nal para simular la inyección de vapor (recuperación térmica) en --
tres dimensiones (r, θ, z) , en un sólo pozo de un yacimiento ---
fracturado. En el caso de plantearse un problema con estas caracte- --
rísticas, sería necesario desarrollar el modelo que sea capaz --
de proporcionar la solución que se busca.

17.4.- DISCUSION GENERAL.

Como ya se indicó, la simulación matemática es indudablemente la --
herramienta más valiosa que hasta ahora se ha desarrollado para --
predecir el comportamiento futuro de los yacimientos. Es frecuen- --
te que los resultados de una simulación se usen para fundamentar --
y decidir la forma de explotar un yacimiento. Sin embargo, no se --
debe pensar en los modelos sofisticados como la solución mágica --
a todos los problemas de ingeniería de yacimientos.

Es necesario reconocer que existen casos en los que la simula- --
ción puede ser poco confiable. Normalmente esta falta de confia- --
bilidad en los resultados arrojados por la simulación, se debe a --
la carencia de información, o bien a su falta de precisión. Siem- --
pre será conveniente enfatizar en la importancia que tienen los --
datos utilizados en la predicción del comportamiento de un yaci- --
miento. Cuando se usan modelos de simulación complejos, la preci- --
sión de estos datos es más difícil de lograr, debido a las caracte- --
rísticas de los yacimientos para los que se desea llevar a cabo --
la simulación. Todo lo que hasta este momento se ha indicado --
con respecto a la información requerida, es aplicable también al --
caso de modelos matemáticos sofisticados.

Adicionalmente a la dificultad de contar con la información adecuada, cabe señalar nuevamente que los fenómenos de inversión - de presión, convección del aceite y supersaturación del aceite, no se simulan en los modelos matemáticos. También es necesario mencionar que un modelo ajustado, con el cual se ha reproducido la historia del yacimiento, no garantiza resultados precisos en la predicción del comportamiento futuro.¹⁰ La razón es que varios conjuntos de parámetros del yacimiento pueden proporcionar ajustes igualmente precisos; pero con ellos se obtienen predicciones divergentes.

Respecto al ajuste del modelo, para que reproduzca la historia de producción del yacimiento, es importante puntualizar que la prueba definitiva de la calidad de dicho ajuste es la realizada al comparar los movimientos de los contactos agua-aceite o gas-aceite calculados, con los observados. En ocasiones el modelo - podrá reproducir en forma aceptable la historia de presión a nivel del pozo, así como las relaciones gas-aceite y agua-aceite producidas; sin embargo, sólo la reproducción del avance de los frentes de invasión permitirá acreditar un alto grado de confianza al simulador.

Anorofsky presenta un resumen de los principales errores y limitaciones en la aplicación de la simulación matemática.¹¹ Indica - que los resultados son muy sensibles a la presencia y orientación de las fallas geológicas, así como a la localización de las fracturas, lo que propicia su abuso. Menciona el problema de simular la conificación, ya que ésta puede presentarse en forma repentina y ser irreversible. Puntualiza la dificultad en suponer apropiadamente la existencia de flujo cruzado entre las capas en la vecindad de los pozos. Respecto a los yacimientos de aceite - volátil, señala que es casi imposible predecir su comportamiento, por la necesidad de ajustar los datos de las propiedades de los fluidos y los de las permeabilidades relativas.

Nelson indica que para predecir el comportamiento de yacimientos fracturados, es necesario entender y desarrollar nuevos procedimientos para determinar las saturaciones, las permeabilidades relativas y los términos de flujo cruzado.¹²

Es conveniente aclarar que no siempre un modelo matemático complejo es la solución a un problema específico. Se ha informado de modelos simplificados que reproducen excelentemente el comportamiento de los yacimientos más complejos. Una vez más se menciona el caso del yacimiento Hawkins Woodbine, cuyo comportamiento ha sido reproducido con gran precisión, a través de un modelo simplificado.³

Por último, cuando no se confía en los resultados de las predicciones proporcionados por un modelo, entonces lo recomendable es realizar una prueba piloto, a fin de obtener la información necesaria para suspender o totalizar un proyecto de explotación.

REFERENCIAS.

- 1.- Hernández, M.A., y Domínguez, G.
"Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 2.- Odeh, A.S.
"Reservoir Simulation ...What is it?".
JPT of SPE, noviembre de 1969.
- 3.- Lee, W., et al.
"A Mathematical Model of the Hawkins Woodbine Reservoir".
JPT of SPE, diciembre de 1977.
- 4.- Hall, H.N.
"Prediction of Gravity Drainage Performance Using a Three-Dimensional Model".
Preprint paper # 1878, SPE of AIME, 1967.
- 5.- Crichlow, B.H.
"Modern Reservoir Engineering —A Simulation Approach".
Prentice Hall, Inc., p. 148.
- 6.- Aziz, K.
"Computer Modelling of EOR Processes".
Proceedings of the 3rd. European Symposium on EOR, at Bournemouth U.K.
septiembre de 1981.
- 7.- Staggs, H.M. y Herbeck, E.F.
"Reservoir Simulation Models —An Engineering Overview".
JPT of SPE, diciembre de 1971.
- 8.- Coats, K.H.
"Use and Misuse of Reservoir Simulation Models".
JPT of SPE, noviembre de 1969.
- 9.- Reiss, L.H.
"The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations".
Editions Technip, IFPP, París, 1980.
- 10.- Bradford, R.N. y E.J.
"Evaluation of a Reservoir Simulation Study".
JPT of SPE, diciembre de 1979.
- 11.- Aronofsky, J.S., et al.
"Use and Abuse of Reservoir Simulation".
Oil and Gas Journal, Part 1, Part 2, Part 3, nov. 5, 19 y dic. 3 de 1984.
- 12.- Nelson, R.A.
"Fracture Reservoirs: Turning Knowledge Into Practice".
JPT of SPE, abril de 1987.

A P E N D I C E

SISTEMA DE UNIDADES, CONSTANTES Y FACTORES DE CONVERSION

A.1.- SISTEMA DE UNIDADES¹

Las siglas SI son la abreviatura oficial, en todos los idiomas, del Sistema Internacional de Unidades. Las unidades adoptadas -- por este sistema no son ni las del sistema CGS (centímetro-gramo-segundo), ni las del MKS (metro-kilogramo-segundo). En realidad, este sistema es una versión modernizada del sistema MKS.

Una gran parte de las unidades usadas en este trabajo, corresponden a las del sistema SI. Sin embargo, en otros casos se emplean unidades prácticas, diferentes a las del SI, debido a su uso común en el campo; otras veces incluso, se hace uso de unidades -- del sistema inglés, pero esto es muy raro.

En la Tabla A-1 se presentan las unidades básicas del sistema SI y dos unidades derivadas. Los nombres de las unidades no se escriben con mayúscula, aunque sí algunas de las abreviaturas. La mayoría de las unidades se representan con un símbolo sencillo.

TABLA A-1¹
UNIDADES DEL SISTEMA SI.

CANTIDAD	NOMBRE	SÍMBOLO
<u>UNIDADES BÁSICAS:</u>		
LONGITUD	metro	m
TIEMPO	segundo	s
MASA	kilogramo	kg
TEMPERATURA	kelvin	K
<u>UNIDADES DERIVADAS:</u>		
FUERZA	newton	N [kg-m/s ²]
PRESTION	pascal	Pa [N/m ²]

El sistema SI admite prefijos para indicar múltiplos de las unidades básicas. Estos prefijos se presentan en la Tabla A-2. No se usan prefijos compuestos tales como micro-micro, etc.

TABLA A-2.¹
 PREFIJOS DEL SISTEMA SI.

PREFIJO	ABREVIATURA	FACTOR
tera	T	10^{12}
giga	G	10^9
mega	M	10^6
kilo	k	10^3
hecto	h	10^2
deca	da	10
deci	d	10^{-1}
centi	c	10^{-2}
mili	m	10^{-3}
micro	μ	10^{-6}
nano	n	10^{-9}
pico	p	10^{-12}
femto	f	10^{-15}
atto	a	10^{-18}

A.2.- CONSTANTES.

Sin lugar a dudas, las constantes que definen las condiciones estándar (c.s.) siempre han generado controversias. La necesidad de establecer valores para lo que se conoce como condiciones estándar, surge a partir de los problemas que se tenían con la compra y distribución de los hidrocarburos. Como se sabe, el volumen de una masa dada, depende de la presión, la temperatura y de la fase en la que se encuentra. En la mayoría de los casos, la temperatura estándar ha sido 15°C [60°F], mientras que la presión estándar ha variado de 99.3 a 103.6 kPa [de 14.4 a 15.025 lb/pg² abs.]. En las unidades del sistema SI, se selec

cionó una temperatura de 15° C como estándar, un poco arbitrariamente, debido a que se acerca a 60° F. Siguiendo este mismo razonamiento, la presión estándar se fijó en 101.325 kPa, que corresponde a 14.696 lb/pg², o bien a una atmósfera estándar -- [1 atm].²

Las condiciones estándar adoptadas por la SPE son: 15° C y 100 kPa [14.5 lb/pg²].² A continuación se proporciona una lista de algunas constantes, útiles en la ingeniería petrolera:³

CONSTANTES

Condiciones base o estándar (c.s.)	14.696 lb/pg ² abs. y 60° F.
Temperatura absoluta correspondiente a 0° F.	460° R
Peso molecular del aire seco	28.97
Volumen de 1 mole-gr de gas a c.s.	22.414 lt
Volumen de 1 mol-lb de gas a c.s.	379.4 pies ³
Densidad del agua a c.s.	62.4 lb/pie ³
Densidad del aire a c.s.	0.0765 lb/pie ³
Carga hidrostática de 1 pie de agua a 60° F	0.433 lb/pg ²
R = 82.05 [atm-cm ³]/[°K mole-gr]	
R = 10.73 [lb/pg ² abs.-pie ³]/[°R mole-lb]	

A.3.- FACTORES DE CONVERSTON.

Finalmente, en la Tabla A-3 se presentan los principales factores de conversión usados. Es conveniente aclarar que los factores de conversión correspondientes a algunas unidades de permeabilidad presentadas en esta Tabla, se proporcionan bajo el encabezado de "AREA", debido a que la permeabilidad tiene unidades de área.

Con respecto a la permeabilidad, también cabe aclarar que, en el sistema SI, la unidad preferida es el micrómetro cuadrado -- (µm²). Esta unidad se obtiene de la misma forma que se determina un darcy: a partir de una ecuación que prediga el flujo a través de un medio poroso. Sin embargo, el valor casi universalmente usado es el darcy.

TABLA A-3:
PRINCIPALES FACTORES DE CONVERSION.

PARA CONVERTIR DE:	A:	MULTIPLICAR POR:
<u>LONGITUD</u>		
pie	metro [m]	0.3048
pulgada [pg]	metro [m]	0.0254
micron	metro	0.000001
milla	metro	1609.344
angstrom	metro	1.0×10^{-10}
<u>AREA</u>		
acre	m ²	4046.856
"	pie ²	43560.000
darcy	m ²	9.869230×10^{-13}
"	cm ²	9.869230×10^{-9}
"	um ²	0.9869230
"	cm ² -cp/s-atm	1.0
pie ²	m ²	0.09290304
"	pg ²	144.0
hectárea	m ²	10000.0
"	acre	2.471054
<u>VOLUMEN</u>		
acre-pie	m ³	1233.482
"	pie ³	43560.0
"	barril	7758.368
barril	m ³	0.1589873
"	pie ³	5.614583
pie ³	m ³	0.02831685
galón	m ³	0.003785412
<u>TIEMPO</u>		
día	segundo [s]	86400.0
"	minuto [min]	1440.0
<u>MASA</u>		
onza _m	kg	0.02834952
"	gramo	28.34952000
lb _m	kg	0.4535923

(...continúa)

TABLA A-3 (...continuación)

PARA CONVERTIR DE:	A:	MULTIPLICAR POR:
<u>MASA</u> (continuación)		
slug	kg	14.5939
"	lb _m	32.17405
tonelada (corta, E.U.)	kg	907.1847
"	lb _m	2000.0
" (larga, E.U.)	kg	1016.047
" métrica	kg	1000.000
<u>FUERZA</u>		
dina	N	0.00001
"	lb _f	2.248089 X 10 ⁻⁶
kg _f	N	9.806650
"	lb _f	2.204622
lb _f	N	4.448222
<u>DENSIDAD</u>		
g/cm ³	kg/m ³	1000.0
"	lb _m /pie ³	62.42797
lb _m /pie ³	kg/m ³	16.01846
	g/cm ³	0.01601846
<u>PRESION</u>		
atm {normal 760 mm Hg}	Pa	101325.0
" " " "	pies de agua [4°C]	33.8995
" " " "	lb/pg ²	14.696
cm Hg [0° C]	Pa	1333.22
dina/cm ²	Pa	0.1
"	lb/pg ²	0.433515
kg _f /cm ²	Pa	98066.50
"	lb/pg ²	14.22334
<u>VISCOSIDAD</u>		
cp (visc. dinámica)	Pa-s	0.001
" " "	dina-s/cm ²	0.01
" " "	lb _m /pie-s	0.0006719689
" " "	lb _f -s/pie ²	2.088543 X 10 ⁻⁵
centistoke (cSt) [visc. cinemática]	m ² /s	0.000001
"	cp/[g/cm ³]	1.0

(...continúa)

TABLA A-3 (...continuación)

PARA CONVERTIR DE:	A:	MULTIPLICAR POR:
<u>GASTO</u>		
bl/día	m ³ /día	0.1589873
"	cm ³ /s	1.840131
<u>TEMPERATURA</u>		
Las relaciones entre las dos unidades de temperatura son las siguientes:		
°F = 1.8 [°C] + 32		
°C = 5/9 [°F - 32] y, finalmente:		
°K = °C + 273		
°R = °F + 460		

REFERENCIAS.

- 1.- Earlougher, R.C. Jr.
"Advance in Well Test Analysis".
SPE, 1977.
- 2.- Campbell, J.M. y Campbell R.A.
"Application of the SI Metric System: Part 2 —The Basic Units".
JPT of SPE, octubre de 1985.
- 3.- Garaicochea, F.
"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos".
Facultad de Ingeniería. UNAM.