

16 Ingeniería



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO PRIMARIO POR
SEGREGACION GRAVITACIONAL**

**TRABAJO ESCRITO
QUE PRESENTA:
MARIO ALBERTO NIÑO CHAVEZ
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO**

México, D. F.

Octubre de 1981



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C O N T E N I D O

Capítulo		Página
I	INTRODUCCION	1
II	DESCRIPCION DEL MECANISMO DE SEGREGACION GRAVITACIONAL	7
	1. Mecanismo de Desplazamiento	7
	2. Condiciones Favorables a la Segregación	9
	3. Fenómenos Asociados a la Segregación.	15
III	IDENTIFICACION DE LA SEGREGACION Y CONTROL DE LA EXPLOTACION	19
IV	CASOS HISTORICOS	22
V	POSIBILIDADES DE APLICACION EN MEXICO	27
VI	METODOS DE PREDICCION	31
	1. Método Simplificado para Predecir el Comportamiento de un Yacimiento con Segregación Gravitacional	34
VII	CONSIDERACIONES ECONOMICAS	46
VIII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
	APENDICES	
A.	ALGUNAS APLICACIONES DE LOS MODELOS NUMERICOS EN YACIMIENTOS	52
B.	VARIACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	55

Capítulo		Página
C.	CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION ARRIBA DEL CONTACTO GAS-ACEITE	57
C.I.	CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION ABAJO DEL CONTACTO GAS-ACEITE	58
	NOMENCLATURA	62
	REFERENCIAS	64

I. INTRODUCCION.

Hasta el año de 1850, la fuente más importante de energía era la madera. En las postrimerías del siglo XIX surge una nueva fuente, el carbón, el cual empieza a desplazar a la madera -- llegando a convertirse en el principal energético de la humanidad^{1°}.

En 1858, da comienzo la explotación del petróleo como industria en los Estados Unidos, con la perforación de un pozo en Titusville, Pensilvania, bajo la dirección del coronel Drake.

En Rusia, en 1873 el sueco Alfred Nobel, creador del premio - nobel, consiguió autorización del gobierno para explotar la zona de Bakú, en el Cáucaso.

En 1907, se funcionan dos grandes compañías: La Royal Dutch, holandesa y la Shell, inglesa, formando la Royal Dutch Shell Corporation. En 1908 se incorpora también a la producción del petróleo en Oriente Medio, con la compañía Anglo-Persian.

En México, la existencia del petróleo de base asfáltica era conocido por los pobladores de México prehispánico, pero fue hasta 1882, cuando en Tampico, Tams., se inician los trabajos de exploración en forma sistemática.²

La Mexican Petroleum Co, en los terrenos de Ebano, S.L.P., -- cerca de Tampico, perfora el Pozo 1, en las inmediaciones del cerro La Paz, el cual empezó a producir en mayo de 1901. Posteriormente a este pozo se pueden citar el Dos Bocas al norte --

de Veracruz, con una profundidad de 550 metros, pozo que se descentró e incendió, hasta que se invadió de agua salada.

El 27 de diciembre de 1910, brotó el pozo Petrolero del Llano, cerca de Tuxpan, Ver., propiedad de la compañía el Aguila. -- Contemporáneos al anterior, brotaron el Juan Casiano y el Cerro Azul 4, el cual produjo un millón y medio de metros cúbicos de gas, (se calculó), antes de que apareciera al día siguiente el aceite.

Surge en la primera mitad del siglo XX, el petróleo, desplazando al anteriormente imprescindible carbón, y son muchos los yacimientos de este mineral, que se cierran debido a que su utilidad era ínfima (actualmente se han vuelto a abrir grandes yacimientos de este energético, debido a la alza de los precios del petróleo).

No se puede dudar que el hombre se encuentra en la era del petróleo y que dicho energético constituye actualmente la principal fuente de energía mundial.

De acuerdo a un estudio elaborado por la empresa de investigación Rand Corporation, el territorio de la República Mexicana, forma parte del Anillo de Petróleo, que atraviesa cuatro de los cinco continentes. Tal estudio fue entregado a la CIA, bajo el título "Yacimientos Petrolíferos Gigantes y Recursos Mundiales de Petróleo", concluyó que la cuenca de Arabia Saudita, Irán y los yacimientos de Reforma en México, son las zonas del mundo potencialmente más ricas en petróleo y las --

Únicas donde existen posibilidades de encontrar campos petrolíferos super gigantes³.

El informe de la Rand Corporation, mencionó cuatro grandes campos descubiertos después de 1975; Agave, Artesa, Mundo Nuevo y Zapatero, puestos a producción en 1976 y 1977. Específicamente sobre Reforma, el documento indica que el yacimiento es Samaria-Cundaucán (que es el Antonio J. Bermúdez) podrá convertirse en el yacimiento super gigante más importante descubierto en las últimas décadas (considerando como super gigante aquellos con una producción probable de 5 000 millones de barriles como mínimo).

A.A. Myerhoff, geólogo petrolero, escribió que pruebas hechas en los campos de Sitio Grande y Cactus, en los estados de Chiapas y Tabasco, evidenciarán la existencia de depósitos petrolíferos de carbonatos del Jurásico Tardío, Cretácico Primario y Cretácico Medio.⁴

La exploración y desarrollo continuado, aumentaron consistentemente las reservas probadas en la Faja de Reforma, hasta el punto que constituye actualmente uno de los complejos de reservas petroleras más grandes del hemisferio occidental.

México ha descubierto, enormes riquezas en los estados de Campeche, Chiapas y Tabasco en los últimos años, tal es el caso del campo Antonio J. Bermúdez con una producción de 600 mil barriles por día. Pozos terminados tanto en tierra como costa afuera (frente a Campeche, actualmente) ofrecen eviden

cias suficientes para creer se trata de grandes depósitos de petróleo y gas, aún cuando sus reservas sigan siendo indeterminadas. Petróleos Mexicanos, afirmó haber descubierto en el Norte de México, importantes campos de gas en el Golfo de Sabinas, Coah., en un área aproximada a los 40 mil kilómetros cuadrados, de donde en 1980 se obtuvo una producción de - - - 10 000 millones de metros cúbicos por día, de cada pozo, de - - - gas no asociado.⁵

Además Petróleos Mexicanos, calculó que sus reservas aumentarán en los últimos tres años hasta 67 830 millones de barriles (reservas probadas) y en reservas potenciales desde - - - 120,000 millones de barriles a la estupenda cifra de 250 000 millones de barriles (incluye reservas probables y probadas).⁶

A finales de 1980, México alcanzó una producción de 2 millones 250 mil barriles diarios, ésto lo colocó como el primer - - - productor de petróleo de América Latina, y entre los seis - - - países petroleros de mayor importancia mundial.

Sin embargo, es necesario puntualizar que la explotación de - - - los hidrocarburos debe efectuarse racionalmente, siguiendo - - - los criterios técnicos, económicos y sociales que más convengan al desarrollo del país.

Este trabajo, esencialmente técnico, está enfocado hacia el estudio y la posibilidad de aplicación de la forma más efi-cientemente y económica para la explotación del petróleo, en yaci-mientos que presenten condiciones favorables para la "Segre-

gación Gravitacional".

Antes es necesario indicar, que existen diferentes mecanismos naturales de desplazamiento de fluidos en los yacimientos, -- que operan en forma independiente ó combinadas, como también temporal ó permanentemente durante su explotación.

Entre estos mecanismos se pueden mencionar:

- a) Expansión de la roca y los líquidos
- b) Empuje por gas disuelto liberado
- c) Empuje por capa de gas
- d) Empuje por agua
- e) Desplazamiento por segregación.⁷

La selección de la forma de producción más conveniente, se -- lleva a cabo analizando las diversas alternativas de explota -- ción existentes. Para esto, es necesario identificar y eva -- luar los mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en -- forma natural ó mediante la inyección de fluidos.⁸

Análizar cada uno de los procesos de desplazamiento queda -- fuera de este trabajo, sólo se citan como información comple -- mentaria.

La "Segregación Gravitacional", se presenta en yacimientos - con una presión menor a la presión de saturación Fig.(1.1), - y es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse de - acuerdo a sus densidades. Es en sí una separación, en la cual por efecto de la gravedad los fluidos más ligeros ocupan la

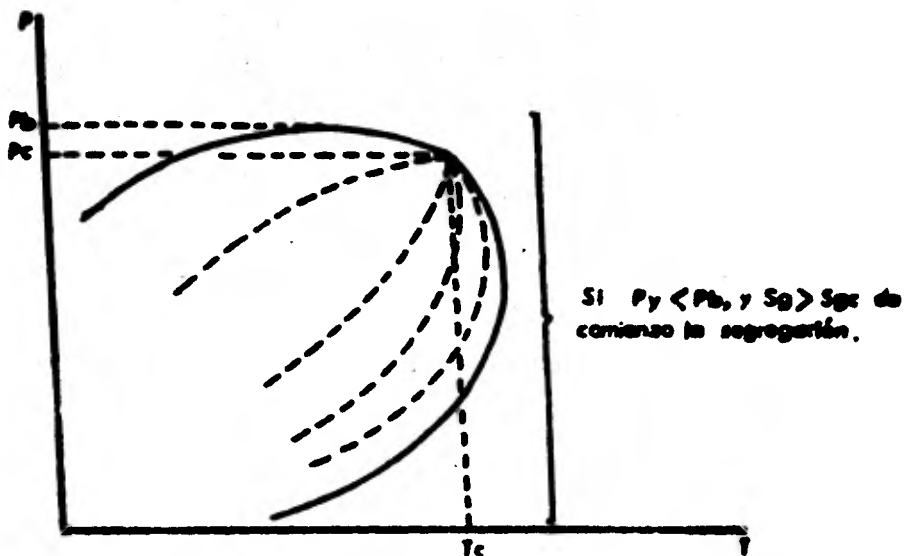


Fig. 1.1. La Segregación Gravitacional ocurre para yacimientos con $P_y < P_b$.
(Diagrama de fases ilustrativo)

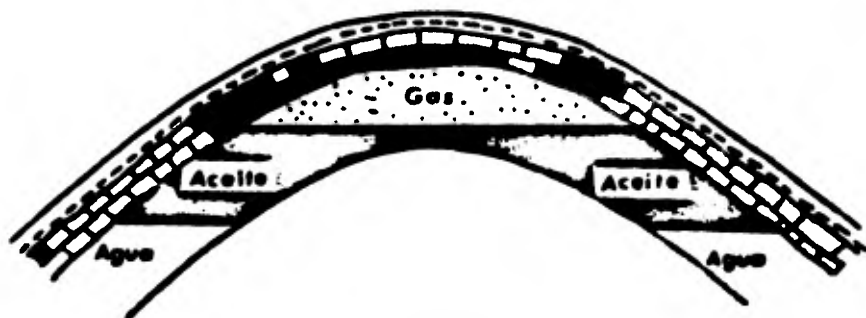


Fig. 1.2. Distribución de los fluidos en un yacimiento de acuerdo a sus respectivas densidades.

parte superior del receptáculo que los contenga, mientras que los fluidos más pesados se desplazan hacia el fondo, quedando gradualmente distribuidos. Para el caso de un yacimiento que presenta condiciones favorables a la segregación, el gas por ser el fluido más ligero, tenderá a ocupar la parte más alta de la estructura; en una posición intermedia quedará el aceite; y el agua por ser el fluido de mayor densidad a los tres, se desplazará hacia la parte inferior (aunque puede ser encontrada en todo el yacimiento) formando una fase continua. Fig. (I.2). Es importante aclarar, que una distribución como la -- de la Fig. (I.2), en yacimientos que no presentan condiciones favorables a la segregación, sólo se logra en períodos de -- tiempo geológico y si los efectos de capilaridad lo permiten.

II. DESCRIPCIÓN DEL MECANISMO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.

Para poder dar una explicación más detallada de la forma en -- que se desarrolla el fenómeno de segregación y la manera en -- que actúa el mecanismo se dividió este capítulo en tres partes principales que son:

Mecanismo de Desplazamiento. - Principales fuerzas que inter--vienen.

Condiciones Favorables a la Segregación. - Propiedades físicas de los fluidos contenidos y características de la formación.

Fenómenos Asociados.

II.1 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO

El estudio del mecanismo de segregación del gas disuelto liberado, a contraflujo con el aceite es reciente. Como la recuperación de estos casos es sensible al ritmo de producción y es este ritmo dependiente del número de pozos productores, es posible optimizar la explotación que permita extraer al aceite en forma más económica o racional.^{1°}

Para tener una idea de la forma en que se desarrolla el fenómeno de segregación en un yacimiento (que presenta condiciones favorables) es necesario analizar las fuerzas que afectan las trayectorias de las burbujas del gas liberado.

Las fuerzas que intervienen son: el peso de la burbuja (M); - la fuerza originada por la diferencia de densidades entre el gas y el aceite (F_p); la fuerza debida al gradiente de pre--

• Referencias al final

sión (F_p); y las fuerzas viscosas, que se oponen al movimiento de la burbuja (F_v).

La Fig. (II.1) muestra cualitativamente las trayectorias de las burbujas del gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

El gradiente de presión (∇_p) es función de la distancia al pozo, alcanzando sus valores máximos en la vecindad del mismo y disminuye conforme se aleja del pozo productor, a tal grado que es nulo su efecto a distancias mayores al radio de drenaje.²

Por lo tanto, analizando la Fig. (1.a), la cual muestra el diagrama de cuerpo libre para una burbuja cerca de la vecindad del pozo, se puede concluir que tiene una tendencia a ascender, pero su movimiento predominante es hacia el pozo (probablemente llegue a ser producida). Sin embargo para el pozo de la Fig. (1.b), la cual se encuentra a una distancia mayor del pozo, la resultante de las fuerzas actúa casi verticalmente, tendiendo a incorporarla al casquete gaseoso, en vez de desplazarla hacia el pozo.

De lo anterior se deduce, que la segregación del gas liberado, está sujeta en gran parte a los gradientes de presión aplicados. Es importante puntualizar que el gas liberado se segregará sólo después de exceder su saturación crítica, y que su máximo ritmo de segregación se obtendrá cuando se igualen los valores, e las movilidades del gas y del aceite.

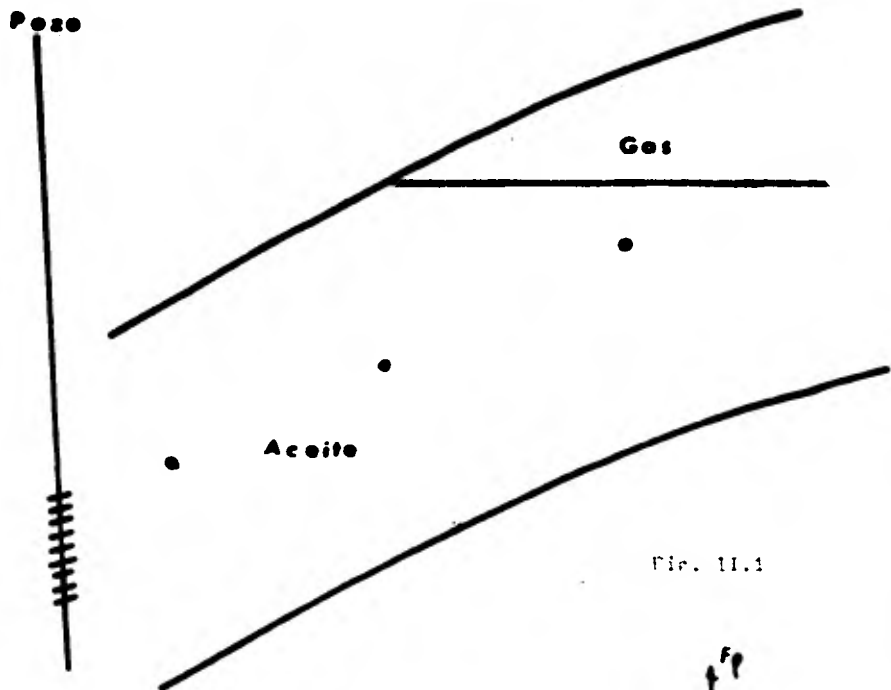


Fig. 11.1

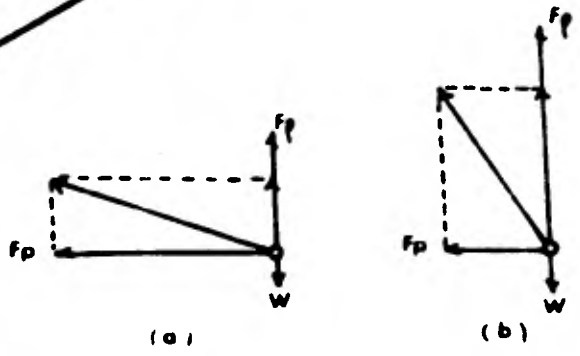


Fig. 11.1 Representación cualitativa de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas.

Las condiciones de terminación de los pozos, como su localización y situación en el intervalo productor, afectarán también el comportamiento y la recuperación de los yacimientos en cuestión.

II.2 CONDICIONES FAVORABLES A LA SEGREGACION

En general, para que un yacimiento sea considerado como buen candidato para ser explotado mediante el mecanismo de desplazamiento por segregación gravitacional, debe presentar condiciones que favorezcan su intervención. Tales condiciones incluyen tanto las propiedades de los fluidos contenidos, como las características petrofísicas y geológicas de la formación. Por tanto, se puede considerar para explotar el mecanismo de "Segregación Gravitacional", a todo aquél yacimiento que presente las siguientes condiciones:

- a) Buena permeabilidad vertical.- al existir buena comunicación verticalmente, el gas libre fluirá con facilidad a la parte superior del yacimiento en vez de ser arrastrado hacia los pozos por el gradiente de presión. Dicho gas contribuirá al desarrollo de un casquete de gas secundario, lo cual aumentará substancialmente la eficiencia total de desplazamiento.
- b) Gran espesor.- Esta situación propicia que se presenta un contraflujo de aceite y gas³. El aceite que libera parte del gas que tenía en solución se vuelve más denso y tiende a escurrir hacia abajo, al mismo tiempo el gas --

por su menor densidad, fluye hacia arriba. Este fenómeno - se presente en lo que se considera como "Zona Gaseosa".

En un yacimiento con gran espesor (200 metros o más), la trayectoria que seguirá una burbuja de gas libre, sería su puestamente en sentido vertical ascendente (si los gradientes de presión aplicados son adecuados), incorporándose rápidamente el casquete de gas.

En cambio si el espesor es pequeño (30 metros o menos) y no tiene un echado con considerable ángulo de buzamiento (α), el gas será preferentemente arrastrado hacia el pozo productor.

- c) Alto relieve estructural.- los yacimientos con alto relieve estructural pueden presentar una segregación intensa. Debido a que existen diferencias en las propiedades de los fluidos como un resultado de los cambios de presión y temperatura con la profundidad.

La presión de saturación, la presión inicial, la viscosidad, la relación gas-aceite, la densidad y factor de volumen son particularmente susceptibles a variar con la profundidad. Figs. (II.2, II.3, II.4, II.6, II.7). Además de estas variaciones hay casos anormales en los cuales la composición del aceite varía con la posición estructural a la profundidad⁴.

Smith⁵ usa la magnitud del término gravitacional - - - -

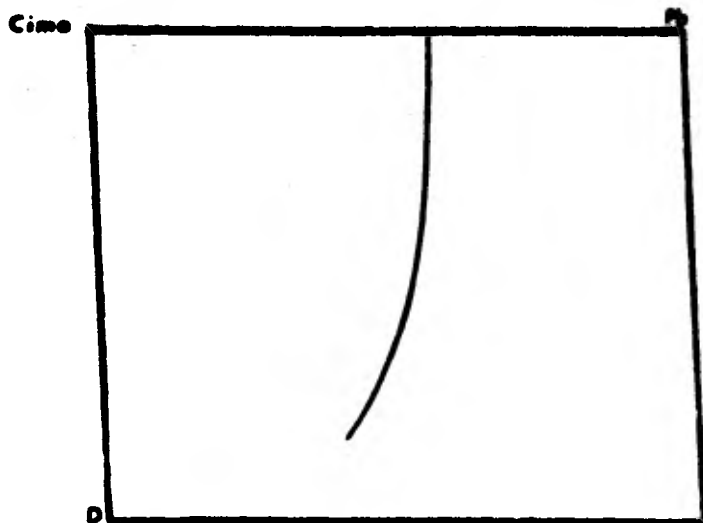


Fig. II. 2 Variación de la Presión de saturación con la Profundidad

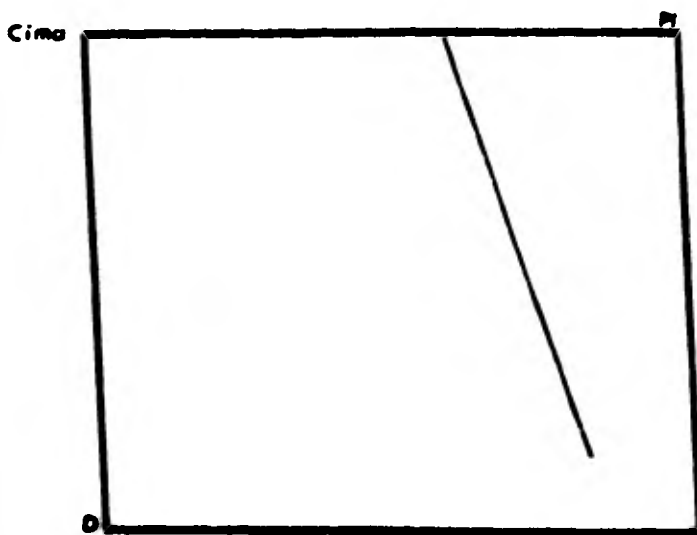


Fig. II. 3 Variación de la Presión inicial con la Profundidad.

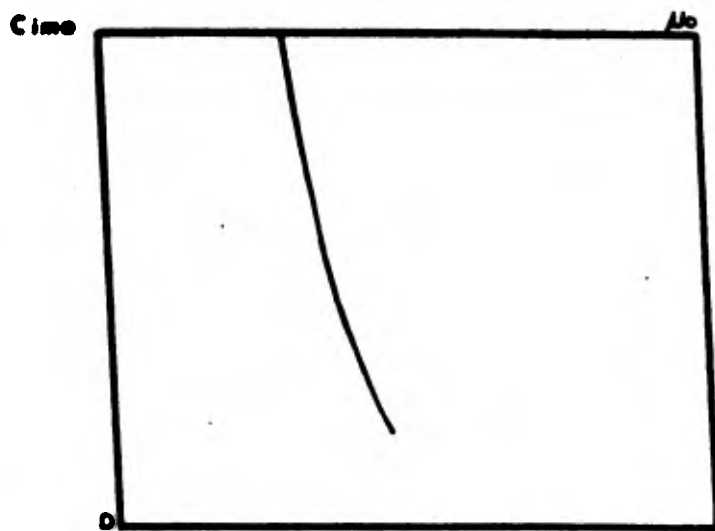


Fig. II. 4 Variación de la Viscosidad del aceite con la Profundidad.

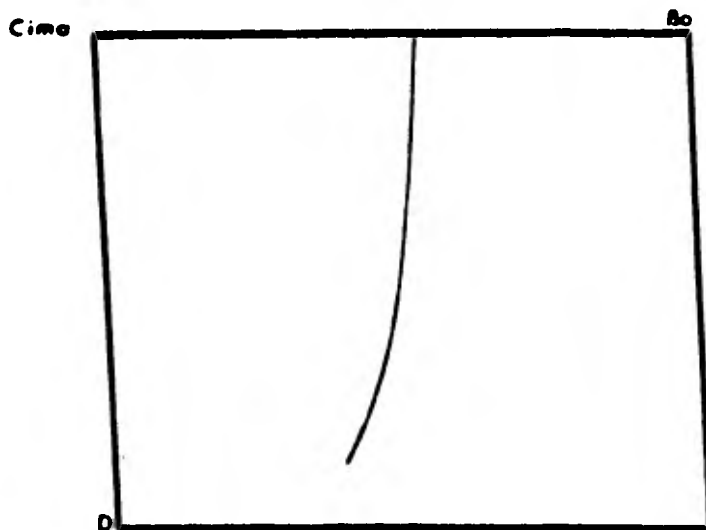


Fig. II. 5 Variación del Factor de volumen del aceite con la Profundidad.

Cima

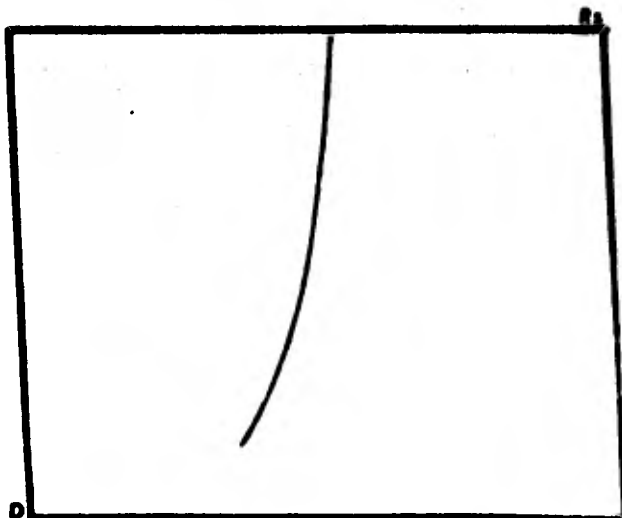


Fig. 11.6 Variación de la Relación de solubilidad con la Profundidad.

Cima

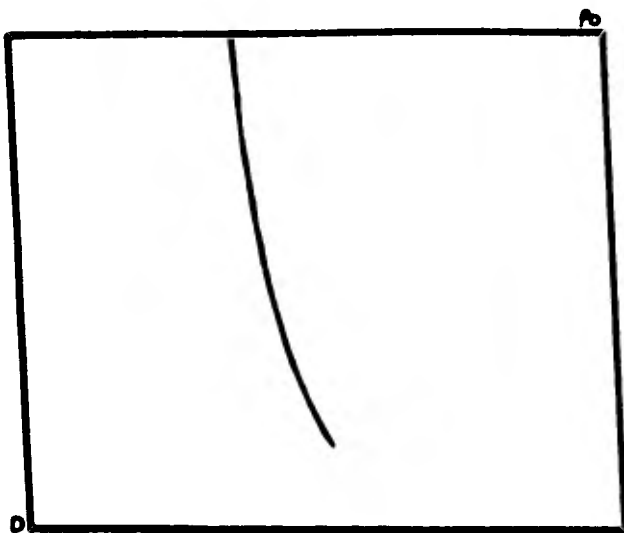


Fig. 11.7 Variación de la Densidad del aceite con la Profundidad.

$\left[\frac{K_g}{\mu} (\rho_o - \rho_g) \sin \alpha \right]$ como un criterio para determinar los yacimientos donde la segregación gravitacional tiende a ser importante.

Los datos de la tabla (II.A) indican que el término gravitacional tiene que ser mayor de 10, en las unidades allí empleadas, para ser efectivo a la segregación.

El ángulo de buzamiento, para el caso de yacimientos con pequeño espesor, juega un papel muy importante en el desarrollo de la segregación de una burbuja de gas, así como también el lugar donde haya sido o hayan sido terminados los pozos.

Si se analiza las Figs. II.8a y II.8b, la resultante (R) -- que determinará el movimiento de la burbuja en el sentido vertical ascendente, estará afectada por el ángulo del echado (α) retardando consecuentemente la incorporación de la misma al casquete.

En cambio en la Fig. II.8a, donde el ángulo de buzamiento (α) es mucho mayor, propicia la segregación aún teniendo se un espesor de estrato muy pequeño.

d) Aceites ligeros o velátiles.- La presencia de este tipo de fluidos en un yacimiento que puede ser explotado mediante el mecanismo de "Segregación Gravitacional" natural ó con la implantación de un sistema de inyección de gas, es muy importante, pues recientes estudios han demostrado un incremento substancial en las recuperaciones finales obtg

TABLA II.A DATOS REALES SOBRE SEGREGACION GRAVITACIONAL
 (TOMANDO DE R.H. SMITH "THE GRAVITY DRAINAGE MECHANISM" EXCEPTO LO DEL YACIMIENTO
 NILE SIX POOL)

Campe y Yacimiento	Viscosidad del aceite (cp)	Permeabilidad de aceite a partir del μ (md)	Porosidad del aceite (md/cp)	Angulo de buzamiento grados	sonet	$(\rho_o - \rho_g)$	$\frac{20}{L}(\rho_o - \rho_g)$ o similar	Espeor (Pies)	Segregación
Lola view	17	2000	118	24	0.41	0.86	41	100	SI
Lance Creek	04	80	200	4.5	0.88	0.63	10	Estrato muy delgado.	SI
Sundance	1.3	1100	846	22	0.37	0.66	283	45	SI
Oklahoma City	2.1	600	286	36	0.59	0.56	94	?	SI
Rattlesnake, Toubler	0.8	72	90	30	0.80	0.57	26	80	SI
West Coyote, Emery	1.45	28	19.3	17	0.29	0.61	3.4	75	?
San Miguelito, First Grubb	1.1	34	30.9	39	0.62	0.68	12	40	SI
Huntington Beach, Lower Ashton	1.8	125	69	25	0.42	0.67	19	80	SI
Ellwood, vaqueros	1.5	250	167	32	0.53	0.69	61	120	SI
San Ardo, Campbell	2000	4780	2.35	4	0.07	0.90	0.15	230	--
Wilmington Upper Terminal Block V	12.6	284	22.5	4	0.07	0.84	1.32	40	--
Huntington Beach, Jones	40	600	15	11	0.19	0.87	2.5	40	NO
Nile Six Pool, Peru	1.32	300	224	17.5	0.30	0.70	47	635	SI

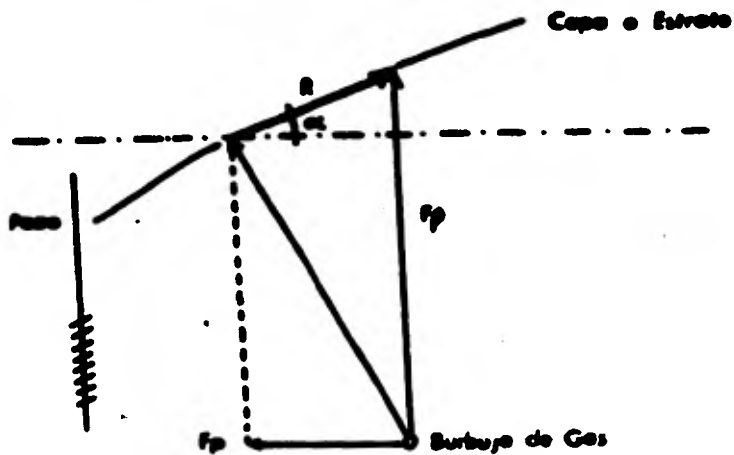


Fig. II.8.a Angulo de buceo pequeño, retarda la segregación

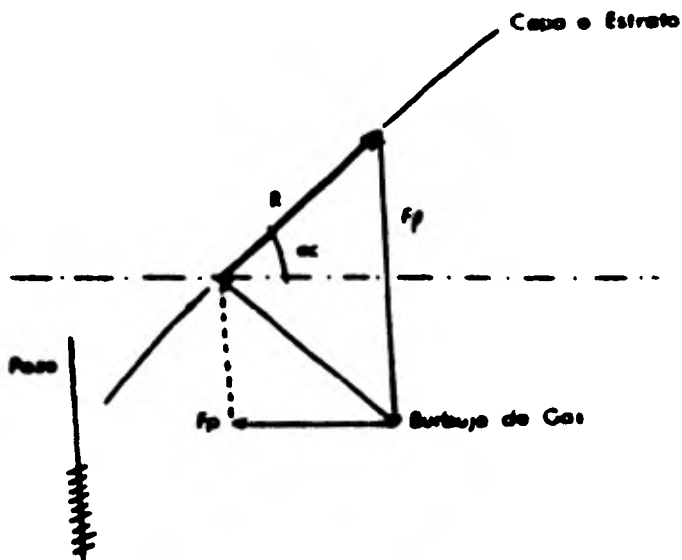


Fig. II.8.b Angulo de buceo grande, favorece la segregación aún en vaciamientos de pequeño espesor.

nidas.

El comportamiento y la composición de este tipo de aceites oscila entre el del gas y el aceite pesado. Son producidos con relaciones gas-aceite que varía entre 1500 a 3500 pies cúbicos por barril. Con una densidad generalmente mayor a los 40°API a condiciones de tanque. Y con un factor de volumen superior a 1.75 $\frac{\text{m}^3 \text{ C.V.}}{\text{m}^3 \text{ C.S.}}$. Tabla II.B.6

Si no existe un empuje hidráulico efectivo en un yacimiento que se encuentra en producción, la presión propia se abatirá rápidamente. Si es permitido que la presión llegue a ser menor que la de saturación se presentará un encogimiento ó merma de los aceite altamente volátiles, provocando un aumento en la relación gas-aceite producida, una rápida disipación de la energía natural del yacimiento y un decremento en la eficiencia de recuperación⁷.

Inyección de gas. - históricamente, la inyección de gas ha sido uno de los principales medios para obtener una recuperación mayor en yacimientos petrolíferos, más aun si es de aceites de tipo volátil. Aparentemente se han alcanzado -- eficiencias de desplazamiento del orden del 66% del volumen original de hidrocarburos.

Lo anterior se atribuye a un desplazamiento de tipo miscible, originado por el enriquecimiento del gas inyectado -- (metano, etano, etc) en hidrocarburos pesados, liberados -- del volumen de aceite residual, por efecto de un intercam

T A B L A 11.0.

Statistical Summary - Typical Hydrocarbon Reservoir Field Systems

Campo/Reservorio	Profundidad (Pies)	P ₁ (lb/esp ³)	T ₁ (°F)	P ₂ (lb/esp ³)	Composición				Separación Diferencial			Separación Flash			OBSERVACIONES	
					C ₁	C ₂	C ₃	Resto	600	100	0	600	100	0		
Washita/ Benton (24)	11,000	5,400	100	4175*	.000	.200	.102					2077	00		Fracción de peso. Flash 600-100- 00-00-0.	
Elm City/ Humber (10)	9,000	4,204	100	3383	.067	.292	.161	170	3200	40	3.17	2000	00	2.00	Flash 100-00-0 for separator field operations	
North Louisiana/ Sandover (17,21)	10,000	5,070	205	6035	.672	.229	.107	100			0.7	2000	00	2.00	Flash 000-0.	
Pickens/ Adrian (0.42)	7,000	3,570	200	3000	.000	.311	.700	102	1030	40	2.00	1070	00	2.00	Flash 100-0	
Watauga/ Benton (31)	12,000	5,700	252	3051	.057	.254	.200	170	1300	40	1.00	1000	00			
Shank's Creek/ Cochford (17)	6,000	4,675	200	3515	.005	.307	.213	175	1000		2.00	1077	01	1.00	Fracción crítica 000 peso.	
South Louisiana/ Alcoron	11,000	11,000*	200	6005	.700	.102	.116	230	1700	30	0.10	1000	01	2.00	Flash 000-100- 00-0.	
SE USA/ Jurassic	10,700	7,030	205	2305	.000	.100 ²⁰	.270	115		00	1.00	1300	00	2.00	poly flash as to- cipos 0.10 Hg.	
W-south "A"	8,700	5,000	250	3055	.00	.20	.17	170				1000	00	2.20	Flash 000-10-0	
"Typical" black oil (15)					.000	.001	.001	225							005 30	

* La fracción molar C₂, C₃ incluye CO₂ y H₂S.

bio molecular entre el gas y el aceite.

El intercambio molecular, se favorece al contarse con altas - presiones de inyección, y relativamente altas temperaturas. - Sin embargo, se requiere de la instalación de equipos de compresión y de beneficio del gas, lo cual incrementa los costos de las operaciones de producción, de tal manera que parezca - inaceptable económicamente el proyecto.

Resulta de suma importancia, analizar de la manera más detallada, bajo los criterios técnicos la decisión de la alternativa para la explotación de un yacimiento, para evitar una selección equivocada de métodos de recuperación más atractivos.⁹

Inyección de agua.- en yacimientos de aceites volátiles, los cuales generalmente tienen viscosidades menores que 1.0 cp, - la razón de mojabilidad en desplazamientos de agua-aceite es altamente favorable.

Las recuperaciones estimadas son del orden del 39% al 48%⁸.

II.3 FENOMENOS ASOCIADOS A LA SEGREGACION.

En yacimientos con alto relieve estructural ó con espesores - considerables se ha comprobado la manifestación de los fenómenos siguientes:¹⁰.

Desarrollo de la zona gasógena.

A consecuencia de los cambios naturales de la temperatura y - la presión con la profundidad, las propiedades del aceite be-

Jo saturado como se mencionó anteriormente, varían también⁹.

Antes de comenzar con la explotación de un yacimiento, la distribución de la presión de saturación del aceite y de la presión del yacimiento, con la profundidad será como la mostrada en la Fig. (II.9). Sin embargo al transcurso del tiempo de explotación, se presenta un abatimiento gradual de la presión inicial, disminuyendo hasta que es igual a la presión de saturación primero en la parte superior del yacimiento y posteriormente a mayor profundidad. Dicho proceso provocará la formación de una zona gasógena, la que a su vez generará un casquete de gas secundario. Simultáneamente existirá en el yacimiento un nivel de presión de saturación, bajo el cual el aceite permanece bajosaturado. La Fig. (II.10) muestra la distribución de los hidrocarburos que en 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 donde se alcanza la saturación de gas crítica.

Convección.

En yacimientos fracturados y cavernosos, la liberación de gas o vaporación 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 bajo saturado en la parte inferior. El aceite que en la zona gasógena desciende por las

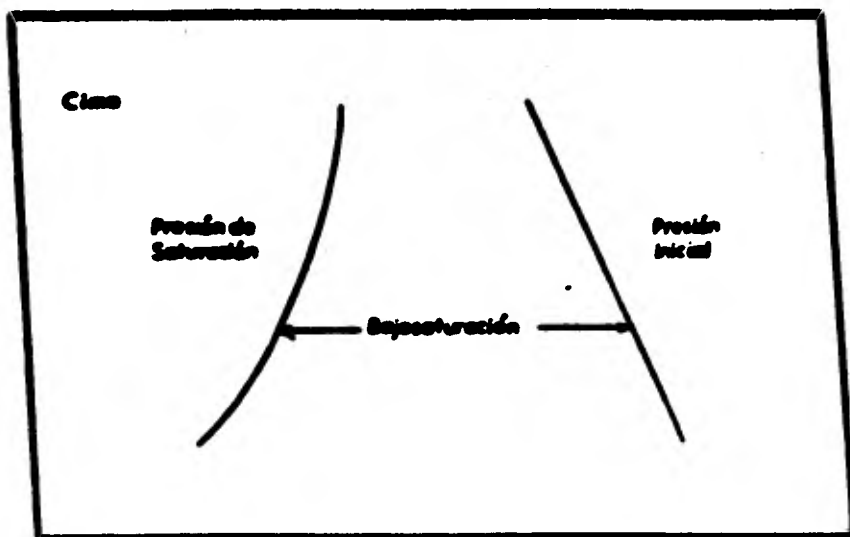


Fig. 11.9 Variación de las presiones iniciales del yacimiento y de saturación del aceite con la profundidad.

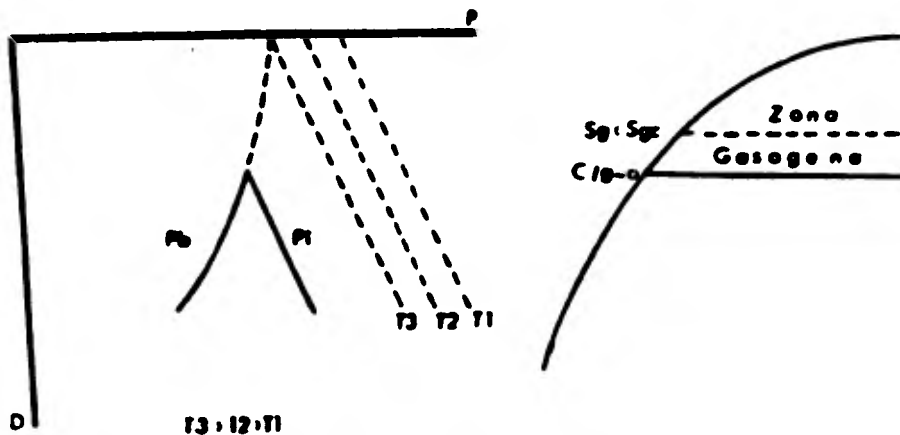


Fig. 11.10 Distribución de hidrocarburos, generada por la explotación, en un yacimiento con aceite inicialmente bajasaturado.

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 las fisuras. A consecuencia de esta convección el aceite más denso, que contiene menos gas en solución fluye hacia abajo por las fisuras y cavernas y establece contacto con el aceite ligero contenido en la matriz y en las fracturas de 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 convección expuesto ha sido identificado en varios yacimientos calcáreos similares a los de la Reforma.

"Inversión de presión" y pseudo entrada de agua.

H.H. Mead advierte, en 1959, que el fenómeno de Stegemier y Mathews denominaron "inversión de presión", ocurre también en los yacimientos con segregación del gas liberado. El cambio en la posición del gas, al ascender, produce un efecto equivalente al incremento de presión proporcionado por la invasión e inyección de un fluido al yacimiento. Este efecto puede atribuirse, al aplicar la ecuación de balance de materia a la entrada natural de agua. El error así introducido es directamente proporcional a la longitud de la - - -

zona de aceite y a la cantidad de gas segregado, e inversamente proporcional a la presión del yacimiento.

Por ejemplo, si se aplica la ecuación de balance de materia -- en forma de línea recta, para determinar simultáneamente los valores de N y C , a un yacimiento con segregación y sin entrada de agua, siempre se podrá encontrar la manera de ajustar los parámetros correspondientes a W_e^* .

$$\frac{F}{E_0} = N + G \frac{E_g}{E_0}$$

donde:

$$G = Nm \frac{Bct_1}{Bg_1}$$

$$W_e = C \sum \Delta p T^m$$

- N : Volumen de aceite original
 C : Constante de entrada de agua
 W_e : Entrada de agua

En realidad la formación de un casquete de gas secundario produce un efecto, en la presión del yacimiento, equivalente a la entrada natural de agua.

III. IDENTIFICACION DE LA SEGREGACION Y CONTROL DE LA EXPLOTACION.

Se debe presuponer la segregación del gas liberado en yacimientos con echados pronunciados y espesores considerables, aceites ligeros y alta permeabilidad primaria o secundaria. Sin embargo, son realmente pocos los yacimientos que reúnen todas las condiciones que favorecen el mecanismo, aún considerándolos a nivel mundial.

Los sistemas de fracturas favorecen el drenaje por gravedad, incluso en yacimientos con baja permeabilidad en su matriz^{1*}. - El desarrollo de un casquete de gas secundario se manifiesta por el incremento en la relación gas-aceite, de los pozos terminados en la parte superior del yacimiento.

Los pozos localizados 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 serán menores que las privativas en yacimiento sin contraflujo de aceite y gas.

En algunos yacimientos el avance del casquete de gas secundario se ha determinado tomando registros radioactivos. En otros se han utilizado registros de temperatura y de flujo - para comprobar la segregación del gas.

El control de la explotación de los yacimientos que producen por el mecanismo de "Segregación Gravitacional", está íntimamente relacionado con el máximo aprovechamiento de la energía

*Referencias al final

generada por el gas segregado. Por lo tanto, los intervalos productores deberán localizarse en los flancos o en la parte inferior del yacimiento.

Los ritmos de producción deberán permitir, que las fuerzas -- de flotación predominen sobre las generadas por los gradientes de presión. Los pozos que producen con altas relaciones gas--aceite y principalmente los que llegasen a quedar invadidos - por el casquete gaseoso deberán cerrarse, a fin de retener en la parte superior del yacimiento el gas que se segregue. Este gas, contribuirá posteriormente al desplazamiento del aceite que se acumula en las zonas inferiores, reduciendo su saturación a valores sumamente bajos.

La perforación de pozos de observación, es de gran ayuda para la identificación de la segregación, así como para el control de la explotación de este tipo de yacimientos². Realmente, -- son la herramienta capaz de proporcionar la información más - confiable con respecto al avance gradual del contacto gas-a--ceite. Mediante los pozos de observación, se puede determinar si existe uniformidad en el avance horizontal del contacto, - o bien si no hay, Fig. (III.1).

En el caso de poder establecer un avance uniforme del casquete, principalmente mediante el control adecuado del gasto de algunos de los pozos productores, se conseguirá una mejor -- eficiencia de desplazamiento, Ec (III.1). Con esto, un incremento substancial en la recuperación de aceite.

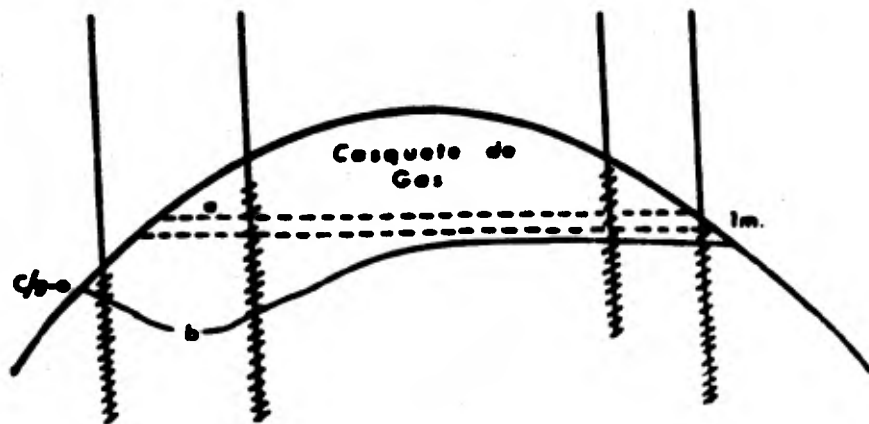


Fig. III.1 a) Mediante pozos de observación se puede conocer la uniformidad del avance.
 b) Altos ritmos de producción, pueden causar la no uniformidad del avance del contacto gas-aceite.

$$E_{vg} = \frac{V_{g1}}{\phi V_{b1g} (1 - S_{or} - S_{wc})} \quad \text{Ec. III.1}$$

donde :

E_{vg} : es la eficiencia de desplazamiento del aceite por gas.

V_{g1} : es el volumen de gas segregado o inyectado.

ϕ : es la porosidad de la formación.

V_{b1g} : es el volumen de roca invadido por gas.

$(1 - S_{or} - S_{wc})$: es la saturación de gas media.

Por ejemplo de la Fig. III.1, al tenerse un desplazamiento -- uniforme de tan solo 1 metro de espesor, en un yacimiento que para ese mismo metro cuenta con un volumen de roca de $2 \times 10^7 \text{ m}^3$, con una porosidad y una saturación de gas de 0.1 y 0.8 respectivamente, y un volumen de gas inyectado a segregado de - - - $1.25 \times 10^6 \text{ m}^3$, la eficiencia de desplazamiento será de un 78.1%. Lo cual puede representar cientos de miles de barriles de petróleo recuperable. Porque si se considera una saturación inicial de aceite de 0.4, en ese mismo bloque de roca, se tendría un volumen original de aproximadamente $8.0 \times 10^5 \text{ m}^3$, o de los -- cuales se podría recuperar $6.24 \times 10^5 \text{ m}^3$, o sean 3 924 960 barriles de aceite.

Por otra parte, si se quieren obtener altas eficiencias de -- desplazamiento, es esencial contar con bajos gastos de producción, para propiciar durante el desplazamiento, una alta presión, a fin de obtener recuperaciones considerablemente altas³ Fig. (III.2), aunque existen algunos casos en los que, aún - manteniendo altos gastos de producción (al inicio de su vida productiva), la segregación prevalece.

Una manera práctica de identificar la segregación en un yacimiento, es evaluando el término de Smith anteriormente citado, teniéndose que:

$$\text{Si } \left[\frac{k_g}{k_o} (\rho_o - \rho_g) \sin \alpha \right] < 10 \quad \text{Segregación no efectiva}$$

$$\text{y si } \left[\frac{k_g}{k_o} (\rho_o - \rho_g) \sin \alpha \right] > 10 \quad \text{Segregación efectiva}$$

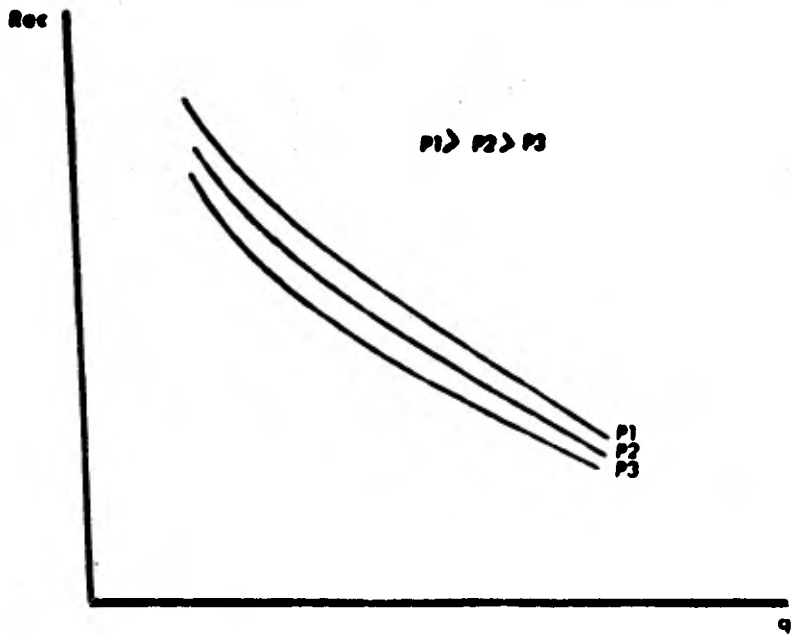


Fig. III.7 Recuperación de aceite por desplazamiento de gas del casquete a diferentes ritmos de producción y presiones de desplazamiento.

IV. CASOS HISTORICOS

Los proyectos de inyección de gas, guardan generalmente una relación muy íntima con el mecanismo de drenaje por gravedad y empuje de gas del casquete; por la intervención de estos durante la explotación primaria en algunos yacimientos. A continuación se citan algunos casos en los cuales se inyectó gas, aprovechando la segregación gravitacional, y de los cuales se obtuvieron recuperaciones considerablemente mayores que las que se hubieran obtenido por desplazamiento con agua.

Campo Hawkins (Woodbine)¹

Está constituido por arenas lenticulares y con intercalaciones de arcilla, dentro de un complejo de fallas. Tiene un espesor medio de 300m. relieve de 365m. y un ángulo de buzamiento de 6°.

En 1940, se descubrió tenía un casquete de gas, y en el fondo un acuífero que subyace una capa asfáltica con espesor de 15 a 30m. Las características del aceite son: presión inicial -- 139 kg/cm², factor de volumen y relación de solubilidad 1.22 $\frac{m^3_o}{m^3_a} \text{ c. y.}$ y 66 $\frac{m^3_g}{m^3_o}$ respectivamente, densidad 0.91 y viscosidad de 3.7 cp.

Durante la explotación primaria predominó el mecanismo de segregación y empuje del casquete; y la presión declinó continuamente estableciéndose en 1960, cuando la entrada de agua compensó la producción. Debido a la entrada de agua, el cas-

quete fué invadido por aceite. Para evitar pérdidas de aceite por encogimiento del casquete se inició un programa de inyección de gas.

Con simuladores específicos del yacimiento se hicieron estudios para determinar el sistema adecuado de explotación, encontrándose que con inyección de gas a 140kg/cm^2 , propiciado la segregación, la recuperación sería del 87 al 90%.

Campo Intisar "D"2

Es arrecifal cavernoso, de forma circular, con espesor de 396m, con porosidad y permeabilidad medias de 22% y 87md. Las características del aceite son: presión inicial 300kg/cm^2 , presión de saturación 156kg/cm^2 , factor de volumen y relación de solubilidad a la presión de saturación de 1.35 $\frac{\text{m}^3 \text{ O}}{\text{m}^3 \text{ O}} \frac{\text{C.Y.}}{\text{C.S.}}$ y 90 $\frac{\text{m}^3 \text{ g}}{\text{m}^3 \text{ O}}$ respectivamente, densidad de 0.825 y viscosidad de 0.46 cp. La temperatura del yacimiento es de 126°C .

Debido al alto grado de bajosaturación se concluyó que la recuperación primaria sería baja y se decidió mantener la presión con inyección de agua casi desde el principio de su explotación, estimándose una recuperación del 40%.

Para aumentar esta recuperación, se inició la inyección de gas a alta presión (280kg/cm^2), obteniéndose un desplazamiento miscible por efectos de vaporización. La inyección de agua continuó para mantener la presión, ya que el volumen de gas

disponible era limitado. Para analizar el comportamiento del yacimiento, bajo la acción simultánea de agua y gas inyectados, se desarrolló un simulador composicional trifásico, que se ajustó con precisión a más de cinco años de historia. Con el modelo se determinó una recuperación final de 80%, como resultado de la inyección de gas a alta presión.

Campo Ellenburger³

La explotación de este yacimiento dolomítico, altamente fracturado y cavernoso, se inició en 1949. Su porosidad es de 3% y su permeabilidad inferior a 50md. Su espesor máximo es de 240m. y su profundidad media de 3950m. Las propiedades de su aceite son: factor de volumen $2.04 \frac{m_{30}}{m_{30}} \frac{C.Y.}{C.S.}$ y razón de solubilidad de $277 \frac{m_{3g}}{m_{30}}$, ambos medidos a la presión de saturación de 238kg/cm^2 .

En 1959, se inició la inyección de agua periférica y fue suspendida en 1963 debido a su severa canalización y baja eficiencia de barrido.

Durante la explotación del yacimiento, abajo de la presión de saturación, se observó que la relación gas-aceite decrecía, formándose algunos casquetes de gas secundarios. La evidencia de estos efectos gravitacionales fundamentó la inyección de gas en la parte superior del yacimiento, iniciándose ésta en 1967.

La recuperación con inyección de agua se estimó en 26% y la

obtenible por efectos de segregación en más de 40%.

Los autores concluyen: a) El empuje por "Segregación Gravitacional" puede ser eficiente aún en yacimientos muy heterogéneos con bajo achado. b) El mantenimiento de presión por inyección de agua, a, o cerca de la presión de saturación, pudo causar la pérdida de la recuperación final de aceite en este yacimiento. c) El comportamiento de este yacimiento demuestra la necesidad de considerar cuidadosamente la iniciación de operaciones de mantenimiento de presión, a o cerca de la presión de saturación.

Mile Six Pool; Perú⁴.

En este yacimiento se aprovecharon las buenas características de "Segregación Gravitacional", para aumentar la recuperación. El mantenimiento de la presión por inyección de gas se inició en 1933, logrando conservar la presión del yacimiento en un intervalo de 15kg/cm^2 , de su valor inicial.

La presión del yacimiento promedio es de 60kg/cm^2 , con una razón de solubilidad de $400 \frac{m^3g}{m^3o}$ a esa presión, y un factor de volumen de $1.25 \frac{m^3o}{m^3o} \frac{c.v.}{c.s.}$. La viscosidad del aceite es de 3.2 cp, con una densidad de 0.78. La porosidad y permeabilidad medias son de 16.25% y 300md respectivamente. La temperatura del yacimiento es de 46°C . La recuperación estimada fue de 57.4%, considerando que la segregación se efectuaba en un 100%.

**RECUPERACIONES OBTENIBLES CON INYECCION DE GAS DE EFECTOS
GRAVITACIONES Y/O MISCIBLES**

Yacimiento	Recuperación por desplazamiento con agua	Recuperación por desplazamiento con gas	K (md)	μ (cp)	α	Bob	Presión de inyección (lb/ppg ²)
HANKINS	42-50%	87-90%	1,200-3,400	3.7	6°	1,223	= 2,000
INSTAR "D"	40%	80%	87	0.46	90°	1,362	= 4,000
ELLENBURGER	26%	40%	50	0.20	3-6°	2,037	= 3,600
MILE SIX POOL	--	57.6%	300	3.2	- -	1,250	= 800
LL-370		75%	975	1.8	3.0	1,278	= 1,531

V. POSIBILIDADES DE APLICACION EN MEXICO.

En el Sur de México, se han descubierto grandes acumulaciones de hidrocarburos en yacimientos de gran espesor tales como -- las correspondientes a los campos Chac, Akal, Nehoch, etc., - en la Sonda de Campeche y algunos otros en los Estados de - - Chiapas y Tabasco.

En particular, para el Campo Sitio Grande, el cual se localiza al Norte del Estado de Chiapas, en el Municipio de Reforma y aproximadamente a 25 Km. al suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tab., se realizó un estudio para definir las posibilidades de recuperación secundaria, llegándose a determinar - que existen condiciones favorables para que se presente la -- segregación gravitacional de fluidos*1.

El desarrollo del campo se llevó a cabo en el año de 1972 a - 1975, con un espaciamento entre pozos de 1000m. posterior--- mente a esta fecha se han realizado actividades de termina--- ción y profundización de pozos.

Se realizó el cálculo del término gravitacional utilizado por Smith, como un criterio para determinar si la segregación gravitacional de fluidos en el yacimiento era considerable. Se - evaluó dicho término para siete pozos del campo, considerando la permeabilidad al aceite a partir de los valores de transmisibilidad ($T = \frac{kh}{\mu}$) determinado para varios pozos del campo y se obtuvo considerando tanto el espesor total (bruto), - como el espesor disparado.

* Referencias al final

CAMPO SITIO GRANDE
Tabla V.2.- Cálculo del término gravitacional

(Ko obtenida considerando espesor total de la formación).

Pozo No	$\frac{T}{\text{cm}^3/\text{seg}}$ st	μ (cp)	h (cm)	Ko (md)	β	ρ	Término Gravitaci onal.
61	4335	0.2100	11400	79.64	0.2491	0.5482	113.42
71	4378	0.1420	15100	41.60	0.2530	0.4801	65.73
80	4016	0.2078	15510	53.79	0.2627	0.5571	76.20
81	17786	0.1935	16540	200.50	0.2204	0.5589	364.74
91	30554	0.2655	26020	311.00	0.2020	0.5462	403.10
101	1492	0.3100	30330	15.26	0.2230	0.6155	19.32
103	1773	0.2902	28060	10.33	0.2011	0.5451	21.72

CAMPO SITIO GRANDE

Tabla V.1.- Cálculo del término gravitacional
(K_0 obtenida considerando el espesor disparado)

Pozo No.	$\frac{T}{cm^3/seg}$ at	μ (cp)	h (cm)	K_0 (md)	β	β	Término Gravitacional.
61	4335	0.2100	2000	455.0	0.2491	0.5482	647.89
71	4378	0.1420	5500	112.9	0.2530	0.4001	100.48
80	4016	0.2078	12000	69.5	0.2627	0.5571	98.46
81	17786	0.1935	3200	1075.0	0.2204	0.5509	1000.55
91	30554	0.2655	5400	1502.0	0.2020	0.5462	1947.88
101	1492	0.3100	1000	462.4	0.2230	0.6155	505.45
103	1773	0.2902	3000	171.4	0.2011	0.5451	203.17

La viscosidad del aceite y las densidades relativas del aceite y del gas se obtuvieron del análisis PVT². Para todos los pozos se consideró un ángulo de 90°, o sea $\sin \theta = 1$.

Los datos utilizados en los resultados obtenidos se presentan en la tabla V.1 y V.2. En todos los casos se observa que el término gravitacional resulta mayor que 10, lo indica que la segregación es de gran importancia.

De la revisión de algunos núcleos de la formación productora se observó la presencia de fracturas generalmente verticales, en ocasiones rellenas con calcita o bien manchadas de aceite. La estructura tiene un relieve de 787 m, con una profundidad media de 4000.0 mbnm.

VI. METODOS DE PREDICCIÓN

En Ingeniería de Yacimientos, un modelo matemático es simplemente un conjunto de ecuaciones que consideran ciertas suposiciones, para describir el fenómeno físico que actúa en un yacimiento petrolero. *1

Con el objeto de seleccionar la forma más apropiada para la explotación de los yacimientos, se han empleado modelos matemáticos para predecir su comportamiento, simulando diversas alternativas de operación². Los resultados obtenidos de estas predicciones constituyen la parte fundamental de la selección y la implantación del procedimiento de explotación para cada yacimiento.

Con la simulación matemática de un yacimiento puede ser posible determinar: el comportamiento del mismo bajo inyección de agua o gas, o bajo abatamiento natural de presión; los efectos de la localización y espaciado de pozos; el efecto del gasto de producción sobre la recuperación; el volumen de gas en un campo dado un número de pozos con localizaciones especificadas³ etc. Ver Apéndice A.

Indudablemente que, debido a la complejidad matemática que encierran estos modelos, el uso de las computadoras digitales juega un papel muy importante y decisivo para la resolución de los mismos.

Actualmente, se han empleado modelos matemáticos sofisticados, para predecir el comportamiento de yacimientos con carac

* Referencias al final.

terísticas muy favorables para la "Segregación Gravitacional" del gas liberado, localizados en Chiapas, Tabasco y la Sonda de Campeche.

Sin embargo, es necesario enfatizar la importancia que pueden tener algunos conceptos, para evitar la aplicación inadecuada de los modelos matemáticos disponibles⁴:

- a) 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. La predicción solo 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.
- b) La información necesaria sobre un yacimiento, para simular su comportamiento por "Segregación Gravitacional", -- comprende entre otras determinaciones, las siguientes: la distribución de su porosidad, su permeabilidad absoluta y su saturación de fluidos, tanto en sentido vertical como horizontal; las propiedades relativas al aceite y al gas; la compresibilidad de la formación y sus fluidos, etc. -- Con esta información se establece la conformación del yacimiento, suponiéndolo constituido por bloques o celdas.

Cada celda queda caracterizada al atribuirle valores de -- porosidad, permeabilidad absoluta, saturación de agua, permeabilidades relativas, etc.

- c) Cuando la información es buena, se puede confiar en la determinación de la mayor parte de las propiedades mencionadas. Sin embargo, las permeabilidades relativas al gas y al aceite, cuyo efecto es el más importante, son prácticamente imposibles de determinar en nuestro medio, por la dificultad de disponer de núcleos grandes y representativos de todas las zonas que muestren variaciones apreciables en la estructura porosa. Además de que la 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 externo⁵. Otro factor que complica la determinación de las permeabilidades relativas es la variación, con el tiempo, de la saturación de aceite residual⁶. Beveridge 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 la saturación de aceite inmóvil y los valores de permeabilidad relativa al gas.
- d) La aproximación con que el modelo matemático simule los fenómenos asociados al desplazamiento de aceite (convección del aceite, supersaturación del aceite y de inversión

de presión), es también un factor determinante en la posibilidad de obtener una predicción confiable. Al respecto, ningún modelo permite simular estos fenómenos.

De acuerdo a lo mencionado, es razonable que surgan dudas respecto a la conveniencia de usar modelos matemáticos sofisticados para realizar una predicción, cuando se carece de la información esencial y, además el modelo no simula los fenómenos mencionados que están vinculados al proceso de recuperación del aceite. En estas condiciones un modelo simplificado, aplicado con buen criterio, puede utilizarse con ventaja en la mayoría de los casos.

Se puede concluir, respecto a los modelos simplificados: pueden usarse para simular yacimientos complejos; permiten estimar las reservas primarias y las secundarias en forma satisfactoria; son útiles para planear las operaciones y controlar la explotación.

VI.1. METODO SIMPLIFICADO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON SEGREGACION GRAVITACIONAL7.

BASES DEL METODO

- a) 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.
- b) 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 con la profundidad, que ocasiona que la presión de saturación se alcance primero en la parte superior del yacimiento.

- c) La entrada de agua y la producción de agua son despreciables.
- d) 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.
- e) Durante la explotación el ritmo de producción de aceite - no excede al de su segregación en el yacimiento.
- f) El casquete de gas se desplaza uniformemente.

INFORMACION REQUERIDA

- a) La variación del volumen de roca 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 del sistema.
- f) La saturación media del aceite residual en el casquete de

gas.

- 3) El número de pozos productores, la localización de sus -- intervalos y su productividad.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO

- 1.- Construya una gráfica de volumen acumulativo de roca del yacimiento contra su profundidad. Fig. VI.1 (a).
- 2.- Dibuje en la gráfica anterior la variación de la presión de saturación y la presión inicial del yacimiento contra la profundidad.
- 3.- Seleccione la 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 gra- -- diente de presión en una columna de gas estática^B. El procedimiento de cálculo se indica en la referencia 9. Ver - Apéndice D.
- 6.- Calcule la distribución de la presión, abajo del contac-- to gas-aceite, de acuerdo a su densidad media a las con

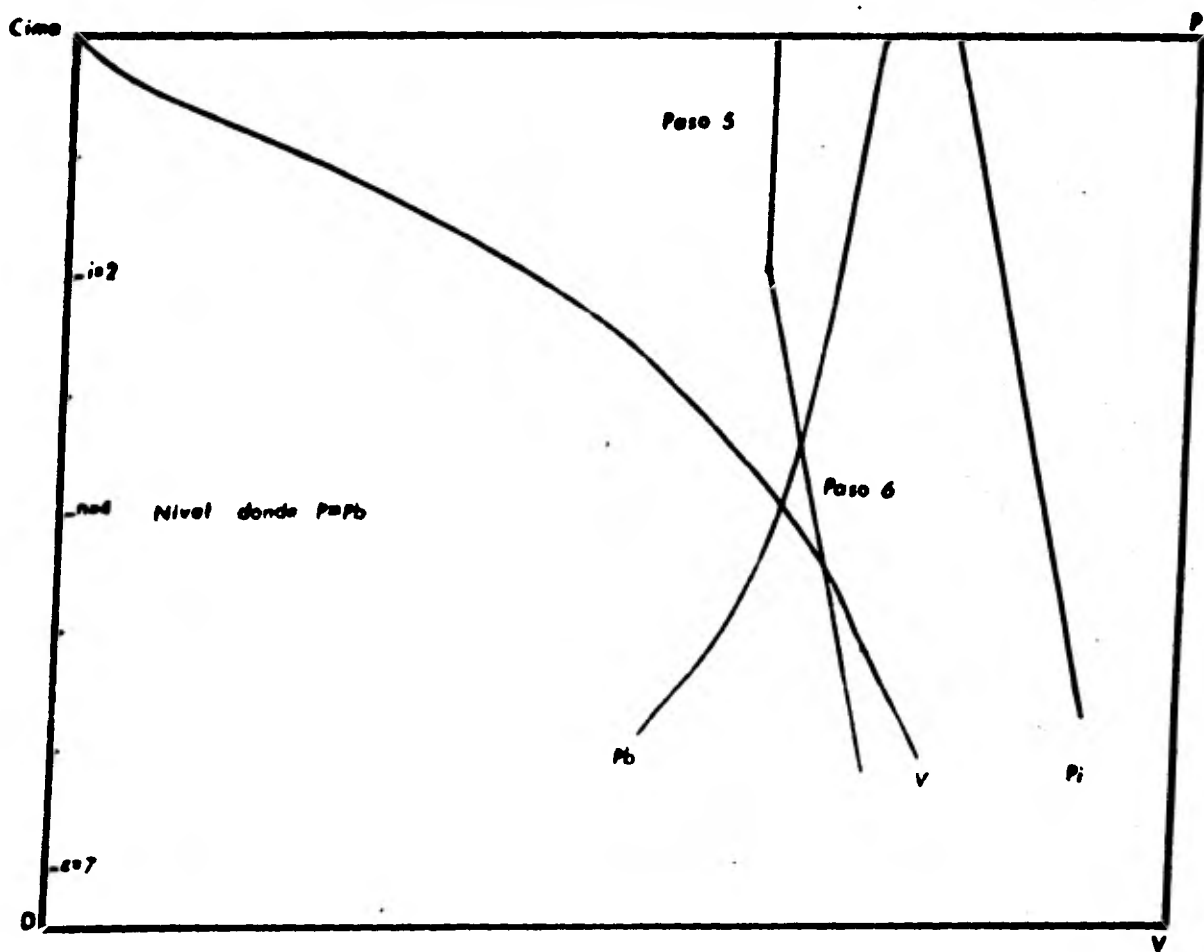
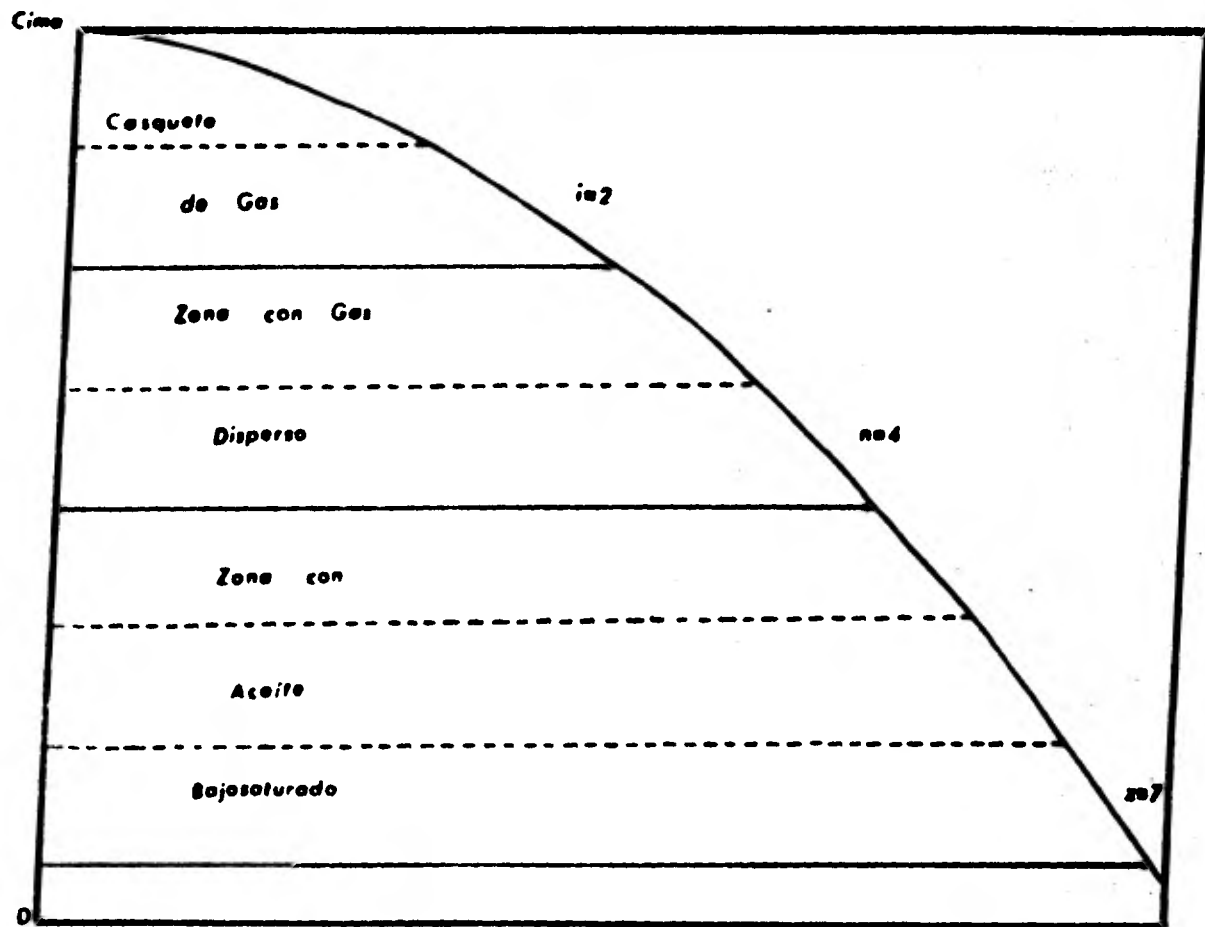


Fig. VI.1.- (a)



diciones prevaletientes. Ver Apéndice D.

- 7.- Dibuje en la figura de referencia la distribución de las presiones obtenidas en los pasos 5 y 6.
- 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 $(V_{cg})_j$. Fig. VI.1 (b).
- 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 en que $(P=P_b)$ 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. V.I (b).
- 11.- Determine las propiedades medias de cada bloque: P_j , θ_j , $(S_w)_j$, $(B_o)_j$, $(B_o)_j$, $(R_{sb})_j$, $(B_o)_j$, $(B_g)_j$.
- 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, mas el contenido en la zona con --

gas liberado disperso; o sea el aceite con presión inferior a la de saturación.

$$G_{g1} \text{ a c. y r } \sum_{j=1}^i \frac{(V_{cg})_j \theta_j (1-S_w)_j (B_g)_j [(R_{sb})_j - (R_s)_j]}{(V_{ob})_j} + \sum_{j=1}^h \frac{(V_{gd})_j \theta_j (1-S_w)_j (B_g)_j [(R_{sb})_j - (R_s)_j]}{(V_{ob})_j}$$

13.- Obtenga el volumen de roca ocupado por dicho gas liberado.

$$V_{g1} = \frac{G_{g1}}{\bar{B} \bar{S}_{gcg}}$$

donde:

$$\bar{B} = \frac{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j \theta_j (S_w)_j}{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j \theta_j}$$

$$1a \quad \bar{S}_{wcg} = \frac{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j \theta_j (S_w)_j}{\sum_{j=1}^i (V_{cg})_j \theta_j}$$

$$\text{y } \bar{S}_{gcg} = 1 - \bar{S}_{wcg} - \bar{S}_{orcg}$$

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 una tolerancia fijada, continúe el procedimiento en el paso 15. En caso contrario, suponga otra presión para el contacto gas-aceite y repite el procedimiento hasta obtener la aproximación deseada.

da.

- 15.- Calcule el volumen de aceite producido, en la zona con -- gas liberado, por efecto de la expansión de la roca, del agua congenita y del aceite bajosaturado.

$$N_{plz1} = \sum_{j=1}^1 \frac{(V_{cg})_j \theta_j (1-S_w)_j (C_e)_j [(P_1)_j - (P_b)_j]}{(B_o)_j} \\ + \sum_{j=1}^n \frac{(V_{gd})_j \theta_j (1-S_w)_j (C_e)_j [(P_1)_j - (P_b)_j]}{(B_o)_j}$$

- 16.- En forma similar obtenga el volumen de aceite producido, arriba de la presión de saturación, por efecto de las expansiones aludidas, de la zona que contiene el aceite -- bajosaturado.

$$N_{plzob} = \sum_{j=n+1}^z \frac{(V_{ob})_j \theta_j (1-S_w)_j (C_e)_j [(P_1)_j - (P)_j]}{(B_o)_j}$$

- 17.- Calcule el volumen de aceite producido por efecto del gas liberado.

$$N_{p2} = \sum_{j=1}^1 [N_j - (N_{p1})_j] \left[1 - \frac{S_{orc} (B_o)_j}{(1-S_w) (B_o)_j} \right]$$

- 18.- La recuperación total se determina con:

$$Rec = \frac{N_{plz1} + N_{plzob} + N_{p2}}{N}$$

Donde:

$$n = \sum_{j=1}^J \frac{V_j \theta_j (1-S_w)_j}{(k\theta)_j}$$

19.- Calcule la presión media del yacimiento.

$$P_y = \frac{\sum_{j=1}^J (F)_j V_j \theta_j (1-S_w)_j}{\sum_{j=1}^J V_j \theta_j (1-S_w)_j}$$

20.- El tiempo de explotación correspondiente se obtiene con:

$$t = \frac{N_p}{q_0}$$

donde:

$$q_0 = \frac{\sum_{k=1}^n q_{ok} t_k}{t}$$

El gasto de aceite por periodo puede estimarse a partir del número de pozos productores y su índice de productividad.

El procedimiento de cálculo se repite hasta que el contacto gas-aceite llegue a un nivel preestablecido o se alcance el tiempo de explotación fijado.

A continuación se presenta un programa de computo, en el que el usuario puede desarrollar con la misma secuencia el método anteriormente descrito, con relativa facilidad y bastante rapidez. Previamente recopilada toda la información requerida, se establece una comunicación hombre-máquina, en la que ésta solicita los datos que va necesitando para el desarrollo de sus cálculos, a la vez presenta explícitamente los resultados

que va obteniendo. Debido a que la capacidad de la máquina - - (TRS-80) es limitada, se dividió el programa en partes, aprovechando la ventaja de poderse grabar en cintas magnéticas, y utilizarse en el momento deseado.

METODO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO CON SEGREGACION
GRAVITACIONAL

(Programa de compute para la TRS-80)

Primera parte.-

```
3: REM METODO
4: REM SEGREGACION
5: REM GRAVITACIONAL
6: Y=0
7: L=0
8: J=0
9: X=0
10: INPUT "# ESTRATOS COTE ?".I
20: INPUT "V,O,S,B,R,M,A
30: LET G-((V*O)*(1-S)*(B)*(R-M))/A
40: J=J+1
50: BEEP 2
60: X=X+G
70: IF J=1 GOTO 90
80: GOTO 20
90: PRINT "GAS COTE M3".X
100: INPUT "#ETOS DE CGO A PB".N
110: INPUT V,O,S,B,R,M,A
120: LET T-((V*O)*(1-S)*(B)*(R-M))/A
130: L=L+1
140: BEEP 2
150: Y=Y+T
160: IF L=N GOTO 180
170: GOTO 110
180: PRINT " GAS DISPERSO M3". Y
190: Q=X+Y
200: PRINT "GAS LIBRE M3". Q
210: GOSUB 690
220: D=Q/(P*T)
230: PRINT "VOL ROCA M3". D
240: W=0
250: L=0
260: J=0
690: K=0
700: J=0
710: M=0
715: INPUT "#ETOS COTE?".I
720: INPUT V,O
730: X= V*O
```

```
270: E=0
280: INPUT "# ETTOS CQTE PRD/OIL ?", I
290: INPUT V,O,S,C,P,B,A
300: LET Z= ((V*O)*(1-S)*(C)*(P-B))/A
310: E=E+Z
320: J=J+1
330: BEEP 2
340: IF J=1 GOTO 360
350: GOTO 290
360: PRINT "NP CQTE M3",E
370: INPUT "# ETTOS CGO-PB/OIL ?",N
380: INPUT V,O,S,C,P,B,A
390: LET K= ((V*O)*(1-S)*(C)*(P-B))/A
400: M= M+K
410: L= L+1
420: BEEP 2
430: IF L=N GOTO 450
440: GOTO 380
450: PRINT "NP ZNA GD M3", M
460: M= E+M
470: PRINT "NP ZNA G/LIB M3", M
480: J=0
490: M=0
500: INPUT "# ETTOS ABAJO PB?",Z
510: INPUT V,O,S,C,P,B,A
520: LET L= ((V*O)*(1-S)*(C)*P-B))/A
530: M= M+L
540: J= J+1
550: BEEP 2
560: IF J=Z GOTO 580
570: GO TO 510
580: PRINT "NP SOBRE PB M3", M
590: END
```

```
740: M=M+X
750: K= K+V
760: J= J+1
770: BEEP 2
780: P=M/K
790: IF J=1 GOTO 810
800: GOTO 720
810: PRINT "POROS-MEDIA", P
820: J=0
830: M=0
840: K=0
850: INPUT O,V,S
860: X= O* V* S
870: M= M+X
880: Y= O*V
890: K= K+Y
900: S= M/K
910: J= J+1
920: BEEP 2
930: IF J=1 GOTO 950
940: GOTO 850
950: PRINT "SM MEDIA", S
960: INPUT "SORCG MEDIA?",F
970: T= 1-S-F
980: PRINT "SAT GAS MEDIA",T
990: GOTO 220
```

(Segunda parte)

```
9: F=0
9: F=0
00: J=0
11: INPUT "NUM ETOS COTE ?",I
11: INPUT "SORCG MEDIA ?",Y
20: INPUT V,O,S,C,P,B,A
30: LET N-((V*O)*(1-S)*(C)*(P-B))/A
40: GOSUB 505
50: PRINT "CALCULO N ORIGINAL"
55: J=0
56: L=0
60: INPUT "% TOTAL ETOS YAC ?",Z
70: INPUT "V,O,SMI,BOI ?",V,O,S,B
80: N+((V*O)*(1-S))$B
90: L=L+N
100:J=-J+1
101: BEEP 2
110: IF J=2 GOTO 130
120: GOTO 70
130: PRINT "N ORIG N3",L
140: INPUT "NP SNA G/LIB ?",K
150: INPUT "NP SNA BAJOSAT ?",W
160: U=(K+W*F)/L
170: PRINT "RBC =",U
180: PRINT "CALC P MED YACIMIENTO"
185: INPUT "% TOT ETOS ?",Z
190: J=0
195: R=0
200: K=0
210: INPUT "P,V,O,SM ?",P,V,O,S
220: LET N-((P*V*O)*(1-S))
230: R=R+N
240: LET N-((V*O)*(1-S))
250: K=K+N
260: J=J+1
262: L=R/K
265: BEEP 2
270: IF J=2 GOTO 300
280: GOTO 210
300: PRINT "P MED KG/CN2",L
```

```
505: LET G-((V*O)*(1-S))/A
510: T=G-N
520: INPUT "BO ?",X
530: LET D=1-((T*A)/((1-S)*(X)))
540: E=T*D
550: F=F+E
555: J=J+1
556: BEEP 2
560: IF J+1 GOTO 600
561: GOTO 20
600: PRINT "NP N3 G/LDO";F
601: GOTO 50
```

```

302: PRINT "CALC TPO EXPLOTACION"
304: INPUT "OOI N3/D ?" ,N
306: INPUT "OO AL TPO T N3/D ?" ,I
310: INPUT "PROD ACEITE N3 ?" ,K
315: D= (( N-I) * (365)) /K
320: PRINT "DECL ANUAL=" ,D
322: L=0
325: LET A= ((N) - (N*D))
330: C= INT (N+A) /2
335: PRINT "OO MED N3/D=" ,C
340: L= L+0.25
345: F=INT (L*365)
350: PRINT "EN DIAS" , F
355: B=0
360: N=C*F
365: PRINT "NP N3 PERID = " , N
370: B= B+N
375: U= (K-N) /100
376: IF U < 0.02 GOTO 399
380: LET N=C
390: GOTO 325
399: BEEP 3
400: PRINT " TPO EXP DIAS = " ,F
401: END

```

VII. CONSIDERACIONES ECONOMICAS

El comportamiento de los yacimientos a presiones inferiores a la de saturación, dependerá tanto de las propiedades de vaporización de sus hidrocarburos, como de las características de flujo propias del sistema reca fluidos. Por lo tanto, es muy importante considerar la factibilidad de explotar yacimientos, para aprovechar sus características favorables a la "Segregación Gravitacional".¹

Habiéndose establecido previamente que la recuperación en yacimientos con segregación del gas disuelto liberado, es función del ritmo de producción (Figura III.2), se advierte -- que la explotación puede optimizarse, determinando el número de pozos que permita extraer el aceite en la forma más económica posible.²

Considerando un espaciamento dado entre los pozos, se determina el comportamiento futuro del yacimiento y mediante un análisis económico se obtiene la recuperación de aceite y la utilidad neta al límite económico. Esta utilidad se estima para diversos gastos iniciales, repitiéndose a continuación los cálculos para otros espaciamentos, a fin de definir -- una gráfica como la de la Fig. VII.1. De esta figura, se obtiene fácilmente el espaciamento y el ritmo a que deben producirse en un principio los pozos para optimizar la explotación del yacimiento.

* Referencias al final

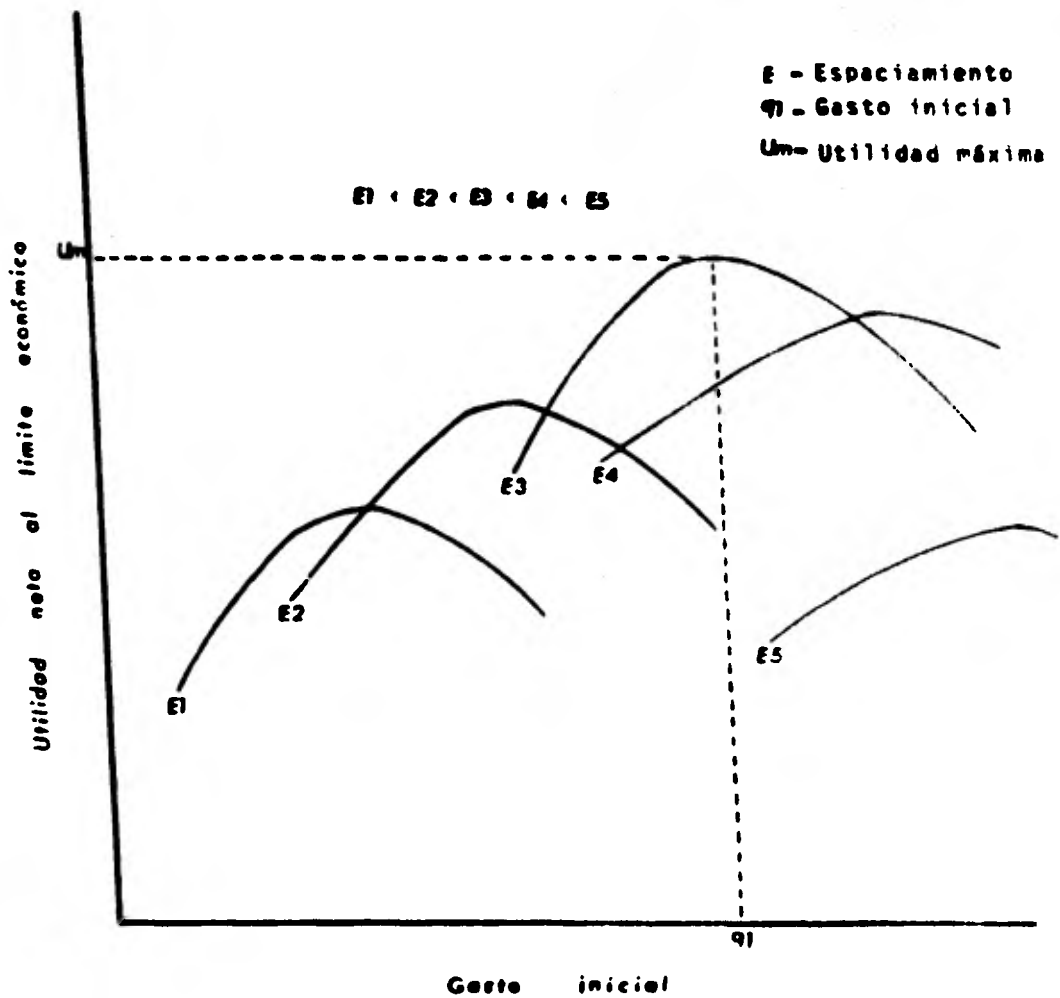


Fig. VII.1.- Espaciamiento óptimo entre pozos para un yacimiento con erupción de gas segregado

Se observa que para un espaciamiento dado, existe un gasto al que corresponde la máxima utilidad. A medida que se va incrementando la producción se reduce el tiempo de explotación, lo que origina cada vez mayor utilidad; sin embargo los gradientes de presión hacia el pozo se van haciendo cada vez mayores y llegan a anular el efecto de segregación, lo que reduce la recuperación y como consecuencia la utilidad.

Por otra parte, al aumentar la distancia entre los pozos disminuyen las inversiones y los costos de operación y mantenimiento, pero también se incrementan los tiempos de explotación. De aquí que existirá un rango en que al aumentar el espaciamiento aumenta la utilidad, por reducción en los costos, hasta alcanzar un máximo, para después decrecer por lo prolongado del tiempo de explotación.

De lo anterior se infiere que el efecto combinado de los factores enunciados, permite precisar el espaciamiento entre los pozos y el ritmo inicial de producción, a fin de optimizar la explotación de un yacimiento en el que se presenta la segregación del gas a contraflujo con el aceite. Fig.VII.2

Aclaraciones con relación a los conceptos mencionados:

- a). El criterio para el abandono del yacimiento fué el límite económico, que se definió cuando la utilidad neta se anulaba.
- b). La utilidad neta, para un período y referida al inicio --

del estudio, se cuantificó como las ventas de aceite y gas menos la suma de los costos de operación y mantenimiento - manejo de crudo, amortización del equipo y amortización -- de las inversiones de exploración.

- c). El gasto inicial de producción es el volumen diario del a ceite que aportan los pozos al principio de la explotación del yacimiento. Este gasto quedará limitado por las características de la formación y por las condiciones de termi nación de los pozos, y declinará conforme se abata la pre sión del yacimiento. Cuando el efecto de segregación es - acentuado, el casquete secundario que se forma atenúa la declinación en la presión y por ende la del gasto.

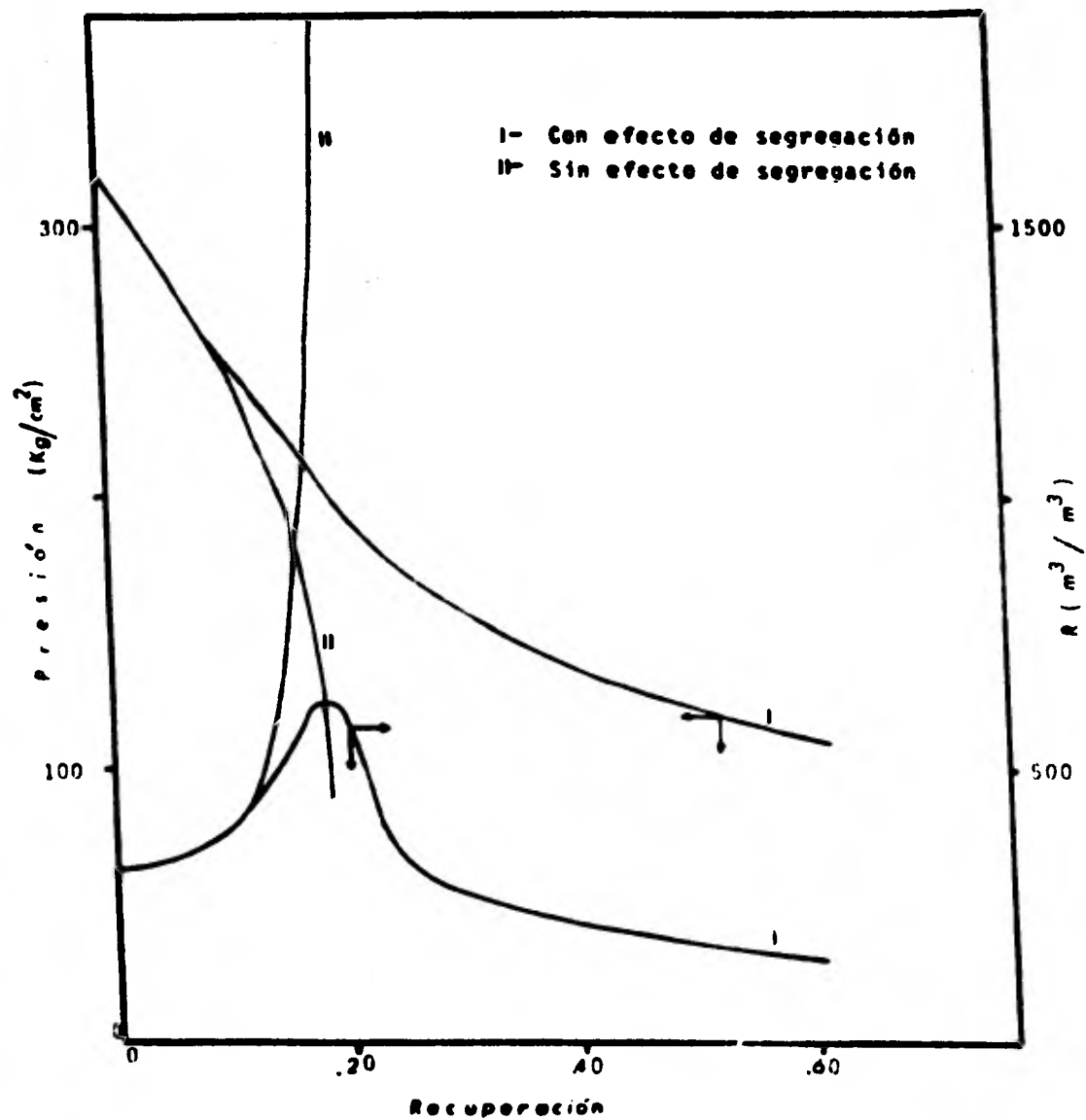


Fig. VII.2 Recuperación y razón de gas-aceite instantánea con y sin efecto de segregación

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- En yacimientos que presentan condiciones favorables a la segregación, el mecanismo de drenaje gravitacional es el más eficiente y económico en la recuperación de aceite. - Bajo condiciones de campo se han obtenido eficiencias de desplazamiento hasta de 87%.
- 2.- Mediante la implantación de inyección de gas, en la parte superior, de algunos yacimientos en los que prevalece la segregación, es posible además de obtener altas recuperaciones de aceite, acelerar los ritmos de producción disminuyendo el tiempo de explotación, para hacer más rentables las operaciones de producción.
- 3.- Las recuperaciones finales, por efectos de la segregación del gas liberado, son generalmente mayores que las obtenidas mediante el desplazamiento por agua.
- 4.- Es conveniente tomar en cuenta la volatilidad de los aceites y las condiciones favorables de segregación, pues indican la posibilidad de obtener recuperaciones substanciales, superior a las que proporcionaría la inyección de agua, mediante los efectos de vaporización y gravitacionales.
- 5.- A mayor ángulo de buzamiento de las capas que componen el yacimiento (para el caso de yacimientos con pequeño espesor) se podrá efectuar más fácil y rápidamente la segre-

gación del gas liberado.

- 6.- En yacimientos con buena permeabilidad vertical y gran -- espesor, se puede suponer que la segregación es en sentido vertical.
- 7.- El término de Smith, es una herramienta muy práctica, para determinar aquellos yacimientos en los cuales la se-- gregación del gas liberado puede cobrar importancia.
- 8.- Al carecerse de la información necesaria para la aplica-- ción y ajuste de un modelo matemático sofisticado, un método simplificado puede proporcionar resultados de buena aceptación.
- 9.- Actualmente ningún modelo simula los fenomenos asociados al mecanismo de segregación de gas liberado.
- 10.-La consideración del espaciamiento entre los pozos, los gastos iniciales de producción y el tiempo de explotación afecta directamente a la recuperación final a alcanzar, - y por tal motivo a las utilidades netas a percibir.
- 11.-Al restringir la producción de aceite no implica necesari-- mente afectar la economía de la explotación, puesto - que además de que se incrementa la recuperación final, - se aumenta el valor actual de las utilidades, debido a - que el ritmo de incremento de los precios de los hidro-- carburos es superior al de los demas bienes y servicios.

12.-En México, existen yacimientos ideales que reúnen todas las condiciones necesarias, para ser explotados propiciando el efecto del mecanismo de "Segregación Gravitacional":

- a) Se recomienda seleccionar estratégicamente pozos verticales (pozos de observación) para que atraviesen en su totalidad la formación productora, a fin de conocer su espesor y la posición de los posibles contactos entre fluidos.
- b) Se sugiere que los pozos productores sean terminados en la parte cercana al límite inferior de la zona productora (o en los flancos), a fin de conservar y -- aprovechar más eficientemente la energía natural del yacimiento, por efecto de la liberación y posible segregación del gas disuelto liberado.
- c) Es necesario determinar si existen variaciones de las propiedades de los fluidos con la profundidad.
- d) Se recomienda determinar la factibilidad de establecer condiciones de desplazamiento de tipo miscible, -- mediante la inyección de gas a alta presión o de gas rico.

A P E N D I C E A

ALGUNAS APLICACIONES DE LOS MODELOS NUMERICOS EN YACIMIENTOS*1.

Campo Rainbow, Alberta

Para este campo el problema inmediato fué, estimar la recuperación de aceite bajo depresionamiento natural, comparándola con varias alternativas de recuperación con mantenimiento de presión. Y el efecto del gasto de producción sobre la recuperación, considerada como una pregunta de rigor.

Se consideró, que la saturación de aceite residual se alcanzó cuando la permeabilidad relativa al aceite fuera igual a cero. Además, que los cálculos de balance de materia consideraron -- que la segregación de fluidos arriba del contacto gas-aceite -- era completa e instantánea, lo cual solo es posible cuando -- la permeabilidad vertical es muy alta y se conserva todo el espesor del yacimiento.

Análisis de los núcleos obtenidos en este campo, mostraron severas heterogeneidades, en capas de considerable espesor (algunos pies), teniendo permeabilidades de 1 a 10md. Los modelos de flujo en dos o tres fases indicaron que la segregación gravitacional de los fluidos fué un problema serio, en el que las saturaciones de aceite persistían sobre la saturación de aceite residual en zonas impermeables, para 15 años de abatimiento natural de presión. Figs. A.1 y A.2.

Una de las principales justificaciones del uso de modelos ma--

*Referencias al final

Fig. A. 1 Descripción del yacimiento

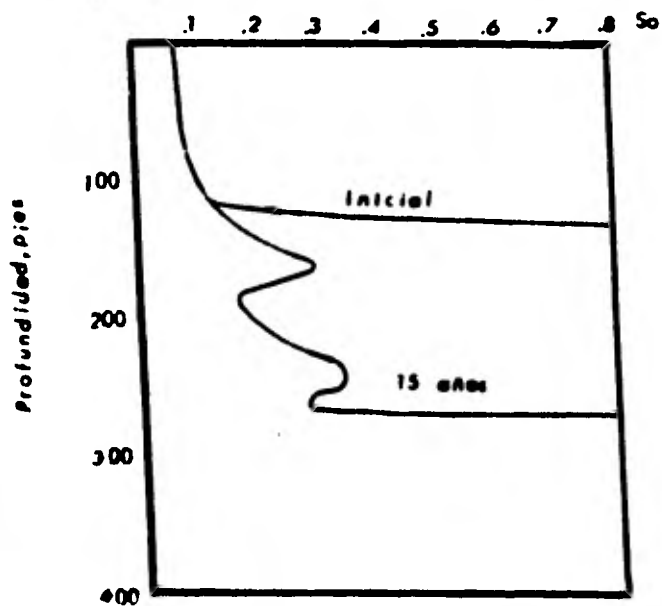
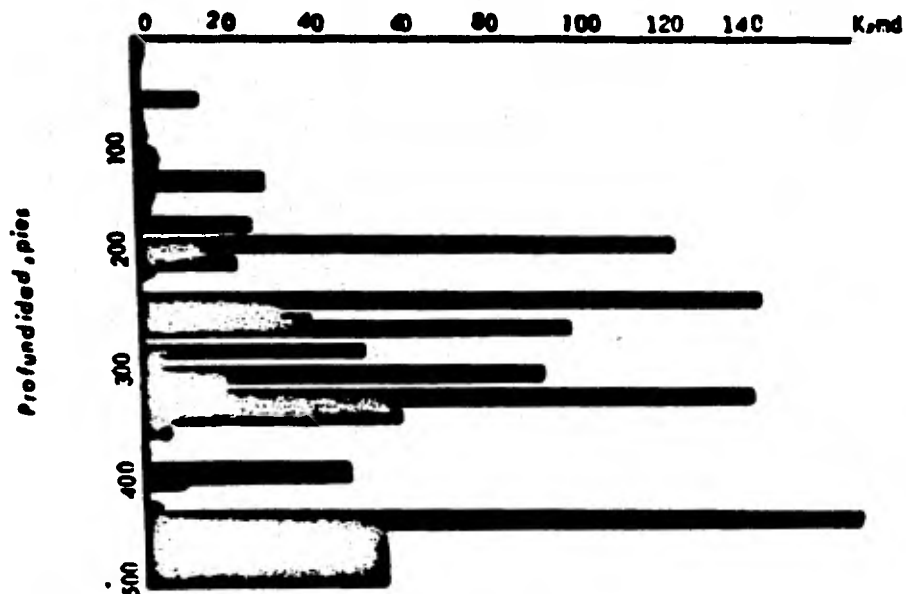


Fig. A.2 Predicción del yacimiento

temáticos para estos yacimientos, es que en la realidad no es posible estimar las recuperaciones y los efectos del gasto de producción usando el cálculo convencional de balance de materia.

Campo "X" - Inyección de gas en la cima del yacimiento²

Una de las interrogantes más comunes es. ¿cuando simular en tres, dos o una sola dimensión?. La inclusión de flujo en la tercera dirección (vertical), es frecuentemente recomendado si el yacimiento es de gran espesor en relación a su extensión areal, o si existen heterogeneidades muy pronunciadas en la dirección vertical (por ejemplo si es muy estratificado).

En este caso, el problema fué estimar la recuperación de aceite, por inyección de gas en la cima de un yacimiento con cierto echado. El espesor fué de 40 pies, sin contaminación de arcillas. La permeabilidad fue baja en la frontera del Sur y se incrementaba hacia la frontera Norte. Fig. A.3 y A.4.

Ni los pozos inyectores de gas, ni los productores de aceite fueron igual o simétricamente espaciados. Se simuló el flujo en dos direcciones (x-y), considerando la no uniformidad del espaciamiento y las heterogeneidades areales. Y a pesar de lo pequeño del espesor de la arena y de su homogeneidad en la dirección vertical, la simulación del flujo en esta dirección, también fué requerida. La razón fué la baja permeabilidad al aceite en la mitad baja (un ejemplo, de nuevo, del efecto de la segregación gravitacional).

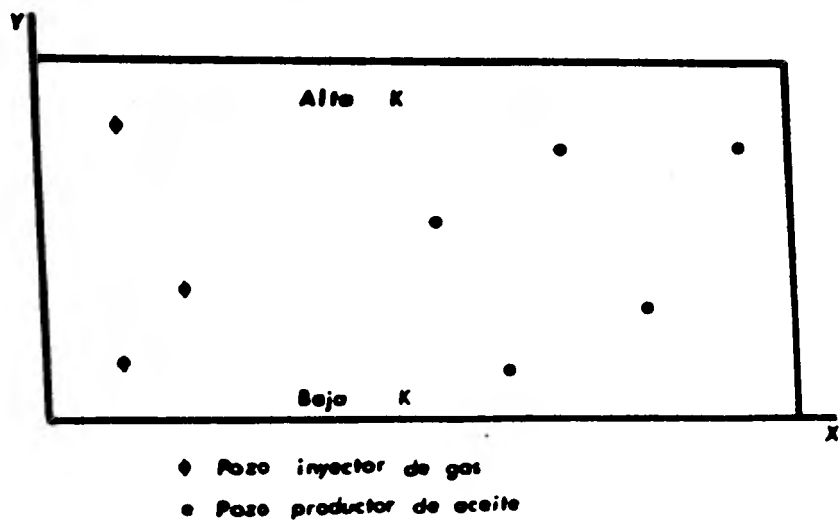


Fig. A.3 Yacimiento visto en planta

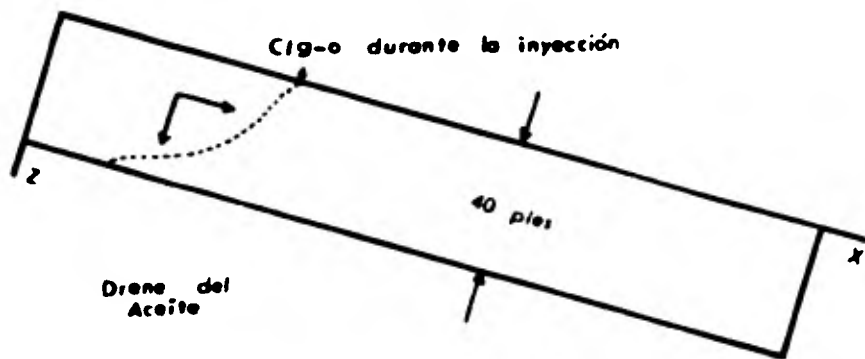


Fig. A.4 Problema de flujo tridimensional

El gas se desplaza preferencialmente por la parte superior, y deja atrás del frente de invasión, apreciables cantidades de aceite, el cual es drenado lentamente hacia las zonas inferiores. Esta segregación vertical de aceite es un importante mecanismo de recuperación, y no puede ser tomado en cuenta en un cálculo areal en dos dimensiones.

APENDICE B

VARIACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

En la mayoría de los análisis PVT realizados en yacimientos - con pequeño espesor y/a bajo relieve estructural, para la estimación de las reservas de gas a aceite, el error en los datos promedio obtenidos (debido a que casi no varían), para la aplicación de balance de materia, puede probablemente ser pequeño.*1

Por el contrario, en yacimientos que cuentan con gran espesor ó con un alto relieve estructural, es necesario establecer expresiones, que permitan calcular la variación de las propiedades de los fluidos con la profundidad. Tales expresiones se obtienen a partir del análisis de muestras de fluidos a diferentes profundidades, y se deben establecer ecuaciones que correlacionen las propiedades de los hidrocarburos, con la presión y la temperatura, en forma similar a las correlaciones de Standing, quien correlacionó la razón de solubilidad y el factor de volumen del aceite, para crudos producidos en California obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$R_s = 9 \frac{P}{18} \frac{10^{0.125 (API)}}{10^{0.00091 T}} \frac{1}{0.83}$$

y

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} ; \text{ donde}$$

$$F = R_s \left(\frac{\rho_o}{\rho_o} \right)^{0.5} + 1.25 T$$

$$API^{\circ} = \frac{141.5}{\rho_o} - 131.5$$

Las Figs B.1 y B.2, muestran el comportamiento de la relación de solubilidad al gas y el factor de volumen, usando las correlaciones anteriores.

Específicamente, para la Sonda de Campeche, se ajustaron curvas a la variación de las propiedades con la profundidad (h), con las ecuaciones de correlación siguientes²

Presión inicial	$P = 81.773747 + 0.078965 h$
Temperatura	$T = 79.549 + 0.01193 h$
Presión de saturación	$P_b = 139.9726 + 2.67 \times 10^{-2} h - 9.3215 \times 10^{-6} h^2$
Relación de solubilidad a P_b	$R_s = 75.7952 + 2.13 \times 10^{-2} h - 7.102 \times 10^{-6} h^2$
Factor de volumen del aceite a P_b	$B_o = 1.310953 + 1.68 \times 10^{-5} h - 5.986 \times 10^{-9} h^2$
Viscosidad del aceite a P_b	$\mu_o = 4.1264 + 1.096 \times 10^{-4} h + 5.915 \times 10^{-9} h^2$
Densidad del aceite a P_b	$\rho_o = 0.7931 - 1.827 \times 10^{-5} h + 5.915 \times 10^{-9} h^2$
Densidad del aceite residual	$\rho_{or} = 0.9481 - 2.8476 \times 10^{-5} h + 8.296 \times 10^{-9} h^2$

Donde:

$$P \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$$

$$h \text{ [mb.m.r.]}$$

$$T \text{ [}^{\circ}\text{C]}$$

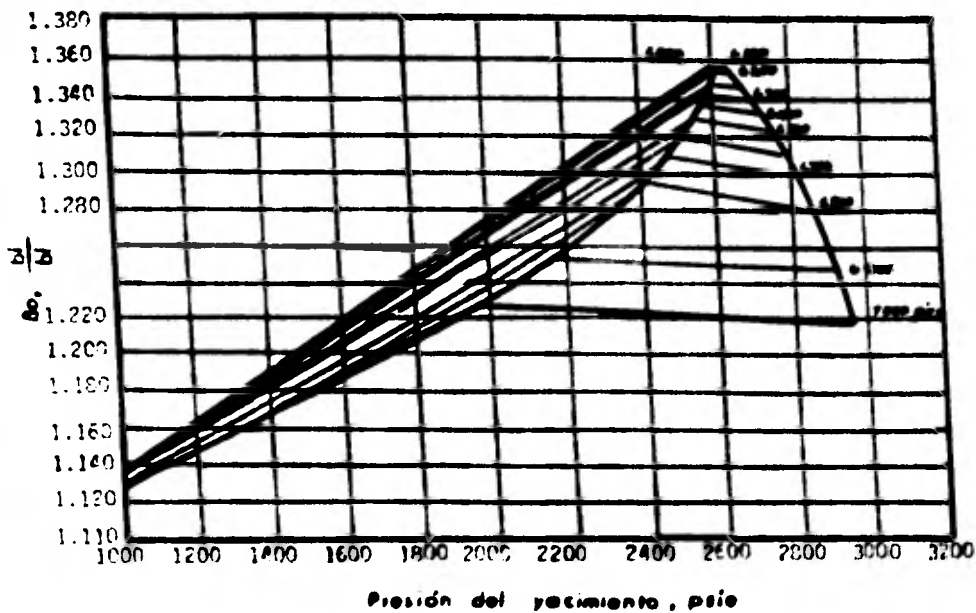
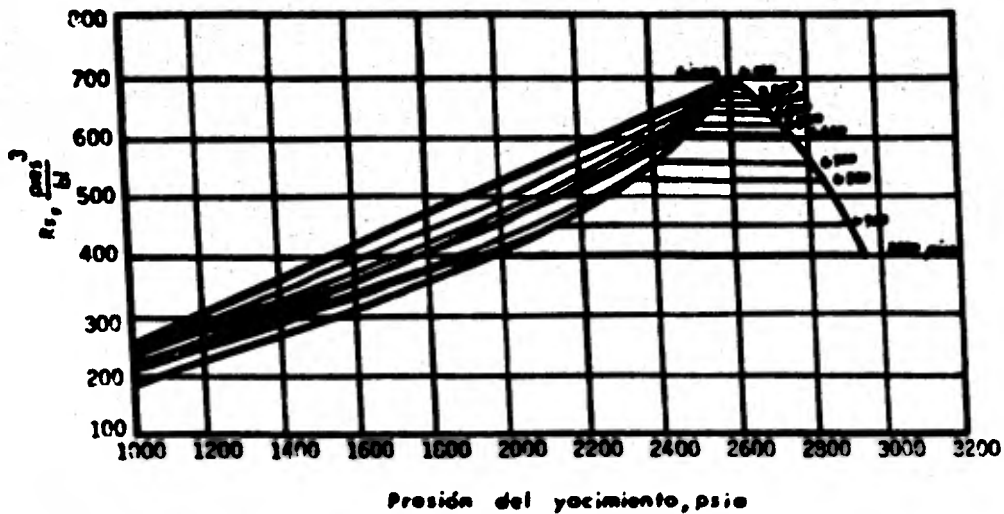
$$P_b \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$$

$$R_s \text{ [m}^3\text{/m}^3\text{]}$$

$$B_o \text{ [m}^3\text{/m}^3\text{]}$$

$$\mu_o \text{ [cp]}$$

$$\rho_o, \rho_{or} \text{ [gr/cm}^3\text{]}$$



APENDICE C

CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION ARRIBA DEL CONTACTO GAS-ACEITE

En el procedimiento para conocer la presión de la cima del yacimiento, una vez conocida la presión en el contacto gas-aceite, se considera que el gradiente de presión corresponde al de una columna de gas estática. Este procedimiento es similar al que se emplea para calcular la distribución de la presión, en un pozo productor de gas que se encuentra cerrado.

Para este caso, el problema consiste en calcular la presión en el fondo del pozo (P_w), a partir de la presión que se tiene en la boca del mismo (P_{wh}).

$$P_w = P_{wh} e^{-\frac{MD}{144 Z R T}} \quad \text{C.1}$$

la secuela a seguir es:

- 1.- Obtenga la temperatura media, (\bar{T}) con:

$$\bar{T} = \frac{T_{wh} + T_w}{2}$$

donde: $T_w = T_{wh} + (\text{gradiente geotérmico}) (D)$

- 2.- Suponga un valor de \bar{Z} .
- 3.- Calcule la presión en el fondo (P_w), con la ecuación D.1.
- 4.- Determine la presión media (\bar{P}), mediante:

$$\bar{P} = \frac{P_{wh} + P_w}{2}$$

** Su derivación se incluye al final de este apéndice.

5.- Con \bar{P} y \bar{T} , obtener Z (calculada)

6.- Compare la Z del paso 2, con la calculada en el paso 5.

7.- Si $Z_{calc} = Z_{sup}$, el problema está resuelto.

En forma análoga se podrá determinar la presión en la cima -- del yacimiento la siguiente ecuación:

$$P_{cima} = \frac{P_{c/g-o}}{e^{\frac{HD}{144 Z R \bar{T}}}}$$

8.- En caso de que $Z_{calc} \neq Z_{sup}$, se repite el procedimiento a partir del paso 2, considerando el valor de Z_{calc} , como el nuevo valor supuesto.

C.1. CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION ABAJO DEL CONTACTO GAS-ACEITE.

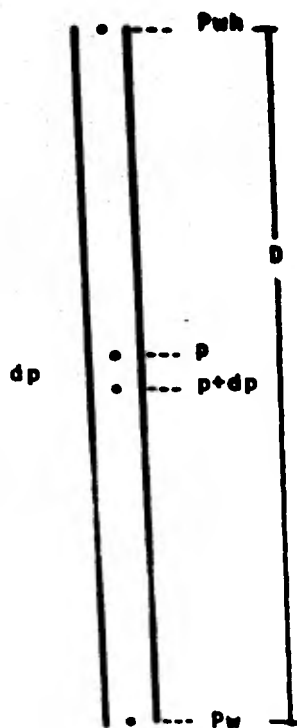
El procedimiento es similar al descrito, sin embargo, la incógnita buscada es la presión en el límite inferior de la zona con aceite bajosaturado. Por lo tanto considerando una densidad media para el aceite ($\bar{\rho}_o$), y una diferencial de la profundidad (ΔD), la presión en el límite inferior de la zona de aceite bajosaturado (P_{lizab}), estará dada por la siguiente ecuación:

$$P_{lizab} = P_{c/g-o} + \bar{\rho}_o \Delta D$$

Y la secuencia a seguir, para la aplicación del procedimiento será:

- 1.- Suponer una \bar{p}_0
- 2.- Calcular P_{12ab}
- 3.- Obtener $\bar{p} = \frac{P_0/q_0 + P_{12ab}}{2}$
- 4.- Calcular \bar{p}_0
- 5.- Comparar \bar{p}_0 supuesta con \bar{p}_0 calculada.
- 6.- Si los valores de \bar{p}_0 sup y \bar{p}_0 calc son aproximadamente - - iguales el problema está resuelto. En caso contrario, usando la \bar{p}_0 calc continuar iterativamente del paso 2 al 6.

Considerando el esquema ilustrativo:



$$dp = \left[\frac{1b}{144} \right] dD \left[\text{pies} \right] \times \frac{1}{144} \left[\frac{\text{pie}^2}{\text{pie}^2} \right] \quad (1)$$

y la ecuación de los gases:

$$PV = ZRT \quad (2)$$

$$\text{como: } P = \frac{M}{V}; \quad P = \frac{PM}{ZRT} \quad (3)$$

substituyendo (3) en (1):

$$dp = \frac{PM}{144 ZRT} dD \quad (4)$$

considerando valores medios de Z y T :

$$dp = \frac{PM}{144 \bar{Z} \bar{R} \bar{T}} dD \quad (5)$$

separando variables e integrando la ecuación anterior:

$$\int_{P_{wh}}^{P_w} \frac{dp}{P} = \frac{M}{144 \bar{Z} \bar{R} \bar{T}} \int_0^D dD = \ln \frac{P_w}{P_{wh}} = \frac{MD}{144 \bar{Z} \bar{R} \bar{T}} \quad (6)$$

sacando antilogaritmo a (6)

$$e^{\frac{MD}{144 \bar{Z} \bar{R} \bar{T}}} = \frac{P_w}{P_{wh}}$$

despejando

$$P_w = P_{wh} e^{-\frac{MD}{144 Z R T}}$$

donde:

M = (peso molecular del aire) (densidad relativa del gas)

$M_g = M_a \gamma_g$

R: es la constante universal de los gases

T: temperatura media

D: profundidad

Z: es el factor de desviación

NOMENCLATURA

- B = Factor de volumen. m^3/m^3
 c_e = Compresibilidad efectiva, (cm^2/kg)
 D = Profundidad, m.
 $Gg1$ = 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.
 $Nplzg1$ = Producción acumulativa de aceite, obtenida de la zona con gas liberado, arriba de la presión de saturación, m^3 a c.s.
 $Nplzob$ = Producción acumulativa de aceite, obtenida de la zona con aceite bajosaturado, m^3 a c.s.
 p = Presión, kg/cm^2
 P_y = Presión del yacimiento, kg/cm^2
 q = Gasto de aceite, m^3 a c.s./dfa
 R = Relación gas disuelto-aceite, m^3/m^3
 S_{gcg} = Saturación de gas en el casquete de gas
 S_{orcg} = Saturación de aceite residual en el casquete de gas
 S_w = Saturación de agua
 S_{wcg} = 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
 V_{cg} = Volumen de roca en el casquete de gas, m^3
 V_{gd} = Volumen de roca en la zona de gas liberado disperso, m^3

Vob = Volumen de roca en la zona de aceite bajosaturado, m³ -

φ = Porosidad

Subíndices:

b = Saturación

o = Aceite

g = Gas

w = Agua

i = Inicial

j = Número del bloque

y = Yacimiento

R E F E R E N C I A S

CAPITULO I.

- 1,2 Luis Pazos., "Mitos y Realidades del Petróleo Mexicano" (1979).
- 3 Editorial Proceso., "Petróleo y Soberanía".
- 4 Revista Oil & Gas Journal., Oct. 1977.
- 5,6 Informe rendido por el C. Director de Petróleos Mexicanos Ing. Jorge Díaz Serrano, ante el Presidente -- Lic. José López Portillo, en Guadalajara, Jalisco, - el día 18 de marzo de 1981.
- 7 Garaicochea F., "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos", U.N.A.M. Facultad de Ingeniería (1972).
- 8 Ing. Francisco Garaicochea P. y A. Acuña., "Alternativas de Explotación de los Yacimientos del Area Reforma". Revista del I.M.P. Ene. 1978.

CAPITULO II

- 1,9,10 Ing. F. Garaicochea P. y A. Acuña., "Espaciamiento Optimo de Pozos en Yacimientos con Migración de -- Gas Liberado". Revista I.M.P. Abr. 1978.

- 2,5 B.C. Craft y Hawkins, Jr., "Ingeniería Aplicada a --
los Yacimientos Petrolíferos (1968).
- 3,4 Socony Mobil Oil Company Inc. "Gravity Drainage" Jan
1963.
- 6,7,8 Chapman Cronquist Gulf Universities Research Consor-
tium Houston, Texas., presented at United States Tra-
de Center Mexico City, Mexico, 31 January 1978.

CAPITULO III

- 1 F. Garaicochea y A. Acuña R., "Espaciamento Optimo
de Pozos en Yacimientos con Segregación de Gas Libe-
rado". Revista I.M.P., 2 abril 1978.
- 2 H.A. Freeman., "Reservoir Control in a Fractured Li-
mestone Field". Oil and Gas Journal, Feb 18, 1952.
- 3 W.J. Joslin., "Applying the Frontal Advance Equation
to Vertical Segregation Reservoirs" J.P.T., Jan, - -
1964.

CAPITULO IV

- 1 King, R.L. and Lee, W.J. "An Engineering Study of --
the Hawkins (Woodbine) Field", J.P.T. (1976).
- 2 Desbrisay, C.L., "Miscible Flood Performance of the
Instar "D" Field, Libyan Arab Republic", J.P.T. Aug.
(1975).

- 3 Cargile, L.L., "A Case History of the Pegasus Ellen-
 burgen Reservoir". J.P.T. Oct. (1969).
- 4 B.C. Craft y M.F. Hawkins, Jr., "Ingeniería Aplicada
 de Yacimientos Petrolíferos". (1968).

CAPITULO V

- 1 "Proyecto D-5300", I.M.P. "Evaluación de Formaciones".
- 2 Datos proporcionados por Petróleos Mexicanos

CAPITULO VI

- 1,3 K.H. Coats., "Use and Misuse of Reservoir Simulation
 Models", J.P.T. Nov. (1969).
- 2,4,7 F. Garaicochea P., "Método Simplificado para Prede-
 cir el Comportamiento de un Yacimiento con Segrega-
 ción Gravitacional".
- 5 Stewart, C.R., Craig, F.F. y Morse, R.A. "Determi-
 nation of Limestone Performance Characteristics by - -
 Model Flow Test". Trans AIME Vol. 198. (1953).
- 6 Demoré, J.M. and Schols, R.S., "Drainage Capillary -
 Pressure Functions and The Influence of Connate Wa-
 ter", SPE Oct. (1974).
- 8 Beveridge, S.B. and Spivak, A., "Recovery Sensivities
 of High-Relief Reservoirs". Journal of Canadian Pe-
 troleum Jul-Sept (1969).

- 9 Craft y B.C. and Holden, W.R., "Well Design, Drilling and Production". Pentice-Hall Inc. (1962). pag. 382.

CAPITULO VII

- 1 F. Garalcoches y A. Acuña R., "Alternativas de Explo-
tación de los Yacimientos del Area Reforma" Rev. - -
I.M.P. Ene. 1978.
- 2 Referencia 1, Capitulo II

APENDICE A

- 1.2 K.H. Coats, SPE-AIME "Use and Misuse of Reservoir -
Simulation Models".

APENDICE B

- 1 H.K. Grant., "Material Balance Calculations". Oil -
and Gas Journal. August 24, 1959- Vol. 57.
- 2 Ing. Tiburcio Méndez López e Ing. Alfredo León García,
"Variación de las Propiedades Físicas de los Fluidos
con la Profundidad. Sonda de Campeche". Ingeniería --
Petrolera, Jul. (1980).

APENDICE C

- 1 Craft, B.C. y Holden, W.R., "Well Design, Drilling -
and Production of High-Relief Reservoirs". Journal -
of Canadian Petroleum. Jul. Sept. (1969).

