



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

***PERMEABILIDADES RELATIVAS
AL GAS Y AL ACEITE***

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A:
SAUL VELASCO TINTOR**

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**



MÉXICO, D.F.

2005

m. 345711



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1207

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: Saúl Velasco Tinter

FECHA: 27 / Junio / 2005
FIRMA: Saúl Velasco

SR. SAÚL VELASCO TINTOR
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS**
- II MÉTODO DE LABORATORIO PARA OBTENER LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE**
- III APLICACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS**
- IV CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

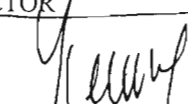
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 8 de noviembre de 2004

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE”

**TESIS PRESENTADA POR:
SAÚL VELASCO TINTOR**

**DIRIGIDA POR:
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

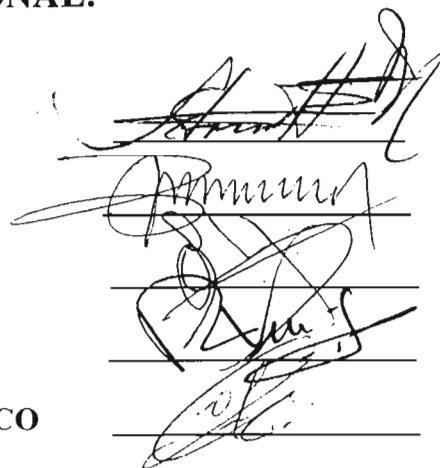
PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

VOCAL: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

SECRETARIO: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

1ER SUPLENTE: ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

2DO SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

Agradecimientos:

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme aceptado como parte de ella en sus instalaciones, como uno más de sus hijos y por que me llevo grandes recuerdos vividos en gran parte de ella con mis amigos y compañeros.

A la Facultad de Ingeniería, por haber abierto sus puertas y brindarme el privilegio de participar del conocimiento y saber que de ella emana, y por haber hecho de mi un gran profesionalista.

A los Ingenieros, quienes contribuyeron a mi formación profesional transmitiendo sus conocimientos y experiencias profesionales.

Al Ingeniero Manuel Villamar Viguera, por haber aceptado dirigir mi tesis, y por su paciencia durante todo el proceso de la elaboración de este trabajo, hasta su culminación, así mismo por su apoyo y consejos.

A mis Amigos: Pedro Javier, Pablo, Lilia Simona, Martín Daniel, Edgar Guillén y Oscar Peña. Por haberme brindado su valiosa amistad, así como su ayuda y apoyo incondicional, además por haber compartido gratos momentos durante el transcurso de la carrera y por los alegres y no tan alegres momentos que compartimos juntos, gracias.

A mis Compañeros, por su valiosa ayuda que me brindaron durante el transcurso de la carrera, gracias.

Dedicatorias:

A Dios, a Jesucristo y a San Judas Tadeo, porque gracias a la fe y esperanza que siempre deposité en ellos, fue posible haber realizado este sueño, y porque escucharon mis suplicas cada vez que sentía flaquear y la desesperanza estaba en mí, y por todos sus favores recibidos durante el transcurso de mi vida gracias.

A mi Madre, por su lucha incansable durante toda su vida, y su enorme sacrificio por sacar adelante a todos y cada uno de mis hermanos, no tengo más que agradecerle eternamente por todo el esfuerzo que hizo para formarme moral y espiritualmente y por ser el gran motor que me impulsó para lograr este gran triunfo, que también es de ella.

A mi Padre, por el gran sacrificio de sacar adelante a sus hijos a través de su trabajo y esfuerzo, y que sin importar lo difícil que se veía el camino logro ver que sus esfuerzos valieron la pena, le agradezco y valoro todo lo que hizo por mí y por haberme impulsado a seguir adelante en cada tropiezo de mi vida, y por lo tanto este triunfo también es de él.

A mi hermano Antonio, por haber confiado en mí y por su gran apoyo y paciencia, gracias porque fuiste una pieza importantísima para lograr este gran sueño, por ello te agradezco infinitamente tu esfuerzo y sacrificio, y por lo tanto este triunfo también es tuyo.

A mi hermana Sandra y a mi sobrino Iván, por su apoyo moral y por darme ánimos para seguir adelante en cada etapa de mi vida, y por compartir tantos momentos alegres.



Ένα βδβιχατορία επεχια, παρα να ηυφερθυε φυε, εφ σερνιφ σιενδω πορ
 σιεπρε ελ αμωρ βε ηι θιδα, ψ θυε α πεσαρ βε θυε νο εστα χωνηρω φ σιχαπυε,
 ου αληια σιεμπρε α εσταδω βεπρω βε ηι, ηυιδωπυε πορ ελ χαηυνο χωπεχρω,
 σωβρε τοδω απωψιδωπυε εν λωσ ηωπυε ηασ διφιλχιγασ βε ηι θιδα, ψ θυε ηραχιασ
 α ου απυδα ηε σαγιδω αδελαντε εν χαδα εταπα βε ηι θιδα.
 Γραχιασ ΔΟΛΟΦΕΞ πορ τοδω λο θυε σηνιφικασ ψ περπεσεβτασ παρα ηι, βεσδε
 αθυελ ηωπυε εν θυε τε χονοχι, τυ φυεφζα εσ λα θυε ηε ηα σασεινδω χυανδω
 σιεπρω θυε ηι προπια ηε αβαλονα, περσοεσ ηισια φυεφζα θυε τυ ηε δασ,
 σε αγρανδα α ηι ηασ, εν λωσ ηωπυεσ αγγερσε χωηο εστε.
 Νο σαβρε χωηο βεσθε θυε εστυωπυεσ φυπρω α ηι, εν εστε ιωραταε παρα θυε χωηι
 παρπυη βαηωσ φυπρω εστε ηρα ηωπυεσ θυε εστοψ θιε εστοψ θιε εστοψ θιε εστοψ
 Α ηι ασ η σαβρε θυε τε αηο ηυχηο, ψ εσπρω θυε ηυψ ηρωρω νοσ ελχωνηπυεσ
 ψ θυε χυανδω σωσ οχυρρα σα παρα νο επαρπωσ νυχα ηασ.
 Πρωσ ιο σο νο λαγελρα α οχυρπυε θυεπο βεχίρτε, θυε νο χρω θυε εξισια ορω
 ηυφωρ α θυε πυεδα αηαρ αηαρω χωηο τε αηο α ηι, υι ταηωχο χρω
 ποδωρ ολγωπυε νυχα, πορ θυε υι εφεσ ψ σερνιφ σιενδω πορ σιεμπρε ελ
 ηωρ βε ηι θιδα, ηραχιασ πορ υι χωηαλ, α, τε αηο.

INDICE

	página
RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	1
I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	3
I.1 Permeabilidad	3
I.2 Permeabilidad absoluta	4
I.3 Efecto de Klinkenberg	6
I.4 Combinación de permeabilidades en los yacimientos petroleros	8
I.4.1 Flujo a través de capas en paralelo	8
I.4.2 Flujo a través de capas en serie	10
I.5 Permeabilidad efectiva	12
I.6 Permeabilidades relativas	15
I.7 Relación de permeabilidades relativas	17
I.8 Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas	18
II. METODOS DE LABORATORIO PARA OBTENER LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE (K_{rg}/K_{ro} o K_g/K_o)	22
II.1 Obtención de curvas K_{rg}/K_{ro} (K_g/K_o) en laboratorio a partir de mediciones de flujo de fluidos en régimen permanente.	23
II.1.1 Ejemplo	25
II.2 Obtención de curvas K_{rg}/K_{ro} (K_g/K_o) en laboratorio a partir de mediciones de flujo de fluidos en régimen variable.	28
II.2.1 Ecuaciones básicas	28
II.2.2 Equipo de laboratorio	31
II.2.3 Preparación de las muestras de roca	40
II.2.4 Procedimiento de análisis	46
II.2.5 Ejemplo	51

III. APLICACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS	68
III.1 Ecuación de la relación gas aceite instantánea	68
III.2 Ecuación de la variación del índice de productividad	69
III.3 Forma de la curva de permeabilidades relativas en el comportamiento de un yacimiento	71
III.4 Ejercicios de aplicación de las permeabilidades relativas	73
III.4.1 Ejemplo	73
III.5 Yacimientos saturados	78
III.5.1 Ejemplo	78
III.5.2 Ejemplo	80
III.5.3 Ejemplo	86
III.6 Yacimientos estratificados	89
III.6.1 Ejemplo	89
III.7 Criterios para estabilizar el movimiento en el contacto gas-aceite	90
III.7.1 Ejemplo	90
III.8 Distancia de un pozo cuando posiblemente pueda ocurrir la Segregación	93
III.8.1 Ejemplo	93
IV. CONCLUSIONES	95
BIBLIOGRAFÍA	98
NOMENCLATURA	100

RESUMEN

Existen diferentes tipos de permeabilidades en los medios porosos, como son: la permeabilidad absoluta, la permeabilidad efectiva y la permeabilidad relativa. Esta última es el tema principal de este trabajo, el cual tiene la finalidad de dar a conocer la importancia que tienen las permeabilidades relativas durante la explotación de los yacimientos, con el fin de establecer la mejor alternativa de explotación.

Este trabajo se desarrolló en cuatro capítulos.

En el Capítulo I se presentan conceptos fundamentales que se relacionan a los diferentes tipos de permeabilidad, como son: la porosidad, el efecto de Klinkenberg, la saturación de fluidos y la mojabilidad, haciéndose ver la influencia que tienen cada uno de ellos.

En el Capítulo II se exponen dos métodos de laboratorio para obtener las permeabilidades relativas al gas y al aceite, así como la relación de permeabilidades relativas gas-aceite. Uno de ellos es el del régimen permanente, que fue el primero en desarrollarse y el otro es el del régimen variable y es el que se comenta con detalle en este trabajo. También se describen los aparatos con los que se realiza el desplazamiento de aceite por el gas en los núcleos. Estos aparatos se esquematizaron para comprender mejor el procedimiento de análisis. Se presentan también ejemplos en los que se describen tanto las ecuaciones como los cálculos y gráficas de los mismos para una mejor comprensión.

En el Capítulo III se presentan ejemplos de aplicación de las permeabilidades relativas y se hace ver la importancia que tienen en las diferentes áreas técnicas de la Ingeniería de Yacimientos, como por ejemplo: recuperación secundaria, recuperación mejorada y en comportamiento de yacimientos, en general.

En el Capítulo IV se presentan las conclusiones de los capítulos anteriores, así como algunos comentarios adicionales.

Al final, se enlista la bibliografía que se consultó para la realización de esta tesis, así como la nomenclatura utilizada.

INTRODUCCIÓN

El comportamiento general de yacimientos productores se determina principalmente por la naturaleza de la energía disponible para mover los fluidos del yacimiento al pozo y la manera en la cual se utiliza durante la producción. Existen múltiples factores que controlan tal energía, determinándose, a su vez, por una multitud de variables, como son las condiciones geológicas y estructurales, la naturaleza de los hidrocarburos, la solubilidad del gas en el aceite, la capacidad de flujo en la roca, la movilidad de los acuíferos asociados, etc.

La liberación de energía del yacimiento se presenta por la perforación y operación de pozos. La energía es liberada por la acción de las fuerzas o presiones, ejercidas en la dirección de bajos niveles de presión y energía. Estas fuerzas sirven para vencer la resistencia al flujo en la roca, y que los fluidos pasen a través del medio poroso. El trabajo hecho por estas fuerzas se toma en cuenta para la pérdida de energía dentro del yacimiento, entre el estado inicial y final (en el pozo) de los fluidos envueltos en el proceso de producción. Así, la energía de compresión del aceite y del agua se manifiestan en una expansión de los mismos, disipación de la presión y flujo de volumen de expansión a los pozos o a salidas de menor presión.

Es muy importante definir el tipo de empuje que está actuando en el yacimiento, debido a que este aspecto influye en muchas de las operaciones del diseño de instalaciones superficiales de producción, así como en la elección del tipo de sistema artificial de producción adecuado.

La Ingeniería de Yacimientos, como una parte de la Ingeniería Petrolera, se responsabiliza del análisis de los yacimientos de hidrocarburos con el fin de establecer la mejor alternativa de explotación, buscando recuperar la mayor cantidad posible de ellos, de acuerdo con las políticas económicas contemporáneas.

Para poder realizar este análisis se requieren de modelos matemáticos que puedan reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento en explotación.

Con la existencia de poderosos procesadores de datos se han creado simuladores matemáticos muy complejos que aportan resultados con buena precisión considerando al yacimiento como un conjunto de bloques diferenciables unos de otros; sin embargo, por su misma complejidad requieren de una gran cantidad de información para su aplicación.

Se puede decir que básicamente todo lo anterior está basado sobre el concepto de permeabilidad, ya que al hablar de producción se habla de una buena permeabilidad en el yacimiento, si se habla de perforación se habla de que la producción del yacimiento será rentable, y si se habla de yacimientos se hace referencia a que si hay porosidad y permeabilidad, entonces es un buen yacimiento petrolero para explotar.

En cuanto a los diferentes tipos de permeabilidad en los yacimientos petroleros, se dice que cuando el yacimiento está invadido 100 % por un solo fluido (agua, aceite o gas) se dice que tiene permeabilidad a ese fluido y si el fluido moja y no reacciona con los sólidos se tiene la permeabilidad absoluta; en cambio, si el yacimiento no está invadido 100% por un fluido, sino que es invadido por otros fluidos (agua, aceite o gas) se tiene una permeabilidad efectiva y, finalmente, en cuanto a la permeabilidad relativa en el yacimiento, se puede decir que es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

CAPITULO I

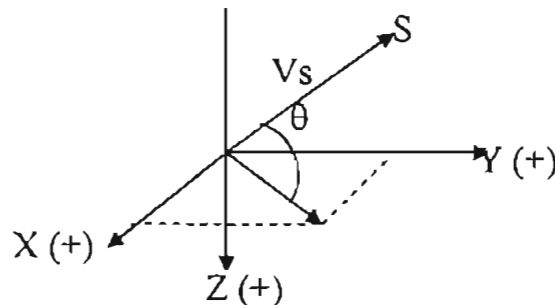
DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

I.1 PERMEABILIDAD (K)

Propiedad que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse dentro de un medio poroso. Existirá permeabilidad sólo si existen poros comunicados o sea sólo si existe porosidad efectiva.

La ecuación general de Darcy es:

$$V_s = -\frac{K}{\mu} \left[\frac{dp}{ds} - \rho g \frac{dz}{ds} \right] \quad (I.1)$$



donde:

V_s = Velocidad de flujo a través de un área unitaria del medio poroso en la unidad de tiempo (cm/seg).

$\frac{dp}{ds}$ = Gradiente de presión (atms/cm).

$\rho g \frac{dz}{ds} = \rho g \text{ sen } \theta$ = Gradiente de presión hidrostático (gravitacional) (atms/cm)

θ = Es el ángulo entre la dirección de flujo y la horizontal

μ = Viscosidad del fluido (centipoises)

ρ = Densidad del fluido (g/cm^3)

K = Permeabilidad del medio poroso (Darcys).

g = Aceleración de la gravedad (cm/seg^2)

S = Distancia a lo largo de la dirección de flujo (cm)

Ecuación de Darcy para flujo horizontal:

$$K = \frac{q \mu L}{A (P_e - P_s)} \quad (I.2)$$

donde:

q = Gasto (cm³ / seg)

μ = Viscosidad del fluido (centipoises)

K= Permeabilidad del medio poroso (Darcys).

A= Area del medio poroso, transversal al flujo (cm²)

L= Longitud del medio poroso (cm)

Pe= Presión del fluido a la entrada del medio poroso (atmósferas)

Ps= Presión del fluido a la salida del medio poroso (atmósferas)

La permeabilidad es de 1 Darcy, cuando 1cm³ de fluido, de viscosidad 1 centipoise, pasa en 1 segundo a través de una muestra de roca con sección transversal de 1 cm² y 1cm de longitud, bajo una presión diferencial de 1 atmósfera. El Darcy es en la práctica una unidad demasiado grande, utilizándose normalmente el milidarcy (1 milidarcy = 0.001 Darcy).

$$1 \text{ Darcy} = \frac{\left(1 \frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right)(1 \text{ cp})(1 \text{ cm})}{(1 \text{ cm}^2)(1 \text{ atm})}$$

I.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA (Ka)

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido mojante y que no reaccione con los sólidos través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% con ese fluido, que es el mismo que se usa como fluido circulante durante la prueba. La permeabilidad absoluta de los yacimientos petroleros, varía en general, entre 5 y 1,000 milidarcys. Se conocen yacimientos que tienen permeabilidades de varios Darcys, pero como contrapartida, algunas rocas productoras tienen permeabilidades inferiores a 5 milidarcys.

Permeabilidad	Milidarcy	
	Mínimo	Máximo
Muy Baja	0	0.01
Baja	0.01	1
Media	1	100
Alta	100	10 000
Muy Alta	10 000	100 000

TABLA I.1. RANGOS DE PERMEABILIDAD EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

Considerando la ecuación de Darcy para flujo horizontal, si a través de un núcleo de 2.0 cm² de sección transversal y 3.0 cm de longitud, fluye agua salada de 1.0 cp a un gasto de 0.5 cm³ por segundo, con una presión diferencial de 2.0 atm., su permeabilidad absoluta es:

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P} = \frac{(0.5)(1.0)(3.0)}{(2.0)(2.0)} = 0.375 \text{ Darcys}$$

si se reemplaza el agua salada por aceite de 3.0 cp de viscosidad, bajo la misma presión diferencial, el gasto de aceite es de 0.167 cm³/seg, por lo que la permeabilidad absoluta es:

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P} = \frac{(0.167)(3.0)(3.0)}{(2.0)(2.0)} = 0.375 \text{ Darcys}$$

Con el ejemplo se puede ver que la permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma para cualquier líquido que no reaccione con el material de la roca que la sature al 100%; sin embargo esta condición no se cumple con los gases debido a un efecto que se le llama resbalamiento o deslizamiento molecular.

I.3 EFECTO DE KLINKENBERG

Klinkenberg descubrió que las mediciones de permeabilidad hechas con aire (fluido de medición) mostraban resultados diferentes a los obtenidos utilizando un líquido. La permeabilidad de un núcleo medida con aire es siempre mas grande que la permeabilidad obtenida utilizando un liquido. Klinkenberg postuló sobre la base de sus experimentos de laboratorio, que los líquidos tienen velocidad nula en la superficie de los granos de la roca porosa, mientras que los gases muestran alguna velocidad finita en la superficie de los granos de la roca.

En otras palabras, en los gases se presenta el fenómeno de “deslizamiento molecular” o lo que se conoce como “resbalamiento” (slippage). Este resbalamiento provoca un gasto mayor a que si se usara líquido, para una misma caída de presión.

Klinkenberg encontró también que para un medio poroso dado, al incrementar la presión media, la permeabilidad al gas medida disminuía. La presión media está definida como la semi-suma de la presión de entrada y la presión de salida, esto es:

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2}$$

Si se grafican las permeabilidades medidas con gas contra el recíproco de las presiones medias correspondientes, o sea K_g vs $1/P_m$, y se extrapola hasta el punto donde $1/P_m = 0$, en otras palabras, donde $P_m = \infty$ se tendrá la permeabilidad al liquido (K_L) aproximadamente igual a la permeabilidad absoluta. Una grafica de esta naturaleza se muestra a continuación en la Figura I.1.

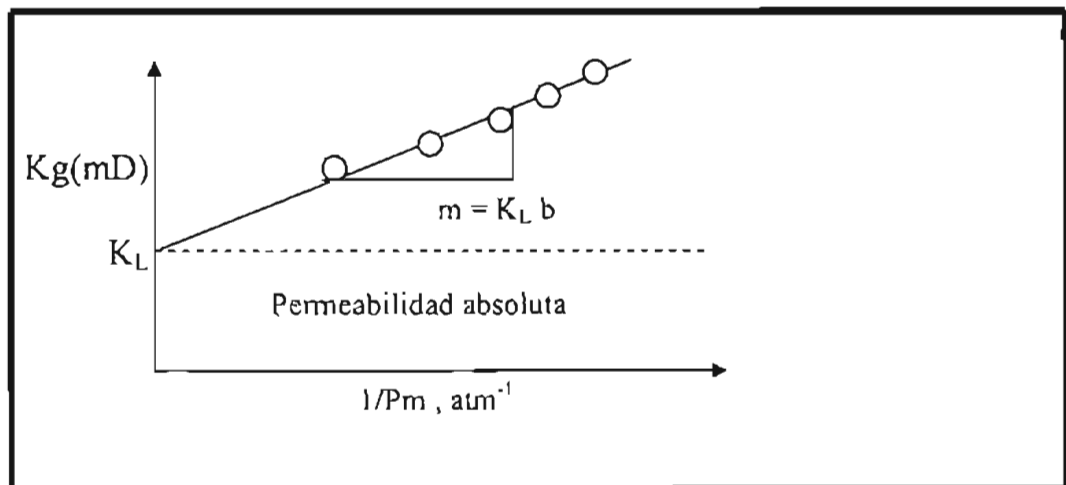


FIGURA I.1. OBTENCIÓN DE LA PERMEABILIDAD AL LIQUIDO O DE KLINKENBERG.

La ecuación de la recta extrapolada hasta el punto donde $P_m = \infty$, está dada por la siguiente expresión:

$$K_g = K_L \left(1 + \frac{b}{P_m} \right) \quad (1.3)$$

para valores de P_m infinita, $1/P_m = 0$ y $K_g = K_L$

$$K_g = K_L + \frac{K_L b}{P_m} \quad (1.4)$$

como $K_L b = m$, entonces la ecuación queda así:

$$K_g = K_L + m \left(\frac{1}{P_m} \right) \quad (1.5)$$

donde:

K_g = Permeabilidad al gas del medio poroso (Darcys) medido a P_m

P_m = Presión media de flujo del gas en el medio poroso (atms)

K_L = Permeabilidad al líquido del medio poroso (Darcys)

b = Constante para un cierto medio poroso y un gas dado (atms).

m = Pendiente de la recta de la extrapolación de Klinkenberg

La ecuación (1.5) representa una recta de pendiente m y ordenada al origen K_L , la cual se obtiene graficando valores de K_g a diferentes P_m contra valores de $1/P_m$, como se muestra en la Figura I.1.

Como la permeabilidad medida con un líquido inerte es una constante, la permeabilidad al líquido es usualmente referida como la permeabilidad absoluta. Es mucho más conveniente medir la permeabilidad de las muestras en el laboratorio usando aire o gas inerte como fluido de medición, debido a que no reaccionan con el material de la roca.

La permeabilidad absoluta podría no ser una característica estática e inmutable de la roca. Se ha demostrado que en muchos casos, disminuye más o menos lentamente bajo el efecto de la circulación de un fluido. La causa principal sería la destrucción parcial de ciertos compuestos de la roca (minerales arcillosos en particular). Las partículas muy finas así formadas (del orden de una micra), al desplazarse, obturarían una parte de los poros más finos, disminuyendo la circulación de los fluidos.

I.4 COMBINACIÓN DE PERMEABILIDADES EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

I.4.1 FLUJO A TRAVÉS DE CAPAS EN PARALELO.

La permeabilidad de un yacimiento frecuentemente se determina a partir de mediciones hechas sobre muestras de roca tomadas del yacimiento. En la mayoría de los yacimientos se encuentran variaciones tanto en la permeabilidad vertical como en la horizontal. La permeabilidad horizontal o lateral, corresponde a un flujo de los fluidos paralelamente a la estratificación. La permeabilidad vertical o transversal, corresponde a un flujo perpendicular a la estratificación. La permeabilidad vertical es normalmente inferior a la horizontal, por lo menos en un medio poroso de origen clástico y desprovisto de fisuras verticales. Esto se explica, por la presencia, en la mayor parte de las rocas, de minerales filíticos (arcillas, micas), que se sitúan paralelamente a la estratificación, por lo tanto es conveniente conocer la forma de considerar las permeabilidades medidas a varias muestras representativas del yacimiento dentro de un valor promedio.

La permeabilidad promedio de capas en paralelo puede ser calculada utilizando la ecuación de Darcy para flujo radial, suponiendo que cada capa es homogénea y presenta una permeabilidad constante. Se hace notar que en el cálculo de la permeabilidad promedio se puede utilizar cualquier sistema de flujo. Considerando la situación de varias capas en paralelo, Figura I.2., separadas una de la otra en tal forma que no se tenga flujo cruzado.

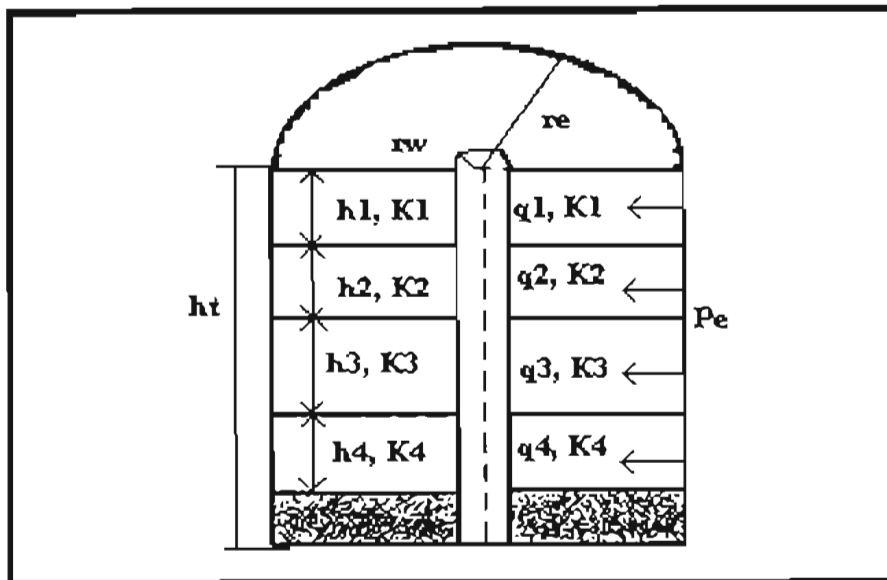


FIGURA I.2. CAPAS EN PARALELO

El gasto a través de la primera capa será:

$$q_1 = \frac{2\pi K_1 h_1 (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \quad (I.6)$$

Para la segunda capa será:

$$q_2 = \frac{2\pi K_2 h_2 (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \quad (I.7)$$

En forma similar quedaría expresada la ecuación del gasto para las capas restantes. El gasto total a través de todas las capas puede ser calculado por:

$$q_t = \frac{2\pi K_{prom} h_t (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \quad (I.8)$$

donde:

π = Número pi

q_t = Gasto total

K_{prom} = Permeabilidad promedio del total de capas.

h_t = Espesor total de todas las capas.

El gasto total a través del sistema entero es igual a la suma de los gastos a través de cada una de las capas, esto es:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + \dots + q_n \quad (I.9)$$

combinando las ecuaciones (I.6), (I.7), (I.8) y (I.9) se tiene que:

$$\frac{2\pi K_{prom} h_t (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} = \frac{2\pi K_1 h_1 (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} + \dots + \frac{2\pi K_n h_n (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \quad (I.10)$$

Agrupando y cancelando términos iguales, se llega a:

$$K_{prom} h_t = K_1 h_1 + K_2 h_2 + \dots + K_n h_n$$

Finalmente:
$$K_{prom} = \frac{K_1 h_1 + K_2 h_2 + \dots + K_n h_n}{h_t} \quad (I.11)$$

I.4.2 FLUJO A TRAVES DE CAPAS EN SERIE

Se había dicho que las variaciones de permeabilidad podrían ocurrir tanto vertical como horizontalmente en un yacimiento. A esta variación natural en la permeabilidad se puede añadir el daño a la formación durante las operaciones de perforación y terminación o reparación del pozo, que reduce la permeabilidad en la vecindad del pozo; así como las técnicas de limpieza o estimulación, que pueden incrementar la permeabilidad en la vecindad del pozo.

Cuando ocurren estos tipos de variaciones laterales en la permeabilidad, la permeabilidad promedio del yacimiento puede ser calculada en forma distinta a la de las capas en paralelo. Las variaciones laterales se muestran en la Figura I.3.

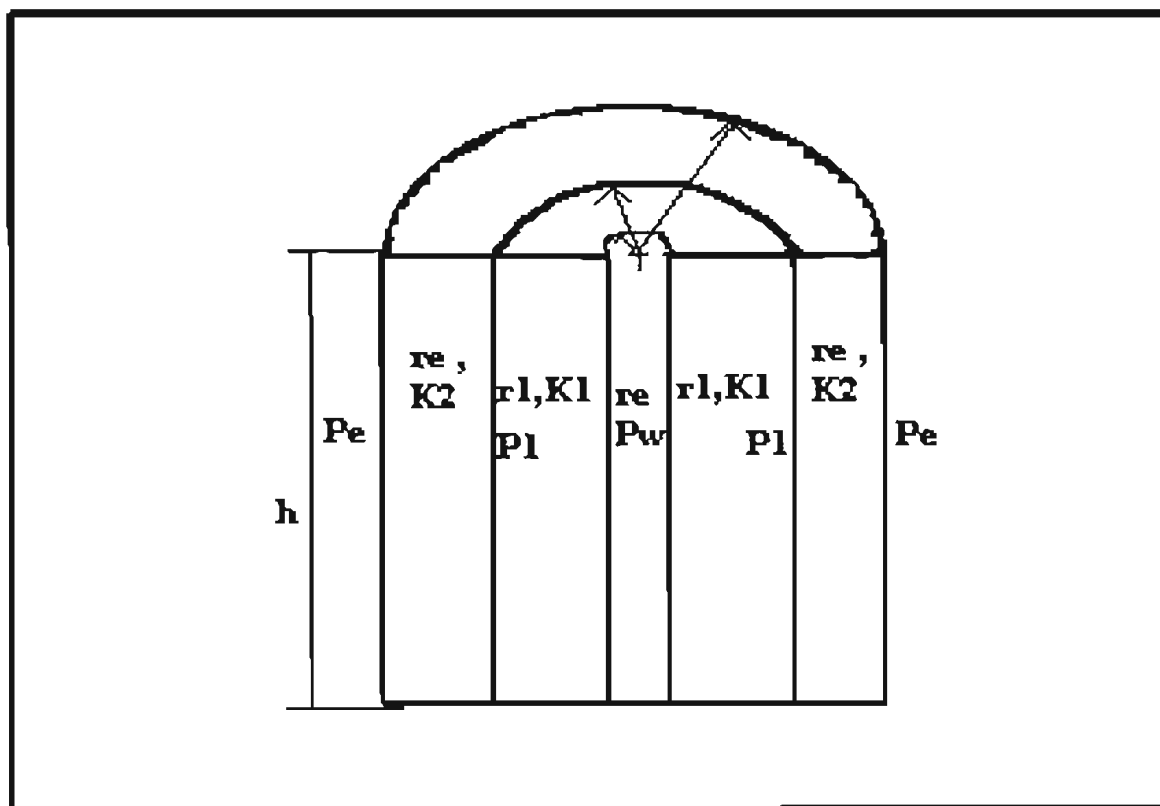


FIGURA I.3. CAPAS EN SERIE

El gasto a través de las capas puede ser calculado utilizando la ecuación de Darcy para flujo radial.

El gasto a través de la primera capa será:

$$q_1 = \frac{2\pi h K_1 (P_1 - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)} \quad (I.12)$$

A través de la segunda capa será:

$$q_2 = \frac{2\pi h K_2 (P_e - P_1)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_1}\right)} \quad (I.13)$$

El gasto en un yacimiento con permeabilidad promedio será igual a:

$$q_t = \frac{2\pi h K_{prom} (P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (I.14)$$

La caída de presión total es igual a la suma de las caídas de presión a través de cada capa, esto es, se puede establecer la siguiente identidad:

$$(P_e - P_{wf}) = (P_e - P_1) + (P_1 - P_{wf}) \quad (I.15)$$

Combinando las ecuaciones (I.12) hasta (I.15) se tiene que:

$$\frac{q_t \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2\pi h K_{prom}} = \frac{q_1 \mu \ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)}{2\pi h K_1} + \frac{q_2 \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_1}\right)}{2\pi h K_2} \quad (I.16)$$

Como se está analizando flujo en régimen permanente se puede establecer que:

$$q_t = q_1 = q_2$$

Cancelando términos iguales y despejando la permeabilidad promedio, se llega a la siguiente ecuación:

$$K_{prom} = \frac{\ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)}{K_1} + \frac{\ln\left(\frac{r_c}{r_1}\right)}{K_2}} \quad (I.17)$$

la ecuación que generaliza es la siguiente:

$$K = \frac{\ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)}{K_1} + \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{K_2} + \dots + \frac{\ln\left(\frac{r_n}{r_{n-1}}\right)}{K_n}} \quad (I.18)$$

nota: $r_n = r_c$

Ecuación que puede ser utilizada para calcular la permeabilidad promedio de un yacimiento donde éste tiene una variación lateral natural en su permeabilidad, o causada por invasión de filtrado de lodo o por acidificación; tal como se indicó previamente.

I.5 PERMEABILIDAD EFECTIVA (K_o , K_g , K_w)

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido en particular, a la permeabilidad del medio poroso a ese fluido, cuando su saturación es menor del 100 por ciento.

La K_o , K_g y K_w representan, respectivamente, las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua. Si en el núcleo del ejemplo anterior se mantiene $S_w=0.7$ y $S_o=0.3$ y a estas saturaciones el gasto de agua salada, bajo una presión diferencial de 2.0 atm, es $0.30 \text{ cm}^3/\text{seg}$ y el gasto de aceite es igual a $0.02 \text{ cm}^3/\text{seg}$, la permeabilidad efectiva al agua es:

$$K_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P} = \frac{(0.30)(1.0)(3.0)}{(2.0)(2.0)} = 0.225 \text{ Darcys}$$

mientras que la permeabilidad efectiva al aceite es:

$$K_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P} = \frac{(0.02)(3.0)(3.0)}{(2.0)(2.0)} = 0.045 \text{ Darcys}$$

Del caso anterior puede observarse que la suma de las permeabilidades efectivas es decir, 0.270 Darcys, es menor que la permeabilidad absoluta, 0.370 Darcys. Los valores de la permeabilidades efectivas pueden variar desde cero hasta la permeabilidad absoluta, con excepción de la K_g , que puede ser mayor que la absoluta, cuando la muestra está saturada 100% de gas.

En la Figura I.4. se presentan relaciones típicas de permeabilidades efectivas para un sistema agua-aceite, en un medio poroso mojable por agua.

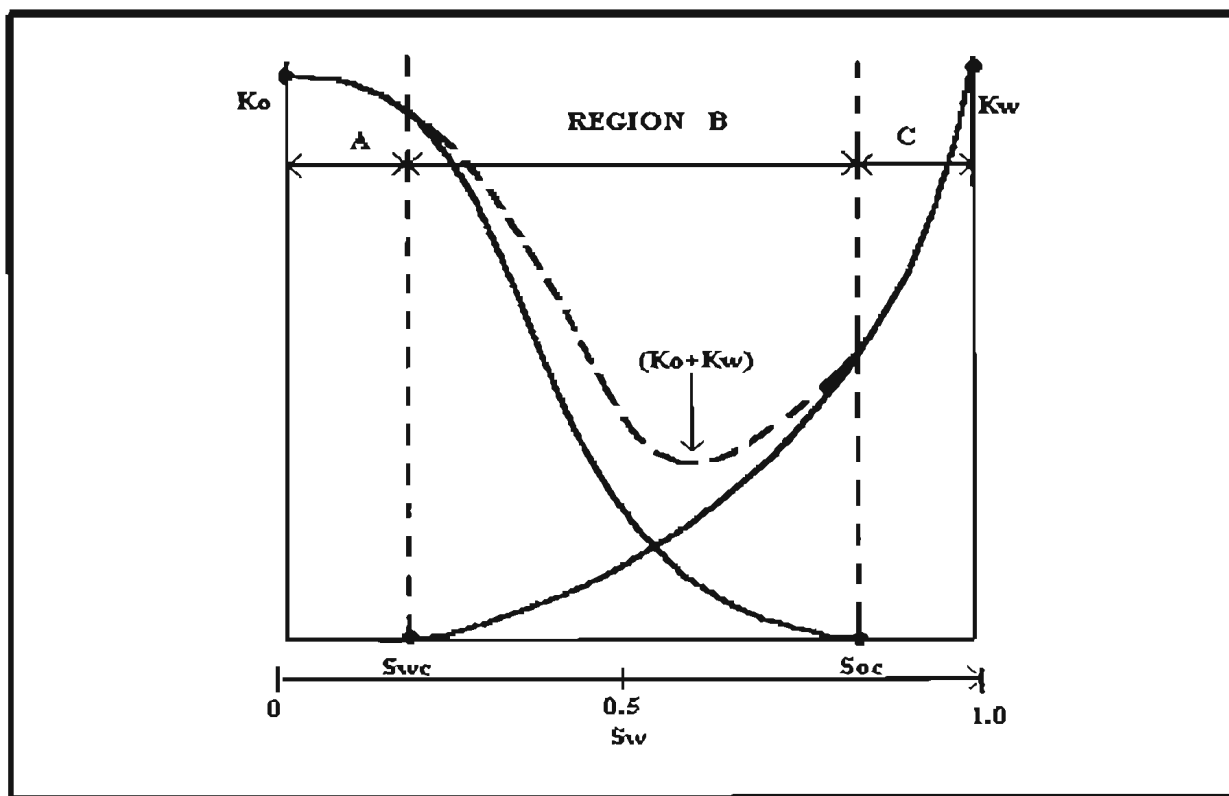


FIGURA I.4. PERMEABILIDADES EFECTIVAS EN UN MEDIO POROSO MOJABLE POR AGUA.

Para una saturación de agua de 50%, la permeabilidad efectiva a la fase mojanante (agua) es menor que la correspondiente a la fase no-mojante (aceite).

Las curvas de permeabilidades efectivas para agua y aceite mostradas en la Figura I.4. pueden ser divididas en tres regiones. En la región A sólo el aceite puede fluir en el medio poroso, porque se tiene $S_w \leq S_{wc}$; en la región B pueden fluir simultáneamente el aceite y el agua, en tanto que en la región C únicamente fluirá el agua porque se tiene $S_o \leq S_{or}$.

El la Figura I.5. se muestra una grafica típica de curvas de permeabilidades efectivas para gas y aceite. La forma de la curva en este caso indica que el aceite es la fase mojanante, mientras que el gas es la fase no- mojanante. También se presentan tres regiones, en forma similar al caso anterior.

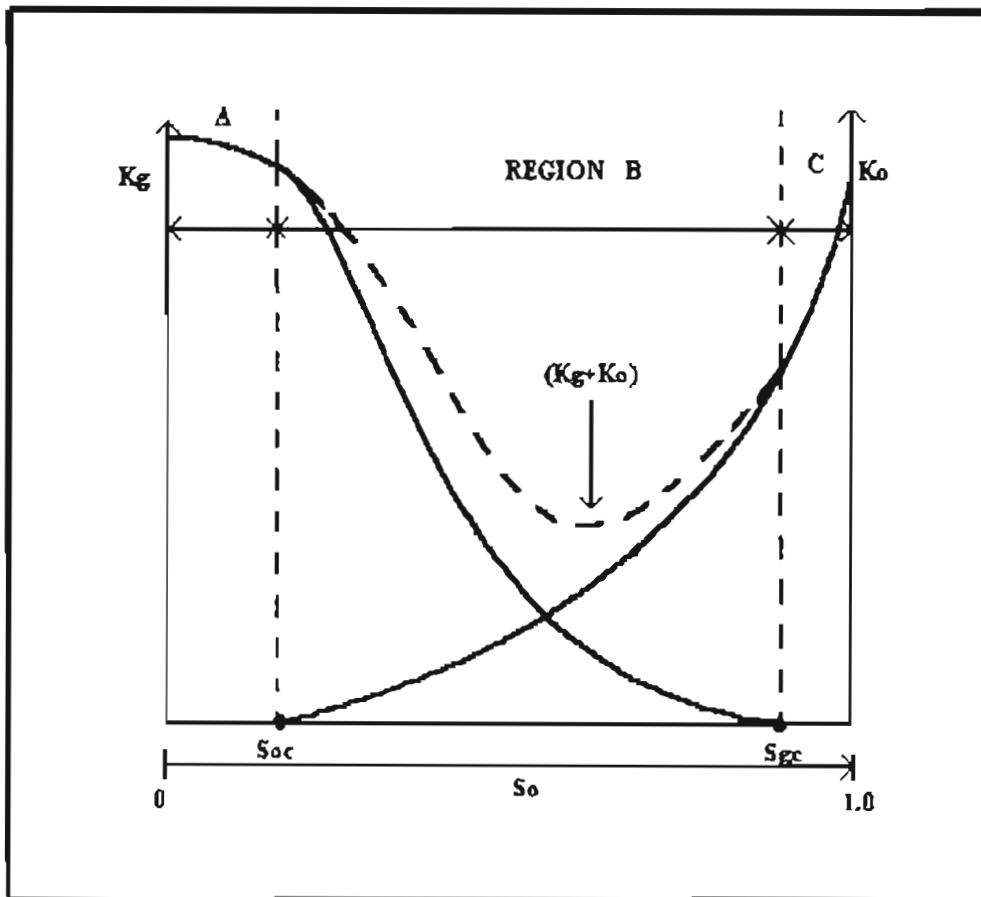


FIGURA I.5. PERMEABILIDADES EFECTIVAS, EL ACEITE ES LA FASE MOJANTE

I.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS (K_{ro}, K_{rg}, K_{rw}).

La permeabilidad relativa es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido, a una saturación dada, a la permeabilidad absoluta.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_a}, K_{rg} = \frac{K_g}{K_a}, K_{rw} = \frac{K_w}{K_a}$$

De las definiciones anteriores se puede deducir que las permeabilidades efectivas varían de cero a K_a , mientras que las permeabilidades relativas lo hacen de cero a uno.

Dado que en la mayoría de los yacimientos se encuentran presentes dos o mas fases no miscibles (aceite, gas y agua), puede anticiparse el enorme interés en las permeabilidades efectivas y relativas, aún mayor que el de las permeabilidades absolutas de la roca.

Tomando en cuenta que las permeabilidades relativas a una fase cualquiera (gas, aceite o agua) es una función de la saturación, es práctica común elaborar graficas de permeabilidad relativa contra saturación de la fase líquida o la mojante, como se muestra en la grafica de la Figura I.6. En la Tabla I.2. se presentan los datos de permeabilidades relativas al aceite y al agua, que se utilizaron en la construcción de las curvas de esa figura.

Sw	Krw	Kro
1.000	1.000	0.000
0.923	0.799	0.000
0.884	0.700	0.000
0.850	0.610	0.000
0.806	0.515	0.019
0.632	0.281	0.100
0.555	0.170	0.169
0.477	0.100	0.229
0.400	0.035	0.329
0.284	0.010	0.490
0.187	0.001	0.706
0.150	0.000	0.800
0.148	0.000	0.841

TABLA I.2. DATOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL AGUA Y AL ACEITE

En la Figura I.6. se muestra una grafica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite.

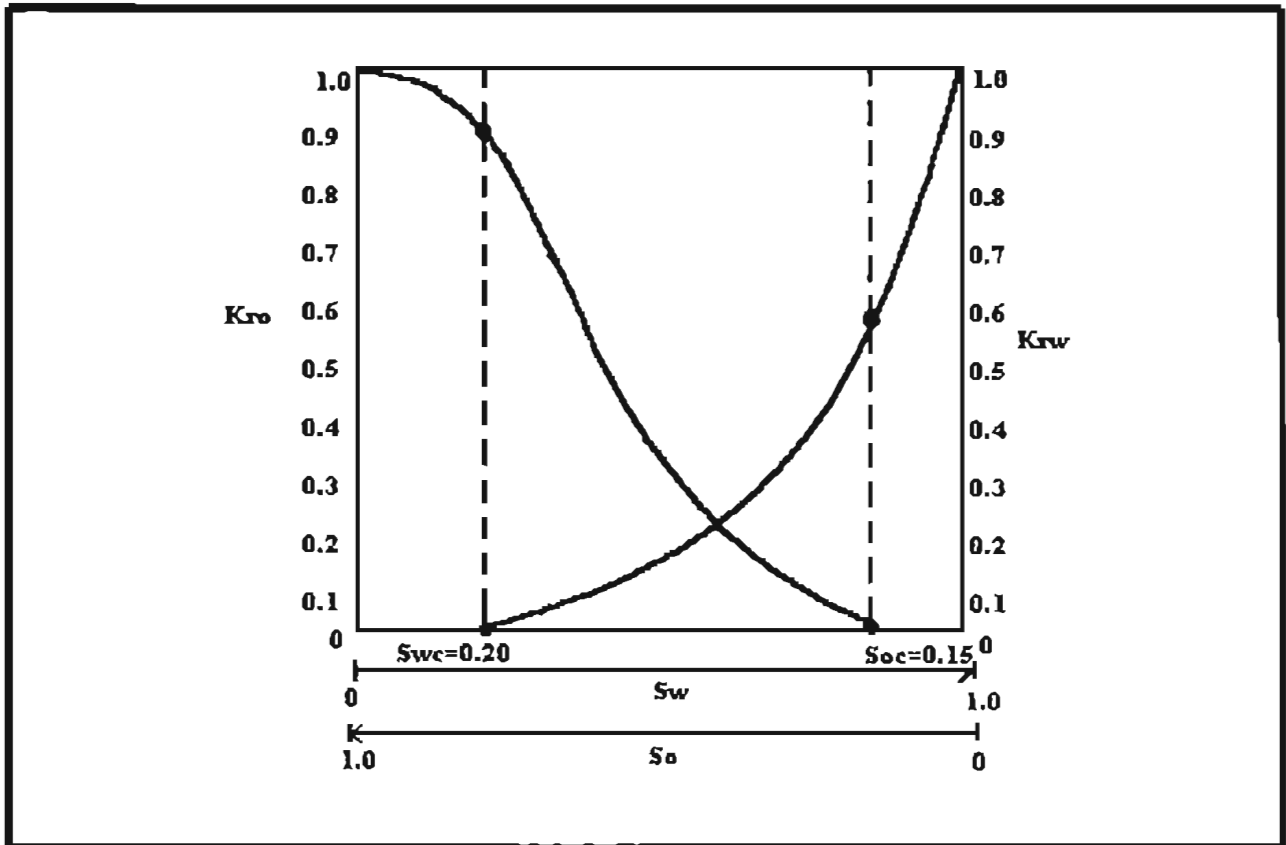


FIGURA I.6. PERMEABILIDADES RELATIVAS AL AGUA Y AL ACEITE

Comenzando con una saturación de agua de 100%, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85% (un aumento en la S_o a 15%) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua de 1.0 a 0.6, en cambio la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite de 15%, se denomina saturación crítica ($S_{oc}=0.15$) o sea la saturación a la que el aceite comienza a fluir a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite (S_{or}) al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema agua-aceite. A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al agua también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua del 20%, la permeabilidad relativa al agua se hace nula y la permeabilidad relativa al aceite es bastante alta. A esta saturación de agua de 20% se conoce como saturación crítica y puede ser mayor o igual a la saturación irreductible de agua (S_{wi}).

La mayoría de las rocas del yacimiento son preferentemente mojadas por agua, es decir, que la fase agua y no la aceite se haya contigua a las paredes de los espacios porosos. Por consiguiente, a la saturación de 20% el agua ocupa las partes menos favorables al flujo de fluidos de los espacios porosos, en forma de capas delgadas alrededor de los granos de la roca, como capas delgadas sobre las paredes de las cavidades de los poros y en las grietas pequeñas y capilares. El aceite que ocupa el 80% del espacio poroso se encuentra en las partes más favorables al flujo de fluidos de los espacios porosos, indicado por una permeabilidad relativa del 0.93.

Para el caso de un sistema gas-aceite, las curvas de permeabilidades relativas (K_{ro} y K_{rg}) adquieren la forma típica de la Figura I.6. y se tendrán en ese caso, los valores correspondientes a la saturación crítica o residual de gas y a la saturación crítica o residual de aceite.

I.7 RELACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

La relación de permeabilidades relativas expresa la habilidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido con respecto a su habilidad para permitir el flujo de otro fluido bajo las mismas circunstancias.

En la descripción matemática de flujo bifásico o de dos fases, la relación de permeabilidades relativas siempre se considera en las ecuaciones. Las dos relaciones de permeabilidades relativas más utilizadas son: K_{rg}/K_{ro} y K_{ro}/K_{rw} .

La Figura I.7. muestra una grafica de la relación de permeabilidades relativas, K_{ro}/K_{rw} y la saturación de agua. Debido a las altas variaciones en los valores de K_{ro}/K_{rw} , la relación de permeabilidades relativas generalmente se registra en la escala logarítmica de un papel semi-logarítmico.

Como muchas curvas de relación de permeabilidades relativas, la parte central o principal de la curva es completamente lineal. Siendo una línea recta en papel semi-logarítmico, la relación de permeabilidades relativas puede expresarse en función de la saturación de agua por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{-b S_w} \quad (I.19)$$

las constantes a y b pueden determinarse a partir de una grafica como la Figura I.7.

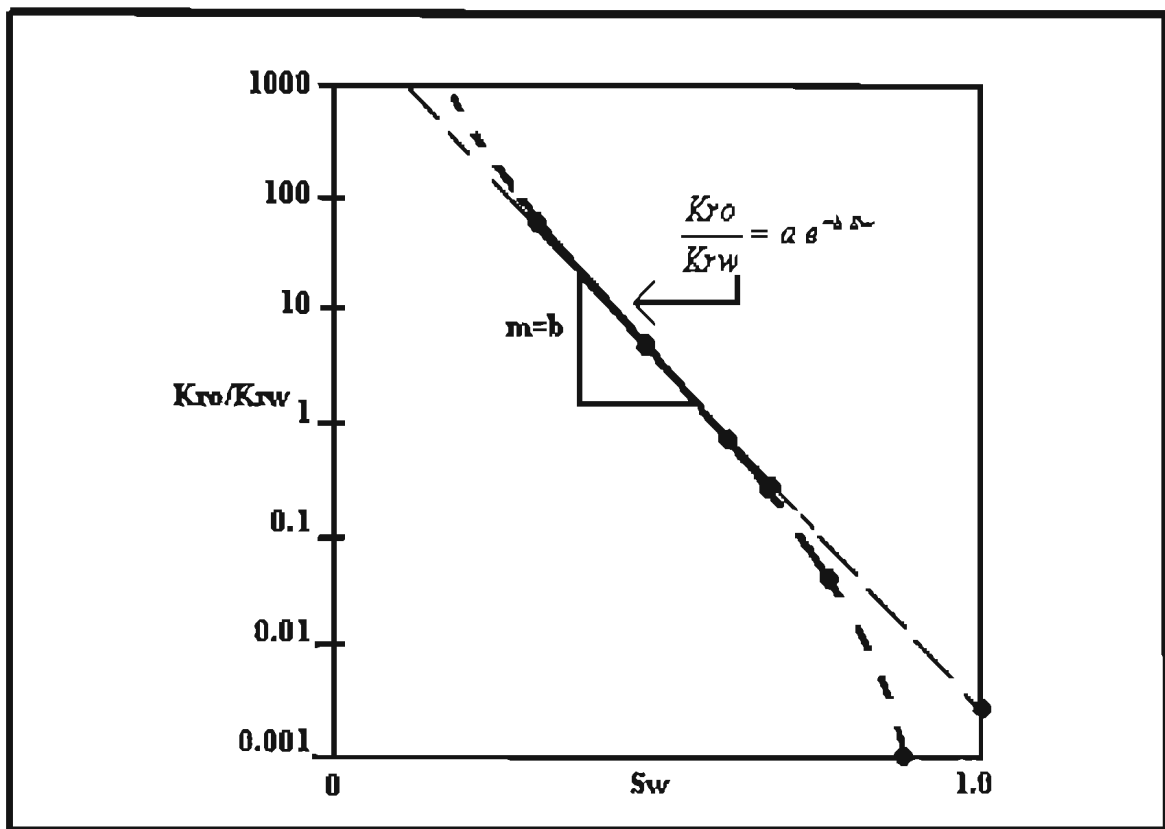


FIGURA 1.7. GRAFICA DE RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS K_{ro}/K_{rw} EN FUNCION DE LA SATURACION DE AGUA.

La ecuación (1.19) indica que la relación de permeabilidades relativas de una roca es solo función de las saturaciones de los fluidos presentes. Aunque es cierto que las viscosidades, tensiones interfaciales y otros factores afectan parcialmente la relación de las permeabilidades relativas, para una roca dada, es más que todo función de las saturaciones de fluidos.

1.8 EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.

La mojabilidad es un término que indica la tendencia de un fluido para adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido no miscible.

En un sistema fuertemente mojado por agua, con saturación de agua irreductible, el agua que es la fase mojante, ocupa los poros mas pequeños y en forma de una película delgada cubre la superficie de la roca. El aceite, que es la fase no mojante, ocupa el centro de los poros mas grandes. Esto ocurre debido a que es la condición mas estable. Cualquier cantidad de aceite localizada en los poros pequeños es desplazada al centro de los poros grandes por imbibición espontánea de agua.

Durante el desplazamiento con agua de un sistema mojado preferencialmente por agua, el agua se moverá a través del medio poroso en un frente casi uniforme. El agua inyectada tenderá a imbibirse en los poros pequeños, moviendo al aceite a los poros grandes. Si la saturación de agua inicial es la irreductible, adelante del frente solo se moverá aceite, mientras que en la zona frontal, cada fluido se mueve en sus propios canales, en cada poro. El aceite residual lo forma principalmente el aceite existente en los canales continuos que tienen uno de sus extremos sellados al resto del sistema poroso, denominados trampas. Otra parte del aceite residual se queda en forma discontinua formando glóbulos en el centro de los poros, o bien, en forma continua ocupando muchos poros pero rodeados completamente por agua.

En un sistema fuertemente mojado por aceite, la roca está preferentemente en contacto con aceite y la distribución de los dos fluidos es inverso al caso en que los sólidos son mojados por agua. Es decir, el aceite se localiza en los poros más pequeños y como una película delgada rodeando las paredes de los poros, mientras que el agua se localiza en el centro de los poros grandes. En estos sistemas, el agua irreductible (residual) se localiza como gotas discretas en el centro de los poros. Durante el desplazamiento con agua, el agua forma canales continuos a través del centro de los poros empujando aceite adelante. El aceite remanente queda en los poros más pequeños, como película continua sobre la superficie de los poros y como aceite atrapado en poros comunicados y contiguos pero rodeados por agua.

Las características típicas de las permeabilidades relativas del sistema agua-aceite se presentan en la Figura I.8. para roca mojada por agua y para roca mojada por aceite.

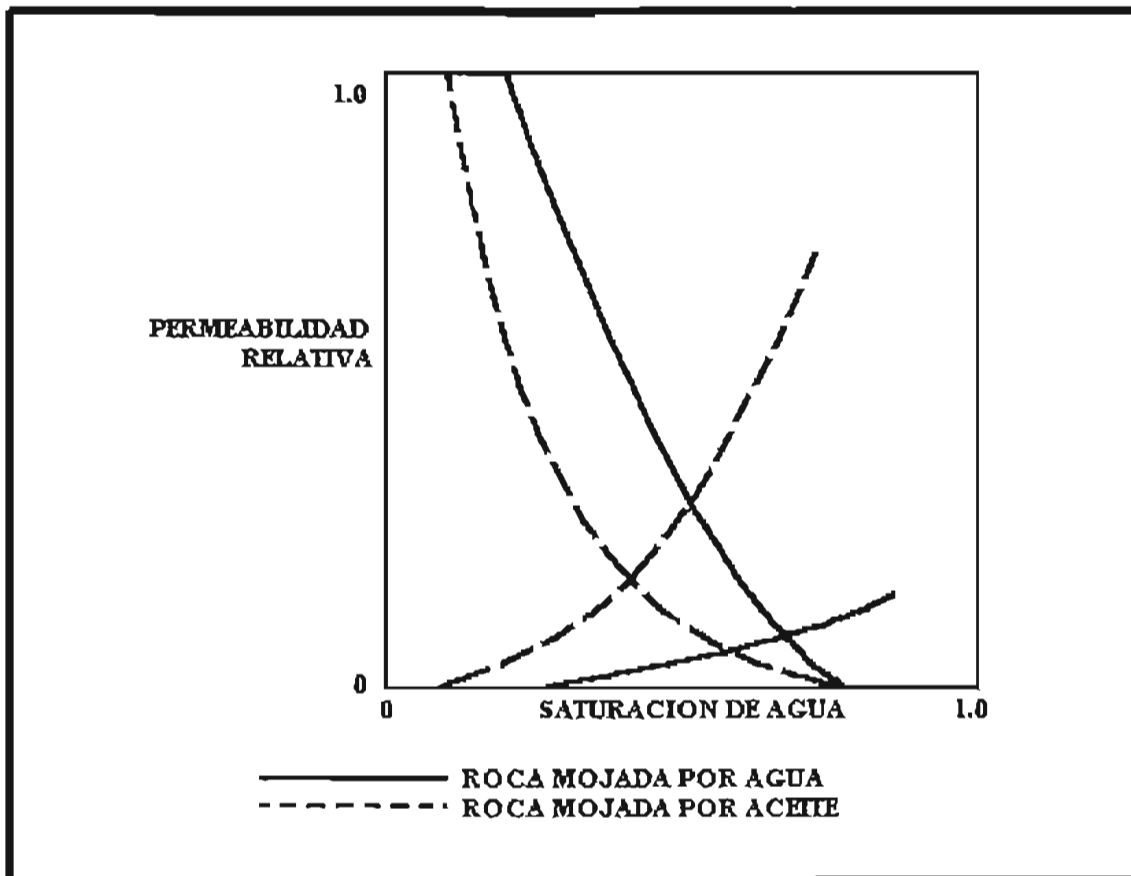


FIGURA 1.8. EFECTO DE LA MOJABILIDAD EN LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Las diferencias en las propiedades de flujo debidas a la preferencia de mojabilidad pueden resumirse por las siguientes observaciones:

PARÁMETRO	MEDIO POROSO	
	MOJABLE POR AGUA	MOJABLE POR ACEITE
Saturación de agua Irreductible	Generalmente mayor de 20%	Generalmente menor de 15%
Saturación a la cual $K_{ro}=K_{rw}$	Mayor que 50% en la saturación de agua	Menor que 50% en la saturación de agua
Valor de K_{rw} a la máxima saturación de agua (es decir al término del desplazamiento.)	Generalmente menor de 0.3	Mayor que 0.5, aproximándose a 1.0

En la Figura I.8. se observa adicionalmente lo siguiente:

A una saturación dada, la permeabilidad relativa a un fluido es mas alta cuando éste es el fluido no mojante. Por ejemplo la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) es mas grande en un sistema mojado por aceite que si el sistema fuera mojado por agua.

Esto es debido a que el fluido mojante tiende a viajar a través de los poros mas pequeños y menos permeables, mientras que la fase no mojante se mueve con mayor facilidad en los poros grandes. Adicionalmente, a saturaciones bajas, la fase no mojante queda atrapada en forma de glóbulos discontinuos bloqueando la garganta de los poros y por tanto, disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase mojante.

CAPITULO II

METODOS DE LABORATORIO PARA OBTENER LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE

La permeabilidad relativa se define como la relación de la habilidad de una roca para transmitir un fluido cuando está parcialmente saturada por ese fluido (permeabilidad efectiva) a su habilidad para transmitir un fluido mojante cuando está saturada completamente por él (permeabilidad absoluta).

La relación entre las permeabilidad relativa de una roca a un fluido y la permeabilidad relativa a otro fluido a las mismas saturaciones de los fluidos es la relación de permeabilidades relativas para esa saturación. La ecuación II.1 muestra esta relación. Note que es también equivalente a la relación de dos permeabilidades efectivas.

$$\frac{K_g/K_a}{K_o/K_a} = \frac{K_g}{K_o} \quad (\text{II.1})$$

donde:

K_g = Permeabilidad efectiva al gas.

K_o = Permeabilidad efectiva al aceite.

K_a = Permeabilidad absoluta.

K_g/K_a = Permeabilidad relativa al gas.

K_o/K_a = Permeabilidad relativa al aceite.

La variación de la relación de permeabilidades relativas con respecto a la saturación de fluidos es muy importante en estudios de yacimientos.

Un ejemplo del uso de la relación de permeabilidades relativas se tiene en la determinación analítica del comportamiento de los yacimientos petroleros bajo condiciones primarias y de recuperación secundaria.

Involucradas en este tipo de cálculos están la relación gas-aceite instantánea y las ecuaciones del flujo fraccional que requieren del conocimiento de las relaciones de permeabilidades en su solución.

Hay tres métodos esencialmente para determinar las relaciones de permeabilidades relativas:

(1) régimen permanente, (2) régimen variable y (3) datos de campo.

Los dos primeros son considerados como métodos de laboratorio mientras que el tercero requiere del conocimiento de pruebas de producción en pozos.

II.1 OBTENCIÓN DE CURVAS K_{rg}/K_{ro} (K_g/K_o) EN LABORATORIO A PARTIR DE MEDICIONES DE FLUJO DE FLUIDOS EN REGIMEN PERMANENTE.

En el método de régimen permanente una relación fija de los fluidos de interés se hace fluir a través de la muestra hasta alcanzar condiciones de equilibrio de saturación y de gradiente de presión en ellas. Cada una de las condiciones de equilibrio origina una saturación uniforme de los fluidos a lo largo de la muestra y proporciona un valor de relación de permeabilidades relativas.

En pruebas que involucran gas y aceite, la muestra debe contener la mínima saturación de agua intersticial, o sea el agua irreductible. Antes de llevar a cabo las pruebas de flujo en régimen permanente para determinar la relación de permeabilidades relativas gas-aceite se prepara la muestra de roca en la siguiente forma. Se extraen todos los fluidos que tiene el núcleo, se mide su porosidad efectiva (ϕ_e) y su permeabilidad absoluta (K_a) y se satura con agua a nivel irreductible (S_{wi}).

Posteriormente se lleva a cabo la prueba. Por un extremo del núcleo se inyectan al mismo tiempo gas y aceite, de viscosidades conocidas, a una relación fija. Se mantiene el gradiente de presión y la relación de flujo de fluidos hasta alcanzar condiciones de equilibrio de saturación en el núcleo, lo cual se conoce cuando en el otro extremo del núcleo se tiene una relación de flujo de fluidos igual a la de inyección. Bajo estas condiciones, se miden los gastos de aceite y de gas y el gradiente de presión.

La distribución uniforme de las saturaciones puede verse afectada por el denominado "efecto de frontera", el cual se debe a que los fluidos pasan de una región dentro del núcleo, en la que existe presión capilar finita, a otra de presión capilar cero, al abandonar el núcleo por la cara de salida. Las fuerzas capilares que existen en el núcleo hacen que la roca retenga el fluido mojante, lo cual origina que la fase mojante se mantenga en un nivel de saturación mas alto cerca de la cara de salida del núcleo que en el resto del mismo. Una manera de evitar este efecto es mediante el uso de piezas de

menor longitud del mismo material poroso colocadas en ambas caras del núcleo. Esto sirve para distribuir los fluidos antes que ellos entren al núcleo de prueba y para mantener la continuidad capilar en la cara de salida del núcleo. Otros métodos en régimen permanente usan equipos diseñados para manejar gastos altos de inyección o grandes diferenciales de presión, como formas para disminuir los efectos de frontera.

Se realizan otras pruebas de flujo con otras relaciones de inyección de fluidos fijas y con el mismo gradiente de presión. Se hacen las mismas mediciones. Con la información medida en cada prueba de flujo se obtienen las saturaciones de aceite (S_o) y de gas (S_g) y las permeabilidades efectivas al aceite (K_o) y al gas (K_g). Tomando en cuenta las mediciones realizadas antes de las pruebas de flujo a régimen permanente se determinan las permeabilidades relativas al aceite (K_o/K_a) y al gas (K_g/K_a), la relación de permeabilidades relativas (K_g/K_o) y las correspondientes saturaciones totales de líquido ($S_L = S_o + S_{wi}$). Comúnmente los resultados de estas pruebas se presentan en una grafica semi-log que relaciona la relación de permeabilidades relativas gas-aceite y la saturación total de líquido. Esta grafica normalmente genera una curva en forma de S, siendo asintótica tanto en alta como en baja saturación total de liquido. A altas saturaciones de líquido el gas fluye muy poco ($K_g \approx 0$) y la relación es muy pequeña. A bajas saturaciones de líquido, el flujo de aceite se aproxima a cero y la relación de permeabilidades se hace muy grande. Entre estos dos extremos se tiene una relación casi lineal, lo cual ocurre a saturaciones totales de líquido que normalmente se encuentran en los cálculos de comportamiento de yacimientos. Puesto que la saturación de agua en el núcleo es la irreductible, este fluido no se mueve.

El método de régimen permanente que determina la relación de permeabilidades fue el primero en desarrollarse y usarse. Aún cuando los cálculos son muy simples, el método normalmente exige de varios días o semanas para completar las mediciones. Como consecuencia este método no es económicamente adaptable al análisis rutinario de núcleos. Además, para un yacimiento o campo, deben analizarse muchos núcleos para obtener datos suficientes para desarrollar una relación promedio que sea representativa.

Debe darse énfasis en que la relación de permeabilidades relativas no solo depende de la saturación y de la distribución de la saturación sino también de la geometría del espacio poroso y su configuración. Por estas razones, se espera que diferentes rocas y diferentes muestras de la misma zona geológica podrían tener diferentes características de permeabilidades relativas. El criterio es esencial en la aplicación de pruebas de permeabilidades relativas a los problemas reales en el mismo campo. El uso de tales datos en cálculos de campos o formaciones diferentes a aquellos representados por las muestras implica mucho riesgo.

Un procedimiento alterno es iniciar la prueba con el núcleo 100% saturado con el fluido no mojante, en este caso la relación de inyección empieza con valores altos de la fase no mojante, disminuyendo hasta alcanzar 100% de saturación la fase mojante.

II.1.1. EJEMPLO

En la Tabla II.1 se presentan los datos registrados en ocho pruebas de flujo de aceite y de gas en laboratorio bajo régimen permanente sobre un núcleo con porosidad efectiva de 20%, permeabilidad absoluta de 100 mD y saturación irreductible de agua de 0.2 Vp. así como los correspondientes resultados de relación de permeabilidades (K_g/K_o) y saturaciones totales de líquido (S_L). En la Figura II.1 se presentan las variaciones de K_{rg} y K_{ro} respecto a la S_L y en la Figura II.2 la relación de permeabilidades (K_g/K_o) en función de S_L .

(1)	(2)	(3)		(4)		(5)	(6)	(7)	(8)
Prueba	Saturación de aceite, So (% de vol. de poros)	Permeabilidad efectiva		Permeabilidades relativas		Saturación de líquido, S _L (% de vol. de poros)		Relación de permeabilidades Relativas Kg/Ko	
		al aceite Ko	al gas Kg	al aceite Kro	al gas Krg				
1	14.4	0	90	0	0.90	34.4		∞	
2	24.0	6	60	0.06	0.60	44.0		10.00	
3	32.0	10	32	0.10	0.32	52.0		3.20	
4	40.0	22	18	0.22	0.18	60.0		0.82	
5	48.0	37	10	0.37	0.10	68.0		0.27	
6	56.0	55	4	0.55	0.04	76.0		0.07	
7	64.0	76	1	0.76	0.01	84.0		0.01	
8	72.0	88	0	0.88	0	92.0		0	

TABLA II.1. DATOS Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FLUJO BAJO REGIMEN PERMANENTE

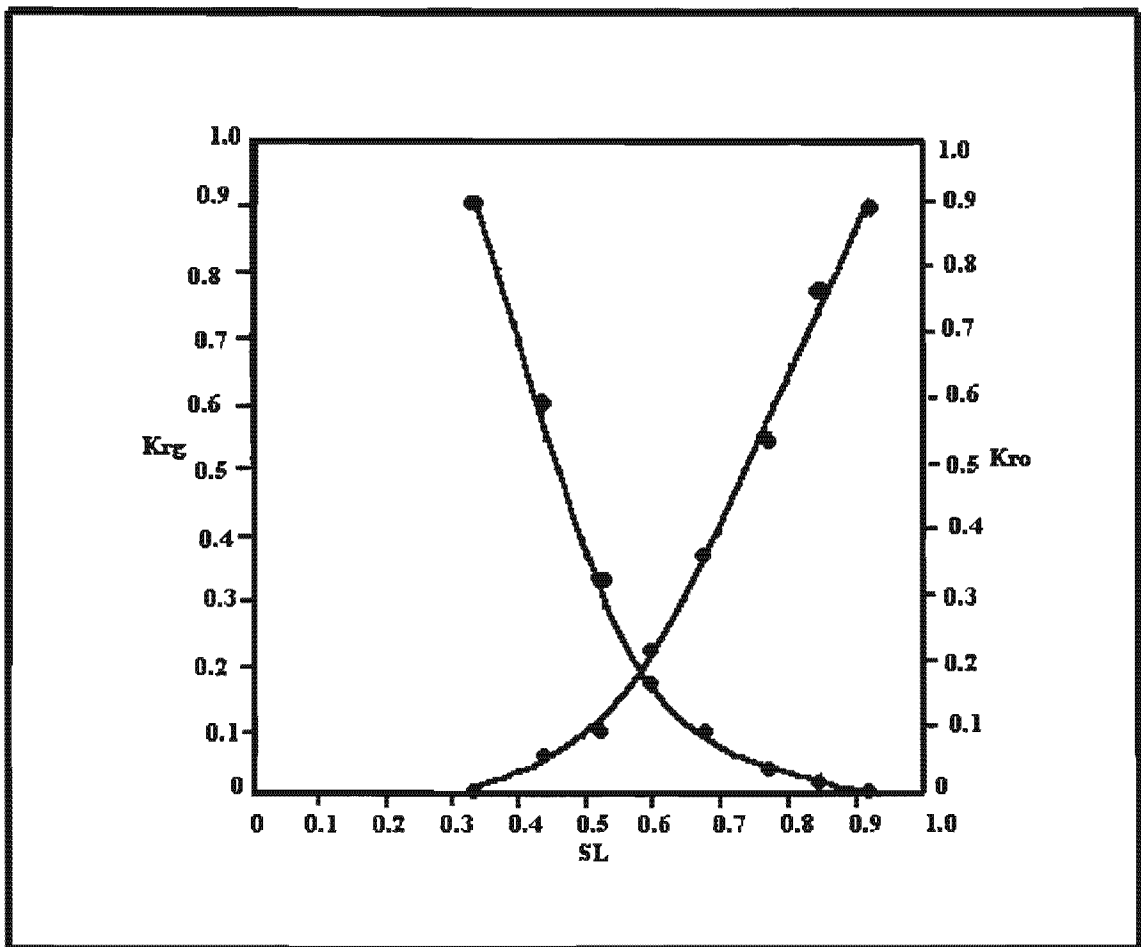


FIGURA II.1. VARIACIONES DE K_{rg} Y K_{ro} RESPECTO A LA SL .

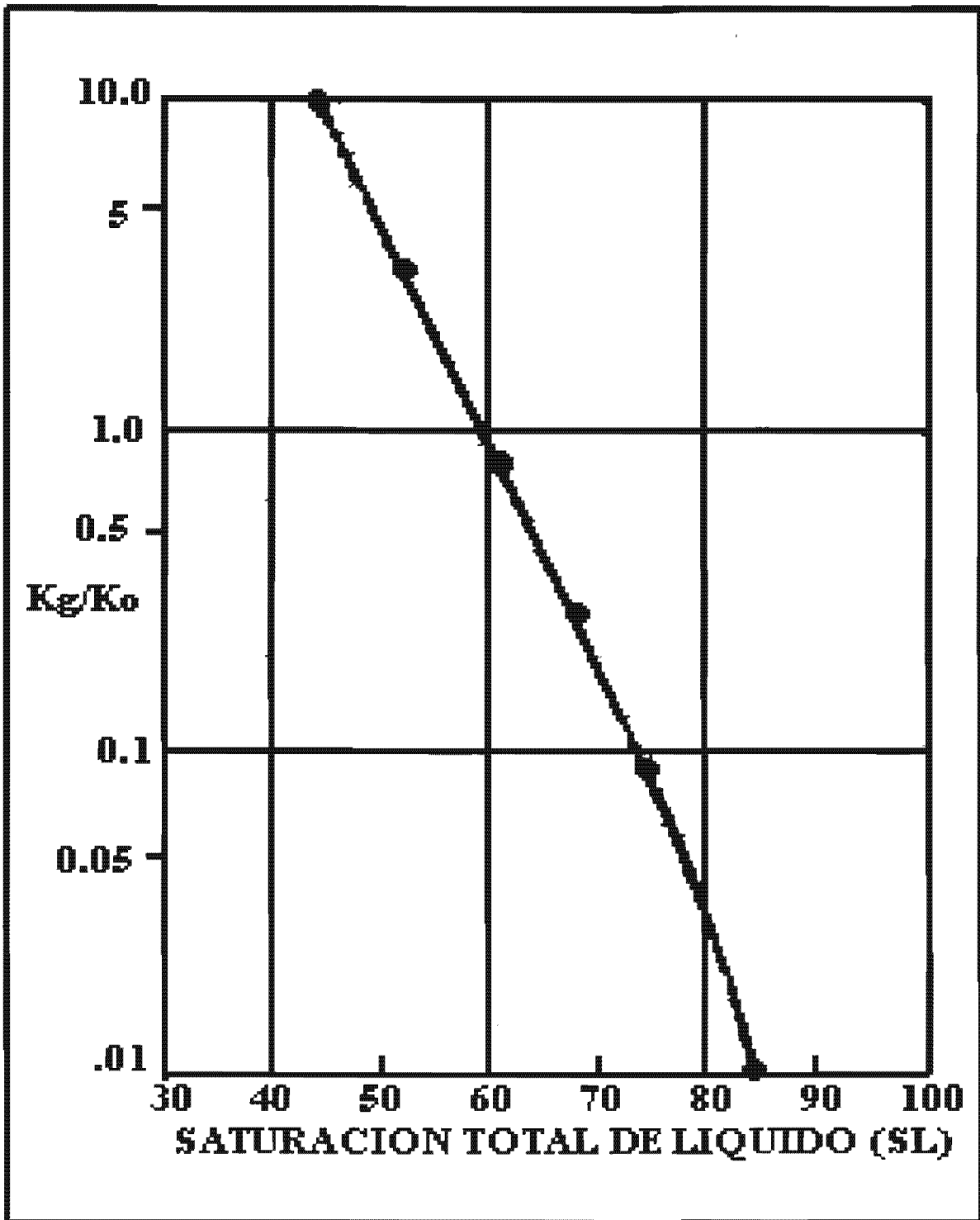


FIGURA II.2. VARIACIÓN DE LA RELACION DE PERMEABILIDAD RELATIVA (K_g/K_o) CON LA SATURACIÓN TOTAL LIQUIDO (S_L). MINIMA SATURACIÓN DE AGUA INTERSTICIAL = 0.20 DE V.P.

II.2 OBTENCIÓN DE CURVAS K_{rg}/K_{ro} (K_g/K_o) EN LABORATORIO A PARTIR DE MEDICIONES DE FLUJO DE FLUIDOS EN RÉGIMEN VARIABLE.

En una prueba de laboratorio de flujo de fluidos bajo régimen variable se inyecta gas dentro del núcleo saturado con aceite y conteniendo la saturación de agua intersticial mínima, es decir, la saturación irreductible de agua, de esta manera el proceso se efectúa en régimen variable, ya que mientras un fluido entra al núcleo, dos fluyen a través de la cara de salida. Las producciones de gas y aceite se miden junto con el tiempo.

Durante la prueba, la saturación de gas varía de un valor máximo en el extremo de la entrada del núcleo a un valor mínimo a la salida. Esto origina un continuo cambio en la relación gas-aceite en cada plano del núcleo, perpendicular a la dirección del flujo. En contraste, las saturaciones de fluidos en el método de régimen estacionario se mantienen esencialmente constantes a lo largo del núcleo.

Realmente, resultados comparables con los resultados en régimen estacionario se obtiene por el método de régimen variable, si las saturaciones de fluido están determinadas al final de la salida del núcleo donde ocurre la producción.

El núcleo seleccionado para esta prueba se prepara de la siguiente forma. Se le extraen todos los fluidos, se mide su volumen de poros comunicados, se determina su porosidad efectiva (ϕ_e) y su permeabilidad absoluta (K_a). Posteriormente, se satura 100% con agua y con un proceso de desplazamiento de agua con aceite se deja al núcleo con saturación de agua irreductible (S_{wi}) y con saturación de aceite (S_o), es decir $S_{wi} + S_o = 1$. Bajo estas condiciones el núcleo se introduce al portamuestras para pruebas de flujo de fluidos en régimen variable. El fluido desplazante (gas) se inyecta por la cara de entrada del núcleo a la presión seleccionada, manteniéndola constante, desplazando al fluido movable (aceite) que satura al núcleo. La prueba se termina cuando deja de salir aceite del núcleo.

II.2.1. ECUACIONES BASICAS:

Las ecuaciones II.2 a II.9 se utilizan para calcular las relaciones de permeabilidades y las correspondientes saturaciones de fluidos.

Las primeras cinco ecuaciones son definiciones.

$$S_g = \frac{N_p}{P.V.} \quad (II.2)$$

donde:

S_g = Saturación promedio de gas en el núcleo, fracción

N_p = Producción acumulada de aceite a la presión de salida y temperatura de prueba, cm^3

$P.V.$ = Volumen de poros, cm^3

$$p = \frac{P_1 + P_d}{2} \quad (\text{II.3})$$

donde:

p = Presión promedio en el núcleo, psi

p_1 = Presión de entrada del núcleo, psi

p_d = Presión de salida del núcleo, psi.

$$G_{pm} = \left(\frac{G_p}{P.V.} \right) \left(\frac{P_d}{P} \right) \quad (\text{II.4})$$

donde:

G_{pm} = producción acumulada de gas a la presión promedio y temperatura de prueba, expresada en volumen de poros.

G_p = Producción acumulada de gas a la presión de salida del núcleo y temperatura de prueba, cm^3 .

$$G_{im} = G_{pm} + S_g \quad (\text{II.5})$$

donde:

G_{im} = Inyección acumulada de gas a la presión promedio y la temperatura de prueba expresado en volumen de poro.

$$f_o = \frac{d S_g}{d G_{im}} \approx \frac{\Delta S_g}{\Delta G_{im}} \quad (\text{II.6})$$

donde:

f_o = Producción de aceite, fracción de la producción total.

La ecuación 6 puede ser derivada de la ecuación lineal de Darcy.

$$\frac{K_g}{K_o} = \frac{(1 - f_o) \mu_g}{f_o \mu_o} \quad (\text{II.7})$$

donde:

K_g/K_o = Relación de permeabilidades efectivas o relativas, gas-aceite.

μ_g = Viscosidad del gas a la presión promedio y temperatura de prueba, cp.

μ_o = Viscosidad del aceite a la presión promedio y temperatura de prueba, cp.

La ecuación II.7 fue derivada por Welge con base en la ecuación de avance frontal establecida por Buckley y Leverett.

$$S_{gd} = S_g - f_o G_{im} \quad (II.8)$$

donde:

S_{gd} = Saturación de gas en el extremo de salida del núcleo, fracción.

Buckley y Leverett hicieron las siguientes consideraciones:

1. El sistema es lineal y homogéneo
2. Se desprecia el gradiente de presión capilar al extremo de salida o en cualquier otro punto del sistema.
3. El frente gas-aceite (de la zona estabilizada de saturación) ha pasado a través del sistema.
4. Fluidos incompresibles.

Para satisfacer estos requisitos es necesario seleccionar las muestras razonablemente uniformes (usando rayos x u otra técnicas), utilizar el gradiente de presión de flujo relativamente alto (para minimizar el efecto capilar en el extremo), usar un aceite de 25 a 30 cp (para minimizar el efecto de estabilización en la zona de saturación).

$$S_L = 1 - S_{gd} \quad (II.9)$$

donde:

S_{gd} = Saturación de gas en el extremo de salida del núcleo, fracción.

S_L = Saturación total de liquido, fracción.

II.2.2 EQUIPO DE LABORATORIO

El sistema o equipo de laboratorio para realizar mediciones de flujo de fluidos bajo régimen variable en un medio poroso está integrado por tres partes o paneles. Una fotografía y un diagrama esquemático de tal equipo de laboratorio usado para definir el comportamiento de las permeabilidades relativas se muestra en la Figura II.3. Este aparato está diseñado para medir simultáneamente volúmenes y gastos de gas y aceite producidos de una muestra de roca sometida a un empuje de gas a presión diferencial constante. El volumen acumulado de aceite producido se recoge en pipetas. El volumen acumulado total (gas mas aceite) de fluidos producidos es indicado por el desplazamiento de agua de los recipientes de vidrio calibrados. Este sistema de medición ha sido calibrado para incrementos preseleccionados de volúmenes totales de gas y aceite producidos. Esos niveles de producción han sido seleccionados para generar una distribución relativamente uniforme de resultados con respecto a la saturación de gas o líquido. La información resultante, junto con el tiempo y la presión diferencial utilizada son usados para calcular la relación de permeabilidades relativas.

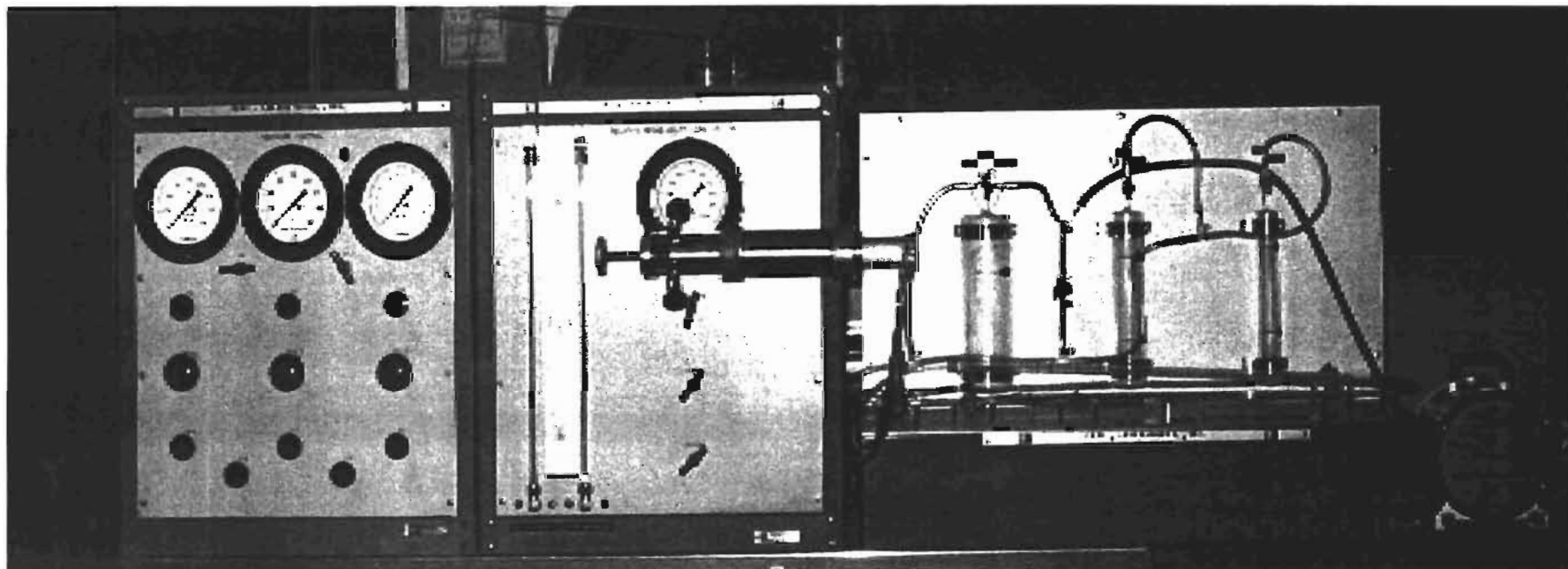
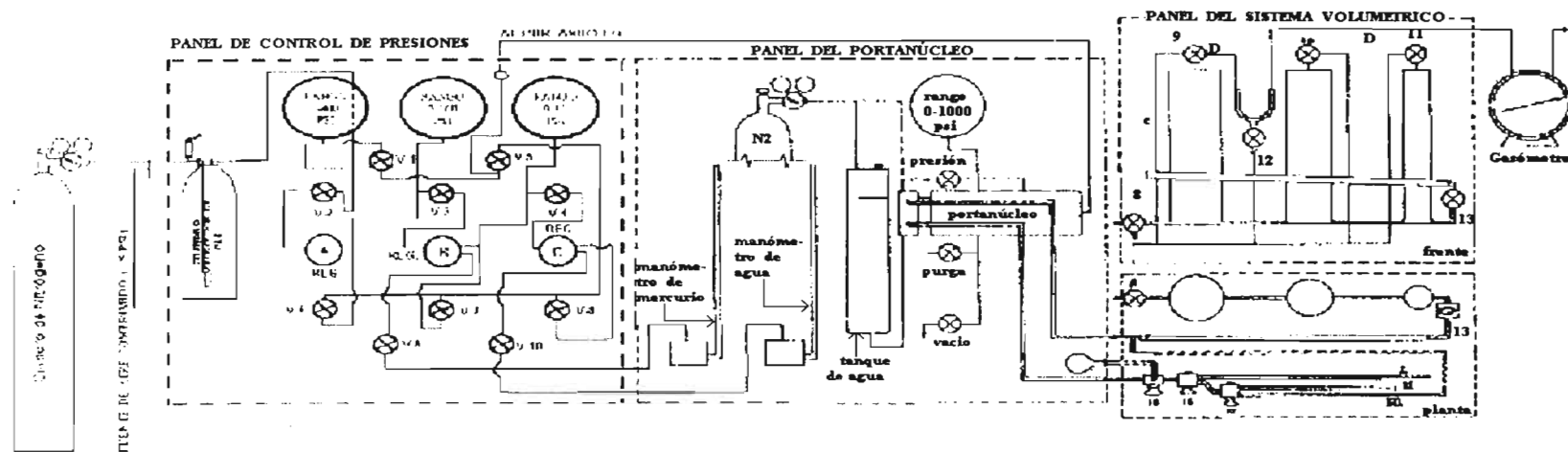


FIGURA II.3. FOTOGRAFIA DEL EQUIPO Y DIAGRAMAS DE FLUJO PARA MEDICIONES DE FLUJO DE FLUIDOS REGIMEN VARIABLE (PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE)

Una parte o panel del equipo es el del portanúcleos, el cual se encuentra en la parte central del sistema, Figuras II.3, II.4 y II.7. En este panel se coloca el núcleo que será sometido a la prueba de flujo. El núcleo debe tener forma cilíndrica con las siguientes características: diámetro entre 1 y 1.5 pulgadas y longitud de 1 a 2 pulgadas, que son los tamaños que puede aceptar el portanúcleos. Es común utilizar muestras cilíndricas de 1.5 pulgadas de diámetro y 1.5 pulgadas de longitud.

El panel del portanúcleos se conecta a un sistema de vacío y a una fuente de gas a alta presión capaz de proporcionar presiones a la parte externa de una manga de neopreno que tiene el portamuestras para sujetar firmemente al núcleo.

La parte o panel del portamuestras cuenta con tres válvulas: una de vacío, otra de presión y la de purga.

La válvula de vacío sirve para aflojar la manga elástica que tiene el portamuestras y pueda entrar o salir con facilidad el núcleo del portanúcleos así como los dos cilindros, que son parte del mismo, y que se colocan antes y después de la muestra. Por uno de los cilindros entra el gas de desplazamiento al núcleo y por el otro se recogen los fluidos que salen de la muestra (aceite y gas) y son enviados al sistema de medición.

La válvula de presión sirve para enviar gas a presión en la parte externa de la manga elástica que sujeta al núcleo. Esta presión será 250 psi mínimo mayor que la de desplazamiento.

La válvula de purga sirve para que una vez terminada la prueba se purgue el gas que está por fuera de la manga elástica del portamuestras, con lo que se expande y se liberan el núcleo y los cilindros conductores de fluidos.

Los dos manómetros de tubo de cristal, uno con agua y el otro con mercurio, que se encuentran en este tablero o panel, se utilizan cuando se envía gas al núcleo a presiones de desplazamiento muy bajas, las cuales se controlan desde el panel de presiones.

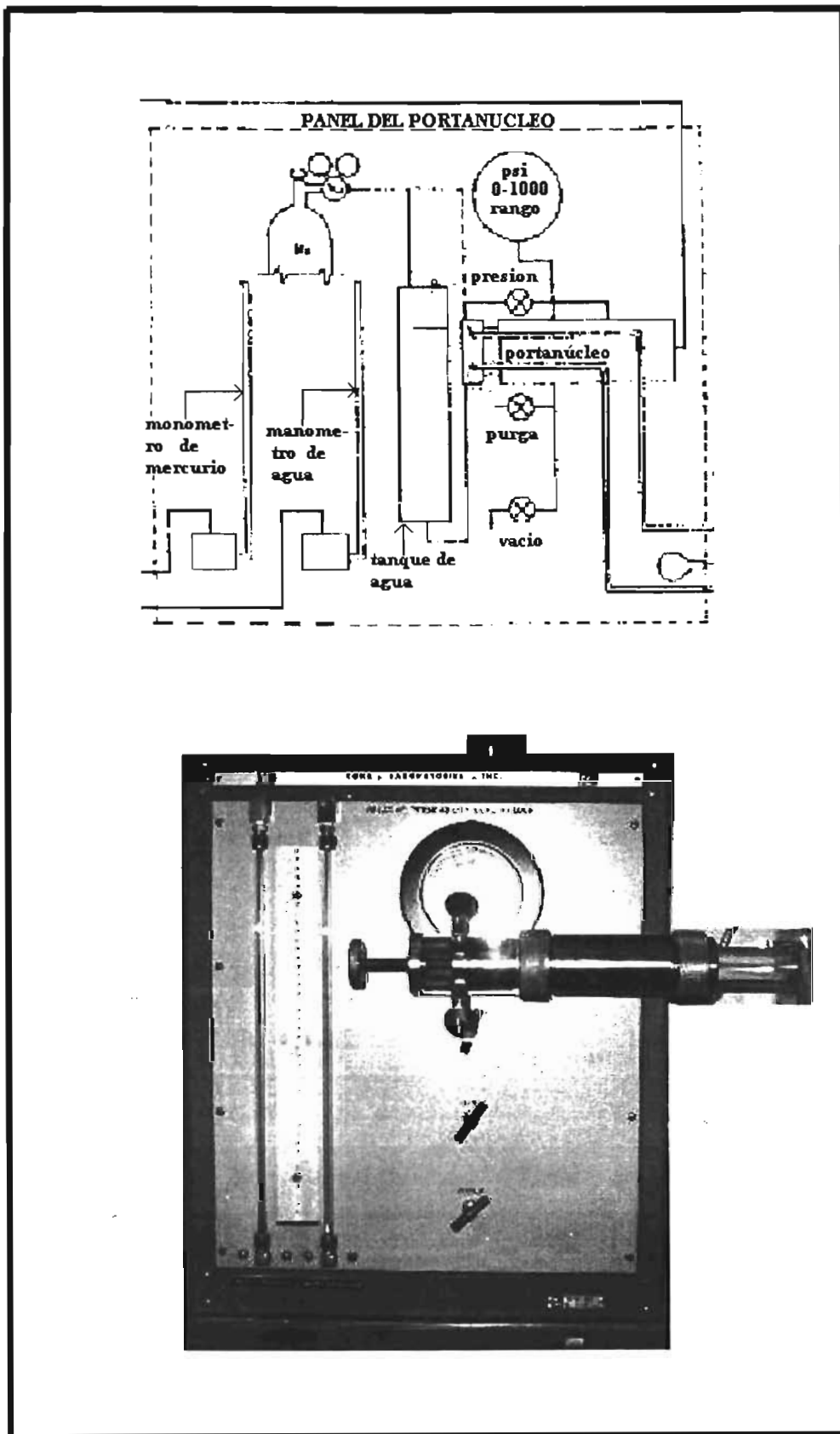


FIGURA II.4. DIAGRAMA Y PANEL DEL PORTANÚCLEO

Otra parte del equipo es el llamado panel de control de presiones y de flujo de fluidos, Figuras II.3, II.5. y II.9. En el tablero se tienen tres reguladores de presión y diez válvulas, elementos que se utilizan para variar y controlar las presiones del gas que se envía al portamuestras para realizar el desplazamiento de aceite. Las presiones (alta, regular o baja) se conocen por medio de los tres manómetros que se encuentran también en el tablero.

Este panel también está equipado con un tanque humedecedor de gas por el cual pasa el nitrógeno que va a ser humedecido pues no puede pasar seco a la muestra ya que evaporaría parte del fluido saturante del núcleo y ya no sería representativo el volumen total del líquido desplazado. El humedecedor de gas se llena cerca de la mitad con agua y se conecta como se muestra en la Figura II.9, tomando la precaución de recibir agua en el sistema debajo de la capa de gas dentro del humedecedor.

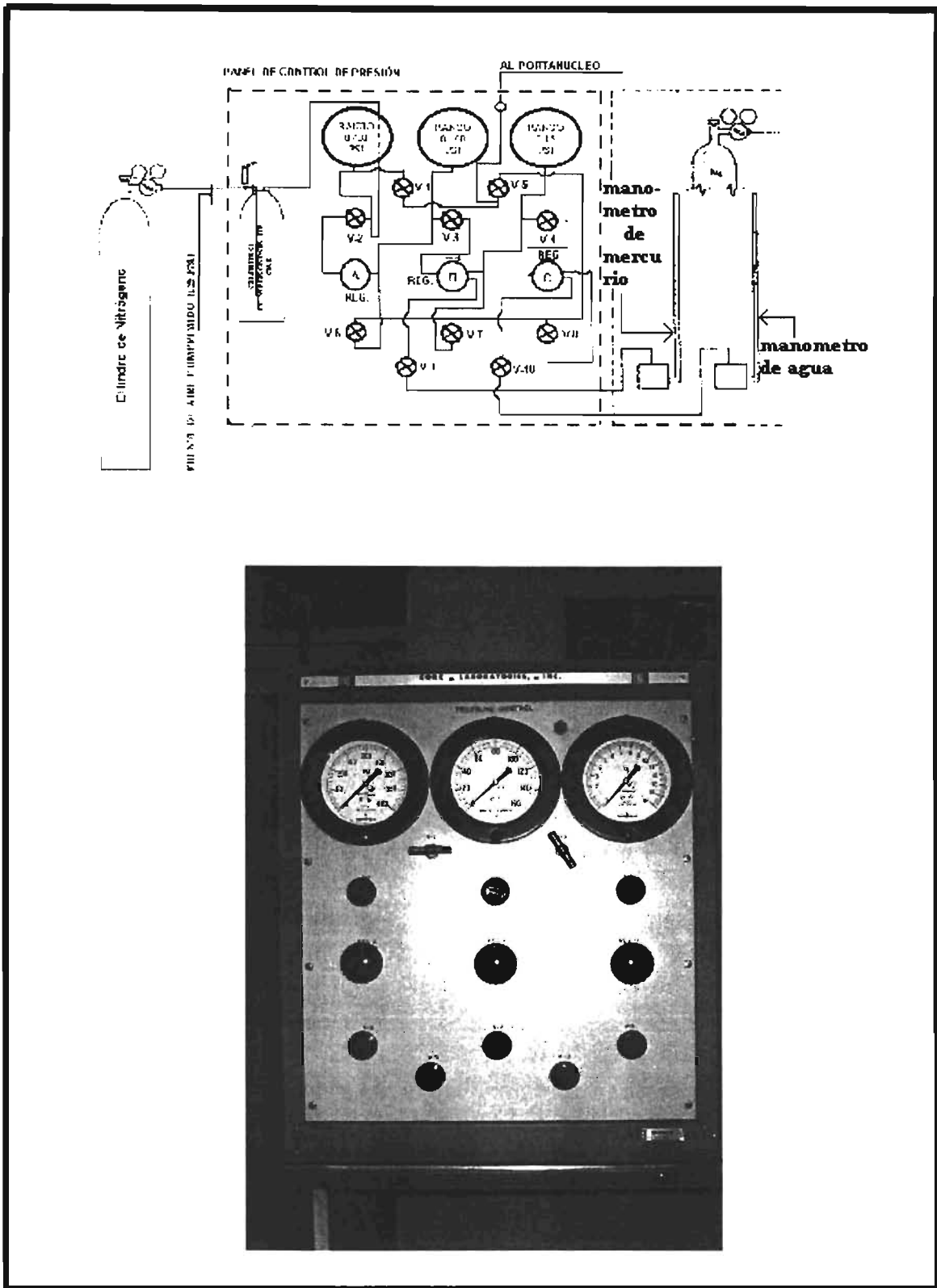


FIGURA II.5 FOTOGRAFIA Y DIAGRAMA DEL PANEL DE CONTROL DE PRESIONES Y DE FLUJO DE FLUIDOS

Por medio de este panel se proporciona gas (nitrógeno) a presión para desplazar el aceite del núcleo. Para tal efecto se pueden seguir los seis procedimientos siguientes (ver Fig II.9)

Primer procedimiento: Determina la presión a la que el gas entra al primer manómetro.

1. Se parte con todas las válvulas y reguladores cerrados así como el tanque de nitrógeno y el cilindro humedecedor.
2. Se abre el tanque de nitrógeno.
3. Se abre la válvula del cilindro humecedor para que entre el gas y se humedezca.
4. Esta presión se manifiesta y se lee en el medidor del rango de 0-400 psi.

Segundo Procedimiento: Se manda una presión alta directamente al portanúcleos.

En este procedimiento se repiten los pasos del 1 al 4 del primer procedimiento

5. Abriendo la válvula 1 se manda esta presión al portanúcleos.

Nota : Aquí únicamente se regula la presión con el regulador del tanque de nitrógeno.

Tercer Procedimiento: Se manda una presión regulada al portanúcleos.

En este procedimiento se repiten los pasos del 1 al 4 del primer procedimiento.

5. Se abre la válvula 2.
6. Se regula la presión con el regulador A.
7. Esta presión regulada se lee en el medidor del rango de 0-160 psi.
8. Abriendo la válvula 6 y luego la válvula 5 se manda la presión al portanúcleos.

Cuarto Procedimiento: Se manda una presión doblemente regulada al portanúcleos

En este procedimiento se repiten los pasos del 1 al 7 del tercer procedimiento.

8. Se abre la válvula 3 y se regula la presión con el regulador B.
9. Esta presión regulada se lee en el medidor del rango de 0-15 psi.
10. Se abren las válvulas 7 y 5 y se manda la presión al portanúcleos.

Quinto Procedimiento : Se manda una presión baja al portanúcleos.

En este procedimiento se repiten los pasos del 1 al 9 del cuarto procedimiento.

- 10 .Abriendo la válvula 9 se manda presión al manómetro de mercurio.
11. Abriendo las válvulas 7 y 5 se manda presión al portanúcleos.

Sexto Procedimiento: Se manda una presión aún mas baja al portanúcleos.

En este procedimiento se repiten los pasos del 1 al 9 del cuarto procedimiento.

10. Se abre la válvula 4 y se regula la presión con el regulador C.
11. Se abre la válvula 10 y se manda presión al manómetro de agua.
12. Se abre la válvula 8 y la válvula 5 y se manda presión al portanúcleos.

El tercer panel del equipo es el del sistema para medir los volúmenes de aceite y de gas que salen del núcleo durante la prueba. (Figuras II.3, II.6 y II.8). Este sistema volumétrico consta de tres pipetas graduadas: una de 1cm^3 , otra de 2cm^3 y la otra de 5cm^3 , en las cuales se irá almacenando el líquido (aceite) que será desplazado del núcleo, al efectuarse la prueba. El sistema volumétrico también cuenta con una bureta y con tres botellas, las cuales serán llenadas con agua con un contenedor que estará a una altura de un metro y el agua caerá por gravedad. Las botellas y la bureta tienen marcas que indican los volúmenes de gas y de líquido que van saliendo del núcleo durante el desplazamiento. Este sistema volumétrico cuenta además con un gasómetro para medir volúmenes grandes de gas que salen del núcleo, cuando se hayan vaciado las botellas.

El tablero de este panel tiene 9 válvulas para el control de fluidos producidos. El llenado de este sistema se realiza en la forma siguiente (ver Figura II.8)

1. Conectar una vasija conteniendo agua sin aire, dulce o destilada a la válvula 8, la cual estaría en posición de cierre.
2. Manipular las válvulas 9,10 y 11 conectando las botellas con la línea de salida C. Cerrar válvulas 12 y 13.
3. Abrir la válvula 8 y permitir que alimente agua por gravedad desde la vasija antes mencionada introduciéndose en las botellas, purgando todas las burbujas de aire. Cuidado: evite someter las botellas a una presión interna excesiva, cuando sean llenadas con agua.
4. Cerrar válvulas 10 y 11 después de ser llenadas completamente de agua las dos pequeñas botellas y fluya agua dentro de la línea de salida C. Cuando la botella grande haya sido llenada, rotar la manija de la válvula 9 hasta 90 grados de arco en dirección de las manecillas del reloj. Abrir la válvula 13 y dejar que el agua fluya dentro de la bureta, purgando todas las burbujas de aire. Usando la válvula 13, posicione el lado derecho del nivel del agua dentro de la bureta a un punto cerca de 0.5 cm. a la izquierda de la marca "iniciar" en la bureta. Cerrar la válvula 13.
5. Cerrar la válvula 8 . Desconectar la línea de agua usada para llenar el sistema y entonces abrir la válvula 8.
6. Verificar que todos los indicadores del gasómetro estén en cero y verificar que la línea D esté conectada convenientemente con el gasómetro.

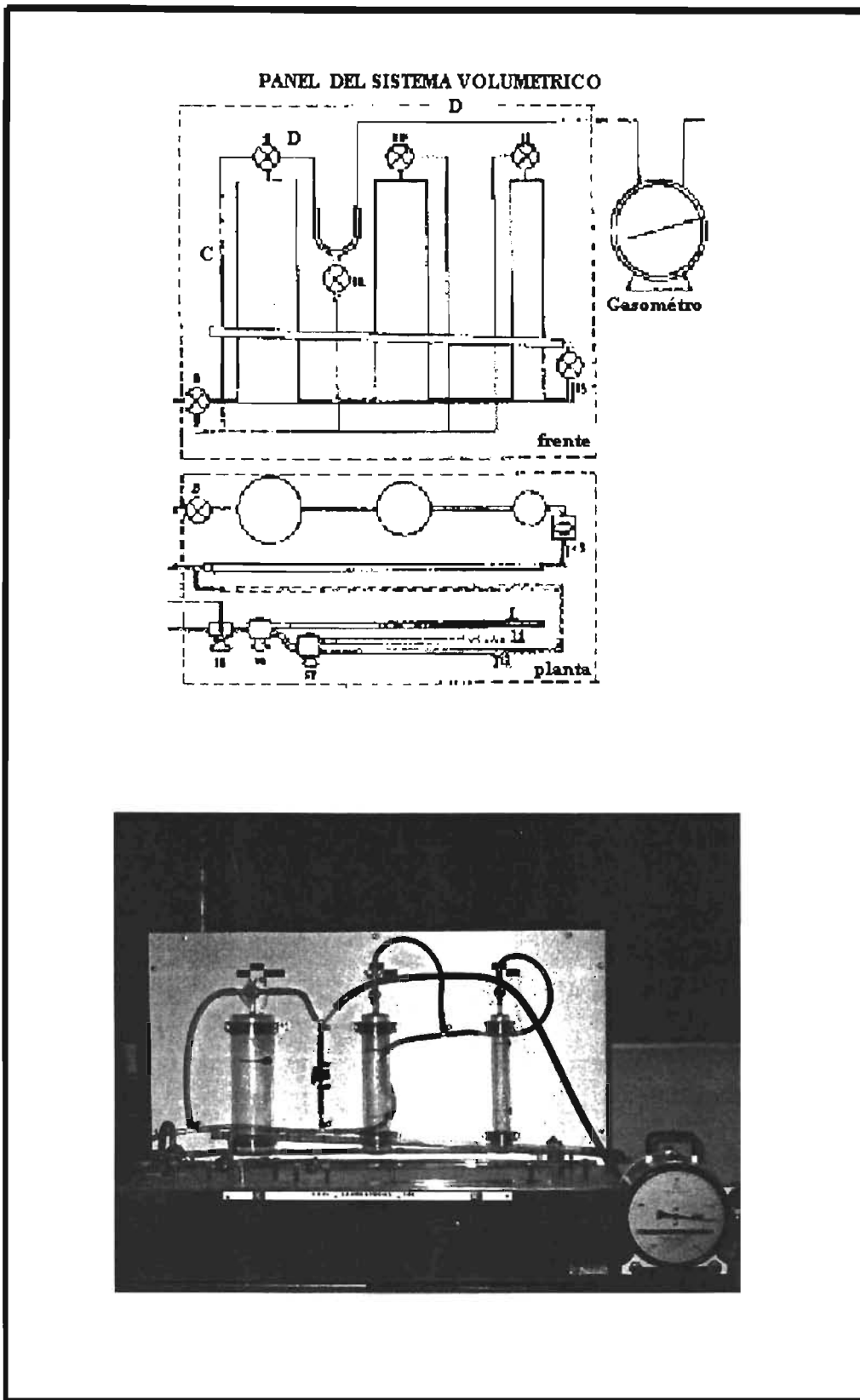


FIGURA II.6. FOTOGRAFIA Y DIAGRAMA DEL SISTEMA VOLUMETRICO

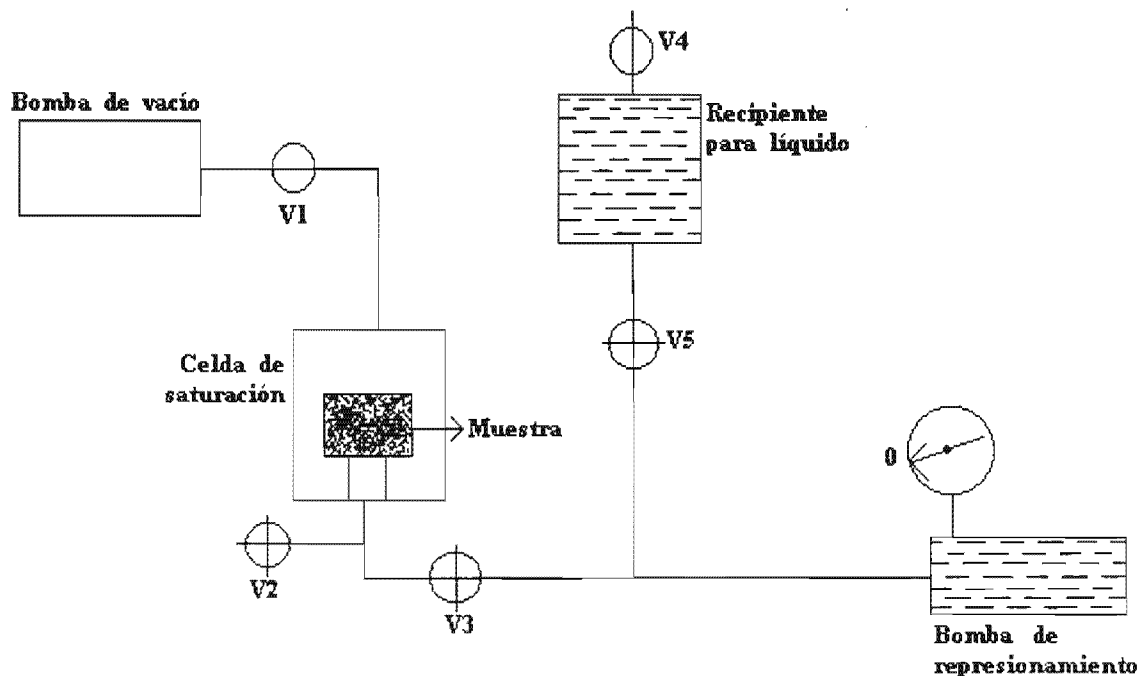
II.2.3 PREPARACION DE LAS MUESTRAS DE ROCA

La muestra de roca debe tener forma cilíndrica con el diámetro y la máxima longitud que permita el portamuestras del equipo, con el propósito de reducir los efectos de frontera. La longitud debe ser cuando menos igual al diámetro. Es muy común utilizar muestras cilíndricas de 1.5 pulgadas de diámetro y 1.5 pulgadas de longitud.

A la muestra perfectamente limpia, sin residuos de aceite, agua o sal, se le mide su porosidad efectiva con gas, utilizando un porosímetro tipo Boyle, determinándose por lo tanto los volúmenes de roca, de sólidos y de poros. Posteriormente se obtiene su permeabilidad absoluta a través de varias mediciones de permeabilidad al gas, aplicando el procedimiento de Klinkenberg.

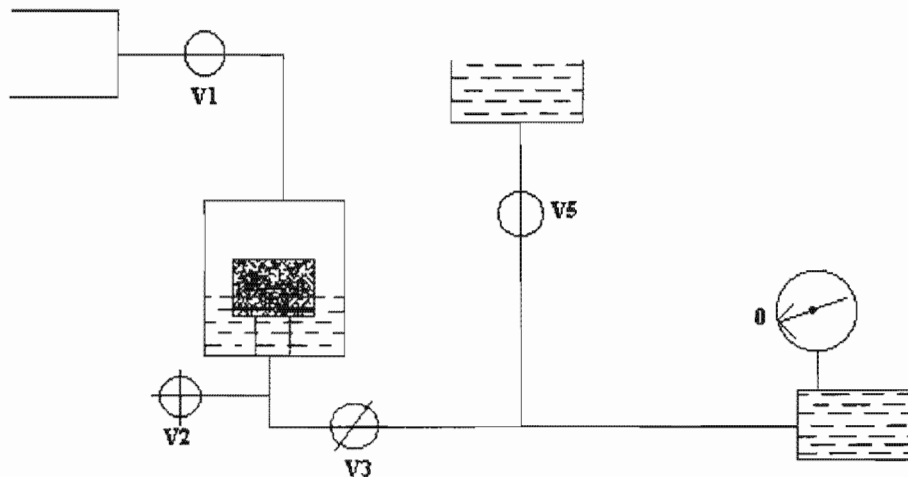
Realizadas las mediciones de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta, se satura la muestra 100% con agua dulce o salada, según se requiera. La operación de saturación se puede realizar con el equipo y procedimiento que a continuación se indican.

DIAGRAMA DEL EQUIPO PARA SATURACIÓN DE MUESTRAS DE ROCA
(Situación para los pasos 2,3 y 4)

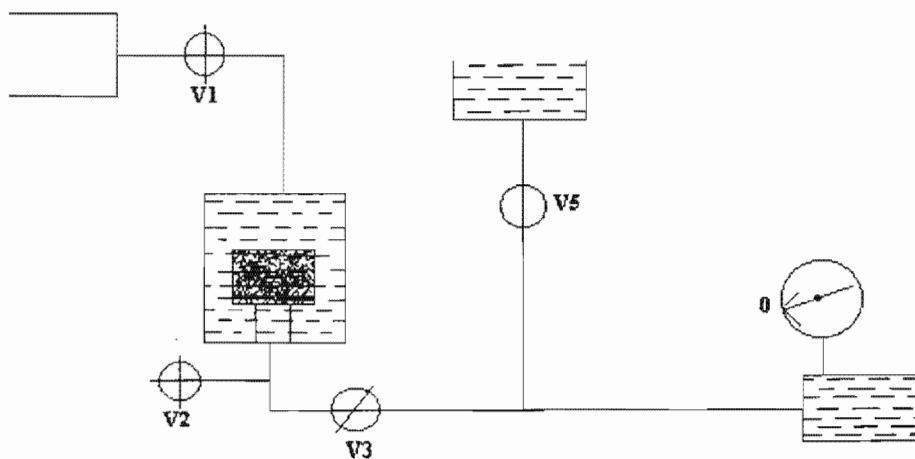


PROCEDIMIENTO DE SATURACIÓN

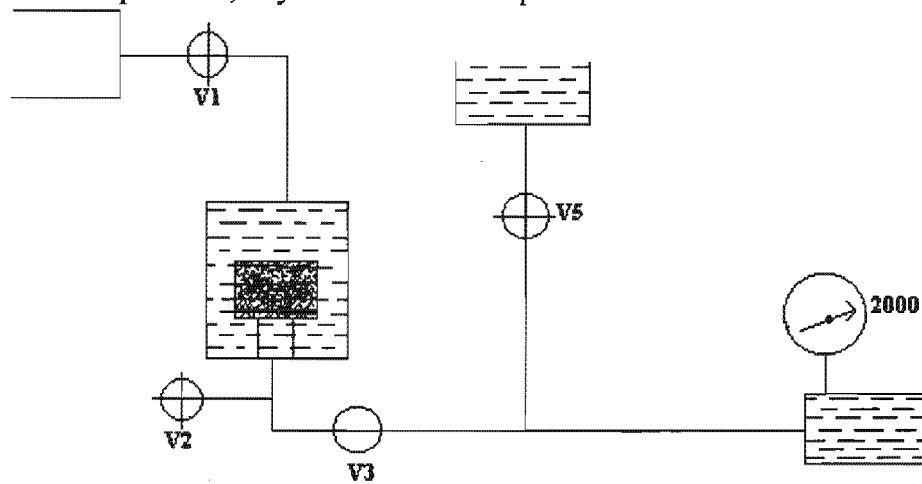
- 1.- Llenar con líquido (agua dulce o salada) el recipiente y las líneas hasta la válvula 3 y la bomba para represionamiento.
- 2.- Cerrar las válvulas 2,3 y 5 (ver diagrama del equipo).
- 3.- Abrir las válvulas 1 y 4 (ver diagrama del equipo).
- 4.- Pesar la muestra limpia y seca (W_1) y meterla a la celda de saturación (ver diagrama del equipo).
- 5.- Hacer vacío a la celda de saturación. El tiempo de vacío será función de la permeabilidad de la roca.
- 6.- Sin dejar de hacer vacío, abrir la válvula 5 y un poco la 3 para permitir la entrada de líquido a la celda de saturación.



- 7.- Al aparecer el líquido en la trampa de la bomba de vacío, apagar ésta y cerrar la válvula 1.



- 8.- Cerrar la válvula 5 y abrir completamente la 3.
- 9.- Con la bomba para represionamiento elevar la presión a 2000 psi.
Mantener esta presión, inyectando mas líquido si es necesario.



- 10.- Dejar el equipo con presión de 2000 psi por 24 horas, inyectando más líquido si es necesario para mantener la presión.
- 11.- Abatir la presión y vaciar la celda de saturación por medio de la válvula 2.
- 12.- Sacar la muestra de la celda de saturación, quitar el líquido en exceso y pesarla (W_2). El líquido (agua) en exceso se quita cuidadosamente de la superficie de la muestra con la mano, no quitarlo con tela o papel absorbente ya que se sacaría un poco de líquido de los poros cercanos a la superficie.
- 13.- Determinar el volumen de poros comunicados con la siguiente expresión.

$$V_{pc} = (W_2 - W_1) / d_1$$

donde d_1 es la densidad del líquido utilizado.

- 14.- Comparar el volumen de poros comunicados obtenido en el paso 13 con el volumen de poros determinado con el porosímetro tipo Boyle. Estos dos volúmenes deben ser iguales si el líquido no reacciona con la roca y la satura 100%.

Si la muestra tiene porosidad y permeabilidad absoluta altas, puede llevarse a cabo la saturación utilizando un desecador y una bomba de vacío de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- 1.- Pesar el núcleo seco (W_1).
- 2.- Colocar agua hasta un cierto nivel en un desecador.
- 3.- Colocar una base metálica en el centro del desecador. La superficie de la base debe quedar arriba del nivel del agua en el desecador.
- 4.- Colocar el núcleo arriba de la base metálica.
- 5.- Cerrar el desecador.
- 6.- Hacer vacío al desecador con una bomba de vacío por 15 minutos.
- 7.- Mover el desecador para que el núcleo caiga y quede dentro del agua.
- 8.- Después se sigue haciendo vacío durante 15 minutos, pasado este tiempo se apaga la bomba y se abre el desecador a la atmósfera.
- 9.- Se deja el núcleo en el desecador durante 30 minutos a una hora, para que se sature bien de agua a presión atmosférica.
- 10.- Pasado este tiempo se saca del desecador el núcleo, se retira el exceso de agua del núcleo con los dedos de la mano y se pesa (W_2).
- 11.- Determinar el volumen de poros comunicados con la siguiente expresión.
$$V_{pc} = (W_2 - W_1) / d_1$$
 donde d_1 es la densidad del agua utilizada.
- 12.- Comparar el volumen de poros comunicados obtenido en el paso 11 con el volumen de poros determinado con el porosímetro tipo Boyle. Estos dos volúmenes deben ser iguales si el agua no reacciona con la roca y la satura 100%.
- 13.- Después de pesarlo se vuelve a colocar el núcleo en el desecador con agua.

Ejemplos de los datos que se obtienen al saturar núcleos con alguno de los procedimientos descritos se muestran a continuación.

1	2	3	4	5	6	7	8
Núcleo	Tipo de material	Diámetro (cm)	Longitud (cm)	Volumen de roca (cm ³)	Peso del núcleo seco + peso de la tara (g)	Peso de la tara (g)	Peso del núcleo sin tara (g)
9-1-1	Arenisca	3.79	5.86	66.4	172.275	32.211	140.064
A	Arenisca	3.82	4.50	38.02	135.915	32.211	103.704

9	10	11	12	13	14
Peso del núcleo saturado + peso de la tara (g)	Peso del agua Saturante (g)	Densidad del agua saturante (gr/cm ³)	Volumen de poros (cm ³)	ϕ (fracción)	ϕ (%)
184.231	11.956	1	11.959	0.18	18
146.848	10.925	1	10.925	0.28	28

Tabla II.2. Datos obtenidos de la saturación de muestras de roca

Saturada la muestra 100% con el agua seleccionada, se somete a una prueba de desplazamiento del agua por aceite. Para esta operación de laboratorio se utiliza un equipo diseñado para desplazamientos de líquidos por líquidos, el cual es similar al descrito anteriormente pero más simple en las partes correspondientes al control de presiones y a la medición de fluidos producidos.

La muestra saturada 100% con agua se saca del recipiente con agua, en el que ha permanecido después de ser saturada, se le limpia el exceso de agua que tenga en su superficie, como se ha indicado, y se pesa para confirmar su completa saturación y por lo tanto el volumen de agua que llena totalmente los poros.

Se introduce el núcleo en el portamuestras del equipo de desplazamiento líquido-líquido y se sujeta firmemente por medio de la manga elástica al contraerse ésta debido a la inyección de gas en su parte externa. Posteriormente, por un extremo de la muestra se comienza a inyectar el aceite seleccionado para las pruebas de flujo de fluidos bajo régimen variable, recuperando por el otro extremo todo el volumen de agua que salga de la muestra. Este desplazamiento se realiza a una presión diferencial constante y se suspende cuando en el extremo productor de la muestra esté saliendo únicamente aceite. Se saca la muestra del portamuestras y se coloca en un recipiente con aceite igual al utilizado en la prueba. La muestra queda saturada con agua irreductible y con aceite, el cual será desplazado por inyección de gas durante la prueba de flujo de fluidos en régimen variable.

El volumen de agua irreductible se conoce al restar el volumen de agua expulsada de la muestra del volumen de agua que tenía la muestra antes del desplazamiento.

Este volumen de agua irreductible (V_{wi}) se relaciona al volumen de agua inicial en la muestra, que es igual al volumen de poros, para obtener la saturación de agua irreductible (S_{wi}).

II.2.4 PROCEDIMIENTO DE ANALISIS

Remover la muestra del recipiente con aceite. Quitar el exceso de aceite de la superficie de la muestra, y volver a pesarla para confirmar el peso medido previamente a la saturación. Realizar la prueba de flujo de fluidos en régimen variable como sigue:

- 1) Cerrar la válvula de purga y abrir la válvula de vacío en el panel del portanúcleo (Figura II.7).
- 2) Insertar el separador plástico gas-aceite dentro del extremo izquierdo del barril del núcleo que esta de manera horizontal. Abrir las válvulas 15, 16, 17 a la bureta II (Figura II.8). El movimiento de aceite se parará si la membrana del separador no tiene fugas de aire.
- 3) Inserte la muestra con la malla y el influjo hasta el tope dentro de la parte izquierda del barril del portanúcleo (Figura II.7). Asegurando colocarlo hasta el tope. Apretar fuertemente, la tuerca de mano atornillándola suficientemente para lograr un aflojamiento adecuado entre la fase final de la muestra y el tope final . Esto permitirá que la manga de neopreno se contraiga cuando se haga vacío (Figura II.7) y ayuda a alinear el eje vertical de la muestra y el tope final.
- 4) Cerrar la válvula de vacío y abra la de purga del portanúcleo (Figura II.7). Apretar fuertemente la tuerca de mano atornillándola hasta un ajuste adecuado.
- 5) Cerrar la válvula de purga y lentamente abrir la válvula de presión y estabilizar la presión a 50 psi en la manga (Figura II. 7).
- 6) Registrar la lectura de aceite en la bureta con aceite No. II (Figura II.8). Aumentar la presión en la manga a 200 psi (Figura II.7) mayor a la presión de flujo anticipada.
- 7) Conectar la línea B del separador de gas-aceite a la bureta con agua (Figura II.8).
- 8) Lentamente abrir la válvula 13 (Figura II.8) y observe que el nivel del agua en la bureta se moverá ligeramente a la derecha y parará. Esto es causado por un ligero incremento en el volumen de gas en el tubo receptor y en la conexión de la línea B. Esto es debido a una pequeña reducción en la presión resultante en la columna de agua en la bureta (Figura II.8). Si no hay fugas en el sistema, el nivel de agua permanecerá estacionario. Con práctica, el nivel de agua puede inicializarse después de abrir la válvula 13 (Figura II.8), al lado derecho del nivel del agua, cambiará exactamente en la marca inicio. Sin embargo, el nivel del agua puede moverse a la derecha o a la izquierda de la marca, la diferencia volumétrica entre el inicio y el principio del borde del nivel de agua (en el costado derecho) como lo indica la

calibración de la bureta (Figura II.8) tiene que ser anotado. Este incremento en volumen será añadido, si al principio el borde está a la izquierda de inicio, o restado si está a la derecha de cada uno de los preseleccionados niveles de la producción total de fluidos, cuando se registre esa información para propósitos de cálculos subsecuentes.

- 9) El reloj eléctrico estará en cero, y registrar la lectura del incremento de aceite en la bureta No. II (Figura II.8) como expulsión . Usando la válvula 17 (Figura II.8) abrir la bureta No. III (Figura II.8).
- 10) Comience la prueba abriendo simultáneamente la válvula 5 (Figura II.9) y accionando el reloj eléctrico. Cuando los niveles del agua alcancen las marcas de calibración seleccionadas previamente, simultáneamente leer la producción de aceite (cm^3), el tiempo (seg) y la presión de inyección de gas (psi) (Figura II.9). Cada lectura leída se anotará en una hoja de registro.
- 11) Cuando el nivel del agua esté en la botella calibrada mas grande (Figura II.8) y llegue a la marca indicando un volumen total de 1750 cm^3 producidos, girar la manija de la válvula 9 (Figura II.8) a 90 grados en sentido de las manecillas del reloj mientras se cierra simultáneamente la válvula 8 (Figura II.8). La medición del volumen total producido se continúa con el gasómetro (Figura II.8). El tiempo, la presión y la cantidad de aceite producido son usualmente tomados cuando el gasómetro marca 1000, 3000, 7000, 15000, 30000 y 60000 cm^3 o hasta que el valor deseado de relación gas-aceite de producción haya sido alcanzado. Habrá notado que la lectura del gasómetro fue cero al inicio, por lo que todas las lecturas que se hagan con este medidor serán incrementadas con 1750 cm^3 medidos en las botellas.
- 12) Cuando la prueba esté completa abrir la válvula 12 (Figura II.8) para drenar el agua que se recolecte en la trampa. Esto se hará antes de terminar con la inyección de gas.
- 13) Cerrar la válvula 5 (Figura II.9) y abrir la válvula de purga (Figura II.7).
- 14) Cerrar la válvula de presión en la manga del portanúcleo y abrir la de purga (Figura II.7).
- 15) Cerrar la válvula de purga y abrir la válvula de vacío (Figura II.7).
- 16) Remover la muestra del portanúcleo (Figura II.7) y pesarla.

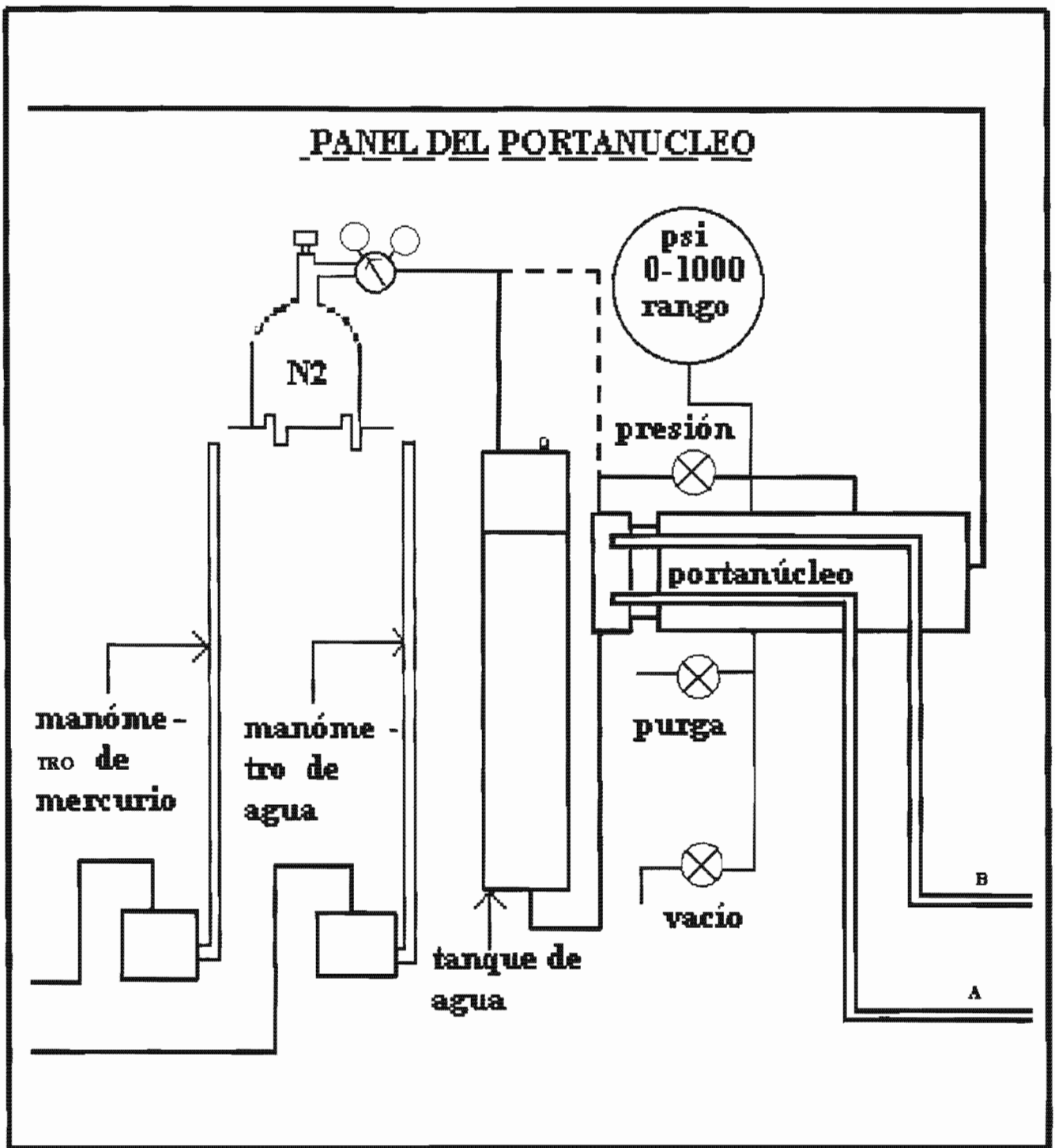


FIGURA II.7. ESQUEMA DEL PANEL DEL PORTANÚCLEOS

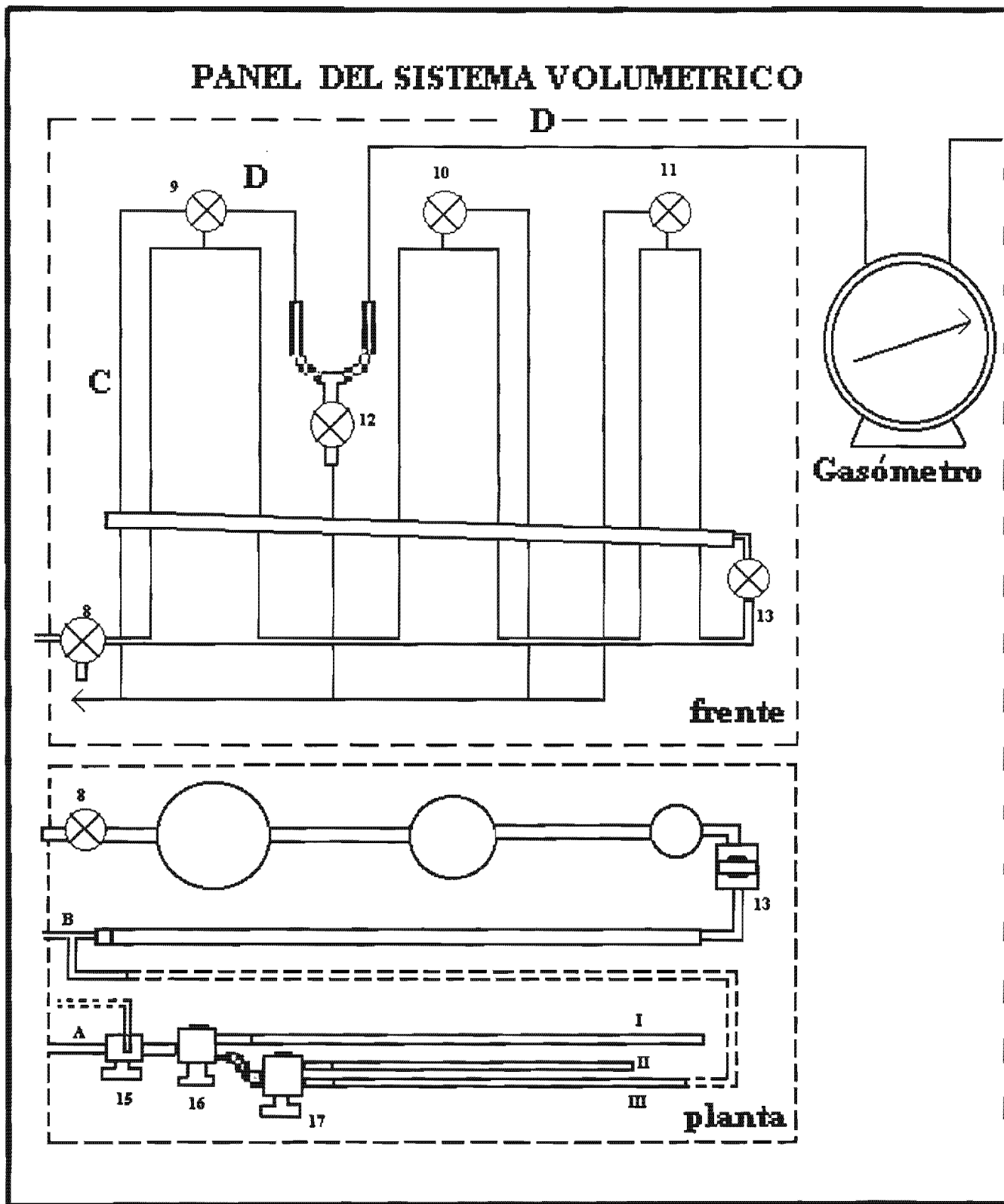


FIGURA II.8. ESQUEMA DEL SISTEMA VOLUMETRICO

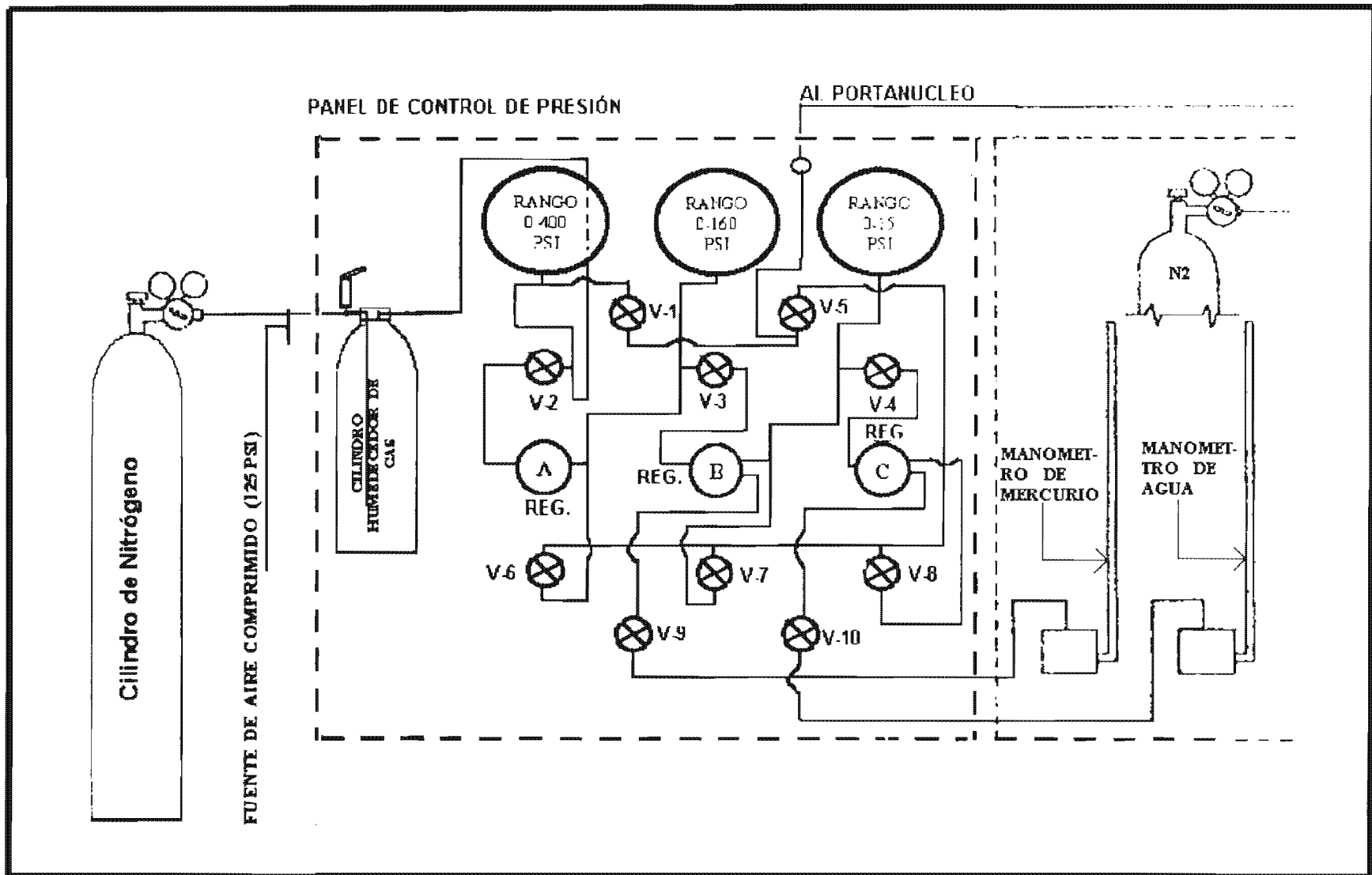


FIGURA II.9. ESQUEMA DEL PANEL DE CONTROL DE PRESIONES Y DE FLUJO DE FLUIDOS CON EL HUMEDecedor DE NITROGENO

II.2.5 EJEMPLO

En la Tabla II.3 se proporcionan los datos registrados en una prueba de flujo de fluidos (aceite y gas) en régimen variable. Se tomaron las producciones acumuladas de aceite y las totales (aceite mas gas) en catorce tiempos diferentes.

En la Tabla II.4 se presentan los cálculos detallados y los resultados obtenidos de la relación de permeabilidades relativas ($K_{rg}/K_{ro} = K_g/K_o$) y de saturación de líquido. También se indican las permeabilidades relativas al aceite (K_{ro}) y al gas (K_{rg}) determinadas. Estos cálculos se llevaron a cabo de acuerdo a las ecuaciones básicas comentadas en la parte II.2.1 de este trabajo.

En las Figuras II.10 y II.11 se muestran las variaciones de la relación de permeabilidades relativas (K_g/K_o) y de las permeabilidades relativas al gas y al aceite con respecto a la saturación de líquido.

A continuación se proporciona información básica de la muestra y de los fluidos y las presiones que se utilizaron en las pruebas de laboratorio.

Muestra cilíndrica

Diámetro : 1 pulgada (2.54 cm)

Longitud : 1.5 pulgadas (3.81 cm)

Volumen de poros : 1.25 cm³

Porosidad : 6.47 %

Permeabilidad absoluta : 5 mD

Saturación irreductible de agua : 0.25

Fluidos

Viscosidad del aceite: 31 cp

Viscosidad del gas: 0.0185 cp

Presiones

Presión diferencial a lo largo de la muestra : 100 psig (7.8 atm man.)

Presión a la salida de la muestra: Presión atmosférica

Presión atmosférica: 14.7 psia (1 atm abs.)

Medición	(1) θ Tiempo (segundos)	(2) $N_p + G_p$ Producción acumulada de aceite mas la producción de gas (cm ³)	(3) N_p Producción acumulada de aceite, (cm ³)
1	0	0	0
2	60	1	0.071
3	80	2	0.090
4	100	5	0.110
5	140	9	0.130
6	180	16	0.148
7	240	31	0.174
8	360	77	0.210
9	510	155	0.245
10	660	260	0.272
11	840	410	0.295
12	1,175	710	0.325
13	1,460	1,060	0.345
14	1,795	1,510	0.361

TABLA II.3. DATOS REGISTRADOS EN LA PRUEBA DE FLUJO DE FLUIDOS (ACEITE Y GAS) EN REGIMEN VARIABLE.

Ejemplo de cálculo. Se utiliza la información de la medición 3 (Tabla II.3) y se aplican las ecuaciones básicas II.2 a II.9.

$$S_g = \frac{0.090}{1.25} = 0.0720$$

$$G_p = 2 - 0.090 = 1.910$$

$$p = \frac{114.7 + 14.7}{2} = 64.7 \text{ psia}$$

$$G_{pm} = \frac{G_p}{1.25} \frac{14.7}{64.7} = 0.1818 G_p$$

$$G_{pm} = (0.1818)(1.910) = 0.347$$

$$G_{im} = 0.347 + 0.0720 = 0.4190$$

$$\Delta S_g = 0.0720 - 0.0568 = 0.0152$$

$$\Delta G_{im} = 0.4190 - 0.2258 = 0.1932$$

$$f_o = \frac{0.0152}{0.1932} = 0.07867$$

$$Kg/Ko = \left[\frac{(1 - 0.07867)}{0.07867} \left(\frac{0.0185}{31} \right) \right] = 0.00699$$

$$G_{im\ avg.} = \left[\frac{0.4190 + 0.2258}{2} \right] = 0.3224$$

$$G_{im\ avg.} \times f_o = 0.3224 \times 0.07867 = 0.02536$$

$$S_{g\ avg} = \frac{0.0720 + 0.0568}{2} = 0.0644$$

$$S_{gd} = 0.0644 - 0.02536 = 0.0390$$

$$S_L = 1 - 0.0390 = 0.961 \times 100\% = 96.1$$

$$qg = \frac{1.91 - 0.929}{80 - 60} = 0.04905$$

$$Krg = \frac{0.04905 \times 0.0185 \times 3.81}{5.067 \times 7.8 \times 5} \times 1000 = 0.017$$

$$qo = \frac{0.090 - 0.071}{80 - 60} = 0.00095$$

$$Kro = \frac{0.00095 \times 31 \times 3.81}{5.067 \times 7.8 \times 5} \times 1000 = 0.56$$

Prueba No	(4) $S_g =$ ($N_p \div P.V.$)	(5) $G_p =$ (2)-(3)	(6) $G_{pm} =$ ($G_p/P.V.$)(p_d/p) $= 0.1818 G_p$	(7) $G_{im} =$ (6)+(4)	(8) $\Delta S_g =$ (4) _i -(4) _{i-1}	(9) $\Delta G_{im} =$ (7) _i -(7) _{i-1}	(10) $f_o =$ $\Delta S_g / \Delta G_{im}$ $= (8) \div (9)$
1	0	0	0	0	-	-	-
2	0.0568	0.929	0.169	0.2258	-	-	-
3	0.0720	1.910	0.347	0.4190	0.0152	0.1932	0.07867
4	0.0880	4.890	0.889	0.9770	0.0160	0.5580	0.02867
5	0.1040	8.870	1.613	1.7170	0.0160	0.7400	0.02162
6	0.1184	15.852	2.882	3.0004	0.0144	1.2834	0.01122
7	0.1392	30.826	5.604	5.7432	0.0208	2.7428	0.00758
8	0.1680	76.790	13.960	14.1280	0.0288	8.3848	0.00343
9	0.1960	154.755	28.134	28.3300	0.0280	14.2020	0.00197
10	0.2176	259.728	47.219	47.4366	0.0216	19.1066	0.00113
11	0.2360	409.705	74.484	74.7200	0.0184	27.2834	0.00067
12	0.2600	709.675	129.019	129.2790	0.0240	54.5590	0.00044
13	0.2760	1,059.655	192.645	192.9210	0.0160	63.6420	0.00025
14	0.2888	1,509.639	274.452	274.7408	0.0128	81.8198	0.00016

Prueba No.	(11) $K_g / K_o =$ $[(1-f_o) / f_o]$ $\times (\mu_g / \mu_o)$	(12) $G_{im} \text{ avg.} =$ $[(G_{im})_i +$ $(G_{im})_{i-1}] / 2$	(13) $G_{im} \text{ avg.} \times f_o$ $= (12) \times (10)$	(14) $S_g \text{ avg.} =$ $[(4)_i + (4)_{i-1}] / 2$	(15) $S_{gd} =$ $S_g \text{ avg.} -$ $f_o G_{im} \text{ avg.}$ $(14) - (13)$	(16) $S_L =$ $(1 - s_{gd}) 100\%$
1	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-
3	0.00699	0.3224	0.02536	0.0644	0.0390	96.1
4	0.02023	0.6980	0.02001	0.0800	0.0600	94.0
5	0.02702	1.3470	0.02912	0.0960	0.0669	93.3
6	0.05261	2.3587	0.02646	0.1112	0.0847	91.5
7	0.07816	4.3718	0.03314	0.1288	0.0957	90.4
8	0.17346	9.9356	0.03408	0.1536	0.1195	88.1
9	0.30245	21.2290	0.04182	0.1820	0.1402	86.0
10	0.52772	37.8833	0.04281	0.2068	0.1640	83.6
11	0.89045	61.0783	0.04092	0.2268	0.1859	81.4
12	1.35622	101.9995	0.04488	0.2480	0.2031	79.7
13	2.38740	161.1000	0.04028	0.2680	0.2277	77.2
14	3.73065	233.8309	0.03741	0.2824	0.2450	75.5

TABLA II.4. PROCEDIMIENTO DE LOS CALCULOS Y RESULTADOS

Prueba No.	(17) o (5) Gp (Np+Gp)-Np	(18) q _g $\frac{(Gp)_n - (Gp)_{n-1}}{(\theta)_n - (\theta)_{n-1}}$	(19) Krg $\frac{q_g \times \mu_g \times L}{A \times \Delta P \times K_a} \times 1000$	(20) q _o $\frac{(Np)_n - (Np)_{n-1}}{(\theta)_n - (\theta)_{n-1}}$	(21) Kro $\frac{q_o \times \mu_o \times L}{A \times \Delta P \times K_a} \times 1000$
1	0	0	0	0	0
2	0.929	0.015483	0.0055	0.001183	0.70
3	1.91	0.04905	0.017	0.00095	0.56
4	4.89	0.149	0.053	0.001	0.59
5	8.87	0.09725	0.035	0.0005	0.29
6	15.852	0.17455	0.065	0.00045	0.26
7	30.826	0.24956	0.089	0.00043	0.25
8	76.79	0.38303	0.13	0.0003	0.17
9	154.755	0.51976	0.18	0.00023	0.13
10	259.728	0.69982	0.24	0.00018	0.10
11	409.705	0.83320	0.29	0.000127	0.075
12	709.675	0.89543	0.31	0.0000895	0.053
13	1059.655	1.228	0.43	0.0000701	0.041
14	1509.639	1.34323	0.47	0.00004776	0.028

TABLA II.4. CONTINUACIÓN

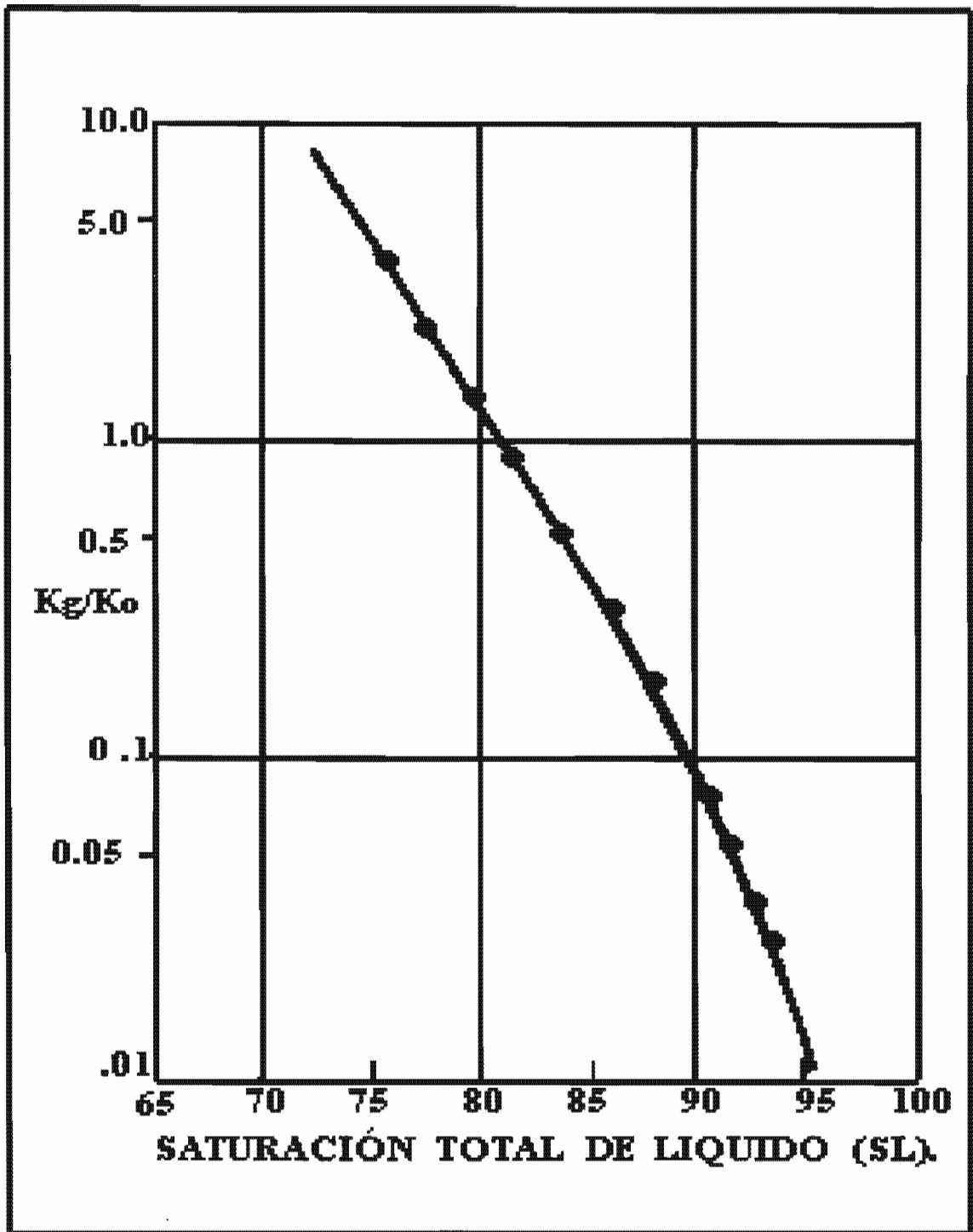


FIGURA II.10. VARIACION DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS CON LA SATURACION TOTAL DE LIQUIDO (S_L).

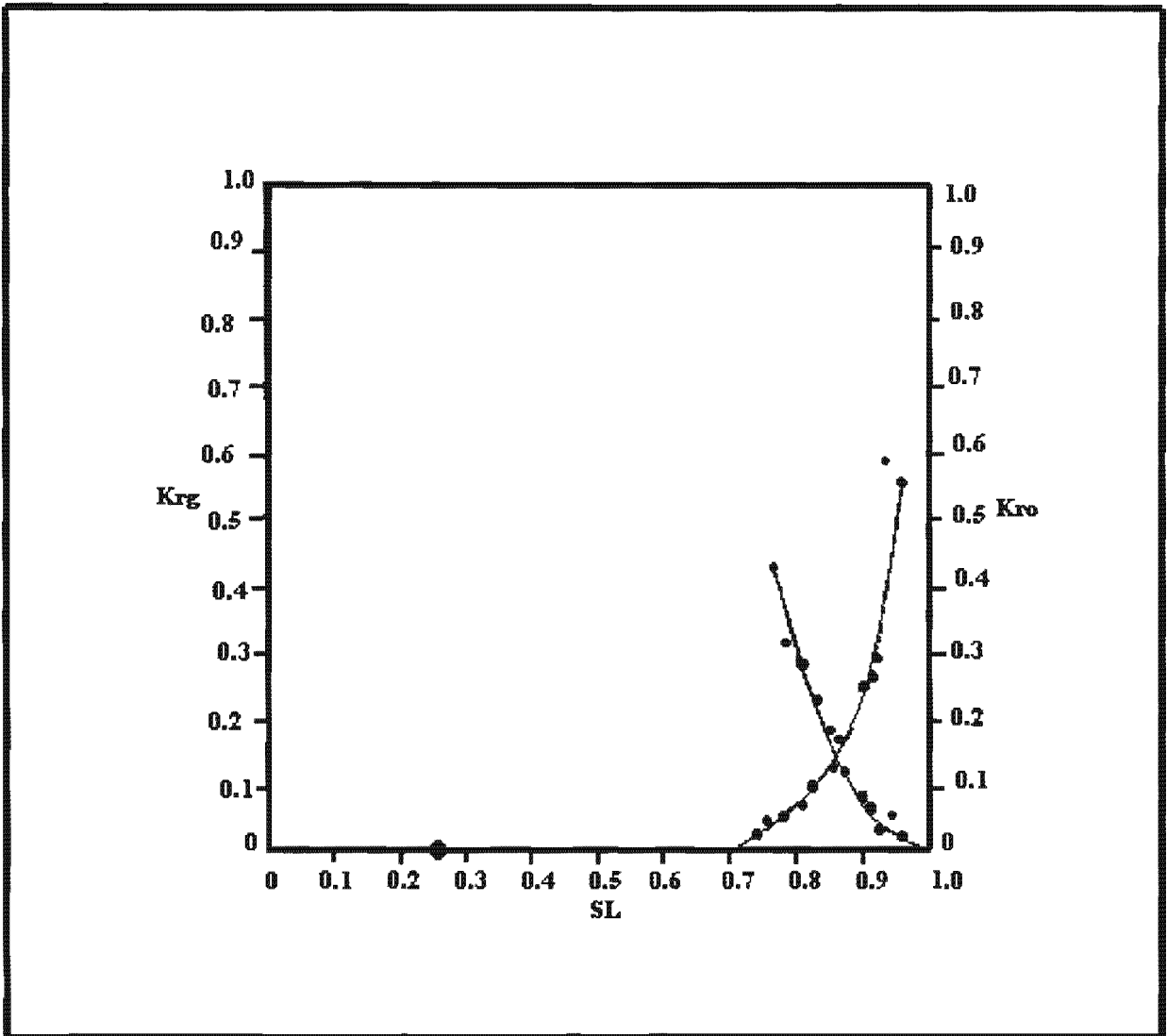


FIGURA II.11. VARIACIONES DE K_{rg} y K_{ro} RESPECTO A LA S_L

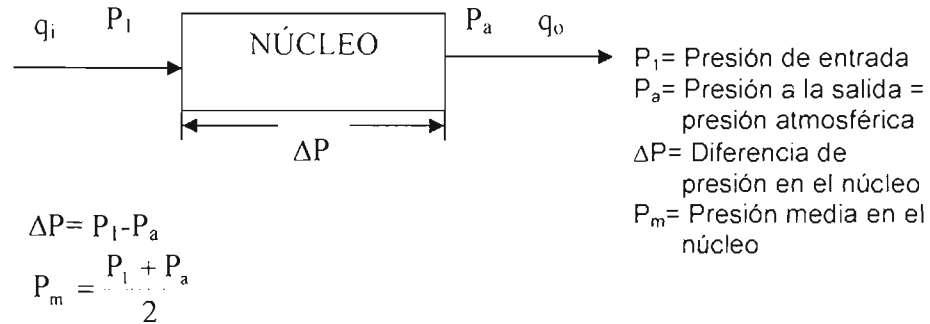
UN PROCEDIMIENTO ALTERNO PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA PARA REGIMEN VARIABLE SE PRESENTA A CONTINUACIÓN

Los datos registrados en la prueba de flujo de fluidos (aceite y gas) mostrados en la Tabla II.3 también se procesaron con otro procedimiento para obtener los mismos parámetros: relación de permeabilidades relativas, permeabilidades relativas y saturación de líquido. En la Tabla II.5 se muestran los cálculos detallados y los resultados y en las Figuras II.12 Y II.13 se presentan los resultados en forma gráfica.

Información y ecuaciones que se usan en este procedimiento alterno.

- (1) V_i Volumen total acumulativo de gas y aceite medido al final del flujo en la muestra a presión atmosférica (cm^3).
- (2) ΔV_i Incremento del volumen producido de gas y aceite a la presión atmosférica. El valor de " ΔV_i " en algún intervalo es la diferencia entre " V_i " a un paso dado y el " V_i " del paso precedente.
- (3) O Volumen total acumulado de aceite producido al final del flujo de la muestra medido a presión atmosférica (cm^3). Este valor será el mismo a la presión media, si se asume que el aceite es incompresible.
- (4) ΔO Incremento del volumen de aceite producido (cm^3). El valor de " ΔO " en cualquier intervalo es la diferencia entre " O " a un paso dado y el " O " del paso precedente.
- (5) ΔG_i Incremento del volumen de gas producido al final del flujo en la muestra a presión atmosférica (cm^3).
- (6) R_i Relación gas-aceite media producida a presión atmosférica para cualquier intervalo de producción (cm^3/cm^3).
- (7) ΔP Presión diferencial de desplazamiento, libras por pulgada cuadrada absolutas (psia), Como el flujo al final es esencialmente medido a condiciones atmosféricas, la presión medida en el manómetro puede ser registrada como " ΔP " en PSIA. La presión deberá mantenerse en un solo valor en todo el intervalo de producción; si la presión fluctuara, utilice un valor promedio razonable. Para presiones menores de 10.0 PSI, los valores de " ΔP " serán leídos con aproximaciones de 0.01 PSI; para valores mayores que 10 PSI, los valores de " ΔP " serán aproximados a 0.1 PSI.

- (8) C_1 Factor de corrección de la Ley de Boyle para presiones promedio. La ecuación se deriva de la siguiente manera:



Factor de corrección de la Ley de Boyle = $\frac{P_a}{P_m}$ (todas las presiones en atmósferas)

$$C_1 = \frac{P_a}{P_m} = \frac{P_a}{\frac{\Delta P + P_a + P_a}{2}} = \frac{2P_a}{\Delta P + 2P_a} = \frac{P_a}{\frac{\Delta P}{2} + P_a}$$

Considerando las presiones en psia: $C_1 = \frac{14.7}{14.7 + \frac{\Delta P}{2}}$

- (9) R_f Relación promedio gas-aceite fluyendo en la muestra a condiciones de presión media para cualquier intervalo de producción dado (cm^3/cm^3)
- (10) T Temperatura atmosférica próxima al portanúcleos, en grados Fahrenheit, con aproximaciones de 0.1 °F
- (11) μ_g Viscosidad absoluta del gas desplazante a la temperatura correspondiente expresada en centipoises. Un buen valor promedio para el aire a 75 °F es 0.0183 cp y 0.0178 cp para el nitrógeno
- (12) μ_o Viscosidad absoluta del fluido saturante a temperatura conocida, expresada en centipoises (cp). Use una gráfica de Temperatura Vs. Viscosidad absoluta para el fluido saturante (aceite), y tome valores de viscosidad correspondiente a la temperatura dada en la columna (10), con aproximaciones de 0.1 cp
- (13) μ_g/μ_o Relación de viscosidades en cualquier tiempo dado (cp/cp)
- (14) K_g/K_o RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (adimensional)

$$\frac{K_g}{K_o} = \frac{\Delta V_i - \Delta O}{\Delta O} (C_1) \frac{\mu_g}{\mu_o}$$

- (15) (ΔV_i) promedio Media logarítmica del incremento de flujo de aceite y de gas para cualquier intervalo de producción, medido a condiciones atmosféricas (cm^3). La media logarítmica es esencialmente equivalente al promedio geométrico de una grafica logarítmica. La media logarítmica está entre $\log 1.00$ y $\log 2.00$ es $\log 1.414$; de aquí que el promedio $(\Delta V_i) = 0.414 (\Delta V_i)$
- (16) \bar{V}_i Volumen total promedio de gas y aceite producido a través de cualquier intervalo de producción, medido a condiciones atmosféricas (cm^3). Este valor es encontrado tomando el volumen total acumulativo de gas y aceite producido a través del paso precedente y adicionando la media logarítmica del aceite y gas producidos para el paso del momento, $\bar{V}_i = (V_i)_{n-1} + (\Delta V_i)\text{prom.}$
- (17) (ΔO) prom. Promedio aritmético del incremento de flujo de aceite para cualquier intervalo de producción dado (cm^3). El promedio aritmético equivale a un promedio geométrico para graficas lineales. Por consiguiente $(\Delta O)\text{prom.} = 0.500 (\Delta O)$
- (18) \bar{O} Volumen total promedio de aceite producido a través de cualquier intervalo de producción (cm^3). $\bar{O} = (O)_{n-1} + (\Delta O)\text{prom.}$
- (19) \bar{G}_i Volumen total promedio de gas producido al extremo final de flujo a través de cualquier paso de producción dado, referido a condiciones atmosféricas (cm^3). $\bar{G}_i = \bar{V}_i - \bar{O}$
- (20) \bar{G} Volumen total promedio de gas producido a través de cualquier paso de producción, referido a condiciones de presión media (cm^3). $\bar{G} = \bar{G}_i (C_1)$
- (21) \bar{V} Volumen total promedio de gas y aceite producidos a través de cualquier intervalo de producción, referido a condiciones de presión media (cm^3). $\bar{V} = \bar{G} + \bar{O}$
- (22) $\frac{1}{f_o}$ Relación de flujo total de aceite y gas a presión media al flujo de aceite (cm^3/cm^3). Este valor es equivalente a $(1/f_o)$ donde “ f_o ” es el flujo fraccional de aceite en la corriente.

$$\frac{1}{f_o} = \frac{(\Delta G_i)(C_1) + \Delta O}{\Delta O} = \frac{\Delta G + \Delta O}{\Delta O} = \frac{\Delta G}{\Delta O} + \frac{\Delta O}{\Delta O} = R_f + 1.00$$
- (23) ΔS Incremento de saturación entre la saturación media de gas y la saturación terminal de gas, obtenida cerca de la cara de salida del núcleo muestra (cm^3).

$$\Delta S = f_o (\bar{G} + \bar{O}) = f_o (\bar{V}) = \bar{V} \div \frac{1}{f_o}$$

- (24) V_g Saturación de gas en el extremo de salida expresada en cm^3 .
 $V_g = O - f_o(V) = O - \Delta S$
- (25) S_{gl} SATURACIÓN DE GAS TERMINAL O SEA EN LA CARA DE SALIDA, expresada como fracción de volumen de poro (cm^3/cm^3).

$$S_{gl} = \frac{V_g}{P.V.}$$
- (26) θ Tiempo acumulado (segundos).
- (27) $\Delta\theta$ Incremento del tiempo de cualquier intervalo de producción dado (segundos).
- (28) C_2 Constante de flujo para un muestra dada $\left[\frac{\text{seg}}{\text{cm}^3} \right]$
 L = longitud total de arena, (cm).
 μ_g = Viscosidad absoluta de la fase desplazante, (cp)
 A = Area de la seccion transversal (cm^2).
 ΔP = Caída de presión a través de la muestra, (psia).
 K_i = Permeabilidad al aire corregida, (md). (usar K_o si se especifica)
 10^3 : Factor de conversión de Darcys a milidarcys
 14.7 : Factor de conversión de psia a atmósferas

$$C_2 = \frac{(\mu_g)(L)(14.7)(10^3)(C_1)}{(A)(K_i)(\Delta P)}$$
- (29) q_g Gasto de gas (cm^3/seg):

$$q_g = \frac{\Delta G_i}{\Delta\theta}$$
- (30) K_{rg} PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS, fracción de la permeabilidad al aire al 100% de saturación corregida. (puede ser expresada como una fracción de la permeabilidad de aceite si se especifica).
- (31) S_{g2} SATURACIÓN MEDIA DEL GAS, fracción de P.V.

$$S_{g2} = \bar{O} \div P.V.$$

(32) q_o Gasto de aceite (cm³/seg):

$$q_o = \frac{\Delta O}{\Delta \theta}$$

(33) K_{ro} PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE.

En esta fórmula no se usa el termino C_1 (Factor de corrección de Boyle) ya que este sólo se usa para los gases.

$$K_{ro} = \frac{(q_o)(\mu_o)(L)(14.7)(10^3)}{(A)(\Delta P)(K_1)}$$

(34) S_L SATURACIÓN TOTAL DE LIQUIDO, expresada como fracción

$$S_L = 1 - S_{g2}$$

	(1) V_i	(2) ΔV_i	(3) O	(4) ΔO	(5) ΔG_i	(6) R_i	(7) ΔP	(8) C_1	(9) R_f	(10) T	(11) μ_g
No. De Prueba	Vol. Total acum. (cm ³)	$V_n - V_{n-1}$ (1) _n - (1) _{n-1}	Vol. de Aceite Acumulado (cm ³)	$O_n - O_{n-1}$ (3) _n - (3) _{n-1}	$\Delta V_i - \Delta O$ (2) - (4)	$\Delta G_i \div \Delta O$ (5) \div (4)	PRESIÓN DIFERENCIAL psia	$14.7 \div (14.7 + (\Delta P/2))$ $14.7 \div (14.7 + ((7)/2))$	$R_i \times C_1$ (6) \times (8)	TEMPERATURA °F	VISCOSIDAD DEL GAS cp
1	0	0	0	0	0	0	114.7	0.2040	0	75	0.0185
2	1	1	0.071	0.071	0.929	13.0845	114.7	0.2040	2.66992	75	0.0185
3	2	1	0.090	0.019	0.981	51.6315	114.7	0.2040	10.5328	75	0.0185
4	5	3	0.110	0.02	2.98	149	114.7	0.2040	30.396	75	0.0185
5	9	4	0.130	0.02	3.98	199	114.7	0.2040	40.596	75	0.0185
6	16	7	0.148	0.018	6.982	387.888	114.7	0.2040	79.129	75	0.0185
7	31	15	0.174	0.026	14.974	575.923	114.7	0.2040	117.488	75	0.0185
8	77	46	0.210	0.036	45.964	1276.777	114.7	0.2040	260.462	75	0.0185
9	155	78	0.245	0.035	77.965	2227.571	114.7	0.2040	454.424	75	0.0185
10	260	105	0.272	0.027	104.97	3887.888	114.7	0.2040	793.129	75	0.0185
11	410	150	0.295	0.023	149.97	6520.739	114.7	0.2040	1330.23	75	0.0185
12	710	300	0.325	0.03	299.97	9999	114.7	0.2040	2039.79	75	0.0185
13	1060	350	0.345	0.02	349.98	17499	114.7	0.2040	3569.79	75	0.0185
14	1510	450	0.361	0.016	449.98	28124	114.7	0.2040	5737.29	75	0.0185

TABLA II.5. DESARROLLO DE LOS CALCULOS Y RESULTADOS

(12) μ_o	(13) μ_g/μ_o	(14) K_g/K_o	(15) $(\Delta V_i)_{prom.}$	(16) \bar{V}_i	(17) $(\Delta O)_{prom.}$	(18) \bar{O}	(19) \bar{G}_i	(20) \bar{G}	(21) \bar{V}	(22) $1/f_o$
VISCOSI- DAD DEL ACEITE cp	$\mu_g \div \mu_o$ (11) ÷ (12)	$R_r(\mu_g/\mu_o)$ (9) × (13)	$0.414(\Delta V_i)_{prom.}$ 0.414(2)	$V_{n-1}+(\Delta V)_{prom.}$ (1) _{n-1} + (15)	$0.500(\Delta O)_{prom.}$ 0.500(4)	$O_{n-1}+(\Delta O)_{prom.}$ (3) _{n-1} + (17)	$\bar{V}_i - \bar{O}$ (16) - (18)	$G_i(C_1)$ (19) × (8)	$G + O$ (20) + (18)	$R_r + 1.00$ (9) + 1.00
31	0.0006	0	0	0	0	0	0	0	0	1
31	0.0006	0.00160	0.414	0.414	0.0355	0.0355	0.3785	0.0134	0.0489	3.6692
31	0.0006	0.00631	0.414	1.414	0.0095	0.0805	1.3335	0.1073	0.1878	11.5328
31	0.0006	0.0182	1.242	3.242	0.01	0.1	3.142	0.3142	0.4142	31.396
31	0.0006	0.0243	1.656	6.656	0.01	0.12	6.536	0.7843	0.9043	41.596
31	0.0006	0.0474	2.898	11.898	0.009	0.139	11.759	1.6345	1.7735	80.129
31	0.0006	0.07049	6.21	22.21	0.013	0.161	22.049	3.5498	3.7108	118.4882
31	0.0006	0.1562	19.044	50.044	0.018	0.192	49.852	9.5715	9.7635	261.462
31	0.0006	0.2726	32.292	109.292	0.0175	0.2275	109.064	24.8120	25.0395	455.424
31	0.0006	0.4758	43.47	198.47	0.0135	0.2585	198.211	51.2375	51.496	794.129
31	0.0006	0.7981	62.1	322.1	0.0115	0.2835	321.816	91.2348	91.5183	1331.23
31	0.0006	1.2238	124.2	534.2	0.015	0.31	533.89	165.505	165.815	2040.79
31	0.0006	2.1418	144.9	854.9	0.01	0.335	854.565	286.279	286.614	3570.79
31	0.0006	3.4423	186.3	1246.3	0.008	0.353	1245.947	439.819	440.172	5738.296

TABLA II.5. DESARROLLO DE LOS CALULOS Y RESULTADOS (CONTINUACIÓN)

(23) ΔS	(24) V_g	(25) S_{gi}	(26) θ	(27) $\Delta\theta$	(28) C_2	(29) q_g	(30) K_{rg}	(31) S_{g2}	(32) q_o	(33) K_{ro}	(34) S_l
$\bar{V}f_o$ (21)÷(22)	$\bar{O} - \Delta S$ (18)-(23)	$V_g \div P.V.$ (24)÷(P.V.)	TIEMPO [seg] (26) _n -(26)	$\theta_n - \theta_{n-1}$ (26) _n -(26)	$\frac{(\mu_g)(L)(14.7)(10^3)(C_1)}{(A)(\Delta P)(K_1)}$	$\Delta G_i \div \Delta\theta$ (5)÷(27)	$q_g(C_2)$ (29)×(28)	$\bar{O} \div (P.V.)$ (18)÷(P.V.)	$q_o = \frac{\Delta O}{\Delta\theta}$ (4)÷(27)	$q_o(C_2)$ (32)×(28) Sin el termino de (C_1)	$1 - S_{g2}$ 1-(31)
0	0	0	0	0	0.0727	0	0	0	0	0	0
0.0133	0.0222	0.01776	60	60	0.0727	0.01548	0.0011	0.0284	0.00118	0.70	0.97
0.0162	0.0643	0.05144	80	20	0.0727	0.04905	0.0035	0.0644	0.00095	0.56	0.93
0.0131	0.0869	0.06952	100	20	0.0727	0.149	0.010	0.08	0.001	0.59	0.92
0.0217	0.0983	0.07864	140	40	0.0727	0.0995	0.0070	0.096	0.0005	0.29	0.90
0.0221	0.1169	0.09352	180	40	0.0727	0.17455	0.012	0.1112	0.00045	0.26	0.88
0.0313	0.1297	0.10376	240	60	0.0727	0.24956	0.018	0.1288	0.00043	0.25	0.87
0.0373	0.1547	0.12376	360	120	0.0727	0.38303	0.027	0.1536	0.0003	0.17	0.84
0.0549	0.1726	0.13808	510	150	0.0727	0.51976	0.037	0.182	0.00023	0.13	0.81
0.0648	0.1937	0.15496	660	150	0.0727	0.69982	0.050	0.2068	0.00018	0.10	0.79
0.0687	0.2148	0.17184	840	180	0.0727	0.83320	0.060	0.2268	0.000127	0.075	0.77
0.0812	0.2288	0.18304	1175	335	0.0727	0.89543	0.065	0.248	0.000089	0.053	0.75
0.0802	0.2548	0.20384	1460	285	0.0727	1.228	0.089	0.268	0.000070	0.041	0.73
0.0767	0.2763	0.22104	1795	335	0.0727	1.34323	0.097	0.2824	0.000047	0.028	0.71

TABLA II.5. DESARROLLO DE LOS CALCULOS Y RESULTADOS (CONTINUACIÓN)

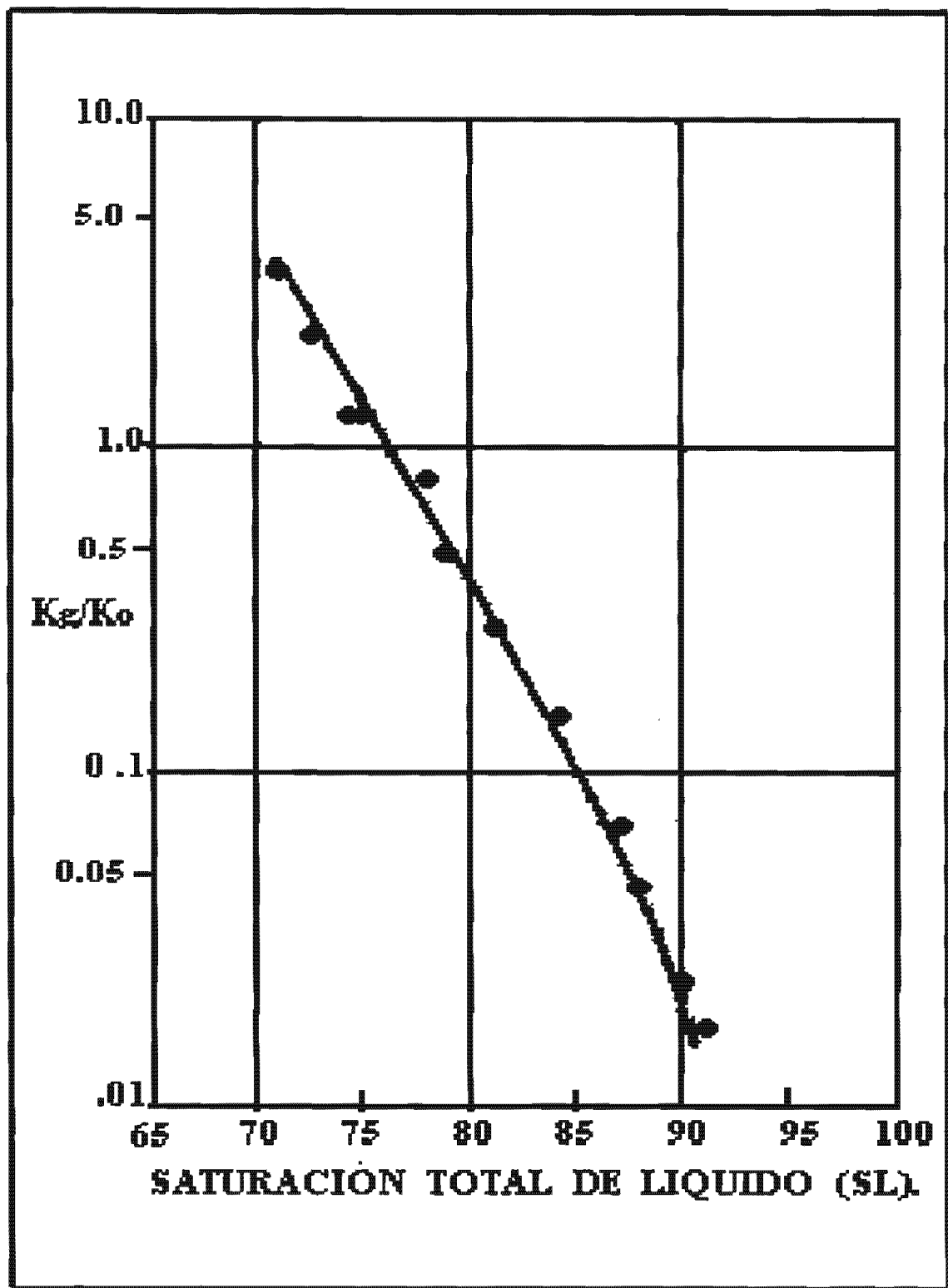


FIGURA II.12. VARIACIÓN DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS CON LA SATURACIÓN TOTAL DE LIQUIDO (S_L).

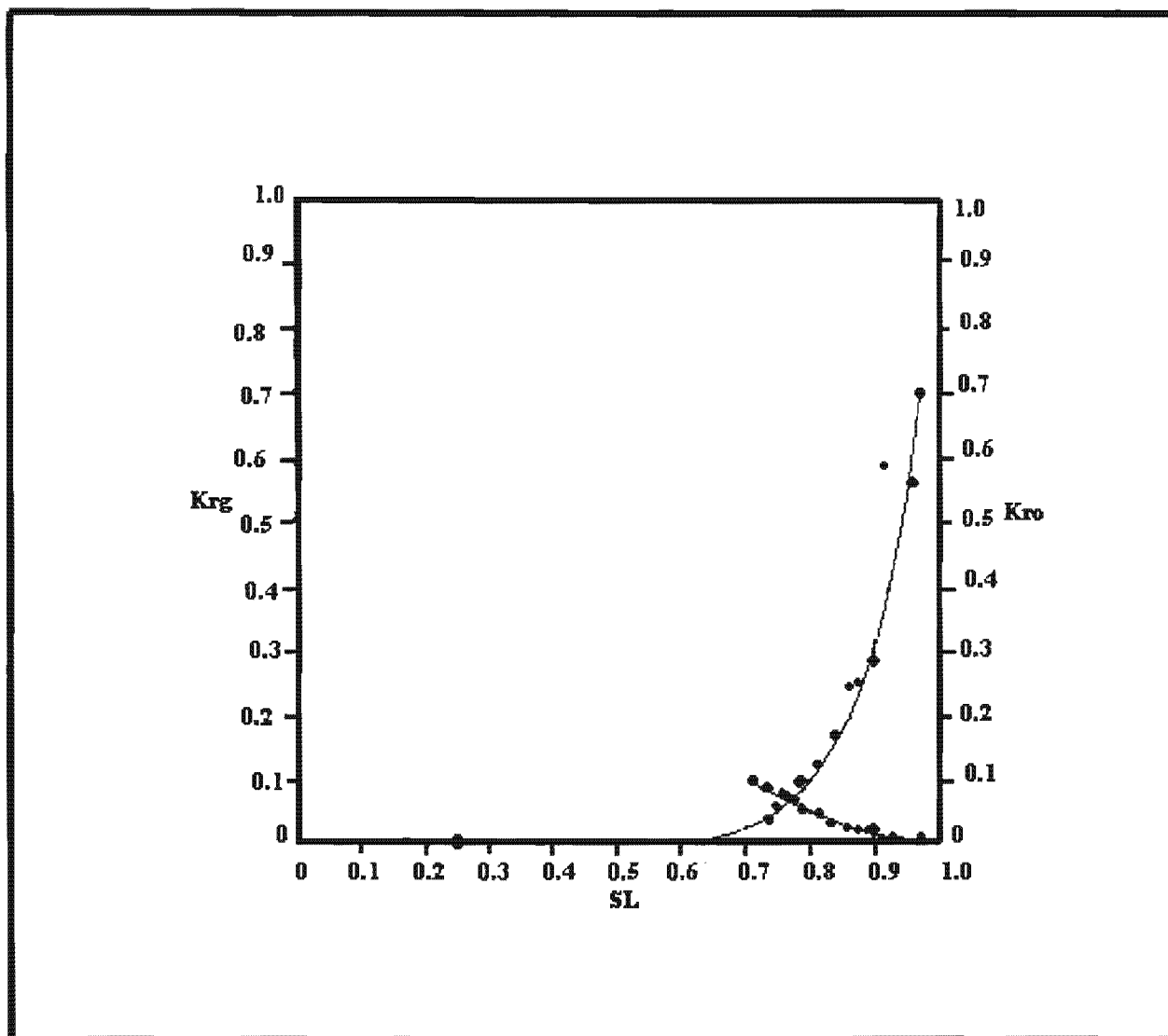


FIGURA II.13. VARIACIONES DE K_{rg} Y K_{ro} RESPECTO A LA SL .

CAPITULO III

APLICACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y AL ACEITE EN LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

En este capítulo se expondrán algunas de las aplicaciones que tienen las permeabilidades relativas al gas y al aceite.

III.1 ECUACION DE LA RELACION GAS ACEITE INSTANTÁNEA

$$R = \frac{K_{rg} \mu_o B_o}{K_{ro} \mu_g B_g} + R_s \quad (III.1)$$

donde:

R = Relación gas aceite instantánea

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

μ_o = Viscosidad del aceite (cp)

μ_g = Viscosidad del gas (cp)

B_o = Factor de volumen del aceite (bls @ c.y./bls @ c.s.)

B_g = Factor de volumen del gas (pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.)

R_s = Relación de solubilidad del gas en el aceite (pies³/bl)

Si el yacimiento es de aceite bajosaturado o su saturación de gas es menor a la crítica, K_{rg} = 0 y R = R_s. Cabe aclarar que en el desarrollo de esta ecuación se ha considerado que el gas y el aceite se encuentran uniformemente distribuidos en el yacimiento; que fluyen de acuerdo con el concepto de permeabilidades relativas, suponiendo despreciables los efectos gravitacionales y capilares y que los gradientes de presión para el gas y el aceite son iguales.

III.2 ECUACION DE LA VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

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

$$q_o = J(p_{ws} - p_{wf}) \quad (III.2)$$

El factor de proporcionalidad (J), se denomina índice de productividad, que de acuerdo con la ecuación de Darcy es:

$$J = \frac{q_o}{(p_{ws} - p_{wf})} = \frac{C k k_{ro} h}{\mu_o B_o \text{Log} \frac{re}{rw}} \quad (III.3)$$

Variación del índice de productividad.

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

$$J_i = C \frac{k k_{roi} h}{\mu_{oi} B_{oi} \text{Log} \frac{re}{rw}} \quad (III.4)$$

Dividiendo (III.3) por (III.4) y despejando J, se tiene:

$$J = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} \quad (III.5)$$

$$q_o = J_i \frac{k_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{k_{roi} \mu_o B_o} (p_{ws} - p_{wf}) \quad (III.6)$$

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

Cuando esta relación existe, una gráfica de q_o contra p_{wf} resulta como la indicada en la Figura. III.1. Sin embargo, se ha demostrado que cuando existe gas en el yacimiento la expresión III.9, no es aceptable, declinando la productividad de los pozos al aumentar su gasto. La causa de esta declinación se atribuye a: (1) la disminución de la permeabilidad al aceite debido al incremento de la saturación de gas originada por el aumento de la caída de presión en la vecindad del pozo, y (2) al aumento de la viscosidad del aceite a medida que el gas se libera. La gráfica de p_{wf} contra q_o resulta, en este caso, una curva como la mostrada en la Figura. III.2.

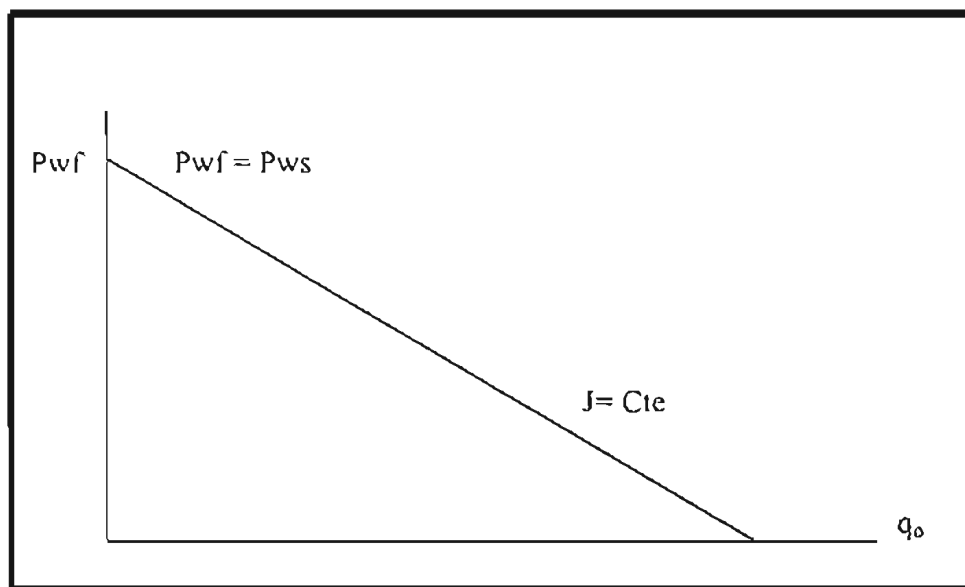


FIGURA 111.1. REPRESENTACIÓN GRAFICA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD QUE PERMANECE CONSTANTE AL VARIAR EL GASTO DEL POZO.

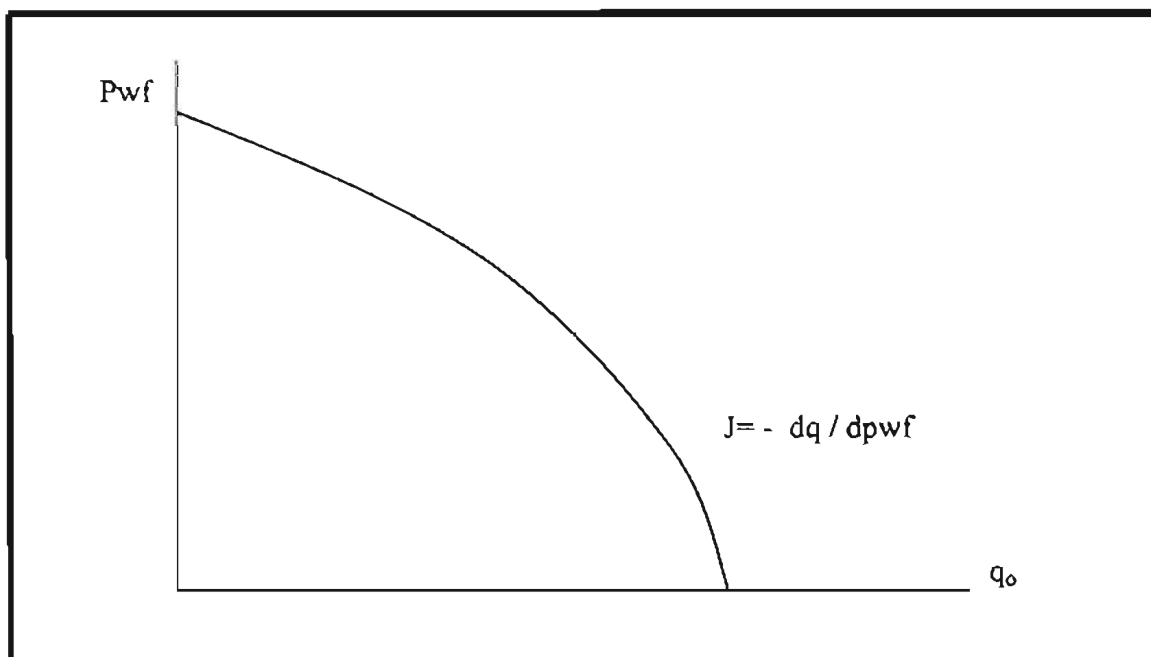


FIGURA III.2. REPRESENTACIÓN GRAFICA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD QUE DECRECE AL AUMENTAR EL GASTO DEL POZO.

III.3 FORMA DE LA CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, EN EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO.

Para entender la influencia que tiene la forma de la curva de permeabilidades relativas sobre el comportamiento de un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado, se deben interpretar antes las características y variaciones de dicha curva. Esto se puede ver con curvas hipotéticas como en la Figura III.3.

En la Figura III.3-A, se observan dos curvas de variación de K_{rg}/K_{ro} contra saturación de líquido; ambas curvas presentan pendientes parecidas, pero la curva 1 se encuentra más cargada a la izquierda que la curva 2; esto implica que la curva 2 representa un yacimiento para el cual la permeabilidad relativa al gas será siempre bastante mayor que la permeabilidad relativa al aceite, para las mismas saturaciones de líquido que para el yacimiento que representa la curva 1.

Como ejemplo, si la saturación de líquido es de 77%, el cociente de permeabilidades relativas, para la curva uno será $K_{rg}/K_{ro} = 0.1$ y para la curva 2 será $K_{rg}/K_{ro} = 4.0$. Esto significa que el yacimiento que representa la curva 2, tiene condiciones más favorables para la movilidad del gas; además de que se puede ver, que en la curva 2 la saturación crítica de gas es nula ($S_{cg} = 0$), implicando que la primera burbuja de gas que se libere, no se acumulará en el poro, sino que se moverá con el flujo sin que se aproveche la energía que podría proporcionar ésta al expandirse dentro del poro y expulsar de este el aceite. En cambio para la curva 1, si existirá una saturación crítica de gas que será del 15%, aprovechándose así el empuje proporcionado por el gas, sin pérdida de energía por producción del mismo, mientras no se alcance una S_g del 15%.

A partir de las observaciones anteriores de las curvas 1 y 2, se deduce que se tendrá mayor recuperación y cambios menos bruscos de R , en curvas que se presenten más cargadas a la izquierda, como es el caso de la curva 1.

En la Figura III.3-B, se presentan también dos curvas de variación de K_{rg}/K_{ro} contra la saturación de líquido, ambas curvas presentan la misma saturación crítica de gas y diferentes pendientes. La mayor pendiente la presenta la curva 4, implicando que presenta mayores coeficientes K_{rg}/K_{ro} , para las mismas saturaciones de líquido que los presentados por la curva 3. Otra desventaja que representa esta última curva, es que para saturaciones de líquido inferiores al 60%, prácticamente fluirán solo gas hacia los pozos sin poder producirse el 40% de aceite de los poros (aceite residual), suponiendo que no se produce agua, lo cual representa el 20% restante (saturación de agua irreductible), de espacio poroso. En cambio, para que esto suceda en la curva 3, la saturación de líquido deberá ser inferior al 35%, de la cual haciendo la misma suposición, el 20% será agua irreductible y el 15% será de aceite residual.

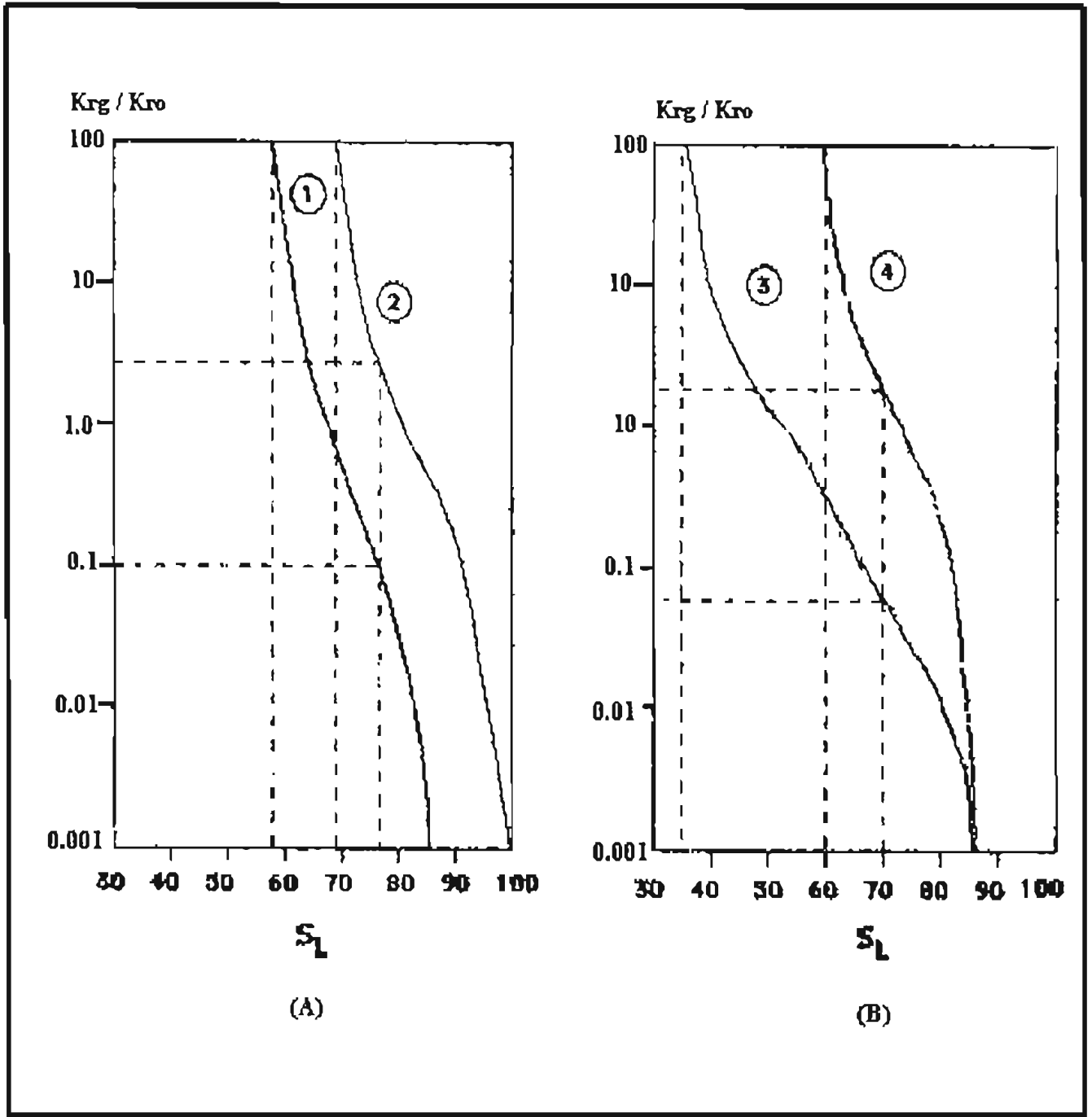


FIGURA III.3. GRAFICAS HIPOTÉTICAS DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS CONTRA LA SATURACIÓN DE LIQUIDO.

Si se hace la misma comparación que se hizo con las curvas 1 y 2, resulta que el yacimiento que representa la curva 3, ofrece las mejores condiciones de permeabilidad, para obtener mayor recuperación, que en los yacimientos representados por las otras curvas.

III.4 EJERCICIOS DE APLICACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

A continuación se darán ejemplos de aplicaciones en donde las permeabilidades relativas son un factor determinante para el desarrollo del mismo.

III.4.1 EJEMPLO

Aplicación del método de Buckley-Leverett.
Ejercicio de inyección de gas.

Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento.

Sg(%)	Kg/Ko	Kro
10*	0	0.70
15	0.08	0.52
20	0.20	0.38
25	0.40	0.28
30	0.85	0.20
35	1.60	0.14
40	3.00	0.11
45	5.5	0.07
50	10.0	0.04
62	∞	0.00

* saturación crítica del gas

Kabs=400 md =0.4 Darcys

Porosidad= 15%

Swc=28%

Area=750 000 pies cuadrados

Viscosidad del aceite=1.42 cp

Viscosidad del gas=0.015 cp

Gravedad específica del aceite= SGo =0.75

Gravedad específica del gas= SGg =0.15

Q =1000 bl/día

L=1000 ft

Bo=1.23

Bg=0.0181

Angulo de inclinación del yacimiento = 20 grados

- a) Calcular la fracción de gas, f_g , y graficarla como función de saturación de gas, considerando y sin considerar el término de segregación gravitacional.

Fórmula general para realizar las operaciones con término gravitacional :

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0.488 K_A (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha}{\mu_o} \right] \frac{Kro}{q_1}}{\left[1 + \frac{Kro \mu_g}{Krg \mu_w} \right]} \quad (\text{III.7})$$

$$\frac{\mu_g}{\mu_o} = \frac{0.015}{1.42} = 0.01056 \quad (\text{III.8})$$

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0.488 \times 0.4 \times 750000 (0.75 - 0.15) 0.342}{1.42} \right] \frac{Kro}{10000}}{\left[1 + \frac{Ko \cdot 0.015}{Kg \cdot 1.42} \right]} = \frac{1 - \left[\frac{5.0(0.60)}{1.42} \right] Kro}{\left[1 + 0.01056 \frac{Ko}{Kg} \right]} \quad (\text{III.9})$$

$$f_g = \frac{1 - 2.115 Kro}{1 + 0.01056 \frac{Ko}{Kg}} \quad (\text{III.10})$$

Fórmula general para realizar las operaciones sin término gravitacional :

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{\mu_g}{\mu_o} \frac{Ko}{Kg}} \quad (\text{III.11})$$

donde:

f_g = Fracción de gas

Kro = Permeabilidad relativa al aceite

Ko/Kg = Relación de permeabilidades relativas al aceite y al gas

1	2	3	4	5
Sg	Ko/Kg	0.01056Ko/Kg	1+col.(3)	fg=1/col.(4)
10				0.00
15	12.5	0.132	1.132	0.883
20	5.0	0.053	1.053	0.949
25	2.5	0.0264	1.0264	0.974
30	1.176	0.0124	1.0124	0.987
35	0.625	0.0066	1.0066	0.993
40	0.333	0.0035	1.0035	0.996
45	0.182	0.0019	1.0019	0.998
50	0.10	0.0010	1.0010	0.999
62	0.00	0.00	1.00	1

6	7	8	9
Kro	2.1155Kro	1- col (7)	fg= col (8)/col (4)
0.70	1.481	-0.481	0.00
0.52	1.100	-0.100	-0.088
0.38	0.804	0.196	0.186
0.28	0.592	0.408	0.397
0.2	0.423	0.577	0.567
0.14	0.296	0.704	0.699
0.11	0.233	0.767	0.764
0.07	0.148	0.852	0.850
0.04	0.085	0.915	0.914
0.00	0.00	1.00	1.00

TABLA III.1. CALCULOS

Las columnas (1), (2) y (6) son datos del problema, la columna (2) es el recíproco de Kg/Ko que se tiene como dato para diferentes valores de Sg , la columna (6) son los valores de Kro que corresponden a diferentes valores de Sg , que también se tienen como dato.

En la columna (5) se tienen los valores de fg sin considerar el término de segregación gravitacional.

En la columna (9) se tienen los valores de fg considerando el término gravitacional. Con los valores resultantes se pueden construir gráficas de f_g vs S_g para ambos casos, Figuras III.4 (a) y III.4 (b).

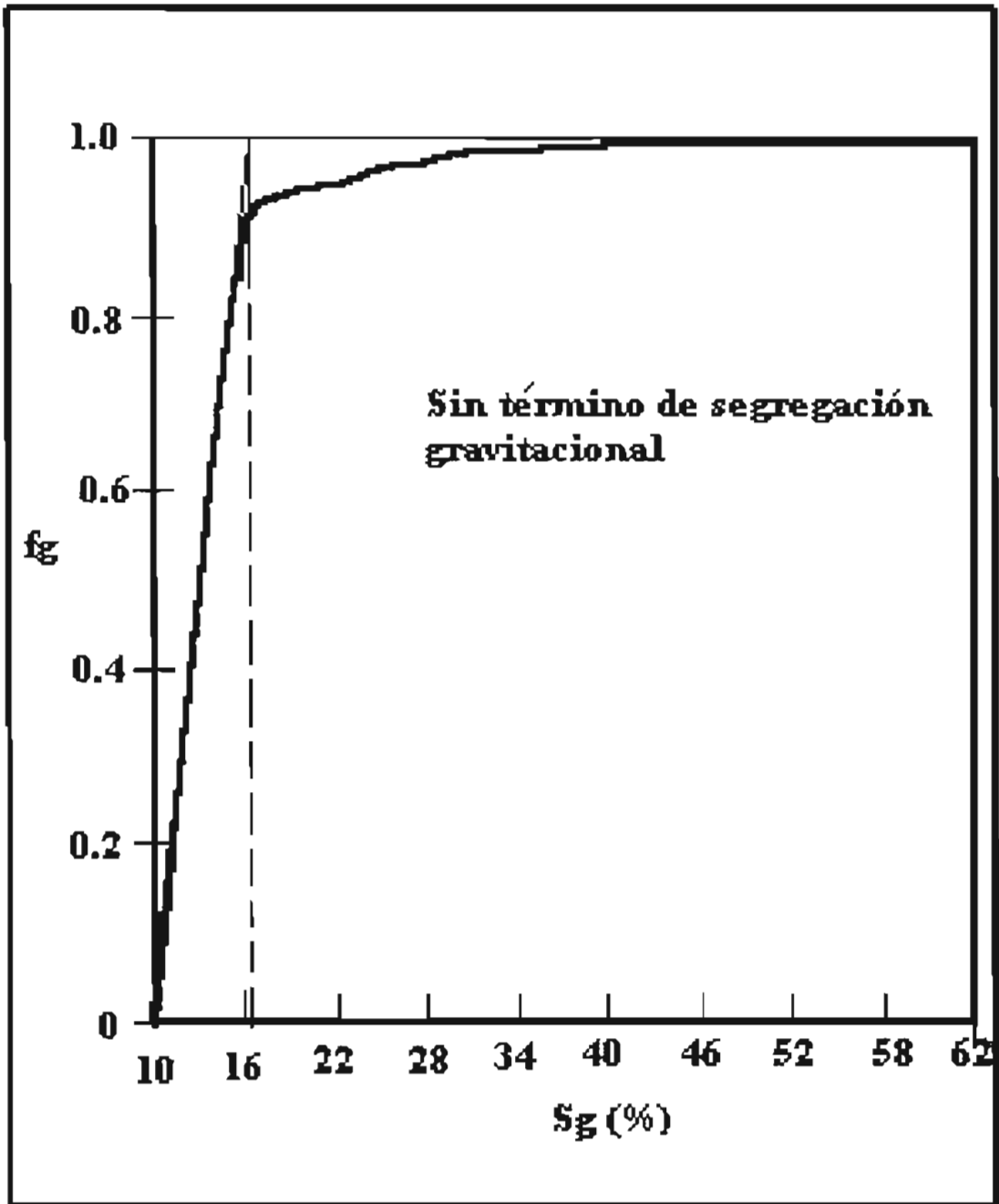


Figura IIL4 (a). GRAFICA DE f_g vs S_g

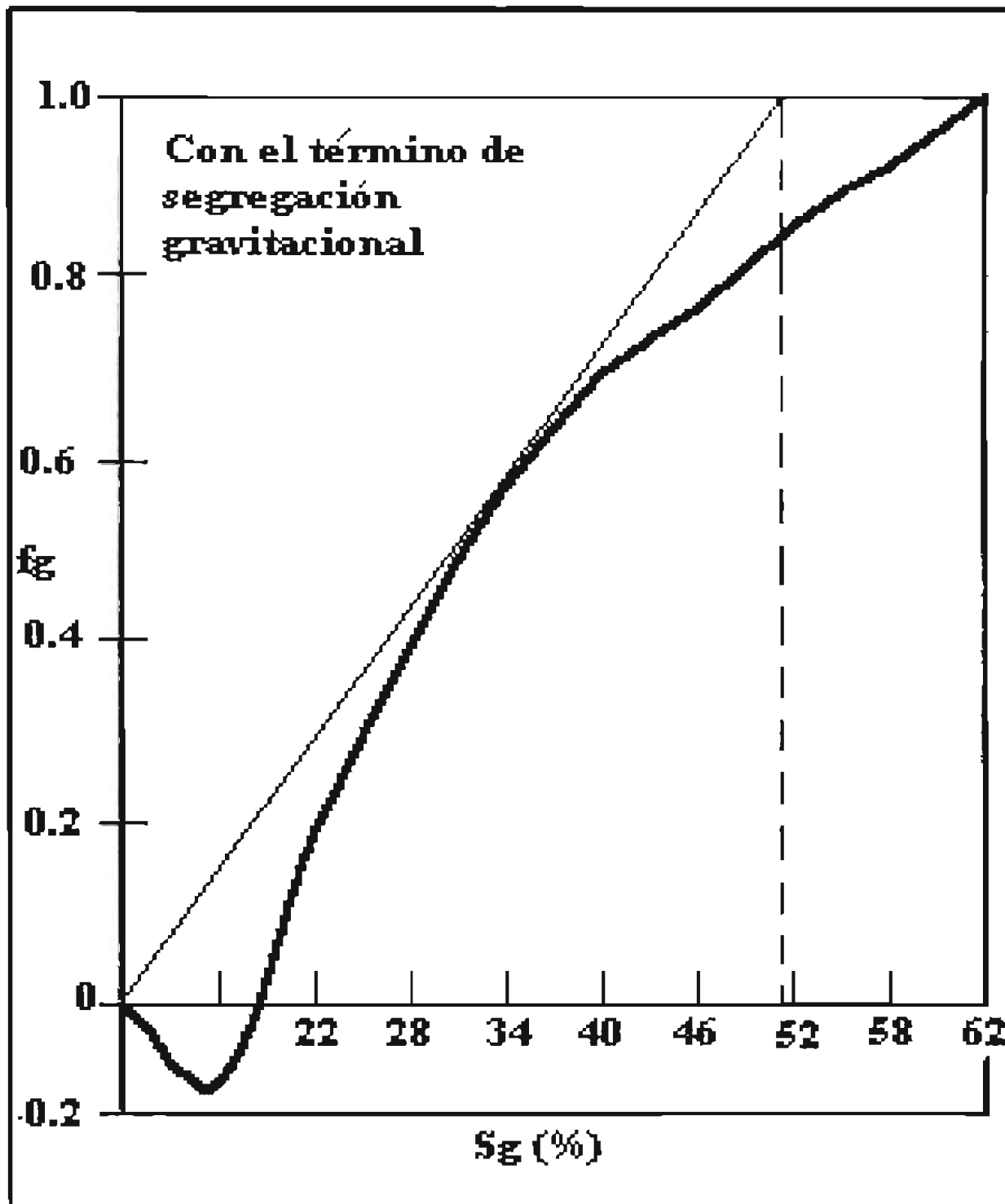


Figura III.4 (b). GRAFICA DE fg vs Sg

III.5 YACIMIENTOS SATURADOS

III.5.1 EJEMPLO

De un yacimiento saturado se tiene la siguiente información:

t(días)	P(kg/cm ²)	Bo	Bg	Rs	Rp	Np	μ_o/μ_g
0	230	1.450	0.00456	0	0	0	0.0
180	210	1.432	0.00490	129	140	278000	32.1
349	195	1.403	0.00544	117	160	738000	36.8

Donde:

Bo = Factor de volumen del aceite, bls @ c.y./bls@ c.s.

Bg = Factor de volumen del gas, pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.

Rs = Relación de solubilidad, (ft³/bl)

Rp = Relación gas-aceite instantánea, (ft³/bl)

Np = Volumen acumulado de aceite producido, (STB)

μ_o/μ_g = Relación de viscosidades, (cp)

Determinar la relación Krg/Kro existente en el yacimiento a las presiones de 230,210 y 195 Kg/cm². considere que cada ΔNp se obtiene con gastos constantes.

SOLUCION:

Se sabe que

$$Rp = \frac{q_g}{q_o} = \frac{\Delta Gp / \Delta t}{\Delta Np / \Delta t} = \frac{\Delta Gp}{\Delta Np} \quad (III.12)$$

$$Gp = Rp Np \quad (III.13)$$

$$Rp = \frac{krg \mu_o Bo}{kro \mu_g Bg} + Rs \quad (III.14)$$

de donde se obtiene:

$$\frac{kr_g}{kro} = (Rp - Rs) \frac{Bg}{Bo \mu_o / \mu_g} \quad (III.15)$$

$$A \ 230 \text{ kg/cm}^2$$

$$Gp = 0 * 0 = 0$$

$$\frac{kr_g}{kro} \text{ no se puede calcular}$$

$$A \ 210 \text{ kg/cm}^2$$

$$Gp = 140 * 278 \ 000 = 38.92 \times 10^6$$

$$Rp = \frac{38.92 \times 10^6 - 0}{278 \times 10^3 - 0} = 140$$

$$\frac{kr_g}{kro} = (140 - 129) \frac{0.00490}{32.1 * 1.432} = 0.00117$$

$$\frac{kr_g}{kro} = 0.00117$$

$$A \ 195 \text{ kg/cm}^2$$

$$Gp = 160 * 738 \ 000 = 118.08 \times 10^6$$

$$Rp = \frac{118.08 \times 10^6 - 38.92 \times 10^6}{738 \times 10^3 - 278 \times 10^3} = 172.087$$

$$\frac{kr_g}{kro} = (172.087 - 117) \frac{0.00544}{36.8 - 1.403} = 0.00580$$

$$\frac{kr_g}{kro} = 0.00580$$

III.5.2 EJEMPLO

Predicción del comportamiento de un yacimiento por empuje de gas.

datos:

$N = 10025000$ STB

$S_{wc} = 22\%$

$p_i = 3013$ psia

$p_s = 2496$ psia

p	Bo	Rs	Bg	μ_o/μ_g	R
3013	1.315	650	0.000726	53.9	650
2496	1.325	650	0.000796	56.6	650
1302	1.233	450	0.001616	102.61	2080
1200	1.224	431	0.001807	108.96	?
1100	1.215	412	0.001998	115.20	?

donde:

p = Presión, (psia)

p_i = Presión inicial, (psia)

p_s = Presión de saturación, (psia)

B_o = Factor de volumen del aceite, bls @ c.y./bls @ c.s.

B_g = Factor de volumen del gas, pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.

R_s = Relación de solubilidad, (ft³/bl)

N = Volumen original de aceite, (STB)

R = Relación gas-aceite instantánea (ft³/bl)

S_{wc} = Saturación de agua crítica, (fracción)

μ_o/μ_g = Relación de viscosidades (cp/cp)

- Calcular la S_o y K_g/K_o , cuando la presión en el yacimiento es de 1302 psia, la producción acumulada es de 1,1790,00 STB y 1123 MMscf de gas.
- Calcular la producción acumulada de aceite y gas cuando la presión del yacimiento alcanza 1200 psia. Base su R_{1200} extrapolando en la observación GOR de la Figura III.7 y los valores de K_g/K_o sobre la tendencia estabilizada de los datos de la Figura III.6

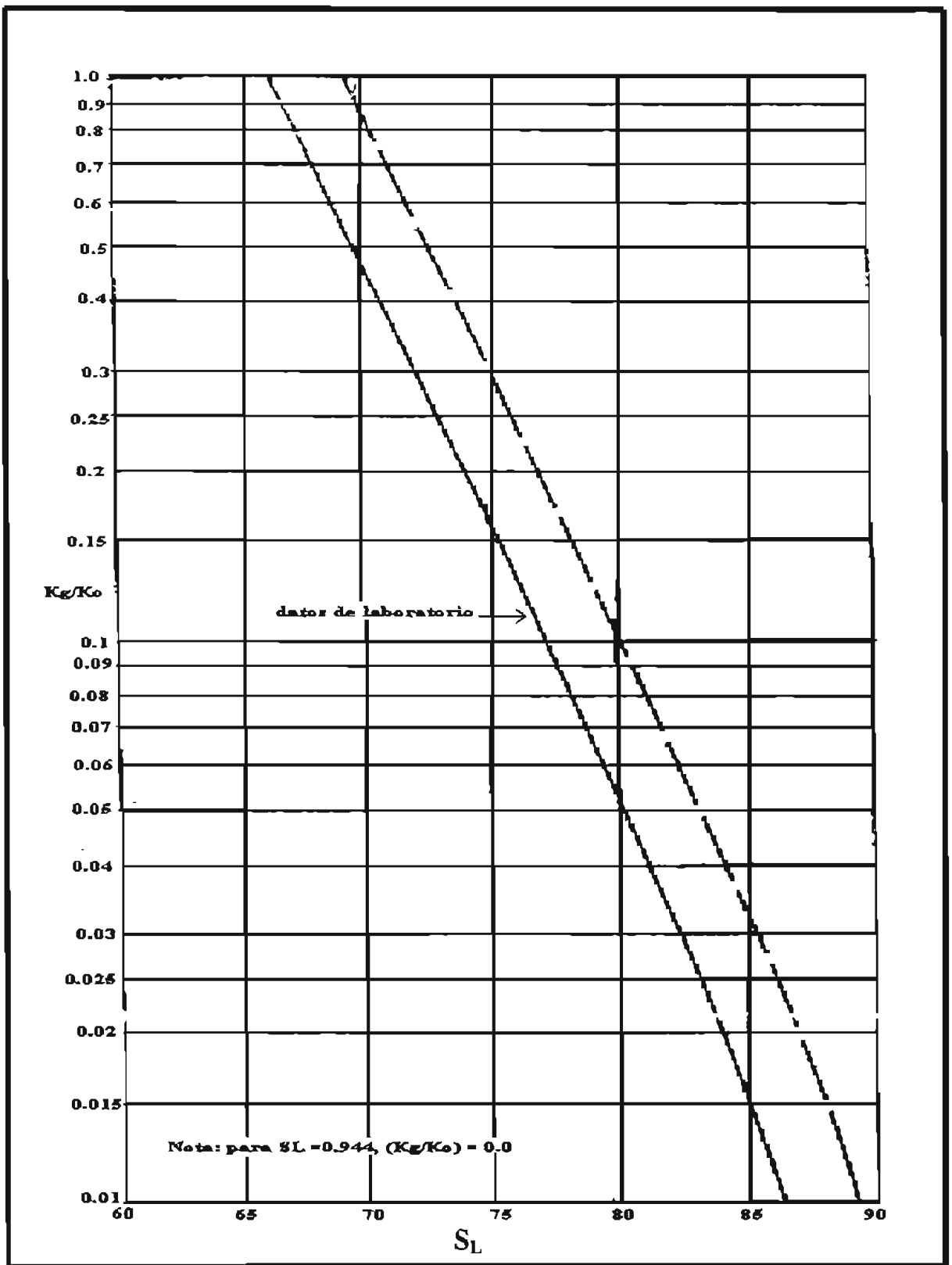


FIGURA III.6. COMPARACIÓN DE MEDIDAS DE LABORATORIO Y CALCULOS DE CAMPO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

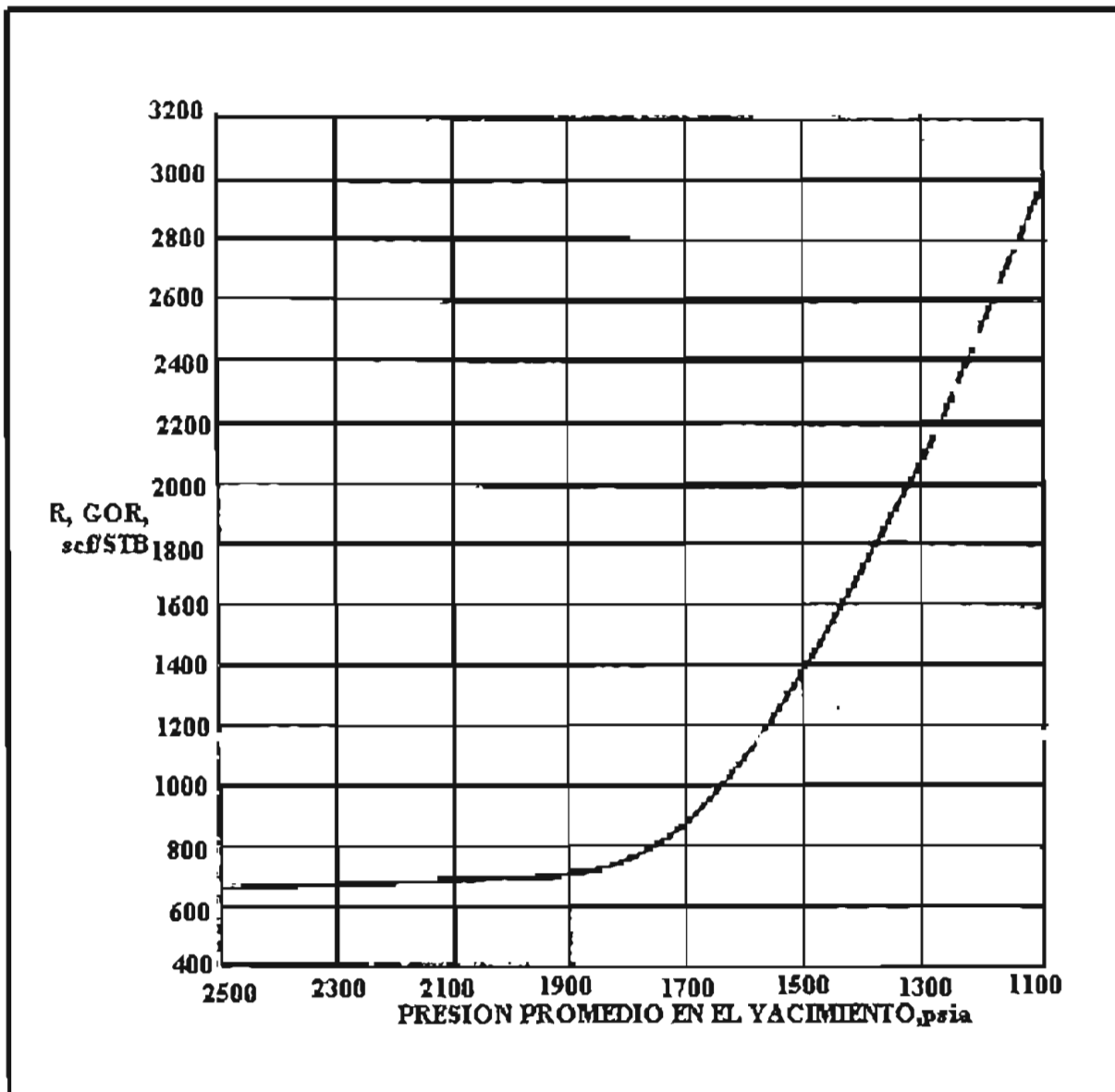


FIGURA III.7. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

SOLUCIÓN:

Inciso a)

$$S_o = \frac{(1 - S_{wr})(N - N_p)B_o}{N B_{oi}} \quad (\text{III.16})$$

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o(1 - S_{wr})}{B_{oi}} \quad (\text{III.17})$$

donde:

B_o = Factor de volumen del aceite, bls @ c.y./bls@ c.s.

B_{oi} = Factor de volumen del aceite inicial, bls @ c.y./bls@ c.s.

N = Volumen original de aceite, (STB)

N_p = Volumen acumulado de aceite producido, (STB)

S_o = Saturación de aceite, (fracción)

S_{wc} = Saturación de agua crítica, (fracción)

$$S_o = \left(1 - \frac{1179000}{10025000}\right) \left(\frac{1.233}{1.315}\right)(1 - 0.22)$$

$$S_o = 0.646 \therefore S_L = 0.646 + 0.22 = 0.866$$

$$R = R_s \left(\frac{K_g}{K_o}\right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_g}\right) \left(\frac{B_o}{B_g}\right) \quad (\text{III.18})$$

$$\frac{K_g}{K_o} = (R - R_s) / \left[\left(\frac{\mu_o}{\mu_g}\right) \left(\frac{B_o}{B_g}\right) \right] \quad (\text{III.19})$$

donde:

B_o = Factor de volumen del aceite, bls @ c.y./bls@ c.s.

B_g = Factor de volumen del gas, pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.

K_g/K_o = Relación de permeabilidades relativas gas-aceite,

N = Volumen original de aceite, (STB)

R_s = Relación de solubilidad, (ft³/bl)

R = Relación gas-aceite instantánea (ft³/bl)

μ_o/μ_g = Relación de viscosidades (cp/cp)

$$\frac{K_g}{K_o} = (2080 - 450) / \left[(102.61) \left(\frac{1.233}{1.616 \times 10^{-3}} \right) \right]$$

$$\frac{K_g}{K_o} = 0.0207$$

inciso b)

$$N_{pn} = \frac{N[B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g] + G(B_g - B_{gi}) - B_g[G_{p(n-1)} - (R_n + R_{n-1})N_{p(n-1)} / 2]}{B_o - B_g R_s + (R_n + R_{n-1})B_g / 2} \quad (\text{III.20})$$

donde:

N_p = producción acumulada de aceite, (STB)

B_o = Factor de volumen del aceite, bls @ c.y./bls@ c.s.

B_{oi} = Factor de volumen del aceite inicial, bls @ c.y./bls@ c.s.

B_g = Factor de volumen del gas, pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.

B_{gi} = Factor de volumen del gas inicial, pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.

N = Volumen original de aceite, (STB)

G = Volumen original de gas, (MMscf)

G_p = Volumen producido acumulado de gas, (MMscf)

R_s = Relación de solubilidad, (ft³/bl)

R_{si} = Relación gas disuelto- aceite inicial, (m³/m³)

R_n = Relación gas-aceite instantánea del momento, (ft³/bl)

R_{n-1} = Relación gas-aceite instantánea del paso anterior, (ft³/bl)

B_{oi} = Factor de volumen del aceite inicial, bls @ c.y./bls@ c.s.

N_p = Volumen acumulado de aceite producido, @ c.s. (cm³)

para $p = 1200$

para el numerador:

$$\begin{aligned} &= 10025000 [1.224 - 1.315 + (650 - 431)0.001807] - 0.001807 \times [1.127 \times 10^9 (2080 + R_{1200})1179000 / 2] = \\ &= 3241299 + 1065.23R_{1200} \end{aligned}$$

para el denominador:

$$\begin{aligned} &= 1.224 - 0.001807 \times 431 + (2080 + R_{1200})0.001807 / 2 = 2.324 + 0.0009035R_{1200} = \\ &= 2.324 + 0.0009035R_{1200} \end{aligned}$$

$$N_p = \frac{3241299 + 1065.23R_{1200}}{2.324 + 0.0009035R_{1200}} \quad (\text{III.21})$$

$R_{1200 \text{ est}} = 2520$ de GOR contra la presión extrapolada

$$N_{p1200} = \frac{3241299 + 1065.23(2520)}{2.324 + 0.0009035(2520)} = 1288000 \text{ STB}$$

$$\Delta G_p = \left(\frac{R_{1302} + R_{1200 \text{ est}}}{2} \right) (\Delta N_p) \quad (\text{III.22})$$

$$\Delta G_p = 1.097 \times 10^8 \left(\frac{2080 + 2520}{2} \right) = 2.52 \times 10^8$$

$$\Delta G_p = 252 \times 10^6 = 252 \text{ MMscf}$$

$$G_p = 252 + 1123 = 1375 \text{ MMscf}$$

$$S_o = (1 - S_{wr}) \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \quad (\text{III.23})$$

$$S_o = (0.78) \left(\frac{1.224}{1.315} \right) \left(1 - \frac{N_p}{10025000} \right) = 0.726 \left(1 - \frac{N_p}{10025000} \right)$$

$$= 0.726 [1 - (1288000/10025000)]$$

$$S_o = 0.635 \therefore S_L = 0.634 + 0.22 = 0.854$$

de la curva de campo de la grafica S_L vs K_g/K_o se tiene que : $K_g/K_o = 0.0274$

$$R_{1200} = R_s + \left(\frac{K_g}{K_o} \right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_g} \right) \left(\frac{B_o}{B_g} \right) \quad (\text{III.24})$$

$$R_{1200} = 431 + \frac{K_g}{K_o} (108.96) \left(\frac{1.224}{1.807 \times 10^{-3}} \right) = 431 + 73806 \left(\frac{K_g}{K_o} \right)$$

$$R_{1200} = 431 + (73806)(0.0274) = 2453 \text{ comparado con el valor estimado de 2520}$$

R_{1200} calculado < R_{1200} estimado

Este análisis presenta en sí mismo simples pero valiosos resultados y mas en los programas de cómputo ya que la prueba es por iteraciones. Este es el método de Tamer. En el método de Schilthuis también las iteraciones se acrecentan grandemente durante la solución del calculo de computo durante la acumulación de la relación gas-aceite, Rp.

III.5.3 EJERCICIO

Un yacimiento produce por empuje de gas disuelto cuenta con la siguiente información:

$$P_i = 200 \text{ kg/cm}^2$$

$$S_{wi} = 0.10$$

$$N = 100 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$$

$$B_{oi} = 1.44$$

cuando su presión se abatió a 140 kg/cm^2 :

$$B_o = 1.372$$

$$R_s = 95.7$$

$$B_g = 0.0105$$

$$R_{ec} = 0.099$$

$$\mu_o/\mu_g = 87$$

Calcule N_p a 130 kg/cm^2 si a esta presión: $B_o = 1.359$, $R_s = 91.2$, $\mu_o/\mu_g = 91.7$, $B_g = 0.0016$

La recuperación a 140 fue de 0.099

Tabla de datos

P (kg/cm ²)	B _o	B _g	μ_o/μ_g	R _s	S _o	S _g
200	1.440					
140	1.372	0.0105	87	95.7	0.7726	0.1274
130	1.359	0.0116	91.7	91.2	0.7473	0.1526

donde:

p = presión, (kg /cm²)

B_o = Factor de volumen del aceite, bls @ c.y./bls@ c.s.

B_{oi} = Factor de volumen del aceite inicial, bls @ c.y./bls@ c.s.

B_g = Factor de volumen del gas, pies³ @ c.y./pies³ @ c.s.

R_s = Relación de solubilidad, (ft³/bl)

S_o = Saturación de aceite, (fracción)

S_g = Saturación de gas, (fracción)

S_w = Saturación de agua, (fracción)

μ_o/μ_g = Relación de viscosidades, (cp/cp)

SOLUCION:

$$S_{o140} = \frac{(1 - Rec) B_o (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (\text{III.25})$$

$$S_{o140} = \frac{(1 - 0.099) \times (1.372) \times (1 - 0.10)}{1.44} = 0.7726$$

$$\frac{Kg}{Kg} = \frac{(1 - S)^2 (1 - S^2)}{S^3} \quad (\text{III.26})$$

$$S = \frac{S_o}{S_{oi}} = \frac{0.7726}{(1 - 0.10)} = 0.8584 \quad (\text{III.27})$$

$$Kg / K_{o140} = \frac{(1 - 0.8584)^2 (1 - 0.8584^2)}{0.8584^3} = 9.7178 \times 10^{-3}$$

$$\frac{dRs}{dP} = \frac{95.7 - 91.2}{10} = 0.45$$

$$\frac{dBg}{dP} = \frac{0.0105 - 0.0116}{10} = -0.00011$$

$$\frac{dBo}{dP} = \frac{1.372 - 1.359}{10} = 0.0013$$

$$Sg = 1 - S_o - S_w = 1 - 0.7726 - 0.10 = 0.1274 \quad (\text{III.28})$$

$$Bo = (1.372 + 1.359) / 2 = 1.3655$$

$$Bg = (0.0105 + 0.0116) / 2 = 0.01105$$

$$\mu_o / \mu_g = (87 + 91.7) / 2 = 89.35$$

$$Xp = \frac{Bg}{Bo} \frac{dRs}{dP} \quad (\text{III.29})$$

$$Xp = \frac{0.01105 \times 0.45}{1.3655} = 3.645 \times 10^{-3}$$

$$Y_p = \frac{\mu_o}{\mu_o B_o} \frac{dB_o}{dP} \quad (\text{III.30})$$

$$Y_p = \frac{89.35 \times 0.0013}{1.3655} = 0.08506$$

$$Z_p = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dP} \quad (\text{III.31})$$

$$Z_p = \frac{-0.00011}{0.01105} = -9.955 \times 10^{-3}$$

$$\Delta S_o = \Delta P \left[\frac{S_o (X_p + Y_p(K_g / K_o) - Z_p S_g)}{1 + \left(\frac{K_g \mu_o}{K_o \mu_g} \right)} \right] \quad (\text{III.32})$$

$$\Delta S_o = 10 \left[\frac{0.7726 \times (3.64 \times 10^{-3} + 85.06 \times 10^{-3} \times (9.7178 \times 10^{-3}) - (-9.955 \times 10^{-3} \times 0.1274)}{1 + (9.7178 \times 10^{-3} \times 89.35)} \right]$$

$$\Delta S_o = 0.02186$$

$$S_{o130} = S_{o140} - \Delta S_o \quad (\text{III.33})$$

$$S_{o130} = 0.7726 - 0.02186 = 0.75074$$

$$Re_{c130} = 1 - \frac{S_{o130} B_{oi}}{S_{oi} B_{o130}} = 1 - \frac{0.75074 \times 1.44}{(1 - 0.10) \times 1.356} = 0.11612$$

Por otro lado:

$$Re_{c130} = \frac{Np_{130}}{N} \quad (\text{III.34})$$

de donde:

$$Np_{130} = Re_{c130} N = 0.11612 \times (100 \times 10^6) = 11.612 \times 10^6 m^3$$

III.6 YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

EJERCICIO III.6.1

Para $K_{rg}/K_{ro} = 10$ y $K_{rg}/K_{ro} = 0.1$, en el caso de una formación estratificada con cuatro capas, determinar la saturación media de líquido a partir de la información proporcionada en la siguiente tabla:

Capa	SL($K_{rg}/K_{ro}=10$)	SL($K_{rg}/K_{ro}=0.1$)	h(m)
1	0.718	0.954	10
2	0.668	0.912	13.5
3	0.600	0.845	18
4	0.559	0.810	11.3

$$h_T = 52.8$$

usando la ecuación siguiente:

$$\bar{S}_L = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Li} h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (III.35)$$

donde:

\bar{S}_L = Saturación media de líquido, (fracción)

S_{Li} = Saturación de líquido de las capas, (fracción)

h_i = Espesor de las capas, (m)

h_T = Espesor total de la formación, (m)

Sustituyendo en la ecuación III.35 para $Krg/Kro=10$

$$\bar{S}_L = \frac{(0.718)(10)+(0.668)(13.5)+(0.60)(18)+(0.559)(11.3)}{52.8}$$

$$\bar{S}_L = 0.6309 \quad \text{para } Krg/Kro = 10$$

para el valor de $Krg/Kro = 0.1$, es:

$$\bar{S}_L = \frac{(0.954)(10)+(0.912)(13.5)+(0.845)(18)+(0.810)(11.3)}{52.8}$$

$$\bar{S}_L = 0.875 \quad \text{PARA } Krg/Kro = 0.1$$

III.7 CRITERIOS PARA ESTABILIZAR EL MOVIMIENTO EN EL CONTACTO GAS-ACEITE

III.7.1 EJEMPLO

Calcular el máximo gasto de flujo de gas para mantener un contacto estable gas/aceite.

$$(q_g)_{\max} = \frac{0.488 K A \operatorname{sen} \alpha (\gamma_o - \gamma_g)}{(\mu_o / K_{ro}) - (\mu_g / K_{rg})} \quad \text{Bbl / Dia} \quad (\text{III.36})$$

$$\gamma_g = \left(\frac{0.00265 Mg}{Bg} \right) / 350.4 = (7.52)(10^{-6}) Mg / Bg \quad (\text{III.37})$$

donde:

$(q_g)_{max}$ = gasto máximo de gas, (Bbl/día)

K = Permeabilidad de la formación, (Darcies)

A = Área del contacto gas-aceite, (sq ft)

Sen α = Angulo de inclinación, (grados)

Kro = Permeabilidad relativa al aceite

Krg = Permeabilidad relativa al gas

Bg = Factor de volumen del gas, (Bbl/scf)

Mg = Peso molecular del gas, (lbs/mol)

T = Temperatura en el yacimiento, (°F)

z = Factor de desviación del gas, (fracción)

γ_o = Gravedad específica del aceite en la superficie, (fracción)

γ_g = Gravedad específica del gas, (fracción)

μ_o = Viscosidad del aceite, (cp)

μ_g = Viscosidad del gas, (cp)

datos:

Permeabilidad de la formación: 0.1 Darcies

Área del contacto gas-aceite: 4,356,000 sq ft

Angulo de inclinación: 30 grados

Gravedad específica del aceite en la superficie: 0.85 (fracción)

Factor de volumen del aceite de la formación: 1.30 bbl/STB

Presión en el yacimiento: 2500 psia

Temperatura en el yacimiento: 180 °F

Factor de desviación del gas: 0.88 (fracción)

Peso molecular del gas: 21 lbs/mol

Viscosidad del aceite: 0.8 cp

Viscosidad del gas: 0.015 cp

Permeabilidad relativa al gas libre (zona invadida): 0.35

Permeabilidad relativa al aceite: 0.90

SOLUCIÓN :

$$(q_g)_{max} = \frac{(0.488)(0.1)(4356000)(0.5) \left[\frac{0.85}{1.30} - \frac{(7.52)(10^{-6})(21)}{Bg} \right]}{(0.8/0.9) - (0.015 - 0.35)} =$$
$$= \frac{106286.4(0.65385 - (1.5792)(10^{-4})/Bg}{0.84603}$$

$$Bg = \frac{0.005034 T z}{p} = \frac{(0.005034)(180 + 460)(0.88)}{2500} = 0.001134 \text{ Bbl/scf}$$

$$(q_g)_{\max} = \frac{(106286.4)(0.65385 - (1.5792)(10^{-4})/0.001134}{0.84603} = 64647 \text{ Bbl/dia}$$

gasto equivalente en la superficie:

$$[(q_g)_{\max}]_{\text{superficie}} = (q_g)_{\max} / Bg = 64647 / 0.001134 = 57008 \text{ MSCF/día}$$

la ecuación utilizada $(q_g)_{\max}$ puede ser usada para calcular el máximo volumen desplazado en el yacimiento cuando el desplazamiento de aceite es por inyección de gas. Para obtener el correspondiente volumen de inyección en la superficie simplemente se divide por Bg.

III.8 DISTANCIA DE UN POZO CUANDO POSIBLEMENTE PUEDA OCURRIR LA SEGREGACION.

III.8.1 EJEMPLO

Determine la distancia de un pozo en donde la segregación puede ocurrir en el yacimiento a una presión aproximada de 1840 psia y para una saturación de gas de 12.45%. Sin embargo la presión común es de 1750 psia y la saturación de gas es aproximadamente de 12.45%.

datos:

Permeabilidad horizontal de la formación: 0.1 darcies

Espesor de la zona productora: 20 ft

Angulo de desviación: 30 grados

Gasto de aceite: 100 STB/D

Viscosidad del aceite: 1.265 cp

Presión en el yacimiento: 1750 psia

Factor de volumen del aceite en la formación: 1.236 bbl/STB

Densidad del aceite: 45.37 °API

Temperatura en el yacimiento: 150 °F

Factor de desviación del gas: 0.9 (fracción)

Informe de campo de la gravedad del gas (comparado con la del aire): 0.76 (fracción)

Permeabilidad relativa al aceite (K_{ro} @ $S_g = 12.45\%$): 0.47 (fracción)

SOLUCIÓN

Cálculo de la gravedad específica del aceite en el yacimiento

$$\text{Gravedad específica en el tanque de aceite} = \frac{141.5}{131.5 + 45.37} = 0.8000$$

$$\text{Gravedad específica en el yacimiento} = \frac{\gamma_{o, \text{surf}}}{B_o} = \frac{0.8}{1.236} = 0.6472$$

Cálculo de la gravedad específica del gas en el yacimiento (comparándola con la del agua):

$$Bg = 0.005034 T z / p = \frac{(0.005034) (150 + 460) (0.9)}{1750} = 0.0015792 \text{ bbl / scf}$$

peso molecular del gas = $M_g = (28.97) (\gamma_g)_{\text{aire}} = (28.97) (0.76) = 22.0 \text{ lbs/mol}$

$$\gamma_g = (7.52) (10^{-6}) (M_g) / Bg = \frac{(7.52)(10^{-6})(22.0)}{0.0015792} = 0.1048$$

Cálculo del radio de la distancia del pozo a la segregación gas-aceite.

$$R > \frac{q_o \mu_o Bo}{3.07 K h Kro \sin \alpha (\gamma_o - \gamma_g)} \quad \text{(III.38)}$$

$$R > \frac{(100)(1.265)(1.236)}{(3.07)(0.1)(20)(0.47)(0.5)(0.6472 - 0.1048)} = 199.8 \text{ ft}$$

$$R > 199.8 \text{ ft}$$

CAPITULO IV

CONCLUSIONES

- La permeabilidad es una de las propiedades petrofísicas que tienen más aplicación en la explotación de los hidrocarburos. Existirá permeabilidad en un medio poroso solo si se tienen poros o espacios que estén comunicados, es decir si existe porosidad efectiva.
- La permeabilidad absoluta es una de las propiedades básicas de las rocas sedimentarias que depende exclusivamente de las características del espacio poroso (magnitud y geometría) que permite el flujo de fluidos.
- La permeabilidad efectiva en un yacimiento petrolero puede ser al agua, al aceite o al gas. La magnitud o el valor de la permeabilidad efectiva a un fluido dependerá, básicamente, del grado de saturación que tenga el medio poroso de ese fluido y de las características físicas de la estructura porosa, de las características de los fluidos y de las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluidos.
- La permeabilidad relativa tiene una gran aplicación en estudios de Ingeniería de Yacimientos, como son las predicciones y las simulaciones de comportamientos de los yacimientos. Se puede indicar también que es de los parámetros más importantes en tales estudios y uno de los más difíciles de medir en laboratorio.
- Un concepto que va de la mano de la permeabilidad relativa es el de mojabilidad, ya que el grado de mojabilidad de una roca por agua o por aceite es otro de los factores que influyen en el flujo de fluidos dentro del espacio poroso y por lo tanto en la recuperación total de aceite en un proceso de desplazamiento. Se ha comprobado en experimentos que es más efectivo un desplazamiento de aceite por agua cuando la roca es preferentemente mojable por agua, que cuando lo es por aceite. Esto es debido a que el fluido mojante (agua) tiende a viajar a través de los poros más pequeños y adherido a la superficie de los sólidos, mientras que la fase no mojante (aceite) se mueve por los poros grandes.

- Entre los métodos de laboratorio que se han propuesto para determinar las permeabilidades relativas, están básicamente los dos que se tratan en este trabajo.

- Uno de ellos es el método de régimen permanente o estacionario. Este método que determina la relación de permeabilidades relativas fue el primero en desarrollarse y usarse. Aún cuando los cálculos son muy simples, el método normalmente exige de varios días o semanas para completar las mediciones. Esto es debido a que cada medición requiere de mucho tiempo para lograr la estabilización de flujo y se tenga el régimen permanente. Una prueba completa requiere de 10 a 15 mediciones a distintos gastos de aceite y de gas. Además, para un yacimiento o campo deben analizarse muchos núcleos para obtener datos suficientes que sean representativos del rango de variación de la porosidad y permeabilidad absoluta. Como consecuencia este método no se considera frecuentemente en el análisis rutinario de núcleos.

- El otro método es el de régimen variable o transitorio y fue el que se usó para realizar el procedimiento de análisis que se explica en este trabajo. Este método es más práctico cuando se requieren conocer los gastos de aceite y de gas, así como las permeabilidades relativas y la relación de permeabilidades relativas en el laboratorio ya que es menos tardado, dado que básicamente se lleva a cabo solo una prueba de flujo de fluidos y en ella el gas es el que desplaza al aceite.

La elección correcta y preparación de las muestras que se usan en este procedimiento son factores determinantes para que la prueba pueda desarrollarse correctamente, como por ejemplo: las saturaciones de líquidos en los núcleos, así como la determinación de sus características físicas (porosidad, volumen de poros y volumen de roca). Además, debe tenerse bien preparado el equipo que se utiliza en esta prueba, ya que de su buen funcionamiento dependerá que el desplazamiento se lleve a cabo correctamente.

Hay que tener cuidado de manipular perfectamente las válvulas del panel de control de presiones, ya que estas presiones serán las que tendrá el gas para desplazar al aceite en la muestra. También hay que verificar que en el portamuestras el núcleo y el separador plástico gas-aceite estén colocados correctamente y que la presión que los sujeta sea la adecuada para que no se muevan de su lugar. También se debe tener cuidado de manipular adecuadamente todas y cada una de las válvulas de las pipetas y de las botellas del sistema volumétrico, así como tener cuidado de verificar las calibraciones de las botellas para los volúmenes de gas y tomar bien los tiempos que marca el reloj en cada calibración, tanto de botellas como de pipetas y también de los volúmenes que marque el gasómetro.

Todo esto permitirá conocer correctamente los gastos de gas y aceite en régimen variable y con esta información determinar la relación de permeabilidades relativas, las permeabilidades relativas al aceite y al gas y las correspondientes saturaciones totales de líquido.

- Las aplicaciones de ecuaciones, correlaciones, resultados de métodos de laboratorio, y datos de producción son básicas para poder entender la influencia que tienen las permeabilidades relativas K_{rg} - K_{ro} en el movimiento de fluidos de los yacimientos.
- Las correlaciones generales aportan información aproximada de los valores reales, lo que hace poco confiable la información que se obtenga de ellas. Pero sus aplicaciones son muy útiles cuando se cuenta con poca información de datos de campo o de laboratorio de un yacimiento en particular. Los métodos de laboratorio dan buena información a partir del análisis de los núcleos extraídos de la zonas productoras. Como ya se explicó en este trabajo, con los dos métodos mencionados (régimen variable y régimen permanente), se obtiene información satisfactoria sobre las permeabilidades relativas al gas (K_{rg}) y al aceite (K_{ro}) de un yacimiento petrolero.
- Los ejemplos de aplicación que se presentan en el Capítulo III, sirven para visualizar la influencia que las permeabilidades relativas tienen sobre los diferentes campos técnicos de la Ingeniería de Yacimientos, específicamente están enfocados a la Recuperación Secundaria y al Comportamiento de Yacimientos, ya que en estos dos campos sus ecuaciones requieren de este concepto para dar solución a los problemas que se presenten en el yacimiento.
- El equipo de laboratorio que se utiliza para la prueba de desplazamiento en régimen variable, a pesar de ser un equipo para prácticas estudiantiles muestra una cierta complejidad en su uso ya que son tres paneles y cada uno de ellos cuenta con sus respectivas válvulas, que deben ser operadas adecuadamente para poder obtener los resultados óptimos, además se debe tener cuidado de tomar bien los datos de volúmenes de gas y de aceite así como los tiempos para cada calibración de botellas, pipetas y bureta del panel del sistema volumétrico, así como verificar las presiones del control de presiones y del portanúcleos. Todo esto implica poner mucha atención en toda la prueba, lo que requiere de al menos dos personas que operen y recaben la información de toda la prueba.

BIBLIOGRAFIA

Abreu, M. T., Muñoz, A. F. y Silva, J. R.: Apuntes de Recuperación Secundaria, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1976.

De La Fuente, G. G., Ceballos, S. J. y Terán, D. B.: Principios de Ingeniería de Yacimientos, Instituto Mexicano del Petróleo, Publicación No.74 BG/161. Subdirección de Tecnología de la Explotación. 1975.

De La Torre, I. J.: “Análisis Petrofísico Propiedades Básicas de los Medios Porosos y sus Mediciones”, Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1993.

Escobar, R. F. y Escobar, R. J.: “Principios de Mecánica de Yacimientos,” Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1975.

Garaicochea, P.F.: Comportamiento Primario de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1987.

León, E.C.: “Comportamiento de Yacimientos,” Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1995.

Loreto, M. E.: Apuntes y artículos de la clase de Recuperación Mejorada, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 2003.

Macias, H. S.: Apuntes y artículos de clase de Principios de Mecánica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1998.

CORE LAB.: Procedimiento de Prueba para las Permeabilidades Relativas Gas-Aceite, Catalogo # 103.

Notas Técnicas Referentes a las Permeabilidades Relativas .

Notas Técnicas Referentes a la Permeabilidad.

Rodríguez, N. R.: Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1989

Rivera, G. J.: “Aplicación de la Ecuación de Balance de Materia,” Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1998

Sánchez, M. E.: “Análisis de Datos Estabilizados de Producción,” Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1997.

Slider, H. C.: Practical Petroleum Engineering Methods, Petroleum Publishing Company , Tulsa Oklahoma. 1997

Smith, C. R., Tracy, G.W. y Farrar, R. L.: Applied Reservoir Engineering, Volume 2, Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa Oklahoma. 1997

NOMENCLATURA

A	Área de la sección transversal (cm^2)
b	Constante para un cierto medio poroso y un gas dado (atm)
Bo	Factor de volumen del aceite (bls @ c.y./bls @ c.s.)
Bg	Factor de volumen del gas (pies^3 @ c.y./ pies^3 @ c.s.)
C ₁	Factor de corrección de la ley de Boyle para presiones promedio (atm)
f _o	Flujo fraccional de aceite en la corriente (cm^3/cm^3)
g	Aceleración de la gravedad (cm/seg^2)
\bar{G}	Volumen total promedio de gas producido (cm^3)
\bar{G}_i	Volumen total promedio de gas producido al extremo final de flujo a través de cualquier paso de producción dado (cm^3)
G _{im}	Inyección acumulada de gas a la presión promedio y la temperatura de prueba expresado en volumen de poros (cm^3)
G _p	Producción acumulada de gas a la presión de salida del núcleo y temperatura de prueba (cm^3)
G _{pm}	Producción acumulada de gas a la presión promedio y temperatura de prueba, expresada en volumen de poros (cm^3)
h _t	Espesor total de todas las capas (m)

J	Índice de productividad (BPD/psi)
K	Permeabilidad del medio poroso (Darcys)
Ka	Permeabilidad absoluta (Darcys)
Kg	Permeabilidad al gas del medio poroso medido a P_m y q_m (Darcys)
K_L	Permeabilidad al liquido del medio poroso (Darcys)
Ko	Permeabilidad efectiva al aceite (Darcys)
K_{prom}	Permeabilidad promedio del total de capas (Darcys)
Kro	Permeabilidad relativas al aceite (Darcys)
Krg	Permeabilidad relativa al gas (fracción)
Krw	Permeabilidad relativa al agua (fracción)
Kg/Ko	Relación de permeabilidades, gas-aceite
Kw	Permeabilidad efectiva al agua (Darcys)
L	Longitud total de arena (ft)
m	Pendiente de la recta de la extrapolación de Klinkenberg (Darcys / atm)
Np	Producción acumulada de aceite a la presión de salida y temperatura de prueba (cm^3)
O	Volumen total acumulado de aceite producido al final del flujo de la muestra @ presión atmosferica (cm^3)
\bar{O}	Volumen total promedio de aceite producido a través de cualquier intervalo (cm^3)
Pe	Presión de entrada (atmósferas)
P_m	Presión media de flujo del gas en el medio poroso (atm)
Ps	Presión de salida del núcleo (atmósferas)

P.V.	Volumen de poros (cm^3)
P_w	Presión en el pozo (psi)
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo (psi)
P_{ws}	Presión de fondo estática (psi)
q_g	Gasto de gas (Mscfd)
q_o	Gasto de aceite (BPD)
q_t	Gasto total (BPD)
r_e	Radio de drene (ft)
r_w	Radio del pozo (ft)
R	Relación gas-aceite instantánea (ft^3/bl)
R_f	Relación promedio gas-aceite (cm^3/cm^3)
R_i	Rango promedio de gas-aceite producidos a presión atmosférica para un intervalo de producción (cm^3/cm^3)
R_p	Relación gas-aceite instantánea (ft^3/bl)
R_s	Relación de solubilidad del gas en el aceite (pies^3/bl)
S	Distancia a lo largo de la dirección de flujo (ft)
SG	Segregación gravitacional
S_g	Saturación de gas (fracción)
S_{g1}	Saturación de gas terminal o sea en la cara de salida del núcleo (cm^3/cm^3)
S_{g2}	Saturación media del gas (fracción)
S_{gd}	Saturación de gas en el extremo de salida del núcleo (fracción)

S_L	Saturación total de liquido (fracción)
S_w	Saturación de agua (fracción)
S_{wc}	Saturación de agua critica (fracción)
T	Temperatura (°F)
\bar{V}	Volumen total promedio de gas y aceite producido (cm^3)
\bar{V}_i	Volumen total promedio de gas y aceite producido a través de cualquier intervalo de producción (cm^3)
V_i	Volumen total acumulativo de gas y aceite medido al final del flujo en la muestra a presión atmosférica (cm^3)
V_g	Saturación de gas en el extremo de salida del núcleo (cm^3)
V_s	Velocidad de flujo a través de un área unitaria del medio poroso en la unidad de tiempo (ft/seg)
z	Factor de desviación del gas (fracción)

γ_g Gravedad específica del gas (fracción)

γ_o Gravedad específica del aceite (fracción)

$\frac{dp}{ds}$ Gradiente de presión (atms/cm).

$\rho g \frac{dz}{ds}$ Gradiente de presión hidrostático (gravitacional) (atms/cm)

θ Angulo entre la dirección de flujo y la horizontal (grados)

θ Tiempo acumulado (seg)

ρ Densidad del fluido (gr/cm^3)

μ	Viscosidad del fluido (centipoises)
μ_g	Viscosidad del gas a la presión promedio y temperatura de prueba (cp)
μ_o	Viscosidad del aceite a la presión promedio y temperatura de prueba (cp)
μ_g/μ_o	Relación de viscosidades a un tiempo dado (cp/cp)
ΔP	Caída de presión a través de la muestra (psia)
$\Delta \theta$	Incremento del tiempo de un intervalo de producción dado (seg)
ΔS	Incremento de saturación entre la saturación media de gas y la saturación terminal de gas, obtenida cerca de la cara de salida del núcleo (cm^3)
(ΔG_i)	Incremento del volumen de gas producido al final del flujo (cm^3)
(ΔO)	Incremento del volumen de aceite producido (cm^3)
$(\Delta O)_{\text{prom}}$	Promedio aritmético del incremento del flujo de aceite para un intervalo (cm^3)
(ΔV_i)	Incremento del volumen producido de gas y aceite @ presión atmosférica (cm^3)
$(\Delta V_i)_{\text{prom}}$	Media logarítmica del incremento de flujo de aceite y de gas para cualquier intervalo de producción, medido a condiciones atmosféricas (cm^3)