



D-4053

1
538.4
5397
1.2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO

"ESTUDIO DE SENSIBILIDAD SOBRE PERMEABILIDADES RELATIVAS
EN SISTEMAS DE DRENAJE"

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEO

D-4053

POR:

EDUARDO L. VARGAS Z.

GUAYAQUIL-ECUADOR
1.980

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

DEDICATORIA

A mis queridos padres:

LORENZO y TERESA

quienes me enseñaron, con su constante abnegación, los principios de responsabilidad que guiaron mis ideales para alcanzar la meta propuesta.

A mis hermanos

JORGE, NELSON, ROBERTO

A mi cuñada

ELVIRA

A mis sobrinos

A mis amigos

AGRADECIMIENTO

Se agradece a las personas que de una u otra forma contribuyeron de una manera desinteresada en la realización de este trabajo y en especial al Ing. Ricardo Gallegos O., por su valiosa colaboración.

INDICE

Pág.

RESUMEN	7
INTRODUCCION	9
CAPITULO I REVISION DE LITERATURA	10
CAPITULO II ANALISIS DE LOS DIFERENTES MODELOS MATEMA TICOS EXISTENTES.	13
CAPITULO III CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS USAN DO LOS DIFERENTES MODELOS.	27
CAPITULO IV COMPARACION DE RESULTADOS	34
CAPITULO V APLICACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATI- VAS CALCULADAS AL FLUJO FRACCIONAL DE PE- TROLEO Y SU EFECTO SOBRE EL FACTOR DE RE- COBRO.	40
CAPITULO VI DISCUSION DE RESULTADOS	45
CAPITULO VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
APENDICES	112
LISTA DE FIGURAS	114
BIBLIOGRAFIA	123

RESUMEN

El trabajo desarrollado en esta investigación se fundamenta en el hecho de que siendo la medición de permeabilidades relativas una tarea tediosa, se hace imperiosa la necesidad de usar modelos matemáticos para la obtención de dichos parámetros y así ahorrar tiempo y dinero que normalmente se gastan cuando se usa el laboratorio para la medición de las permeabilidades relativas.

Una de las formas más sencillas de realizar estos cálculos y que es por supuesto el utilizado por la mayoría de los investigadores hace uso de la historia de presión capilar, parámetro que es de más fácil obtención en el laboratorio.

Algunos de los modelos matemáticos, encontrados en la literatura y que han tenido aceptación en la industria petrolera, han sido escogidos para su análisis. Partiendo de la información de presión capilar se calculó las permeabilidades relativas y a partir de éstas utilizando el análisis de flujo fraccional se observó el efecto de la utilización de los diferentes modelos en la recuperación de petróleo la misma que es graficada versus los volúmenes porosos inyectados, observando de esta manera la sensibilidad del uso de las permeabilidades relativas en el recobro final de los

hidrocarburos en un proceso de inyección de agua.

De este análisis se observó la mayoría de los casos que el modelo de Gates y Lietz dió resultados más satisfactorios, comparados estos con los valores experimentales en contrados en la literatura.

INTRODUCCION

La necesidad de optimizar el uso de modelos matemáticos para el cálculo de permeabilidades relativas ha hecho necesario este estudio. Por medio del cual se determina la influencia de los valores de permeabilidades relativas sobre la recuperación máxima de petróleo en un proyecto de inyección de agua. Además, en base a los volúmenes porosos de agua inyectados en un yacimiento se puede apreciar cual de los modelos escogidos es el más óptimo para su utilización práctica.

Los valores de permeabilidades relativas así obtenidos necesitan solamente del conocimiento de la historia de presión capilar del yacimiento la cual es obtenida en el laboratorio en forma sencilla, la que comparada con la labor tediosa que conlleva la medición de permeabilidades relativas hace que su uso sea muy práctico.

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

El trabajo desarrollado en esta investigación se fundamenta en la escogencia de diferentes modelos matemáticos encontrados en la literatura y cuyo contenido esencial es expuesto a continuación.

Fatt y Dykstra⁽¹⁾ en su trabajo "Estudios sobre permeabilidades relativas", publicado en el volumen 192 de las Revistas técnicas del AIME de 1951, presentaron un estudio en el cual encontraron un modelo matemático para calcular las permeabilidades relativas a la fase mojante a partir de pruebas de presión capilar, los cuales fueron comparados con valores experimentales. Este modelo fue derivado asumiendo el medio poroso como un haz de tubos capilares, además esta ecuación o modelo incluye también el efecto de tortuosidad.

En el desarrollo de las ecuaciones propuestas por Fatt y Dykstra⁽¹⁾ se presenta un factor o constante "b" que es una función de la tortuosidad del medio y del radio capilar, la misma que puede tener dos valores, uno de $1/2$ y otro de cero, en el primer caso la tortuosidad es una funcción del radio capilar ya que $t = \frac{a}{r^b}$ donde "a" y "b" son constantes, "t" es la tortuosidad y "r" es el radio capi

lar y la permeabilidad relativa a la fase mojan^{te} es:

$$K_{rm} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^3}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^3}}$$

En el segundo caso haciendo que la tortuosidad no sea una función del radio capilar, $b = 0$ y la permeabilidad relativa a la fase mojan^{te} presentada por Gates y Lietz⁽²⁾.

$$K_{rm} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}}$$

Corey⁽³⁾ en sus trabajos "La Interrelación entre las permeabilidades relativas al gas y petróleo" y "Efecto de la estratificación en permeabilidades relativas", desarrolló dos modelos para predecir las curvas de Permeabilidades Relativas tanto para la fase mojan^{te} como para la fase no mojan^{te}, estas ecuaciones fueron una extensión a los trabajos presentados por algunos investigadores como Willie y Gardner⁽⁴⁾ en los trabajos titulados "La ecuación Generalizada de Kozeny y carman" partes 1 y 2 publicadas en Marzo y Abril de 1958 de la referencia (4).

Estos modelos han sido considerados de gran utilidad en la industria del petróleo debido a su simplicidad ya que lo único que se necesita conocer es la curva de presión capilar para un yacimiento dado. Además la saturación intersticial de agua es determinada de los mismos datos de presión capilar cuando la curva tiende a ser asintótica.

Wyllie and Spangler⁽⁵⁾ en su trabajo "Aplicación del problema de flujo de fluidos en medios porosos" publicado en el "Boletín de la Asociación Americana de Geólogos-Petroleros". Vol. 36, N^o 2, Febrero 1952, página 359 y luego profundizado en el estudio de Wyllie y Gardner⁽⁴⁾ mencionado anteriormente, presentaron su ecuación para el cálculo de la permeabilidad relativa a la fase mojante la cual también ha sido incorporada en este estudio para medir su efecto sobre la recuperación de petróleo en el estudio del flujo fraccional de agua.

CAPITULO II

ANALISIS DE LOS DIFERENTES MODELOS MATEMATICOS EXISTENTES

En la literatura se encuentra diferentes aproximaciones de los modelos matemáticos usados en la Industria Petrolera para la obtención de permeabilidades relativas, tanto para la fase mojante como para la fase no-mojante, en sistemas de imbibición y drenaje, los cuales pueden ser aplicados de acuerdo al sistema existente en el yacimiento.

Se escogieron los modelos de Fatt y Dykstra⁽¹⁾, Gates y Lietz,⁽²⁾ Wyllie y Gardner⁽⁴⁾ y el de Corey⁽³⁾, debido a que según la información disponible han presentado los mejores resultados en la vida práctica, sin embargo la necesidad de escoger uno de ellos ha hecho necesario este trabajo para arribar al uso de uno de estos modelos y aplicarlo a casos reales en Ingeniería de Yacimientos.

Primeramente, haciendo un breve análisis del modelo de Fatt y Dykstra⁽¹⁾ podemos concluir que este modelo fue desarrollado asumiendo que el medio poroso tiene un comportamiento análogo a un haz de tubos capilares, por supuesto que estos autores reconocen el factor de tortuosidad haciendo una diferencia entre el paso del fluido a través del yacimiento y el paso rectilíneo en el mismo.

Además esta aproximación hace uso de la curva de presión capilar, la misma que debe ser obtenida previamente en el laboratorio. Los resultados obtenidos por los autores se consideran satisfactorios y la demostración de la ecuación utilizada en el modelo de Fatt y Dykstra⁽¹⁾ es mostrada a continuación. Para un haz de N tubos capilares el flujo a través de dN tubos será:

$$dQ = q_{av} \cdot dN \quad (1)$$

Q : Es la tasa total a través de todos los tubos.

q_{av} : es la tasa de flujo promedio a través de los tubos en el diferencial dN .

Si el intervalo dN es considerado pequeño, la tasa de flujo promedio a través de un tubo en el intervalo dN viene dado por la Ley de Poiseuille's:

$$q_{av} = \frac{\pi r^4 \Delta p}{8 \mu \ell} \quad (2)$$

donde

Δp : es la caída de presión a través del tubo de longitud ℓ y radio r , y μ es la viscosidad del fluido.

Sustituyendo (2) en (1) nos queda:

$$dQ = \frac{\pi r^4 \Delta p}{8 \mu \ell} \cdot dN \quad (3)$$

La Ley de Darcy para flujo lineal de un fluido incomprensible en un medio poroso, es:

$$Q = \frac{K A \Delta p}{\mu L} \quad (4)$$

donde:

K : es la permeabilidad

ΔP : es la caída de presión a través del haz de tubos.

Diferenciando la ecuación (4) manteniendo A, Δp , μ y L constantes:

$$dQ = \frac{A \Delta p}{\mu L} \cdot dK \quad (5)$$

Igualando (3) y (5) nos queda:

$$dK = \frac{\pi r^4 L}{8 A \ell} \cdot dN \quad (6)$$

Si se asume que los poros son cilíndricos:

$$dV = \pi r^2 \ell dN \quad (7)$$

donde:

V: es el volumen de fluido fluyendo en los poros.

Sustituyendo (7) en (6): nos queda:

$$dK = \frac{r^2 L}{8 \ell^2} \cdot dN \quad (8)$$

Por definición sabemos que saturación S , en el núcleo es:

$$S = \frac{V_T}{V_P} = \frac{V}{\phi AL} \quad (9)$$

donde:

V_P : es el volumen poroso total y ϕ la porosidad.

Diferenciando (9) con ϕ y manteniendo A y L constante:

$$dS = \frac{dV}{\phi AL}$$

$dV = \phi AL \cdot dS$ y sustituyendo esta ecuación en (8)

nos queda:

$$dK = \frac{r^2 \phi L^2}{8 \ell^2} \cdot dS \quad (10)$$

La ecuación (10) contiene el radio de los poros, r , la longitud del paso del fluido, ℓ .

Estos términos no son directamente medidos, por lo tanto deben ser relacionados con alguna otra propiedad del núcleo.

La razón de la longitud del paso del fluido ℓ , a la longitud del núcleo L , se denomina tortuosidad t , o sea:

$$t = \frac{\ell}{L} \quad (11)$$

La tortuosidad t , nos ha sido relacionada directamente con

una propiedad medible del núcleo. Una suposición razonable tomando en cuenta t puede ser obtenida considerando lo que sucede a la fase mojante en los espacios porosos conforme el núcleo es desaturado.

Durante la desaturación, la fase no mojante se retira de los más pequeños y se introduce en las grietas de los granos de arena. El líquido en estos poros tiene un pequeño radio de curvatura y se concluye que el líquido que fluye en los poros pequeños recorrerá un camino más tortuoso que el líquido que fluye entre los poros grandes. Una primera aproximación será:

$$t = \frac{a}{r^b} \quad (12)$$

donde:

a y b son constantes. Sustituyendo (11) y (12) en (10), tenemos:

$$dK = \frac{\phi r^2 (1+b)}{8a^2} \cdot dS \quad (13)$$

La presión capilar P_C a través de una interfase curva entre dos fluidos es:

$$P_C = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (14)$$

donde:

r es el radio de curvatura, σ la tensión interfacial de la interfase, y θ es el ángulo de contacto entre el líquido y el sólido.

Cuando la ecuación (14) es aplicada a un medio poroso, el término P_c es conocido como presión capilar y r es el radio de los poros en el cual la fase no mojante desplaza - justamente a la fase mojante fuera de los poros.

Despejando r en (14):

$$r = \frac{2 \sigma \cos \theta}{P_c} \text{ y sustituyendo en (13) nos queda:}$$

$$dK = \frac{\phi (2\sigma \cos \theta)^{2(1+b)}}{8 a^2 P_c^{2(1+b)}} \cdot dS \quad (15)$$

Si las constantes a y b son conocidas, la permeabilidad efectiva K_e , a una saturación, podrá ser calculada, integrando la ecuación (15) desde $S = 0$ a una saturación deseada.

$$K_e = \frac{\phi (2\sigma \cos \theta)^{2(1+b)}}{8 a^2} \int_0^S \frac{dS}{P_c^{2(1+b)}} \quad (16)$$

La permeabilidad relativa, K_r , podrá ser calculada sin conocer la constante (a), si la constante (b) es conocida o asumida, porque por definición:

$$K_r = \frac{K_e}{K}$$

Luego:

$$K_r = \frac{\int_0^S \frac{ds}{P_c^{2(1+b)}}}{\int_0^{1.0} \frac{ds}{P_c^{2(1+b)}}} \quad (17)$$

El trabajo presentado por Gates y Lietz fue en realidad una extensión del modelo de Fatt y Dykstra⁽¹⁾, ya que ellos utilizaron la ecuación:

$$K_{rm} = \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^{2(1+b)}}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^{2(1+b)}}}$$

Para calcular la permeabilidad relativa a la fase mojante haciendo uso de la historia de presión capilar versus saturación y suponiendo que el factor b es igual a cero, esto en otras palabras significa que la tortuosidad es independiente del radio de los poros y consecuentemente independiente de saturación, quedando el modelo de Fatt y Dykstra reducido a la siguiente forma:

$$K_{Ym} = \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}}$$

Wyllie y Gardner⁽⁴⁾ también presentaron dos ecuaciones para calcular la permeabilidad relativa tanto para la fase mojante como para la fase no mojante en sistemas de drenaje.

Estas ecuaciones se presentan a continuación: Kozeny y Carman⁽⁶⁾ demostraron que:

$$K = \frac{\phi^3}{2.5 \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 S^2} \quad (18)$$

La constante de Kozeny - Carman es igual al producto de $2.5 \times \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 = k$

2.5: Factor de forma

$\frac{L_e}{L}$: tortuosidad

Wyllie y Spangler mostraron que:

$$S = \frac{P_c \phi}{r} \quad (19)$$

donde:

P_c : presión capilar

ϕ : porosidad

r : radio capilar

Combinando (18) y (19), tenemos:

$$K = \frac{\phi^3}{2.5 \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 \frac{P_C^2 \phi^2}{r^2}}$$

$$K = \frac{\phi r^2}{2.5 \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 P_C^2} \quad (20)$$

Wyllie y Spangler⁽⁵⁾ que para la aplicación de un medio real, la porosidad ideal es menor que la real, y que:

$$\phi = \phi \Delta S_w \quad (21)$$

Siendo ΔS_w un pequeño incremento de la saturación de la fase mojante, sobre la cual la presión capilar P_C puede ser considerada como constante.

Entonces podemos escribir:

$$K_i = \frac{(\phi \Delta S_w) r^2}{k \cdot P_C^2} \quad (22)$$

Si ΔQ es la cantidad de fluido por unidad de tiempo que pasa a través de un sistema ideal y aplicando la Ley de Darcy tenemos:

$$\Delta Q = \frac{K \Delta p}{\mu L} \quad (23)$$

Reemplazando (22) en (23)

$$\Delta Q = \frac{(\phi \Delta S_w) r^2}{k P_C^2 \mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \quad (24)$$

la suma de los ΔQ serán iguales a Q , o sea la cantidad total de fluido, y aplicando la Ley de Darcy:

$$Q = \Sigma \Delta Q = \frac{\Delta P}{\mu L} \cdot \frac{\phi r^2}{k} \Sigma \frac{\Delta S_w}{P_c^2} = \frac{K \Delta p}{\mu L} \quad (25)$$

Luego:

$$K = \frac{\phi r^2}{k} \Sigma \frac{\Delta S_w}{P_c^2} \quad (26)$$

$$K = \frac{\phi r^2}{k} \int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2} \quad (27)$$

A partir de mediciones eléctricas los autores demostraron que:

$$\left(\frac{L_e}{L}\right) = F_x \phi \quad (28)$$

$$\text{ó} \quad \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 = F^2 \phi \quad (29)$$

Combinando las ecuaciones (29) y (27) tenemos:

$$K = \frac{\phi r^2}{2.5 F^2 \phi^2} \int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2} \quad (30)$$

$$K = \frac{\phi r^2}{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2 2.5} \int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2} \quad (31)$$

Aplicando el concepto de permeabilidades relativas y sabiendo que:

$$K_r = \frac{K_e}{K}$$

tenemos:

$$K_{rm} = \frac{\frac{\phi r^2}{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2 S_w \times 2.5} \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\frac{\phi r^2}{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2 \times 2.5} \int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (32)$$

$$K_{rm} = \frac{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2 \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2 S_w \int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (33)$$

Los mismos autores demostraron experimentalmente que la relación:

$$\frac{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2}{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2 S_w} \approx \frac{1}{I^2 S_w^2} \quad (34)$$

donde:

I: Índice de resistividad de la formación, luego experimentalmente se demostró que este coeficiente puede ser escrito en función de la saturación de la fase mojante de la siguiente manera:

$$\frac{1}{I^2 S_w^2} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \quad (35)$$

Y finalmente sustituyendo (35) en (33) obtenemos la ecua

ción que nos permite calcular las permeabilidades relativa a la fase mojante:

$$K_{rm} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (36)$$

Debe ser notado que los límites inferiores han sido cambiados tanto en el numerador como en el denominador de 0 a S_{wi} , lo que es lo mismo ya que la permeabilidad relativa a la fase mojante para valores menores o iguales a S_{wi} son iguales a cero.

El modelo matemático presentado por Corey⁽³⁾ ha sido uno de los más utilizados en la Industria petrolera, sencillamente por la simplicidad de su uso, ya que, para aplicar este modelo con miras a la obtención de las permeabilidades relativas a la fase mojante y no mojante lo único que se necesita conocer es la saturación irreductible de agua, la misma que puede ser obtenido a partir de cualquier técnica convencional, ya sea teórica o práctica.

Corey⁽³⁾ utilizó las ecuaciones de Wyllie y Gardner⁽⁴⁾ los cuales se fundamentaron de la teoría de Kozeny y Carman⁽⁶⁾

Las ecuaciones de Wyllie y Gardner⁽⁴⁾ se presentan a continuación:

$$K_{rm} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (37)$$

$$K_{rm} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (38)$$

Que son las permeabilidades relativas para la fase mojan-
te y no mojan- te respectivamente. Ahora bien, el término
 $\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)$ se lo llamó "Saturación efectiva movible" y se
lo denominó S_w^* . Además Corey⁽³⁾ presentó un parámetro ne-
tamente empírico el mismo que fue comprobado con un sinnú-
mero de datos experimentales.

El obtuvo esta igualdad:

$$\frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}} = (S_w^*)^2 \quad (39)$$

De manera que la permeabilidad relativa a la fase mojante queda reducida a:

$$K_{rm} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 (S_w^*)^2 \quad (40)$$

$$K_{rm} = (S_w^*)^4 \quad (41)$$

Y para la fase no mojante:

$$K_{rnm} = \left(1 - \frac{1-S_w}{1-S_{wi}} \right)^2 \left[1 - (S_w^*)^2 \right] \quad (42)$$

$$K_{rnm} = \left(1 - \frac{1-S_w}{1-S_{wi}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{1-S_w}{1-S_{wi}} \right)^2 \right] \quad (43)$$

$$K_{rnm} = \left[1 - (S_w^*)^2 \right] (1 - S_w^*)^2 \quad (44)$$

Haciendo uso de estas dos ecuaciones según datos presentados por el autor, los resultados son altamente aceptables, sin embargo, para un ajuste de valores de permeabilidades relativas en un estudio de Ingeniería de Yacimientos haciendo uso de Simuladores, es aconsejable variar en cierto rango el exponente de las ecuaciones para obtener un buen ajuste de predicción.

CAPITULO III

CALCULOS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS USANDO LOS
DIFERENTES MODELOS

La idea básica de esta tesis se fundamenta en el cálculo de las permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar, parámetro que como dijimos anteriormente es de fácil obtención en el laboratorio. A continuación se presenta la lista de las ecuaciones o modelos utilizados en los cálculos de permeabilidades relativas:

MODELO	AUTOR	ECUACION
A	Fatt y Dykstra ⁽¹⁾	$K_{rm} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^3}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^3}}$
B	Gates y Lietz ⁽²⁾	$K_{rm} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}}$
C	Corey ⁽³⁾ (Fase mojante)	$K_{rm} = (S_w^*)^4 = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4$
D	Wyllie y Gardner ⁽⁴⁾	$K_{rm} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}}$

$$E \quad \text{Corey}^{(3)} \text{ (Fase no mojante)} \quad K_{rnm} = (1-S_w^*)^2 \left[1 - (S_w^*)^2 \right]$$

Los modelos A, B y D tienen en su estructura integrales P_c y P_c , los cuales fueron evaluados mediante integración gráfica y luego por relación de áreas se calcula los valores de las permeabilidades para cada caso en particular.

Todos las calculaciones y resultados son presentados en tablas 1 a las 5, en las cuales además se presentan los valores de presión capilar, saturación de la fase mojante y los valores experimentales de K_r .

CAMPECHE # 1

TABLA N° 1

PRESION CAPILAR Y PERMEABILIDADES RELATIVAS. CAMPECHE N° 1

Presión capilar (cm Hg)	Saturación Sw (fracción)	K _{fm} Experiment _{tal.}	K _{fm} A	K _{fm} B	K _{fm} C	K _{fm} D	K _{fm} E
11.500	0.370	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4.500	0.500	0.000	0.001	0.001	0.002	0.000	0.604
3.000	0.600	0.015	0.006	0.014	0.018	0.002	0.350
2.600	0.650	0.025	0.017	0.031	0.039	0.006	0.248
2.100	0.700	0.050	0.032	0.056	0.075	0.015	0.165
1.900	0.750	0.085	0.057	0.089	0.132	0.032	0.086
1.700	0.800	0.130	0.092	0.132	0.217	0.061	0.054
1.300	0.850	0.200	0.160	0.215	0.337	0.125	0.024
1.000	0.900	0.340	0.300	0.385	0.501	0.272	0.007
0.900	0.950	0.550	0.585	0.630	0.718	0.534	0.001
0.600	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000

CAMPECHE 2

TABLA N° 2

Presión Capilar (cm Hg)	Saturación Sw fracción	K _{rm} Experimen- tal.	K _{rm} A	K _{rm} B	K _{rm} C	K _{rm} D	K _{rm} E
18.000	0.500	0.000	0.002	0.013	0.000	0.000	1.000
15.100	0.550	0.000	0.008	0.029	0.000	0.001	0.802
12.000	0.600	0.020	0.021	0.054	0.002	0.004	0.614
9.700	0.650	0.030	0.045	0.091	0.008	0.012	0.446
8.100	0.700	0.080	0.091	0.147	0.026	0.031	0.302
7.000	0.750	0.140	0.157	0.230	0.063	0.068	0.188
6.200	0.800	0.240	0.255	0.339	0.130	0.137	0.102
5.800	0.850	0.340	0.385	0.470	0.240	0.249	0.046
5.300	0.900	0.520	0.551	0.622	0.410	0.416	0.014
5.000	0.950	0.700	0.758	0.802	0.656	0.663	0.002
4.800	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000

TABLA N.º 3

Presión Capilar (cm Hg)	Saturación (Sw) fracción	K _m Experi- men- tal.	K _m A	K _m B	K _m C	K _m D	K _m E
18.000	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
11.400	0.550	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.802
7.900	0.600	0.000	0.000	0.001	0.002	0.000	0.614
5.200	0.650	0.010	0.000	0.014	0.008	0.001	0.446
3.900	0.700	0.020	0.006	0.044	0.026	0.007	0.302
3.000	0.750	0.050	0.021	0.100	0.063	0.025	0.188
2.700	0.800	0.090	0.056	0.171	0.130	0.062	0.102
2.100	0.850	0.170	0.126	0.285	0.240	0.139	0.046
1.800	0.900	0.300	0.255	0.451	0.410	0.289	0.014
1.500	0.950	0.500	0.480	0.653	0.656	0.529	0.002
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000

CAMPECHE 4

TABLA N° 4

Presión Capilar (cm Hg)	Saturación (Sw) fracción	K _{rm} Experimen- tal.	K _{rm} A	K _{rm} B	K _{rm} C	K _{rm} D	K _{rm} E
19.000	0.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
10.800	0.500	0.000	0.000	0.017	0.000	0.001	0.631
8.500	0.550	0.010	0.001	0.035	0.004	0.003	0.527
6.900	0.600	0.020	0.012	0.062	0.012	0.009	0.395
5.800	0.650	0.040	0.033	0.102	0.030	0.022	0.282
5.100	0.700	0.070	0.068	0.156	0.063	0.045	0.188
4.600	0.750	0.100	0.118	0.226	0.116	0.086	0.115
4.000	0.800	0.180	0.192	0.316	0.198	0.151	0.062
3.600	0.850	0.280	0.298	0.429	0.316	0.254	0.027
3.200	0.900	0.420	0.447	0.571	0.482	0.409	0.008
2.800	0.950	0.600	0.659	0.746	0.706	0.636	0.001
2.200	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000

CAMPECHE 5

TABLA N° 5

Presión Capilar (cm Hg)	Saturación (Sw) fracción	K _{rm} Experimen- tal	K _{rm} A	K _{rm} B	K _{rm} C	K _{rm} D	K _{rm} E
20.000	0.480	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
8.000	0.600	0.000	0.000	0.013	0.003	0.001	0.560
6.000	0.650	0.010	0.002	0.030	0.011	0.003	0.405
4.200	0.700	0.020	0.013	0.062	0.032	0.011	0.273
3.200	0.750	0.040	0.048	0.121	0.073	0.032	0.169
2.800	0.800	0.080	0.108	0.210	0.143	0.079	0.092
2.600	0.850	0.160	0.185	0.320	0.256	0.152	0.041
2.200	0.900	0.260	0.298	0.459	0.426	0.299	0.013
1.800	0.950	0.440	0.501	0.654	0.657	0.534	0.002
1.100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000

CAPITULO IV

COMPARACION DE RESULTADOS

La comparación de resultados ha sido efectiva en base al análisis de sensibilidad realizado usando los modelos matemáticos de los diferentes autores^(1,2,3,4). Los valores de permeabilidades relativas tanto para la fase mojante como para la fase no-mojante fueron insertados en la ecuación de flujo fraccional y luego se calculó el factor de Recobro en función de los volúmenes porosos inyectados aplicado a un proceso de recuperación secundaria, los resultados así obtenidos se presentan en las figuras 61 a 65.

Es fácil deducir que para cualquier valor de volúmenes porosos inyectados después de la ruptura del agua, el valor de recobro que más se acerca al experimental en la mayoría de los casos es el obtenido aplicando el método de Gates y Lietz, sin embargo en estudio de sensibilidad para un yacimiento en particular se haría siempre necesario.

ANALISIS FRACCIONAL

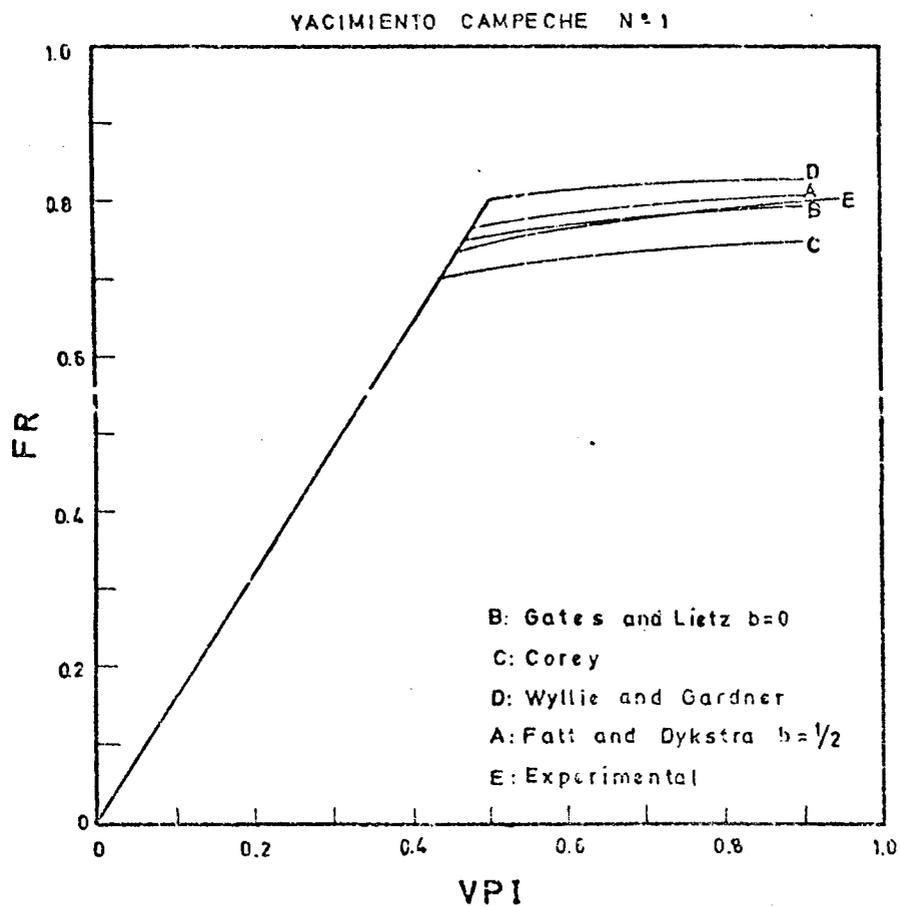


Fig. N°61 Recobro fraccional vs.
volumenes porosos inyectados

ANALISIS FRACCIONAL

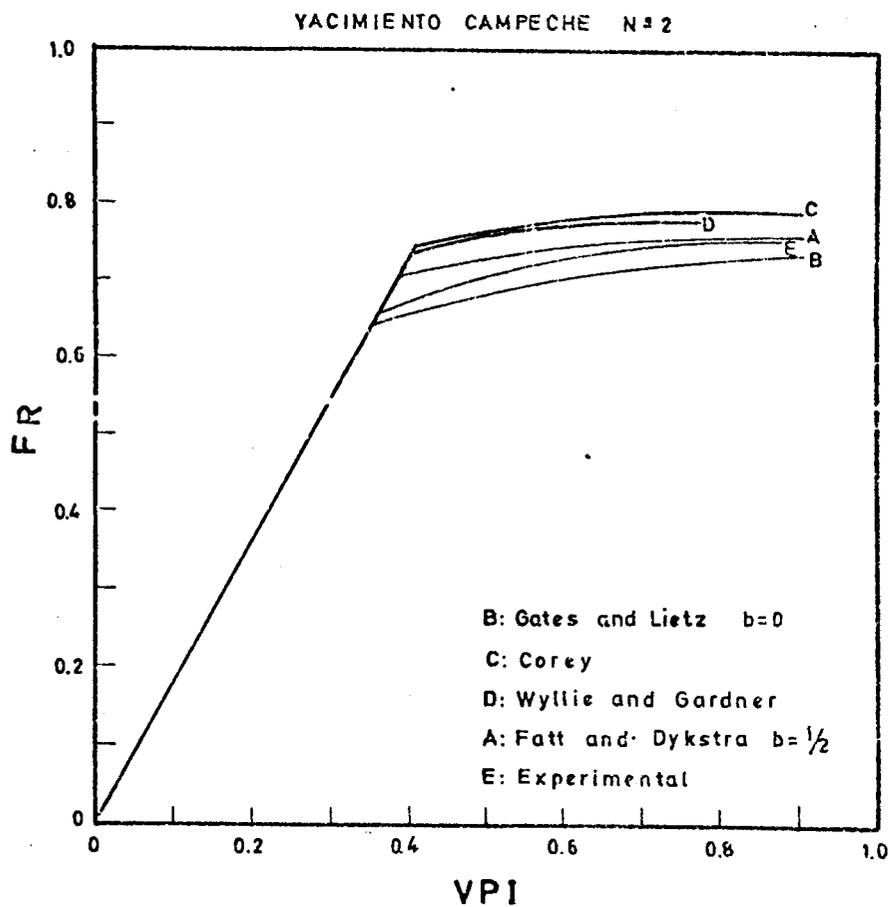


Fig. N°62 Recobro fraccional vs.
volumenes porosos Inyectados

ANALISIS FRACCIONAL

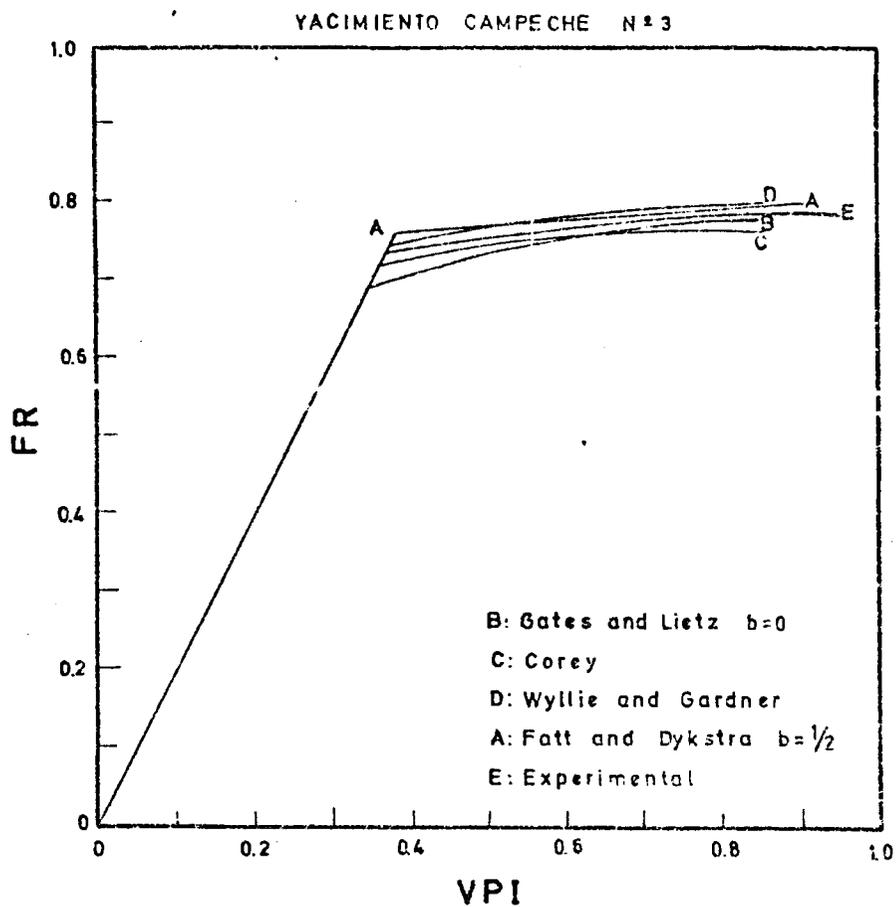
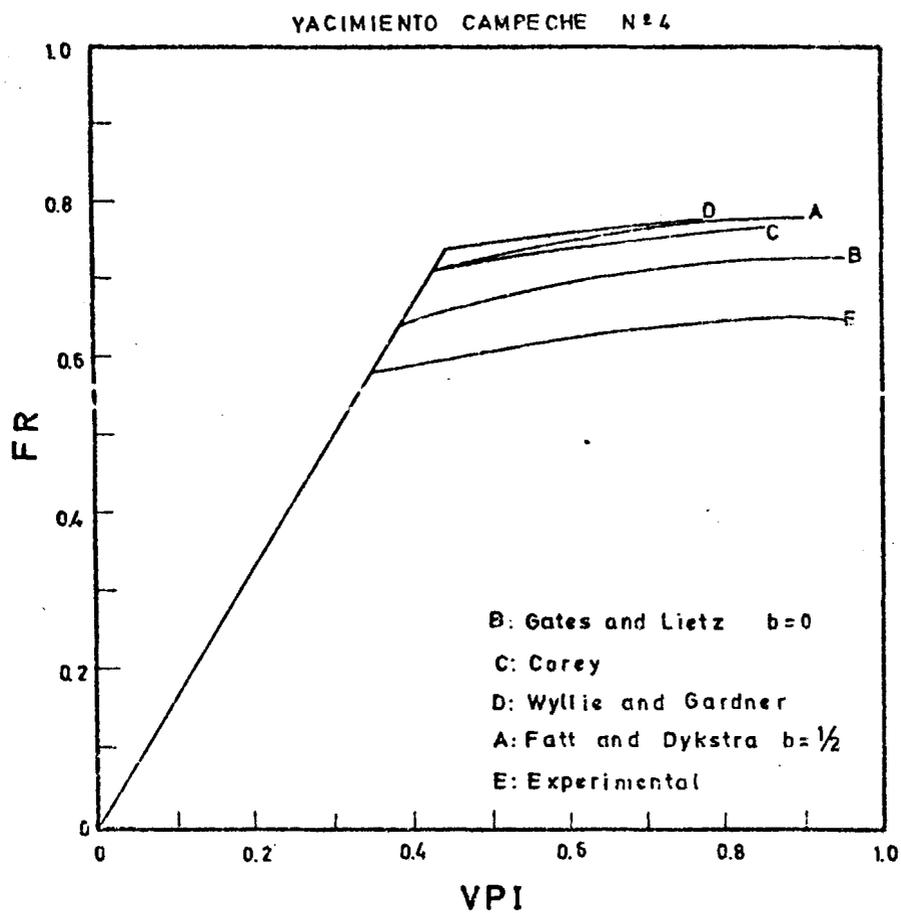


Fig. N°63 Recobro fraccional vs.
volumenes porosos inyectados

ANALISIS FRACCIONAL



ANALISIS FRACCIONAL

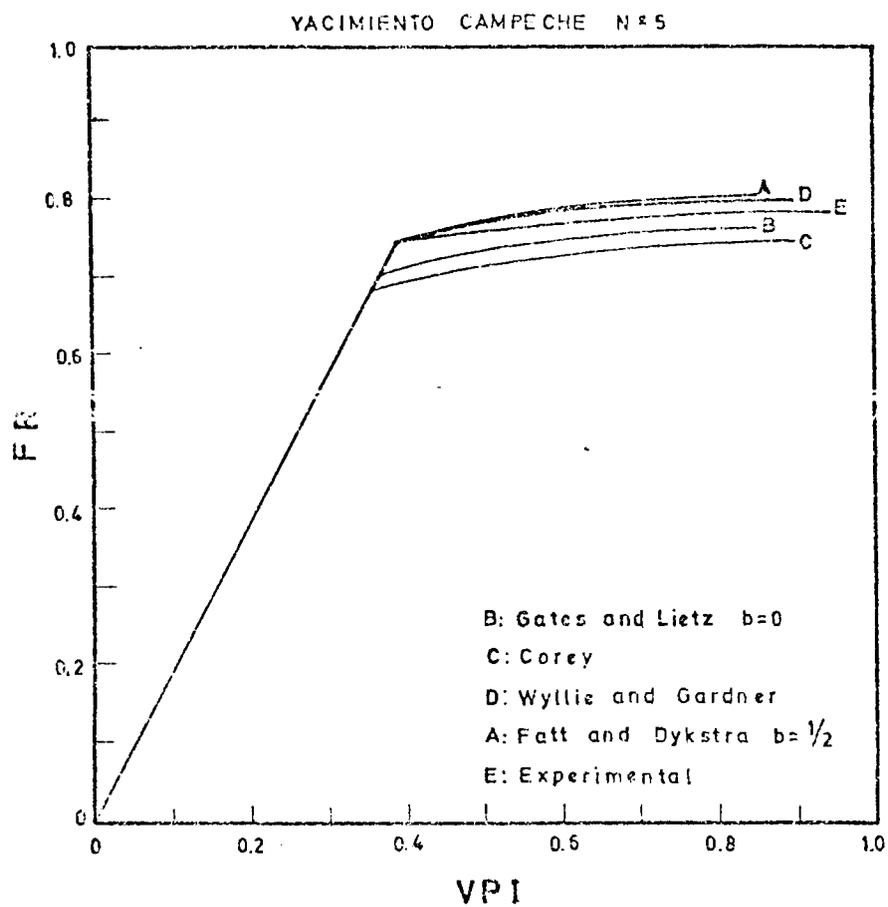


Fig. N°65 Recobro fraccional vs.
volumenes porosos inyctados

CAPITULO V

APLICACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS
CALCULADAS AL FLUJO FRACCIONAL Y SU EFECTO
SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO

Para analizar cual es la sensibilidad de los valores de permeabilidades relativas se hizo necesario el uso de las ecuaciones de flujo fraccional, las cuales utilizadas con los valores de permeabilidades y viscosidades - (asumidas) son aplicadas a la teoría de Welge⁽⁷⁾ la cual nos proporciona la información necesaria para determinar saturación de agua promedio, volúmenes porosos inyectados, factores de recobro y producciones de agua para cada yacimiento y para cada set de valores de las permeabilidades relativas, estos valores son presentados en las tablas N^o 6 y N^o 7, en las cuales las columnas A, B, C, D. y E representan los valores de cada uno de los parámetros obtenidos al aplicar las ecuaciones de Fatt y Dykstra⁽¹⁾, Gates y Lietz⁽²⁾, Corey⁽³⁾, y Wyllie y Gardner⁽⁴⁾ y los valores experimentales respectivamente.

Tanto los valores de viscosidades de los fluidos así como los factores volumétricos de corrección de petróleo fueron asumidos durante el desarrollo de esta investigación.

ANALISIS DE FLUJO FRACCIONAL PARA LOS
DIFERENTES YACIMIENTOS

TABLA N^o 6

	CAMPECHE 1					CAMPECHE 2					CAMPECHE 3				
	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E
fw	0.900	0.850	0.850	0.930	0.860	0.850	0.800	0.890	0.900	0.815	0.900	0.830	0.900	0.920	0.915
Sw	0.810	0.770	0.750	0.840	0.780	0.780	0.740	0.820	0.820	0.775	0.850	0.790	0.820	0.850	0.845
Sw	0.860	0.840	0.810	0.875	0.840	0.840	0.810	0.860	0.860	0.830	0.880	0.845	0.860	0.875	0.870
fw'	2.040	2.130	2.273	1.980	2.128	2.560	3.780	2.440	2.439	3.030	2.630	2.900	2.780	2.667	2.703
Vp	0.490	0.470	0.440	0.505	0.470	0.390	0.360	0.410	0.410	0.330	0.380	0.340	0.360	0.375	0.703
FR	0.770	0.750	0.700	0.802	0.746	0.710	0.650	0.750	0.745	0.660	0.760	0.690	0.720	0.750	0.740
Wc	0.918	0.876	0.876	0.943	0.786	0.876	0.833	0.910	0.918	0.708	0.918	0.859	0.918	0.935	0.781

ANALISIS DE FLUJO FRACCIONAL PARA LOS
DIFERENTES YACIMIENTOS

TABLA N° 6 (Cont.)

CAMPECHE 4					CAMPECHE 5				
A	B	C	D	E	A	B	C	D	E
0.865	0.820	0.870	0.900	0.870	0.870	0.850	0.860	0.900	0.930
0.770	0.725	0.780	0.800	0.780	0.820	0.780	0.780	0.840	0.850
0.830	0.790	0.830	0.845	0.830	0.870	0.840	0.850	0.870	0.870
2.330	2.560	2.330	2.247	2.330	2.560	2.780	2.700	2.564	2.564
0.430	0.390	0.430	0.445	0.350	0.390	0.360	0.370	0.390	0.390
0.720	0.650	0.720	0.742	0.580	0.750	0.690	0.710	0.750	0.750
0.889	0.851	0.893	0.918	0.760	0.893	0.876	0.885	0.918	0.789

ANALISIS DE FLUJO FRACCIONAL PARA LOS DIFERENTES
YACIMIENTOS AL LIMITE ECONOMICO

TABLA N^o 7

	CAMPECHE 1					CAMPECHE 2					CAMPECHE 3				
	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E
f_w	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938	0.938
S_w	0.830	0.820	0.795	0.850	0.825	0.825	0.810	0.845	0.840	0.830	0.860	0.840	0.845	0.860	0.855
S_w	0.880	0.870	0.840	0.890	0.870	0.870	0.860	0.880	0.870	0.880	0.890	0.880	0.880	0.900	0.890
f_w'	1.176	1.176	1.250	1.333	1.250	1.290	1.111	1.600	2.000	1.176	1.810	1.111	1.538	1.379	1.333
V_p	0.850	0.850	0.800	0.750	0.800	0.775	0.900	0.625	0.500	0.850	0.550	0.900	0.650	0.725	0.750
FR	0.810	0.794	0.746	0.825	0.794	0.764	0.745	0.782	0.764	0.760	0.780	0.780	0.760	0.800	0.780

ANALISIS DE FLUJO FRACCIONAL PARA LOS DIFERENTES
YACIMIENTOS AL LIMITE ECONOMICO

TABLA N° 7 (Cont.)

CAMPECHE 4						CAMPECHE 5				
A	B	C	D	E		A	B	C	D	E
0.938	0.938	0.938	0.938	0.938		0.938	0.938	0.938	0.938	0.938
0.820	0.790	0.815	0.825	0.818		0.850	0.840	0.840	0.855	0.860
0.870	0.840	0.860	0.865	0.860		0.900	0.870	0.880	0.905	0.885
1.111	1.053	1.250	1.379	1.290		1.250	1.333	1.250	1.243	1.481
0.900	0.950	0.800	0.725	0.800		0.800	0.750	0.800	0.875	0.675
0.783	0.733	0.767	0.775	0.690		0.808	0.750	0.769	0.817	0.779

CAPITULO VI

DISCUSION DE RESULTADOS

Los resultados presentados en este trabajo se sumarizan en las tablas uno a la siete y en los gráficos # 6 al 65.

Las cinco primeras tablas presentan los datos de presión - capilar con sus correspondientes saturaciones en las dos primeras columnas y las permeabilidades relativas tanto para la fase mojante como para la fase no mojante en las restantes.

Los datos de presión capilar y saturación además de los valores de permeabilidades relativas experimentales fueron extraídos del trabajo "Estudios sobre Permeabilidades relativas" presentado por los autores Fatt y Dykstra⁽¹⁾. Las permeabilidades relativas a la fase mojante fueron calculadas usando los modelos de Fatt y Dykstra⁽¹⁾ para $b = 1/2$, Gates y Lietz para $b = 0$, en el primer caso significa que la tortuosidad es una función del radio de los poros y por ende dependiente de Saturación; el segundo caso o sea cuando $b = 0$ la tortuosidad no es una función del radio capilar, y por supuesto no es una función dependiente de saturación, estos valores de permeabilidad están representados en la columna "A" y "B" respectivamente y las ecuaciones usadas son las siguientes:

Autor: Fatt y Dykstra

Permeabilidad relativa: Fase mojante

Ecuación:

$$K_{rm} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^3}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^3}}$$

Autor: Gates y Lietz

Permeabilidad relativa:

$$K_{rm} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2}}$$

Las columnas denominados "C" y "E" representan las permeabilidades relativas para la fase mojante y no mojante utilizando los modelos de Corey⁽³⁾ es de notar que para todos los casos se utilizó la ecuación de Corey para el cálculo de permeabilidad relativa a la fase no mojante.

El uso de estas ecuaciones se considera sencillo y práctico lo cual ha hecho que su uso sea casi generalizado en la industria, necesitándose conocer solamente la saturación de agua crítica lo que a su vez solo requiere el conocimiento de la saturación irreductible de agua, fácilmente obtenible en el laboratorio.

Las ecuaciones presentadas por Corey y utilizadas en este trabajo son las siguientes:

Para el cálculo de la permeabilidad relativa a la fase mo-
jante:

$$K_{rm} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4 = (S_w^*)^4$$

Para la fase no mojante:

$$K_{rm} = (1 - S_w^*)^2 [1 - (S_w^*)^2]$$

donde:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

La columna "D" de estas cinco primeras tablas representan la permeabilidad relativa a la fase mojante calculada usando el modelo de Wyllie y Gardner valores que en realidad son bastante bajos comparados con el resto de modelos usados, debido a que prácticamente este modelo es el mismo que el presentado por Gates y Lietz pero multiplicado por la "Saturación crítica" de la fase mojante elevado a la potencia de dos. La ecuación usada por el autor es la siguiente:

$$K_{rm} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c}}{\int_{S_{wi}}^{1.0} \frac{dS_w}{P_c}}$$

Para la mayoría de los casos estudiados el modelo que más se acerca al experimental es el de Gates y Lietz⁽¹⁾.

Los integrales que se utilizan para el cálculo de las permeabilidades relativas en todos los casos fueron obtenidos mediante integración gráfica.

Para el estudio de sensibilidad se utilizó el análisis de flujo fraccional para ver cual es el real efecto del cambio en los valores de permeabilidades relativas sobre la recuperación de petróleo, es un proceso de inyección de agua; para el uso de la ecuación de flujo fraccional se despreciaron las fuerzas gravitacionales y se consideró un yacimiento horizontal, se ploteó luego los valores de flujo fraccional vs. la saturación de agua, se aplicó el método de Welge para determinar para cada yacimiento y para cada modelo la saturación de agua promedio, la misma que es obtenida por extrapolación de la tangente a una saturación determinada, luego se determinó la derivada del flujo fraccional, volúmenes porosos inyectados, factores

de recobro y producción de agua usando el método convencional gráfico de Welge .

El límite económico escogido fué de 95%, valor muy usual en la industria petrolera para realizar el análisis de flujo fraccional y obtener las recuperaciones de petróleo para cada grupo de permeabilidades relativas obtenidas a partir de los diferentes modelos.

Para el cálculo del "corte de agua" se asumió valores de los factores de corrección de volumen de petróleo y agua, los mismos que fueron de 1.25 y 1.0 respectivamente.

PRESION CAPILAR

YACIMIENTO CAMPECHE N° 1

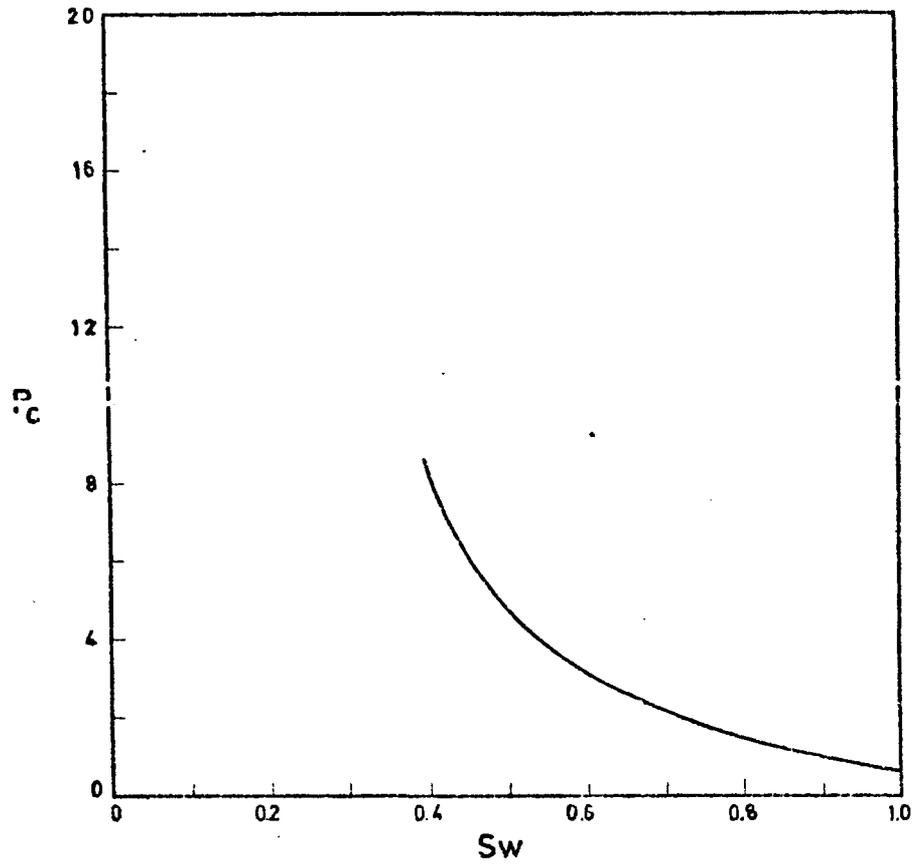


Fig. N° 1 Presión capilar vs. saturación de agua

PRESION CAPILAR

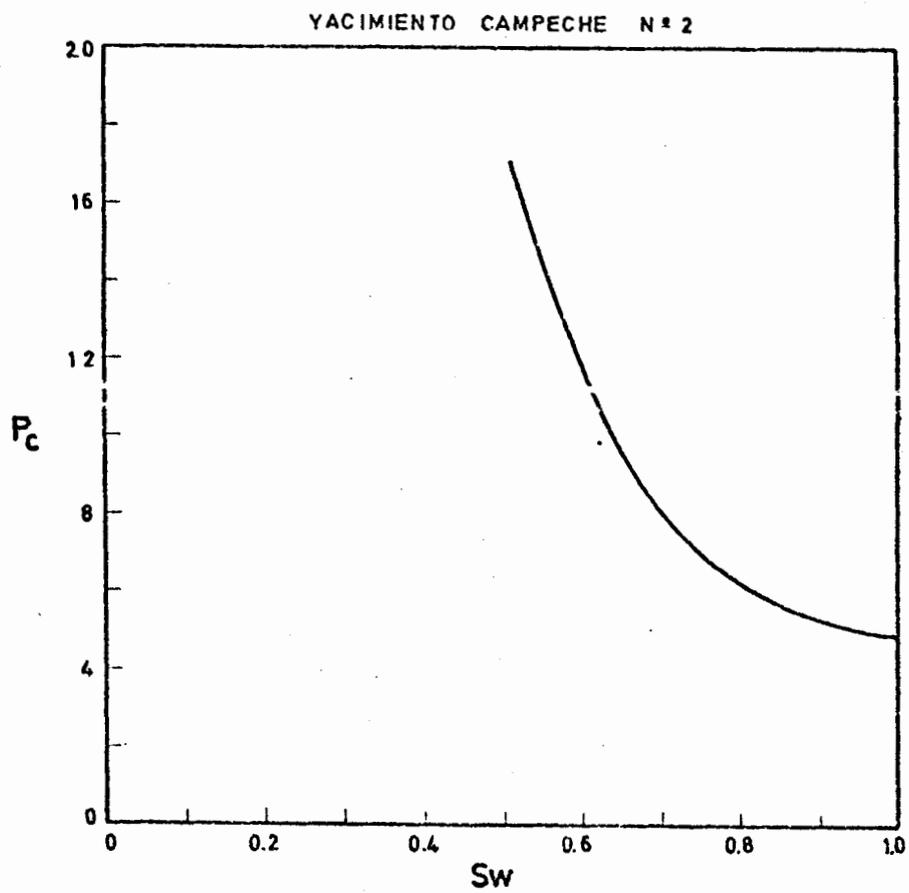


Fig. N°2 Presión capilar vs. saturación de agua

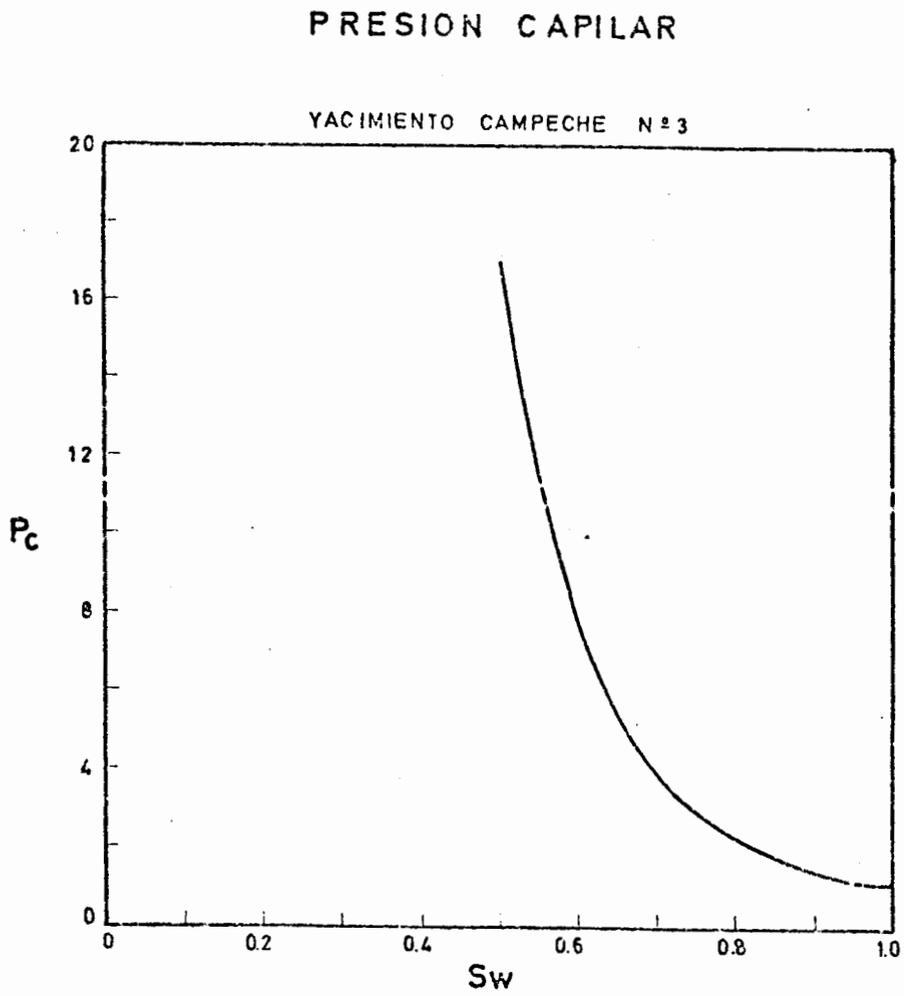


Fig. N°3 Presión capilar vs. saturación de agua

PRESION CAPILAR

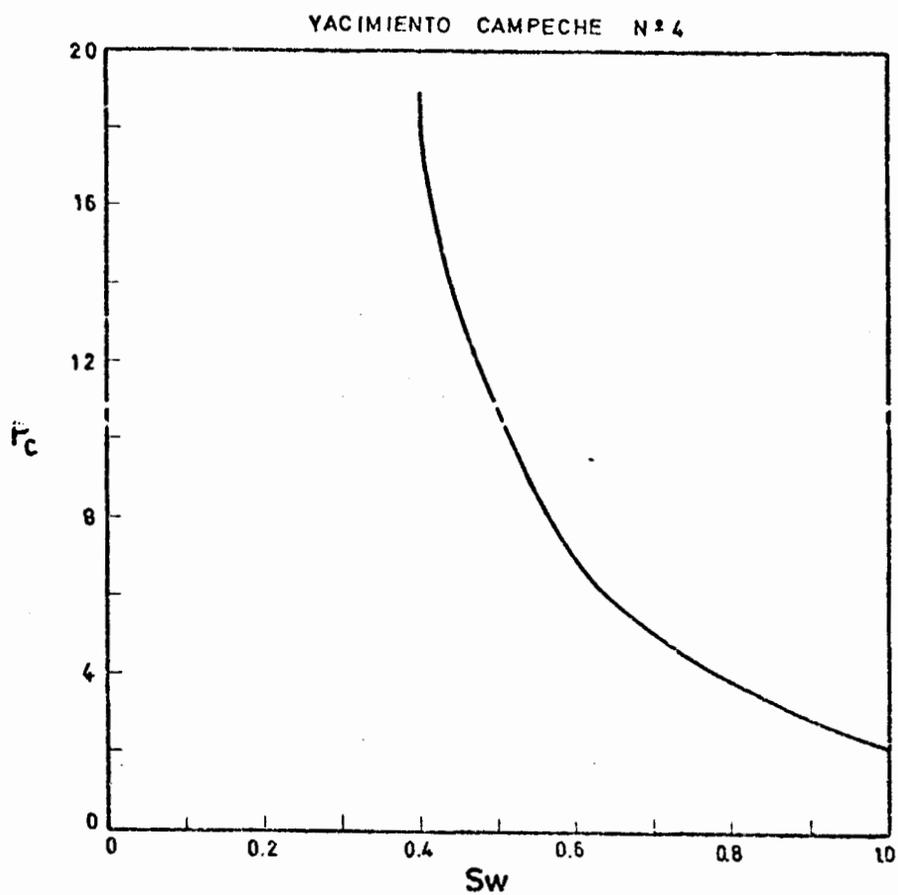


Fig. N°4 Presión capilar vs saturación de agua

PRESION CAPILAR

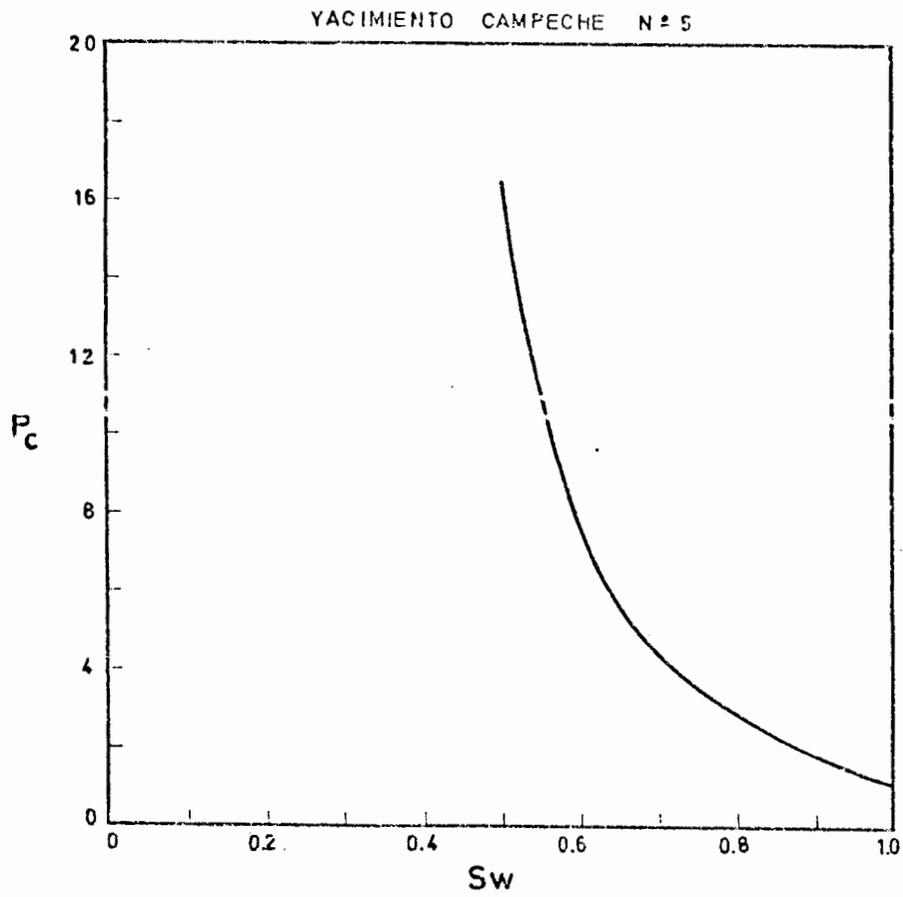


Fig. N° 5 Presión capilar vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

YACIMIENTO CAMPECHE N° 1

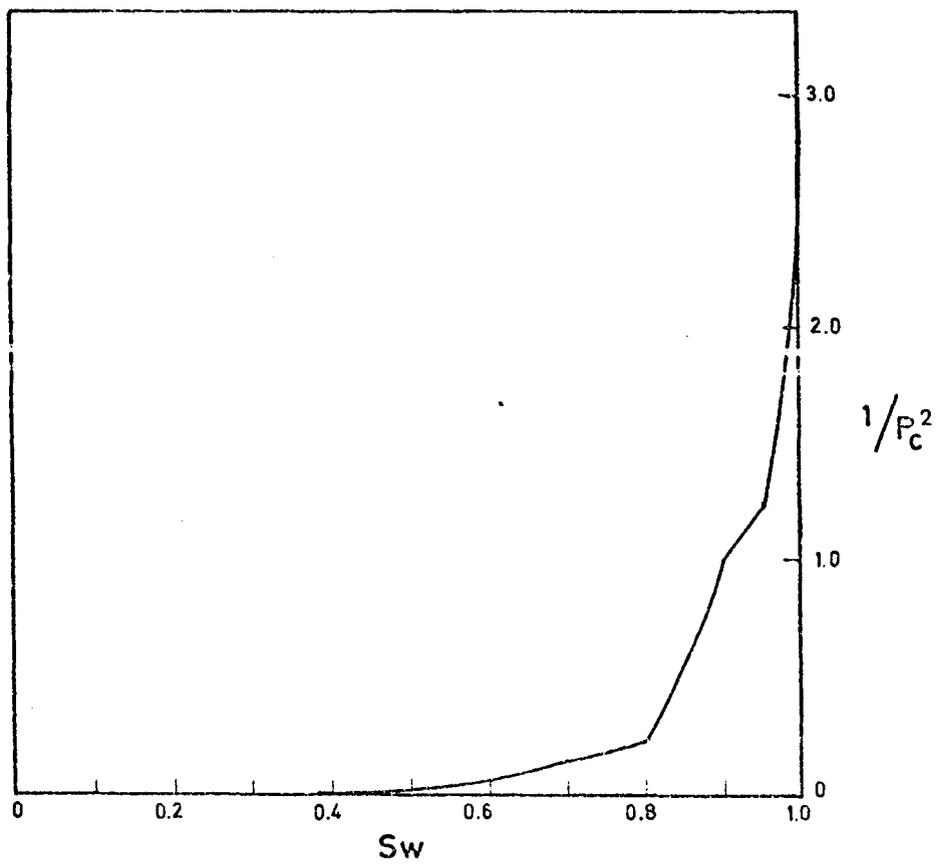


Fig. N° 6 Inverso de presión capilar al cuadrado vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

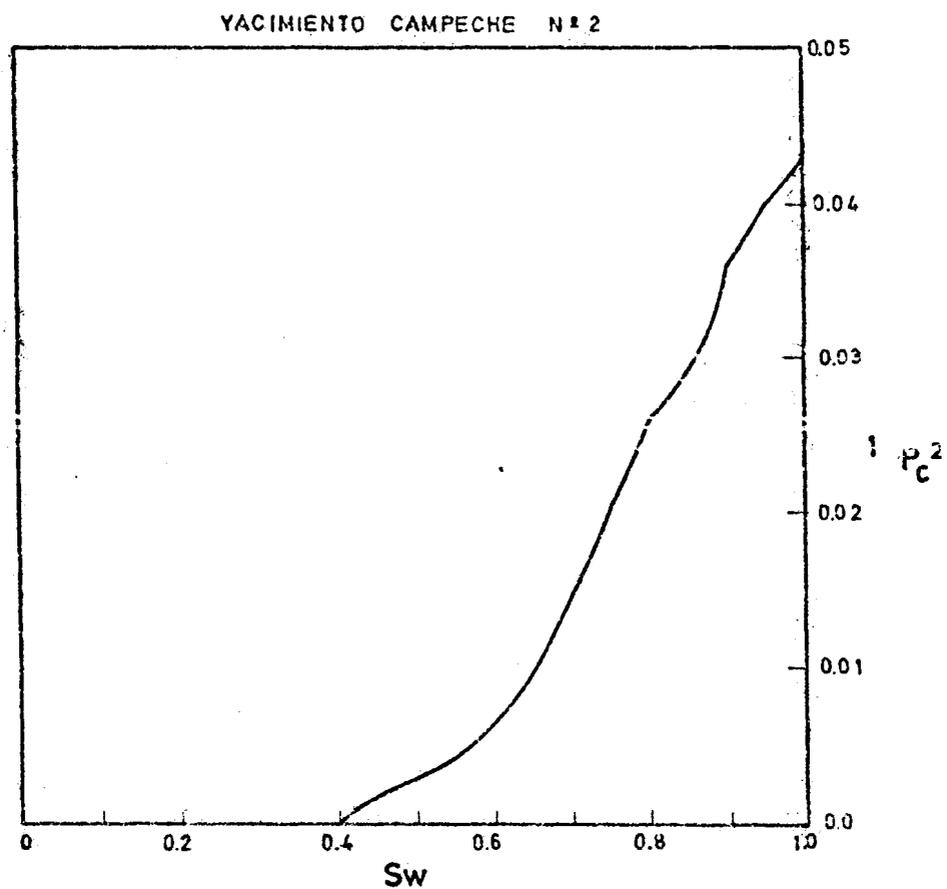


Fig. N° 7 Inverso de presión capilar al cuadrado vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

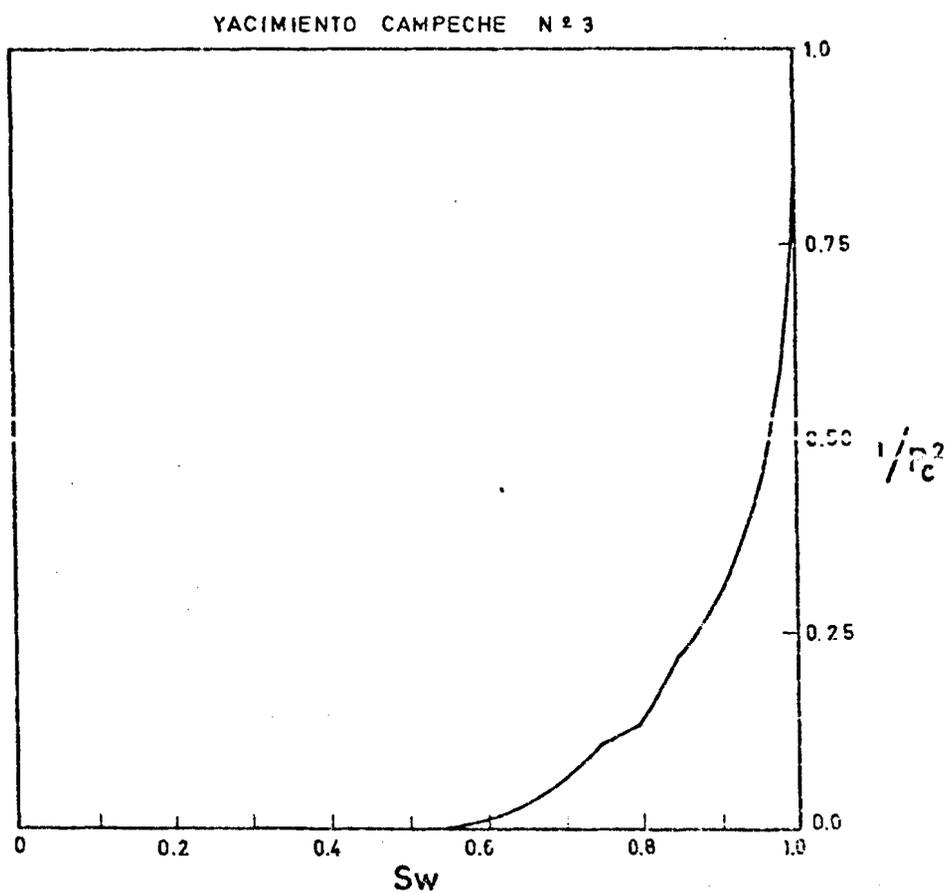


Fig. N°8 Inverso de presión capilar al cuadrado vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

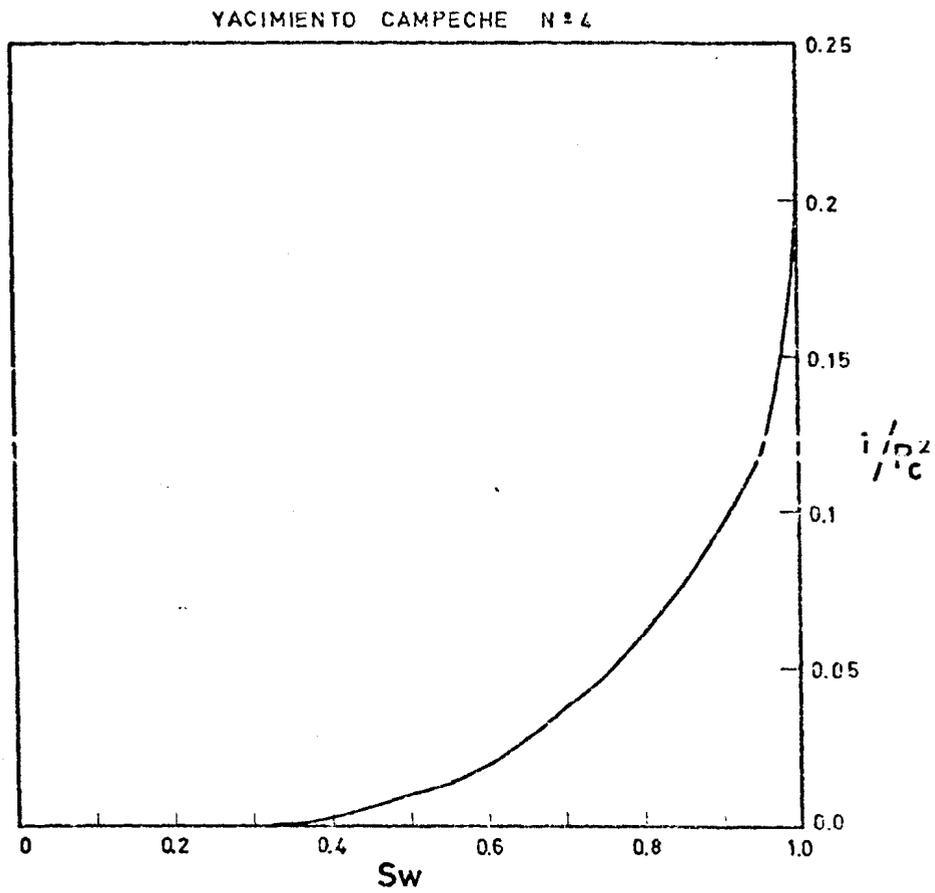


Fig. N°9 Inverso de presión capilar al cuadrado vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

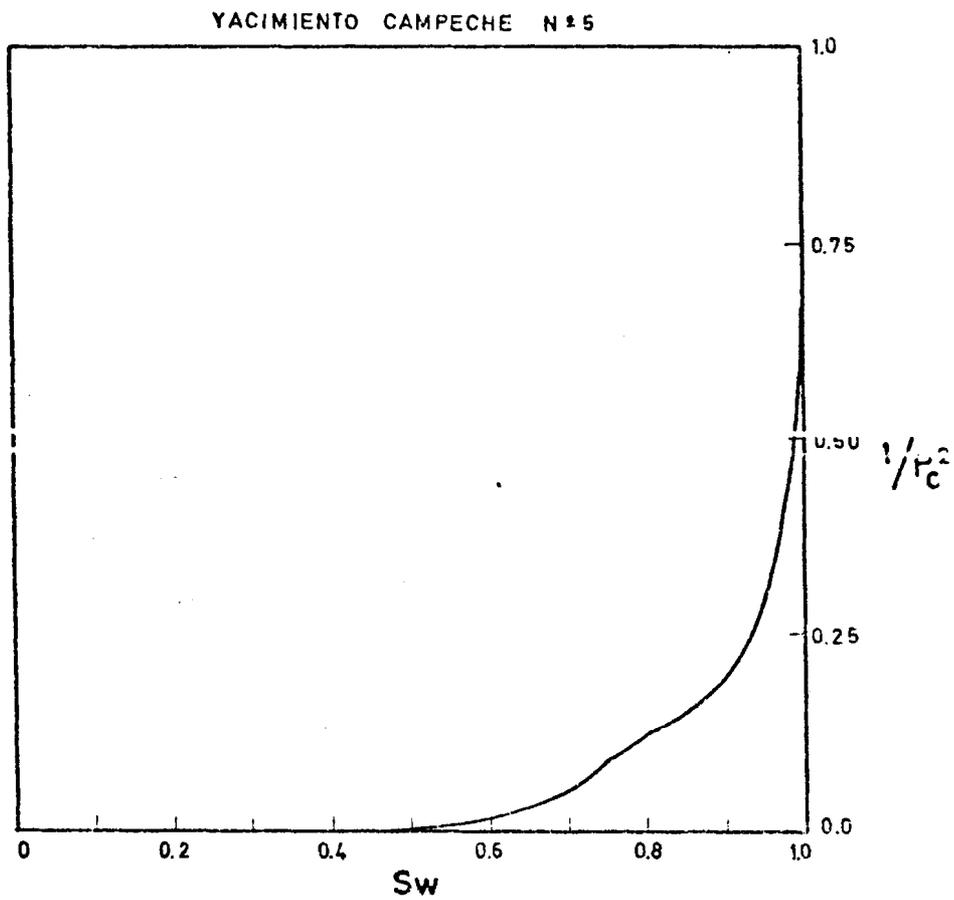


Fig. N°10 Inverso de presión capilar al cuadrado vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

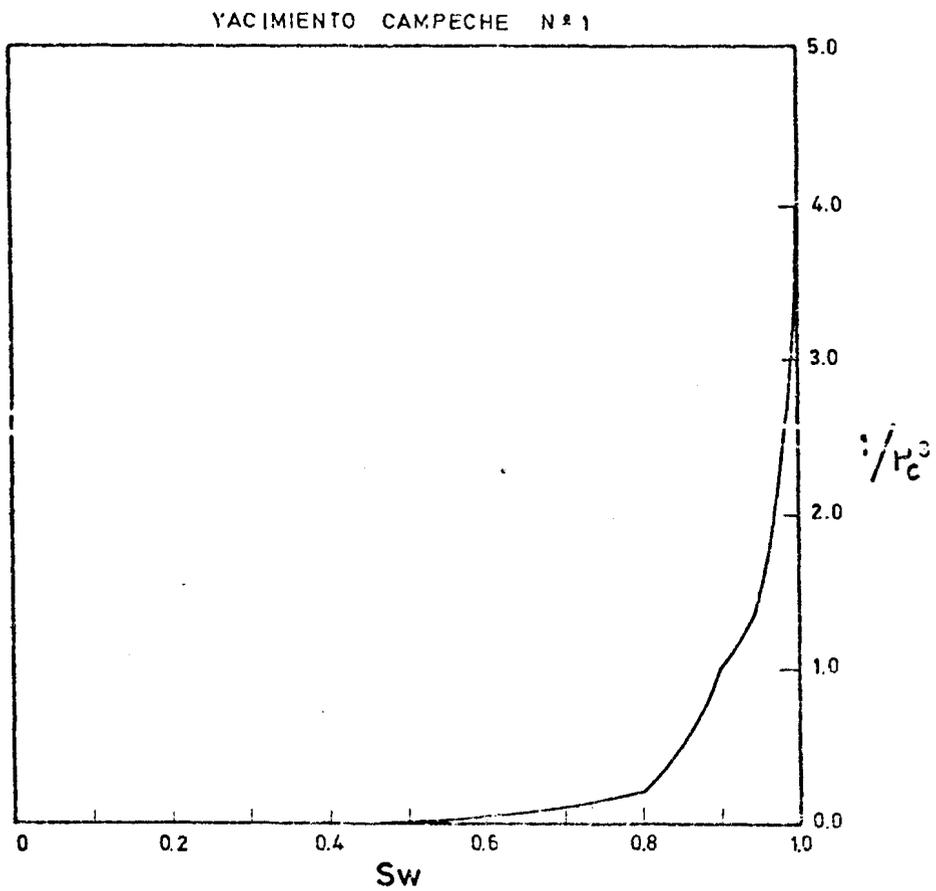


Fig. N° 11 Inverso de presión capilar al cubo vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

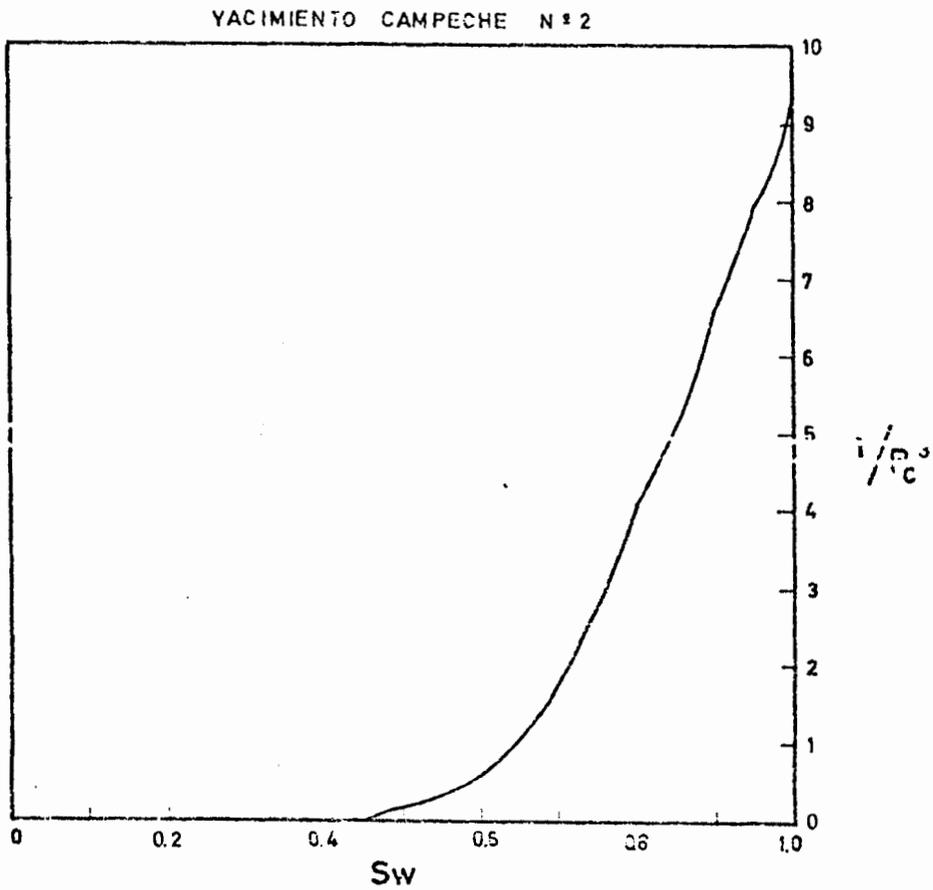


Fig. N°12 Inverso de presión capilar al cubo vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

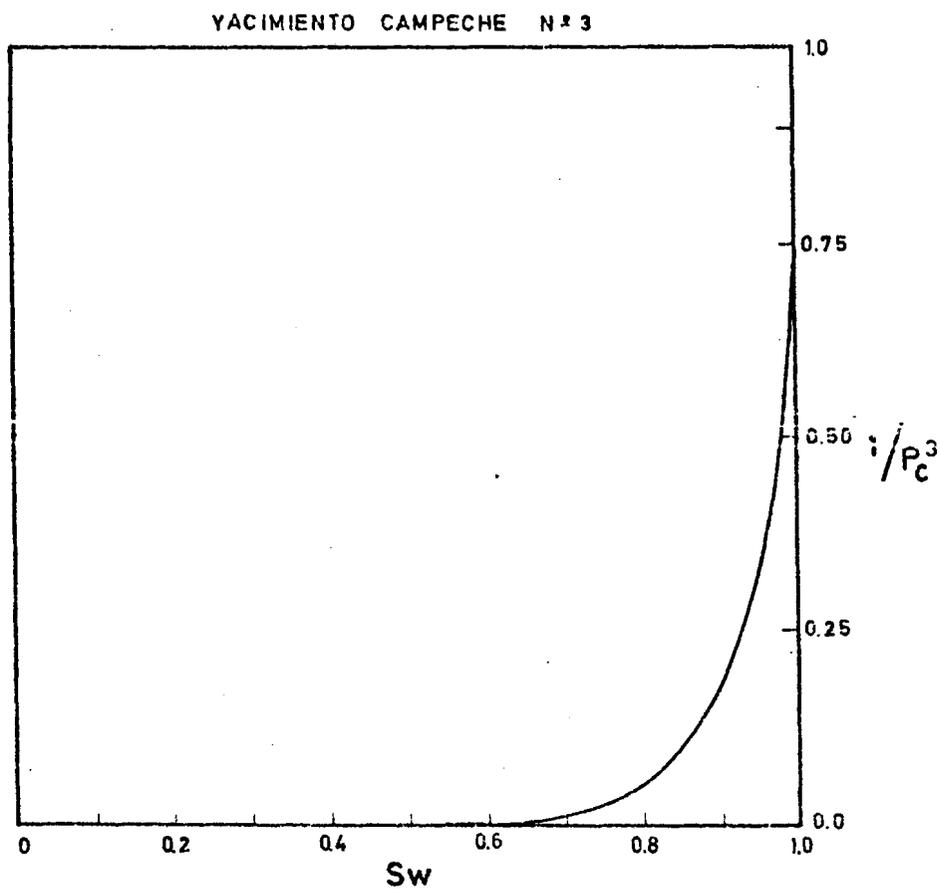


Fig. N°13 Inverso de presión capilar
al cubo vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

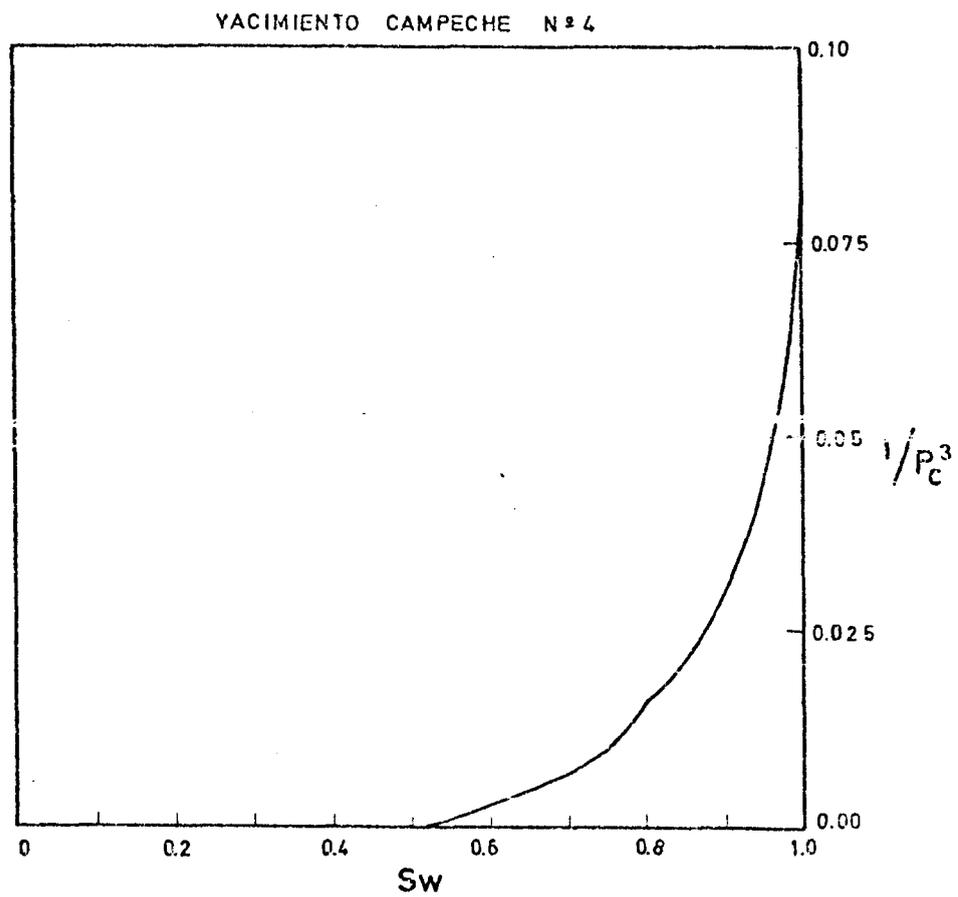


Fig. N°14 Inverso de presión capilar
al cubo vs. saturación de agua

INTEGRACION GRAFICA DE PRESION CAPILAR

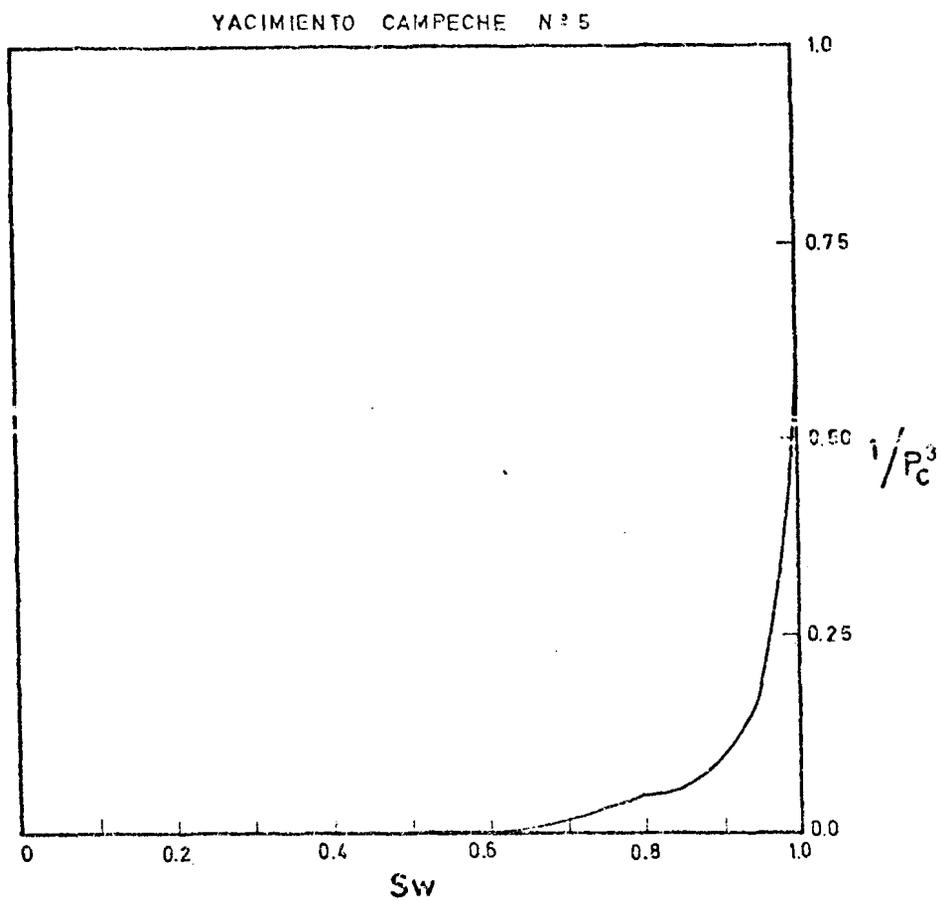


Fig. N°15 Inverso de presión capilar
al cubo vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

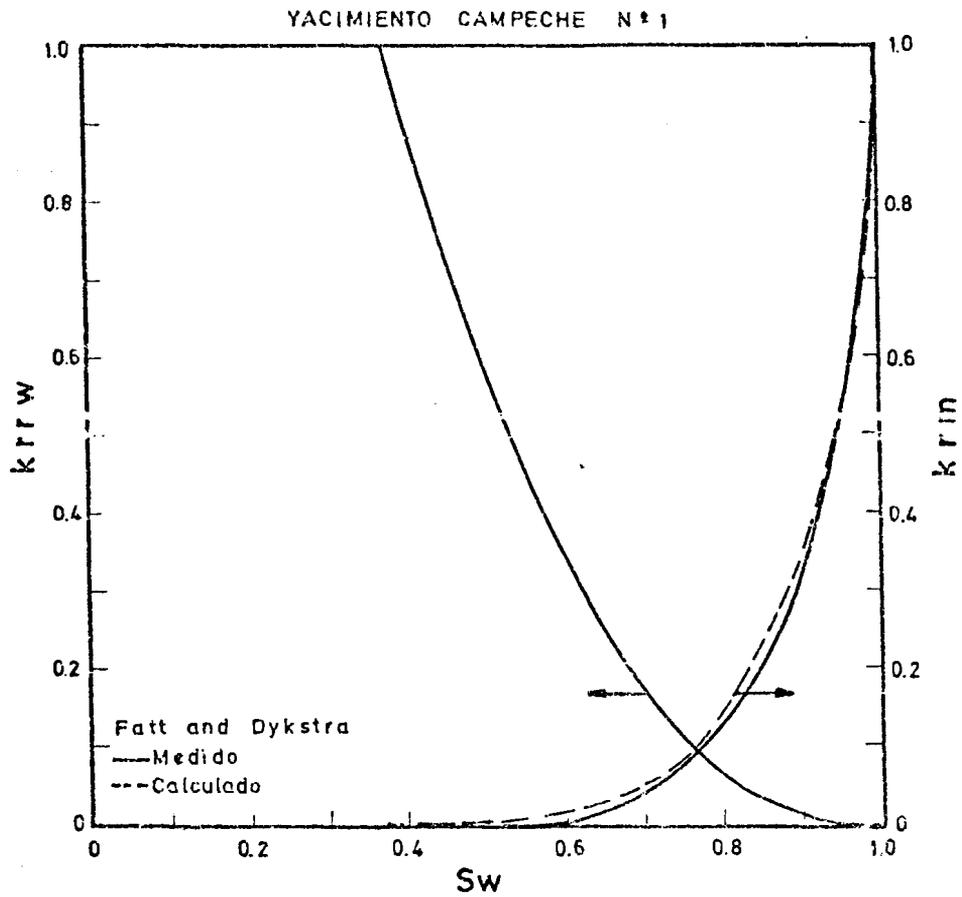


Fig. N°16 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

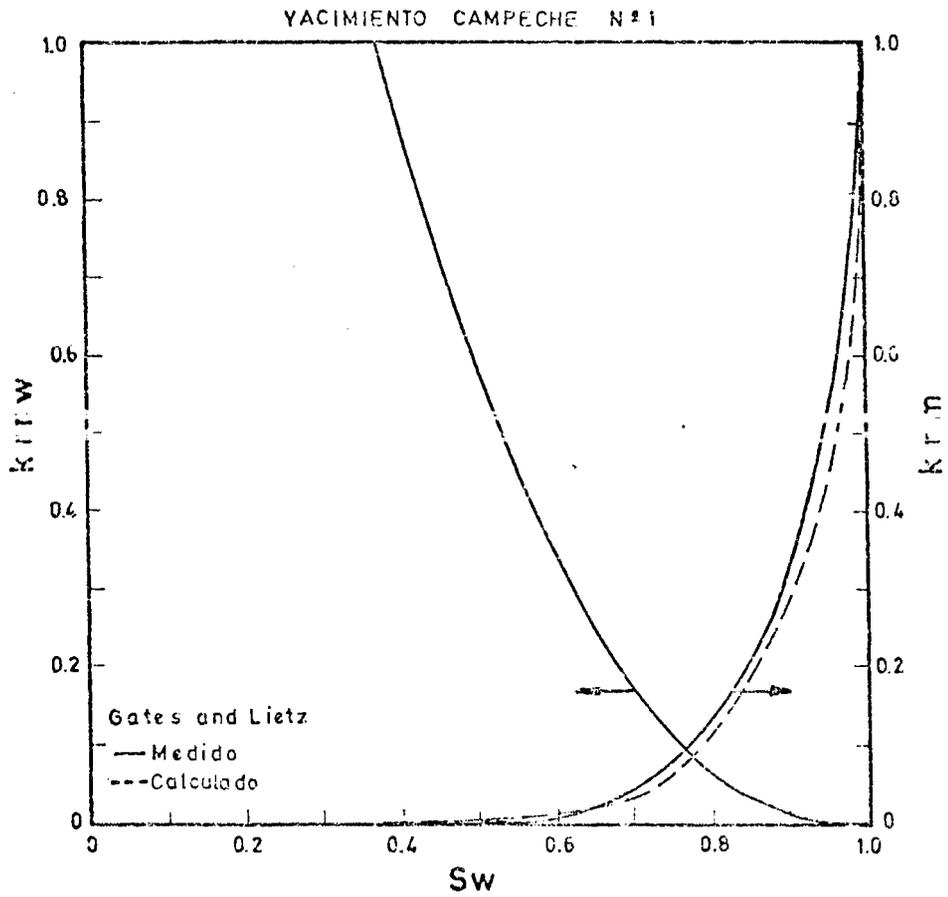


Fig. N°17 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

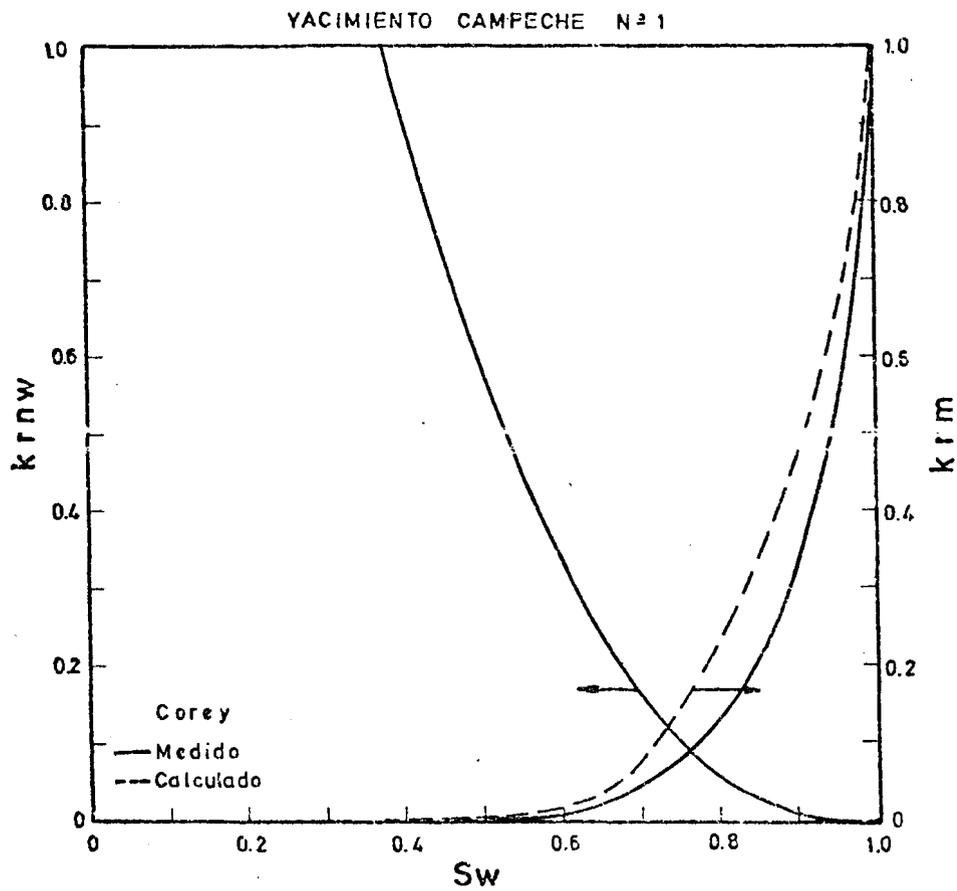


Fig. N° 18 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

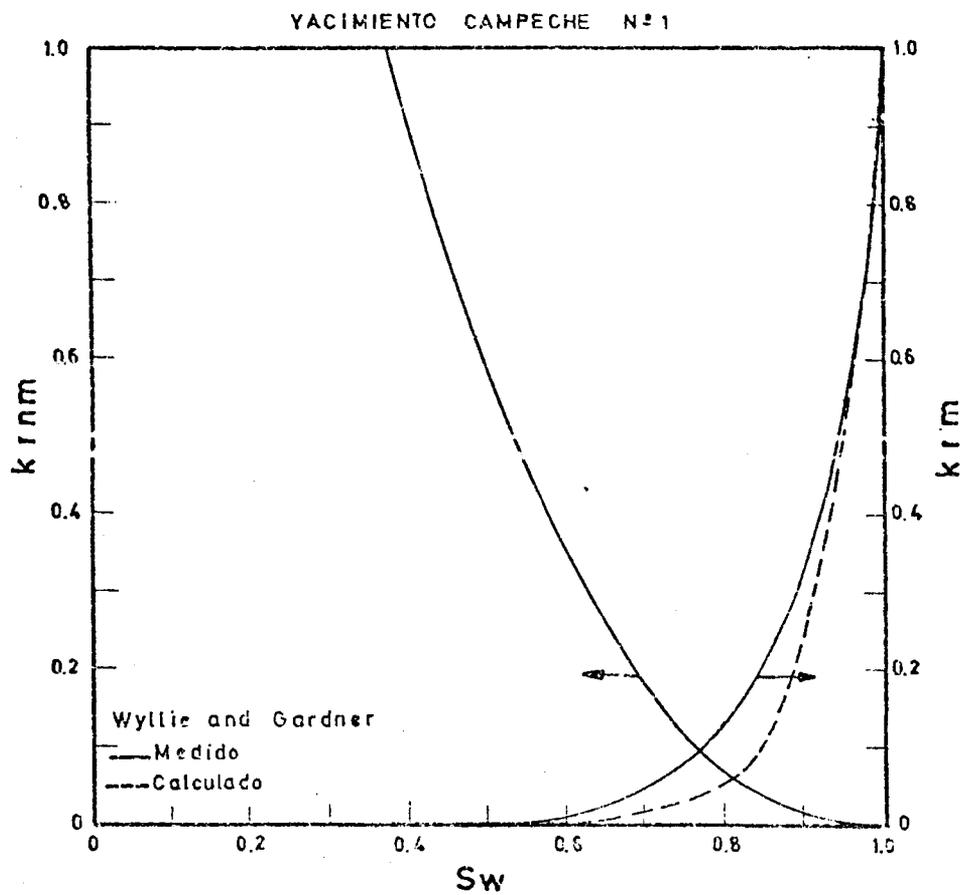


Fig. N°19 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

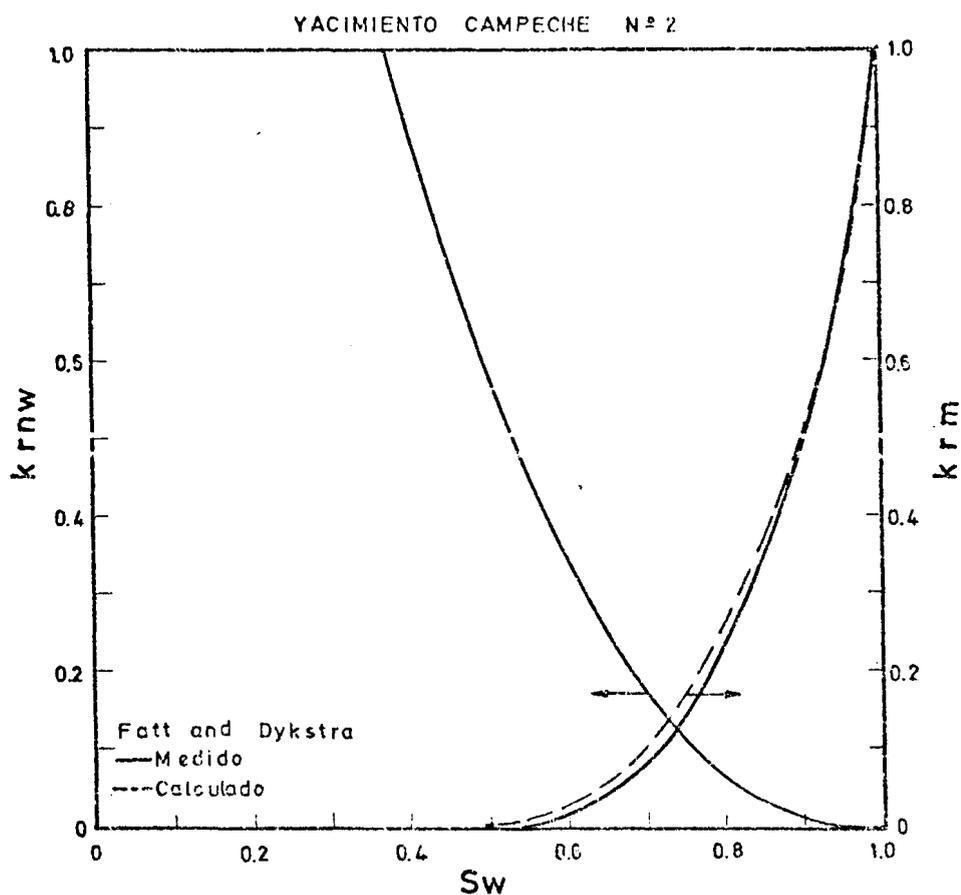


Fig. N°20 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

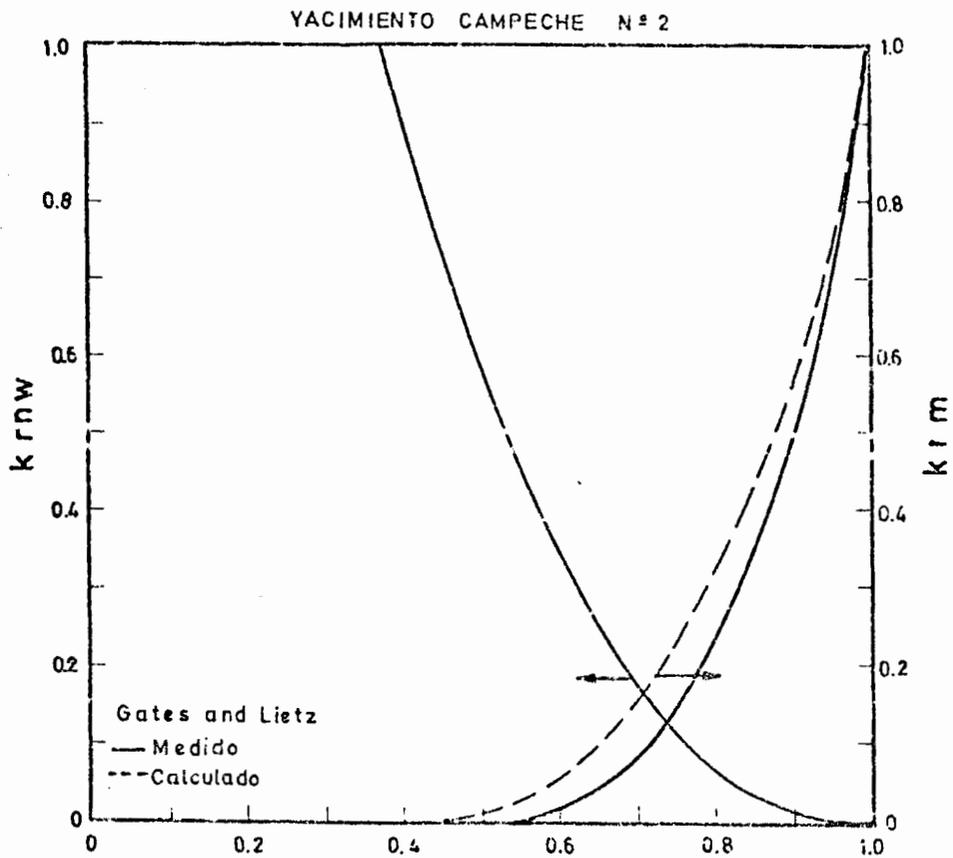


Fig. N°21 Permeabilidades relativas
vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

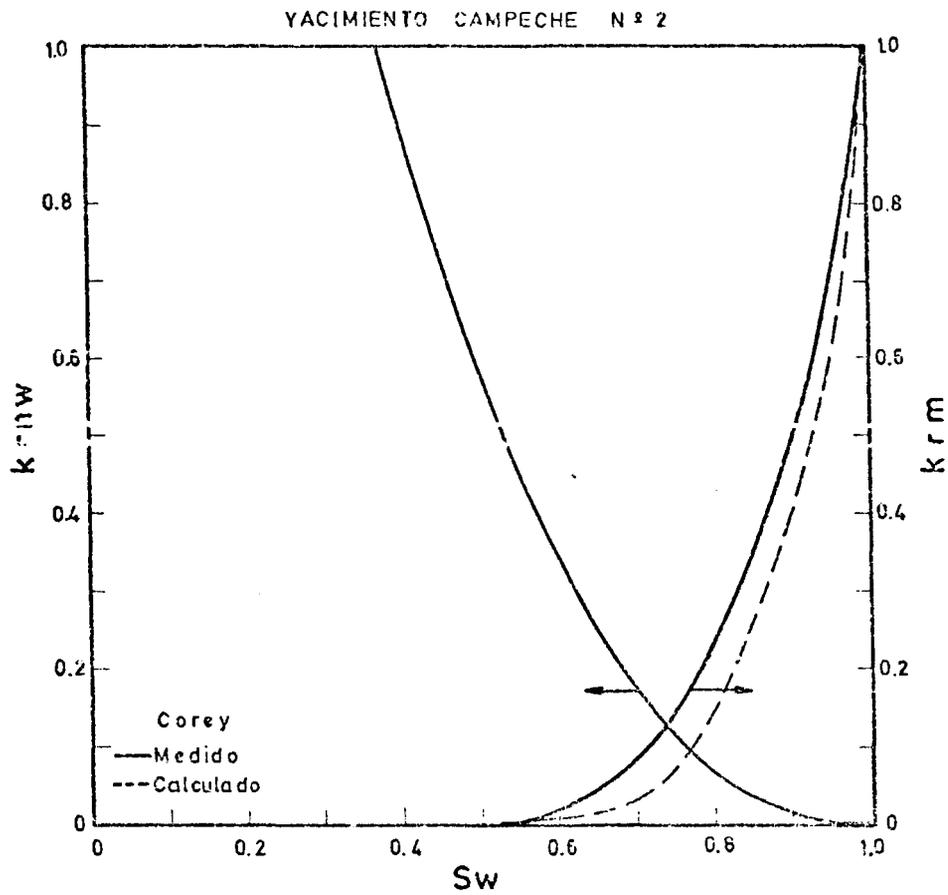


Fig. N°22 Permeabilidades relativas
vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

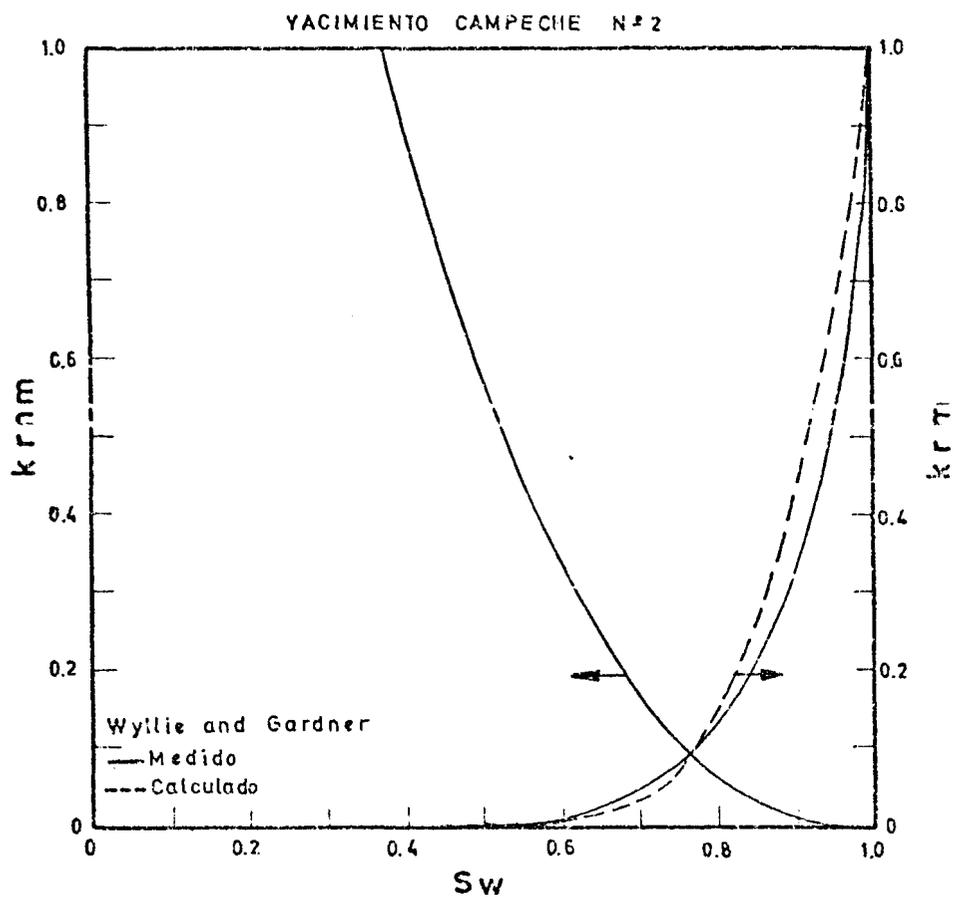


Fig. N°23 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

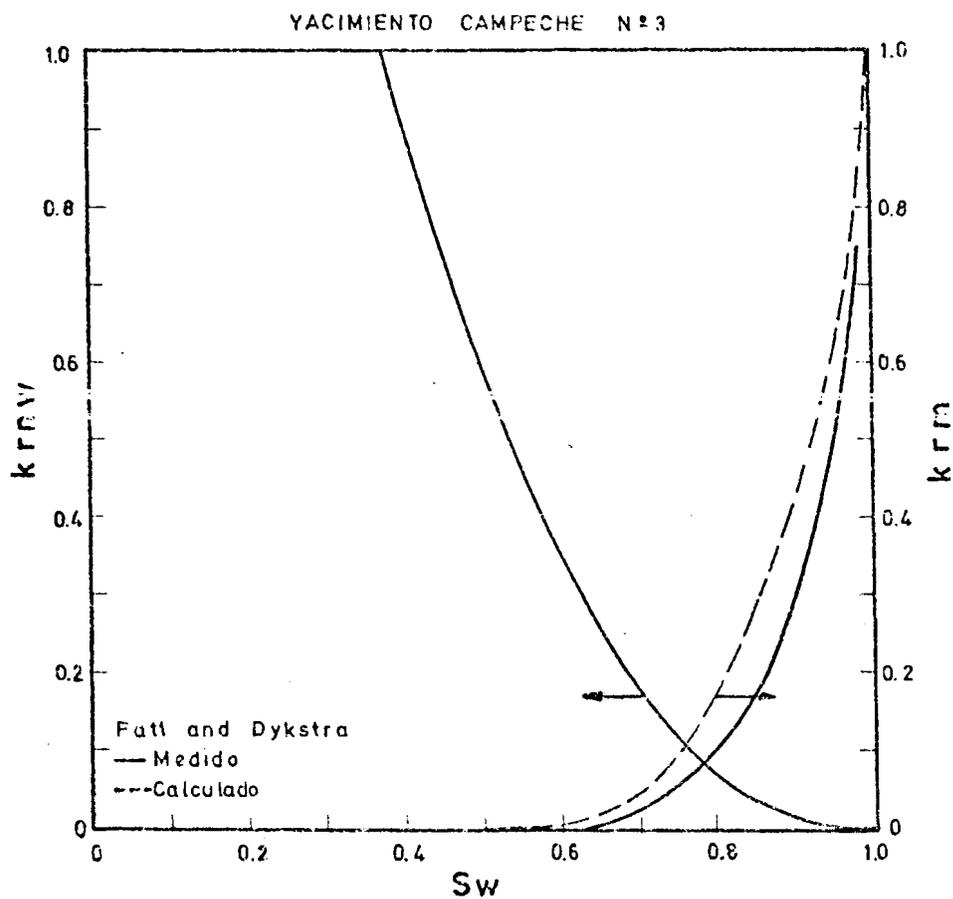


Fig. N°24 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

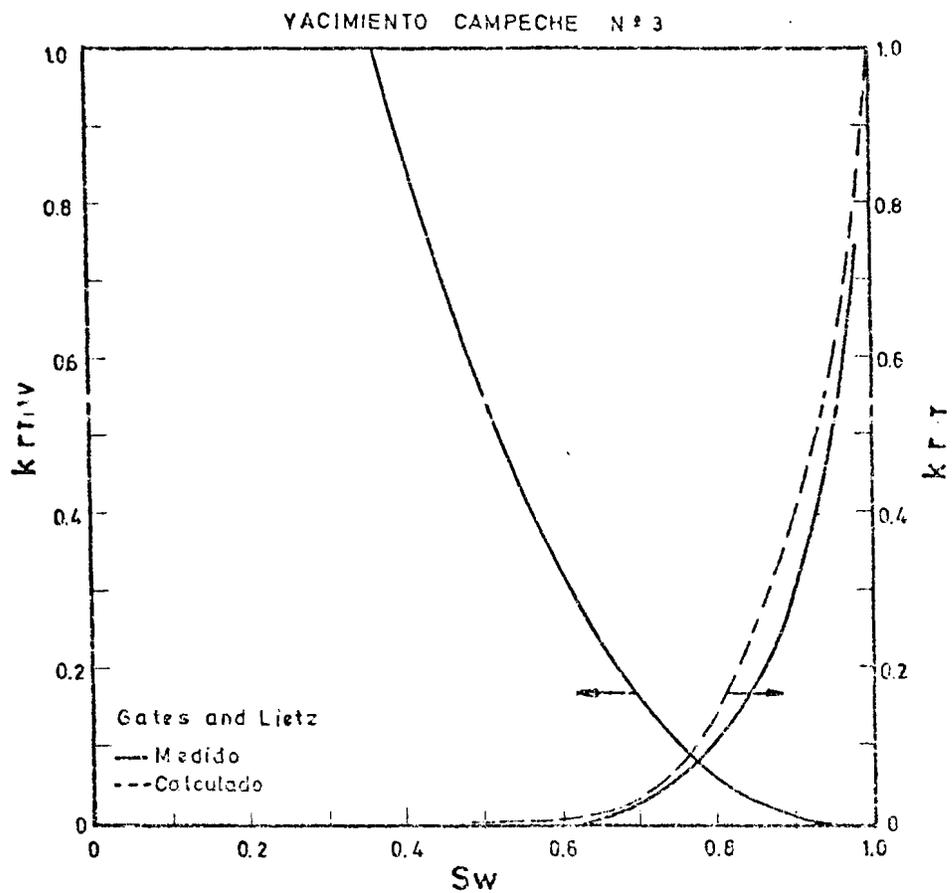


Fig. N°25 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

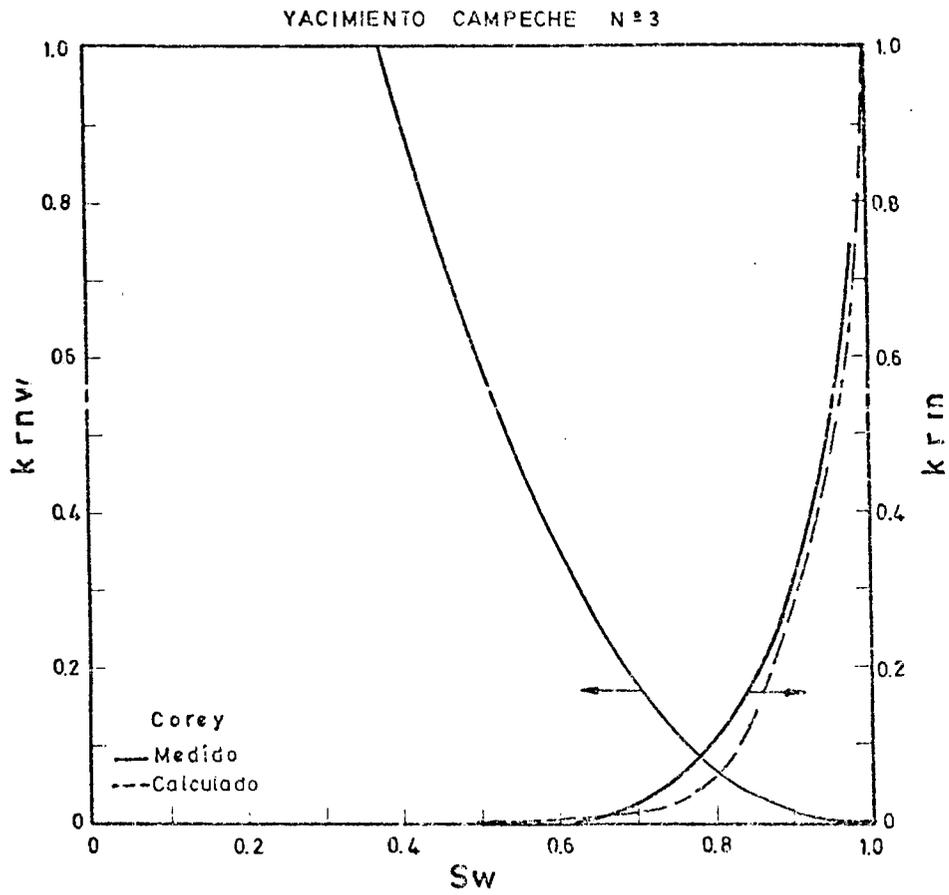


Fig. N°26 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

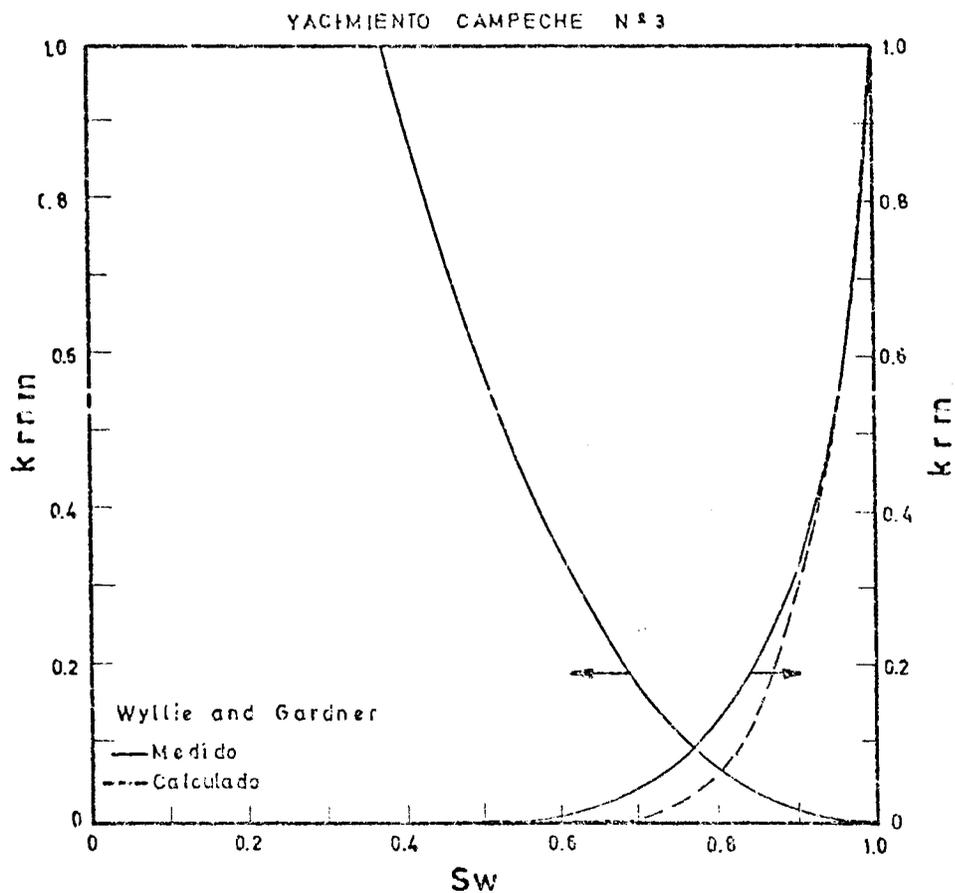


Fig. N°27 Permeabilidades relativas
vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

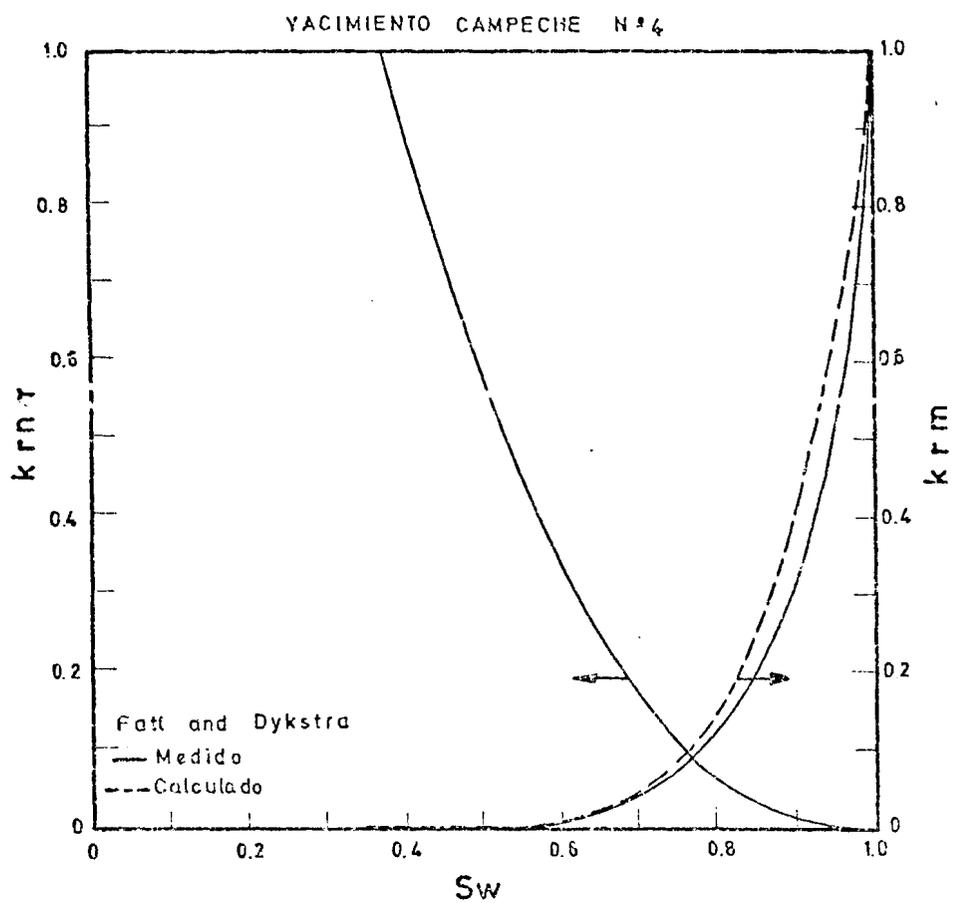


Fig. N°28 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

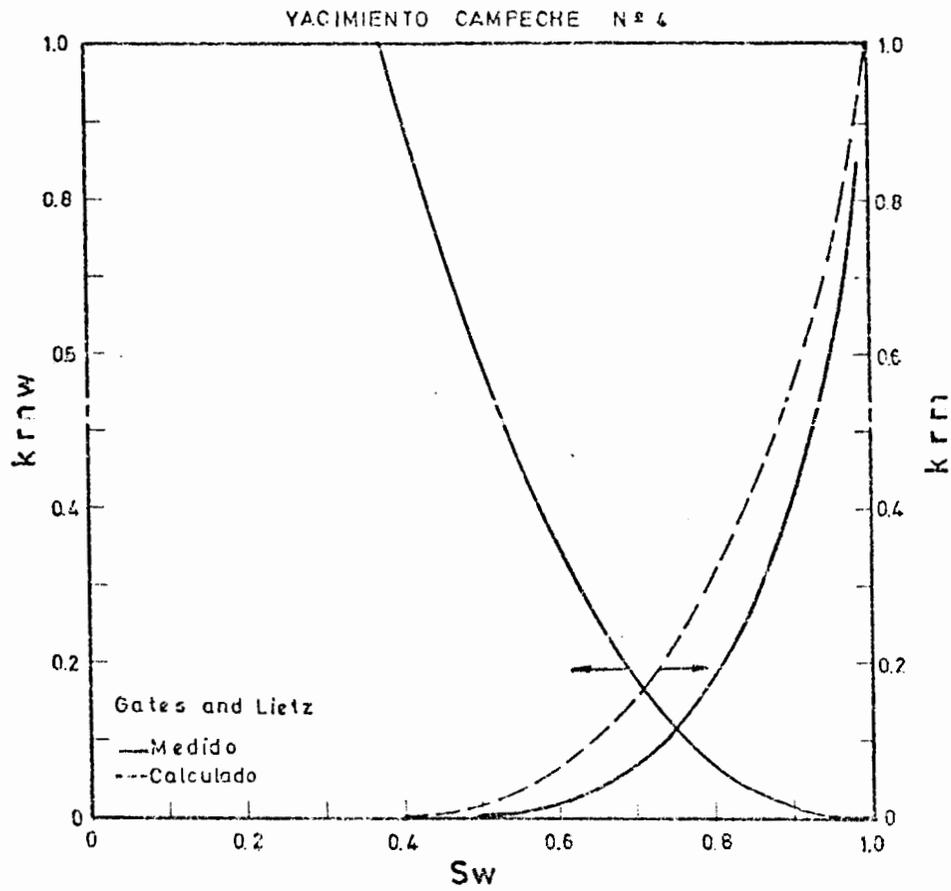


Fig. N°29 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

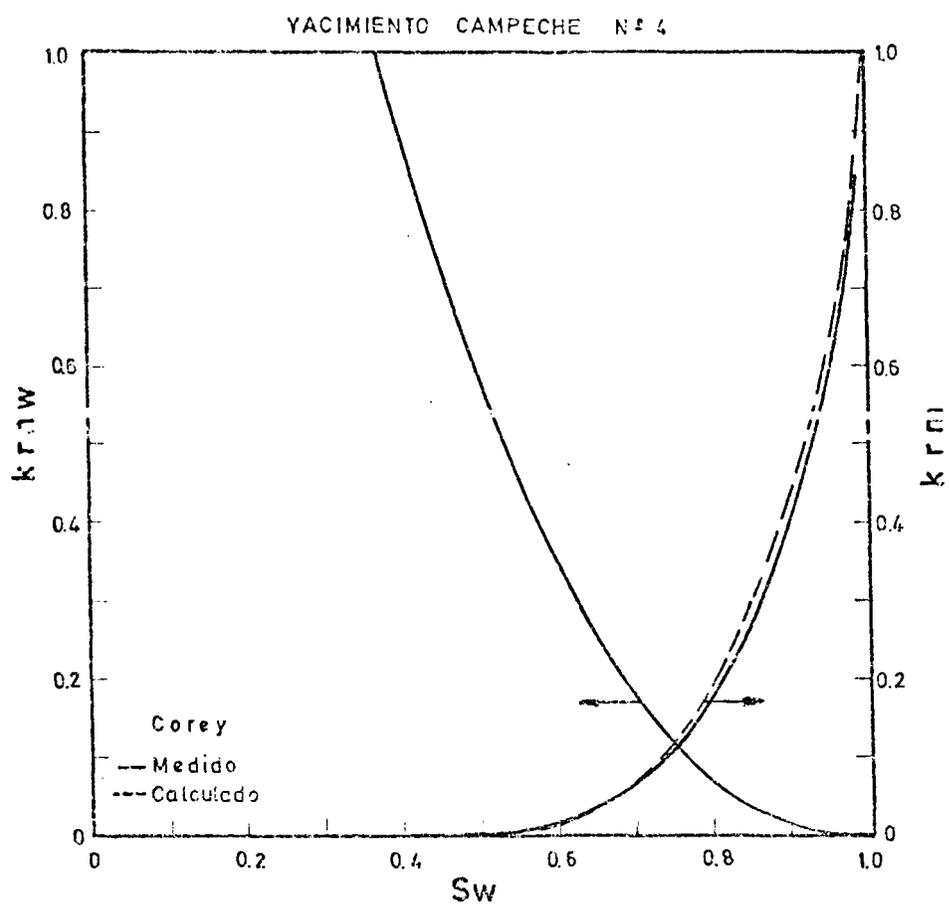


Fig. N°30 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

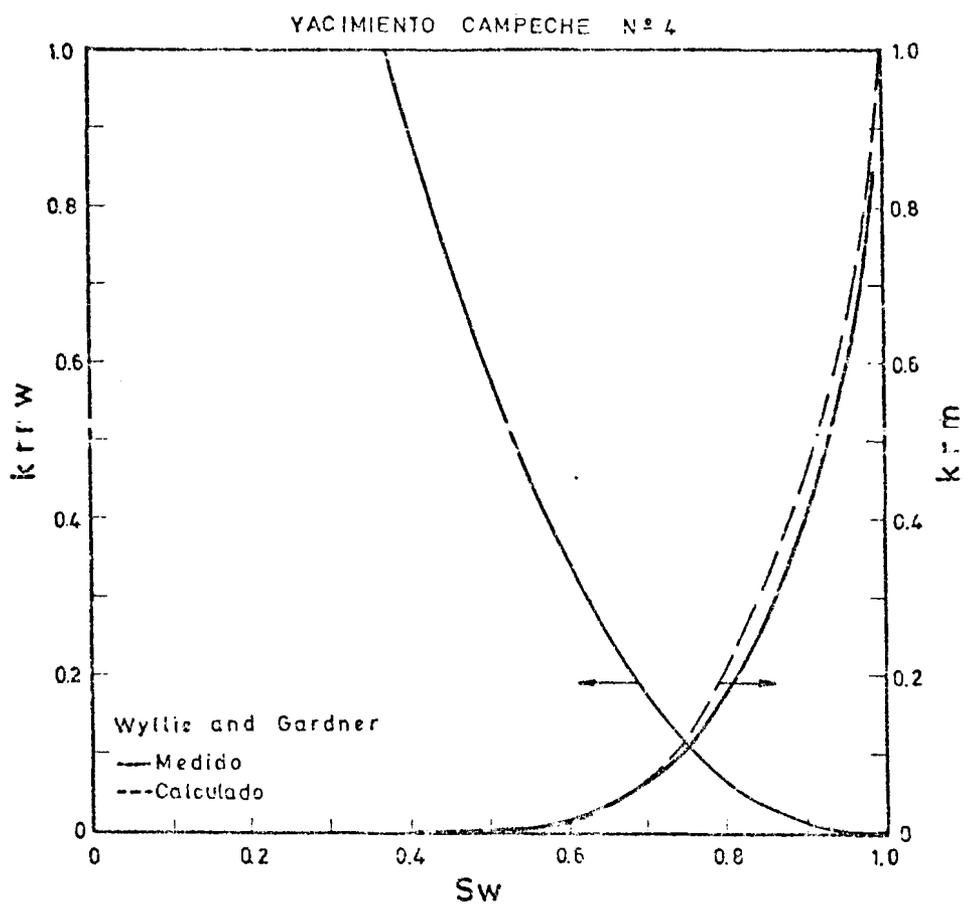


Fig. N°31 Permeabilidades relativas
vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

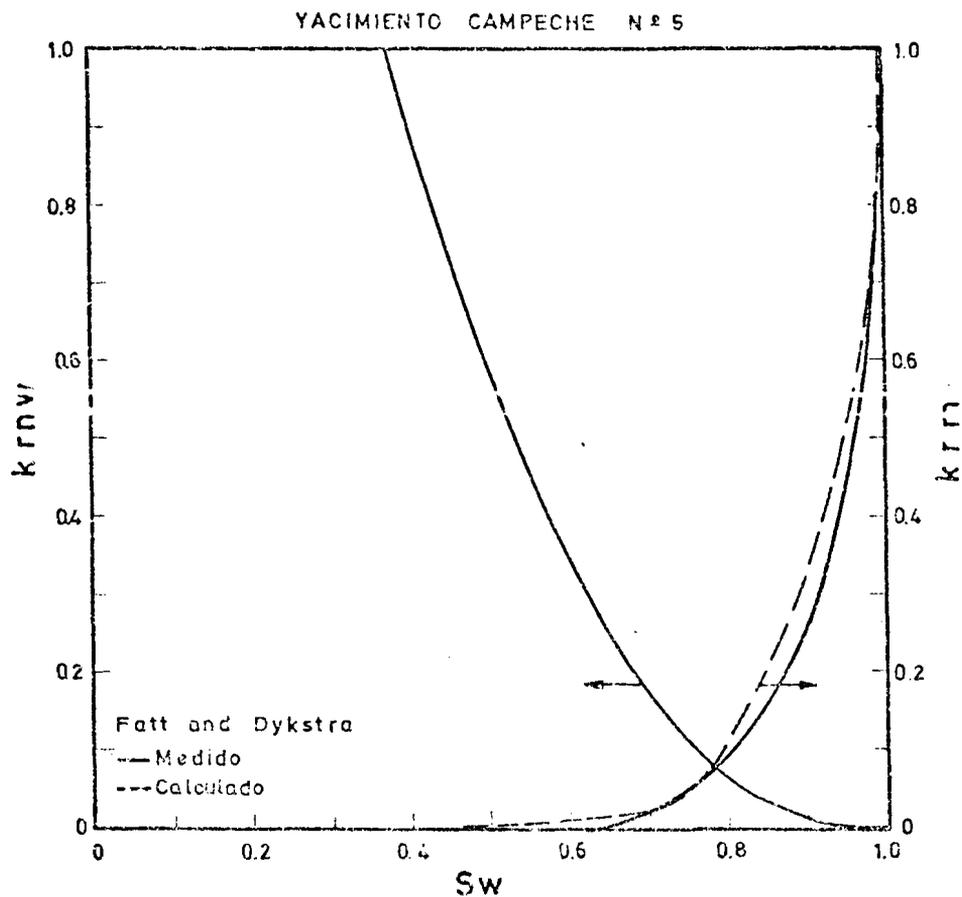


Fig. N°32 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

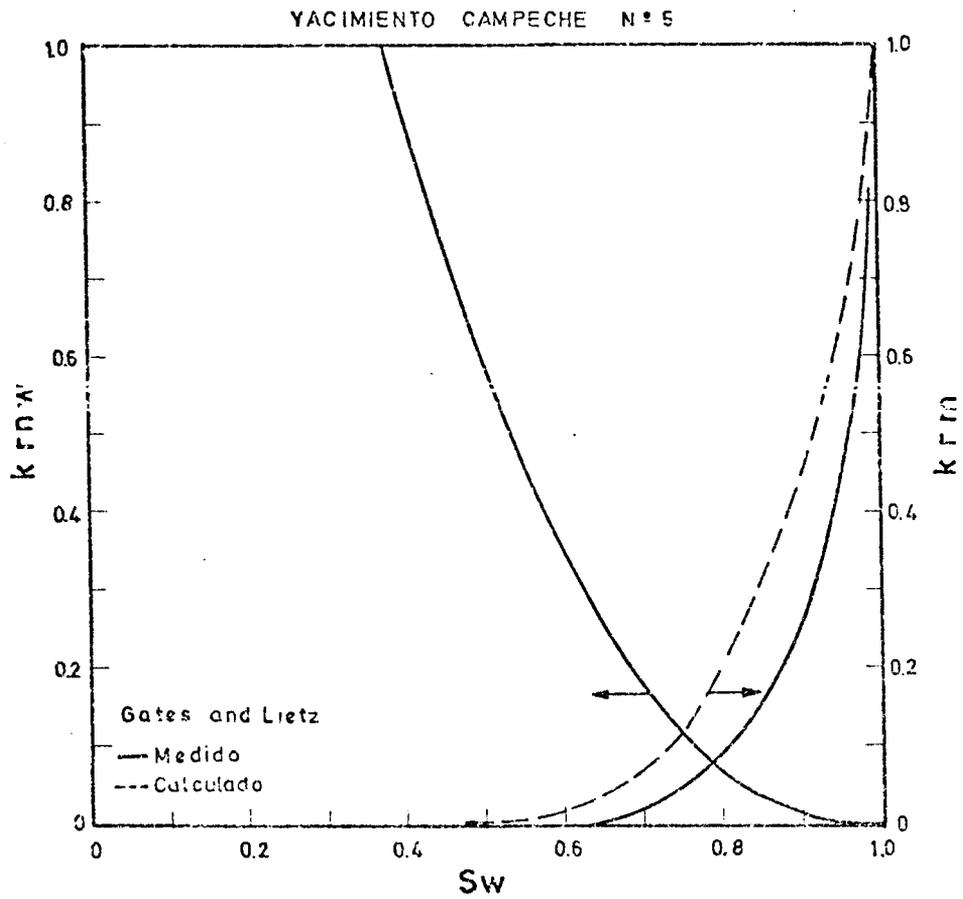


Fig. N°33 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

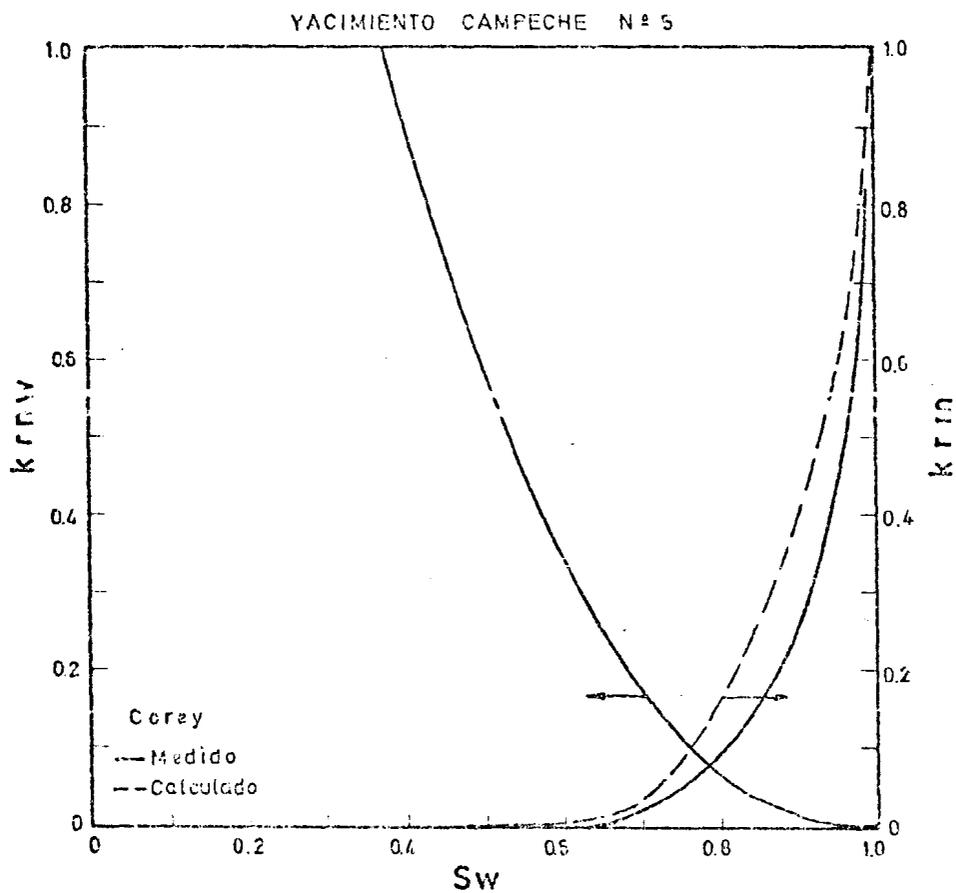


Fig. N°34 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

PERMEABILIDADES RELATIVAS

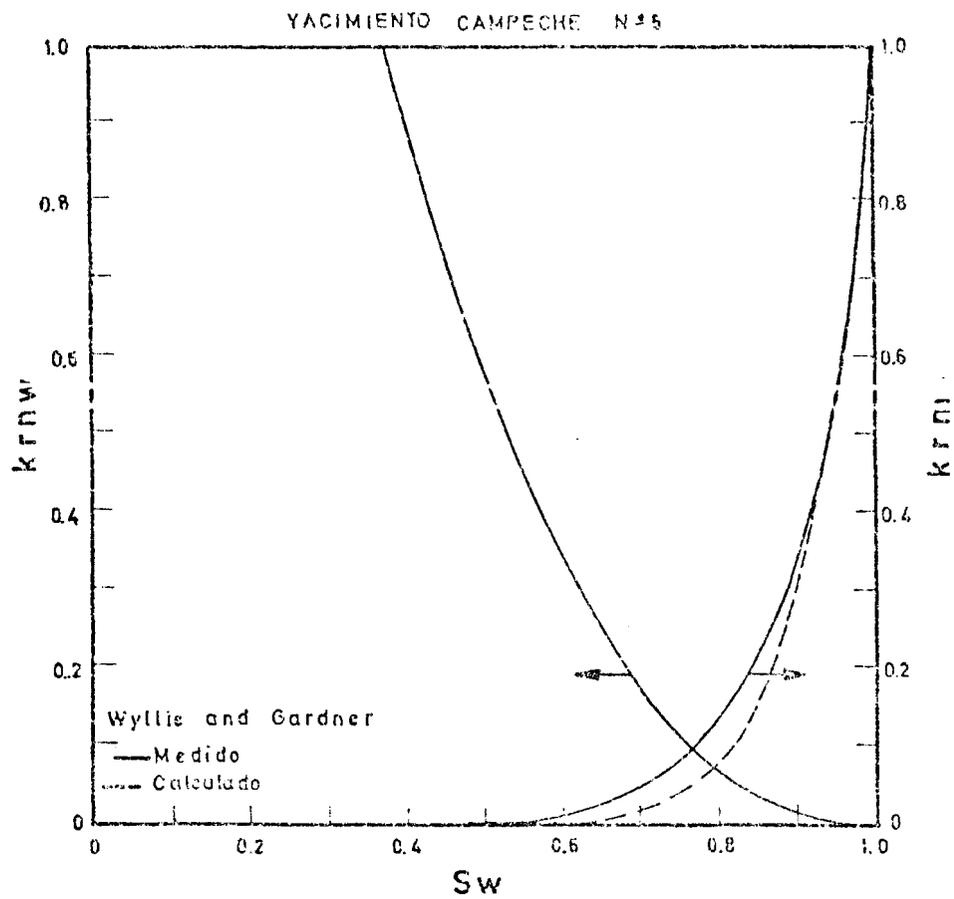


Fig. N°35 Permeabilidades relativas vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N°1

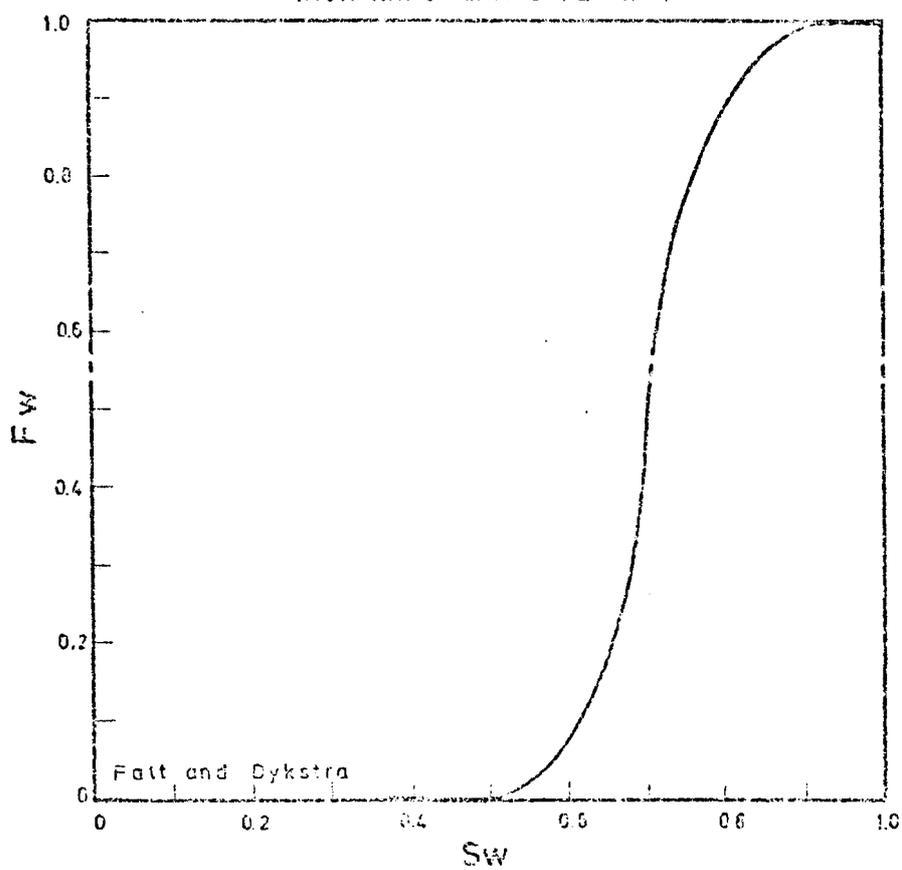


Fig. N°36 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

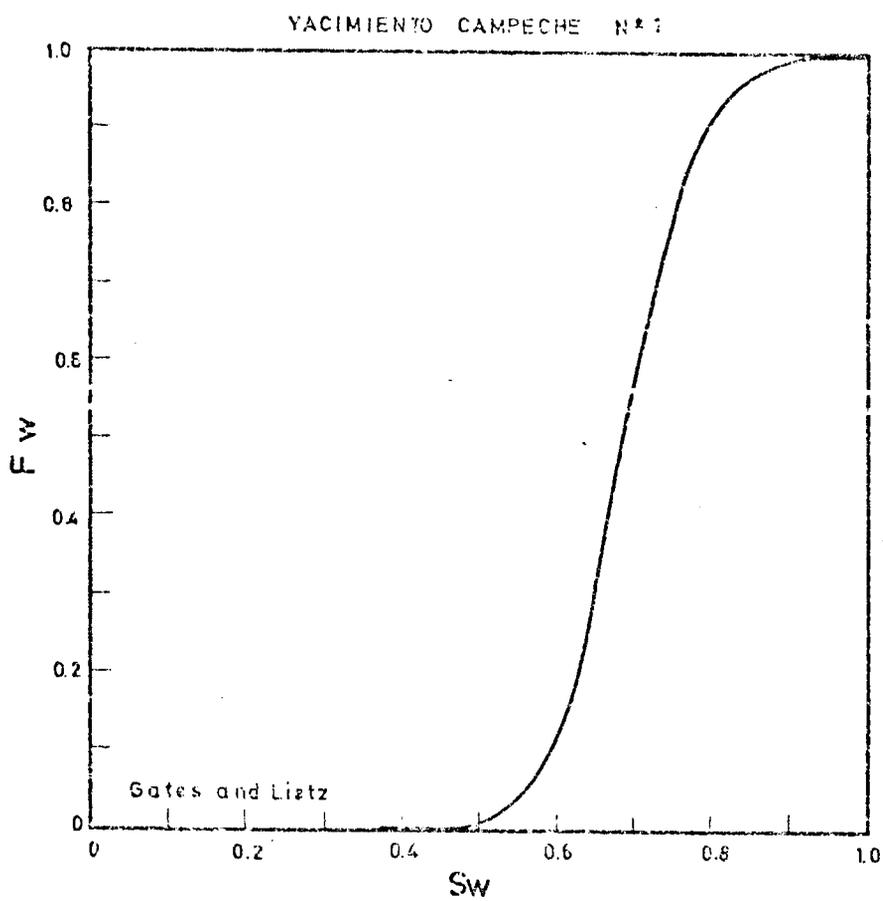


Fig. N°37 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

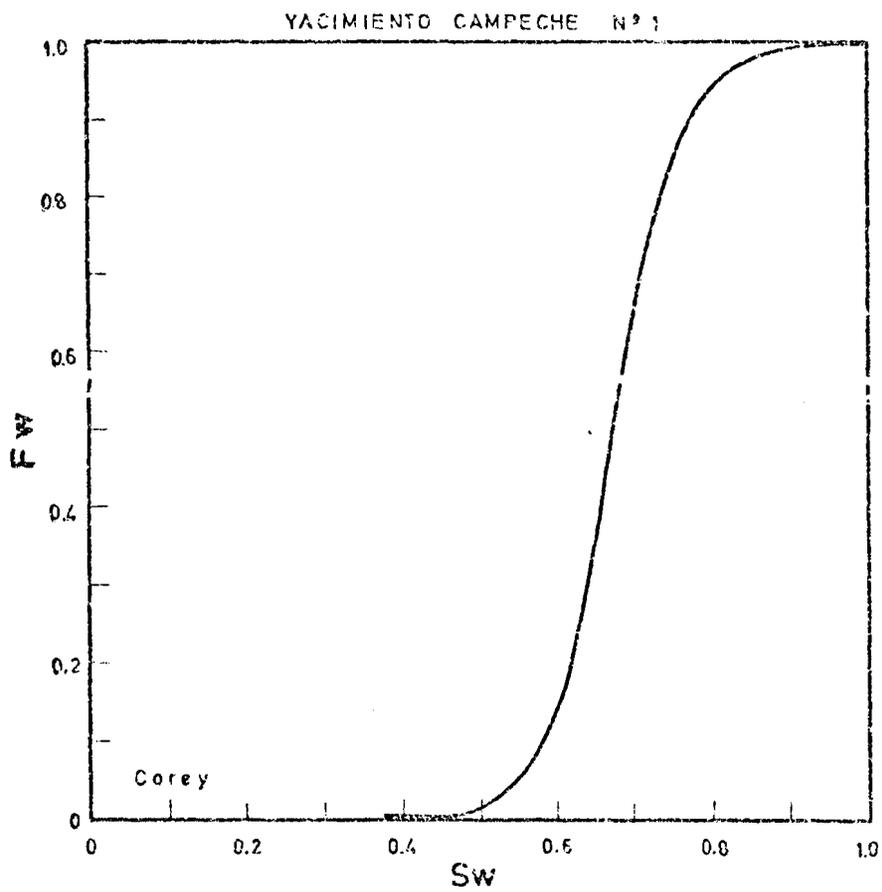


Fig. N°38 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

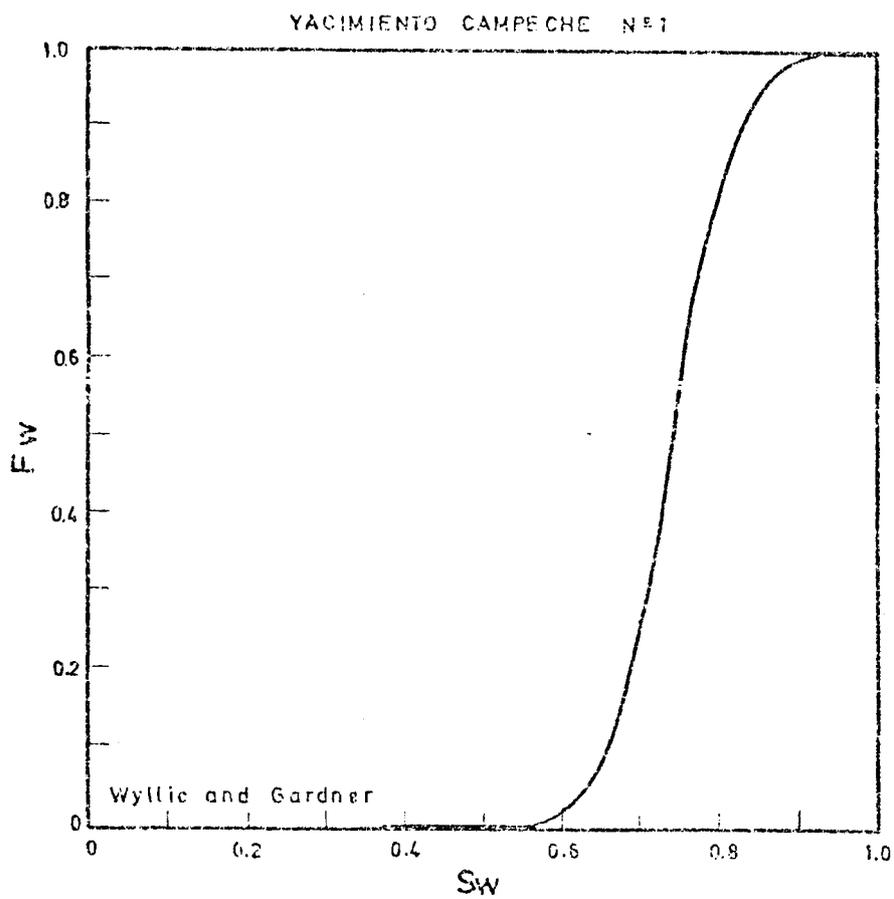


Fig. N°39 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

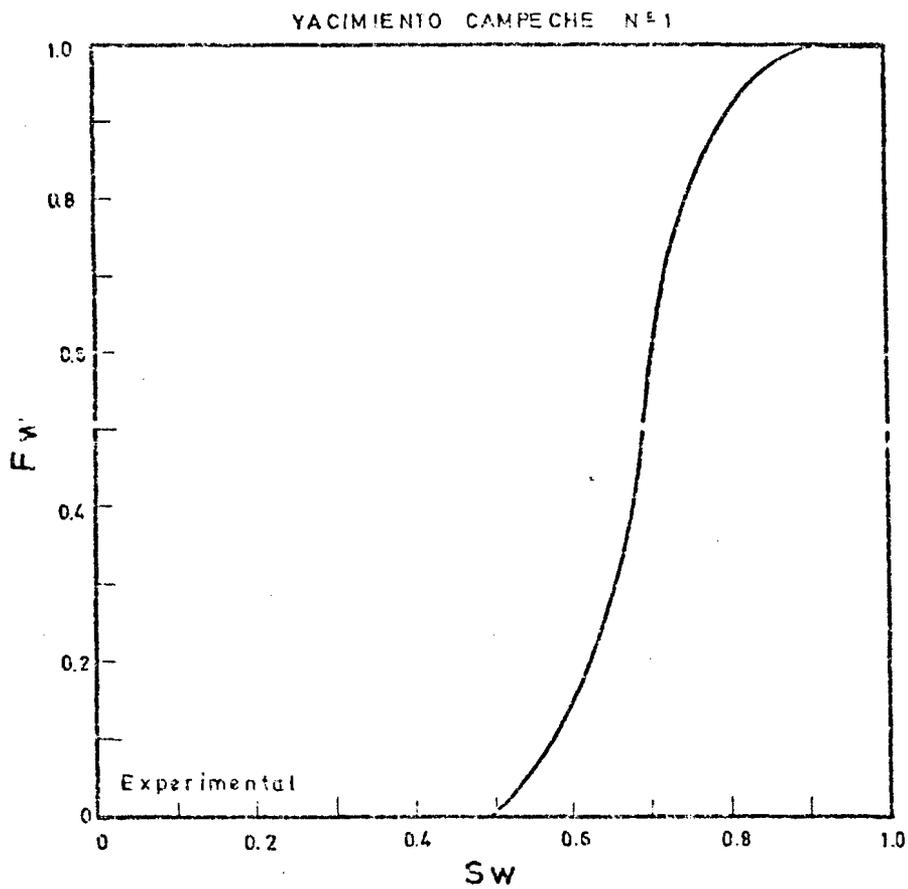


Fig. N°40 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

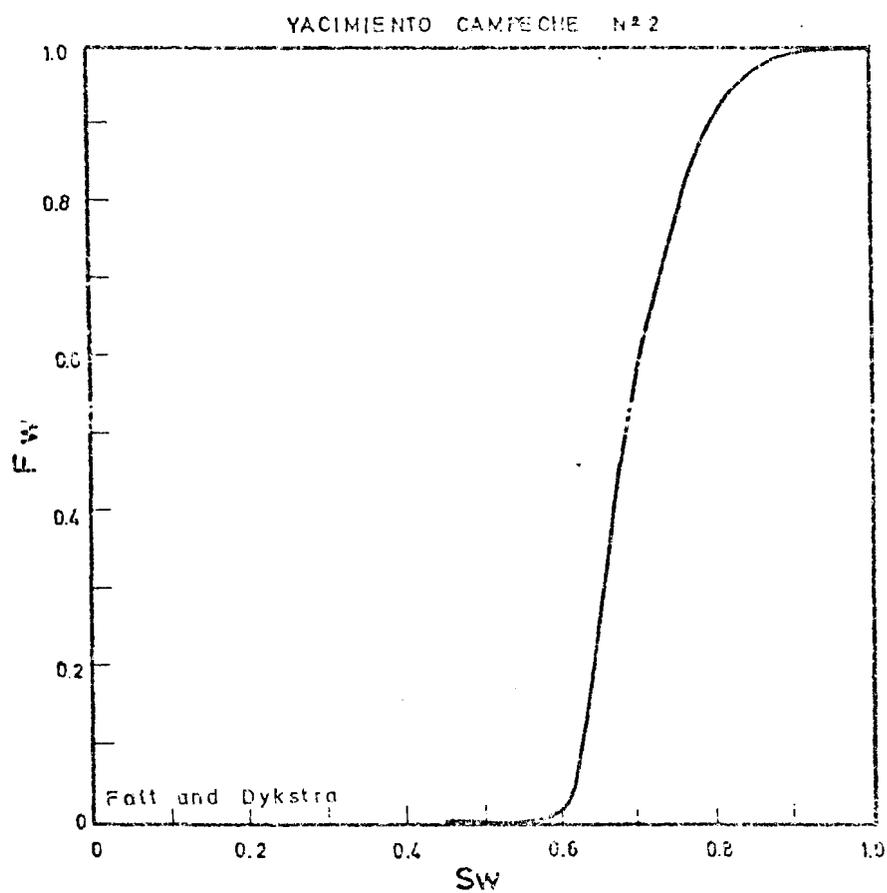


Fig. N°41 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

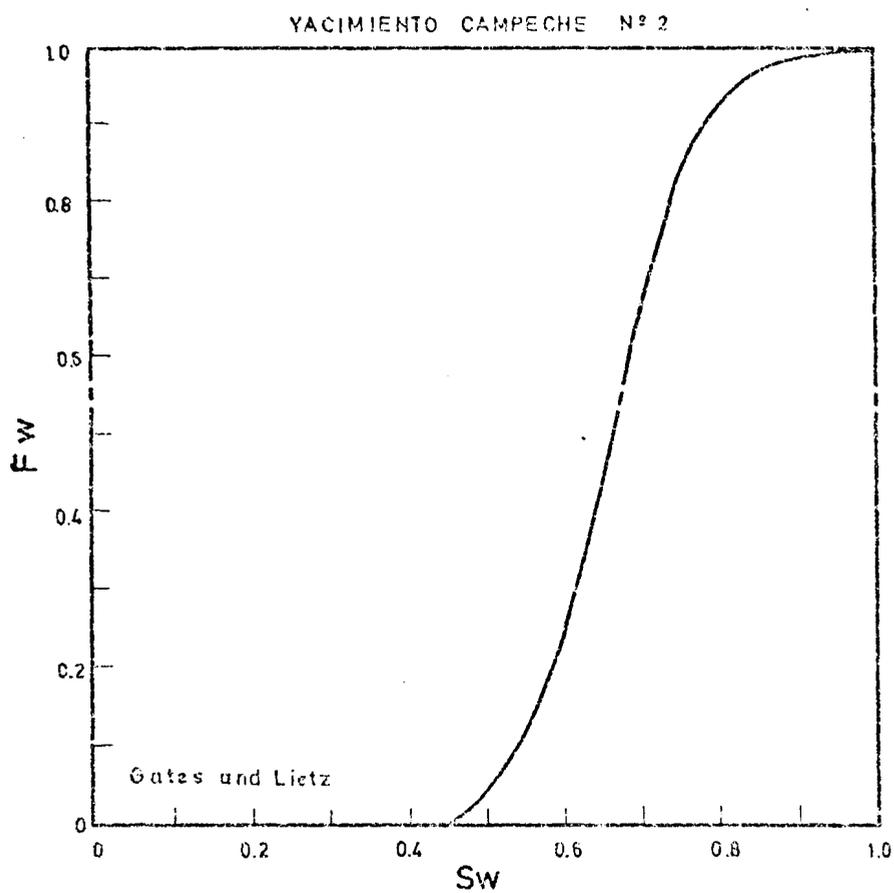


Fig. N°42 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 2

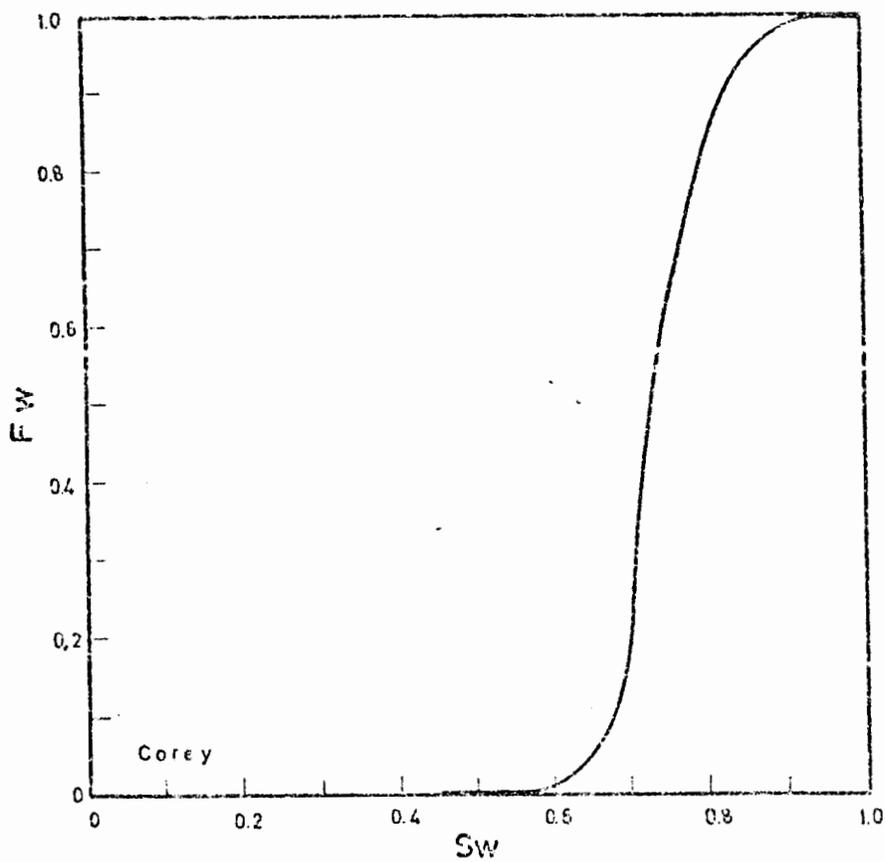


Fig. N°43 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 2

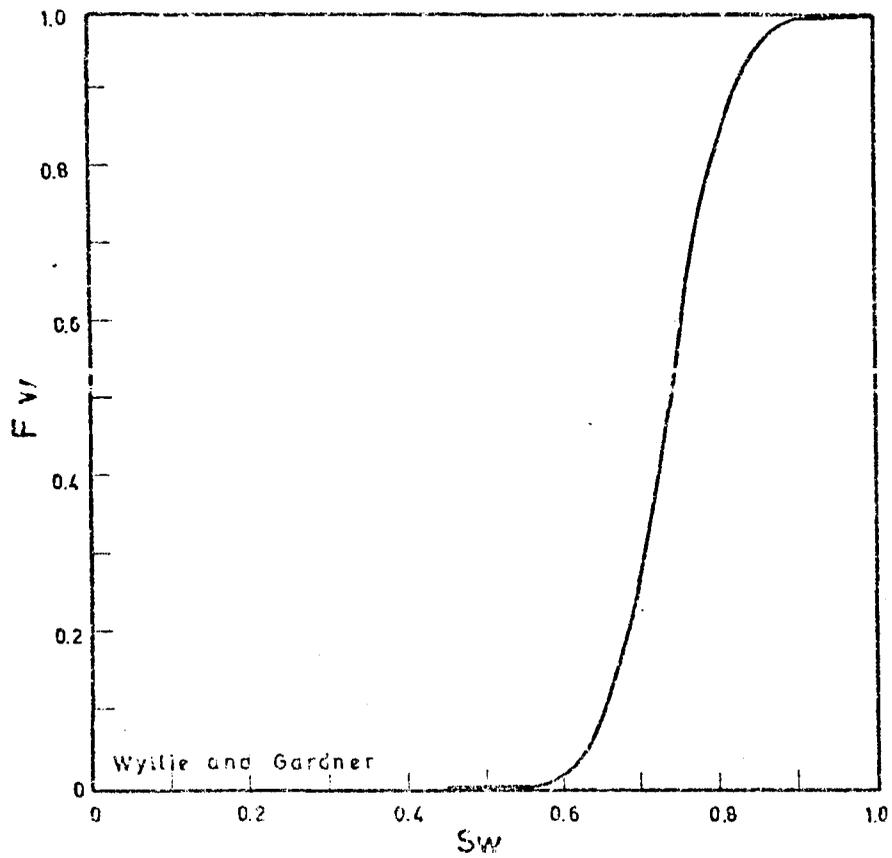


Fig. N°44 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 2

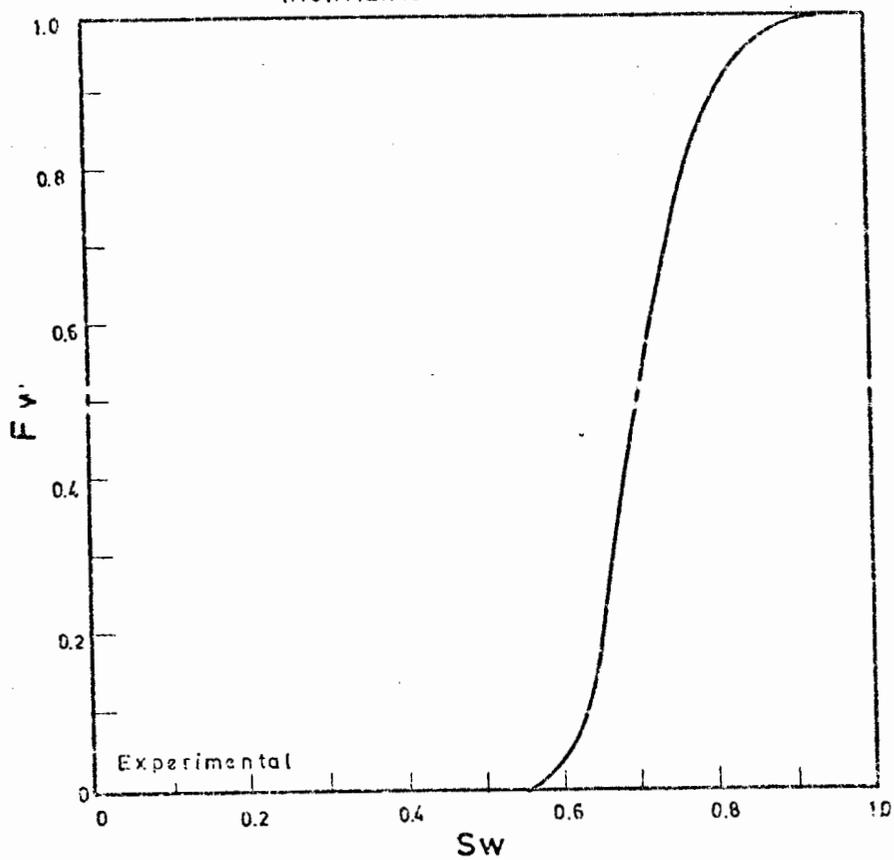


Fig. N°45 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

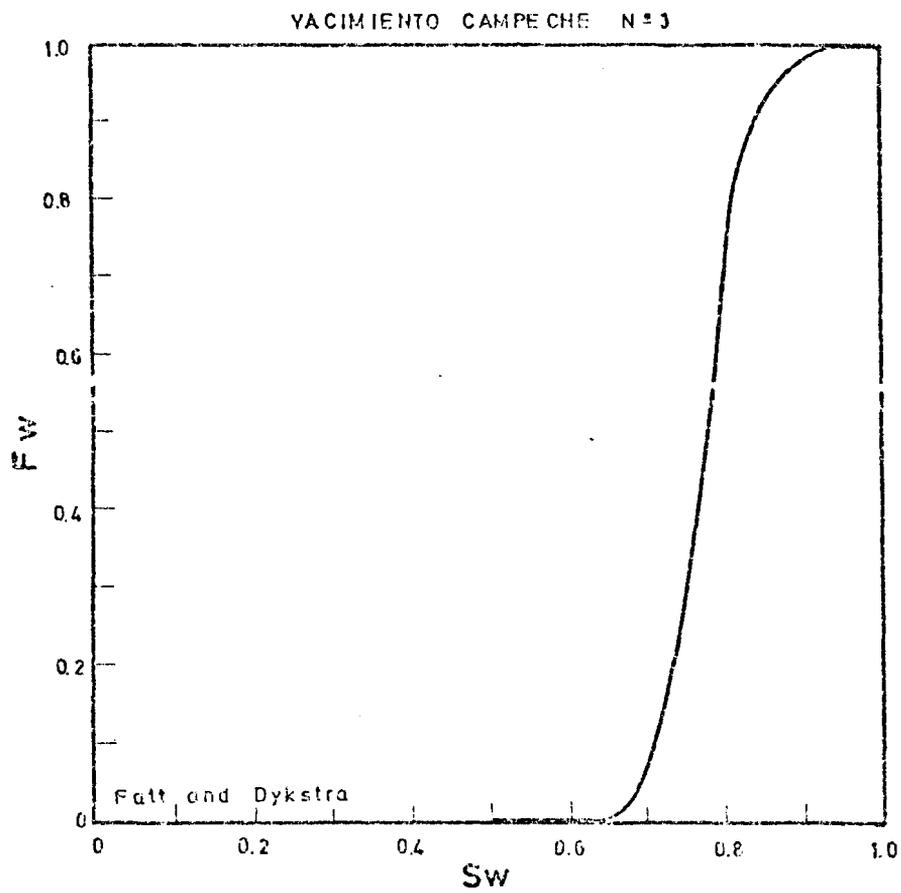


Fig. N°46 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 3

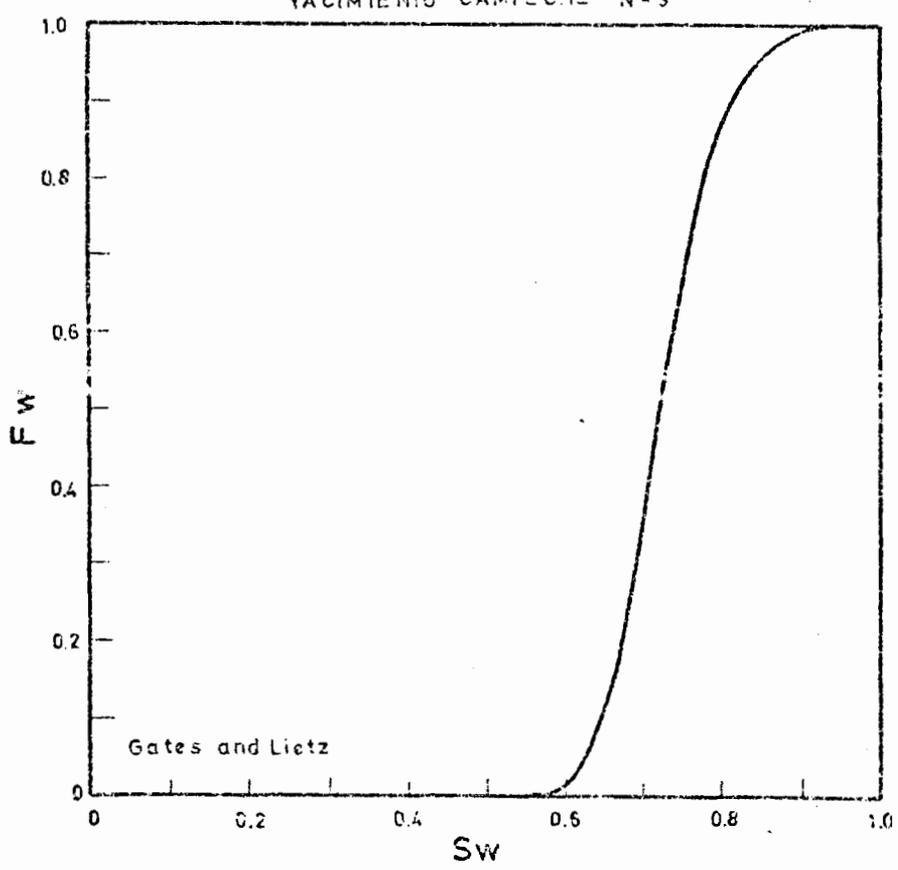


Fig. N°47 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N°3

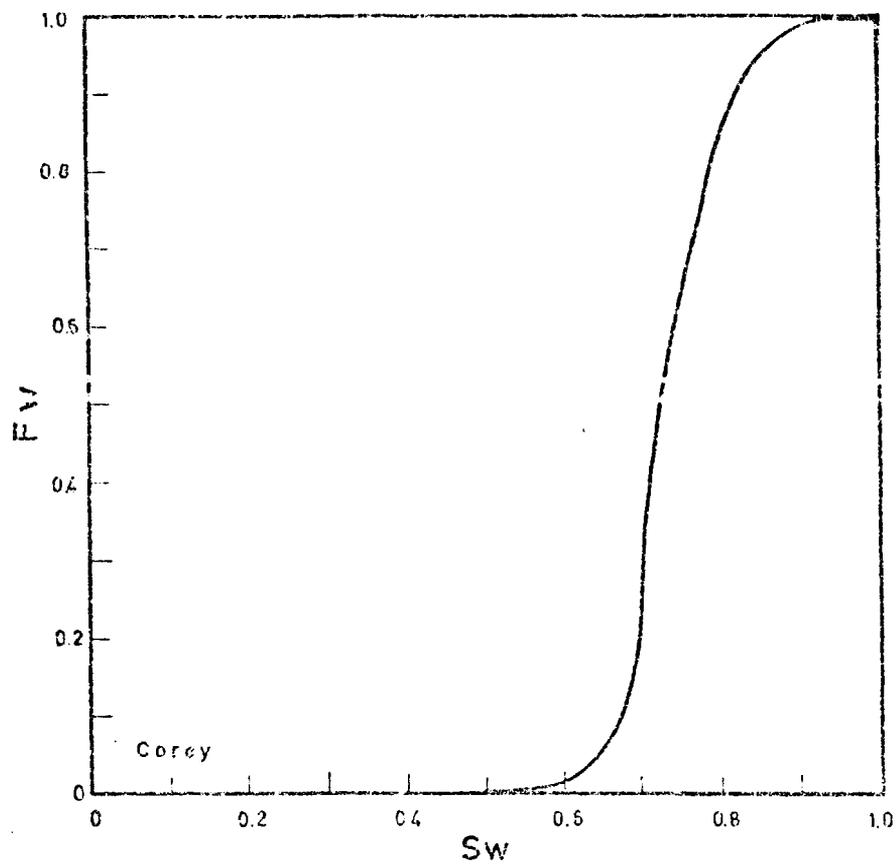


Fig. N°48 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

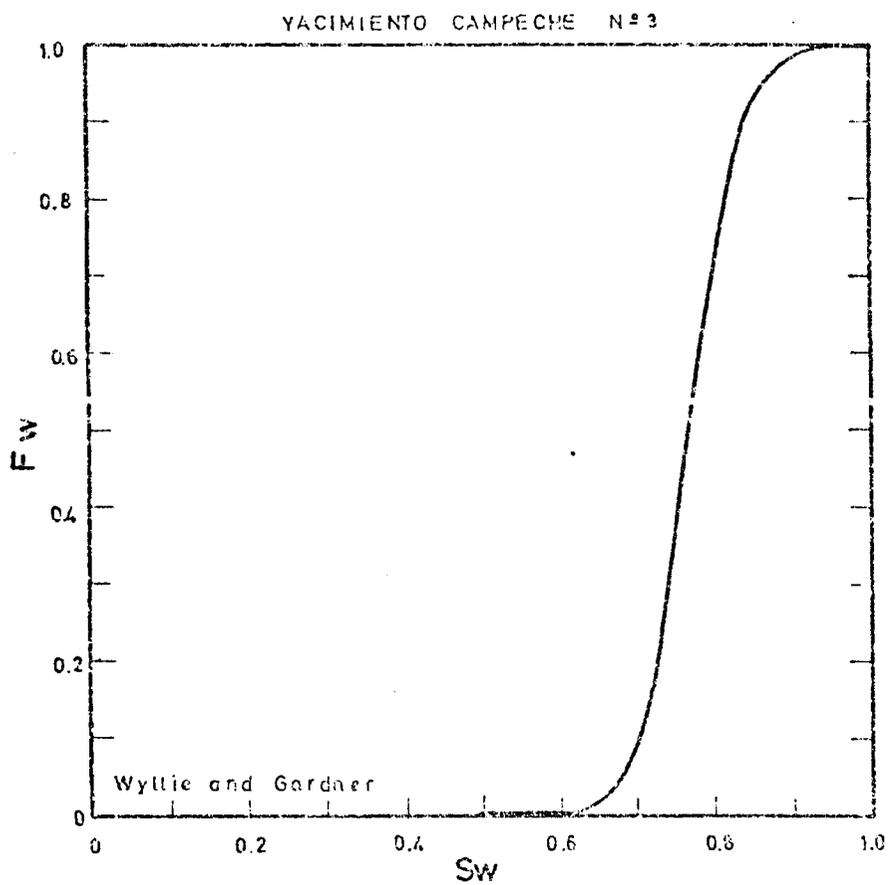


Fig. N°49 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

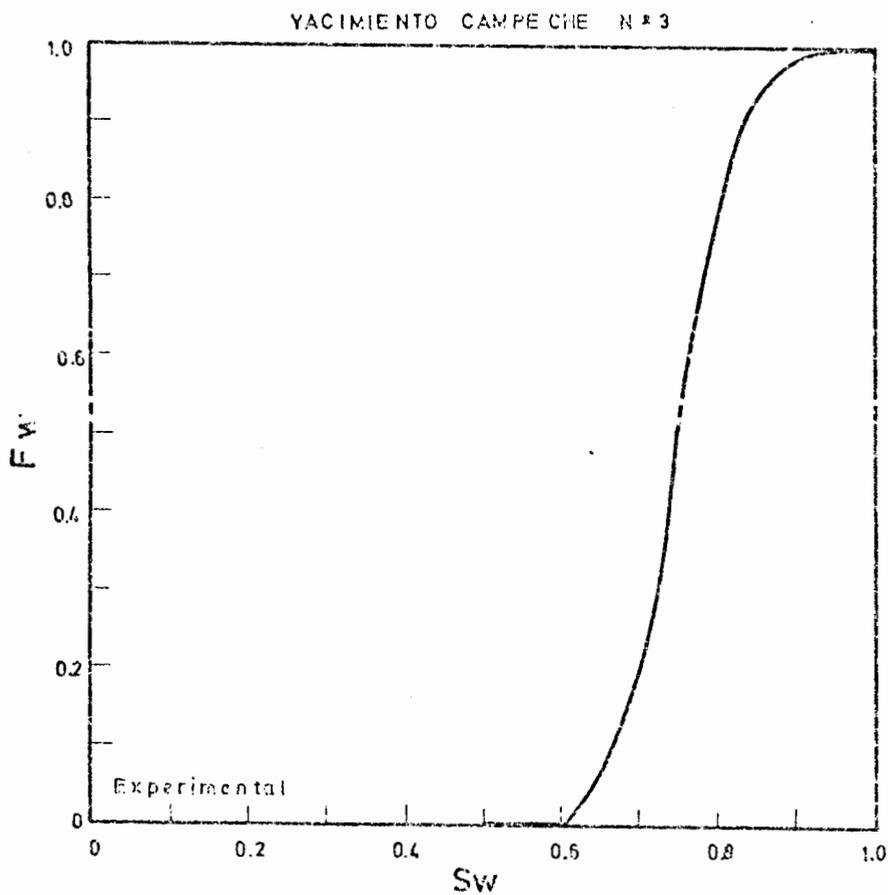


Fig. N°50 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

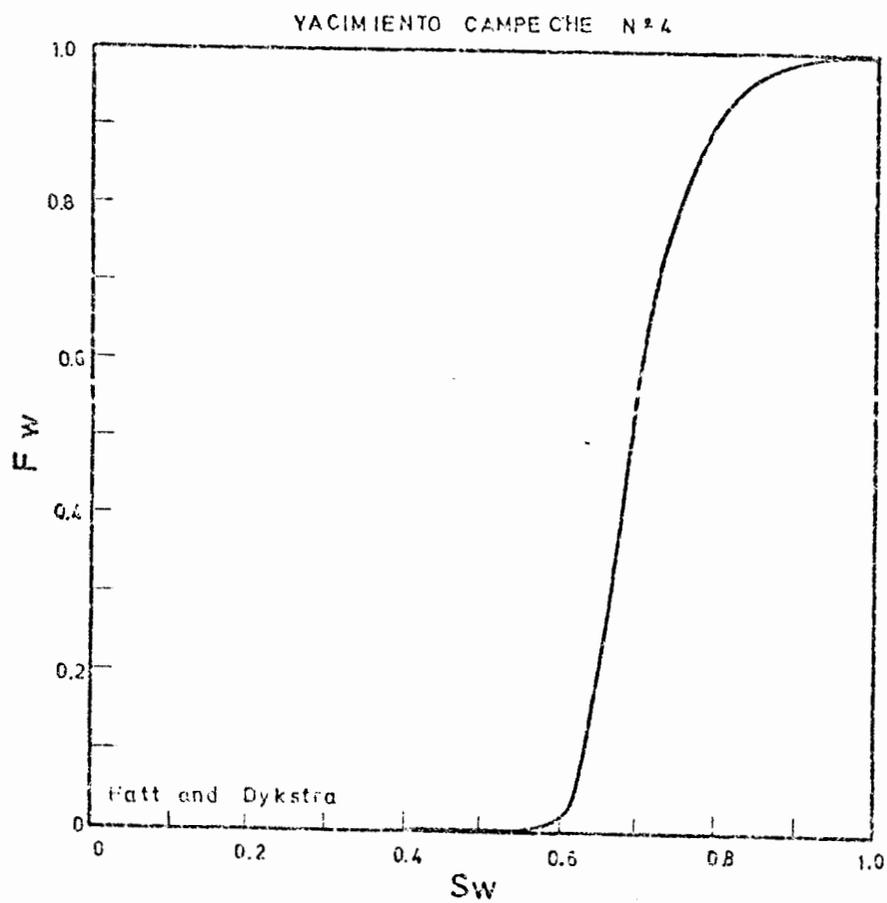


Fig. N°51 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 4

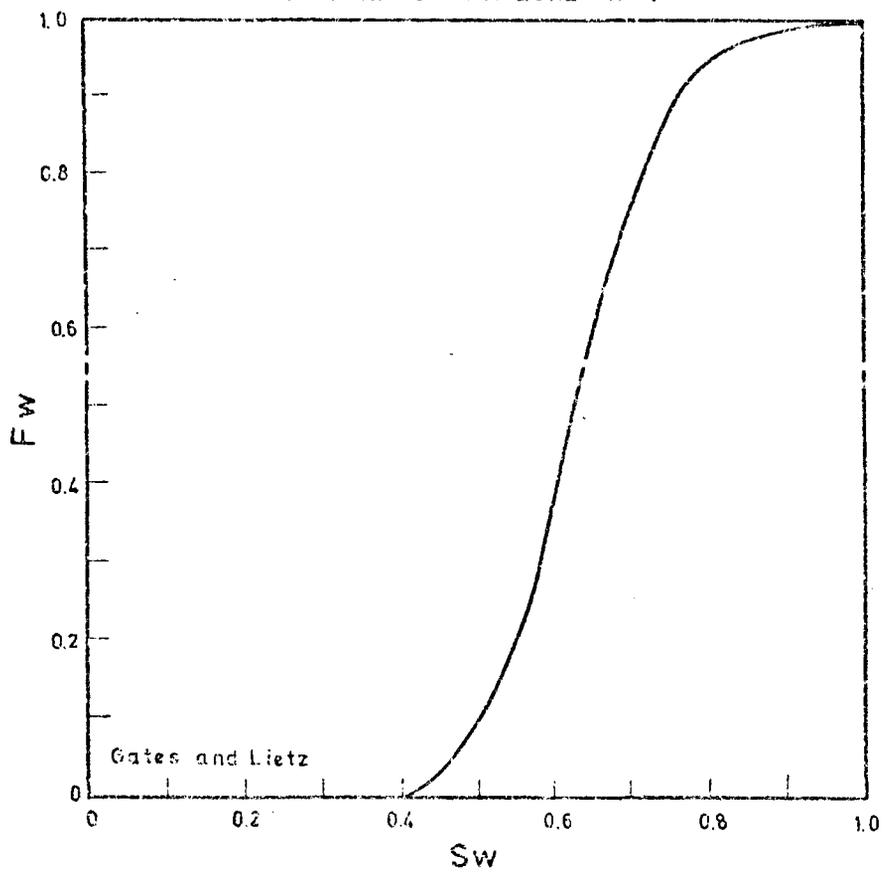


Fig. N°52 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 4

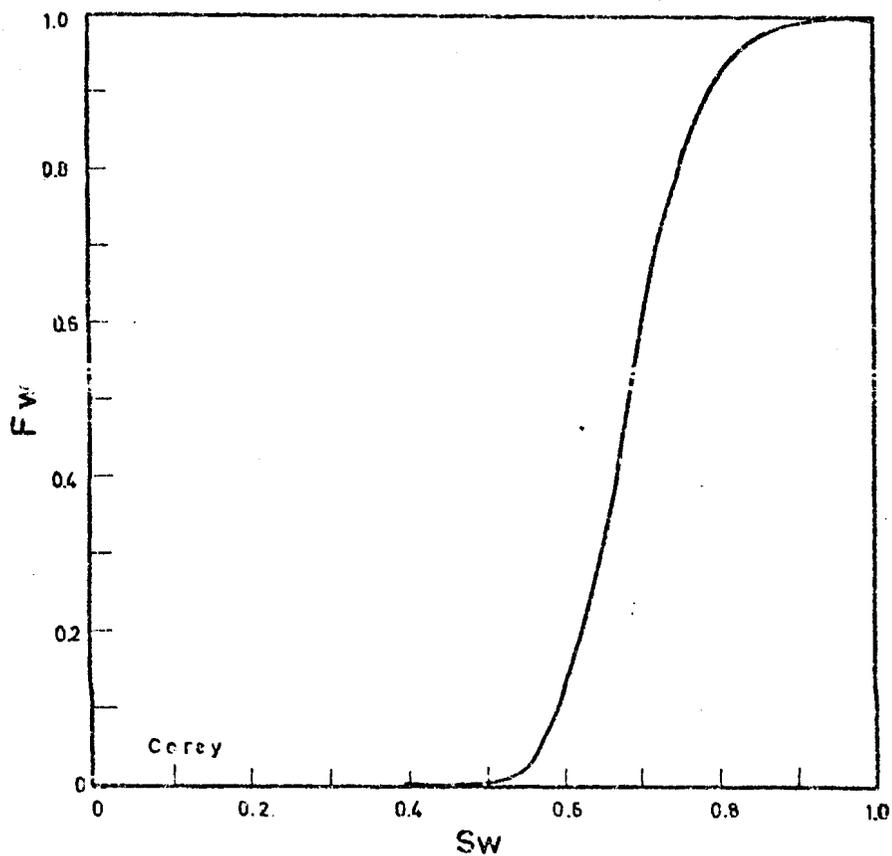


Fig. N°53 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

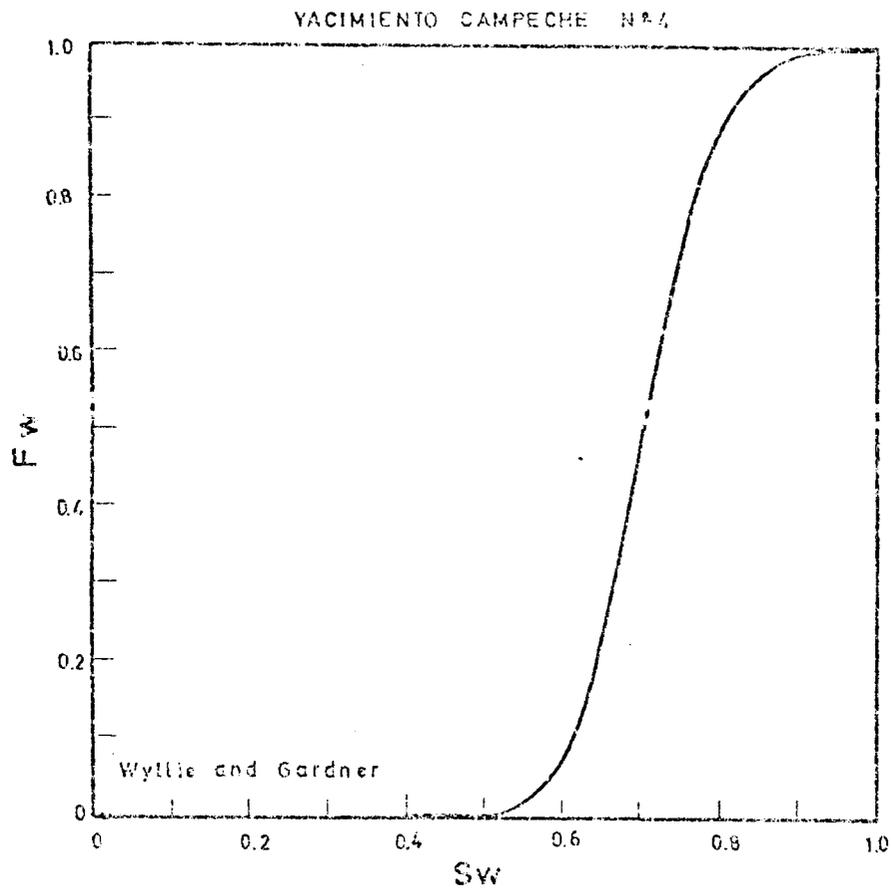


Fig. N°54 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

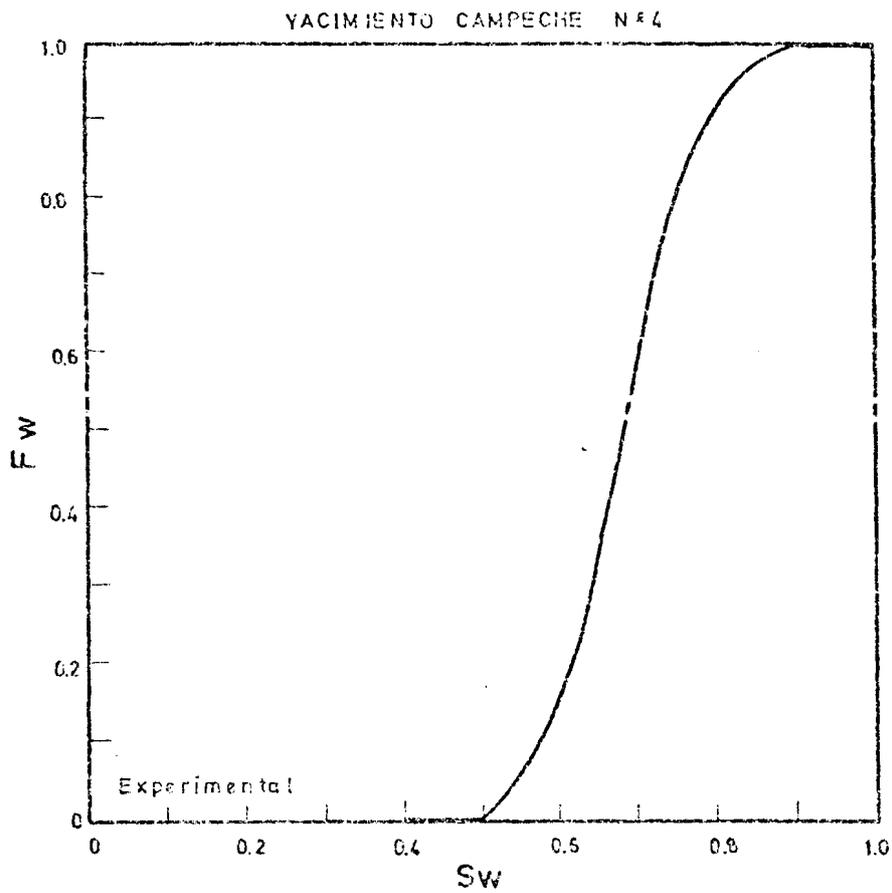


Fig. N°55 Flujo fraccional vs.
saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N° 5

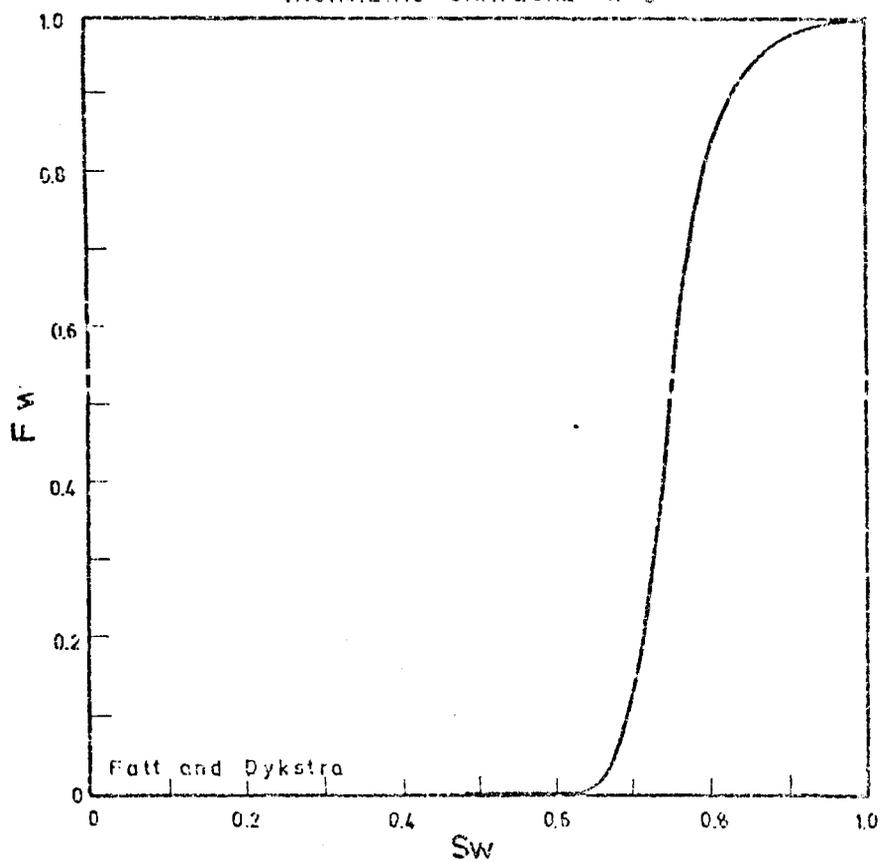


Fig. N°55 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

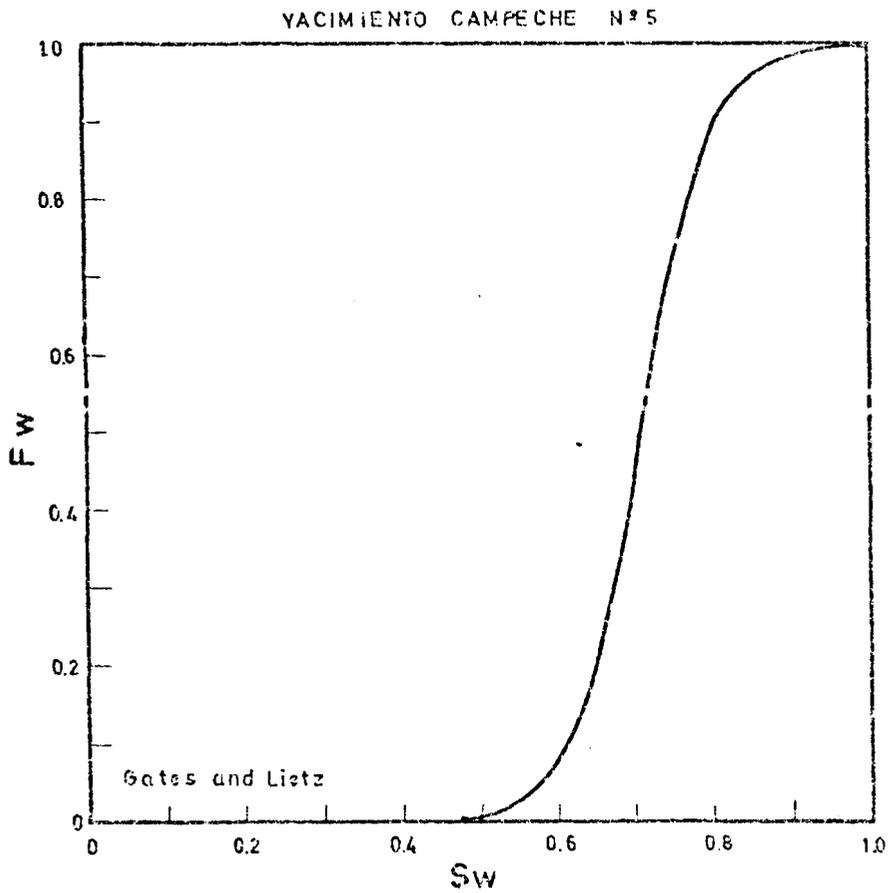


Fig. N°57 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N°5

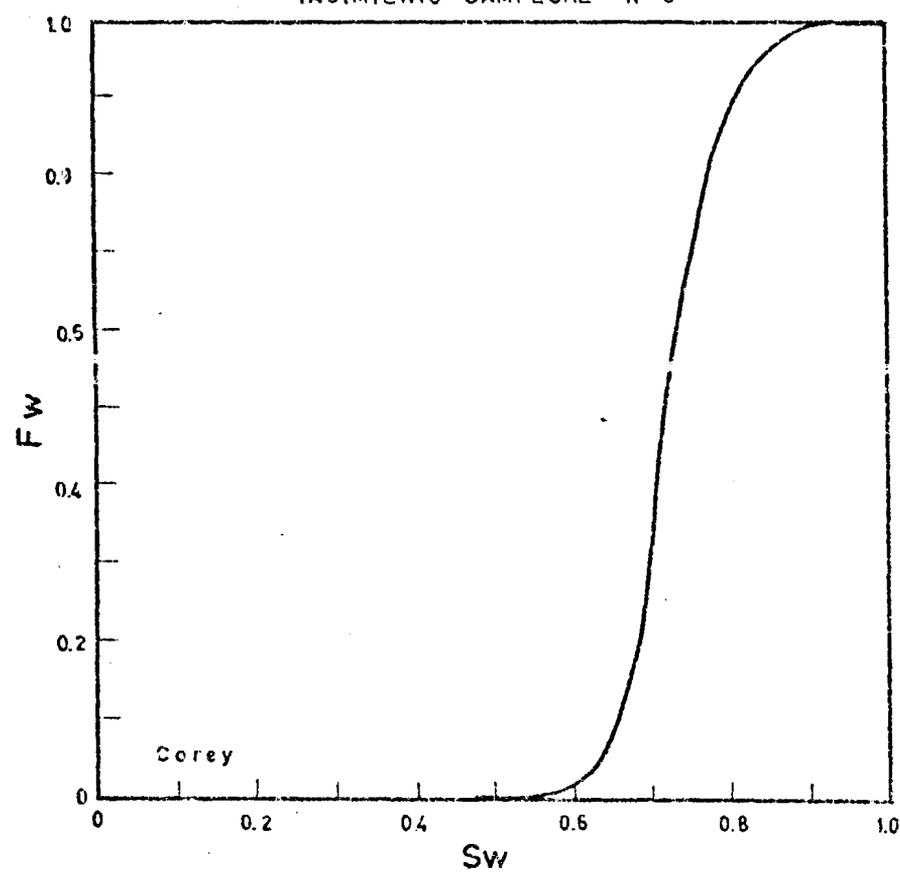


Fig. N°58 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

YACIMIENTO CAMPECHE N°5

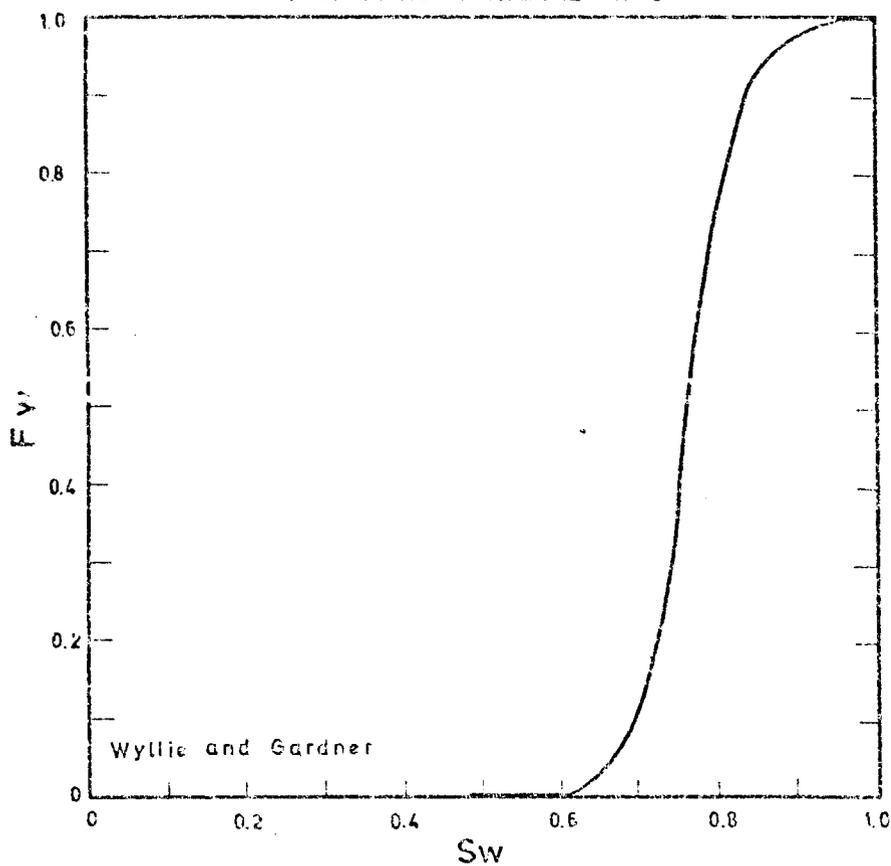


Fig. N°59 Flujo fraccional vs. saturación de agua

FLUJO FRACCIONAL

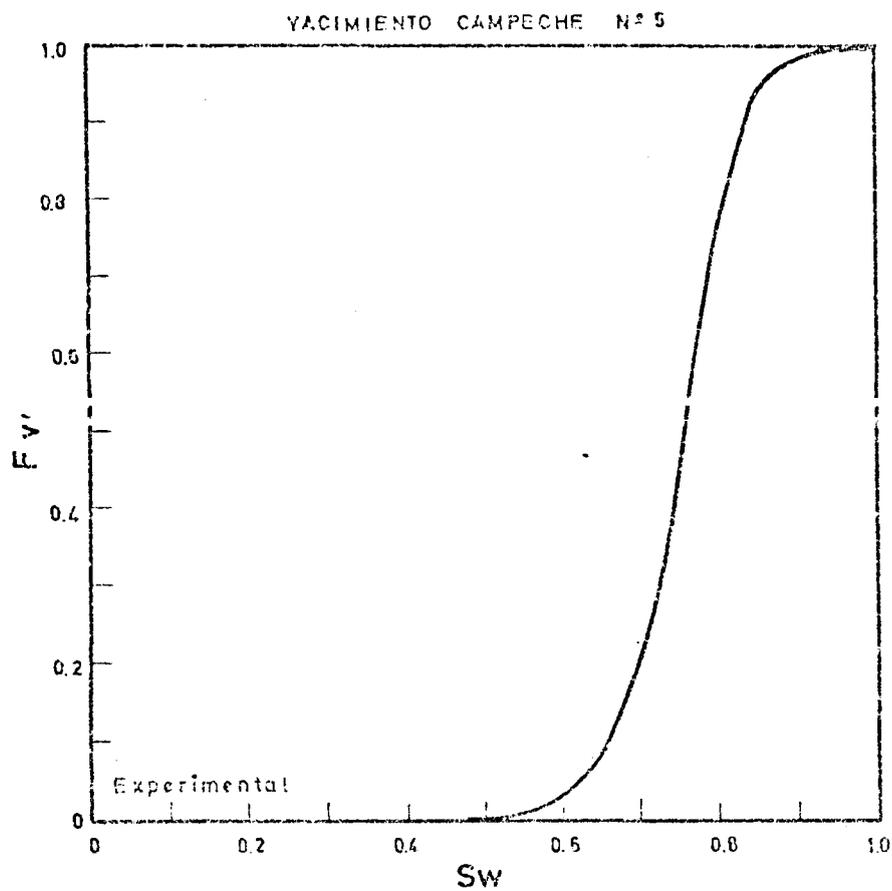


Fig. N°60 Flujo fraccional vs. saturación de agua

tivas en sistemas de imbibición a partir de pruebas de presión capilar.

3. Se recomienda también medir las permeabilidades relativas en el laboratorio y compararlo con los obtenidos en el modelo optimizado tanto para imbibición como para drenaje en sistemas bifásicos.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. De los modelos matemáticos tratados en el presente trabajo se concluye que el método de Gates y Lietz⁽¹⁾ representa la mayor aproximación a los valores experimentales, en la mayoría de los casos estudiados.
2. Los trabajos y valores experimentales tomados en la literatura se consideraron valederos para el presente trabajo.
3. Las ecuaciones usadas en esta Tesis son válidas para el proceso de drenaje solamente, sin embargo podrían ser utilizados para el cálculo de las permeabilidades relativas a la fase mojante en un sistema de imbibición.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar el mismo estudio pero utilizando datos de laboratorio para un yacimiento cualquiera en el Ecuador.
2. Se recomienda analizar la optimización de los modelos matemáticos para el cálculo de permeabilidades rela-

NOMENCLATURA

Q:	tasa de flujo total
q_{av} :	tasa de flujo promedio
Δp :	caída de presión a través del tubo
l :	longitud efectiva
r :	radio del tubo
μ :	viscosidad del fluido
K:	permeabilidad absoluta
h :	longitud total
V:	volumen del fluido
S:	saturación de fluido
V_p :	volumen poroso total
ϕ :	porosidad
t:	tortuosidad
a:	constante
b:	constante
P_c :	presión capilar
σ :	tensión interfacial
θ :	ángulo de contacto
k:	constante de Kozeny-Carman
I:	índice de productividad
S_{wi} :	saturación inicial de agua
S_w^* :	saturación efectiva movible
K_e :	permeabilidad efectiva

K_{rm} : permeabilidad relativa a la fase mojante
K_{rn} : permeabilidad relativa a la fase no mojante
μ_w : viscosidad del agua
μ_o : viscosidad del aceite
β_w : factor volumétrico del agua
β_o : factor volumétrico del aceite
f_w : flujo fraccional de agua
FR : factor de recobro
S_{w̄} : saturación de agua promedio
f_w' : derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.
V_{pI} : volúmenes porosos inyectados
WC : corte de agua

LISTA DE FIGURAS

FIGURA N°		Pág.
1	Presión capilar vs. Saturación Campeche # 1.	50
2	Presión capilar vs. Saturación Campeche # 2.	51
3	Presión capilar vs. Saturación Campeche # 3.	52
4	Presión capilar vs. Saturación Campeche # 4.	53
5	Presión capilar vs. Saturación Campeche # 5.	54
6	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campe- che # 1 ($1/P_C^3$)	55
7	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campe- che # 2 ($1/P_C^3$)	56
8	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campe- che # 3 ($1/P_C^3$)	57

FIGURA N^o

Pág.

9	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 4 ($1/P_c^3$)	58
10	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 5 ($1/P_c^3$)	59
11	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 1 (L/P_c^2)	60
12	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 2 ($1/P_c^2$)	61
13	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 3 ($1/P_c^2$)	62
14	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 4 ($1/P_c^2$)	63
15	Integración gráfica de presión capilar vs. Saturación. Campeche # 5 ($1/P_c^2$)	64
16	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 1. (Modelo: Fatt y Dykstra).	65

FIGURA N°

Pág.

17	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 1. (Mo- delo: Gates y Lietz).	66
18	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 1. (Mo- delo: Corey).	67
19	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 1. (Mo- delo: Wyllie y Gardner).	68
20	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 2. (Mo- delo: Fatt y Dykstra).	69
21	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 2. (Mo- delo: Gates y Lietz).	70
22	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 2. (Mo- delo: Corey).	71
23	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 2. (Mo- delo: Wyllie y Gardner).	72

FIGURA N^o

Pág.

24	Permeabilidades relativas vs. saturación. Campeche # 3. (Modelo: Fatt y Dykstra).	73
25	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 3. (Modelo: Gates y Lietz).	74
26	Permeabilidades Relativas vs. Saturación. Campeche # 3. (Modelo: Corey).	75
27	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 3 (Modelo: Wyllie y Gardner).	76
28	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 4. (Modelo: Fatt y Dykstra).	77
29	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 4. (Modelo: Gates y Lietz).	78
30	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 4. (Modelo: Corey).	79
31	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 4. (Modelo: Wyllie y Gardner).	80

FIGURA N°		Pág.
32	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 5. (Modelo: Fatt y Dykstra).	81
33	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 5. (Modelo: Gates y Lietz).	82
34	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 5. (Modelo: Corey).	83
35	Permeabilidades relativas vs. Saturación. Campeche # 5. (Modelo: Wyllie y Gardner).	84
36	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 1. (Modelo: Fatt y Dykstra).	85
37	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 1. (Modelo: Gates y Lietz).	86
38	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 1. (Modelo: Corey).	87
39	Flujo fraccional vs. Saturación. Campeche # 1. (Modelo: Wyllie y Gardner).	88

FIGURA N°	Pág.
40 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 1. (Modelo: <u>experimen</u> tal).	89
41 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 2. (Modelo: Fatt y Dykstra).	90
42 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 2. (Modelo: Gates y Lietz).	91
43 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 2. (Modelo: Corey).	92
44 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 2. (Modelo: Wyllie y Gardner).	93
45 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 2. (Modelo: <u>experimen</u> tal).	94
46 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 3. (Modelo: Fatt y Dykstra).	95
47 Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 3. (Modelo: Gates y Lietz).	96

FIGURA N°

48	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 3. (Modelo: Corey).	97
49	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 3. (Modelo: Wyllie y Gardner).	98
50	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 3. (Modelo: experimen tal).	99
51	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 4. (Modelo: Fatt y Dykstra).	100
52	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 4. (Modelo: Gates y Lietz).	101
53	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 4. (Modelo: Corey).	102
54	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 4. (Modelo: Wyllie y Gardner).	103
55	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 4. (Modelo: Experi- mental).	104

FIGURA N^o

Pág.

56	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 5. (Modelo: Fatt y Dykstra).	105
57	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 5. (Modelo: Gates y Lietz).	106
58	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 5. (Modelo: Corey).	107
59	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 5. (Modelo: Wyllie y Gardner).	108
60	Flujo fraccional vs. Saturación Campeche # 5. (Modelo: experimen <u>t</u> tal).	109
61	Recobro fraccional vs. volúmenes porosos inyectados. Campeche # 1	35
62	Recobro fraccional vs. volúmenes porosos inyectados. Campeche # 2	36
63	Recobro fraccional vs. volúmenes porosos inyectados. Campeche # 3.	37
64	Recobro fraccional vs. volúmenes porosos inyectados. Campeche # 4.	38
65	Recobro fraccional vs. volúmenes porosos inyectados. Campeche # 5.	39

LISTA DE TABLAS

TABLA N ^o	DESCRIPCION	Pág.
1	Presión capilar y Permeabilidades relativas. Campeche # 1.	29
2	Presión Capilar y Permeabilidades relativas. Campeche # 2.	30
3	Presión capilar y Permeabilidades relativas. Campeche # 3.	31
4	Presión capilar y Permeabilidades relativas. Campeche # 4.	32
5	Presión capilar y Permeabilidades relativas. Campeche # 5.	33
6	Análisis de flujo fraccional para los diferentes yacimientos.	41
7	Análisis de flujo fraccional para los diferentes yacimientos del <u>lí</u> mite económico.	42

BIBLIOGRAFIA

1. Fatt y Dykstra, H., "Relative Permeability Studies" SPE of AIME, Vol. 192, 1951 p. 249.
2. Gates, J.I. and Lietz, W., "Relative Permeabilities of California Cores by the Capillary Pressures Method". Drilling and Production Practices, 1950 p. 285.
3. Corey, A.T. "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeability". Prod. Monthly Vol. 19 N^o 1, 1954 p.5.
Corey, A.T. and Tothjens, C.A., "Effect of Stratification on Relative Permeability". SPE of AIME, Vol. 207, 1956, p. 348.
4. Wyllie and Gardner, G.H.F., "The Generalized Viezeny-Carman Equation, its application to problems of Multiphase Flow in Porous Media". Part. I and II. World oil 1958 p. 121-127 and 210-228.
5. Wyllie and Spangler, M.B. "Application of Electrical Resistivity Measurements to the problema of Fluid in Porous Media". Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol. 36, N^o 2, Febryary, 1952, p. 359.
6. Kozeny, J. Sitzber. Akad. Wiss. Wien Moth Naturw. 2957 p. 271.
Carman, P.C. J. Soc. Chem. Ind., 57 p. 225, 1938.
7. Welde, H.J. Trans AIME 195, p. 91, 1952.