



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE
COMPORTAMIENTO DE
LOS YACIMIENTOS**

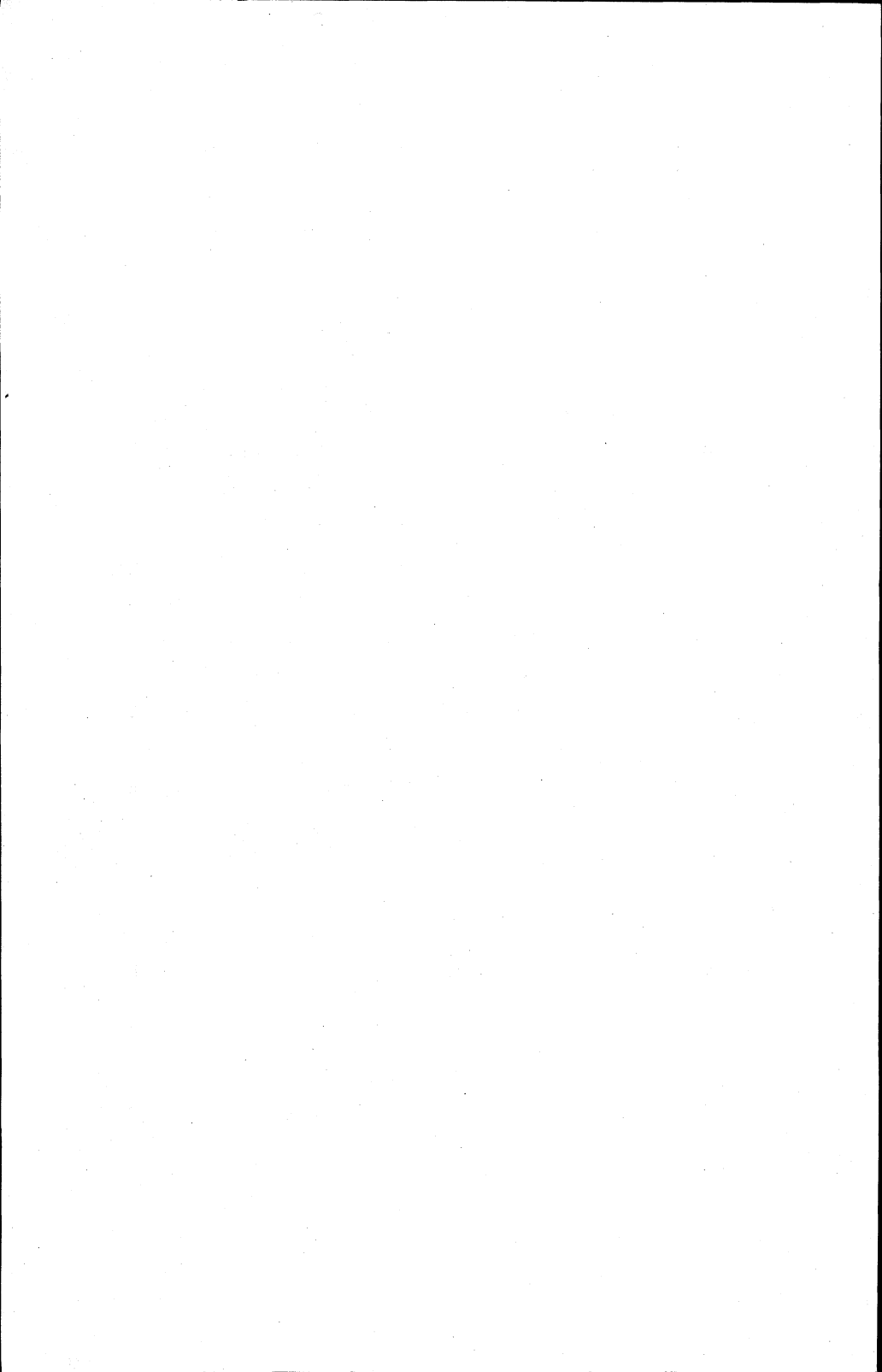
**FRANCISCO GARAICOCHEA P.
JOSE LUIS BASHBUSH B.**

1887
1888

P R E F A C I O

Estos apuntes fueron preparados con la finalidad de proporcionar una fuente de información sobre los temas que integran el curso, denominado Comportamiento Primario de los Yacimientos, que se imparte actualmente en la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M. Los temas tratados comprenden básicamente las aplicaciones de la ecuación de balance de materia, que siguen siendo de gran utilidad, a pesar del advenimiento de modelos matemáticos que permiten obtener resultados más precisos. La simplicidad de la ecuación de balance de materia, en la cual se considera al yacimiento como una unidad, justifica su uso, porque proporciona una aproximación aceptable en muchos estudios de ingeniería de yacimientos.

Se agradece al ingeniero José Luis Bashbush B., su colaboración en la preparación de varios de los capítulos que constituyen estas notas.



C O N T E N I D O

	Página
NOMENCLATURA	1
CONSTANTES Y FACTORES DE CONVERSION	7
CAPITULO 1. CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS	9
1.1 Introducción; 1.2 Definiciones previas;	
1.3 Construcción y significado de un diagrama de fases.	
CAPITULO 2. LOS MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	20
2.1 Procesos de desplazamiento; 2.2 Expan- sión de la roca y los líquidos; 2.3 Empuje de gas liberado; 2.4 Empuje por el gas del casquete; 2.5 Empuje por agua; 2.6 Desplaza- miento por segregación gravitacional; 2.7 Com- binación de empujes.	
CAPITULO 3. COMPRESIBILIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA FORMA- CION	35
3.1 Definición de compresibilidad; 3.2 Compre- sibilidad del aceite; 3.3 Compresibilidad del agua congénita; 3.4 Compresibilidad de la for- mación; 3.5 Compresibilidad del gas natural.	

CAPITULO 4.	ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADOS	43
	4.1 Generalidades; 4.2 Desarrollo de la E.B.M.;	
	4.3 Indices de empuje totales; 4.4 Indices de empuje por periodo.	
CAPITULO 5.	ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA	50
	5.1 Términos usados en la ecuación de balance de materia; 5.2 Desarrollo de la ecuación;	
	5.3 Consideraciones; 5.4 Algunas aplicaciones de la E.B.M.	
CAPITULO 6.	ECUACIONES Y DATOS USADOS EN LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS	61
	6.1 Ecuaciones fundamentales; 6.2 Ecuación de la relación gas aceite; 6.3 Ecuación de saturación de aceite en yacimientos con empuje de gas disuelto; 6.4 Ecuación de la recuperación de aceite; 6.5 Relación de permeabilidades relativas al gas y aceite en función de la saturación de líquido; 6.6 Variación del índice de productividad; 6.7 Ecuación general de saturación de aceite.	

CAPITULO 7.	PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO POR EL METODO DE J. TARNER	84
	7.1 Consideraciones; 7.2 Datos requeridos;	
	7.3 Ecuaciones; 7.4 Secuela de cálculo; 7.5 Ilustración del método.	
CAPITULO 8.	PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO POR EL METODO DE MUSKAT	95
	8.1 Desarrollo de la ecuación diferencial de Muskat; 8.2 Procedimiento empleado en la predicción; 8.3 Ecuación de R.L. Hoss.	
CAPITULO 9.	TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS EN SOLUCION	104
	9.1 Introducción; 9.2 Tiempo requerido para la explotación; 9.3 Condiciones de abandono; 9.4 Ejemplo.	
CAPITULO 10.	ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN LA FORMA SIMPLIFICADA DE TRACY	110
	10.1 Desarrollo de la ecuación simplificada de Tracy; 10.2 Predicción del comportamiento futuro de un yacimiento; 10.3 Ilustración del método de cálculo.	

CAPITULO 11. FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO	115
11.1 Viscosidad del aceite; 11.2 Presión del yacimiento; 11.3 Solubilidad del gas en el aceite; 11.4 Forma de la curva de permeabilidades relativas; 11.5 Saturación de agua; 11.6 Tamaño del casquete de gas; 11.7 Inyección del gas producido.	
CAPITULO 12. PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO Y SEGREGACION GRAVITACIONAL	122
12.1 Introducción; 12.2 Método de West; 12.3 Secuela de cálculo; 12.4 Dedución de términos y conceptos generales; 12.5 Ecuaciones; 12.6 Ilustración del procedimiento de cálculo.	
CAPITULO 13. EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS	147
13.1 Introducción; 13.2 Clasificación de los acuíferos; 13.3 Determinación de la entrada acumulativa de agua; 13.4 Evaluación del empuje hidráulico; 13.5 Aplicación del principio de superposición; 13.6 Determinación de la ecuación que representa la entrada de agua al yacimiento.	

CAPITULO 14. ECUACION DE BALANCE EN FORMA DE RECTA	168
14.1 Introducción; 14.2 Solución de la ecuación para yaci- mientos de aceite saturado; 14.3 Ecuación para yacimientos bajosaturados; 14.4 Ecuación para yacimientos de gas; 14.5 Discusión general.	
CAPITULO 15. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO NATURAL	179
15.1 Introducción; 15.2 Comportamiento de yacimientos de aceite bajosaturado; 15.3 Comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto y entrada de agua ($m = 0$); 15.4 Com- portamiento de yacimientos de aceite con entrada de agua y - casquete de gas; 15.5 Comportamiento de yacimientos de gas con empuje hidráulico; 15.6 Discusión general.	
CAPITULO 16. CONSERVACION DE LOS HIDROCARBUROS MEDIANTE LA EXPLOTACION PRIMARIA DE LOS YACIMIENTOS	197
16.1 Introducción; 16.2 El gasto de producción más eficien- te (GME); 16.3 GMEI en yacimientos de aceite con entrada de agua, sin casquete de gas; 16.4 GMEI en yacimientos de aceite con casquete de gas, sin entrada de agua; 16.5 GMEI en yacimientos de aceite con casquete de gas y entrada de - agua; 16.6 GMEI en yacimientos con segregación del gas libe- rado; 16.7 GMEI en yacimientos de gas con entrada de agua; 16.8 Discusión.	
REFERENCIAS	214

CAPITULO 17.	COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS	
	FRACTURADOS	216
	REFERENCIAS	222
CAPITULO 18.	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON SEGREGACIÓN GRA- VITACIONAL.	224
	REFERENCIAS	237
	BIBLIOGRAFÍA SELECTA	241

NOMENCLATURA

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 curso.

SIMBOLOS		UNIDADES*
B	Constante de entrada de agua	$bl/lb/pg^2$
B _g	Factor de volumen del gas ($B_g < 1$)	
B _g	Factor de volumen del gas inyectado	$\frac{m^3g @ c.y.}{m^3g @ c.s.}$
B _o	Factor de volumen del aceite ($B_o > 1$)	$\frac{m^3o @ c.y.}{m^3o @ c.s.}$
B _t	Factor de volumen de las dos fases $B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$	$\frac{m^3o + g @ c.y.}{m^3o @ c.s.}$
B _w	Factor de volumen del agua	$\frac{m^3w @ c.y.}{m^3w @ c.s.}$
c	Compresibilidad	$(kg/cm^2)^{-1}$
C	Constante	
c _f	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

* Se utilizan estas unidades, a menos que se indiquen otras en el texto.

E	Expansión	m^3
Ev	Eficiencia volumétrica	
g	Aceleración de la gravedad	m/seg^2
G	Volumen original de gas @ c.s.	m^3
Gi	Volumen acumulativo de gas inyectado @ c.s.	m^3
Gp	Producción acumulativa de gas @ c.s.	m^3
H	Espesor bruto	m
h	Espesor neto	m
i	Gasto de inyección	m^3/dfa
J	Índice de productividad	$(m^3o/día)/(kg/cm^2)$
Js	Índice de productividad específico	$(m^3o/día)/(kg/cm^2) m$
k	Permeabilidad absoluta	darcy
kg	Permeabilidad efectiva al gas	darcy
ko	Permeabilidad efectiva al aceite	darcy
kr _g	Permeabilidad relativa al gas	
kr _o	Permeabilidad relativa al aceite	
kr _w	Permeabilidad relativa al agua	
kw	Permeabilidad efectiva al agua	darcy
K	Constante	
ln	Logaritmo natural (base e)	
log	Logaritmo decimal (base 10)	
m	Masa	gr
m	Relación del volumen original de gas @ c.y. al volumen original de aceite @ c.y. ($m=GBgl/NBoi$)	$\frac{m^3g @ c.y.}{m^3o @ c.y.}$

mp	Relación del volumen de poros de la capa original de gas al volumen de poros de la zona de aceite	m^3/m^3
ms	Relación del volumen de poros de la capa de gas secundaria a la de la zona de aceite a cualquier tiempo	m^3/m^3
M	Peso molecular	
n	Número de pozos	
N	Volumen original de aceite @ c.s.	$m^3_o @ c.s.$
N_b	Volumen de aceite a p_b y $T_y @ c.s.$	$m^3_o @ c.s.$
N_p	Producción acumulativa de aceite @ c.s.	$m^3_o @ c.s.$
p	Presión	kg/cm ²
p_b	Presión de burbujeo o saturación	kg/cm ²
T_{pc}	Pseudo temperatura crítica	OR
P_{pc}	Pseudo presión crítica	lb/pg ²
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	kg/cm ²
P_{ws}	Presión estática	kg/cm ²
Q(t)	Entrada de agua indimensional	
q	Gasto (ritmo) de producción	m^3/dfa
r	Fracción del gas producido que se inyecta al yacimiento	
r_e	Radio de drene del pozo	m
r_w	Radio del pozo	m
R	Constante de los gases	lb-pg ² /OR mole-lb

R	Radio de drene en el acuífero	pies
R	Relación gas aceite instantánea	m^3_g/m^3_o
Rew	Radio externo del acuífero	pies
Rp	Relación gas aceite acumulativa ($R_p=GP/N_p$)	m^3_g/m^3_o
Rs	Relación gas disuelto aceite o de solubilidad	m^3_g/m^3_c
Rsw	Relación gas disuelto agua o de solubilidad en el agua	m^3_g/m^3_w
Rw	Radio interno del acuífero	pies
S	Saturación	m^3_f/m^3_p
Sgizig	Saturación de gas inicial en la zona invadida de gas	m^3_g/m^3_p
Soicg	Saturación de aceite inicial en la capa de gas	m^3_o/m^3_p
Sorzig	Saturación de aceite residual en la zona invadida de gas	m^3_o/m^3_p
Sorznl	Saturación de aceite residual en la zona no lavada	m^3_o/m^3_p
Sorzl	Saturación de aceite residual en la zona lavada	m^3_o/m^3_p
Soziw	Saturación de aceite en la zona invadida de agua	m^3_o/m^3_p
Swziw	Saturación de agua en la zona invadida de agua	m^3_w/m^3_p
S.G.	Densidad relativa del gas (aire = 1)	
t	Tiempo	días
\bar{t}	Tiempo indimensional o número del período de explotación	

t_D	Tiempo indimensional	
T	Temperatura	°C
T_c	Temperatura crítica	°K
T_R	Temperatura reducida	
V	Volumen	m^3
V_p	Volumen de poros	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 por gas	m^3
V_{pzni}	Volumen de poros en la zona no invadida	m^3
V_s	Volumen de sólidos	m^3
W	Volumen de agua en el acuífero	m^3
W_e	Entrada acumulativa de agua al yacimiento @ c.y.	m^3
W_i	Volumen acumulativo de agua inyectado @ c.s.	m^3
W_p	Producción acumulativa de agua @ c.s.	m^3
Z	Factor de compresibilidad del gas	
γ	Densidad relativa	
ϕ	Porosidad	m^3_p/m^3_r
μ	Viscosidad	poises
λ	Movilidad ($\lambda = k/\mu$)	darcys/poises
ρ	Densidad	gr/cm ³
σ	Tensión superficial	dinas/cm

- @ c.e Medido a condiciones de escurrimiento
- @ c.s. Medido a condiciones base o superficiales
- @ c.y. Medido a condiciones de yacimiento

S U B I N D I C E S

- a Atmosférica; aire
- b Burbujeo (ebullición)
- c Crítica, connata
- d Rocío (condensación); disuelto
- f Fluido(s); formación
- g Gas
- i Inicial o condición; invadida
- l Lavado; libre
- m segregación
- o Aceite
- p Producción acumulativa; poros
- r Reducida; residual
- 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

CONSTANTES Y FACTORES DE CONVERSION

Constantes

Condiciones base (c.s.)	14.7 lb/pg ² y 60 OF
Temperatura absoluta correspondiente a 0 OF	460 OR
Peso molecular medio 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 @ c.s.	62.4 lb/pie ³
Densidad del aire @ c.s.	0.0765 lb/pie ³
Carga hidrostática de 1 pie de agua a 60 OF	0.433 lb/pg ²
$R = 82.05 \text{ (atm-cm}^3\text{)/(}^{\circ}\text{K mole-gr)}$	
$R = 10.73 \text{ (lb/pg}^2\text{-pie}^3\text{)/(}^{\circ}\text{R mole-lb)}$	

Conversiones

Longitud

1 pg = 2.54 cm
1 pie = 30.48 cm

Volumen

1 bl = 158.987 lt
1 bl = 42 gal
1 bl = 5.6146 pies ³
1 m ³ = 6.2898 bl
1 m ³ = 35.314 pies ³

Presión

$$1 \text{ Atm} = 760 \text{ mm Hg (0 } ^\circ\text{C)}$$

$$1 \text{ Atm} = 1.033 \text{ kg/cm}^2$$

$$1 \text{ kg/cm}^2 = 14.223 \text{ lb/pg}^2$$

$$1 \text{ Atm} = 14.696 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

Temperatura

$$^{\circ}\text{F} = 1.8 \text{ } ^\circ\text{C} + 32$$

$$^{\circ}\text{C} = 5/9 (^{\circ}\text{F} - 32)$$

$$^{\circ}\text{K} = ^\circ\text{C} + 273$$

$$^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 460$$

Masa

$$1 \text{ lb} = 453.59 \text{ gr.}$$

$$1 \text{ kg} = 2.2046 \text{ lb.}$$

Densidad

$$1 \text{ gr/cm}^3 = 62.428 \text{ lb/pe}^3$$

$$1 \text{ gr/cm}^3 = 350.63 \text{ lb/bl}$$

$$1 \text{ lb/pe}^3 = 5.6166 \text{ lb/bl}$$

I. CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS

I.1 INTRODUCCION

Es práctica común clasificar a los yacimientos petroleros - de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y 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 para delimitar un yacimiento dentro de la clasificación anterior son:

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 $200 \text{ m}^3/\text{m}^3_0$.

Yacimientos de aceite volátil.- 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 $1.500 \text{ m}^3/\text{m}^3_0$.

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 1 500 a 12 000

m^3_g/m^3_o .

Yacimientos de gas húmedo. - 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_g/m^3_o .

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

La clasificación anterior no es precisa, ya que con la única base de la relación gas aceite instantánea y el color del líquido producido no siempre se puede definir un yacimiento dentro de ella.

En la Tabla I se presentan los resultados de análisis composicional efectuados en fluidos típicos representativos de cuatro de los tipos de yacimientos descritos.

Se ha visto que se obtiene una clasificación más apropiada de los yacimientos, cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión a que se encuentran dentro del yacimiento. Dicha clasificación se expondrá después de definir algunos conceptos básicos.

TABLA 1.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Componente	Aceite	Aceite Volátil	Gas y Condensado	Gas Seco
C ₁	45.62*	64.17	86.82	92.26
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 Mol. de C ₇₊ :	231	178	110	145
Densidad Relativa:	0.862	0.765	0.735	0.757
Rel. Gas-Aceite $\frac{m^3}{m^3}$	110	408	3 420	21 700
Color del líquido:	Negro Verduzco	Anaranjado obscuro	Café ligero	Acuoso

1.2 DEFINICIONES PREVIAS

Antes de describir los diagramas de fases y su construcción, se definen algunos conceptos básicos asociados con los diagramas mencionados.

Propiedades intensivas.- Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada, por ejemplo: la viscosidad,

* Por ciento molar.

densidad, temperatura, etc.

Punto crítico.- Es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión crítica.- Es la presión correspondiente al punto crítico.

Temperatura crítica.- Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de burbujeo (ebullición).- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío (condensación).- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de las dos fases.

Región de dos fases.- Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbar (crivaporbar).- Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricodenterna.- Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Zona de condensación retrógrada.- Es aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación.

Aceite saturado.- Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra está en equilibrio con su gas.

Aceite bajo saturado.- Es el que, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, es capaz de disolver más gas.

Aceite supersaturado.- Es aquel 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 equilibrio.

Saturación crítica de un fluido.- Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

1.3 CONSTRUCCION Y SIGNIFICADO DE UN DIAGRAMA DE FASES

Considérese que se tiene una muestra representativa de los hidrocarburos de un yacimiento, colocada en una celda a una temperatura de 87 °C. y a una presión inicial de 240 kg/cm², Fig. 1 a. Se mantendrá la temperatura constante, aumentando lentamente el volumen de la celda. Al hacerlo, la presión declina rápidamente. En el momento -

en que aparece la primera burbuja de gas se observa una presión de - 220 kg/cm². A esta presión se le llama presión de saturación o de burbujeo, Fig. 1 b. 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. A partir de la presión de burbujeo se observa que al declinar la presión disminuye el porcentaje de líquido en la celda, Figs. 1 c y 1 d. Esta expansión se continúa hasta el momento en que solamente queda una gota de líquido en la celda, la presión correspondiente, 4 kg/cm², Fig. 1 e, corresponde a la presión de rocío o de condensación.

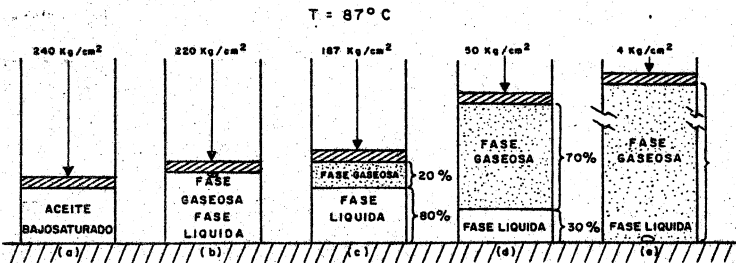


FIG. 1.1.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA EXPANSION ISOTERMICA DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO DE ACEITE.

Si la secuencia anterior se repite para diferentes isotermas y se sitúan los resultados en una gráfica temperatura-presión, se obtendrá un diagrama de fases como el que se muestra en la Fig. 1.2.

Como se mencionó anteriormente, los yacimientos pueden clasificarse por la localización de su presión y temperatura iniciales,

con respecto a la región de dos fases, en un diagrama 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 analiza el efecto de las condiciones de presión y temperatura iniciales sobre el comportamiento de las fases. Se consideran diferentes tipos de yacimientos, suponiendo que poseen la misma mezcla de hidrocarburos. Esta mezcla presenta un diagrama de fases como el que se muestra en la Fig. 1.2.

Considérese un yacimiento con una temperatura y presión inicial de $87\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 240 kg/cm^2 respectivamente, determinado por el punto A. En este yacimiento los fluidos estarán en una fase denominada líquida, ya que la temperatura a que se presentan es menor que la crítica. Además, debido a las condiciones de la acumulación, se tendrá un yacimiento de aceite bajosaturado, ya que la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo a 220 kg/cm^2 , punto en el cual se inicia la liberación del gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbujas. Esta liberación del gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas, hasta que se abandone el

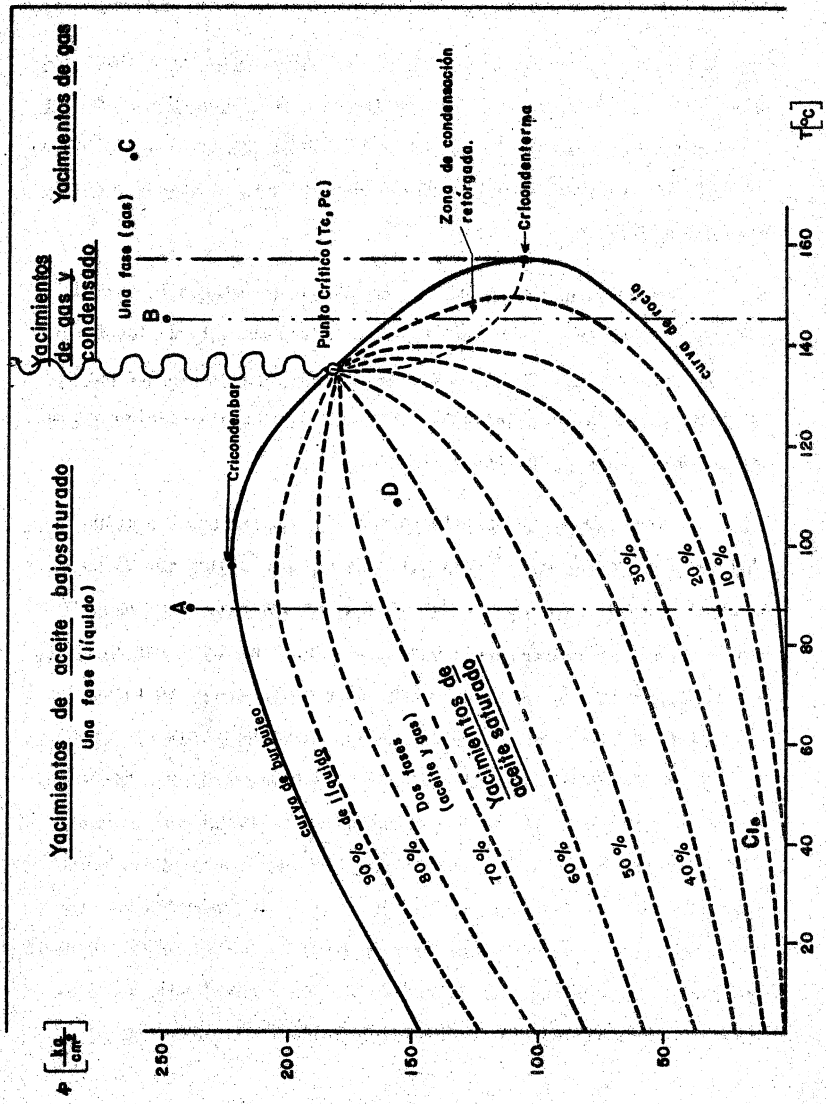


Fig.1.2 -- Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos.

con respecto a la región de dos fases, en un diagrama 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 analiza el efecto de las condiciones de presión y temperatura iniciales sobre el comportamiento de las fases. Se consideran diferentes tipos de yacimientos, suponiendo que poseen la misma mezcla de hidrocarburos. Esta mezcla presenta un diagrama de fases como el que se muestra en la Fig. 1.2.

Considérese un yacimiento con una temperatura y presión inicial de 87 °C y 240 kg/cm² respectivamente, determinado por el punto A. En este yacimiento los fluidos estarán en una fase denominada líquida, ya que la temperatura a que se presentan es menor que la crítica. Además, debido a las condiciones de la acumulación, se tendrá un yacimiento de aceite bajosaturado, ya que la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo a 220 kg/cm², punto en el cual se inicia la liberación del gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbujas. Esta liberación del gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas, hasta que se abandone el

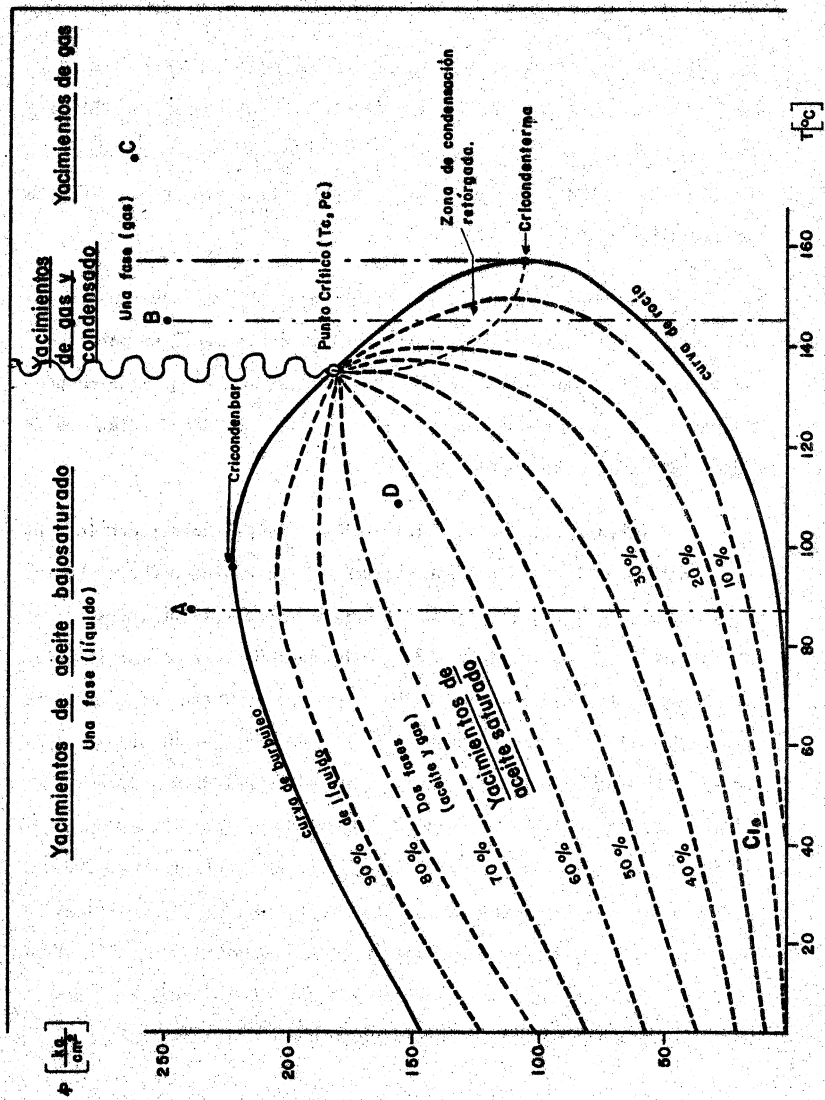


Fig.1.2 ~ Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos.

yacimiento. Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

Considérese un yacimiento con una temperatura y presión iniciales de 145 °C y 250 kg/cm² respectivamente, determinado por el punto B. Los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío a 160 kg/cm². En este momento se iniciará la condensación del líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producida. Aquellos yacimientos cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma se denominan yacimientos de gas y condensado.

En la Fig.1.3 se presenta la esquematización de la expansión isotérmica que se obtendría de una muestra tomada a las condiciones iniciales del yacimiento B. Nótese que desde la presión de rocío hasta la de 115 kg/cm² aumenta la fase líquida. A este fenómeno se le denomina condensación retrógrada*. Posteriormente, al seguir bajando la presión, el líquido disminuye hasta desaparecer totalmente al alcanzarse una presión de 59 kg/cm². Este proceso de condensación y vaporización

* El término retrógrado se usa debido a que generalmente ocurre vaporización durante los procesos en que existen expansiones isotérmicas.

isotérmica ocurre en algunos yacimientos, aunque no en esta misma forma, ya que, al iniciarse la condensación, varía la composición de la mezcla y su diagrama de fases.

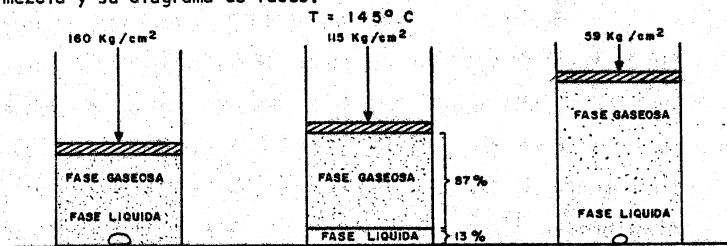


FIG. 1.3: REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL COMPORTAMIENTO DE FASES EN UN PROCESO DE EXPANSION ISOTERMICA (YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO).

Considérese un yacimiento con una temperatura y presión iniciales de 180°C y 275 kg/cm^2 respectivamente, determinado por el punto C. Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa, la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentera. Por esta razón, a diferencia de los tipos de yacimientos antes mencionados, la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entrarán a la región de dos fases, en virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción, como se muestra en la trayectoria C-C₁. En la superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado. A este tipo de yacimientos, cuya producción contiene un porcentaje considerable de licuables, se les denomina

yacimientos de gas húmedo.

A yacimientos con características similares, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases, se les denomina yacimientos de gas seco. Una representación esquemática de un diagrama de fases de este tipo de yacimientos se presenta en la Fig. 1.4.

Considérese un yacimiento, con una temperatura y presión iniciales de 110°C y 160 kg/cm^2 respectivamente, punto D, Fig. 1.2. En este yacimiento se presentarán las dos fases, consistentes en una capa o casquete de gas y una zona de aceite saturado. A este tipo de yacimientos, cuya región de dos fases contiene al punto representativo, se les llama yacimientos de aceite con casquete de gas.

Los yacimientos de aceite volátil son aquellos cuya temperatura es ligeramente inferior a la crítica

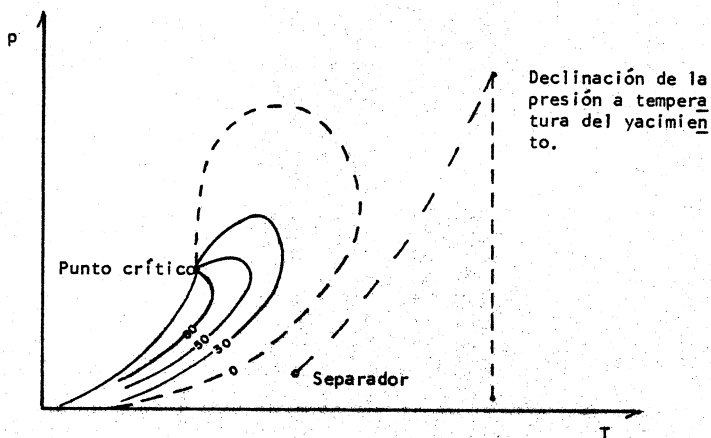


Fig. 1.4.- Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco, de acuerdo a la trayectoria de producción.

1.4 YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL.

El único procedimiento propuesto específicamente para caracterizar un aceite como volátil es el descrito por Cronquist (J.P.T. Mayo 1973). 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 consideran de aplicación general.

A partir de los datos pVT obtenidos se establecieron y --graficaron las relaciones adimensionales siguientes:

Presión adimensional.- Es el cociente de la presión considerada entre la presión de saturación.

$$P_d = \frac{P}{P_b}$$

Encogimiento adimensional.- Es el encogimiento del aceite a una presión menor que la de saturación, entre el encogimiento total (desde la presión de saturación hasta la presión atmosférica)

$$Bod = \frac{Bob - Bo}{Bob - Boa}$$

En la Fig. 1.5 se muestran los resultados obtenidos al graficar los valores de la presión adimensional (P_d) contra el encogimiento adimensional (Bod). Se observa que la mayoría de los puntos obtenidos caen dentro de una tendencia definida, através de la cual se ha trazado una línea "promedio". Los aceites y su comportamiento pVT adimensional correspondiente caen dentro de dos clases generales:

- a).- Aceites con bajas presiones de saturación, que tienden a liberar menos gas y a encogerse más lentamente que los aceites "promedio". Los valores de Bod , para los aceites A, B, C, D, se localizan arriba de la línea promedio.
- b).- Aceites con altas presiones de saturación y altos factores de volumen a P_b , que tienden a liberar más gas y a encogerse más rápidamente que los aceites promedio. Estos aceites (E, F, G) se localizan abajo de la línea promedio y se clasifican como aceites volátiles.

Las propiedades de los aceites cuyas curvas se muestran en la Fig. 1.5 se presentan en la tabla siguiente:

Acete	°API	R_{sb} (m^3/m^3)	P_b (kg/cm^2)	T_y (°F)	B_{od}
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

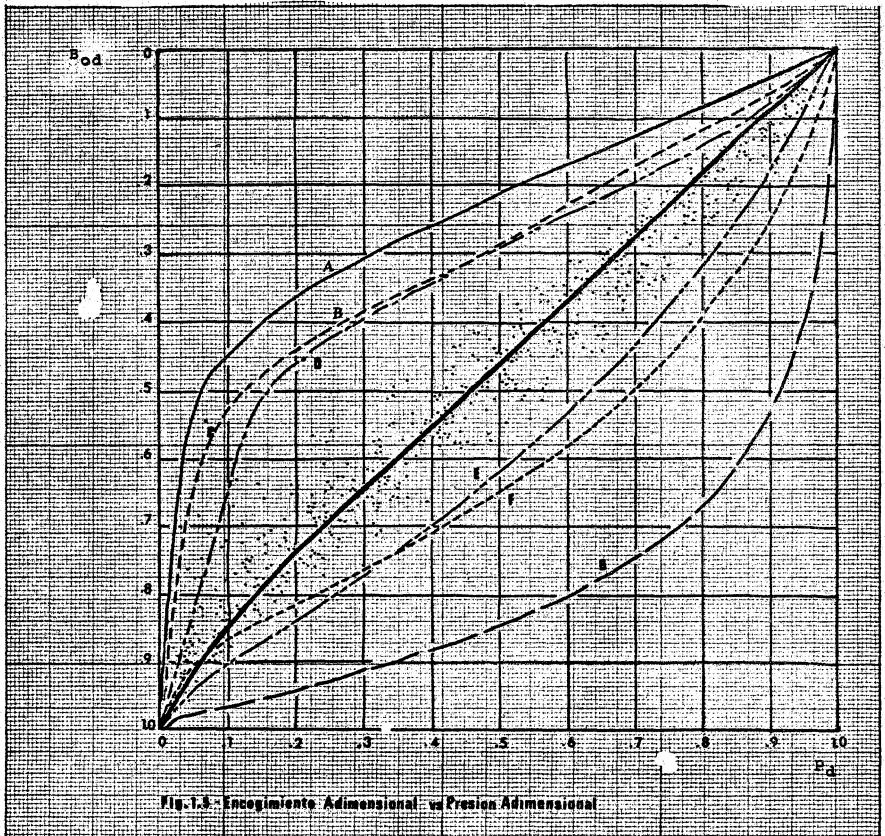


Fig. 1.3. Encogimiento Adimensional vs Presion Adimensional

2. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS

2.1 Procesos de desplazamiento

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. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.

Los procesos de desplazamiento son:

- 1.- Expansión de la roca y los líquidos.
- 2.- Empuje por gas disuelto liberado.
- 3.- Empuje por capa de gas.
- 4.- Empuje por agua.
- 5.- Desplazamiento por segregación.

2.2 Expansión de la roca y los líquidos

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 que se obtiene la presión de saturación. La relación gas aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a R_{si} . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera. Debido a estas circunstancias, como se puede ver en la ecuación(21), el índice de productividad permanece prácticamente constante.

$$J = \frac{q_o}{\Delta p} = \frac{C' k_{rok} h}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

$$J = C \frac{k_o}{\mu_o B_o} = \text{cte.} \quad \dots \quad (2.1)$$

2.3.- Empuje de 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 de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto

resulta depreciable, 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 ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas 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**. 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 mucho 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 substancialmente. Cuando ésto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de -

* 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.

gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, 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 contra la recuperación o la producción acumulativa. En la figura 2.1 se muestra diagramáticamente el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos indicados.

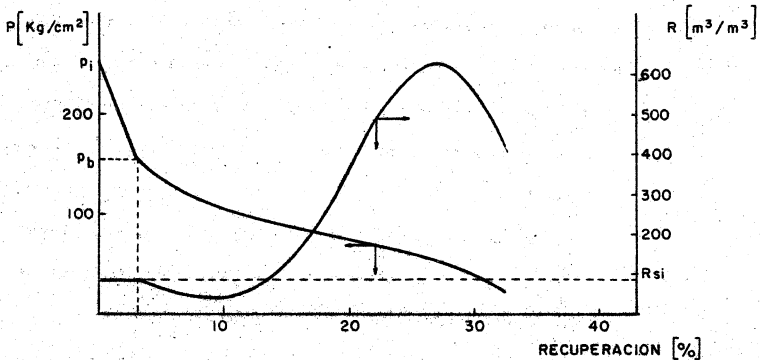


FIG. 2.1 - CURVAS DE VARIACION DE LA PRESION Y RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA, PARA UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EXPANSION DEL SISTEMA Y POR EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO:

2.4.- 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. Los requerimientos básicos son:

I.- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.

II.- 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) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas 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 del yacimiento 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.

Sin inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debida a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de 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 la saturación de gas libre 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.

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% o más.

2.5.- Empuje por agua

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 dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

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 y 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 (mayor viscosidad), un volumen dado 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 su explotación.

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

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% 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 substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada 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.2.2 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

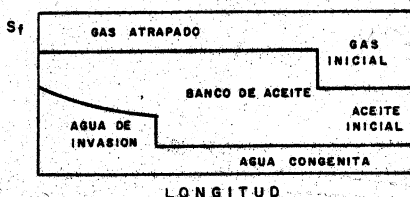


FIG. 2.2: DISTRIBUCION DE LAS SATURACIONES DE FLUIDOS EN UN SISTEMA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE CON AGUA EN PRESENCIA DE UNA FASE GASEOSA.

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.2.3 se muestra una comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante.

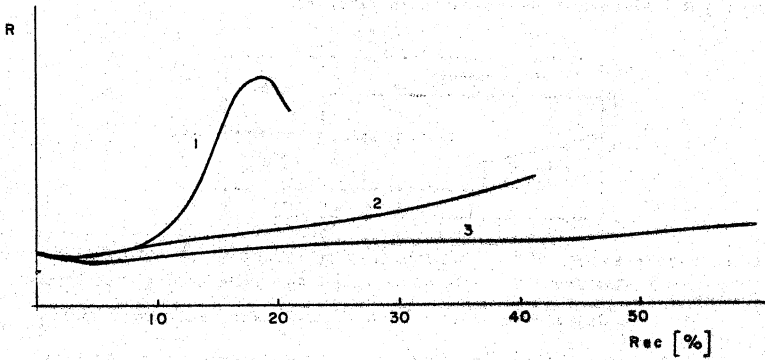
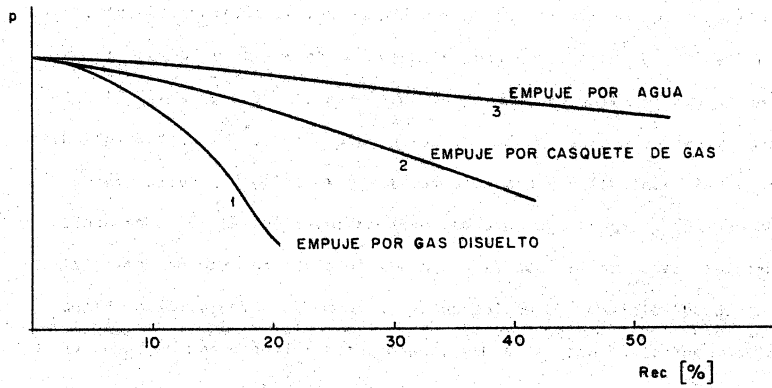


FIG. 2.3 - VARIACIONES EN LAS CURVAS DE DECLINACION DE LA PRESION Y RELACION GAS-ACEITE PRODUCIDA, DEPENDIENDO DEL TIPO DE EMPUJE DEL YACIMIENTO.

2.6.- Desplazamiento por segregación 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 bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá 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 total del desplazamiento.

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

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución. En la Fig.2.4 se presenta diagramáticamente el efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación,

sobre su recuperación y su relación gas-aceite producida.

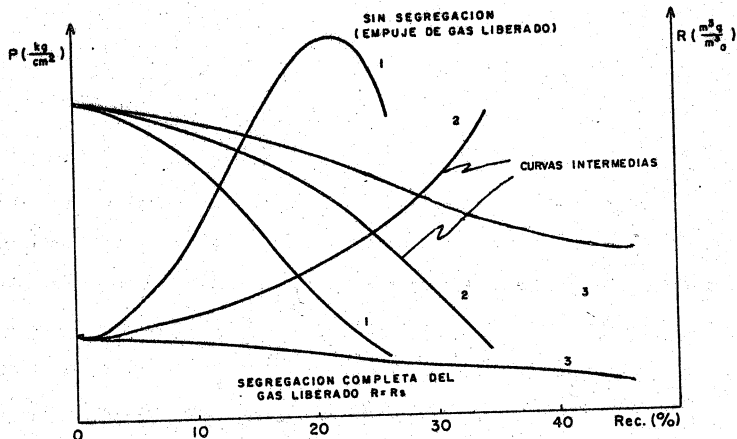


FIG. 2.4.- EFECTO DE LA SEGREGACION GRAVITACIONAL EN LA RECUPERACION TOTAL Y EN LA RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA

La observación de la Fig.2.5 permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

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*.

El gradiente de presión es menor entre mayores es la distancia al pozo productor. Así una burbuja como la mostrada en (1), cuyo

* Existen también las fuerzas viscosas, que se oponen al movimiento del elemento gaseoso considerado.

diagrama del cuerpo libre se presenta en la Fig. 7 a, tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo en una burbuja como la indicada en (4), cuyo diagrama del cuerpo libre se presenta en la figura 7 b, la resultante de las fuerzas, tenderá a incorporarla al casquete, en vez de desplazarse hacia el pozo.

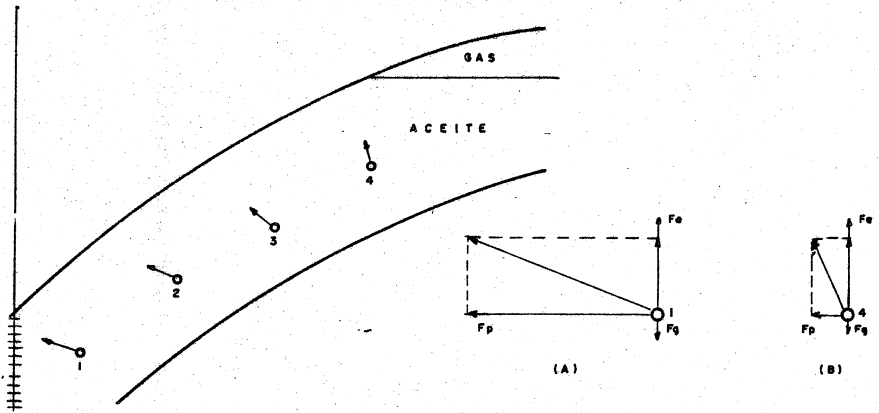


FIG.2.5.- REPRESENTACION DE LAS FUERZAS QUE ACTUAN SOBRE UNA BURBUJA DE GAS EN UN YACIMIENTO

2.7 Combinación 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 período de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

3.- COMPRESIBILIDAD DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA FORMACION

3.1.- Definición de Compresibilidad

La compresibilidad se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión, o sea:

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

Donde: $\frac{dV}{dp}$ 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 $\frac{dV}{dp}$ varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta.

A continuación se indican los rangos de compresibilidades de los principales componentes de los yacimientos:

C_f	$4 - 14 \times 10^{-5}$	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$
C_w	$3 - 6 \times 10^{-5}$	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$
C_o	$7 - 140 \times 10^{-5}$	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$
Gas a 70 kg/cm^2	$1\ 300 - 1\ 800 \times 10^{-5}$	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$
Gas a 350 kg/cm^2	$70 - 300 \times 10^{-5}$	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$

La compresibilidad promedio puede obtenerse por medio de la ecuación, expresada en la forma:

$$c = - \frac{1}{V} \times \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)} \dots (3.2)$$

* Se considera la temperatura constante.

El volumen de referencia V en la ecuación anterior debe ser un promedio de V_1 y V_2 , aunque algunos autores emplean el valor de V_1 o de V_2 .

3.2 Compresibilidad del Aceite (C_o).

Un volumen de aceite de un millón de m^3 con una compresibilidad media de $1 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ se incrementa o expande en $1 m^3$ por cada kg/cm^2 de caída de presión. La compresibilidad de aceites basaturados es máxima para aceites ligeros, por la mayor cantidad de gas que contienen en solución.

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 sustituyendo factores de volumen en la ecuación (3.2).

$$C_o = \frac{2 (B_{ob} - B_{oi})}{(p_i - p_b) (B_{ob} + B_{oi})} \dots \dots \dots (3.3)$$

3.3 Compresibilidad del Agua (C_w)

La compresibilidad del agua, como la del aceite, aunque en menor grado, depende de la temperatura, la presión y 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. 3.1 a 3.4, que permiten obtener el valor de C_w a las condiciones deseadas. El procedimiento de cálculo se indica a continuación:

OBTENCION DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA INTERSTICIAL

DATOS: \bar{p} (kg/cm²), T_y (°C), salinidad (p.p.m.)

PASOS:

1.- Obtenga por medio de la Fig. 3.1, el volumen de gas, en m³, disuelto por m³ de agua pura a las condiciones de presión media y temperatura del yacimiento.

2.- Obtenga el factor de corrección para la salinidad dada, por medio de la Fig. 3.2.

3.- Multiplique los valores obtenidos en los pasos anteriores para obtener la relación gas disuelto en el agua de la formación. (R_{sw}).

4.- Determine la compresibilidad del agua a las condiciones de \bar{p} y T_y mediante la gráfica presentada en la Fig. 3.3.

5.- Con el valor de R_{sw} obtenido en el paso 3, obtenga el factor de corrección por gas en solución según la Fig. 3.4.

6.- Determine 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.

3.4.- Compresibilidad de la Formación (C_f)

Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión externa constante (presión de confinamiento), 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.

Este cambio en la porosidad para una determinada roca, depende sólo de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones. La compresibilidad del volumen poroso C_f para cualquier valor de diferencia de presión externa - interna, se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de poros por unidad de abatimiento de presión.

Cuando la presión del yacimiento declina de un valor inicial p_i a cualquier valor p , en un yacimiento que produce arriba de la presión de saturación, el volumen inicial de poros V_{p_i} declina a un valor V_p , debido a la compresibilidad de la formación. Usando una compresibilidad promedio de la formación, expresada en unidades de volumen de poro por volumen de poros por kg/cm^2 ; cuando la presión

* Presión proporcionada por la carga de las formaciones suprayacentes al yacimiento.

promedio del yacimiento se abate en Δp (kg/cm^2), el volumen de poros final, a la presión p , es: $V_p = V_{pi} (1 - c_f \Delta p)$

Hall encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad. 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.

Hall determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y exclusivamente una función de la porosidad. En la correlación establecida se mantuvo constante la presión de sobrecarga.

En la Fig. 3.5 se muestra la relación obtenida entre la porosidad y la compresibilidad de la formación.

Fatt determinó posteriormente que la compresibilidad de la formación es, en general, una función de la presión externa, de la presión interna y del tipo de formación. Este investigador no encontró una correlación con la porosidad.

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 la correlación de Hall.

3.5 Compresibilidad del gas

De la ecuación general de los gases, se tiene:

$$V = \frac{znRT}{p} \quad (3.4)$$

Diferenciando con respecto a la presión:

$$\frac{dV}{dp} = nRT \left[\frac{1}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{z}{p^2} \right] \quad (3.5)$$

Sustituyendo (3.4) y (3.5) en (3.1)

$$c_g = - \frac{p}{z} \left(\frac{1}{p} \frac{dz}{dp} - \frac{z}{p^2} \right) \quad (3.6)$$

$$\therefore c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \quad (3.7)$$

$$R_{sw} \left[\frac{m^3 g}{m^3 w} \right]$$

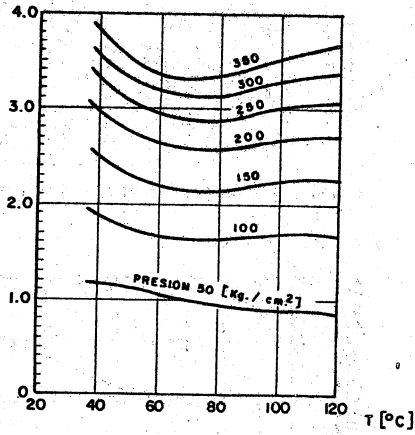


FIG. 3.1 SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA PURA

RELACION:

$$\frac{\text{SOLUBILIDAD EN AGUA DE LA FORMACION}}{\text{SOLUBILIDAD EN AGUA PURA}}$$

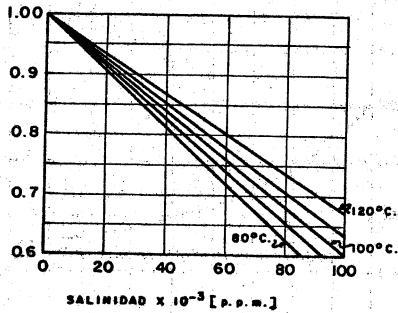


FIG. 3.2 CORRECCION POR SALINIDAD

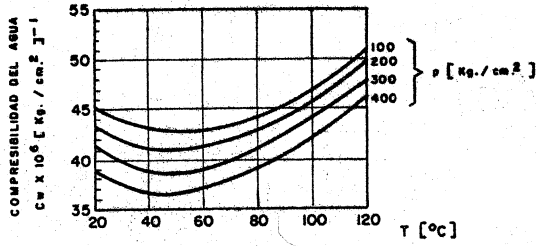


FIG. 3.3 COMPRESIBILIDAD DEL AGUA PURA

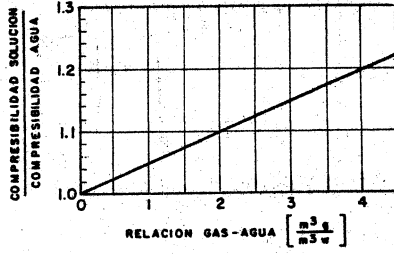


FIG. 3.4 CORRECCION POR GAS EN SOLUCION

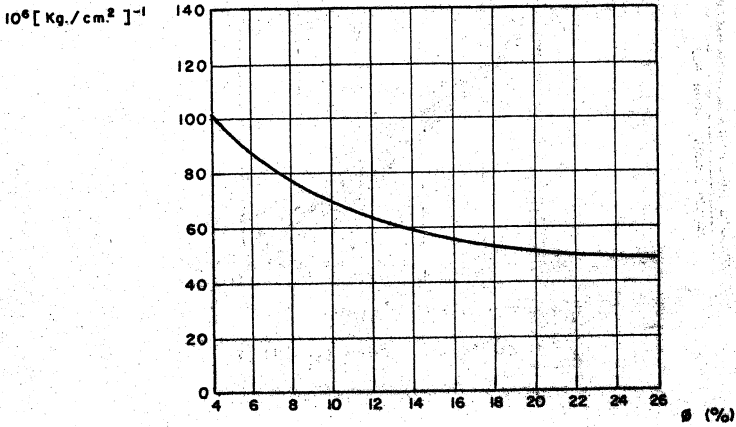


FIG. 3.5 COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DE LA FORMACION

4. ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

4.1 GENERALIDADES

El desplazamiento de fluidos en los yacimientos ocurre por la expansión de los elementos que constituyen el receptáculo almacenante. Aunque este concepto es ampliamente conocido, su aplicación en la predicción del comportamiento de yacimientos bajosaturados se restringió inicialmente a considerar el desplazamiento como un producto exclusivo de la expansión del aceite, empleándose la ecuación de balance de materia en la forma siguiente:

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

Es evidente que al no considerar el empuje proporcionado por la expansión del agua intersticial y los sólidos que constituyen la roca, se incurría en un error apreciable. Para modificar esta situación fue necesario cuantificar la compresibilidad de los elementos mencionados.

Posteriormente M.F. Hawkins desarrolló una ecuación aplicable a yacimientos bajosaturados, expresada en la forma siguiente:

$$N B_{oi} C_e \Delta p = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (4.2)$$

Donde:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad (4.3)$$

Aunque aparentemente la resolución de esta ecuación no presenta dificultad alguna, su correcta aplicación requiere del conocimiento del término " C_e ", cuyo valor es sólo cuantificado con suficiente aproximación cuando se conocen con precisión los valores de la porosidad y la saturación de agua del yacimiento, lo que equivale a contar con la estimación volumétrica del contenido original de hidrocarburos.

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:

$$V_{fd} = \text{Volumen fluidos desplazados} = E_o + E_w + E_s + W_e \quad (4.4)$$

La expansión de los elementos del yacimiento es:

$$E_o = V_o C_o \Delta' p = V_{pi} (1 - S_w) C_o \Delta' p \quad \dots \dots \dots (4.5)$$

$$E_w = V_w C_w \Delta' p = V_{pi} S_w C_w \Delta' p \quad \dots \dots \dots (4.6)$$

$$E_s = V_s C_s \Delta' p = V_{pi} C_f \Delta' p \quad \dots \dots \dots (4.7)$$

Obsérvese que en estas ecuaciones S_w es la saturación de agua media del yacimiento y V_{pi} es el volumen de poros iniciales del yacimiento.

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

$$V_{fp} \text{ a c.y.} = N_p B_o + W_p B_w \quad \dots (4.8)$$

El volumen de poros iniciales es:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{N B_{oi}}{(1-S_w)} \quad \dots (4.9)$$

Substituyendo (4.9) en (4.5), (4.6) y (4.7) y posteriormente en (4.4) se obtiene:

$$V_{fd} \text{ a c.y.} = N B_{oi} \Delta'_p \left(\frac{(1-S_w) C_o + S_w C_w + C_f}{1 - S_w} \right) + W_e \quad \dots (4.10)$$

El coeficiente de $N B_{oi} \Delta'_p$ se conoce como la compresibilidad efectiva de los fluidos C_e ; incluye la compresibilidad del agua, aceite y roca y es igual al expuesto en la ecuación (4.3).

$$V_{fd} \text{ a c.y.} = N B_{oi} \Delta'_p C_e + W_e \quad \dots (4.11)$$

Igualando (4.11) con (4.8) y desarrollando, se obtiene:

$$N B_{oi} C_e \Delta'_p = N_p B_o + W_p B_w - W_e \quad \dots (4.12)$$

Despejando N.

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

Que es la ecuación de balance de materia o volumétrico para un yacimiento bajosaturado.

Esta ecuación puede expresarse en la forma:

$$N B_{oi} c_e \Delta p + W_e = N_p B_o + W_p B_w \quad (4.14)$$

Expansión del aceite, agua y roca a c.y.	+	Entrada de agua	=	Volumen de fluidos desplazados (produ- cidos) a c.y.
------------------------------------------------	---	-----------------------	---	------------------------------------------------------------

Si no existe entrada de agua y la producción de agua es despreciable:

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

y

$$R_{ec} = \frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi} c_e \Delta p}{B_o} \quad (4.16)$$

4.3 INDICES DE EMPUJE TOTALES

De la ecuación (4.14) se tiene:

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

Dividiendo entre $N_p B_o$.

$$1 = \frac{N B_{oi} c_e \Delta p}{N_p B_o} + \frac{W_e - W_p B_w}{N_p B_o} \quad (4.17)$$

A + B

Se observa en esta ecuación 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; el término B representa la fracción del aceite producido, a c.y., por efecto de la entrada de agua neta al yacimiento. El primer término se conoce como índice de empuje por expansión del sistema y el segundo como índice de empuje por agua.

4.4. INDICES DE EMPUJE POR PERIODO

Un yacimiento de aceite bajosaturado puede producir inicialmente por expansión de sus componentes y posteriormente manifestar un efectivo empuje hidráulico. Los índices de empuje obtenidos con la ecuación 4.17 no dan idea de las variaciones de los empujes, por lo que es conveniente contar con un procedimiento que permita calcular, en un período de explotación determinando, la magnitud de los empujes aludidos. Para esto se considerará que al principio del período el yacimiento se encuentra en las condiciones iniciales de explotación, de modo que:

$$\Delta p = p_1 - p_2; B_o = B_{o2}; N_p = \Delta N_p = N_{p2} - N_{p1}$$

$$W_e = \Delta W_e = W_{e2} - W_{e1}; W_p = \Delta W_p = W_{p2} - W_{p1}; B_{oi} = B_{oi}$$

$$N_1 = N - N_{p1}$$

Por lo tanto, para un período de explotación dado, los índices de empuje por expansión del sistema y por agua son:

$$A = \frac{(N - N_{p1}) B_{01} c_e (p_1 - p_2)}{(N_{p2} - N_{p1}) B_{02}} \dots \dots \dots (4.18)$$

$$B = \frac{(W_{e2} - W_{e1}) - (W_{p2} - W_{p1})}{(N_{p2} - N_{p1}) B_{02}} \dots \dots \dots (4.19)$$

4.5 DETERMINACION SIMULTANEA DE N Y W_e

Separando términos en la E.B.M. se tiene:

$$N = \frac{N_p B_0 + W_p B_w}{B_{0i} c_e \Delta'_p} - \frac{W_e}{B_{0i} c_e \Delta'_p} \dots \dots \dots (4.20)$$

haciendo: $\frac{N_p B_0 + W_p B_w}{B_{0i} c_e \Delta'_p} = N'$, sustituyendo y despejando N

$$N' = N + \frac{W_e}{B_{0i} c_e \Delta'_p} \dots \dots \dots (4.21)$$

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 extrapolando hasta $N_p = 0$ se obtendrá N.

Una vez obtenido N, se obtendrá la entrada de agua por medio de la ecuación (4.20), en la forma:

$$W_e = (N' - N) B_{0i} c_e \Delta'_p \dots \dots \dots (4.22)$$

4.6 ECUACION DE BALANCE EN FORMA DE RECTA

De (4.14), dividiendo entre $B_{oi} c_e \Delta p$ y ordenando, se tiene:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta p} = \frac{W_e}{B_{oi} c_e \Delta p} + N \quad \dots \quad (4.23)$$

En esta ecuación la entrada de agua se sustituye por la expresión que represente el comportamiento del acuífero, por ejemplo la ecuación de R.L. Stanley, quedando:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta p} = C \frac{\sum \Delta p t^\alpha}{B_{oi} c_e \Delta p} + N \quad \dots \quad (4.24)$$

Obsérvese que esta es la ecuación de una recta, de la forma:

$$y = m x + b$$

Una gráfica de y vs x debe dar una recta cuya ordenada al origen es N y su pendiente equivale a C .

Si no hay entrada de agua la ecuación en forma de recta es:

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_{oi} c_e \Delta p \quad \dots \quad (4.25)$$

Una gráfica de $y = N_p B_o + W_p B_w$ vs $X = B_{oi} c_e \Delta p$ dará una recta que pasa por el origen, con pendiente igual a N .

5. ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE (E.B.M.)*

5.1 TERMINOS USADOS EN LA ECUACION DE BALANCE

Antes de derivar la E.B.M. se indicará, de acuerdo con la nomenclatura, el significado de los términos empleados en dicha ecuación:

El volumen de aceite original, @ c.y., es: $N B_{oi} = N B_{ti}$

El gas disuelto en el aceite original, @ c.s., es: $N R_{si}$

El gas libre inicial @ c.y. es: $G B_{gi} = m N B_{oi} = m N B_{ti}$

La producción acumulativa de gas @ c.s. es: $G_p = N_p R_p$

La entrada de agua neta al yacimiento es, @ c.y.: $W_e - W_p B_w$

El aceite remanente en el yacimiento @ c.y. es: $(N - N_p) B_o$

El gas disuelto en el aceite residual @ c.s. es: $(N - N_p) R_s$

El factor de volumen de las dos fases: $B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$

5.2. DESARROLLO DE LA E.B.M.

Representando esquemáticamente los volúmenes de fluidos en un yacimiento, como se indica en la Fig. 5.1, e igualando los volúmenes @ c.y. se establece la siguiente ecuación:

$$mN B_{oi} + N B_{oi} = (N - N_p) B_o + W_e - W_p B_w + \text{Gas libre total @ c.y.} \quad (5.1)$$

Despejando el gas libre total (que incluye el gas del casquete y el de la zona de aceite) se tiene:

*Esta ecuación se obtiene en realidad a partir de un balance volumétrico, por lo que también se conoce como ecuación de balance volumétrico.

$$\text{Gas libre total @ c.y.} = mN B_{oi} + N B_{oi} - (N-N_p) B_o - (W_e - W_p B_w) \quad (5.2)$$

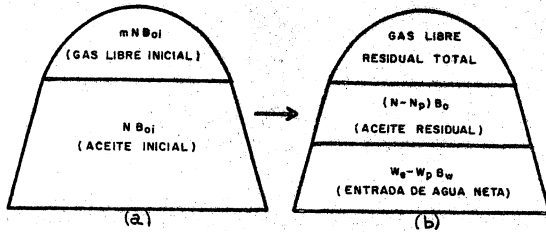


Fig. 5.1.- Representación esquemática del cambio en la distribución de los fluidos en un yacimiento, provocado por la explotación. (a) Condiciones iniciales, (b) condiciones después de producir $N_p (m^3)$, $G_p (m^3)$ y $W_p (m^3_w)$.

Por otra parte, se establece la siguiente igualdad para el gas @ c.s.:

Volumen de gas libre inicial + Volumen de gas disuelto = Volumen de gas libre + Volumen de gas disuelto + Volumen de casquete inicial residual producido

O sea:

$$\frac{mN B_{oi}}{B_{gi}} + N R_{si} = \frac{mN B_{oi} + N B_{oi} - (N-N_p) B_o - (W_e - W_p B_w)}{B_g} + (N-N_p) R_s + N_p R_p \quad (5.3)$$

Multiplicando por B_g , desarrollando y ordenando:

$$mN B_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + N R_{si} B_g - mN B_{oi} - N B_{oi} + N B_o - N R_s B_g = N_p B_o - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - (W_e - W_p B_w) \quad (5.4)$$

Factorizando N y B_t , y sustituyendo B_{oi} por B_{ti} .

$$N \left[(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] - (W_e - W_p B_w) \quad (5.5)$$

Despejando N

$$N = \frac{N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (5.6)$$

Esta ecuación es equivalente a la derivada originalmente por Schilthuis. La equivalencia puede establecerse sumando y restando $N_p B_g R_{si}$ en la ec. 5.4. La ecuación de Schilthuis, desarrollada en 1936, es:

$$N = \frac{N_p \left[B_t + B_g (R_p - R_{si}) \right] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (5.7)$$

5.3 CONSIDERACIONES SOBRE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA

Se estima conveniente indicar las siguientes características de dicha ecuación:

La 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 substanciales.

La ecuación contiene tres incógnitas: N, W_e y m, por lo que es necesario determinar el valor de una o dos de ellas por otros procedimientos. Para aplicar la E.B.M. es necesario contar con información

confiable sobre la producción de fluidos y la variación de la presión del yacimiento. Asimismo, se debe de disponer de datos de laboratorio, sobre las propiedades de los fluidos, que representen las condiciones de vaporización que se esperan en el yacimiento.

En la derivación de la E.B.M. se considera que no existe segregación del gas liberado en la zona de aceite. Tampoco se consideró la expansión de la roca y el agua congénita.

Se observa de la ec. 6, que su numerador y su denominador tienden a cero al principio de la explotación de un yacimiento o cuando se mantiene su presión por un activo empuje hidráulico. En estas condiciones el valor de N es indeterminado y la E.B.M. puede proporcionar resultados absurdos.

El valor de N debe obtenerse también por métodos volumétricos. Este valor debe concordar, con una diferencia menor del 10%, con el obtenido por la E.B.M.

Si el yacimiento no contiene casquete de gas ($m=0$) la E.B.M. es:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] - W_e + W_p B_w}{B_t - B_{ti}} \quad (5.8)$$

Si no existe entrada de agua ($W_e=0$), ni casquete de gas ($m=0$), y la producción de agua es despreciable:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_s)]}{B_t - B_{ti}} \dots \dots \dots (5.9)$$

La E.B.M. se expresa comunmente en la forma siguiente:

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

En esta forma se indica que la expansión del aceite y el gas iniciales más la entrada de agua al yacimiento es igual al volumen total de fluidos producidos (o desplazados del yacimiento) a c.y.

$N (B_t - B_{ti})$ representa la expansión del aceite y su gas disuelto contenido originalmente en el yacimiento.

$N_m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$ es la expansión del gas del casquete original.

W_e es el volumen de agua que invade al yacimiento y corresponde generalmente a la expansión del acuífero.

$N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$ es el volumen total de hidrocarburos producidos o desplazados = $N_p B_o$ (aceite más gas disuelto) + $N_p B_g R_p$ (gas total) - $N_p B_g R_s$ (gas disuelto).

Se indicó que en la derivación de la ec. 5.6 no se considera la expansión de la roca y del agua congénita. 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 los elementos mencionados, se tendrán que incluir en la E.B.M. los términos correspondientes, quedando la ecuación:

$$N (B_t - B_{ti}) + mN B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \left(\frac{N B_{ti}}{1 - S_{wio}} + \frac{mN B_{ti}}{1 - S_{wig}} \right) C_f \Delta p + W_e + \left(\frac{N B_{ti} S_{wio}}{1 - S_{wio}} + \frac{mN B_{ti} S_{wig}}{1 - S_{wig}} \right) C_w \Delta p = N_p \left[B_t + B_g (R_p - R_{si}) \right] + W_p B_w \quad (5.11)$$

En esta ecuación $\frac{N B_{ti}}{1 - S_{wio}}$ y $\frac{mN B_{ti}}{1 - S_{wig}}$ son los volúmenes de poros en las zonas de aceite y en el casquete de gas. Estos términos multiplicados por las saturaciones de agua correspondientes dan los volúmenes de agua en ambas zonas.

5.4 ALGUNAS APLICACIONES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA

5.4.1 Determinación simultánea de N y W_e .

Separando términos en la ec. (5.6), se tiene:

$$N = \frac{N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] + W_p B_w}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} - \frac{W_e}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (5.12)$$

Haciendo:

$$\frac{N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] + W_p B_w}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} = N \quad \dots \quad (5.13)$$

Sustituyendo (5.13) en (5.12) y despejando N'

$$N' = N + \frac{W_e}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (5.14)$$

Obsérvese en esta ec. que el valor de N' tiende a ser igual al de N cuando W_e tiende a cero. Esta condición se obtiene al principio de la explotación, cuando N_p tiende a cero. Una gráfica de N' contra N_p proporciona generalmente una recta, cuya ordenada al origen es N . (Fig. 5.2).

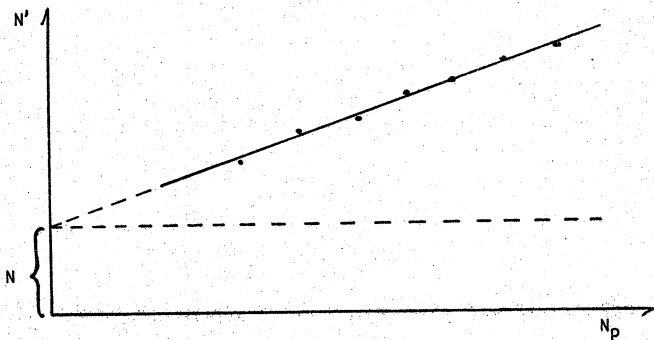


Fig. 5.2.- Gráfica para determinar el volumen original de aceite.

La entrada de agua al yacimiento se calcula con la siguiente ecuación, obtenida de la (5.14).

$$W_e = (N' - N) \left[B_t - B_{ti} + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] \dots \dots (5.15)$$

5.4.2 Índices de empuje

De la ec. (5.6):

$$N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] = N (B_t - B_{ti}) + Nm B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w) \quad (5.16)$$

Dividiendo entre $N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]$

$$1 = \underbrace{\frac{N (B_t - B_{ti})}{N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]}}_A + \underbrace{\frac{Nm B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]}}_B + \underbrace{\frac{W_e - W_p B_w}{N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]}}_C \quad (5.17)$$

Obsérvese que la suma de los términos A, B y C es igual a uno. El término A representa la fracción de los hidrocarburos producidos, o desplazados del yacimiento, por la expansión del aceite. El término B es la fracción de los hidrocarburos producidos por efecto de la expansión del casquete de gas. El último término corresponde a la fracción de hidrocarburos desalojados del yacimiento por la entrada de agua neta. Dichos términos se denominan: A.-índice de empuje por gas disuelto liberado; B.- índice de empuje por el gas del casquete; C.- índice de empuje por la entrada de agua neta.

Los índices de empuje indican la efectividad de cada mecanismo de desplazamiento en la expulsión del aceite del yacimiento. Como el empuje por agua proporciona la máxima recuperación, se procurará operar el yacimiento de modo que su índice de empuje por agua sea máximo y su índice de empuje por gas liberado sea mínimo.

La ecuación (5.17) permite obtener las fracciones de hidrocarburos producidos, por los tres mecanismos de desplazamiento considerados, desde que se inicia la explotación del yacimiento ($p_i = p_b$).

Para obtener los índices de empuje en un período de producción determinado, es necesario establecer la ecuación de balance de materia para intervalos sucesivos de tiempo. La ecuación al principio y al final de un período de producción cualesquiera es:

$$N(B_{t1}-B_{t1}) + \frac{mN}{B_{gi}} B_{ti} (B_{g1}-B_{gi}) = Np_1 \left[B_{o1} + B_{g1} (Rp_1 - Rs_1) \right] - We_1 + Wp_1 Bw_1 \quad (5.18)$$

$$N(B_{t2}-B_{t1}) + \frac{mN}{B_{gi}} B_{ti} (B_{g2}-B_{gi}) = Np_2 \left[B_{o2} + B_{g2} (Rp_2 - Rs_2) \right] - We_2 + Wp_2 Bw_2 \quad (5.19)$$

Restando (5.18) de (5.19):

$$N(B_{t2}-B_{t1}) + \frac{mN}{B_{gi}} B_{ti} (B_{g2}-B_{g1}) = Np_2 \left[B_{o2} + B_{g2} (Rp_2 - Rs_2) \right] - Np_1 \left[B_{o1} + B_{g1} (Rp_1 - Rs_1) \right] - We_2 + We_1 + Wp_2 Bw_2 - Wp_1 Bw_1 \quad (5.20)$$

Introduciendo las siguientes funciones:

$$\Delta B_t = B_{t2} - B_{t1} ; \Delta B_g = B_{g2} - B_{g1} ; \Delta We = We_2 - We_1$$

$$\Delta WpBw = Wp_2 Bw_2 - Wp_1 Bw_1 ;$$

$$y \quad \Delta Np \left[B_o + B_g (Rp - Rs) \right] = Np_2 \left[B_{o2} + B_{g2} (Rp_2 - Rs_2) \right] - Np_1 \left[B_{o1} + B_{g1} (Rp_1 - Rs_1) \right]$$

se obtiene:

$$N \Delta B_t + \frac{mN B_{ti}}{B_{gi}} \Delta B_g = \Delta N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] - \Delta W_e + \Delta W_p B_w \quad (5.21)$$

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

$$1 = \frac{N \Delta B_t}{\Delta N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]} + \frac{\frac{mN B_{ti}}{B_{gi}} \Delta B_g}{\Delta N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]} + \frac{\Delta W_e - \Delta W_p B_w}{\Delta N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]} \quad (5.22)$$

A B C

El término A representa la fracción de los hidrocarburos producidos durante el período por efecto de la expansión del aceite original. El término B es la fracción de hidrocarburos desplazados, en el mismo intervalo de tiempo, por la expansión del gas del casquete. El último término corresponde a la fracción de hidrocarburos desalojados del yacimiento por la entrada de agua neta.

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

$$(N - N_p) \left[(B_{t2} - B_{t1}) + \frac{m' B_{t1}}{B_{g1}} (B_{g2} - B_{g1}) \right] = (N_{p2} - N_{p1}) \left[B_{o2} + B_{g2} (R'_p - R_{s2}) \right] + \Delta W_e + \Delta W_p B_w \quad (5.23)$$

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 período considerado, $(N-N_p)B_o$. R'_p es la relación gas aceite acumulativa producida durante el período.

La ecuación (5.23) puede aplicarse para determinar los índices de empuje en período 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.

6. ECUACIONES Y DATOS FUNDAMENTALES UTILIZADOS EN LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

6.1 ECUACIONES FUNDAMENTALES

Para predecir el comportamiento de un yacimiento, se utilizan, además de la E.B.M., las siguientes expresiones:

- 1.- Ecuación de la relación gas aceite instantánea.
- 2.- Ecuación de la saturación de aceite en yacimientos productores por empuje de gas liberado.
- 3.- Ecuación de la recuperación de aceite.
- 4.- Gráfica (ecuación) de la relación de permeabilidades relativas al gas y aceite contra (en función de) la saturación, ya sea de líquido ó aceite.
- 5.- Ecuación de la variación del índice de productividad.
- 6.- Ecuación general de saturación de aceite.

A continuación se indican los procedimientos empleados en la obtención de estas expresiones.

6.2 ECUACION DE LA RELACION GAS ACEITE INSTANTANEA

Por definición:

$$R \left[\frac{m_g^3 @ c.s.}{m_o^3 @ c.s.} \right] = \frac{q_g}{q_o} \left[\frac{\frac{m_g^3 @ c.s.}{día}}{\frac{m_o^3 @ c.s.}{día}} \right] \quad (6.1)$$

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.

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

$$q_{gd} = q_o \left[\frac{m_o^3 @ c.s.}{día} \right] R_s \left[\frac{\frac{m_d^3 @ c.s.}{m_o^3 @ c.s.}}{\frac{m_o^3 @ c.s.}{día}} \right] \quad (6.3)$$

Substituyendo (6.2) y (6.3) en (6.1) se tiene:

$$R = \frac{q_{g1} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{g1}}{q_o} + R_s \quad (6.4)$$

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

$$q_{g1} = C \frac{k k_{rg} h}{\mu_g B_g \log \frac{r_e}{r_w}} (p_{ws} - p_{wf}) \quad (6.5)$$

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

Substituyendo estas expresiones en (6.4) y simplificando:

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

Si el yacimiento es de aceite bajosaturado o su saturación de gas es menor que la crítica, $k_{rg} = 0$ y $R = R_s$. Cabe aclarar que en el desarrollo de esta ecuación se ha considerado que el gas y el aceite se encuentran uniformemente distribuidos en el yacimiento; que fluyen de acuerdo con el 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 esta ecuación se considerará el caso de un yacimiento sin entrada de agua ($W_e = 0$), y sin casquete de gas primario o secundario ($m = 0$). Bajo estas condiciones la saturación media de aceite en el yacimiento es:

$$S_o = \frac{V_{or}}{V_p} \left[\frac{m_o @ c.v.}{m_p^3} \right] = \frac{\text{Volumen de aceite residual}}{\text{Volumen de poros}} \quad (6.8)$$

El volumen de aceite residual es igual a:

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

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

$$V_p = V_{pi} \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{NB_{oi}}{1-S_w} \quad (6.10)$$

Substituyendo (6.9) y (6.10) en (6.8) se tiene:

$$S_o = \frac{(N-N_p) B_o (1-S_w)}{NB_{oi}} \quad (6.11)$$

$$S_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) B_o (1-S_w)}{B_{oi}} \quad (6.12)$$

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, N_p/N , se obtiene despejándola de la expresión (6.12) quedando:

$$R_{ec} = \frac{N_p}{N} = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{(1-S_w)B_o} \quad (6.13)$$

Esta ecuación puede también deducirse de la manera siguiente:

$$R_{ec} = \frac{\text{Vol. de aceite recuperado @ c.s.}}{\text{Vol. de aceite inicial @ c.s.}}$$

$$= \frac{\text{Vol. de aceite inicial @ c.s.} - \text{Vol. de aceite residual @ c.s.}}{\text{Vol. de aceite inicial @ c.s.}}$$

Tomando como base el aceite contenido en un volumen poroso unitario, se tiene:

$$R_{ec} = \frac{\frac{S_{oi} - S_o}{B_{oi}}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}}$$

y finalmente:
$$R_{ec} = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{S_{oi} B_o} \quad (6.14)$$

6.5 RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y ACEITE EN FUNCIÓN DE LA SATURACION DE LIQUIDO

Existen esencialmente tres procedimientos para determinar las relaciones de permeabilidad relativa, 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 la explotación del yacimiento, en la cual no se tiene otro recurso. El segundo se utiliza después de que se ha recogido información 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 ejemplifican estos procedimientos:

6.5.1 Correlaciones para obtener k_g/k_o contra S_L .

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:

$$k_{ro} = \left[\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right]^4 \quad (6.15)$$

$$k_{rg} = \left[1 - \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right]^2 \left[1 - \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^2 \right] \quad (6.16)$$

Dividiendo (6.16) por (6.15) y haciendo $S = S_o/1 - S_{wi}$ se tiene:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{(1 - S)^2 (1 - S^2)}{S^4} \quad (6.17) *$$

La expresión (6.17) se conoce como ecuación de Torcaso y Wyllie.

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

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \xi (0.0435 - 0.4556 \xi) \quad (6.18)$$

* En la Fig. 6.1 se presentan las curvas de k_g/k_o Vs S_g , obtenidas con esta ecuación, para diferentes valores de S_w .

Donde:

$$M = \frac{1 - S_{gc} - S_w - S_o}{S_o - S_{or}} \quad (6.19)$$

En la tabla 6.1 se presentan los cálculos con base a los cuales se obtuvo la gráfica de permeabilidades relativas a partir de la ecuación de Torcaso y Willie, para $S_w = 0.20$. Fig. 6.2, curva "a".

TABLA 6.1.- OBTENCION DE K_{rg}/K_{ro} CON LA ECUACION DE TORCASO Y WILLIE

S_o	S_L	S_g	S	$1-S$	$(1-S)^2$	$(1-S^2)$	S^4	k_{rg}/k_{ro}
0.80	1.00	0.00	1.0000	0.0000	0.000000	0.000000	1.00000	0.00000
0.70	0.90	0.10	0.8750	0.1250	0.015625	0.23438	0.58618	0.00624
0.60	0.80	0.20	0.7500	0.2500	0.062500	0.43750	0.316406	0.08642
0.50	0.70	0.30	0.6250	0.3750	0.140625	0.60938	0.152588	0.56160
0.40	0.60	0.40	0.5000	0.5000	0.250000	0.75000	0.062500	3.0000
0.30	0.50	0.50	0.3750	0.6250	0.390625	0.85938	0.019775	16.975
0.20	0.40	0.60	0.2500	0.7500	0.562500	0.93750	0.003906	135.0

6.5.2 Obtención de la curva media de kg/ko a partir de datos de laboratorio

La descripción de los procedimientos de laboratorio queda fuera del objetivo de este curso; sin embargo el tratamiento para los resultados ahí obtenidos es el siguiente:

Las formaciones generalmente están constituidas por capas con propiedades diferentes, por lo cual, las curvas de kg/ko contra S_L , que se obtengan de las muestras representativas de cada capa serán diferentes. Para obtener la curva promedio de relación de permeabilidades relativas, es necesario determinar el número de capas, su espesor 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 kg/ko, mediante la fórmula:

$$\bar{S}_L = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Li} h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} = \frac{S_{L1} h_1 + S_{L2} h_2 + S_{L3} h_3 + \dots + S_{Ln} h_n}{h_T} \quad (6.20)$$

Obtenido un número suficiente de parejas de valores se graficando como resultado la curva deseada.

Sea un yacimiento al que se considera está constituido por cuatro capas, con las propiedades medias que se indican en la tabla 6.2 y cuyas curvas de kg/ko están graficadas con líneas continuas en la Fig. 6.3. Por ejemplo, la saturación media de líquido que corresponde al valor de kg/ko = 1.00 para el caso tratado es:

TABLA 6.2.- PROPIEDADES PROMEDIO DEL YACIMIENTO

CAPA	k (mD)	h (m)	ϕ
1	30	3	0.08
2	72	8	0.13
3	145	12	0.16
4	213	7	0.20

$$\bar{S}_L = \frac{0.855 \times 3 + 0.810 \times 8 + 0.720 \times 12 + 0.680 \times 7}{30} = 0.748$$

En forma análoga se obtuvieron los valores necesarios para definir la curva promedio, representada por la línea discontinua en la Fig. 6.3.

6.5.3 Obtención de la relación kg/ko a partir de datos de producción y análisis de fluidos

Despejando kg/ko de la ecuación 6.7 se tiene:

$$\frac{kg}{k_o} = (R - R_s) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \dots \dots \dots (6.21)$$

Esta ecuación, junto con la de saturación de aceite, permite establecer la relación que existe para un yacimiento entre S_L y kg/ko. El procedimiento se describe a continuación:

De la historia de producción del yacimiento se toman los datos de la relación gas aceite y producción acumulativa de aceite a diferentes presiones, columnas (1), (2) y (6) de la tabla 6.3; los datos de las propiedades de los fluidos a las presiones correspondientes se muestran en las columnas (3), (4), (5) y (7). La relación kg/ko se calculó mediante la ecuación (6.21), en las columnas (8), (9), (10) y (11). La saturación de líquido correspondiente se obtiene, mediante la ecuación (6.11), sumándole al valor de saturación de aceite obtenido el del agua inicial, columnas (12), (13), (14) y (15). En este ejemplo se consideró: $N = 18.44 \times 10^6 \text{ m}^3_o$ y $S_w = 0.285$. Los

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.									0.715	1.000
230	164	1.432	0.00490	129.	0.278	32.1	0.00342	0.000106	35.	0.00373	18.162	26.007	0.695	0.980
205	178	1.403	0.00544	117.	0.738	36.8	0.00388	0.000105	61.	0.00641	17.702	24.836	0.664	0.949
187	210	1.382	0.00594	108.	1.170	40.5	0.00430	0.000106	102.	0.0108	17.270	23.867	0.638	0.923
173	268	1.364	0.00652	101.	1.570	43.6	0.00478	0.000110	167.	0.0183	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	0.0291	16.434	22.021	0.589	0.874
128	443	1.313	0.00891	79.5	2.436	53.8	0.00678	0.000126	363.5	0.0457	16.004	21.013	0.562	0.847
114	500	1.298	0.01010	73.0	2.691	58.2	0.00778	0.000134	427.0	0.0570	15.749	20.442	0.547	0.832
103	680	1.285	0.0113	67.4	3.278	63.6	0.00879	0.000138	612.6	0.0847	15.162	19.483	0.521	0.806
94	879	0.264	0.0137	60.1	3.706	70.2	0.01084	0.000154	808.8	0.125	14.733	18.623	0.498	0.783

TABLA 6.3. - OBTENCION DE k_{rg}/k_{ro} VS S_L A PARTIR DE DATOS DE LA HISTORIA DE PRODUCCION

resultados obtenidos se muestran en la Fig. 6.2, donde se representa, en forma discontinua (punto-rama) la curva obtenida de los datos de producción y en forma punteada la tendencia de la curva que se utilizó para predecir el comportamiento de este yacimiento hasta su presión de abandono (curva "b").

A pesar de las limitaciones de este procedimiento, limitaciones involucradas en las ecuaciones (6.7) y (6.11), la relación de permeabilidades relativas contra S_L obtenida es, generalmente, más real que la obtenida 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:

$$q_o = J (p_{ws} - p_{wf}) \quad \dots \quad (6.22)$$

La constante de proporcionalidad J , se denomina índice de productividad, que de acuerdo con la ecuación de D'arcy es:

$$J = \frac{q_o}{(p_{ws} - p_{wf})} = \frac{C k k_{ro} h}{\mu_o B_o \log \frac{r_e}{r_w}} \quad (6.23)$$

Cuando esta relación existe, una gráfica de q_o contra p_{wf} da una recta como la indicada en la Fig. 6.4. Sin embargo se ha

demostrado que cuando existe gas en el yacimiento la expresión 6.23, no es aceptable, declinando la productividad de los pozos al aumentar su gasto. La causa de esta declinación se atribuye 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. La gráfica de p_{wf} contra q_o da en este caso, una curva como la mostrada en la Fig. 6.5.

Variación del índice de productividad

Para las condiciones iniciales de explotación, el índice de productividad de un pozo es:

$$J_i = C \frac{k k_{roi} h}{\mu_{oi} B_{oi} \log \frac{r_e}{r_w}} \dots \dots \dots (6.24)$$

Dividiendo (6.23) por (6.24) y despejando J, se tiene:

$$J = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} \dots \dots \dots (6.25)$$

$$q_o = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \dots \dots \dots (6.26)$$

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.

Considerando 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:

- a) Si la entrada de agua es lo suficientemente grande para mantener alta la presión del yacimiento; hasta que los pozos estructuralmente más altos, se invadan de agua.
- b) 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, es mucho mayor que el índice de empuje por entrada de agua; hasta que el yacimiento alcance una presión tal, que deje de ser costeable su explotación.

La representación esquemática de este tipo de yacimientos, para un tiempo $t = 0$ y para un tiempo $t = t_1$, para el cual ha ocurrido un avance del contacto, se muestra en las figuras 6.6a y 6.6b,

respectivamente.

La saturación de aceite en el yacimiento está dado por el coeficiente del volumen de aceite residual en la zona no invadida y el volumen de poros en la zona no invadida.

$$S_o = \frac{V_{ozni}}{V_{pzni}} \dots \dots \dots (6.27)$$

Analizando el numerador de esta ecuación:

El volumen de aceite en la zona no invadida es igual al volumen de aceite inicial total, menos el volumen de aceite producido - (siendo esto, el volumen de aceite residual), menos el volumen de aceite en la zona invadida de agua.

$$V_{ozni} = V_{oiT} - V_{op} - V_{oziw} = V_{orT} - V_{oziw} \quad (6.28)$$

Además: $V_{orT} = (N - N_p) B_o \dots \dots \dots (6.29)$

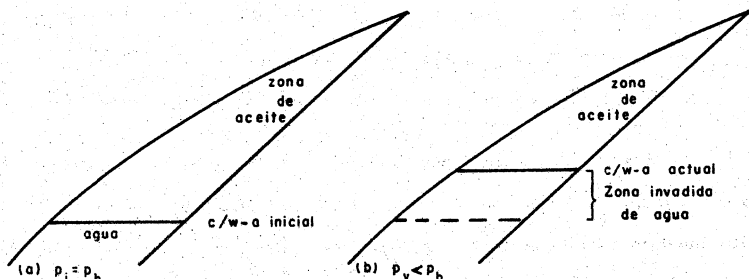


Fig. 6.6 Representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua.

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:

$$V_{oziw} = \frac{(w_e - w_p B_w) \left[\frac{m^3}{wi} \right]}{\bar{s}_{wi} \left[\frac{m^3}{m^3 pziw} \right]} \bar{s}_{oziw} \left[\frac{m^3}{m^3 pziw} \right] \dots (6.30)$$

Analizando ahora el denominador de la ec. (6.27):

El volumen de poros en la zona no invadida es igual a la diferencia del volumen de poros iniciales y el volumen de poros en la zona invadida:

$$V_{pzi} = V_{pi} - V_{pziw} \dots (6.31)$$

Además, el volumen de poros iniciales es igual al cociente del volumen de aceite inicial y la saturación inicial de aceite. El volumen de poros en la zona invadida de agua es igual al cociente del agua de invasión residual en el yacimiento y la saturación media del agua de invasión.

$$V_{pi} = \frac{N B_{oi}}{(1 - S_w)} \dots (6.32)$$

$$V_{pziw} = \frac{(w_e - w_p B_w)}{\bar{s}_{wi}} \dots (6.33)$$

Substituyendo finalmente las relaciones encontradas, en la ec. (6.27), se tiene la ecuación de saturación de aceite para yacimientos con entrada de agua pero sin casquete de gas, ec. (6.34).

$$S_o = \frac{(N-N_p) B_o - \frac{(W_e - W_p B_w) \bar{S}_{orziw}}{S_{wiziw}}}{\frac{N B_{oi}}{(1-S_w)} - \frac{(W_e - W_p B_w)}{S_{wiziw}}} \dots \dots \dots (6.34)$$

Para considerar el caso de un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas, hay que tener en cuenta no tan sólo el efecto del avance del contacto agua-aceite (ec. (6.34)), sino también el efecto de expansión del casquete al abatirse la presión.

La representación esquemática de este tipo de yacimientos, para un tiempo $t = 0$ y para un tiempo $t = t_1$, para el cual ha ocurrido un avance en ambos contactos, se muestra en las figuras 6.4 a y 6.4b, respectivamente.

Para incluir el efecto de invasión en la zona de aceite, debido al casquete de gas se procede en forma análoga cuando se considero

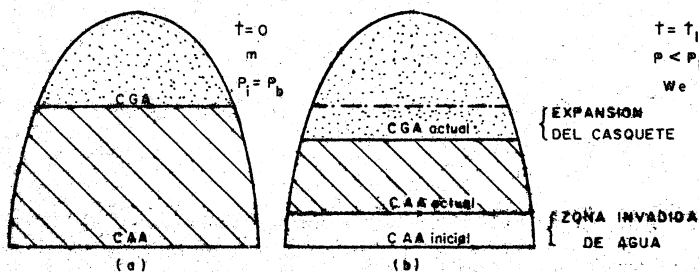


Fig. 6.7.- Representación esquemática de un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas.

la invasión del acuífero.

La saturación de aceite es igual al cociente del volumen de aceite residual total, menos el volumen de aceite en la zona invadida de agua, menos el volumen de aceite en la zona invadida de gas; y el volumen de poros inicial, menos el volumen de poros en la zona invadida de agua, menos el volumen de poros en la zona invadida de gas.

$$S_o = \frac{V_{orT} - V_{oziw} - V_{ozig}}{V_{pi} - V_{pziw} - V_{pzig}} \dots \dots \dots (6.35)$$

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

$$\begin{aligned} \text{Expansión del casquete} &= G B_g - G B_{gi} \\ &= \frac{m N B_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \\ &= m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \dots \dots \dots (6.36) \end{aligned}$$

El volumen de aceite en la zona invadida de gas es igual al producto del volumen de poros de la zona invadida y la saturación media de aceite en dicha zona:

$$V_{ozig} = \frac{m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \left[\frac{m^3_{gi}}{m^3_p} \right]}{\bar{S}_{gizig} \left[\frac{m^3_{gi}}{m^3_p} \right]} \bar{S}_{orzig} \left[\frac{m^3_{ozig}}{m^3_p} \right] \quad (6.37)$$

$$V_{pzig} = \frac{mN_{Boi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{s}_{gzig}} \quad \dots \quad (6.38)$$

Haciendo las sustituciones pertinentes en la ecuación (6.35), se tiene la ecuación general de saturación de aceite, ec. (6.39)

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o - \left[\frac{(W_e - W_p B_w) \bar{s}_{orziz}}{\bar{s}_{wizw}} + \frac{mN_{Boi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \bar{s}_{orzig}}{\bar{s}_{gzig}} \right]}{N_{Boi} - \left[\frac{(W_e - W_p B_w)}{\bar{s}_{wizw}} + \frac{mN_{Boi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\bar{s}_{gzig}} \right]} \quad (6.39)$$

Los valores de las saturaciones medias de aceite residual, en las zonas invadidas de agua y gas, se determinan considerando la eficiencia volumétrica del desplazamiento correspondiente. Esta eficiencia se define como la fracción del volumen de roca de la zona invadida que ha sido lavada por el fluido desplazante. Como la distribución de fluidos no es uniforme en la zona invadida, las saturaciones residuales deben obtenerse ponderándolas con el volumen de poros invadido en cada período. En esta forma la saturación media de aceite residual, en un período de explotación dado, es:

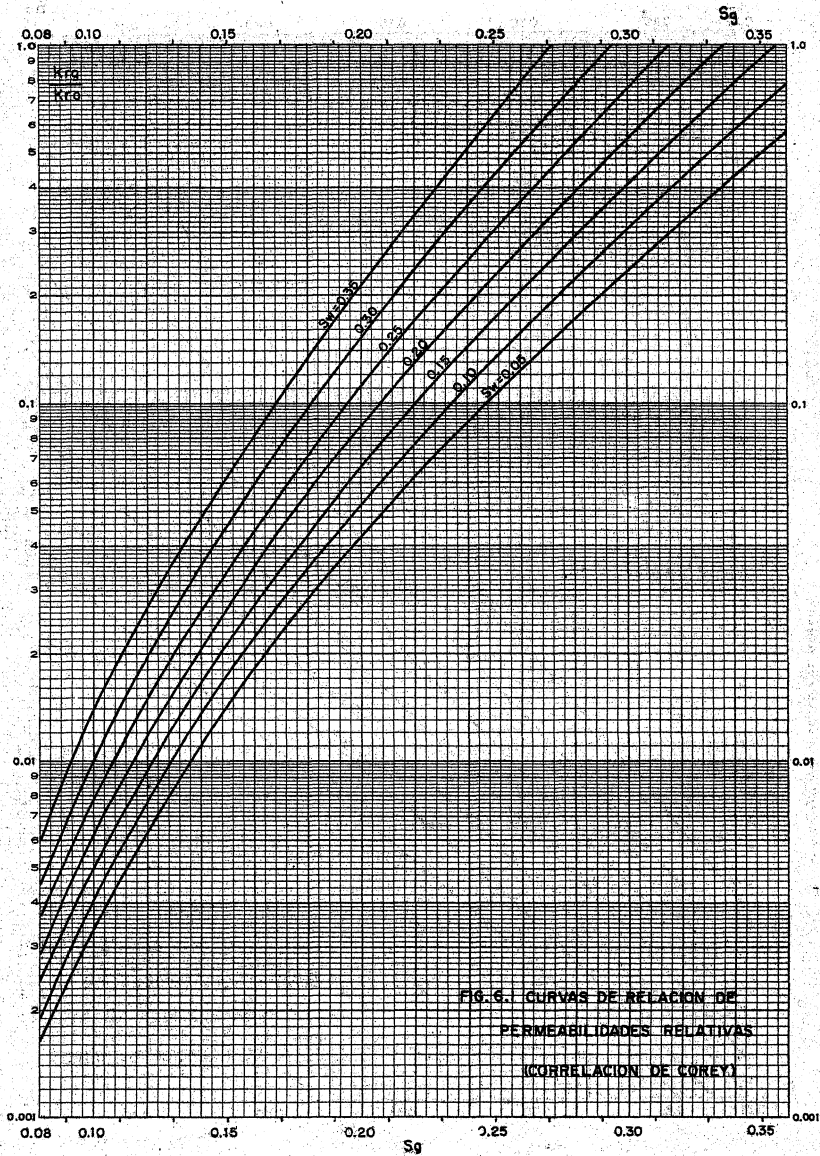
$$S_{orzi} = E_v S_{orziz} + (1 - E_v) S_{orzil} \quad \dots \quad (6.40)$$

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

$$\bar{s}_{orzi} = \frac{\sum V_{bi} \bar{s}_{orzi}}{\sum V_{bi}} \quad \dots \quad (6.41)$$

ND. 340F-1,310 DIETZEN GRAPH PAPER
SEMI-LOGARITHMIC—3 CYCLES X 70 DIVISIONS

EUGENE DIETZEN CO.
MILWAUKEE, WIS. U.S.A.



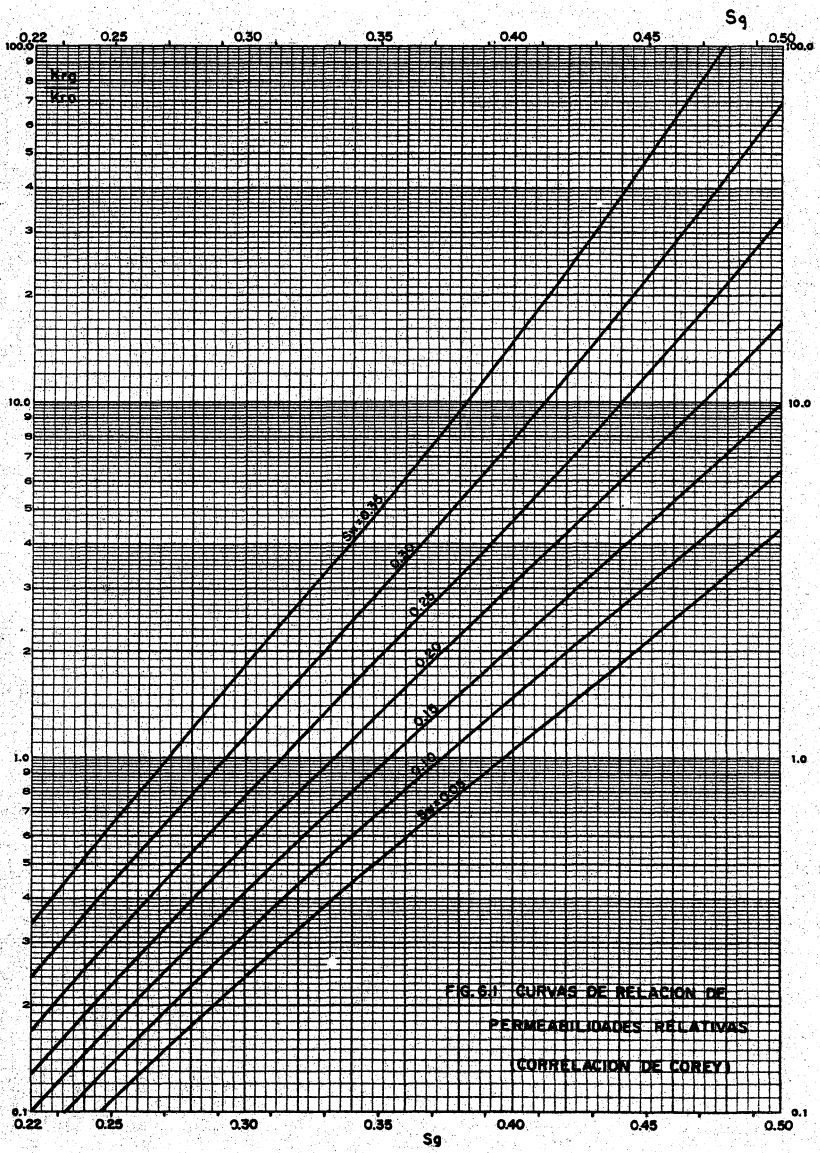


FIG. 511 CURVAS DE RELACION DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS
(CORRELACION DE COREY)

46 8513
 SERIALS CONTAINING
 8 CYCLES X 10 DIVISIONS
 KEUFFEL & ESSER CO.

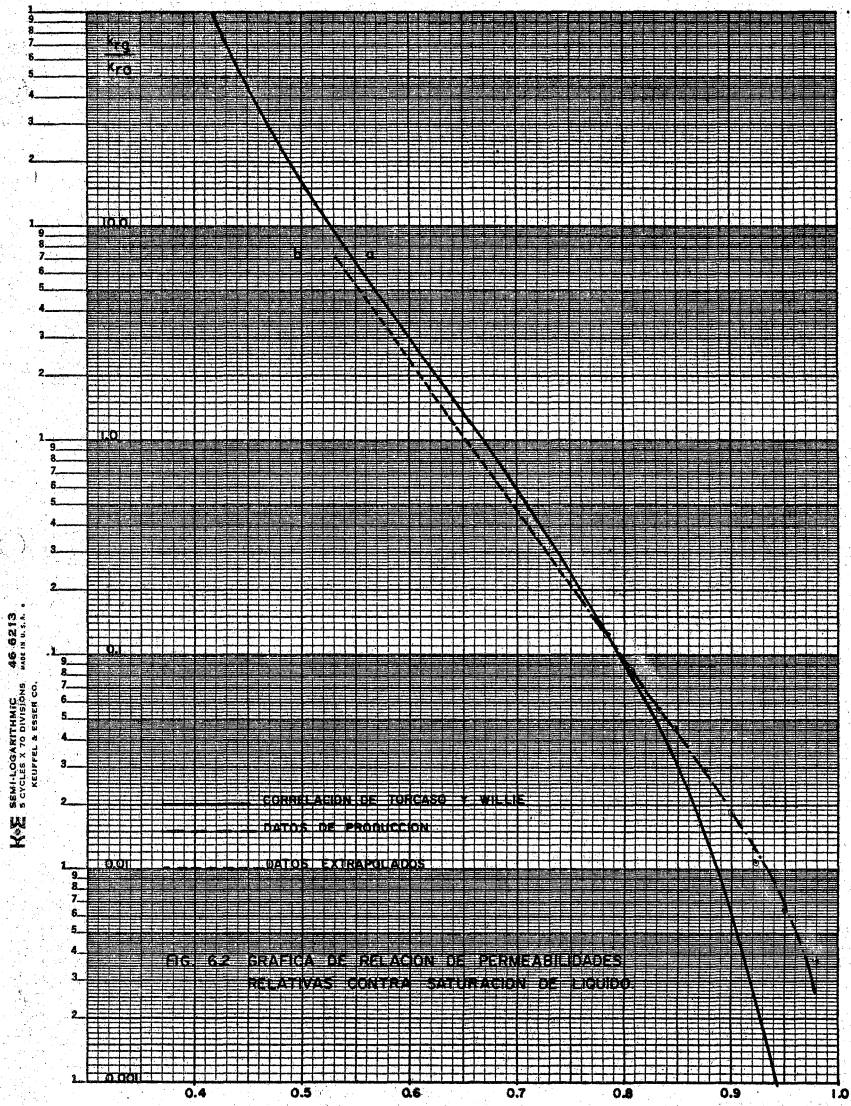


FIG. 6.2 GRAFICA DE RELACION DE PERMEABILIDADES
 RELATIVAS CONTRA SATURACION DE LIQUIDO

45 8513
 RESALCANTONIC
 2 CICLOS A 70 DIVISIONES
 POR P.S.I.
 KEUFFEL & ESSER CO.

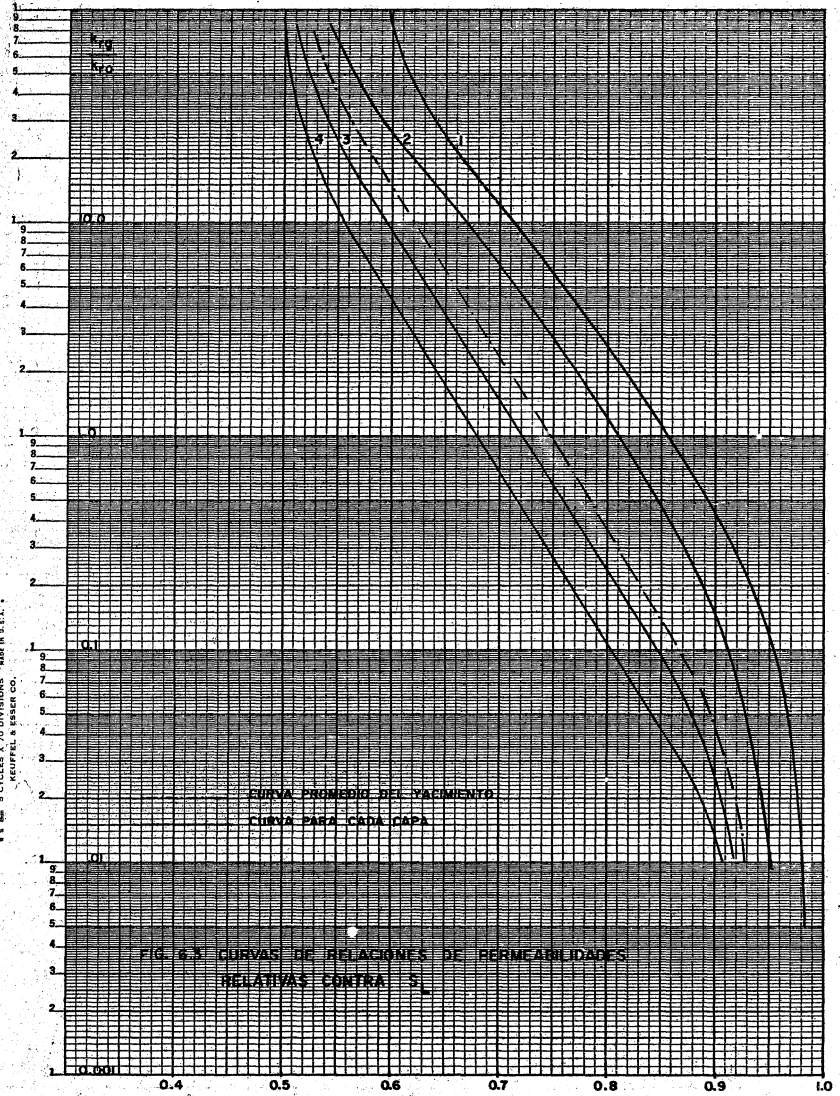


FIG. 6.1 CURVAS DE RELACIONES DE PERMEABILIDADES
 RELATIVAS CONTRA σ

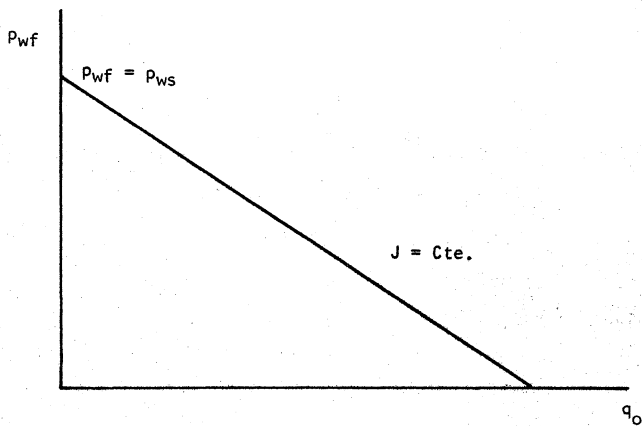


Fig. 6.4 Representación gráfica del índice de productividad que permanece constante al variar el gasto del pozo.

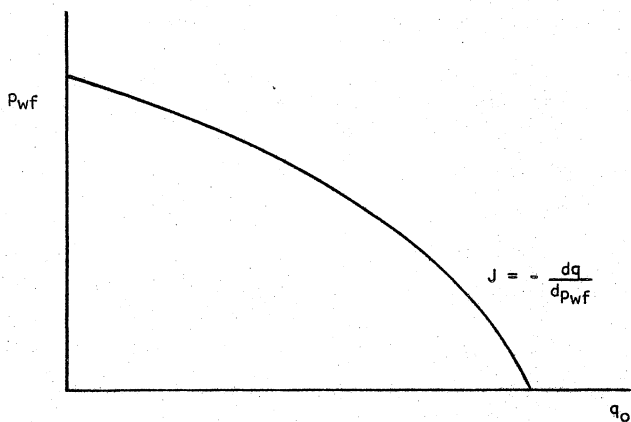


Fig. 6.5 Representación gráfica del índice de productividad que decrece al aumentar el gasto del pozo.

7. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO POR EL MÉTODO DE J. TARNER

7.1 CONSIDERACIONES

Este método combina las ecuaciones de balance de materia, de saturación de aceite y de relación gas aceite, para determinar el comportamiento futuro de yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado. Se considera que existen las siguientes condiciones:

- 1.- El volumen del yacimiento es constante.
- 2.- No existe gas libre inicial.
- 3.- La producción de agua es despreciable.
- 4.- El aceite y el gas liberado permanecen distribuidos uniformemente en el yacimiento.

7.2 DATOS REQUERIDOS

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

- 1.- Presión inicial del yacimiento ($p_i = p_b$)
- 2.- Valores de B_o , R_s , B_g , μ_o y μ_g en función de la presión.
- 3.- La saturación de agua congénita.
- 4.- Valores de k_g/k_o en función de S_o ó S_L .

5.- El valor de $N = N_b$.

7.3 ECUACIONES

Se usan en la predicción las siguientes ecuaciones:

1.- Ecuación de balance volumétrico:

$$N_b = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]}{B_t - B_{ti}} \quad \dots \dots \dots (7.1)$$

Desarrollando y despejando $R_p N_p$:

$$R_p N_p = G_p = \frac{N_b (B_t - B_{ti}) - N_p (B_t - R_{si} B_g)}{B_g} \quad \dots \dots \dots (7.2)$$

2.- Ecuación de saturación de aceite:

$$S_o = \frac{(1 - \frac{N_p}{N}) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad \dots \dots \dots (7.3)$$

3.- Ecuación de la relación gas aceite instantánea

$$R = R_s + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad \dots \dots \dots (7.4)$$

En los cálculos puede suponerse que $N_b = 1$ ($m^3_o @ c.s.$); de esta manera N_p es la recuperación fraccional de aceite.

Según esta consideración las ecuaciones (7.2) y (7.3) que -
dan:

$$G_p = \frac{(B_t - B_{ti}) - N_p (B_t - R_{sj} B_g)}{B_g} \dots \dots (7.5)$$

$$S_o = \frac{(1 - N_p) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} \dots \dots \dots (7.6)$$

7.4 SECUENCIA DE CALCULO PARA EFECTUAR LA PREDICCION

1.- Seleccione una caída de presión, Δp , en el yacimiento*, y suponga 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.- Obtenga el valor de N_p

$$N_p = \sum_0^J \Delta N_p$$

3.- Determine, aplicando la ecuación (7.5), el valor de G_p a la presión final del periodo considerado.

4.- Calcule el valor de S_o a la presión final del periodo considerado.

5.- Con el valor obtenido de S_o determine kg/ko de las curvas de permeabilidad relativas y a continuación obtenga, mediante la ecuación (7.4), la relación gas aceite instantánea.

* Mientras menores sean las caídas de presión supuestas, mayor será la aproximación obtenida en los resultados. De preferencia deberán escogerse valores no mayores de 5 kg/cm^2 .

6.- Determine la \bar{R} entre la presión inicial y la presión final del periodo.

$$\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2}$$

7.- Determine ΔG_p para el periodo considerado

$$\Delta G_p = \Delta N_p \bar{R}$$

8.- Obtenga el valor de G_p

$$G_p = \sum_0^i \Delta G_p$$

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 intersecan en el punto que indica el valor de N_p que satisface las ecuaciones de balance de materia y de la relación gas-aceite.

7.5 ILUSTRACION DEL METODO DE TARNER

Se desea predecir el comportamiento de un yacimiento con $p_i = p_b = 200 \text{ kg/cm}^2$ y $S_w = 0.20$. Los datos de las propiedades P.V.T. de sus hidrocarburos se presentan en las Figs. 7.1 y 7.2. La relación kg/k_0 en función de S_L se muestra en la Fig. 7.3.

Aplicando el procedimiento de cálculo descrito se obtuvieron los valores reportados en la tabla 7.1, que comprende la predicción del comportamiento hasta una presión de 60 kg/cm^2 .

La predicción del comportamiento del yacimiento puede efectuarse en forma directa cuando la saturación de gas es menor que la crítica, puesto que en estas condiciones $kg = 0$ y $R = R_s$.

$$\text{Entonces: } R_p = \frac{R_{si} + R_s}{2} = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\bar{R} \Delta N_p}{\Delta N_p}$$

La recuperación, en este caso, se obtiene mediante la Ec. (7.1), en la forma:

$$N_p = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{si})B_g}$$

Por ejemplo, para el primer período de explotación considerado se tiene:

$$R_p = \frac{120 + 116.40}{2} = 118.2$$

$$\therefore \frac{N_p}{N} = \frac{0.0158}{1.4558 + (118.2 - 120) \times 0.0069} = 0.01094$$

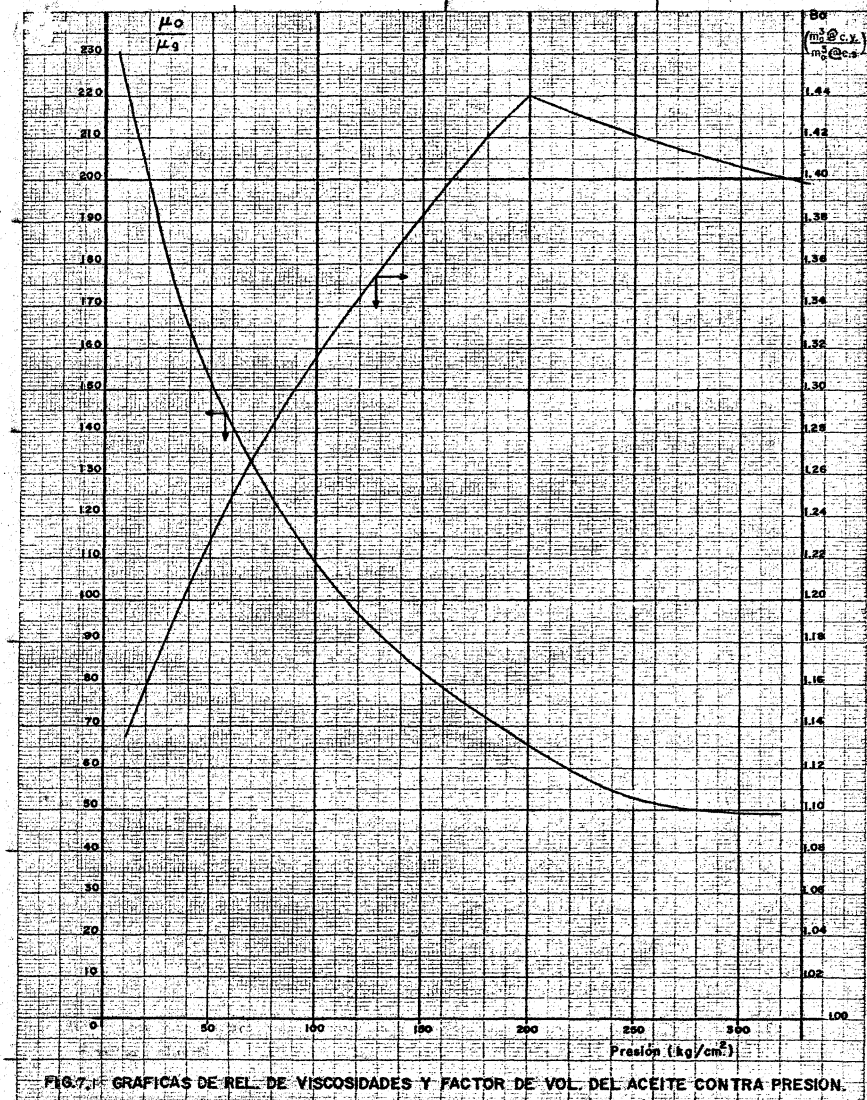


FIG. 7. GRÁFICAS DE REL. DE VISCOSIDADES Y FACTOR DE VOL. DEL ACEITE CONTRA PRESIÓN.

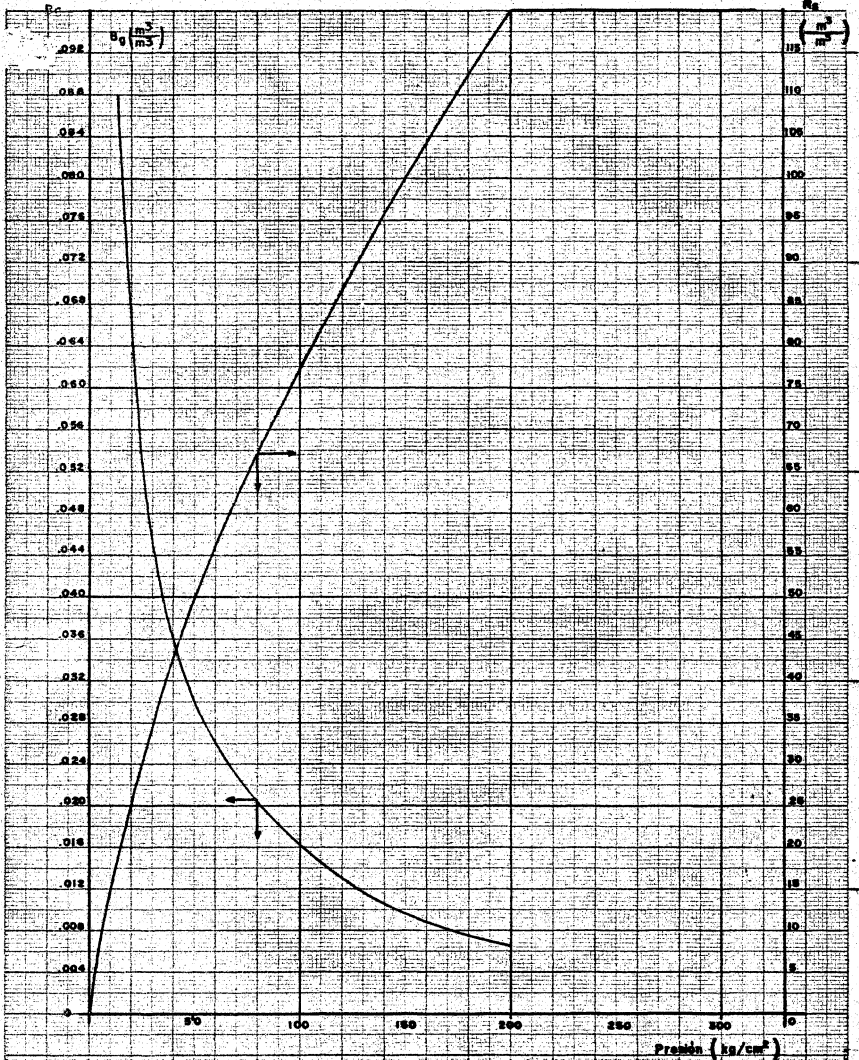


FIG.72 GRAFICAS DE REL. DE SOLUBILIDAD Y FACTOR DE VOL DEL GAS CONTRA PRESION.

EUBENE DIETZEN CO.
MADE IN U. S. A.

NO. 340-4310 DIETZEN GRAPH PAPER
SEMI-LOGARITHMIC
3 CYCLES X 10 DIVISIONS PER INCH

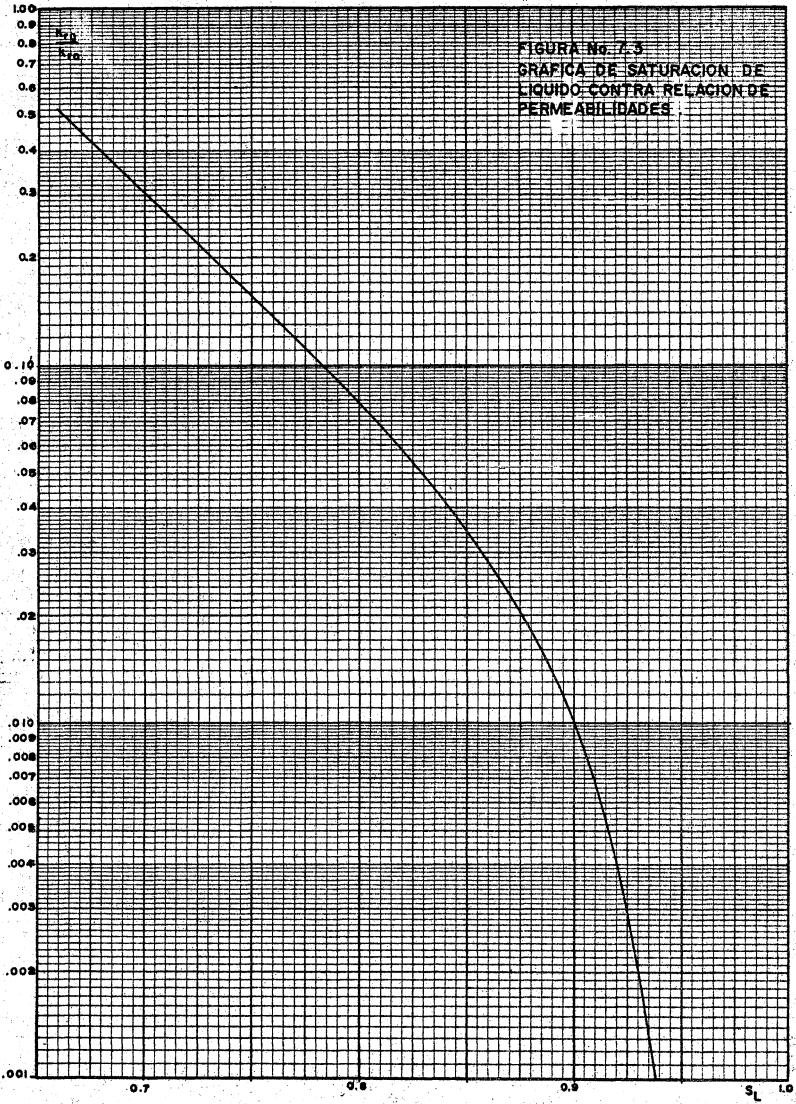


FIGURA No. 7.5
GRAFICA DE SATURACION DE
LIQUIDO CONTRA RELACION DE
PERMEABILIDADES

TABLA 7.1 CALCULOS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO POR EL METODO DE J.TARNER

$B_t = B_o + B_g (R_{s1} - R_s)$ $G_p = \frac{(B_t - B_{ti}) - N_p (B_t - R_{s1} B_g)}{B_g}$								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
P	B _o	R _s	B _g x 10 ³	B _t [120-(3)](4)+(2)	N _p (SUPUESTA)	B _t - B _{ti} (5)-1.44	R _{s1} B _g 120(4)	B _t - R _{s1} B _g (5) - (8)
200	1.440	120.00	6.5	1.44				
190	1.431	116.40	6.9	1.4558	0.017	0.0158	0.828	0.6278
190	1.431	116.40	6.9	1.4558	0.010	0.0158	0.828	0.6278
190	1.431	116.40	6.9	1.4558	0.01093	0.0158	0.828	0.6278
180	1.421	112.50	7.5	1.4773	0.02576	0.0373	0.900	0.5773
170	1.410	108.45	8.1	1.5036	0.04373	0.0636	0.972	0.5316
160	1.398	104.35	8.8	1.5357	0.065	0.0957	1.056	0.4797
160	1.398	104.35	8.8	1.5357	0.063	0.0957	1.056	0.4797
160	1.398	104.35	8.8	1.5357	0.06376	0.0957	1.056	0.4797
150	1.385	100.05	9.6	1.5765	0.085	0.1365	1.152	0.4245
150	1.385	100.05	9.6	1.5765	0.0829	0.1365	1.152	0.4245
140	1.372	95.70	10.5	1.6271	0.10	0.18715	1.260	0.3671
140	1.372	95.70	10.5	1.6271	0.0991	0.18715	1.260	0.3671
130	1.359	91.20	11.6	1.69308	0.111	0.25308	1.392	0.30108
130	1.359	91.20	11.6	1.69308	0.1139	0.25308	1.392	0.30108
120	1.345	86.60	13.0	1.7792	0.127	0.33920	1.560	0.21920
120	1.345	86.60	13.0	1.7792	0.1273	0.33920	1.560	0.21920
110	1.331	81.90	14.5	1.88345	0.139	0.44345	1.740	0.14345
110	1.331	81.90	14.5	1.88345	0.13887	0.44345	1.740	0.14345
100	1.317	77.10	16.2	2.01198	0.1485	0.57198	1.944	0.06798
100	1.317	77.10	16.2	2.01198	0.1492	0.57198	1.944	0.06798
90	1.302	72.20	18.1	2.16718	0.1583	0.72718	2.172	-0.00482
90	1.302	72.20	18.1	2.16718	0.1584	0.72718	2.172	-0.00482
80	1.286	67.10	20.4	2.36516	0.166	0.92516	2.448	-0.082840
80	1.286	67.10	20.4	2.36516	0.16698	0.92516	2.448	-0.082840
70	1.269	61.80	22.9	2.59949	0.1748	1.15949	2.748	-0.148510
70	1.269	61.80	22.9	2.59949	0.17446	1.15949	2.748	-0.148510

TABLA 7.1 CONTINUACION

$S_o = \frac{(1-N_p)(1-S_w)B_o}{B_{ob}}$ $R = \frac{K_g \mu_o B_o}{K_o \mu_g B_g} + R_s$					
(10) N _p (B ₁ -R _s i B _g) (6) (9)	(11) G _p [(7)-(10)]/(4)	(12) S _o [1-(6)](2)/1.8	(13) K _{rg} K _{ro}	(14) μ _o μ _g	(15) B _o B _g (2)/(4)
		0.8000			
0.010673	0.7430	0.7815	0	—	—
0.006278	1.3800	0.7871	0	—	—
0.006862	1.2954	0.7863	0	—	—
0.014871	2.9905	0.7691	0	—	—
0.023247	4.9819	0.7491	0	—	—
0.031181	7.3317	0.7262	0.0027	79.3	158.86
0.030221	7.4408	0.7277	0.0022	79.3	158.86
0.030586	7.3993	0.7272	0.0022	79.3	158.86
0.036083	10.4601	0.7040	0.0088	83.1	144.27
0.035191	10.5530	0.7056	0.0082	83.1	144.27
0.036715	14.3271	0.6860	0.0155	87.2	130.67
0.036380	14.3590	0.6860	0.0155	87.2	130.67
0.033420	18.9362	0.6710	0.0225	91.7	117.16
0.034893	18.8609	0.6690	0.0230	91.7	117.16
0.027838	23.9509	0.6523	0.0330	96.7	103.46
0.027904	23.9458	0.6521	0.0330	96.7	103.46
0.019940	29.2076	0.6367	0.044	102.3	91.79
0.019921	29.2089	0.6367	0.044	102.3	91.79
0.010095	34.6843	0.6230	0.055	108.6	81.30
0.010143	34.6813	0.6230	0.055	108.6	81.30
-0.000763	40.2178	0.6088	0.0685	115.61	71.93
-0.000763	40.2178	0.6088	0.0685	115.61	71.93
-0.013751	46.0250	0.5958	0.083	123.3	63.04
-0.013833	46.0291	0.5951	0.084	123.3	63.04
-0.025960	51.7664	0.5818	0.102	131.8	55.41
-0.025909	51.7641	0.5820	0.102	131.8	55.41

TABLA 7.1 CONTINUACION

$R_p = \frac{G_p}{N_p}$						
(16) Kg μ_o Bg Ko μ_g Bg	(17) R	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
(15)(14)(13)	(16)+(3)	\bar{R}	ΔN_p	ΔG_p (19) (18)	$G_p =$ $\Sigma \Delta G_p$	(21) / (6)
—	116.4	118.2	0.017	2.0094	2.0094	
—	116.4	118.2	0.010	1.1820	1.1820	
—	116.4	118.2	0.01093	1.2919	1.2919	118.20
—	112.5	114.45	0.01483	1.6973	2.9892	116.04
—	108.45	110.48	0.01797	1.9853	4.9745	113.76
34.01	138.36	123.41	0.02127	2.6249	7.5994	
27.71	132.06	120.26	0.01927	2.3174	7.2919	
27.71	132.06	120.26	0.02003	2.4088	7.3833	115.80
105.50	205.55	168.81	0.02124	3.5855	10.9688	
98.31	198.36	165.21	0.01914	3.1621	10.5454	127.20
176.61	272.31	235.31	0.01710	4.0238	14.5692	
176.61	272.31	235.31	0.01620	3.8120	14.3574	144.88
241.73	332.93	302.62	0.01190	3.6012	17.9586	
247.10	338.30	305.31	0.01480	4.5185	18.8759	165.72
330.15	416.75	377.53	0.01310	4.9456	23.8215	
330.15	416.75	377.53	0.01340	5.0589	23.9348	188.02
413.17	495.07	455.91	0.01170	5.3341	29.2689	
413.17	495.07	455.91	0.01157	5.2749	29.2097	210.34
485.60	562.70	528.89	0.00963	5.0932	34.3029	
485.60	562.70	528.89	0.01033	5.4634	34.6731	232.39
569.58	641.78	602.24	0.00910	5.4804	40.1535	
569.58	641.78	602.24	0.00920	5.5406	40.2137	253.87
645.15	712.24	677.01	0.00760	5.1452	45.3590	
652.92	720.02	680.90	0.00858	5.8421	46.0558	275.82
744.91	806.71	763.36	0.00782	5.9695	52.0253	
744.91	806.71	763.36	0.00748	5.7099	51.7657	296.72

8. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO POR EL METODO DE M. MUSKAT

8.1 DESARROLLO DE LA ECUACION DIFERENCIAL DE MUSKAT

En 1945 M. 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. En este procedimiento se determina la saturación de aceite en el yacimiento a medida que se abate su presión, obteniendo la recuperación y la relación gas aceite correspondientes.

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, @ c.s. es:

$$N_r = \frac{V_p S_o}{B_o} \quad (8.1)$$

El volumen de gas disuelto y gas libre remanente, @ c.s., es:

$$G_r = \frac{V_p S_o R_s}{B_o} + \frac{V_p S_g}{B_g} \quad (8.2)$$

$$G_r = V_p \left(\frac{S_o R_s}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \quad (8.3)$$

Diferenciando las ecuaciones (8.1) y (8.3) respecto a la presión, se obtiene:

$$\frac{d N_r}{d p} = V_p \left[\frac{1}{B_o} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{d B_o}{d p} \right] \quad (8.4)$$

$$\frac{d G_r}{d p} = V_p \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{d R_s}{d p} + \frac{R_s}{B_o} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_o R_s}{B_o^2} \frac{d B_o}{d p} + \frac{1}{B_g} \frac{d S_g}{d p} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{d B_g}{d p} \right] \quad (8.5)$$

Dividiendo la (8.5) entre la (8.4) y sustituyendo $\frac{d S_g}{d p}$ por $-\frac{d S_o}{d p}$:

$$\frac{d G_r}{d N_r} = \frac{\frac{S_o}{B_o} \frac{d R_s}{d p} + \frac{R_s}{B_o} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_o R_s}{B_o^2} \frac{d B_o}{d p} - \frac{1}{B_g} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{d B_g}{d p}}{\frac{1}{B_o} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{d B_o}{d p}} \quad (8.6)$$

La relación gas aceite producida a una presión considerada es:

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\Delta G_r}{\Delta N_r} \quad (8.7)$$

Según se vió, la relación gas aceite producida, ec. (6.7), es:

$$R = R_s + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad (8.8)$$

Igualando esta ecuación con la (8.6):

$$R_s + \frac{k_g B_o \mu_o}{k_o B_g \mu_g} = \frac{\frac{S_o}{B_o} \frac{d R_s}{d p} + \frac{R_s}{B_o} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_o R_s}{B_o^2} \frac{d B_o}{d p} - \frac{d S_o}{B_g} \frac{d p} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{d B_g}{d p}}{\frac{1}{B_o} \frac{d S_o}{d p} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{d B_o}{d p}} \quad (8.9)$$

Multiplicando el numerador y el denominador del segundo miembro por B_g y despejando dS_o/dp , se obtiene:

$$\frac{dS_o}{dp} \approx \frac{\Delta S_o}{\Delta p} = \frac{\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp} - \frac{S_g}{B_g} \frac{dB_g}{dp} + \frac{k_g \mu_o S_o}{k_o \mu_g B_o} \frac{dB_o}{dp}}{1 + \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g}} \quad (8.10)$$

Si en esta ecuación se agrupan las variables que dependen solamente de la presión, se tiene:

$$X_p = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp} \quad ; \quad Y_p = \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dp} \quad ; \quad Z_p = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp}$$

Sustituyendo estas expresiones en la ecuación (8.10):

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{S_o (X_p + \frac{k_g}{k_o} Y_p) - Z_p S_g}{1 + \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g}} \quad (8.11)$$

La ecuación (8.11) es una ecuación diferencial 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 y recuperación correspondientes se obtienen por medio de las ecuaciones (6.7) y (6.13).

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \quad (8.12)$$

$$R_{ec} = 1 - \frac{B_{oi} S_o}{S_{oi} B_o} \quad (8.13)$$

8.2 PROCEDIMIENTO EMPLEADO EN LA PREDICCIÓN

El comportamiento del yacimiento se predice mediante el procedimiento siguiente :

1.- Suponga un abatimiento de presión el yacimiento (Δp) y obtenga, a partir de datos del análisis P.V.T., 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. (Columnas 3, 4 y 5 de la tabla 8.1).
Por ejemplo: $dR_s/dp = \Delta R_s/\Delta p = R_{s1} - R_{s2}/p_1 - p_2$.

2.- Determine los valores de las funciones X_p , Y_p y Z_p a la presión media del periodo de explotación considerado (columnas 9, 10 y 11).

3.- Obtenga el valor de k_g/k_o correspondiente a la saturación de aceite que existe al principio del periodo de explotación considerado (columna 14). 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 decremento de presión, la cual sólo puede obtenerse por tanteos.

4.- Determine el valor de ΔS_o correspondiente por medio de la ecuación (8.11) (columnas 15 a 19).

5.- Obtenga el valor de S_o al final del periodo de explotación considerado: $S_o = S_{oi} - \sum \Delta S_o$ (columna 12).

6.- Aplicando las ecuaciones (8.12) y (8.13), calcule la recuperación y la relación gas aceite al final del periodo (columnas 21 y 25).

7.- Repita los pasos anteriores para intervalos de presión sucesivos, hasta la presión de abandono.

8.3 ECUACION DE R.L. HOSS

Es frecuente encontrar yacimientos en los cuales una parte es roca saturada por aceite y otra por gas. A este tipo de yacimiento se les conoce como yacimientos de aceite con capa de gas. El aceite contenido en estos yacimientos es forzado hacia los pozos no sólo por la expansión del aceite y su gas disuelto, sino también por la expansión del gas del casquete.

En este tipo de yacimientos la presión se mantiene a niveles más altos que en los que producen por empuje de gas disuelto, y por lo tanto la recuperación de aceite es mayor. Este incremento de la recuperación depende del tamaño de la capa de gas relativo al de aceite (m) y del procedimiento de producción empleado.

El análisis que se hizo para yacimientos que producen por empuje de gas disuelto 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 la teoría de Muskat para el caso en que se tiene una capa de gas y además se inyecta parte del gas producido. Para esto estableció las siguientes consideraciones:

- 1.- La saturación de agua permanece constante.
- 2.- La capa de gas no se expande.
- 3.- El gas inyectado se distribuye uniformemente a través de la zona productora.

La ecuación de R.L. Hoss es:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{S_o X_p + S_o Y_p \left(\frac{k_g}{k_o} - \frac{rRBg}{B_o \mu_o} \right) - Z_p \left[m(1-S_w - \frac{S_{oi} c_g B_o}{B_{oi}}) + (1-S_w - S_o) \right]}{1 + \frac{k_g}{k_o} \frac{\mu_o}{\mu_o} - \frac{rRBg}{B_o}} - \frac{m S_{oi} c_g}{B_{oi}} \frac{dB_o}{dp} \quad (8.14)$$

Donde:

$S_{oi} c_g$ = saturación de aceite inicial en la capa de gas.

r = fracción del gas producido que se reinyecta al yacimiento.

Esta ecuación diferencial puede integrarse numéricamente, según se vió, 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.

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.

TABLA 8.1 PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO POR EL METODO DE MORRIS M. MUSKAT

$$X_p = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{d_p} \quad Y_p = \frac{\mu_o}{\mu_g B_o} \frac{dB_o}{d_p} \quad Z_p = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{d_p}$$

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
$p \left[\frac{Kg}{cm^2} \right]$	\bar{p}	$\frac{dR_s}{d_p}$	$\frac{dB_o}{d_p}$	$\frac{dB_g}{d_p} \times 10^3$	$\frac{\mu_o}{\mu_g}$	$B_g \times 10^3$	B_o	$X_p \times 10^5$	$Y_p \times 10^5$	$Z_p \times 10^5$	S_o	S_g	$\frac{Krg}{Kro}$
								(7)(3)/(8)	(6)(4)/(8)				
200	195	0.360	0.0009	-0.040	65.5	6.50	1.440				0.80000	0.00000	0.0000
					67.1	6.68	1.436	1.6747	42.0543	-5.9880	0.78660	0.01340	0.0000
190	185	0.390	0.0010	-0.055	68.8	6.90	1.431				0.77709	0.02991	0.0000
					70.5	7.20	1.426	1.9691	49.4390	-7.6389	0.77009	0.02991	0.0000
180	175	0.405	0.0011	-0.060	72.2	7.50	1.421				0.75061	0.04939	0.0000
					73.9	7.80	1.416	2.2309	57.4082	-7.6923	0.72803	0.07197	0.0023
170	165	0.410	0.0012	-0.070	75.7	8.10	1.410				0.70426	0.09574	0.0085
					77.5	8.43	1.404	2.4618	66.2393	-8.3037	0.68355	0.11645	0.0164
160	155	0.430	0.0013	-0.080	79.3	8.80	1.398				0.66490	0.13510	0.0253
					81.2	9.19	1.3915	2.8399	75.8606	-8.7051	0.64767	0.15233	0.0360
150	145	0.435	0.0013	-0.090	83.1	9.60	1.385				0.63192	0.16808	0.0473
					85.1	10.03	1.3785	3.1651	80.2539	-8.9731	0.61738	0.18262	0.0600
140	135	0.450	0.0013	-0.110	87.2	10.50	1.372				0.59897	0.21013	0.0900
					89.4	11.03	1.3655	3.6349	85.1117	-9.9728	0.57646	0.22354	0.1080
130	125	0.460	0.0014	-0.128	91.7	11.60	1.359				0.56245	0.23755	0.1320
					94.1	12.29	1.352	4.1815	97.4408	-10.4150	0.54773	0.25227	0.1600
120	115	0.470	0.0014	-0.150	96.7	13.00	1.345				0.53198	0.26802	0.1980
					99.4	13.73	1.338	4.8229	104.0060	-10.9250	0.51500	0.28254	0.2400
110	105	0.480	0.0014	-0.170	102.3	14.50	1.331				0.49751	0.29751	0.2800
					105.4	15.30	1.324	5.5468	111.4502	-11.1111	0.47902	0.31254	0.3200
100	95	0.490	0.0015	-0.191	108.6	16.20	1.317				0.46155	0.32754	0.3600
					112.0	17.13	1.310	6.4074	128.2443	-11.1500	0.44402	0.34254	0.4000
90	85	0.510	0.0016	-0.220	115.6	18.10	1.302				0.42651	0.35754	0.4400
					119.4	19.22	1.294	7.5751	147.6352	-11.4464	0.40902	0.37254	0.4800
80	75	0.530	0.0017	-0.250	123.3	20.40	1.286				0.39151	0.38754	0.5200
					127.4	21.63	1.278	8.9702	169.4679	-11.5580	0.37402	0.40254	0.5600
70	65	0.570	0.0019	-0.310	131.8	22.90	1.269				0.35651	0.41754	0.6000
					136.4	24.35	1.260	11.0155	205.6825	-12.7310	0.33902	0.43254	0.6400
60	55	0.640	0.0021	-0.400	141.2	26.00	1.250				0.32151	0.44754	0.6800
					146.2	27.85	1.240	14.3742	247.5968	-14.3627	0.30402	0.46254	0.7200
50	45	0.730	0.0023	-0.580	151.6	30.00	1.229				0.28651	0.47754	0.7600
					157.3	32.55	1.218	19.5086	297.0361	-17.8187	0.26902	0.49254	0.8000
40					163.5	35.80	1.206				0.25151	0.50754	0.8400

TABLA 6.1 (CONTINUACION)

(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)
$Zp \cdot Sg \cdot 10^3$	$\frac{Kp \cdot Yp}{Kc}$	$\frac{Kp \cdot Yp}{Kc} \cdot So$	$\frac{Kp}{Kc} \cdot \frac{A}{Kc}$	$\frac{A \cdot So}{(17)/(18) \cdot 10^3}$	$\frac{So}{So}$	REC.	$\frac{So}{So}$	$\frac{Kp \cdot Yp}{Kc \cdot Yp} \cdot \frac{So}{So}$	R_s	R
(11) (13) $[(16)/(10)] \cdot (12)$	$[(16) - (15)] \cdot 10$	$[(16) - (15)] \cdot 10$	$[(17)/(18) \cdot 10^3]$	$[(17)/(18) \cdot 10^3]$	$[(12)/(18)]$	$[-1,8 \cdot (20)]$	$(8)/(17)$	$(22)/(14)(6)$		$23) \cdot H(5)$
0	1.33976	13.3976	1.0000	0.013398	0.54969	—	—	—	120.00	120.00
-0.10236	1.54889	16.5125	1.0000	0.016513	0.54969	0.010664	—	—	116.40	116.40
-0.23008	1.71799	19.4807	1.0000	0.019481	0.54193	0.024526	—	—	112.50	112.50
-0.41012	1.84785	22.5797	1.0000	0.022580	0.53235	0.041774	—	—	108.48	108.48
-0.62651	2.19456	28.2107	1.18676	0.023771	0.55077	0.082622	158.86	28.96	106.41	106.41
-0.88908	2.70947	35.6855	1.72335	0.02707	0.50849	0.084716	144.27	101.91	104.95	133.33
-1.16133	3.43876	46.0009	2.46616	0.018653	0.49822	0.103210	130.67	188.87	100.05	201.96
-1.40707	4.41943	58.2650	3.38073	0.017234	0.48925	0.119342	117.16	271.60	97.88	282.57
-1.68421	5.54866	72.1287	4.37840	0.015754	0.48154	0.132255	103.46	360.18	93.47	363.00
-1.88756	6.83636	87.0392	5.39542	0.014542	0.47477	0.145418	91.79	444.17	88.91	448.76
-2.03621	8.70633	107.4254	7.7200	0.013915	0.46678	0.156203	81.30	529.73	84.26	526.07
-2.24956	11.20880	134.5837	9.8953	0.013600	0.46349	0.165717	71.93	619.51	79.82	606.83
-2.42868	14.28901	167.1669	12.4660	0.013410	0.45869	0.174367	61.83	697.10	74.10	691.71
-2.88408	19.15631	220.3939	15.7312	0.014010	0.45426	0.182326	55.41	788.80	72.50	783.19
-3.41185	25.46720	298.7906	20.3984	0.014720	0.44996	0.190072	48.08	896.08	69.70	896.60
-4.09512	36.71674	412.1186	26.1680	0.015749	0.44567	0.197792	40.97	993.69	53.00	1043.39
					0.44111	0.205999	33.68	1090.55	46.50	1132.95

9. TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EMPUJE DE GAS DISUELTO

9.1 INTRODUCCION

Para estimar el rendimiento económico que proporcionará la explotación de un yacimiento, así como la conveniencia de implantar otros sistemas de recuperación, es necesario calcular el comportamiento del yacimiento en función del tiempo. 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.

9.2 TIEMPO REQUERIDO PARA LA EXPLOTACION

Se vió, ecuación (6.26), que el ritmo de producción de un pozo, en función de su productividad inicial, es:

$$q_o = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (9.1)$$

El gasto total $q_{ot} = \sum q_o$ puede obtenerse considerando un índice de productividad promedio, o bien dividiendo el yacimiento en áreas de acuerdo a sus productividades. El gasto total, cuando se considera el índice de productividad promedio de todos los pozos, es:

$$q_{ot} = n \bar{J}_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (9.2)$$

El tiempo requerido para explotar un volumen de aceite ΔN_p es:

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{\bar{q}_{ot}} \quad (9.3)$$

Donde:

$$\bar{q}_{ot} = \frac{q_{ot1} + q_{ot2}}{2} \quad (9.4)$$

La determinación del gasto total depende, como se observa en la ecuación (9.2), de la presión de fondo fluyendo. 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 simplificar los cálculos, que la presión de fondo fluyendo está sólo relacionada con la presión estática, en la forma:

$$p_{wf} = a p_{ws}^n \quad (9.5)$$

Los valores de a y n pueden obtenerse a partir de datos de producción de los pozos.

9.3 CONDICIONES DE ABANDONO

La explotación de un yacimiento termina, generalmente, cuando deja de ser costeable la producción de hidrocarburos. El gasto y la presión correspondientes se conocen como gasto mínimo económico y

presión de abandono. Las condiciones de abandono dependen de los costos de operación y el precio de los hidrocarburos, de modo que su determinación requiere del análisis económico correspondiente.

9.4 EJEMPLO

Se desea relacionar con el tiempo el comportamiento de un yacimiento productor por empuje de gas disuelto. Los datos disponibles comprenden: la predicción de su comportamiento primario, tabla 8.1; $N = 40 \times 10^6$ (m^3_o); 50 pozos con $\bar{J}_i = 0.5$ ($m^3_o/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$); se mantiene durante la explotación la relación $p_{wf} = 0.75 p_{ws}$; el gasto de abandono es 3 ($m^3_o/\text{día}/\text{pozo}$); los valores de μ_o vs p y k_{ro} vs S_L para este caso se presentan en las Figs. 9.1 y 9.2.

La solución de este ejemplo se muestra en la tabla 9.1. Las columnas (1), (2), (5) y (8) contienen datos tomados de la tabla 8.1. En la columna (7) están los valores del gasto de aceite de todo el yacimiento, obtenidos mediante la ecuación 9.2. En la columna (10) se indican los valores del volumen de aceite producido en cada periodo de explotación, estos volúmenes se obtienen aplicando la expresión: $\Delta N_p = N \Delta \text{Rec}$. El tiempo de explotación de cada periodo, columna (12), se obtiene mediante la ecuación (9.3).

TABLA 9.1 DETERMINACION DEL TIEMPO REQUERIDO PARA EXPLOTAR UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EMPUJE DE GAS DISUELTO

(1) ρ (kg/cm ²)	(2) So	(3) kro (Fig. 9.1)	(4) μ_o (Fig. 9.2)	(5) Bo	(6) $\mu_o B_o$	(7) $\frac{q_{ot}}{11.385(1)(3)}$ (6)	(8) Rec	(9) ΔRec
200	0.8000	1.000	1.265	1.440	1.822	1249.7	0.00000	---
190	0.7866	0.958	1.295	1.431	1.853	1116.5	0.01056	0.01056
180	0.7701	0.864	1.326	1.421	1.884	939.8	0.02453	0.01397
170	0.7506	0.777	1.358	1.410	1.915	785.3	0.04177	0.01724
160	0.7280	0.682	1.392	1.398	1.946	638.4	0.06262	0.02085
150	0.7043	0.598	1.428	1.389	1.983	515.0	0.08472	0.02210
140	0.6836	0.525	1.467	1.372	2.013	415.7	0.10321	0.01849
130	0.6649	0.475	1.509	1.359	2.051	342.8	0.11934	0.01613
120	0.6477	0.425	1.554	1.345	2.090	277.8	0.13324	0.01390
110	0.6319	0.386	1.604	1.331	2.135	226.4	0.14542	0.01218
100	0.6174	0.350	1.661	1.317	2.188	182.1	0.15620	0.01078
90	0.6035	0.316	1.721	1.302	2.241	144.5	0.16572	0.00952

TABLA 9.1 (CONTINUACION)

(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
ΔNp	\bar{q}_{ot}	Δt (10)/(11)	t (días)	t (años)
422400	1183.1	357	357	0.98
558800	1028.2	543	900	2.46
689600	862.5	800	1700	4.66
823200	711.8	1157	2857	7.83
884000	576.7	1533	4390	12.03
739600	465.4	1589	5979	16.38
645200	379.2	1701	7680	21.04
556000	310.3	1792	9472	25.95
487200	252.1	1933	11405	33.43
431200	204.2	2112	13517	37.03
380800	163.3	2332	15849	43.42

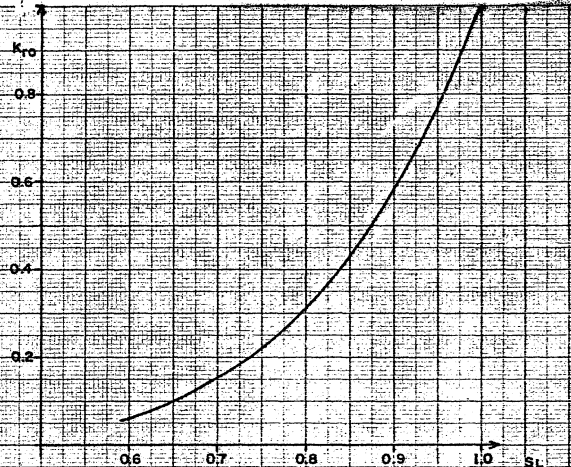


FIG. 9.1 GRAFICA DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE CONTRA SATURACION DEL LIQUIDO.

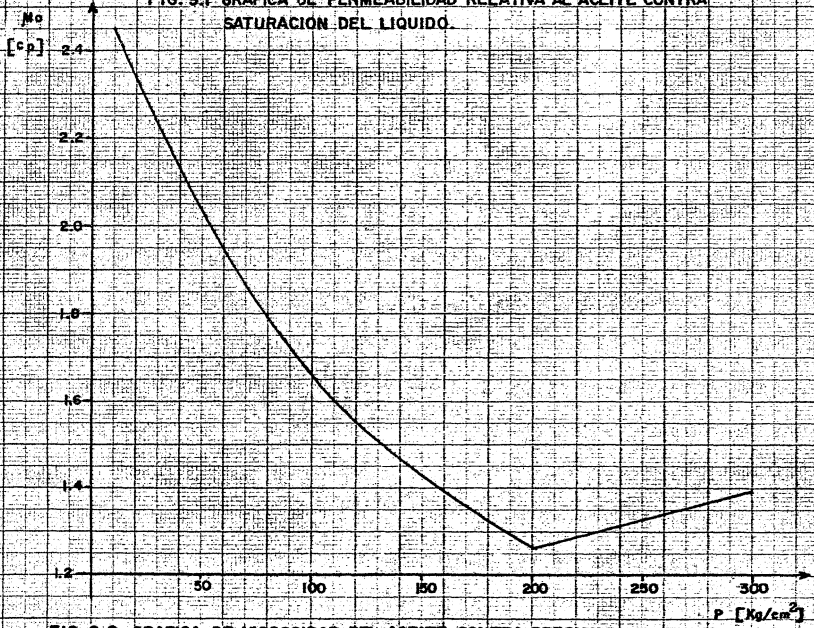


FIG. 9.2 GRAFICA DE VISCOSIDAD DEL ACEITE CONTRA PRESION.

10. ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN LA FORMA SIMPLIFICADA DE TRACY

10.1 DESARROLLO DE LA ECUACION SIMPLIFICADA DE TRACY

La forma de Schiltuis de la ecuación de balance de materia, para yacimientos sin casquete de gas y sin entrada de agua, según la Ec. (5.6), es:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]}{B_t - B_{ti}} \quad (10.1)$$

Sustituyendo en esta expresión B_t por $B_o + B_g (R_{si} - R_s)$, B_{ti} por B_{oi} , R_p por G_p/N_p y ordenando, se obtiene:

$$N = \frac{N_p (B_o - R_s B_g) + G_p B_g}{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)} \quad (10.2)$$

En esta ecuación N_p y G_p están multiplicados por factores que son funciones de la presión. Estos factores se definen como β_n y β_g :

$$\beta_n = \frac{B_o - R_s B_g}{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)} \quad (10.3)$$

$$\beta_g = \frac{B_g}{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)} \quad (10.4)$$

Sustituyendo en (10.2), se obtiene:

$$N = N_p \beta_n + G_p \beta_g \quad (10.5)$$

10.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DE UN YACIMIENTO

Los cálculos para el comportamiento futuro se reducen considerablemente usando la ecuación simplificada de Tracy y considerando las igualdades siguientes:

$$N_{p2} = N_{p1} + \Delta N_p; G_{p2} = G_{p1} + \Delta G_p; \Delta G_p = \left(\frac{R_1 + R_2}{2}\right) \Delta N_p$$

Sustituyendo estas igualdades en la Ec. (10.5), considerando condiciones finales de un periodo de explotación, se obtiene:

$$N = N_{p1} \phi_{n2} + G_{p1} \phi_{g2} + \Delta N_p \left[\frac{R_1 + R_2}{2} \phi_{g2} + \phi_{n2} \right] \quad (10.6)$$

Debido a que la recuperación fraccional de los yacimientos con empuje de gas disuelto es independiente de su tamaño, se supone $N = 1 m_o^3 @ c.s.$ Sustituyendo en (10.4).

$$1 = N_{p1} \phi_{n2} + G_{p1} \phi_{g2} + \Delta N_p \left[\frac{R_1 + R_2}{2} \phi_{g2} + \phi_{n2} \right] \quad (10.7)$$

Despejando ΔN_p :

$$\Delta N_p = \frac{1 - (N_{p1} \phi_{n2} + G_{p1} \phi_{g2})}{\frac{R_1 + R_2}{2} \phi_{g2} + \phi_{n2}} \quad (10.8)$$

La predicción se efectúa estimando la relación gas-aceite correspondiente al final del periodo de explotación considerado. De esta manera

los cálculos resultan más simples y rápidos que el procedimiento de Turner, en que se suponen valores de ΔN_p .

El valor de esta relación gas aceite supuesta (R_2), puede estimarse por extrapolación de la gráfica de R contra presión.

10.2.1 SECUENCIA DE CALCULO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

1.- Suponga un valor de la relación gas aceite para el final del periodo de explotación considerado (R_2).

2.- Calcule $\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2}$ (10.9)

3.- Calcule, por medio de la Ec. (10.8), ΔN_p para el intervalo considerado.

4.- Obtenga el valor de $N_{p2} = N_{p1} + \Delta N_p$ (10.10)

5.- Calcule S_{02} (Ec. (6.12))

6.- Obtenga el valor de la relación $\frac{k_g}{k_o}$, de la gráfica de $\frac{k_g}{k_o}$ vs S_o ó S_L y calcule, con la Ec. (6.7), R_2 , usando los valores de las propiedades de los fluidos a p_2 .

7.- El valor de R_2 obtenido en el paso anterior se compara con el supuesto inicialmente. Si estos valores no difieren en más

de 1%, se continúa el proceso para el siguiente período. En caso contrario se supone un nuevo valor de R y se repite el procedimiento hasta lograr la aproximación deseada.

8.- Para comprobar los cálculos obtenga \bar{R} , ΔG_p y G_p , y aplicando la Ec. (10.5) determine el valor de N . Este valor debe ser aproximadamente igual a uno, con una diferencia no mayor de 0.1%. Si no se cumple esta condición se supone otro valor de R_2 , repitiendo el procedimiento hasta obtener el balance mencionado.

10.3 ILUSTRACION DEL METODO DE CALCULO

En la tabla 10.1 se muestran los resultados obtenidos sobre la predicción del comportamiento del yacimiento tomado como ejemplo - en el capítulo 7. En este caso sólo se presentan unos cuantos periodos de explotación, para dar idea del procedimiento general de cálculo.

TABLA 10.1 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	B _g × 10 ³	R _s	ϕ_n Ec. 10.3	ϕ_g Ec. 10.4	R Supuesta	\bar{R} Ec. (10.9)	ΔN_p Ec. (10.8)	N _p Ec. (10.10)
200	1.440	6.50	120			120	...	0.0000	0.0000
190	1.431	6.90	116.40	39.56	0.4348	116.40	118.20	0.010995	0.01099
180	1.421	7.50	112.50	15.51	0.2016	112.50	114.45	0.014707	0.025702
170	1.410	8.10	108.45	8.370	0.1275	108.45	110.47	0.018032	0.043734
160	1.398	8.80	104.35	5.015	0.09200	133	120.7	0.019993	0.063727

114

(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
S _o Ec. (6.12)	kg/ko Fig. 7.3	μ_o/μ_g	B _o /B _g	R Ec. (6.7)	\bar{R}	ΔG_p (16) × (9)	G _p Σ (17)	N Ec. (10.7)
0.8000	0	---	---	120	120	0.0000	0.000
0.7866	0	---	---	116.40	118.20	1.300	1.300	1.0002
0.7701	0	---	---	112.50	114.45	1.68	2.98	0.9994
0.7506	0	---	---	108.45	110.47	1.99	4.97	0.9997
0.7272	.0024	79.3	158.86	134.58	121.51	2.43	7.41	1.0004

11.- FACTORES QUE MODIFICAN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO POR EMPUJE DE GAS DISUELTO

Muskat, Turner y Taylor, estudiaron los factores que afectan principalmente el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto. Estos factores son:

- 11.1.- Viscosidad del aceite.
- 11.2.- Presión del yacimiento.
- 11.3.- Solubilidad del gas en el aceite.
- 11.4.- Forma de la curva de permeabilidades relativas.
- 11.5.- Saturación de agua intersticial.
- 11.6.- Tamaño relativo del casquete de gas.
- 11.7.- Inyección del gas producido.

La forma en que estos factores modifican el comportamiento del yacimiento se obtuvo mediante la aplicación de las ecuaciones y métodos señalados en los capítulos 6, 7 y 8- para diferentes valores de los factores enumerados.

11.1.- Viscosidad del aceite

En la Fig. 11.1 se presentan los resultados obtenidos al determinar el comportamiento de un yacimiento con $R_{s1} = 60 \text{ (m}^3_g/\text{m}^3_o)$ - una $p_1 = 250 \text{ (kg/cm}^2)$ y con las viscosidades indicadas. Se observa

que aumenta la recuperación al disminuir la viscosidad del aceite.

11.2.- Presión del yacimiento

La cantidad de gas que puede contener en solución un yacimiento depende de la presión a que se encuentra. Considerando esto, se obtuvo el comportamiento de un yacimiento en función de su presión inicial (Fig. 11.2). Se observa en esta figura 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, 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, es también atribuible a la mayor contracción del aceite.

11.3.- Solubilidad del gas en el aceite

Los resultados de la predicción del comportamiento de un yacimiento en que $p_b = 250 \text{ kg/cm}^2$, $\mu_o = 1.40 \text{ c.p.}$, para $R_{sj} = 100$ y $40 \text{ (m}_g^3/\text{m}_o^3)$, se muestran en la Fig. 11.3, en la que se observa que del yacimiento con menos gas en solución proporciona la mayor recuperación. Este resultado inesperado se explica de la siguiente manera: Para el yacimiento con menos gas en solución, caso 2, se abate más rápidamente la presión en las primeras etapas de explotación, porque hay menos gas en solución y éste constituye la energía de expulsión. La S_{gr} se alcanza primero en el caso 1, iniciándose el aumento de

R, lo que implica una mayor pérdida de energía y explica la mayor pendiente de las curvas 1.

11.4.- Forma de la curva de permeabilidades relativas

El comportamiento de un yacimiento para dos casos, uno suponiendo una $Sg_{CR} = 0$, el otro con $Sg_{CR} = 10\%$, se muestra en la Fig. 11.4. Se observa que la conservación del gas en el yacimiento (mayores valores de Sg_{CR}) al principio de su explotación, contribuye a la obtención de recuperaciones mayores.

11.5.- Presencia de una capa de gas

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 muestra en las Figs. 11.5 y 11.6. Se observa que al aumentar el volumen del casquete de gas la presión declina más lentamente y la recuperación aumenta.

11.6.- Presencia de una fase de agua congénita.

El efecto de la Swc sobre la recuperación se presenta en la Fig. 11.7. Se observa que la recuperación se incrementa al aumentar la saturación de agua. Este resultado, obtenido al calcular el comportamiento por los métodos expuestos, se explica por la forma que presentan 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 S_w se incrementa.

11.7.- Inyección del gas producido

En las figuras 11.8 y 11.9 se presenta el efecto de la inyección del gas producido sobre la recuperación. Se observa que al aumentar el gas inyectado, se incrementa la recuperación.

11.8.- Discusión

Según se ha visto el comportamiento de un yacimiento depende de diversos factores. Generalmente se cuenta con la información precisa sobre la presión inicial del yacimiento, su saturación de agua y las propiedades de sus fluidos.

El problema esencial es la obtención de las permeabilidades relativas, cuyo efecto es decisivo en los resultados que se obtienen al predecir el comportamiento de un yacimiento. Para obtener estas permeabilidades en el laboratorio se deben usar núcleos grandes, representativos de la formación o zona de interés. Las condiciones del yacimiento (presión, temperatura, fluidos), deben de tratar de reproducirse, así como el mecanismo de desplazamiento del aceite por la liberación y expansión del gas disuelto. Esta simulación experimental del empuje interno del gas liberado, es indispensable para formaciones con porosidad secundaria, ya que las permeabilidades relativas así determinadas difieren substancialmente de las obtenidas por empuje de gas externo. (Véase la Ref. 9 del capítulo 18).

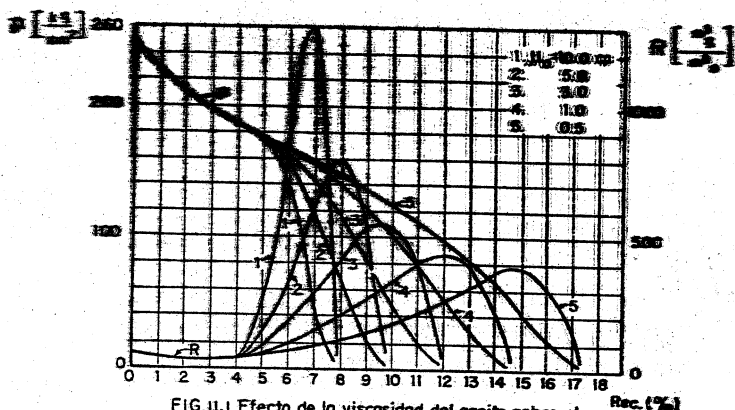


FIG. II.1 Efecto de la viscosidad del aceite sobre el comportamiento por empuje de gas disuelto

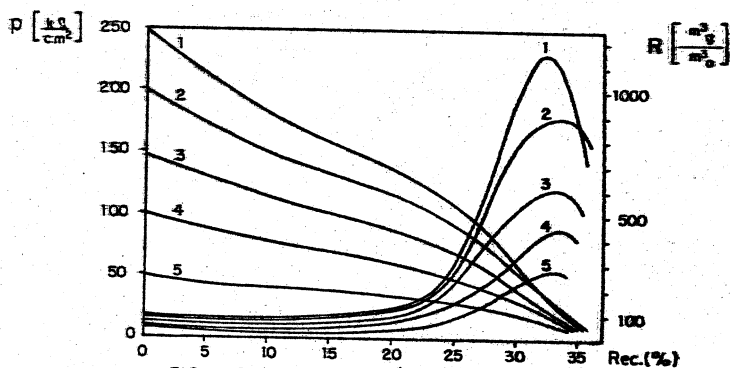


FIG. II.2 Comportamiento teórico de un yacimiento considerando varias presiones iniciales y una presión de abandono de 10 kg/cm²

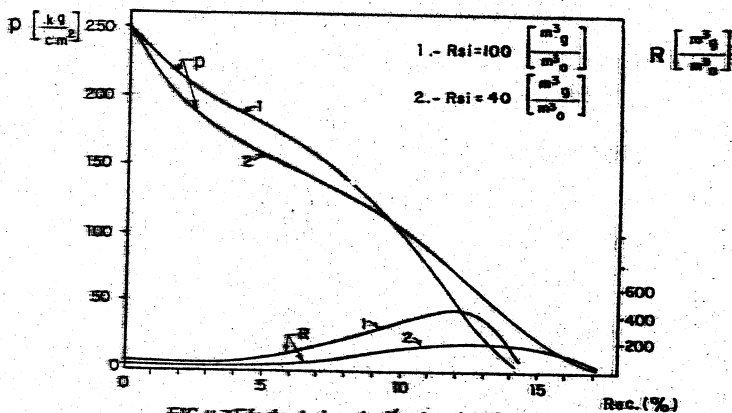


FIG. II.3 Efecto de la relación de solubilidad en el comportamiento por empuje de gas disuelto

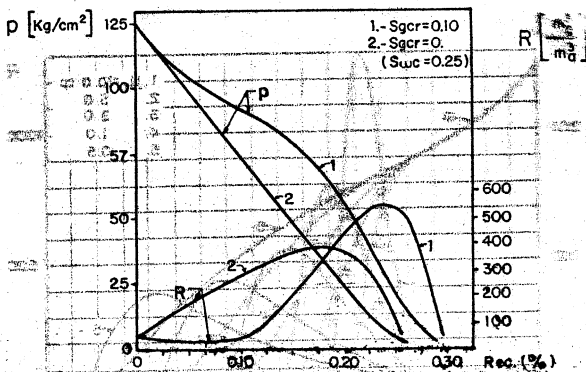


FIG. II.4 Efecto de la relación de permeabilidades relativas sobre el comportamiento de un yacimiento productor por empuje de gas disuelto.

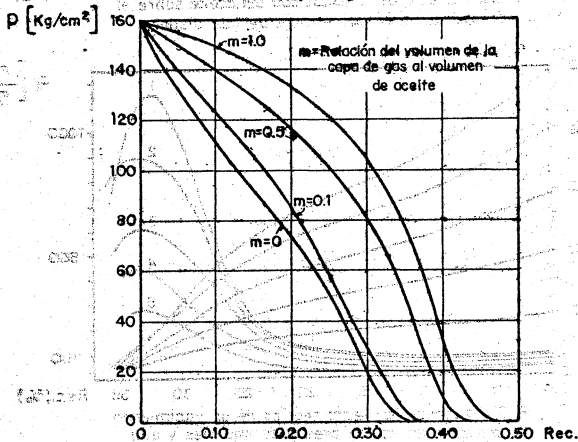


FIG. II.5 Efecto de la presencia de una capa gaseosa en el comportamiento por empuje de gas disuelto

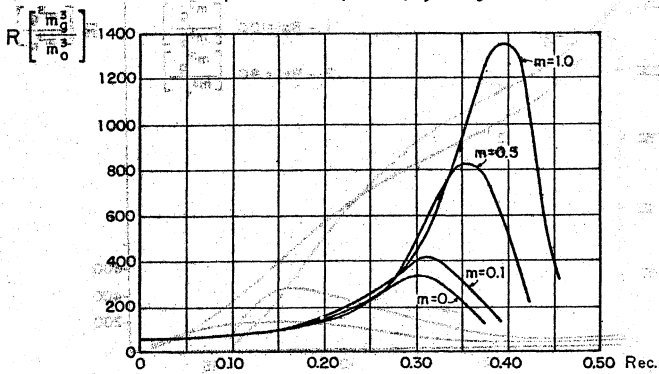


FIG. II.6 Efecto de la magnitud de la capa de gas sobre el comportamiento por gas en solución

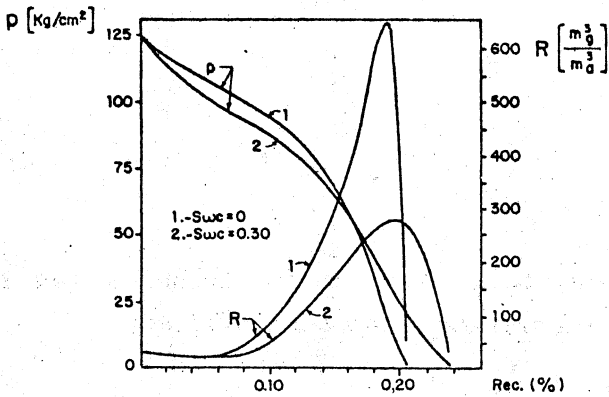


FIG.II.7 Efecto de la saturación de agua congénita sobre el comportamiento por empuje de gas disuelto

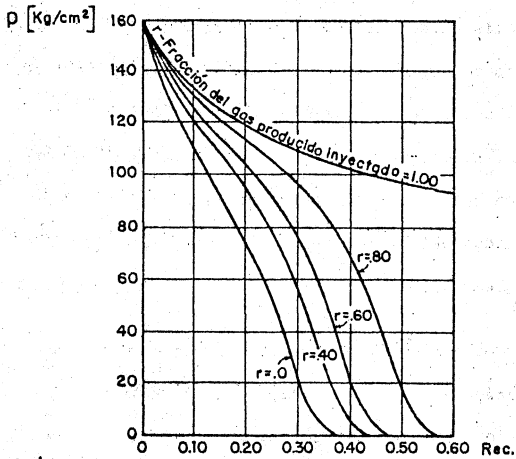


FIG.II.8 Efecto del gas inyectado en el comportamiento por gas en solución

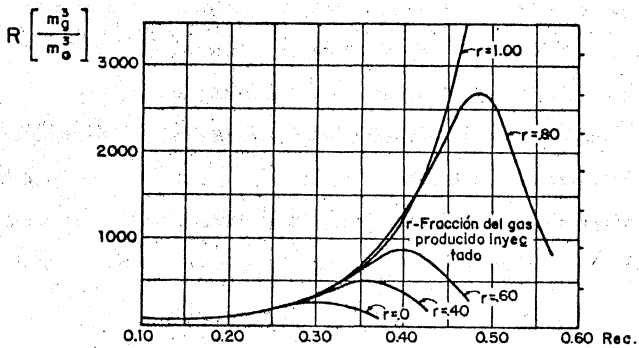


FIG.II.9 Efecto del gas inyectado en el comportamiento por empuje de gas disuelto

12. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO Y SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

12.1 INTRODUCCIÓN

En los procedimientos para predecir el comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto, desarrollados por Turner y M. Muskat, 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 producción, y que no se forma casquete secundario de gas.

En muchos yacimientos esto es contrario a la realidad. El casquete primario de gas se expande, o si no existe, se forma un casquete secundario. 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 de Turner o de Muskat. De hecho la limitación de la producción puede permitir la obtención de una R sólo ligeramente mayor que la R_s . De esta manera se puede alcanzar una alta recuperación. Este comportamiento es notable en yacimientos con alta permeabilidad (1 darcy o más), de considerable espesor o fuerte echado. El mecanismo predominante es conocido

como de segregación gravitacional de aceite y gas. El gas liberado - de la solución tiende a fluir a la parte superior, mientras que el - aceite emigra hacia la parte inferior y se aloja en el espacio ocupa- do anteriormente por el gas liberado.

12.2. METODO DE R.D. WEST

El gasto independiente de cada fase podría normalmente ser controlado por su movilidad como sigue:

$$\downarrow q_o = .835 (\rho_o - \rho_g) \frac{k_o}{B_o \mu_o} \text{ sen } \alpha \quad [m_o^3 @ c.s. / día / m^2] \quad (12.1)$$

$$\uparrow q_g = .835 (\rho_o - \rho_g) \frac{k_g}{B_g \mu_g} \text{ sen } \alpha \quad [m_g^3 @ c.s. / día / m^2] \quad (12.2)$$

Donde: ρ_o [gr/cm³] = densidad del aceite @ c.y.
 ρ_g [gr/cm³] = densidad del gas libre @ c.y.
 μ_o [cp] = viscosidad del aceite @ c.y.
 k_o [Darcies] = permeabilidad efectiva al aceite.

α = ángulo del echado de la formación.

Es un requisito, al establecer el balance de volúmenes que fluyen en contraflujo en el yacimiento, que éstos sean iguales a cual- quier nivel, esto es: $\downarrow q_o = q_g \uparrow$. Como k_o / μ_o sólo puede ser igual a k_g / μ_g a determinada combinación de presión y saturación, - se deduce que el gasto efectivo de cada fase debe ser controlado por el fluido que manifieste menor movilidad (compárese con un sistema -

constituido por una burbuja de aire en una columna de agua, cuando el movimiento de la burbuja es retardado por un canal angosto).

$\downarrow q_o$.- Gasto de aceite que fluye hacia abajo por unidad de área.

$\uparrow q_g$.- Gasto de gas que fluye hacia arriba por unidad de área.

Por consiguiente:

$$q_o = q_g = q_m = .835 \left(\frac{\rho_o - \rho_g}{B_o} \right) \text{sen} \alpha \left[\frac{k_o}{\mu_o} \text{ ó } \frac{k_g}{\mu_g} \right]^* \quad (12.3)$$

q_m = gasto por segregación

Si el área de flujo (área de roca, no área de poros) normal a la dirección de flujo, es $A \text{ m}^2$, entonces:

$$q_m = .835 \left(\frac{\rho_o - \rho_g}{B_o} \right) A \text{sen} \alpha \left[\frac{k_o}{\mu_o} \text{ ó } \frac{k_g}{\mu_g} \right]$$

$$q_m \left[\frac{\text{m}_o^3 \text{ @ c.s.}}{\text{día}} \right]$$

Durante la explotación de un yacimiento con segregación gravitacional, los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y por segregación gravitacional, operan en forma simultánea y dependientemente, puesto que una caída de presión provoca liberación de gas, aumentando su saturación y por lo tanto variando la movilidad que controla el ritmo de segregación.

Con el propósito de calcular el efecto de la segregación es necesario, sin embargo, considerar los dos mecanismos separadamente

* En esta ecuación se usa el valor de movilidad menor, observándose que el gasto máximo de segregación se obtiene cuando $k_g/\mu_g = k_o/\mu_o$.

como sigue:

Si se considera un intervalo de presión suficientemente pe queño, puede suponerse que la producción de aceite durante el mismo es sólo por empuje de gas liberado, usando una relación kg/ko correspondiente al promedio de S_g en la zona de aceite (en lugar del valor mayor de S_g que existiría si operara exclusivamente el mecanismo de E.G.D.) Durante esta fase, la S_o de la zona de aceite se reduce en proporción a la producción, según las ecuaciones comunes de saturación. Al final del intervalo la segregación ocurre instantáneamente, desaturando la parte superior de la zona de aceite hasta determinada saturación residual S_{o5} (saturación de aceite en el casquete secundario), incrementándose de esta manera el volumen del casquete secundario. El mismo proceso resatura parcialmente el nuevo volumen de aceite en la zona de aceite.

La razón para adoptar esta representación física se debe a que sólo se puede cuantificar el volumen de aceite segregado después de calcular el tiempo de explotación correspondiente al depresionamiento considerado, el cual depende del mecanismo de empuje de gas disuelto. Sin embargo, puesto que el mecanismo de segregación opera simultáneamente con el de empuje por gas disuelto, deben modificarse las ecuaciones de E.G.D. por medio de una corrección a la relación kg/ko .

Lo expuesto anteriormente señala la manera de efectuar los cálculos para cualquier intervalo de presión dado. La derivación de

las ecuaciones empleadas para esta predicción se presentan al final, inciso 12.5. Estas ecuaciones son:

$$\Delta S'_{o} = \frac{\Delta P \left[(X_p + F_4) \frac{k_g}{k_o} S_{o1} - Z_p S_{g1} + mP_1 F_5 + m s_1 F_6 \right]}{1 + \frac{\mu_o k_g}{\mu_g k_o}} \quad (12.4)$$

Donde:

$$X_p = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp}; \quad Z_p = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp}; \quad F_3 = \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dp}; \quad F_4 = \frac{\mu_o}{\mu_g} F_3$$

$$F_5 = (X_p - F_3) S_{op} - Z_p S_g P; \quad F_6 = (X_p - F_3) S_{os} - Z_p S_{gs}$$

$$\Delta N_p = \frac{V_{poi}}{B_{o2}(1 + m s_1)} \left[\Delta S'_{o} - S_{o1} \left(1 - \frac{B_{o2}}{B_{o1}} \right) \right] \quad (12.5)$$

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \quad (12.6)$$

$$q_{ot} = n J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (12.7)$$

$$q_{om} = .835 \frac{A_1}{B_o} (\rho_o - \rho_g) \sin \alpha \left[\frac{k_o}{\mu_o} \delta \frac{k_g}{\mu_g} \right] \quad (12.8)$$

$$m s_2 = \frac{1 + m s_1}{1 - \frac{q_{om}}{q_{ot}} \left[\frac{\Delta S'_{o} - S_{o1} \left(1 - \frac{B_{o2}}{B_{o1}} \right)}{S_{o1} - \Delta S'_{o} - S_{os}} \right]} \quad (12.9)$$

$$m p_2 = m p_1 \left(\frac{1 + m s_2}{1 + m s_1} \right) \quad (12.10)$$

$$\Delta S_{om} = \frac{q_{om}}{q_{ot}} \left(\frac{1+mS_1}{1+mS_2} \right) \left[\Delta S'_{o} - S_{o1} \left(1 - \frac{B_{o2}}{B_{o1}} \right) \right] \quad (12.11)$$

$$S_{o2} = S_{o1} - \Delta S'_{o} + \Delta S_{om} \quad (12.12)$$

$$\Delta t = \Delta N_p / \bar{q}_{ot} \quad (12.13)$$

Donde:

$$m_p = \frac{\text{Vol. poros del casquete primario}}{\text{Vol. poros zona aceite}}$$

$$m_s = \frac{\text{Vol. poros del casquete secundario}}{\text{Vol. poros zona aceite}}$$

S_{op} : saturación de aceite en el casquete primario

S_{os} : saturación de aceite en el casquete secundario

S_{gs} : saturación de gas en el casquete secundario

S_{gp} : saturación de gas en el casquete primario

q_{oj} : producción inicial promedio por pozo

\bar{q}_{ot} : producción promedio total = $n\bar{q}_o$

n : número de pozos en producción

12.3 SECUELA DE CALCULO

1.- Seleccione convenientemente los intervalos de presión (no mayores de 7 kg/cm²) y calcule las funciones de p : X_p , Z_p , F_3 , F_4 , e_o y e_g *.

* Estas funciones deben obtenerse a las presiones medias de los periodos de explotación seleccionados.

2.- Si hay casquete primario calcule F_5 .

Los valores de S_{op} y S_{gp} se obtienen de la siguiente manera:

2.1.- En el laboratorio, simulando las condiciones de desplazamiento, invadiendo con gas un núcleo que contenga sólo aceite y agua congénita.

2.2.- Mediante las curvas de flujo fraccional, a una presión seleccionada, obteniendo el valor de S_{gp} correspondiente a $f_g = 0.999$.

2.3.- Si no se dispone de otros datos, suponga $S_{op} = 0.15$.

3.- Calcule F_6 de: $F_6 = (X_1 - F_3) S_{os} + Z_p S_{gs}$ (12.14)

S_{os} y S_{gs} se suponen constantes. Se puede obtener una aproximación aceptable trazando una curva de flujo fraccional a una presión del yacimiento igual a $2/3 p_b$ y determinando S_{gs} a $f_g = 0.990$. Entonces $S_{os} = 1 - S_{wc} - S_{gs}$ (12.15)

4.- Obtenga ΔS_o con la Ec. (12.4)

5.- Calcule el valor del término: $.835 \text{ sen } \alpha \frac{(p_o - p_g)}{80}$

6.- Determine el área de segregación A_1 (m^2), en función del nivel gas aceite y obtenga q_{om} con la Ec. (12.8), usando el valor de la movilidad del gas o el aceite menor.

7.- Considerando el nivel del contacto gas aceite, determine el número de pozos en producción y calcule el gasto de aceite con la Ec. (12.8).

8.- Obtenga ms_2 Ec. (12.9) y ΔS_{om} con la Ec. (12.11).

Para el primer intervalo de presión; use las Ecs. (12.4), (12.7) y (12.11), con $S_{o1} = 1 - S_{wc}$ ($S_{g1}=0$). Se toman $\frac{kg}{ko}$; ms_1 ; ms_2 ; y q_m igual a cero. Si existe casquete primario, considere $mp_1 = mp_i$, correspondiente al nivel gas aceite original.

9.- Determine S_{o2} y S_{g2} , que serán S_{o1}, S_{g1} para el siguiente intervalo.

Recuerde que mientras no se alcance la saturación de gas crítica, ms_1 y $q_{om} = 0$ (si no existe casquete primario, use $mp_1 = 0$ en la Ec. (12.4)).

10.- Repita los cálculos para intervalos sucesivos de p , hasta que el nivel gas-aceite invada los últimos pozos productores.

OBSERVACIONES SOBRE EL METODO DE CALCULO

a) Es factible que se alcance una presión en la cual $S_{o2} \geq S_{o1}$, debido a que el ritmo de segregación @ c.y. excede al de producción. Si esto ocurre y si no se perforan nuevos pozos, use S_{o2} para este intervalo igual a S_{o2} (saturación límite en la zona de

aceite); en este caso, y en los periodos siguientes, use la siguiente ecuación en lugar de la (12.9).

$$ms_2 = \frac{ms_1 (S_{O_2} - S_{O_5}) + \Delta S^1_o}{S_{O_2} - S_{O_5} - \Delta S^1_o} \quad (12.16)$$

b) La solución rigurosa del problema planteado requiere del conocimiento de la saturación de aceite promedio en cada intervalo de presión, a fin de usar este valor y los correspondientes de S_g , k_{ro} y kg/ko en las Ecs. (12.4) y (12.7). Según se ha indicado, los cálculos pueden efectuarse empleando los valores que existen al principio del intervalo; sin embargo se obtienen mejores resultados si se usan los valores correspondientes al punto medio de cada de presión. El valor de S_o en este caso puede estimarse por extrapolación, o bien repitiendo los cálculos en cada intervalo.

12.4 DEDUCCION DE TERMINOS Y CONCEPTOS GENERALES

12.4.1 DETERMINACION DE LA DIFERENCIA DE DENSIDADES

$$(\rho_o - \rho_g)$$

La densidad del aceite más su gas disuelto, a condiciones superficiales, es:

$$\rho_o B_o = \rho_{osc} + R_s \rho_{gsc}$$

$$\therefore \rho_o = \frac{1}{B_o} (\rho_{osc} + R_s \rho_{gsc})$$

Donde: ρ_o = densidad del aceite y su gas disuelto @ c.y.

ρ_{osc} = densidad del aceite @ cs. (gr/cm³)

ρ_{gsc} = densidad del gas @ c.s. (gr/cm³)

Por definición:

$$\rho_{osc} = \gamma_o \rho_{wsc} \text{ y } \rho_{gsc} = \gamma_g \rho_{asc}$$

Donde: γ_o : densidad relativa del aceite @ c.s.

γ_g : densidad relativa del gas @ c.s.

ρ_{wsc} : densidad del agua @ c.s. (gr/cm³)

ρ_{asc} : densidad del aire @ c.s. (gr/cm³)

Por tanto:
$$\rho_o = \frac{1}{B_o} \gamma_o \rho_{wsc} + R_s \gamma_g \rho_{asc}$$

También, puesto que:
$$\rho_{gsc} = \frac{p_{sc} M}{R T_{sc}} \text{ y } \rho_g = \frac{p_f M}{Z_f R T_f}$$

$$\therefore \rho_g = \frac{p_f}{p_{sc}} \frac{T_{sc}}{T_f} \frac{\rho_{gsc}}{Z_f}; \text{ pero } B_g = \frac{V_f}{V_{sc}} = \frac{p_{sc} T_f}{p_f T_{sc}} Z_f$$

$$\therefore \rho_{gf} = \frac{\rho_{gsc}}{B_g} = \frac{\gamma_g \rho_{asc}}{B_g}$$

La diferencia de densidad @ c.y. es:

$$\rho_o - \rho_g = \frac{1}{B_o} (\gamma_o \rho_{wsc} + R_s \gamma_g \rho_{asc}) - \frac{\gamma_g \rho_{asc}}{B_g}$$

$$\rho_o - \rho_g = \frac{\gamma_o \rho_{wsc}}{B_o} - \gamma_g \rho_{asc} \left(\frac{1}{B_g} - \frac{R_s}{B_o} \right) \quad (12.17)$$

12.4.2 AREA EXPUESTA A LA SEGREGACION

El gasto de segregación q_{om} es una función del área (de roca) de la sección transversal a través de la cual ocurre la segregación, que es la parte media entre el c/g-o al principio de cualquier intervalo de presión y la base de la zona de aceite.

Para formaciones relativamente delgadas ($h < 10$ m.) o es tratificadas de mayor espesor, donde la permeabilidad en la dirección 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 c/g-o, para usarse en la ecuación (12.8); α es el ángulo de echado promedio de la formación. En la mayoría de los yacimientos el área aumenta continuamente con la profundidad del c/g-o; 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 en la ecuación (12.8), hasta que el c/g-o llegue al contorno correspondiente. De allí en adelante el método general puede usarse nuevamente.

En arenas de gran espesor con permeabilidad uniforme en todas direcciones, no hay plano aparente de estratificación, y el aceite y el gas fluyen verticalmente. El área en el contorno medio se encuentra planimetreando el área horizontal total en la curva media seleccionada. El área se grafica como una función del $c/g-o$, para emplearse en la ecuación (12.8); el ángulo α es igual a 90° y $\text{sen } \alpha = 1$.

La consideración sobre si el flujo es vertical o paralelo al plano de estratificación origina una diferencia notable en los resultados del cálculo, por lo que deberá prestársele especial atención. Cada yacimiento presentará diferentes problemas que deberán resolverse a fin de estimar su comportamiento.

12.4.3 IDENTIFICACION DE UN YACIMIENTO CON SEGREGACION

Si se tienen suficientes datos de producción, podrá determinarse la existencia de segregación observando el comportamiento de la relación gas aceite producido.

Donde no se tiene información, o ésta escasea, se pueden hacer las siguientes apreciaciones:

En la ecuación (12.8) suponga que la relación de segregación máxima ocurre cuando $k_o = k_g$. La presión correspondiente del yacimiento puede estimarse calculando k_o/μ_o y k_g/μ_g a una $S_g = 0.16$ para varias presiones diferentes (por ejemplo: $1/3$, $1/2$ y

2/3 de p_b). A la p interpolada correspondiente a la igualdad entre k_0/μ_0 y kg/μ_g determine $(\rho_0 - \rho_g)$ y B_0 . Estime $\sin \alpha$ y el valor de A correspondiente a la posición media del $c/g-o$ entre el nivel original y la base de la zona de aceite.

Use la ecuación (12.8) y compare con el q_{ot} estimado - de terminado con la ecuación (12.7) - a la misma p y sg . Si q_{oc} excede del 10% de q_{ot} , debe efectuarse el cálculo completo de la segregación.

12.4.4 CONCEPTOS GENERALES

Debido a la disminución relativamente lenta de la presión y de la producción en yacimientos con segregación, la recuperación termina generalmente cuando el $c/g-o$ alcanza el último pozo perforado echado abajo. Por esta razón, se acostumbra perforar tan "bajo" como sea posible, cuando se espera que el mecanismo de empuje por segregación actúe preponderantemente.

Si el gasto de segregación en alguna etapa excede al gasto de producción, la S_g en la zona de aceite puede disminuir, originando una reducción en la R . Este proceso está limitado por la declinación inevitable del ritmo de segregación, como resultado de la disminución de la S_g y por tanto de la K_g ; en este caso la S_g 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 So_r en el casquete secundario de gas, el cual se extiende a todo el yacimiento al abandonarlo. Por esta alta eficiencia se obtiene en cambio una producción baja, ocasionalmente antieconómica. Por lo tanto, para decidir cómo explotar un yacimiento se debe hacer 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 menor 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, v. gr. por inyección de gas, invierte este gradiente, evitando la segregación de los fluidos.

12.5 ECUACIONES USADAS

12.5.1 ECUACION DE So CONSIDERANDO EL EFECTO DE LA CAPA DE GAS

Se supone que el casquete secundario de gas tiene una So_r constante y que So_s y Sg_s son diferentes de So_p y Sg_p , debido al tiempo relativamente corto durante el cual se forma el casquete -

secundario. Por analogía con el concepto de casquete primario de gas, usado para establecer la ecuación de Muskat y poniendo $\Delta S'o$ en vez de ΔS_o , para indicar que este cambio en la saturación de aceite sólo es parte del cambio total de saturación, la ecuación de Muskat es:

$$\Delta S'o = \frac{\Delta P \left[(\bar{x}_p + \bar{F}_4 \text{ kg/ko}) S_{o1} - \bar{z}_p S_{g1} + mP_1 \bar{F}_5 + ms_1 \bar{F}_6 \right]}{1 + \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{K_g}{K_o}} \quad (12.18)$$

Se considera que la producción de aceite se obtiene solamente por empuje de gas disuelto, con un volumen de poros V_{p01} constante en la zona de aceite. Poniendo $S'o_2 = S_{o1} - \Delta S'o$

$$\Delta N_p = V_{p01} \left[\frac{S_{o1}}{B_{01}} - \frac{S'o_2}{B_{02}} \right] \quad (12.19)$$

12.5.2 CAMBIO DE LA SATURACION DE ACEITE

La saturación de aceite en la zona de aceite, al final de un periodo de explotación, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$S_{o2} = S_{o1} - \Delta S'o + \Delta S_{om} \quad (12.20)$$

El volumen de aceite segregado ΔV_{om} , es:

$$\Delta V_{om} = \bar{q}_{om} \Delta t \quad (12.22)$$

Donde:
$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{q_{ot}} \quad (12.23)$$

Sustituyendo las ecuaciones (12.22), (12.23) y (12.19) en (12.21):

$$\Delta S_{om} = \frac{\bar{q}_{o_m}}{\bar{q}_{o_t}} \frac{V_{p01}}{V_{p02}} \left(S_{o1} \frac{B_{o2}}{B_{o1}} - S'_{o2} \right) \quad (12.24)$$

Puesto que el volumen del casquete primario de gas (si existe) puede suponerse que permanece constante, los volúmenes combinados del casquete secundario y de la zona de aceite también permanecen constantes.

$$V_{ps1} + V_{po1} = V_{ps2} + V_{po2} \quad (12.25)$$

(Nota: La expansión del gas del casquete primario se toma en cuenta en la Ec. (12.18), mediante el término $mp_1 F_5$.)

Por definición:

$$ms_1 = \frac{V_{ps1}}{V_{po1}} \quad \text{y} \quad ms_2 = \frac{V_{ps2}}{V_{po2}} \quad (12.26)$$

De (12.25) y (12.26):

$$ms_1 V_{po1} + V_{po1} = ms_2 V_{po2} + V_{po2} ;$$

$$\frac{V_{po1}}{V_{po2}} = \frac{1 + ms_2}{1 + ms_1} \quad (12.27)$$

$$\text{También: } S'_{o2} = S_{o1} - \Delta S'_{o} \quad (12.28)$$

Substituyendo (12.27) y (12.28) en (12.24)

$$S_{O2} = S_{O1} - \Delta S'_O + \frac{\bar{q}_{Om}}{\bar{q}_{Ot}} \left(\frac{1+ms_2}{1+ms_1} \right) \left[\Delta S'_O - S_{O1} \left(\frac{1-Bo_2}{Bo_1} \right) \right] \quad (12.29)$$

12.5.3 ECUACION DE LA RELACION ms_2 CUANDO S_{O2} DECRECE CONTINUAMENTE

El incremento de volumen del casquete secundario, por la desaturación (de S'_O hasta S_{O2}), debida a la segregación de ΔVom en el volumen final de la zona de aceite, es:

$$\frac{\Delta Vom \quad Bo_2}{S'_{O2} - S_{O2}} = Vs_2 - Vs_1 \quad (12.30)$$

Substituyendo (12.22), (12.23), (12.19) y (12.25) en (12.30)

$$\frac{\bar{q}_{Om}}{\bar{q}_{Ot}} \frac{Vo_1 \quad Bo_2}{(S'_{O2} - S_{O2})} \left(\frac{S_{O1}}{Bo_1} - \frac{S'_O}{Bo_2} \right) = 1 - \frac{1 + ms_1}{1 + ms_2}$$

Substituyendo para S'_{O2} de (12.28) y despejando ms_2 :

$$ms_2 = \frac{1 + ms_1}{1 - \frac{\bar{q}_{Om}}{\bar{q}_{Ot}} \left[\frac{\Delta S'_O - S_{O1} \left(1 - \frac{Bo_2}{Bo_1} \right)}{S_{O1} - \Delta S'_O - S_{O2}} \right]} - 1 \quad (12.31)$$

12.5.4 ECUACION DE LA RELACION m_{p2}

Como el volumen de poros de la capa primaria de gas, V_p , es constante, se tiene:

$$m_{p1} = \frac{V_p}{V_{pO1}} \quad \text{y} \quad m_{p2} = \frac{V_p}{V_{pO2}}$$

$$\therefore m_{p2} = m_{p1} \frac{V_{pO1}}{V_{pO2}}$$

Sustituyendo V_{pO1}/V_{pO2} , de (12.27):

$$m_{p2} = m_{p1} \left(\frac{1+ms_2}{1+ms_1} \right) \quad (12.32)$$

12.5.5 PRODUCCION DE ACEITE DURANTE UN INTERVALO DE EXPLOTACION

Los volúmenes combinados de poros del casquete secundario de gas y de la zona de aceite permanecen constantes para todas las presiones:

$$V_{s1} + V_{o1} = V_{o_i} \quad \text{Substituyendo para } V_{s1} \text{ de (12.26)}$$

$$ms_1 V_{pO1} + V_{pO1} = V_{pO_i}; \quad V_{pO1} = \frac{V_{pO_i}}{1+ms_1} \quad (12.33)$$

Substituyendo (12.28) y (12.33) en (12.19):

$$\Delta N_p = \frac{V_{po_i}}{1+ms_1} \left(\frac{S_{o_1}}{Bo_1} - \frac{S_{o_1} - \Delta S'_o}{Bo_2} \right) = \frac{V_{po_i}}{Bo_2 (1+ms_1)} \left[\Delta S'_o - S_{o_1} \left(1 + \frac{Bo_2}{Bo_1} \right) \right]$$

(12.34)

12.5.6 ECUACION DE LA RELACION ms_2 PARA So_2 CONSTANTE

En algunos casos el ritmo de segregación puede exceder al de producción, hasta que se llega a un balance donde So_2 permanece constante en algún valor límite So_z . Para un sólo intervalo de presión, a esta condición de balance, el aceite producido de la zona de aceite reduce la saturación de So_2 a So_z , tal que:

$$\Delta S'_o = So_z - S'_o_2 \quad (12.35)$$

Al final del intervalo la segregación procede a desaturar un volumen ΔV_s de S'_o_2 a S_{o_s} y resatura el volumen restante V_{o_2} de S'_o_2 a So_z , por la cantidad $\Delta S'_o$:

El volumen final del casquete de gas es:

$$V_{s_2} = V_{s_1} + \Delta V_s \quad (12.36)$$

y el volumen final de la zona de aceite:

$$V_{p_2} = V_{p_1} - \Delta V_s \quad (12.37)$$

El volumen del aceite @ c.s. removido del casquete de gas es igual al volumen @ c.s. que ha restaurado el volumen de la zona de aceite:

$$(S'o_2 - S'o_s) \frac{\Delta V_s}{B_{o2}} = \frac{V_{po2}}{B_{o2}} (S_{o2} - S'o_2)$$

Substituyendo V_{po2} de (12.37)

$$\Delta V_s (S'o_2 - S'o_s) = V_{po1} (S_{o2} - S'o_2) - \Delta V_s (S_{o2} - S'o_2)$$

Substituyendo $S'o_2$ de (12.35) y despejando ΔV_s :

$$\Delta V_s = \frac{V_{o1} \Delta S'o}{S_{o2} - S'o_s} \quad (12.38)$$

Substituyendo (12.36) y (12.37) en (12.26):

$$ms_2 = \frac{Vs_1 + \Delta V_s}{V_{po1} - \Delta V_s} \quad (12.39)$$

también:

$$ms_1 = \frac{Vs_1}{V_{po1}} \quad (12.40)$$

Substituyendo (12.38) y (12.40) en (12.39):

$$ms_2 = \frac{ms_1 V_{po1} + \frac{V_{po1} \Delta S'o}{S_{o2} - S'o_s}}{V_{po1} - \frac{V_{po1} \Delta S'o}{S_{o2} - S'o_s}}$$

eliminando V_{po1}

$$ms_2 = \frac{ms_1 (s_{o_2} - s_{o_s}) + \Delta S'_0}{s_{o_2} - s_{o_s} - \Delta S'_0} \quad (12.41)$$

12.6 ILUSTRACION DEL PROCEDIMIENTO DE CALCULO

En las tablas 12.1 a 12.4 se muestran los resultados obtenidos en la predicción del comportamiento inicial detenidos en la predicción del comportamiento inicial de un yacimiento con segregación de aceite y gas. Las características principales de dicho yacimiento son:

$$V_{poi} = 12.08 \times 10^6 \text{ m}^3_p; \quad S_{wc} = 0.04; \quad \alpha = 3.5^\circ \quad \text{sen } \alpha = 0.0588$$

$$S_{os} = 0.46; \quad \gamma_o = 0.910; \quad \gamma_g = 0.746; \quad K = 2430 \text{ m. darcies}$$

$$m_p = 0$$

TABLA 12.1.- VALORES DE LAS FUNCIONES DE LA PRESION

1	2	3	4	5	6	7	8	9
p	\bar{p}	$X_p \times 10^3$	$Z_p \times 10^3$	$F_3 \times 10^3$	$F_4 \times 10^3$	$F_6 \times 10^3$	ρ_o	ρ_g
(kg/cm ²)							(gr/cm ³)	(gr/cm ³)
173.6								
168.7	171.1	2.6099	-5.8314	0.8447	58.570	3.7278	0.69616	0.0697
161.7	164.1	2.7166	-6.0590	0.8480	60.206	3.8886	0.69968	0.0671
154.7	158.1	2.8645	-6.3363	0.8532	62.368	4.0920	0.70401	0.0639
147.7	151.1	3.0224	-6.6464	0.8584	67.715	4.3211	0.70833	0.0606
140.6	144.1	3.1916	-6.9750	0.8635	67.261	4.5585	0.71250	0.0574

Explicaciones:

a) Los valores de las funciones X_p , Z_p , F_3 , F_4 y F_6 se obtienen a partir de datos del análisis PVT, aplicando las ecuaciones correspondientes.

b) Los valores de ρ_o y ρ_g se obtienen según se explica en el inciso 12.4.1.

TABLA 12.2.- CALCULO DEL CAMBIO EN LA SATURACION DE ACEITE POR EFECTO DEL EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO (ΔS_o)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ρ (kg/cm ²)	$\bar{\rho}$	S_o	S_g	$\frac{K_g}{K_o}$	F_4 ($\frac{kg}{ko}$)	$(X\rho+(6))$ $\times 10^3$	$(3) \times (8)$	$Z\rho S_g$ $\times 10^3$	mS_1	$mS_1 F_6$ $\times 10^3$	$\frac{\mu_o}{\mu_g}$	$1+(6)(13)$	ΔS_o
173.6	171.1	0.9600	0.000	0.0000	0.0	2.6099	2.510	0	0.0000	0.000	69.5	1.0000	0.0123
168.7	164.1	0.9477	0.0123	0.0000	0.0	2.7166	2.572	-0.0742	0.0000	0.000	71.0	1.0000	0.0185
161.7	158.1	0.9291	0.0309	0.0001	6.2	2.8707	2.783	-0.196	0.0000	0.000	73.1	1.0073	0.0207
154.7	151.1	0.9098	0.0502	0.0007	45.3	3.0677	2.791	-0.334	0.0013	0.0056	75.4	1.0530	0.0208
147.7	144.1	0.8913	0.0687	0.0015	100.9	3.2925	2.935	-0.479	0.0050	0.0229	77.9	1.1169	0.0215
140.6		0.8758	0.0842	0.0025									

Explicaciones:

- Columna (4): $S_g = 1 - S_w - S_o$
- Columna (5): Se obtiene en función de S_g
- Columna (10): Tomado de la tabla 12.3, Col. 14
- Columna (14): Ec. 12.4

TABLA 12.3.- CALCULO DEL CAMBIO EN LA SATURACION DE ACEITE POR SEGREGACION (ΔS_o)_{seg}

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
p (kg/cm ²)	\bar{p}	$\frac{kg}{\mu g}$	$\frac{k_o}{\mu_o}$	$\frac{.835 \sin \alpha}{Bo} (\rho_o - \rho_g)$	A ₁ (m ²)	q _{om} (m ³ /d/a)	$\frac{k_o}{\mu_o Bo}$	n	q _{ot}	$\frac{q_{om}}{q_{ot}}$	$\Delta S'_o - S_{o1} (1 - \frac{Bo_2}{Bo_1})$	mS ₁	mS ₂	ΔS_{om}
173.6														
168.7	171.1	0.0	3390	221	24700	0	2600	13	618.8	0.000	0.0136	0.0000	0.0000	0.0000
161.7	164.1	0.0	3070	224	24700	0	2370	13	564.2	0.000	0.0129	0.0000	0.0000	0.0000
154.7	158.1	34.3	2790	227	24700	20.7	2160	13	513.5	0.0403	0.0151	0.0000	0.0013	0.0006
147.7	151.1	115.0	2530	232	24700	71.1	1975	13	469.3	0.152	0.0153	0.0013	1.0050	0.0023
140.6	144.1	255.5	2316	236	24800	166.0	1825	13	434.2	0.382	0.0160	0.0050	1.0202	0.0062

145

Explicaciones:

- Columnas (3) y (4): Los valores de kg y ko se obtuvieron a partir de determinaciones de laboratorio (gráficas de Sg vs kg y So vs ko)
- Columna (6): Se considera que el área expuesta a la segregación es la que existe al principio del período. Esta área se obtiene como se indica en el inciso 12.4.2
- Columna (7): Ec. (12.8)
- Columna (9): El número de pozos productores se obtiene de acuerdo con la posición del c/g-o
- Columna (11): Ec. (12.7)
- Columna (13): El valor de mS₁ está tomado de la columna (14)
- Columna (14): Ec. (12.9)
- Columna (15): Ec. (12.24)

TABLA 12.4.- CALCULOS SOBRE LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON SEGREGACION

p (kg/cm)	\bar{p}	S_{o1}	$\Delta S'_o$	ΔS_{om}	S_{o2}	ΔNp $\times 10^{-3} (m^3)$	Δt (días)	R_s	R
173.6	171.1	0.9600	0.000		0.9600	---		84.9	84.9
168.7	164.1	0.9477	0.0123	0.0000	0.9477	126	204	82.1	82.10
161.7	158.1	0.9291	0.0186	0.0000	0.9291	120	213	78.7	79.93
154.7	151.1	0.9098	0.0199	0.0006	0.9098	142	277	75.5	83.95
147.7	144.1	0.8913	0.0208	0.0023	0.8913	144	307	72.1	89.98
140.6		0.8758	0.0217	0.0062	0.8758	151	348	68.7	97.89

Explicaciones:

- a) Columna (6): Ec. (12.11)
- b) Columna (7): Ec. (12.5)
- c) Columna (8): Ec. (12.12)
- d) Columna (10): Ec. (12.6)

13. EVALUACION DE LA ENTRADA DE AGUA A LOS YACIMIENTOS

13.1 INTRODUCCION

La entrada natural de agua puede presentarse en un yacimiento, como se indicó anteriormente, bajo la influencia de la expansión volumétrica del agua contenida en la formación almacenante, o bien por flujo hidráulico proveniente de la infiltración de agua en el afloramiento de la formación. El comportamiento de la presión de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción, por lo que es fundamental determinar la magnitud de dicha entrada de agua. Esta determinación puede obtenerse por métodos diversos, a partir de datos recopilados de la historia de producción del yacimiento.

13.2 CLASIFICACION DE LOS ACUIFEROS

Los acuíferos se clasifican en: 1.- infinitos; 2.- limitados; 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 al explotarse el yacimiento. En las Figs. 13.1, 13.2 y 13.3 se presenta la distribución de presiones existente en yacimientos y acuíferos de acuerdo con la clasificación anterior.

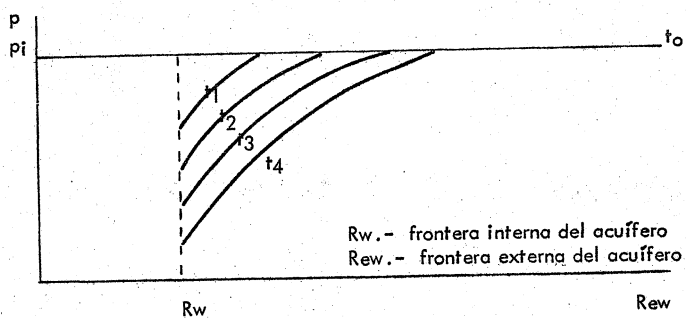


Fig. 13.1.- Distribución de presiones a diferentes tiempos en un acuífero infinito (flujo radial).

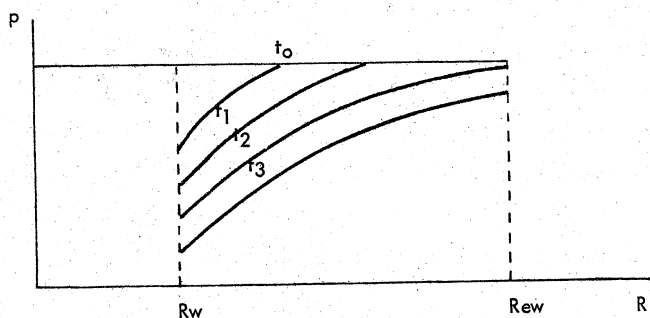


Fig. 13.2.- Distribución de presiones en un acuífero finito o limitado.

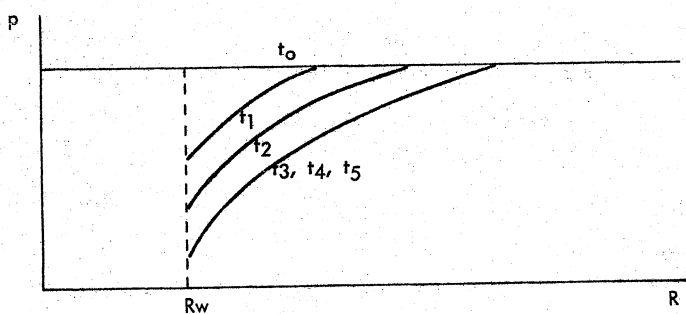


Fig. 13.3.- Distribución de presiones en un acuífero que aflora y en el que alcanza flujo en régimen permanente.

13.3 DETERMINACION DE LA ENTRADA ACUMULATIVA DE AGUA AL YACIMIENTO

Además del procedimiento explicado en el inciso 5.4.1, la entrada de agua a un yacimiento puede obtenerse, si se conoce N y m , aplicando la E.B.M. en la forma:

$$W_e = N_p \left[B_t + B_g (R_p - R_{si}) \right] + W_p B_w - N (B_t - B_{ti}) - Nm B_{ti} \left(\frac{B_g - 1}{B_{gi}} \right) \quad (13.1)*$$

El volumen de agua así calculado, se relaciona con la historia de presión del yacimiento para obtener, a intervalos de tiempos fijos, 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.

13.4 EVALUACION DEL EMPUJE HIDRAULICO

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que representa 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 yacimiento - (contacto agua aceite) y t el tiempo de explotación. Las ecuaciones que generalmente se emplean, para predecir el ritmo de invasión de agua del acuífero son:

* Para yacimientos bajosaturados la ecuación es:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N B_{oi} C_e \Delta p$$

a) Ecuación de Schilthuis.

$$W_e = K \int_0^t (p_i - p) dt \quad (13.2)$$

En esta ecuación, basada en la ecuación de Darcy, K es una constante de proporcionalidad que comprende la permeabilidad de la formación, la viscosidad del agua y el área de invasión en la frontera del yacimiento; p_i es la presión inicial del yacimiento (equivalente a la presión en la frontera externa del acuífero); y p , como se indicó, es la presión en la frontera interna del acuífero. La ecuación de Schilthuis representa el comportamiento de acuíferos con flujo en régimen permanente.

b) Ecuación simplificada de Hurst.

$$W_e = C \int_0^t \frac{(p_i - p) dt}{\log at} \quad (13.3)$$

Esta expresión considera en cierta forma el incremento gradual del radio de drenaje del acuífero, mediante la introducción en el denominador de la ecuación (13.2) del logaritmo de una constante por el tiempo.

c) Ecuación de Van Everdingen y Hurst.

Estos autores 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 sus desarrollos supusieron: (1) las fuerzas gravitacionales tienen un efecto despreciable en el flujo; (2) la formación es homogénea y simétrica radialmente; (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 que invade al yacimiento.

La ecuación propuesta es:

$$W_e = B \sum_0^t \bar{Q}(t) \Delta p \quad (13.4)$$

Donde:

$$B = \frac{2 \pi \phi C_e R_w^2 h}{5.615} \left[\frac{b1}{1b/pg^2} \right] \quad (13.5)$$

$\bar{Q}(t)$ es la entrada de agua indimensional, que es función del tiempo dimensional, t_D , el cual está relacionado con el tiempo real por:

$$t_D = \frac{.00632 k t}{\phi \mu c R_w^2} \quad (13.6)$$

Donde: k (md) ; t (días) ; μ (c.p) ; ϕ (vol/vol) ; R_w (pies) --
 C_e (1b/pg²)⁻¹

Los valores de $\bar{Q}(t)$ pueden obtenerse, a partir de t_D , mediante tablas o figuras elaboradas al respecto. El procedimiento para aplicar este método se detalla en el libro: "Applied Petroleum Reservoir

Engineering" de Craft y Hawkins. En estos apuntes no se profundiza en este método, porque existe otro procedimiento similar simplificado - propuesto por L.T. Stanley - que proporciona resultados equivalentes.

d) Ecuación de L.T. Stanley.

$$We = C \sum_0^t \Delta p (\bar{t})^\alpha \quad (13.7)$$

Stanley observó que las curvas de $Q(t)$ vs. t_D , para los casos de entrada de agua radial o lineal, determinadas por Hurst y Van Everdingen, pueden relacionarse mediante las expresiones siguientes:

$$Q(t) = (\bar{t})^{-0.8} \quad \text{para flujo radial} \quad (13.8)$$

$$Q(t) = (\bar{t})^{0.5} \quad \text{para flujo lineal} \quad (13.9)$$

Esta similitud indica que el comportamiento de los acuíferos aludidos queda representado por una simple función exponencial del tiempo indimensional y que los incrementos unitarios de éste pueden seleccionarse en forma arbitraria. La ecuación (13.7) se obtuvo, por lo tanto, sustituyendo la (13.8) o (13.9) en la (13.4). El valor del exponente variará entre los límites de 0.5 y 0.8, dependiendo del tipo de flujo; 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 $(\bar{t})^\alpha$ permanecerá constante a partir de cierto periodo de explotación, a semejanza del caso presentado por Hurst y Van Everdingen, en que los gastos adimensionales se mantienen constantes a partir de determinado tiempo indimensional.

13.5 APLICACION DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICION

En la determinación de la entrada de agua a los yacimientos se emplea el principio de superposición, considerando que la variación de la presión del yacimiento puede representarse en forma aproximada por una serie de reducciones o incrementos de presión repentinos alternados, como se indica en la Fig. 13.4. 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 a un yacimiento con presión inicial p_i , al que repentinamente se le abate su 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 del acuífero ($K/\mu \phi C_v$). Supóngase que a un tiempo t_1 se provoque un segundo abatimiento de presión, también repentino, $\Delta p_2 = p_1 - p_2$ (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, como se ilustra en la Fig. 13.5, donde para simplificar se ha considerado $\Delta p_1 = \Delta p_2$ y $t_2 = 2t$. 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 otras curvas. De esta manera el principio de superposición aplicado en el ejemplo en la columna (7) de la tabla 13.4 para el periodo 3, se expresa según la siguiente ecuación:

$$\sum_0^3 \Delta p (t)^{0.8} = \Delta p_1 \times (\bar{t})_3^{0.8} + \Delta p_2 \times (\bar{t})_2^{0.8} + \Delta p_3 \times (\bar{t})_1^{0.8}$$

O sea: $\quad = 0.65 \times 2.408 + 2.95 \times 1.741 + 4.65 \times 1.000 = 11.351$

Puesto que la primer caída de presión, de 0.65 kg/cm^2 , considerada que ocurrió bruscamente, ha estado actuando durante tres periodos, la 2a. caída de presión durante 2 periodos, y el tercer abatimiento ha actuado exclusivamente durante el último periodo.

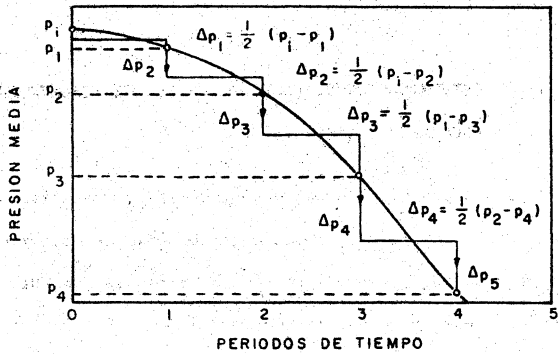


FIG.13.4-Arreglo de presiones empleado para representar aproximadamente la historia de presión del yacimiento

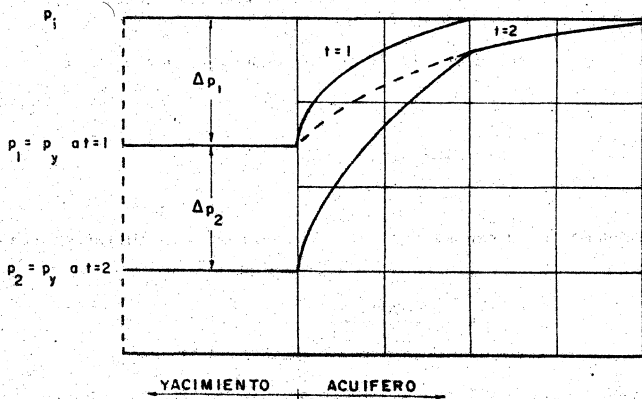


FIG.13.5- Distribucion de presiones en un acuífero debido a dos abatimientos de presión iguales, impuestas a intervalos iguales de tiempo

13.6 DETERMINACION DE LA ECUACION QUE REPRESENTA LA ENTRADA DE AGUA A UN YACIMIENTO

La ecuación de balance de materia, resuelta a sucesivos períodos de tiempo, permite relacionar los valores obtenidos de la entrada de agua W_e , con la presión en la frontera a cualquier tiempo. En las columnas 1 a 4, de la tabla 13.1, se muestran los valores obtenidos de estas relaciones, en un yacimiento tomado como ejemplo, para establecer la ecuación que representa el comportamiento de su acuífero. En este caso se consideran períodos de explotación de 6 meses.

13.6.1 Prueba de la ecuación de Schilthuis

La ecuación (13.2) en forma de diferenciales, es:

$$\frac{d W_e}{dt} = K (p_i - p) \quad (13.10)$$

Despejando K y expresando esta ecuación en diferencias finitas:

$$K = \frac{\Delta W_e}{(p_i - p) \Delta t} \quad (13.11)$$

Aplicando esta expresión se obtuvieron los valores de K para los seis períodos en que se dividió la historia de explotación del yacimiento. Los resultados obtenidos en los cálculos se muestran en las Col. (5) a (8) de la tabla 13.1. La Col. (5) indica los valores de los volúmenes de agua que entraron al yacimiento en cada período.

TABLA 13.1.- PRUEBA DE LA ECUACION DE SCHILTHUIS

$$\left(K = \frac{\Delta W_e}{(p_i - p) \Delta t} \right)$$

(1) t (años)	(2) t (días)	(3) Presión en la frontera (Kg/cm ²)	(4) W _e (m ³ _w) con Ec. 13.1	(5) ΔW _e (m ³ _w)	(6) p _i - p	(7) 182 x (6)	(8) K = (5)/(7)
0	0	267.1	0	0	0	0	
0.25		266.7					
0.50	182	265.8	3940	3940	0.4	72.0	54.1
0.75		263.9					
1.00	365	261.2	27340	23400	3.2	582.4	40.2
1.25		259.1					
1.50	547	256.5	76310	48970	8.0	1456.0	33.6
1.75		253.1					
2.00	730	249.8	155480	79170	14.0	2548.0	31.07
2.25		247.7					
2.50	912	245.4	256910	101430	19.4	3530.8	28.73
2.75		242.0					
3.00	1095	240.6	379640	122730	25.1	4518.0	27.16

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 período de explotación considerado. En la Col. (7) se muestran los valores del denominador de la Ec. (13.11), en que $\Delta t = 182$ días. Los valores de K, Col. (8), indican que el comportamiento de la entrada de agua no queda representado, en este caso, por la ecuación de Schilthuis.

13.6.2 Prueba de la ecuación modificada de Hurst

Como no se obtuvieron valores de K constantes, al probar la Ec. (13.2), se usarán ahora los datos de la tabla 13.1 en la Ec. (13.3), que es:

$$W_e = C \int_0^t \frac{(p_i - p) dt}{\log at} \quad (13.3)$$

$$\frac{d W_e}{dt} = \frac{C (p_i - p)}{\log at} \quad (13.12)$$

Para probar esta ecuación se determinarán los valores de las constantes C y a.

Según la Ec. (13.10) de Schilthuis.

$$\frac{d W_e}{dt} = K (p_i - p) \quad (13.13)$$

Comparando esta Ec. con la anterior (13.12), se establece la igualdad:

$$K = \frac{C}{\log at} \quad (13.14)$$

$$\therefore K \log at = C$$

$$y \quad K \log a + K \log t = C \quad (13.15)$$

En esta Ec. $\log a$ y C son constantes; K , según se vió, varía. Para n periodos de explotación se tiene la suma:

$$\log a \sum K_i + \sum (K_i \log t_i) = nC \quad (13.16)$$

Para obtener otra expresión con a y C , se multiplica (13.15) por t :

$$Kt \log a + K t \log t = Ct \quad (13.17)$$

La suma, para n intervalos, es:

$$\log a \sum K_i t_i + \sum (K_i t_i \log t_i) = C \sum t_i \quad (13.18)$$

Resolviendo simultáneamente las Ecs. (13.16) y (13.18) se obtienen a y C . Los cálculos necesarios para obtener los coeficientes de las Ecs. (13.16) y (13.18), se muestran en la tabla 13.2.

TABLA 13.2.- OBTENCIÓN DE LOS COEFICIENTES DE LAS ECS. (13.16) y (13.18).

(1) tiempo (años)	(2) k_i	(3) t_i (días)	(4) $\log t_i$	(5) $K_i t_i$	(6) $K_i t_i \log t_i$	(7) $k_i \log t_i$
0						
0.50	54.1	182	2.262	9 846	22 272	122.37
1.00	40.2	365	2.563	14 673	37 607	103.03
1.50	33.6	547	2.739	18 379	50 340	92.03
2.00	31.1	730	2.864	22 703	65 021	89.07
2.50	28.7	912	2.960	26 174	77 475	84.95
3.00	27.2	1 095	3.040	29 784	90 543	82.69

$$\sum \quad 214.9 \quad 3 \ 831 \quad \quad \quad 121 \ 559 \quad 343 \ 258 \quad 574.14$$

Sustituyendo los valores de estos coeficientes en las ecuaciones anteriores:

$$214.9 \log a + 574.14 = 6 C \quad (13.19)$$

$$121 \ 559 \log a + 343 \ 258 = 3831 C \quad (13.20)$$

Resolviendo se obtiene: $C = 42.325$ y $a = 0.0324$. Por lo tanto, sustituyendo en (13.3):

$$W_e = 42.325 \sum_0^t \frac{(p_i - p) 182}{\log 0.0324 t} \quad (13.21)$$

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 con la ecuación de balance de materia, Col. (4) tabla 13.1. Los cálculos correspondientes a esta comprobación se muestran en la tabla 13.3, observándose que los resultados coinciden, con aproximación aceptable, con los obtenidos con la E.B.M.

TABLA 13.3 PRUEBA DE LA ECUACION MODIFICADA DE HURST

$$W_e = c \sum_0^t \frac{(p_i - p) \Delta t}{\log at}$$

$$\alpha = 0.0324$$

(1) t(años)	(2) t(días)	(3) log at	(4) (p _i -p)	(5) $\frac{182 (p_i - p)}{\log at}$	(6) \sum_0^t (5)	(7) W _e = c (6)
0	0		0	0		0
0.50	182	0.7701	0.4	94.53	94.53	4 001
1.00	365	1.0722	3.2	543.18	637.71	26 991
1.50	547	1.2490	8.0	1 152.92	1 790.63	75 788
2.00	730	1.3737	14.0	1 854.84	3 645.84	154 310
2.50	912	1.4705	19.4	2 401.09	6 046.56	255 921
3.00	1 095	1.5374	25.1	2 971.38	9 017.94	381 684

13.6.3.- Prueba de la ecuación de Stanley

En la tabla 13.4 se muestran los cálculos obtenidos al aplicar el método de Stanley, para determinar la constante de entrada de agua en la ecuación de la forma: $W_e = C \sum \Delta_p (\bar{t})^\alpha$. Se usó un valor de $\alpha = 0.8$, obteniéndose valores de C muy semejantes a partir del segundo período, Col. (8). El valor promedio de C, para esos períodos, resultó de 6 735, quedando la ecuación:

$$W_e = 6\,735 \sum \Delta_p (\bar{t})^{0.8}$$

TABLA 13.4 OBTENCIÓN DE LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA POR EL MÉTODO DE STANLEY

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)*	(6)	(7)	(8)
\bar{t}	t (días)	p (kg/cm ²)	W_e (m ³ _w)	Δp	$(\bar{t})^\alpha$	$\sum \Delta p (\bar{t})^\alpha$	C
0	0	267.1	0	0	0	0	
1	182	265.8	3940	0.65	1.000	0.65	6061
2	365	261.2	27340	2.95	1.741	4.082	6698
3	547	256.5	76310	4.65	2.408	11.351	6728
4	730	249.8	155480	5.70	3.031	22.870	6798
5	912	245.4	256910	5.55	3.624	37.968	6766
6	1095	240.6	379640	4.60	4.193	56.755	6690

* $\Delta p = \frac{P_i - P_{i+1}}{2}$ para el primer período, y:

$\Delta p = \frac{P_{j-2} - P_j}{2}$ para los períodos siguientes.

13.7 DETERMINACION SIMULTANEA DE N Y C EN YACIMIENTOS BAJO-SATURADOS

13.7.1 Datos necesarios.

Los datos requeridos para determinar N y C son:

- (a) Datos obtenidos de la historia de producción, como son: p , N_p y W_p al final de cada periodo de tiempo.
- (b) Datos relativos a las propiedades de los fluidos y características del yacimiento, como son: p_i , p_b , c_e , B_w y $B_o = B_o(p)$

13.7.2 Ecuaciones:

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w - N B_{oi} C_e \Delta p \quad (13.23)$$

$$W_e = C \sum \Delta p (\bar{t})^{\alpha} \quad (13.24)$$

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{1 - S_w} \quad (13.25)$$

$$\Delta p = p_i - p_j \quad (13.26)$$

$$\Delta p = \frac{p_{j-2} - p_j}{2} \quad (13.27)$$

$$\text{Para el primer periodo: } \Delta p = \frac{p_i - p_{i+1}}{2} \quad (13.28)$$

13.7.3 Pasos en la determinación de N y C.

1.- A partir de la fecha inicial de producción, considere periodos de explotación (de 3 ó 6 meses cada uno) y enumérelos. El número de periodo corresponde también al tiempo indimensional (\bar{t}).

2.- Con datos de la historia del comportamiento del yacimiento obtenga, para cada periodo, los valores correspondientes de p , N_p y W_p , así como los de B_0 , $N_p B_0$, $W_p B_w$, Δ_p y Δ'_p .

3.- Calcule $(\bar{t})^\alpha$ para cada periodo, considerando $\alpha = 0.8$

4.- Aplicando el teorema de superposición, determine para cada periodo los valores de: $\sum \Delta_p (\bar{t})^\alpha$

5.- Suponga un valor de N y obtenga, para cada periodo, W_e por medio de la ecuación (13.23).

6.- Calcule el valor de C para cada periodo, por medio de la expresión (13.24).

7.- Repita los pasos 5 y 6 suponiendo diferentes valores de N.

8.- Grafique C vs \bar{t} para los valores de N supuestos

9.- Seleccione 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 bien definida en los valores de C , repita el procedimiento calculando el paso 3, usando $\alpha = 0.5$.

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 periodo o tiempo - indimensional los valores de $(\bar{t})^\alpha$ permanecen constantes.

13.8 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. El procedimiento consiste en suponer valores de N , obtener W_e a diferentes períodos de tiempo y calcular el valor correspondiente de C mediante la Ec. (13.24). En este caso W_e se determina con la ecuación:

$$W_e = N(B_t - B_{ti}) + NmB_{ti} \left(\frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) - Np \left[B_o + Bg(R_p - R_s) \right] - W_p B_w \quad (13.29)$$

En el capítulo siguiente se indica otra forma de evaluar N y C mediante la expresión de la ecuación de balance en forma de línea recta.

13.9 D I S C U S I O N

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 hacia el 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. Mientras no exista un abatimiento de presión en la frontera yacimiento-acuífero, no habrá invasión de agua, aunque la presión media del yacimiento muestre abatimientos considerables.

Las presiones empleadas en los cálculos de entrada de agua deberán ser, por esta razón, las que prevalecen en la frontera del yacimiento; sin embargo dada la dificultad que existe para determinar éstas, comunmente se utilizan las presiones medias del yacimiento, observándose en algunos casos que se reduce la precisión en los resultados, obteniéndose 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-aceite.

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. También en este caso se requerirá un período 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 período o 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 indimensional 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 drene 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 siguientes razones:

1.- La ecuación de balance de materia, utilizada para obtener el volumen original de hidrocarburos, ha sido derivada considerando al yacimiento como una unidad. Durante los periodos de explotación iniciales al campo estará parcialmente desarrollado, lo cual impedirá estimar propiamente 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 la ecuación aludida (Ecs. (4.13) y (5.7)) tienden a cero, 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 subsecuentes, desechando aquéllos que no muestren una tendencia uniforme.

Por otra parte el acuífero no 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 bajosaturado 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.

14. REPRESENTACION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA EN FORMA DE LINEA RECTA

14.1 INTRODUCCION

D. Havlena y S. Odeh, desarrollaron un procedimiento para representar gráficamente y en forma de línea recta, la ecuación de balance de materia. Este método proporciona un significado dinámico al análisis de la ecuación aludida, permitiendo evaluar el volumen original de aceite, el del gas y la entrada de agua al yacimiento.

14.2 SOLUCION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO

La ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite saturado es:

$$N_p \left[B_t + B_g(R_p - R_{si}) \right] + W_p B_w = N (B_t - B_{tj}) + N_m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e \quad (14.1)$$

El miembro de la izquierda representa la producción neta de fluidos en el yacimiento y se representará por F . El miembro de la derecha incluye los efectos de la expansión del aceite y del gas libre. El último término representa la entrada de agua, expresada por:

$$W_e = c \sum \Delta p (\bar{t})^n$$

Para yacimientos saturados la ecuación de balance de materia puede expresarse en la forma siguiente:

$$F = N E_0 + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g + C \sum \Delta p (t)^\alpha \quad (14.2)$$

Donde: $E_0 = (B_t - B_{ti})$ y $E_g = (B_g - B_{gi})$

A continuación se presentan algunas formas de representar por una recta la ecuación (14.2). Las curvas se construyen graficando puntos, que se obtienen para diferentes producciones acumulativas.

14.2.1 NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO, NI CASQUETE DE GAS ORIGINAL

$$F = N E_0 \quad (14.3)$$

Una gráfica de F vs E_0 proporcionará una recta que pasa por el origen, siendo N la pendiente, Fig. 14.1

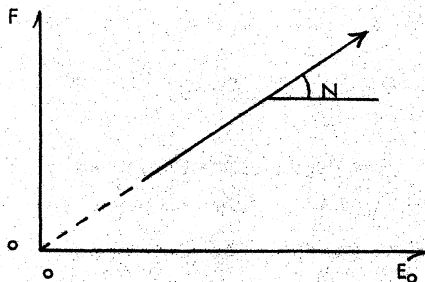


Fig. 14.1.- F Vs E_0

14.2.2 NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO, SE CONOCE m

$$F = N \left(E_o + m \frac{Bt_i}{Bg_i} E_g \right) \quad (14.4)$$

Graficando F vs $\left(E_o + m \frac{Bt_i}{Bg_i} E_g \right)$ se obtendrá una recta - que pasa por el origen, con una pendiente igual a N .

14.2.3 NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO, N y m DESCONOCIDOS

La ecuación puede expresarse en 2 formas - resultando 2 mé todos de solución - ecuaciones (14.4) y (14.5)

$$\frac{F}{E_o} = N + G \frac{E_g}{E_o} \quad (14.4)$$

Donde: $G = N m \frac{Bt_i}{Bg_i}$ = Volumen del gas libre original.

Una gráfica de $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{E_g}{E_o}$ proporcionará una recta, siendo N la ordenada al origen y G la pendiente, Fig. 14.2.A

$$F = N \left(E_o + m \frac{Bt_i}{Bg_i} E_g \right) \quad (14.5)$$

En el segundo procedimiento se supone un valor de m y se grafica - F vs $\left(E_o + m \frac{Bt_i}{Bg_i} E_g \right)$. Si la suposición de m es correcta, al graficar se obtendrá una recta, que pasa por el origen, con una pendiente N ; si el valor supuesto es pequeño, la línea mostrará una curvatura hacia arriba; en cambio, si el valor supuesto de m es grande, la

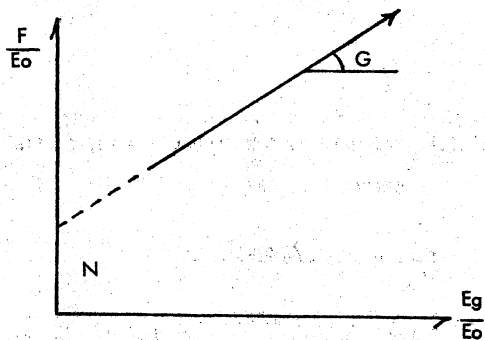


Fig. 14.2.A.- $\frac{F}{E_o}$ Vs $\frac{E_g}{E_o}$

línea tendrá una curvatura hacia abajo. Fig. 14.2.B.

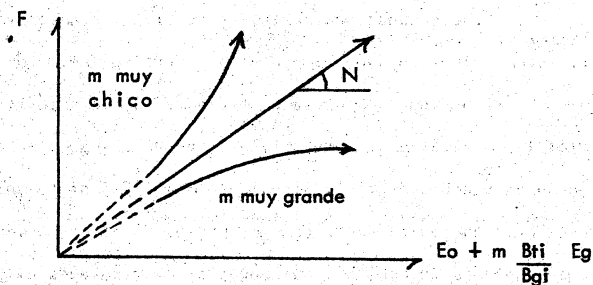


Fig. 14.2.B.- F Vs $E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g$

Se supondrán varios valores de m , hasta que la gráfica resulte una recta. Como se podrá observar la solución por la ecuación (14.5) es mejor que la solución por la ecuación (14.4), que especifica que la línea debe partir del origen. Sin embargo se recomienda usar ambos métodos en cualquier caso, como comprobación.

14.2.4 YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO SIN CASQUETE

ORIGINAL DE GAS

$$\frac{F}{E_o} = N + C \frac{\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha}{E_o} \quad (14.6)$$

Calculando $\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha$ y graficando $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha}{E_o}$, se obtendrá una recta, siendo N la ordenada al origen y C la pendiente, siempre que la suposición de la geometría del acuífero sea correcta.

Para obtener una recta, se tendrán que hacer varios ensayos. Como primer ensayo suponga un acuífero infinito con empuje radial. Si se obtiene una curva en forma de S , la suposición de flujo radial ($\alpha = 0.8$) es incorrecta, así que debe suponerse a continuación la existencia de flujo lineal, ($\alpha = 0.5$); si se obtiene una curva hacia abajo, el valor de $\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha$ es muy grande, por lo que se supondrá un acuífero más pequeño, disminuyendo el periodo a partir del cual $(\bar{t})^\alpha$ permanece constante. Si se obtiene en la gráfica una curva hacia arriba, el valor de $\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha$ es pequeño y se deberá suponer un acuífero más grande, aumentando el periodo a partir del cual $(\bar{t})^\alpha$ permanece constante. Fig. 14.3.A.

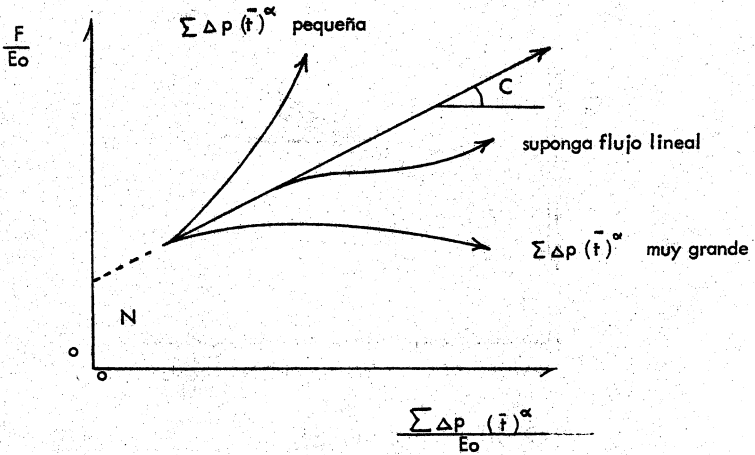


Fig. 14.3.A.- $\frac{F}{E_o}$ Vs $\frac{\sum \Delta p(\bar{t})^\alpha}{E_o}$

14.2.5 YACIMIENTOS SIN CASQUETE DE GAS CON ACUIFERO PEQUEÑO

En este caso la entrada de agua puede representarse por cualquiera de estas expresiones: $W_e = C \sum \Delta p(\bar{t})^\alpha$, o por la más simple, pero aproximada. $W_e = WC_w \Delta p$, donde $\Delta p = p_i - p$ y W es el volumen de agua en el acuífero, suponiendo que existen condiciones de entrada de agua en régimen permanente.

La EBM queda:

$$\frac{F}{E_o} = N + W \frac{C_w \Delta p}{E_o} \quad (14.7)$$

Graficando $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{\Delta p}{E_o}$ se obtendrá una recta, siendo la ordenada al origen N y WC_w la pendiente. Los puntos se graficarán hacia atrás (en forma inversa) como se muestra en la Fig. 14.3.B.

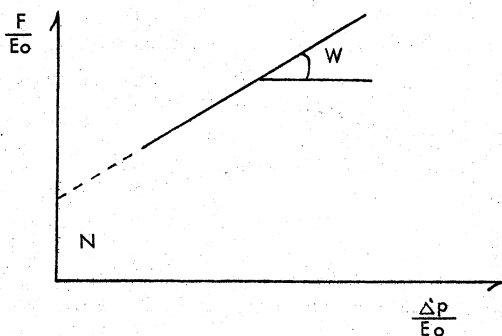


Fig. 14.3.B.- $\frac{F}{E_o}$ Vs $\frac{\Delta p}{E_o}$

La inversión en la secuencia de los puntos se debe a que E_o aumenta más rápidamente que Δp . Entonces $\frac{\Delta p}{E_o}$ disminuye cuando la presión disminuye. Como WC_w es una constante positiva y está dada por la pendiente de la recta, entonces el valor de $\frac{F}{E_o}$ también de crece cuando la presión disminuye; por lo tanto los puntos deben graficarse en secuencia inversa.

En este caso, si se desprecia la entrada de agua, cuando se verifican los cálculos, el valor resultante de $\frac{F}{E_o}$, que es igual al valor de N aparente, disminuirá con el tiempo.

La secuencia que se sigue al graficar los puntos puede invertirse al ocurrir un cambio de régimen de flujo en el acuífero o al manifestarse su limitación. También puede invertirse temporalmente la secuencia cuando se observa un cambio apreciable en el programa de explotación. En estos casos los puntos permanecen en la misma recta si se usan los parámetros correctos.

14.2.6 EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE DE GAS CONOCIDO

$$\frac{F}{E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g} = N + C \frac{\Delta p (\bar{r})^{\alpha}}{E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g} \quad (14.8)$$

Si se grafica el miembro izquierdo de esta ecuación vs el término variable del miembro derecho, se obtendrá una recta, si la suposición de la geometría del acuífero es correcta.

Si la línea no es recta se aplicarán los principios discutidos en el caso 14.2.4.

14.2.7 YACIMIENTOS CON ACUIFERO MUY PEQUEÑO Y CASQUETE DE GAS CONOCIDO

$$\frac{F}{E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g} = N + W \frac{C_w \Delta p}{E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g} \quad (14.9)$$

Una gráfica del miembro izquierdo de la Ec. (14.9) contra el término que contiene W , proporcionará una recta. Los puntos se graficarán inversamente, como en la Fig. 14.3.8. Antes de cerrar la sección de empuje hidráulico, se debe puntualizar que no es necesario conocer la geometría del sistema. Si se consigue determinar la expresión de valores de $(\bar{r})^{\alpha}$ que satisfaga la linealidad de la gráfica se obtendrá una solución aceptable.

De esta manera teóricamente es posible encontrar más de un juego de propiedades del acuífero, que resuelvan el problema. Sin embargo, los valores de N y de W_e calculados para cada caso serán iguales.

14.2.8 EMPUJE HIDRAULICO, CASQUETE ORIGINAL DE GAS Y N SON DESCONOCIDOS

La solución de este caso no se aborda, debido a que se requiere una extraordinaria precisión en los datos, lo cual limita su aplicación práctica.

14.3 SOLUCION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

14.3.1 YACIMIENTOS SIN EMPUJE HIDRAULICO

$$N_p B_o = N B_{oi} C_e \Delta p \quad (14.10)$$

Si se grafica $N_p B_o$ vs $B_{oi} \Delta p C_e$ se obtendrá una recta que pasa por el origen, siendo N la pendiente, y $\Delta p = p_i - p$.

14.3.2 YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} C_e \Delta p} = N + C \frac{\sum \Delta p(t)^{\alpha}}{B_{oi} C_e \Delta p} \quad (14.11)$$

El procedimiento es similar al indicado en el caso 14.2.4 la sección de yacimientos saturados. Una gráfica del miembro izquierdo de la

ecuación contra el término de C del lado derecho, proporcionará una recta, siendo N la ordenada al origen y C la pendiente. Si la gráfica no es recta, deberá procederse como se indica en el caso 14.2.4.

14.4 SOLUCION DE LA ECUACION DE BALANCE PARA YACIMIENTOS DE GAS

14.4.1 YACIMIENTOS SIN ENTRADA DE AGUA

$$G_p B_g = G E_g \quad (14.12)$$

Graficando $G_p B_g$ vs E_g se obtendrá una recta que pasa por el origen, siendo G la pendiente.

14.4.2 YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{E_g} = G + C \frac{\sum \Delta p(\bar{t})^{\alpha}}{E_g} \quad (14.13)$$

Graficando el miembro de la izquierda de esta ecuación contra $\frac{\sum \Delta p \bar{t}^{\alpha}}{E_g}$, se obtiene una recta, siendo G la ordenada al origen, y C la pendiente. El procedimiento de análisis es igual al de la sección de yacimientos saturados, 14.2.4.

14.5 DISCUSION GENERAL

Frecuentemente se observó que los puntos calculados para las primeras etapas de explotación no se alinean con los puntos posteriores. Esto es ocasionado por imprecisión en los datos (PVT, presiones, producciones). En tales casos estos puntos no se toman en cuenta al tratar de delinear la recta y pueden ser excluidos en todos los análisis siguientes.

Los resultados obtenidos dependerán de la cantidad y calidad de los datos, así como de la experiencia, juicio e ingenio del analista.

El método de la línea recta 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 existentes de levantamientos de presión, hasta lograr la linealidad buscada.

15. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON ENTRADA DE AGUA.

15.1 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. La predicción comprende la estimación 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.

15.2 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEÍTE BAJO SATURADO CON EMPUJE HIDRAULICO.

15.2.1 Información requerida:

A.- Datos de los fluidos y propiedades de la formación;
Factor de volumen del aceite Vs. presión; compresibilidades del aceite, del agua y de la formación.

B.- Datos sobre la historia del comportamiento del yacimiento: Producciones de aceite, gas y agua, relacionadas con las presiones y el tiempo de explotación.

C.- Datos geológicos: Estos datos incluyen: El volumen original de aceite @ c.s. (N): la saturación de agua intersticial; la porosidad; las posiciones inicial y posteriores del contacto agua aceite; la localización de los pozos en el yacimiento; y la relación que existe entre el volumen de roca y la altura sobre el contacto agua aceite inicial. 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 invadida, a diferentes presiones de desplazamiento. También se requiere conocer la eficiencia volumétrica del desplazamiento, El valor de esta eficiencia debe estimarse a partir del volumen de roca invadido 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.

15.2.2 Ecuaciones usadas

A. Ecuación de balance de materia, en la forma:

$$W_e = NpB_o + WpB_w - N B_o i C_e \Delta p \quad (15.1)$$

B. Ecuación de entrada de agua: $W_e = W_e(p, t)$. Se determinará la expresión que representa el comportamiento del acuífero.

C. Ecuación del volumen de roca invadido de agua.

$$V_{biw} = \frac{W_e - WpB_w}{\beta \bar{S}_{wi}}$$

Donde: $\bar{S}_{wi} = E_{vw} (1 - \bar{S}_{orz} 1_w - S_{wc})$

D. Relación gas aceite

Según se ha visto, el gas producido es el disuelto en el aceite, por lo que. $R = R_{si} = R_p$.

15.2.3 Procedimiento empleado en la predicción

a) Considere períodos de explotación en los cuales se desea estimar el comportamiento del yacimiento (generalmente se suponen periodos de 3 ó 6 meses).

b) Suponga una caída de presión para el intervalo de explotación considerado (Δp) y obtenga Δp .

c) Obtenga la entrada de agua al yacimiento al final del período, por medio de la Ec. que representa el comportamiento correspondiente del acuífero.

d) Estime la producción de aceite durante el período (ΔN_p) .

El valor de ΔN_p se estima considerando: (1) El programa de explotación del yacimiento; (2) La historia de producción del yacimiento y su declinación; (3) El número de pozos que permanecen en producción al avanzar el contacto agua aceite y (4) La productividad de los pozos en producción.

e) Obtenga la producción acumulativa de aceite al final del período. $N_p = \sum \Delta N_p$.

f) Estime la producción de agua durante el período. (ΔW_p) .

El valor de ΔW_p se estima considerando también la política de explotación fijada al yacimiento, así como el comportamiento de los pozos invadidos. Se ha observado que graficando la relación agua aceite en escala logarítmica, contra la producción acumulativa de aceite en escala normal, se obtiene generalmente una recta. Esta curva 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.

g) Calcule la producción acumulativa de agua al final del período $W_p = \sum \Delta W_p$.

h) Obtenga la entrada acumulativa de agua al yacimiento - con la Ec. (15.1).

i) Compare los valores de W_e obtenidos con la ecuación - de balance de materia (paso anterior) y con la ecuación de entrada de agua (paso C). Estos dos valores se obtuvieron por método independiente, por lo tanto, si la entrada de agua calculada con las dos ecuaciones es igual, 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 construir una gráfica de Δp vs. W_e , obteniendo dos líneas que se cortan. El punto de intersección corresponde al valor de Δp que satisface ambas ecuaciones. (Fig. 15.1).

j) Obtenga el volumen de roca invadido por la entrada neta de agua, mediante la Ec. (15.2).

k) Determine la posición del contacto agua aceite al final del período de explotación y el número de pozos que continuarán produciendo en el siguiente intervalo de tiempo. Estas determinaciones se obtienen estableciendo la relación que existe entre el volumen de roca del yacimiento y la altura sobre el contacto agua aceite original, a

partir de planos estructurales en los que se consideran la localización de los pozos.

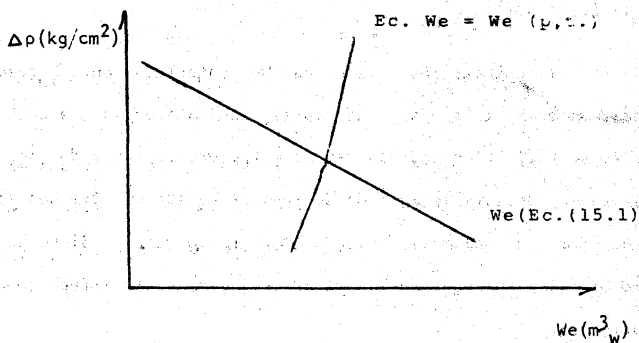


Fig. 15.1 Gráfica de Δp vs We para obtener la presión del yacimiento a cierto tiempo de explotación.

1) El procedimiento se repite, hasta que se invaden los pozos localizados en la parte superior del yacimiento y su producción deja de ser costeable por alto porcentaje de agua. Si la presión del yacimiento cae abajo de 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 presión inicial igual a la presión 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.

15.3 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE CON EMPUJE HIDRAULICO SIN CASQUETE DE GAS

15.3.1 Información requerida

Los datos necesarios son esencialmente los mismos que se indican en el inciso 15.2.1; en este caso no se usan las compresibilidades del aceite, del agua y de la formación, interviniendo en los cálculos la viscosidad del gas, su factor de volumen y la relación de solubilidad. Para predecir la producción de gas se necesita conocer la relación de permeabilidades kg/ko Vs. So .

15.3.2 Ecuaciones:

A. Ecuación de balance de materia:

$$W_e = Np [B_t + B_g(R_p - R_{si})] + W_p B_w - N(B_t - B_{ti}) \quad (15.3)$$

B. Ecuación de saturación de aceite.

En este caso se usará la ecuación (6.34).

C. Ecuación de la relación gas aceite instantánea

$$R = R_s + \frac{kg}{ko} \frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \quad (15.4)$$

D. Ecuación de entrada de agua al yacimiento

E. Ecuación del volumen de roca invadido

$$V_{biw} = \frac{W_e - W_p B_w}{\bar{\theta} \bar{S}_{wi}} \quad (15.5)$$

Donde: $\bar{S}_{wi} = E_w (1 - \bar{S}_{orzlw} - \bar{S}_{grzlw} - \bar{S}_{wc})$ (15.6)

15.3.3 Procedimiento de cálculo.

(a) La predicción se efectúa para periodos de explotación. Generalmente estos se consideran de 3 ó 6 meses.

(b) Suponga una caída de presión para el intervalo de tiempo considerado.

(c) Obtenga la entrada de agua al yacimiento con la ecuación que representa el comportamiento de su acuífero.

(d) A partir de la historia de producción del yacimiento estime las producciones de aceite (ΔN_p) y agua (ΔW_p) para el periodo de explotación considerado. En estas estimaciones se deben tomar en cuenta las condiciones indicadas en los pasos d y f del inciso 15.2.3.

(e) Calcule las producciones acumulativas de aceite y agua (N_p y W_p) al final del periodo de explotación, con las ecuaciones:

$$N_p = N_{p1} + \Delta N_p \quad \text{y} \quad W_p = W_{p1} + \Delta W_p$$

(f) Obtenga la saturación de aceite al final del intervalo mediante la ecuación (6.34).

(g) Con la saturación obtenida en el paso anterior determine el valor correspondiente de la relación kg/ko.

(h) Calcule la relación gas aceite instantánea al final del período con la Ec. (15.4), y la relación gas aceite promedio durante el período: $\bar{R} = \frac{R_1 + R_2}{2}$

El valor de R_1 es igual al de R al final del período anterior.

(i) Obtenga el volumen de gas producido @ c.s. durante el período: $\Delta G_p = \bar{R} \Delta N_p$.

(j) Calcule la producción acumulativa de gas al final del intervalo de explotación: $G_p = G_{p1} + \Delta G_p$.

(k) Obtenga R_p dividiendo el valor de G_p , calculando en el paso anterior, entre el valor de N_p determinado en el paso (e).

(l) Por medio de la Ec. (15.3) determine la entrada de agua al yacimiento al final del período.

(m) Compare los valores de W_e obtenidos en los pasos (c) y (l). Si dichos valores coinciden, la caída de presión supuesta en el paso (b) es correcta, en caso contrario suponga otro abatimiento -

de presión y repita el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada. En igual forma que en el caso anterior (paso j) el proceso de cálculo puede simplificarse graficando Δp Vs. W_e .

(n) Obtenga a continuación el volumen de roca invadido en el período con la Ec. (15.5), así como la posición del contacto agua aceite y el número de pozos invadidos.

(o) El procedimiento se repite hasta que se invaden todos los pozos. Si el yacimiento produce fundamentalmente por empuje de gas disuelto, debido a que el empuje hidráulico es débil, entonces la predicción terminará al declinar la producción, hasta su límite económico, a causa del depresionamiento del yacimiento.

15.4 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO CON ENTRADA DE AGUA Y CASQUETE DE GAS

El procedimiento para predecir el comportamiento de yacimientos con empuje hidráulico y desplazamiento frontal del gas del casquete, es semejante al anterior. En este caso se tomará en cuenta la expansión del casquete, tanto en la determinación de la saturación de aceite como en la del volumen de roca que invade. La ecuación de saturación de aceite que debe usarse es la (6.39). El volumen de roca total invadido por el gas del casquete se obtiene con la ecuación:

$$V_{big} = \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{\phi S_{gi}} \quad (15.7)$$

Donde:

$$\bar{S}_g = E_{vg} (1 - \bar{S}_{wc} - \bar{S}_{orzlg} - \bar{S}_g) \quad (15.8)$$

En esta ecuación y en la (6.39) se considera que no se produce gas del casquete. Si hay producción de dicho gas, su volumen @ c.y., deberá tomarse en cuenta para calcular la expansión neta del gas del casquete. En resumen el procedimiento de cálculo consiste en:

- (1) Suponer una presión al final del período de explotación considerado.
- (2) Calcular la entrada de agua acumulativa con la ecuación correspondiente del tipo $W_e = W_e(p, t)$.
- (3) Estimar las producciones acumulativas de aceite y agua al final del período.
- (4) Calcular las saturaciones de aceite y gas en la zona de aceite (no invadida). Ec. (6.39).
- (5) Obtener R_p y, con la ecuación de balance de materia, calcular W_e .
- (6) Comparar los valores de W_e obtenidos en los pasos (2) y (5), si estos valores son iguales, la presión supuesta en el paso (1) es correcta, en caso contrario se supone otra presión y se repite el procedimiento, hasta obtener la aproximación deseada. El proceso puede simplificarse graficando W_e vs p en forma semejante a la indicada en los casos anteriores.

(7) Obtener los volúmenes de roca invadidos por agua y por gas, así como las posiciones de los contactos y el número de pozos invadidos.

(8) El procedimiento se repite para intervalos de tiempo iguales, hasta obtener el rango deseado de comportamiento futuro del yacimiento.

15.5 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CON EMPUJE HIDRAULICO

15.5.1 Información requerida:

Los datos necesarios para este caso son:

A.- Propiedades de los fluidos: Factor de volumen del gas y del agua Vs. presión.

B.- Datos de la historia de explotación del yacimiento: -- producciones de gas y agua relacionadas con las presiones y el tiempo de explotación.

C.- Datos geológicos: Volumen original de gas @ c.s. (G); - saturación de agua; porosidad; posiciones del contacto agua-gas a diferentes tiempos; localización de los pozos y sus intervalos productores en el yacimiento; relación existente entre el volumen de roca y la profundidad del contacto agua-gas.

D.- Datos sobre flujo de fluidos: Es necesario conocer la eficiencia del desplazamiento del gas por el agua. Esta eficiencia puede 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 la potencialidad de los pozos.

15.5.2 Ecuaciones usadas:

A.- Ecuación de balance volumétrico. Esta ecuación se establece considerando que el volumen de gas contenido en el yacimiento a las condiciones iniciales (GB_{gi}), es igual al volumen de gas remanente $(G - G_p) B_g$, más el volumen de agua neta que ha entrado al yacimiento $(W_e - W_{pBw})$, o sea:

$$GB_{gi} = (G - G_p) B_g + (W_e - W_{pBw}) \quad (15.9)$$

Desarrollando y despejando W_e se obtiene:

$$W_e = G_p B_g + W_{pBw} - G (B_g - B_{gi}) \quad (15.10)$$

B. Ecuación de entrada de agua. Con datos de la historia de producción se obtendrá la expresión que representa el comportamiento del acuífero.

C. Ecuación del volumen de roca invadido de agua:

$$V_{biw} = \frac{W_e - W_{pBw}}{\phi E_{vw}(1 - \bar{S}_{grzlw} - \bar{S}_{wc})} \quad (15.11)$$

15.2.3 Procedimiento empleado en la predicción

a) Considere períodos de explotación (3 ó 6 meses) en los cuales se desea estimar el comportamiento del yacimiento.

b) Suponga una caída de presión para el intervalo de explotación considerado y obtenga, por medio de la ecuación que representa el comportamiento del acuífero, la entrada de agua al yacimiento al final del período.

c) Estime la producción de gas y agua durante el período. Esta estimación se efectúa en la forma ya explicada, considerando la historia de producción de los pozos y su posición en el yacimiento.

d) Obtenga las producciones acumulativas de agua y gas.

e) Por medio de la Ec. (15.10) calcule la entrada de agua al yacimiento.

f) Este paso es idéntico al detallado en el inciso i de 15.2.3.

g) Obtenga el volumen de roca invadido por agua, con la Ec. (15.11), así como la posición del contacto gas-agua y el número de -

pozos invadidos.

h) Repita 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.

15.6 DISCUSION GENERAL

La predicción del comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es más difícil e imprecisa que la predicción del comportamiento de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado o con casquete de gas. El grado de confianza que puede adjudicarse a los resultados obtenidos dependerá de la información disponible. Es necesario conocer con precisión los datos requeridos para cada caso, sobre todo los que permiten determinar las saturaciones de hidrocarburos residuales en la zona invadida por agua. Las saturaciones residuales de gas y aceite en la zona lavada pueden obtenerse experimentalmente, simulando en el laboratorio las condiciones de desplazamiento en el yacimiento. Si no se dispone de esta información, pueden estimarse dichas saturaciones mediante correlaciones, como las establecidas por Dardaganian y por Kyte y colaboradores. La eficiencia volumétrica del desplazamiento se determinará a partir de los volúmenes de roca invadidos durante la historia de producción del yacimiento.

En los yacimientos con empuje hidráulico la recuperación depende del ritmo de explotación. Se ha demostrado, mediante pruebas de laboratorio, que generalmente las recuperaciones de aceite aumentan si su desplazamiento se efectúa en presencia de una fase gaseosa. Por esta razón es aconsejable considerar la conveniencia de provocar el desarrollo de la fase gaseosa.

La presión óptima de desplazamiento puede calcularse mediante el procedimiento propuesto por Dardaganian. En este procedimiento se considera que el mecanismo de desplazamiento, compuesto por tres fases móviles, se descompone y simplifica suponiéndolo dividido en dos sistemas: uno en el cual el banco de aceite, desarrollado delante del frente de invasión de agua, desplaza al gas liberado hasta una saturación inmóvil (S_{gr}); en el segundo sistema el agua desplaza aceite en presencia de la fase de gas residual inmóvil mencionada.

Los cálculos del comportamiento futuro comprenden la estimación de las producciones de aceite, gas y agua para los períodos 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 del 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 que al derivar la ecuación general de saturación de aceite, Ec. (6.39), 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 de gas del casquete @ c.y. 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.

Para que se reduzca el volumen de la capa de gas es necesario que el gas producido del casquete ($G_{pc} B_g$) sea mayor que la expansión de dicho gas ($mN B_{oi} (\frac{B_g}{B_{gi}} - 1)$).

El volumen de aceite perdido por el encogimiento del casquete de gas, puede obtenerse con la expresión siguiente:

$$V_o = \left[G_{pc} B_g - mN B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] \frac{S_{orcq} - S_{oicg}}{S_{ocg} B_o} \quad (15.12)$$

Donde:

S_{orcg} = saturación de aceite residual en la zona de gas después de la invasión de agua.

S_{ocg} = saturación de aceite en la zona de gas invadida de aceite.

S_{oicg} = saturación de aceite inicial en la capa de gas.

16. CONSERVACION DE LOS HIDROCARBUROS MEDIANTE LA EXPLOTACION PRIMARIA DE LOS YACIMIENTOS

16.1.- 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 el ingeniero de yacimientos establece a fin de obtener la mayor recuperación. Estas medidas de control permiten: (1), (2)*

- a).- Actuar en forma predominante al mecanismo de producción más eficiente.
- b).- Regular los frentes de avance del acuifero 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. Para esto se usan pozos de observación.
- c).- Mantener la presión del yacimiento al nivel requerido para obtener la mayor eficiencia microscópica de desplazamiento.

* Referencias al final.

16.2.- EL GASTO DE PRODUCCION MAS EFICIENTE (GME)

La experiencia ha demostrado que el factor más importante en la recuperación de los hidrocarburos es el control del gasto de producción de un yacimiento. La tendencia general de recuperación de aceite y rendimiento económico contra el ritmo de producción, se muestra en la Fig. 16.1⁽³⁾.

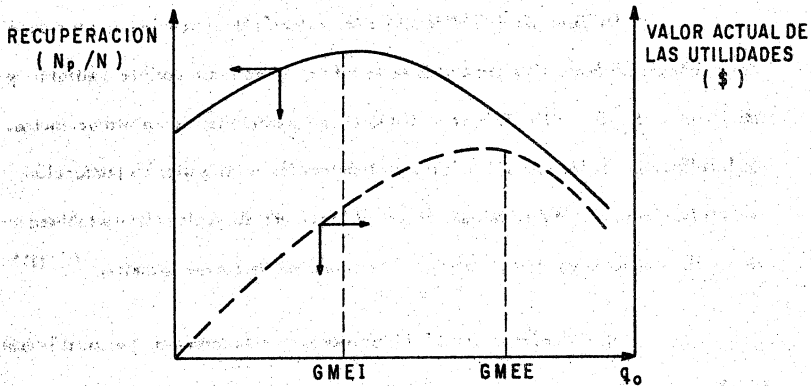


Fig. 16.1 Relación entre la recuperación y rentabilidad con el ritmo de explotación. (Yacimiento de aceite con empuje hidráulico y casquete de gas).

La curva continua indica un máximo en la recuperación, a un ritmo de producción que puede definirse como el gasto más eficiente desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos (GMEI). Se observa que el valor máximo de las utilidades corresponde a un gasto mayor (menor tiempo de explotación). Este ritmo se denomina el gasto más eficiente económico (GMEE).

A gastos altos, mayores que el GMEI, la recuperación disminuye, - 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 (conos, dedos, etc.) en el frente de avance del agua o gas, disminuyendo la eficiencia volumétrica del desplazamiento y originando la prematura producción de dichos agentes desplazantes ⁽²⁾. Para gastos menores que el GMEI la recuperación decrece, porque el desplazamiento del 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 del desplazamiento por agua generalmente aumenta, hasta alcanzar un valor máximo, el cual puede obtenerse en forma experimental o analítica.

En algunos casos la reducción del ritmo de producción 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.

Es conveniente recalcar que el GMEI 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 ^{(4) (5)}. Véase página 58. Como generalmente el empuje por agua es el mecanismo más eficiente, el yacimiento debe producirse de modo que su índice

de empuje por este mecanismo sea máximo. Cuando el empuje hidráulico es débil, se procurará el predominio del empuje del gas del casquete. En cualquier caso el índice del empuje del gas disuelto debe mantenerse en el menor valor posible, ya que generalmente dicho empuje es el más ineficiente.

El índice de empuje por la entrada de agua neta puede incrementarse reduciendo el ritmo de producción de aceite. También la reparación o cierre de pozos con alta producción de agua, aumentará el índice de empuje mencionado. 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. La recuperación es independiente del ritmo de explotación cuando no existe desplazamiento frontal y las condiciones físicas del yacimiento impiden la segregación del gas liberado por efectos gravitacionales. Los yacimientos de baja permeabilidad, muy lenticulares, con aceite viscoso y estratificación que impida la segregación de sus fluidos, caen dentro de la clasificación anterior. En este caso las medidas tendientes a controlar su producción son prácticamente infructuosas, en relación al aumento en su recuperación final, puesto que dichos yacimientos producirán esencialmente por empuje del gas disuelto liberado.

16.3.- GMEI EN YACIMIENTOS DE ACEITE CON ENTRADA DE AGUA, SIN CASQUETE DE GAS. ($m = 0$)

Caso 1; $p > p_b$.- Cuando el aceite desplazado por agua está bajo saturado, 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, para este caso particular, que 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.

Caso 2; $p < p_b$.- 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 (banco de aceite), 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 inmóvil. En la Fig. 16.2 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito (6).

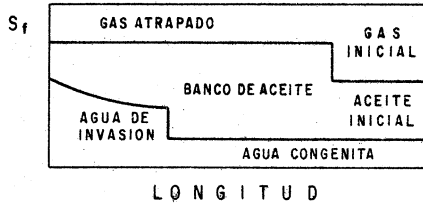


Fig. 16. 2 Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.

Las saturaciones residuales de gas y aceite en la zona lavada pueden obtenerse experimentalmente, simulando en el laboratorio las condiciones de desplazamiento en el yacimiento. Si no se dispone de esta información, pueden estimarse dichas saturaciones mediante correlaciones, como las establecidas por Dardaganian⁽⁷⁾ y por Kyte y colaboradores⁽⁶⁾.

La presión óptima de desplazamiento puede calcularse mediante el procedimiento propuesto por Dardaganian⁽⁸⁾. En este procedimiento se considera que el mecanismo de desplazamiento, compuesto por tres fases móviles, se descompone y simplifica suponiéndolo dividido en dos sistemas: uno en el cual el banco de aceite, desarrollado delante del frente de invasión de agua, desplaza al gas liberado hasta una saturación inmóvil (S_{gr}); en el segundo sistema el agua desplaza aceite en presencia de la fase de gas residual inmóvil mencionada.

En la Fig. 16.3 se muestra la relación obtenida, para aceites diferentes, entre la recuperación y la presión de desplazamiento por invasión de agua en presencia de gas. Los valores máximos de recuperación se atribuyen al efecto de la saturación de gas en la reducción de la saturación residual de aceite. Para las curvas C y D no se observa dicho valor máximo, debido al efecto del mayor encogimiento de los aceites más ligeros.

El GMEI corresponde, obviamente, al que permite mantener en el yacimiento -preferentemente en el contacto agua aceite- la presión óptima de desplazamiento. La determinación del GMEI involucra, necesariamente, la predicción del comportamiento del yacimiento.

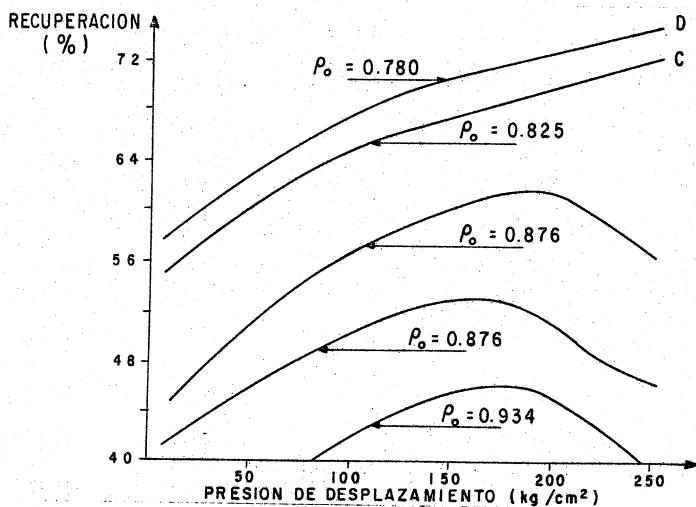


Fig. 16.3 Efecto de la presión sobre la recuperación de aceite por desplazamiento con agua, en presencia de gas liberado (2).

16.4.- GMEI EN YACIMIENTOS DE ACEITE CON CASQUETE DE GAS, SIN ENTRADA DE AGUA.

La eficiencia del 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 excesivo, la eficiencia del desplazamiento será relativamente baja. La determinación del gasto más eficiente puede efectuarse mediante la aplicación de la teoría de avance frontal, considerando el efecto que el ritmo de producción de aceite tiene sobre la velocidad de desplazamiento del frente de invasión del gas del casquete (9), (10). 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. 4 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.

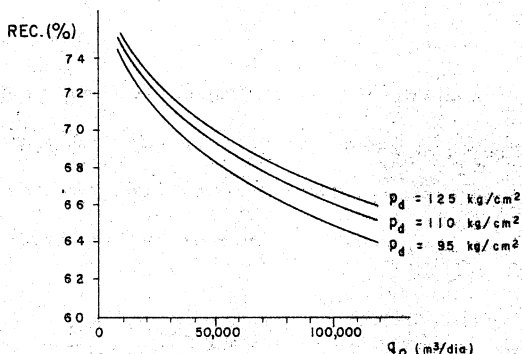


Fig. 16.4 Recuperación de aceite por desplazamiento del gas del casquete a diferentes ritmos de producción y presiones de desplazamiento (10).

16.5.- GMEI EN YACIMIENTOS DE ACEITE CON CASQUETE DE GAS Y ENTRADA DE AGUA.

Como generalmente el empuje por agua es el mecanismo de desplazamiento más eficiente, la máxima recuperación de aceite se obtendrá, en este caso, impidiendo la acción de los otros dos mecanismos (el empuje del gas disuelto y la expansión del gas del casquete). El GMEI estará condicionado por la magnitud del empuje hidráulico. Si el yacimiento posee un intenso empuje por agua y se permite la expansión del gas del casquete -mediante una excesiva producción de aceite -el

resultado será, frecuentemente, la pérdida de volúmenes substanciales de aceite⁽¹¹⁾. Esto sucederá, solamente, cuando el aceite residual en la zona invadida de gas no pueda ser recuperado 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 el agua. El volumen de aceite perdido por la expansión del gas del casquete puede calcularse, en este caso, con la expresión siguiente: (11)

$$V_{op} = \left[mNBoi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) - Gpc Bg \right] \frac{\bar{S}_{orzig} - \bar{S}_{orziw}}{\bar{S}_{ozo} B_o} \quad (16.1)$$

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 c.y. De estas alternativas se prefiere generalmente la segunda, puesto que al producir gas del casquete se acelera el depresionamiento del yacimiento.

También en este caso el GMEI debe determinarse mediante la predicción detallada del comportamiento del yacimiento, suponiendo diferentes alternativas de producción y considerando los problemas particulares que puedan presentarse por conificación y litigación de agua o gas.

La producción de gas del casquete puede provocar, en algunos yacimientos, notables reducciones en la recuperación de su aceite⁽¹²⁾. Esta disminución es particularmente substancial cuando el empuje hidráulico es intenso y propicia la emigración del aceite hacia el casquete gaseoso⁽¹³⁾. Sólo parte de este aceite podrá ser recuperado, posteriormente, por el agua que invade el yacimiento o por alguno de los mecanismos de desplazamiento siguientes: (1) la expansión futura del gas del casquete; (2) el empuje del gas disuelto; (3) la segregación gravitacional. Para determinar la saturación del 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 expresión siguiente: (12)

$$V_{op} = \left[G_{pc} B_g - mNBoi \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] \frac{\bar{S}_{orcg}}{\bar{S}_{ocg} B_o} \quad (16.2)$$

Donde:

\bar{S}_{orcg} = saturación media de aceite residual en la zona de gas.

\bar{S}_{ocg} = saturación de aceite en la zona de gas invadida de aceite.

16. 6.- GMEI EN YACIMIENTOS CON SEGREGACION DEL GAS LIBERADO.

Es importante recordar que el gas liberado se segregará, en contraflujo con el aceite, sólo después de exceder 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⁽¹⁴⁾. 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 la recuperación de aceite. Como la explotación a ritmos de producción muy bajos puede resultar incoestable, el gasto de producción deberá determinarse 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 ⁽¹⁵⁾. En la Fig. 16.5 se muestra el efecto del ritmo de producción sobre la recuperación para el caso mencionado.

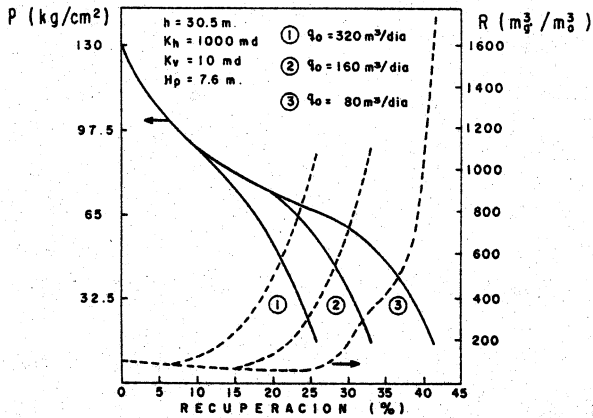


Fig. 16.5.- Efecto del ritmo de producción sobre la recuperación de aceite, en un pozo con el intervalo disparado localizado en el fondo de la zona productora ⁽¹⁵⁾.

16.7.- GMEI EN YACIMIENTOS DE GAS CON ENTRADA DE AGUA.

En un yacimiento de gas la invasión de agua provoca el entrapamiento de un volumen de gas, que, a condiciones de yacimiento, es función del valor de la saturación residual de dicho gas. El volumen de gas residual, convertido a condiciones estándar, será mayor mientras mayor sea la presión de desplazamiento en el yacimiento. En estas condiciones se infiere que la mayor recuperación se obtiene cuando se depresiona rápidamente el yacimiento. En consecuencia el GMEI será el máximo permisible por las limitaciones económicas prevalentes⁽¹⁶⁾.

16.8.- DISCUSION.

Los lineamientos expuestos, sobre las políticas generales tendientes a conservar los hidrocarburos, mediante su producción racional, corresponden exclusivamente 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 de los objetivos de este artículo, por lo que no se abundará en los mismos.

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 del

gas disuelto liberado. Sin embargo, en algunos casos este orden se altera debido a las condiciones particulares del yacimiento y/o sus fluidos. Por ejemplo el empuje hidráulico natural puede proporcionar, en algunos yacimientos muy fracturados, recuperaciones menores que las que se obtendrán por empuje de gas disuelto (17). 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 efectos de miscibilidad que proporcionan un desplazamiento muy eficiente (18). Este tipo de desplazamiento ocurre generalmente cuando el gas del casquete posee un alto contenido de hidrocarburos intermedios o de CO_2 . Cuando la eficiencia de recuperación total* por el gas del casquete es 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 implantación de ritmos de producción muy altos, en yacimientos con entrada de agua que contienen zonas lenticulares de baja permeabilidad, provoca el entrapamiento 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. (Fig. 16.6 'a'). 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

*La eficiencia de recuperación total es el producto de la eficiencia de desplazamiento por la eficiencia volumétrica. La eficiencia de desplazamiento, definida como la fracción del aceite desplazado en la zona barrida, debe determinarse experimentalmente, simulando las condiciones de desplazamiento en el yacimiento.

compactas (19). En este caso (Fig. 16.6 'b') la imbibición del agua provoca la expulsión del aceite por la parte superior de dichas zonas lenticulares.

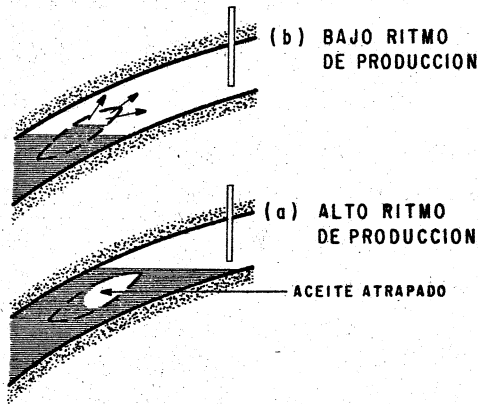


Fig. 16.6 Efecto del ritmo de producción sobre el desplazamiento de aceite por agua en lentes de baja permeabilidad (19).

Un efecto similar, de entrapamiento de aceite, se presenta, a escala microscópica, en las formaciones que contienen cavernas o fracturas (20). 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 (21). Esta velocidad crítica ha sido definida como el ritmo de avance del agua para el cual el nivel del agua en las cavernas o fracturas es el mismo que el existente en la matriz (Fig. 16.7). A velocidades de

desplazamiento menores que la crítica (Fig. 16.7 '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 (Fig. 16.7 'b'), el nivel de agua en las zonas más permeables se adelantará al de la matriz. En este caso la matriz quedará completamente rodeada de agua antes de que termine el desplazamiento por imbibición. La Fig. 16.8 muestra el efecto que tiene la velocidad de desplazamiento del frente de invasión de agua sobre la recuperación de aceite.

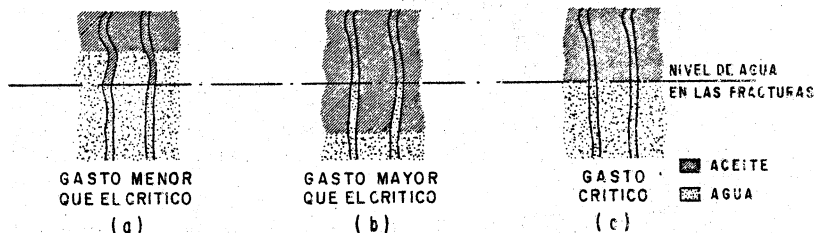


Fig. 16.7 Imbibición a diferentes ritmos de desplazamiento del agua (21).

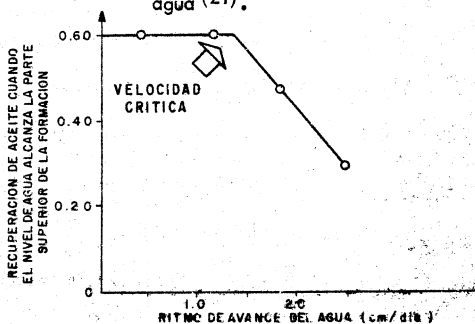


Fig. 16.8 Efecto de la velocidad de desplazamiento del agua sobre la recuperación de aceite (21).

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. (22) 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.

Es oportuno indicar en esta discusión que muchas formaciones productoras, principalmente las carbonatadas, son anisótropas (23); o sea, su permeabilidad en una dirección es muy diferente de su permeabilidad en otra dirección. 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, (24) (25) o bien en forma directa sobre muestras de formación (26). También se considera conveniente mencionar que si bien es cierto que el grado de conificación y de producción de agua aumentan con el ritmo de producción, no existe ninguna indicación de que la recuperación final disminuye, cuando la formación es homogénea, al incrementarse dicho gasto de extracción. (27) (28).

CAPITULO 16

REFERENCIAS

- 1.- Buckley, E.: "Petroleum Conservation". AIME. 1951.
- 2.- Arthur, M. G.: "Fingering and Coning of Water and Gas in Homogeneous Oil Sand". Trans. AIME. 1945.
- 3.- Pirson, S. J.: "A Universal Theory of Oil Reservoir Engineering". World Oil. Nov. 1957.
- 4.- Calhoun, J. C.: "Variations of Material Balance". The Oil and Gas Journal. Dic. 21. 1950.
- 5.- Cole, F. W.: "Here's how to Apply Index of Drive Calculations". World Oil. Jun. 1959.
- 6.- Kyte, J. R. et al.: "Mechanism of Water Flooding in Presence of Free Gas". Trans. AIME. 1956.
- 7.- Dardaganian, G. S.: "Higher Residual Gas Saturation". The Petroleum Engineer; Nov. 1958.
- 8.- Dardaganian, G. S.: "The Application of the Buckley - Leveret Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery". Trans. AIME. 1958.
- 9.- Welge H. J.: "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive". Pet. Trans. Reprint Series No. 2.
- 10.- Joslin, W. J.: "Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs". Trans. AIME 1964.
- 11.- Cole, F. W.: "Determining Oil Lost by an Expanding Gas Cap". World Oil. May. 1958.
- 12.- Cole, F. W.: "Determining Oil Lost by a Shrinking Gas Cap." World Oil. Abr. 1958.
- 13.- Garaicochea, F.: "Invasión del Casquete de Gas por Aceite en Yacimientos con Empuje Hidráulico". Revista del IMP. Ene. 1974.

14. - O'Brien, T.A.: "Depletion Calculation for Segregation Drive". The Petroleum Engineer, Nov. 1957.
15. - Cook, R.E.: "The Effects of Production Rate and Completion Interval on the Natural Depletion Performance of Massive - Sand Oil Reservoirs". Preprint SPE N° 4631, 1973.
16. - Agarwal, R.G. et al.: "The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs" Trans. AIME 1965.
17. - Teysier, J. y de la Fuente, G.: "Estudio del Campo Barcodón, Segunda Parte. IMP. Publicación N° 71 BH/083. 1971.
18. - Stone, H.L.: "The Effect of Gas Composition upon Oil Recovery by Gas Drive". Trans. AIME 1956.
19. - Buckley, S.E. y Leverett, M.C.: Mechanism of Fluid Displacement in Sand". Pet. Trans. Reprint Series N° 2.
20. - 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. AIME. 1958.
21. - Mattax, C.C. y Kyte, J.R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoir". Trans. AIME. 1962.
22. - Brownscombe, E.R. y Dyes, A.B.: "Water Imbibition Displacement - A Possibility for the Sprberry". Drill. and Prod. Prac., API 1952.
23. - Chilingar et al.: "Oil and Gas Production from Carbonate Rocks". Elsevier Publishing Company, Inc. New York. 1972, Pag. 112
24. - Elkins, L.F. y Skov, A.M.: "Determination of Fracture Orientation from Pressure Interference" Trans. AIME 1960.
25. - Arnold, M.D. et al.: "Estimation of Reservoir Anisotropy from Production Data". Trans. AIME . 1962.
26. - Hutchinson, C.A.: "Reservoir Inhomogeneity Assessment and Control". The Petroleum Engineer. Sep. 1959.

17 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS FRACTURADOS

17.1 INTRODUCCIÓN

A partir de 1974 se han descubierto en Chiapas, Tabasco y el -- Golfo de Campeche, varios yacimientos en formaciones productoras compuestas principalmente por calizas dolomíticas^{1,2}.

La mayor parte de la roca carbonatada de estos yacimientos posee porosidad de tipo intermedia. La roca presenta fisuras, cavernas y abundante microfracturas. La permeabilidad promedio es alta y la porosidad varía de 0.06 a 0.13.

Los yacimientos mencionados, presentan condiciones favorables a la segregación, ya que poseen alta permeabilidad, espesores considerables y buena comunicación en el sentido vertical². Es obvia, por lo tanto, la importancia que adquiere actualmente en nuestro medio, el conocimiento del mecanismo de desplazamiento del aceite por efectos gravitacionales.

17.2. 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 desplazamiento inapropiado, que conduciría a una recuperación y/o un rendimiento económico deficiente.

17.3. COMPORTAMIENTO PRIMARIO SIN ENTRADA DE AGUA

En la etapa de explotación de un yacimiento, cuando se presión es mayor que la de saturación, el aceite es desplazado por la expansión de la roca, del agua congénita y del aceite bajo saturado. Por lo tanto, la recuperación es independiente del ritmo de producción.

El comportamiento de los yacimientos a presiones menores que la presión de saturación, dependerá tanto de las propiedades de vaporización de sus hidrocarburos, como de las características de flujo propias del sistema roca-fluido.

Algunos yacimientos fracturados pueden presentar condiciones favorables a la segregación, como son: altas permeabilidades, espesores considerables ó echados pronunciados y buena comunica-

ción en el sentido vertical. Para que actúe la segregación del gas liberado se deben controlar los ritmos y las condiciones de producción, para que la mayor parte del gas liberado fluya hacia la parte superior del yacimiento, en lugar de ser impulsado hacia los pozos por el gradiente de presión. Dicho gas contribuirá a la formación de un casquete de gas secundario, aumentando substancialmente la eficiencia total de desplazamiento.

La segregación de aceite y gas a contra flujo es uno de los mecanismos de producción más efectivos³. Las recuperaciones finales generalmente sobrepasan a las obtenidas por empuje hidráulico⁴, por lo que es conveniente considerar con detenimiento la posibilidad de explotar estos yacimientos, aprovechando sus características aparentemente favorables para la segregación del gas liberado.

17.4 COMPORTAMIENTO PRIMARIO CON EMPUJE HIDRAULICO

La entrada de agua se manifestará, si los acuíferos asociados son de considerables magnitud, solamente cuando el depresionamiento originado por la producción se transmita hasta el contacto agua-aceite. Para que el agua se infiltre al yacimiento no deben existir barreras que impidan o restrinjan dicha infiltración. Si existe aceite asfáltico en la parte inferior del yacimiento, es necesario que trascurra un período de explotación relativamente extenso para tener evidencia de la potencialidad del empuje hidráulico. Cuando se tiene una barrera asfáltica que reduce la entrada de agua, se produce su interdigitación y el barrido no es uniforme.

La recuperación por empuje hidráulico puede ser muy alta o muy baja. En algunos casos se han obtenido recuperaciones menores que las que proporcionaría el empuje por gas disuelto liberado⁵. Esto ocurre cuando el agua se desplaza preferentemente por las zonas más permeables (fracturas, cavernas, fisuras), quedando atrapado gran parte del aceite en la matriz de la formación. Para recuperar el aceite acumulado en las zonas menos permeables es necesario permitir la imbibición del agua en el medio capilar (imbibición es la absorción del agua en el medio poroso o sea el desplazamiento del agua por capilaridad). Este proceso se efectúa cuando la velocidad de avance del agua es igual o menor que la crítica⁶. La velocidad crítica ha sido definida como el ritmo de avance de agua para el cual su nivel en las cavernas o fracturas es el mismo que el existente en la matriz.

17.5 SEGREGACION DEL GAS LIBERADO

Según se indicó, se debe presuponer la segregación del gas liberado en yacimientos con echados pronunciados espesores considerables, aceites ligeros y alta permeabilidad primaria o secundaria. Los sistemas de fracturas favorecen la segregación, aún en yacimientos con baja permeabilidad en la matriz. Algunos de los factores favorables pueden compensar los factores adver

sos de los otros.

El desarrollo de un casquete de gas secundario se manifiesta -- por el incremento en la relación gas-aceite de los pozos localizados en la parte superior del yacimiento. Los pozos terminados en la parte inferior de la formación, mostrarán una recuperación considerablemente mayor que la que les correspondería de acuerdo a su grado de depresionamiento; su relación gas-aceite y la declinación de la presión serán menores que las privativas en yacimientos sin contraflujo de aceite y gas. En algunos yacimientos el avance del casquete de gas secundario se ha determinado tomando registros radioactivos^{7,8}. En otros casos se han utilizado registros de temperatura y de flujo para comprobar la segregación del gas⁹. La posición precisa del contacto gas aceite se obtiene utilizando pozos de observación.

Para determinar cuantitativamente si la segregación actuará en forma considerable al producir un yacimiento, Smith recomienda calcular el valor del término:10

$$\frac{K_o}{\mu_o} (\rho_o - \rho_g) \text{ sen } \alpha; \text{ en } \left[\frac{\text{md gr}}{\text{cp cm}^3} \right]$$

Si este valor es mayor de 10, el drene por gravedad participará en forma efectiva en la recuperación del aceite. El valor de la permeabilidad efectiva del aceite, que se utiliza en el cálculo del término mencionado, debe obtenerse a partir del índice de productividad de los pozos. De esta manera se toma en cuenta tanto el efecto de la permeabilidad de la matriz, como el correspondiente a las zonas más permeables (frácturas, cavernas, etc).

17.6 DESARROLLO DE LA ZONA GASOGENA

A consecuencia de los cambios naturales de la temperatura y la presión con la profundidad, las propiedades del aceite bajosaturado, como su densidad, factor de volumen, relación de solubilidad, presión de saturación, etc., varían generalmente con la profundidad¹¹. En la parte superior del yacimiento se encontrará el aceite mas ligero (menos viscoso y con mas gas disuelto).

En la figura 17.1 se muestra la distribución de las presiones del yacimiento y de saturación del aceite, con la profundidad. El grado de bajosaturación observado dará origen, al explotar un yacimiento, a la formación de la zona gasógena, que a su vez generará el casquete de gas secundario¹². Simultáneamente existirá en el yacimiento un nivel de presión de saturación, -- bajo el cual el aceite permanece bajosaturado.

En la figura 17.2 se muestra la distribución de hidrocarburos - que bajo estas condiciones se presenta en un yacimiento durante su explotación. La segregación de gas a contraflujo con el aceite, tendrá lugar en la zona gasógena, sobre el nivel en el que se obtiene la saturación de gas móvil.

La aportación continua de gas liberado hacia el casquete secundario, impide el depresionamiento pronunciado del yacimiento, - lo que permite obtener incrementos notables en la recuperación con abatimientos de presión relativamente pequeños.

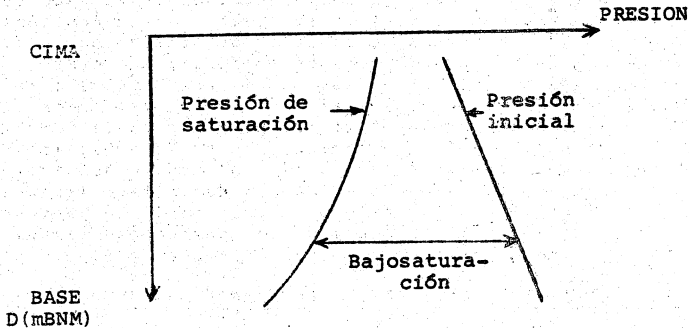


Figura 17.1 Variación de las presiones iniciales del yacimiento y de saturación del aceite con la profundidad.

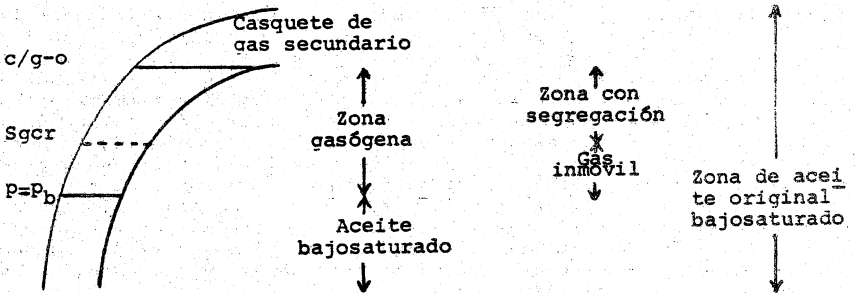


Figura 17.2 Distribución de hidrocarburos, generada por la explotación, en un yacimiento con aceite inicialmente bajosaturado.

17.7. CONVECCION, 13,14

En yacimientos fracturados y cavernosos, la liberación de gas o vaporización se efectuará no tan solo en las fisuras, sino también en la matriz de la formación. Según se indicó, el gas móvil emigrará por las fracturas hacia la parte superior del yacimiento, permaneciendo el aceite bajosaturado en la parte inferior. El aceite que en la zona gasógena desciende por las fracturas, después de liberar parte de su gas disuelto, es más pesado que el aceite bajosaturado subyacente. Este cambio en su densidad puede originar una convección substancial del aceite en la fisuras. A consecuencia de esta convección el aceite más denso, que contiene menos gas en solución, fluye hacia abajo por las fisuras y establece contacto con el aceite ligero contenido en la matriz y en las fisuras en la parte más profunda de la formación. El gas disuelto será transferido, por intercambio molecular del aceite contenido en dicha matriz, al aceite así acumulado en las fisuras. La difusión molecular descrita originará a su vez, la emigración del aceite aligerado hacia la parte superior, del yacimiento. El fenómeno de la convección origina el depresionamiento de la presión de burbujeo con el tiempo.

17.8 "INVERSION DE PRESION Y PSEUDO ENTRADA DE AGUA".

H.M. Mead advierte en 1959¹⁵, que el fenómeno que Stegemier y -- Mathews denominaron "inversión de presión"¹⁶, ocurre también en los yacimientos con segregación de gas liberado. El cambio en la posición del gas, al ascender, produce un efecto equivalente al incremento de presión proporcionado por la invasión ó inyección de un fluido al yacimiento. Este efecto puede atribuirse, al aplicar la ecuación de balance de materia, 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 recta¹⁷, 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 We. En realidad la formación de un casquete de gas secundario produce un efecto, en la presión del yacimiento, equivalente a la entrada de agua.

17.9. CONTROL DE LA EXPLOTACION

Las medidas de control necesarias para propiciar la acción de drenaje por gravedad, son similares a las aplicadas en yacimientos con casquete gaseoso. Los ritmos de producción deben permitir que las fuerzas de flotación predominen sobre las generadas por los gradientes de presión¹.

Los pozos que producen con altas relaciones gas aceite deben cerrarse, a fin de retener en la parte superior del yacimiento el gas segregado. Este gas desplazará posteriormente al aceite que se acumula en las zonas inferiores, reduciendo la saturación a valores sumamente bajos¹⁸. Los intervalos productores deberán localizarse en la parte inferior del yacimiento. En la parte central del yacimiento se situarán los pozos de observación, que se utilizarán fundamentalmente para detectar periódicamente la posición del contacto gas-aceite. Esta determinación permitirá obtener la velocidad de avance del contacto y la eficiencia del desplazamiento del aceite. La explotación se controlará a fin de lograr la invasión uniforme del yacimiento por el casquete de gas secundario.

REFERENCIAS

- 1.- Galar, A y Olán, A., "Estudio para el Desarrollo de los Campos del Area Cretácica en los Estados de Chiapas y Tabasco. XIII Congreso Nacional AIPM (1975).
- 2.- Delgado, O.R. and Loreto, E.G., "Reformas Cretaceous Reservoir: An Engineering Challenge". Petroleum Engineer. Dic. -- (1975).
- 3.- Buckley, E., "Petroleum Conservation". AIME p. 157 (1951).
- 4.- Pirson, S.J. "Oil Reservoir Engineering". McGraw-Hill Book Co. p. 682 (1958).
- 5.- Teyssier, J. y De la Fuente, G., "Estudio del Campo Barcoedón, Segunda Parte". IMP. Publicación No. 71BH/083 (1971)
- 6.- Mattax, C.C. and Kyte, J.R., "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoir" Trans. AIME (1962).
- 7.- Willmon, G.J., "Vertical Miscible Flood to Hike Recovery - by 70 Million Barrels. World Oil. Ene. (1966).
8. King, R.L. and Lee, W.J. "An Engineering Study of the - -- Hawkins (Woodbine) Field. J.P.T. Feb. (1976).
- 9.- Richardson, J.G. and Blackwell, R.J. "Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior". J.P.T. Sept. (1971).
- 10.- Klotz, J.A., "The Gravity Drainage Mechanism" J.P.T. Abr. (1953).
- 11.- Grant, H.J., "How Fluid Property Variation, in a High - - Relief Oil Field, Affects Material Balance Calculations"- Oil and Gas Journal Ago. 24 (1959).
- 12.- Andresen, K.H. et al, "Developments of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs" Proc. 6° Congr. Mundial del Petróleo, Sec. II. (1963).
- 13.- Freeman, H.A. et al, "Recovery Problems in a Fracture Pore System: Kirkuk Field". Porc. 5° Congreso Mundial del - -- Petróleo, Sec. II. (1959).
- 14.- Peaceman, D.W., "Convection in Fracture Reservoirs" S.P.E. Oct. (1976).

- 15.-Mead, H.N., "Pressure Inversion and Material Balance Calculations". Trans. AIME (1959).
- 16.-Stegemeier, G.L. and Matthews, C.S., "A Study of Anomalous Pressure Build -Up Behavior". Trans. AIME (1958).
- 17.-Havlena, D. and Odeh, A.S. "The Material Balance as an Equation of a Straight Line". Trans. AIME (1963).
- 18.-King, R.L. y Lee, W.J., "An Engineering Study of the Hawkins Field". J.P.T. Feb. (1976.)

18. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL*

18.1 INTRODUCCIÓN

El mecanismo de drenaje gravitacional es uno de los más eficientes para explotar un yacimiento de aceite 1,2,3^a. En un estudio ⁴ del yacimiento Texas - Hawkins se reporta una eficiencia de desplazamiento muy alta (87%), superior a la que generalmente se obtiene mediante la aplicación de procesos de recuperación mejorada.

Para que este mecanismo actúe en forma substancial en la recuperación de aceite, es necesario, en algunos casos, restringir el ritmo de producción. Sin embargo, si la permeabilidad vertical es alta, el aceite es de baja viscosidad y el echado es pronunciado o la formación es de gran espesor, entonces no se debe soslayar el mecanismo de drenaje gravitacional; éste puede prevalear aún cuando los gastos sean altos.

La decisión de explotar un yacimiento con las características anteriores, aplicando, por ejemplo, el proceso de inyección de agua; o dejar simplemente que actúe la segregación gravitacional, deberá tomarse una vez que se cuantifiquen en forma oportuna, con el o los modelos 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 yacimiento.

Los modelos relativamente simples son todavía de gran utilidad para estudiar el comportamiento de los yacimientos, no obstante el desarrollo de modelos de simulación numérica tan complicados, como aquéllos que incluyen efectos tridimensionales y de transferencia de masa entre las fases.

En un trabajo sobre el uso de modelos⁵ se reporta que la complejidad del problema, así como la cantidad y confiabilidad de los datos disponibles, determinan el grado de sofisticación del modelo a ser utilizado. Es decir, no se justifica, por ejemplo, el uso de un modelo muy completo si la información disponible es escasa y poco confiable.

Algunas ventajas de los métodos de balance de materia, modelos relativamente simples en relación con aquéllos de simulación numérica, se discuten en la literatura⁶, en la que se indica que la técnica de balance de materia continúa siendo de utilidad para entender los mecanismos de producción de un yacimiento y sus interacciones. La rapidez en el procesamiento de información y en el análisis de resultados, así como el requerimiento mínimo de tiempo de cómputo y memoria, son otras ventajas de los modelos simples, existiendo además la posibilidad de ser procesado en calculadoras programables de bolsillo.

El método simplificado que aquí se presenta, para predecir el comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional, tiene todas las ventajas indicadas con anterioridad.

* En la preparación de este capítulo se contó con la colaboración del M. en C. Rafael Rodríguez Nieto.

18.2 BASES DEL METODO

- 1.- El yacimiento está bien comunicado verticalmente, lo que permite -- que los gradientes de presión, en el casquete de gas 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 P_b se alcance primero en la parte superior del yacimiento.
- 3.- La entrada de agua y la producción de agua 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 la relación gas aceite producida es igual a la razón de solubilidad.
- 5.- Durante la explotación el ritmo de producción de aceite no excede -- al de su segregación en el yacimiento.
- 6.- El casquete de gas se desplaza uniformemente.

18.3 INFORMACION REQUERIDA

Para efectuar la predicción es necesario contar con la información siguiente:

- a) La variación del volumen de roca (V) con la profundidad.
- b) La variación de la presión inicial con la profundidad.
- c) La variación de la porosidad y la saturación de agua.
- d) Las propiedades pVT de los fluidos y su variación con la profundidad.
- e) La compresibilidad de la roca
- f) La saturación media de aceite residual en el casquete de gas, -- Sorcg.
- g) El número de pozos productores, la localización de sus intervalos y su productividad.

18.4 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

- 1.- Construya una gráfica de volumen acumulativo de roca del yacimiento contra su profundidad.

- 2.- Dibuje en la gráfica anterior la variación de la presión de saturación y la presión inicial del yacimiento contra la profundidad. - - (Fig. 1).
- 3.- Seleccione una profundidad del contacto gas-aceite y obtenga el volumen de roca ocupado por el casquete de gas así delimitado.
- 4.- Suponga una presión para la profundidad considerada del contacto -- gas-aceite.
- 5.- Calcule la distribución de la presión arriba del contacto gas-aceite. Para ésto se considera que el gradiente de presión en la capa de gas secundaria es igual al gradiente de presión de una columna de gas estática⁷. El procedimiento de cálculo se indica en la referencia⁸.
- 6.- Calcule la distribución de la presión, abajo del contacto gas-aceite, de acuerdo a su densidad media a las condiciones prevalecientes.
- 7.- Dibuje en la figura de referencia la distribución de las presiones obtenidas en los dos pasos anteriores. (Fig. 1).
- 8.- Divida la distancia comprendida entre la cima y el contacto gas- -- aceite en i intervalos de igual espesor. De esta forma se constituyen i bloques, de igual espesor. A cada bloque corresponde un volumen de roca (V_{cg}) $_j$.
- 9.- Divida la zona que contiene gas liberado disperso, o sea la comprendida entre el contacto gas-aceite y el nivel en que la presión es igual a la presión de saturación, en $n-i$ intervalos de igual espesor. En forma similar al paso anterior se constituyen $n-i$ bloques, correspondiendo a cada bloque un volumen de roca (V_{gd}) $_j$.
- 10.- Divida la distancia comprendida entre el nivel anterior ($p=p_b$) y la profundidad total del yacimiento, en $z-n$ intervalos de igual espesor. En forma similar a los dos pasos anteriores se constituyen $z-n$ bloques, correspondiendo a cada bloque un volumen de roca (V_{ob}) $_j$. - Fig. 1
- 11.- Determine 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.- Calcule el volumen de gas a c.y. liberado por el aceite saturado.- Este aceite está constituido por el contenido en el casquete de -- gas, más el contenido en la zona con gas liberado disperso; o sea el aceite con presión inferior a la de saturación.

$$N_{p1zgl} = \sum_{j=1}^i \frac{(V_{cg})_j \theta_j (1-S_w)_j (C_e)_j [(P_i)_j - (P_b)_j]}{(B_o)_j^j}$$

$$+ \sum_{j=i+1}^n \frac{(V_{gd})_j \theta_j (1-S_w)_j (C_e)_j [(P_i)_j - (P_b)_j]}{(B_o)_j^j}$$

16.- En forma similar obtenga el volumen de aceite producido, arriba de P_b , por efecto de las expansiones aludidas, de la zona que contiene aceite bajosaturado.

$$N_{p1zob} = \sum_{j=n+1}^z \frac{(V_{ob})_j \theta_j (1-S_w)_j (C_e)_j [(P_i)_j - (P)_j]}{(B_o)_j^j}$$

17.- Calcule el volumen de aceite producido por efecto del gas liberado.

$$N_{p2} = \sum_{j=1}^i [N_j - (N_{p1})_j] \left[1 - \frac{\bar{S}_{orc} (B_o)_j}{(1-S_w)_j (B_o)_j^j} \right]$$

18.- La recuperación total se determina con:

$$Rec = \frac{N_{p1zgl} + N_{p1zob} + N_{p2}}{N}$$

Donde:

$$N = \sum_{j=1}^z \frac{V_j \theta_j (1-S_{wi})_j}{(B_{oi})_j}$$

$$G_{gl} \text{ a c.y.} = \sum_{j=1}^i \frac{(V_{cg})_j \phi_j (1-S_w)_j (B_g)_j [(R_{sb})_j - (R_s)_j]}{(B_{ob})_j} + \sum_{j=i+1}^n \frac{(V_{gd})_j \phi_j (1-S_w)_j (B_g)_j [(R_{sb})_j - (R_s)_j]}{(B_{ob})_j}$$

13.- Obtenga el volumen de roca ocupado por dicho gas liberado

$$V_{gl} = \frac{G_{gl}}{\bar{\phi} \bar{S}_{gcg}}$$

Donde:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{j=1}^i \phi_j (V_{cg})_j}{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j}$$

La $\bar{S}_{gcg} = 1 - \bar{S}_{wcg} - \bar{S}_{orcg}$

y $\bar{S}_{wcg} = \frac{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j \phi_j (S_w)_j}{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j \phi_j}$

- 14.- El valor del volumen de roca calculado en el paso anterior se compara con el obtenido en el paso 3. Si coinciden estos valores, dentro de la tolerancia fijada, continúe el procedimiento en el paso 15. En caso contrario, suponga otra presión para el contacto gas-aceite y repita el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada.
- 15.- Calcule 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.

19.- Calcule la presión media del yacimiento

$$\bar{P}_y = \frac{\sum_{j=1}^z (\bar{P})_j V_j \phi_j (1-S_w)_j}{\sum_{j=1}^z V_j \phi_j (1-S_w)_j}$$

20.- El tiempo de explotación correspondiente se obtiene con:

$$t = \frac{N_p}{\bar{q}_o}$$

Donde:

$$\bar{q}_o = \frac{\sum_{k=1}^m q_{ok} t_k}{t}$$

El procedimiento de cálculo se repite hasta que el contacto gas-aceite lleve a un nivel preestablecido o se alcance el tiempo de explotación fijado.

El argumento que con frecuencia se sostiene en contra de la segregación es indicar que se deben restringir substancialmente los gastos de producción. Sin embargo, es posible que prevalezca dicho mecanismo aún para gastos elevados. La ecuación para calcular el gasto por pozo que se puede obtener -- por segregación es presentada por Dykstra¹:

$$q_o = v_o A = \frac{9.67 \times 10^{-4} C k_o (P_o - P_g) \text{ sen } \alpha}{\mu_o B_o} \quad A$$

donde C es un coeficiente de resistencia al flujo en el pozo, el cual tiene un rango de valores de 0.3 a 0.4.

Para condiciones similares a aquéllas que tienen algunos de los yacimientos más importantes de nuestro país, se calculó un gasto del orden de 50 000 -- bl/día por pozo, usando la ecuación anterior.

18.5 EJEMPLO DE APLICACION

Este ejemplo se presenta con el fin de ilustrar el procedimiento de cálculo.

En la Fig. 2 se muestra la variación del volumen de roca y de las presiones de saturación e inicial contra la profundidad; se utilizaron además los valores de 12, 10, 25 y 63 por ciento, para la saturación de agua, la porosidad, la saturación de aceite residual en el casquete de gas y la saturación de gas en el casquete de gas, respectivamente.

Siguiendo el procedimiento de cálculo citado con anterioridad, se encontró que para la profundidad del contacto gas-aceite de 1400m, la presión es de 130kg/cm²; la distribución de presiones para otras profundidades se incluye en la Fig. 2.

Por otra parte, el aceite total producido, correspondiente a dicha posición del contacto gas-aceite, es de 92.2 millones de metros cúbicos.

Utilizando la información adicional siguiente:

Espaciamiento entre pozos = 500m = 50000cm.
(arreglos de 7 pozos; en este caso $A=0.866 E^2$)

$$\Delta P = 0.6 \text{ gr/cm}^3$$

$$\mu_o = 3 \text{ cp}$$

$$B_o = 1.2$$

$$k_o = 0.9 \text{ darcys}$$

$$C = 0.3$$

$$\alpha = 90^\circ \text{ (flujo vertical)}$$

Se obtiene aplicando la ecuación de Dykstra,

$$q_o = 94,212 \text{ cm}^3/\text{seg}$$
$$= \underline{51,208 \text{ bl/día por pozo.}}$$

Considerando que se tienen 50 pozos produciendo, el tiempo necesario para producir los 92.2 millones de metros cúbicos será de 226.5 días.

18.6 DISCUSION

A partir de 1974 se han descubierto en Chiapas, Tabasco y el Golfo de Campeche, varios yacimientos de aceite con características muy favorables -- para la segregación gravitacional del gas liberado.

Con el objeto de seleccionar la forma más apropiada de explotar dichos ya

cimientos, se han empleado modelos matemáticos sofisticados, para predecir - su comportamiento, simulando diversas alternativas de operación. Los resultados obtenidos en estas predicciones constituyen 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 ha permitido 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 desplazamiento. 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 cuente 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 aceite y al gas. d) La compresibilidad de la formación y sus fluidos, etc.

Con la información anterior se establece la conformación del yacimiento, su poniéndolo 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 mayor parte de las propiedades mencionadas. Sin embargo, las permeabilidades relativas al gas y al aceite, cuyo efecto es el más importante⁷, son prácticamente imposibles de determinar en nuestro medio, por la dificultad de disponer de núcleos grandes y representativos de todas las zonas que muestran variaciones apreciables en su estructura porosa. Adicionalmente sería necesario contar con un equipo muy especializado de laboratorio, que permitiera reproducir la liberación del gas disuelto y el desplazamiento correspondiente de aceite, a las condiciones de presión y temperatura del yaci-

miento. Esta simulación experimental del empuje interno del gas liberado, - es indispensable para formaciones con porosidad secundaria, ya que las permeabilidades relativas así determinadas difieren substancialmente de las obtenidas por empuje de gas externo.⁹

Otro factor que complica la determinación de las permeabilidades relativas es la variación, con el tiempo, de la saturación de aceite residual.^{7,3} -- 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. De safortunadamente el comportamiento total del yacimiento y por lo tanto, la recuperación, son muy sensibles a los valores de dichas permeabilidades relativas que se empleen en la predicción. Beveridge⁷ obtuvo 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.

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,¹⁰ de supersaturación del aceite,^{3,9} y de inversión de presión.¹¹

La convección provoca una reducción substancial en la presión de saturación del aceite. En un yacimiento en Irán, la presión de burbujeo del aceite --- mostró un abatimiento de 50 lb/pg², por año, durante 10 años. ¹²

La supersaturación del aceite, que aumenta al aumentar el ritmo de producción, también ha sido comprobada mediante pruebas experimentales.^{3,9} Tanto la convección como la supersaturación del aceite, originan 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, originada por la segregación del gas, tiende a reducir el ritmo de depresionamiento del yacimiento, lo que resulta también favorable para la explotación del aceite.

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 esen-

cial 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.

La literatura técnica especializada muestra que se han desarrollado y aplicado satisfactoriamente diversos modelos simplificados. ^{13,14} De estos se considera muy ilustrativo mencionar el formulado para el yacimiento Hawkins, ¹⁴ constituido por 45 bloques afallados, 10 cuerpos de arenas y 500 pozos productores. Algunas zonas de este yacimiento producen por empuje hidráulico, otras por empuje de gas disuelto y otras por la expansión del gas del casquete. La segregación gravitacional también participa en forma efectiva en diversas partes del yacimiento.

El modelo aludido ha permitido reproducir con gran precisión el avance observado de los contactos gas-aceite y agua-aceite. El ajuste entre las predicciones 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 relativos. 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 ecuaciones empíricas que relacionan la distancia, entre los contactos de fluidos y los intervalos productores, con las relaciones agua-aceite y gas-aceite.

Los resultados de las predicciones realizadas con este modelo se han utilizado para determinar las necesidades futuras de perforación y de reparación de pozos, así como para incrementar substancialmente la recuperación de aceite, cambiando el mecanismo predominante de desplazamiento con agua, por desplazamiento con gas.

Del ejemplo presentado se infieren las conclusiones siguientes respecto a los modelos simplificados: a) Pueden usarse para simular yacimientos complejos. b) Permiten estimar las reservas primarias y las secundarias en forma satisfactoria. c) Son útiles para planear las operaciones y controlar la explotación.

En relación al mecanismo de segregación del gas liberado, conviene discutir algunos aspectos relevantes, que ameritan su consideración específica.

En primer término se menciona la subestimación de este mecanismo en nuestro medio, 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. ¹⁵ Sin embargo, se ha comprobado, que la segregación gravitacional del gas, cuando las condiciones son favorables, es mucho más eficiente y económica. ^{1,16}

Un argumento sostenido en contra de la segregación, es el relativo a la ne

cesidad de restringir substancialmente 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 ob - tención de gastos relativamente elevados, aunque el yacimiento se depresio - ne substancialmente. Tal es el caso del Campo Oklahoma, que produjo hasta 75000 bl/día de aceite cuando su presión era prácticamente la atmosférica.¹⁷ Obviamente esta producción se obtenía por flujo artificial. Por otra parte, el criterio económico de acelerar la explotación incrementar las utilidades, no es ya aceptable. El ritmo de incremento en los precios de los hidrocarburos, que es superior al de los demás bienes y servicios a partir de - - - 1973¹⁸, permite ahora incrementar el valor actual de las utilidades al pro - longar los tiempos de explotación. Por esta razón los estudios económicos que se realizan actualmente consideran el escalamiento en los precios de - los hidrocarburos.^{19,20} Además, para yacimientos con segregación, la re - ducción del ritmo de producción permite incrementar la recuperación, lo - - que generalmente hace aún más rentable su explotación.

Se advierte, finalmente, que las reservas de hidrocarburos y la productivi - dad de los yacimientos recientemente descubiertos, permitirán satisfacer - próximamente tanto la demanda interna como las cuotas máximas de exporta - ción fijadas en el Plan Nacional de Energía. Cuando ésto suceda será nece - sario restringir la producción, lo que a su vez originará la oportunidad - de practicar algunas medidas tendientes a racionalizar aún más la explota - ción de los yacimientos. La coyuntura será entonces favorable para regular la explotación de ciertos yacimientos, a fin de propiciar la segregación - del gas liberado, y probar en ellos la efectividad de este mecanismo.

En relación al procedimiento aquí propuesto, para predecir el comportamien - to de yacimientos con segregación, se considera conveniente indicar lo si - guiente:

La precisión de los resultados depende esencialmente del valor de la satu - ración media de aceite residual en el casquete de gas (S_{org}) que se utili - ce en los cálculos. De hecho al introducir como dato esta saturación, se - evita su determinación explícita, lo que simplifica considerablemente el - procedimiento de cálculo, haciendolo fácilmente aplicable, tanto manual - mente como en computadoras. La misma simplicidad del procedimiento permi - te obtener resultados para un rango de valores de S_{org} .

Como ejemplo del uso del valor medio de dicha saturación de aceite residual se cita el modelo simplificado que se formuló para el yacimiento Hawkins¹⁴, cuya aplicación ha proporcionado resultados totalmente satisfactorios.

En los modelos matemáticos sofisticados, la S_{org} se determina explícita - mente, mediante cálculos laboriosos y complejos, utilizando valores de per - meabilidades 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 utilizar - los en lugar de los más elaborados, cuando se carece de la información bá - sica 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,⁷ a partir de los resultados obtenidos al simular matemáticamente el yacimiento Rainbow. Abajo del contacto gas aceite el gradiente de presión corresponde al de la columna de aceite, que forma una fase continua.

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

B	Factor de volumen. m^3/m^3
Ce	Compresibilidad efectiva, (cm^2/Kg)
D	Profundidad, m.
Ggl	Volumen de gas liberado, m^3 a c.y.
N	Volumen original de aceite, m^3 a c.s.
Np1	Producción acumulativa de aceite, arriba de la presión de saturación, m^3 a c.s.
Np2	Producción acumulativa de aceite, abajo de la presión de saturación, m^3 a c.s.
Np1zgl	Producción acumulativa de aceite, obtenida de la zona con gas liberado, arriba de la presión de saturación, m^3 a c.s.
Np1zob	Producción acumulativa de aceite, obtenida de la zona con - - aceite bajosaturado, m^3 a c.s.
p	Presión, Kg/cm^2
Py	Presión del yacimiento, kg/cm^2
q	Gasto de aceite, m^3 a c.s./día
Rs	Relación gas disuelto-aceite, m^3/m^3
Sgcg	Saturación de gas en el casquete de gas
Sorcg	Saturación de aceite residual en el casquete de gas
Sw	Saturación de agua
Swcg	Saturación de agua en el casquete de gas
t	Tiempo, días
V	Volumen acumulativo de roca a partir de la cima de la formación, m^3
Vcg	Volumen de roca en el casquete de gas, m^3
Vgd	Volumen de roca en la zona de gas liberado disperso, m^3
Vob	Volumen de roca en la zona de aceite bajosaturado, m^3
Ø	Porosidad

Subíndices:

b	Saturación
g	Gas
i	Inicial
o	Aceite
w	Agua
j	Número del bloque
y	Yacimiento

R E F E R E N C I A S

1. Dykstra, H.: "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage", J. Pet. Tech. (Mayo, 1978).
2. Hagoort, J.: "Oil Recovery by Gravity Drainage", S. of Pet. Eng. J. -- (Junio, 1980).
3. Dumoré, J.M. y Schols, R.S.: "Drainage Capillary Pressure Functions -- and the Influence of Connate Water". S. of Pet. Eng. J. (Octubre, 1974).
4. King, R.L. y Stiles, J.H.: "A Reservoir Study of the Hawkins Woodbine Field", SPE No. 2972. 45ava, Convención Anual de Otoño, Houston, Tex. (Oct. 4-7, 1970).
5. Coats, K.H.; "Use and Misuse of Reservoir Simulation Models", J. Pet., Téc. (Noviembre, 1969).
6. Farouq Ali, S.M. y Nielsen, R.F.: "The Material Balance Approach vs.- Reservoir Simulation as an Aid to Understanding Reservoir Mechanics", SPE No. 3080, 45ava. Convención Anual de Otoño, Houston, Tex. (Oct. - 4-7, 1970).
7. Beveridge, S.B. y Spivak, A., "Recovery Sensitivities of High-Relief Reservoirs". Journal of Canadian Petroleum. Jul-Sept. (1969).
8. Craft, B.C. y Holden, W.R., "Well Desing, Drilling and Production". - Prentice-Hall Inc. (1962). Pág. 382.
9. Stewart, C.R., Craig, F.F. y Morse, R.A., "Determination of Limestone Performance Characteristics by Model Flow Tests". Trans AIME Vol 198. (1953).
10. Peaceman, D.W. "Convection in Fracture Reservoirs" S P E J Oct. (1976).
11. Mead, H.N., "Pressure Inversion and Material Balance Calculations". - Trans. AIME (1959).
12. Saidi, A.M. y Van Golfracht, T. "Considération sur les Mécanismes de Base dans les Reservoirs Fractures". Revista del Instituto Francés del Petróleo. Dic. (1971).
13. Richardson, J.G. y Blackwell, R.J., "Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior, JPT. Sept. (1971).
14. Jhon Lee, W, et al. "A Mathematical model of the Haw kins Woodbine Re servoir. J.P.T. Dic. (1975).

15. 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. Dic. (1978).
16. Hart, D. "Unitization, Gas Injection nearly Doubles Empire Abo Production". Drill Bit. Ago. (1977).
17. Katz, D.I., "Possibilities of Secondary Recovery for the Oklahoma City Wilcox Sand". Trans AIME. 1942.
18. Petroleum Engineer. Ago. (1980) pag. 118.
19. Turner, W.J. "Discounted. Cash Flow Projection with Prince and Cost -- Escalation". Petroleum Engineer, Abr. (1980).
20. Landry, M.E., "Economic Simulation Model Aids Investment Evaluation" . Oil & Gas Journal, May. 19, (1980).

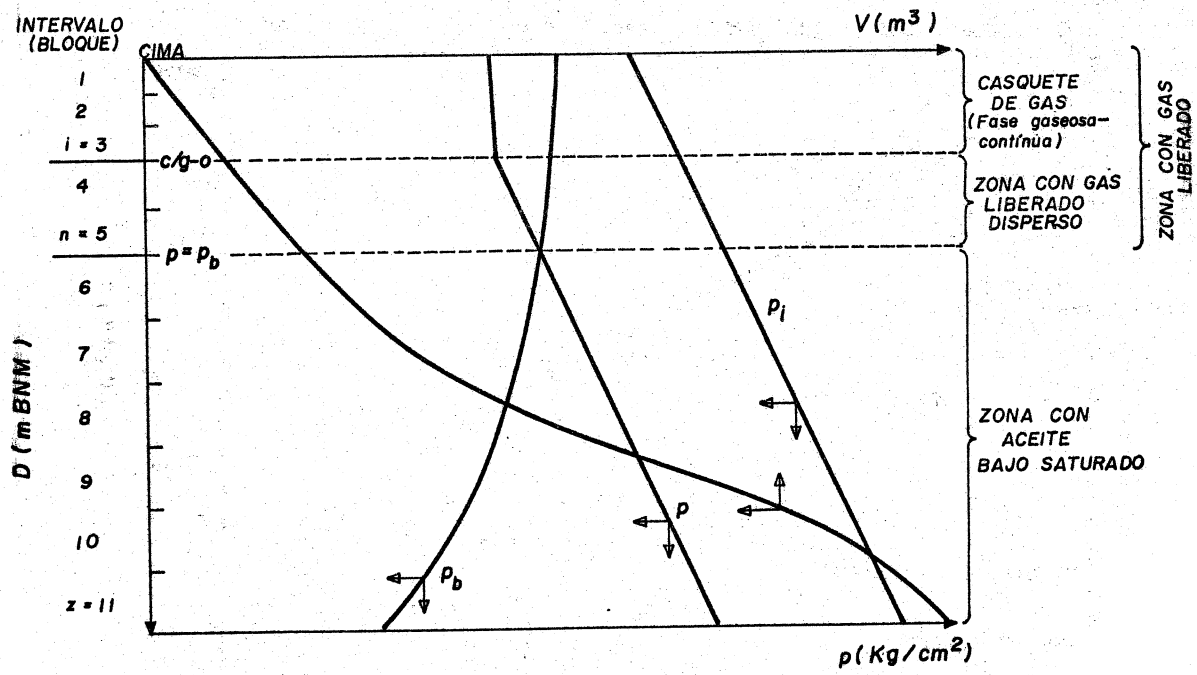


FIG. 1 DISTRIBUCION DE PRESIONES Y ZONIFICACION DEL YACIMIENTO

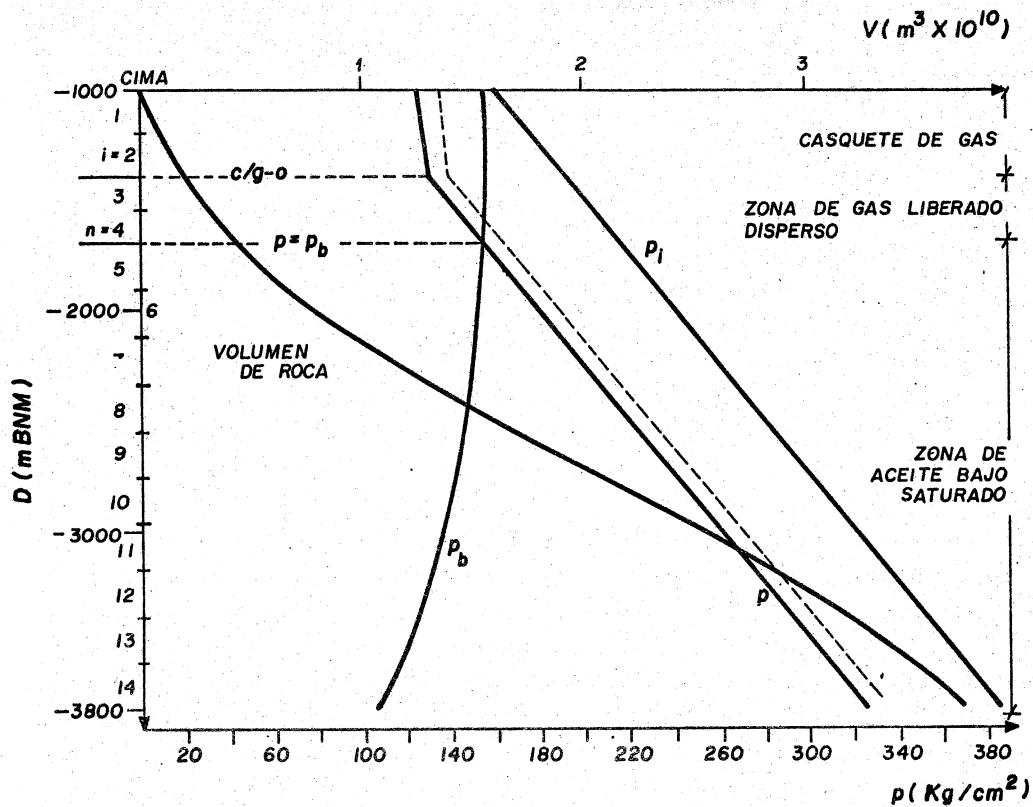


FIG. 2 EJEMPLO DE APLICACION

BIBLIOGRAFIA SELECTA

CAPITULO 1

- 1.- Allen, J.C.: "Factor Affecting the Classification of Oil and Gas Wells", API Drilling and Production Practice, 1952.
- 2.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production"; McGraw-Hill Book Co., 1949.
- 3.- Standing M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbons Systems"; McGraw-Hill Book Co., 1949.
- 4.- Clark, Norman: "It Pays to know your Petroleum; World Oil", marzo y abril de 1953.

CAPITULO 2

- 1.- Buckley E.: "Petroleum Conservation".- AIME. 1951.
- 2.- Guerrero, E.T.: "Impulsión Primaria en Yacimientos Petrolíferos", Petróleo Interamericano. Oct. 1963; Feb. 1964.
- 3.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production". McGraw-Hill Book Co., 1949.
- 4.- Handy, L.L.: "A Laboratory Study of Oil Recovery by Solution Gas Drive". Trans. AIME. 1958.
- 5.- Kyte J.R., et al.: "Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas", Petroleum Trans. Reprint Series No. 2.
- 6.- Benner, F.C., et al.: "Nature and Importance of Surface-Forces in Production of Petroleum", API Drill and Prod. Pract. 1938.
- 7.- Livingstone, H.K.: "Surface Energy Relationships in Petroleum Reservoirs", AIME, Tech. Pub. 1526, 1942.
- 8.- Garaicochea, F.: "Apuntes de Física de Yacimientos". Universidad de Oriente, Venezuela. 1963.

CAPITULO 3

- 1.- Dodson, C.R., y Standing M.B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixtures", Drilling and Production Practice, API, 1944.
- 2.- Hall, Howard N.: "Compressibility of Reservoir Rocks", Trans. AIME, 1953.
- 3.- Fatt, I.: "Pore Volumen Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks". J.P.T., 1958.

CAPITULO 4

- 1.- Hawkins, M.F.: "Material Balances in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point", Trans. AIME. 1955.
- 2.- Hobson, G.D., y Mrosovsky, I.: "Material Balance Above the Bubble Point". Publicación Técnica No. 374. Trans. AIME. 1956.

CAPITULO 5

- 1.- Schilthuis, R.J.: "Active Oil and Reservoir Energy". Trans. AIME. 1936.
- 2.- Katz, D.L.: "Methods of Estimating Oil and Gas Reserves", Trans. AIME. 1936.
- 3.- Pirson, S.J.: "Oil Reservoir Engineering", 2a. ed., McGraw-Hill Book Co., New York, 1958.
- 4.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production". McGraw-Hill Book Co., 1949.
- 5.- Craft, B.C. y Hawkins, M.F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Co., 1958.

CAPITULO 6

- 1.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production". McGraw-Hill Book Co., 1949.
- 2.- Calhoun, J.C., "Relative Permeability Ratio". The Oil and Gas Journal Manual on Engineering Fundamentals.

- 3.- Power, H. "Predicting Reservoir Performance". The Petroleum Engineer, enero 1959.
- 4.- Owens, W.W., Parrish, D.R. y Lamoreaux, W.E.: "A Comparison of Field kg/ko Characteristics and Laboratory kg/ko Test Results Measured by a New Simplified Method", Trans. AIME, 1956.
- 5.- Corey, A.T.: "The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities", Prod. Monthly, 1954.
- 6.- Wahl, W.L. et al.: "Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas-Drive Reservoirs". Trans. AIME. 1958.
- 7.- Torcaso M.A. y Wyllie, M.R. "A Comparison of Calculated kg/ko Ratios with a Correlation of Field Data". Trans. AIME, 1958.
- 8.- Calhoun, J.C.: "Engineering Fundamentals". Publicado por: The Oil and Gas Journal.
- 9.- Cole, F.W.: "Reservoir Engineering Manual".
- 10.- Vogel, J.Y.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells". AIME. Publicación Técnica No. 1476. 1966.

CAPITULO 7

- 1.- Schilthuis, R.D.: "Active Oil and Reservoir Energy". Trans. AIME. 1936.
- 2.- Tarner, J.: "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil", Oil Weekly. 1944.

CAPITULO 8

- 1.- Muskat M.: "Physical Principles of Oil Production". McGraw-Hill Book Co. 1949.
- 2.- Hoss, R.L. "Calculated Effect of Pressure Maintenance on Oil Recovery". Trans. AIME. 1948.
- 3.- West, R.D. "Extensions of the Muskat Depletion Performance Equation". Trans. AIME. 1958.

CAPITULO 9

- 1.- Pirson, S.J.: "Oil Reservoir Engineering". McGraw-Hill Book Co. 1958.
- 2.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production". - McGraw-Hill Book Co. 1949.

CAPITULO 10

- 1.- Tracy, G.W.: "Simplified Form of the Material Balance Equations". Trans. AIME. 1955.

CAPITULO 11

- 1.- Muskat, M. y Taylor, M.O.: "Effect of Reservoir Fluid and Rock Characteristics on Production History of Gas Drive Reservoirs". AIME. Tech. Pub. No. 1917. 1945.
- 2.- Muskat, M. y Taylor, M.O.: "Effect of the Crude Gravity on the Performance of Gas Drive Reservoirs", Petroleum Engr. Dic. 1946.
- 3.- Tarner, J.: "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programas Affect Amount of Recoverable -- Oil", Oil Weekly, Jun. 1944.

CAPITULO 12

- 1.- West, R.D. "Extensions of the Muskat Depletion Performance Equation". Trans. AIME. 1958.
- 2.- O'Brien, T.A. "Depletion Calculation for Segregation - Drive". The Petroleum Engineer, Nov. 1957.

CAPITULO 13

- 1.- Craft, B.C. y Hawkins, M.F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering". McGraw-Hill Book Co. 1958.
- 2.- Schilthuis, R.J.: "Active Oil and Reservoir Energy". Trans. AIME. 1936.
- 3.- Hurst, W.: "Water influx into a Reservoir and its - -- Application to the Equation of Volumetric Balance". - Trans. AIME. 1943.

- 4.- Woods, R.W. y Muskat, M.: "An Analysis of Material Balance Calculations" AIME, Publicación Técnica No. 1780. 1945.
- 5.- Brownscombe, E.R. y Collins, F.: "Estimation of Reserves and Water Drive from Pressure and Production History," AIME, Publicación Técnica No. 2589. 1949.
- 6.- Van Everdingen, A.F. y Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", Trans. AIME. 1949.
- 7.- Stanley, L.T. "Curve-Fitting Cuts Material Balance Calculations". Petroleum Engineer, agosto 1961.
- 8.- Mueller, T.D.: "Transient Response of Nonhomogeneous Aquifers". Trans. AIME. 1962.
- 9.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production". McGraw-Hill Book Co., Inc. N.Y. 1949.

CAPITULO 14

- 1.- Havlena, D. y Odeh, A.S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight Line". Trans. AIME. 1963.
- 2.- Stanley, L.T.: "Curve-Fitting Cuts Material Balance Calculations". The Petroleum Engineer; agosto 1961.

CAPITULO 15

- 1.- Wright, F.F.: "Effect of Rates on Performance in Browning Unit Water Flood". Petroleum Transactions Reprint Series No. 2.
- 2.- Hawkins, M.F.: "Material Balances in Expansion Type Reservoirs above Bubble Point", Trans. AIME. 1955.
- 3.- Woody, L.D. y Moscrip, R.: "Performance Calculations for Combination Drive Reservoirs" Trans. AIME. 1956.
- 4.- Schilthuis, R.J.: "Active Oil and Reservoir Energy". Trans. AIME. 1936.
- 5.- Dardaganian, G.S.: "The Application of the Buckley-Leveret Frontal Advance Theory to Petroleum Recovery". Trans. AIME. 1958.
- 6.- Dardaganian, G.S.: "Higher Residual Gas Saturation". The Petroleum Engineer; noviembre 1958.

- 7.- Kyte, J.R., Stanclift, R.J., Stephens, S.C., y Rapoport, L.A.: "Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas". Trans. AIME. 1956.
- 8.- Bass, M., y Crawford, B.: "Experimental Water Flooding Recoveries Above and Below the Bubble Point" Publicación Técnica No. 325 Trans. AIME. 1956.
- 9.- Timmerman, E.H.: "Predict Performance of Water Floods Graphically". Petroleum Engineer; Nov. 1971.
- 10.- Cole, W.F.: "Determining Oil Lost by a Shrinking Gas Cap". World Oil, Abr. 1958.