



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

## **“PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO SOMETIDO A INYECCIÓN DE AGUA POR EL MÉTODO DE CRAIG, GEFFEN AND MORSE”**

### **TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

### **INGENIERIA EN PETROLEO**

Presentado por:

FABRICIO JAVIER CASTAÑEDA CHILUIZA

MARCOS JOAQUIN CADENA BALON

DAVID EDUARDO SANCHEZ ESPINOZA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos al ING. RICARDO GALLEGOS O. Director de nuestra tesis por su valiosa ayuda y colaboración para la realización de este trabajo.

## DEDICATORIA

A Dios por permitirme  
culminar una etapa más de  
mi vida.

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

Y todos mis compañeros de  
aula por acompañarme  
durante mi vida estudiantil.

**Fabricio Castañeda**

## **DEDICATORIA**

A mis padres por su apoyo incondicional para finalizar mis estudios.

Y a los valiosos colegas que realice a lo largo de mi periodo en la universidad.

**David Sánchez E.**

## DEDICATORIA

A mi familia que ha sabido apoyarme y sobre todo ha tenido gran paciencia a lo largo de mi carrera universitaria

A mis amigos que me han brindado su apoyo incondicional cada vez que lo necesite.

A los profesores que compartieron sus conocimientos con nosotros

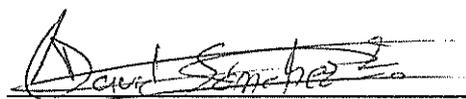
**Marcos Cadena B**

## DECLARACIÓN EXPRESA

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

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fabricio Castañeda', written over a horizontal line.

**Fabricio Castañeda**

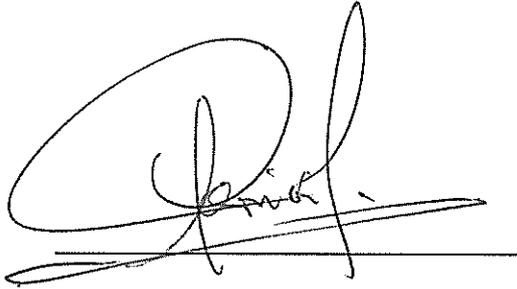
A handwritten signature in black ink, appearing to read 'David Sánchez', written over a horizontal line.

**David Sánchez**

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Marcos Cadena', written over a horizontal line.

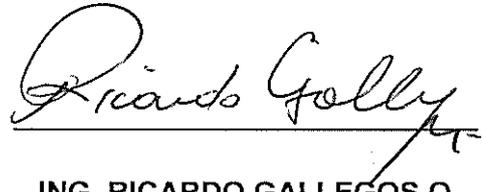
**Marcos Cadena**

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A stylized handwritten signature in black ink, featuring a large, looping initial 'P' and a long horizontal stroke at the end.

DR. PAÚL CARRIÓN

DECANO FICT

A handwritten signature in black ink that reads 'Ricardo Gallegos O.' in a cursive style, with a horizontal line underneath.

ING. RICARDO GALLEGOS O.

DIRECTOR DE TESIS

## PRÓLOGO

El objetivo principal de este trabajo consiste en generar un programa computacional basado en el método de Craig, Geffen and Morse, para predecir el comportamiento de un yacimiento debido a la inyección de agua en un arreglo de 5 pozos en el cual el reservorio se encuentra formado por capas.

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.

Este método es comprobado experimentalmente con las condiciones que no exista gas libre inicialmente presente y para los valores de saturación de gas que normalmente se encuentran en los campos de las siguientes operaciones de agotamiento.

# ÍNDICE GENERAL

PRÓLOGO.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
SIMBOLOGÍA .....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
CAPÍTULO I.	
1.1. Propiedades de rocas y fluidos.....	19
1.1.1. Porosidad .....	20
1.1.1.1. Clasificación de la porosidad .....	20
1.1.1.1.1. Según su origen.....	20
1.1.1.1.2. Según la comunicación de sus poros .....	22
1.1.1.1.2.1. Porosidad total .....	23
1.1.1.1.2.2. Porosidad efectiva .....	23
1.1.1.1.2.3. Porosidad no efectiva .....	23
1.1.2. Permeabilidad.....	24
1.1.2.1. Tipos de permeabilidades.....	25
1.1.2.1.1. Permeabilidad absoluta .....	25
1.1.2.1.2. Permeabilidad efectiva.....	26
1.1.2.1.3. Permeabilidad relativa .....	26

1.1.3.	Mojabilidad .....	28
	1.1.3.1. Clasificacion .....	28
	1.1.3.2. Factores que afectan a la mojabilidad .....	30
1.1.4.	Presion Capilar .....	31
1.1.5.	Saturacion .....	33
	1.1.5.1. Saturacion de agua connata .....	34
1.1.6.	Viscocidad .....	35
	1.1.6.1. Clasificacion de la viscosidad .....	35
1.1.7.	Histéresis.....	36
1.1.8.	Tension Interfacial .....	37

## CAPÍTULO II.

2.1.	Conceptos basicos sobre inyeccion de agua.....	39
2.1.1.	Tipos de inyeccion .....	40
	2.1.1.1. Inyeccion externa .....	40
	2.1.1.2. Inyeccion en arreglos .....	41
2.1.2.	Eficiencia de desplazamiento .....	43
2.1.3.	Relacion de movilidad .....	47
2.1.4.	Eficiencia areal de barrido .....	50
	2.1.4.1. Eficiencia areal de barrido a la ruptura. ....	54
	2.1.4.2. Eficiencia areal de barrido después de la ruptura.....	55
	2.1.4.3. Otros factores que afectan la eficiencia areal.....	57

2.1.5. Eficiencia vertical de desplazamiento.....	57
2.1.6. Eficiencia volumetrica de deplazamiento.....	58

### CAPÍTULO III.

3.1. Metodos de prediccion en la inyeccion de agua .....	60
3.2. Metodo de prediccion perfecta .....	61
3.3. Clasificación .....	62
3.4. Metodo de Craig, Geffen and Morse .....	66

### CAPÍTULO IV.

4.1 Manual de usuario .....	71
-----------------------------	----

CONCLUSIONES .....	87
--------------------	----

RECOMENDACIONES .....	88
-----------------------	----

BIBLIOGRAFIA.....	89
-------------------	----

REFERENCIAS .....	90
-------------------	----

## ÍNDICE DE FIGURAS

### Fig. #

- 1.- Representación de la porosidad en una roca.
- 2.- Representación grafica de la mojabilidad en una roca.
- 3.- Representación de la saturación en un medio poroso con las fases de petróleo, agua y gas.
- 4.- Curva de flujo fraccional, roca mojada por petróleo.  $\mu_o = 1 \text{ cp}$ ;  $\mu_w = 0.5 \text{ cp}$ .
- 5.- Gráfica de  $F_w / \partial S_w$  para una roca mojada por petróleo.  $\mu_o = 1 \text{ cp}$ ;  $\mu_w = 0.5 \text{ cp}$ .
- 6.- Determinación de la saturación de agua promedio a la surgencia,  $S_{wbt}$
- 7.- 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.

- 8.- Localización del frente de inyección a varios tiempos en un arreglo de cinco pozos.
- 9.- Efectos de la razón de movilidad sobre la longitud y forma de las líneas de corriente, y eficiencia areal de barrido.
- 10.- Efecto del volumen del fluido inyectado sobre la eficiencia areal de barrido después de la ruptura, arreglo de 5 pozos desarrollados.
- 11.- Etapas del Método Craig Geffen and Morse.

## SIMBOLOGÍA

$\emptyset$	=	Porosidad
$\emptyset_{total}$	=	Porosidad Total
$\emptyset_{efectiva}$	=	Porosidad Efectiva
$\emptyset_{no\ efectiva}$	=	Porosidad No Efectiva
$k$	=	Permeabilidad Intrínseca (absoluta)
$k_o$	=	Permeabilidad del Petróleo
$k_g$	=	Permeabilidad del Gas
$k_w$	=	Permeabilidad del Agua
$C$	=	Constante adimensional relacionada con la configuración del fluido
$d$	=	Diámetro promedio de los poros del material
$k_{rx}$	=	Permeabilidad relativa de la fase x
$k_x$	=	Permeabilidad efectiva de la fase x
$\Theta$	=	ángulo de contacto formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie
$P_c$	=	Presión capilar

$P_{nw}$	=	Presión de la fase no mojante
$P_w$	=	Presión de la fase mojante
$S_x$	=	Saturación de la fase x
$S_o$	=	Saturación del petróleo
$S_g$	=	Saturación del gas
$S_w$	=	Saturación del agua
$V_x$	=	Volumen que ocupa la fase x
$V_t$	=	Volumen poroso total de la roca
$N$	=	Petróleo inicial en el yacimiento
$E_{as}$	=	Eficiencia areal de barrido
$E_{abt}$	=	Eficiencia en la ruptura
$E_a$	=	Eficiencia areal
$E_{vs}$	=	Eficiencia vertical de barrido
$E_d$	=	Eficiencia de desplazamiento
$E_v$	=	Eficiencia volumétrica
$k_{ro}$	=	Permeabilidad relativa del petróleo
$k_{rw}$	=	Permeabilidad relativa del agua
$\mu_w$	=	Viscosidad del agua
$\mu_o$	=	Viscosidad del petróleo
$F_w$	=	Flujo fraccional
$g$	=	Aceleración de la gravedad

$\Delta\rho$	=	Diferencial de densidad
$\text{sen}(\alpha d)$	=	Seno del ángulo de buzamiento de la formación con respecto a la horizontal
$S_{wbt}$	=	Saturación de agua a la ruptura
$S_{wc}$	=	Saturación de agua crítica
$F_{wf}$	=	Flujo fraccional al frente de avance
$M$	=	Relación de movilidad
$\lambda$	=	Movilidad de una fase
$V_d$	=	Volumen poroso desplazable
$W_i$	=	Agua inyectada acumulada
$W_{ibt}$	=	Agua inyectada a la ruptura
$V_{p\text{ arreglo}}$	=	Volumen poroso en el arreglo
$\psi_s$	=	flujo fraccional de la región barrida

## INTRODUCCIÓN

La inyección de agua en los yacimientos de hidrocarburos es muy común debido a que es uno de los métodos más simples, de menor costo cuando hablamos de métodos de recuperación de hidrocarburo y el factor de recobro puede llegar hasta un 60%.

Hoy en día, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos EOR (Enhanced Oil Recovery), y hasta esta fecha es el proceso que más ha contribuido al recobro extra de petróleo. No obstante, se considera que, después de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50% del petróleo original in situ.

Este método de recuperación es el más dominante y su gran aplicación 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.

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865. Como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos.

En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

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.

# CAPÍTULO I

## 1.1 Propiedades de la Roca- Fluido

En este capítulo definiremos conceptos básicos relacionados al yacimiento petrolero con el objetivo de realizar una descripción general de las propiedades roca-fluido, para poder entender la interacción que ocurre entre ellos.

Analizaremos las propiedades de las rocas, como permeabilidad, porosidad, saturación, mojabilidad, tamaño de los poros, etc. Así como también las propiedades de la roca y fluido, como presión capilar, viscosidad y características de la permeabilidad relativa.

### 1.1.1 Porosidad

#### Definición:

La porosidad representa un espacio vacío o saturado de una parte de la roca lo cual se puede apreciar en la figura 1. En si un medio poroso es un material solido que tiene huecos distribuidos en toda su extensión. Este medio se encarga del almacenamiento y transmisión de fluido, aunque estas características son afectadas por las propiedades físicas.

#### 1.1.1.1 Clasificación de la porosidad

##### 1.1.1.1.1 Según su origen

La porosidad puede ser clasificada en primaria o intergranular y secundaria o inducida.

- **Porosidad Primaria.** Es aquella que se origina durante el proceso de deposición de material que da origen a la roca.

- **Porosidad Secundaria.** es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores al momento en el cual los sedimentos que dieron origen a la roca fueron depositados.

En general las rocas con porosidad primaria presentan características más uniformes que aquellas que presentan parte de su porosidad secundaria.

- **Disolución**

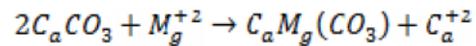
Es un proceso mediante el cual se origina una reacción química entre los fluidos que saturan el medio poroso y la matriz de la roca, generando un cambio en el volumen poroso del sistema.

- **Fracturas**

Ocurre después de producirse la deposición de sedimentos y originarse la roca, la cual puede encontrarse sometida a procesos geológicos de deformación originados por actividades tectónicas, generando fisuras o desplazamiento de los granos que conforman la matriz de la roca. Ocasionalmente ocasionando un aumento en el volumen de espacios.

- **Dolomitización**

Es un proceso mediante el cual la caliza se transforma en dolomita. La reacción química que lleva a cabo este proceso es la siguiente:



Este proceso ocurre cuando rocas carbonáticas (constituidas por calizas) entran en contacto con agua (con alguna cantidad de magnesio disuelto) el cual circula a través del medio poroso.

Algunos procesos que dan origen a la porosidad secundaria de una roca son: la disolución, las fracturas y la dolomitización.

#### **1.1.1.1.2 Según la comunicación de sus poros**

Los poros pueden encontrarse unidos entre sí, o aislados. Dependiendo de cómo sea la comunicación de estos poros, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera: total o absoluta, interconectada o efectiva, y no interconectada o no efectiva.

#### **1.1.1.1.2.1 Porosidad Total**

La porosidad total o absoluta de una roca se define como la fracción del volumen total de la misma que no está ocupada por matriz.

#### **1.1.1.1.2.2 Porosidad Efectiva**

Se define como el volumen total de la roca que representa espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí.

#### **1.1.1.1.2.3 Porosidad no Efectiva**

Es aquella que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí.

Entonces por definición de porosidad efectiva y no efectiva, su sumatoria es igual a la porosidad absoluta.

$$\phi_{total} = \phi_{efectiva} + \phi_{no\ efectiva}$$

### 1.1.2 Permeabilidad

#### Definición:

Esta propiedad es un tema importante en la industria petrolera ya que está directamente ligada al tema de la producción. Se le puede definir como la capacidad que tiene un material para permitir que un fluido (en este caso petróleo) lo atraviese con facilidad y sin alterar su estructura interna, por medio de un gradiente de presión.

Un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable del fluido en un tiempo dado, para esto la roca debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, fisuras o fracturas), por lo tanto el tamaño, la forma y la continuidad de los poros, también influyen en la permeabilidad de la formación.

De manera general la velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos:

- La porosidad del material,
- La densidad del fluido considerado,
- La temperatura, y
- La presión a que está sometido el fluido.

Generalmente a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre es así, porque la permeabilidad del suelo suele aumentar por la existencia de fallas, grietas u otros defectos estructurales.

### **1.1.2.1 Tipos de permeabilidades**

#### **1.1.1.2.1 Permeabilidad Absoluta**

Es aquella determinada por el flujo de un sólo fluido homogéneo cuando el fluido no interactúa con la roca. La permeabilidad intrínseca o absoluta de cualquier material poroso se determina mediante la fórmula de Darcy:

$$k = C * d^2$$

#### **1.1.1.2.2 Permeabilidad Efectiva**

Ocurre cuando se tiene dos o más líquidos inmiscibles presentes en la formación, entonces sus flujos se interfieren mutuamente; por lo tanto, se reduce la permeabilidad efectiva para el flujo de petróleo ( $k_o$ ), para el flujo de gas ( $k_g$ ), para el flujo de agua ( $k_w$ ). La suma de las permeabilidades efectivas es menor o igual a la permeabilidad absoluta ( $k$ ).

#### **1.1.1.2.3 Permeabilidad Relativa**

Es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso. Depende de las propiedades de la roca, además de las cantidades relativas y propiedades de los diferentes fluidos presentes en los poros, como por ejemplo, la saturación de cada uno de ellos. Las mediciones de la permeabilidad relativa son usadas para describir cuantitativamente el transporte simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles a través de una roca de formación.

Las permeabilidades relativas son las relaciones entre las permeabilidades efectivas y la permeabilidad absoluta. En general estas permeabilidades son expresadas en porcentajes o en fracciones.

$$k_{rx} = \frac{k_x}{k}$$

En si esta es probablemente la propiedad de flujo más importante que afecta el comportamiento de proceso de inyección de agua.

Las curvas de permeabilidad relativa es un resultado de laboratorio (experimentales), pero su forma incorpora los parámetros de flujo de fluidos dentro del yacimiento petrolero y dependen de variables tales como:

- Permeabilidad absoluta y porosidad,
- Viscosidad del fluido,
- Tensión interfacial,
- Geometría del sistema poroso,
- Presión,
- Presencia de fases inmiscibles,
- Tasas de desplazamiento.

### 1.1.3 Mojabilidad

#### Definición:

Es el estudio de la interacción roca-fluido. La mojabilidad es el parámetro que sirve para medir la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido.

La mojabilidad es una función del tipo de fluido (por lo general petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

#### 1.1.3.1 Clasificación

Clasifica a los fluidos en: mojantes y no mojantes.

- **Mojantes.** Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimiento son preferencialmente mojadas por agua.

- **No mojantes.** Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

El estudio de la mojabilidad se hace a través de un ángulo  $\theta$  denominado ángulo de contacto el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie (figura 2). Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido.

Cuando  $\theta$  menor a  $90^\circ$  el fluido es no mojante y mayor a  $90^\circ$  el fluido es mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La mojabilidad tiene sólo un significado relativo. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es  $0^\circ$  o  $180^\circ$  respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos.

Con referencia a la mojabilidad, los yacimientos pueden ser clasificados en: yacimientos hidrófilos y yacimientos oleófilos.

- **Yacimientos hidrófilos**

Los cuales se caracterizan por:

- Poseer un ángulo de contacto  $\theta$  menor a  $90^\circ$
- El agua es la fase mojante.
- En los canales de flujo más pequeños del yacimiento, habrá solo desplazamiento de agua.
- El petróleo se desplaza por los canales de flujo más grandes.
- La mayoría de los yacimientos petrolíferos son hidrófilos.

- **Yacimientos oleófilos**

Los cuales se caracterizan por:

- Presentan un ángulo de contacto  $\theta > 90^\circ$
- El petróleo es la fase mojante.
- En los canales de flujo más pequeños habrá solo desplazamiento de petróleo; el agua se desplaza por los canales más grandes.
- Pocos yacimientos son oleófilos

### 1.1.3.2 Factores que afectan a la mojabilidad

Diversos factores pueden ser afectados por la mojabilidad, como:

- La localización y saturación de agua irreducible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, localización de petróleo y agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

El desempeño del yacimiento se ve afectado por el hecho de que una roca sea mojable por petróleo o por agua. Particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo.

Pensar que una formación es mojable por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento que afectaran sus características petrofísicas.

#### **1.1.4 Presión Capilar**

##### **Definición:**

Es la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, cuando se ponen en contacto en un medio poroso.

Al haber definido la mojabilidad, la presión capilar será expresada como la diferencia de presión entre las fases no mojantes ( $P_{nw}$ ) y mojante ( $P_w$ ) (la presión capilar siempre será positiva).

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

La presión capilar es otra de las propiedades cuya unidad medida caracteriza al yacimiento petrolero. En el medio poroso depende de la mojabilidad, saturación de los fluidos y tamaño de los poros. La presión capilar se incrementa a medida que el diámetro de los poros disminuye, si mantenemos las otras condiciones constantes.

La presión capilar siempre se considera positiva. Existen formaciones menos mojables, intermediamente mojables y fuertemente mojable. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación de yacimientos y en ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreducible.

Los datos de presión capilar se utilizan directamente en programas numéricos de simulación y para calcular la distribución de los fluidos en el yacimiento.

### 1.1.5 Saturación

#### Definición:

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

Su fórmula es:

$$S_x = \frac{V_x}{V_t}$$

En la figura 3 se representa este fenómeno con las fases de petróleo, agua y gas. La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1.

Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo ( $S_o$ ), agua ( $S_w$ ) y gas ( $S_g$ ), se tiene:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

#### 1.1.4.1 Saturación de agua connata

La saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

La saturación de agua connata se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua en un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.

### 1.1.6 Viscosidad

#### Definición:

Es una medida de la resistencia del fluido a fluir, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia, que se presenta en fluidos en movimiento. Es una característica de todos los fluidos, tanto líquido como gases.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extra pesados.

#### 1.1.6.1 Clasificación de la viscosidad

- **Viscosidad aparente.** Es una función de la viscosidad plástica con respecto al punto cedente.

- **Viscosidad cinemática.** Viscosidad en centipoise dividida por la densidad a la misma temperatura y se designa en unidades Stokes o centistokes.
- **Viscosidad relativa.** Es la relación de la viscosidad de un fluido con respecto a la del agua.

### 1.1.7 Histéresis

#### **Definición:**

El fenómeno de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar en función de la saturación consiste en la variación de dicha curva para los procesos de imbibición y drenaje.

Esto refleja la diferencia de los ángulos de contacto con la superficie que corresponden tanto al avance y al retroceso del agua, así como al ocupamiento de los espacios porosos de distinto tamaño por petróleo y agua en la historia de saturación.

Las causas principales que generan la histéresis del ángulo de contacto son tres:

- Heterogeneidad de la superficie.
- Rugosidad de la superficie.
- Estabilidad de la superficie a una escala macromolecular.

Podemos señalar que la presión capilar está sujeta a la histéresis ya que el ángulo de contacto  $\theta$  es una función de la dirección del desplazamiento.

### **1.1.8 Tensión Interfacial o Superficial**

#### **Definición:**

Es el trabajo necesario para crear una nueva unidad de superficie en la interfase de dos fluidos inmiscibles (que no se mezclan). Un líquido en contacto con otra sustancia (sólido, líquido o gas) posee una energía que es el resultado de la diferencia del grado de atracción de las moléculas de la superficie entre ellas con la del grado de atracción de otra sustancia. Este

fenómeno se define como la cantidad de energía que hace falta para separar un área unitaria de una sustancia desde otra.

Se define rigurosamente como la medida de energía entre un líquido y su vapor. Sin embargo en muchos casos esta es medida entre un líquido y el aire. Si la interface es entre dos líquidos, o entre un líquido y un sólido, se utiliza el término tensión interfacial para las fuerzas que tienden a reducir el área de contacto, y superficial cuando están en fases iguales.

La energía interfacial se obtiene de la diferencia entre la atracción interior de las moléculas en el interior de cada fase y estas en la superficie en contacto.

La energía interfacial se manifiesta como tensión interfacial.

## **CAPÍTULO II**

### **2.1 Revisión de conceptos en Inyección de agua**

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865'. Como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos.

En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

### **2.1.1 Tipos de inyección**

De acuerdo con la posición de Los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede Llevar a cabo de dos formas diferentes:

#### **2.1.1.1 Inyección externa**

Consiste en inyectar el agua fuera de La zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo.

#### **Características:**

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

#### **Ventajas:**

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores.

**Desventajas:**

1. Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como sí es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.

**2.1.1.2 Inyección en arreglos**

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores.

A este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

**Características:**

La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad ( $k$ ), de la porosidad ( $\emptyset$ ) y del número y posición de los pozos existentes.

A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores inter-espaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

**Ventajas:**

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
2. Elevada eficiencia de barrido areal.

**Desventajas:**

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
2. Requiere mejor descripción del yacimiento.

Después de todas estas consideraciones para la inyección de agua, al final si se quiere estimar cuanto petróleo se ha recuperado a un tiempo cualquiera de un proceso de inyección de agua se deben conocer los siguientes datos:

1. Petróleo inicial en el yacimiento,  $N$
2. Eficiencia areal de barrido,  $E_{as}$
3. Eficiencia vertical de barrido,  $E_{vs}$

### 2.1.2 Eficiencia de Desplazamiento

Si se conoce la eficiencia que tiene el desplazamiento a cualquier tiempo en la vida de un proyecto de inyección de agua la recuperación de petróleo  $N_p$  puede ser calculada con la siguiente ecuación 2.1:

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

Para saber la cantidad del petróleo inicial en el yacimiento generalmente nos basamos en información geológica, o en cálculos de balance de materia, la cual utiliza la historia de producción del yacimiento.

Entonces si asumimos inicialmente que las eficiencias areal y vertical de

barrido son unitarias nuestro objetivo primordial en este punto sería la determinación de la eficiencia de desplazamiento.

La fracción de petróleo inicial en el yacimiento (in situ), que será desplazada de aquella porción del yacimiento contactada por el agua es lo que denominamos eficiencia de desplazamiento.

Para su determinación aplicaremos la teoría del avance frontal. 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.

$$F_w = \frac{1 - \frac{k}{\mu_t} \frac{k_{ro}}{\mu_o} (g \Delta \rho \sin \alpha_d)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_{ro}}{k_{rw}}} \quad (2.3)$$

Diferenciando la curva del flujo fraccional, se obtiene ya sea una curva o los valores tabulados de  $\partial F_w / \partial S_w$  contra la saturación de agua  $s_w$ .

Para ilustrar el uso de la curva de flujo fraccional presentamos dos curvas una la propiamente de flujo fraccional y la otra de su derivada figura 4 y figura 5 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:

$$\frac{WL}{A\phi} = \frac{\partial F_w}{\partial S_w} \quad (2.4)$$

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 :

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

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

$$S_{wbt} - S_{wc} = \frac{1}{\frac{\partial F_w}{\partial S_w}} = \frac{S_{wf} - S_{wc}}{F_{wf}} \quad (2.6)$$

Esta ecuación indica que trazando una tangente a la curva del flujo fraccional desde  $S_{wc}$ , 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  $F_w = 1$ , se obtiene el valor de la saturación de agua promedio a la surgencia, figura 6.

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:

$$N = \frac{A * L * \emptyset * (1 - S_{wc})}{\beta_o}$$

$$N_p = \frac{A * L * \emptyset * (S_{wbt} - S_{wc})}{\beta_o}$$

Por lo tanto tenemos:

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

### 2.1.3 Relación de Movilidad

Está definida en términos de la permeabilidad efectiva y viscosidades de los fluidos, y es el parámetro más importante en la inyección de agua y se lo puede obtener de acuerdo a la siguiente relación:

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

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

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w} = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w}$$

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 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, ¿qué valor de saturación de agua debe usarse detrás del frente para determinar  $k_{rw}$ ? Craig y colaboradores (23), llegaron a una conclusión de que  $k_{rw}$  deberá ser evaluada a la saturación de agua promedio.  $S_{wb}$ .

Más tarde en el mismo estudio se determinó que  $k_o$  debe ser evaluado en el banco de petróleo delante del frente, a  $s_{wi}$ . Entonces basado en estas conclusiones tenemos:

$$M = \frac{\mu_o(k_{rw})S_{wb}}{\mu_w(k_{ro})S_{wc}} \quad (2.9)$$

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. 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 más 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.

#### **2.1.4 Eficiencia areal de barrido**

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 más 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 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,  $E_{abt}$ .

Los dos factores principales que afectan la eficiencia areal de barrido son la razón de movilidad y el tipo de arreglo. Indicamos 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* (recuperación mejorada), lo cual resulta en una modificación de la mojabilidad, viscosidad y permeabilidad. 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 7 muestra los resultados de un estudio en un modelo potenciométrico. 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 7 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 7, la distancia más 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 a la misma caída de presión, podemos decir que el mayor gradiente de presión y la mayor velocidad del fluido ocurrirán a lo largo de la línea de flujo más 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 7 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 8 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 está 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 7 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 desplazados 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

### 2.1.4.1. Eficiencia areal de barrido a la ruptura

Típicamente se tiene cuatro tipos de arreglo que son representados por gráficos de  $E_{abr}$  vs  $Log M$  para un arreglo en particular:

#### **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.

#### **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.

#### **Arreglos normales**

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

## **Arreglo invertido**

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

### **2.1.4.2. Eficiencia areal de barrido después de la ruptura**

Mientras se continúa 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 primordial 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.

$(V_p)$  arreglo = volumen poroso en el arreglo, barriles.  $E_d$  = eficiencia de desplazamiento.

2. flujo fraccional de la región barrida  $\psi_s$  .

$\psi_s$  = 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 10 .

Esta correlación desarrollada experimentalmente por Craig y otros (23) , requiere el conocimiento de  $E_{abt}$  (  $E_{a} = w_i/w_{ibt} = 1.0$  ) , y la relación de agua inyectada acumulada,  $W_{ibt}$  .

### **2.1.4.3. Otros factores que afectan la eficiencia areal de barrido**

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, porque en la mayoría de correlaciones se consideró un yacimiento ideal. 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

### **2.1.5 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  $E_c$ ); 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

### **2.1.6 Eficiencia volumétrica 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:

$$E_v = E_a * E_t$$

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

## **CAPÍTULO III**

### **3.1 Métodos de Predicción en la inyección de agua**

En una serie de artículos publicados en 1968, apareció un cuidadoso estudio de los métodos de predicción de las inyecciones de agua. Un método de predicción de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro, en aspectos tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función de tiempo, esquema de inyección y producción de agua o gas, antes y después de la ruptura (7).

Los numerosos métodos propuestos difieren en: la forma como toman en cuenta la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de la inyección de agua o gas.

### **3.2 Método de predicción perfecto**

Es aquél que incluye todo lo relativo a los efectos del flujo de los fluidos, del tipo de arreglo de pozos y de la heterogeneidad del yacimiento, tal como se especifica a continuación:

#### **Efectos del flujo de los fluidos:**

- permeabilidades relativas
- existencia de un frente y de un gradiente de saturación
- posible presencia de una saturación de gas inicial

#### **Efectos del tipo de arreglo de los pozos:**

- variación de la eficiencia de barrido areal antes y después de la ruptura en función de la razón de movilidad
- aplicabilidad a cualquier tipo de arreglo
- no requiere datos de laboratorio publicados o adicionales a los convencionales

**Efectos de la heterogeneidad del yacimiento:**

- consideración de yacimientos estratificados
- variación areal y vertical de la permeabilidad
- presencia de flujo entre capas

El uso del método de predicción perfecto requiere de mucha información acerca de la roca y de los fluidos, así como también detalles acerca de la heterogeneidad del yacimiento. Por este motivo, tal método no existe y los que hasta ahora se han desarrollado son sólo aproximaciones.

**3.3 Clasificación**

Generalmente, los métodos de predicción se clasifican de acuerdo con las variables que más afectan el problema que se desea simular. Según Craig, se tienen los siguientes tipos:

**Métodos concernientes al tipo de desplazamiento:**

Son aquellos métodos de predicción los cuales son 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.

Entre estos tenemos:

- Buckley y Leyerer (8)
- Craig, Geffen y Morse (6)
- Roberts (9)
- Higgins y Leighton (10)
- Rapoport, Carpenter y Leasi (11)

**Métodos concernientes a la heterogeneidad del yacimiento:**

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

- i. 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.
- ii. Métodos que se refieren a la recuperación de petróleo, capa por capa

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

En estos tipos de métodos tenemos a los siguientes autores:

- Dykstra y Parsons (12)
- Johnson (13)
- Stiles (14)
- Yuster y Calhoun, Suder y Calhounis (15)
- Prats, Matthews, Jewett y Baker (16)
- Felsenthal y Yuster, entre otros (17)

**Métodos concernientes a la eficiencia de barrido areal:**

- Muskat (18)
- Hurst (19)

- Caudle y Witte (20), Slobod y Caudle (21), Caudle, Hickman y Silberberg(22)
- Aronofsky (23)
- Deepe (24) y Hauber. (25)

#### **Métodos relacionados con modelos matemáticos:**

- Douglas, Blár y Wagner (26)
- Douglas, Peaceman y Rachford (27)
- Hiatt (28)
- Morel-Seytowe (29)
- Warren y Cosgrove (30), entre otros

#### **Métodos empíricos:**

- Guthrie y Greenberger (31)
- Schauer (32)
- Guerrero y Earlougher (33), entre otros.

### 3.4 MÉTODO DE CRAIG, GEFFEN Y MORSE

El método de Craig, Geffen (6) y Morse considera los efectos de eficiencia areal, mecanismo de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable, para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua en un arreglo de cinco pozos.

El método es válido, exista o no gas inicialmente, suponiendo las siguientes condiciones:

- que no quede gas atrapado detrás del frente de invasión
- que los cálculos pueden ser adaptados a otros tipos de arreglos, pero sin tomar en cuenta la presencia de un influjo de agua lateral o de fondo
- que se dé un cubrimiento vertical del 100% en cada capa del yacimiento estratificado.

Craig y col. (6) derivan ecuaciones y correlaciones experimentales que permiten determinar la eficiencia de barrido areal antes y después de la ruptura. Como se observa en la figura 11 los cálculos se realizan a través de cuatro etapas:

- **Etapa 1:** Se inicia cuando comienza la inyección de agua, y finaliza cuando los bancos de petróleo formados alrededor de los pozos inyectoros adyacentes se ponen en contacto, encuentro que se denomina Interferencia. Esta etapa sólo tiene lugar si existe gas libre al comienzo de la invasión.
- **Etapa 2:** Se extiende desde la interferencia hasta que todo el espacio dejado por el gas lo llene el agua inyectada.
- **Etapa 3:** Se extiende desde el llene del gas hasta la ruptura de agua en los pozos productores. La producción de petróleo debido a la inyección de agua se inicia cuando comienza esta tercera etapa. Además, la producción de petróleo es una combinación del aumento de producción debido a la inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua comienza al final de la etapa 3.
- **Etapa 4:** Comprende el período desde la ruptura del agua hasta el límite económico.

Este método de predicción (1) 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:

$$E_a = E_{abr} + 0.633 \text{ Log } W_i / W_{ibt}$$

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 prevé 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 (2) sobre la inyectividad en arreglos de cinco pozos.

En una modificación denominada el “método de las bandas “(3), 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 varía 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.

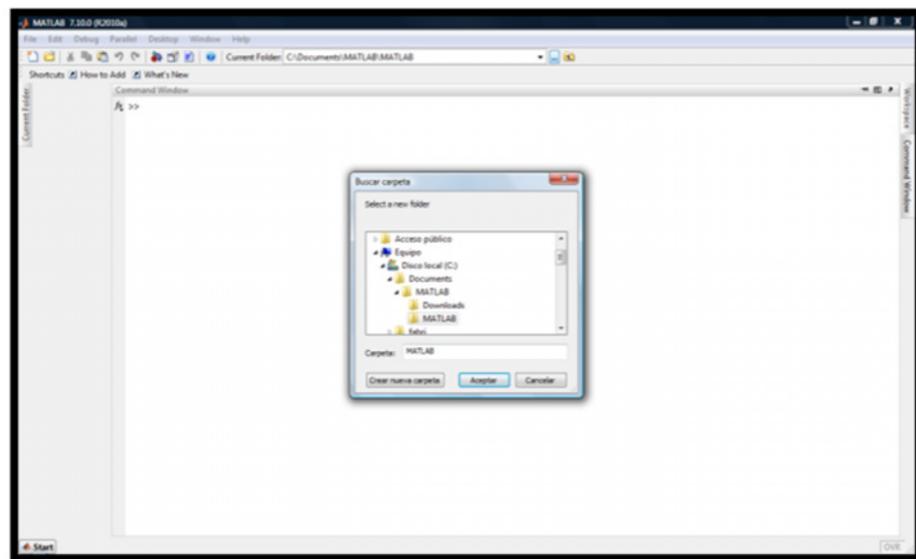
En un trabajo presentado en 1969, Wason y Schrider (4) expusieron un método para predecir el comportamiento de la inyección de agua de cinco pozos en yacimientos estratificados. Este método combinó varias técnicas de predicción previamente publicadas: la de Yuster y Calhoun (5) para calcular la variación del gasto de inyección durante las primeras etapas del llenado, la de Caudle y Witte (2) para determinar el comportamiento del gasto al llenado y después de éste y la de Craig et al (6). Para relacionar el volumen de agua inyectada, el petróleo producido y el comportamiento de la RAP.

# Capítulo IV

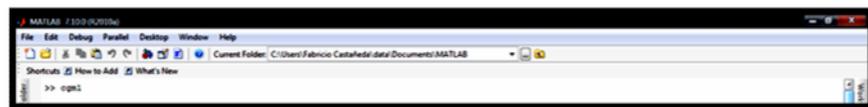
## 4.1. Manual de usuario

En este capítulo nos centramos a explicar el manejo del programa que fue desarrollado en la plataforma MATLAB que es un programa confiable y de amplio uso en ingeniería. Para hacer que el programa funcione lo que debemos tener en cuenta es que la pc en la que queremos probar el programa tenga instalado el programa MATLAB que por defecto está en la ruta "C:\Program Files\MATLAB\R2010a\bin" salvo sea el caso que se lo halla instalado en otra ruta.

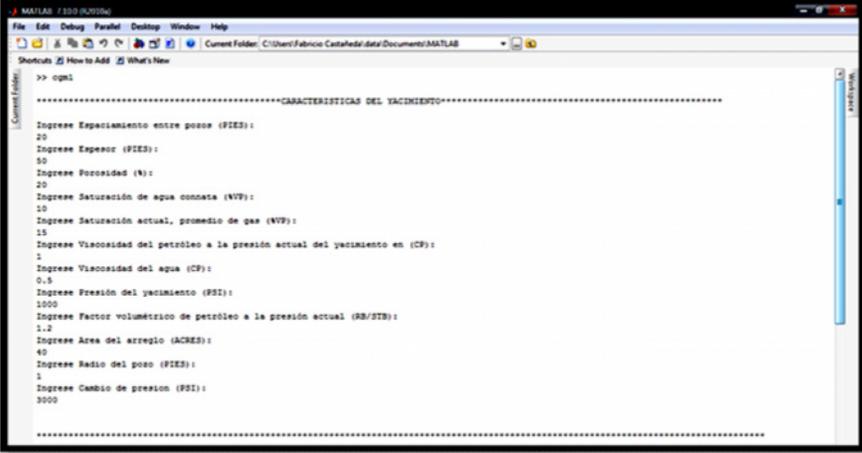
1. Una vez tengamos MATLAB en ejecución procedemos a abrir nuestro programa al que le dimos el nombre de cgm1.m, al que previamente se lo coloco en la carpeta “C:\Documents\MATLAB\MATLAB”, que es la carpeta que sirve de raíz para todos los programas o secuencias de pseudocódigos.



2. Habiendo hecho esto, en la pantalla principal tipiamos el nombre del programa “CGM” sin la extensión “.m”.



- Lo primero que realiza el programa es pedir que se ingresen los datos del problema que vamos a resolver



```

MATLAB 7.10.0 (R2010a)
File Edit Debug Parallel Desktop Window Help
Current Folder: C:\Users\Fabrice\Documents\MATLAB
Shortcuts How to Add What's New
>> cgm1
*****CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO*****
Ingrese Espaciamiento entre pozos (FIES):
20
Ingrese Espesor (FIES):
50
Ingrese Porosidad (%):
20
Ingrese Saturación de agua connata (WVP):
10
Ingrese Saturación actual, promedio de gas (WVP):
15
Ingrese Viscosidad del petróleo a la presión actual del yacimiento en (CP):
1
Ingrese Viscosidad del agua (CP):
0.5
Ingrese Presión del yacimiento (PSI):
1000
Ingrese Factor volumétrico de petróleo a la presión actual (RB/STB):
1.2
Ingrese Área del arreglo (ACRES):
40
Ingrese Radio del pozo (FIES):
1
Ingrese Cambio de presión (PSI):
3000
*****

```

- Ingresamos la permeabilidad del estrato (capa) con el que deseamos trabajar y su respectivo espesor



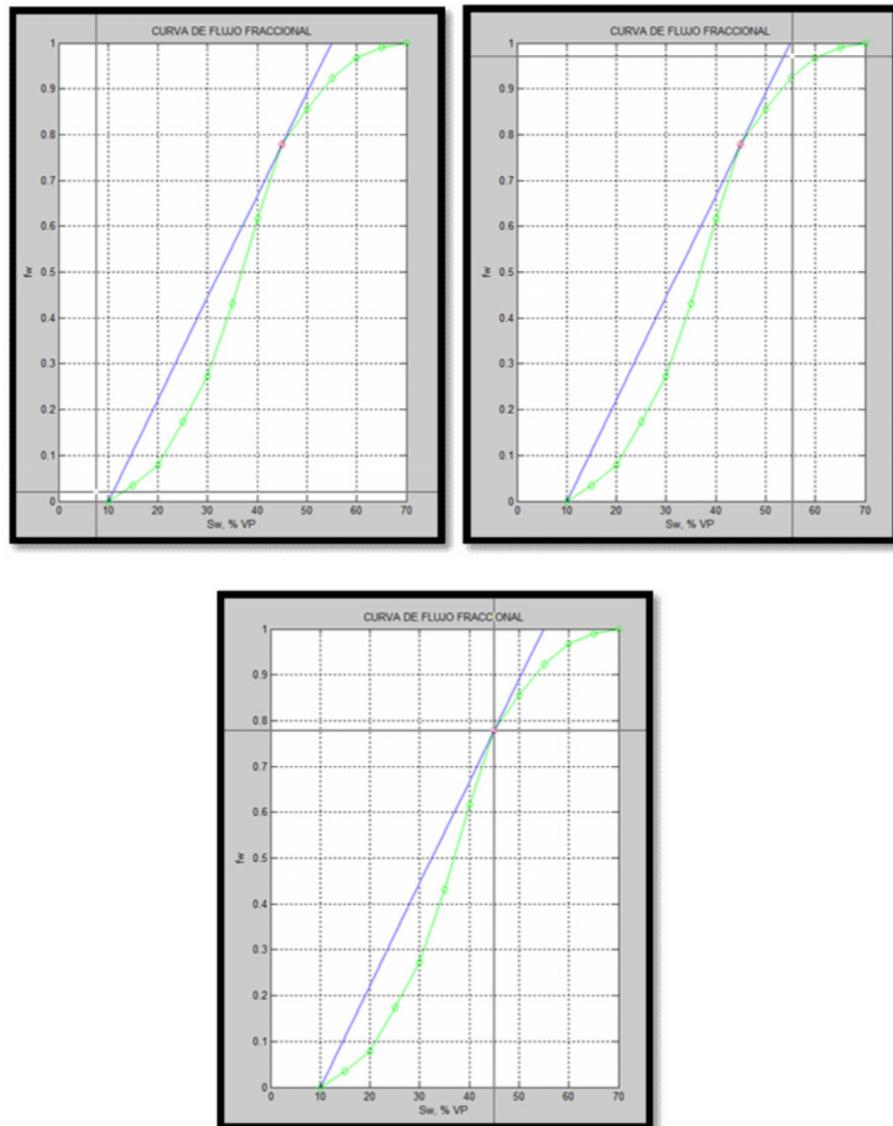
```

*****
Ingrese la permeabilidad base de el yacimiento que dese trabajar:
31.5
Ingrese espesor (ft) de la capa base con la que va a trabajar:
5
*****

```



7. ahora el software nos pide las coordenadas de los puntos de saturación de agua connata, saturación de agua promedio y saturación de agua en el frente, nuevamente pulsamos en las coordenadas que nos piden y el programa la almacena.



```

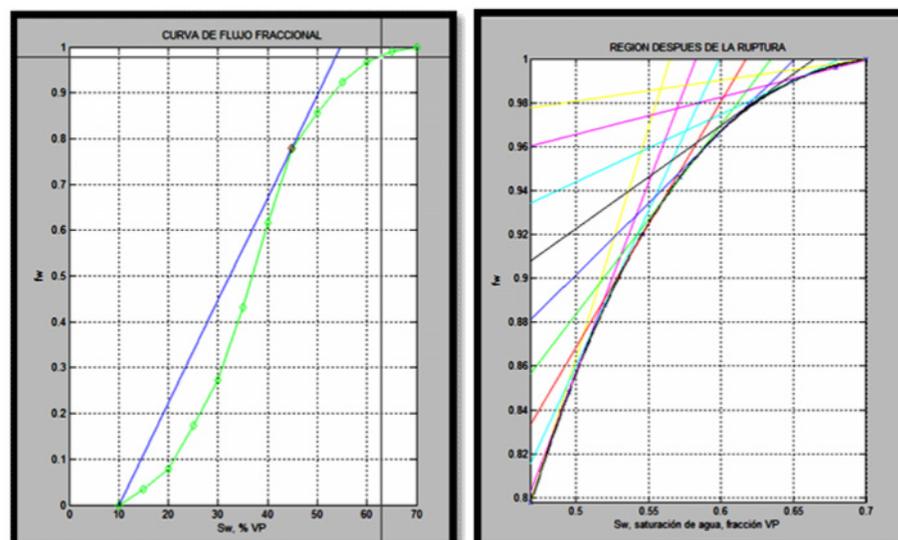
.....
Lea el valor de Swc leído de la curva de flujo fraccional cuando Fw = 0
El valor swc leído es:
    0.10

Lea el valor de Swp leído de la curva de flujo fraccional cuando Fw = 1 :
El valor swp leído es:
    0.55

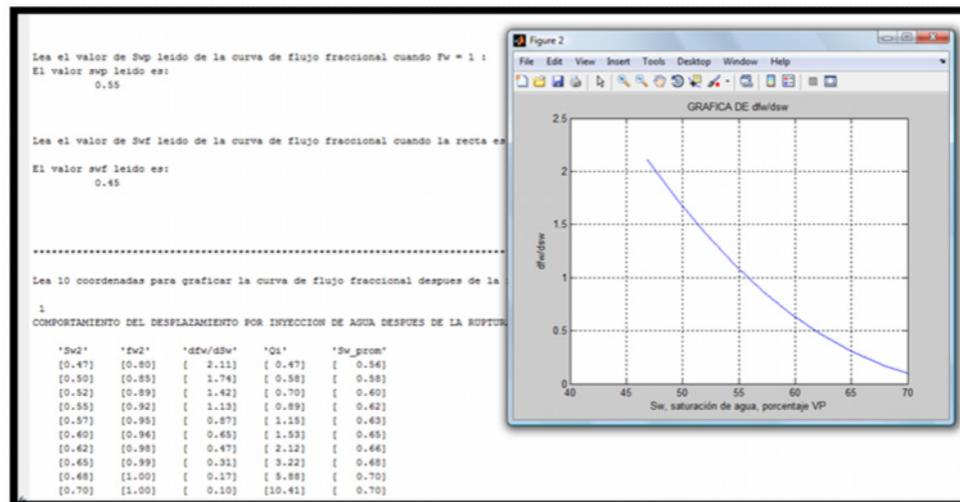
Lea el valor de Swf leído de la curva de flujo fraccional cuando la recta es tangente a la curva de flujo fraccional:
El valor swf leído es:
    0.45
.....

```

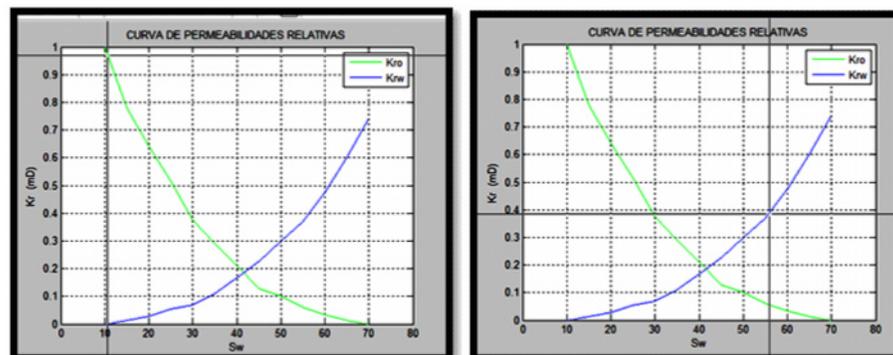
8. en este punto es necesario tomar datos de una “n” cantidad de puntos, después del valor de Swf los puntos se los toma en la curva de flujo fraccional , para graficar la región después de la ruptura



9. luego el programa nos da una tabla del comportamiento después de la ruptura junto a una grafica de  $d_{fw}/d_{sw}$  e vs Sw



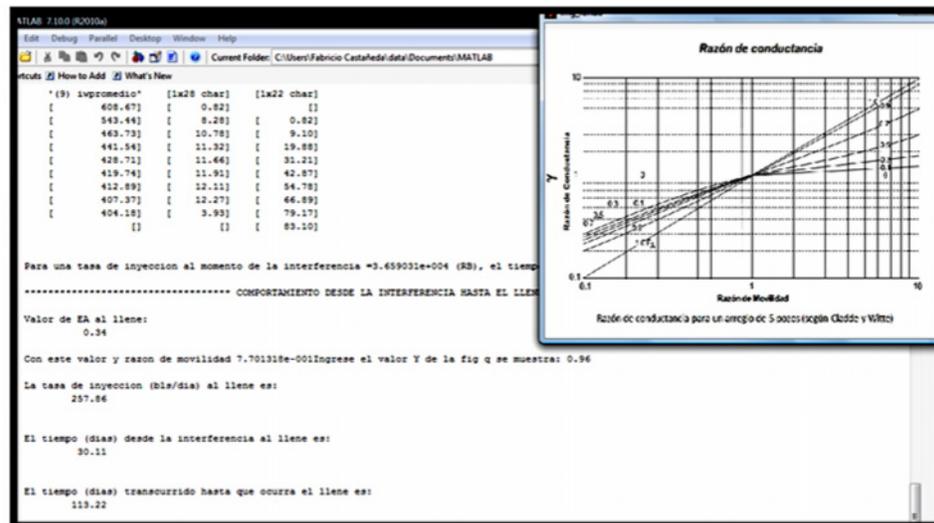
10. a continuación el programa nos da una grafica que contiene las curvas de permeabilidades relativas de las cuales obtenemos la permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua crítica y la permeabilidad relativa del agua al valor de saturación de agua promedio.







15. Lo siguiente es el cálculo del comportamiento desde la interferencia al llene, con la eficiencia areal y la razón de movilidad podemos estimar el valor de la razón de conductancia



16. ahora establecemos cuantos valores arbitrarios se van ingresar de  $W_i$  para la segunda tabla que corresponde al comportamiento desde el llene hasta la irrupción.

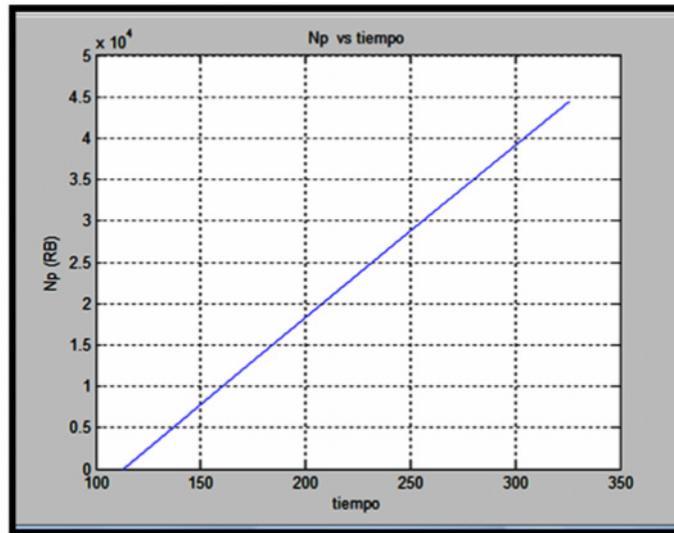
NOTA: la tabla debe ser llenada desde 46548 (agua inyectada al llene) hasta  $1.030717e+005$  (agua inyectada hasta la surgencia).

```

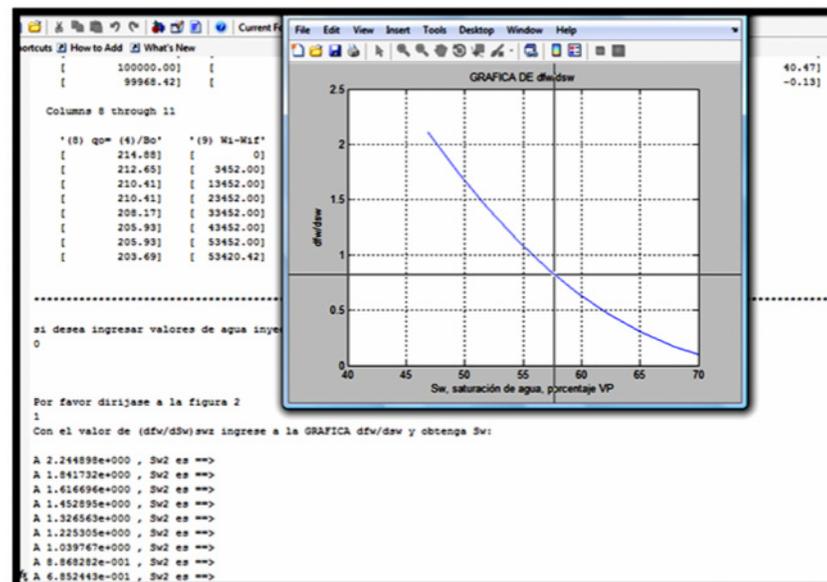
***** COMPORTAMIENTO DESDE EL LLENE HASTA LA SURGENCIA *****
Cuantos valores arbitrarios se van ingresar de  $W_i$ :
NOTA: LA TABLA DEBE SER LLENADA DESDE 46548 (RB) (AGUA INYECTADA AL LLENE) HASTA 9.996842e+004 (RB) (AGUA INYECTADA HASTA LA SURGENCIA)
Ingrese el  $W_i$  supuesto # 1: 46548
Ingrese el  $W_i$  supuesto # 2: 50000
Ingrese el  $W_i$  supuesto # 3: 60000
Ingrese el  $W_i$  supuesto # 4: 70000
Ingrese el  $W_i$  supuesto # 5: 80000
Ingrese el  $W_i$  supuesto # 6: 90000

```

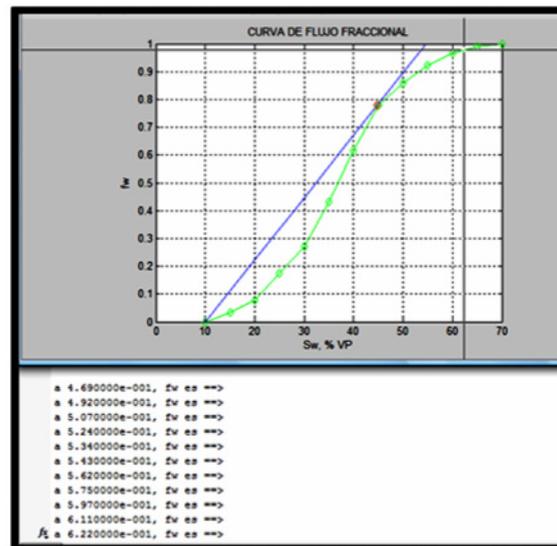




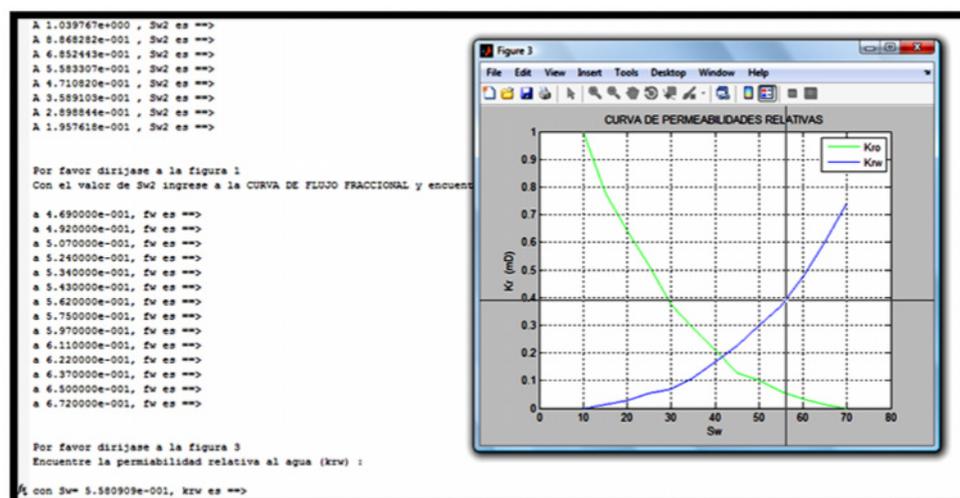
19. ahora nos dirigimos a la figura 2 y con el puntero del mouse sobre la curva de  $d_{TW}/d_{SW}$  pulsamos para almacenar valores arbitrarios de saturación de agua



20. con cada valor de  $Sw_2$  vamos a la curva de flujo fraccional para obtener los valores de  $F_w$  a los valores de  $Sw_2$



21. Ahora nos dirigimos a la figura 3 y con valores de saturación de agua a partir de la promedio para determinar permeabilidad relativa del agua después de la ruptura



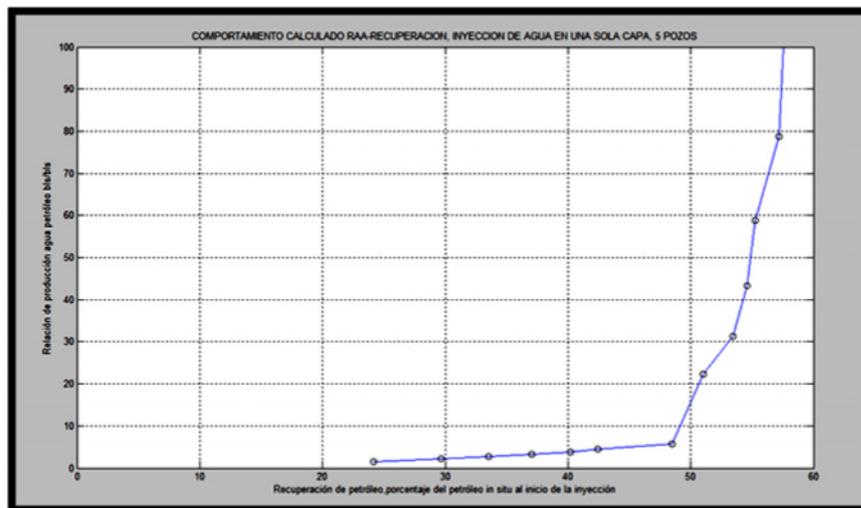


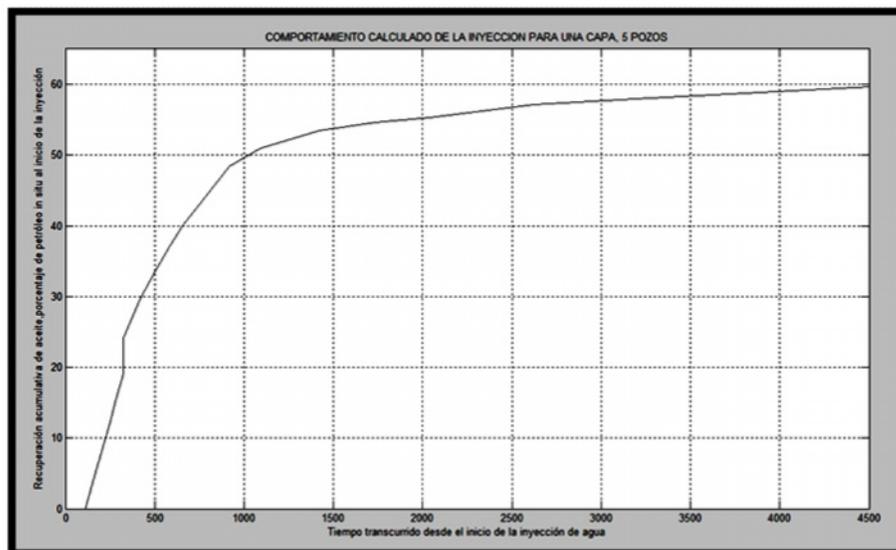
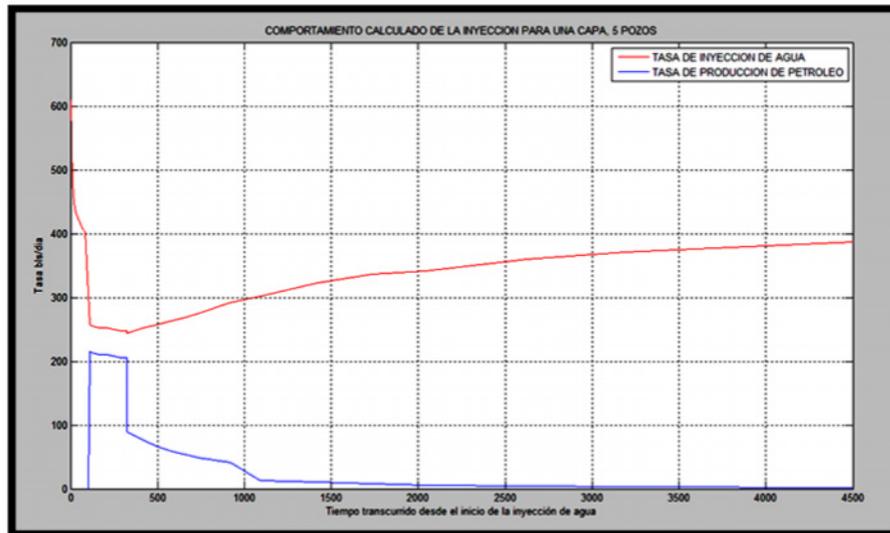
' (17) (9)-Svc'	' (18) ((3)x(17))-Sg1'	' (19) (18)/Sol'	' (20) (19)xAISCT'	' (21) kxw@Sw'	' (22) M'	' (23) Y'	' (24) sw'
[ 0.46]	[ 0.18]	[ 0.24]	[ 56175.63]	[ 0.40]	[ 0.80]	[ 0.91]	[ 244.43]
[ 0.48]	[ 0.22]	[ 0.30]	[ 69116.59]	[ 0.43]	[ 0.86]	[ 0.94]	[ 252.49]
[ 0.49]	[ 0.25]	[ 0.34]	[ 77991.61]	[ 0.45]	[ 0.90]	[ 0.96]	[ 257.86]
[ 0.50]	[ 0.28]	[ 0.37]	[ 86274.49]	[ 0.48]	[ 0.96]	[ 0.98]	[ 263.23]
[ 0.51]	[ 0.30]	[ 0.40]	[ 93482.76]	[ 0.50]	[ 1.00]	[ 1.00]	[ 269.00]
[ 0.51]	[ 0.32]	[ 0.42]	[ 98791.52]	[ 0.51]	[ 1.02]	[ 1.02]	[ 274.38]
[ 0.52]	[ 0.36]	[ 0.48]	[ 112828.50]	[ 0.54]	[ 1.09]	[ 1.09]	[ 291.59]
[ 0.53]	[ 0.38]	[ 0.51]	[ 118699.98]	[ 0.56]	[ 1.12]	[ 1.12]	[ 301.28]
[ 0.53]	[ 0.40]	[ 0.53]	[ 124496.37]	[ 0.60]	[ 1.20]	[ 1.20]	[ 322.90]
[ 0.56]	[ 0.41]	[ 0.55]	[ 127032.11]	[ 0.63]	[ 1.25]	[ 1.25]	[ 336.25]
[ 0.56]	[ 0.41]	[ 0.55]	[ 128413.82]	[ 0.64]	[ 1.27]	[ 1.27]	[ 341.63]
[ 0.58]	[ 0.43]	[ 0.57]	[ 133063.10]	[ 0.67]	[ 1.34]	[ 1.34]	[ 360.46]
[ 0.58]	[ 0.43]	[ 0.58]	[ 134832.96]	[ 0.69]	[ 1.38]	[ 1.38]	[ 371.22]
[ 0.60]	[ 0.45]	[ 0.60]	[ 138881.00]	[ 0.72]	[ 1.44]	[ 1.44]	[ 387.36]

Columnas 25 through 29

' (25) lwp'	' (26) Delta_W1'	' (27) As=(26)/(25)'	' (28) t=E(Delta_s)'	' (29) ((14)*(24))/Bo'
[ ]	[ ]	[ ]	[ 326.08]	[ 89.11]
[ 248.46]	[ 23651.58]	[ 95.19]	[ 421.27]	[ 75.62]
[ 255.18]	[ 20610.00]	[ 80.77]	[ 502.04]	[ 66.40]
[ 260.95]	[ 20600.00]	[ 79.04]	[ 511.10]	[ 68.73]
[ 266.12]	[ 20610.00]	[ 77.45]	[ 458.55]	[ 53.76]
[ 271.69]	[ 20600.00]	[ 75.82]	[ 734.37]	[ 48.59]
[ 282.99]	[ 51510.00]	[ 182.02]	[ 916.40]	[ 41.54]
[ 296.44]	[ 51510.00]	[ 173.76]	[ 1090.16]	[ 12.80]
[ 312.04]	[ 103020.00]	[ 330.15]	[ 1420.31]	[ 9.95]
[ 329.52]	[ 103020.00]	[ 312.63]	[ 1732.94]	[ 7.57]
[ 338.94]	[ 103020.00]	[ 303.95]	[ 2036.89]	[ 5.69]
[ 351.04]	[ 206040.00]	[ 586.94]	[ 2623.83]	[ 4.51]
[ 365.84]	[ 206040.00]	[ 563.20]	[ 3187.03]	[ 3.09]
[ 379.29]	[ 515100.00]	[ 1358.07]	[ 4545.10]	[ 1.62]

24. Automáticamente después de la tabla de comportamiento después de surgencia de agua el programa grafica el comportamiento RAA-recuperación, inyección de agua en una sola capa, el comportamiento acumulado de la inyección para una capa 5 pozos (tasas vs tiempo) y la recuperación acumulativa de petróleo vs el tiempo transcurrido desde el inicio de la inyección.





## CONCLUSIONES

- La recuperación que se logra con este método depende de diversos factores como las propiedades de los fluidos que se encuentran en la formación, la estructura del yacimiento, las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre el reservorio y las propiedades de la roca.
- 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 se sugiere analizar o introducir las ecuaciones correspondientes para generalizar el programa computacional.
- Este método presenta una serie de ventajas bastante interesantes como la rápida respuesta a la estimación del yacimiento, volumen considerable de petróleo recuperado en poco tiempo y el fácil control y seguimiento del flujo de invasión en la formación.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda analizar la parte económica porque como se conoce todo método tiene sus desventajas, y la principal es la considerable inversión económica que requiere debido a la cantidad de pozos usados, además de mayor requerimiento de recursos humanos puesto que se debe tener un mayor control y seguimiento en todo el proceso.
- Los caudales de inyección utilizados en el programa son estimaciones teóricas, razón por la cual se deben realizar pruebas de inyectividad a tasas múltiples para conocer el caudal con el cual trabajara el proyecto y a la larga el tiempo de duración del mismo.
- Para obtener una buena curva de flujo fraccional se recomienda introducir una cantidad considerable de valores de saturación de agua partiendo de la saturación de agua congénita hasta la máxima saturación de agua.
- Se debe tener mucho cuidado al momento de ingresar los puntos para poder realizar nuestra recta pendiente en la grafica de flujo fraccional debido a que esta recta determinara el comportamiento por inyección de agua y de ésta el resto de operaciones que se ejecute.

## BIBLIOGRAFÍA

1. CRAIG, F, "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua ". Volumen # 3. Pag 3 - 7, 16, 34, 37 – 42, 57, 66 – 81.
2. <http://inyecciondeaguaygas.blogspot.com/>
3. <http://www.lacomunidadpetrolera.com>
4. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL. Métodos de Predicción de la Recuperación Secundaria de Petróleo por Inyección de Agua. Guayaquil. 1976.
5. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Tesis del Ing Angulo Cruz Milton Eduardo. "Recuperación secundaria por inyección de agua a los yacimientos u y t del campo yuca", EPN. Quito, Diciembre 2007

## REFERENCIAS

1. 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
2. Caudle, B.H. y Witte, M.D.: "Prediction Potential Changes During Sweepout in a Five – Spot Pattern," Trans., AIME (1959) 216, 446-448.
3. Hendrickson, G.E.: "History of the Welch Field San Andres Pilot Waterflood," J. Pet. Tech. (Agosto, 1961) 745-749.
4. 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.

5. Suder, F.E, y Calhoun, J.C: Jr.: "Waterflood Calculations," Drill and Prod. Prac., API (1949) 44-47.
6. 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.
7. Craig, F, F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Watertlooding, Monograph Series, SPE, Richardson, 'EX (1971)3.
8. Buckley, SE, y Leverett, M.C.: Mechanisms of Fluid Displacement in Sands, Trans., AIME (1942) 146,107-116.
9. Roberts, T.G.: A Permeability Block Method of Calculating a Water Drive Recovery Factor, Pet. Eag. (1959) 31, B45-48.
10. Higgins, R.V. y Leighton, AJ.: Computer Prediction of Water Drive of dii and Gas Mixtures through Irregularly Bounded Porous Media- Three Phase Flow. JPT (Sept. 1962)1048-1054.
11. Rapoport, L.A., Carpenler, C.W. y Leas, W.J.: Laboratory Studies of Five-Spot Waterflood Perfomiarice, Trans., AIME (1958) 213, 113-120.

12. Dykstra, H. y Parsons, RL.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil at The United States, API, New York City (1950) 160-174.

13. Johnson, CE. Ir.: Prediction of Oil Recovery by Waterflood — A Simplified Graphical Treatment of the Dykstra-Parsons Method, Trans., AIME (1956) 207,345-346.

14. Stiles, W.: Use of Permeability Distribution in Water-Flood Calculations, Tmns., MME (1949) 186,9-13.

15. Suder, F,E. y Calhoun, J.C., ir.: Waterflood Calculations, Drill! ciad &od. Prac., API (1949) 260-270.

16. Prats, M., Matthews, C.S., Jewett, R.L. y Baker, iD.: Prediction of Injection Rate and Production History for Multilluid Five-Spot Floods, Traris., AIME (1959) 216, 98-105.

17. Felsenthal, M. y Yuster, S.T.: A Study of the Effect of Viscosity in Oil Recover?)' by Waterflooding, trabajo N° 1 63-G presentado en la reunion del SPE West Coast en Los Angeles (Oct. 25-26, 1951),

18. Muskat, M.: Flow of homogeneous Fluids Through Porous Systems, J.W. Edwards, Inc., Ann Arbor, Mich, (1946).
19. Hurst, W.: Determination of Performance Curves in Five Spot Waterflood, Pet. Eng. (1953) 25,1340-46.
20. Cudde, B.H. y Witte, M.D.: Prediction Potential Changes During Sweepout in a Five-Spot Pattern, Trans., MME (1959) 216, 446-448.
21. Slobod, R.L. y Cudde, B.H.: X-Ray Shadowgraph Studies of Areal Sweepout Efficiencies, Trans., AIME (1952) 195,265-270.
22. Cudde, B.H., Hickman, B.M. y Silberberg, I.H.: Performance of the Skewed four-Spot Injection Pattern, JPT(Nov. 1968) 1315-1319.
23. Aronofsky, J.: Mobility Ratios Influence on Flood Patterns during Water Encroachment, Trans., AIME (1952) 195,15-24.
24. Deane, J.C.: Injection Rates-The Effect of Mobility Ratio, Area Swept, and Pattern, SPEJ (Junio 1961)81-91.
25. Hauber, W.C.: Prediction of Waterflood Performance for Arbitrary Well

Patterns and Mobility Ratios, JPT (En. 1964)95-103.

26. Douglas, J., Jr., Blair, P.M. y Wagner, R.J.: Calculation of Linear Waterflood Behavior Including the Effects of Capillary Pressure, Trans., AIME (1958) 213, 96-102.

27. Douglas, J., Jr., Peaceman, D.W. y Rachford, H.H., Jr.: A Method for Calculating Multi-Dimensional Immiscible Displacement, Trans., AIME (1959) 216,297-306.

28. Hiatt, W.N.: Injected-Fluid Coverage of Multi-Well Reservoirs with Permeability Stratification Drill and Prod. Prac., API (1958) 165-194.

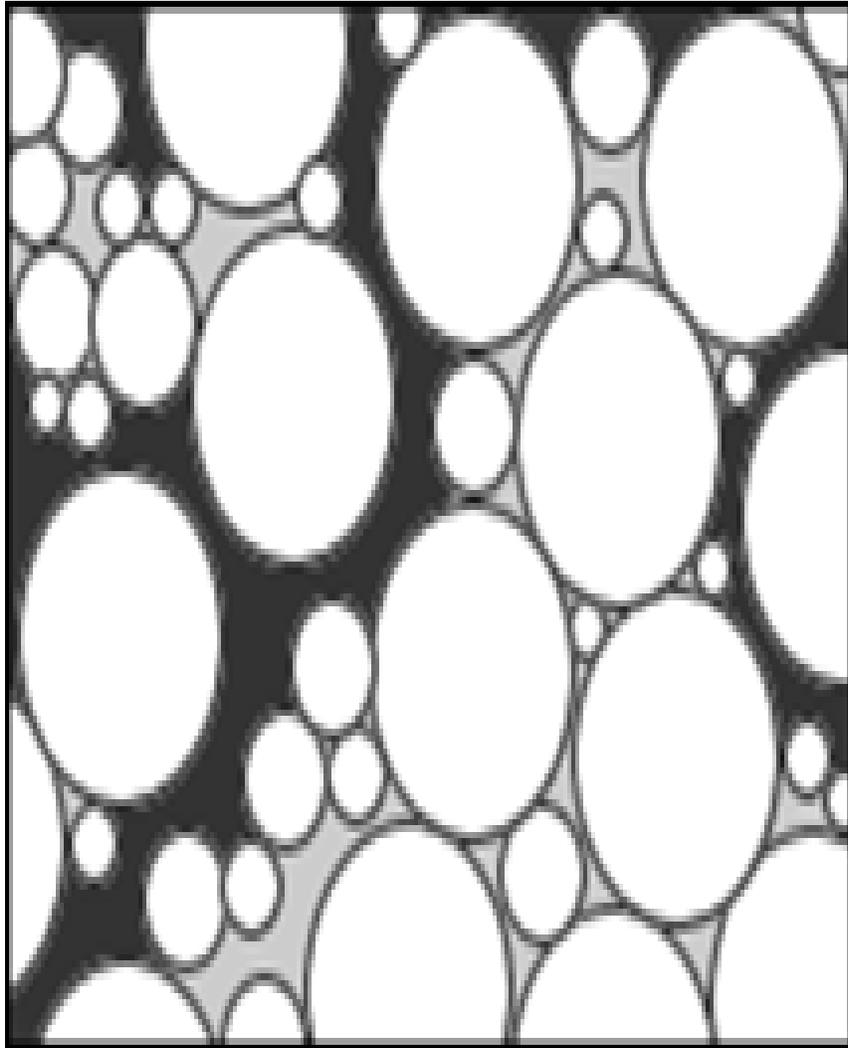
29. Morel-Seytoux, H.J.: Analytical-Numerical Method in Waterflooding Predictions, Trans., AIME (1965) 234, 247-258.

30. Warren, J.E. y Cosgrove, J.J.: Prediction of Waterflood Behavior in a Stratified System, SPFJ (Junio 1964) 149-157.

31. Guthrie, R.K. y Greenberger, M.H.: The Use of Multiple Correlation Analysis for Interpreting Petroleum Engineering Data, Drill. and Prod. Prac., API (1955) 130-137.

32. Schauer, P.E.: Application of Empirical Data in Forecasting Waterflood Behavior, trabajo 934-O presentado en la Reunión Técnica Anual de la SPE celebrada en Dallas, Texas (Oct. 6-9, 1957).

33. Guerrero, E.T. y Earlougher, R.C.: Analysis and Comparison of Five Methods Used to Predict Waterflooding Reserves and Performance, Drill and Prod. Proc., API (1961) 78-95.



**FIGURA 1**

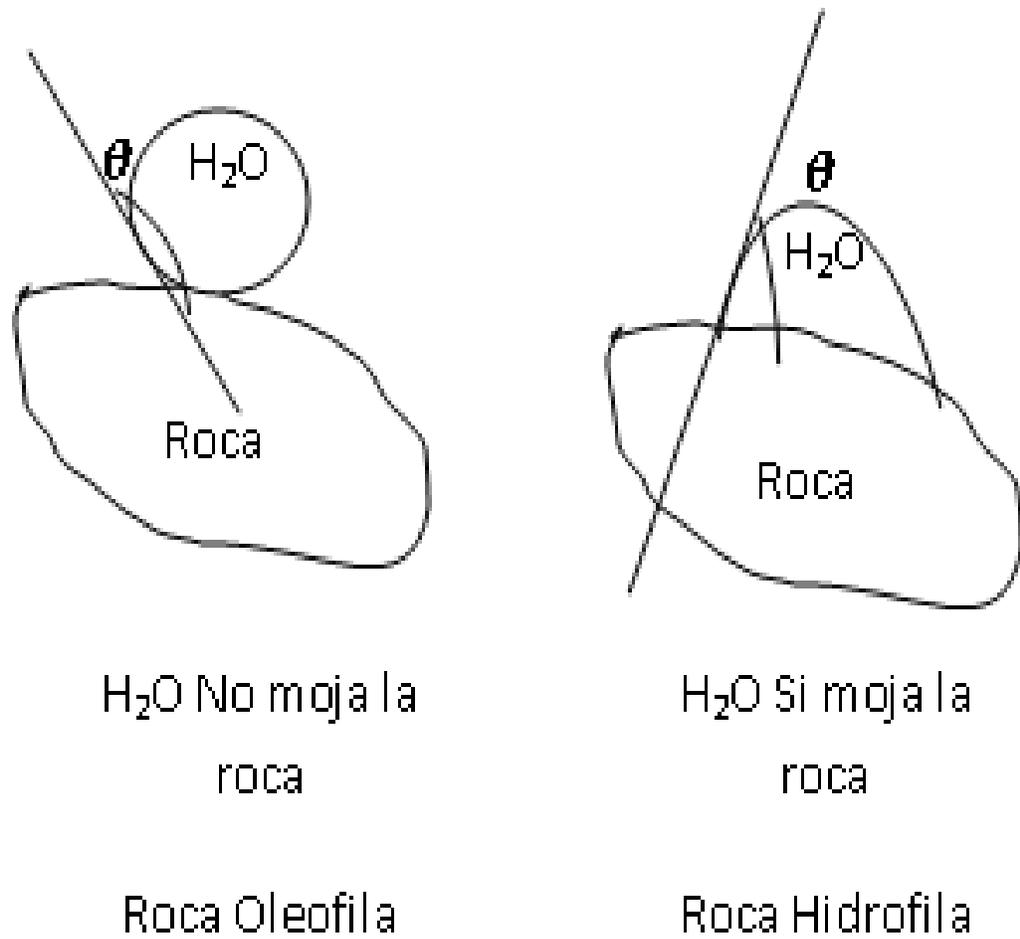


FIGURA 2

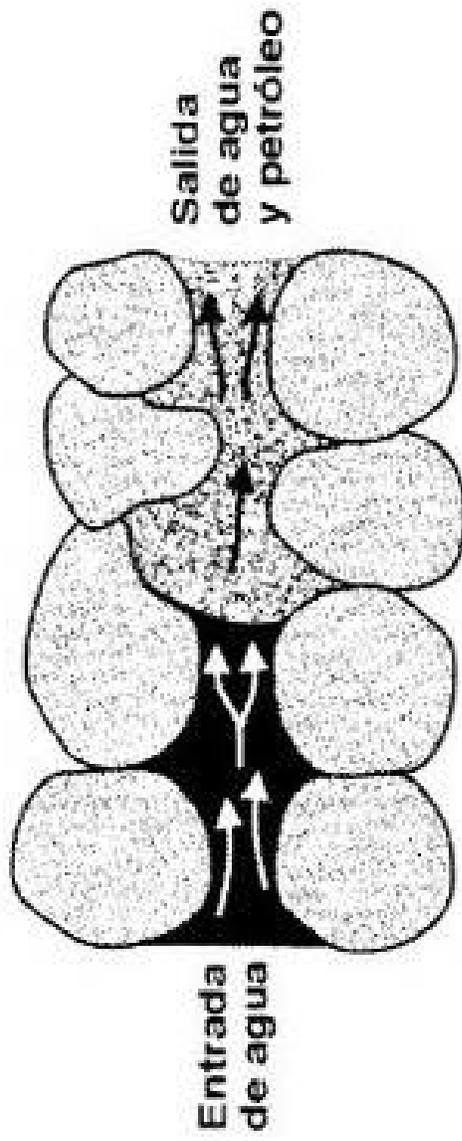


FIGURA 3

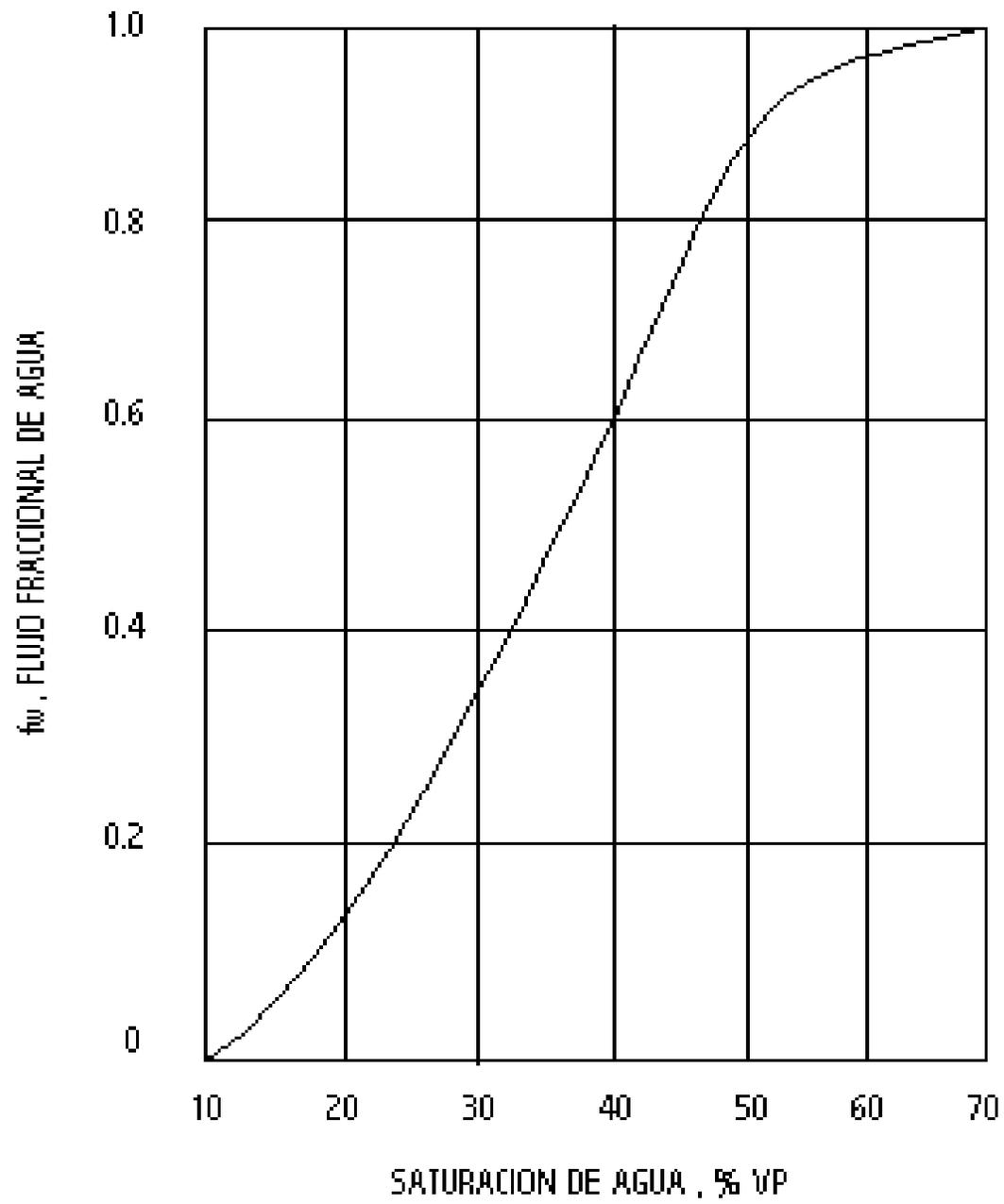


FIGURA 4

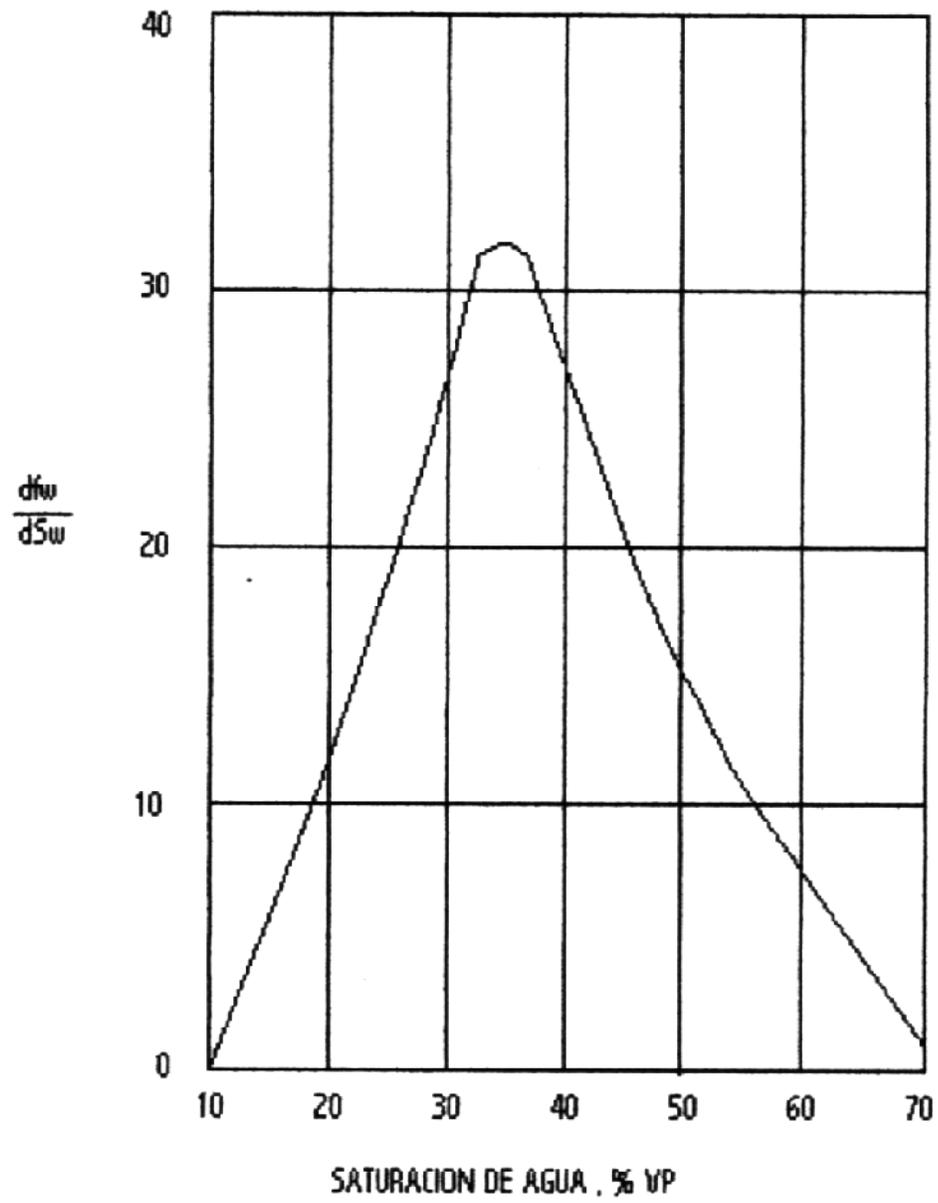


FIGURA 5

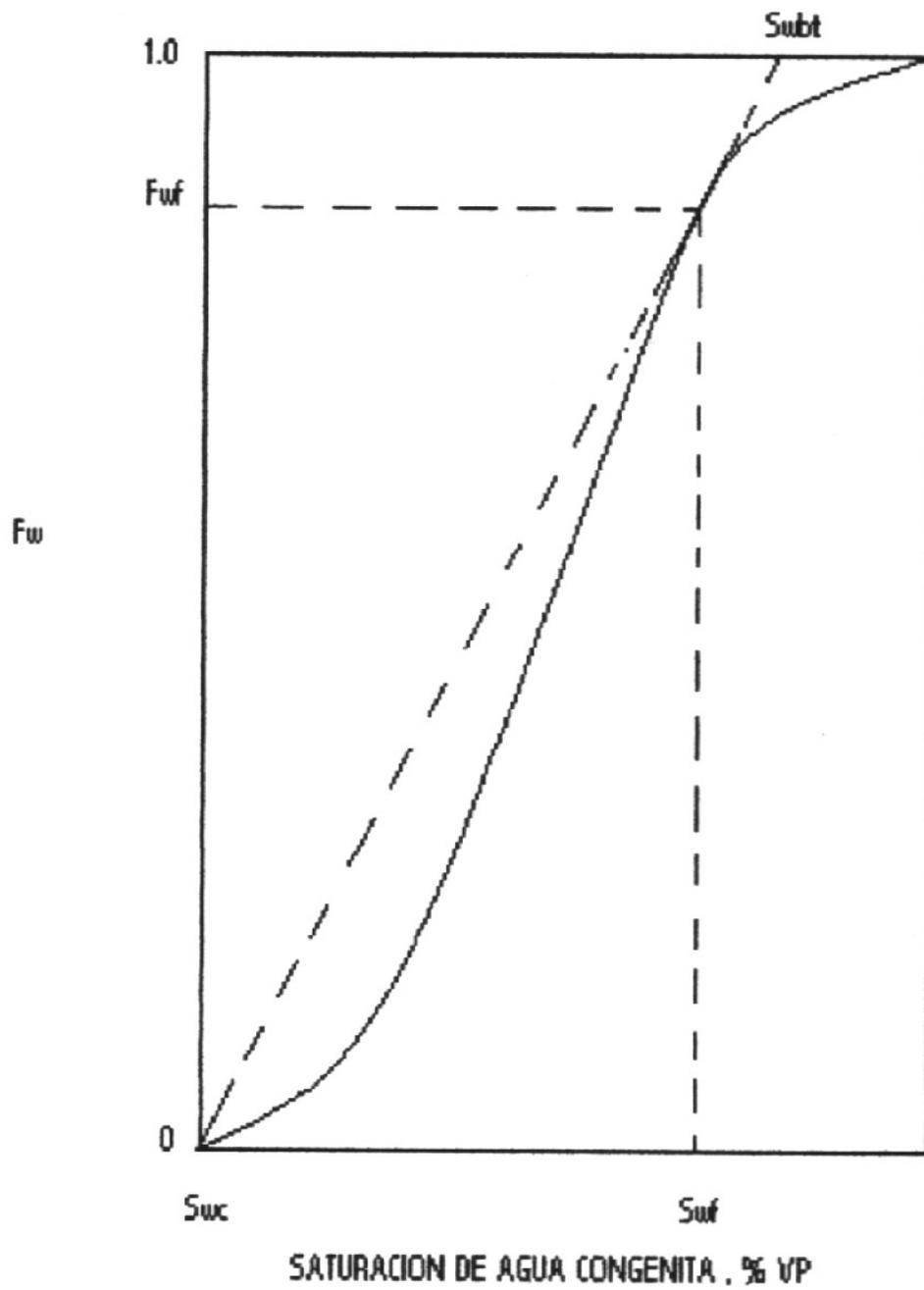


FIGURA 6

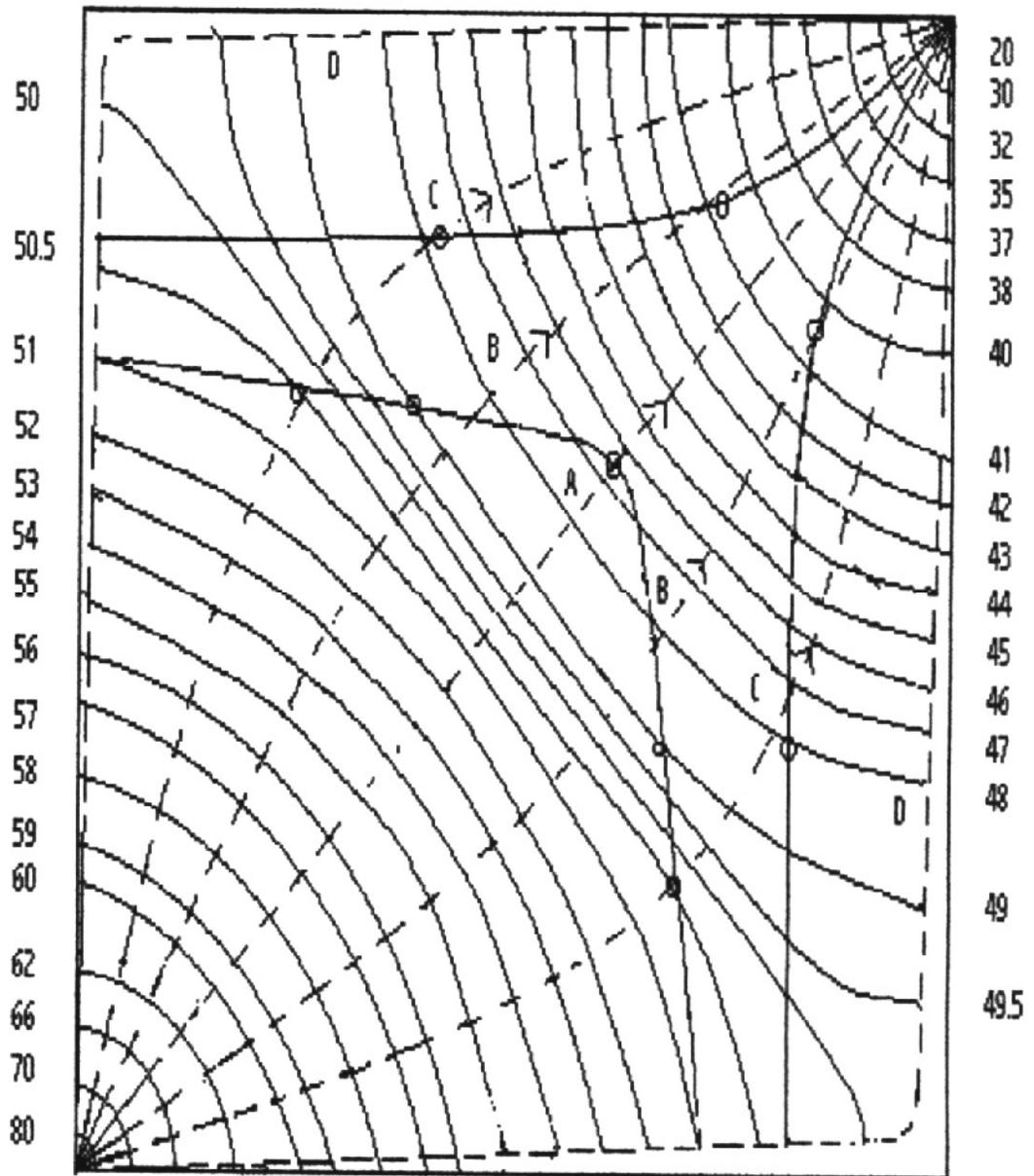


FIGURA 7

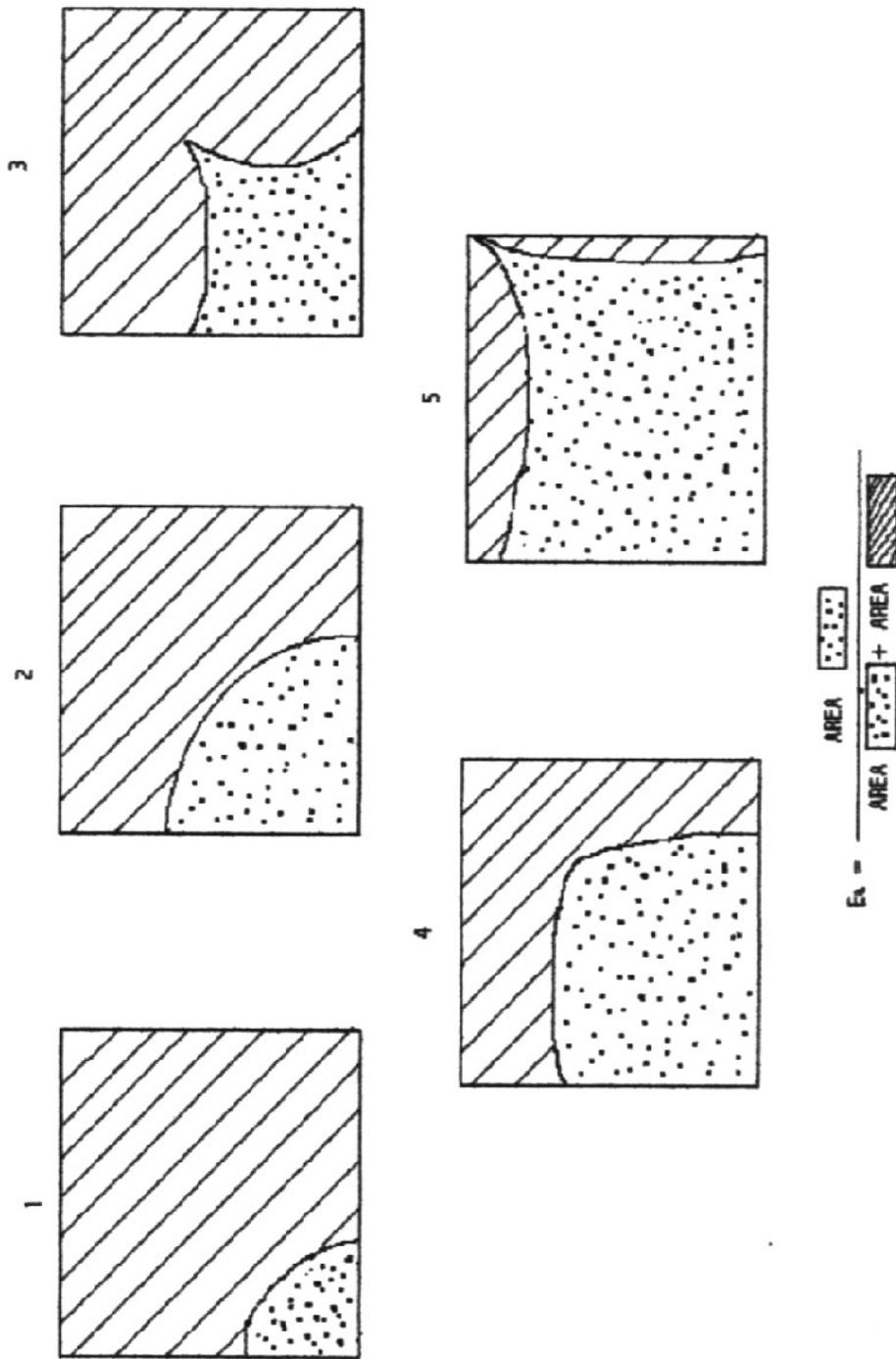
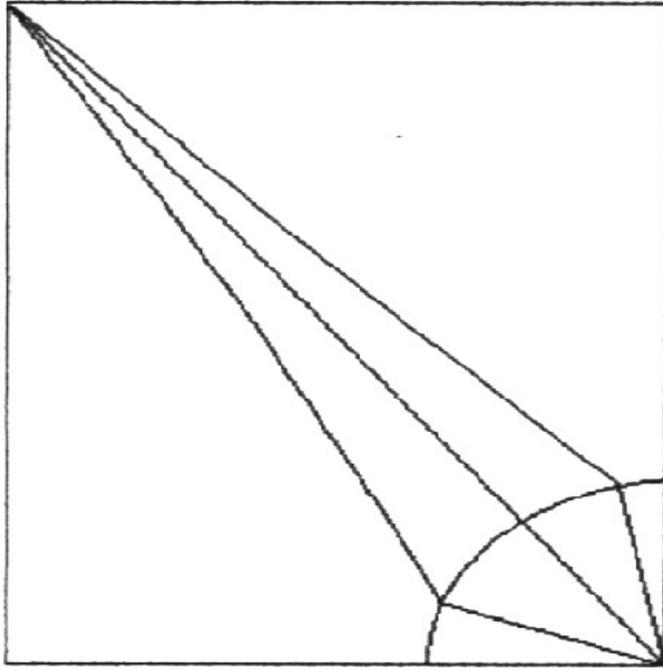


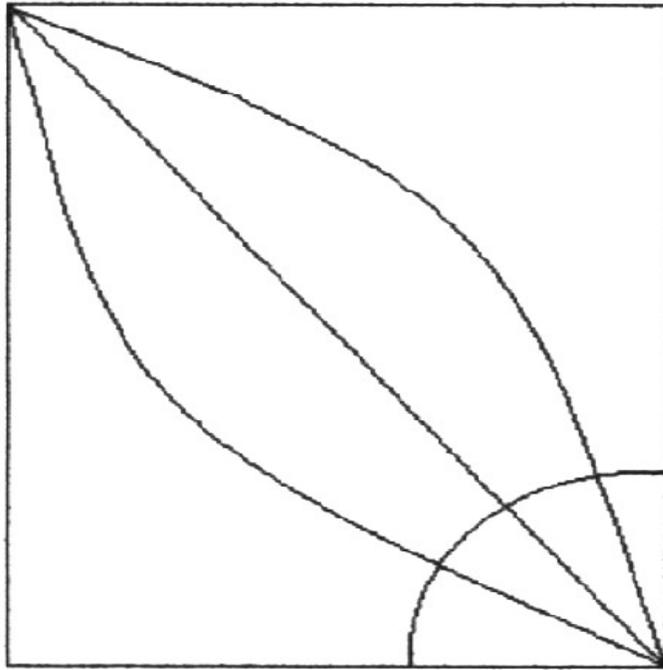
FIGURA 8

$M < 1$



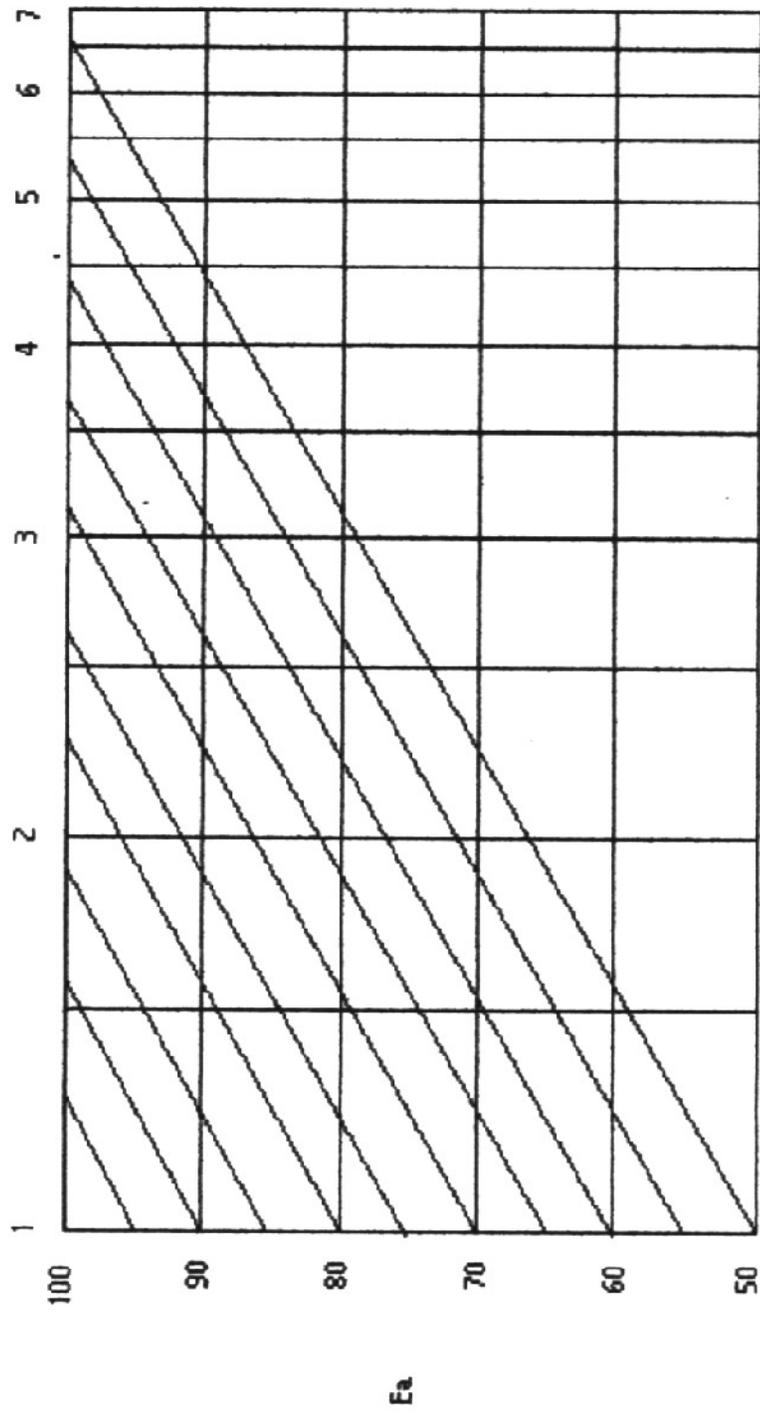
LINEAS DE CORRIENTE DIFERENTE A LA DIAGONAL

$M > 1$



LINEAS DE CORRIENTES DIFERENTE A LA DIAGONAL

FIGURA 9



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

FIGURA 10

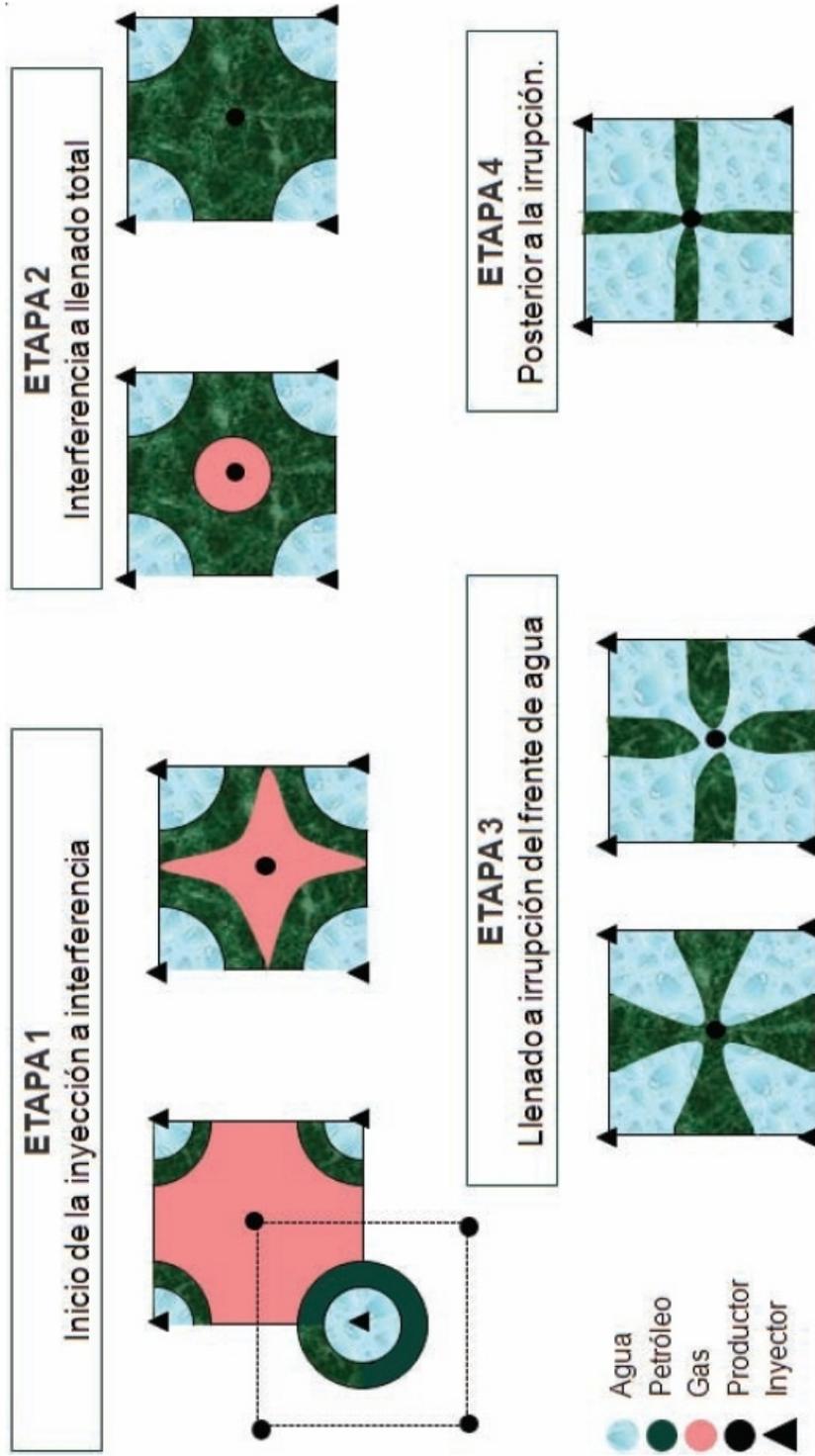


FIGURA 11