

93-429
De...
196...



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CÁLCULO DE PERMEABILIDADES
RELATIVAS EN NÚCLEOS
NATURALMENTE FRACTURADOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :

GERARDO ALONSO GARCÍA
SAÚL GÓMEZ SAAVEDRA
DANIEL GERMÁN SÁNCHEZ ARCOS



México, D. F.

2000

93-429



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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

SR. GERARDO ALONSO GARCIA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Rafael Herrera Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

- INTRODUCCION**
- I ANTECEDENTES**
- II CONCEPTOS BASICOS**
- III DESCRIPCION DEL EQUIPO**
- IV PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO (CASO DE APLICACIÓN)**
- V RESULTADOS Y GRAFICAS**
- VI CONCLUSIONES**
- APENDICE**
- BIBLIOGRAFIA**

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 HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 4 de noviembre de 1999

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFR*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

SR. SAUL GOMEZ SAAVEDRA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Rafael Herrera Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

	INTRODUCCION
I	ANTECEDENTES
II	CONCEPTOS BASICOS
III	DESCRIPCION DEL EQUIPO
IV	PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO (CASO DE APLICACIÓN)
V	RESULTADOS Y GRAFICAS
VI	CONCLUSIONES
	APENDICE
	BIBLIOGRAFIA

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.

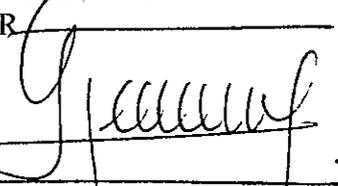
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Ciudad Universitaria, a 4 de noviembre de 1999

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFR*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD DE VALPARAISO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

SR. DANIEL GERMAN SANCHEZ ARCOS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Rafael Herrera Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

	INTRODUCCION
I	ANTECEDENTES
II	CONCEPTOS BASICOS
III	DESCRIPCION DEL EQUIPO
IV	PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO (CASO DE APLICACIÓN)
V	RESULTADOS Y GRAFICAS
VI	CONCLUSIONES
	APENDICE
	BIBLIOGRAFIA

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 HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 4 de noviembre de 1999

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFR*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Tesis:

Cálculo de Permeabilidades Relativas en Núcleos Naturalmente Fracturados

Tesis que presenta:

Alonso García Gerardo	8224517-5
Gómez Saavedra Saúl	8310589-4
Sánchez Arcos Daniel G.	8331586-0

Director de Tesis:

M. en I. Rafael Herrera Gómez

Jurado de Examen Profesional:

Presidente:	Ing. Manuel Villamar Vigueras
Secretario	Ing. Salvador Macías Herrera
Vocal :	M. en I. Rafael Herrera Gómez
Primer Suplente:	Ing. Maximino Meza Meza
Segundo Suplente	M. en I. Néstor Martínez Romero

Agradecimientos

*A la Universidad Nacional
Autónoma de México y en especial
a la Facultad de Ingeniería.*

*Al M. en I. Rafael Herrera Gómez
con agradecimiento y admiración, por
su apoyo desinteresado, dirección,
consejos y constante disponibilidad
para la elaboración de este trabajo.*

*Al Ing. Francisco Hernández
Pérez, nuestro más sincero
agradecimiento a su colaboración y
por compartir sus conocimientos y
su tesis que sin ella no fuéramos
nada, que fueron de gran ayuda
para la realización de esta tesis.*

*A los Profesores y compañeros de la
Facultad de Ingeniería con quienes
compartí esta etapa de mi vida, por
su ayuda y su buena voluntad
mostrada.*

CONTENIDO

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
ANTECEDENTES	4
CAPÍTULO II	
CONCEPTOS BÁSICOS	11
POROSIDAD	11
POROSIDAD ABSOLUTA	11
POROSIDAD EFECTIVA	11
COMPRESIBILIDAD	12
PERMEABILIDAD	13
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (AL LÍQUIDO)	13
PERMEABILIDAD EFECTIVA	14
PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE	14
PERMEABILIDAD RELATIVA	14
SATURACIÓN	15
PRESIÓN CAPILAR	15
MOJABILIDAD	15
DENSIDAD	16
VISCOSIDAD	16
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO	16
REOLOGÍA	17
CAÍDA DE PRESIÓN	17
SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE	17
SATURACIÓN DE AGUA CRÍTICA	17
SATURACIÓN RESIDUAL	17
PRESIÓN ATMOSFÉRICA	18
ÁREA DE FLUJO	18
GASTO	18
VOLUMEN DE AGUA INYECTADA	18
ISOBATA	18
BATIMETRÍA	18
CAPÍTULO III	
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	19
SISTEMA DE MEDICIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	19

SISTEMA DE MEDICIÓN DE PERMEABILIDADES	20
CELDA HIDROSTÁTICA DE PRUEBAS	21
MÓDULO DE PRESIÓN DE CONFINAMIENTO	22
MÓDULO DE TEMPERATURA	23
TABLERO DE MÓDULOS DE PERMEABILIDAD	23
MÓDULO DE PRESIÓN CORRIENTE ARRIBA	24
MÓDULO DE PRESIÓN DIFERENCIAL	24
MÓDULO DE CONTRAPRESIÓN	25
MÓDULO DE VÁLVULAS DE CONTROL	26
PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO EN RÉGIMEN PERMANENTE	26
SISTEMA DE PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO EN RÉGIMEN PERMANENTE (A GASTO CONSTANTE)	27
BOMBA DE ALTA PRESIÓN	27
PROCESO DE MEDIDA DE LA PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO (A GASTO CONSTANTE)	28
SISTEMA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN RÉGIMEN NO PERMANENTE (SATURACIONES)	28
SEPARADOR DE FASES DE ALTA PRESIÓN	29
MÓDULO ELECTRÓNICO ACONDICIONADOR DE SEÑALES	31
SISTEMA AUTOMATIZADO DE ADQUISICIÓN DE DATOS	33
MÓDULO DE HARDWARE	33
SOFTWARE	33
PROGRAMA DE ENTRADA DE DATOS GENERALES	33
PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS	33

CAPÍTULO IV

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO	35
PERMEABILIDADES RELATIVAS	35
PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ROCAS HETEROGÉNEAS	37
VÚGULOS Y FRACTURAS	37
BASES EXPERIMENTALES	37
PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS	39
SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS	40
MONTAJE DE LAS MUESTRAS	40
CÁLCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA-ACEITE	41

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y GRÁFICAS	50
SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS	50
DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA	50
RESULTADOS	52
TABLAS Y GRÁFICAS	57

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES	71
APÉNDICE A	73
APÉNDICE B	77
REFERENCIAS	83
NOMENCLATURA	87

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La determinación de las permeabilidades relativas ha sido ampliamente estudiado en medios porosos “homogéneos” (sistema poroso primario), es decir, medios que presentan uniformidad que depende del arreglo y acomodo de los granos, característica de los yacimientos en formaciones como areniscas y carbonatos, sin embargo, las formaciones con porosidad secundaria se caracterizan por su alta “heterogeneidad”, es decir, de fracturas y cavernas (sistema poroso secundario).

Generalmente este tipo de yacimientos presenta producciones iniciales muy altas, lo que lleva al desarrollo de los mismos y que puede terminar en fracasos económicos, debido a las malas técnicas que pudieran aplicarse, ya que generalmente suponen que las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento despreciable y sólo actúan como canales de alta permeabilidad para el movimiento del fluido, considerando a la matriz con una alta capacidad de almacenamiento pero de muy baja permeabilidad.

Cabe mencionar que la capacidad de almacenamiento de esos yacimientos varía dependiendo del grado de fracturamiento de la formación y del valor de la porosidad primaria, por lo que se pueden tener tres casos:

- a) La capacidad de almacenamiento de la matriz es mucho mayor que las fracturas.
- b) Existe la misma capacidad de almacenamiento tanto en la matriz como en las fracturas, por lo general, esto es una combinación ideal de porosidades que han permitido el desarrollo de grandes yacimientos en el mundo.
- c) Todo el aceite se encuentra almacenado principalmente en el sistema de fracturas, caracterizándose este tipo de yacimiento por producciones inicialmente altas que declinan en tiempos relativamente cortos, ya que las productividades en cada uno de los pozos dependen de la extensión y características de porosidad y permeabilidad del sistema de fracturas.

De los yacimientos petroleros de la República Mexicana, los más importantes económicamente, son los yacimientos naturalmente fracturados de la Región Marina, que se describen a continuación:

La Sonda de Campeche localizada en el Golfo de México, se ubica en la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los Estados de Campeche y Tabasco. Está situada dentro de la Plataforma Continental, una franja que comprende hasta la isobata de 200 metros y una superficie aproximada de 15,000 km². Esta área petrolera fue descubierta en 1976 debido a la continuación de los estudios Paleogeológicos del Jurásico y Cretácico, como respuesta a la posible extensión de las características sedimentarias, estratigráficas y estructurales de los yacimientos de Chiapas-Tabasco hacia el mar, en el Golfo de México. Dentro de la Región Marina, algunos campos importantes son: Cantarell, Abkatún-Pol-Chuck, Ku-Maloob, Ek, Balam, Akal, Caan, Zaap, Nohoch, Lum y Catedral.

La permeabilidad y porosidad presente en estos yacimientos son el resultado de cuatro factores fundamentales:

- El origen erosional detrítico del banco calcáreo, parte del cual se observa, donde no alcanzó a formarse la brecha.
- Disolución, dentro del material detrítico de talud, por aguas probablemente de origen meteórico precipitadas sobre la superficie del gran banco.
- Dolomitización de los carbonatos debido a las aguas de origen meteórico, cargadas con iones de potasio y magnesio. Intenso fracturamiento ocasionado por esfuerzos de tensión, al deformarse las rocas por el empuje de la sal, fallamientos de colapso y esfuerzos cortantes.
- El flujo del petróleo de formaciones geológicas fracturadas es de gran interés, en los yacimientos fracturados, que representan una porción significativa del aceite y gas producido en México. Con el reciente uso de pozos horizontales para drenar yacimientos naturalmente fracturados es necesario un conocimiento básico del flujo en fracturas.

Las permeabilidades relativas son parámetros petrofísicos importantes para el manejo de los yacimientos. Los comportamientos de permeabilidad relativa se emplean para la predicción de la relación de flujo de una fase en presencia de otra.

Sin embargo, las características físico químicas tanto de la roca almacenante, como del petróleo, exigen estudios cada vez más representativos de dichas propiedades para la mejor extracción de los hidrocarburos del subsuelo.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

Las investigaciones de permeabilidades relativas son de gran valor para predecir, identificar y comprender el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, que puede ser el resultado del número de fluidos o interacciones roca-fluido.

Algunos estudios sobre la permeabilidad relativa en fracturas fueron realizados por Romm (1966), Merrill (1975), Pruess y Tsang (1990), McDonald y colaboradores (1991).

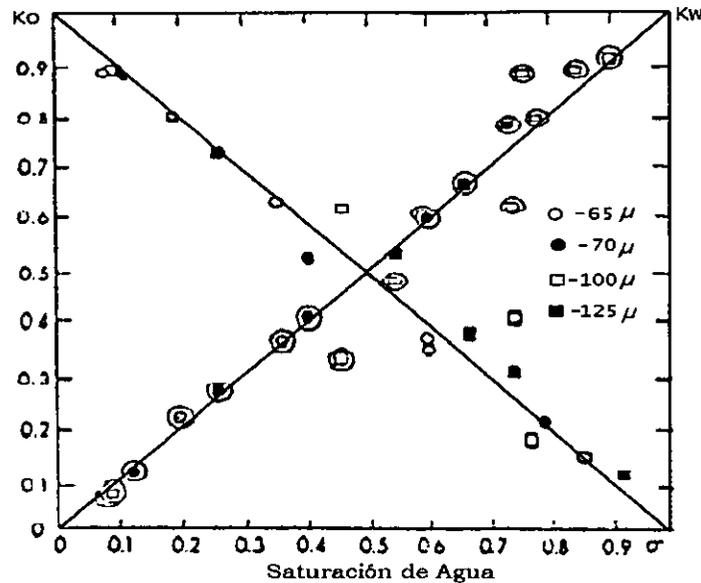


Fig. 1. Curvas de permeabilidades relativas Experimentales

Romm mostró que la permeabilidad relativa de la roca fracturada es una función lineal de la saturación (fig. 1), lo cual es muy usado hoy en día.

Pruess y Tsang, simulaban una fractura en la cual encontraron lo contrario a lo expuesto por Romm, que la interferencia entre fases era considerable (fig. 2).

McDonald y colaboradores mostraron mediciones de permeabilidad relativa no lineales medidas en un núcleo de arenisca naturalmente fracturada, usando técnicas de resonancia magnética nuclear (fig. 3).

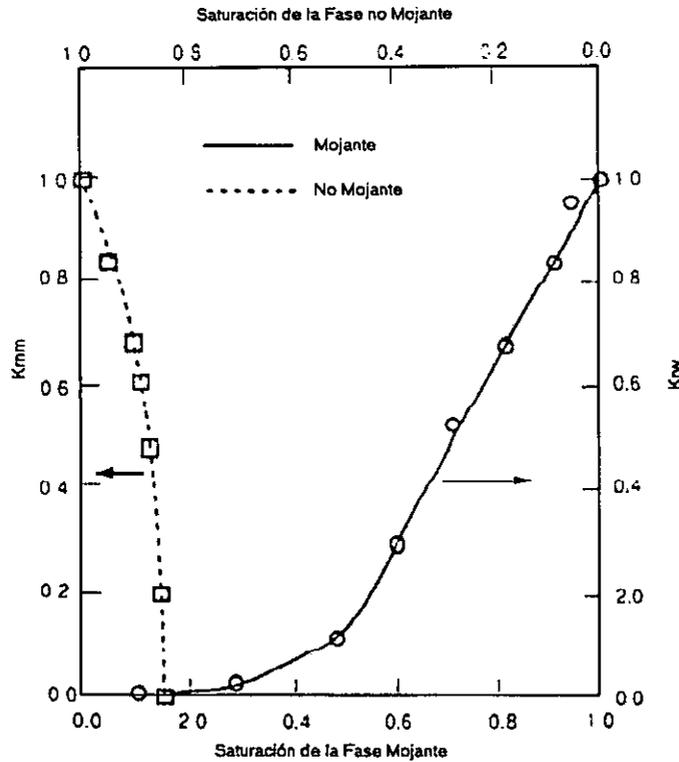


Fig. 2. Simulación de permeabilidades relativas por drene de las fases mojante y no-mojante

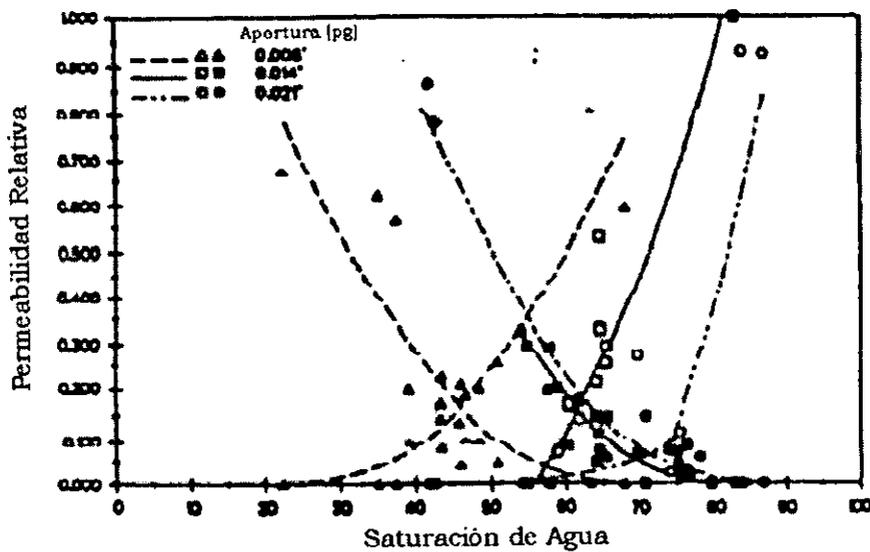


Fig. 3. Permeabilidades relativas de arenas fracturadas.

El primer paso para comprender el comportamiento de un yacimiento fracturado, es entender los comportamientos de flujo en una fractura individual. Los simuladores convencionales de yacimientos fracturados recomiendan usar líneas rectas de k_r ($k_{ri} = S_i$), pero la teoría y experimentos de Pruess y Tsang (1990), Peersoff y colaboradores (1991), Fourar (1991-1992), Rossen y Kumar (1992) y Mendoza (1992) muestran que estas curvas pueden no ser exactas.

Rossen y Kumar describen un modelo de aproximación de medio efectivo (EMA) (Kirkpatrick, 1973) para el flujo de dos fases en una fractura. La base de este modelo es que ninguna fase puede fluir a menos que alguna de ellas ocupe una vía alrededor de la fractura.

Civan y Donaldson presentaron un nuevo método analítico para el cálculo de permeabilidades relativas a través de datos de desplazamientos para flujo no permanente, incluyendo en éstos la presión capilar

El trabajo de Civan y Donaldson se realizó para investigar las diferencias entre las permeabilidades relativas medidas a condiciones ambientales y las que simulan condiciones de yacimiento. Una de las diferencias que ellos observaron fue el incremento de la permeabilidad relativa al aceite en la fase mojante, la permeabilidad relativa al agua y la saturación de agua connata (S_{wi}) y una disminución en la saturación de aceite residual (S_{or}), con el incremento en la temperatura.

Edmondson presentó los resultados de una investigación de los efectos de temperatura usando dos aceites refinados y dos crudos, observó un incremento de la permeabilidad relativa al aceite y la saturación de agua irreductible, y un decremento en la saturación de aceite residual, también observó que los efectos son más pronunciados para el aceite crudo que para el refinado. También comprobó que los efectos de temperatura son factibles de evaluación en el cambio de viscosidades del fluido. Además, los aceites refinados exhiben desplazamientos semejantes a un pistón con una producción muy pequeña después de la surgencia de agua, pero el aceite crudo fluye fácilmente después de la surgencia con una buena producción.

Poston y colaboradores, midieron los efectos de temperatura en la permeabilidad relativa en arenas no consolidadas, observaron los mismos efectos de incremento de permeabilidades con la temperatura que los reportados por Edmondson, por lo que condujeron que cuando se incrementa la temperatura, ocurre un cambio en la mojabilidad del sistema, para una condición de agua mojante.

Sinnokrot y colaboradores, estudiaron los efectos de incremento de temperatura en curvas de presión capilar usando aceite refinado en núcleos que fueron calentados a 55°C. Ellos observaron un incremento de S_{wi} , un cambio alto en la presión capilar y que la temperatura se incrementa, lo cual observan en los datos que implican un cambio de mojabilidad del agua para una temperatura alta.

Weinbrant y Ramey reportaron los mismos resultados en el incremento de temperatura usando núcleos de arena los cuales fueron:

- Incremento de K_{ro} y K_{rw} .
- Incremento de S_{wi} .
- Decremento de S_{or} .

Morrow y colaboradores trabajaron con aceites crudos observando permeabilidades relativas al agua muy bajas en S_{or} y explicaron que esto es debido a los efectos finales de capilaridad envolviendo la retención de aceite en la cara de salida del núcleo y el aceite mojando el poro.

Honarpour y colaboradores, presentaron varios métodos experimentales de los cuales dos métodos emergen para la interpretación general de datos de desplazamiento derivados del laboratorio:

- El método de flujo permanente, en el cual los dos fluidos inmiscibles son simultáneamente inyectados dentro del núcleo.

- El método del flujo no permanente donde uno de los fluidos desplaza al otro.

En resumen, los datos obtenidos por el método de flujo permanente, son cuestionables para la aplicación de desplazamientos de fluidos en yacimientos petroleros, porque la inyección de agua en yacimientos petroleros, procede de un desplazamiento que cambia el gradiente de saturación de aceite en el yacimiento con respecto al tiempo.

La interpretación de los datos de experimentos de flujo permanente es simple, pero se dificulta para obtener un promedio de saturación constante de los fluidos y se requiere un tiempo largo (algunas horas) para establecer la saturación después de cada cambio. El método de flujo no permanente se puede correr en un tiempo relativamente corto, pero es complicado para capilaridades adversas y efectos en la entrada y salida del núcleo y la interpretación de los datos es más compleja. El desplazamiento de los fluidos se realiza a altos gastos de flujo para disminuir los efectos de frontera. Los requerimientos para un alto gasto de flujo limitan las medidas de aceites con viscosidades relativamente bajas.

El método de Johnson, Bossler, Naumann (JBN), o alguna modificación de éste, es usado para interpretar los datos, pero este método de cálculo no incluye presión capilar. Por lo tanto, se desarrolló un método para tener una interpretación analítica de datos de desplazamiento en flujo no permanente incorporando la presión capilar. Cuando los datos de la presión capilar se obtienen a las mismas condiciones de temperatura, presión y mojabilidad, este método es muy recomendable, ya que proporcionará permeabilidades relativas correctas contra datos de saturación.

Los métodos de aproximación que son usados actualmente para calcular desplazamientos de aceite por gas o drene gravimétrico con presión constante de gas, o por inyección de agua, hacen uso de las relaciones fundamentales derivadas por Leverett y Buckley y Leverett. Las ecuaciones matemáticas necesarias se derivan de la aplicación de la ley de Darcy, la cual establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Para el flujo de fases considerando un

balance de materia para cualquier tiempo de explotación considerado, se realiza una gráfica de saturación de aceite, vs distancia en el yacimiento de la cual se puede obtener la recuperación de aceite integrando el área bajo la curva.

Welge derivó un método analítico muy útil en el cálculo de la saturación promedio y la recuperación de aceite.

El uso de este método simplifica los cálculos porque omite la integración numérica y además las gráficas de distribución de saturación no son necesarias. Una ventaja más de este método es que el conocimiento de la permeabilidad relativa sólo se requiere en un rango de saturación límite e intermedio.

En el método de Buckley y Leverett y el método presentado por Welge, ambos consideran una sección lineal de arenas y en el caso de empuje de gas la presión de éste debe ser lo suficientemente constante con respecto a la posición del yacimiento y al tiempo, así que, los cambios en la densidad del gas, solubilidad o en el factor de volumen del aceite sean insignificantes.

El método de Welge hace uso de dos relaciones originales básicas desarrolladas para el caso de agua desplazando al aceite

E. F. Johnson y colaboradores, desarrollaron un método en el cual las curvas de permeabilidad relativa pueden ser calculadas a través de la recolección de datos durante una prueba de desplazamiento. El método está basado en consideraciones teóricas firmes. Usando este método con un procedimiento experimental apropiado, las curvas de permeabilidad relativa pueden ser obtenidas usando núcleos de diámetro completo.

Welge amplió la teoría de Buckley y Leverett, Johnson derivó ésta para calcular la relación de permeabilidades relativas. Esta teoría asume dos consideraciones:

- La velocidad de flujo debe ser lo bastante alta para lograr que el desplazamiento se estabilice después de un tiempo (reducir efectos capilares).
- Que la velocidad del flujo sea constante a través de toda la sección transversal del cuerpo poroso lineal.

La alta caída de presión asegura que la porción del núcleo en el cual los efectos capilares predominantes serán comprimidos para una pequeña fracción del total del espacio poroso.

La consideración de la velocidad de flujo constante a través de toda la sección, requiere que las fases se comporten como fluidos inmiscible e incompresibles.

S. C. Jones desarrolló una técnica gráfica para determinar permeabilidad relativa por medio de datos de desplazamientos (este es el método en el que se basan las pruebas que se llevan a cabo en este laboratorio), derivada de las ecuaciones de Johnson, el cual a su vez se basó en la teoría de Buckley y Leverett.

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS

POROSIDAD es una propiedad de las rocas, que se define como la razón del volumen de huecos o poros dentro de la roca, al volumen total o bruto de roca, formado por el volumen de material sólido más el volumen de poros. La porosidad generalmente se presenta en porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_R} * 100 \quad (1)$$

donde:

ϕ = porosidad (%)

V_p = volumen de poros (cm³)

V_R = volumen bruto de roca (cm³)

Se tienen varios tipos de porosidad, dependiendo de la forma de determinar el volumen de poro, como son las siguientes:

- La porosidad absoluta considera todos lo poros existentes en la roca.
- La porosidad efectiva considera todos lo poros comunicados en la roca.
- La porosidad de matriz considera todos los poros intergranulares en la roca.
- La porosidad de fractura considera todos lo poros pertenecientes a las fracturas alojadas en la roca.

POROSIDAD ABSOLUTA

Es la que toma en cuenta todos los espacios que existen en la roca, ya sean poros, vóculos o fracturas.

POROSIDAD EFECTIVA

La porosidad efectiva mide el volumen de poros intercomunicados, vóculos, fracturas y canales de disolución de la muestra.

Los yacimientos de rocas fracturadas están formados de dos sistemas de porosidad; uno intergranular formado por espacios vacíos entre los granos de la roca y el segundo formado por fracturas y vóculos. El primer tipo es llamado *porosidad primaria* y se desarrolla con el depósito de los sedimentos que componen la roca, está representada por la porosidad intergranular de areniscas y la porosidad intercrystalina y oolítica de algunas calizas. El segundo tipo es llamado *porosidad secundaria* ó cuando nos referimos únicamente a vóculos y fracturas, *porosidad vugular/porosidad de fractura*. La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de las rocas sedimentarias, en general es debido a disolución, recristalización, dolomitización, fracturamiento y uniones del espacio poroso.

COMPRESIBILIDAD

- En un yacimiento fracturado la compresibilidad del sistema de roca juega un papel muy importante, específicamente si éste tiene una gran diferencia entre las porosidades de matriz y de fractura ($\phi_f \ll \phi_m$) La compresibilidad se define como la variación de volumen con respecto a la presión, ya sea la de poro o de confinamiento manteniendo la otra constante.

$$c = -\frac{1}{v} \frac{dv}{dp} \quad (2)$$

donde:

$\frac{dv}{dp}$ es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad c , en un valor positivo.

Debido a que el valor de la pendiente $\frac{dv}{dp}$ varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta.

De acuerdo al volumen V , para el cual puede referirse la compresibilidad, representa una

propiedad de un cierto volumen de roca sometido a compresión, tal como el volumen total (V_B), o únicamente al volumen de poros (V_p) o al volumen de un fluido (V_f). El cambio de volumen debido a la variación de la presión neta efectiva p_{eff} es el resultado de un cambio, de cualquiera de los dos al esfuerzo de sobrecarga, σ (la presión de poro P_p permanece constante), un cambio en la presión de poro (el esfuerzo de sobrecarga permanece constante σ) o ambos.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria es referida como la porosidad de matriz y la permeabilidad secundaria corresponde a la de fracturas, vórgulos y/o canales de disolución. Las mediciones de permeabilidad en el laboratorio se basan en la ecuación empírica de Darcy, la cual fue obtenida al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena saturados 100 % de agua. Es una constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$k = \frac{q}{(p_1 - p_2)} \frac{4\mu L}{\pi d^2} \quad (3)$$

donde

k = permeabilidad (Darcys)

$p_1 - p_2$ = diferencia de presión (atm)

q = gasto del fluido (cm^3/seg)

μ = viscosidad del fluido (cp)

d = diámetro de la muestra (cm)

L = longitud de la muestra (cm)

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (AL LÍQUIDO)

Es la propiedad de permitir el paso de un fluido a través de un medio poroso cuando únicamente existe un fluido. Es una propiedad del medio poroso por lo que es independiente del fluido que se

utilice, es decir, será un valor que sólo depende del material poroso. La permeabilidad absoluta de un medio poroso a un líquido, se determina basándose en la ecuación de Darcy cuando dicho medio se encuentra 100% saturado del líquido y que fluye en régimen permanente.

Generalmente para medir esta propiedad se considera que el líquido es agua de formación, que es incomprensible; que el gasto, la viscosidad y las dimensiones de la roca son constantes.

PERMEABILIDAD EFECTIVA

Es la permeabilidad de un medio poroso a un fluido, cuando en el seno de este medio existen al menos dos fluidos. Puede en un caso moverse un solo fluido o bien dos o más simultáneamente. Puesto que la roca de un yacimiento puede estar saturada parcialmente de agua, aceite o gas, se tendrán permeabilidades efectivas a estos fluidos (K_w , K_o , K_g).

PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE

La permeabilidad efectiva al aceite de una muestra con la saturación de agua crítica o irreductible, se mide después de haber inyectado a la muestra aceite en forma continua (de 10 a 15 volúmenes de poros) o hasta que deje de producirse agua durante el flujo de aceite.

PERMEABILIDADES RELATIVAS

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta:

$$\text{Para agua:} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K_{abs}} \quad (4)$$

$$\text{Para aceite:} \quad K_{ro} = \frac{K_o}{K_{abs}} \quad (5)$$

$$\text{Para gas:} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K_{abs}} \quad (6)$$

SATURACIÓN

Es la fracción del volumen de poro de una roca que está llena de un fluido.

$$S = \frac{\text{volumen del fluido}}{\text{volumen de poro}} \quad (7)$$

En un sistema multifásico, la fase mojante es móvil en un rango limitado de roca, para un cambio de presión; este rango depende, en parte, de las características del núcleo y de las tendencias de mojabilidad del sistema.

Conforme la saturación de la fase mojante se incrementa, dispersa la continuidad de las trayectorias de flujo para los fluidos no mojantes, trayendo como consecuencia la saturación residual de la fase no mojante.

PRESIÓN CAPILAR

Se define la presión capilar como la diferencia de presiones que existe a través de la frontera de dos o más fluidos inmiscibles que forman una interfase curva, debido a la tensión existente entre los fluidos de dicha interfase dentro de un espacio poroso.

La presión capilar en los medios porosos se define como la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca.

MOJABILIDAD

La distribución microscópica de agua intersticial e hidrocarburos atrapados en un medio poroso, son muy influenciados por el grado de mojabilidad preferencial de la roca.

La mojabilidad puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre la

roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita (y frecuentemente, un material detrítico, un cementante o ambos), en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Es importante hacer notar que el término “mojabilidad” es usado como la preferencia de la roca y no se refiere necesariamente al fluido que está en contacto con la roca.

Cuando la roca es mojada por agua, se tiene una tendencia del agua a ocupar los poros más pequeños y a estar en contacto con la superficie de la roca. Similarmente, en un sistema mojado por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite y la localización de los fluidos es inversa al caso anterior, es decir, el aceite ocupará los poros pequeños y estará en contacto con la superficie de la roca.

DENSIDAD

Es una de las propiedades más características de cada sustancia. Se define como la masa entre la unidad de volumen. Se obtiene dividiendo una masa conocida de la sustancia entre el volumen que ocupa. Llamando m a la masa y v al volumen, la densidad ρ , es,:

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (8)$$

VISCOSIDAD

Es la resistencia de un fluido al movimiento. La palabra “viscosidad” representa las propiedades del flujo, pero la sola palabra puede describir las características como espeso, delgado, fluido, pastoso, aceitoso, cremoso, etc. La ciencia que trata el flujo de fluidos es la reología.

PRESIÓN DE CONFINAMIENTO

Es la presión originada por el peso de las formaciones suprayacentes al yacimiento.

REOLOGÍA

Es la ciencia que estudia el flujo de los fluidos, de acuerdo a ésta los fluidos se oponen al flujo principalmente por:

- Fricción entre las capas moleculares del fluido.
- Fuerzas que se forman en la estructura del fluido, que trata de formar estructuras semirígidas, que se quiebran temporalmente durante la agitación inducida por el flujo actual.

CAÍDA DE PRESIÓN

Es una resistencia a fluir causada por fricción. Es una pérdida de presión debida a la fricción del fluido al desplazarse.

SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE

Cantidad de agua que ya no puede ser reemplazada dentro del medio poroso al fluir aceite por éste.

SATURACIÓN CRÍTICA

Es el valor mínimo de saturación de algún fluido que debe contener el medio para que dicho fluido adquiera movilidad.

SATURACIÓN RESIDUAL

Es el valor de saturación que queda remanente al final de un proceso de desplazamiento.

PRESIÓN ATMOSFÉRICA

Es la presión media que ejerce el aire en un lugar determinado y que se mide en milímetros de

mercurio o en milibares, con ayuda de un barómetro.

ÁREA DE FLUJO

Sección transversal de la muestra a través de la cual pasa el fluido de inyección.

GASTO

Volumen de un fluido por unidad de tiempo, es decir, el ritmo con que se inyecta el fluido durante la prueba de desplazamiento.

VOLUMEN DE AGUA INYECTADA

Volumen acumulado de agua inyectada a la muestra.

ISOBATA

Es la línea que, en un mapa batimétrico, une los puntos de igual profundidad del fondo de los mares o los océanos.

BATIMETRÍA

Medida de la profundidad de los mares o lagos.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

SISTEMA DE MEDICIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

El equipo de prueba Terratek, permite una gran variedad de mediciones de permeabilidad, porosidad, presión capilar, etc., que pueden ser realizadas para estudios de núcleos naturalmente fracturados de diámetro completo; además cuenta también con un sistema de adquisición de datos que nos proporciona en un archivo de datos los resultados de las diferentes pruebas de permeabilidad, además de los equipos de saturación y limpieza de núcleos.

El sistema de prueba es el resultado de extensas horas de trabajo en mediciones de muestras de roca, simulando condiciones in-situ. El sistema está diseñado con un concepto modular novedoso, que permite una gran flexibilidad para los diferentes tipos de prueba que pueden ser realizados; tiene una apariencia atractiva, su operación es sencilla y puede ser limpiado fácilmente; las partes del equipo mojadas, en contacto con los fluidos de formación, son construidas de acero inoxidable 316, a una presión nominal de trabajo de 20 000 lb/pg².

El sistema está diseñado para operar a presiones y temperaturas muy altas cuando se interconecta con la celda de presión hidrostática, por lo que precauciones generales incluyen asegurarse siempre que la presión de los fluidos sea purgada a la atmósfera y que la temperatura de los fluidos se reduzca a niveles seguros, antes de aflojar cualquier conexión, discos de ruptura protegen de cualquier sobrepresión en cualquier parte del sistema.

Las condiciones máximas de operación de algunos componentes son dadas en la tabla 1:

SISTEMA O COMPONENTE	TEMP. MÁX. DE OPER. (°C)	PRES.MÁX. DE OPER. (lb/pg²)
Transductor de presión absoluta	70 – 80	10 000
Transductor de presión diferencial	70 – 80	5 000
Líneas y conexiones	150	20 000

Tabla (1)

SISTEMA DE MEDICIÓN DE PERMEABILIDADES

Las permeabilidades que pueden medirse en estos sistemas de medición, son las siguientes:

- Permeabilidad al líquido en régimen permanente (a presión constante)
- Permeabilidad al líquido en régimen permanente (a gasto constante)
- Permeabilidad al gas

La función de cada módulo básico del sistema de prueba de permeabilidades, está diseñado específicamente para un propósito determinado, las combinaciones de los módulos permite una gran flexibilidad para los diferentes tipos de prueba que pueden ser realizados. Fig. 4.

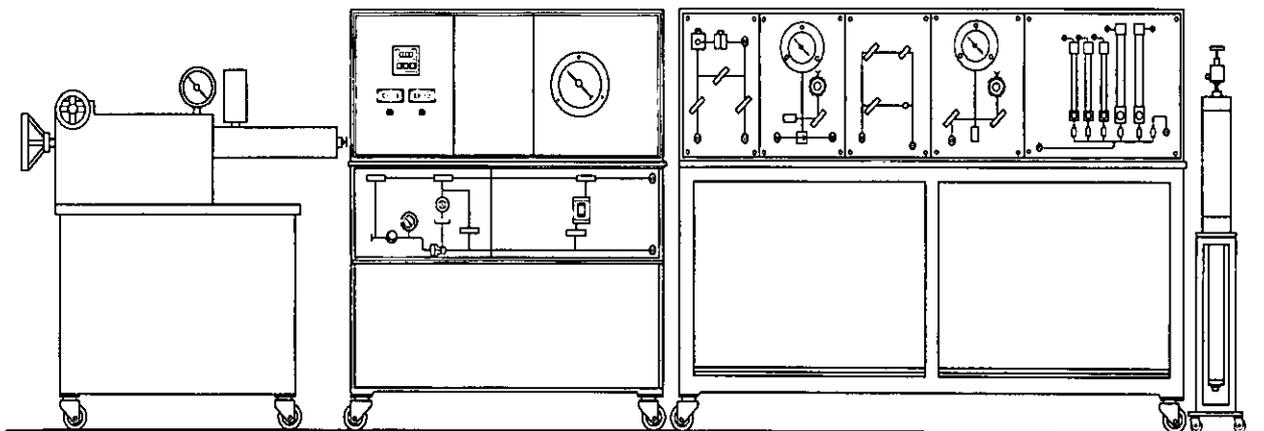


Fig. 4. Sistema de medición de permeabilidades, de izquierda a derecha bomba de alta presión, celda de prueba hidrostática, tablero de módulos de permeabilidad y acumulador de alta Presión.

El sistema incluye los módulos siguientes:

- Celda hidrostática de prueba
- Tablero de módulos de permeabilidades
- Módulo electrónico acondicionador de señales
- Módulo del sistema automatizado de adquisición de datos

CELDA HIDROSTÁTICA DE PRUEBAS

La función principal de la celda básica es someter una muestra a las condiciones de presión de confinamiento y temperatura de prueba. La celda es común para todas las pruebas que pueden ser realizadas con el sistema y no requiere modificaciones para realizar las diferentes pruebas.

El sistema lo componen: La celda hidrostática de prueba se compone del módulo de presión de confinamiento, el módulo de temperatura, el módulo de flujo y el módulo electrónico, Fig. 5.

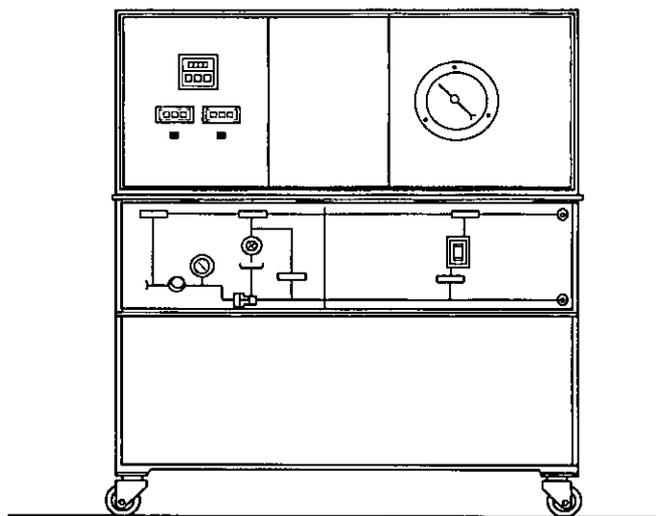


Fig. 5. Celda de prueba hidrostática.

CELDA DE PRUEBA HIDROSTÁTICA

La celda de presión hidrostática está construida de acero inoxidable 316, tiene 15 pg de longitud, 5 pg de diámetro interior y 11 pg de diámetro exterior. La celda tiene dos tapones, el tapón inferior, que tiene dos puertos uno para la línea de alimentación que comunica el depósito del fluido de confinamiento y que suministra la presión de confinamiento a la muestra y el otro para purgar la presión de la celda y el tapón superior que tiene dos puertos de alimentación para el fluido de poro y dos para los termocoples, que van dentro de la celda.

MÓDULO DE PRESIÓN DE CONFINAMIENTO

El módulo de presión es usado para suministrar presión de confinamiento a una muestra, y es capaz de mantener la muestra a 20 000 lb/pg² de presión y 150 °C de temperatura, que son las condiciones de operación máximas del módulo de presión para esta prueba.

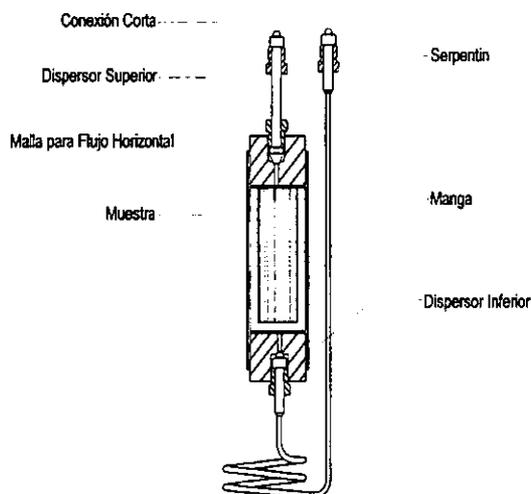


Fig. 6. Módulo muestra (Diagrama de muestra ensamblada)

Para someter a una presión de confinamiento la muestra, es necesario colocarla dentro de la celda de prueba hidrostática, cubierta lateralmente o enchaquetada con una manga de silicón y dos dispersores de flujo en sus extremos, que son conectados al tapón superior de la celda por medio de un serpentín y una conexión corta, la muestra es conectada verticalmente en la cara inferior del tapón superior, Fig. 6.

El módulo consta de una bomba impulsada por aire, un depósito para el fluido de confinamiento, un indicador de flujo, un manómetro de alta presión de 0 a 20 000 lb/pg², un transductor de presión electrónico de 0 a 20 000 lb/pg² y una purga para la celda de prueba.

MÓDULO DE TEMPERATURA

El módulo de temperatura calienta la celda hasta una temperatura de 150 °C. El tablero de monitoreo de temperaturas, incluye dos termocoples digitales que monitorean la temperatura del fluido de prueba y la temperatura de la muestra, cada termocople tiene una salida análoga para la interfase del sistema de adquisición automático de datos.

El módulo de temperatura consiste de una serie de bandas de resistencias colocadas en la pared externa de la celda de prueba, un controlador de temperatura, tres termocoples (uno para medir la temperatura de la muestra, otro para la temperatura del fluido y otro para medir la temperatura de la celda) y un tablero digital donde se monitorean las temperaturas.

TABLERO DE MÓDULOS DE PERMEABILIDAD

El tablero de módulos de permeabilidad es usado en combinación con la celda básica, el acumulador de alta presión, y la bomba de alta presión de gasto constante y el separador de fases de alta presión, para realizar las diferentes pruebas de permeabilidad. Cada módulo tiene una función específica, el uso de estos módulos en combinación con los equipos mencionados permite medir permeabilidad al gas y al líquido en régimen permanente y permeabilidades relativas en régimen variable. El tablero de módulos de permeabilidades se compone de los módulos siguientes:

- Módulo de presión corriente arriba
- Módulo de presión diferencial
- Módulo de contrapresión
- Módulo de válvulas de calibración
- Módulo medidor de flujo

MÓDULO DE PRESIÓN CORRIENTE ARRIBA

El módulo de presión corriente arriba (presión de poro antes de la muestra), tiene la función de regular la presión de entrada de aire o nitrógeno a la muestra por medio de un regulador de presión, que se visualiza con un manómetro de presión.

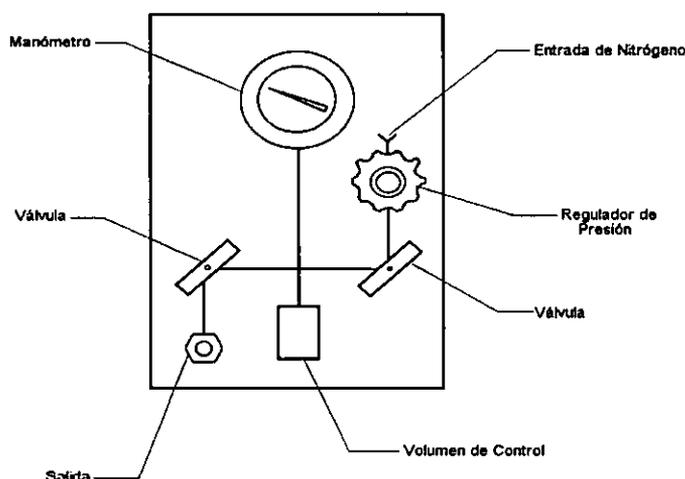


Fig. 7. Módulo de presión corriente arriba

El módulo de presión corriente arriba, se compone por un manómetro de presión, un regulador de presión, un volumen de control, válvulas que se conectan al tanque de nitrógeno que suministra la presión. Fig. 7.

MÓDULO DE PRESIÓN DIFERENCIAL

El módulo de presión diferencial mide la caída de presión a través de la muestra, mediante un transductor de presión de gran capacidad, empleando un diafragma de presión intercambiable, la presión diferencial se puede medir de 0 - 5 000 lb/pg². La presión máxima de trabajo para los transductores es de 10 000 lb/pg².

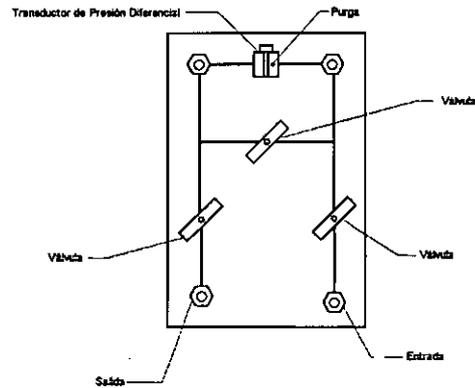


Fig. 8. Diagrama del módulo de presión diferencial

El módulo de presión diferencial se compone por las válvulas de aislamiento, la válvula de desviación del paralelo o de interconexión entre las líneas de entrada y salida, Fig. 8.

MÓDULO DE CONTRA PRESIÓN

El módulo de contrapresión tiene la función de regular la presión corriente abajo de la salida de la muestra. La presión de control para el regulador es suministrada por un tanque de nitrógeno que se verifica con el manómetro de presión.

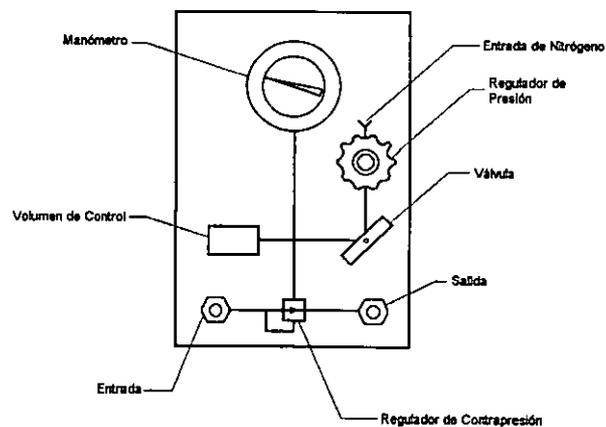


Fig. 9. Diagrama del módulo de contrapresión después de la muestra.

El módulo de contrapresión lo componen un regulador de presión, un manómetro de presión, un regulador de contrapresión, un volumen de control y válvulas. Fig. 9.

MÓDULO DE VÁLVULAS DE CONTROL

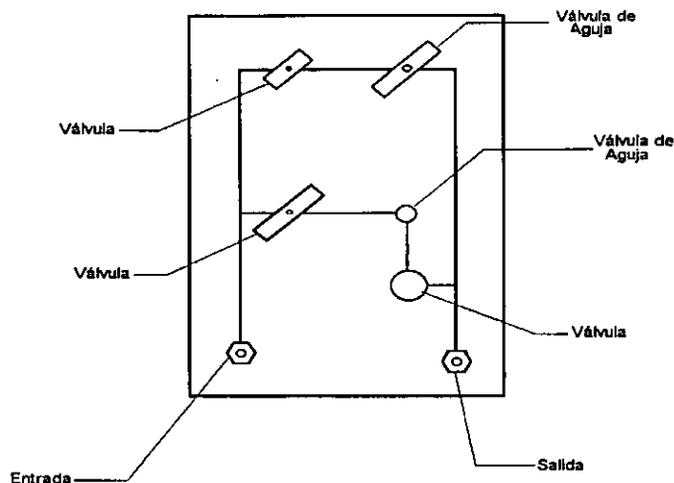


Fig. 10. Diagrama del modulo de control de válvulas.

El módulo de válvulas de control regula la presión de salida del gas que pasa por la muestra y la reduce casi a la presión atmosférica.

El módulo lo componen válvulas normales y micrométricas, una de las cuales regula el flujo para presiones menores de 2 000 lb/pg² y la otra regula a presiones mayores de 2 000 lb/pg², Fig. 10.

PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO EN RÉGIMEN PERMANENTE

La permeabilidad en régimen permanente se mide a presión o gasto constantes; la permeabilidad a un líquido en un medio poroso se determina con base en la ecuación de Darcy, cuando el medio se encuentra saturado 100% de líquido y fluye en régimen permanente; para medir dicha propiedad se considera que el líquido es incompresible y que el gasto la viscosidad y las dimensiones de la roca son constantes. La ecuación con la que el programa calcula esta permeabilidad, es la siguiente:

$$k = \frac{1000q\mu L}{Adp} \quad (9)$$

donde:

q = gasto del fluido (cm^3/seg)

dp = caída de presión en la muestra (lb/pg^2)

μ = viscosidad del fluido (cp)

L = longitud de la muestra (cm)

A = área transversal de la muestra (cm^2)

SISTEMA DE PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO EN RÉGIMEN PERMANENTE (A gasto constante)

Este sistema está diseñado para medir permeabilidades al líquido en una gran variedad de rangos, está integrado por la celda básica, la bomba de alta presión de gasto constante, el módulo de presión diferencial, el módulo de control de contra presión, líneas y conectores.

La bomba de alta presión, proporciona gastos constantes de inyección, la contrapresión corriente abajo (después de la muestra), es regulada por medio del módulo de contrapresión. La presión y el gasto de flujo son promediados en un período de tiempo por el módulo de adquisición de datos a través de la interfase serial.

BOMBA DE ALTA PRESIÓN

La bomba de alta presión de gasto constante, proporciona gastos de inyección de flujo en el rango de 0.0003 a $0.3 \text{ cm}^3/\text{seg}$, tiene una capacidad para el fluido de inyección en la cámara de la bomba de 500 cm^3 , que es controlada por un mecanismo de transmisión. Un motor síncrono permite mantener el gasto de flujo constante variando la presión, un esquema de la bomba de alta presión de gasto constante se muestra en la Fig. 11.

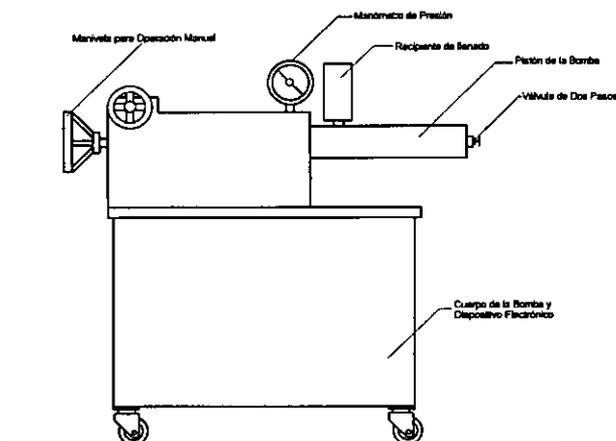


Fig. 11. Bomba de alta presión de gasto constante.

PROCESO DE MEDIDA DE LA PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO

(a gasto constante)

Una vez que el núcleo se satura 100 % con el líquido de inyección, se repite el proceso de montaje descrito anteriormente y se coloca en la celda básica de permeabilidades, se interconecta con los módulos del sistema de medición de permeabilidad en régimen permanente.

Se llenan las líneas de fluido con el cual se saturó la muestra y se pone el equipo a las condiciones de prueba (presión de confinamiento, temperatura y gasto de inyección). Se conecta al sistema electrónico de medida a la computadora, se asignan las constantes de cálculo y condiciones de flujo al programa de permeabilidad al líquido en régimen permanente.

SISTEMA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN RÉGIMEN NO PERMANENTE

(Saturaciones)

El sistema de medición de permeabilidades relativas en régimen variable, permite determinar las permeabilidades relativa aceite-agua, en la dirección axial (vertical) y horizontal, bajo condiciones de operación máximas de 20 000 lb/pg² de presión de confinamiento y 150°C de

temperatura a gasto de inyección constante.

El sistema lo componen la celda básica de permeabilidades, la bomba de alta presión, el separador de fases de alta presión, el módulo de presión diferencial, el módulo de regulación de contrapresión (después de la muestra), de líneas de flujo y conexiones.

El sistema permite separar, recolectar y medir el volumen de aceite que se extrae de una muestra. Este sistema de flujo es conectado al módulo electrónico acondicionador de señales, que está conectado a una PC que contiene los programas de aplicación, con un sistema de adquisición de datos automatizado y proporciona un archivo de datos registrados durante la prueba.

Si la prueba es a temperatura de yacimiento, la muestra se calienta por la parte exterior del cuerpo de la celda; las temperaturas de la celda, de la muestra y la del fluido inyectado, se miden y regulan por medio del sistema de control de temperatura, equipado de varios termocoples digitales, que forman parte de la celda básica; es necesario extremar las precauciones durante el proceso de experimentación, requiriéndose tiempos muy prolongados de calentamiento, estabilización y enfriamiento del equipo.

SEPARADOR DE FASES DE ALTA PRESIÓN

El separador de fase de alta presión, es un concepto original de diseño, que permite medir electrónicamente con exactitud el volumen de aceite (u otro fluido) producido en un sistema de dos fases que pasa a través de una muestra. El separador tiene los componentes siguientes: transductor de presión diferencial (diferencia de densidades), tubo colector, tubo estático de referencia, tubo visor de referencia, conexiones y válvulas de control, que son montados en un tablero portátil, Fig. 12.

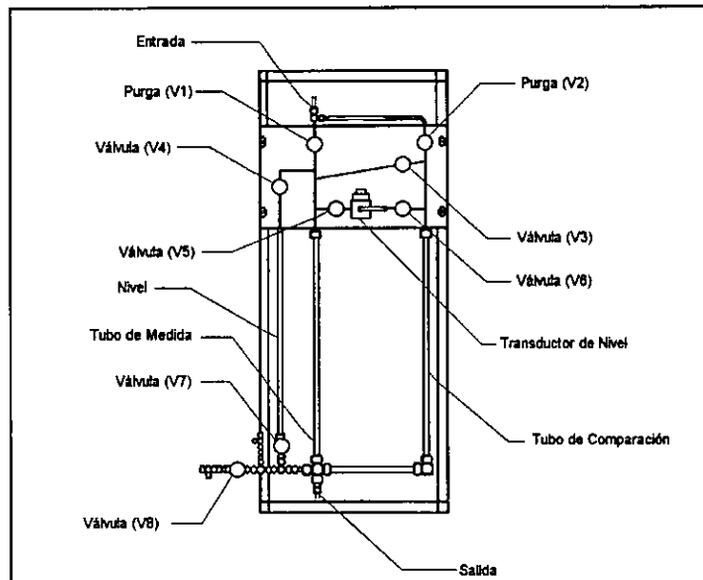


Fig. 12. Separador de fase de alta presión.

El separador opera usando como base la diferencia de las densidades de los dos fluidos. Inicialmente el tubo colector y el tubo estático de referencia, contienen parcialmente los fluidos de prueba, la interfase tiene la misma altura en los tres tubos. La parte superior de los tubos estático y de referencia, están conectados al transductor de presión diferencial, de alta resolución (0.125 lb/pg^2), los tubos son aislados por medio de una válvula, durante la prueba una mezcla de los fluidos es inyectada en el tubo colector, el fluido más ligero es elevado a la parte superior de la columna del fluido y desplaza el fluido pesado en el tubo colector. La presión diferencial entre las columnas de los dos fluidos, es generada por el cambio de nivel de la interfase de los dos fluidos en el tubo colector con respecto al nivel de la interfase en el tubo estático de referencia. La diferencia de presión de los fluidos se calcula usando la ecuación siguiente:

$$\text{Diferencia de presión} = h \cdot g (\rho_1 - \rho_2) \quad (10)$$

h = Distancia vertical entre la interfase de los fluidos en el tubo colector y el tubo estático de referencia (cm).

g = Aceleración debido a la gravedad (cm/seg^2).

ρ_1 = Densidad del fluido número uno (gr/cm^3).

ρ_2 = Densidad del fluido número dos (gr/cm^3).

El volumen del fluido más ligero que es recuperado de la muestra, es almacenado en el tubo colector y se calcula usando la presión diferencial medida en la prueba para determinar la distancia vertical entre la interfase de los fluidos; el diámetro del tubo colector es medido y usado para calcular el área de la columna del fluido.

El volumen es calculado usando el área del tubo colector y la altura determinada de la medición de presión diferencial.

$$V = h A \quad (\text{cm}^3) \quad (11)$$

Donde:

h = altura (cm)

A = área (cm²)

La resolución del separador está estrechamente relacionada con la diferencia de densidad entre los dos fluidos, una diferencia moderada entre las densidades proporciona una mejor resolución al separador, permitiendo que se colecte un volumen mayor de fluido.

MÓDULO ELECTRÓNICO ACONDICIONADOR DE SEÑALES

Este módulo proporciona señales provenientes de los transductores del sistema, cada acondicionador de señal, es conectado al sistema de adquisición de datos para permitir que éstos sean registrados automáticamente.

Los acondicionadores de señal para transductores tipo puente, incluyen seis botones seleccionables de ganancia ajustables, puntos de calibración elegibles, capacidad de balance del puente y doble salida análoga. Para los transductores tipo LVDT, los acondicionadores de señal incluyen controles de cero y dos salidas análogas. El sistema incluye un total de cinco canales acondicionadores de señal. Fig. 13.

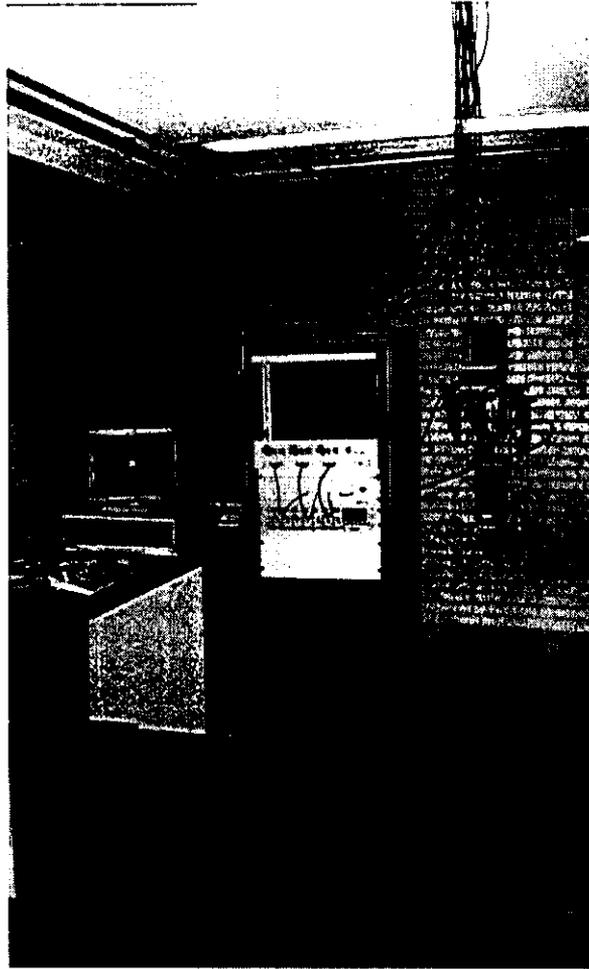


Fig. 13. Módulo Electrónico Acondicionador de Señales.

Los canales acondicionadores de señal son para los siguientes transductores:

- (C-1) Presión de confinamiento
- (C-2) Presión diferencial
- (C-3) Separador de alta presión
- (C-4) Presión de poro
- (C-5) Acumulador de alta presión

SISTEMA AUTOMATIZADO DE ADQUISICIÓN DE DATOS

El módulo de adquisición de datos permite que a través de la computadora se adquieran los datos de las pruebas de permeabilidades relativas y de permeabilidad al gas.

MÓDULO DE HARDWARE

Este módulo está formado por una consola electrónica compuesta por varios moduladores de señal de 10 canales, una tarjeta de digitalización, una computadora personal Compaq 8086, con 256K de memoria, 16 canales A/D, 4 canales D/A.

SOFTWARE

Incluye el sistema operativo MS-DOS, los programas de aplicación de software son escritos usando el software científico ASYST™. Los programas de aplicación son escritos específicamente para pruebas de permeabilidad, los programas de aplicación son los siguientes:

- **PROGRAMA DE ENTRADA DE DATOS GENERALES**

El módulo de entrada de datos permite al operador identificar los parámetros básicos que usará la computadora para el cálculo de las permeabilidades. Estos parámetros incluyen, tipo de prueba, nombre de la muestra y dimensiones, constantes de calibración del transductor y como parámetros específicos adicionales, tipo de fluido y propiedades.

- **PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS**

El programa de adquisición, está diseñado para obtener datos de cada uno de los transductores en el sistema, apropiados para cada tipo de prueba que es realizada, el intervalo de tiempo para la adquisición de los datos de la prueba es definido por el operador. Los datos adquiridos son almacenados en un archivo en el disco.

Esta parte está formado por una tarjeta bipolar conversora analógica-digital-analógica, capaz de recibir y transferir hasta dieciséis datos diferentes. El voltaje recibido del acondicionador de señales se digitaliza y con las constantes de calibración se transforma en parámetros físicos que son desplegados en la pantalla del monitor de la PC.

CAPÍTULO IV

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

PERMEABILIDADES RELATIVAS

Esta determinación es el objetivo principal del equipo que se opera en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados de la DEPEFI en la UNAM, bajo la supervisión del M. en I. Rafael Herrera Gómez, construido por la compañía Terratek, el cual se diseñó para medir permeabilidades relativas aceite-agua, en la dirección vertical, bajo condiciones de operación de hasta 20 000 lb/pg² de presión de confinamiento y 150 °C de temperatura, con gasto de inyección constante. El equipo se modificó en este laboratorio haciéndole los cambios necesarios para efectuar estas pruebas con flujo en la dirección horizontal empleando muestras de diámetro completo.

Antes de realizar e interpretar las curvas de permeabilidad relativa, se debe considerar el efecto que causan en la muestra las condiciones de prueba, principalmente aquéllas que producen cambios importantes en las saturaciones residuales de agua con la inyección de aceite y del aceite al ser desplazado por agua. Así mismo debe tomarse en cuenta los cambios de mojabilidad y de presión capilar que puede ocasionar el empleo de aceite pesado para obtener una saturación de agua crítica pequeña, el cambio de mojabilidad puede ser provocado por componentes activos en el aceite como asfáltenos o también por alguna sustancia activa disuelta en el agua. Además, los cambios de relación de viscosidades aceite-agua dan lugar a cambios notables en las saturaciones residuales del agua y del aceite.

Para algunas rocas se puede realizar un conjunto de desplazamientos aceite-agua en la misma muestra, sin alterar sus características de flujo, empleando varios aceites minerales con varias relaciones de viscosidades, más fáciles de manejar que el aceite de formación, y definir curvas de permeabilidad relativas con un amplio rango de saturación de agua. La alta relación de viscosidades (μ_w/μ_o), del fluido desplazante al desplazado, produce saturaciones residuales pequeñas del fluido desplazado o recuperaciones de aceite altas y con una relación pequeña de viscosidades (μ_w/μ_o), produce saturaciones residuales grandes del fluido desplazado o recuperaciones de aceite pequeñas. Además para todos los desplazamientos aceite-agua se obtiene un valor semejante de la permeabilidad efectiva al aceite a una saturación de agua crítica,

empleada como referencia en el cálculo de permeabilidades relativas para una muestra.

Cuando las características de flujo de la muestra dependen de los fluidos empleados o se requieren tiempos muy prolongados para la preparación de la muestra, para realizar los desplazamientos aceite-agua, se debe simular lo mejor posible las condiciones de flujo de la muestra y usar los fluidos del yacimiento, preparando la muestra de tal forma que tenga su mojabilidad original o restituírsela, emplear aceite y agua de formación y realizar los desplazamientos con el agua de inyección a emplearse en el proyecto del campo en estudio, para obtener las condiciones de flujo lo más reales posible en la muestra.

La determinación de permeabilidades relativas aceite-agua se realiza desplazando un fluido con otro (método de régimen variable), empleado el método gráfico propuesto por Jones S. C. y colaboradores (1978), basado en la combinación de las relaciones fundamentales desarrolladas por Leverett M. C. (1941) y Buckley S. E. y Leverett M. C. (1941), con la ecuación de Welge H. J. (1952), para determinar la historia de saturación en la cara de salida de las muestras y la ecuación desarrollada por Johnson E. F. y colaboradores (1959), teniendo como referencia las permeabilidades absolutas al agua de inyección o efectiva al aceite, medidas antes del desplazamiento y efectiva al agua después del mismo a las mismas condiciones del desplazamiento.

La permeabilidad relativa es uno de los parámetros petrofísicos más importantes usado para la caracterización de yacimientos, cálculos de ingeniería de yacimientos, en la simulación numérica de yacimientos, en la determinación de inyectividades, productividades, etc.

En un sistema multifluidos, la saturación de la fase mojante es móvil en un rango limitado a una baja presión diferencial, ese rango depende, en parte, de las características de la roca y de las tendencias de mojabilidad en el sistema. La dependencia de las permeabilidades relativas de un fluido con su propia saturación o la saturación de otra fase presente en el núcleo, no es del todo clara. La influencia de otros parámetros incluye la mojabilidad de la roca, histéresis, saturación inicial y gastos.

PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ROCAS HETEROGÉNEAS

Rocas intergranulares, intercristalinas, fracturadas y vugulares con diferentes configuraciones porosas, pueden tener permeabilidades relativas similares. Por otra parte, rocas con permeabilidades y porosidades similares pueden tener permeabilidades relativas muy diferentes. Datos de permeabilidades relativas en régimen no permanente confiables, de muestras de núcleos heterogéneos son difíciles de obtener debido a la sensibilidad de los resultados, a la naturaleza de las heterogeneidades, gastos de inyección, longitud del núcleo y mojabilidades.

Sigmund y McCaffery reportaron que los métodos estándares de cálculo de permeabilidades relativas no pueden ser aplicados en taponos de núcleos de yacimientos heterogéneos.

VÚGULOS Y FRACTURAS

En rocas vugulares, se observan regiones de saturación con pequeños cambios en las permeabilidades relativas (Earlich, R). Las permeabilidades relativas de fractura pueden depender del tamaño de la fractura, forma, aspereza, condiciones de esfuerzo, orientación de las fracturas, saturación del fluido, mojabilidad, relación de viscosidades, capilaridad, relación gravedad-viscosidad y relación de densidades.

BASES EXPERIMENTALES

Con base en la relación de esfuerzos efectivos, horizontal-vertical, determinada in situ de fracturamientos hidráulicos y de pruebas de laboratorio de mecánica de roca, realizadas en muestras pequeñas de roca homogénea o porosidad primaria, del efecto de vacío después del fracturamiento de la roca, de la teoría de dilatación, de la pérdida de circulación de los pozos al perforarse la formación productora y las permeabilidades tan altas en las áreas fracturadas y de los trabajos de Nelson, aplicados a rocas quebradizas, se supone que el valor del esfuerzo horizontal efectivo varía entre $\frac{1}{10}$ y $\frac{1}{3}$ del esfuerzo vertical efectivo, dependiendo del tipo y características de la roca. De lo anterior, se puede suponer que para roca naturalmente fracturada

el esfuerzo horizontal es menor, e incluso debe tender a cero para que las fracturas permanezcan abiertas.

Esto nos lleva a suponer que al reducirse la presión del yacimiento en el subsuelo, se incrementan los esfuerzos efectivos horizontal y vertical en la misma cantidad, causando el mayor efecto en la dirección horizontal por su magnitud inicial cercana a cero, ocasionando que se reduzca la porosidad efectiva y la permeabilidad de la porosidad secundaria (cierre de fracturas), y de poco efecto en la vertical por su alto valor, además por la deformación que sufrió en esta dirección, por el tiempo geológico.

La medición de la permeabilidad y porosidad efectiva en función del incremento de presión de confinamiento efectivo, se realizó con base en los trabajos de Nelson (1981), Jones (1978) y Stearns, que establecen la existencia de fracturas en todos los yacimientos de hidrocarburos y que su influencia en el flujo depende del ancho, longitud y cantidad de fracturas en la roca. Nelson (1981) definió un comportamiento lineal de la permeabilidad como función de la presión de confinamiento efectivo en rocas homogéneas.

Con base en lo anterior, se mide la porosidad y permeabilidad en función del esfuerzo efectivo a las muestras naturalmente fracturadas, para determinar su comportamiento predominante de fractura y/o de matriz.

Para simular la variación del esfuerzo real de confinamiento efectivo que actúa en la roca en un yacimiento, con la variación de la presión de confinamiento efectivo a la que es sometida una muestra de roca en el laboratorio, se supone lo siguiente:

- El esqueleto o red de flujo compuesto de poros y fracturas en la roca sometida a un esfuerzo efectivo en el yacimiento y en las muestras de roca sometidas a una presión de confinamiento efectiva en el laboratorio, es estable; dicho de otra manera, el esqueleto o red de flujo alcanza un estado de deformación límite, para las condiciones de esfuerzo o presión efectiva a que esté sometida.

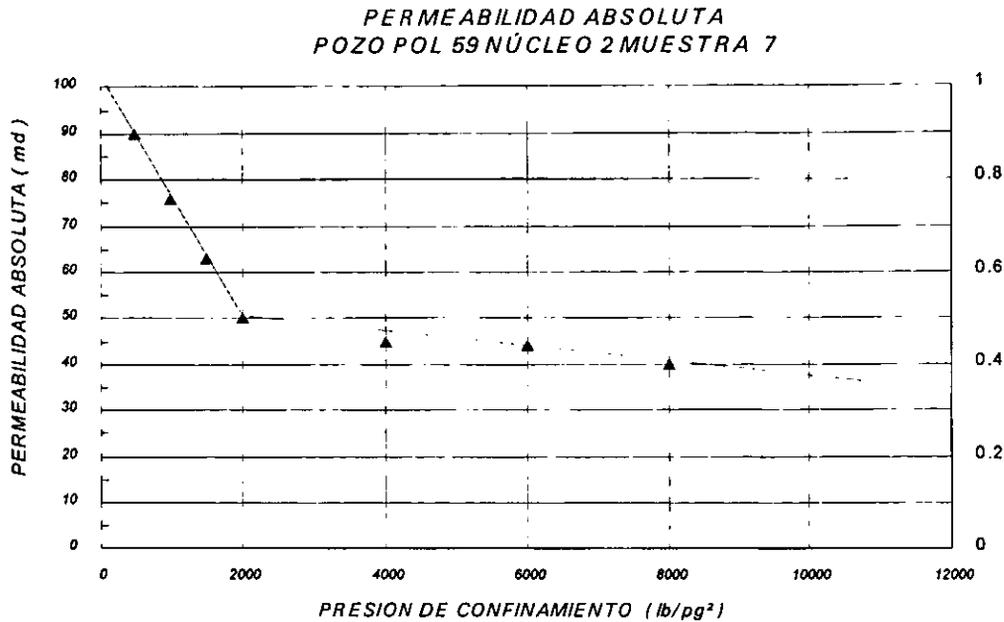


Fig. 14. Comportamiento de la Permeabilidad con respecto de la presión de confinamiento.

- Al reducirse la presión de los fluidos contenidos en el yacimiento se produce un incremento de esfuerzo de confinamiento efectivo.
- Al aumentar la presión exterior ejercida en la muestra en la celda del laboratorio, se produce un incremento de presión de confinamiento efectivo en la muestra.
- Se supone que ambos incrementos, el de esfuerzo efectivo en el yacimiento y el de presión de confinamiento efectivo en el laboratorio, son análogos.

PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS

Para determinar las pruebas de permeabilidades relativas se eligen las muestras de los pozos en estudio, las cuales se limpian (se extrae el aceite y las sales residuales) con una mezcla de 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, en un equipo de cristal tipo Dean Stark, posteriormente, con el propósito de evaporar completamente los solventes residuales, las muestras se secan en un horno que opera con vacío de 20 pulgadas de mercurio a 100°C de temperatura por varios días.

Debe tenerse en cuenta para la interpretación de los resultados del análisis que las muestras generalmente se reciben intemperizadas, por lo que se trata de reacondicionarlas lo más posible, antes de realizar las pruebas petrofísicas.

SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS

Las muestras se seleccionan una vez que se les haya medido sus propiedades petrofísicas. Las que presenten mayor valor de porosidad y permeabilidad. Otra consideración importante es que presenten vórgulos y/o fracturas.

MONTAJE DE LAS MUESTRAS

A una muestra previamente saturada 100 % con agua de formación, se le inyecta aceite de formación hasta alcanzar la saturación de agua crítica, con esto queda lista para la prueba de permeabilidades relativas, la muestra se prepara y se enchaqueta con el arreglo de mallas para la dirección de flujo, manga y dispersores de flujo, se coloca en la celda de prueba hidrostática y se conecta al sistema de flujo (ver figura 6 en el capítulo III), que está formado por la bomba de gasto constante, el separador de fases de alta presión, el módulo de presión diferencial y por el módulo de control de contrapresión, que están interconectados con líneas de acero.

Este sistema de flujo es conectado al módulo electrónico acondicionador de señales (ver fig. 13), que está conectado a una PC, y que contiene los programas de aplicación, con un sistema de adquisición de datos automatizado, que proporciona un archivo de datos registrado durante la prueba.

El sistema se llena con el agua de desplazamiento, después por la parte superior del separador se le inyecta aceite con el que se saturó la muestra, desplazando parte del agua del separador, quedando éste con dos fases, aceite y agua; se deja el equipo en reposo para que se alcance el equilibrio entre las dos fases en el tubo colector y el tubo estático, monitoreando el nivel de la interfase con el tubo transparente de tígón.

Si la prueba es a temperatura de yacimiento, se calienta la celda hasta alcanzar la temperatura y presión de prueba dejando tiempo suficiente para estabilizar el sistema, posteriormente se conecta al sistema electrónico de medida; en la computadora, se asignan las constantes de cálculo y condiciones de flujo al programa de prueba, que almacenará la información en el archivo de datos para posteriormente interpretar y calcular las permeabilidades relativas.

Una vez que el equipo está a las condiciones de prueba y en equilibrio, se inyecta con la bomba de gasto constante (fig. 15) el agua que desplaza el aceite contenido en la muestra, recolectándose el aceite desplazado de la muestra, en el tubo colector del separador de fase de alta presión y el agua inyectada se recolecta en una probeta a la salida del sistema de flujo, si el agua de desplazamiento no es suficiente, el sistema se cierra momentáneamente tanto a la entrada como a la salida, para llenar la bomba y se reanuda la inyección de agua a la muestra.

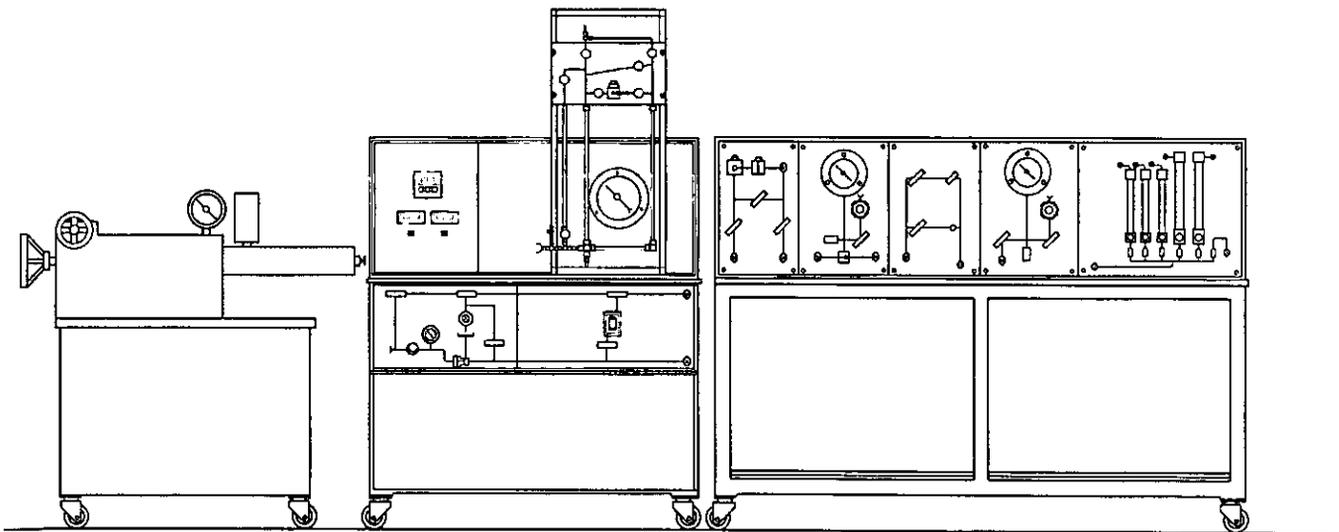


Fig. 15. Equipo montado y listo para correr prueba de desplazamiento.

CALCULO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA-ACEITE

Usando los datos del ejemplo dado en el artículo de S.C. Jones y W.O. Roszelle se aplicó el método propuesto por el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados de Posgrado de Ingeniería.

Las permeabilidades relativas de aceite y agua (expresadas en función de la saturación), son:

$$K_{rw} = \frac{\mu_w f_{w2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (12)$$

y

$$K_{ro} = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (13)$$

El uso de estas ecuaciones de flujo fraccional de agua o aceite y la viscosidad efectiva (λ^{-1}), deben ser determinados en función de la saturación. Éstos deben ser valores puntuales, no un promedio de éstas. El lugar más conveniente es a la salida del núcleo porque el flujo fraccional aquí es el mismo que el aceite producido o el corte de agua.

En la tabla 2 se presentan datos de una inyección de agua a gasto constante. El volumen inyectado de agua es convertido en volumen de poro, Q_i , dada la saturación de agua inicial, la saturación de agua promedio como una función de Q_i , se calcula con:

$$\bar{S}_w = S_{wi} + \frac{N_p}{V_p} \quad (14)$$

La saturación promedio se grafica en la figura 16 para determinar el comportamiento de la curva y si es necesario se hace un ajuste por el método de mínimos cuadrados y derivando en cada punto para obtener el término dS_w/Q_i para utilizar la ecuación de Welge, derivada en el apéndice A:

q_{wi}	W_i	Q_i	$1/Q_i$	Δp (psi)	N_p (cm ³)	N_p/V_p	S_{wMed}
80	0	0		138.6	0	0	0.35
80	3.11	0.099904	10.00965	120.4	3.11	0.099904	0.449904
80	7.00*	0.224863	4.447143	97.5	7	0.224863	0.574863
80	11.20	0.359782	2.779464	91.9	7.84	0.251847	0.601847
80	16.28	0.522968	1.912162	87.9	8.43	0.2708	0.6208
80	24.27	0.779634	1.282653	83.7	8.93	0.286862	0.636862
80	39.2	1.259235	0.794133	78.5	9.3	0.298747	0.648747
80	62.3	2.001285	0.499679	74.2	9.65	0.309990	0.659990
80	108.9	3.498233	0.285859	70	9.96	0.319949	0.669949
80	155.6	4.998394	0.200064	68.1	10.11	0.324767	0.674767
80	311.3	10	0.1	65.4	10.3	0.330871	0.680871

Tabla 2.

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i} \quad (15)$$

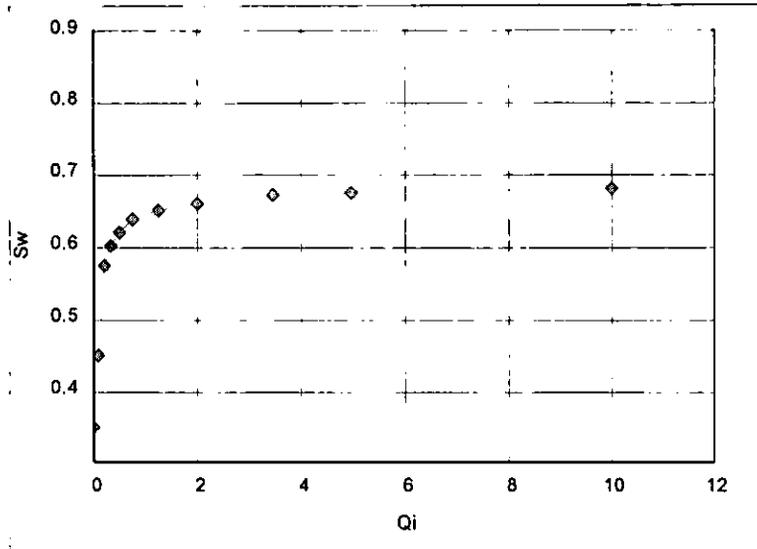


Fig. 16. Gráfica de Saturación Promedio

Graficando la curva completa de S_{w2} vs Q_i (fig. 17) se obtiene el comportamiento de saturación a la salida del núcleo.

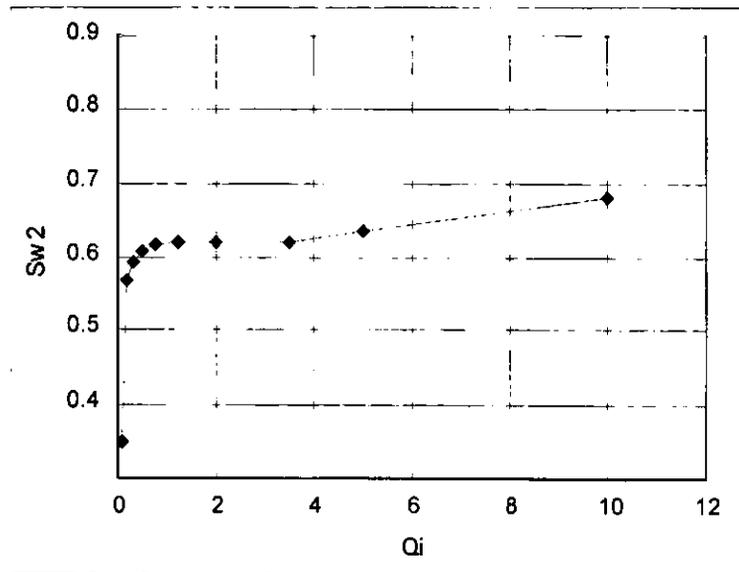


Fig. 17. Saturación a la salida del núcleo.

Porque el flujo fraccional de aceite es igual a la derivada de la curva de la figura 16, en cualquier

inyección dada, se calcula con el promedio de saturaciones:

$$f_{o2} = \frac{(\bar{S}_w - S_{w2})}{Q_i} \quad (16)$$

también

$$f_{w2} = 1 - f_{o2} \quad (17)$$

Al derivar la curva de saturación promedio contra el recíproco del volumen de poro inyectado (fig. 18), obtenemos los valores denotados como S_w^+ , los cuales son mayores o iguales que los de las saturaciones al final de la salida del flujo, por lo tanto, lo anterior está dado por:

$$S_{w2} = 2\bar{S}_w - S_w^+ \quad (18)$$

(esta ecuación se obtiene en el apéndice A), la figura 18 muestra ambas curvas, la saturación promedio y la saturación en la cara a la salida del flujo, determinadas en la ecuación 18.

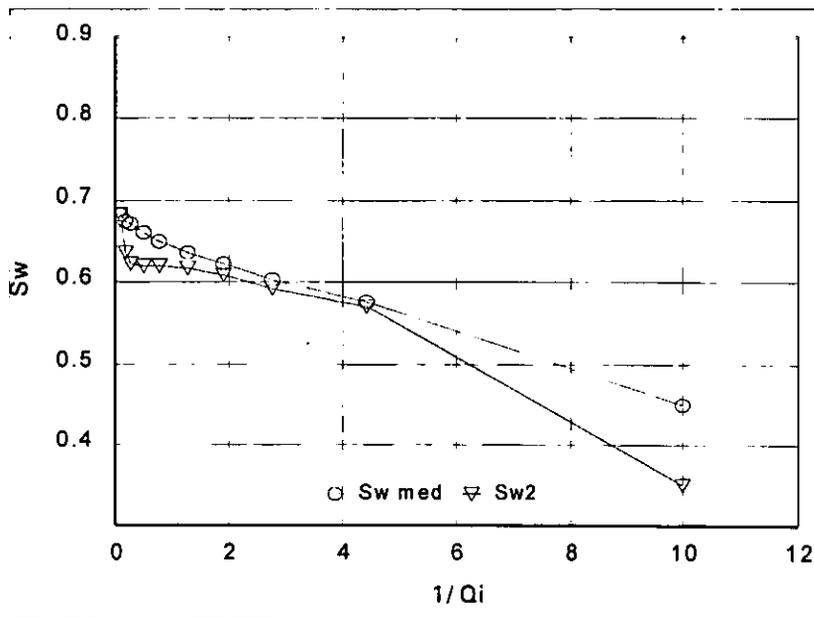


Fig. 18. Curva de saturaciones contra el inverso de Q_i

Las ecuaciones 12 y 13 requieren valores puntuales de viscosidad efectiva como una función de

la saturación para el cálculo de permeabilidad relativa al aceite y al agua. Esta relación de viscosidades se obtiene de una relación de permeabilidades para la cual se usa la ecuación de Darcy en ambos términos del cociente, quedando explícita la relación de viscosidades, como se muestra a continuación:

$$q = \frac{kA}{\mu} \left(-\frac{dp}{dl} \right) \quad \text{de la ley de Darcy}$$

$$\mu_b = \frac{k_b A}{q_b} \left(-\frac{dp}{dl} \right)_b, \quad \text{para el fluido base}$$

$$\mu_m = \frac{k_m A}{q_m} \left(-\frac{dp}{dl} \right)_m, \quad \text{para el fluido medido}$$

$$\frac{\mu_m}{\mu_b} = \frac{\frac{k_m A}{q_m} \left(-\frac{dp}{dl} \right)_m}{\frac{k_b A}{q_b} \left(-\frac{dp}{dl} \right)_b}$$

de donde:

$$\lambda^{-1} = \frac{\mu_b \left(\frac{dp}{q} \right)_m}{\left(\frac{dp_b}{q_b} \right)}$$

Primero se calcula la viscosidad efectiva promedio o el recíproco de la mojabilidad relativa de los fluidos en el núcleo. Esto se encuentra por comparación de $\Delta P/q$ medidas durante la inyección de agua, con el valor de flujo en una fase sencilla ($\Delta P_b/q_b$), que son las medidas para encontrar la permeabilidad absoluta del núcleo.

$$\lambda^{-1} = \mu_b \left(\frac{\Delta P}{q} \right) / \left(\frac{\Delta P_b}{q_b} \right) \quad (19)$$

donde μ_b es la viscosidad del fluido desplazante (agua) usado para encontrar la permeabilidad absoluta. Una viscosidad efectiva promedio para los cálculos del ejemplo está listada en la tabla 3 y graficada en la figura 19. Derivando la curva de la figura 19 se encuentra la viscosidad

efectiva en los puntos de la cara de salida del núcleo, al igual que se encuentra la saturación. Estos valores de derivadas proporcionan la curva de viscosidad promedio, a la cual le corresponde la siguiente ecuación (desarrollada en el apéndice B):

$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - Q_i \frac{d\lambda^{-1}}{dQ_i} \quad (20)$$

Graficando estos valores y comparándolos con la figura 16, se muestra que la viscosidad efectiva en la cara de la salida del núcleo, cambia igual que la saturación, esto es, la viscosidad efectiva no cambia en este lugar, hasta la surgencia. Para llevar a cabo una viscosidad efectiva fija antes de la surgencia, la curva de viscosidad efectiva promedio (fig. 19) debe ser lineal al principio de la inyección antes de la surgencia. Estos requerimientos son útiles en la evaluación de datos experimentales. Una gráfica de $\Delta P/q$ contra el volumen inyectado, sería una línea recta antes de la surgencia. La no linealidad puede resultar de al menos dos condiciones:

- La saturación inicial a través del núcleo no es uniforme.
- El núcleo es heterogéneo.

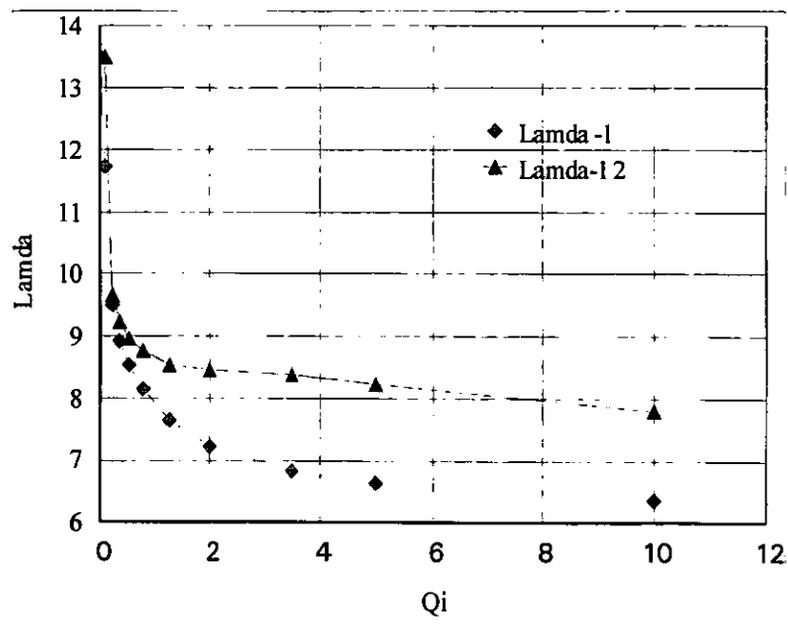


Fig. 19. Gráfica de λ y la derivada de λ vs Q_i

Si la inyección inicial de aceite resulta una curva no lineal, entonces puede tratarse de la segunda condición, la inyección de soluciones polímeras no-newtonianas también puede causar no linealidad. Antes de la surgencia la linealidad es necesaria para la aplicación válida de las ecuaciones de Welge y Johnson. Datos de viscosidad efectiva promedio son tratados similarmente a los datos de saturación promedio. $\bar{\lambda}^{-1}$ se grafica contra $1/Q_i$, como se muestra en la figura 20, obteniendo las derivadas de la viscosidad promedio ($\bar{\lambda}^{-1}$) y el término λ^{-1+} , para emplear la siguiente ecuación:

$$\lambda_2^{-1} = 2\bar{\lambda}^{-1} - \lambda^{-1+} \quad (21)$$

La tabla 3 ilustra el promedio y la derivada de las saturaciones, viscosidades efectivas (dadas de la figura 16 hasta la 20) y valores de flujo fraccional de aceite y agua (calculados con las ecuaciones 16 y 17). Cada línea representa una inyección acumulativa de agua individual, Q_i .

Las permeabilidades relativas al aceite y al agua pueden ser calculadas por la ecuaciones 12 y 13, respectivamente, usando las viscosidades del aceite y agua dadas en la tabla 2.

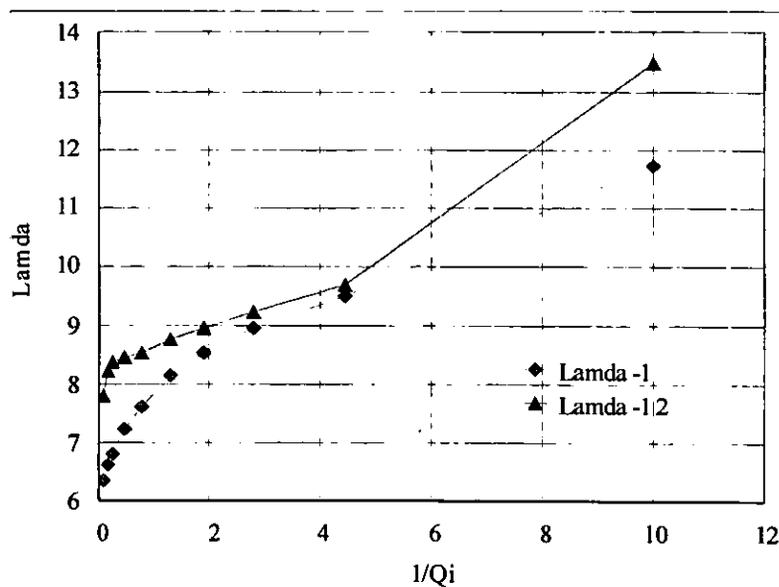


Fig. 20. Gráfica de lambda 1 y lambda 2 vs 1/Qi

λ^{-1}	DSw/dQi	Sw ₂	λ_2^{-1}	f _{o2}	F _{w2}	K _{ro}	K _w
13.498193	0.047810	0.35	13.498193	1	0	0.774178	0
11.725703	0.047520	0.35	13.498193	1	0	0.774178	0
9.495482	0.027332	0.568717	9.685538	0.027332	0.972668	0.029490	0.097412
8.950100	0.026781	0.592212	9.248269	0.026782	0.973219	0.030261	0.102076
8.560542	0.026114	0.607143	8.983544	0.026115	0.973886	0.030377	0.105156
8.151506	0.025066	0.617319	8.757705	0.025066	0.974934	0.029909	0.107983
7.645080	0.023106	0.619651	8.550532	0.023106	0.976894	0.028239	0.110822
7.226305	0.020074	0.619816	8.484204	0.020074	0.979926	0.024726	0.112035
6.817269	0.013958	0.621120	8.377383	0.013958	0.986042	0.017411	0.114172
6.632229	0.008002	0.634769	8.23	0.008002	0.991998	0.010161	0.116918
6.369277	0.000525	0.680871	7.8	0	1	0	0.124359

Tabla 3.

La figura 21 muestra gráficas de permeabilidades relativas al aceite y al agua en función de la saturación de agua (S_{w2} de la tabla 3). Como todas las variables están en función de la inyección acumulativa, entonces la permeabilidad relativa es función también de la inyección acumulativa.

PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA

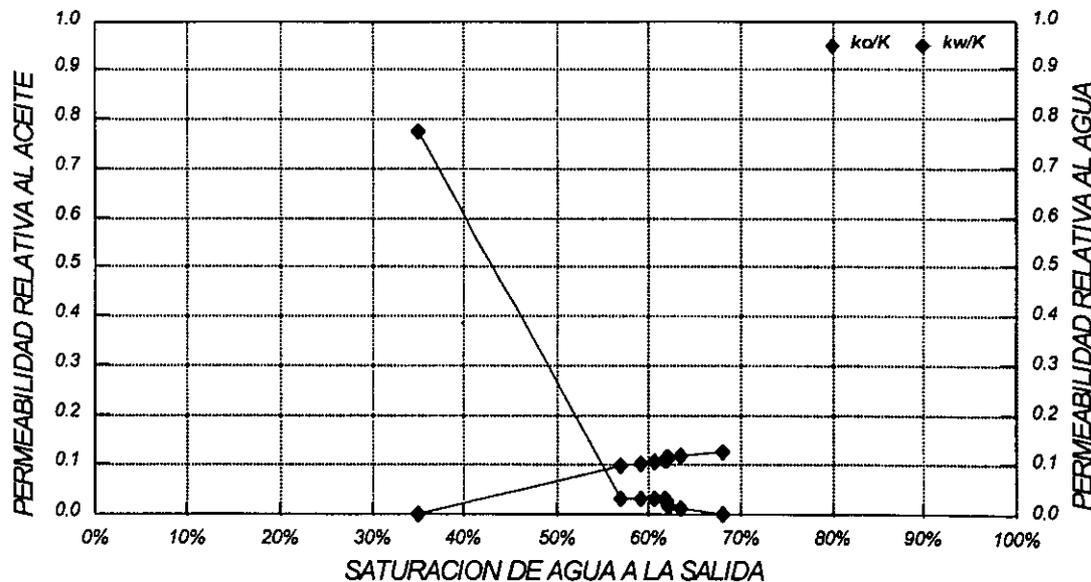


Fig. 21. Comportamiento de las permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, en la cara de salida del núcleo @ P_c de 1000 lb/pg² y T de 100 °C.

El cálculo de las permeabilidades relativas y sus respectivas gráficas, se programan en hojas de cálculo de Lotus 123®, que emplea los datos de la muestra, de los fluidos de prueba y de los datos obtenidos durante la prueba, registrados en un archivo por medio del sistema de adquisición de datos del equipo.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y GRÁFICAS

SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS

A varias muestras previamente se les midieron sus propiedades petrofísicas; y de acuerdo con los resultados, se seleccionaron las de mayor porosidad y permeabilidad, las cuales fueron dos areniscas y dos calizas, ambas fracturadas y de dos campos diferentes. Las muestras seleccionadas fueron:

Campo Ek-Balam (arenisca).

- Ek 13: Núcleo 4, Muestra 1
- Balam 43: Núcleo 8, Muestra 7

Campo Lum (caliza).

- Lum 1: Núcleo 1, Muestra 36
- Lum 1: Núcleo 1, Muestra 37

DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA

Ek-Balam: La arenisca es de abanicos aluviales y está constituida aproximadamente por 35% de cuarzo, 25% de fragmentos de roca, de 20 a 30% de feldespatos, 10% de arcillas y 5% de cementante (óxidos de hierro, hematita, evaporitas y aceite pesado). Es una litarenita que varía de grano muy fino a grueso, con fragmentos ígneos y metamórficos. La arenisca es de granos de cuarzo de color gris a beige, mal clasificados, que varía de subanguloso a subredondeado, de alta porosidad con espacios de intergranos e interpartículas rellenos de aceite y con pequeños conductos preferenciales de migración o flujo. La porosidad intergranular se redujo por compactación, alteración de los feldespatos, laminación de partículas, depósito de arcillas y por el cementante. Además, la arenisca tiene fracturas cementadas por evaporitas, es de consistencia



Fig. 22. Arenisca Ek 13: N4, M1

frágil en las proporciones del núcleo 8 del pozo Balam 43 y un poco más consolidado en el núcleo 4 del Ek 13.



Fig. 23. Arenisca Balam 43: N8, M7

Lum: La formación productora, denominada Brecha del Paleoceno, está formada por un 75% de fragmentos que varían de subangulosos a subredondeados, de caliza, dolomía y caliza bioturbada y dolomitizada, la mayor parte de los fragmentos proviene de plataforma y su tamaño varía de 0.5 cm hasta 13 cm y los huecos entre fragmentos están rellenos con un 15% de micrita y un 10% de arcilla. La porosidad de la roca es principalmente de origen secundario y está formada por vúgulos, estilolitas y huecos entre los fragmentos de caliza bioturbada y dolomitizada, estos fragmentos de caliza bioturbada y dolomitizada mantiene la porosidad originada en su lugar de origen.



Fig. 24. Caliza Lum 1: N1, M36

Este núcleo presentó inicialmente disolución que afectó indiscriminadamente a todas las partes de la roca, pero predominando en la porción con micrita y sobre todo en los contactos entre fragmentos, formando vórgulos y canales que ayudaron a la dolomitización. La formación posterior de estilolitas permitió la migración de hidrocarburos y en las zonas de relativa debilidad comunicó los vórgulos cercanos saturándolos de aceite, después se fracturó pero las fracturas se sellaron con calcita.



Fig. 25. Lum 1 N1 M37

RESULTADOS

Pozo Lum 1: Núcleo 1

Muestra 36

Se hicieron dos desplazamientos en la muestra 36, uno a la temperatura de laboratorio de 21 °C y el otro a temperatura de yacimiento de 130 °C, ambos con un incremento de presión de confinamiento efectivo de 1000 lb/pg², correspondiente al efecto predominante de fracturas principales, deducido del comportamiento de la porosidad efectiva contra dicho incremento, de acuerdo con las suposiciones señaladas previamente en el párrafo de bases experimentales y confirmado por su valor de compresibilidad del volumen poroso de $126 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$. Datos y resultados de estas pruebas se presentan en las tablas 4 a 7 y los comportamientos del flujo fraccional, permeabilidades relativas al aceite y al agua, la relación de estas permeabilidades se muestran en las figuras 22 a 27.

Durante la realización de la prueba de permeabilidades relativas a temperatura de yacimiento de esta muestra, se presentó el fenómeno de incremento notable de permeabilidad, el cual ocurrió en la dirección de flujo de la prueba, cambiando de 21 a 2800 md

Para esta muestra la curva de permeabilidades *relativas al agua* a temperatura de laboratorio (21°C), presenta un comportamiento del tipo de flujo en fractura, ya que la curva tiende a formar una meseta lineal y casi horizontal, en tanto que la curva de permeabilidades relativas al aceite, tiene un comportamiento parecido a la curva típica, de muestra con porosidad primaria u homogénea (figura 24), por lo que se supone, que el flujo de aceite ocurrió tanto a través de los canales de la porosidad secundaria (de fracturas), como por canales de porosidad primaria.

Las curvas de permeabilidades relativas *al aceite y al agua* del desplazamiento a temperatura de yacimiento (130 °C), presentan características del comportamiento de flujo en fractura, ya que las dos curvas tienden a formar mesetas lineales y casi horizontales, posiblemente por el incremento tan notable de permeabilidad antes mencionado, que canalizó una porción del flujo por los canales de la porosidad secundaria, obteniéndose una recuperación de aceite móvil mayor aproximadamente en un 50 %, con respecto al desplazamiento a temperatura de laboratorio, por la reducción de la relación de viscosidades aceite-agua.

Muestra 37

Se intentó realizar dos desplazamientos en la muestra 37, pero el primero se suspendió por ruptura de la manga y el segundo se realizó con un incremento de presión de confinamiento efectivo de 1000 lb/pg², y a la temperatura de yacimiento de 130 °C, correspondiendo este incremento al efecto predominante de fractura, de acuerdo con el comportamiento de porosidad efectiva contra dicho incremento y confirmado por su valor de compresibilidad del volumen poroso de $87 \cdot 10^{-6}$ (lb/pg²)⁻¹. Los datos y resultados de estas pruebas se presentan en las tablas 4, 5 y 8 y el comportamiento del flujo fraccional, permeabilidades relativas al aceite y al agua, la relación de estas permeabilidades en las figuras 28 a 30.

Para esta muestra los comportamientos de permeabilidades relativas aceite-agua y flujo

fraccional, son semejantes a los de la muestra 36, definiéndose las curvas de esta muestra en un rango ligeramente menor de saturación de agua, sufrió el fenómeno de incremento notable de permeabilidad, descrito en la muestra 36 antes mencionada, a pesar de contener menos vórgulos y mayor separación entre ellos en el interior.

Para una mejor comprensión del fenómeno observado en estas pruebas de permeabilidades relativas, se analizó la interpretación del estudio tomográfico de muestra seca, de la muestra 36 presentado en las figuras 22 a 27, observándose que la comunicación (entre los vórgulos y las superficies exteriores de medida de la muestra en la dirección vertical) se puede lograr solamente a través de tramos de canales capilares intercalados entre los vórgulos y las superficies exteriores, sin dejar de tomar en cuenta que la resolución de dicho estudio es burda para mostrar vórgulos y fracturas muy pequeños, en tanto que en la dirección horizontal, la posibilidad de dicha comunicación es notablemente mayor, por contarse con más vórgulos y estilolitas en esta dirección de flujo y tramos menores de flujo capilar, lo que se confirma con la diferencia de permeabilidades que existe entre ambas direcciones antes de las pruebas de permeabilidades relativas. Después de estas pruebas, la permeabilidad horizontal se elevó en tres órdenes de magnitud, lo que muestra que en los tramos de canales capilares se disolvió el aceite residual contenido en su interior y extremos, ocasionando simplemente un aumento de diámetro de garganta. Para el caso de la muestra 37, la separación entre vórgulos es mayor, se presentó un incremento de permeabilidad menor, de dos órdenes de magnitud, debido a dicha disolución de aceite residual.



Fig. 26. Tomografía del pozo Lum 1, núcleo 1, muestra 36.

Campo Ek-Balam

Ek 13: Núcleo 4, Muestra 1

Esta muestra es la más intemperizada de las dos en estudio, presentando a condiciones de prueba una permeabilidad absoluta de 390 md y porosidad de 18.2%; quedó preparada con 27.5% de saturación crítica de agua de formación y 72.5% de kerosena. La muestra se sometió a un esfuerzo de confinamiento hidrostático efectivo de 4 000 lb/pg² y a temperatura de yacimiento de 100 °C; para realizar la prueba de desplazamiento se inyectó agua dulce a un gasto de 0.04 cm³/seg, y la recuperación del aceite (kerosena) inicial en la muestra fue de 23.5% con los datos obtenidos del desplazamiento, de la muestra y de las propiedades de los fluidos, se determinó el comportamiento y la relación de permeabilidades relativas aceite-agua y el flujo fraccional de agua, que se muestran graficados en las figuras 31 a 33. En las gráficas se observa que la surgencia de agua es casi inmediata, con un valor de flujo fraccional muy alto y que la tendencia de las curvas de permeabilidades relativas aceite-agua de esta muestra es la de formar mesetas o rectas casi horizontales, posiblemente debido a que predominan poros grandes en ella, ocasionados por depósito de arcillas y cementante de evaporitas, que ocasionan que el flujo ocurra por pequeñas fracturas en forma discontinua.

En los experimentos anteriormente discutidos con relación a las figuras 31 a 33, el comportamiento de estas curvas de permeabilidades relativas corresponde al de una roca mojada por aceite, dado que las curvas se cruzan inmediatamente después de la surgencia del agua, con baja saturación de agua. Esta mojabilidad se confirmó con la prueba de mojabilidad realizada recientemente en la muestra 1 del núcleo 3 del pozo Balam 43 a la cual se le extrajo el aceite residual. Además, es importante señalar que en este caso, la kerosena no tuvo oportunidad de alcanzar a disolver el aceite pesado, rico en asfaltenos, que es el cementante de la arena, por carecer de componentes activos que se disolvieran en la capa de agua polarizada que la separó de la roca, para cambiar su mojabilidad al aceite (se presentan los resultados en las tablas 9, 10 y 11).

Balam 43: Núcleo 8, Muestra 7

Esta muestra tiene una permeabilidad absoluta, medida a condiciones de prueba, de 20 md y porosidad total de 13.7%, se preparó en forma similar a la muestra anterior, pero en este caso, después de limpiarla, se saturó directamente con aceite de formación, para obtener con mayor seguridad y en menos tiempo la restitución de su mojabilidad al aceite, como se encontró la arenisca en el yacimiento. La muestra se sometió a un esfuerzo de confinamiento hidrostático efectivo de 4 000 lb/pg² y a temperatura de yacimiento, de 120°C, para realizar una prueba de desplazamiento con agua salada de la planta de Abkatún, con una concentración aparente de 2000 ppm de NaOH, con un gasto de 0.1 cm³/seg, para cambiar la mojabilidad de la muestra preferencial al agua y con ella verificar si se obtiene un máximo de recuperación antes de la surgencia de agua, antes de inyectar dos volúmenes de poros.

Con los datos obtenidos del desplazamiento, de la muestra y de las propiedades de los fluidos, se determinaron los comportamientos de flujo fraccional de agua, de permeabilidades relativas aceite-agua y la relación de permeabilidades relativas aceite-agua que se muestran graficados en las figuras 34 a 36. La recuperación de aceite antes de la surgencia fue pequeña, con un flujo fraccional inicial un poco menor y la recuperación total fue menor debido a que la inyección de agua se programó y suspendió al inyectar seis volúmenes de poros a la muestra y porque la concentración real del NaOH fue de sólo 280 ppm (los datos y resultados se muestran en las tablas 9, 10 y 12).

TABLA 4
RESUMEN DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS
DE DESPLAZAMIENTO ACEITE-AGUA
POZO LUM 1
NÚCLEO 1

<i>P A R Á M E T R O S</i>	<i>M U E S T R A S</i>		
	36	36	37
PROFUNDIDAD (MDBMR)	3382.28	3382.28	3381.12
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO (lb/pg ²)	1000	1000	1000
TEMPERATURA (°C)	21	130	130
POROSIDAD TOTAL (%)	16.2	16.2	13.33
POROSIDAD EFECTIVA (%)	8.86	8.86	8.65
POROSIDAD DE FRACTURA (%)	8.86	8.86	8.65
POROSIDAD DE MATRIZ (%)	-	-	-
PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL ACEITE (md)	3390.83	3390.83	6.29
PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA (md)	596.183	303.39	0.055
PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE (md)	-	-	3.6
SATURACIÓN DE AGUA CRÍTICA (%)	0.194	0.012	0
SATURACIÓN DE AGUA RESIDUAL (%)	0.377	0.252	0.319
COMPRESIBILIDAD DE FRACTURA (E-6 (1/lb/pg ²))	125.43	125.43	86.43
COMPRESIBILIDAD DE MATRIZ (E-6 (1/lb/pg ²))	-	-	-
VISCOSIDAD DEL AGUA (cp)	1.08	0.3	0.3
VISCOSIDAD DEL ACEITE (cp)	38	1.35	1.35
GASTO (cm ³ /seg)	0.1	0.1	0.05
VOLUMEN DE POROS (cm ³)	91.658	91.658	101.9286

TABLA 5
Resultados de las pruebas de desplazamiento
Pozo Lum 1
Núcleo 1

No. de Muestra	36	36	37
$P_{cef.}$ (lb/pg ²)	1000	1000	1000
Temperatura (°C)	21	130	130
S_{wc} (%)	19.4	1.2	0
K_{ro} (fracción)	1	1	1
K_{ro}/K_{rw}	17.323	21.132	25.321
f_w (fracción)	0	0	0
S_{or} (%)	37.3	25.2	31.9
K_{rw} (fracción)	0.004	0.142	0.15
K_{ro}/K_{rw}	0.997	0.158	0.589
f_w (fracción)	0.997	0.988	0.9577

TABLA 6
Resultados del desplazamiento aceite por agua
Pozo lum 1
Núcleo 1
Muestra 36

V_p (cm ³)	S_w (fracc.)	F_w (fracc.)	K_{ro} (fracc.)	K_{rw} (fracc.)	K_{ro}/K_{rw}
0.000	0.194	0.000	1.000	0.000	17.321
0.049	0.200	0.424	0.980	0.060	16.412
0.097	0.202	0.465	0.956	0.066	14.412
0.194	0.213	0.540	0.821	0.076	10.775
0.291	0.228	0.607	0.702	0.086	8.201
0.388	0.248	0.666	0.597	0.094	6.366
0.485	0.270	0.717	0.506	0.101	5.011
0.728	0.329	0.815	0.330	0.115	2.867
0.971	0.384	0.881	0.213	0.124	1.716
1.214	0.427	0.920	0.142	0.130	1.095
1.456	0.456	0.942	0.104	0.133	0.781
1.942	0.474	0.953	0.084	0.134	0.623
2.427	0.491	0.960	0.071	0.135	0.522
2.913	0.514	0.968	0.058	0.136	0.423
3.398	0.538	0.975	0.045	0.137	0.325
3.883	0.557	0.982	0.032	0.138	0.229
4.369	0.578	0.990	0.019	0.140	0.134
4.854	0.623	0.997	0.006	0.141	0.040

TABLA 7					
Resultados del desplazamiento aceite por agua					
Pozo Lum 1: Núcleo 1, Muestra 36					
Vp (cm ³)	Sw (fracc.)	Fw (fracc.)	Kro (fracc.)	Krw (fracc.)	Kro/Krw
0.000	0.012	0.000	1.000	0.000	21.132
0.049	0.013	0.344	1.000	0.049	20.261
0.097	0.015	0.376	1.000	0.054	18.548
0.194	0.024	0.435	1.028	0.062	16.470
0.291	0.037	0.488	0.930	0.070	13.273
0.388	0.053	0.537	0.842	0.077	10.933
0.485	0.072	0.580	0.763	0.083	9.159
0.728	0.127	0.671	0.599	0.096	6.218
0.971	0.184	0.739	0.475	0.106	4.485
1.214	0.238	0.788	0.385	0.113	3.401
1.456	0.286	0.824	0.319	0.118	2.699
1.942	0.360	0.869	0.239	0.125	1.912
2.427	0.416	0.895	0.192	0.128	1.492
2.913	0.474	0.916	0.152	0.132	1.159
3.398	0.547	0.939	0.110	0.135	0.818
3.883	0.629	0.962	0.069	0.138	0.502
4.369	0.675	0.973	0.049	0.140	0.349
4.854	0.748	0.988	0.022	0.142	0.158

TABLA 8					
Resultados del desplazamiento aceite por agua					
Pozo Lum 1: Núcleo 1, Muestra 37					
Vp (cm ³)	Sw (fracc.)	Fw (fracc.)	Kro (fracc.)	Krw (fracc.)	Kro/Krw
0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	25.321
0.092	0.001	0.357	0.942	0.038	24.956
0.183	0.009	0.396	0.899	0.042	21.320
0.275	0.023	0.454	0.825	0.049	16.956
0.367	0.040	0.506	0.758	0.055	13.656
0.459	0.059	0.553	0.697	0.062	11.314
0.688	0.114	0.648	0.556	0.074	7.481
0.917	0.169	0.718	0.459	0.085	5.406
1.147	0.219	0.767	0.390	0.092	4.230
1.376	0.262	0.801	0.338	0.098	3.458
1.835	0.321	0.839	0.284	0.105	2.702
2.294	0.362	0.859	0.253	0.111	2.286
2.752	0.409	0.877	0.231	0.119	1.942
3.211	0.484	0.902	0.191	0.126	1.521
3.670	0.586	0.932	0.136	0.136	1.000
4.128	0.675	0.955	0.092	0.143	0.645
4.587	0.685	0.957	0.088	0.150	0.589

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA
POZO LUM 1: NÚCLEO 1, MUESTRA 36 @ CS

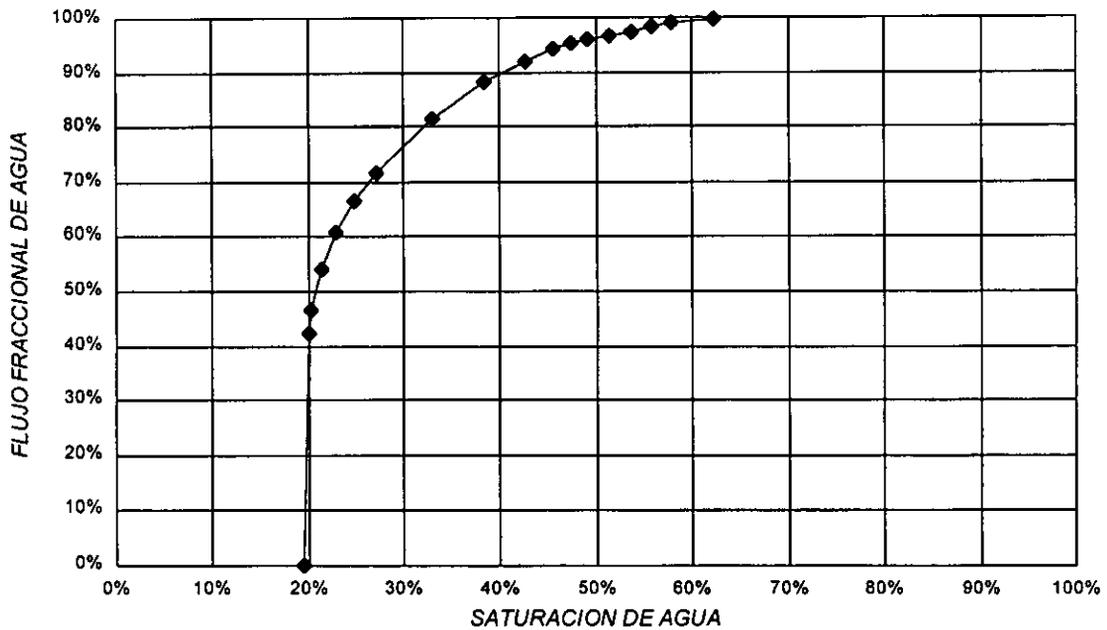


Fig. 27 Comportamiento del flujo de agua como función de la saturación, en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 21 °C.

PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA
POZO LUM 1: NÚCLEO 1, MUESTRA 36 @ CS

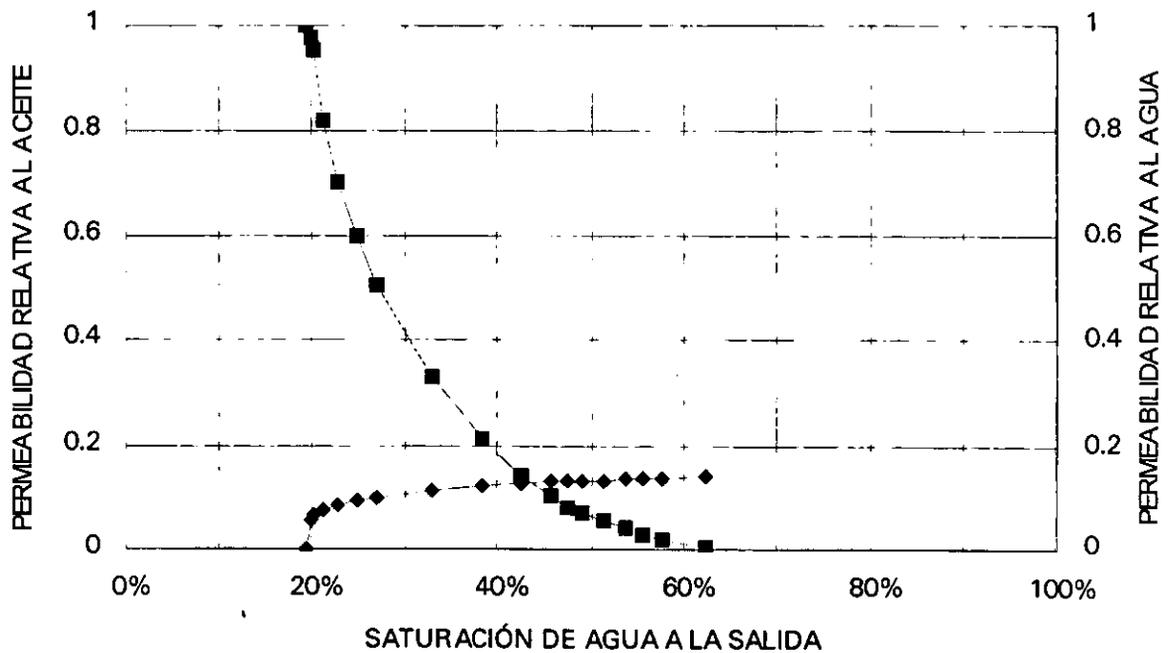


Fig. 28. Comportamiento de las permeabilidades relativas como función de la saturación, en la cara de la salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 21 °C

RELACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA
POZO LUM 1: NÚCLEO 1, MUESTRA 36 @ CS

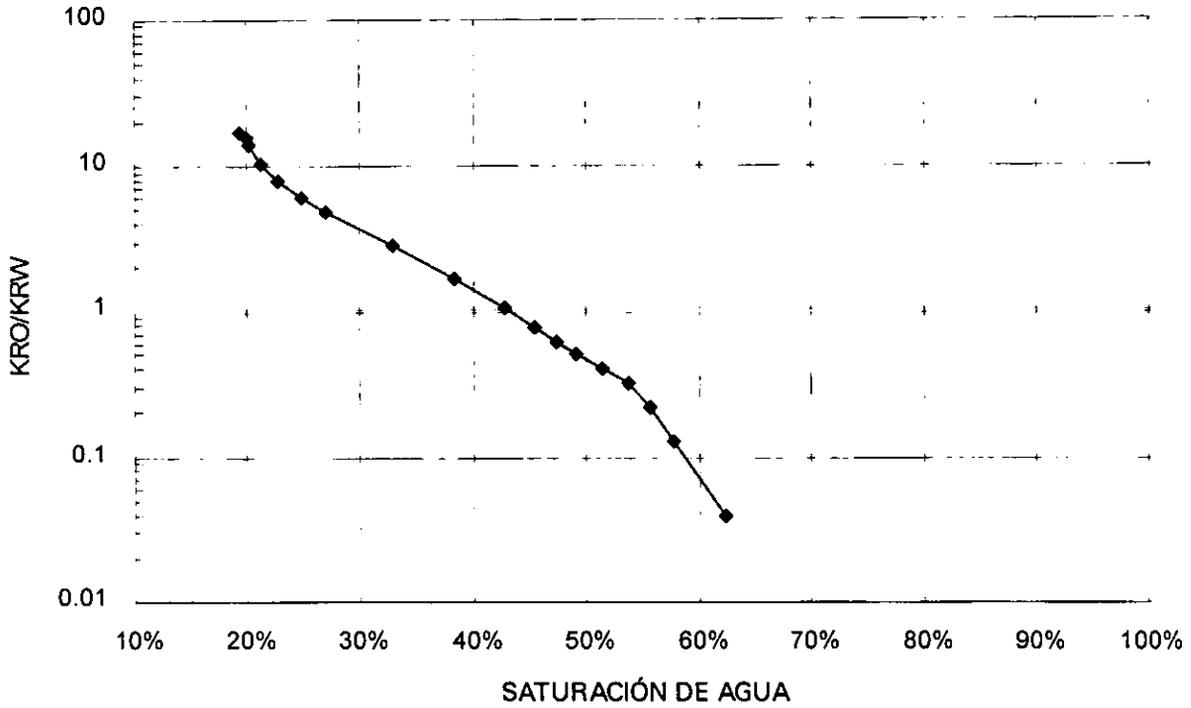


Fig. 29. Relación de permeabilidades relativas aceite-agua como función de la saturación en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 21 °C

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA
POZO LUM 1: NÚCLEO 1, MUESTRA 36 @ CY

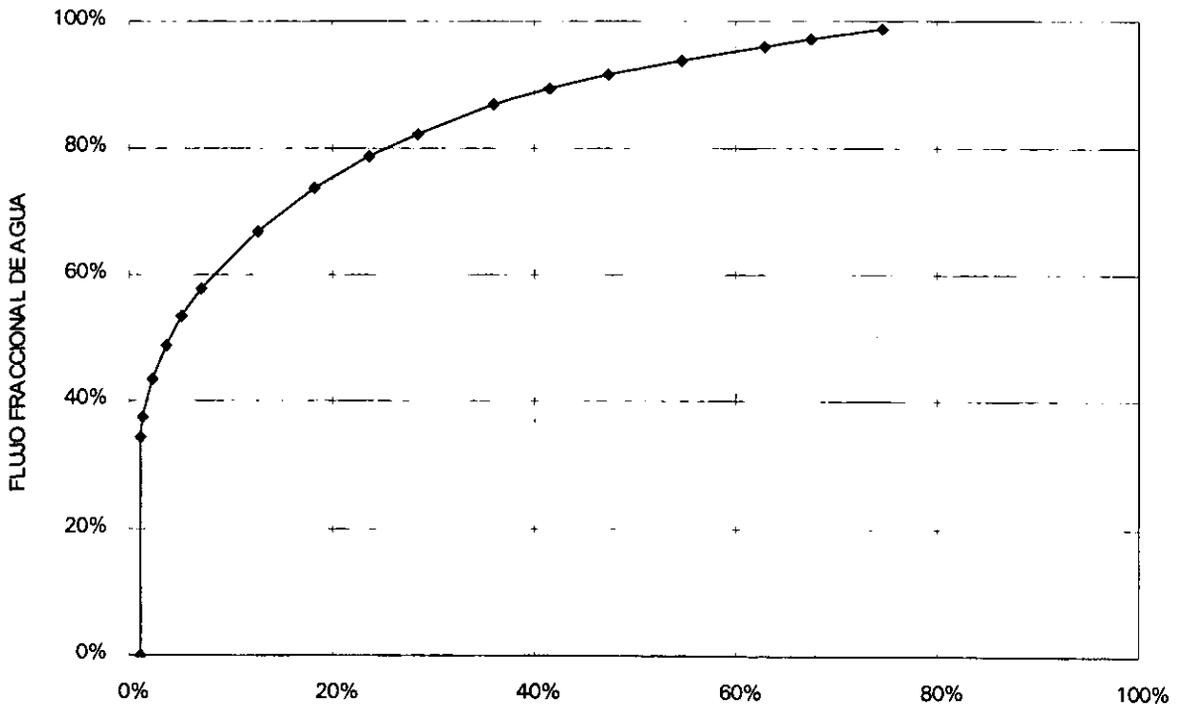


Fig. 30. Comportamiento del flujo de agua como función de la saturación en la cara de la salida, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 130 °C

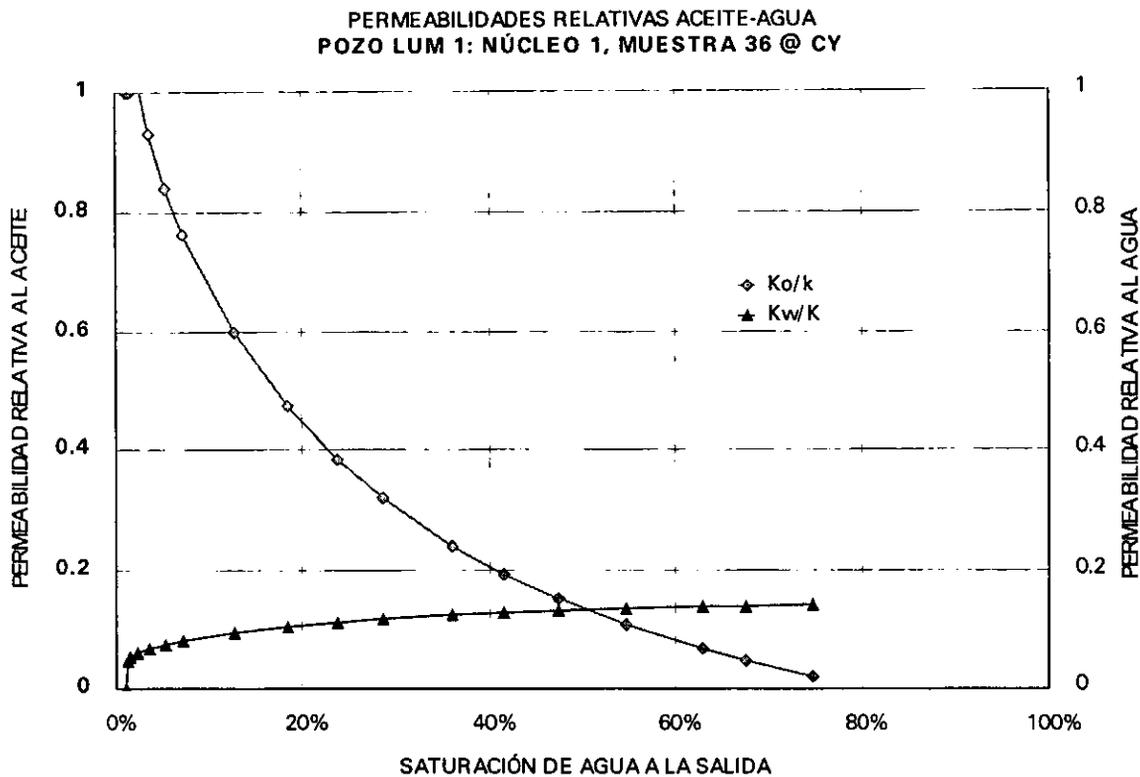


Fig. 31. Comportamiento de las permeabilidades relativas como función de la saturación en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 130 °C

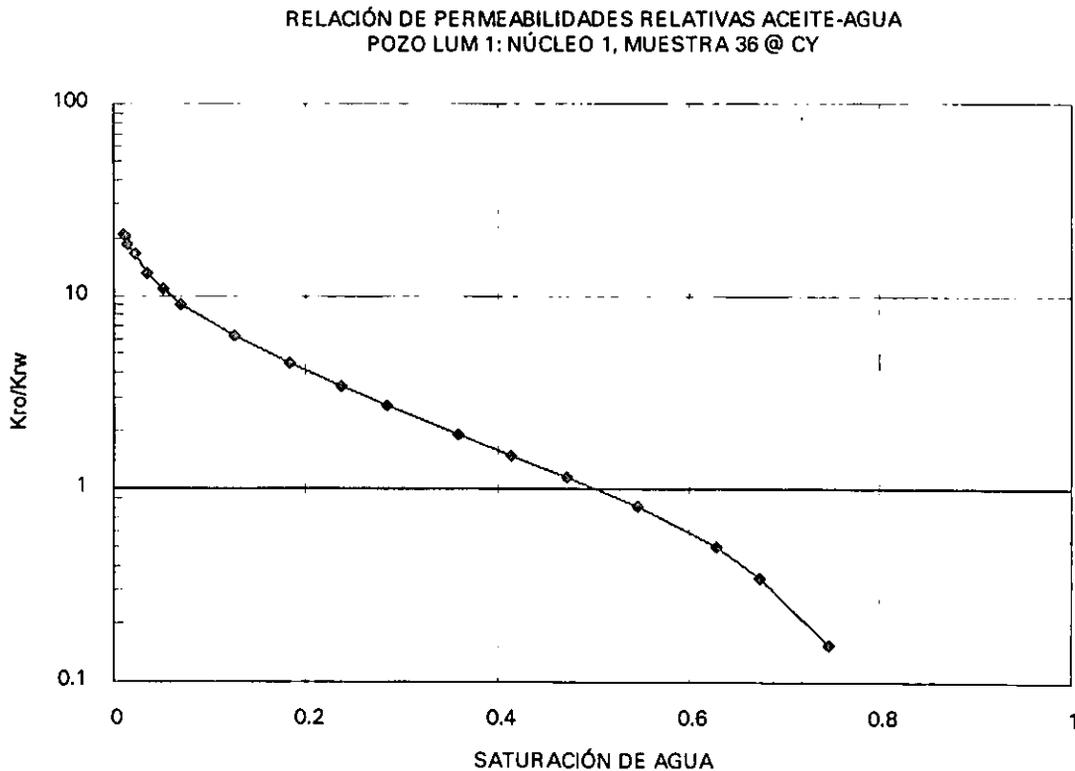


Fig. 32. Relación de permeabilidades relativas aceite-agua como función de la saturación en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 130 °C

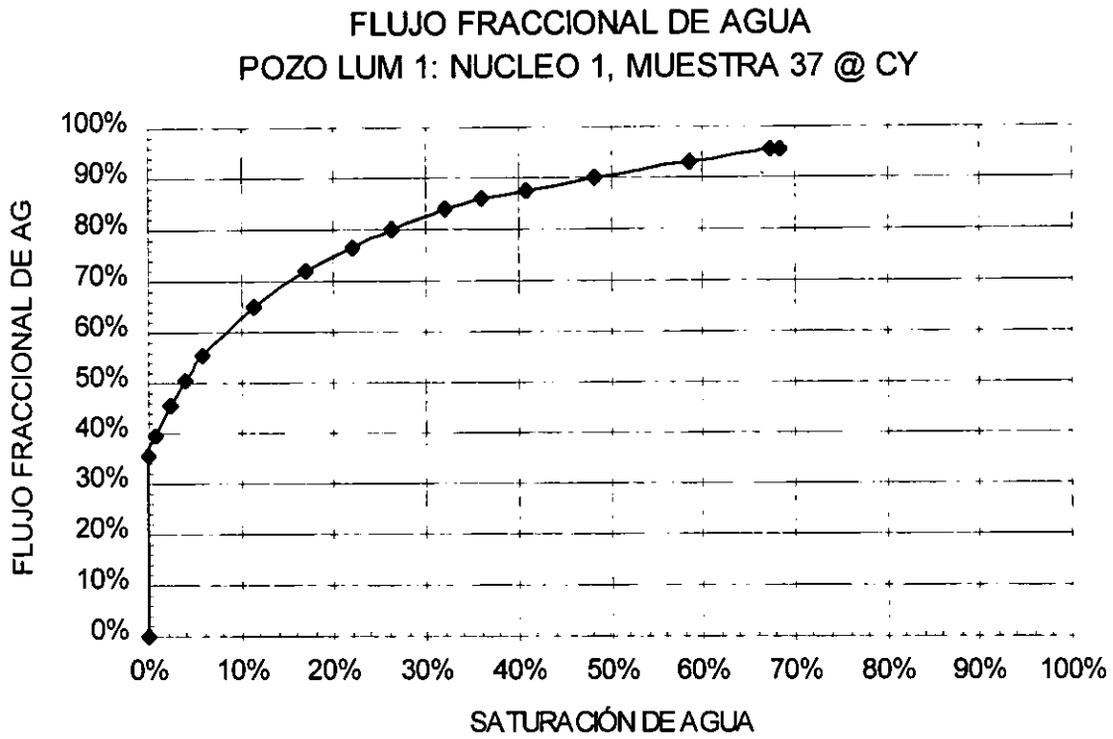


Fig. 33. Comportamiento del flujo de agua como función de la saturación, en la salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 130°C.

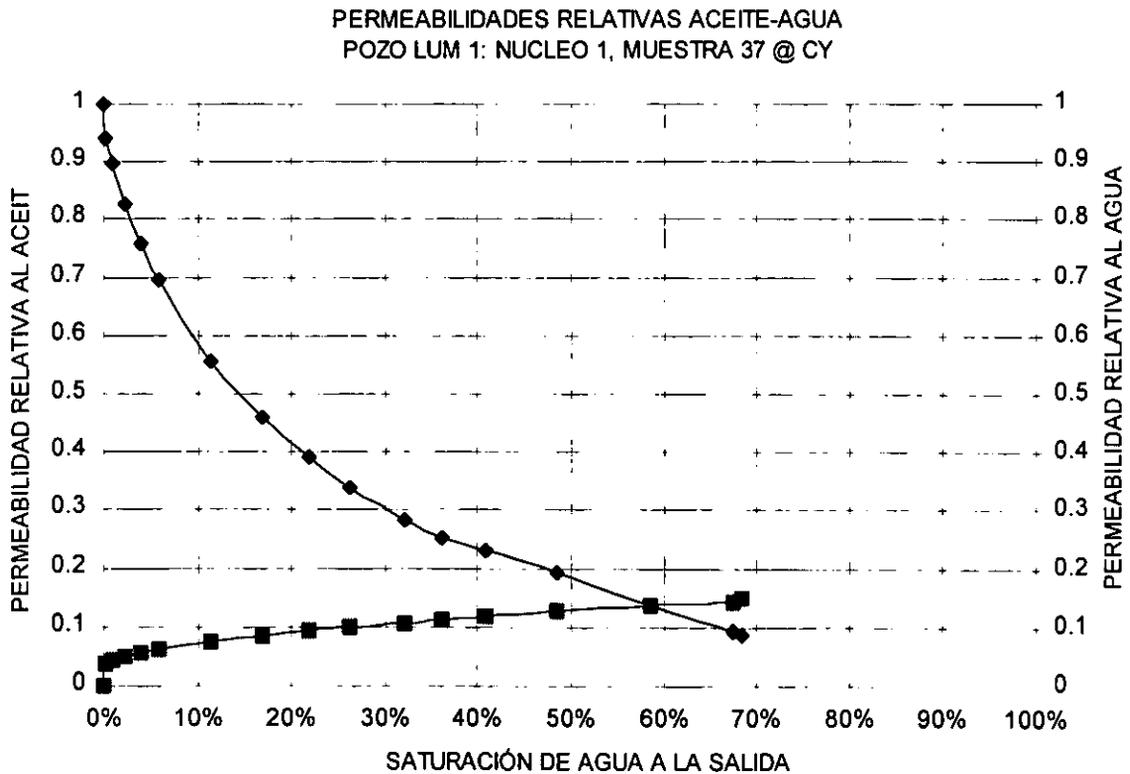


Fig. 34. Comportamiento de las permeabilidades relativas como función de la saturación en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 130°C.

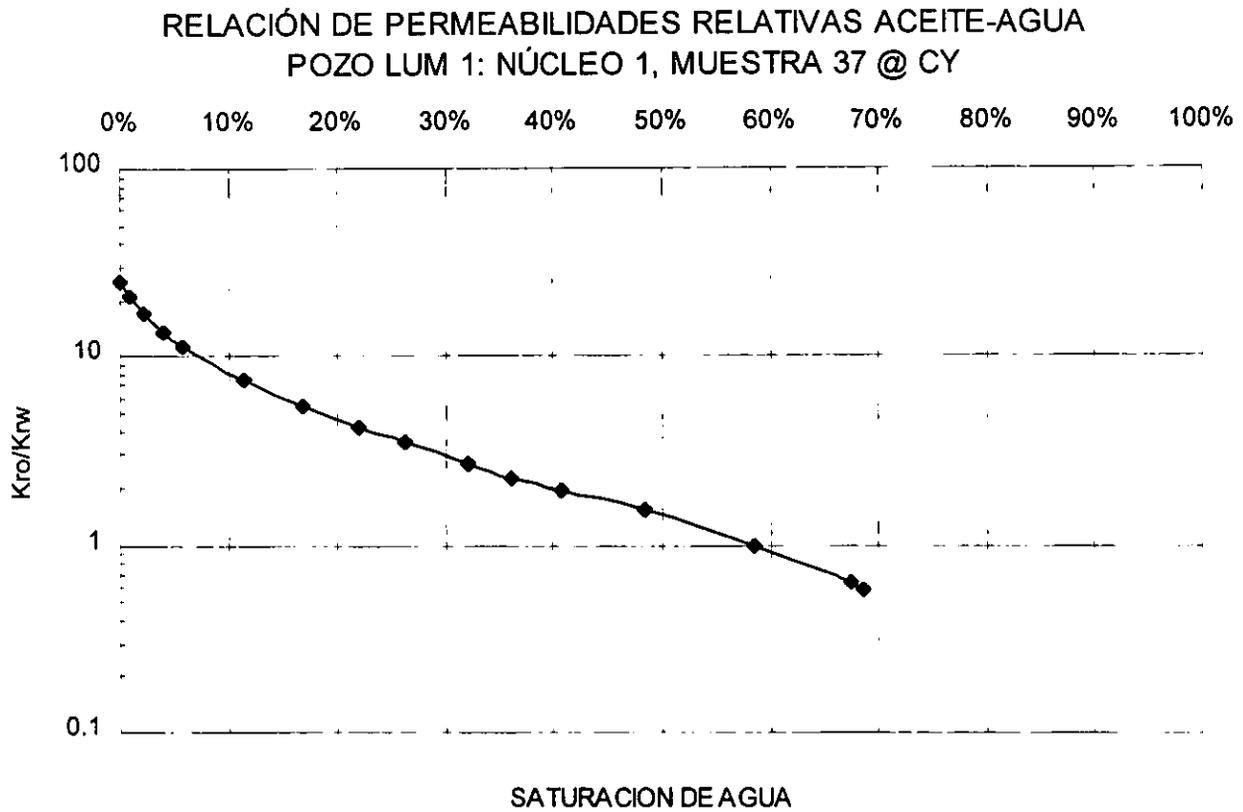


Fig.35. Relación de permeabilidades relativas aceite-agua como función de la saturación en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y T de 130°C.

TABLA 9
Resultados de las pruebas de desplazamiento aceite-agua

	POZO EK 13 NUCLEO 4 MUESTRA 1	POZO BALAM 43 NUCLEO 8 MUESTRA 7
PROFUNDIDAD (MDBMR)	4452.6	4472.4
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO (lb/pg ²)	4000	4000
TEMPERATURA (°C)	100	120
POROSIDAD EFECTIVA (%)	18.24	13.7
POROSIDAD DE FRACTURA (%)		
POROSIDAD DE MATRIZ (%)	18.3	
PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA (md)	120	
PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA (md)	2.8	6
PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE (md)	100	
PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL ACEITE (%)		18
SATURACIÓN DE AGUA CRÍTICA (%)	27.5	0
SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL (%)	53.1	45.6
COMPRESIBILIDAD DE FRACTURA E-6 (1/lb/pg ²)	32	
COMPRESIBILIDAD DE MATRIZ E-6 (1/lb/pg ²)	9	
VISCOSIDAD DEL ACEITE (cp)	0.6	8
VISCOSIDAD DEL AGUA (cp)	0.28	0.3
GASTO (cm ³ /seg)	0.04	0.1
VOLUMEN DE POROS (cm ³)	72.616	85.56

Muestra	Ek 13 N4 M1	*Balam 43 N8 M7
P_{cef} (lb/pg ²)	4000	4000
Temperatura (°C)	100	120
S_{wc} (%)	27.5	0
K_{ro} (fracción)	1	1
f_w (fracción)	0	0
S_{or} (%)	53.1	45.6
K_{rw} (fracción)	0.86	0.411
K_{ro}/K_{rw}	0.006	0.089
f_w (fracción)	0.997	0.997

* Esta prueba se realizó con presión de poro de 20 lb/pg² con flujo horizontal.

V_p (cm ³)	S_w (fracc.)	F_w (fracc.)	K_{ro} (fracc.)	K_{rw} (fracc.)	K_{ro}/K_{rw}
0.0000	0.2750	0.0000	1.0000	0.0000	
0.3443	0.3156	0.9180	0.1515	0.7914	0.1914
0.6886	0.3187	0.9335	0.1229	0.8048	0.1527
1.3771	0.3336	0.9576	0.0784	0.8255	0.0950
2.0657	0.3521	0.9740	0.0481	0.8397	0.0572
2.7542	0.3765	0.9844	0.0289	0.8487	0.0340
3.4428	0.3952	0.9901	0.0183	0.8536	0.0214
4.1313	0.4094	0.9925	0.0138	0.8557	0.0161
4.8199	0.4176	0.9939	0.0113	0.8569	0.0132
5.5084	0.4265	0.9950	0.0092	0.8578	0.0107
6.1970	0.4325	0.9954	0.0085	0.8582	0.0099
6.8855	0.4412	0.9961	0.0071	0.8588	0.0083
7.5741	0.4512	0.9969	0.0057	0.8595	0.0078
8.2626	0.4582	0.9972	0.0052	0.8597	0.0073
9.6397	0.4604	0.9967	0.0062	0.8593	0.0069
11.0169	0.4640	0.9967	0.0062	0.8593	0.0064
12.3940	0.4677	0.9969	0.0058	0.8594	0.0062
13.7711	0.4684	0.9970	0.0055	0.8596	0.0060
15.1482	0.4693	0.9973	0.0050	0.8598	0.0058

Fluidos empleados:

- Agua de Formación (inicial)
- Kerosena (simula al aceite de formación)
- Agua dulce (de desplazamiento).

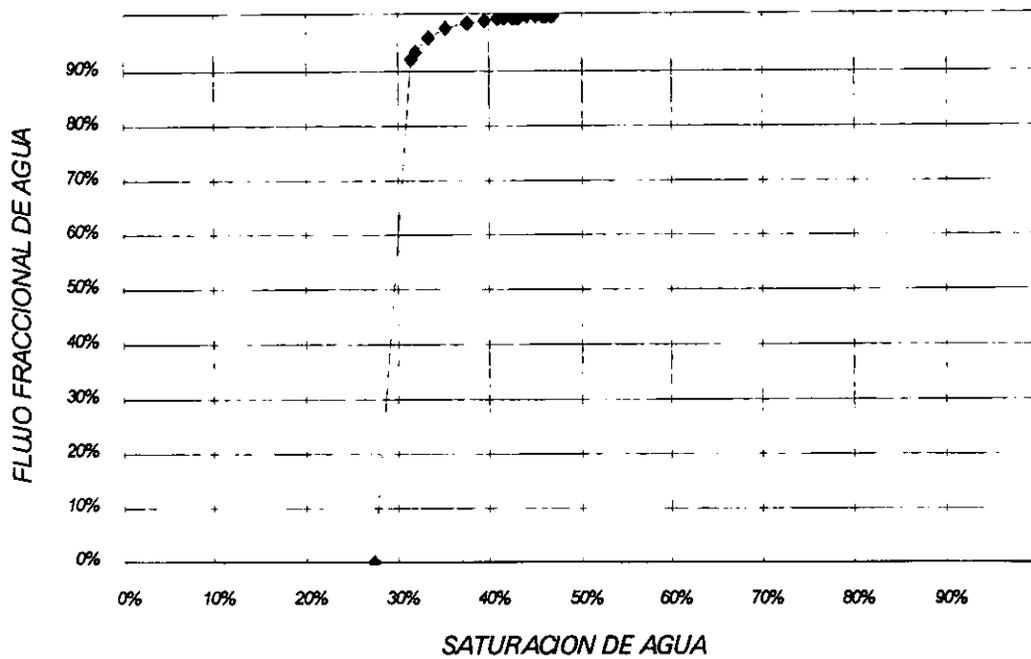
Vp (cm ³)	Sw (fracc.)	Fw (fracc.)	Kro (fracc.)	Krw (fracc.)	Kro/Krw
0.0000	0.0000	0.0000	4.0000	0.0000	
0.1167	0.0116	0.6709	3.6205	0.2767	13.0833
0.2334	0.0188	0.7222	3.0554	0.2979	10.2556
0.3501	0.0305	0.7673	2.5596	0.3165	8.0867
0.4669	0.0455	0.8065	2.1281	0.3327	6.3964
0.5836	0.0625	0.8404	1.7560	0.3467	5.0655
1.1671	0.1467	0.9429	0.6279	0.3890	1.6143
1.7507	0.1854	0.9700	0.3300	0.4001	0.8246
2.3343	0.1984	0.9733	0.2933	0.4015	0.7304
2.9178	0.2271	0.9767	0.2566	0.4029	0.6369
3.5014	0.2723	0.9800	0.2199	0.4043	0.5440
4.0850	0.3274	0.9833	0.1832	0.4056	0.4517
4.6685	0.3836	0.9867	0.1465	0.4070	0.3601
5.2521	0.4348	0.9900	0.1099	0.4084	0.2690
5.8357	0.4831	0.9933	0.0732	0.4098	0.1786
6.4192	0.5441	0.9967	0.0365	0.4111	0.0888

Fluidos empleados:

Aceite de formación (sat. 100 %)

Agua de mar con 2 % de NaOH (de desplazamiento)

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA
POZO EK 13: NUCLEO 4, MUESTRA 1 @ CY



PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA
POZO EK 13: NÚCLEO 4, MUESTRA 1 @ CY

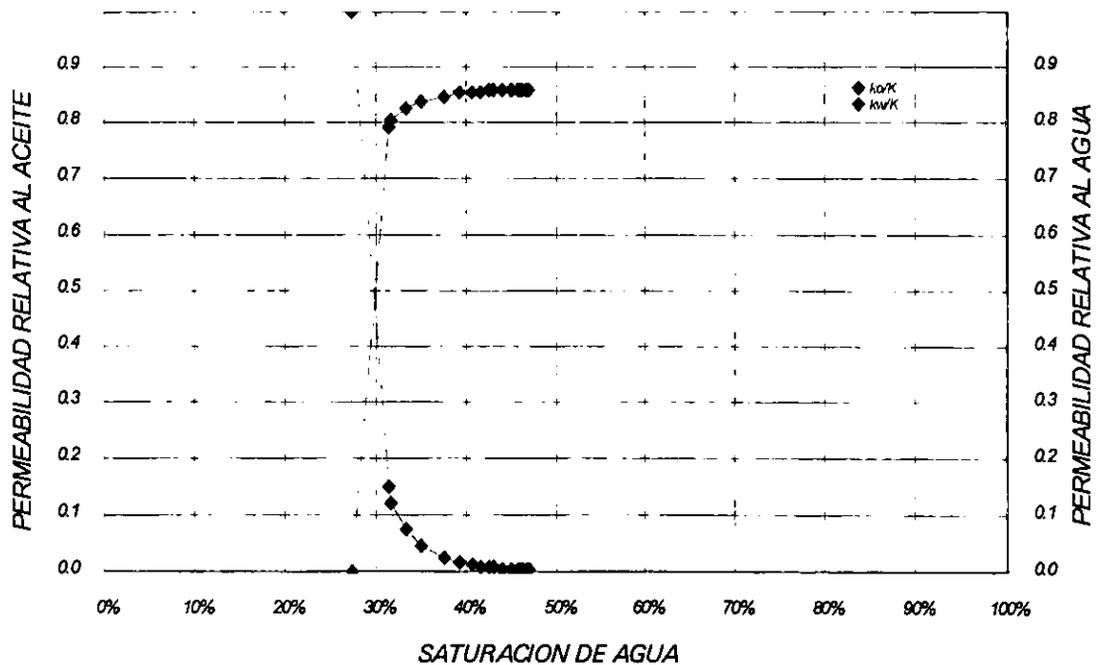
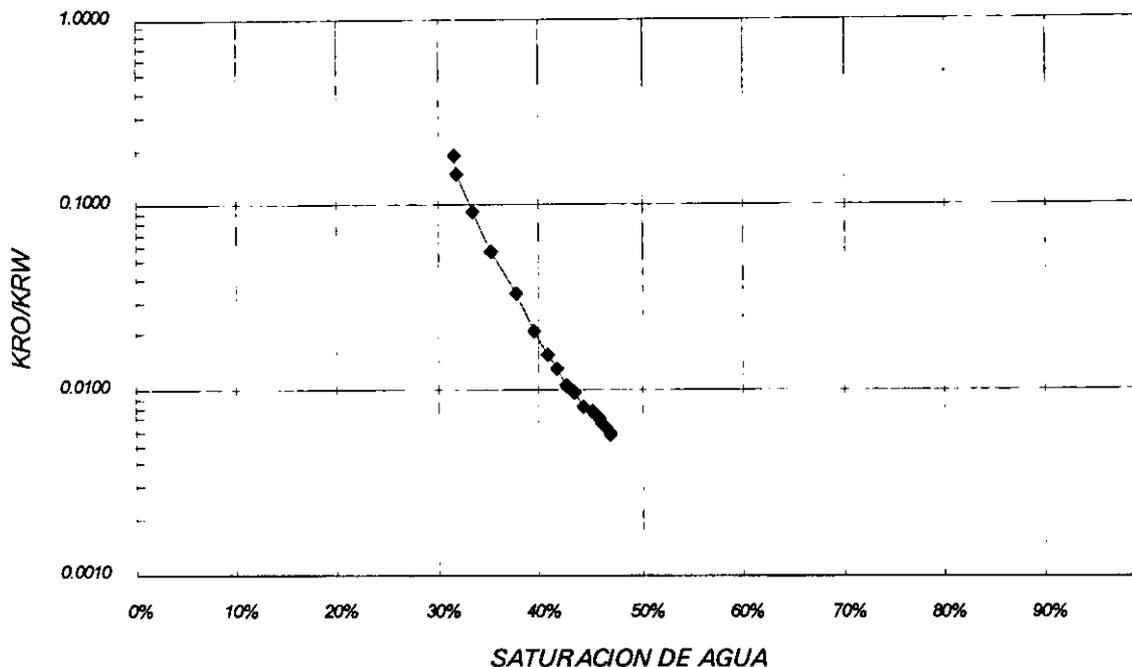


Fig. 37 Comportamiento de las permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, en la cara de salida del núcleo @ P_c de 4000 lb/pg² y T de 100 °C.

RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA
 POZO EK 13: NÚCLEO 4, MUESTRA 1 @ CY



FLUJO FRACCIONAL DE AGUA
 POZO BALAM 43: NÚCLEO 8, MUESTRA 7 @ CY

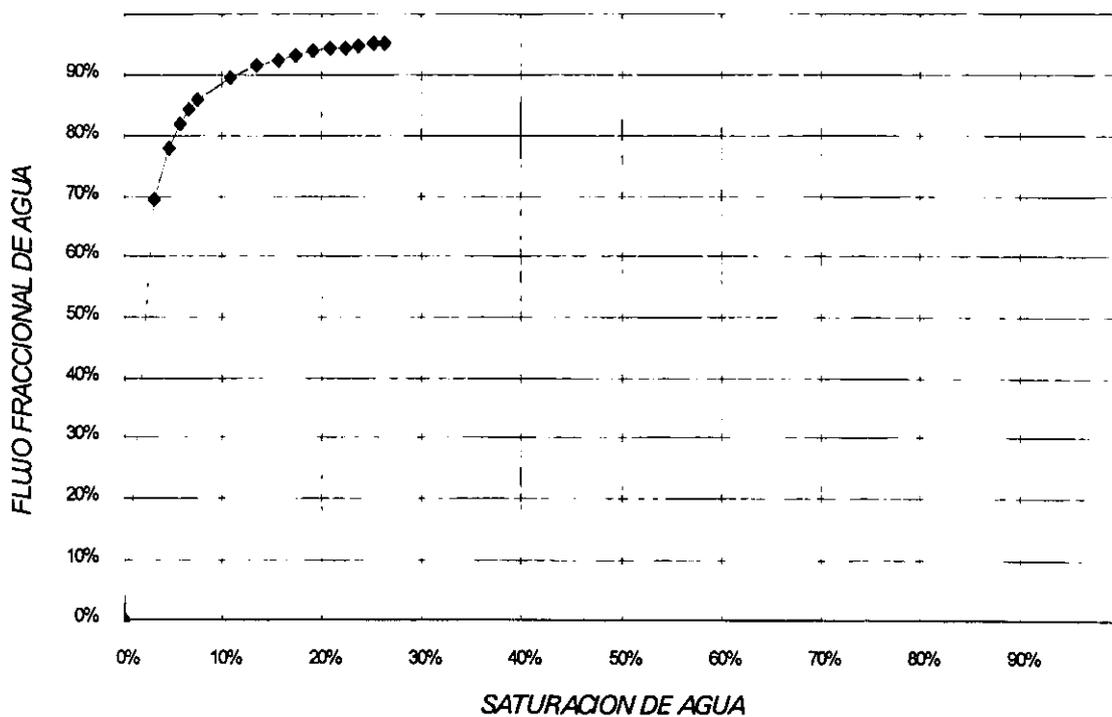


Fig. 39 Comportamiento del flujo de agua en función de la saturación, en la cara de salida del núcleo @ P_c de 4000 lb/pg² y T de 120 °C.

**PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA
POZO BALAM 43: NÚCLEO 8, MUESTRA 7 @ CY**

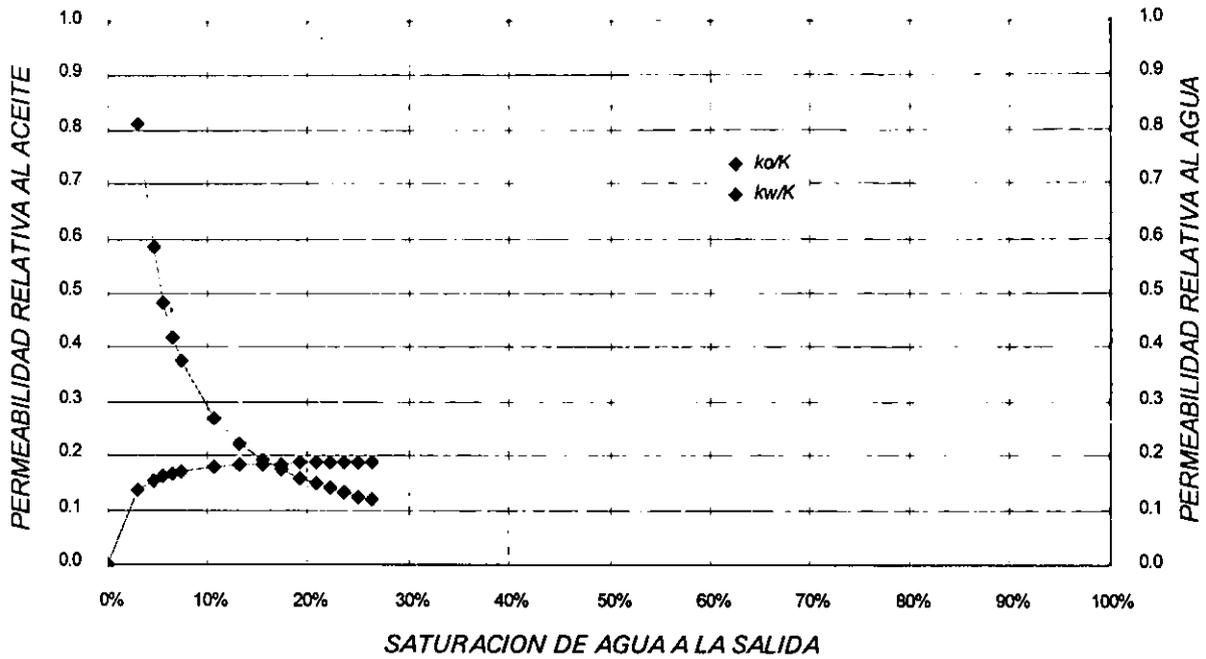


Fig. 40 Comportamiento de las permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, en la cara de salida del núcleo @ P_c de 4000 lb/pg² y T de 120 °C.

**RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA
POZO BALAM 43: NÚCLEO 8, MUESTRA 7 @ CY**

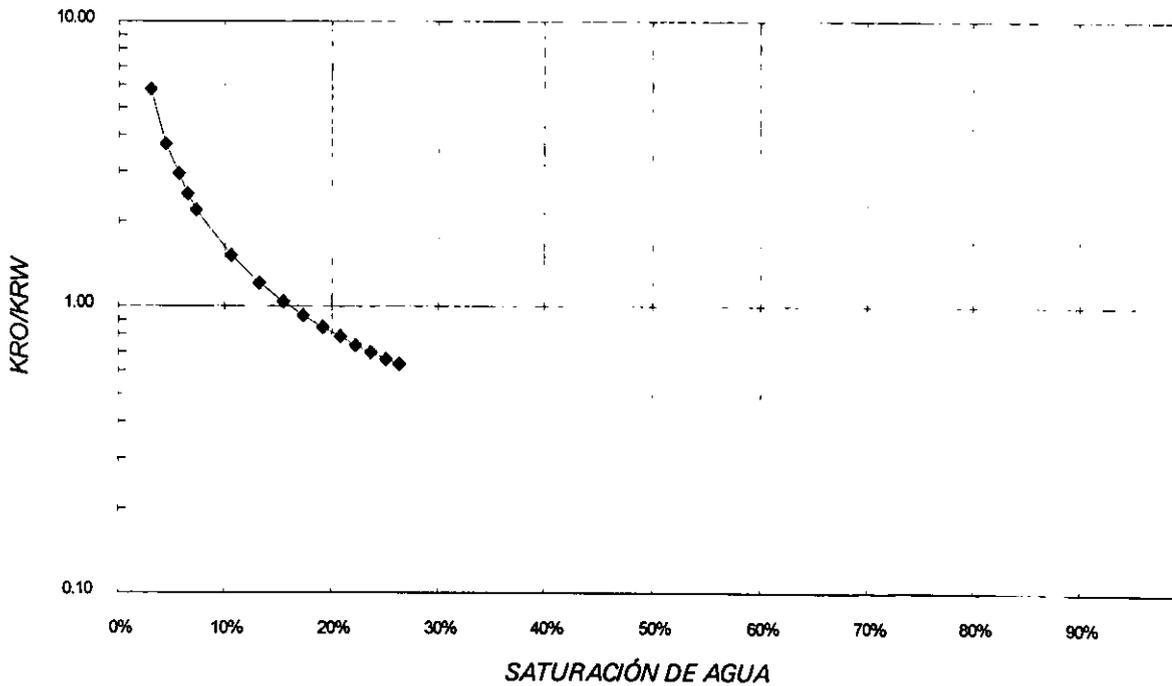


Fig. 41 Relación de permeabilidades relativas aceite-agua en función de la saturación de agua, en la cara de salida del núcleo @ P_c de 4000 lb/pg² y T de 100 °C.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

Las investigaciones de permeabilidades relativas son de gran valor para predecir, identificar y comprender el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento.

La mayoría de las investigaciones de permeabilidad relativa se han desarrollado en tapones de núcleos (de 1 pg de diámetro por 2 de longitud aproximadamente) homogéneos, con aceites sintéticos, agua preparada en laboratorio y además a condiciones de presión y temperatura estándares, con lo que se obtienen curvas de permeabilidad relativa tendientes a las de matriz, lo cual no es representativo de los yacimientos que actualmente se explotan en México.

El objetivo de calcular las permeabilidades relativas es cuantificar mejor el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento para llevar a cabo una caracterización del mismo para su explotación.

Si las características de flujo de la muestra dependen de los fluidos empleados, es necesario utilizar los originales del yacimiento, así como simular lo mejor posible las condiciones originales de la muestra, de tal forma que tenga su mojabilidad original o restituírsela. Otro aspecto importante para obtener resultados más representativos, es llevar a cabo las pruebas a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, lo que en nuestro caso se pudo lograr, ya que el equipo empleado en el laboratorio de núcleos fracturados [Herrera (1999)], permite alcanzar tales condiciones. Los resultados obtenidos con este método del artículo de S. C. Jones y W. O. Roszelle, pero manejado en hoja de cálculo, que permite emplear toda la información tomada y con algunas modificaciones son óptimos. Por lo que es recomendable este laboratorio, ya que cuenta con el equipo y personal altamente calificados para realizar este tipo de pruebas y a un costo mínimo.

Realizando desplazamientos en régimen variable, podemos obtener fácilmente datos de permeabilidades relativas más aproximados, derivando y ajustando curvas con el método empleado en este laboratorio (Herrera 1999).

Se puede estimar el valor final de S_{or} y la movilidad de los fluidos mediante el desplazamiento.

Como la K_{rw} y la K_{r0} dependen de su historia de flujo, el comportamiento del fluido de inyección puede ser reproducido con más exactitud en régimen no permanente.

APÉNDICE

APÉNDICE A

Cálculo de puntos de saturación en un núcleo lineal a través de datos de producción:

Para un medio poroso dado y un sistema de fluidos, un desplazamiento, resultado de la inyección de un fluido sencillo, si la saturación en cualquier punto está en función solamente del número de volúmenes de poros del fluido inyectado con respecto a este punto. El volumen de poro del fluido inyectado en un segmento del núcleo puede ser incrementado en dos direcciones equivalentes, primero, más fluido puede ser inyectado, segundo, el volumen de roca en el cual la inyección PV de fluido calculado puede ser disminuido. Sin hacer caso al tamaño básico, sin embargo, la saturación promedio (de aceite por ejemplo) remanente en la roca y la forma del perfil de saturación depende solamente del volumen de poros de fluido, Q_i/x , inyectado en la roca o porción de la roca bajo consideración.

Para un desplazamiento linealmente escalable, la saturación en cualquier punto del núcleo lineal puede ser obtenido a través de un balance de materia de un segmento pequeño del núcleo, todo esto es requerido en una gráfica de saturación promedio como una función del volumen de poros de fluidos inyectados. Aunque los datos obtenidos por esta gráfica son la saturación promedio entre el núcleo entero y el volumen de poros inyectado, basado en el núcleo entero.

La parte sombreada de la figura 23, en el incremento de Δx es la diferencia de las áreas sombreadas de "0" a " $x + \Delta x$ " y de "0 a x ", estas áreas también pueden ser expresadas como un tiempo de saturación promedio a la distancia apropiada, como Δx se acerca a cero, la saturación promedio entre la aproximación del punto de saturación a " x ", estas consideraciones se expresan en las siguientes ecuaciones:

$$S_o(Q_i, x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\int_0^{x+\Delta x} S_o dx - \int_0^x S_o dx}{\Delta x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(x+\Delta x)S_o(Q_i, x+\Delta x) - xS_o(Q_i, x)}{\Delta x} \quad (A-1)$$

$$S_o(Q_i, x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left[\bar{S}_o(Q_i, x + \Delta x) + \frac{x(\bar{S}[Q_i, x + \Delta x] - S_o[Q_i, x])}{\Delta x} \right] \quad (A-2)$$

además, de la definición de una derivada:

$$S_o[Q_i, x] = \bar{S}_o[Q_i, x] + x \frac{\partial \bar{S}_o[Q_i, x]}{\partial x} \quad (A-3)$$

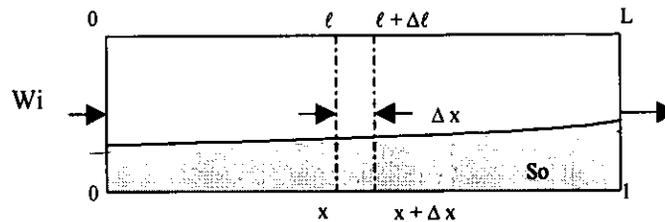


Fig. 23. Relación entre el perfil de saturación en un instante dado en la historia de inyección y el promedio de saturación contra la historia de inyección.

Si \$z\$ está definido como \$Q_i/x\$, entonces, de la regla de la cadena:

$$\frac{\partial \bar{S}_o[Q_i, x]}{\partial x} = \frac{\partial \bar{S}_o[Q_i, x]}{\partial z} \cdot \frac{\partial z}{\partial x} \quad (A-4)$$

pero, para un fluido de inyección simple:

$$\frac{\partial \bar{S}_o[Q_i, x]}{\partial z} = \frac{dS_o[Q_i, x]}{d(Q_i/x)} \quad (A-5)$$

y

$$\frac{\partial z}{\partial x} = -Q_i/x^2 \quad (A-6)$$

Además:

$$S_o[Q_i, x] = \bar{S}_o[Q_i, x] - \frac{Q_i}{x} \frac{d\bar{S}_o[Q_i, x]}{d(Q_i/x)} \quad (A-7)$$

en la cara de salida de flujo, $x = 1$ y la ecuación A-7, entonces:

$$S_{o2}[Q_i] = \bar{S}_o[Q_i] - Q_i \frac{d\bar{S}_o[Q_i]}{dQ_i} \quad (A-8)$$

porque $S_w = 1 - S_o$, la ecuación (A - 8) se puede escribir como:

$$S_{w2}[Q_i] = \bar{S}_w[Q_i] + Q_i \frac{d\bar{S}_w[Q_i]}{dQ_i} \quad (A-9)$$

la cual es la ecuación 15 en el texto.

Datos grandes, graficados como S_w vs x/Q_i , se manejan ligeramente distinto, comenzando con la ecuación (A - 3), en este momento se escribe en términos de saturación de agua en vez de saturación de aceite:

$$S_{w2}[x/Q_i] = \bar{S}_w[x/Q_i] + x \frac{\partial \bar{S}_w[x/Q_i]}{\partial x} \quad (A-10)$$

Aplicando la regla de la cadena, tenemos:

$$S_w[x/Q_i] = \bar{S}_w[x/Q_i] + \frac{x}{Q_i} \frac{d\bar{S}_w[x/Q_i]}{d(x/Q_i)} \quad (A-11)$$

la cual, en la cara de salida del flujo:

$$S_{w2}[1/Q_i] = \bar{S}_w[1/Q_i] + \frac{1}{Q_i} \frac{d\bar{S}_w[1/Q_i]}{d(1/Q_i)} \quad (A-12)$$

pero de la derivada (ver figura 19):

$$S_w^+[1/Q_i] = \bar{S}_w^+[Q_i] - \frac{1}{Q_i} \frac{d\bar{S}_w^+[1/Q_i]}{d(1/Q_i)} \quad (A-13)$$

sustituyendo la ecuación (A-13) en la ecuación (A-12), tenemos:

$$S_{w2}[1/Q_i] = 2\bar{S}_w^+[1/Q_i] - S_w^+[1/Q_i] \quad (A-14)$$

que es la ecuación 18 del texto.

APENDICE B

Derivación del punto efectivo de viscosidad a través de medidas de presión y gasto en un núcleo lineal.

Por definición, la viscosidad efectiva (movilidad recíproca relativa) en cualquier punto del núcleo es:

$$\lambda^{-1} = \frac{kA}{q} \left(-\frac{dp}{dl} \right) \quad (B-1)$$

pero,

$$kA = \frac{q_b \mu_b L}{-\Delta p_b} \quad (B-2)$$

donde $-\Delta p_b$ es la caída de presión a través de todo el núcleo durante el flujo en la fase sencilla de un fluido de viscosidad μ_b , con un gasto q_b (por ejemplo, durante la determinación de una permeabilidad absoluta); también:

$$l = xL \quad (B-3)$$

entonces:

$$\lambda^{-1} = \left(\frac{q_b \mu_b}{\Delta p_b} \right) \frac{1}{q} \left(\frac{dp}{dx} \right) \quad (B-4)$$

similarmente (refiriéndonos a la figura 24), la viscosidad efectiva promedio de "0" a "x" es:

$$\lambda^{-1} = \left(\frac{q_b \mu_b}{\Delta p_b} \right) \frac{\Delta p_x}{q_x} \quad (B-5)$$

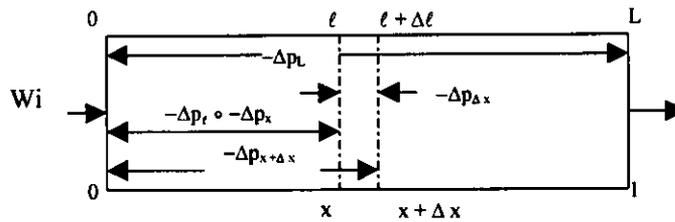


Fig. 24. Ilustrando las bases para el cálculo del gradiente de presión puntual a través de todas las medidas de presión en un núcleo lineal.

el punto de viscosidad efectiva ahora se encuentra de una manera similar al punto de saturación, usando las principales escalas lineales, entonces:

$$\lambda^{-1}(Q_i, x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\int_0^{x+\Delta x} \lambda^{-1} dx}{\Delta x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\int_0^{x+\Delta x} \lambda^{-1} dx - \int_0^x \lambda^{-1} dx}{\Delta x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(x+\Delta x)\bar{\lambda}^{-1}(Q_i, x+\Delta x) - x\bar{\lambda}^{-1}(Q_i, x)}{\Delta x} \quad (B-6)$$

ó

$$\bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x] = \bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x] + x \frac{\partial \bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x]}{\partial x} \quad (B-7)$$

porque, $\bar{\lambda}^{-1}$ está en función de Q_i/x , (figura 24), aplicando la regla de la cadena para evaluar la derivada parcial en la ecuación (B - 7), si $z = Q_i/x$, entonces para un fluido de inyección sencillo:

$$\frac{\partial \bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x]}{\partial x} = \frac{\partial \bar{\lambda}^{-1}}{\partial z} \cdot \frac{\partial z}{\partial x} = \frac{\partial \bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x]}{\partial z} \cdot \left(\frac{-Q_i}{x^2} \right) \quad (B-8)$$

sustituyendo la ecuación (B - 8) en la ecuación (B - 7), la viscosidad efectiva en cualquier punto es:

$$\lambda^{-1}[Q_i, x] = \bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x] - \frac{Q_i}{x} \frac{d\bar{\lambda}^{-1}[Q_i, x]}{d(Q_i/x)} \quad (B-9)$$

como en la cara de salida del flujo ($x = 1$), la viscosidad efectiva es:

$$\lambda_2^{-1}[Q_i] = \bar{\lambda}^{-1}[Q_i] - Q_i \frac{d\bar{\lambda}^{-1}[Q_i]}{dQ_i} \quad (B-10)$$

la cual es la ecuación 20.

De la ecuación 13:

$$\frac{f_{o2}}{k_{ro}} = \frac{\lambda_2^{-1}}{\mu_o} \quad (B-11)$$

pero Johnson y colaboradores mostraron que:

$$\frac{f_{o2}}{k_{ro}} = \frac{d\left(\frac{1}{Q_i I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)} \quad (B-12)$$

donde la inyectividad relativa, I_r , es:

$$I_r = \frac{\left(\frac{q}{\Delta p}\right)}{d\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i} \quad (B-13)$$

donde $(q / \Delta p)$, es la inyectividad justo antes del comienzo de la inyección de agua cuando fluye con una saturación de agua irreductible. Porque se usaron dos bases diferentes en las ecuaciones (B - 11) y (B - 12), esto es, su permeabilidad, es relativa a la permeabilidad efectiva a la preinyección de agua, por lo tanto, el lado izquierdo de la ecuación puede ser escrito como:

$$\frac{f_{o2}}{k_{ro}} = \frac{f_{o2}}{k_{ro} \cdot k_{ro}} k_{ro} [S_{wi}] \left(\frac{f_{o2}}{k_{ro}} \right)_{Johnson} k_{ro} [S_{wi}] \quad (B-11a)$$

para demostrar la equivalencia de las dos derivaciones, mostraremos que:

$$\lambda_2^{-1} k_{ro} (S_{wi}) = \mu_o \frac{d\left(\frac{1}{Q_i I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)} \quad (B-14)$$

por definición:

$$\bar{\lambda}^{-1} = \mu_b \frac{\left(\frac{\Delta p}{q}\right)}{\left(\frac{\Delta p}{q}\right)_b} \quad (B-15)$$

además:

$$I_r = \frac{\mu_b}{\bar{\lambda}^{-1}} \frac{(\Delta p/q)_i}{(\Delta p/q)_b} \quad (B-16)$$

sustituyendo la ecuación (B - 16) dentro de la ecuación (B - 14), se obtiene:

$$\mu_{ob} \frac{d\left(\frac{1}{Q_i I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)} = \frac{\mu_o (\Delta p/q)_b d\left(\frac{\bar{\lambda}^{-1}}{Q_i}\right)}{\mu_b (\Delta p/q)_i d\left(\frac{1}{Q_i}\right)} \quad (B-17)$$

pero de la ecuación (B - 11) y (B - 15), entonces:

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

$$k_{ro} [S_{wi}] = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}} = \frac{\mu_o}{\bar{\lambda}^{-1}} = \frac{\mu_o (\Delta p/q)_b}{\mu_b (\Delta p/q)_i} \quad (B-18)$$

porque la saturación de agua irreductible, $f_{o2} = 1$ y λ_2^{-1} es igual al valor promedio, $\bar{\lambda}^{-1}$, por lo tanto, la ecuación (B - 17) es:

$$\mu_o \frac{d\left(\frac{1}{Q_i I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)} = k_{ro} [S_{wi}] \frac{d\left(\frac{\bar{\lambda}^{-1}}{Q_i}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)} \quad (B-19)$$

pero,

$$\frac{d(\bar{\lambda}^{-1}/Q_i)}{d(1/Q_i)} = \frac{d(\bar{\lambda}^{-1}/Q_i)}{dQ_i} \frac{dQ_i}{d(1/Q_i)} \quad (B-20)$$

$$\frac{d(\bar{\lambda}^{-1}/Q_i)}{d(1/Q_i)} = -Q_i^2 \frac{d(\bar{\lambda}^{-1}/Q_i)}{dQ_i} \quad (B-21)$$

$$= \bar{\lambda}^{-1} - Q_i \frac{d\bar{\lambda}^{-1}}{dQ_i} \quad (B-22)$$

la cual es igual a su λ_2^{-1} , entonces:

$$\mu_o \frac{d\left(\frac{1}{Q_i I_r}\right)}{\frac{1}{Q_i}} = \lambda_2^{-1} k_{ro} [S_{wi}] \quad (B-23)$$

y las dos derivadas son equivalentes.

REFERENCIAS

REFERENCIAS

1. D. A. Pieters and R. M. Graves: Colorado School of Mines: "Fracture Relative Permeability: Linear or No-Linear Function"
SPE 28701, 1994
Artículo presentado en la exhibición y conferencia internacional del petróleo en Veracruz, México, 10 - 13 de Octubre, 1994.
2. Romm E. S.: "Fluid Flow in Fractures",
Nedra Publishing House, Moscow, 1996
Traducido al inglés por W. R. Blake, Bartlesville, Oklahoma, 1972.
3. Merrill, L. S.: "Two-Phase Flow in Fractures"
Tesis Doctoral, Universidad de Denver, Denver, Colorado, 1975.
4. Pruess, K., Tsang, Y. K.: "On Two-Phase Relative Permeability and Capillary Pressure of Rough Walled Fractures"
Water Resources Research, Vol. 26, No. 9, páginas 1915-1926, 1990.
5. McDonald, A. E., Beckner, B. L., et al.: "Some Important Considerations in The Simulation of Naturally Fractured Reservoirs"
SPE 21814
Artículo presentado en el Encuentro de SPE, Denver, Colorado, Abril 15-17, 1991.
6. W. R. Rossen and A.T. A. Kumar, U. of Texas, "Effect of Fracture Relative Permeabilities on Performance of Naturally Reservoirs"
SPE 28700, 1994
Artículo presentado en la exhibición y conferencia internacional del petróleo en Veracruz, México, 10 - 13 de Octubre, 1994.

7. Persoff, P., K. Pruess, and L. Myer: "Two-Phase Flow Visualization and Relative Permeability Measurements in Transparent Replicas of Rough-Walled Rock Fractures"
Proc. 16th Workshop on Geothermal Reserv. Eng., Stanford, Ca., Jan. 23-25, 1991.
8. Fourar M., J. Piquemal, and S. Bories: "Ecolument Disphasique Bidimensionel Plan Liquide-Gaz. II. Gradients de Pression et Fractions Volumiques des Phases d'un Ecoulement Horizontal"
Comptes Rendus Acad. Sci. Paris (1991) II, No. 313, 477-480.
9. Mendoza, C. A.: "Capillary Pressure and Relative Transmissibility Relationships Describing Two-Phase Flow Through Rough-Walled Fractures in Geological Materials"
Tesis Doctoral, Universidad de Waterloo, Canadá, 1992.
10. Kirkpatrick, S.: "Percolation and Conduction"
Revista de Física Moderna, (1973) 45, 574-588.
11. F. Civan and E. C. Donaldson, U. of Oklahoma: "Relative Permeability From Unsteady-State Displacements: An Analytical Interpretation"
Artículo presentado en la 62nd conferencia técnica y exhibición anual de la SPE en Dallas Texas, septiembre 27-30, 1987.
SPE 16200, 1987
12. Edmonson, T. A.: "Effect of Temperature on Waterflooding"
J. Canadian Pet. Tech., Oct-Dec, 1965, pp 236-242.
13. Posston, S. W., Israel, S. C., Hossain, A. K. M. S., Montgomery III, E. F., and Ramey, H. J.
"The Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands"
Revista de la SPE, junio de 1970, pág. 171-180.

14. Sinnokrot, A. A., Ramey, Jr., H. J., and Marsden, Jr., S. S.: "Effect of Temperature Level upon Capillary Pressure Curves"
Revista SPE, Marzo 1971, pág. 13-22.
15. Weinbrandt, R. M., Ramey, Jr., H. J., and Casse, F. J.: "The Effect of Temperature on Relative and Absolute Permeability of Sandstones"
Revista SPE, Octubre 1975, pág. 376-384.
16. Morrow, N. R., Lim, H. T. and Ward, J. S.: "Effect of Crude-Oil-Induced Wettability Changes on Oil Recovery"
SPE 13215, Reunión en Houston, Texas, Septiembre 16-19, 1984.
17. Honarpour, M., Koederitz, L., and Harvey, A. H.: "Relative Permeability Petroleum Reservoirs"
CRC Press Inc., Boca Raton, FL., 1986.
18. E. C. Donaldson, F. Civan and M.W. U. Alam, U. of Oklahoma: "Relative Permeabilities at Simulated Reservoir Conditions"
SPE 16970
Artículo presentado en la 62nd conferencia técnica y exhibición anual de la SPE en Dallas Texas, septiembre 27-30, 1987.
19. E. F. Johnson, D. P. Bossler and V. O. Naumann, Jersey Production Research Co. Tulsa, Oklahoma: "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments"
SPE T.N. 2027
1958
20. M.C. Leverett "Capillary Behavior in Porous Solids"
Trans. AIME, (1941) 142, 152

21. S. E. Buckley and M.C. Leverett: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands"
Trans. AIME (1942) 146, 107
22. H. J. Welge, The Carter Oil Co., Tulsa, Oklahoma: "A Simplified Method for Computing Oil by Gas or Water Drive"
AIME, Vol. 195, 1952, pág. 91.
23. S.C. Jones and W. O. Roszelle, Marathon Oil Co.: "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments"
Documento presentado en la 51th conferencia técnica anual y exhibición, New Orleans, Octubre 3-6, 1976.
JPT 16045, Mayo 1978, 807-818
24. P. M. Sigmund and F. B. McCaffery: "An Improved Unsteady-State procedure for Determining the Relative-Permeability Characteristics of heterogeneous Porous Media"
SPEJ, Febrero, 1979, pág. 15-28.
25. Robert Ehrlich, Gulf Research and Development Company: "Relative Permeability Characteristics of Vugular Cores their Measurements and Significance"
Documento presentado en la 46th conferencia técnica anual y exhibición, New Orleans, La, Octubre 3-6, 1971, SPE 3553, 1971
26. R. A. Nelson, Amcco Production Co.
"A Discussion of approximation of Subsurface (Busial Conditions) in Laboratory Experiments"
1981, 311-321
27. D. W. Stearms and M. Friedman, University of Texas
"Reservoir in Fractured Rocks"
1969, 82-106

NOMENCLATURA

A	Área transversal del núcleo
f	Flujo fraccional de agua o aceite
I_r	Inyectividad relativa
K	Permeabilidad absoluta
K_r	Permeabilidad relativa
ℓ	Longitud lineal desde la cara de inyección del núcleo hasta un punto arbitrario del núcleo
L	Longitud total del núcleo
N_p	Volumen de aceite producido
p	Presión
q	Gasto volumétrico de inyección
Q_i	Volumen de inyección
S	Saturación
V_p	Volumen de poro
W_i	Volumen de agua inyectada
x	Fracción de longitud total del núcleo
z	Volumen de poro inyectado con respecto a un punto del núcleo
Δ	Diferencia entre dos cantidades
λ^{-1}	Viscosidad efectiva o recíproco de la movilidad relativa
μ	Viscosidad