

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“MÉTODO COMBINADO COMPUTARIZADO PARA PREDECIR EL
COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO SOMETIDO A
INYECCIÓN DE AGUA”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

ANGEL ESTUARDO LALAMA GALÁN

GUAYAQUIL – ECUADOR

1998

AGRADECIMIENTO

Al ING. RICARDO
GALLEGOS O.

Director de Tesis por
su valiosa ayuda y
colaboración para la
realización de este
trabajo.

DEDICATORIA

A Dios por permitir este momento.

A mis padres por su apoyo incondicional en todos mis años de estudios.

Y en especial a Laura por su valiosa ayuda que fue fundamental en todo momento para alcanzar esta meta.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

ING. MIGUEL ANGEL CHAVEZ.

DECANO FICT

ING. RICARDO GALLEGOS O.

DIRECTOR DE TESIS

ING. GABRIEL J. COLMONT.

VOCAL

ING. LUIS ALBAN.

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

ANGEL E . LALAMA GALÁN

AUTOR DE LA TESIS

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es de poner en practica diversos procedimientos propuestos por diferentes autores para predecir el comportamiento de un Yacimiento debido a inyección de agua . Los métodos actuales se los realiza por medio de programas computarizados los cuales de manera rápida y eficiente ayudan a evaluar diversos Yacimientos para su debido estudio.

Todos estos métodos han sido relacionados y presentados en la Monografía del volumen # 3 de Aspectos de Ingeniería de inyección de Agua (autor , Forrest . F. Craig) . Para lo cual se ha realizado el programa que realiza todas las operaciones para obtener los resultados que la monografía presenta .

El procedimiento se presenta de una manera clara y ordenada con la finalidad de que el usuario pueda tener un fácil acceso de todo el proceso a efectuarse, como ayuda adicional se ha detallado en el manual del usuario los pasos a seguir para conseguir este fin.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	IX
SIMBOLOGIA.....	XII
INTRODUCCION.....	XIV

1 CAPITULO I

1.1 PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS.....	19
1.1.1 Permeabilidad.....	20
1.1.1 Presión Capilar	24
1.1.2 Mojabilidad de la Roca	31
1.1.3 Distribución de los fluidos	40
1.1.4 Saturación de Agua Congénita.....	45

2 CAPITULO II

2.1 REVISIÓN DE CONCEPTOS EN INYECCIÓN DE AGUA.....	47
2.1.1 Eficiencia de Desplazamiento	48
2.1.2 Relación de Movilidad	52
2.1.3 Eficiencia areal de barrido.....	55
2.1.4 Eficiencia vertical de desplazamiento	63
2.1.5 Eficiencia volumetrica de desplazamiento.....	64

3 CAPITULO III

3.1 MÉTODOS MÁS IMPORTANTES EN LA PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA	65
3.1.1 Metodo que considera la heterogeneidad del Yacimiento	66
3.1.2 Metodo referido al area de barrido.....	72
3.1.3 Método relacionado con el mecanismo de desplazamiento	74
3.1.4 Métodos Empíricos	78
3.1.5 Métodos de predicción perfecta.....	80

4 CAPITULO IV

4.1 MANUAL DEL USUARIO.....	82
CONCLUSIONES.....	105
RECOMENDACIONES.....	106
BIBLIOGRAFÍA.....	107
REFERENCIAS.....	108

INDICE DE FIGURAS

FIGURA

- 1.- Efectos de la Historia de Saturación sobre los datos de permeabilidad relativa.
- 2.- Efecto de la Mojabilidad sobre los datos de permeabilidad relativa.
- 3.- Diagrama de procesos de drenaje-desplazamiento de petróleo por agua, arena mojada por petróleo.
- 4.- Diagrama de procesos de imbibición-desplazamiento de petróleo por agua, arena por agua.
- 5.- Características de la Presión capilar, roca con marcada mojabilidad por agua curva 1 - drenaje. Curva 2 – imbibición.
- 6.- Características de la Presión capilar, petróleo – agua, arenisca Tensleep, roca – mojada por petróleo
- 7.- Características de la presión capilar durante el drenaje

- 8.- Características de la presión capilar petróleo – agua, mojabilidad intermedia. Curva 1 – drenaje, Curva 2 – imbibición espontánea. Curva 3 - imbibición forzada.
- 9.- Características de la presión capilar aire – salmuera durante el drenaje.
- 10.- Características de la presión capilar aire – mercurio, arena bien clasificada.
- 11.- mojabilidad de un sistema petróleo – agua – sólido.
- 12.- Medición del ángulo de contacto
- 13.- Determinación del ángulo de contacto de equilibrio.
- 14.- Concepto del flujo canalizado en el flujo de fluidos – el fluido que no moja la roca desplaza al fluido que la moja.
- 15.- Distribución de los fluidos durante la inyección de agua en una roca mojada por agua
- 16.- Distribución de los fluidos durante la inyección de agua en una roca mojada por petróleo
- 17.- Efecto de la saturación de agua inicial sobre las propiedades del flujo agua – petróleo, roca de mojabilidad preferente por agua.
- 18.- Curva de flujo fraccional, roca mojada por petróleo. $\mu_o = 1$ cp ;
 $\mu_w = 0.5$ cp
- 19.- Gráfica de F_w / dS_w para una roca mojada por petróleo, $\mu_o = 1$ cp ;
 $\mu_w = 0.5$ cp
- 20.- Determinación de la saturación de agua promedio a la surgencia, S_{wb}

- 21.- Modelo potenciométrico para un arreglo de cinco pozos el cual muestra las líneas y sus potenciales y de flujo además del frente de invasión a tiempos diferentes.
- 22.- Localización del frente de inyección a varios tiempos en un arreglo de cinco pozos.
- 23.- Efectos de la razón de movilidad sobre la longitud y forma de las líneas de corriente, y eficiencia areal de barrido
- 24.- Efecto del volumen del fluido inyectado sobre la eficiencia areal de barrido después de la ruptura, arreglo de 5 pozos desarrollados.
- 25.- Correlación de coeficiente de Lorenz con el volumen de gas llenado al primer incremento de la producción.

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Descripción
W_i	= Agua de inyección acumulada
W_{ibt}	= Agua inyectada acumulada a la ruptura
αd	= Angulo del echado de la formación con respecto a la horizontal
A	= Area del Arreglo
μ_w	= Coeficiente de viscosidad del agua
μ_o	= Coeficiente de viscosidad del petróleo
$\Delta\rho$	= Diferencial de densidad
E_d	= Eficiencia de desplazamiento
E_a	= Eficiencia areal de barrido
E_{abt}	= Eficiencia areal de barrido a la ruptura
E_v	= Eficiencia volumétrica
EOR	= Eficiencia de Recuperación de Petróleo
Q_i	= Fluido acumulativo inyectado

F_w	=	Flujo fraccional de agua
ψ_s	=	Flujo fraccional de agua de la región barrida
Sen	=	Función seno
g	=	Aceleración de la gravedad
L	=	Longitud del sistema lineal
K	=	Permeabilidad absoluta
K_{eff}	=	Permeabilidad efectiva
K_{ra}	=	Permeabilidad relativa al agua
K_{ro}	=	Permeabilidad relativa al petróleo
ϕ	=	Porosidad de la roca
P_w	=	Presión de agua
P_c	=	Presión capilar
P_g	=	Presión de gas
P_o	=	Presión de petróleo
N_p	=	Producción acumulada de petróleo
RAA	=	Relación agua – petróleo
M	=	Relación de movilidad
S_{wc}	=	Saturación de agua congénita ó connata
S_{wbt}	=	Saturación de agua al momento de la ruptura
VP	=	Volúmenes Porosos

INTRODUCCIÓN

La Inyección de agua es el método dominante entre los de inyección de fluidos e indudablemente a éste método se debe el elevado nivel de los fluidos de producción y de reservas en varios países del mundo. Su popularidad se explica por:

- La disponibilidad de agua
- La relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo que se inyecta.
- La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera
- La eficiencia del agua para el desplazamiento del petróleo

En general se reconoce que la primera inyección de agua fue accidental y ocurrió en 1865 en el área de la ciudad de Pithole, Pensylvania. En 1880 John F. Carll llegó a la conclusión de que el agua al abrirse camino en el pozo desde arenas poco profundas, se movería a través de las arenas petrolíferas, y sería benéfica para incrementar la recuperación de petróleo.

Muchas de estas primeras inyecciones de agua ocurrieron accidentalmente gracias a escurrimientos de arenas acuíferas pocos profundas o de acumulaciones de agua superficiales, que penetraban en los pozos perforados. En esa época, se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión de yacimiento, lo que permitía a los pozos tener una vida productiva más prolongada que por el agotamiento de la presión.

Con todo lo mencionado anteriormente en un determinado proyecto sobre la inyección de agua nos gustaría predecir cierta información tal como es:

- El tiempo requerido a la ruptura del agua,
- recobro del petróleo a la ruptura del agua.
- comportamiento de la producción vs el tiempo
- producción de petróleo y producción de agua, etc.

Numerosos métodos han sido propuestos para realizar estos, cada uno en diferente forma, para manejar heterogeneidad de yacimientos cálculo de eficiencia Areal, comportamiento de la inyección de agua, eficiencia de desplazamiento, o muchas otras variables que pueden afectar el comportamiento de la inyección y por ende los resultados de la misma.

Por ésta razón, presento este trabajo de tipo práctico el cual es la recopilación o combinación de métodos aplicados a la inyección de agua.

Para predecir el comportamiento de inyección de agua se ha utilizado un arreglo de cinco pozos ya que se aproxima al de muchos otros arreglos (de cuatro pozos, línea alterna ,siete pozos, nueve pozos). Este comportamiento de inyección de agua se pueden dividir en cuatro etapas fundamentales:

Comportamiento antes de la Interferencia

Comportamiento desde la Interferencia hasta el llenado

Comportamiento de llenado hasta la surgencia

Comportamiento después de la surgencia de agua

ETAPA 1: Comportamiento antes de la Interferencia

Es el periodo de flujo radial a partir de los pozos inyectoros desde el inicio de la inyección hasta que los bancos de petróleo formados alrededor de los pozos inyectoros se juntan. El encuentro de bancos adyacentes se llama ‘ interferencia ‘ . , Durante esta etapa de la inyección prevalece el flujo radial . El agua inyectada a la interferencia es igual a la saturación de gas libre en la porción cilíndrica del yacimiento.

ETAPA 2: Comportamiento desde la Interferencia hasta el llenado

Es el período de la interferencia hasta el llenado del espacio de gas preexistente. El llenado es el inicio de la respuesta en la producción de petróleo. Durante este tiempo el flujo no es estrictamente radial.

ETAPA 3: Comportamiento de llenado hasta la surgencia

Es el período desde el llenado hasta la Surgencia de Agua en los pozos productores. La surgencia señala el comienzo de la producción de agua. Durante este período el gasto de producción de petróleo del yacimiento es igual al gasto de inyección de agua.

ETAPA 4: Comportamiento después de la surgencia de agua

Es el período desde la surgencia hasta la inundación total. Después de la surgencia de agua se calcula la relación agua-petróleo sobre la base de los volúmenes fluyentes de agua y de petróleo de la región barrida (de acuerdo con la teoría del empuje frontal) y de l petróleo desplazado a medida que aumente el área barrida. El petróleo desplazado de una porción del arreglo de pozos recientemente barrida, se supone, es el desplazado por la saturación de agua inmediatamente detrás de la zona estabilizada

El programa en sí demuestra la posibilidad que tiene el usuario de poder elegir los valores del comportamiento del desplazamiento por inyección de agua, obtenidos de

la gráfica de flujo fraccional. Para esto el usuario debe tener conocimiento sobre la determinación de la curva de flujo fraccional

Para la realización del programa, se utilizó métodos de regresión numéricos así como métodos de integración, todo ello con la finalidad de evaluar con mayor facilidad diferentes gráficas e integrales que son utilizadas en este método.

CAPITULO I

1.1 Propiedades de la roca y fluidos

Un requisito para entender el comportamiento de la inyección de agua es el conocimiento de las propiedades básicas de las rocas del yacimiento. Estas propiedades son de dos tipos principales:

- Propiedades de la roca propiamente dicha, como porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de los poros y área de su superficie y,
- Propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como características de presión capilar (estática) y características de permeabilidad relativa (al flujo).

1.1.1 Permeabilidad

Definición:

Permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y otra permeabilidad tomada como base. Dado que la permeabilidad efectiva de una roca a un fluido particular depende de la saturación de ese fluido, se concluye que la permeabilidad relativa es también una función de la saturación del fluido.

La permeabilidad base más a menudo usada en definir permeabilidad relativa es la permeabilidad absoluta

Sin embargo es también muy usado el término permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua consta del yacimiento tomada como base, $K_t = K_{eff} / (K_o) S_{we}$. Esta es una relación empleada en el nomografía SPE Monograph3.

$$K_t = \frac{K_{eff}}{K}$$

Como su nombre lo indica los datos de permeabilidad relativa señalan la habilidad relativa de petróleo y el agua para fluir simultáneamente en el medio poroso. Estos datos expresan los efectos de mojabilidad, saturación de fluido, historia de saturación, geometría porosa y distribución de fluidos sobre el comportamiento de un yacimiento. En concordancia, ésta es probablemente la propiedad de flujo más importante que afecta el comportamiento de proceso de inyección de agua.

Fuente de Datos

1. Medidas de laboratorio
2. Modelos Matemáticos
3. Ajuste histórico
4. Cálculos a partir de datos de presión capilar
5. Uso de datos de yacimientos similares.

Efecto de las variables del yacimiento

1. Historia de Saturación

La figura 1 muestra el efecto de la historia de saturación sobre un juego de datos de permeabilidad relativa. Se nota que la dirección de flujo no tiene ningún efecto sobre el comportamiento de flujo de la fase humectante, sin embargo, una diferencia significativa existe entre las curvas de drenaje y de imbibición para la fase no humectante. Nuevamente esto indica la necesidad de conocer la mojabilidad. Para un sistema mojado por agua escogeremos los datos de imbibición, mientras que, los datos de drenaje serán requeridos para predecir correctamente el comportamiento de un yacimiento mojado por petróleo.

2. Mojabilidad

La mojabilidad afecta la distribución de fluidos dentro de una roca y, consecuentemente tiene un efecto muy importante sobre los datos de permeabilidad relativa. Esto está indicado en la figura 2 la cual compra datos para sistemas mojados por agua y para sistemas mojados por petróleo.

Algunas diferencias importantes entre las curvas para sistemas mojados por petróleo y para sistemas mojados por agua, se pueden apreciar:

- a) La saturación de agua a la cual las permeabilidades al petróleo y al agua son iguales (punto de intersección de las curvas) será generalmente mayor al 50% para sistemas mojados por agua; menores al 50% para sistemas mojados por petróleo.
- b) La saturación de agua connata para un sistema mojado por agua será normalmente menor al 15%
- c) La permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua máxima (saturación residual de petróleo) será menor a 0.3 aproximadamente para sistemas mojados por agua, pero será mayor a 0.5 sistemas mojados por petróleo. Estas observaciones pueden no ser ciertas para rocas de mojabilidad intermedia. Estas rocas si muestran sin embargo que la magnitud y las curvas de permeabilidad relativa pueden dar una indicación de la mojabilidad preferida de un yacimiento.

1.1.1 Presión Capilar

El primer contacto de la mayoría de los ingenieros con el concepto de presión capilar, proviene de la observación del experimento físico en el cual se inserta un tubo capilar dentro de un recipiente de agua y el agua sube dentro del tubo. Calhoun (1) presenta una buena exposición de estos experimentos y a partir de ellos, deduce el concepto de presión capilar.

En este punto definimos la presión capilar en los medios porosos simplemente como la diferencia de presión que existe entre la interfaces que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la superficie de la roca.

Para el científico generalmente la presión capilar se expresa como la presión en la fase que no moja menos la presión de la fase que moja y por lo tanto, comúnmente tiene un valor positivo. Hemos visto que las rocas pueden ser mojadas preferentemente por petróleo o preferentemente por agua. Definiremos la presión capilar agua-petróleo como la presión de la fase del agua, o:

$$P_c = P_o - P_w$$

Por lo tanto, la presión capilar puede tener un valor positivo o negativo dependiendo de la preferencia de la mojabilidad. Al hablar de la presión capilar gas-agua; la definiremos como la presión en la fase gaseosa menos la presión en la fase del agua, o:

$$P_c = P_g - P_w$$

Hemos encontrado que la distribución de los fluidos dentro de los espacios porosos de la roca, de una mojabilidad dada, depende del sentido de la variación de la saturación. Se aplica el término "histéresis" a la diferencia de las propiedades de la roca con fluidos múltiples que depende del sentido de la variación de la saturación.

En su trabajo inicial de 1941 Leverett (2) presentó datos sobre las características de presión capilar de una arena sin consolidar. Durante el drenaje de agua también durante la imbibición. Otros de los primeros investigadores presentaron datos sobre las características de la presión capilar tanto en drenaje como en imbibición (3) (4) (5) , así como un análisis sobre su importancia. En la figura 3 y 4 se presentan respectivamente, un croquis idealizado de la variación de la distribución de fluidos durante el proceso de drenaje y el proceso de imbibición.

Quizás el estudio más concienzudo de las características de la presión capilar petróleo-agua fue el presentado por Killins et al (6). Las presiones capilares petróleo-agua fueron determinadas en areniscas consolidadas, tanto mojadas por agua como mojadas por petróleo. La figura 5 a 8 muestran algunos de los resultados presentados en sus estudios.

La figura 5 ilustra las características de presión capilar en drenaje y en imbibición, de una muestra de la areniscas Venango con marcada mojabilidad por agua. Obsérvese que la presión en la fase del petróleo debe exceder a la de la fase de agua, antes de que el petróleo entre en la roca, inicialmente saturada con agua. Esta presión inicial comúnmente se denomina "presión de entrada" o "presión de desplazamiento". Su valor es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la presión interfacial petróleo-agua y del diámetro del poro mayor en el exterior de la muestra de roca. Una alta presión de desplazamiento indica un marcado grado de mojabilidad, poros pequeños o ambas cosas.

La pendiente de la curva de la presión capilar durante el drenaje es una buena medida cualitativa de la gama de la distribución de las dimensiones de los poros.

Mientras más se acerca la curva de la presión capilar a la horizontal, o mientras más plana sea, más uniforme serán las dimensiones de los poros dentro de la roca. Con fines de comparación consúltese la figura 6, que presenta las características de la presión capilar durante el drenaje para esferas de cristal empacadas de diámetro muy parecidos (7) ; la curva de la presión capilar por imbibición es marcadamente mas plana que la correspondiente a la arenisca consolidada Venango (figura 5).

Al final del ciclo de drenaje, las muestras del núcleo dejaron embeber la fase mojante. Obsérvese las histéresis en las curvas de presión capilar. La curva de imbibición ilustrada en la figura 5 indica una saturación de agua al final de la imbibición de aproximadamente 78% VP.

La figura 7 ilustra las curvas de presión capilar durante el drenaje y durante la imbibición para una muestra preferentemente mojada por petróleo de arenisca Tensleep. Aunque las ordenadas tienen el signo invertido para tomar en cuenta la diferencia de mojabilidad, obsérvese las similitudes de las características durante el drenaje y durante la imbibición ilustradas en la figura 5 y 7.

Para comparar las características de la roca con una marcada preferencia de mojabilidad, obsérvese la figura 8 que ilustra las características de la presión capilar de una muestra de arenisca Berea que tiene una mojabilidad intermedia de los datos de la presión capilar durante el drenaje deducimos que la muestra es moderadamente mojada por agua. Esto está indicado por el pequeño valor positivo de la presión capilar de entrada o presión de desplazamiento.

Al terminar el ciclo de drenaje (Curva1), la muestra de rocas se impregna espontáneamente (a una presión capilar cero), alcanzando una saturación de agua de 55% (Curva2). Al aplicar presiones de agua positivas la saturación de agua aumento (a presiones capilares positivas) hasta alcanzar una máxima saturación de agua de aproximadamente de 88% (curva3). En este punto, los incrementos adicionales en la presión de agua no causaron variaciones en la saturación.

Desafortunadamente los datos sobre la presión capilar agua-petróleo son difíciles de medir y por lo tanto rara vez se obtienen. Las características de la presión capilar mas comúnmente medidas son las del sistema agua-salmuera. En estas mediciones, la muestra de núcleo limpia los fluidos del yacimiento, se satura completamente con

salmuera y se usa aire para extraer el agua de la roca. En la figura 9 se presenta una curva típica de presión capilar aire-salmuera.

Por lo general se utiliza la curva de la presión capilar aire-salmuera para obtener un calculo estimativo de la saturación de agua congénita del yacimiento. Se apoyan en el razonamiento de que las formaciones petrolíferas estuvieron saturadas inicialmente con agua y que posteriormente el petróleo migró hasta desplazarla. Por lo tanto según siguen razonando, este proceso puede simularse mediante una curva de presión capilar aire-salmuera la mínima saturación de agua obtenida a partir de la curva de presión capilar, o la saturación a la presión capilar correspondiente a la altura sobre el contacto agua-petróleo, se toma como la saturación de agua congénita del yacimiento.

Con frecuencia, la utilización de las curvas de presión capilar de aire-salmuera para estimular la saturación de agua congénita del yacimiento es empañosa. Supone implícitamente que la roca del yacimiento es mojada por agua en presencia de petróleo en el mismo grado que la muestra limpia de la roca del yacimiento es mojada por agua en presencia del aire. Evidentemente, ésta suposición es errónea en el caso de rocas de mojabilidad preferentemente por petróleo y la mojabilidad intermedia, puesto que la sal muera moja marcadamente la mayoría de

las rocas limpias en presencia del aire por lo tanto, las curvas de presión capilar aire-salmuera son útiles únicamente en una formación conocida por su marcada mojabilidad por agua.

Otra forma de la curva de presión capilar frecuentemente medida, es la resultante de la inyección de mercurio en una muestra de roca limpia y seca (3). Puesto que el mercurio no moja las superficies de las rocas, se obtiene una curva tipo de drenaje. La ventaja de utilizar la técnica de la inyección de mercurio es que es posible usar muestras de roca de forma irregular, quizás recortes de la barrena o núcleos de pared. La figura 10 presenta una curva de presión capilar de aire-mercurio para una arena bien clasificada.

Como lo hizo notar un trabajo reciente, los datos de la presión capilar aire-mercurio reflejan la distribución de los fluidos en los sistemas de agua-petróleo únicamente en condiciones de marcada mojabilidad. Brown (8) descubrió que los datos sobre la presión capilar gas-petróleo corresponderían a los datos de la presión capilar con inyección de mercurio si se utilizará un apropiado factor de escala.

La función de presión capilar de Leverett (2) fue propuesta por Rose y Bruce (9) para correlacionar los datos de la presión capilar. Puesto que

estos datos reflejan la distribución de las dimensiones de los poros, el radio del poro mayor, la mojabilidad y la tensión superficial del par de fluidos correspondientes, debe ser posible normalizarlos mediante la llamada función -J, donde:

$$J(S_w) = \frac{P_v}{\sigma_{ow} \cos \theta_c} \sqrt{(k / \phi)}$$

Brown (8) encontró que el uso de esta función -J da buenos resultados al correlacionar los datos de la presión capilar de diversas muestras de núcleos de caliza Edwards del campo Jourdanton, al suroeste de Texas. Sin embargo Brown (9) , indicó que su utilidad esta limitada a tipos litológicos específicos dentro de la misma formación.

1.1.2 Mojabilidad de la Roca

Mojabilidad es un término ampliamente utilizado. Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En la aplicación de éste término a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza, dolomita (y frecuentemente, un material, detrítico, un cementante o ambos). Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca durante la inyección de agua son petróleo, agua y gas. Sin embargo, puesto que

las condiciones en las cuales el gas moja preferentemente la superficie de la roca en lugar del líquido están más allá del rango encontrado en rocas con inyección de agua, solamente se considerará al petróleo y al agua como posibles fases mojantes. El efecto de la preferencia de mojabilidad de la roca por el agua o por el petróleo sobre las propiedades de flujo durante la inyección de agua.

La evaluación de la mojabilidad del yacimiento ha sido tratada detalladamente (10). Consideremos en una forma idealizada un típico sistema agua-petróleo-sólido, como se ilustra en la figura 11. Las energías de superficie en un sistema de éste tipo se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre (11), en la forma siguiente:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c$$

donde:

σ_{os} = energía interfacial entre el petróleo y el sólido, dinas/cm

σ_{ws} = energía interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm

σ_{ow} = energía interfacial (tensión interfacial) entre el petróleo y el agua, dinas/cm

θ_c = ángulo de la interfaces petróleo-agua-sólido medido a través del agua, grados.

Ninguna de las energías interfaciales, petróleo-sólido o agua-sólido, pueden medirse directamente. Sin embargo, los términos equivalentes la tensión Interfacial petróleo-agua y el ángulo de contacto pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto θ , ha alcanzado importancia como medida de la mojabilidad. Como se ilustra en la figura 11 el valor del ángulo de contacto puede variar desde cero hasta 180° como límites. Los ángulos de menos de 90° medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua, mientras que los ángulos de contacto mayores de 90° , indican condiciones de mojabilidad preferentemente por petróleo. Un ángulo de contacto exactamente de 90° indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el petróleo.

También han aparecido referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo. En la literatura técnica, aparecen los términos " fuertemente mojados por el agua ", " fuertemente mojados por petróleo " o "mojabilidad intermedia ". Rara vez se indican los límites cuantitativos de éstos términos cualitativos. Sin embargo, a veces se usan los límites aproximados siguientes:

Los ángulos de contacto cercanos a cero y a 180° se consideran respectivamente como fuertemente mojados por petróleo. Los ángulos de contacto cercanos a 90° tiene una moderada preferencia de mojabilidad y cubre la gama llamada " mojabilidad intermedia ".

Durante las primeras etapas de la ingeniería de yacimientos, generalmente se consideraba que todas las formaciones se mojaban preferentemente por agua. Esto parecía natural, considerando que los yacimientos de arenisca se sedimentaron en un medio acuoso y que posteriormente el petróleo emigró hacia estas arenas. Además, la mayoría de las rocas sedimentarias presentan mojabilidad al agua en su estado natural. En las formaciones carbonatadas, el agua desempeñó una función de importancia en el desarrollo de la porosidad y también en éste caso, el petróleo llegó posteriormente. Sin embargo, Nutting (12) reconoció en 1934 que algunas formaciones productoras son mojadas por petróleo.

La amplia experiencia de laboratorio ha llevado a la conclusión de que la naturaleza de la mojabilidad del yacimiento se debe a la ausencia o a la presencia de pequeñísimas cantidades de compuestos polares en el petróleo crudo (13) (14). Estos compuestos polares, aparentemente de

naturaleza asfáltica, se absorben en las superficies de las rocas y tienden a hacer que estas superficies sean mojadas por petróleo.

El efecto de éstos compuestos polares depende hasta cierto grado de la naturaleza de la superficie de la roca, es decir que la superficie de la roca sea predominantemente de sílice, de carbonatos o de arcilla. Denckas et al (15), hicieron un estudio detallado del efecto de los componentes del petróleo crudo sobre la mojabilidad de las rocas.

En algunas formaciones, los materiales asfálticos se absorben tan fuertemente que se resisten a su extracción por los procedimientos normales de limpieza de núcleos. Algunos ejemplos de éstos son la arenisca Tensleep de Wyoming y la arenisca Bradford de Pennsylvania.

Se han descrito varias técnicas para determinar la mojabilidad de la roca del yacimiento. Se expondrán las principales.

Medición del Angulo de contacto

Para obtener una medida representativa y verdadera de la mojabilidad de las rocas mediante la determinación del ángulo de contacto, se necesita una muestra no contaminada del petróleo crudo del

yacimiento. Es necesario conocer la composición de la superficie de la roca. Además, es conveniente disponer de una muestra del agua del yacimiento, aunque es posible simular su contenido mineral si no se dispone de agua de la formación. La medida del ángulo de contacto determina básicamente si el petróleo contiene surfactantes que pueden hacer que la roca del yacimiento sea mojada por petróleo.

La celda del ángulo de contacto y el procedimiento básico de prueba han sido descrita en la literatura (16). Se sumerge un cristal pulido y plano del mineral predominante en las superficies de la roca dentro de una muestra del agua de la formación. A continuación se coloca una gota del petróleo del yacimiento sobre la superficie sólida. La figura 12 muestra la forma en que se mantiene la pequeña gota de petróleo entre dos superficies de cristal. Las dos placas se mueven en tal forma que el agua avance sobre una parte del cristal previamente cubierto con petróleo.

El ángulo de contacto de la superficie recién expuesta al agua se denomina ángulo de contacto de avance del agua, y se mide como función del tiempo durante el cual el petróleo ha estado en contacto con la superficie. La figura 13, una gráfica típica de éstas mediciones muestra que el ángulo de contacto aumenta con la edad de la interfaces,

petróleo sólido hasta que se alcanza el valor de equilibrio. Frecuentemente se requieren centenares y aún miles de horas para alcanzar el equilibrio. Como lo ilustra la figura 13, las medidas iniciales pueden indicar una preferencia a la mojabilidad por el agua, aunque en equilibrio la superficie sea mojada por petróleo.

Las ventajas principales de las mediciones del ángulo de contacto son la confiabilidad de los resultados y la relativa facilidad de obtener muestras no contaminadas del fluido del yacimiento, en comparación con la de obtener muestras de roca no contaminadas. Las desventajas incluyen un prolongado tiempo para la prueba y la necesaria limpieza y esterilidad del sistema de prueba.

Pruebas de imbibición y desplazamiento en muestra de rocas.

Se han propuesto varios tipos de prueba de laboratorio basados en procedimientos de imbibición y desplazamiento en muestra de las rocas del yacimiento. En general, en éstas pruebas se usan muestras de núcleos que se manipulan, transportan y almacenan en tal forma que conserven su mojabilidad original.

Las pruebas para evaluar la mojabilidad del yacimiento a partir de las muestras de núcleos incluyen frecuentemente la utilización de petróleo refinado y de salmueras preparadas en laboratorio. Por lo tanto, podríamos preguntarnos si las pruebas tienen alguna relación con la mojabilidad del yacimiento, puesto que han sido extraídos los fluidos que causaron esa mojabilidad preferente. En realidad las pruebas son significativas. Como lo indica la figura 13, la mojabilidad del yacimiento exige centenares y aun millares de horas para alcanzar el equilibrio de absorción.

Análogamente, la de absorción por flujo de esos materiales que influyen sobre la mojabilidad podría requerir períodos de tiempo del mismo orden. Por lo tanto, mientras las pruebas de laboratorio en las que se utilizan petróleo refinado y salmueras preparadas en laboratorio se llevan a cabo rápidamente, es posible conservar la mojabilidad preferente de la muestra de roca. Desde luego, si las muestras de roca están sujetas a la acción de surfactantes en los lodos de perforación o a procedimientos de limpieza completos que incluyen limpieza completos que incluyen calor, la mojabilidad preferente natural puede ser destruida.

Bobek et al (17) propuso una prueba de laboratorio para determinar la mojabilidad preferente. Consiste en la determinación del fluido que por imbibición desplaza a otro, en una muestra de roca. Los resultados de esta prueba de imbibición de referencia realizada en la misma muestra del núcleo después de haberlo calentado a 400 °F durante las 24 horas para remover toda materia orgánica. La asignación de la calidad cualitativa de la mojabilidad se basa en las cantidades y ritmos relativos de imbibición en las dos pruebas.

En el mismo trabajo mencionado se expuso un método para estimar la mojabilidad de un material no consolidado. Este método podría ser de interés particular para las pruebas en el pozo. Se extiende una capa delgada de arena no consolidada sobre el porta objeto del microscopio. El contenido de petróleo de la arena se incrementa agregando un petróleo refinado cristalino. A continuación se colocan pequeñas gotas de agua sobre la superficie de los granos de arena y se observa el movimiento del fluido. Si la arena es mojada por agua, el agua agregada es desplazada al petróleo de la superficie de los granos de arena y el petróleo formará pequeñas gotas esféricas, indicación de que el petróleo no es el fluido que moja al sólido. Se usa un procedimiento similar para probar la mojabilidad por petróleo.

Amott (18) propuso un procedimiento de prueba combinado de imbibición y desplazamiento.

1.1.3 Distribución de los fluidos

Originalmente, el conocimiento de la distribución del petróleo, el gas y el agua dentro de los espacios porosos de las rocas estaba limitado a las deducciones derivadas de los resultados obtenidos en las pruebas de flujo en el laboratorio.

En 1949 y 1950 se iniciaron dos trabajos que resultarían en el estudio definitivo de la distribución de los fluidos en el espacio poroso y en el cambio de esa distribución con la historia de inyección.

El primero de estos trabajos fue el proyecto de investigación 47B del Instituto Americano del Petróleo que tuvo lugar en la Universidad de Oklahoma (19). Se realizaron estudios microscópicos del comportamiento de los fluidos en matrices porosas sintéticas. Básicamente, estas matrices porosas estaban formadas por una sola capa de esfera situadas entre dos placas transparentes planas. Los fluidos utilizados fueron agua y un petróleo crudo filtrado. Se observó y se fotografió el flujo simultáneo de petróleo y agua a través de estas

celdas y los resultados se presentaron en la forma de una película cinematográfica que fue objeto de una amplia distribución y que tuvo gran éxito.

Las microfotografías demostraron que el agua y el petróleo se movieron en lo que se denomina "condiciones de flujo canalizado". Es decir, cada uno de los fluidos se movió a través de su propia red de canales interconectados. Los canales variaban en dimensiones desde el diámetro aproximado de un grano hasta de varios. Estuvieron limitados por interfaces líquido-líquido y también por interfaces líquido-sólido, y avanzaron formando tortuosos meandros a través de la celda de flujo.

Cambiando la saturación, se alteró la geometría de los canales de flujo. Al aumentar la saturación del petróleo, se registró un aumento generalizado del número de los canales por los que se movía petróleo y una reducción correspondiente del número de canales de agua. Se observó la tendencia de los canales a mantener su posición en las capas de flujo. También se observó que el flujo a través de cualquier canal era laminar, desprovisto de turbulencias, a pesar de las tortuosidades de la trayectoria del flujo.

Así mismo se observaron las saturaciones de petróleo residual posteriores a la inyección de agua. Las saturaciones de petróleo

residuales más evidentes se presentaron en grandes volúmenes continuos, de muchos diámetros de granos. Casi siempre se encontraron en la capa, zonas más pequeñas de petróleo residual.

El otro estudio de la distribución de los fluidos en los materiales porosos fue realizado por Amoco Production CO (20). (anteriormente Stanolind Oil and Gas Co.). Se empacaron cuidadosamente granos de arena en un tubo cilíndrico. El fluido que moja fue simulado por metal de Wood. El fluido que no moja, fue representado por un plástico de color. A cualquier condición de saturación, el metal de Wood y el plástico de color se solidificaron en su posición dentro del núcleo. Ampliando y fotografiando la cara del núcleo, a medida que se cortaba, se obtuvo un efecto gráfico tridimensional al proyectar las fotografías a la velocidad en las que se proyectan las películas cinematográficas.

La figura 14 muestra dos dibujos que representan el flujo canalizado en diferentes etapas de la inyección. Cada fluido el que moja y el que no moja, se mueven dentro de su propia red de poros, pero con una cierta cantidad de flujo mojante en cada poro. Al aumentar la saturación del fluido no mojante, un mayor número de poros quedan casi llenos con el fluido que no moja.

La figura 15 ilustra la distribución de los fluidos durante una inyección de agua en una formación con mojabilidad preferente por agua. En la porción no afectada del yacimiento, la saturación de agua (agua congénita) es baja y existe en forma de una película alrededor de los granos de arena y en los ángulos entrantes. El resto del espacio poroso está lleno de petróleo. En la zona en la que fluyen tanto agua como petróleo, una parte del petróleo se presenta en los canales continuos, algunos de los cuales tienen ramales ciegos. Otra parte del petróleo ha quedado aislada y atrapada en forma de glóbulos debido a la invasión del agua. A la invasión total, solamente hay en la roca petróleo atrapado aisladamente.

La figura 16 presenta una historia similar durante una inyección de agua en una roca mojada por petróleo, inicialmente saturada con petróleo. A medida que el fluido que no moja (en este caso el agua) entra a ella, forma primero canales de flujo tortuosos aunque continuos a través de los poros mayores. A medida que prosigue la inyección de agua, los poros sucesivamente más pequeños son invadidos y se unen para formar otros canales continuos. Cuando se forma un número suficiente de canales de flujo para permitir el flujo de agua casi sin restricciones, prácticamente cesa el flujo. La saturación de petróleo

residual existe en los canales de flujo más pequeños y en forma de una película en los canales de flujo mayores llena de agua.

La figura 15 y 16 muestran que la distribución de la fase que moja o de la que no moja dentro de los espacios porosos no depende exclusivamente de la saturación de esa fase, sino también del sentido en el que varía la saturación de esa fase, sino también del sentido en el que varía la saturación. Ahora, debemos definir dos términos que indican el sentido de la variación de la saturación. "Drenaje" se refiere al flujo que resulta en una reducción de la saturación de la fase que moja la roca; el término "imbibición" se refiere al flujo que resulta en un incremento de la saturación del fluido que moja. Por ejemplo, la inyección de agua en una roca de mojabilidad preferente al agua es un proceso de imbibición, pero la inyección de agua en una roca con mojabilidad preferente al petróleo es un proceso de drenaje.

Puesto que la mojabilidad y el sentido de la variación de la saturación influyen sobre la distribución de los fluidos, debemos esperar que estos factores afecten análogamente a las características de presión capilar y permeabilidad relativa

1.1.4 Saturación de Agua Congénita

La saturación de agua congénita, por definición, es la saturación de agua que existe en el yacimiento en el momento de su descubrimiento. Generalmente aunque, no siempre, es cierto que la saturación de agua congénita es tan baja que no tiene permeabilidad, es decir, el agua no fluye durante la producción. El valor de la saturación de agua congénita determina por diferencia, el volumen de petróleo del yacimiento in situ.

Cuando los pozos se perforan utilizando un lodo a base de agua, el filtrado de agua sirve para incrementar la saturación de agua en la formación cercana al agujero y también de cualquier muestra de roca que se extraiga como núcleo. Esto complica la evaluación del agua congénita mediante las técnicas de registro de pozos. Los núcleos cortados con lodos a base de agua no pueden dar una estimación digna de confianza de la saturación del agua congénita del yacimiento. Por otra parte, los núcleos cortados en presencia de lodos con filtrado de petróleo pueden dar una estimación precisa de la saturación de agua congénita, para las formaciones que contienen agua congénita inmóvil. Otra técnica digna de confianza para obtener las saturaciones de agua del yacimiento utiliza núcleos cortados con gas. Generalmente,

cualquier evaporación del agua contenida en el núcleo por el efecto del gas, es generalmente insignificante.

Se ha propuesto otra técnica, llamada método de evaporación (21), para determinar la saturación del agua congénita del yacimiento. Sin embargo, este método se limita a las rocas mojadas por agua y aun en este caso no determina la saturación congénita, sino la saturación máxima a la que no ocurre flujo de agua .

CAPITULO II

2.1 Revisión de conceptos en Inyección de agua

El propósito de este capítulo es de tratar los diferentes mecanismos o maneras por el cual un fluido es desplazado en un yacimiento por la inyección de otro fluido inmiscibles. El énfasis principal de este tratado es sobre el proceso de inyección de agua y en concordancia ecuaciones técnicas de solución serán presentadas específicamente para el desplazamiento de petróleo por el agua.

Todo ello concierne particularmente a la determinación de cuanto petróleo puede ser desplazado de una porción del yacimiento que ha sido conectada por el agua de inyección. la recuperación de petróleo puede ser estimada a cualquier tiempo en la vida de un proceso de inyección de agua, si la siguiente información se conoce:

1. Petróleo inicial en el yacimiento, N
2. Eficiencia areal de barrido, Eas
3. Eficiencia vertical de barrido, Evs

2.1.1 Eficiencia de Desplazamiento

Si ésta información es conocida en un tiempo particular en la vida de un proyecto, la recuperación de petróleo N_p debido a la inyección de agua puede ser calculada con la siguiente ecuación 2.1:

$$N_p = N \times E_{as} \times E_{vs} \times E_d \quad (2.1)$$

La determinación del petróleo inicial en el yacimiento es generalmente basada en información geológica, o en cálculos de balance de materia, la cual utiliza la historia de producción del yacimiento.

Se asumirá inicialmente que las eficiencias areal y vertical de barrido son unitarias de tal modo que el énfasis será puesto en la determinación de la eficiencia de desplazamiento.

Esta eficiencia de desplazamiento se refiere a la fracción de petróleo inicial en el yacimiento (in situ) , que será desplazada de aquella porción del yacimiento contactada por el agua.

Para su determinación aplicaremos la teoría del avance frontal propuesta por Buckley – Leverett (22) . La información necesaria para su aplicación consiste únicamente en las características apropiadas de permeabilidad relativa agua - petróleo y en las viscosidades del petróleo y del agua. el primer paso es calcular la curva de flujo fraccional, incluyendo el efecto del echado de la formación, en caso necesario. para un sistema horizontal, se usa la ya conocida ecuación 2.2 de flujo fraccional:

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{ro}}{K_{rw}}} \quad (2.2)$$

Si se incluyen los efectos de inclinación de la formación se usa la siguiente ecuación 2.3.

$$F_w = \frac{1 - \frac{K}{\mu_t} \frac{K_{ro}}{\mu_o} (g \Delta p \sin \alpha_d)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{ro}}{K_{rw}}} \quad (2.3)$$

Diferenciando la curva del flujo fraccional, se obtiene ya sea una curva o los valores tabulados de df_w / dS_w contra la saturación de agua S_w . Para ilustrar el uso de la curva de flujo fraccional presentare dos curvas una la propiamente de flujo fraccional y la otra de su derivada figura 18 y figura 19 respectivamente.

Utilizando adicionalmente la ecuación de avance frontal para un sistema de longitud L y saturado inicialmente con líquido en el momento de la surgencia de agua en el extremo productor, puede presentarse de la siguiente ecuación 2.4:

$$\frac{W L}{A \phi} = \frac{dF_w}{dS_w} \quad (2.4)$$

,donde el índice f denota la condición en el frente de invasión .

El petróleo total desplazado es igual a w_i por lo tanto , la saturación de agua promedio a la surgencia es la suma de la saturación de agua

congénita y el incremento de la saturación de agua causada por la inyección ,o la ecuación 2.5 :

$$S_{wbt} = S_{wc} + \frac{W_i}{A \phi L} \quad (2.5)$$

sustituyendo la ecuación 2.4 en la ecuación 2.5 y transformando tenemos la ecuación 2.6:

$$S_{wbt} - S_{wc} = \frac{1}{\frac{dF_w}{dS_w}} = \frac{S_{wf} - S_{wc}}{F_{wf}} \quad (2.6)$$

Esta ecuación indica que trazando una tangente a la curva del flujo fraccional desde s_w , correspondiente a la saturación del agua congénita y a f_w igual a cero , se obtiene en el punto de tangencia a la saturación de agua en el frente , s_{wf} . extrapolando esta tangente hasta el valor de $f_w = 1.0$, se obtiene el valor de la saturación de agua promedio a la surgencia , figura 20 .

A partir de lo explicado anteriormente regresamos con la ecuación 2.1 y con las consideraciones ya mencionadas tenemos:

$$E_d = \frac{N}{N_p} \quad (2.1)$$

donde por definiciones:

$$N = \frac{A \times L \times \phi \times (1 - S_{wc})}{B_o} \quad ; \quad N_p = \frac{A \times L \times \phi \times (S_{wbt} - S_{wc})}{B_o}$$

Por lo tanto tenemos :

$$E_d = \frac{(S_{wbt} - S_{wc})}{(1 - S_{wc})}$$

2.1.2 Relación de Movilidad

Es el más importante parámetro de la inyección de agua es la razón de movilidad, la cual está definida en términos de la permeabilidad efectiva y viscosidades de los fluidos, de acuerdo a la siguiente relación:

$$M = \frac{\text{MOVILIDAD DE LA FASE DESPLAZANTE}}{\text{MOVILIDAD DE LA FASE DESPLAZADA}}$$

$$M = \frac{\lambda_{\text{DESPLAZANTE}}}{\lambda_{\text{DESPLAZADA}}} = \frac{K / \mu_{\text{DESPLAZANTE}}}{K / \mu_{\text{DESPLAZADA}}}$$

$$M = \frac{K_{rw} \times \mu_o}{K_{ro} \times \mu_w} = \frac{K_w \times \mu_o}{K_o \times \mu_w}$$

Desafortunadamente, algunos ingenieros consideran la combinación de las permeabilidades relativas al petróleo y al agua y las viscosidades, como similar en la forma del denominador de la ecuación del flujo fraccional. La diferencia consiste en lo siguiente:

- 1.) En la ecuación del flujo fraccional, la relación entre las permeabilidades relativas es la relación a una saturación dada, es decir, en un punto del yacimiento.
- 2.) En la ecuación de la relación de movilidad, la permeabilidad del agua es la de la porción del yacimiento que está en contacto con el agua y la permeabilidad al petróleo es la de la zona de petróleo, es decir, en dos puntos diferentes y separados del yacimiento.

La ecuación 2.8 muestra que la razón de movilidad es una función de la permeabilidad efectiva, a la que a su vez es una función de la saturación de fluido, y dado que k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua detrás del frente, las siguientes preguntas se presentan: ¿qué valor de saturación de agua debe usarse detrás del frente para determinar k_{rw} ? un estudio muy importante realizado por Craig y colaboradores (23), llegaron a una conclusión de que k_{rw} deberá ser evaluada a la

saturación de agua promedio , sw_{bt} . más tarde en el mismo estudio se determino que k_o debe ser evaluado en el banco de petróleo delante del frente , a sw_i . entonces basado en estas conclusiones tenemos:

$$M = \frac{\mu_o (K_{rw}) Sw_{bt}}{\mu_w (K_{ro}) Sw_i} \quad (2 . 9)$$

La saturación de agua promedio detrás del frente permanece constante hasta la ruptura del agua . y basado en la ecuación 2. 9 la razón de movilidad también permanecerá constante hasta la ruptura. cuando los ingenieros usan el término de movilidad , normalmente se refieren a dicho valor a la ruptura . la razón de movilidad después de la ruptura no es constante por el contrario está incrementando continuamente en respuesta al incremento de saturación de agua promedio en el yacimiento, que en efecto causa un incremento de k_{rw}

La razón de movilidad puede ser favorable o desfavorable, dependiendo si su valor es menor o mayor que **1**. Cuando $m = 1$, movilidades del petróleo y agua son idénticas y ellas encuentran la misma resistencia al flujo en el yacimiento. Cuando $m < 1$, el petróleo fluye mucho mejor que el agua y es fácil para el agua desplazar al petróleo; esta ecuación resulta en una eficiencia de barrido y un buen recobro. Por el contrario

cuando $m > 1$, el agua fluye mejor que el petróleo y no es muy efectivo el desplazamiento de éste .

En general, la eficiencia de barrido y el recobro del petróleo, tienden a decrecer mientras la razón de movilidad incrementa. los valores mas comúnmente encontrados de razón de movilidad en una inyección de agua varían de **0.02** a **2.0** .

El uso más importante de la relación de movilidad es determinar la eficiencia de barrido.

2.1.3 Eficiencia areal de barrido

En los proyectos de inyección de agua, se inyecta agua en algunos pozos y se produce en otros. Desde el punto de vista del área , la inyección y la producción ocurren en puntos determinados. Como resultado de esto , se desarrollan ciertas distribuciones de las presiones y líneas de flujo entre los pozos de inyección y los de producción . en los arreglos simétricos de pozos , la línea de flujo mas corta entre dos pozos es una línea recta que conecte el de inyección y el de producción y por lo tanto, el gradiente a lo largo de esta línea es el máximo . Por consiguiente , el agua inyectada que se mueve en la superficie a lo largo

de esta línea de flujo mas corta , alcanza el pozo productor antes que el agua que se mueve a lo largo de cualquier otra línea de flujo.

Por lo tanto, en el momento de la surgencia del agua (ruptura) , solamente una parte del área del yacimiento que queda entre estos dos pozos es tocada por el agua . Esta fracción en contacto es la eficiencia de área barrida para el arreglo en el momento de la surgencia , eabt .

CAUSAS Y EFECTOS :

Los dos factores principales que afectan la eficiencia areal de barrido son la razón de movilidad y el tipo de arreglo. Se indicó previamente que la disminución de la razón de movilidad causa el incremento de la eficiencia de barrido.

Desafortunadamente, no tenemos mucho control sobre la razón de movilidad si no nos ayudamos de **EOR** (eficiencia de recobro de petróleo) , lo cual resulta en una modificación de la mojabilidad , viscosidad y permeabilidad. Podemos sin embargo seleccionar el tipo de arreglo adecuado para un proyecto.

El tipo de arreglo formado es un factor primordial en la determinación de la distribución de presión en un yacimiento de acuerdo al paso que

siga el agua inyectada entre el pozo de inyección y el de producción. La figura 21 muestra los resultados de un estudio en un modelo potenciométrico. En particular ésta figura muestra las líneas isopotenciales y de flujo y el frente de invasión en dos lugares geométricos diferentes. Una de las leyes básicas del flujo es que las líneas de flujo serán perpendiculares a las líneas isopotenciales ; este hecho es ilustrado en la figura 21 explicando porque la distribución de presión en un yacimiento controla el movimiento de fluidos .

La velocidad con que el fluido viaja a lo largo de una línea de corriente, es de acuerdo a la ley de Darcy proporcional al gradiente de presión a lo largo de dicha línea , en un cuadrante de un arreglo de 5 pozos , como el de la figura 21 , la distancia mas corta entre un pozo inyector y otro productor es a través de la diagonal (línea de flujo a) . dado que todas las líneas de flujo están sujetas ala misma caída de presión, podemos decir que el mayor gradiente de presión y la mayor velocidad del fluido ocurrirá a lo largo de la línea de flujo mas corta.

Consecuentemente, el agua que fluye a través de la diagonal será la primera que alcance la ruptura en el pozo de producción. En la figura 21 se nota que a la ruptura del agua a lo largo de la línea de flujo **a** , existe todavía una distancia significativa en las líneas de corriente **b** y **c**

para alcanzar el pozo de producción, esto es debido al menor movimiento de fluido a lo largo de estas líneas y que esta parte del yacimiento permanece no barrida al tiempo de ruptura.

La figura 22 muestra la localización del frente de invasión en un cuadrante de un arreglo de 5 pozos a diferentes tiempos durante la inyección. La eficiencia areal de barrido a cualquier tiempo durante la inyección esta definida simplemente como la relación del área barrida al área total. Un arreglo de 5 pozos cuya razón de movilidad es igual a 1 tendrá una eficiencia de barrido de 70 % .

Las líneas de corriente mostradas en la figura 21 están sujetas a la suposición que el fluido de inyección tiene la misma resistencia al flujo que el fluido desplazado ($m = 1$) .

Cuando la resistencia al flujo de los fluidos desplazante y desplazado son diferentes , las líneas de corriente tendrán formas diferentes . si la razón de movilidad es mayor que 1, entonces hay menos resistencia al fluido inyectado que al desplazado. El efecto de que $m > 1$ significa que las líneas no diagonales sean más largas que en el caso de que m , sea igual a 1 .

De manera que los fluidos que viajan sobre las líneas de flujo tienen una menor velocidad que cuando $m = 1$, resultando que la eficiencia areal de barrido sea menor. Lo contrario es verdad cuando $m < 1$; la distancia recorrida por la línea de corriente es menor, la velocidad es mayor y la eficiencia areal de barrido es mayor que cuando $m = 1$. El efecto de la razón de movilidad sobre la longitud de la línea de corriente y la forma de ésta, se muestra en la figura 23

EFICIENCIA AREAL DE BARRIDO A LA RUPTURA

Típicamente se tiene cuatro tipos de arreglo que son representados por gráficos de E_a vs $\text{Log } m$ para un arreglo en particular:

1. Arreglo Aislado

Este es un arreglo que existe en un yacimiento lleno de líquido, que no tiene contorno ni otros pozos. Es posible con arreglos aislados tener una eficiencia areal de barrido mayor del 100%.

Esto es debido a que los fluidos del pozo de inyección pueden barrer petróleo fuera del arreglo.

2. Arreglos desarrollados

Este es un arreglo en un campo donde el campo total ha sido desarrollado sobre un mismo arreglo . los datos de eficiencia de barrido para arreglos desarrollados tienen unas amplias aplicaciones para predicción de inyección de agua.

3. Arreglos normales

Es un arreglo que contiene un solo pozo de producción en el modelo.

4. Arreglo invertido

Es un arreglo que contiene un pozo de inyección en el modelo.

Eficiencia areal de barrido después de la ruptura

Mientras se continua con la inyección después de la ruptura del agua , la eficiencia areal de barrido de un arreglo desarrollado continuara incrementándose hasta alcanzar un 100 % . La relación agua- petróleo de producción también incrementara después de la ruptura , sin

embargo no será económicamente posible operar un proyecto de inyección por mucho tiempo para obtener una cobertura areal completa.

Obviamente el incremento de la eficiencia areal después de la ruptura será una función de la cantidad de agua inyectada dentro del sistema, y es aconsejable que durante la planificación de un proyecto se conozca la relación entre estas dos variables.

Al hablar de un arreglo de 5 pozos, dos factores experimentales son usados en las correlaciones de sus gráficos:

1. volumen poroso desplazable, v_d , volumen poroso desplazable igual al fluido inyectado acumulativo como una fracción del producto del volumen poroso del arreglo y la eficiencia del desplazamiento.

$$V_d = \frac{W_i}{(v_p)_{\text{arreglo}} e_d}$$

w_i = agua inyectada acumulada, bls.

$(v_p)_{\text{arreglo}}$ = volumen poroso en el arreglo, barriles.

E_d = eficiencia de desplazamiento.

2. flujo fraccional de la region barrida Ψ_s .

Ψ_s = fracción del flujo total que viene de la región barrida , este será igual a f_w , si solamente agua esta fluyendo en la zona barrida.

Otra correlación muy usada para la eficiencia areal después de la ruptura en arreglos de 5 pozos se representa en la figura 24 . Esta correlación desarrollada experimentalmente por Craig y otros (23) , requiere el conocimiento de E_{abt} (E_a a $w_i / w_{ibt} = 1.0$) , y la relación de agua inyectada acumulada , W_{ibt} .

Otros factores que afectan la eficiencia areal de barrido

Como se indico previamente la mayoría de las correlaciones de eficiencia areal fueron desarrolladas para un yacimiento ideal. Cuando usamos esta información o cuando obtenemos eficiencias de barrido por otros métodos disponibles, debemos tener mucho cuidado con el uso de los factores que pueda causar variación significativa en los resultados de una inyección de agua. estas son :

- fracturas
- permeabilidad direccional
- variación areal de permeabilidad

- ángulo de buzamiento
- pozos situados fuera del arreglo
- área barrida de los pozos que están fuera del arreglo
- arreglos aislados
- saturación de gas inicial
- pozos espaciados irregularmente

2.1.4 Eficiencia vertical de desplazamiento

Como consecuencia de la falta de uniformidad de las permeabilidades en la dimensión vertical, todo fluido inyectado se moverá en un frente irregular. En las partes más permeables del yacimiento, el agua inyectada se moverá rápidamente y en las partes menos permeables, un movimiento será más lento. Una medida de la uniformidad de la invasión de agua es la eficiencia de desplazamiento (designada como E_t); también se le denomina la eficiencia de invasión. Está definida como el área de la sección transversal con la que hace contacto el fluido inyectado.

La eficiencia de desplazamiento vertical es una medida del efecto bidimensional (en la sección transversal vertical) de la falta de uniformidad del yacimiento.

La eficiencia vertical de desplazamiento se complica por los siguientes factores:

- influencia de la relación de movilidad
- influencia de las fuerzas de gravedad
- influencia de las fuerzas capilares
- flujo cruzado entre capas

2.1.5 **Eficiencia volumetrica de desplazamiento**

Un término estrechamente relacionado con la inyección de agua es la eficiencia volumétrica de desplazamiento , E_v , que es la medida del efecto tridimensional de las heterogeneidades del yacimiento . Es equivalente al producto del área barrida del arreglo por el desplazamiento vertical :

$$E_v = E_a \times E_t$$

La eficiencia de desplazamiento volumétrico puede definirse como el volumen de poros que hace contacto con el fluido inyectado , dividido entre el producto total de poros del arreglo o porción de interés del yacimiento .

CAPITULO III

3.1 Métodos más importantes en la predicción de la inyección de agua

Dado un proyecto particular de inyección de agua, nos gustaría predecir cierta información tal como ; el tiempo requerido para la ruptura del agua , recobro del petróleo a la ruptura , comportamiento de producción vs tiempo , producción de petróleo y producción de agua, etc . Numerosos métodos los cuales serán mencionados durante este capítulo han sido propuestos para realizar esto , cada uno en diferente forma para manejar heterogeneidad , cálculos de eficiencia areal , comportamiento de la inyección de agua , eficiencia de desplazamiento o muchas otras variables que puedan afectar el comportamiento de la inyección.

Por propósitos de descripción , los métodos de predicción de inyección de agua, pueden ser categorizados en cinco grupos . estos grupos que fueron definidos por Craig (23) , considera primordialmente lo siguiente:

- efectos del barrido areal
- estratificación del yacimiento
- mecanismos de desplazamiento
- métodos numéricos
- métodos empíricos

Los más exitosos y más comúnmente usados de cada categoría en la predicción de inyección de agua serán discutidos a continuación:

3.1.1 Metodo que considera la heterogeneidad del Yacimiento

Existen tres tipos básicos de métodos de predicción que caen en esta categoría:

1. Métodos que se refieren a los efectos de la variación de la inyectividad, capa por capa , en la porción radial del yacimiento que rodea el pozo de inyección.
2. Métodos que se refieren a la recuperación de petróleo, capa por capa

3. Métodos que caracterizan las heterogeneidades del yacimiento por su distribución de permeabilidad y que calculan un efecto general.

Método de Yuster - Suder - Calhoun

En 1944 , Yuster y Calhoun (24) , desarrollaron ecuaciones semejando la variación de la inyectividad durante una inyección de agua de cinco pozos. Consideraron que la inyección de agua se desarrolla a través de tres capas: (1) El movimiento radial del agua hacia el exterior , a partir del pozo de inyección, con una reducción de la inyectividad a medida que se llena el espacio de gas ; (2) un período intermedio de reducción de la inyectividad del agua después de la interferencia de los pozos de inyección de agua adyacentes , hasta el llenado completo y (3) un periodo final de inyectividad de agua constante. Esta solución fue ampliada para considerar un yacimiento cuya heterogeneidad pudiera simularse mediante un cierto numero de capas , cada una de ellas de permeabilidad diferente , aisladas una de otras. Se supuso que el agua y el petróleo tienen movilidades iguales y por lo tanto, que la parte de agua inyectada que entra a cada capa es directamente proporcional a la fracción de la capacidad total de flujo (kh) que representan . Se supuso un desplazamiento de tipo pistón del

petróleo por el agua , es decir , no hay petróleo fluente detrás del frente de invasión.

Muskat (25) amplió la aplicabilidad de éste método considerando la condición más general , en la cual la relación de movilidad agua - petróleo puede variar de 0.1 hasta 10. Trató también los efectos de las distribuciones de permeabilidad tanto lineal como exponencial.

Metodo de Prats - Matthews - Jewett- Baker

Usando básicamente la misma solución , Prats et al (26) . propusieron un método más completo para predecir el comportamiento de la inyección de agua de cinco pozos , incluyendo los efectos combinados de la relación de movilidad y de la eficiencia areal de barrido . la inyectividad inicial de agua se controla mediante las movilidades del agua inyectada y de los bancos de petróleo . después de la ruptura de agua , se aplica una correlación que relaciona la inyectividad con la parte radial del pozo productor, invadida por agua. Se supone un desplazamiento tipo pistón, del petróleo por el agua. de cualquier capa, la producción es únicamente de gas (durante el período de llenado) , de petróleo (durante el período que transcurre entre el llenado y la irrupción de agua) y posteriormente, de agua y petróleo , cuya

proporción depende de la correlación de área barrida y fracción de agua, desarrollada en el laboratorio.

Metodo de Stiles

Este método (27), incluye básicamente la consideración de diferentes posiciones del frente de invasión en las capas lineales, llenas de líquido, con diferentes permeabilidades, estando cada capa aislada de las demás. Stiles supone que el volumen de agua inyectada en cada capa depende únicamente del valor de (kh) de esa capa. Esto equivale a suponer una relación de movilidad unitaria. El método de Stile supone un desplazamiento de petróleo tipo pistón, por lo que después de la surgencia de agua en una capa, solamente se produce agua de esa capa. Posteriormente a la surgencia de agua, la relación agua - petróleo de producción se determina en la forma siguiente :

$$RAA = \frac{C}{1 - C} \frac{K_{rw}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w} \beta_o$$

Donde c es la fracción de la capacidad total del flujo representada por las capas que tienen surgencia de agua y por lo tanto, produciendo agua, y μ_w y μ_o son respectivamente, las viscosidades del agua y

del petróleo . por lo tanto , el método de Stiles incluye una condición ambigua con relación a las movilidades del petróleo y del agua es decir , supone una relación de movilidad unitaria para los cálculos del barrido vertical y toma en cuenta la relación de movilidad existente para el cálculo de la relación de producción agua - petróleo .

Shmalz y Rahme (28) , presentaron los resultados de los cálculos utilizando el método de Stiles (27) y el de Suder y Calhoun (29) , son seis diferentes

Distribuciones de permeabilidad. Estas distribuciones se clasificaron aplicando el coeficiente de Lorenz. Otros autores (30) (31) , admitieron para capas de propiedades diferentes , conceptos de flujo radial e incremento del banco de petróleo .

Johnson (32) desarrolló una solución gráfica que simplifica la consideración de las variaciones de la permeabilidad y de la porosidad de las capas . Las propiedades de los estratos se escogieron en tal forma que cada una de ellos tienen igual capacidad e flujo , por lo que el gasto volumétrico de inyección en cada estrato fue el mismo.

Método de Dykstra – Parsons

Un trabajo anterior (33) presentó una correlación entre la recuperación por medio de la inyección de agua y la relación de movilidad y la distribución de la permeabilidad. Esta correlación se basó en cálculos aplicados a un modelo lineal estratificado sin flujo cruzado. Se llevaron a cabo más de 200 pruebas de inyectividad en más de 40 muestras de núcleos de California, en las cuales se midieron las saturaciones iniciales de fluido, relaciones de movilidad, relaciones de producción agua - petróleo y las recuperaciones fraccionales de petróleo. Se midió la distribución de permeabilidad mediante el coeficiente de variación de permeabilidad. Las correlaciones presentadas por Dykstra - Parsons (34) relacionaron la recuperación a una relación de producción agua - petróleo de 1, 5, 25 y 100, como una fracción del petróleo inicialmente in situ y, con respecto a la variación de permeabilidad, la relación de movilidad y las saturaciones de agua congénita y de agua al término de la inyección. Los valores obtenidos suponen un barrido lineal, puesto que se basan en pruebas de flujo lineal.

3.1.2 Metodo referido al area de barrido

Método ,de Muskat

En la década de los años 1940 , se llevaron a cabo trabajos considerables tanto matemáticos como experimentales , para determinar las distribuciones de líneas de flujo y de isopotencial de diferentes arreglos de inyección (36) . Estos estudios dieron la eficiencia de área barrida a la surgencia de agua , para una relación de movilidad unitaria . Aunque esto no es un método de predicción de agua tal como lo conocemos ahora , los ingenieros de operación utilizaron estos valores en sus estimaciones de la recuperación por medio de la inyección de agua.

Método de Hurst

Hurst (37) amplió los primeros trabajos de Muskat para el arreglo de cinco pozos, con el objeto de considerar la existencia de una saturación inicial de gas anterior a la inyección de agua. Sus estudios matemáticos consideraron la formación de un banco de petróleo, pero suponían igual movilidad para el agua y petróleo. Este fue el primer estudio para mostrar el incremento de área barrida , obtenible

posteriormente a la surgencia , mediante la inyección continuada de agua.

Método de Deppe -Hauber

Este método se basa en dos trabajos , el primero de Deppe (38) , que presentó información sobre la inyektividad de los arreglos de pozos y el segundo por Hauber (39) , quien aplicó los resultados de Deppe al cálculo de comportamiento de arreglos de inyección de agua.

En el trabajo de Deppe , la inyektividad de un modelo de invasión se considera como la correspondiente a una serie de sistemas lineales y radiales . En el trabajo de Hauber , se dedujeron las expresiones analíticas para los arreglos de cinco pozos y de empujes en líneas directas. Para otros arreglos se supuso que el desplazamiento tiene lugar a lo largo de “ tubos de flujo “ , que conectan los pozos de inyección y los de producción. Aunque es posible manejar una saturación inicial de gas , el método supone que la saturación de petróleo se reduce instantaneamente a la saturación de petróleo residual , al momento del paso del frente de invasión . éste método arrojó una buena concordancia en sistemas experimentales.

3.1.3 Método relacionado con el mecanismo de desplazamiento

Los métodos de predicción que se tratarán son los relacionados con los empujes frontales , es decir , los que reflejan la posible presencia de un gradiente de saturación y de petróleo móvil detrás del frente de invasión.

Método de Buckley - Leverett

La teoría del avance frontal de Buckley - Leverett (40) , como la tratamos anteriormente , considera el mecanismo del desplazamiento de petróleo por el agua, tanto en un sistema lineal como en sistema radial , como ampliación de esta solución , se desarrolló una ecuación (41) ,para predecir la velocidad del avance frontal en un sistema radial con una saturación inicial de gas , la modificación de Welge (42), a la ecuación del avance frontal , simplifica considerablemente su uso .

Otros autores (43) (44) ,combinaron la ecuación del avance frontal con el método de predicción de Dykstra -Parsons, con el objeto de eliminar la anterior limitación del desplazamiento en forma de pistón en cada capa . en una ampliación más , se modificó el modelo de Stiles para considerar los efectos del avance frontal de Buckley -Leverett.

Método de Crag -Geffen - Morse

Este método de predicción (45) se basa en los resultados de una serie de empujes de gas y agua en un modelo de cinco pozos . El procedimiento es la aplicación de una ecuación modificada de Welge y de dos correlaciones obtenidas experimentalmente . la primera correlación es la de eficiencia de área barrida a la surgencia con la relación de movilidad . la segunda relaciona la eficiencia área barrida después de la surgencia , con el logaritmo de la relación w_i / w_{ibt} , donde w_i es el volumen acumulativo de agua inyectada y w_{ibt} es ese volumen a la surgencia de agua . la segunda correlación puede expresarse mediante la ecuación :

$$E_a = E_{abt} + 0.633 \text{ LOG } W_i / W_{ibt}$$

Este método considera que la saturación de agua promedio en la porción del área del arreglo en contacto con el agua , está relacionada con el volumen acumulativo de agua inyectada mediante una ecuación modificada del tipo de la de Welge , para considerar la “expansión del volumen de poros en contacto con el agua “, causada por el incremento del área barrida . La producción de petróleo se considera como la suma del petróleo producido, como resultado del incremento del área

barrida y del petróleo desplazado de la región invadida. La producción de agua es entonces el agua inyectada menos el petróleo producido .

Este método mostró concordancia con más de 20 pruebas en modelos de laboratorio, de los cuales se obtuvieron las correlaciones. Estas pruebas cubrieron una gama de relaciones de movilidad y de gradientes de saturación e incluyeron saturaciones iniciales de gas hasta el 44 % PV.

El método tratado en el trabajo original no prevee los yacimientos de capas múltiples, puesto que en esas condiciones se requieren correlaciones de la inyectividad del fluido para relacionar la inyectividad de una capa con la de otra . Para poder aplicar este método de cálculo a los yacimientos estratificados , se han usado los datos de Caudle y Witte (46) sobre la inyectividad en arreglos de cinco pozos.

En una modificación denominada el “ método de las bandas “ (47) , se supone que el yacimiento incluye diez bandas de igual volumen. Para obtener el comportamiento de cualquier capa , se incorpora información sobre el área barrida , además de los efectos de permeabilidad relativa . la suposición de que la capacidad de flujo de

cada una de las capas no varia con el tiempo , permite sumar el comportamiento de cada banda o zona para obtener el comportamiento total . sin embargo , esta suposición equivale a considerar que la inyectividad del fluido se comporta como la correspondiente a la relación de movilidad unitaria . por lo tanto, éste método incluye suposiciones conflictivas sobre el valor de la relación de movilidad.

En un trabajo presentado en 1969 , Wason y Schrider (48) expusieron un método para predecir el comportamiento de la inyección de agua de cinco pozos en yacimientos estratificados. Este método combinó varias técnicas de predicción previamente publicadas : la de Yuster y Calhoun (29) para calcular la variación del gasto de inyección durante las primeras etapas del llenado , la de Caudle y Witte (46) para determinar el comportamiento del gasto al llenado y después de éste y la de Craig et al (49). Para relacionar el volumen de agua inyectada , el petróleo producido y el comportamiento de la RAP.

3.1.4 Métodos Empíricos

Método de Guthrie – Greenberger

En un trabajo publicado en 1955 por Guthrie y Greenberger (50), se relacionó empíricamente la recuperación de petróleo por empuje hidráulico con las propiedades de las rocas y los fluidos del yacimiento. Estudiaron 73 yacimientos de areniscas con empuje hidráulico o con empuje de gas disuelto combinado con el empuje hidráulico. Para estos yacimientos se disponía de datos de producción reales. La recuperación de petróleo se relacionó con la permeabilidad, porosidad, viscosidad del petróleo, espesor de la formación, saturación de agua congénita, profundidad, factor volumétrico del petróleo, área y espaciado entre pozos. La correlación que se presenta a continuación concuerda tan favorablemente que el 50 % de las veces, que el factor de recuperación se mantuvo dentro de 6.2 % del valor reportado y el 75 % de las veces dentro de un 9.0 %.

$$E_R = 0.2719 \text{ LOG } K + 0.25569 S_w - 0.1355 \text{ LOG } \mu_o - 1.5380 \phi - 0.0003488 h + 0.11403$$

donde e_r es la eficiencia fraccional de recuperación.

Esta ecuación indica que la eficiencia de recuperación mediante empuje hidráulico, es más bajos en los yacimientos de más alta porosidad.

Método de Schauer

Schauer (51) presento un método empírico para predecir el comportamiento de las inyecciones de agua en la cuenca Illinois. Este método se basa en el comportamiento pasado de cinco proyectos de inyección de agua, se construyó una gráfica que indica el porcentaje de llenado a las primeras indicaciones de la respuesta en la producción de petróleo, como función del coeficiente de Lorenz, es decir, en los yacimientos de creciente heterogeneidad, la respuesta de producción de petróleo ocurrió a un bajo porcentaje de llenado (figura 25). A partir de la historia de comportamiento de los campos, se obtuvieron también otras gráficas que muestran la reducción de la inyektividad con el tiempo.

3.1.5 Métodos de predicción perfecta

El método perfecto para predecir el comportamiento de agua incluirá desde luego, todos los efectos pertinentes del flujo de fluidos, del arreglo de pozos y de la heterogeneidad.

Los efectos del flujo de fluidos incluyen la influencia de las diferentes características de permeabilidad relativa agua - petróleo, según difieren de un yacimiento a otro como resultado de la mojabilidad, la distribución de las dimensiones de los poros y las saturaciones congénitas. se incluirá un frente de invasión (es decir de una zona donde aumenta abruptamente la saturación de agua), así como la consideración de cualquier petróleo fluyente detrás del frente de invasión y el cambio resultante en la conductividad del fluido a medida que avanza la invasión . También se tomaría en cuenta en el método perfecto de predicción la posible presencia de una saturación inicial de gas , formada por el agotamiento del empuje de gas o por la inyección de gas antes de la inyección de agua.

Los efectos del arreglo de los pozos considerados por el método perfecto de predicción, serían el de la relación de movilidad sobre la eficiencia Areal de barrido a la surgencia del agua y también sobre el incremento del área barrida posteriormente a la surgencia, con una

inyección continuada de agua. El método perfecto de predicción no se limitaría a unos cuantos modelos o a ciertos arreglos de pozos de inyección y producción, sino que también podría predecir el comportamiento de las inyecciones periféricas y de las inyecciones en pozos localizados irregularmente.

Los efectos de heterogeneidad previstos por el programa perfecto, incluirían las variaciones areales y verticales de la permeabilidad. También se incluirán consideraciones del flujo cruzado entre segmentos adyacentes de diferente permeabilidad y también la existencia de agua discreta y aislante barrera al flujo, desde de luego este método de predicción consideraría la influencia de los efectos de la viscosidad, la capilaridad y la gravedad sobre el movimiento de los fluidos.

Un método de predicción de este género, puesto que considera todos los efectos sobre la inyección de agua, produciría una concordancia entre el comportamiento predicho y el real. Pero un método de predicción perfecto requeriría también información detallada de la estructura del yacimiento, probablemente más de la que actualmente tenemos en cualquier yacimiento.

CAPITULO IV

4.1 Manual del Usuario

El presente manual se encuentra dividido en dos secciones en las cuales se describen en detalle las principales características del sistema.

En la primera sección se describe la instalación del Sistema. Aquí se especifica como el sistema debe instalarse en los diferentes Sistemas operativos: DOS ,WINDOWS 95 ó si el PC tiene instalado versiones de WINDOWS 3.X.

En la segunda sección del documento está dedicada a una descripción minuciosa de cada una de las opciones del sistema. En esta parte se describe la

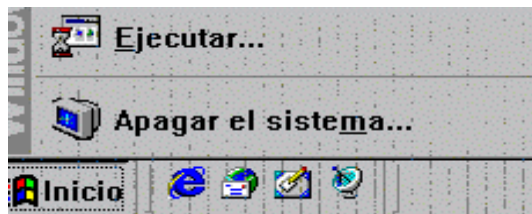
función específica de cada comando, sus entradas, salidas y su sintaxis. Aquí se especifica como el usuario debe ingresar los datos, además como serán vistos los resultados por el usuario.

INSTALACION DEL SISTEMA

Existen tres maneras de realizar la instalación, y la elección de una u otra dependerá de si tiene o no una versión anterior de Windows (versión 3.x), Windows 95 en su PC.

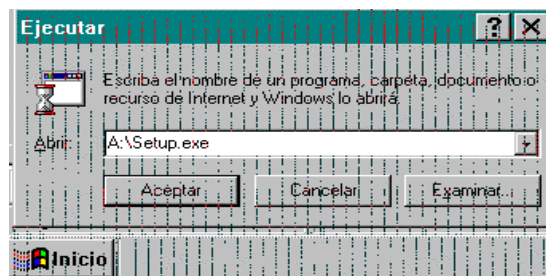
Para instalar desde Windows 95

- ❶ Inserte el Disco 1 de la instalación en la unidad de disco.
- ❷ Haga clic en inicio / ejecutar



- ❸ Escriba la letra de la unidad, seguida de dos puntos (:) y una barra invertida (\), y la palabra Setup, Por ejemplo:

a:\setup



- ❹ Siga las instrucciones que aparezcan en pantalla.

Para instalar desde una versión anterior de Windows (versión 3.x)

- ❶ Inserte el Disco 1 de la instalación en la unidad de disco.
- ❷ En administrador de Archivos o programas, haga clic en Archivo/Ejecutar.
- ❸ Escriba la letra de la unidad, seguida de dos puntos (:) y una barra invertida (\), y la palabra Setup, Por ejemplo:

c:\setup

- ❹ Siga las instrucciones que aparezcan en pantalla.

Para instalar desde MS-DOS

- ❶ Introduzca el disco 1 de instalación en la unidad de disco respectivamente.
- ❷ A continuación del símbolo del sistema, escriba la letra de la unidad seguida de dos puntos (:) y una barra invertida (\), y la palabra Setup, Por ejemplo:

[c:\] a:\setup

- ❸ Presione la tecla <ENTER> y siga las instrucciones desde la pantalla.

CORRIDA TIPICA DEL SISTEMA

Esta sección muestra lo que sería una corrida típica del Sistema de inyección de agua, la cual permite observar el uso de los diversos comandos del sistema. Una vez que Ud. haya seleccionado desde el menú inicio, programas y Sisinyec, aparecerá la siguiente pantalla de presentación.



Aquí se presenta el título que identifica el proyecto. SISTEMA COMPUTARIZADO DE INYECCION DE AGUA. EL Logotipo de la ESPOL, y dos objetos denominados botones: Continuar y Salir.



Que permite continuar con el programa



Que permite cancelar y salir del sistema Sisinyec.

Si presiona el botón Continuar ó presiona la tecla de la letra subrayada (C), inmediatamente después se desplegará una pantalla que contiene el menú principal del sistema.

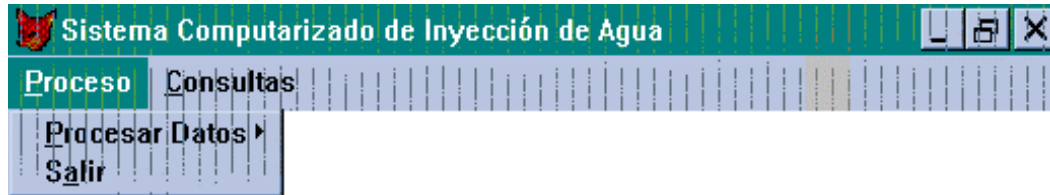


Este menú contiene las opciones o comandos principales del sistema que permiten controlar y manipular la información del sistema.

A continuación se examinará cada una de las opciones del menú principal. Comenzaremos con la opción PROCESO.

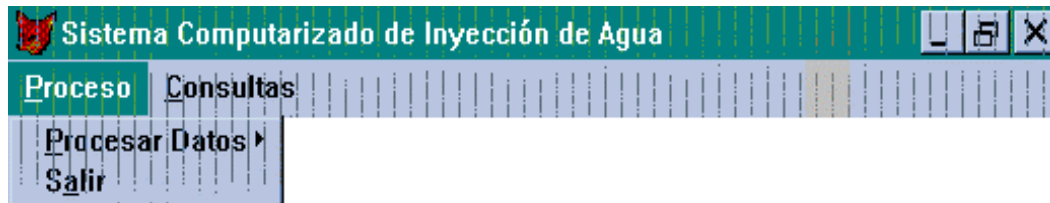
➤ PROCESO

Este es el menú de ésta opción:



➤ Procesar_datos

Contiene un submenú con las siguientes opciones:



➤ SALIR

Permite salir del sistema de Inyección de Agua.

➤ Procesar_datos -- Ejemplo

Al elegir esta opción se muestra un ejemplo de una corrida típica del sistema con datos que ya han sido ingresados, para que el usuario observe los datos y se familiarice con el manejo del sistema.

➤ Procesar_datos -- Nuevos

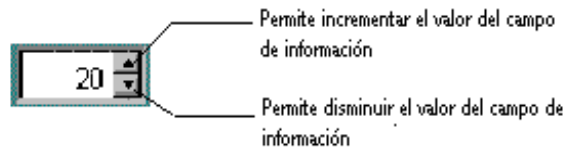
Al usuario ingresa datos nuevos para la corrida del sistema.

Una vez seleccionado el proceso a realizar (Ejemplo o Nuevo), se mostrará la siguiente pantalla.

The screenshot shows a software window titled "Propiedades del Yacimiento" with a teal background. At the top, there is a dropdown menu for "Arreglo de inyección" set to "cinco pozos", and two buttons: "Aceptar" and "Salir". Below this, there are two columns of input fields, each with a numerical value and a small up/down arrow icon. The fields are as follows:

Arreglo de inyección	cinco pozos	Aceptar	Salir
Espaciamiento entre pozos, en acres	20	Saturación de agua congénita, en fracción	0.10
Espesor de la formación, en pies	5	Saturación actual promedio de gas, en fracción	0.15
Permeabilidad Promedio, en md	10	Viscosidad del Aceite a la presión actual del yacimiento, en cp	1.00
Porosidad promedio, en fracción	0.20	Viscosidad del agua, en cp	0.50
Presión del yacimiento, en psi	1000	Factor de volumen del aceite a la presión actual	1.20
Distribución de permeabilidad	0.50	Diferencial de Presión entre el pozo productor y el pozo inyector, en psi	3000
Recuperación actual del aceite, fracción del aceite inicial in situ	0.104	Area del arreglo, en acres	40.0
Factor de volumen del aceite a la presión de saturación	1.29	Radio del pozo, en pies	1.00

Esta pantalla le permite ingresar las propiedades del yacimiento a ser evaluado. Cada campo de información contiene un objeto denominado spinner el cual permite aumentar o disminuir valores que han sido ingresados en el campo respectivo.



Inmediatamente después de que Ud. haya llenado todos los campos de información, debe presionar uno de los botones: < Aceptar > si desea continuar ó < Salir > para salir del sistema.

Si presiona el <botón <Aceptar >, inmediatamente después de haber llenado todos los campos de información, aparecerá la siguiente pantalla:

Tabla de Propiedades de permeabilidad de 10 capas del Yacimiento

Capa	Permeabilidad	Espesor
1	31.5	
2	20.5	
3	16.0	
4	13.1	
5	10.9	
6	8.2	
7	7.7	
8	6.3	
9	4.9	
10	3.2	

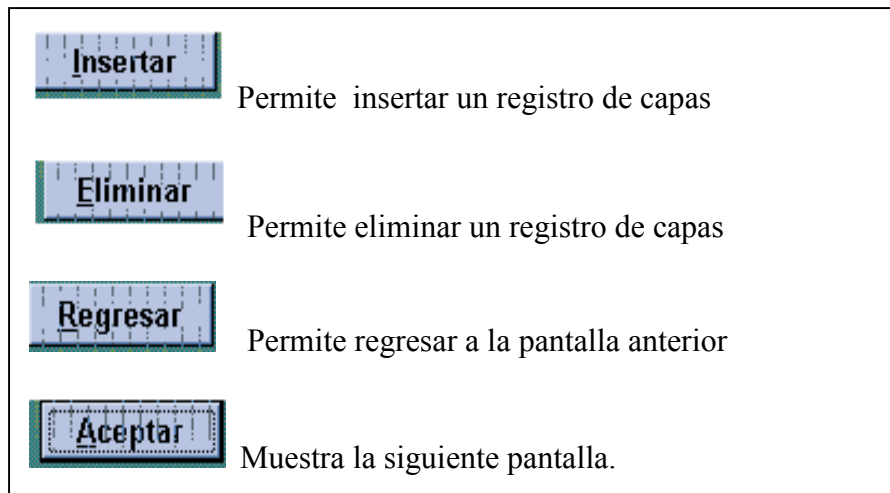
Insertar

Eliminar

Regresar

Aceptar

En ésta pantalla el usuario debe ingresar las propiedades de permeabilidad que representa la permeabilidad y espesores de 10 capas promedio para cada incremento del 10 % de la muestra acumulativa.

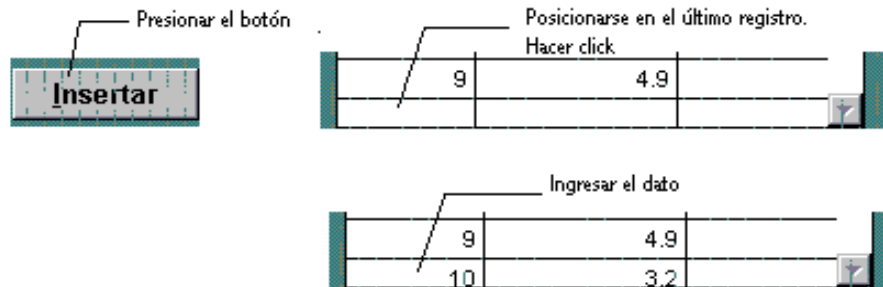


Para Insertar...

Si desea insertar registros debe seguir los siguientes pasos:

1. - Debe presionar el botón <Insertar>.
2. - Posicionarse en el último registro que se vea en la tabla
3. - Escribir dato que desea.

Por ejemplo :

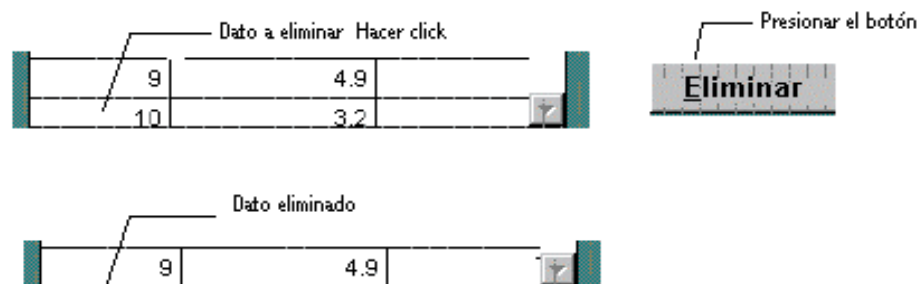


Para Eliminar...

Si desea eliminar registros debe seguir los siguientes pasos:

1. - Posicionares en el registro que se desea eliminar
2. - Presionar el botón <Eliminar>.

Por ejemplo



Al presionar el botón < Aceptar > se muestra la pantalla que permitirá ingresar los datos que generarán la curva de flujo fraccional.

Pantalla que generará la curva de flujo fraccional

Curva de Flujo fraccional

Permitir Ingresar Kro y Krw

Regresar

Salir

Saturación de Agua

Fracción Sw	Fracción kro	Fracción krw

Insertar

Eliminar

Aceptar

Ver Gráfico

Cálculos

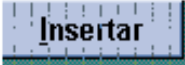

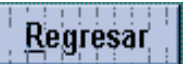

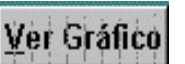
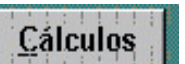

Tabla de Resultados de curva de flujo fraccional

Fracción Sw	Aceite Kro	Agua krw	Flujo Frac. de agua

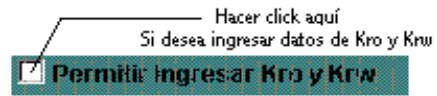
Esta pantalla contiene los siguientes botones:

- Insertar
- Eliminar
- Aceptar
- Ver gráfico
- Cálculos

Cada uno de éstos botones tiene una función específica, que describiremos a continuación:

	Permite insertar registros de saturación de agua y de aceite.
	Permite eliminar un registro
	Permite regresar a la pantalla anterior
	Acepta la información de la saturación y los procesa para crear la tabla de resultados que generarán la curva
	Presenta una pantalla que es donde se generará la curva de flujo fraccional.
	Procesa los datos que generarán los resultados esperados
	Permite salir de la aplicación.

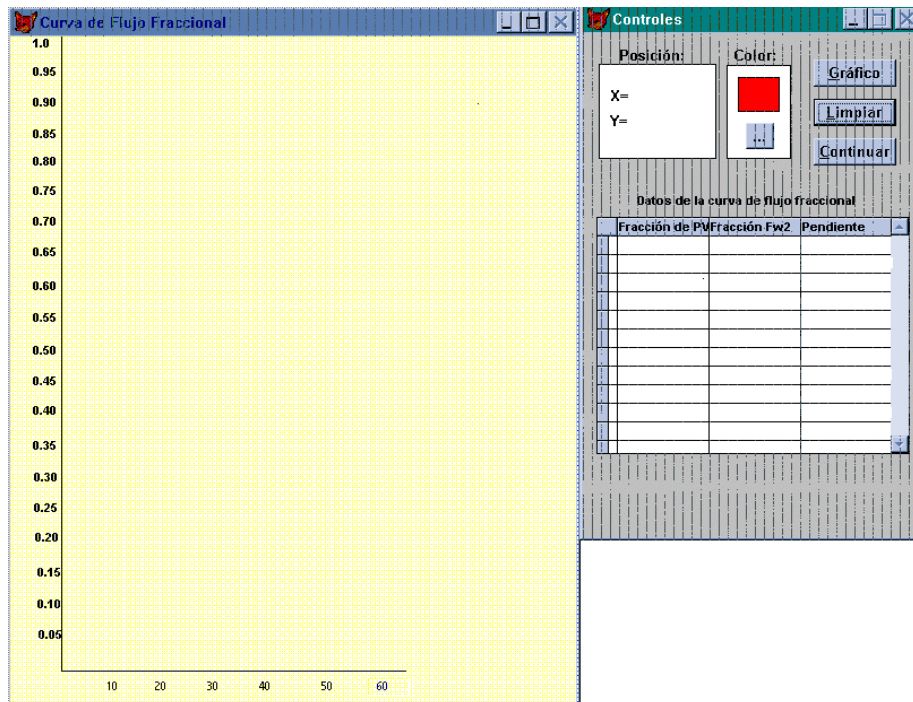
Existe una cajita donde el usuario debe hacer clic si desea ingresar los datos de saturación del agua y del aceite, caso contrario, el sistema los generará por default.



Permite ingresar datos de Kro y Krw



Una vez ingresados o no los datos de saturación debe presionar el botón de aceptar, que le mostrará una tabla de resultados, inmediatamente presione el botón < Ver gráfico >, el cual lo llevará a otra pantalla como la siguiente.



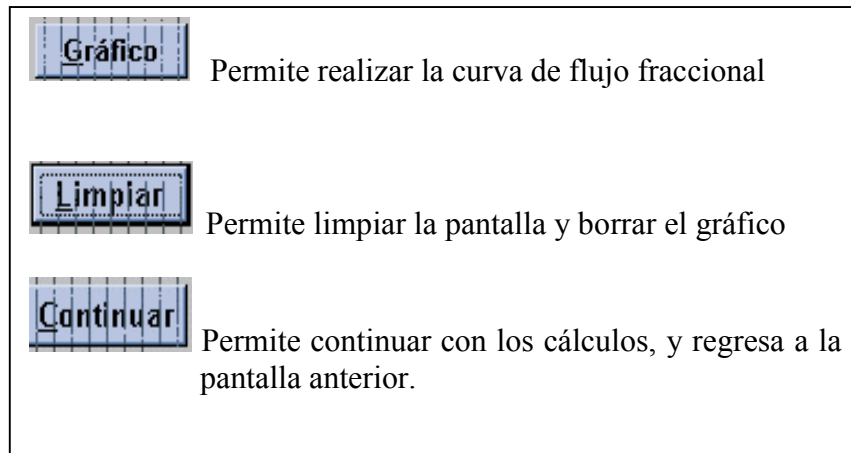
Aquí se muestran unos controles donde:

Posición: indica las coordenadas X y Y donde el usuario se encuentre poseionado con el Mouse

Color: Los colores que desee darle a la gráfica.

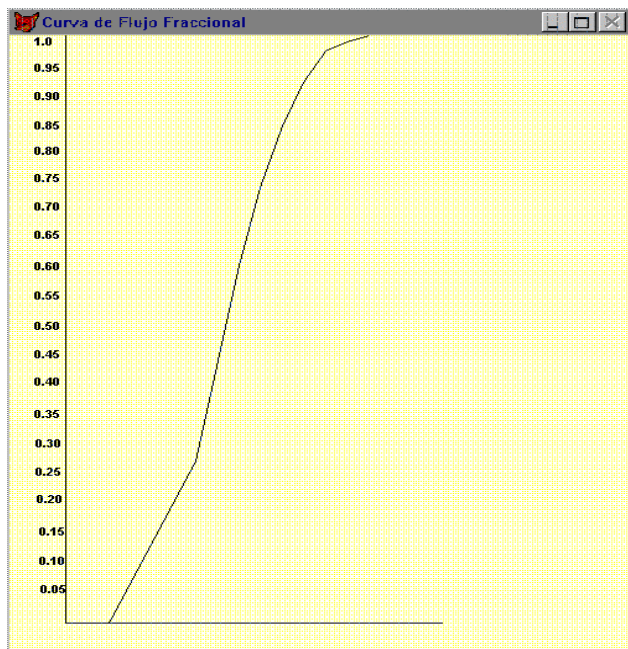
En la tabla se colocarán automáticamente los valores de las rectas pendientes a las curvas que el usuario eligió.

Los botones que contiene esta pantalla son los siguientes:



Realizando el gráfico.....

Después de presionar el botón <Gráfico le aparecerá la pantalla de la siguiente manera:

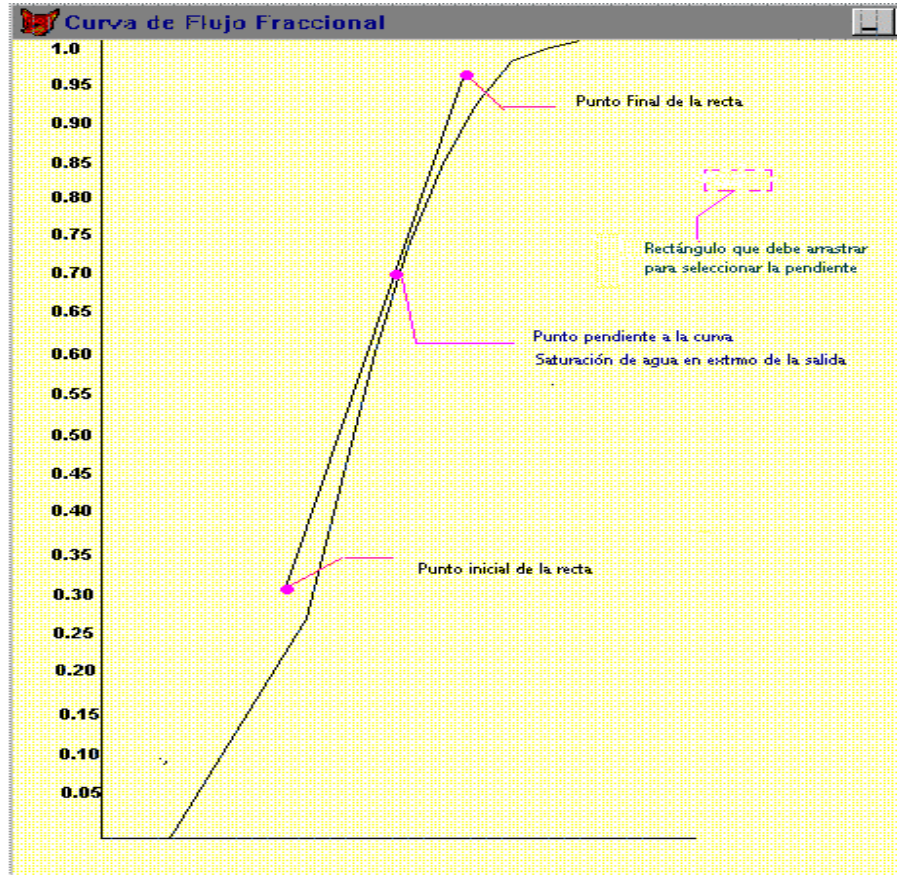


Datos de Pendientes:

Para elegir pendientes a la curva el usuario debe realizar los siguientes paso:

- 1.- Debe hacer clic con el Mouse en el punto de saturación inicial donde desea que parta la recta pendiente.
- 2.- Colocarse en un punto de la curva donde crea conveniente que la recta sea tangente a la misma
- 3.- Una vez trazada la recta , el usuario debe arrastrar con el Mouse el rectángulo que se encuentra en la parte superior del gráfico, y llevarlo al punto tangente.
- 4.- Colocados sobre el punto tangente, hacer clic con el Mouse con el botón derecho, esta acción permitirá al sistema seleccionar el punto y mostrar los resultados en la tabla que se muestra en la pantalla.
- 5.- El usuario debe realizar estos pasos, hasta alcanzar 10 valores de pendientes tratando en lo posible que el ultimo valor de saturación de agua en extremo de salida sea aproximado al ultimo valor de saturación de la tabla de flujo fraccional anteriormente llenada.

En el gráfico siguiente se muestran los pasos:



Nota: Si ha trazado mal la recta pendiente, solo debe realizar desde el paso 1, ya que ha medida que se traza una nueva recta se irá borrando la anterior, ó también puede presionar el botón < Limpiar > y después presionar el botón < Gráfico >, y proceder desde el punto 1.

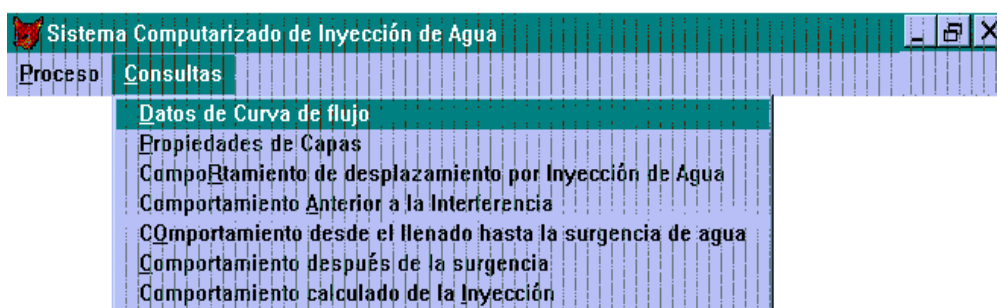
No olvidar hacer clic con el botón derecho del Mouse una vez posesionado sobre la pendiente. Los valores no serán grabados hasta realizar esta acción.

Al finalizar el ingreso de los valores de pendientes presione el botón <continuar >, el cual permitirá regresar a la pantalla anterior.

Estando en la pantalla de Curva de flujo fraccional, presionar el botón < Cálculos >, que realizará todos los cálculos relacionados con los datos ingresados y generará la información que podrá ser revisada en el menú de consultas.

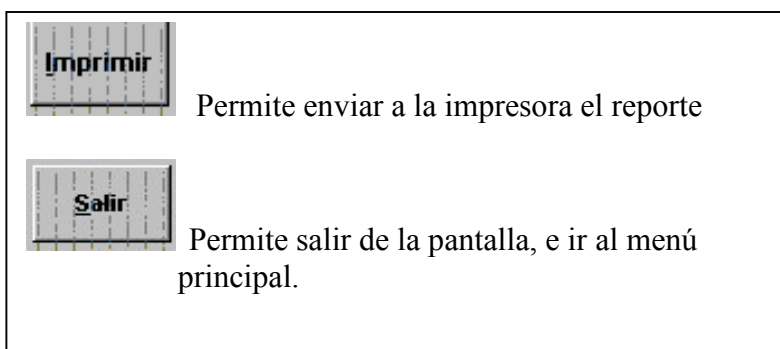
➤ CONSULTAS

Una vez que se ha seleccionado la opción Consultas, se desplegará un submenú con el cual el usuario podrá efectuar el reporte que requiera de acuerdo a su elección.



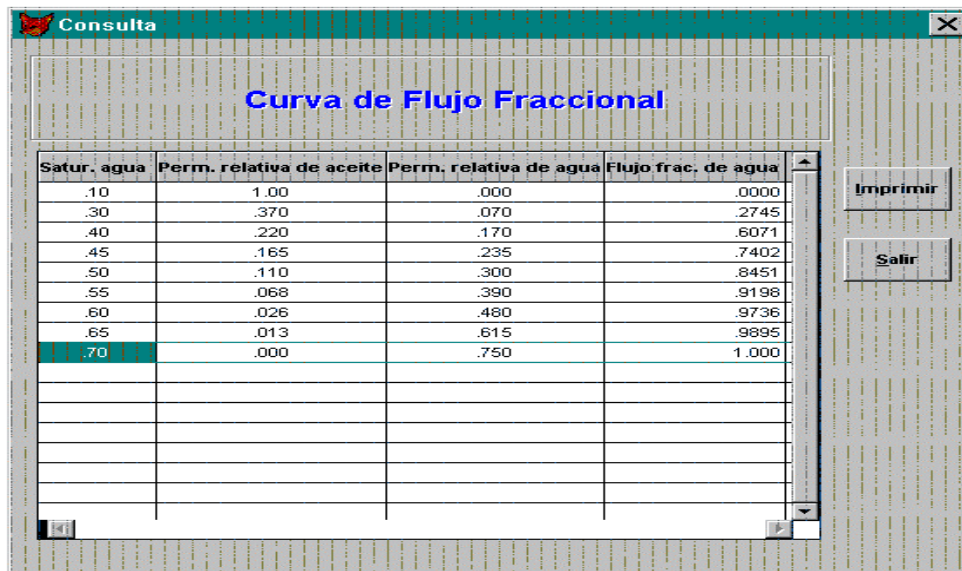
Botones de las consultas

Todas las consultas tienen los siguientes botones en común:



➤ **Consulta de datos de curva de flujo**

El sistema presentará la siguiente pantalla:



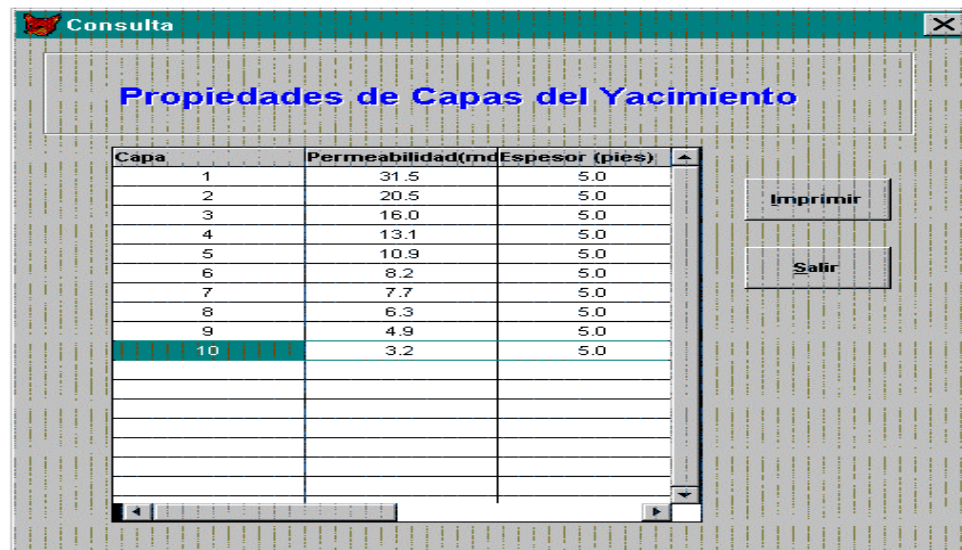
The screenshot shows a software window titled 'Consulta' with a close button in the top right corner. The main content area displays a table titled 'Curva de Flujo Fraccional'. The table has four columns: 'Satur. agua', 'Perm. relativa de aceite', 'Perm. relativa de agua', and 'Flujo frac. de agua'. The data rows are as follows:

Satur. agua	Perm. relativa de aceite	Perm. relativa de agua	Flujo frac. de agua
.10	1.00	.000	.0000
.30	.370	.070	.2745
.40	.220	.170	.6071
.45	.165	.235	.7402
.50	.110	.300	.8451
.55	.068	.390	.9198
.60	.026	.480	.9736
.65	.013	.615	.9895
.70	.000	.750	1.000

To the right of the table, there are two buttons: 'Imprimir' and 'Salir'. The window has a scroll bar on the right side of the table area.

➤ **Propiedades de Capas**

Se mostrará la siguiente información:



The screenshot shows a software window titled 'Consulta' with a close button in the top right corner. The main content area displays a table titled 'Propiedades de Capas del Yacimiento'. The table has three columns: 'Capa', 'Permeabilidad(md)', and 'Espesor (pies)'. The data rows are as follows:

Capa	Permeabilidad(md)	Espesor (pies)
1	31.5	5.0
2	20.5	5.0
3	16.0	5.0
4	13.1	5.0
5	10.9	5.0
6	8.2	5.0
7	7.7	5.0
8	6.3	5.0
9	4.9	5.0
10	3.2	5.0

To the right of the table, there are two buttons: 'Imprimir' and 'Salir'. The window has a scroll bar on the right side of the table area.

➤ Comportamiento de desplazamiento por inyección de agua

Consulta

Comportamiento del desplazamiento por Inyección de Agua

Sat. Agua en	Flujo extremo salida	Pend. curva frac.	Agua Inyec. acum	Sat. Prom. d
0.469	0.798	2.160	0.463	
0.495	0.848	1.750	0.571	
0.520	0.888	1.410	0.709	
0.546	0.920	1.130	0.885	
0.572	0.946	0.851	1.175	
0.597	0.965	0.649	1.541	
0.622	0.980	0.477	2.096	
0.649	0.990	0.317	3.155	
0.674	0.996	0.195	5.128	
0.700	1.000	0.102	9.804	

Imprimir

Salir

➤ Comportamiento anterior a la Interferencia

Consulta

Comportamiento anterior a la interferencia

Inyec. Agua	Gasto agua Inyec.	Prom. Gasto agua Inyec	Diferencia de Tiem
0.00	0.00	509.50	7.18
3658.99	509.50	493.66	7.41
7317.99	477.82	469.43	7.79
10976.98	461.05	455.44	8.03
14635.97	449.84	445.68	8.21
18294.97	441.52	438.23	8.35
21953.96	434.95	432.24	8.47
25612.95	429.54	427.25	8.56
29271.95	424.96	422.99	8.65
32930.94	421.01	419.27	8.73
36589.93	417.53		

Imprimir

Salir

➤ Comportamiento desde el llenado hasta la Surgencia de Agua

Consulta

Comportamiento desde el llenado hasta la surgencia de Agua

Agua Inyecta	Eficiencia Aerial	Conductancia	Gastos de Inyec. A
46548.00	.324	.93	250.7
54643.24	.380	.94	251.8
62738.49	.437	.94	252.8
70833.73	.493	.94	253.8
78928.97	.549	.94	252.6
87024.22	.606	.93	251.1
95119.46	.662	.93	249.6
103214.7	.718	.92	247.3

Imprimir

Salir

➤ Comportamiento después de la Surgencia

Consulta

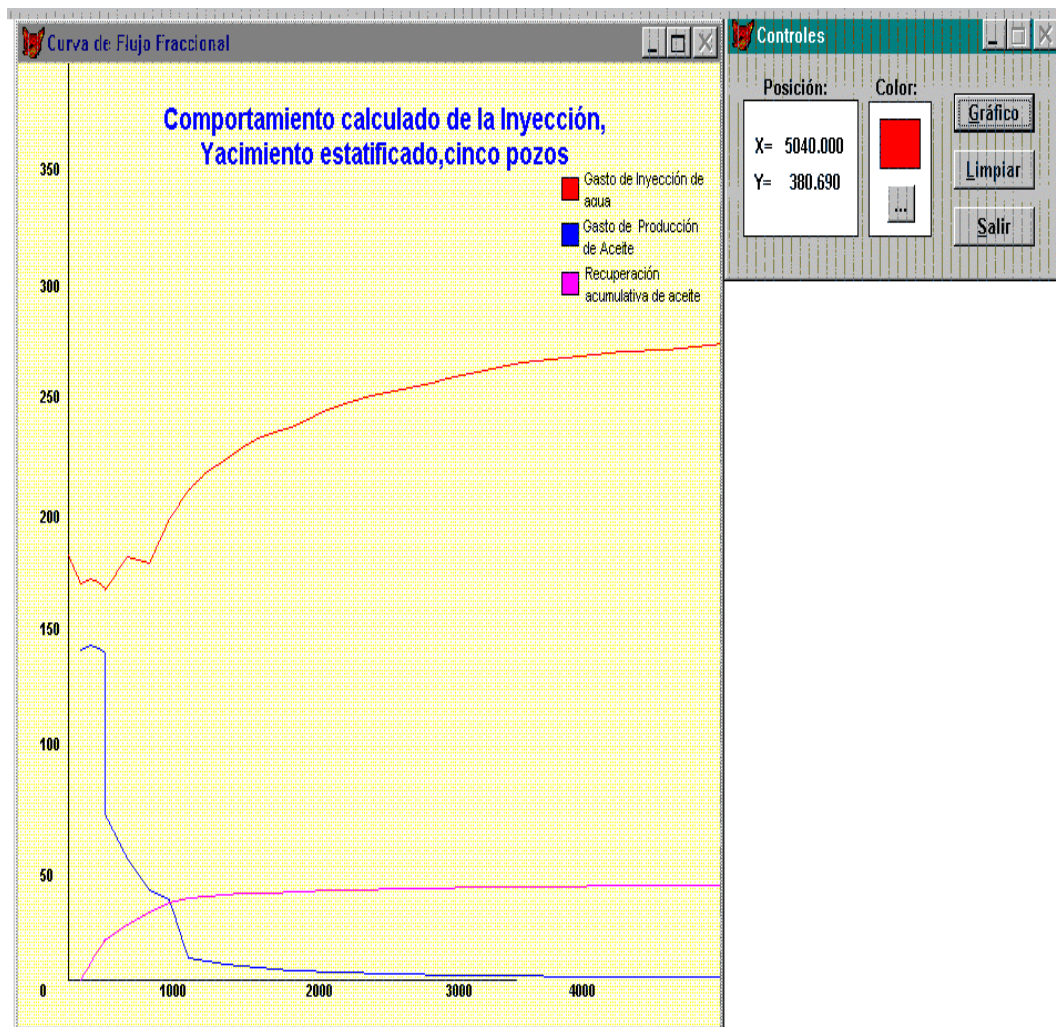
Comportamiento Después de la Surgencia de Agua

Wi	Wi/Wibt	Ea	Qi/Qibt	Qi	(dfw/dSw)	Sw2	fo2
1754650	17.00	1.0000	10.2878	4.763	0.210	0.6709	0.0047
1806257	17.50	1.0000	10.5271	4.874	0.205	0.6719	0.0045
1857865	18.00	1.0000	10.7651	4.984	0.201	0.6728	0.0043
1909472	18.50	1.0000	11.0019	5.094	0.196	0.6737	0.0041
1961079	19.00	1.0000	11.2376	5.203	0.192	0.6748	0.0039
2012687	19.50	1.0000	11.4721	5.312	0.188	0.6759	0.0037
2064294	20.00	1.0000	11.7056	5.420	0.185	0.6769	0.0035
2115901	20.50	1.0000	11.9380	5.527	0.181	0.6779	0.0034
2167509	21.00	1.0000	12.1695	5.634	0.177	0.6789	0.0032
2219116	21.50	1.0000	12.3999	5.741	0.174	0.6798	0.0031

Imprimir

Salir

➤ Comportamiento calculado de la inyección



CONCLUSIONES

- Este método posee en su totalidad muchas de las características que posee el método perfecto en comparación de otros métodos existentes, no hay que olvidar que el método perfecto para poder aplicarlo se debería tener una serie de información muy detallada de la estructura de un yacimiento, probablemente más de la que actualmente se tiene en cualquier yacimiento.
- El método propuesto está aplicado para arreglos de cinco pozos ya que éste es el que se asemeja a la mayoría de arreglos existentes, aunque sería interesante introducir las ecuaciones correspondientes para generalizar el procedimiento.
- Este procedimiento toma en cuenta tanto información preestablecida de tablas de propiedades de permeabilidad, como valores introducidos de entrada del programa.

RECOMENDACIONES

- Al utilizar éste programa se debe tener mucho cuidado con la información de entrada suministrada al mismo, ya que ésta siendo equivocada generaría resultados erróneos.
- Se recomienda introducir no menos de 12 valores de saturación de agua partiendo de la saturación de agua congénita hasta la máxima saturación de agua, con el fin de obtener una buena curva de flujo fraccional.
- Al trabajar con la gráfica de flujo fraccional se debe tener mucho cuidado al realizar las rectas pendientes, ya que estas determinaran el comportamiento del desplazamiento por inyección de agua y de esta el resto de operaciones que se ejecuten.

BIBLIOGRAFÍA

1. QUIROGA,KLEVER ,“ Manual de Pruebas , Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petrolíferos ”. Petroecuador. 1988, Pag 15 – 20.
2. CRAIG, F, “ Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua “. Volumen # 3. Pag 3 - 7, 16, 34, 37 – 42, 57, 66 – 81.

REFERENCIAS

1. Calhoun, J.C., Jr.: Fundamentals of Reservoir Engineering, U of Oklahoma Press Norman (1960)
2. Leverett, M.C., "Capillary Behavior on Porous Solid," Trans AIME (1941) 142,159-172
3. Purcell, W.R.: "Capillary Pressures – Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom," Trans. AIME (1953) 198,71-78.
4. Welge, H. J.: Displacement of Oil From Porous by Media Water and Gas, "Trans. AIME (1948) 179, 133 - 138.
5. Jones-Parra, J.: "Comments of Capillary Equilibrium" Trans. AIME (1953) 198, 314 - 316.

6. Killins, C. R. , Nielsen, R.F. y Clahoum, J. C. Jr. : Capillary Desaturation and Imbibition in Rocks”, Prod. Monthly (Febrero 1953) 18 No. 2, 30 – 39
7. Arman, I. H.: “ Relative Permeability Studies,” MS, Thesis, U Oklahoma, Norman (1952).
8. Brown. H.W.: “Capillary Pressure Investigation” Trans. AIME (1951) 192, 67-74.
9. Rose, W. R. y Bruce, W. A. : Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock,” Trans. AIME(1949) 186, 127 - 133.
10. Raza, S. H., Treiber, L.E. y Archer, D.L.: “Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation,” Prod. Monthly(Abril 1968) 33,No. 4, 2-7.
11. Adams, N.K.: The Physics and Chemistry of Surfaces, Oxford U. Press, Londres (1941).
12. Nutting, P. C.: “Some Physical and Chemical Properties of Reservoir Rocks and Bearing on the acumulation and Discharge of Oil,” Problems in Petroleum Geology, AAPG (1934).

13. Benner, F.C. y Bartell, F.E.: “The effect of Polar Impurities Upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production,” Drill. And Prod. Prac., API (1941).
14. Leach, R.O.: “Surface Equilibrium in Contact Angle Measurements,” Trabajo presentado en Gordon Research Conference on Chemistry at interfaces, Meridan, N.H. (Julio 1957).
15. Denekas, M.O. , Mattax, C.C. y Davis, G.T., “Effects of Crude Oil Components on Rock Wettability,” Trans., AIME(1959) 216, 330 - 333.
16. Wagner, O.R. y Leach, R.O.: “Improving Oil-Displacement Efficiency by Wettability Adjustment,” Trans., AIME (1959) 216, 62- 72.
17. Bobeck, J. E. Mattax, C.C. y Denekas , M.O.: “Reservoir Rock Wettability –Its Significance and Evaluation,” Trans. AIME(1959) 213, 155 - 160.
18. Amott, E.: “Observation Relating to the Wettability of Porous Rock,” Trans. AIME(1959) 216, 156 - 162.
19. Chatenever, A. y Clahoum , J. C. ,JR.: “Visual Examination of Fluid behavior in Porous Media -Part I,” Trans.. AIME(1951) 195,149-156.

20. "Fluid Distribution in Porous System -A Preview of the motion Picture,"
Stanolind Oil and Gas Co. (1952); reimpresso posteriormente por Pan American
Petroleum Cor. Y Amoco Production Co.
21. Messer, E.S.: "Interstitial Water Determination by an Evaporation Method"
Trans. AIME (1951)192, 269-274.
22. Buckley , S.E. and Leverett, M.C : " Mechanism of Fluid Displacements in
Sands," Trans ., AIME (1942) 146,107-116 .
23. Craig F.F .: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding , SPE
Monograph Series (1971) 3,39.
24. Yuster , S T y Calhoun , J,C., Jr .: " Behavior of Water Injection Wells " Oil
Weeky (Diciembre 18 y 25 , 1944) 44-47.
25. Muskat , M. : " The Effect of Permeability Stratifications in Complete Water
Drive Systems ," Trans , AIME (1950) 189, 349-358.
26. Prats , M ,Matthews, C.S., Jewell, R.L y Baker, J.D . : " Prediction of Injection
Rate and Prouction History for Multifluid Five-Spot Floods," Trans.,
AIME(1959) , 216, 98-105 .

27. Stiles, W.E.: “ Use of Permeability Distribution in Water-Flood Calculations,”
Trans, AIME (1949) 186 , 9-13
28. Schmalz, J.P, and Rahme , H.D.: “ the Variation of Water-Flood Performance
With Variation in Permeability Profile,” Prod. Monthly(Septiembre 1950) 15,
No. 9, 9-12.
29. Suder, F.E, y Calhoun, J.C: Jr.: “Waterflood Calculations,” Drill and Prod. Prac.,
API (1949) 44-47.
30. Arps, J.J: “ Estimation of Primary Oil Reserves,” Trans., AIME (1956) 207, 182-
191.
31. Slider, H.C.: “ New Method Simplifies Predicting Waterflood Performance,”
Pet.Eng. (Febrero 1961) 33, 1368-78.
32. Johnson, J.P, “ Predicting Waterflood Performance by the Graphient
Representation of Porosity and Permeability Distribution,” J.Pet.Teth.
(Noviembre 1965) 1285-1290.

33. Dykstra, H. Y Parsons, R.L.: “ The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding,” Secondary Recovery of Oil in the United States, 2^a edition, API Nueva York (1950) 169-174.
34. Felsenthal, M. Cobb, T.R y Hever, G.L.; “ A Comparison of Waterflood Evaluation Methods,”
35. Muskat, M.: Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Systems, J.W. Edwards, Inc., Ana Arbor, Mich.(1946).
36. Slobod, R.L. y Claude, B.H.: “ X-Ray Shadowgraph Studies of Areal Stewpot Efficiencies,” Trans. AIME (1952) 195, 265-270.
37. Hurst, W.: “Determination of Performance Curves in Five Spot Waterflood,” Pet. Eng (1953) 25, 1340-46.
38. Deppe, J.C.: “ Injection Rates – The Effect of Mobility Ratio, Area Swept , and Pattern,” Soc. .Pet.Eng. J (Junio 1961) 81-91.
39. Hauber, W.C.: “ Prediction of Waterflood Performance for Arbitrary Well Patterns and Mobility Ratios,” J. Pet. Tech. (Enero 1964) 95-103.

40. Buckley, S.E. y Leverett, M.C.: “ Mechanism of Fluid Displacement in Sands,”
Trans , . AIME (1942) 146, 107-116.
41. Felsenthal, M., y Yuster S.T.: “ a Study of the Effect of Viscosity in Oil Recovery
by Waterflooding,” Trabajo 163 – G presentado en SPE West Coast Meeting, Los
Angeles, Octubre 25-26, 1951.
42. Welge, H.J.: “ A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or
Water Drive,” Trans. AIME (1952) 195, 91-98.
43. Roberts, T.G.: “ A Permeability Block Method of Calculating a Water Drive
Recovery Factor,” Pet. Eng. (1959) 31, 1345-48.
44. Kufus, H.B.y Linch E.J.: “ Linear Frontal Displacement in Multilayer Sands,”
Pro. Monthly, (Diciembre 1959) 24, No.12, 32-35.
45. Snyder, R.W. y Ramey, H.J. Jr.: “ Application of Buckley-Leverett Displacement
Theory to Non Communicating Layered Systems,” J. Pet. Tech. (Noviembre
1967) 1500-1506.
46. Caudle, B.H. y Witte, M.D.: “ Prediction Potential Changes During Sweepout in a
Five – Spot Pattern,” Trans., AIME (1959) 216, 446-448.

47. Hendrickson, G.E.: “ History of the Welch Field San Andres Pilot Waterflood,” J. Pet. Tech. (Agosto, 1961) 745-749.
48. Wasson, J.A. y Schrider, L.A.: “ Combination Method for Predicting Waterflood Performance for Five-Spot Patterns in Stratified Reservoirs,” j. Pet. Tech. (Octubre 1968) 1195-1202.
49. Craig, F.F. Geffen, T.M. y Morse, R.A.: “ Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests,” Trans. AIME (1955) 204, 7-15.
50. Guthrie, R.K. y Greenberger, M.H.: “ The Use of MultipleCorrelation Analysis for Interpreting Petroleum Engineering Data,” Drill, and Prod. Prac. , API (1955) 130-137.
51. Shauer, P.E.: “ Application of Empirical Data in Forecasting Waterflood Behavior,” Trabajo 934 presentado en SPE 32nd Annual Fall Meeting, Dallas, Texas, October 6-9, 1957.

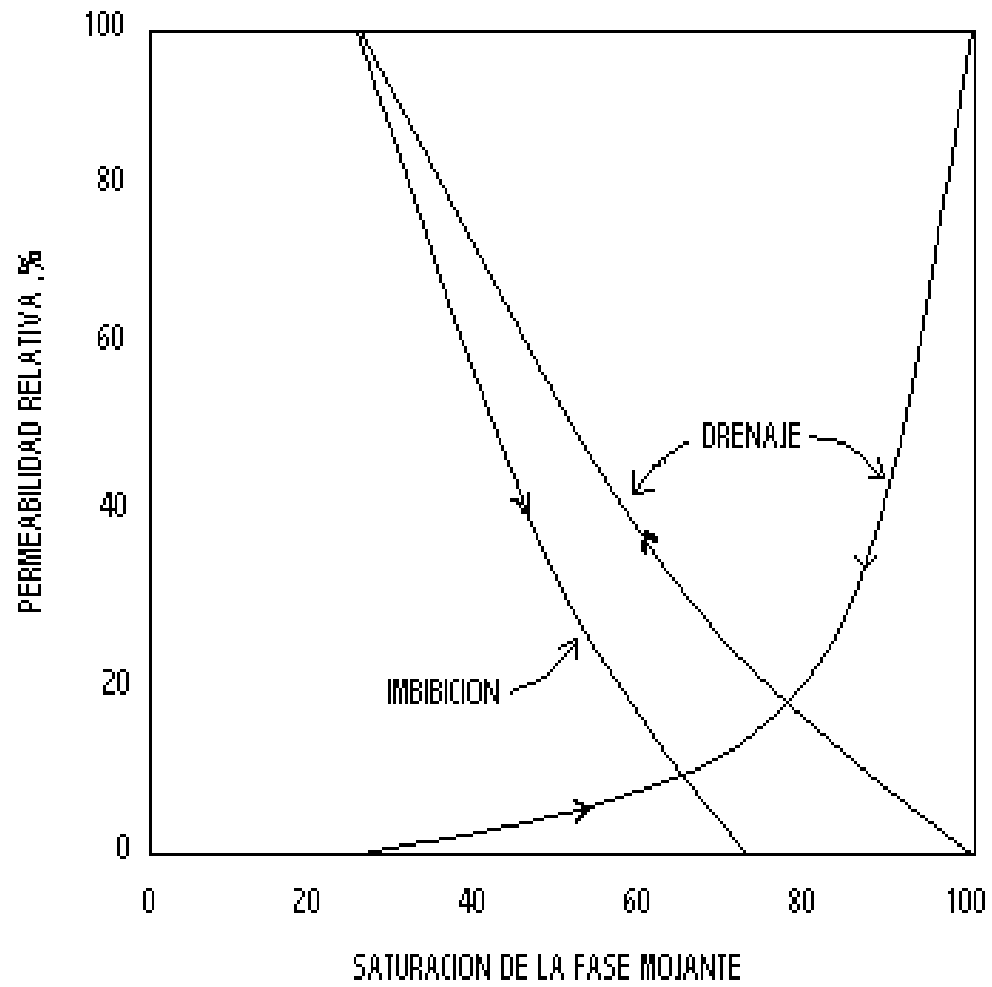


Figura 1

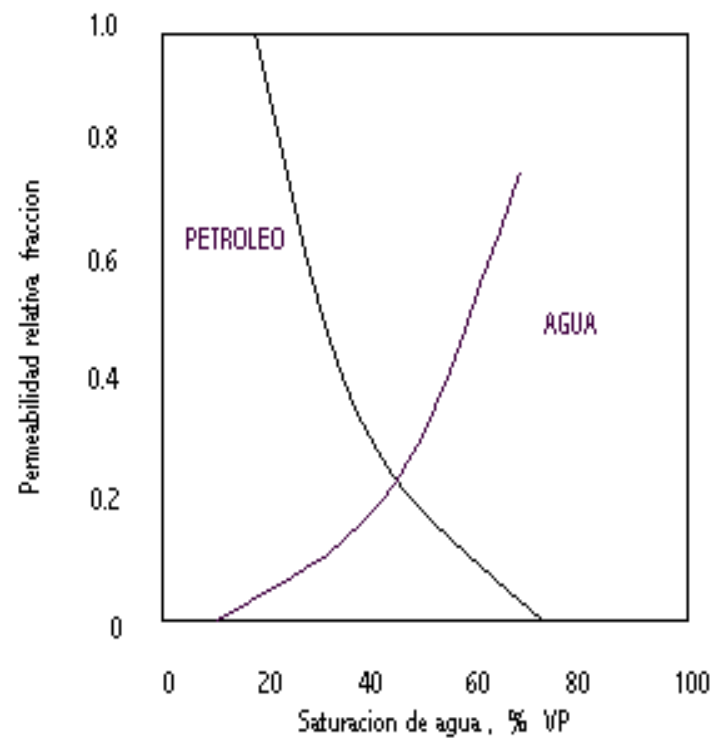
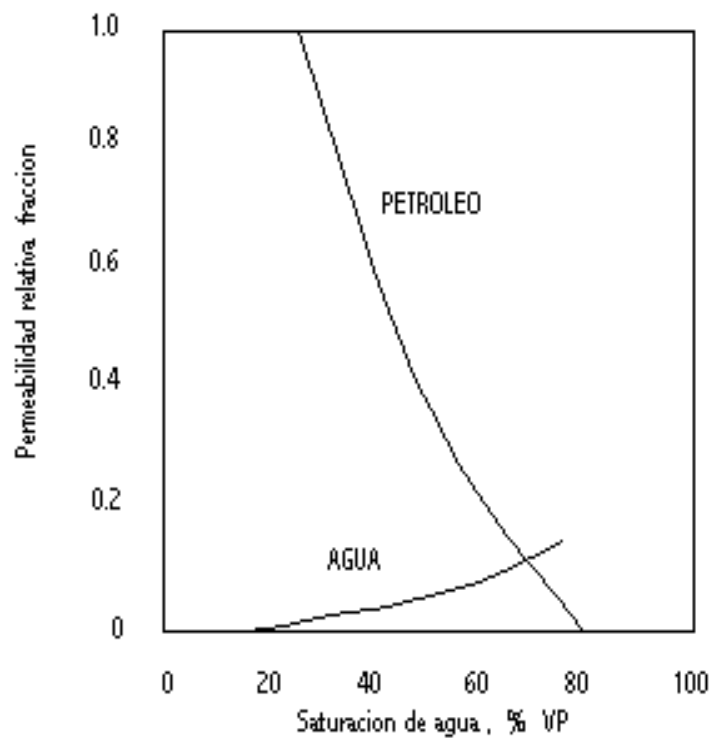


Figura 2

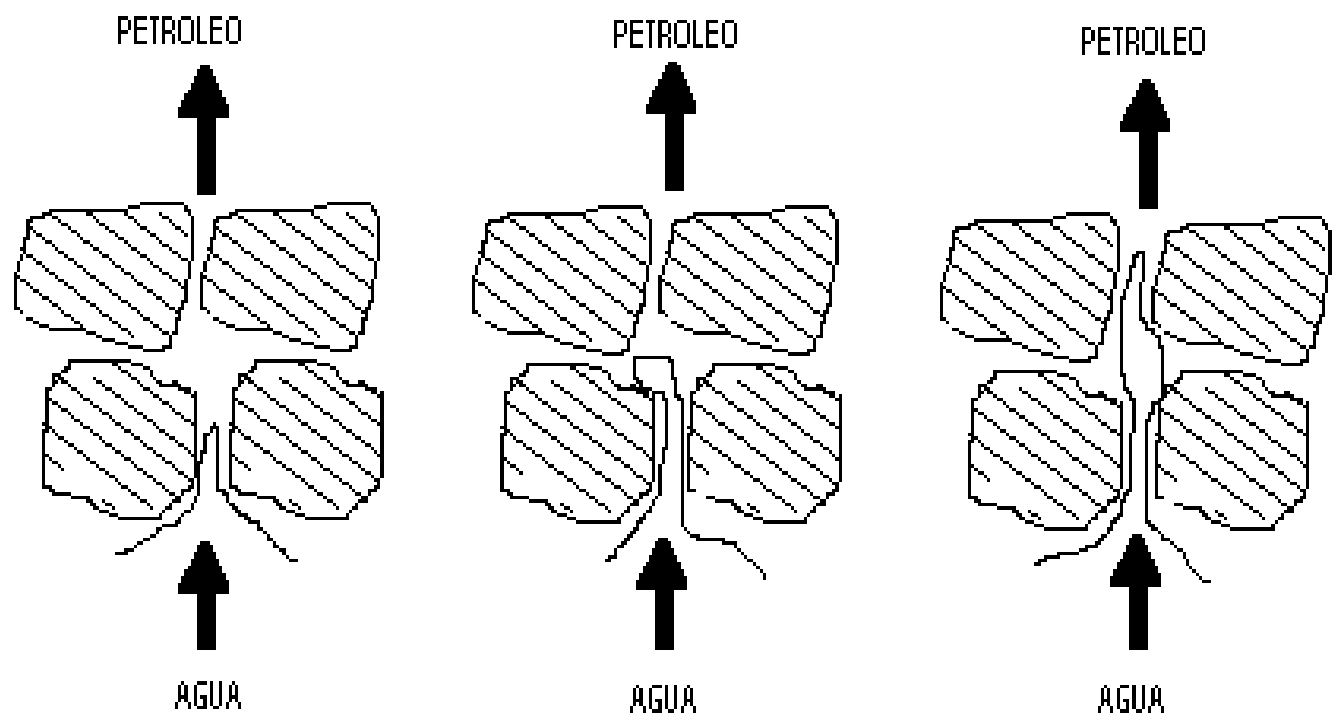


Fig 3 , diagrama del proceso de drenaje - desplazamiento de aceite por agua.

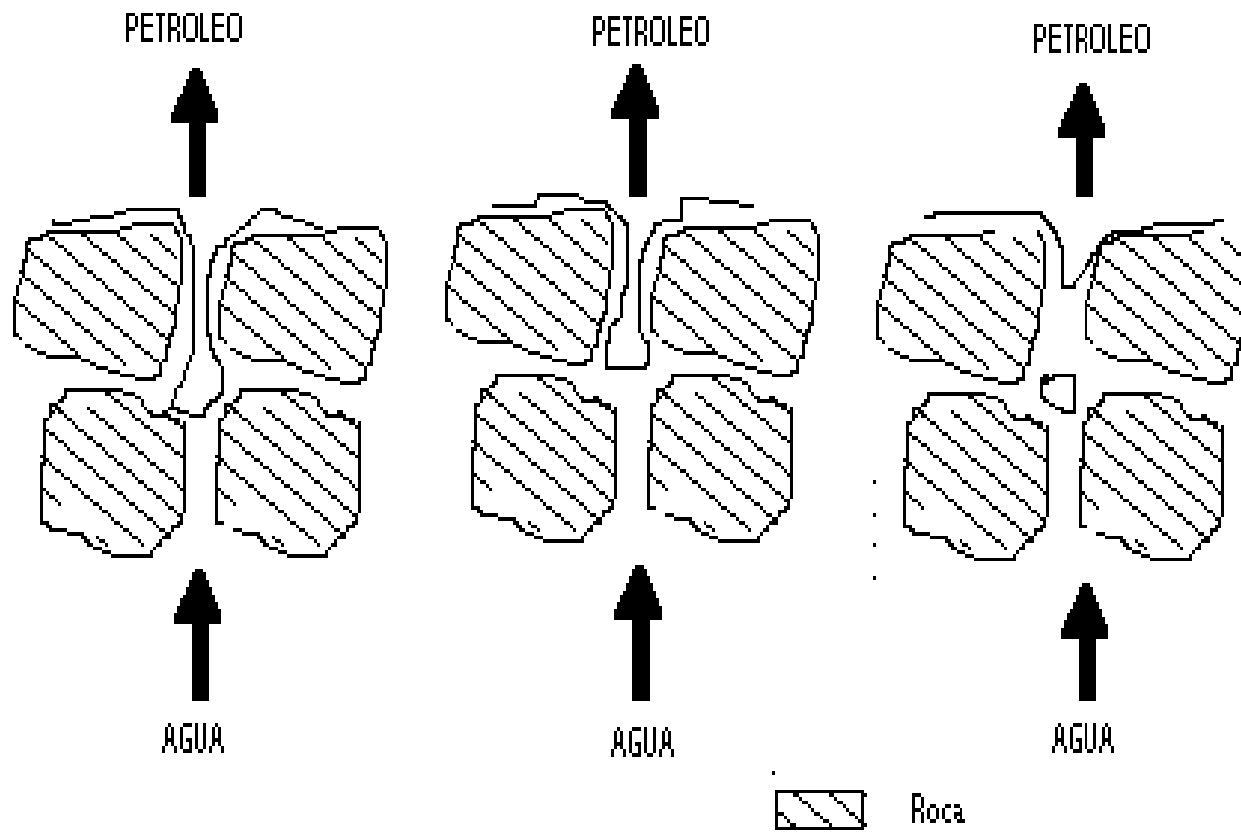


Fig 4 , diagrama del proceso de imbibicion - desplazamiento del aceite por agua

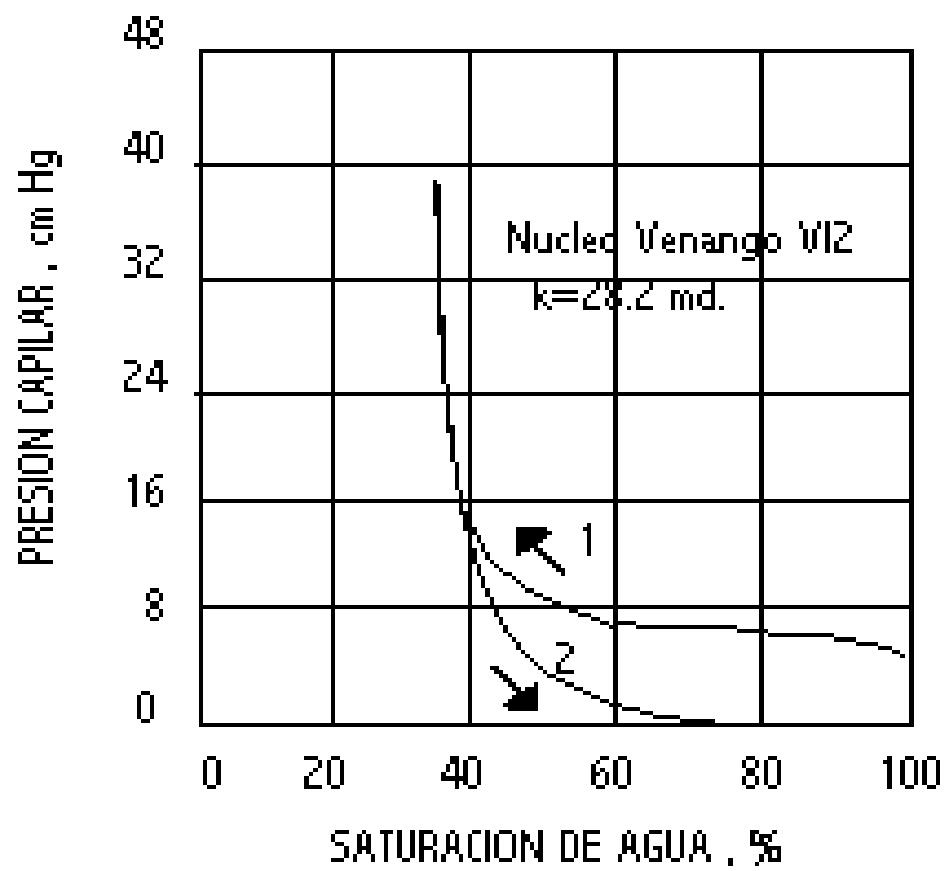


Figura 5 Curva1 drenaje curva2 imbibición

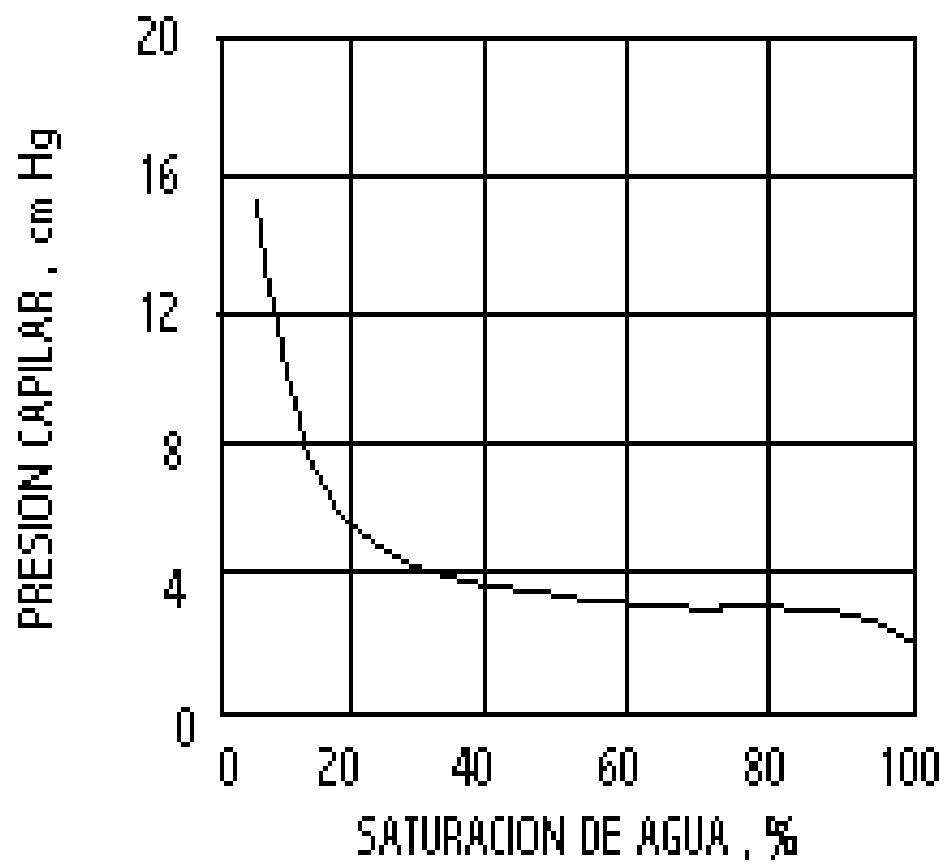


Figura 6

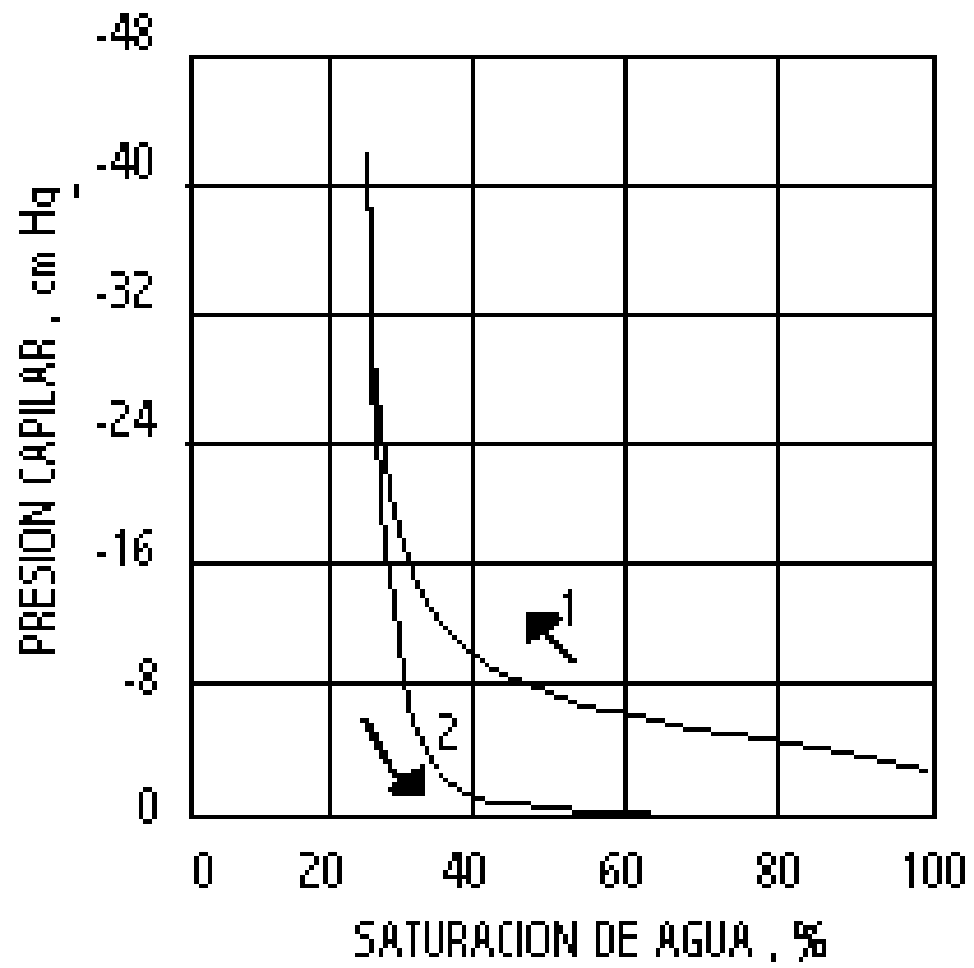


Figura 7

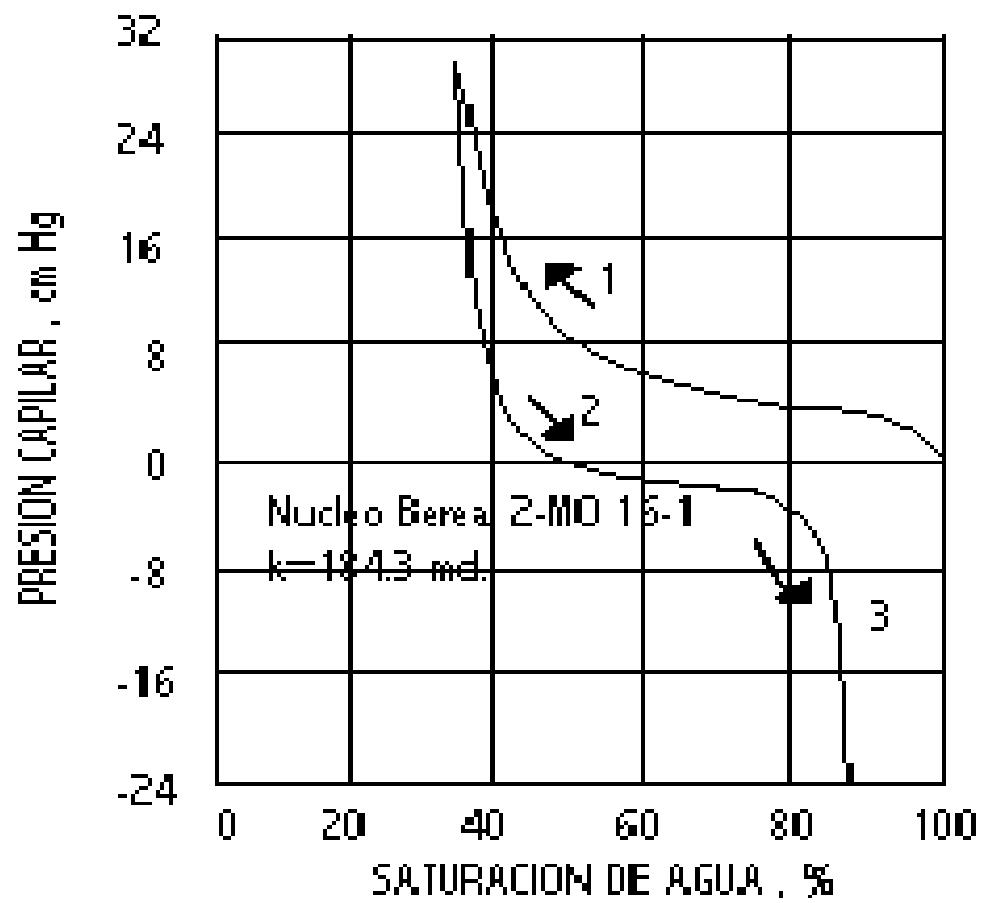


Figura 8 Curva 3 imbibición forzada

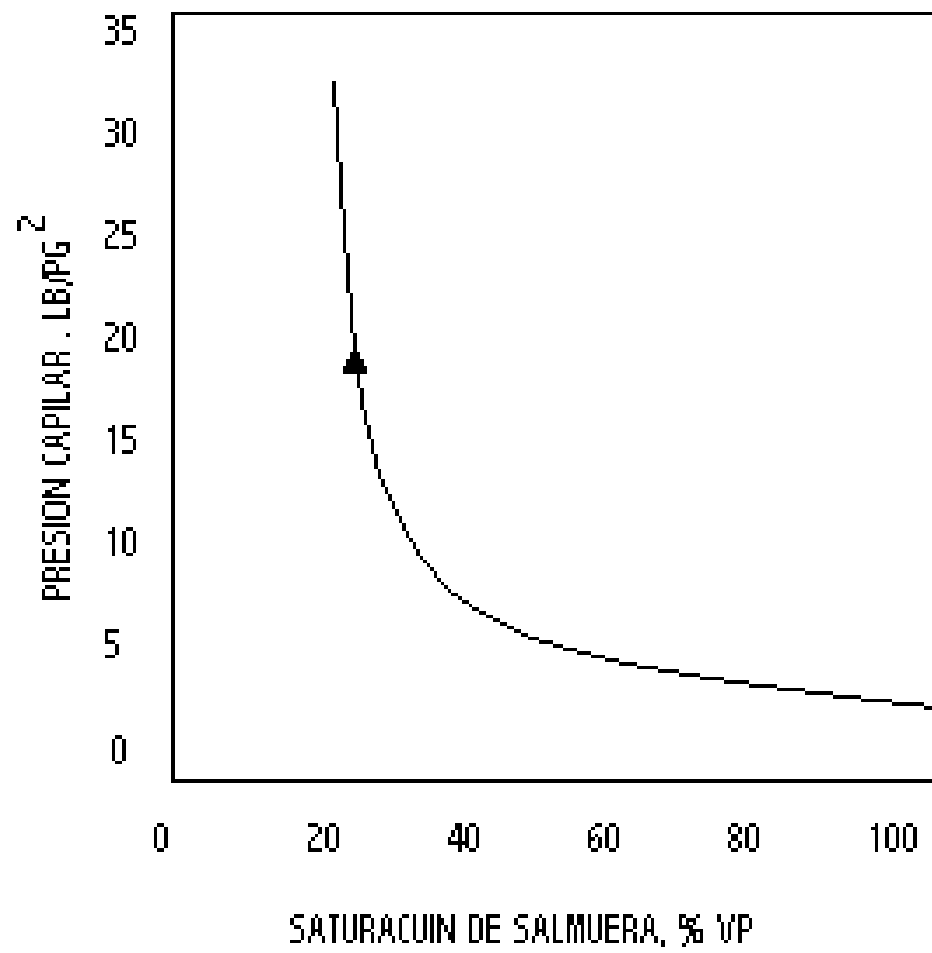


FIGURA 9

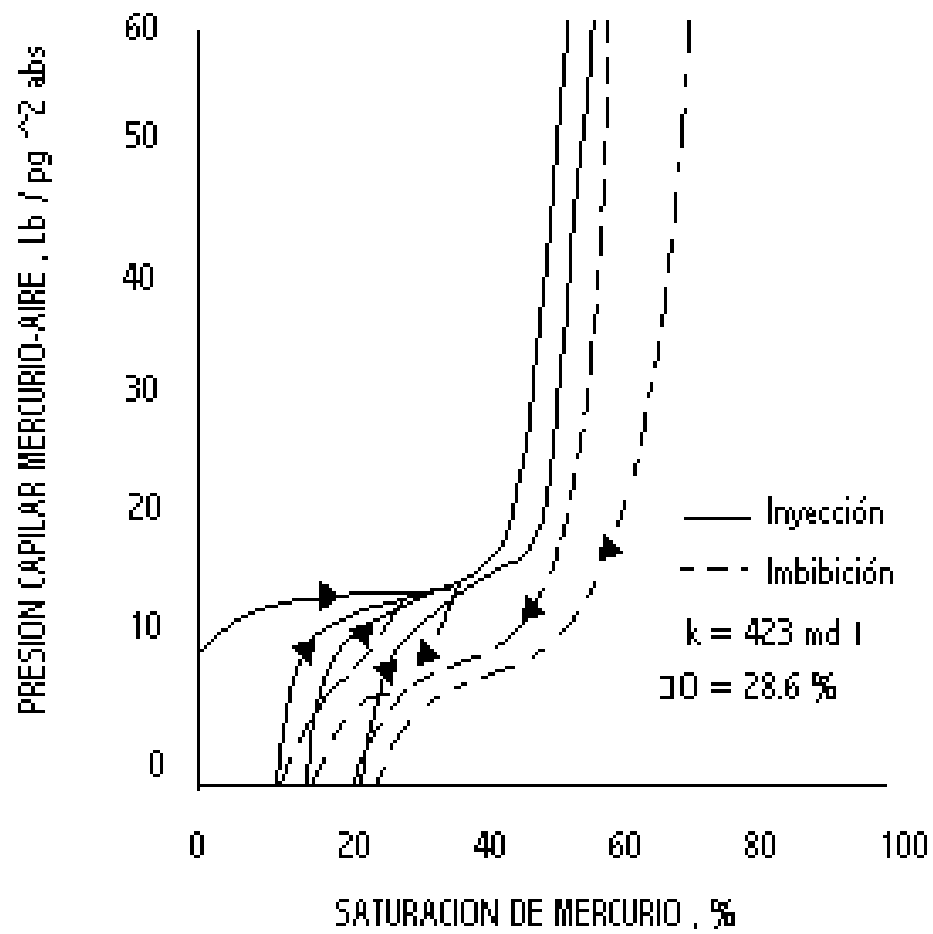


FIGURA 10

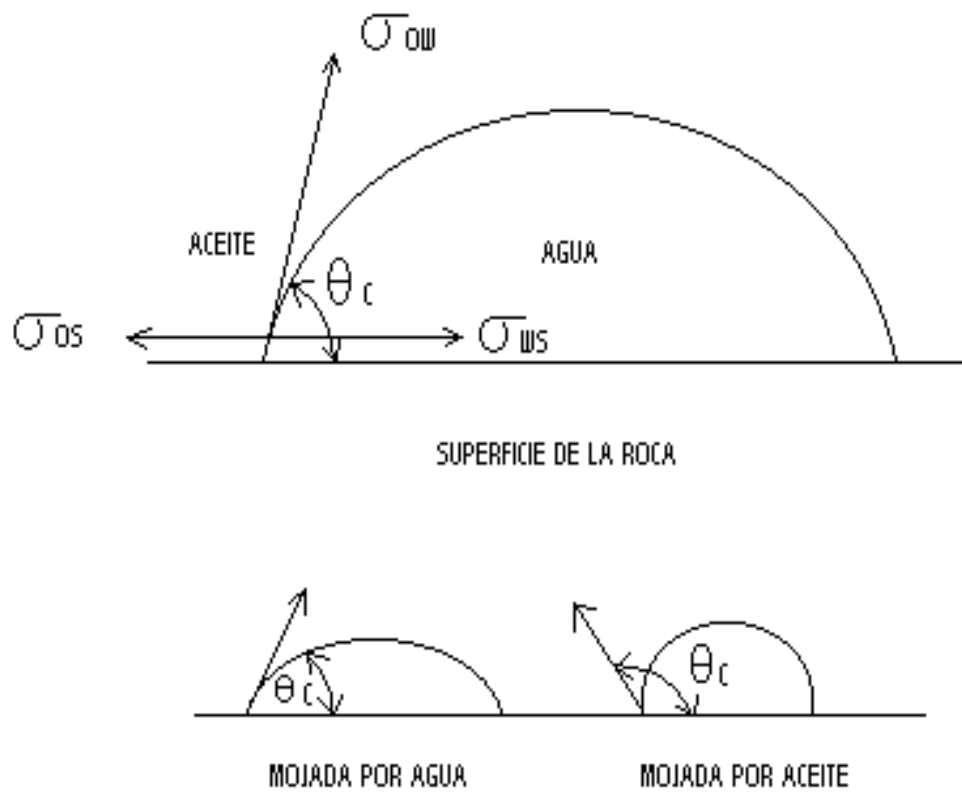


Figura 11

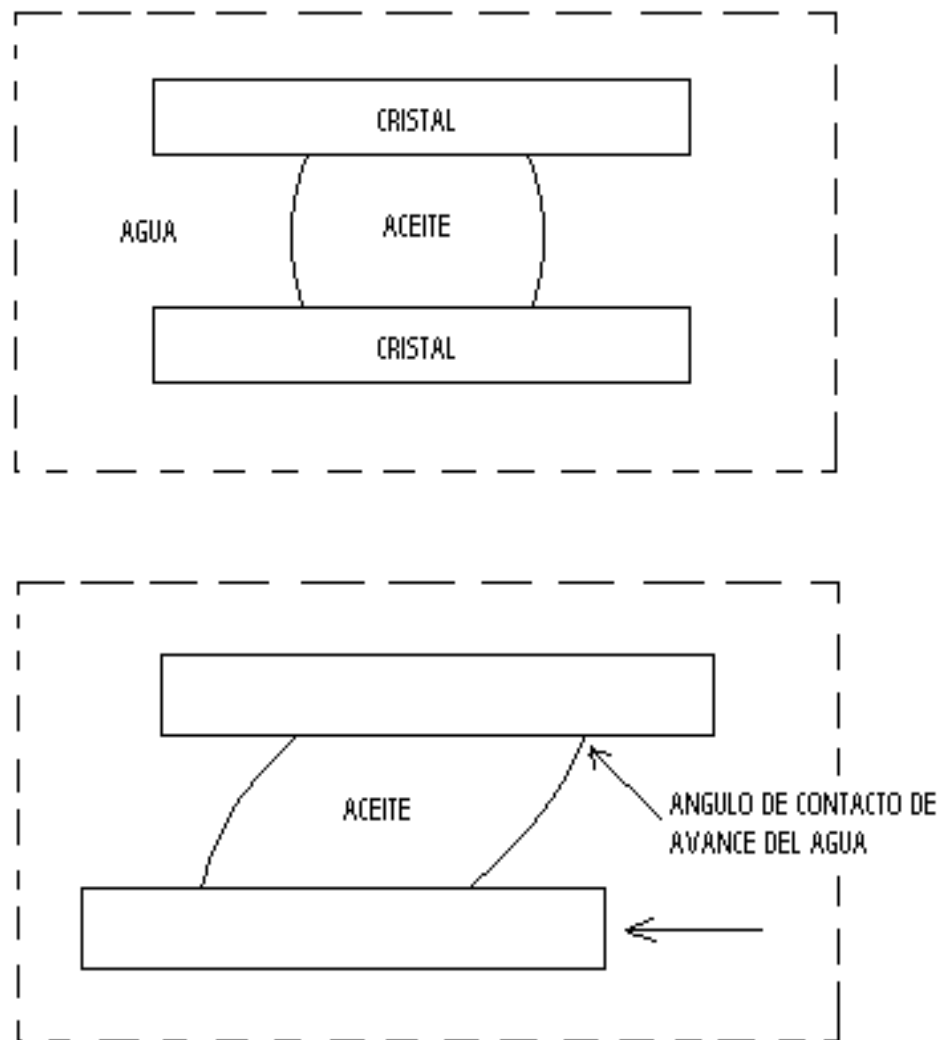


figura 12

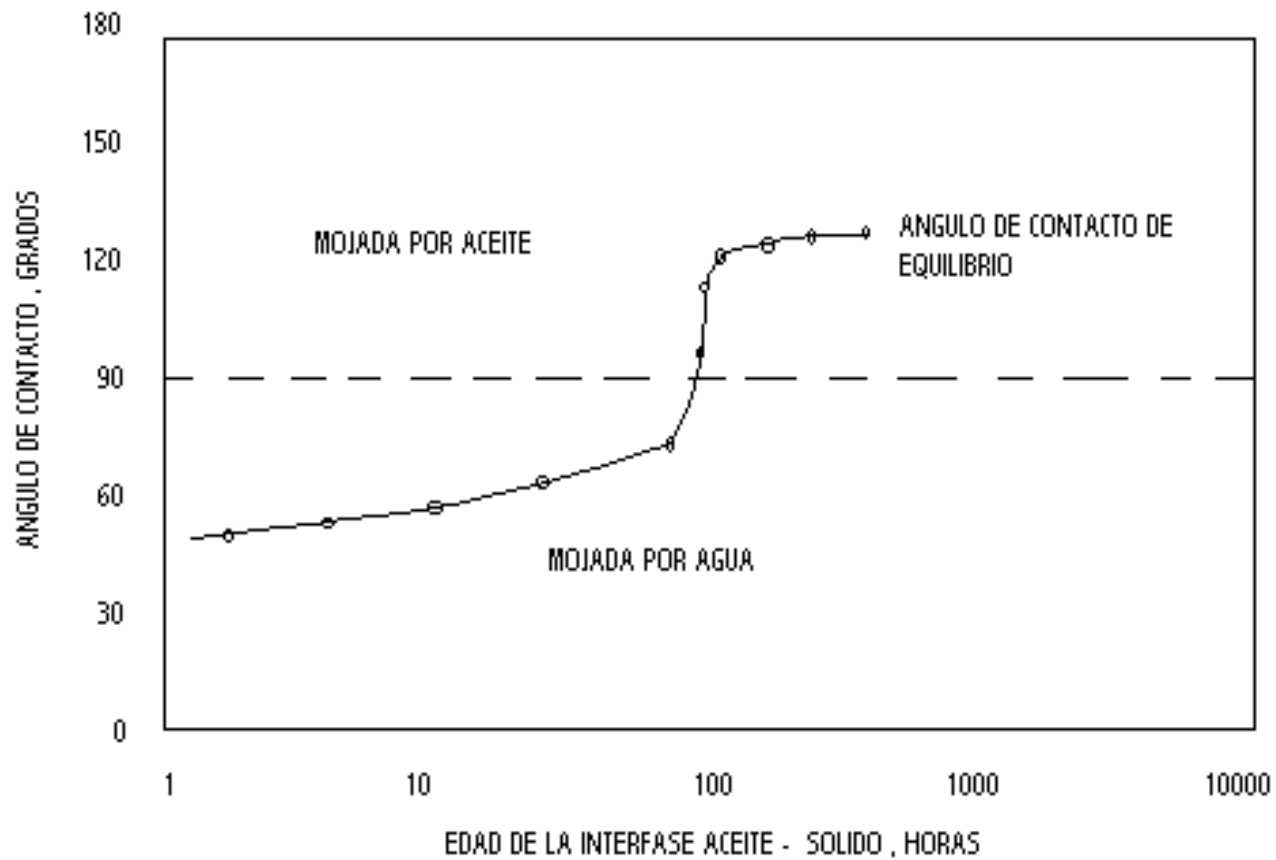
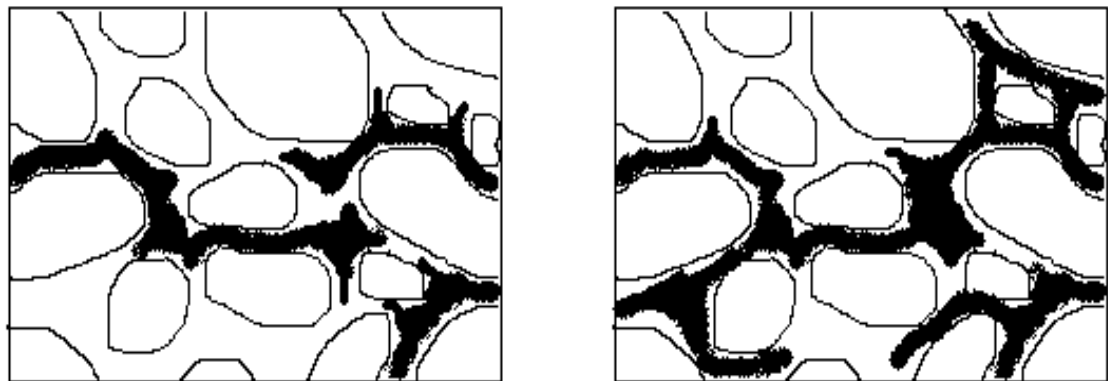


Figura 13



POCO DESPUES DE LA IRRUPCION

POSTERIORMENTE EN LA VIDA DE LA
INUNDACION

SIMBOLOS




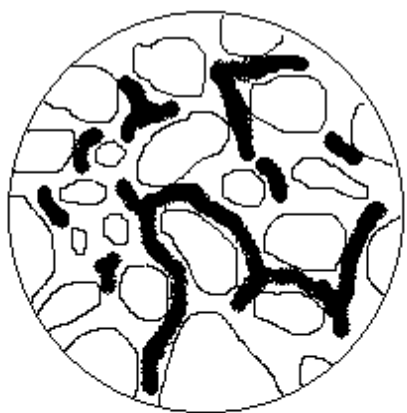
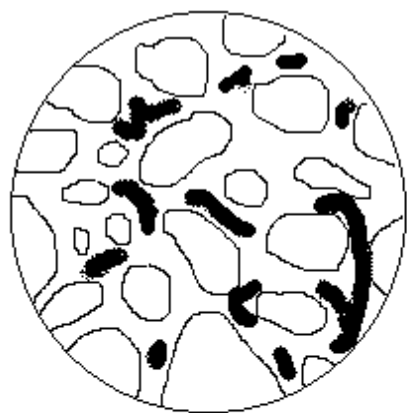
-  GRANO DE ARENA
-  FLUIDO QUE MOJA
-  FLUIDO QUE NO MOJA

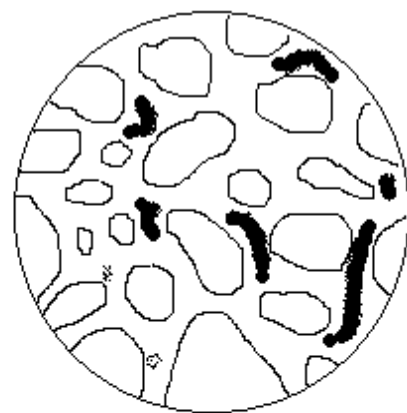
FIGURA 14



(1) EN LAS PRIMERAS ETAPAS DE LA INYECCION



(2) EN LA ETAPA MEDIA DEL PROCESO



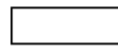
(3) A LA INUNDACION TOTAL



GRANO DE ARENA

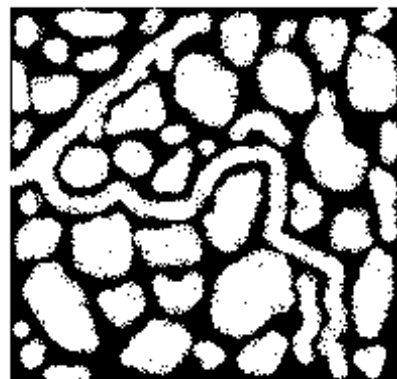


ACEITE

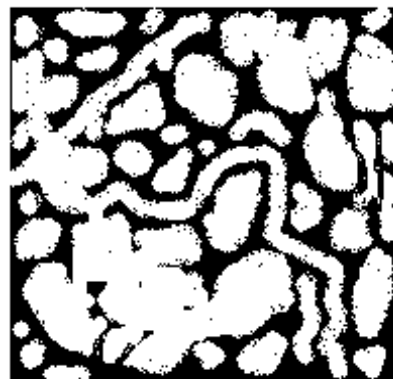


AGUA

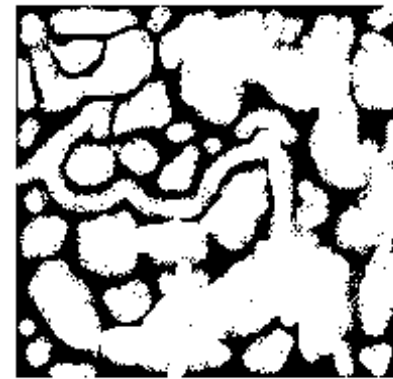
FIGURA 15



(1) EN LAS PRIMERAS ETAPAS DE LA INYECCION



(2) EN LA ETAPA MEDIA DEL PROCESO



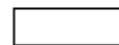
(3) LIMITE ECONOMICO



GRANO DE ARENA



ACEITE



AGUA

FIGURA 16

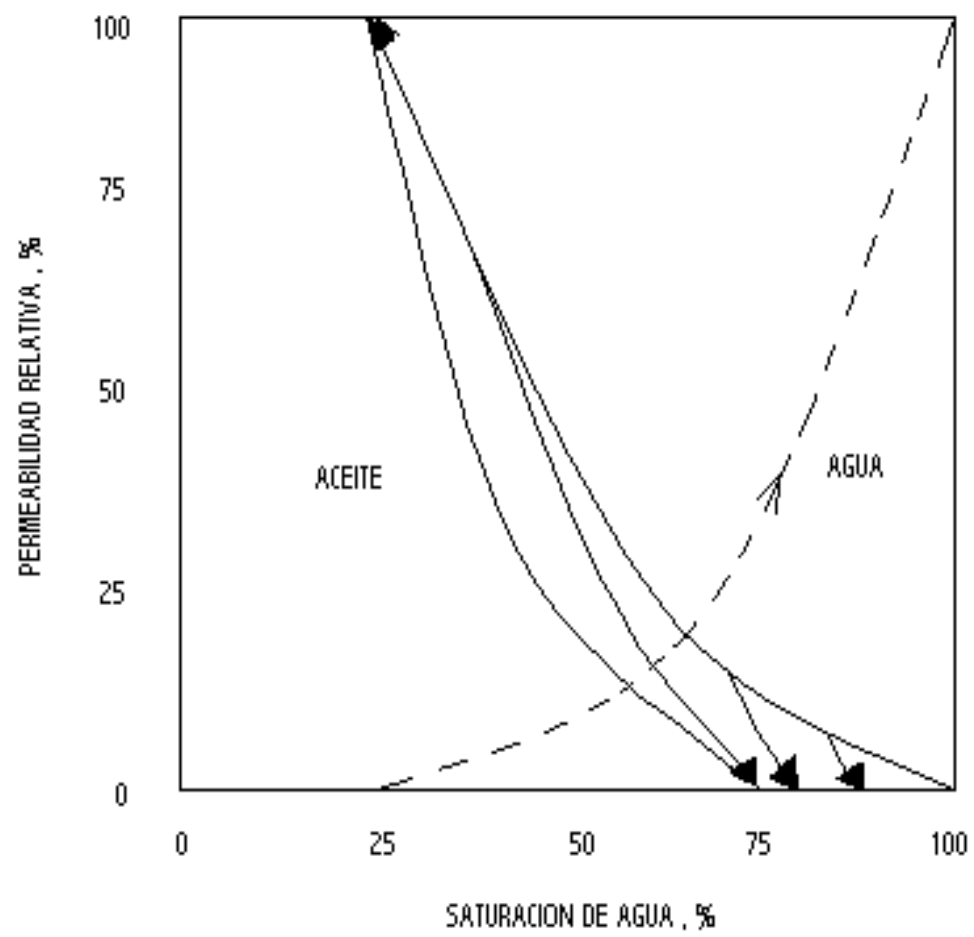


FIGURA 17

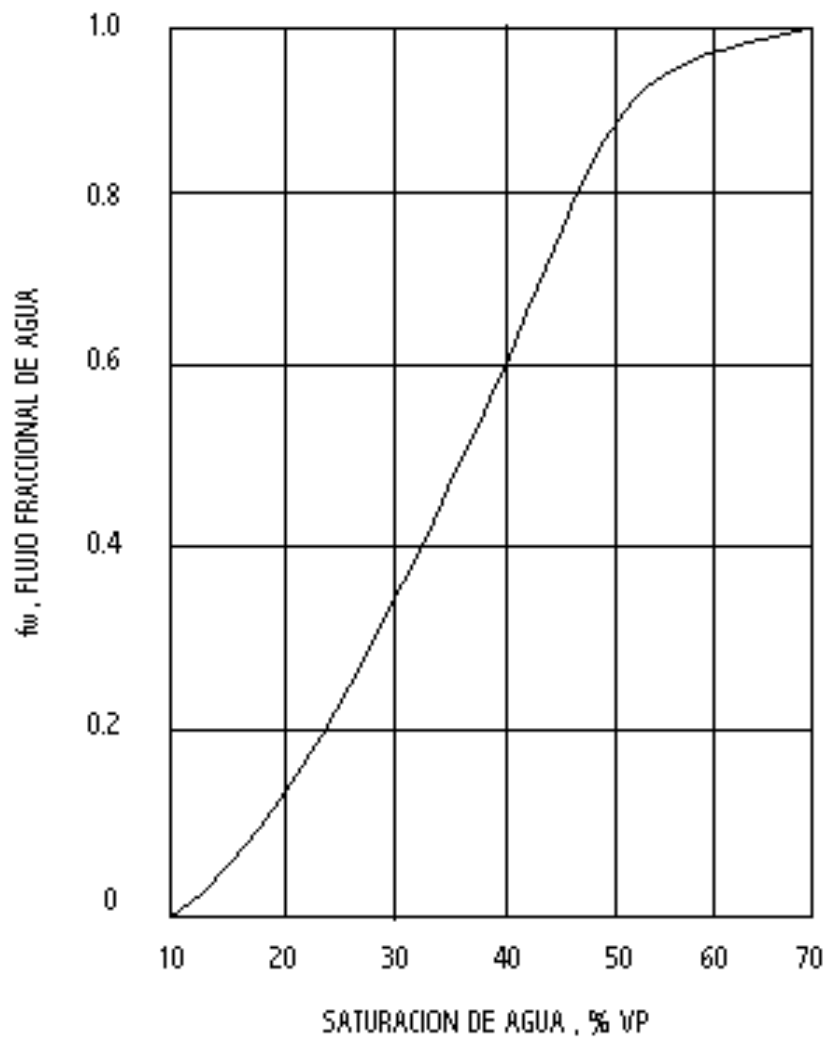


FIGURA 18

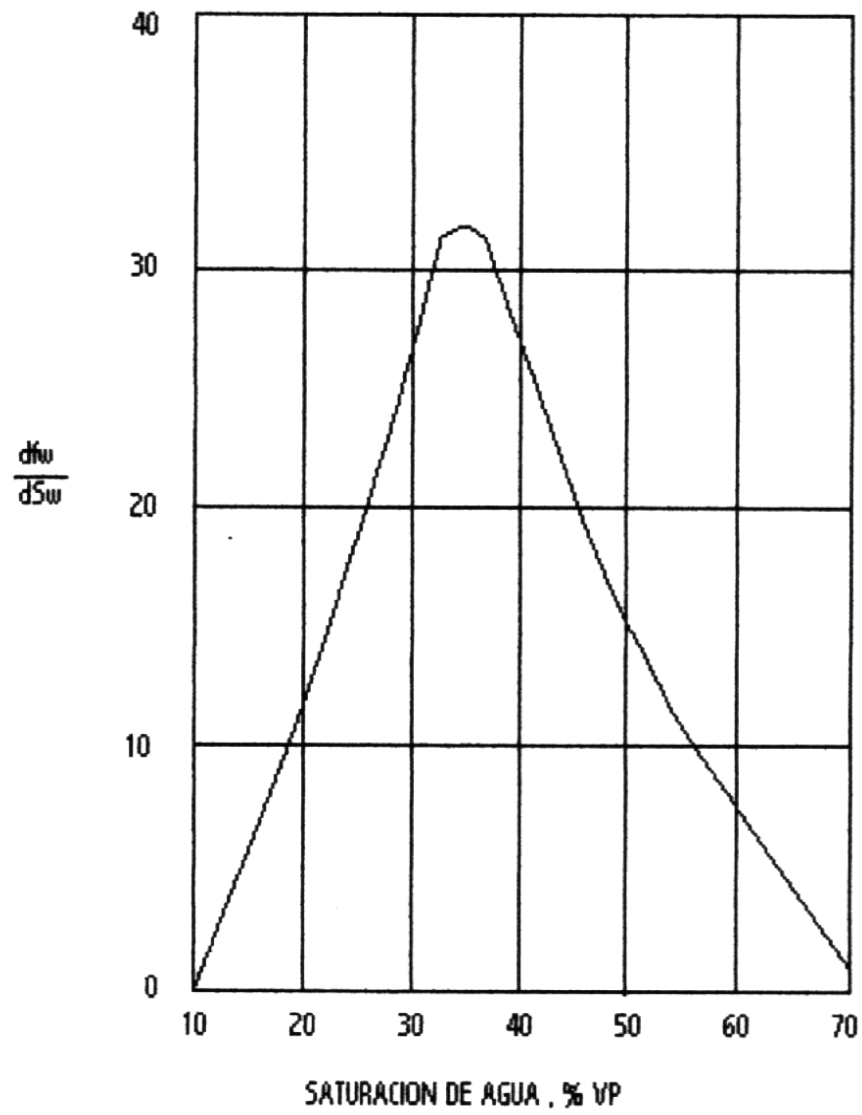


FIGURA 19

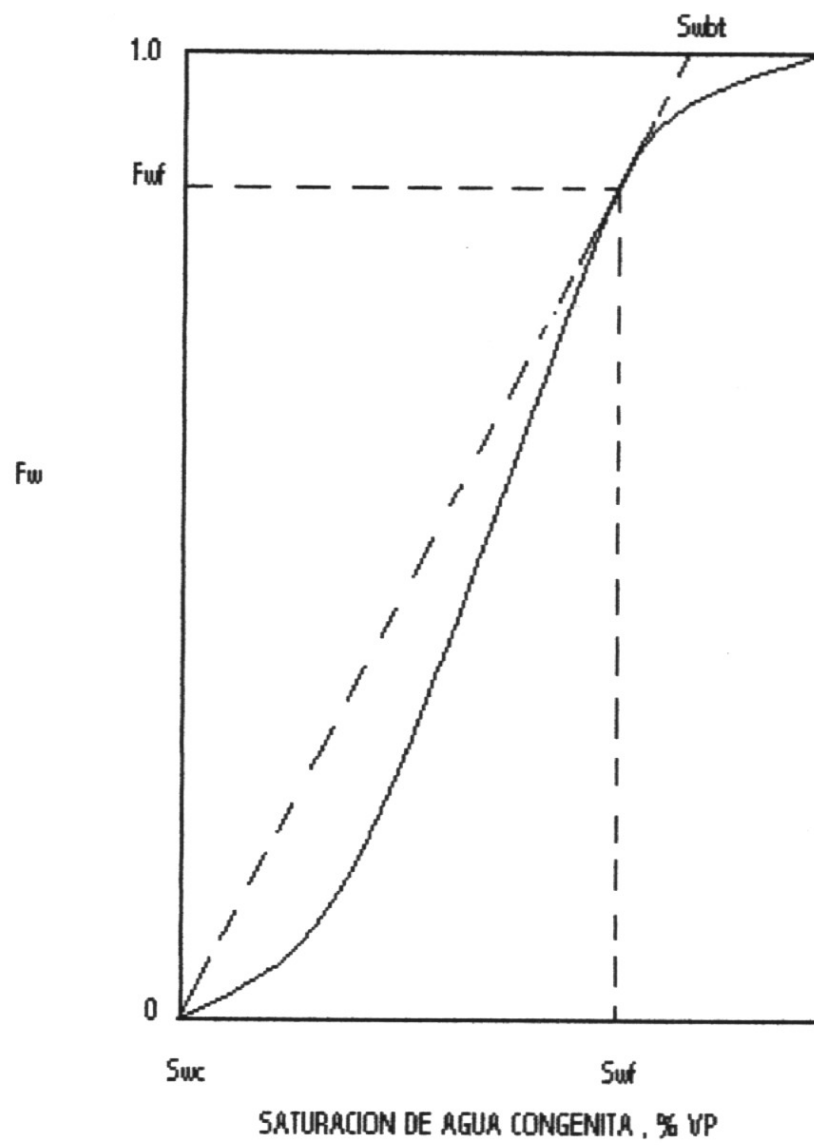


FIGURA 20

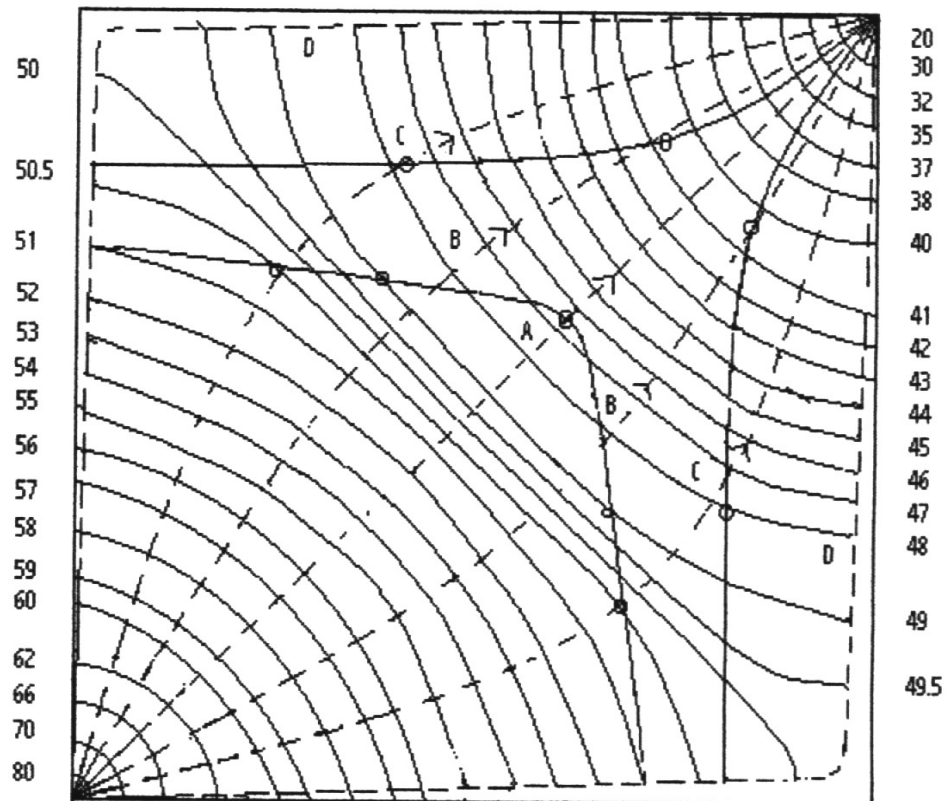
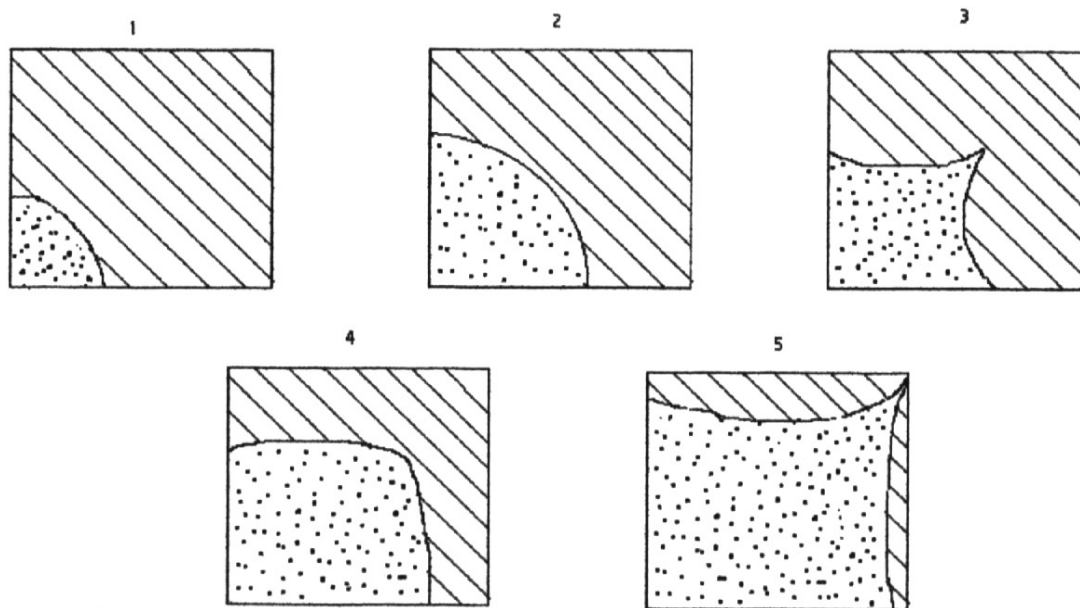


FIGURA 21



$$E_a = \frac{\text{AREA } \begin{array}{|c|} \hline \cdot \cdot \cdot \cdot \\ \hline \end{array}}{\text{AREA } \begin{array}{|c|} \hline \cdot \cdot \cdot \cdot \\ \hline \end{array} + \text{AREA } \begin{array}{|c|} \hline \text{diagonal lines} \\ \hline \end{array}}$$

FIGURA 22

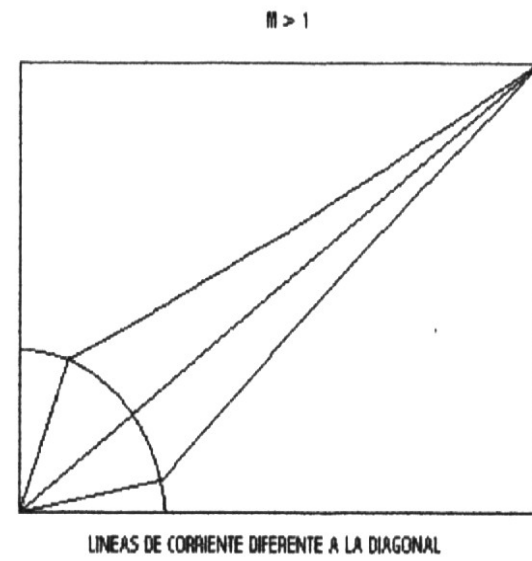
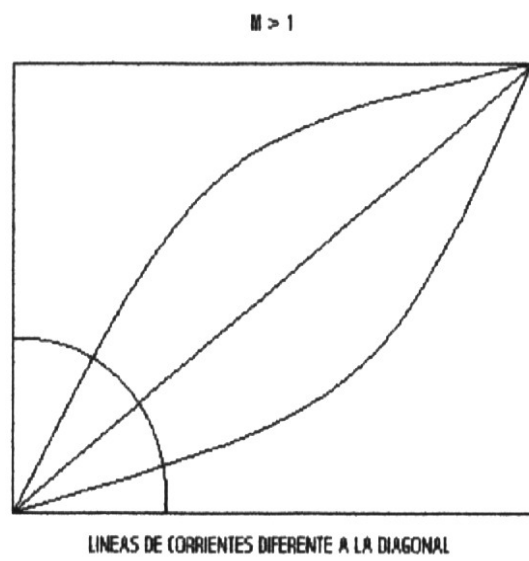
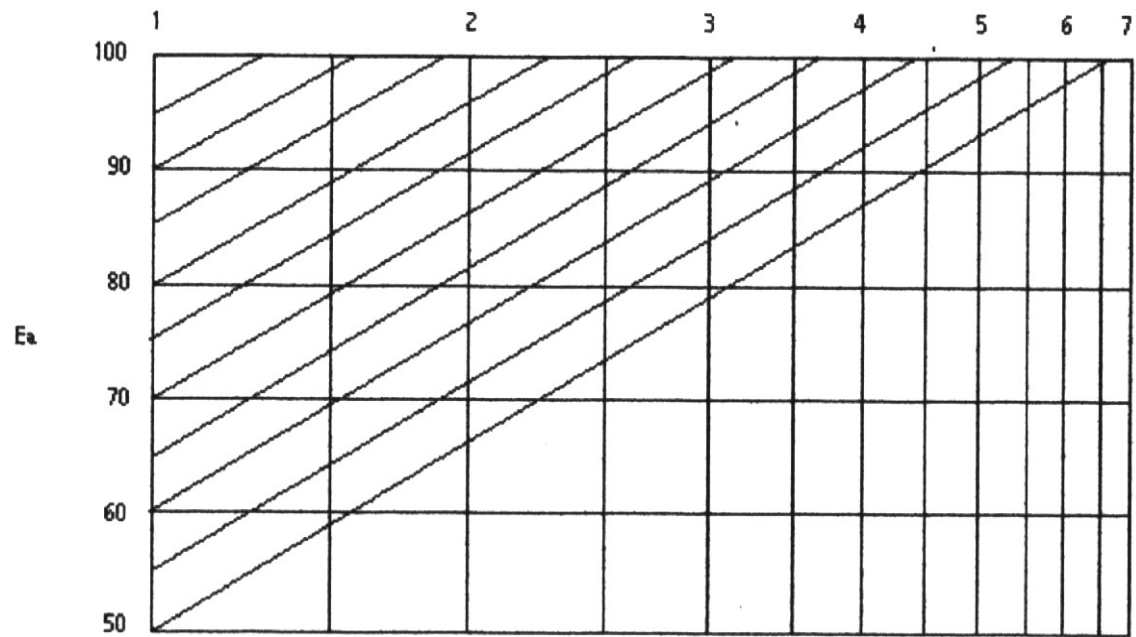


FIGURA 23



EFFECTO DEL VOLUMEN DEL FLUIDO INYECTADO SOBRE LA EFICIENCIA AREAL DEL BARRIDO DESPUES DE LA RUPTURA , ARREGLO 5 POZOS DESARROLLADOS.

FIGURA 24

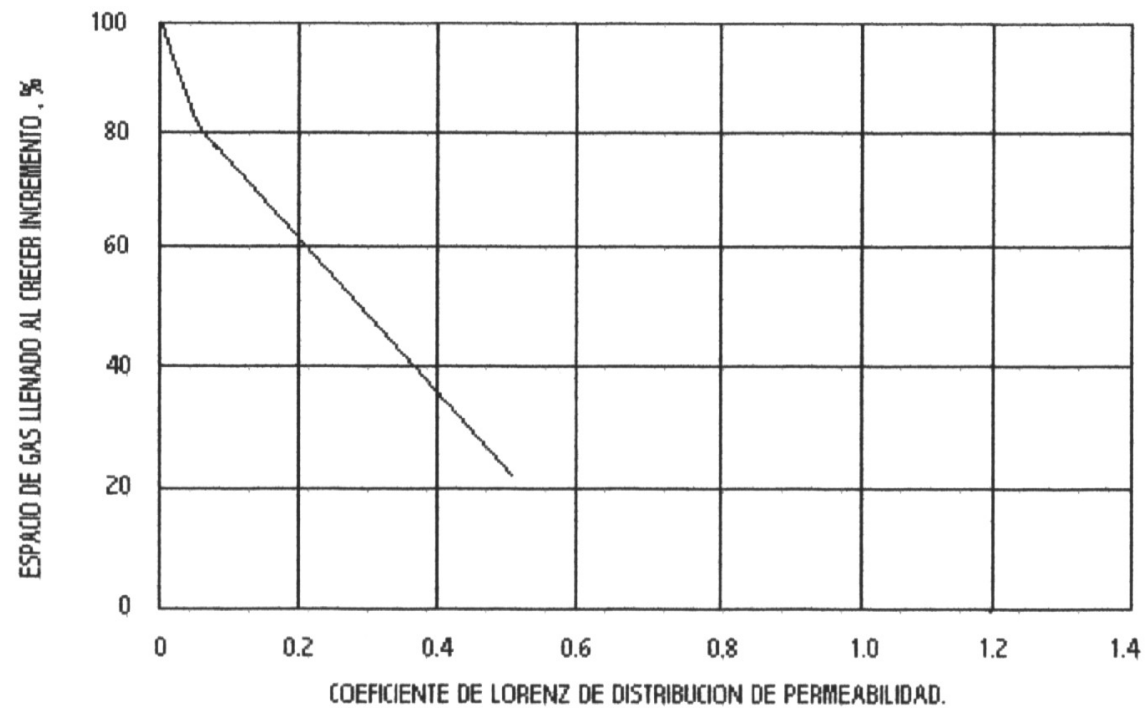


FIGURA 25