

Universidad Nacional de Ingeniería

Programa Académico de Petróleo y Petroquímica



**Evaluación de la Recuperación de Petróleo
por Inyección de Agua en Reservorios
de Estratos Intercomunicados**

TESIS DE BACHILLER

Jaime A. Bernardini Yori

LIMA - PERU

1974

INDICE

- I .- Resumen
- II .- Introducción.
- III .- Descripción del problema.
- IV .- Descripción del procedimiento de cálculo
- V .- Procedimiento de cálculo verificado con resultados de modelos experimentales.
 - a) Reservorios con relación de viscosidad media, entre el petróleo y agua, sin los efectos gravitacionales.
 - b) Efecto de la posición del estrato en un sistema de 4 estudios, sin efectos gravitacionales.
 - c) Reservorios con baja relación de viscosidad.
- VI .- Conclusiones.
- VII .- Apéndice.
 - Cálculos para un proyecto de 5 puntos
 - a) Cálculos preliminares
 - b) Procedimiento de cálculo
 - Operación 1
 - Operación 2
 - Primera operación después del rompimiento de agua.
 - Recuperación de petróleo de un 5 puntos a partir de la recuperación de petróleo de un li-

neal "equivalente".

VIII.- Nomenclatura

IX .- Bibliografia

I.- RESUMEN

Este trabajo presenta un procedimiento para calcular la recuperación de petróleo por inyección de agua en sistemas apropiados, lineales y de 5 puntos, compuestos de estratos intercomunicados de diferentes permeabilidades. Los cálculos necesarios para resolver este método de cálculo pueden ser realizados por un ingeniero con una calculadora en un tiempo relativamente pequeño. La comparación de lo calculado y los resultados de modelos muestra que el método da una satisfactoria exactitud para la ingeniería. Ver ejemplo de cálculo es incluido en el apéndice.

La principal aplicación de este método es la de calcular la recuperación de petróleo por inyección de agua en reservorios con una buena comunicación vertical donde la razón de movilidad es alta, o en reservorios donde la razón de movilidad es baja pero las variaciones de permeabilidad entre los estratos de arena es grande. La aplicación de este método no parece ser necesaria en reservorios con heterogeneidad moderada, debido a que solo hay una pequeña diferencia entre la recuperación de petróleo calculada por este método y la calculada por los métodos convencionales (que asumen una incomunicación vertical).

En la mayoría de los casos el grado de comunicación vertical existente en el reservorio al cual se le va inyectar agua es desconocido. La mínima eficiencia de re-

recuperación de petróleo será calculada por los métodos convencionales, los cuales asumen que no existe comunicación vertical entre los estratos. La máxima eficiencia de recuperación de petróleo ocurriría si la comunicación vertical es completa y puede ser calculada usando el método de este trabajo. Este trabajo muestra que un buen estimado de esta máxima eficiencia de recuperación, puede ser obtenida para las usuales inyecciones de agua con relación de movilidad de media a baja en reservorios con heterogeneidad moderada por una rápida, simple y sencilla técnica. Siendo así, los límites superior e inferior de recuperación de petróleo pueden ser convenientemente calculados para la usual perspectiva de inyección de agua la cual tiene un grado de comunicación vertical desconocido.

Una de las ventajas concretas que se obtiene usando este método para el cálculo de la recuperación de petróleo en los reservorios que se sospecha tienen buena comunicación vertical entre estratos, es que hará posible la realización de proyectos de inyección de agua, los cuales al ser tratados como si fueran incomunicados por los métodos convencionales resultaban no ser económicos. Con el uso de la técnica presentada en este trabajo muchos de estos proyectos se transformarían de no económicos a económicos, haciendo posible la realización de éstos.

En lo que se refiere al Perú, la aplicación de este método probablemente este restringido a los reservo-

rios de la Selva, donde existen reservorios compuestos de arenas limpias lo suficientemente grandes como para tratar al reservorio como si estuviera compuesto de estratos con comunicación vertical. En cuanto a su aplicación en el noroeste peruano, se puede decir que es nulo, debido sobre todo a que los reservorios existentes en esta zona son muy fallados y están compuestos de arenas muy pequeñas generalmente intercolados con gredas, lo cual elimina totalmente los efectos de la comunicación vertical entre estratos.

II.- INTRODUCCION

En este trabajo se presenta un procedimiento con el cual un Ingeniero puede calcular la recuperación de petróleo por inyección de agua en reservorios no saturados a apropiados, compuestos de estratos comunicados de diferentes permeabilidades. Se diferencia del método convencional (no comunicación vertical) en la imbibición o flujo transversal entre los estratos. El Ingeniero de reservorios a menudo no le interesó si la presencia de comunicación vertical e imbibición del agua del estrato mas permeable al menos permeable mejoraría tanto técnica como económicamente la performance del campo. Los efectos de imbibición son particularmente importantes en reservorios que contienen petróleos viscosos, donde la adversa relación de viscosidad petróleo-agua amplifica los efectos de variación de permeabilidad y las relaciones de avance de agua en los estratos de diferentes permeabilidades son muy desiguales. La imbibición máxima desde estratos sueltos a estratos compactos en un reservorio inundado heterogeneo, daría una comunicación vertical entre los estratos considerando al reservorio como homogeneo.

La importancia de la imbibición en un sistema de estratos comunicados ha sido mostrada por experimentos en modelos de inyección de agua con estratos comunicados. Es tudios mostraron que la recuperación fue mejor a muy ba-

jos regímenes de inyección. Sin embargo, aún a regímenes normales de campo, la recuperación fue mayor que la calculada por los métodos convencionales que asumen una incomunicación de estratos.

Con este método el cálculo de la recuperación de petróleo, para un reservorio de cuatro estratos comunicados, toma 3 días-hombre de trabajo, para un Ingeniero usando una calculadora y un sistema de dos estratos puede ser hecho en 1/2 día-hombre. El procedimiento de cálculo, descrito en detalle en el apéndice, es apropiado para cada caso de sistemas bidimensionales (lineales) o tridimensionales radiales (5 puntos). ~~Los~~ resultados calculados, han sido comparados con datos experimentales para un número de sistemas diferentes y habiéndose encontrado coincidencia, con un error máximo de 13% y un error promedio de solo 6%.

III.- DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Un análisis de los mecanismos de desplazamiento muestra que una mejor recuperación de petróleo puede ser anticipada para reservorios de estratos comunicados que para los no comunicados. Considerando el caso de una inundación con agua de un reservorio formado de estratos incomunicados de diferentes permeabilidades, porque estratos horizontales de formaciones inertes de material no permeable, como lutitas, están intercalados a través de la sección. El agua inyectada avanza más rápidamente en un estrato de alta permeabilidad que en el de baja permeabilidad. Así, a cualquier tiempo dado, más petróleo ha sido desplazado de los estratos de mayor permeabilidad que de los de menor permeabilidad. Cuando el agua llega al pozo productor, la mayor parte de petróleo habrá sido producido desde el estrato de mayor permeabilidad, mientras que una relativamente pequeña cantidad habrá sido producida de los de menor permeabilidad. Después de la completa inundación de los estratos mas permeables, grandes cantidades de agua inyectada fluirán a través de estos estratos mas permeables en tanto que solo una pequeña fracción de agua inyectada entrará y desplazará petróleo de los estratos de menor permeabilidad.

Considerando un sistema estratificado, donde estratos de altas y bajas permeabilidades están completamente comunicados (no hay estratos de material impermeable en

el reservorio). Nuevamente, el agua inyectada avanza mas rápidamente en los estratos de mayor permeabilidad que en los de menor permeabilidad. Algún tiempo después de comenzar la inundación el agua en los estratos de mayor permeabilidad habrá avanzado más lejos desde el pozo inyector que en los estratos de menor permeabilidad. De este modo, existirá una región donde un estrato de alta permeabilidad conteniendo agua inyectada, estará en contacto vertical con el petróleo del estrato de baja permeabilidad.

En una formación que contiene agua, el agua será imbibida desde los estratos de alta permeabilidad a los de baja permeabilidad (imbibición por flujo transversal) y la mayoría del petróleo desplazado por esta agua imbibida viajará a través de los estratos de alta permeabilidad al pozo productivo (imbibición por flujo contrario). A la vez que el remanente fluirá a través de los estratos de baja permeabilidad. Este mecanismo de recuperación será más eficiente a bajos regímenes de inyección, porque hay más tiempo para que la imbibición tenga lugar. Del mismo modo, sería esperado con una disminución de la rata de inyección aumente la recuperación de petróleo por barril de agua inyectada. Recíprocamente la recuperación de petróleo para un sistema incomunicado es debida únicamente al desplazamiento con agua inyectada dentro de cada estrato. Sin embargo en casos no favorables de un estrato grueso y muy permeable en el fondo del reservorio, podrá no ser cierto, por-

que se pronunciarían los efectos gravitacionantes a regímenes bajos.

Una pregunta muy importante es en cuanto aumentaría la recuperación de petróleo de sistemas comunicados a regímenes prácticos de inyección. Un mayor límite de recuperación de petróleo con máxima imbibición por flujo transversal, puede ser estimado haciendo el cálculo de la recuperación considerando que los estratos no están comunicados, pero con un régimen de avance uniforme para cada estrato. La recuperación así estimada es análoga a la de un sistema comunicado donde los efectos de imbibición por flujo transversal son máximos e iguales los regímenes de avance en varios estratos.

La tabla 1 muestra los resultados de cálculos hechos para definir el máximo efecto de la imbibición en varios reservorios. La columna 5 es la relación entre la recuperación de petróleo estimada para el caso de imbibición máxima y aquella estimada para un sistema incomunicado donde el flujo transversal es cero, a una relación agua-petróleo de 20 a 1. La columna 6 muestra la relación de la cantidad de agua inyectada para los dos casos siempre para una relación de agua-petróleo de 20 a 1. Las predicciones de la tabla 1 han sido divididas en dos grupos, dependiendo sobretudo de la relación de movilidad y cada grupo arreglado en orden creciente del coeficiente de Lorentz (aumentando la heterogeneidad). De la tabla puede ser visto que

cuando la relación de movilidad es baja, (lo usual) la máxima imbibición tiene solo un efecto relativamente pequeño en el monto de la recuperación de petróleo comparado con la de los sistemas incomunicados (convencionales). Sin embargo, con imbibición, el petróleo es producido más rápidamente, desde que menor cantidad de agua inyectada es requerida para alcanzar un 20 a 1 de relación-agua-petróleo.

Los datos de la tabla 1, para inundaciones con agua de relaciones de movilidad de media a alta, muestran que los posibles beneficios de la imbibición son mayores en los reservorios con coeficientes de Lorentz y relación de movilidad, altos. Por ejemplo: 92% más de petróleo se-ría recuperado del reservorio G con imbibición máxima, comparado con uno incomunicado.

TABLA 1

EFFECTOS MAXIMOS DE COMUNICACION VERTICAL EN RESERVORIOS INUNDADOS

I	II	III	IV	V	VII
RESERVORIO	COEFICIENTE DE LORENTZ	RELACION DE MOVILIDAD (M)	RELACION DE VISCOCIDAD	RECUP. DE PETROLEO (imb=max)	AGUA REQUERIDA (imb=max)
			<i>M/M w</i>	RECUP. DE PETROLEO (imb=0) para WOR=20÷1	AGUA REQUERIDA (imb=0) para WOR=20-1
RESERVORIO CON BAJA RAZON DE MOVILIDAD					
A	.37	1.0	5.0	1.06	.70
B	.47	2.0	16.0	1.10	.83
C	0.69	0.82	1.24	1.24	.28
RESERVORIO CON RAZONES DE MOVILIDAD DE MEDIA A ALTA					
E	.38	10.5	47.0	1.25	.99
F	.47	8.0	64.0	1.22	.83
G	.51	1400.0	4600.0	1.92	1.56

El coeficiente de Lorentz refleja la heterogenidad del reservorio y es calculado dividiendo el área entre la curva de capacidad de distribución y una línea de 45° (dibujada para representar un sistema homogéneo), sobre el área bajo la línea de 45°. De este modo, a más alto coeficiente de Lorentz, la estratificación es más grande. $M = K$

IV.- DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO DE CALCULO

La siguiente descripción resume el procedimiento de cálculo y los datos requeridos. El procedimiento detallado y el cálculo de una muestra están presentados en el apéndice.

Los datos requeridos para el cálculo son los siguientes:

- 1.- El régimen de Inyección dentro del reservorio.
- 2.- Los resultados de la prueba de susceptibilidad a la inundación por agua de cada estrato, a partir de los cuales son calculados:
 - a) Recuperación de Petróleo Vs. Agua total inyectada.
 - b) Inyectibilidad relativa.
 - c) Permeabilidad relativa al Petróleo Vs. Saturación.
- 3.- Las curvas de imbibición por contraflujo para los estratos receptores del agua de imbibición.
- 4.- Permeabilidad, porosidad, espesor y posición relativa de cada estrato.

El punto 1 puede ser calculado por un Ingeniero de campo, despreciando el efecto de gravedad. El punto 2 es obtenido de las pruebas rutinarias en núcleos representativos de varios estratos del reservorio, y el punto 3 de

los resultados de las pruebas de laboratorio corridas en núcleos de aquellos estratos receptores del agua de imbibición que producen el contra flujo. La permeabilidad, porosidad, espesor y posición relativa de los estratos individuales deben ser determinados por análisis de núcleos y registros eléctricos.

En principio los cálculos con el efecto de gravedad incluido son los mismos que para los que no incluyen la gravedad, excepto que son requeridos diferentes datos básicos para el cálculo. Para obtener los puntos 2a y 2b son requeridos modelos de estudio con gravedad graduada. Las leyes para poner a escala un modelo, indican que el paso 3, la curva de imbibición por contra flujo, puede ser obtenida de las pruebas de laboratorio en muestras del reservorio. Sin embargo, fluidos especiales son requeridos para realizar las pruebas cuando las fuerzas de gravedad están siendo graduadas.

De este modo si uno desea considerar la variación de los efectos de gravedad, la solución sería mediante un programa de computadora, desde que los costos serán probablemente más bajos. Los resultados de una solución bidimensional dados por la computadora pueden todavía ser adaptados a un campo de inundación tridimensional, usando la técnica de conversión presentada posteriormente a este trabajo. En esas restricciones de no existencia de efectos gravitacionales, el procedimiento de cálculo presentado en

este trabajo no es diferente de las técnicas de predicción en sistemas no comunicados los cuales han sido usados por mucho tiempo en el campo.

Los cálculos usan procedimientos de tanteos y son efectuados por etapas. La figura 1 es una ilustración esquemática de un sistema lineal con 2 estratos comunicados de diferentes permeabilidades. El sistema lineal está dividido en 2 segmentos, 1 y 2 a lo largo de su extensión. El tiempo requerido para que el agua inyectada llegue al final del segmento 1 en el estrato de mayor permeabilidad es primero calculado. Para este cálculo son requeridos: el régimen de inyección, el volumen de agua requerido para que el agua llegue al final del segmento 1, y la cantidad de imbibición. Todos estos requerimientos excepto el último pueden ser calculados. Por lo tanto es necesario asumir un valor para el agua perdida por imbibición en el segmento 1.

La siguiente operación es calcular el volumen de agua inyectada dentro del estrato menos permeable durante el tiempo calculado. Luego se calcula el tiempo de la imbibición. Este tiempo comprende: el tiempo para inyectar el volumen de agua dentro del estrato menos permeable, los datos de imbibición para el estrato menos permeable y el volumen poroso del estrato menos permeable verticalmente expuesto al agua del estrato mas permeable. El valor calculado para la imbibición es comparado con el asumido. Si estos no se parecen, el cálculo es repetido nuevamente asu-

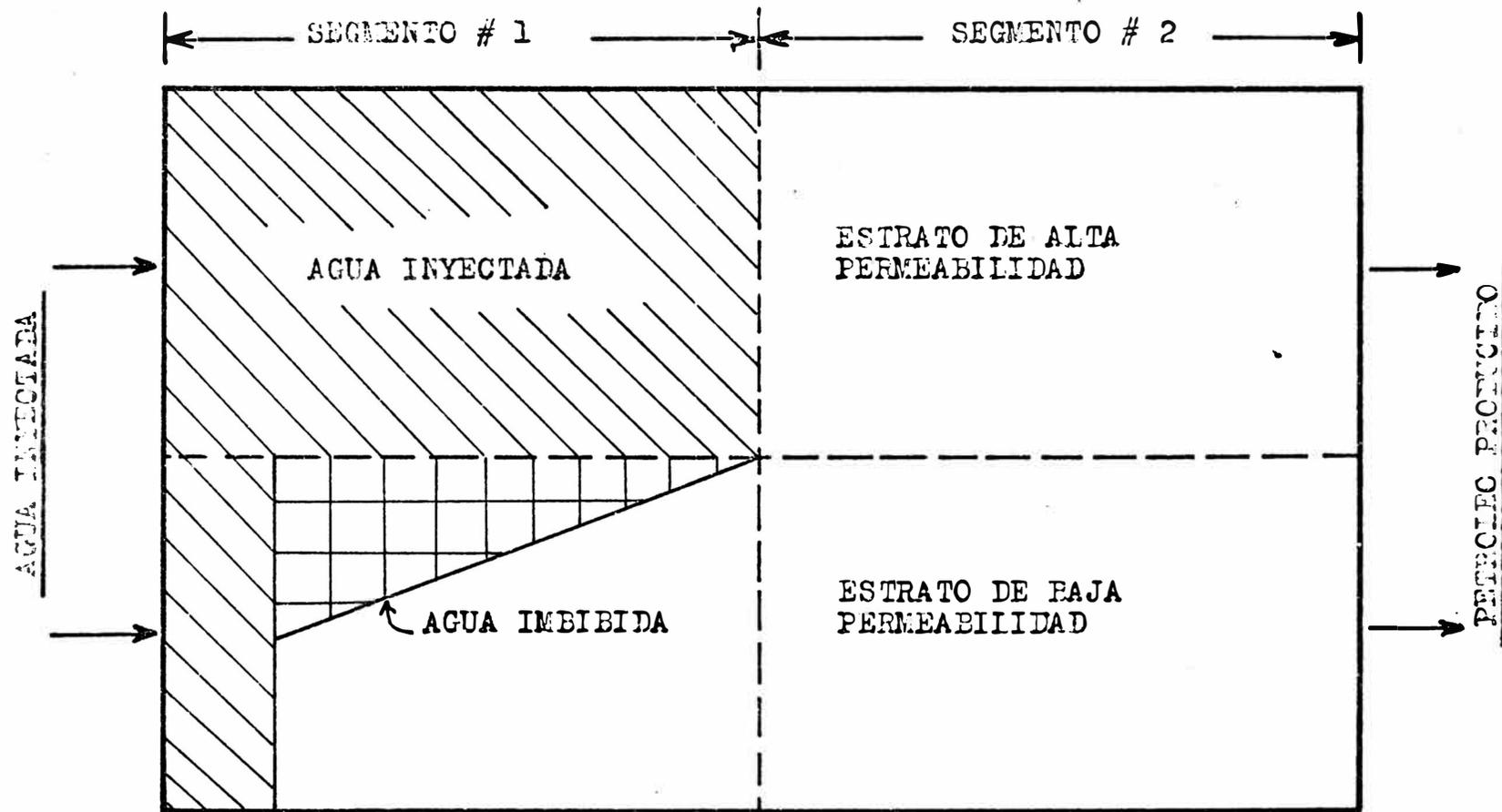


Fig.1 :FLUJO TRANSVERSAL EN UN SISTEMA CON ESTRATOS COMUNICADOS

miendo un nuevo valor de imbibición, hasta que se obtenga una similitud entre ambos.

Los cálculos continuarán agregando el segmento 2. La cantidad de agua en cada estrato al final de cada tiempo de etapa es calculado de los volúmenes inyectados en los estratos y del volumen imbibido desde los estratos de alta a los de baja permeabilidad en cada segmento. La cantidad de petróleo recuperado de cada estrato al final del tiempo de etapa, es el aumento de contenido de agua del estrato durante el tiempo de etapa. Después del rompimiento del segmento 2, el cálculo es similar al anterior al rompimiento de agua.

La descripción presentada es sobre todo para sistemas lineales. Para realizar los cálculos para un sistema de 5 puntos, el sistema de 5 puntos es convertido en un sistema lineal equivalente con el mismo volumen por el método mostrado en el apéndice. La recuperación del petróleo calculado para este sistema lineal equivalente es convertido a un sistema básico de 5 puntos por medio de la correlación: lineal-areal desarrollada para sistemas homogéneos de inyección de agua ("Water - wet"). Estas correlaciones están reproducidas en el apéndice.

V.- PROCEDIMIENTO DE CALCULO VERIFICADO CON RESULTADOS
DE MODELOS EXPERIMENTALES

Un total de 12 cálculos de comportamiento de recuperación de petróleo para cinco sistemas de estratos comunicados han sido realizados y comprobados con los resultados en modelos puestos a escala para estos prototipos. Las características del reservorio simulado por los cálculos y modelos están presentados en la tabla 2. Prototipos 3 y 4 fueron sistemas de 4 estratos y 5 puntos y sus heterogeneidades fueron similares a los de los sistemas reservorios reales. La figura 2 presenta las distribuciones de capacidad del prototipo. Junto con los límites superior e inferior de los reservorios considerados en la tabla 1. Los resultados experimentales y calculados fueron hechos para sistemas que inicialmente contenían sólo agua connatada y petróleo. Las leyes para poner a escala, usados para modelar los prototipos mostrados en la tabla 2 fueron aquéllas leyes básicas de Rapoport.

En adición a las comparaciones entre las recuperaciones de petróleo calculadas y experimental, se realizó un cálculo para investigar los efectos de cambiar las posiciones relativas de los estratos de diferentes permeabilidades a un sistema de cuatro estratos.

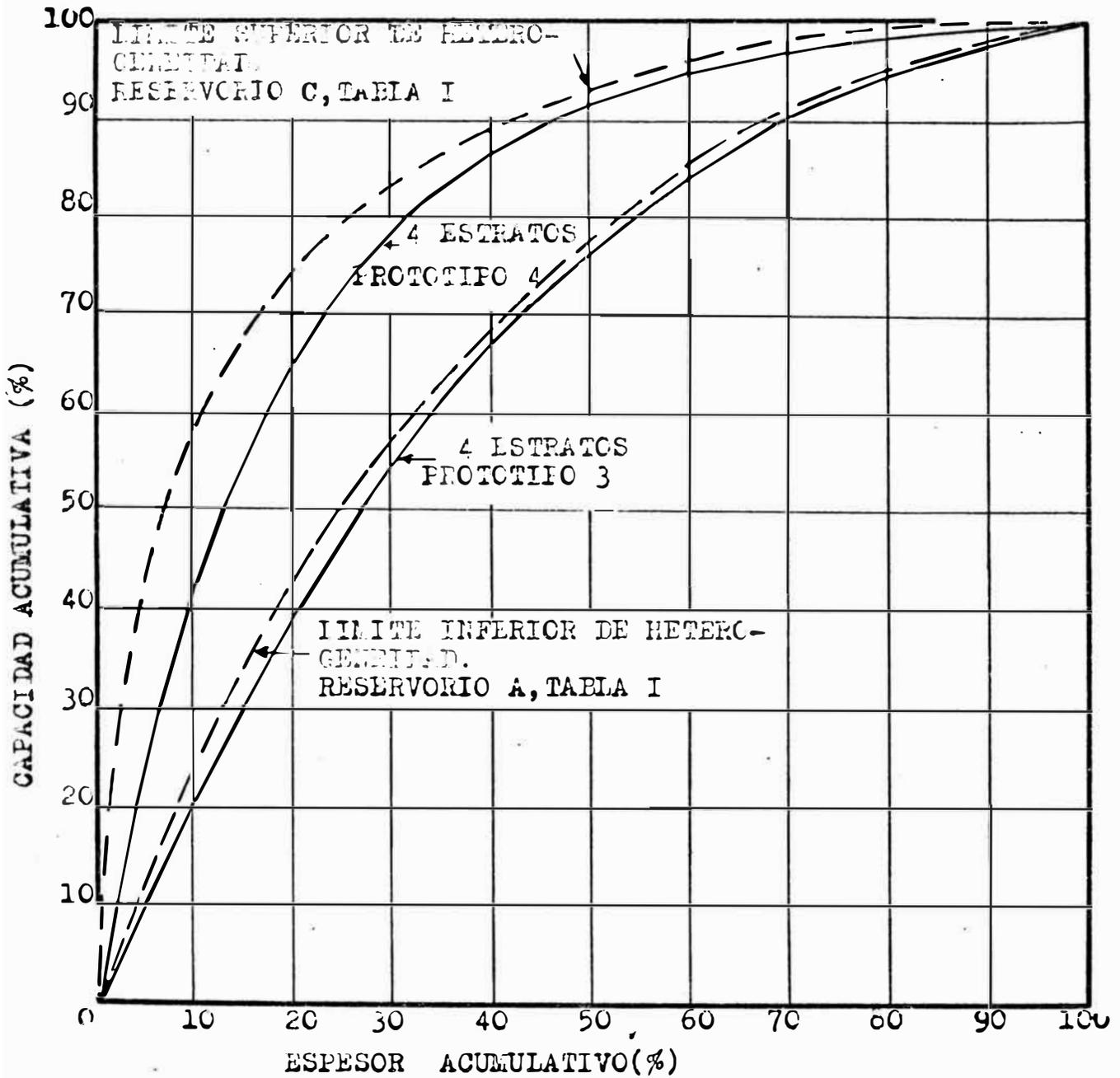


FIG. 2: COMPARACION DE HETEROGENEIDADES DEL RESERVORIO Y PROTOTIPO.

a) Reservorios de relación de viscosidad media entre el petróleo y agua, sin los efectos gravitacionales

Ocho cálculos fueron realizados para los prototipos I, II, III y IV, en los cuales el rango de relación de viscosidad del petróleo al agua varió de 8 a 12. La diferencia de densidad entre el agua y el petróleo no fue considerada en estos cálculos a pesar de que las pruebas en los modelos de la tabla 2 estaban escaladas para diferencias de densidades de 0 a 0.023 gr/cm³. Las comparaciones de los resultados experimentales y calculados están mostrados en las figuras 3, 4, 5a, 5b y 5c. Los resultados calculados concuerdan con el prototipo (modelo aceptable en Ingeniería). Sin embargo, las pequeñas diferencias de densidades presentadas en algunas de las pruebas en los modelos no fueron incluidas en los cálculos.

La figura 3 (sistema lineal de 2 estratos a 3 regímenes de inyección diferentes) ilustra que más altas recuperaciones de petróleo son obtenidas a regímenes bajos de inyección, porque más tiempo es disponible para la imbibición. Los cálculos y el comportamiento del modelo están de acuerdo dentro de un 2% del volumen poroso al régimen más alto y 3% de volumen poroso al régimen más bajo. El error máximo de los resultados calculados como porcentaje de recuperación de petróleo experimental es 7%. Lo calculado y el modelo cuyos resultados están en la figura 4 (2 estratos, 5 puntos a 2 regímenes) están de acuerdo dentro

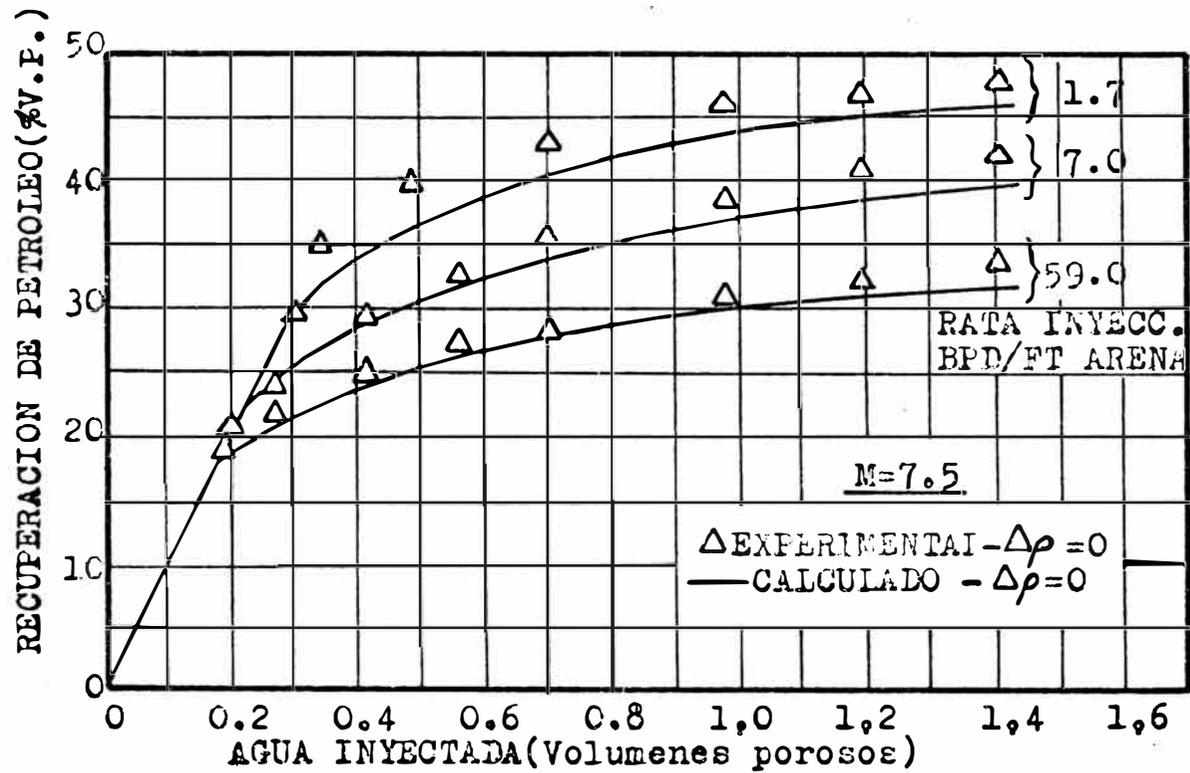


Fig. 3: RECUPERACION DE PETROLEO CALCULADA Y EXPERIMENTAL
SISTEMA LINEAL DE ICS ESTRATOS-PROTOTIPO I.

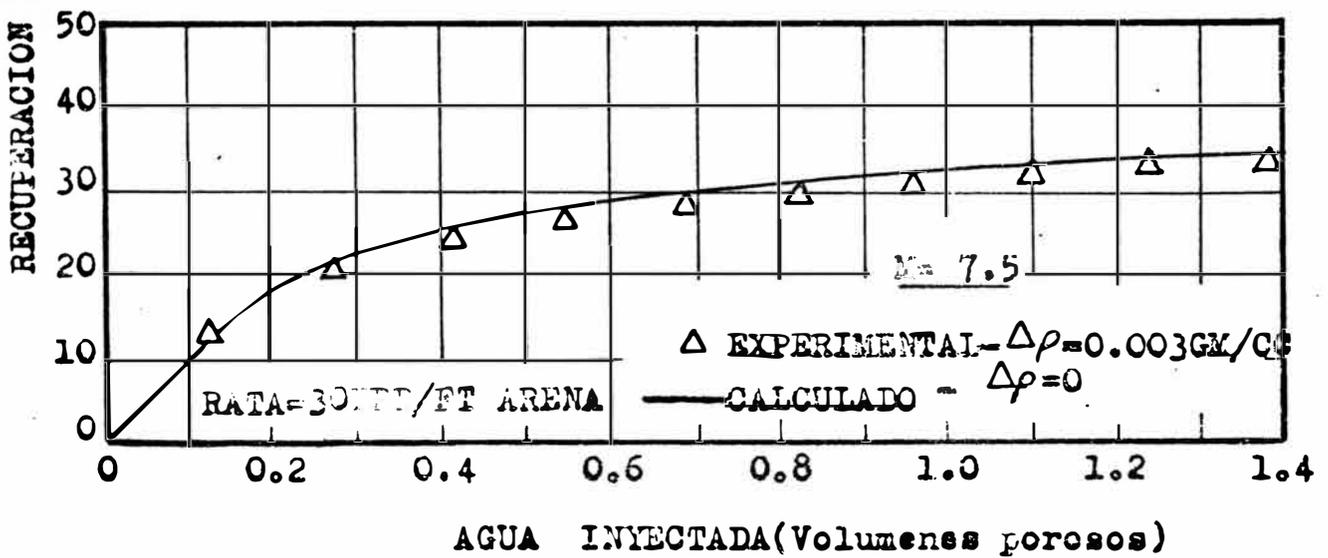
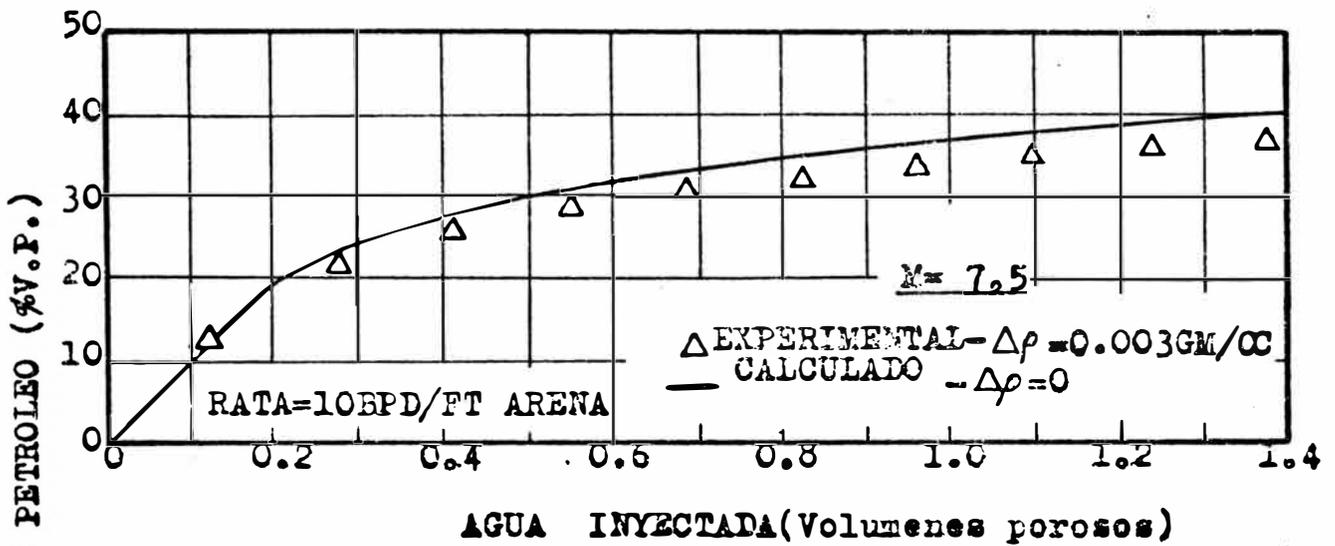


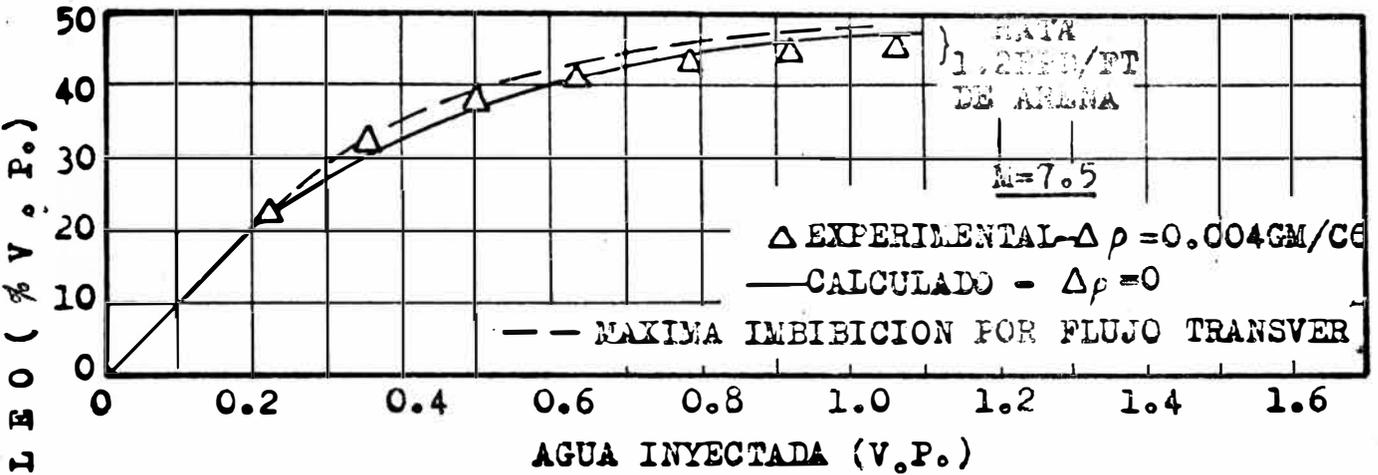
Fig.4: RECUPERACION DE PETROLEO EXPERIMENTAL Y CALCULADA
SISTEMA DE CINCO PUNTOS, LOS ESTRATOS-PROTOTIPO 2

del 1% de volumen poroso a 30 Bbl/día/ft de arena y dentro del 3 1/2 por ciento de volumen poroso a 10 bbl/día/ft de arena. El error máximo para los cálculos fue de 10% de la recuperación experimental.

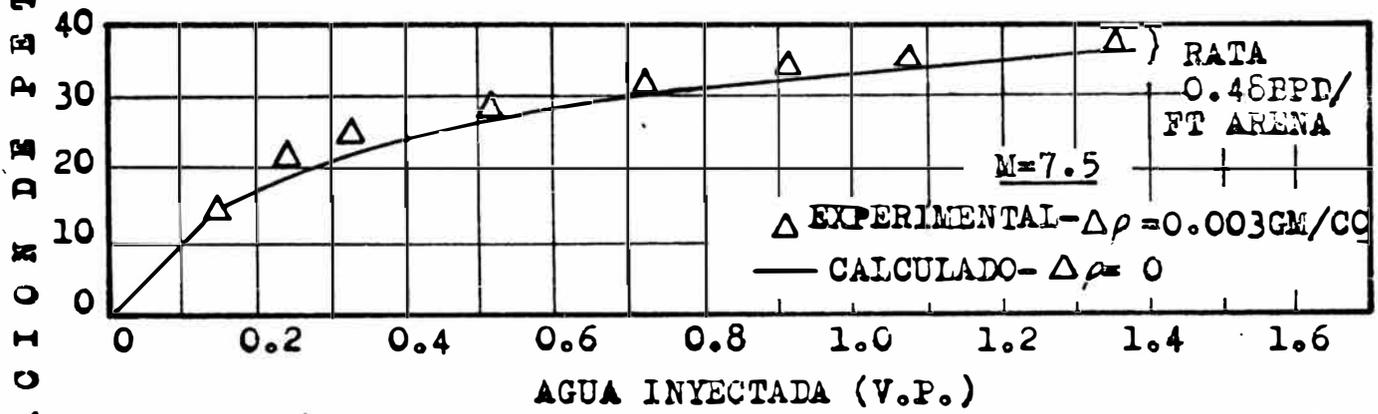
Las figuras 5 (a), 5 (b) y 5 (c) presentan datos calculados y experimentales para un régimen de inyección para el prototipo III (4 estratos, 5 puntos) y para dos regímenes de inyección para el prototipo IV (4 estratos, 5 puntos). La figura 5 (a) también presenta la recuperación de petróleo para el prototipo III con máxima Imbibición (a regímenes uniformes de avance de agua en todos los estratos). La figura 5 (c), en adición, muestra la recuperación de petróleo calculada para el prototipo IV con máxima imbibición y para el caso de estratos incomunicados.

Para el prototipo III (Fig. 5 (a)), el comportamiento de recuperación de petróleo está de acuerdo dentro de un 2% del volumen poroso con el experimental y un error de 7%. La rata de inyección del 1.2 Bbl/día/ft de arena, fue inferior a los regímenes normales de campo, lo que originó que la recuperación del petróleo sea cercana a la obtenida en el caso de máxima imbibición.

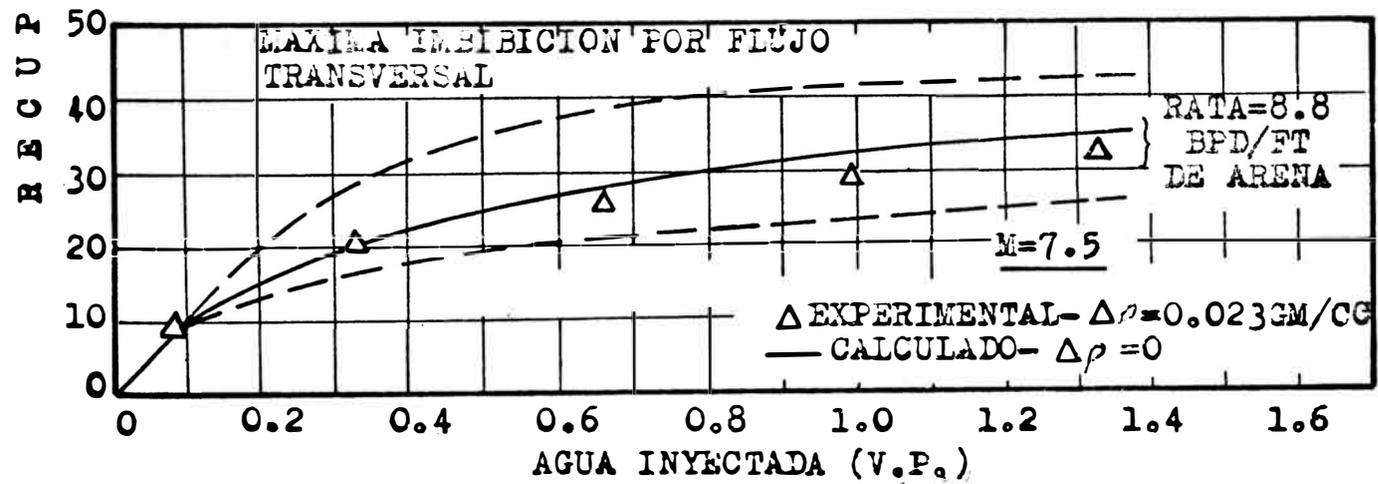
La recuperación calculada para el prototipo IV (Fig. 5 (b)) a un régimen de 0.48 Bbl/día/ft de arena concuerda con la recuperación experimental dentro de un 3% de volumen poroso, dando un 13% de error máximo. Al alto régimen de 8.8 Bbl/día/ft. de arena y un régimen normal de cam



(A) PROTOTIPO 3



(B) PROTOTIPO 4 - RATA BAJA, EFECTOS DE LA GRAVEDAD BAJOS



(C) PROTOTIPO 4 - RATA ALTA, EFECTOS DE LA GRAVEDAD MEDIOS

Fig. 5 = RECUPERACION DE PETROLEO EXPERIMENTAL Y CALCULADA
SISTEMAS DE CIRCO AREAS, CANTERO ESTERIOS

TABLA 2
PROPIEDADES DE LOS RESERVIORIOS PROTOTIPO

	I 2 ESTRATOS LINEAL	II 2 ESTRATOS 5 PUNTOS	III 4 ESTRATOS 5 PUNTOS	IV 4 ESTRATOS 5 PUNTOS	V 2 ESTRATOS 5 PUNTOS
Longitud o distancia entre inyector y productor (pies)	300	300	660	660	660
Espesor del Estrato (pies)	25	25	17	275	10
Permeabilidad de los Estratos (Milidarcys)	2000	2000	570	285	116
	217	217	2230 3670 1230	27 78 9	15
Porosidad	0.34	0.34	0.34	0.27	0.2
Mo (Centipoises)	3.2	3.1	4.8	4.47 4.47	2.17
Mo/Mw Relación de Viscosidad	8.0	8.0	12	8.0 8.0	4.34
Diferencia de Densidad Agua-Oil (gi/cc)	0	0.003	0.004	0.003 0.023	0.2
Relación de Movilidad	7.5	7.5	7.5	7.5 7.5	3.2
Tensión Interfacial Entile el Petróleo y Agua (dinas/cm)	30	30	30	30 30	25
Agua Connatada (% VP)	22.0	22.0	22.0	25 25	33.5
Petróleo Residual (% VP)	25.0	25.0	25.0	25 25	20
Rata Media de Inyección en 5 puntos (B _{pd} /pie de arena)	1.7 7.0	10 y 30	1.2	8.8 8.8	2.0 2.0
	≠ 59.0			0.48	195 y 20.0

$$M = \frac{K_o}{K_w} \times \frac{K_w (ro)}{K_o (cw)}$$

Rata Total Pozo Inyector
Pies de Arena

. Para el petróleo las ratas lineales son convertidos a ratas 5 puntos, sobre la base de 1 volumen poroso equivalente descrito en el Apéndice.

po, (Fig. 5 (c)), la recuperación estuvo dentro de un 3% de volumen poroso de la experimental y un error de 9%.

En todos los casos estudiados, la recuperación del petróleo a regímenes normales de campos para sistemas con estratos comunicados, se encuentra aproximadamente en la mitad entre lo calculado para la imbibición máxima y para los estratos incomunicados. Los resultados mostrados en las figuras 4 y 5 son para 5 puntos y conversiones de recuperación lineal a areal fueron usados en los cálculos. La buena coincidencia entre lo calculado y el modelo muestra la aplicabilidad de la correlación lineal-areal.

b.- Efecto de la posición del estrato en un sistema de 4 estratos sin efectos gravitacionales

El procedimiento de cálculo reconoce las posiciones relativas de los estratos de diferentes permeabilidades en el reservorio. Sin embargo, un cálculo hecho indica que la secuencia de permeabilidad en los estratos es relativamente insignificante. La recuperación de petróleo para el prototipo IV (máxima heterogeneidad) de 4 estratos y 5 puntos, fue calculada con los estratos reagrupados en orden decreciente de permeabilidades. Este cálculo y aquel hecho con el ordenamiento original de los estratos, fueron para un régimen de inyección de 3.3 Bbl/día/pie de arena. La figura 6 muestra que para los 2 cálculos las recuperaciones de petróleo estuvieron dentro del 1.5% de volumen poroso.

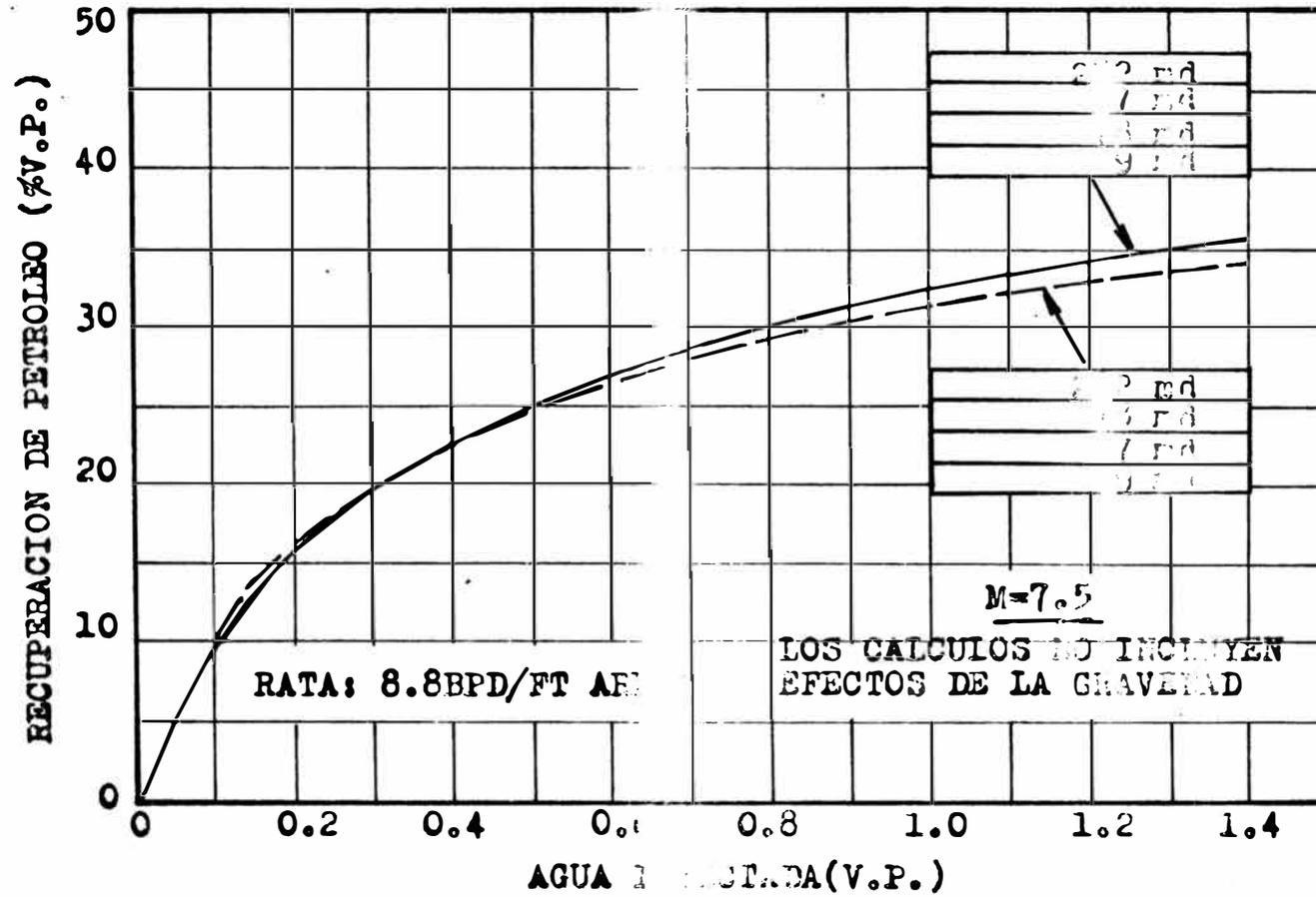


Fig.6:EFECTO DE LA POSICION RELATIVA DE LOS ENTRATOS EN LA RECUPERACION DE PETROLEO CALCULADA-PROYECTO 4

c.- Reservorios con baja relación de viscosidades

Para comprobar este método con bajas relaciones de viscosidades petróleo/agua sin pruebas adicionales en los modelos, 4 cálculos fueron hechos y comparados con los resultados experimentales obtenidos y cedidos por "Humble Oil & Refining Company". Sus pruebas para el modelo graduado, prototipo V, están dadas en la tabla II. La relación de viscosidad petróleo-agua para este prototipo es 4.35 la cual es aproximadamente la mitad del valor obtenido en la mayoría de las pruebas JPRC. Los efectos de gravedad fueron incluidos en estos cálculos porque la diferencia de densidades del agua y petróleo, considerada por las pruebas experimentales, fue grande y significativamente afectada la recuperación de petróleo y porque los datos iniciales requeridos para manipular la gravedad estuvieron disponibles.

La figura 7 compara las recuperaciones calculada y experimental a 2 regímenes de inyección, donde un estrato de permeabilidad alta está situado encima de un estrato de permeabilidad baja. En este caso la imbibición dentro del estrato de permeabilidad baja es ayudado por la gravedad. Para ambos regímenes de inyección la coincidencia es excelente, dentro de un 0.5% de volumen poroso y un error de sólo 1 1/2. La figura 8 compara las recuperaciones de petróleo calculada y experimental a 2 regímenes de flujo, cuando el estrato de permeabilidad alta está situado en el fondo. Aquí aunque las fuerzas de gravedad impiden el flu-

jo transversal de agua dentro del estrato de permeabilidad baja, el acuerdo es nuevamente bueno. A 1.33 volúmenes porosos de agua inyectada, la recuperación de petróleo calculada, está dentro de un 2 1/2% de volumen poroso y el error es sólo 7 1/2%.

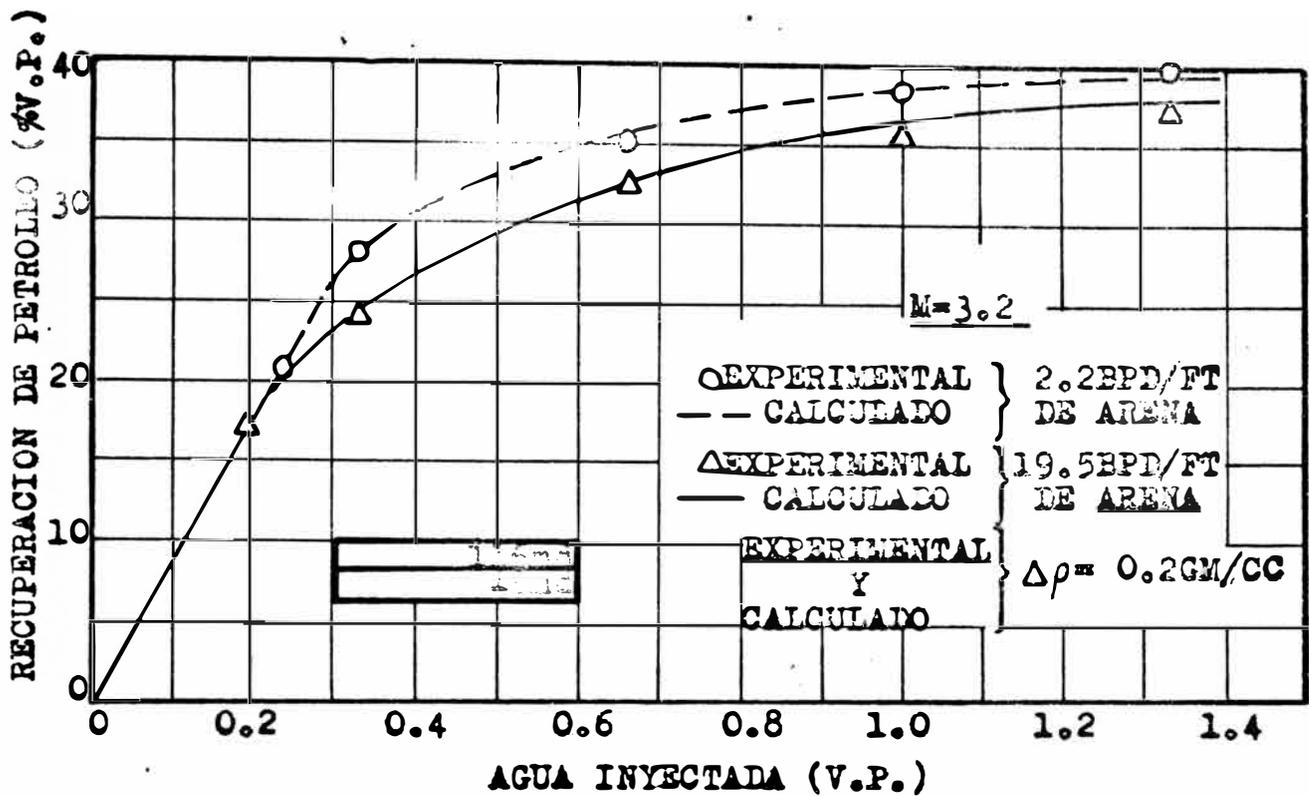


Fig.7:RECUPERACION DE PETROLEO CALCULADA Y EXPERIMENTAL SISTEMA DE CINCO PUNOS, LOS ESPESORES-PROTOTIPO 5 GRAVEDAD AYUDANDO AL FLUJO TRANSVERSAL

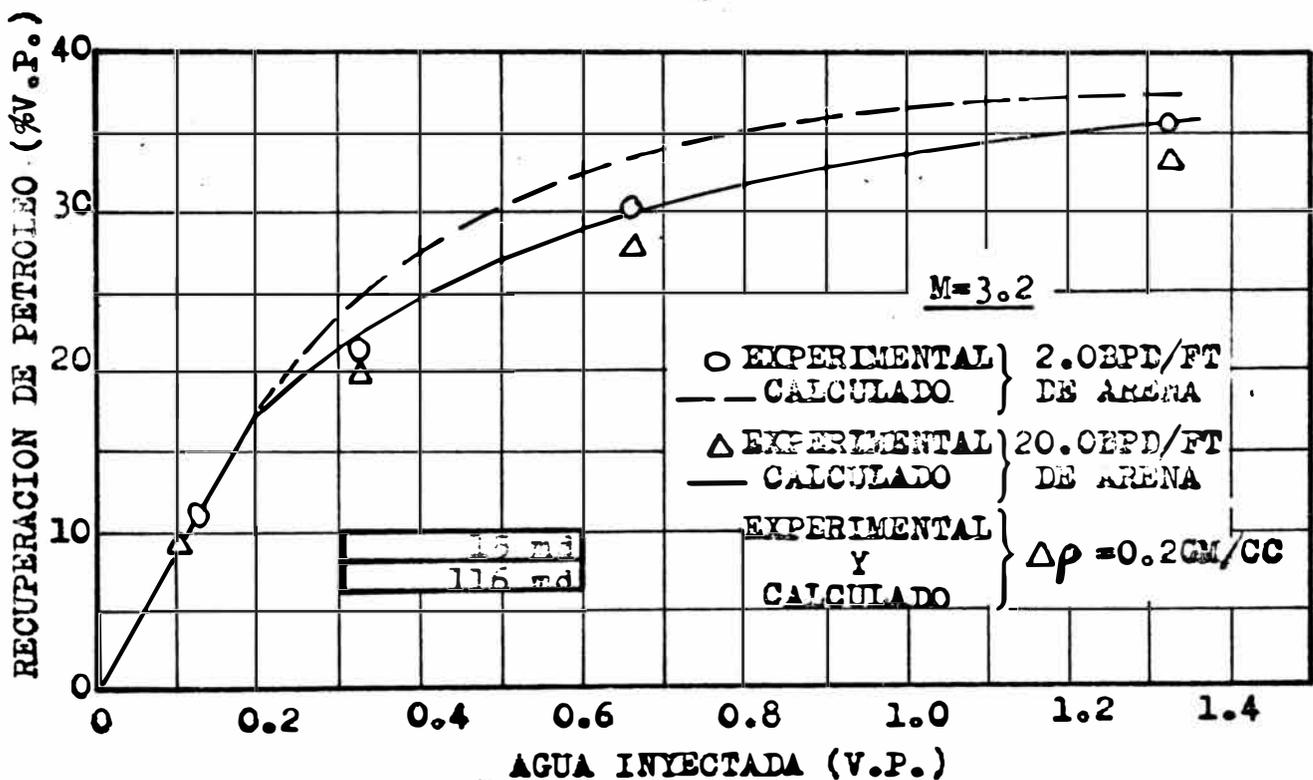


Fig.8:RECUPERACION DE PETROLEO CALCULADA Y EXPERIMENTAL SISTEMA DE CINCO PUNOS, LOS ESPESORES-PROTOTIPO 5 GRAVEDAD IMPIDIENDO EL FLUJO TRANSVERSAL

VI.- CONCLUSIONES

1.- El procedimiento presentado puede predecir el comportamiento de recuperación de petróleo por inundación con agua con una exactitud satisfactoria para sistemas lineales y 5 puntos con estratos comunicados de diferentes permeabilidades.

2.- Para el caso frecuente de inundaciones con agua con razones de movilidad menores que 2, en reservorios con coeficientes de Lorentz menores que 0.5, técnicas convencionales de predicción que asumen una incomunicación vertical dan respuestas muy similares a aquéllas estimadas para comunicación vertical completa. Esto es mostrado en la tabla 1, donde las recuperaciones de petróleo en sistemas incomunicados nunca son mas del 10% menos que las recuperaciones de sistemas comunicados con máxima imbibición (estimado asumiendo un régimen uniforme de avance de agua en cada estrato). De este modo, para inundaciones de agua con baja movilidad, una definición precisa de reservorio con comunicación vertical no parece ser crítica.

3.- Un estimado de recuperación de petróleo para inundaciones con baja razón de movilidad en reservorios en los cuales se espera una buena comunicación vertical, puede ser obtenida promediando la curva de incomunicación con la curva de máxima imbibición. Esta técnica también dará

un estimado para inundaciones con razones de movilidad entre 2 y 8, en reservorios con coeficientes de Lorentz menores de 0.6. Esto es ilustrado en la figura 5 (c).

4.- Para inundaciones con razones de movilidad mayores que 8 y coeficientes de Lorentz de 0.5 o más, o para inundaciones de baja movilidad con coeficientes de Lorentz muy altos, donde se cree que la comunicación vertical será buena, los incentivos probablemente son lo suficientemente grandes para garantizar el uso del procedimiento de cálculo.

5.- El procedimiento de cálculo reconoce la secuencia de permeabilidad de los estratos en un reservorio. Sin embargo, un cálculo individual en el cual la secuencia de estratos fue cambiada, dió esencialmente una respuesta idéntica, cosa que indica que la recuperación es insensible a la secuencia exacta de permeabilidad de los estratos. Esto sugiere que es posible usar la habitual curva de fracción de capacidad para zonificar un reservorio para un cálculo de comunicación.

6.- En la mayoría de los casos el grado de comunicación existente en el reservorio a ser inundado es desconocido. La mínima eficiencia de recuperación será aquella calculada por los métodos que asumen incomunicación vertical. La mayor eficiencia de recuperación ocurrirá si

la comunicación vertical es completa y puede ser calculada por el método presentado en esta tesis. o para ciertos casos podría ser estimado por la técnica de promedios previamente descrita. Así, los límites superior e inferior de la recuperación de petróleo, debido a un grado de comunicación vertical desconocido, pueden ser calculados para la inundación proyectada.

VII.- APENDICE

CALCULOS PARA UN PORYECTO DE 5 PUNTOS

La siguiente descripción presenta en detalle los pasos y ecuaciones requeridas para el cálculo de la recuperación de petróleo para un reservorio con estratos comunicado y sin efectos gravitacionales. Un ejemplo de cálculo es incluido.

a.- Cálculos Preliminares

El cálculo de la performance de inundación de agua para un sistema con estratos comunicados, es hecho para un hipotético sistema lineal, el cual se asume es equivalente a un cuarto de un sistema de 5 puntos. Por lo tanto, el primer paso es determinar las dimensiones del sistema lineal "equivalente" (Fig. A-1). La tabla A-1 da las dimensiones escogidas para el ejemplo. La longitud del sistema lineal equivalente es la misma que la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor en el sistema de 5 puntos y el área superficial y el volumen poroso de cada estrato son los mismos en el sistema lineal y en el de un cuarto del sistema de 5 puntos. El régimen de inyección en el sistema lineal es un cuarto del régimen del pozo de inyección en el sistema de 5 puntos.

Todos los datos dados enunciados en "la descripción del procedimiento de cálculo son esenciales para los cálculos y con la excepción del paso 3 son fácilmente obtenidas de las pruebas de susceptibilidad a la inundación de agua y los datos de análisis de núcleos. El paso 3, la curva de imbibición es obtenida escalando los resultados de una prueba de imbibición lineal (*) realizada en una muestra representativa tomada verticalmente del reservorio. Esta prueba debe ser realizada con agua connata presente y con la misma relación de viscosidad petróleo-agua que existe en el reservorio.

La relación usada para escalar la imbibición observada sobre cortas distancias en un pequeño núcleo, con las dimensiones del reservorio, fue desarrollado por Rapoport (8) y verificado por el trabajo de Mattax y Kyte. Esta correlación es:

$$\frac{l}{t_s} = \left[\frac{L_l}{L_s} \right]^2 \frac{\mu_{wl}}{\mu_{ws}} \frac{\sigma_s}{\sigma_l} \sqrt{\frac{k_{vs}}{k_{vl}}} \sqrt{\frac{\phi_l}{\phi_s}} \quad ** \quad (A-1)$$

Todos los valores requeridos para la ecuación (A-1) son disponibles excepto el de la longitud de imbibición del estrato del reservorio. Como se muestra en la figura A-2, el agua es imbibida dentro del estrato 2 desde

(*) Imbibición en un extremo de la muestra y el contraflujo del petróleo desde el mismo extremo.

(**) La Nomenclatura, está al final del apéndice.

TABLA A-1

DATOS BASICOS PARA EL EJEMPLO DE CALCULO

SISTEMA DE 5 PUNTOS	
- Distancia desde el pozo inyector al productor, pies.	660
- Espesor total neto de la arena, pies,	110
- 4 estratos de igual Espesor.	
- Rata de inyección por pozo inyector, Bbls/día (cte durante la inundación).	968
- Espesor, pies.	27.5
- Porosidad, por ciento.	27
- Agua connatada, por ciento de volumen poroso.	25
- Saturación de petróleo al inicio de la inundación, % V.P.	75

SISTEMA LINEAL EQUIVALENTE	
- Longitud, pies.	660
- Espesor, pies.	330
- Volumen poroso de cada estrato, Bbls.	288, 265
- Rata de inyección, Bbls/ma	242

CARACTERISTICAS DE CADA ESTRATO					
Estrato Nº	Permeabi- lidad ab- soluta (md.)	Permeabi- lidad Rc- lativa del petró- leo al a- gua conma- da (frac)	Permeabi- lidad del Petróleo al agua conmatada (nnd.)	Agua in- yectada de agua al rompi- miento. (V.P.)	Rec.Oil Wbt. V.P.
1	282.0	.700	197.4	.296	.296
2	26.7	.785	21.0	.341	.341
3	77.9	.750	58.4	.311	.311
4	8.9	.770	6.9	.330	.330

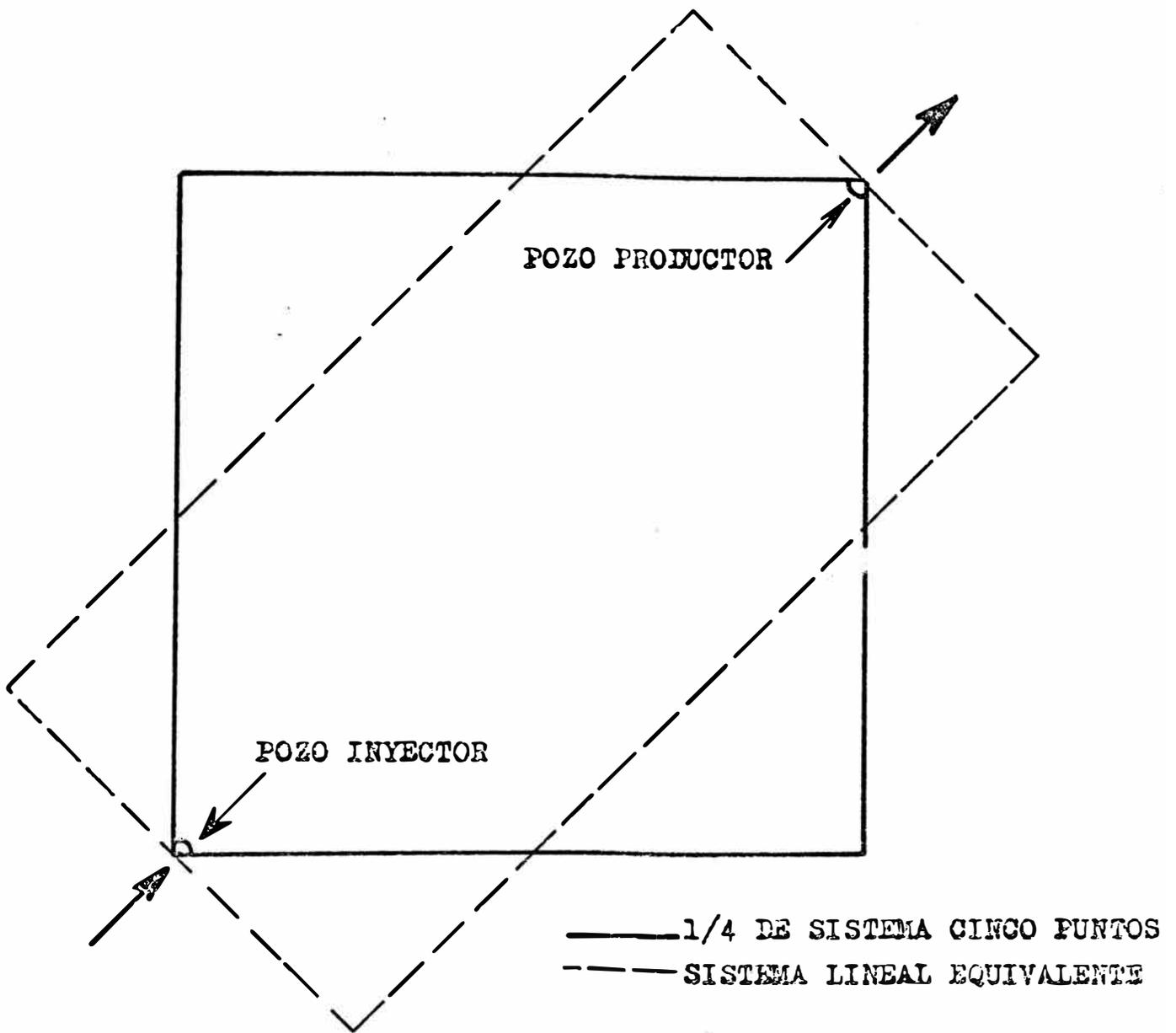


FIG. A-1 UN CUARTO DE UN CINCO PUNTOS Y SISTEMA LINEAL EQUIVALENTE

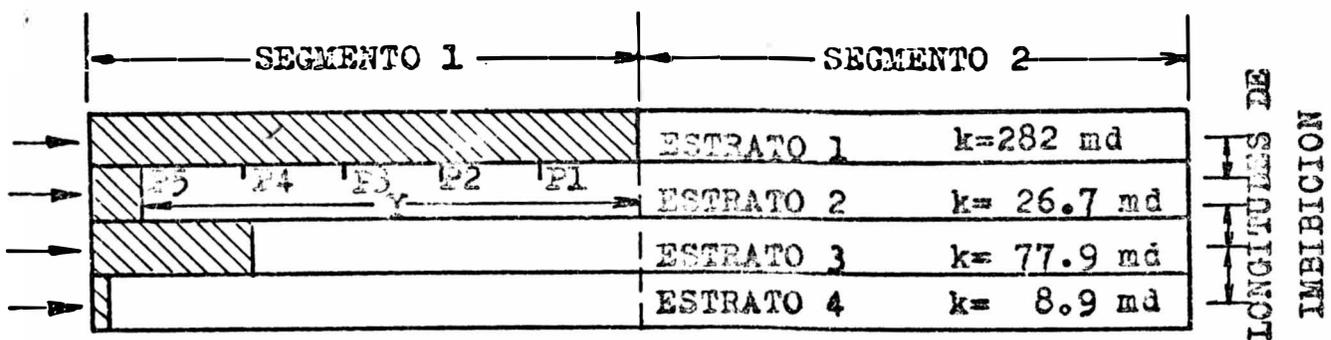


FIG. A-2 SISTEMA DE CUATRO ESTRATOS-SIN EFECTO DE LA GRAVEDAD

dos direcciones (arriba y abajo). La longitud de imbibición en este caso es desde la mitad del estrato de mayor permeabilidad (fuente) al punto medio de la mitad del estrato imbibido (a un cuarto de espesor del estrato imbibido). Para el estrato imbibido (4) la longitud de imbibición es desde la mitad del estrato fuente (3) a la mitad del estrato imbibido. Los datos de imbibición para el estrato 2 del problema escalado a una longitud de imbibición de 20.62 pies por la ecuación (A-1), están presentados en la figura A-3. Esta longitud de imbibición representa la distancia desde el medio del estrato fuente hasta el punto medio de la mitad del estrato imbibido, para el caso de estratos de igual espesor de 27.5 pies.

Los cálculos pueden ahora ser comenzados. Se usa el procedimiento de tanteos y es resuelto mediante pasos. Es necesario mantener vestigios del agua inyectada dentro de los estratos y también el agua que se mueve de un estrato a otro por imbibición. Un método conveniente es usar una forma tabulada, como la tabla A-II.

Durante los cálculos el sistema es considerado a ser dividido a lo largo de su longitud en segmentos iguales y el número de segmentos deben ser seleccionados arbitrariamente. Dos segmentos (*) como se muestra en la figu-

(*) Los cálculos fueron hechos para sistemas de 2 estratos en los cuales el número de segmentos fue variado de 2 a 30. Los cálculos del comportamiento de recuperación de petróleo variarán en menos de 1% del volumen poroso sobre este rango.

ra A-2 son recomendados.

b.- Procedimiento de Cálculo

Todos los pasos de la siguiente descripción son ilustrados por el ejemplo de cálculo mostrado en la tabla A-II. El cálculo del ejemplo y la siguiente descripción son para un sistema de 5 puntos con cuatro estratos comunicados en los cuales el régimen de inyección es constante. (Ver tabla A-I).

OPERACION 1 (lineas 1 al 13)

PASO 1.- Calcular la cantidad de agua inyectada dentro del estrato de mayor permeabilidad, cuando el frente de agua en el estrato llega al final del segmento 1 (línea 1 de la tabla A-I). Este es el agua que queda en el estrato de mayor permeabilidad, más el agua imbibida dentro del estrato adyacente de menor permeabilidad y es calculado así:

$$\Delta W_{i_1} = \frac{V_{p_1} \times w_{i_{bt_1}}}{N} + \text{Imbibición}^* \quad (A-2)$$

(*) La ecuación A-2 asume una distribución de saturaciones según BUCKLEY & LEVERETT, para el agua remanente en el estrato de mayor permeabilidad, desde que $w_{i_{p1}}$ es tomado de la curva de recuperación de petróleo determinado experimentalmente. Esta asunción no es estrictamente cierta desde que el agua está siendo imbibida de este estrato.

Inicialmente la cantidad de imbibición en la ecuación (A-2) es asumida y después la cantidad correcta es determinado por tanteos. Para el primer tanteo, se asumen que la imbibición es 25% del volumen de agua que queda en el estrato de mayor permeabilidad, o:

$$0.25 \left(\frac{V_{P1} \times w_{ibt_1}}{N} \right)$$

PASO 2.- Determinar el tiempo requerido para que el agua inyectada en el estrato de mayor permeabilidad alcance el final del segmento 1. Usando el volumen de agua inyectada (previamente calculado) y el régimen de inyección en el estrato. El régimen de inyección en el estrato de mayor permeabilidad (columnas 2 y 3) durante la operación 1 es asumida constante y es calculada de:

$$i_{w_1} = i_{w_T} \frac{k_{ocw_1} \times h_1}{\sum_{j=1}^n (k_{ocw_j} \times h_j)} \quad (A-3)$$

Ahora obtenemos el tiempo requerido (línea 1 y columna 4) de:

$$\Delta t = \frac{\Delta W_{i_1}}{i_{w_1}} \quad (A-4)$$

PASO 3.- Cálculo de los regímenes de inyección dentro de los otros 3 estratos aplicando la ecuación (A-3) con los valores apropiados para el estrato de interés in-

sertados en el numerador. Luego calcular el volumen total inyectado dentro de cada uno de estos estratos en el período de tiempo t (columna 5):

$$\Delta W_{i_2} = i_{w_2} \times \Delta t$$

$$\Delta W_{i_3} = i_{w_3} \times \Delta t \quad (A-5)$$

$$\Delta W_{i_4} = i_{w_4} \times \Delta t$$

PASO 4.- Cálculo de la imbibición de los estratos fuente hacia los estratos imbibidos. Para hacer estos cálculos, se debe tener los datos mostrados en las columnas 6, 7, 8 y 9 del ejemplo. La columna 6 enumera el agua inyectada acumulativa en cada estrato, usando solamente el agua inyectada durante esta operación. La columna 7 es la imbibición asumida desde los estratos fuentes y la imbibición dentro de los estratos imbibidos. La columna 8 es la imbibición acumulativa de los estratos fuente hacia los estratos imbibidos. La columna 9 es la cantidad de agua inyectada dentro de cada estrato, más o menos la imbibición dentro o fuera del estrato. En sistemas de inyección de agua, el estrato de mayor permeabilidad de cualquier par, actúa como estrato fuente. De la figura A-2 nosotros vemos que la imbibición ocurrirá del estrato 1 al 2, del estrato 3 al estrato 2 y del 3 al estrato 4. Para solucionar el problema, la imbibición para cada caso es separadamente

calculada. Sin embargo, el procedimiento es el mismo para los 3 casos. Para simplificar esta presentación, SOLO LA IMBIBICION DEL ESTRATO 1 AL ESTRATO 2 ES CONSIDERADA EN LA SIGUIENTE DESCRIPCION.

La imbibición desde el estrato 1 al estrato 2 es calculada en 3 partes:

- A) El cálculo de la imbibición dentro de la región de mayor saturación de petróleo delante del agua inyectada dentro del estrato 2.
- B) El cálculo de la imbibición dentro de la región conteniendo agua inyectada en el estrato 2.
- C) El cálculo de un factor de corrección el cual es aplicado a suma de los valores calculados en (A) y (B).

PARTE (A).- Esta primera parte del cálculo usa los datos de imbibición escalados (Fig. A-3), el tiempo de contacto del agua en el estado 1 con la zona de imbibición y el volumen poroso de la zona de imbibición verticalmente expuesta al agua. Primero se determina las posiciones del frente de inundación en el estrato 1 y estrato 2, al final del tiempo transcurrido Δt (columna 10). A este tiempo, el frente de inundación en el estrato 1 está al final del segmento 1 (por definición). La cantidad de fluido inyectado en el estrato 2 ha sido calculado y la distancia que el frente de inundación ha avanzado en el estrato 2 es cal

culado de:

$$D_2 = \frac{W_{i_2} \times L_T}{V_{p_2} \times w_{i_{bt_2}}} \quad (A-6)$$

La figura A-2 muestra las posiciones del frente de inundación al final del tiempo Δt . Se escogen 6 puntos equidistantes a lo largo de la longitud de imbibición. $Y = D_1 - D_2$ (columna (1)). Usando la ecuación (A-1), de abajo; se determina el tiempo que el agua ha estado en cada uno de estos puntos (ver el lado izquierdo de las columnas 12 hasta 17). El agua ha estado en el punto P_0 para el tiempo cero. Asumiendo que el frente de inundación viaje a rata constante durante el tiempo Δt , el tiempo de exposición es:

$$P1 = \frac{Y}{5} \times \frac{\Delta t}{\Delta D_1}$$

similarmente, el tiempo: (A-7)

$$P2 = \frac{2Y}{5} \times \frac{\Delta t}{\Delta D_1} \dots \text{etc.}$$

Ahora usando estos tiempos calculados la curva de imbibición para el estrato 2 con una longitud de imbibición 20.62 pies (Fig. A-3) para obtener la saturación de agua de imbibición Sw_1 , Sw_2 etc. para los puntos en el estrato imbibido (lado derecho de las columnas 12 al 17). Por ejemplo, para un tiempo calculado en P5 de 280 días (línea

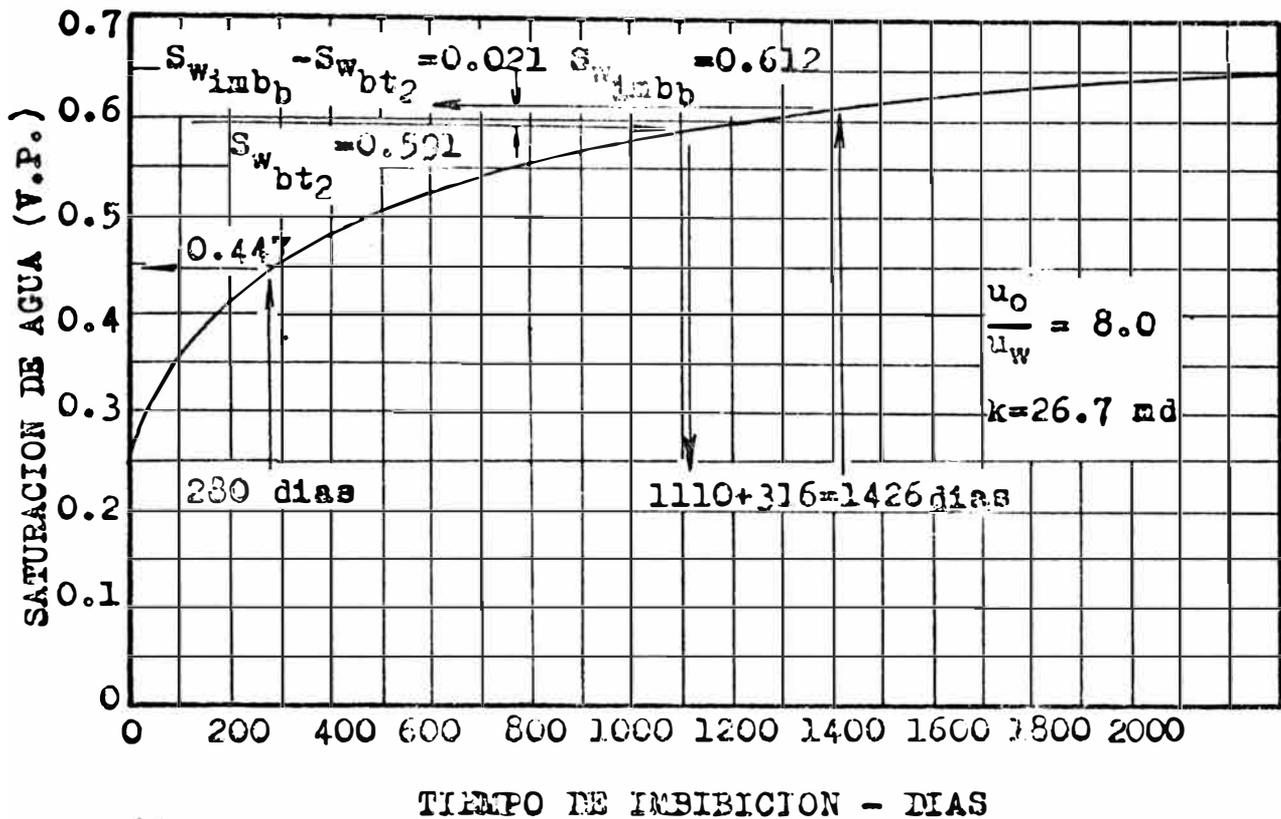


FIG. A-3 CURVA DE IMBIBICION DEL FLUJO CONTRARIO PARA EL ESTRATO 2 - LONGITUD DE IMBIBICION = 20.62 PIES

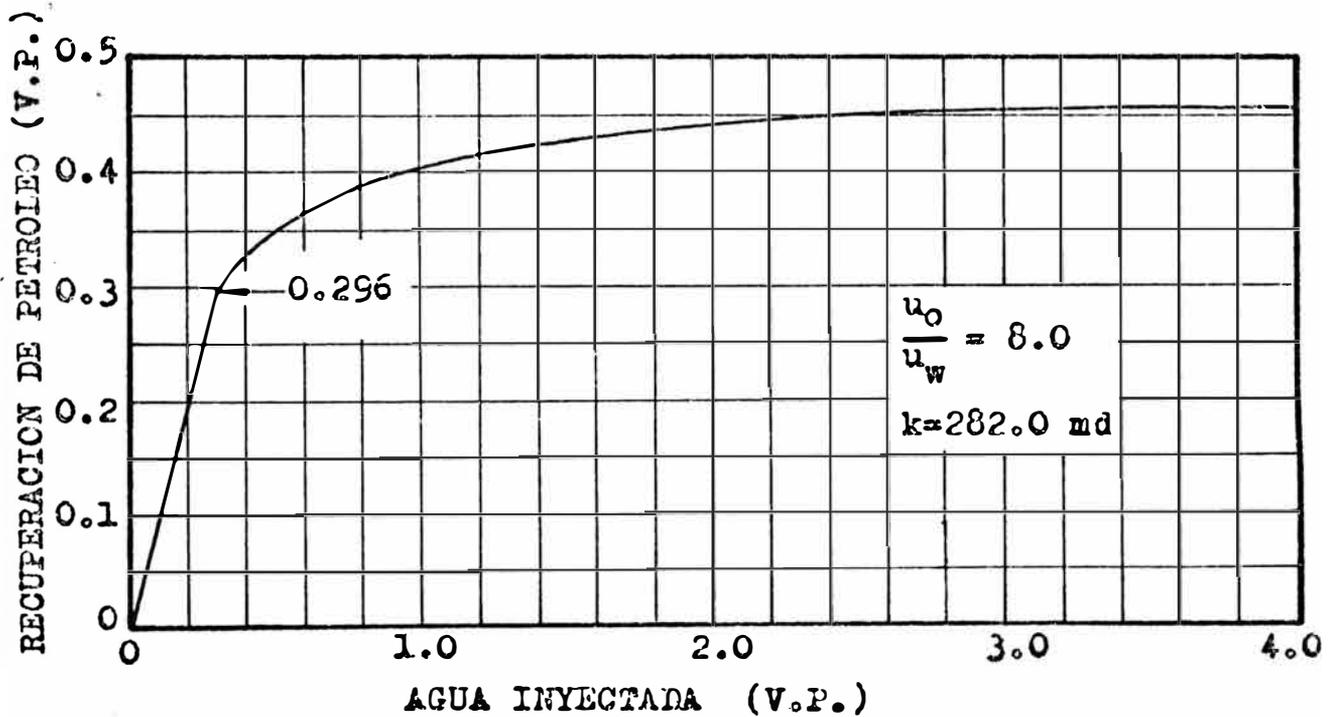


FIG. A-4 CURVA DE RECUPERACION LINEAL PARA EL ESTRATO 1 (DE LAS PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD A LA INUNDACION CON AGUA)

3, columna 12). La saturación de agua de imbibición es 0.447 Vol. Poroso. Para obtener el aumento de saturación de agua debido a la imbibición a lo largo de la distancia Y, se promedia la saturación de agua en los 6 puntos y se le resta el agua connata (columnas 18 y 19). Luego se determina la mitad del volumen poroso del estrato imbibido con longitud Y (columna 20). Finalmente, se calcula el volumen de agua imbibida dentro del estrato 2 desde el estrato 1 durante la parte A del cálculo de la imbibición (columna 21), de:

$$\Delta W_{imb_a} = \left[\frac{S_{w0} + S_{w1} + S_{w2} + S_{w3} + S_{w4} + S_{w5}}{6} - S_{w_{cw}} \right] \left[\frac{V_{p2y}}{2} \right] \quad (A-8)$$

PARTE B.- Se calcula el agua imbibida dentro de la posición del estrato que contiene agua inyectada (columna 22 al 24). De la figura A-3 se obtiene el tiempo de imbibición correspondiente a la saturación de agua promedia existente antes de la imbibición en la porción del estrato imbibido que contiene el agua inyectada, $S_{w_{bt2}}$ (**). Este tiempo co-

(*) Cuando el agua es imbibida dentro de un estrato desde el tope y fondo, se asume que el agua del tope o el fondo imbibido solo la mitad del estrato imbibido. Por lo tanto en este caso el volumen poroso afectado es 1/2 del volumen poroso de la zona imbibida.

(**) $S_{w_{bt2}}$ es obtenida de los datos de susceptibilidad a la inundación con agua para este estrato y es igual a la recuperación de petróleo en el momento del rompimiento de agua mas el agua connata expresada como función del volumen poroso.

responde a imbibición cero dentro del estrato. Añadiendo el tiempo transcurrido, Δt (columna 4), al tiempo cero de imbibición y con el valor del tiempo resultante y la curva de la figura A-3, se obtiene la saturación de agua. $S_{w_{imb_b}}$, la cual representa a ambos, agua inyectada e imbibida. Luego:

$$\Delta W_{imb_b} = \left[S_{w_{imb_b}} - S_{w_{bt_2}} \right] \frac{V_{P_{2D}}}{2} \quad (A-9)$$

PARTE C.- La imbibición calculada en (A) y (B) debe a hora ser corregida. Las columnas 25 al 27 son columnas de contabilidad requeridas para hacer el cálculo del factor de corrección de la imbibición (columnas 28 al 31). La columna 27, la recuperación de petróleo desde un estrato dado, es obtenida de la columna 26 y la curva de recuperación de petróleo para el estrato. La figura A-4 es la curva de recuperación de petróleo pone el estrato 1. Hasta el rompimiento de agua de un estrato la recuperación de petróleo (columna 27) es igual al agua inyectada mas el agua imbibida (columna 26). Ver la tabla A-1. Desde que el rompimiento de agua solo ha ocurrido en el estrato 1 durante las 3

(*) Cuando el agua es imbibida dentro de un estrato desde el tope y fondo, se asume que el agua del tope o el fondo imbibida solo la mitad del estrato imbibido. Por lo tanto en este caso el volumen poroso afectado es 1/2 del volumen poroso de la zona imbibida.

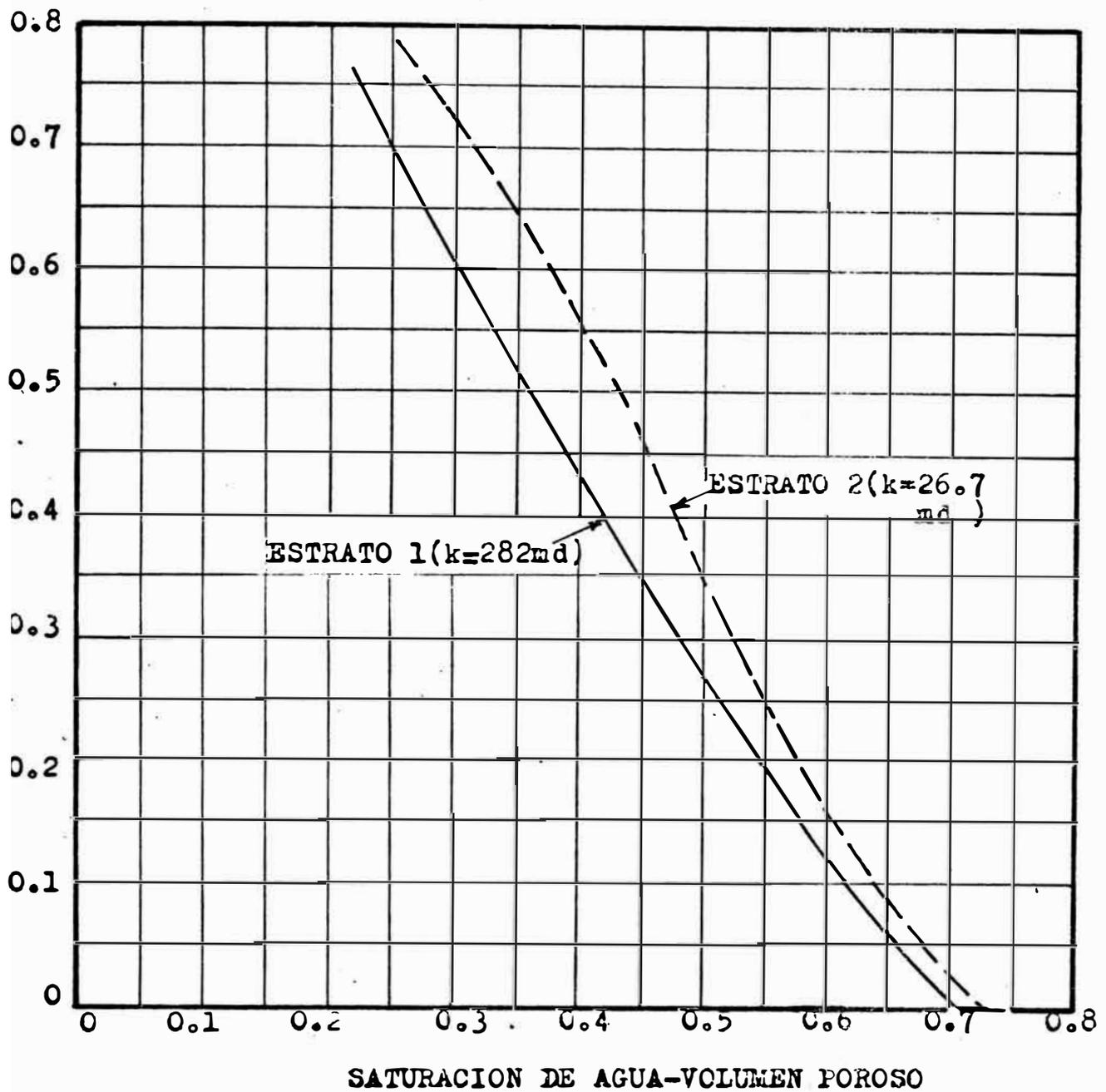


FIG. A-5 PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETRÓLEO - ESTRATOS 1 Y 2
(DE LAS PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD A LA INUNDACION
CON AGUA).

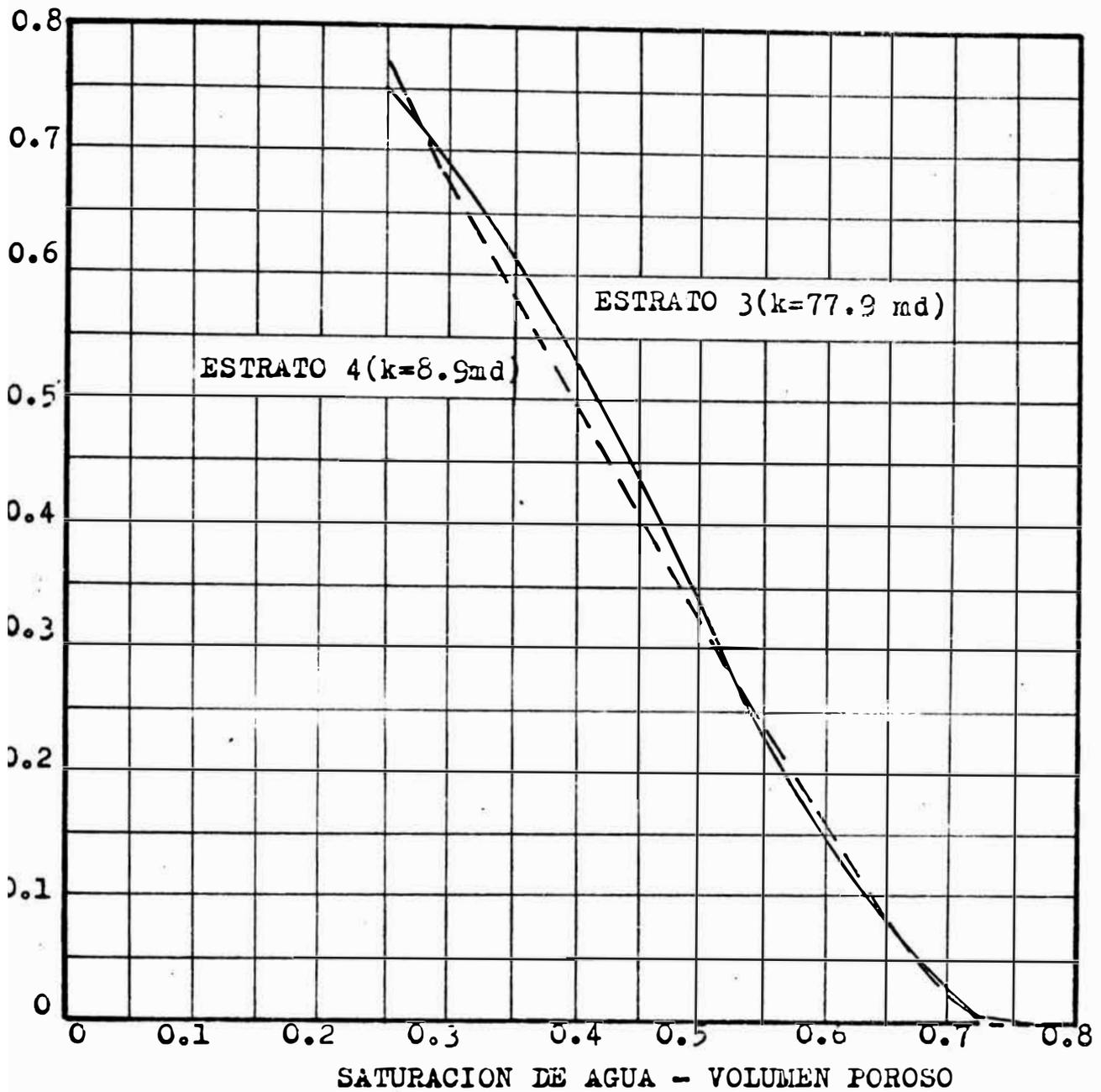


FIG. A-6 PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO-ESTRATOS 3 Y 4
(DE LAS PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD A LA INUNDACION
CON AGUA)

operaciones calculadas en la tabla A-II, las curvas de recuperación de petróleo para los estratos 2, 3 y 4 no fueron requeridas. Las características de permeabilidad relativa requeridas para la columna 29 están contenidas en las figuras A-5 y A-6.

La corrección de imbibición debe ser hecha por que los cálculos realizados en las partes A y B están basados en pruebas de imbibición de laboratorio, donde no hay resistencia al flujo de petróleo desplazado por imbibición, tal como realmente ocurre en un sistema de estratos comunicados. En las pruebas de imbibición en el laboratorio, el agua imbibida desplaza al petróleo y este petróleo viaja fácilmente a través del agua que está en contacto con la roca. Sin embargo, en los sistemas de estratos comunicados el petróleo desplazado por imbibición debe fluir al pozo productor a través de un medio poroso que si tiene una resistencia al flujo de petróleo. La mayor parte del petróleo desplazado por imbibición es desplazado hacia los estratos de mayor permeabilidad, los cuales suministraron el agua imbibida, y el resto fluirá a través del estrato de menor permeabilidad. Ambos estratos tendrán una resistencia al flujo de petróleo, la cual varía con sus permeabilidades relativas al petróleo. La resistencia de los estratos a través de los cuales el petróleo desplazado debe fluir hacia el pozo productor, reduce el régimen de producción de este petróleo desplazado por imbibición y conse-

cuentemente la imbibición en un período de tiempo dado es reducida. Para tener en cuenta la reducción de imbibición, la imbibición previamente calculada es multiplicada por un factor de corrección que tiene en cuenta la resistencia al flujo en el estrato fuente 1, el estrato imbibido 2, y el estrato fuente 3, porque el petróleo desplazado por el agua imbibida del estrato 1 al 2 puede fluir al pozo productor a través de cualquiera de esos 3 estratos.

$$\text{Factor de corrección} = \frac{k_{o\text{avg}1} h_1 + k_{o\text{avg}2} h_2 + k_{o\text{avg}3} h_3}{k_{ocw1} h_1 + k_{ocw2} h_2 + k_{ocw3} h_3} \quad (A-10)$$

La aplicación de este factor de corrección empírico, obedeció a la necesidad de tener una buena aproximación entre los resultados experimentales y calculados.

La columna 32 es la imbibición calculada corregida para cada estrato fuente. La columna 33 presenta la imbibición acumulativa desde los estratos fuente y dentro de los estratos imbibidos.

(*) Para el caso de un estrato imbibido que tiene 1 solo estrato fuente, como el estrato 4 (Fig. A-2), el factor de corrección es:

$$\frac{k_{o\text{avg}3} h_3 + k_{o\text{avg}4} h_4}{k_{ocw3} h_3 + k_{ocw4} h_4} \quad (A-11)$$

TABLA A-II - EJEMPLO DE CALCULO

Linea No.	Estrato No.	I _r	k _{ocw} x h x I _r	Reg Iny (BPD) i _w = i _{wT} / 2 (i _{wT} = 242 BPD)	Tiempo de Etapa (días) Δt	Agua Iny. (bb1) 3 x 4 ΔW _i	Agua Iny. Acum. (bb1)	Imb. Asumida (bb1)	Imb. Asumida Acumulativa (bb1) 6 + 8	Dist. de Frente al Pozo Iny. (ft)	Longitud Imbibida (ft)	Ecuación A-7			Ecuación A-8					Ecuación A-9			27	Ecuación A-10 o A-11													
												F5	P4	P3	15	16	17	18	19	20	21	22		23	24	25	26	29	30	31	32	33					
$\Delta W_{i1} = \frac{288,265 \times .296}{2} + 10,666 = 53,329 \text{ bbl}$												PRIMERA PRUEBA OPERACION 1																									
1	1	1.0	5,428.5	168.4	316.68	53,329	53,329	-10,666	-10,666	42,663	350	.402	112	.375	56	.335	0	.250	.372	.122	63,764 (1/2 VP)	7,779	.021	8,298 (1/2 VP)	174	7,953	.148	.148	.324	.565	159.3	.852	6,778	-	6,778		
2	1	1.0	5,428.5	168.4	316.68	53,329	53,329	-10,666	-10,666	42,663	350	.375	71	.350	36	.315	0	.250	.348	.098	10,700 (1/2 VP)	1,049	.021	8,298 (1/2 VP)	174	1,223	.066	.066	.283	.745	19.9	.852	1,042	+	7,818		
3	2	1.0	577.5	17.9	316.68	5,669	5,669	+13,409	+13,409	19,078	38	.332	108	.315	54	.290	0	.250	.316	.066	32,319 (1 VP)	2,133	.009	5,678 (1 VP)	51	2,184	.041	.041	.271	.725	56.5	.959	2,116	-	3,158		
4	3	1.0	1,606.0	49.8	316.68	15,771	15,772	-3,943	-3,943	11,829	87	.288	288	.368	215	.350	162																				
5	4	1.0	189.8	5.9	316.68	1,869	1,869	+1,200	+1,200	3,069	13																										
$\Delta W_{i1} = \frac{288,265 \times .296}{2} + 6,600 = 49,263 \text{ bbl}$												PRUEBA FINAL OPERACION 1																									
6	1	1.0	5,428.5	168.4	292.53	49,263	49,263	-6,600	-6,600	42,663	350	.395	105	.370	52	.330	0	.250	.368	.118	64,397 (1/2 VP)	7,598	.020	7,665 (1/2 VP)	153	7,751	.148	.148	.324	.565	159.3	.853	6,612	-	6,612		
7	2	1.0	577.5	17.9	292.53	5,236	5,236	+7,620	+7,620	12,856	35.1	.370	69	.350	34	.315	0	.250	.345	.096	10,952 (1/2 VP)	1,052	.020	7,665 (1/2 VP)	153	1,205	.045	.045	.273	.755	20.2	.853	1,028	+	7,640		
8	3	1.0	1,606.0	49.8	292.53	14,567	14,567	-2,689	-2,689	11,878	85.3	.327	100	.310	50	.290	0	.250	.312	.062	32,014 (1 VP)	1,965	.008	5,241 (1 VP)	42	2,027	.040	.040	.270	.725	56.5	.953	1,962	+	2,990		
9	4	1.0	189.8	5.9	292.53	1,726	1,726	+1,850	+1,850	3,576	12.0																										
$\Delta W_{i1} = \frac{288,265 \times .296}{2} - 10,196 = 52,859 \text{ bbl}$												PRUEBA FINAL OPERACION 2																									
10	1	2.3	12,485.5	184.7	286.19	52,859	52,859	-10,196	-10,196	42,663	600 (330)	.447	188	.410	94	.360	0	.250	.394	.144	118,662 (1/2 VP)	17,087	.020	25,462 (1/2 VP)	509	17,595	.097	.097	.472	.314	88.5	.579	10,188	-	16,800		
11	2	1.85	1,068.4	15.8	286.19	4,522	4,522	+10,683	+10,683	15,205	115.6	.345	43	.325	22	.300	0	.250	.325	.075	4,127 (1/2 VP)	310	.020	25,462 (1/2 VP)	509	819	.064	.064	.321	.695	18.3	.579	474	+	18,302		
12	3	1.6	2,569.6	38.0	286.19	10,875	10,875	-4,050	-4,050	6,825	32.5	.360	235	.350	117	.315	0	.250	.334	.084	44,984 (1 VP)	3,779	.008	14,194 (1 VP)	114	3,893	.029	.029	.302	.685	53.4	.579	3,570	+	7,034		
13	4	1.25	237.2	3.5	286.19	1,002	1,002	+3,553	+3,553	4,555	32.5																										
$\Delta t \text{ ahora ser asumido Asumimos 600 dias}$												PRUEBA FINAL PRIMERA OPERACION DESPUES DEL ROMPIMIENTO																									
14	1	2.57	13,951.2	185.7	600	111,420	111,420	-15,221	-15,221	96,199	660 (10)	.415	392	.383	196	.343	0	.250	.371	.121	70,275 (1 VP)	8,503	.015	55,316 (1/2 VP)	2,102	40,471	.630	.373	.585	.14	39.5	.376	15,217	+	32,017		
15	2	2.10	1,212.8	16.1	600	9,660	9,660	+15,948	+15,948	25,608	253.3																										
16	3	1.7	2,730.2	36.3	600	21,780	21,780	-8,407	-8,407	13,373	73.1																										
17	4	1.5	284.7	3.8	600	2,280	2,280	+7,680	+7,680	9,960	73.1																										

Este cálculo no es necesario El agua ha es durante todo este tiempo (600 dias) Este cálculo no ha sido hecho ya que la imb Para valores en columna 23 hacer calculo 600

Recuperación Lineal de Petróleo a BT para un sistema de 4 estratos.

PASO 5.- Comparar la imbibición corregida (columna 33) con la imbibición inicialmente asumida (columna 8) si la aproximación no es buena, hacer un nuevo tanteo partiendo de la ecuación ($\Lambda-2$)...etc. Para la imbibición asumida en el segundo tanteo usar el valor de la imbibición corregida (columna 33) del primer tanteo. Repetir el cálculo completo y nuevamente comparar la imbibición corregida con la asumida.

La operación 1 es completada cuando una aproximación satisfactoria entre la imbibición asumida y la imbibición total calculada dentro o desde un estrato es alcanzada (columna 33) para los 4 estratos en el sistema. Los tanteos intermedios no están mostrados en la tabla Λ -II pero el tanteo final para la operación 1 es mostrado en las líneas 10 al 18. Cuando la operación 1 es completada, los cálculos son hechos para la operación 2 donde el agua inyectada dentro de los estratos y la imbibición entre estratos es calculada a medida que el frente de inundación en el estrato 1, avanza desde el final del segmento 1 al final del segmento 2.

OPERACION 2 (Líneas 19 al 27)

PASO 1.-Usar la ecuación ($\Lambda-2$) para calcular la cantidad de agua requerida para mover el frente de inundación en el estrato de mayor permabilidad desde el final del segmento 1 al final del segmento 2.

PASO 2.- Determinar el tiempo requerido para que el agua inyectada dentro del estrato de mayor permeabilidad pueda viajar desde el final del segmento 1 al final del segmento 2. Primero, calcular el régimen de inyección dentro del estrato de mayor permeabilidad, de:

$$i_{w_1} = i_{w_T} \frac{k_{ocw_1} \times h_1 \times I_{r_1}}{\sum_{j=1}^n (k_{ocw_j} \times h_j \times I_{r_j})} \quad (A-12)$$

Esta ecuación es la ecuación (A-3) con el término inyectividad relativa (I_r), agregado, para tener en cuenta el cambio de régimen de inyección causado por el agua inyectada e imbibida dentro de los diferentes estratos durante la operación 1 del cálculo. Para la operación 2, la inyectividad relativa de un estrato es determinada las curvas de inyectividad relativa (Fig. A-7) y del volumen poroso fraccional de agua añadida a un estrato dado (Columna 26) durante la operación 1 del cálculo. Los datos de permeabilidad relativa de un sistema de 5 puntos son usados desde que el producto final es para un sistema de 5 puntos, aun así, los cálculos reales son realizados para un sistema lineal "equivalente". La inyectividad relativa en reservorios de inyección de agua y sistemas de 5 puntos es obtenida usando las cartas de correlación (3) para convertir inyectividades relativas lineales.

Después que el régimen de inyección ha sido cal-

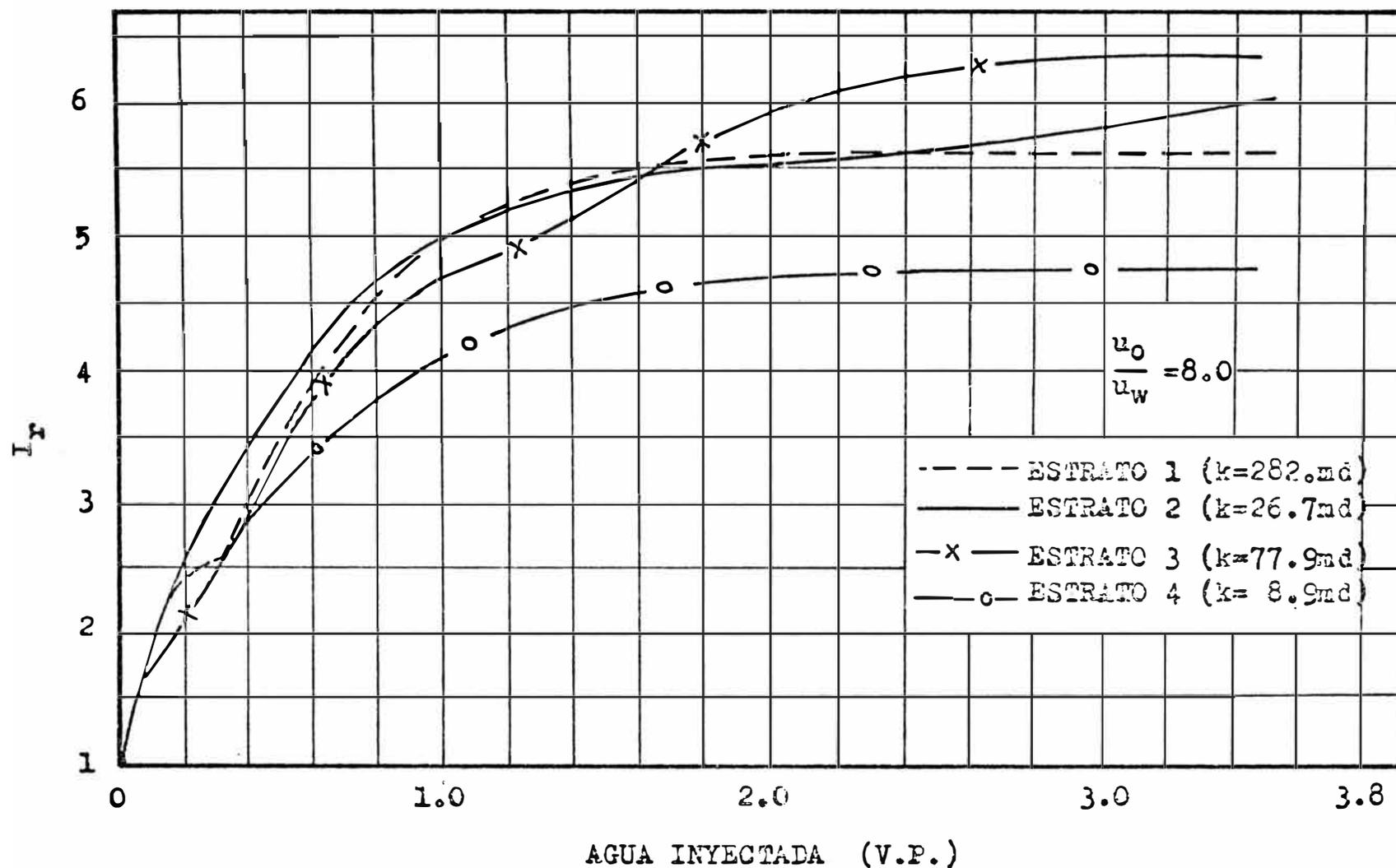


FIG. A-7 INYECTIBILIDAD RELATIVA PARA CUATRO ESTRATOS DE UN SISTEMA DE CINCO PUNTOS (DE LAS PRUEBAS DE SUSCEPTIBILIDAD A LA INUNDACION CON AGUA Y LAS CORRELACIONES LINEAL-CINCO PUNTOS PARA INUNDACION DE AGUA MEDIA)

culado se determina el tiempo transcurrido, a partir de la ecuación (A-4).

PASO 3 .- Calcular el régimen de inyección dentro de los otros 3 estratos usando la ecuación (A-12) con los valores apropiados para el estrato de interés insertados en el numerador. Luego los volúmenes inyectados dentro de cada uno de los estratos son calculados de la ecuación (A-5).

PASO 4.- Calcular la imbibición entre estratos, usando las ecuaciones (A-6), (A-7), (A-8), (A-9) y (A-10) y (A-11) de forma similar a la operación 1. El frente de inundación del estrato 1 está al final del segmento 2. La posición del frente de inundación en el estrato 2 es calculada de la ecuación (A-6). El valor de W_{i2} usado en esta ecuación es el volumen total inyectado dentro del estrato durante la operaciones 1 y 2, más la imbibición dentro del estrato durante la operación 1. De esta manera, el agua que fue imbibida durante la operación 1 dentro del estrato 2 a lo largo de todo el segmento 1 (Fig. A-2) se asume que está en la misma posición en el estrato 2 tal como sería si esta cantidad de agua fuera inyectada dentro del estrato.

El siguiente cálculo es el de la distancia de imbibición Y (columna 4, línea 21) y usa la ecuación (A-7) para calcular las veces que el agua ha estado en contacto con el estrato imbibido, en los 6 puntos equidistantes a

lo largo de la distancia de imbibición Y . Los valores del tiempo calculados por esta ecuación para el punto P5 y posiblemente para los puntos P3 y P4, generalmente serán mas grandes que el tiempo transcurrido durante esta operación porque estos puntos estan realmente localizados en el segmento 1 del sistema. Esto significa que el agua ha estado realmente en contacto con estos puntos por el tiempo completo (Δt) calculado para la operación 2. Por lo tanto, el valor del tiempo Δt es usado como el tiempo de exposición en estos puntos (como se muestra en las columnas 12 y 13, línea 21). De la curva de imbibición en la (Fig. A-3) determinar la saturación en cada punto a lo largo de la distancia de imbibición Y , luego usar la ecuación (A-8) para calcular el volumen imbibido. Usar la ecuación (A-9) para calcular la segunda parte de la imbibición y la ecuación (A-10) para corregir la imbibición.

PASO 5.- Después de calcular la imbibición corregida, compare las imbibiciones acumulativas calculada y asumida (columnas 8 y 33) como antes. Si estos valores no se parecen, recalcular la operación 2 partiendo del paso 1 (Ecuación A-2) y usando una imbibición asumida (columna A-7), igual a la imbibición acumulada determinada con el primer tanteo para la operación 2, menos la imbibición del estrato 1 calculada en la operación 1 (columna 33, línea 11). La operación 2 es terminada cuando la imbibición acumulativa asumida en la columna 3, tiene una buena aproximación

con la imbibición acumulativa calculada en la columna 33 para los 4 estratos del sistema.

Calcular el petróleo producido y el agua inyectada, en función del volumen poroso, al rompimiento de agua para el completo sistema líneal "equivalente", promediando los valores individuales para los 4 estratos (línea 27, columnas 26 y 27). El promedio de los valores individuales es adecuado para este caso desde que los volúmenes porosos de todos los estratos son iguales en el ejemplo de cálculo. Si los volúmenes porosos de los estratos no son iguales, es usado el promedio ponderado de los estratos individuales.

Primera Operación después del Rompimiento de Agua

Después del rompimiento, los cálculos son llevados a cabo de una manera similar a la de antes del rompimiento, excepto que no es necesario calcular el tiempo transcurrido en la operación. En su lugar es seleccionado un tiempo transcurrido. Se recomienda un tiempo aproximadamente 2 veces el tiempo calculado en la operación 2.

PASO 1.- Usar la ecuación (A-12) para calcular los regímenes de inyección dentro de los 4 estratos. Una vez más las inyectibilidades relativas usadas son obtenidas de las curvas de inyectividad relativa y del volumen poroso fraccional de agua inyectada más o menos la imbibición (colum-

na 26), al final de la operación anterior. Los volúmenes inyectados dentro de los estratos son los regímenes de inyección multiplicados por el asumido tiempo transcurrido, Δt .

PASO 2.- Una vez más asumir el volumen imbibido. Asumir que la imbibición es igual a la imbibición acumulativa calculada en la operación 2 (columna 33).

PASO 3.- Calcular la imbibición entre los estratos. La parte A [Ecuaciones (A-6), (A-7), (A-8)] del cálculo de imbibición del estrato 1 al estrato 2 (imbibición en la región de mayor saturación de petróleo) es simplificada desde que el agua en el estrato 1 ha estado opuesta al estrato imbibido durante todo el tiempo transcurrido, Δt . El agua alcanzó el final del estrato 1 al final de la operación 2; por lo tanto, el agua estará en contacto con el estrato 2 durante el tiempo completo de la primera operación después del rompimiento de agua. La saturación imbibida promedio para toda la distancia imbibida es obtenida de la curva de imbibición mostrada en la figura A-8 para una longitud de imbibición de 27.5 pies, usando el tiempo transcurrido anteriormente seleccionado, Δt . La figura A-8 debe ser usada en lugar de la figura A-3, para obtener la imbibición desde estrato 1 en la región de mayor saturación de petróleo en el estrato 2, porque la imbibición en esta región de mayor saturación de petróleo esta ocurriendo so-

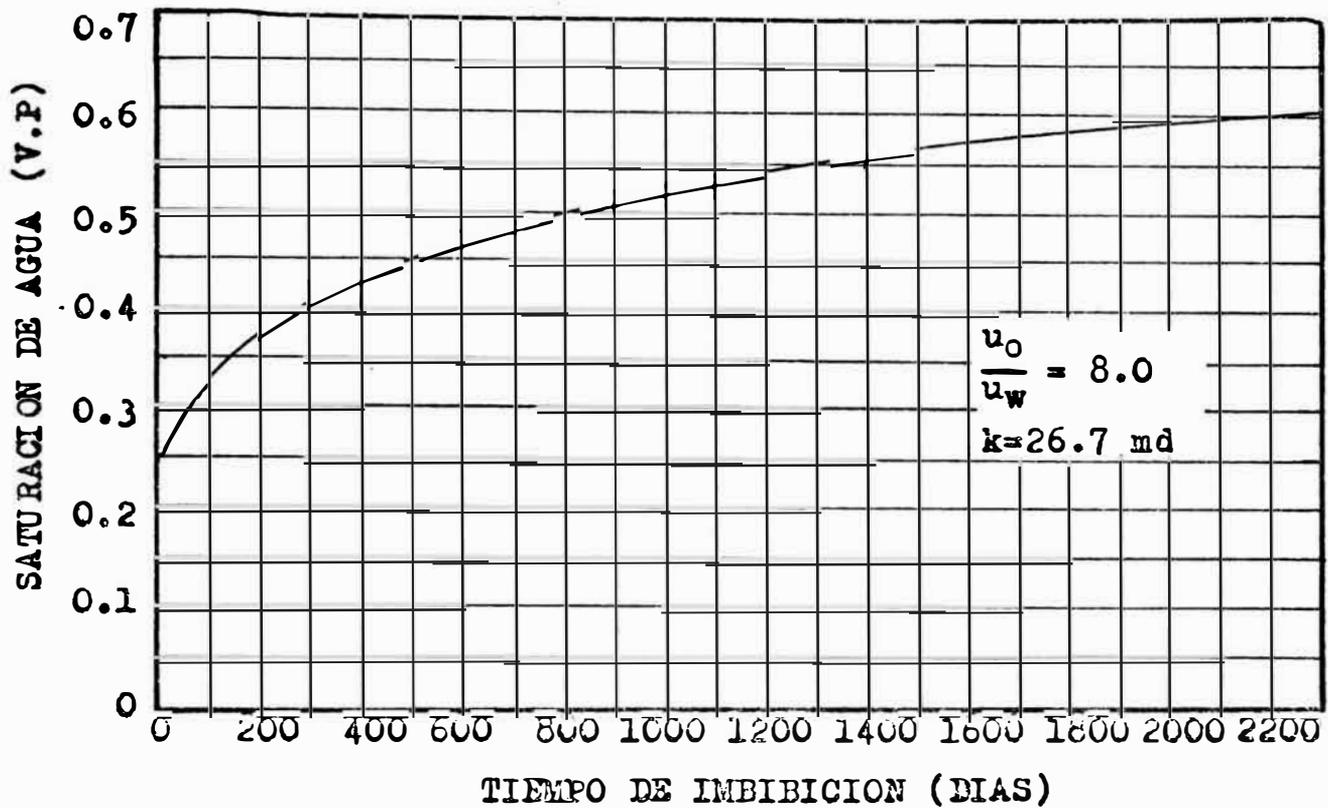


FIG. A-8 CURVA DE IMBIBICION POR FLUJO CONTRARIO PARA EL ESTRATO 1 - LONGITUD DE IMBIBICION = 27.5 PIES

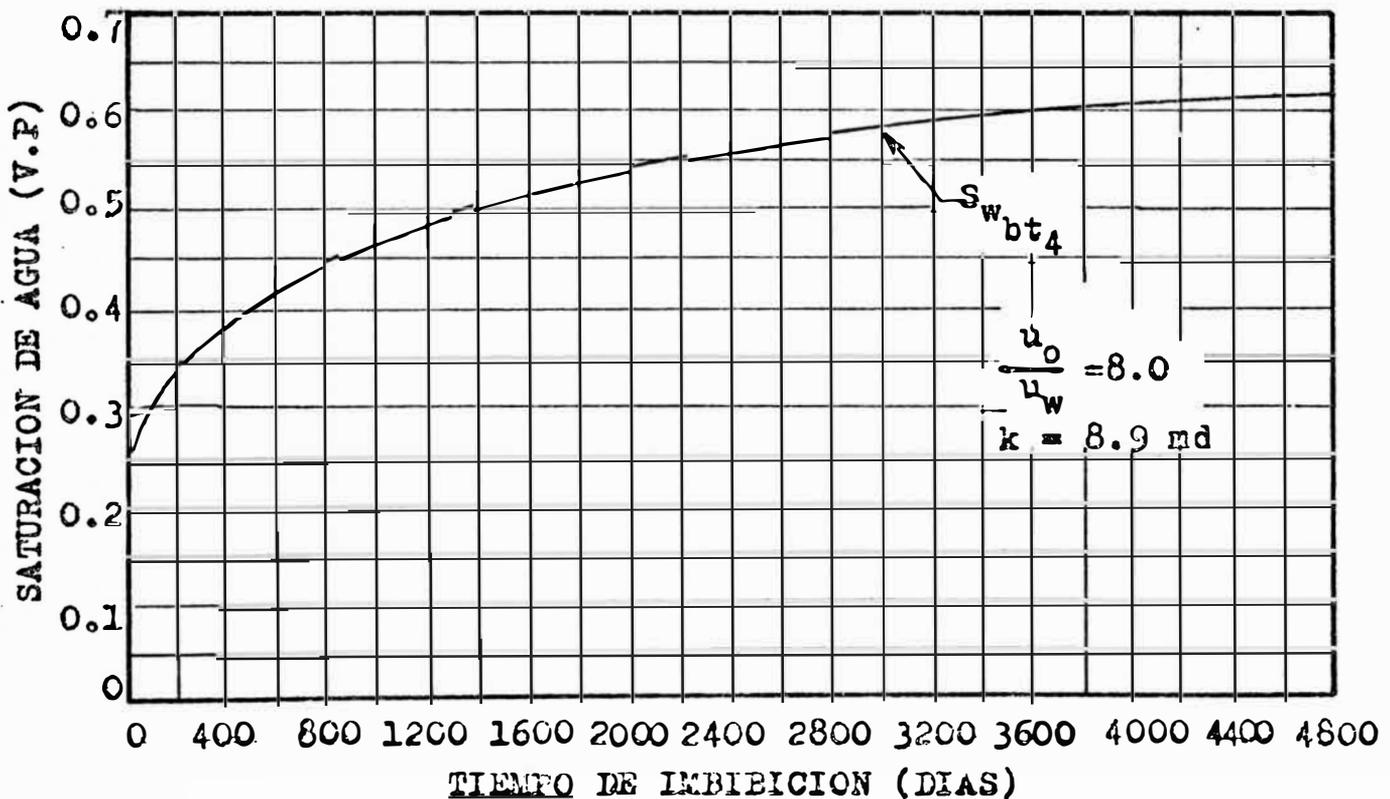


FIG. A-9 CURVA DE IMBIBICION POR FLUJO CONTRARIO PARA EL ESTRATO 4 - LONGITUD DE IMBIBICION = 27.5 PIES

lo desde el estrato 1. El estrato 3 ya no suministra mas a gua de imbibición a la región de mayor saturación de petró leo del estrato 2, porque el agua (inyectada e imbibida) ha progresado más en el estrato 2 que en el estrato 3. De este modo la distancia para imbibición desde estrato 1 den tro del 2 se considera que es desde la mitad del estrato 1 a la mitad del estrato 2, la cual es 27.5 pies. El volumen poroso (columna 20, línea 30) usado para calcular el volumen de agua de imbibición está basado en el espesor total del estrato.

Los otros cálculos de la imbibición, con las ecuaciones (A-9) y (A-10) son resueltos de la manera anteriormente descrita, usando la curva de imbibición en la fi gura A-3.

PASO 4.- Después de completar los cálculos, comparar las imbibiciones asumida y acumulativa calculada (columna 8 y 33), sí ellas no se parecen, repetir esta parte del cálculo partiendo del paso 1 y asumiendo un nuevo valor de la imbibición. Esta operación termina cuando se logra una buena aproximación entre las imbibiciones asumida y calculada (ver tanteo final para la 1ª operación después del rompimiento de agua, líneas 28 al 35).

Calcular el petróleo recuperado y el agua inyec- tada para el sistema lineal "equivalente" completo al final de la 1ª operación después del rompimiento, promediando los

valores individuales para los estratos (líneas 29, 31, 33 y 35, columnas 26 y 27).

Después de completar los cálculos para la primera operación después del rompimiento de agua, usar los mismos procedimientos para resolver los cálculos para incrementos de tiempo adicional, hasta que una suficiente historia de inundación con agua haya sido calculada (Suficiente predicción). De los resultados de los cálculos "en y detrás" del rompimiento de agua, construir un ploteo de recuperación de petróleo (En % de volumen poroso) VS. Volumen poroso de agua inyectada, para el sistema lineal "equivalente".

RECUPERACION DE PETROLEO DE UN "5 PUNTOS" A PARTIR DE LA RECUPERACION DE PETROLEO DE UN LINEAL "EQUIVALENTE"

La recuperación de petróleo para un sistema de 5 puntos es obtenida mediante el uso de las cartas de correlación, las cuales son ploteos de funciones de volumen de petróleo desplazables para sistemas de 5 puntos y de recuperación de petróleo lineal versus agua inyectada para un rango de relaciones de viscosidades. Para usar estas cartas, primero se determina de las pruebas de susceptibilidad a la inundación con agua y de las medidas de la presión capilar, el "DOV" del reservorio y se pone los datos de recuperación de petróleo lineal "equivalente" e inyección de agua en función del "DOV", (Tabla A-III). Luego usar la cur

va apropiada en la figura A-10, la cual está basada en las pruebas de laboratorio realizados en modelos de reservorio para inundación con agua y los datos de recuperación de petróleo e inyección de agua dados en las columnas 3 y 4 para obtener los pseudo valores μ_o/μ_w , en la columna 5. Usar el valor de μ_o/μ_w , en la columna 5 al rompimiento de agua y la figura A-II para determinar la recuperación de petróleo en un 5 puntos (columna 7) y el agua inyectada (columna 6) al rompimiento de agua. Después del rompimiento, usar los valores de μ_o/μ_w , los valores de inyección de agua (columnas 3 y 6) y la figura A-II para obtener la recuperación de petróleo en un 5 puntos en la columna 7. Luego poner la recuperación de petróleo y los volúmenes de agua inyectada, en las columnas 6 y 7, en función del volumen poroso. Un ploteo de estos datos (Fig. 5 (c)) dá la historia de la recuperación de petróleo para un reservorio de 5 puntos con estratos comunicados.

TABLA A-III

CONVERSION DE LA RECUPERACION DE PETROLEO DE UN SISTEMA LINEAL EQUIVALENTE A 5 PUNTOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Volumen Poroso Inyectado	Recuperación de Petróleo V.P.	DOV Inyectado	Recuperación de Petróleo (DOV)	Mo/Mw de (Fig.A-10)	DOV Inyectado Fig.A.-11	Recup. de Petróleo (DOV) (Fig.A-11)	Inyect. V.P. (6) x0.5	Petróleo Recuper. V.P. (7) x0.5
.122 BT	.122 BT	.244 BT	.244 BT	172 BT	.188 BT	.188 BT	.094 BT	.094 BT
.2	.166	.4	.332	150	.4	.298	.2	.149
.3	.200	.6	.400	98	.6	.370	.3	.185
.4	.227	.8	.454	68	.8	.435	.4	.218
.5	.248	1.0	.490	56	1.0	.483	.5	.242
.75	.296	1.5	.594	34	1.5	.585	.75	.293
1.0	.326	2.0	.652	28	2.0	.653	1.0	.327
1.5	.363	3.0	.720	25	3.0	.728	.5	.364

Más tiempo de etapas que los mostrados en la tabla A-II fueron usados para obtener estos datos
 Obtenido dividiendo los valores en las columnas 1 y 2 por el volumen poroso fraccionar por DOV
 En este caso $0.5 PV = 100V$.

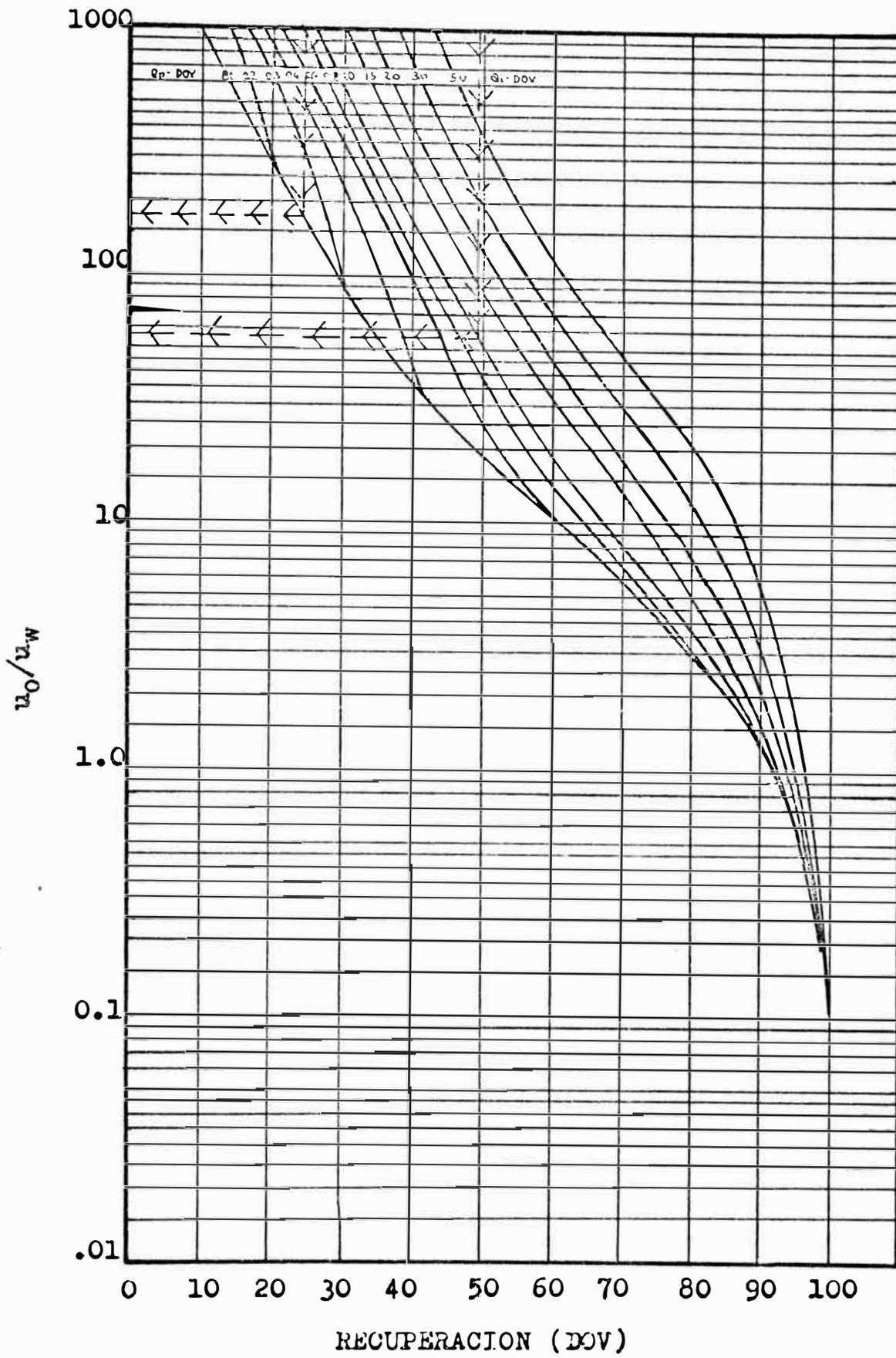


FIG. A-10 COMPORTAMIENTO DE RECUPERACION LINEAL -
(INUNDACION DE AGUA)

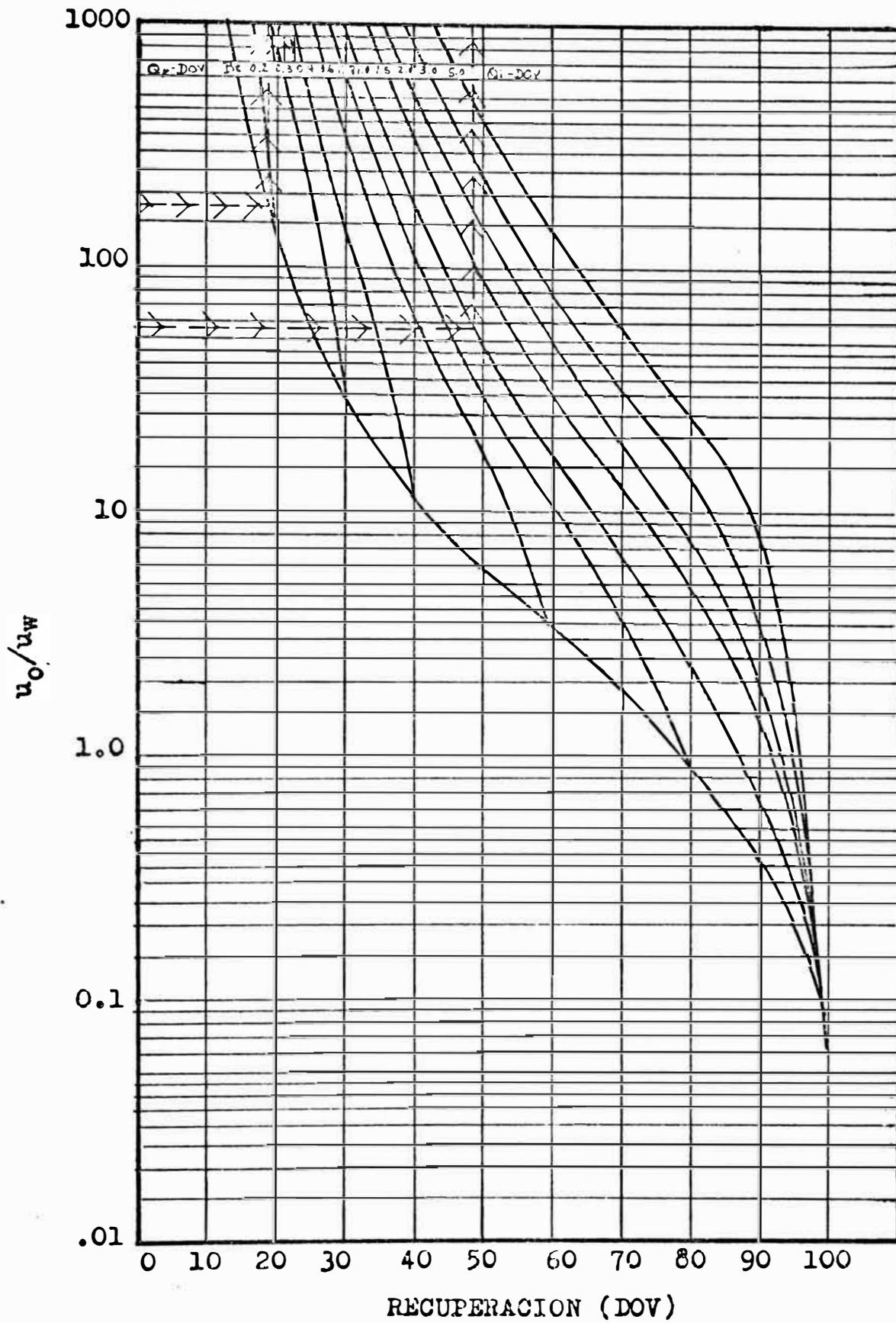


FIG. A-11 COMPORTAMIENTO DE RECUPERACION AREAL -
(INUNDACION DE AGUA)

VIII.- NOMENCLATURA

- DOV = Volumen de petróleo desplazable ($1-S_{or}-S_{wr}$).
- D = Distancia del frente de inundación desde la entrada del sistema, (pies).
- ΔD = Distancia que viaja el frente de inundación durante una operación, (pies).
- h = Espesor del estrato (pies).
- i = Régimen de inyección (Bbls/día).
- Ir = Inyectividad relativa, el régimen de inyección de agua por unidad de caída de presión a algunos volúmenes porosos de agua inyectada durante la inundación con agua de un solo estrato, dividido por el régimen de inyección por unidad de caída de presión al inicio de la inundación. Es obtenida de las pruebas de susceptibilidad a la inundación de agua.
- K = Permeabilidad horizontal absoluta, (md).
- Kv = Permeabilidad vertical absoluta, (md).
- Kro = Permeabilidad relativa al petróleo (fracción).
- Koaug = Permeabilidad al petróleo, a la saturación de agua promedia del estrato para el tiempo de etapa (md).
- L = Longitud de imbibición (pies).
- Lt = Longitud del sistema lineal "equivalente" (pies).

- M = Razón de movilidad, movilidad del agua dividida por movilidad del petróleo.
- N = Número de segmentos.
- n = Número de estratos.
- Po, P1, P2 = Puntos equidistantes a lo largo de la distancia imbibida
- P3, P4, P5
- S = Saturación. (Fracción de volumen poroso).
- Sw \emptyset , Sw1
- Sw2, Sw3 = Saturación del agua de imbibición en los 6 puntos a lo largo de la longitud imbibida Y.
- Sw4, Sw5
- Swimbb = Saturación de agua en la imbibición, inyección y agua connotada, (fracción de volumen poroso)
- t = Tiempo, (días).
- Δt = Tiempo transcurrido durante una operación, (días).
- Vp = Volumen poroso de un estrato (Bbls).
- Vpzy = Volumen poroso del estrato 2 con longitud Y, (Bbls).
- Vpzd = Volumen poroso del estrato 2 con longitud igual a la distancia del frente de inundación desde la entrada, (Bbls).
- Wi = Agua remanente en el estrato (Bbls). Para el estrato fuente (3) usar el agua inyectada acumulativa menos la imbibición acumulativa; para el estrato imbibido usar el agua inyectada acumulativa más la imbibición durante las opera-

ciones previas.

- ΔW_i = agua inyectada durante la operación (Bbls).
- ΔW_{imb_a} = agua imbibida durante una operación - Parte A (Ebls).
- ΔW_{imb_b} = agua imbibida durante una operación - Parte B (Bbls).
- W_i = agua inyectada, (fracción de volumen poroso).
- Y = distancia imbibiendo = $D_1 - D_2 = D_3 - D_2 = D_3 - D_4$, (pies).
- σ = Tensión interfacial petróleo - agua (dinas/cm)
- ϕ = Porosidad, (fracción)
- μ = Viscosidad (Cp)

Inscripciones

- bt = rompimiento de agua
- Cw = agua
- λ = estrato
- o = petróleo
- r = residual
- s = muestra
- t = total
- W = agua
- y = distancia de imbibición.
- 1,2,3,4 = estratos 1, 2, 3, 4

BIBLIOGRAFIA

1. Gaucher, D.H., and Lindley, D.C.: "Waterflood Performance in a Stratified, Five-Spot Reservoir - A Scaled Model Study", Jour. Petr. Tech., Sept. 1960, p. 208.
2. Carpenter, C.W., Bail, P.T., and Bobek, J.E.: A Verification of Waterflood Scaling in Heterogeneous Communicating Systems, JPRCo, July 1961.
3. Carter Waterflood Prediction Method, JPRCo Reservoir Engineering Manual.
4. Douglas, J., Jr., Peaceman, D.E., and Rachford, H.H., Jr.: "A Method for Calculating Multi-Dimensional Immiscible Displacement", Trans. AIME, Vol. 216, 1959, p. 297
5. Carpenter, C.W., and Bobek, J.E.: JPRCo Progress Report, May 1960, pp. 2-4.
6. Schmalz, J.P., and Rahme, H.S.: "The Variation in Waterflood Performance with Variation in Permeability Profile", Producers Monthly, Vol. 14, No. 9, July 1950, p. 9
7. Mattax, C.C., and Kyte, J.R.: Imbibition Oil Recovery from Fractured Water Drive Reservoirs, JPRCo, December 1960.
8. Rapoport, L.A.: "Scaling Laws for Use in Design of Water-Oil Flow Models", Trans. AIME, Vol. 204, 1955, p. 143.