

22
25



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTIMACION AUTOMATIZADA DE LA
RECUPERACION DE ACEITE POR MEDIO
DE INYECCION DE AGUA

FALLA DE ORIGEN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

JULIO GUADALUPE SERNA GIL

CARLOS ALEJANDRO GONZALEZ



MEXICO, D. F.

1995

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central

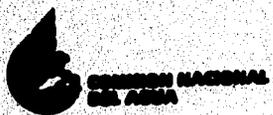


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



**EL PRESENTE TRABAJO SE IMPRIMÓ CON EL APOYO DE
LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA**



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-008

SR. JULIO GUADALUPE SERNA GIL
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Jorge Alberto Osorno Manzo, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

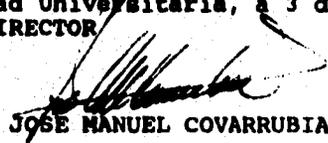
**ESTIMACION AUTOMATIZADA DE LA RECUPERACION DE ACEITE POR MEDIO
DE INYECCION DE AGUA**

- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS BASICOS
- II EFICIENCIA Y PATRONES DE FLUJO
- III METODOS DE INYECCION DE AGUA
- IV SISTEMA DE COMPUTO
- V EJEMPLOS DE APLICACION Y ANALISIS DE RESULTADOS
- VI CONCLUSIONES
- APENDICE
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

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

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

A t e n t a m e n t e
"POR MI RASA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 3 de febrero de 1993.
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*ggg*





FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-011

UNIVERSIDAD NACIONAL

AFILIADA DE

MEZQUIC

SR. CARLOS ALEJANDRO GONZALEZ
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Jorge Alberto Osorno Manzo, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

ESTIMACION AUTOMATIZADA DE LA RECUPERACION DE ACEITE POR MEDIO DE INYECCION DE AGUA

- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS BASICOS
- II EFICIENCIA Y PATRONES DE FLUJO
- III METODOS DE INYECCION DE AGUA
- IV SISTEMA DE COMPUTO
- V EJEMPLOS DE APLICACION Y ANALISIS DE RESULTADOS
- VI CONCLUSIONES
- APENDICE
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 3 de febrero de 1993.
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JHCS+EGLM*ggg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE CIENCIAS DE LA TIERRA

TITULO: Estimación automatizada de la recuperación de aceite por medio de inyección de agua

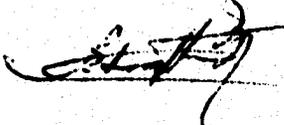
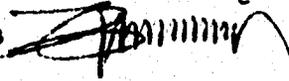
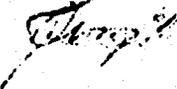
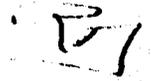
Tesis que presentan:

- Julio Guadalupe Serna Gil** Núm. de cuenta: 8059630-9
- Carlos Alejandro González** Núm. de cuenta: 7802169-1

Dirigida por:

Ing. Jorge Alberto Osorno Manzo

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

- Presidente:** Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza 
- Secretario:** Ing. Manuel Villamar Viguera 
- Vocal:** Ing. Jorge Alberto Osorno Manzo 
- Primer suplente:** M. en I. Rafael Rodríguez Nieto 
- Segundo suplente:** Ing. Salvador Macías Herrera 

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, hermanos y toda mi familia en general, por su apoyo, tanto económico como moral, sin los cuales, no hubiera sido posible culminar la carrera.

A mi esposa, quien desde hace algunos años, me ha brindado todo su amor y cariño, con lo cual pude salir adelante.

A los profesores, por los conocimientos que me transmitieron.

A mis amigos, que en muchas ocasiones me brindaron su apoyo.

.....

Julio Guadalupe Serna Gil

TABLA DE CONTENIDO

<i>Introducción</i>	i
CAPITULO I	
<i>Conceptos Básicos</i>	1
1.1 Porosidad.....	1
1.1.1 Porosidad primaria.....	2
1.1.2 Porosidad secundaria.....	2
1.2 Permeabilidad.....	2
1.2.1 Permeabilidad Absoluta (K_{abs}).....	3
1.2.2 Permeabilidad Efectiva (K_e).....	3
1.3 Permeabilidad Relativa.....	5
1.4 Saturación de Fluidos.....	6
1.4.1 Saturación Residual de Aceite (S_{or}).....	8
1.5 Presión Capilar.....	8
1.6 Mojabilidad.....	11
1.7 Factores de Volumen.....	13
1.8 Relaciones Gas - Aceite.....	14
1.8.1 Relación gas disuelto - aceite (R_s).....	15
1.8.2 Relación gas aceite instantánea (R).....	15
CAPITULO II	
<i>Eficiencia y Patrones de Flujo</i>	17
II.1 Eficiencias.....	17
a) de desplazamiento (E_d).....	17
b) de barrido areal (E_p).....	17
c) vertical o de invasión (E_i).....	18
d) volumétrica (E_v).....	19
e) de la recuperación de aceite (E_r).....	19
II.2 Arreglos de pozos y patrones de flujo.....	20
II.2.1 Arreglos de pozos.....	20
Líneas directas.....	20
Líneas alternas.....	20
Dos y tres pozos.....	21
Cuatro pozos normal y cuatro pozos en líneas oblicuas.....	21

Cinco pozos	22
Siete pozos normal y siete pozos invertido	22
Nueve pozos normal y nueve pozos invertido	23
II.2.2 Patrones de flujo	23

CAPITULO III

<i>Métodos de Inyección de Agua</i>	26
III.1 Buckley y Leverett	26
Teoría de Avance Frontal	30
III.2 Welge	35
III.3 Stiles	39
Distribución de la Permeabilidad y la Capacidad del Yacimiento	39
Suposiciones	39
Limitaciones	41
III.4 Dykstra y Parsons	45
Suposiciones	45
III.5 Craig	50
Suposiciones	51
Comportamiento de la Inyección de Agua	51
a) Desde el inicio de la inyección hasta la interferencia	52
b) De la interferencia al llenado	53
c) Del llenado a la irrupción	54
d) De la irrupción a la inundación total	55

CAPITULO IV

<i>Sistema de Cómputo</i>	58
IV.1 Programa del Método de Buckley - Leverett	61
IV.2 Programa del Método de Welge	63
IV.3 Programa del Método de Stiles	65
IV.4 Programa del Método de Dykstra - Parsons	67
IV.5 Programa del Método de Craig	69

CAPITULO V

<i>Ejemplos de Aplicación y Análisis de Resultados</i>	72
--	----

V.1 Método de Buckley - Leverett	75
V.2 Método de Welge	79
V.3 Método de Stiles	84
V.4 Método de Dykstra - Parsons	89
V.5 Método de Craig	99

CAPITULO VI

Conclusiones	107
---------------------------	------------

APENDICES	110
------------------------	------------

NOMENCLATURA	117
---------------------------	------------

BIBLIOGRAFIA	121
---------------------------	------------

INTRODUCCION

INTRODUCCION

Actualmente la industria petrolera mundial se desenvuelve en medio de dos tendencias que se pueden considerar "encontradas". Por un lado, una creciente demanda de hidrocarburos y sus derivados misma que es requerida para alimentar una amplia gama de procesos industriales y por otro lado, ha existido una sobreexplotación de los yacimientos para satisfacer la demanda mundial, ésto a sabiendas de que los hidrocarburos son un recurso natural no renovable.

Desafortunadamente, el avance tecnológico en la búsqueda de fuentes alternas de energía, aunque con avances significativos, se encuentra todavía en una etapa de investigación-experimentación, por lo que se estima que los hidrocarburos y sus derivados serán *la principal fuente de energía para la humanidad al menos una generación más (25 - 30 años).*

Por todo lo anterior, los países productores de petróleo han establecido como una prioridad económica y política el fortalecimiento de sus reservas petroleras para poder enfrentar con éxito un mercado energético que seguramente será crítico en un horizonte no mayor de 15 años.

Las experiencias mundiales al respecto indican que el mejoramiento de las eficiencias de recuperación durante las producciones primaria y secundaria, así como la eventual y correcta aplicación de técnicas de recuperación mejorada, como la respuesta más viable a este problema.

En 1951 México inició su camino en la Recuperación Secundaria, con el proyecto de inyección de gas en el campo Poza Rica, en el Estado de Veracruz, aunque la inyección de agua es la que más se ha utilizado.

Actualmente se encuentran en operación 11 sistemas de inyección de agua que alimentan con fluido desplazante a 18 campos distribuidos en 4 zonas: Norte, Centro, Sur y Sureste.

En 1990 se inyectaron un promedio de 600.4 millones de barriles de agua [MBDW]¹ con una recuperación de crudo atribuible a este proceso de 220 millones de barriles de aceite [MBDO].

Aunque las eficiencias promedio de desplazamiento fueron más bajas en las zonas Norte, Centro y Sur, con respecto a la zona Sureste, se hace evidente el enorme potencial de recuperación de aceite en campos que se consideraban agotados o de poca rentabilidad al implantar técnicas mejoradas en proyectos de Recuperación Secundaria.

La inyección de agua involucra un análisis exhaustivo de la información disponible previa al diseño, así como diferentes secuencias de cálculo dependiendo del método que se esté manejando.

En este trabajo se utilizaron cinco (5) métodos de inyección de agua en un mismo paquete de cómputo, facilitando así, diseños tentativos y el manejo de la información.

Los métodos utilizados son:

- 1) Buckley - Leverett (Avance Frontal)
- 2) Welge (Avance Frontal)
- 3) Stiles (Yacimientos Estratificados)
- 4) Dykstra - Parsons (Yacimientos Estratificados)
- 5) Craig (Avance Frontal o Radial)

Este trabajo se sustenta en la literatura original de cada método de inyección, así como en otra literatura importante, encontrándose entre ésta, los Apuntes de Recuperación Secundaria de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

El lenguaje de programación utilizado, QUICKBASIC 4.5, se escogió por la sencillez en su uso, ya que los procesos de cálculo se realizan en forma

¹ Referencias en la página 121.

estructurada, con lo que se obtienen los resultados con mayor rapidez y nos permite utilizar diferentes diseños con diferentes métodos en forma automatizada, dejando atrás las tediosas y cansadas secuencias de cálculo que implicaban.

La rapidez de los cálculos nos permite considerar algunas variaciones en los datos y tener un análisis de sensibilidad de los parámetros de interés para un diseño dado.

Por último, en este trabajo se presentan algunos ejemplos de aplicación para mostrar los resultados que se obtienen con este sistema de cómputo, así como un diagrama de bloques de la estructura del sistema.

CAPITULO I

CONCEPTOS

BASICOS

Conceptos Básicos²

Para entender el comportamiento del yacimiento en su etapa de explotación, es un requisito fundamental el conocimiento de las propiedades básicas del sistema roca-fluidos. Estas propiedades son de dos tipos :

1.- Propiedades de la roca propiamente dicha como porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de poros, área de superficie,... , etc.

2.- Propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como presión capilar, mojabilidad, permeabilidades relativas, ..., etc.

Es pues conveniente, establecer las definiciones de algunos de estos conceptos básicos de ingeniería de yacimientos que se manejarán a lo largo de este trabajo, para su mejor comprensión.

1.1 Porosidad

La porosidad (\emptyset) es una de las propiedades mas importantes del yacimiento dado que gobierna la capacidad de la formación para almacenar fluidos.

Un volumen de roca sedimentaria, V_r , está formado por un cierto volumen de sólidos, V_s , y un volumen de huecos o poros, V_p , es decir :

$$V_r = V_s + V_p$$

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca se obtiene la porosidad \emptyset :

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{o} \quad \emptyset = \frac{V_p}{V_s + V_p} \quad (1.1)$$

Ahora bien, no todos los poros de una roca están comunicados, algunos de estos poros están aislados.

Se denomina porosidad absoluta, \emptyset_g , a la relación del volumen total de poros, comunicados y no comunicados, al volumen de la roca.

² Referencias en la página 121.

$$\varnothing_a = \frac{V_{pc} + V_{nc}}{V_r} \quad (1.2)$$

Se considera porosidad efectiva, \varnothing_e , a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca.

$$\varnothing_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1.3)$$

de acuerdo con lo anterior se puede expresar la porosidad absoluta como:

$$\varnothing_a = \varnothing_e + \varnothing_{nc}$$

donde \varnothing_{nc} representa la porosidad debida a poros no comunicados o aislados.

La porosidad efectiva, \varnothing_e , es la porosidad que interesa en la explotación de yacimientos petroleros, dado que determina el volumen de espacio poroso del que se pueden extraer fluidos.

Por otra parte, también se puede clasificar a la porosidad como primaria o secundaria atendiendo al tiempo en que se formó.

1.1.1 Porosidad primaria

Es aquella que resulta de la acumulación de fragmentos o cristales para formar un sedimento, o sea, que se forma durante el depósito. También se le denomina porosidad intergranular o intercristalina.

1.1.2 Porosidad secundaria

Es aquella que se genera posterior al depósito de los sedimentos como resultado de eventos geológicos y generalmente se presenta como resultado fisuras, fracturas y cavernas.

1.2 Permeabilidad

La permeabilidad, K , es la propiedad de un medio poroso para permitir el paso de un fluido a través de él.

La permeabilidad, junto con la porosidad constituyen las dos propiedades de mayor interés para el ingeniero petrolero al estudiar y evaluar un yacimiento.

En 1856 el ingeniero francés *Henry Darcy* desarrolló una ecuación de flujo de fluidos, la cual, se ha convertido en una herramienta básica de la ingeniería de yacimientos actualmente. Esta ecuación presentada en su forma diferencial es :

$$v = - \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial L} \quad (1.4)$$

donde :

v = Velocidad aparente de flujo [cm/seg].

K = Constante de proporcionalidad o permeabilidad [Darcy].

μ = Viscosidad del fluido [cp].

dP/dL = Gradiente de presión [atm/cm].

Para las unidades arriba descritas, a la permeabilidad (K) se la ha asignado la unidad llamada *Darcy* en honor del hombre responsable del desarrollo de la teoría de Flujo de Fluidos a través de Medios Porosos.

Dado que la mayoría de los yacimientos tienen permeabilidades mucho menores a 1 [Darcy] y para evitar el uso de fracciones al evaluar y manejar la permeabilidad, se acuñó el término [milliDarcy], que equivale a la milésima parte de un [Darcy] y cuyo uso es más común dado que facilita el manejo y cuantificación de la permeabilidad.

La permeabilidad puede clasificarse en :

1.2.1 Permeabilidad Absoluta (K_{abs})

Se tiene permeabilidad absoluta cuando el fluido que circula en el medio es un fluido, que satura el espacio poroso al 100% y que moja a los sólidos sin reaccionar con ellos.

1.2.2 Permeabilidad Efectiva (K_e)

Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula no satura al 100% al medio poroso, sin importar si el otro, o los otros fluidos saturantes se mueven o no. Puesto que la roca de un yacimiento puede estar saturada parcialmente de agua, aceite o gas se tendrán permeabilidades efectivas a estos fluidos, K_w , K_o y K_g .

Es importante notar que los valores de la permeabilidad efectiva de un fluido pueden variar desde un valor de cero hasta la permeabilidad absoluta, excepto la K_g , cuyo valor puede ser mayor que la $K_{absoluta}$ si la muestra esta 100 % saturada de gas.

La Fig. 1.1 muestra claramente el comportamiento típico de la permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite, con el agua como fase mojanete.

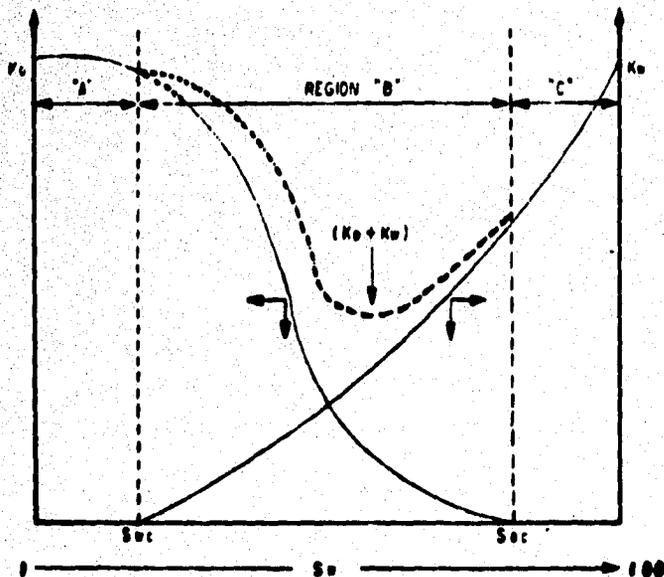


Fig. 1.1 - Permeabilidades Efectivas para un Sistema Aceite-Agua

Observando la gráfica se pueden definir tres regiones del comportamiento del sistema:

Región A : Aquí solo fluye el aceite debido a que $S_w \leq S_w$ crítica.

Región B : También llamada "Zona de Transición", en la que fluyen simultáneamente ambas fases.

Región C : Solo fluye el agua, debido a que la S_o es menor que la S_o crítica.

1.3 Permeabilidad Relativa

Uno de los requerimientos más importantes para diseñar una inyección de agua exitosa, es una evaluación apropiada de las permeabilidades relativas del yacimiento. Dicha evaluación no es fácil y requiere de un cuidadoso y experimentado manejo de toda la información disponible como son :

- Registros Geofísicos.
- Análisis confiables de laboratorio (con equipo y técnicas modernas).
- Historia de saturaciones de cada fase.

Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de las saturaciones.

La permeabilidad relativa, K_r , se define como el cociente de la permeabilidad efectiva a un fluido específico entre una cierta permeabilidad base. Normalmente y con resultados muy aceptables se toma la permeabilidad absoluta, K_{abs} , como la permeabilidad base.

De lo anterior se definen las permeabilidades relativas al aceite, agua y gas de la siguiente manera :

$$\begin{aligned} \text{Permeabilidad relativa al aceite,} & \quad K_{ro} = \frac{K_o}{K_{abs}} \\ \text{Permeabilidad relativa al agua,} & \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K_{abs}} \\ \text{Permeabilidad relativa al gas,} & \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K_{abs}} \end{aligned}$$

La gráfica de permeabilidades relativas para dos fluidos se muestra en la Fig (1.2), nótese que tiene el mismo comportamiento que la gráfica de permeabilidades efectivas, con la diferencia de que sus valores van de cero a uno, o bien, de 0 a 100% debido a su definición.

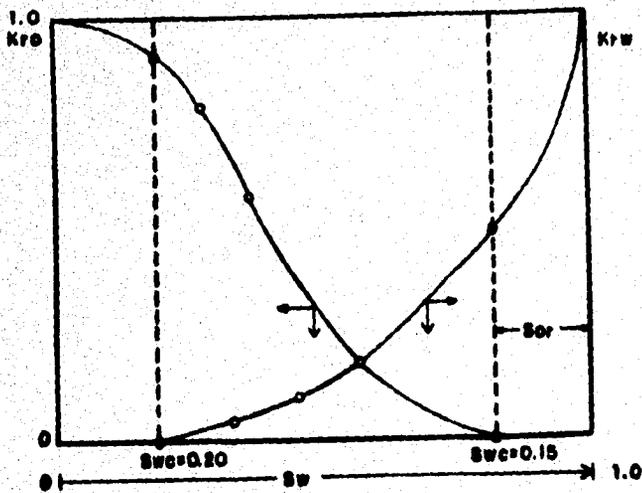


Fig. 1.2 - Gráfica de Permeabilidades Relativas Agua-Aceite.

1.4 Saturación de Fluidos

La historia geológica de la formación de yacimientos petroleros nos dice que los poros de sus rocas estaban inicialmente llenos de agua, ya que la mayoría de los yacimientos tuvieron un origen marino o lacustre.

Después de esto, el aceite y el agua se movieron dentro del yacimiento, desplazando al agua hasta una saturación residual mínima. De esta manera cuando se descubre un yacimiento pueden estar presentes aceite, agua y gas distribuidos de alguna manera en el yacimiento.

El término "**Saturación de Fluidos**" se usa para definir la extensión de espacio poroso ocupado por algún fluido en particular.

La saturación de un fluido se define como aquella fracción o porcentaje del espacio poroso total ocupada por un fluido en particular. Expresado en forma de ecuación, para el cálculo de la saturación de aceite por ejemplo, se tiene :

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Vol. total de poros}} \cdot 100 \quad (1.5)$$

donde :

S_o = Saturación de aceite, en (%).

Nótese que todos los valores de saturación se basan en el " *Volumen de poros* ", y no en el volumen bruto de roca del yacimiento.

En condiciones normales, se cree que los fluidos han alcanzado un estado de equilibrio en la mayoría de los yacimientos, encontrándose separados de acuerdo a sus densidades, esto es, se tendrá la zona de aceite con una capa de gas encima de ella [si $P < P_b$], y debajo de ambas una zona de agua o acuífero.

Además de la zona de agua bajo el aceite, se encontrará cierto porcentaje de agua en las zonas de aceite y gas. A esta saturación de agua se le llama irreductible o congénita, S_{wi} , es un factor importante dado que determina la fracción de espacio poroso que puede ser llenado por aceite y/o gas.

Los valores normales de S_{wi} varían del 10 al 30 % al inicio de la explotación, y en las etapas avanzadas alcanzan valores del orden del 80 %, dejando solo saturaciones residuales de los otros fluidos.

Para cualquier yacimiento y en cualquier etapa de la explotación se cumple que $\sum f = 1$, es decir :

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (1.6)$$

Lo que cual, deberá tenerse muy presente en cualquier etapa de explotación para el cálculo de las saturaciones de los fluidos.

Finalmente, se define la *Saturación Crítica de un Fluido*, S_{fc} , como aquella a la cual se empieza mover dicho fluido, es decir que no basta que esté presente un fluido en el yacimiento, para poder moverse dentro de él, sino que necesita alcanzar o rebasar su saturación crítica.

1.4.1 Saturación Residual de Aceite (Sor)

En el contexto de inyección de agua, se define la Saturación Residual de aceite (Sor) como la saturación terminal después de un proceso de inyección de agua.

1.5 Presión Capilar

El clásico experimento de nuestra clase de física en la secundaria, en el cual se inserta un tubo capilar dentro de un recipiente con agua y se observa que el agua sube dentro del tubo, fue quizás nuestro primer contacto con el concepto de presión capilar. Calhoun presenta una buena exposición de estos sencillos experimentos, y a partir de ellos deduce el concepto de presión capilar. La aplicación de estos principios a los yacimientos de hidrocarburos se ilustra en la fig. (1.3)

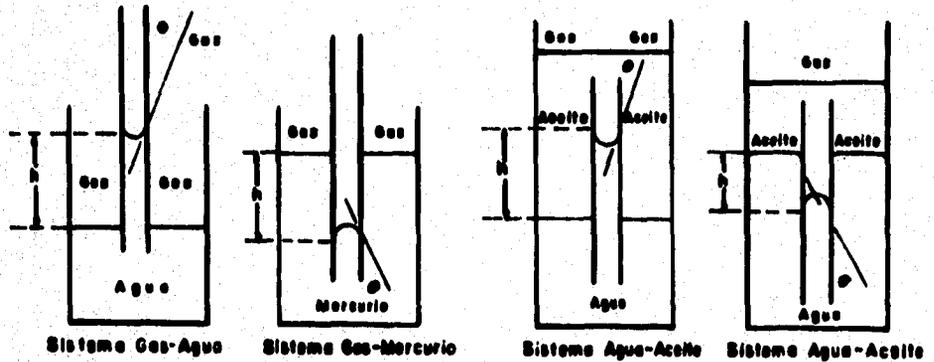


Fig. 1.3. Ilustración de las fuerzas capilares.

En los yacimientos de hidrocarburos las fuerzas capilares son el resultado de los efectos combinados de : Tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir, de las características de mojabilidad del sistema roca - fluidos.

De la fig. 1.3, se obtiene :

Fuerza Capilar = Peso del Líquido.

$$2\pi r \sigma \cos \theta = \gamma g \pi r^2 h \quad (1.7)$$

agrupando términos :

$$\gamma g h = P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1.7a)$$

$\cos \theta$ = fuerza capilar hacia arriba, por unidad de longitud.

$2 \pi r$ = Longitud de la circunferencia del tubo capilar.

γg = Peso específico del líquido.

$\pi r h$ = Volumen que sube en el interior del capilar.

La ecuación (1.7a) es la presión capilar que actúa en la interfase, y es la capacidad que tiene el medio de succionar al fluido que lo moja y de repeler al no mojante, es decir, la presión en la fase mojante menos la presión de la no mojante.

Dicho de otra manera, es la diferencia de presión en la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca. Matemáticamente definimos la presión capilar para un sistema agua - aceite como :

$$P_c = P_o - P_w \quad (1.8)$$

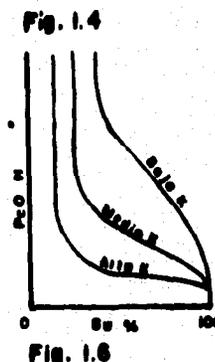
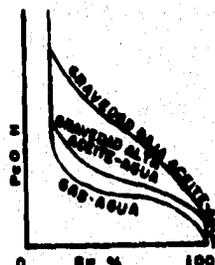
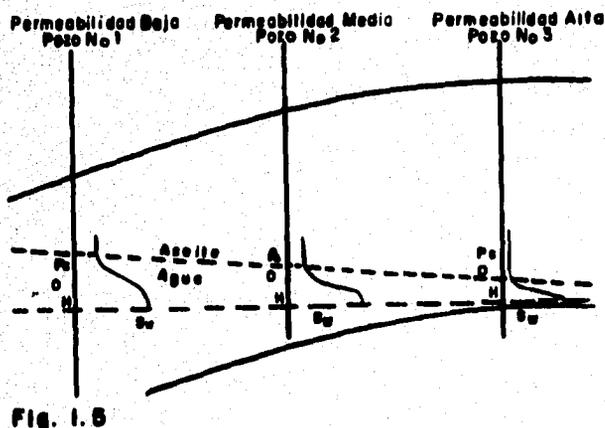
De la misma manera para un sistema aceite - gas :

$$P_c = P_g - P_o \quad (1.9)$$

y para un sistema agua - gas :

$$P_c = P_g - P_w \quad (1.10)$$

Las Figs (1.4) a (1.6) muestran curvas típicas de presión capilar haciendo notar la información que se obtiene a simple vista de esta curva como la uniformidad y/o tamaño de los poros, la presión de entrada o desplazamiento, la altura de la zona de transición, ..., entre otros.



Figs (1.4 a 1.6) Gráficas típicas de P_c y otras variables

También se muestra la relación gráfica que tiene la P_c con la densidad del aceite, y la permeabilidad (K) de las formaciones.

En la Fig (1.6.a) se muestra el comportamiento típico de la P_c en drene y en imbibición, para una muestra de arenisca Venango con marcada mojabilidad por agua. Nótese que la presión en la fase de aceite debe exceder la de la fase de agua, antes de que el aceite entre en la roca, inicialmente saturada con agua. A esta presión se le denomina **presión de entrada o presión de desplazamiento**.

La presión de entrada o desplazamiento es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial y del diámetro de poro mayor en el exterior de la roca. Una presión de desplazamiento alta indica un marcado grado de mojabilidad, poros pequeños o ambas cosas.

La pendiente de la curva de P_c durante el drene es una buena medida cualitativa de la distribución y tamaño de los poros.

Mientras más plana sea, más uniformes serán las dimensiones de los poros dentro de la roca.

Al final del drene, las muestras del núcleo se dejaron embeber la fase mojante. Obsérvese la histéresis en las curvas de P_c . La curva de imbibición mostrada indica una saturación de agua al final de la imbibición de aproximadamente 78% volumen de poros.

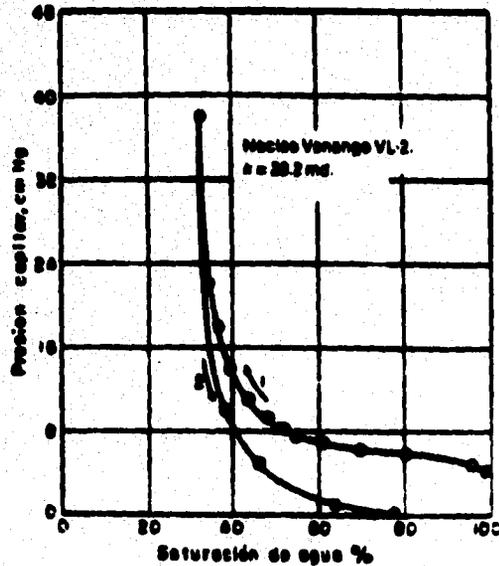


Fig (1.6.a) Características de la P_c durante : (1) drene y (2) imbibición

1.6 Molabilidad

Es un término que puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

La superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita; y los fluidos que se encuentran en los espacios porosos de la roca son agua, aceite y gas.

Consideraremos que las posibles fases mojantes son el aceite y el agua.

Normalmente se utiliza el ángulo de contacto (en la interfase aceite -agua-sólido) y la ecuación de Young-Dupre que lo utiliza para evaluar la mojabilidad (Fig. 1.7).

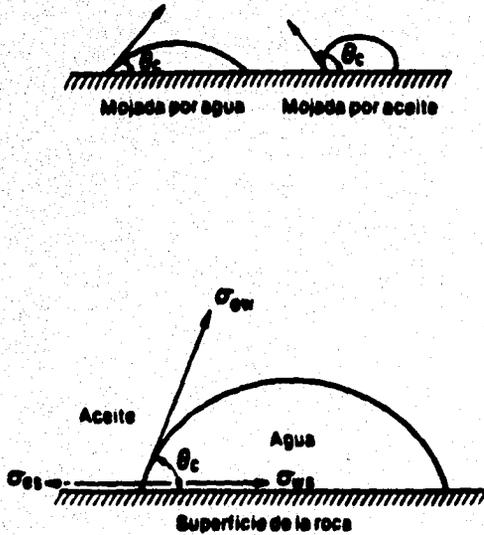


Fig. 1.7. - Mojabilidad de un sistema aceite-agua-sólido

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (1.11)$$

donde :

σ_{os} = Energía interfacial aceite-sólido [dinas/cm].

σ_{ws} = Energía interfacial agua-sólido [dinas/cm].

σ_{ow} = Tensión interfacial aceite-agua [dinas/cm].

θ = Ángulo de contacto en la interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua.

El ángulo de contacto puede variar de 0 a 180 grados, dependiendo del tipo de roca y de los compuestos polares del aceite. Si el ángulo de contacto es menor de 90 grados, la roca será preferentemente mojada por agua, por el contrario, si el ángulo de contacto es mayor de 90 grados, indica que la roca es mojada preferentemente por aceite.

La amplia experiencia de laboratorio indica que la naturaleza de la mojabilidad del yacimiento se debe a la presencia o ausencia de muy pequeñas cantidades de compuestos polares en el petróleo crudo. Dichos compuestos polares, de aparente naturaleza asfáltica se adsorben en la superficie de la roca y causan que estas superficies sean mojadas por aceite. Este efecto depende de la composición de la roca, es decir que las superficies de la roca sean de sílice, carbonatos o arcilla.

1.7 Factores de Volumen

Las condiciones altas de temperatura y presión que prevalecen en los yacimientos de hidrocarburos y dada la compresibilidad de los mismos (mucho mayor para el gas), hace que se tengan dos volúmenes distintos (en la superficie y en el yacimiento) para la misma masa de hidrocarburos.

Esto lleva a la necesidad de contar con alguna variable que nos permita conocer el volumen real de una masa de hidrocarburos a cualquier valor de presión y temperatura. Dicha variable se le denomina *Factor de Volumen* y se determina a partir de las propiedades termodinámicas de la masa de hidrocarburos, relacionando su volumen en el yacimiento con su volumen en la superficie. Matemáticamente se puede expresar como :

para el aceite :

$$B_o = \frac{\text{Vol (aceite + gd) a.c.y.}}{\text{Vol. de aceite a c .s.}} \quad (1.12)$$

para un gas real :

$$B_g = \frac{V_{g \text{ a.c.y.}}}{V_{g \text{ a.c.s.}}} = \frac{nR Z_y}{P_y} = \frac{T_y P_{cs}}{T_{cs}} \left(\frac{Z_y}{P_y} \right) \quad (1.13)$$

el factor de volumen de las dos fases será :

$$B_t = \frac{\text{Vol (aceite + gd + g) a.c.y.}}{\text{Vol de aceite sin gd . a.c.s.}} \quad (1.14)$$

finalmente para el agua se tiene :

$$B_w = \frac{\text{Vol. de agua a c.y.}}{\text{Vol de agua a c.s.}} \quad (1.15)$$

La Fig. 1.8 muestra el comportamiento típico de estos factores de volumen. Cabe hacer notar que el factor de volumen del agua B_w normalmente se toma con valor de 1, por la infima compresibilidad del agua, con resultados muy aceptables.

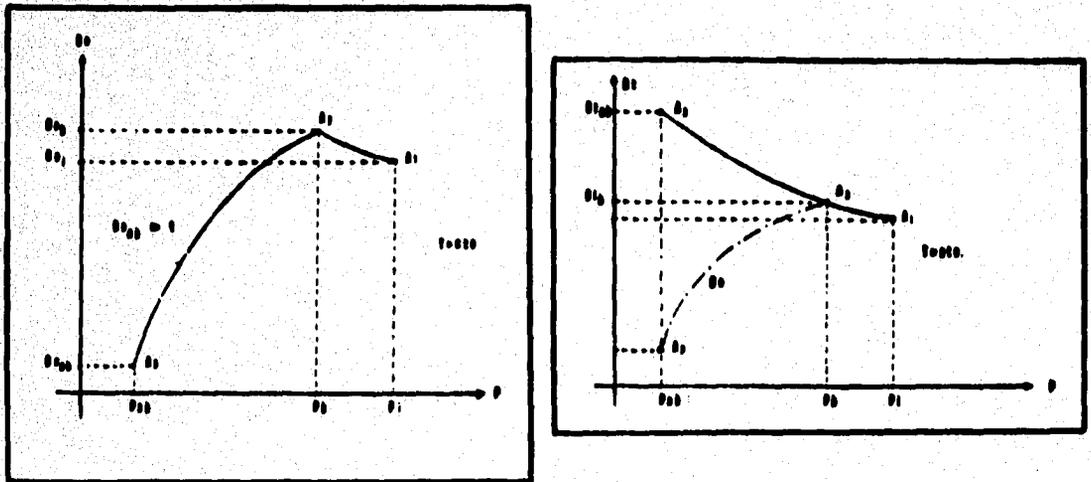


Fig. 1.8.- Comportamiento B_o , B_t vs Presión.

1.8 Relaciones Gas - Aceite

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos compleja y de naturaleza cambiante, lo cual debe tenerse presente durante su manejo y cuantificación.

Al disminuir la presión por debajo de P_b (presión de burbujeo), los componentes más ligeros de la mezcla se separan en forma de gas modificándose así la composición de la mezcla. A estos volúmenes de gas relacionados con el volumen de aceite a condiciones de tanque ("aceite muerto") se les denomina **Relaciones Gas - Aceite** y son de primordial importancia para la ingeniería de yacimientos y la de producción, ya

que nos acercan muy bien al tipo de aceite que tenemos, así como a sus propiedades termodinámicas y su probable comportamiento de flujo.

1.8.1 Relación gas disuelto - aceite (R_s)

Se define como el volumen de gas que se encuentra disuelto a una presión y temperatura dadas @ condiciones superficiales, por cada volumen unitario de aceite @ condiciones superficiales también. Matemáticamente se expresaría como :

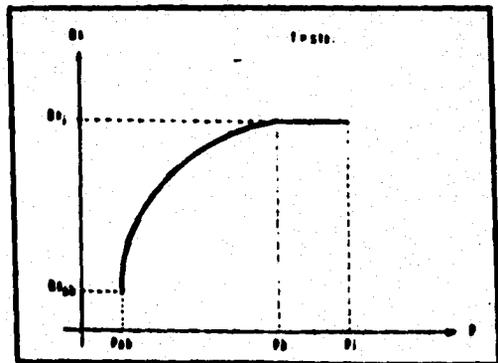
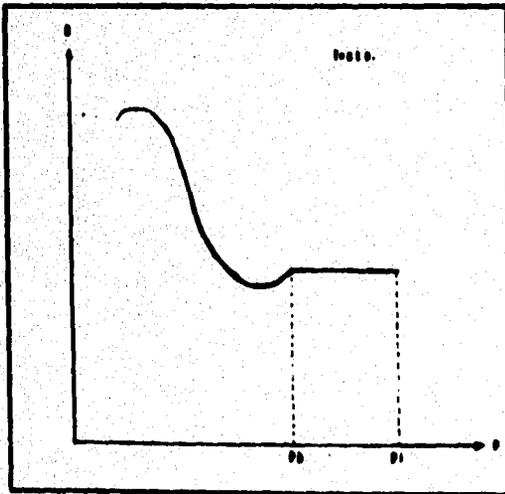
$$R_s = \frac{(\text{Vol gas en aceite a P, T}) \text{ a c.s.}}{\text{Vol de aceite muerto a c. s.}} \quad (1.16)$$

1.8.2 Relación gas - aceite instantánea (R)

Se define como el volumen total de gas ($g_l + g_d$) @ c.s. entre el volumen de aceite muerto @ c.s. , para un tiempo dado. Es decir :

$$R = \frac{[\text{Vol } (g_l + g_d) \text{ a c.s.}]}{\text{Vol de aceite muerto a c. s.}} \quad (1.17)$$

Las Figs. (1.9) (a) y (b) nos muestran el comportamiento típico de estas relaciones, para el caso de un yacimiento bajosaturado.



Figs (1.9) - (a) R_s vs P ; (b) R vs P

CAPITULO II

EFICIENCIAS Y PATRONES DE FLUJO

II. 1 EFICIENCIAS

El hablar de las eficiencias es realmente importante, ya que son factores que afectan directamente la recuperación secundaria de aceite. La eficiencia en este caso, es la facultad que tiene el fluido de inyección, de acuerdo a las propiedades del yacimiento, de lograr un buen desplazamiento del aceite. A continuación se tratarán las eficiencias que influyen en la recuperación de aceite, las cuales están basadas en un sistema de dos capas.

A) EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO (E_d)

Es el volumen de aceite que el agua desplaza de un volumen unitario del yacimiento.

Para comprender la forma en que el agua desplaza al aceite de un yacimiento, se debe conocer el comportamiento de una parte del yacimiento con propiedades uniformes.

$$E_d = \frac{A_1 h_1 \phi (\Delta S_D)_1 + A_2 h_2 \phi (\Delta S_D)_2}{A_1 h_1 \phi (1 - S_w)_1 + A_1 h_1 \phi (1 - S_w)_2}$$

ΔS_D = es el incremento en la saturación media del fluido desplazante

B) EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL (E_p)

Cuando se controla la porosidad, la saturación, el espesor y se trata de un cuerpo homogéneo, la eficiencia areal (E_A) coincide con la eficiencia de barrido, a esta eficiencia se le conoce comúnmente como EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL, que es el área ocupada por hidrocarburos que se encuentran

^{3,9} Referencias en la página 121.

atrás del frente del fluido desplazante, en el estrato de mayor permeabilidad, entre el área total del sistema ocupado por hidrocarburos.

$$E_F = \frac{A_2(h_1 \phi(1-S_w)_1 + h_2 \phi(1-S_w)_2)}{A_T(h_1 \phi(1-S_w)_1 + h_2 \phi(1-S_w)_2)} = \frac{A_2}{A_T}$$

donde:

A_2 = área limitada por el frente de avance

A_T = área total del cuadrante o sistema

C) EFICIENCIA VERTICAL O DE INVASION (E_V)

Los yacimientos son por lo regular heterogéneos y las permeabilidades por lo consiguiente no son uniformes.

De acuerdo a esto el fluido inyectado se moverá en un frente irregular, más rápidamente en las partes más permeables del yacimiento y más lento en la parte menos permeable. Para medir la uniformidad de invasión del fluido utilizamos la EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL O DE INVASION que está definida como el volumen del espacio poroso que está ocupado por hidrocarburos y que ha sido invadido por el agua inyectada, entre el espacio poroso ocupado por hidrocarburos que se encuentran encerrados en todas las capas atrás del frente de invasión. Se debe suponer que en todas las capas del frente se ha cubierto un área de máximo avance.

$$E_V = \frac{A_1 h_1 \phi(1-S_w)_1 + A_2 h_2 \phi(1-S_w)_2}{A_T(h_1 \phi(1-S_w)_1 + h_2 \phi(1-S_w)_2)}$$

donde A_1 y A_2 = son las áreas barridas en las capas 1 y 2

D) EFICIENCIA VOLUMETRICA (E_V)

Es el volumen de poros que hace contacto con el fluido inyectado dividido entre el volumen total de poros del arreglo o parte de interés del yacimiento. Esta eficiencia mide el efecto tridimensional de las heterogeneidades del yacimiento.

$$E_V = E_P * E_I = \frac{A_1 h_1 \phi (1 - S_{wi})_1 + A_2 h_2 \phi (1 - S_{wi})_2}{A_T (h_1 \phi (1 - S_{wi})_1 + h_2 \phi (1 - S_{wi})_2)}$$

La eficiencia volumétrica está influida por algunos factores como son relación de movilidad, fuerza de gravedad y capilar, flujo cruzado y el gasto.

E) EFICIENCIA DE LA RECUPERACION DE ACEITE (E_R)

Es el volumen total de hidrocarburos recuperado entre volumen total de hidrocarburos almacenados antes del desplazamiento y se obtiene de la siguiente forma:

$$E_R = E_P * E_I * E_d = E_V * E_d = \frac{A_1 h_1 \phi (\Delta S_d)_1 + A_2 h_2 \phi (\Delta S_d)_2}{A_T (h_1 \phi (1 - S_{wi})_1 + h_2 \phi (1 - S_{wi})_2)}$$

Nota:

No siempre es posible determinar estas eficiencias; por lo regular se parte de E_A y se obtiene por analogía E_P ; para la obtención de E_I es de acuerdo a una suposición de valor o se estima con registros geofísicos y de producción. E_d se determina con pruebas de laboratorio y al realizar los cálculos de alguna forma se involucran la E_V y E_d .

II. 2 ARREGLOS DE POZOS Y PATRONES DE FLUJO

II.2.1 ARREGLOS DE POZOS

Cuando se empezaron a utilizar los métodos de recuperación secundaria se hacían con arreglos de pozos inadecuados y la razón era que la mayoría de los pozos estaban espaciados en forma irregular. Al paso de los años, la explotación del petróleo se fue haciendo mas científica, por consiguiente para el desarrollo de los campos se empezó a realizar una planeación en la distribución de los pozos y de esta forma, los métodos de inyección se basaron en arreglos básicos regulares, cuando se puede, dando como resultado mayor recuperación secundaria de hidrocarburos.

Se han estudiado diferentes arreglos de pozos, algunos de los cuales se mostrarán a continuación:

LINEAS DIRECTAS

Los pozos productores están a ambos lados, además de estar alineados en ángulo recto con respecto a los pozos inyectores. El patrón de perforación requerido es un rectángulo. Fig. (II.1).



Fig. II.1 Empuje en línea directa

LINEAS ALTERNAS

El arreglo de las líneas de pozos productores e inyectores es de tal forma que, los miembros de las líneas alternas son desplazados la mitad del intervalo de

pozos. El patrón de perforación requerido son líneas alternadas de pozos. Fig. (II.2).



Fig. II.2 Arreglo en líneas alternas

DOS Y TRES POZOS

En el arreglo de dos pozos se utiliza un pozo productor y un inyector. Para el arreglo de tres pozos se utiliza un pozo inyector y dos productores. Fig. (II.3).

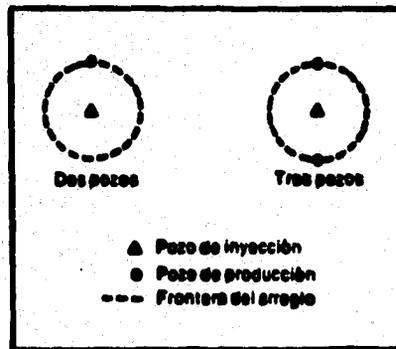


Fig. II.3

CUATRO POZOS NORMAL Y CUATRO POZOS EN LINEAS OBLICUAS

Para el arreglo de cuatro pozos normal se utilizan tres pozos inyectores y un productor. El patrón de perforación requerido es el triángulo equilátero. Para el arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas se utilizan también tres pozos

productores y un inyector pero el patrón requerido de perforación es un triángulo isósceles. Figs. (II.4 y II.5).

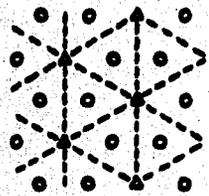


Fig. II.4 Cuatro pozos, normal

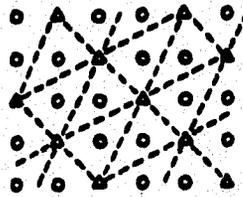


Fig. II.5 Cuatro pozos en líneas oblicuas

CINCO POZOS

Se utilizan cuatro pozos inyector y un productor. El patrón de perforación requerido es un cuadrado. Fig. (II.6).

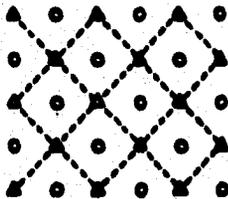


Fig. II.6 Cinco pozos

SIETE POZOS NORMAL Y SIETE POZOS INVERTIDO

Para el arreglo normal, se utilizan seis pozos inyector y un productor. El patrón de perforación requerido es un hexágono. Para el arreglo invertido se utilizan seis pozos productores y un inyector. El patrón de perforación requerido es el mismo. Figs. (II.7 y II.8).

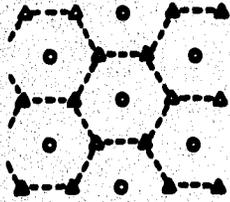


Fig. II.7 Seis pozos

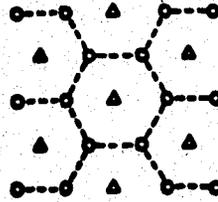


Fig. II.8 Seis pozos, invertido

NUEVE POZOS NORMAL Y NUEVE POZOS INVERTIDO

Para el arreglo normal se utilizan ocho pozos inyectores y un productor. El patrón de perforación requerido es un cuadrado. Para el arreglo invertido se utilizan ocho pozos productores y un inyector. El patrón de perforación es el mismo. Figs. (II.9 y II.10).

El patrón de perforación es el mismo. Figs. (II.9 y II.10).

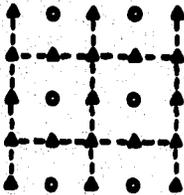


Fig. II.9 Nueve pozos, normal

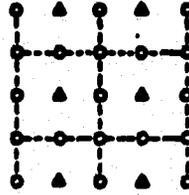


Fig. II.10 Nueve pozos, invertido

II.2.2 PATRONES DE FLUJO

En todos los arreglos de pozos se desarrollan ciertos patrones de flujo con algunas distribuciones de las presiones y algunas líneas de flujo entre los pozos de inyección y producción. Cuando se tienen 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. Entonces el agua inyectada que se mueve en la superficie a lo largo de la línea de flujo mas corta, alcanza el pozo de producción mas rápido.

En las Figs. (II.11, II.12 y II.13) se muestran algunos patrones de flujo para diferentes arreglos de pozos.

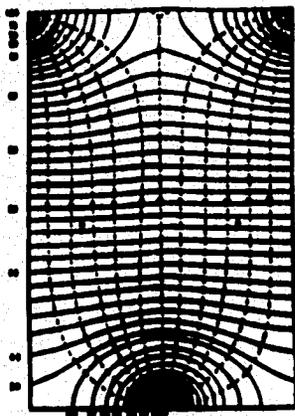


Fig. II.11 DISTRIBUCION DE PRESIONES EN ARREGLO DE POZOS EN LINEA ALTERNA.

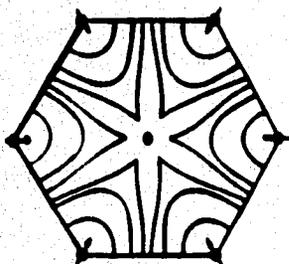


Fig. II.12 BOSQUEJO DE TRES FRENTES DE FLUJO OBSERVADO EN UN ARREGLO DE SIETE POZOS NORMAL, DONDE LOS ELEMENTOS SON OBTENIDOS DE MODELOS ELECTROLITICOS.

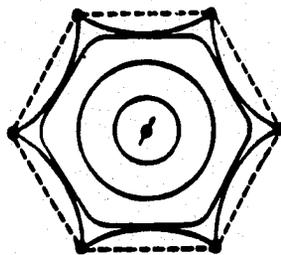


Fig. II.13 BOSQUEJO DE TRES FRENTES DE FLUJO OBSERVADO EN UN ARREGLO DE SIETE POZOS INVERTIDO, DONDE LOS ELEMENTOS SON OBTENIDOS DE MODELOS ELECTROLITICOS.

CAPITULO III

METODOS DE INYECCION DE AGUA

MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA

III.1 MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT ^{9,10}

Este método es aplicable a sistemas lineales homogéneos y permite calcular la recuperación secundaria de aceite por medio de la inyección de un fluido desplazante, en este caso agua, esto en base a la teoría de avance frontal, la cual considera el mecanismo para realizar el desplazamiento de aceite por agua, que implica la formación de un frente de agua dejando atrás un gradiente de saturación de aceite que decrece hasta llegar a la saturación residual que se tiene en la cara en donde entra el fluido. La sustentación teórica de este método, se basa en las permeabilidades relativas y en un desplazamiento tipo pistón con fugas, para lo cual considera que existe un volumen de aceite atrás de la cara de ese pistón imaginario.

SUPOSICIONES

Las suposiciones en las que se basa este método son las siguientes:

1. Debe existir flujo lineal aunque se puede utilizar para flujo radial haciendo algunas modificaciones.
2. Formación homogénea.
3. Existe desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Los fluidos deben ser inmiscibles, por lo cual se genera una presión capilar.
5. Permeabilidades relativas para dos fases, esto quiere decir que no deben existir mas de dos fluidos circulando al mismo tiempo por un punto dado.

^{9,10} Referencias en la página 121.

6. No debe existir gas libre, por lo que presión de desplazamiento debe ser mayor que la presión de burbujeo.
7. El gasto de inyección y el área, perpendicular al flujo, deben ser constantes.
8. Debe existir flujo continuo.
9. La presión y la temperatura deben ser constantes.
10. El yacimiento debe ser isotrópico y de geometría regular.

La ecuación fundamental en la que se basa este método es la de FLUJO FRACCIONAL. (Ver Apéndice A)

$$f_v = \frac{1 - 1.127 \frac{k k_{ro}}{\mu_o q_o} A \left[-\frac{\partial P_c}{\partial L} + 0.433(\rho_w - \rho_o)g \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (\text{III.1.1})$$

eliminando las fuerzas capilares además de suponer que el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, por lo cual se eliminan los efectos gravitacionales, la ecuación (III.1.1) queda de la siguiente forma:

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (\text{III.1.2})$$

Otra forma de obtener el flujo fraccional es la siguiente:

$$f_v = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (\text{III.1.3})$$

dividiendo la ecuación (III.1.3) entre q_w :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{q_w}{q_o}} \quad (III.1.4)$$

Entre los factores que influyen en el comportamiento del flujo fraccional están la viscosidad, el gasto y el ángulo de echado.

Independientemente de la mojabilidad, cuando se tiene un aceite muy viscoso, su desplazamiento será menos eficiente, lo que repercutirá en una recuperación de aceite mas baja, para cualquier relación agua-aceite, además de requerirse un volumen de agua de inyección mayor para que se logre esa recuperación.

En las Figs. (III.1) y (III.2) se presenta el efecto de las viscosidades de aceite y agua sobre el comportamiento de la inyección de agua para sistemas de diferentes mojabilidad.

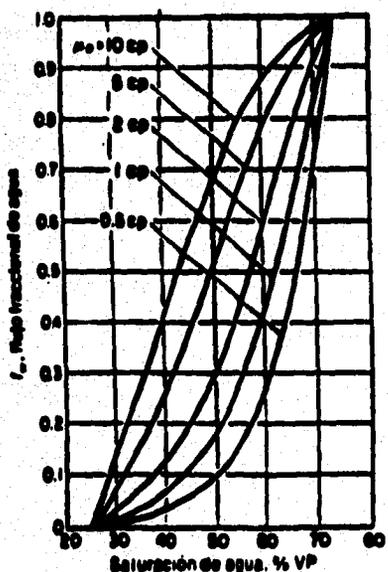


Fig. III.1 EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SOBRE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL, ROCA FUERTEMENTE MOJADA POR AGUA.

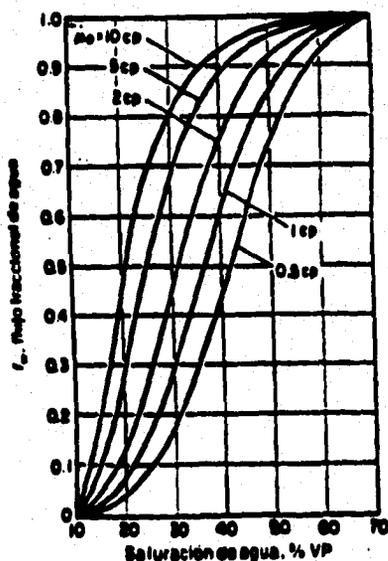


Fig. III.2 EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SOBRE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL, ROCA FUERTEMENTE MOJADA POR ACEITE.

La influencia de la mojabilidad de la roca sobre la recuperación de aceite se presenta en la Fig. (III.3).

Se observa que en un sistema mojado preferentemente por agua, el aceite se recupera con una RAA mas baja y consecuentemente con un volumen de agua inyectada menor que en el sistema mojado por aceite.

En conclusión, el desplazamiento de un fluido que moja la roca por un fluido no mojanete es menos eficiente que el desplazamiento de un fluido que no moja la roca por un fluido mojanete, esto si permanecen constantes todos los demás factores.

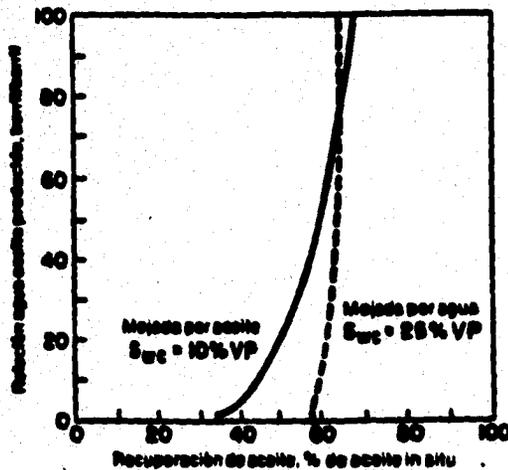


Fig. III.3 EFECTO DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACION DE ACEITE POR INYECCION DE AGUA.

Los efectos del echado de la formación y el gasto se ilustran en las Figs. (III.4) y (III.5) correspondientes a diferentes sistemas de mojabilidad. Cuando el agua desplaza el aceite echado arriba, se obtiene un comportamiento más eficiente con gastos más reducidos, por lo que se concluye que la fuerza de gravedad domina. En caso contrario cuando el aceite es desplazado echado abajo, se

debe tener un gasto más grande para que se obtenga mayor eficiencia, porque existe una tendencia menor del agua a filtrarse hacia abajo, por gravedad a través del aceite.

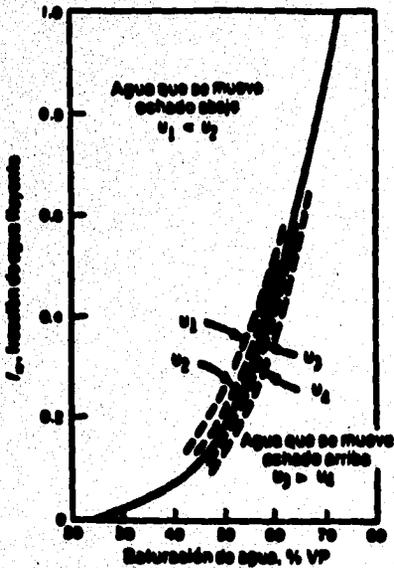


Fig. III.4 Efecto del gasto sobre la curva de flujo fraccional, flujo movido por agua, yacimiento inclinado.

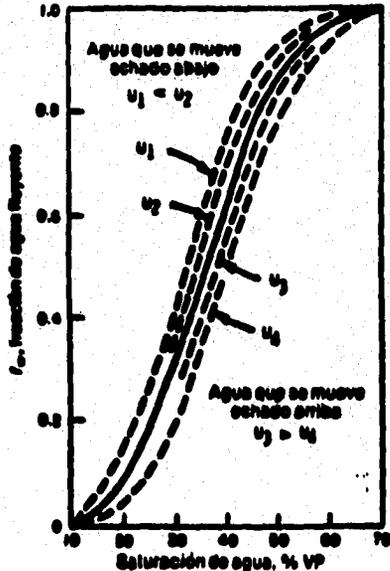


Fig. III.5 Efecto de gasto sobre la curva de flujo fraccional, flujo movido por aceite, yacimiento inclinado.

TEORIA DE AVANCE FRONTAL

La ecuación en que se basa esta teoría es la siguiente:

$$\left(\frac{dL}{dT}\right) = \frac{q_v}{\phi A} \frac{df_v}{dS_w} \quad (\text{III.1.5})$$

Esta ecuación nos evalúa la velocidad del agua inyectada en un cuerpo poroso.

La siguiente ecuación permite calcular la posición del frente de flujo:

$$x = \frac{q_i t_i}{A} \left(\frac{dS_w}{dS_w} \right)_{Sw} \quad (III.1.6)$$

La ecuación para calcular la $\left(\frac{dS_w}{dS_w} \right)$ es la siguiente:

$$\frac{dS_w}{dS_w} = \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) b \left(\frac{k_o}{k_w} \right)}{\left(1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w} \right)^2} \quad (III.1.7)$$

Para calcular la pendiente b, se utiliza una ecuación del tipo recta de pendiente negativa:

$$y = -mx + a \quad (III.1.8)$$

haciendo:

$$y = \frac{k_{rw}}{k_{rv}} \quad x = S_w \quad m = b$$

la ecuación que se aplica para el cálculo de la b, es la siguiente:

$$\frac{k_{rw}}{k_{rv}} = a e^{-bx} \quad (III.1.9)$$

Para la determinación de la saturación en el frente S_{wf} y la saturación media atrás del frente S_w , se utilizará el método simplificado de Welge, por ser mas rápido ya que elimina los problemas de ensayo y error del balance de áreas de Buckley y Leverett, además de ser el mas comúnmente usado.

La saturación en el frente S_{wf} y la saturación media atrás del frente S_w , se obtienen de una gráfica de f_w vs. S_w . Fig. (III.6).

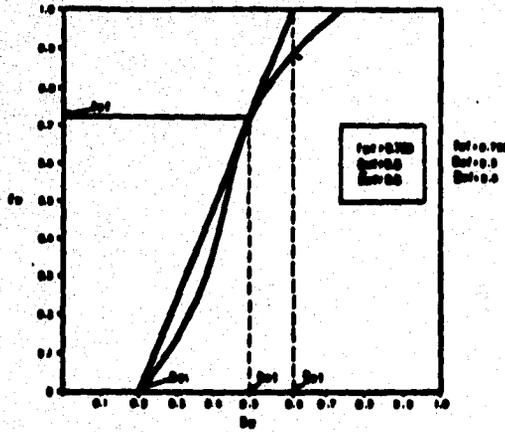


Fig. III.6 GRÁFICA DE f_w VS S_w

Se debe tomar en cuenta que cuando el fluido desplazante es agua, la tangente se traza a partir de la S_{wi} y cuando el fluido es gas se traza a partir del origen.

El tiempo de surgencia en el frente, es el tiempo en que tarda el fluido inyectado en llegar, por primera vez, a la cara de salida del cuerpo donde se efectúa el desplazamiento y la ecuación es la siguiente:

$$t_s = \frac{\phi AL}{q_i \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}}} \quad (III.1.10)$$

De acuerdo a la Figura (III.6), la derivada de f_w con respecto de S_w , en el punto S_{wf} es igual $1 / S_{wf} - S_{wi}$, por lo que si se sustituye en la ecuación III.1.10, queda lo siguiente:

$$i = \frac{\phi M L (\bar{S}_w - S_w)}{q_i} \quad (\text{III.1.11})$$

La recuperación de aceite está dada:

$$N_p = \frac{\left(\frac{q_i}{5.615}\right) i \beta_o}{\beta_o} \quad (\text{III.1.12})$$

Dado que el volumen original de aceite es:

$$N = \frac{\phi M L (1 - S_w)}{\beta_o} \quad (\text{III.1.13})$$

entonces, la recuperación fraccional será la siguiente:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{X_f (\bar{S}_w - S_w) \beta_o}{L (1 - S_w) \beta_o} \quad (\text{III.1.14})$$

Otra forma de calcular la recuperación de aceite es:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{q_w \beta_o}{\phi M L (1 - S_w) \beta_o} \quad (\text{III.1.15})$$

Después de la surgencia se pueden obtener diferentes saturaciones medias trazando tangentes y se pueden calcular el volumen recuperado de aceite para cada una de las saturaciones medias, de la siguiente forma:

$$N_p = \frac{V_A (\bar{S}_w - S_w)}{\beta_o} \quad (\text{III.1.16})$$

La forma en que se deben trazar las tangentes para calcular las diferentes saturaciones medias, se presenta en la Fig. (III.7)

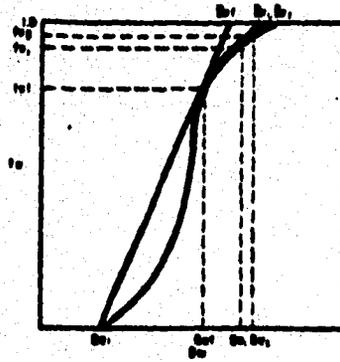


Fig. III.7 GRAPICA DE v vs w

III.2 METODO DE WELGE^{9.11}

Los métodos aproximados que se utilizan para calcular el desplazamiento de aceite de los yacimientos, por inyección de agua, hacen uso de las relaciones fundamentales deducidas por Buckley y Leverett, donde las ecuaciones matemáticas necesarias son deducidas a partir de la Ley de Darcy para flujo de fases, considerando el balance de materia. En general, cualquier tratamiento de este tipo proporciona, para cualquier tiempo de explotación considerado, una gráfica de saturación de aceite contra la distancia en el yacimiento.

La recuperación de aceite debe ser obtenida integrando de alguna manera, el área bajo la curva. Este método se debe utilizar para sistemas lineales homogéneos.

Welge utilizó un método analítico para calcular el promedio de la saturación y por lo tanto la recuperación de aceite. El uso de este método simplifica los cálculos porque hace innecesaria cualquier integración numérica, las curvas de distribución de saturación y solamente son requeridas las permeabilidades relativas para un rango de saturación intermedio y limitado.

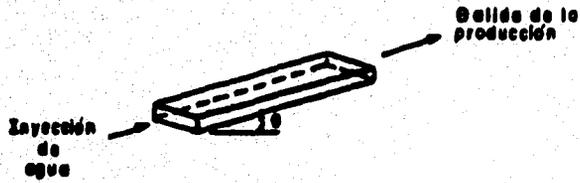
Las suposiciones en las que se basa este método son las mismas que para el método de Buckley y Leverett.

Este método es simplificado y calcula la recuperación de aceite, cuando éste es desplazado del yacimiento por un fluido, en este caso incompresible e inmisible con el aceite. Se hace uso de dos relaciones básicas, originalmente desarrolladas para el caso en que el agua esté desplazando aceite; de hecho la explotación contempla el desplazamiento de aceite como una fase inmisible.

Las dos relaciones necesitan referirse a un yacimiento lineal o a uno que pueda ser idealizado para que una parte de la sección este expuesta constantemente al flujo del fluido. Así la fase desplazante es inyectada hacia una cara o lado del yacimiento, mientras que los fluidos producidos saldrán por

^{9.11} Referencias en la página 121.

un solo punto, el cual pertenece a la cara opuesta del yacimiento. Como se muestra en la Fig. (III.8), el yacimiento puede estar inclinado con un ángulo θ .



EMPUJE DE AGUA

Fig. III.8

Este método determina la saturación en el frente y la saturación media atrás del frente y consiste en trazar una línea tangente a la curva de flujo fraccional, como se ilustra en Fig. (III.9).

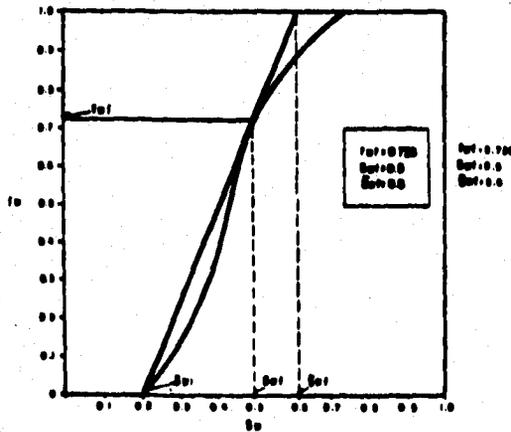


Fig. III.9 **GRAFICA DE f_w vs S_w**

Weilge demostró que la saturación en el punto de tangencia corresponde precisamente, a la saturación del fluido desplazante en el frente.

$$\tan \theta = \frac{1}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (\text{III.2.1})$$

$$S_{Df} = \left(\frac{df_D}{dS_D} \right)_{S_{Df}} = \frac{1}{S_{Df} - \bar{S}_{Di}} \quad (\text{III.2.2})$$

También demostró que el valor de saturación media atrás del frente se obtiene prolongando la tangente a la curva de flujo fraccional, hasta cortar el valor de $f_w = 1.0$, tomando en cuenta que en la cara de inyección (esto es para $x = 0$) el flujo fraccional de la fase desplazante es 100 %, es decir:

$$(f_D)_{x=0} = 1 \text{ y } (f_D)_{x=L} = f_{Df} \quad (\text{III.2.3})$$

La ecuación que resulta para la saturación media del fluido desplazante atrás del frente de invasión es:

$$\bar{S}_{Df} = S_{Df} + \frac{1 + f_{Df}}{\left(\frac{df_D}{dS_D} \right)_{S_{Df}}} \quad (\text{III.2.4})$$

El método descrito puede ser aplicado para la evaluación de la recuperación de aceite por inyección de agua; los principios básicos derivados por Buckley y Leverett son igualmente aplicables al desplazamiento de aceite por agua o por gas. En el caso de inyección de agua, es frecuente encontrar que el término que contiene la contribución de la gravedad es de poca importancia a menos que el ángulo de inclinación sea comparativamente grande o la velocidad de flujo sea relativamente pequeña o ambas. Esto es verdadero porque la viscosidad del agua como fluido desplazante, sustituye la pequeña viscosidad del gas. El cambio en el valor de la diferencia de densidad entre el agua y el aceite, también actúa al reducir la importancia del término gravitacional.

La presencia de la saturación de agua conata altera la Fig. (III.9) de dos formas. Primero, se debe considerar el espacio poroso total como receptor del flujo de fluidos y no como receptor de hidrocarburos solamente. Segundo, la tangente a la curva de flujo fraccional debe ser trazada a partir de la saturación de agua inicial, porque se usa agua como fluido desplazante. La altura del punto de tangencia de la curva de flujo fraccional, representa la saturación de agua en la cara de salida (en el frente) después del tiempo de surgencia del agua y la pendiente de la tangente representa la relación agua-aceite fluyendo después del rompimiento. Después del rompimiento, los cálculos están basados primeramente en la curva de flujo fraccional, arriba del punto de tangencia.

III.3 METODO DE STILES^{9,12}

El método se desarrolló para predecir el comportamiento de las operaciones de inyección en yacimientos agotados o bien, cerca del agotamiento, haciendo uso de las variaciones de permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad productiva; a partir de estos dos parámetros puede ser calculada la producción fraccional de agua y la recuperación de aceite. Este método es aplicable a yacimientos estratificados.

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD Y LA CAPACIDAD DEL YACIMIENTO

Las formaciones productoras son generalmente variables en permeabilidad, tanto vertical como horizontal, muchas veces presentando cierta continuidad lateral. Cuando se presenta la estratificación de permeabilidades variables, el agua inyectada barre más rápido las zonas de alta permeabilidad y es en estas zonas donde ocurre primero el "rompimiento o surgencia" en el pozo productor. Es una suposición básica de este método, la penetración de un frente de agua siguiendo las variaciones individuales de permeabilidad como si fueran continuas desde el inicio de la inyección hasta que se presenta la surgencia por lo que se justifica una simplificación matemática, donde el agua desplazante barre más rápidamente las zonas más permeables, dejando aceite en las zonas menos permeables que debe producirse en un periodo largo con altas relaciones agua-aceite.

SUPOSICIONES

- 1) Existencia de geometría lineal.
- 2) La distancia de penetración del frente de inyección es proporcional a la permeabilidad.

^{9,12} Referencias en la página 121.

- 3) No existe flujo cruzado o vertical entre las zonas.
- 4) La producción de cualquier estrato hacia el pozo cambia repentinamente de aceite a agua.
- 5) La producción fraccional de agua hacia el pozo, a cualquier instante, depende de los md-pie de capacidad de flujo de aceite fluyente y de los md-pie que han comenzado a producir agua.
- 6) Todas las capas tienen la misma porosidad, k_{ro} delante del frente de invasión y la misma k_{rw} detrás de la zona invadida.
- 7) El incremento de la saturación de agua (ΔS_w) después del barrido es constante.

El flujo lineal de fluidos en formaciones de permeabilidad variable, está representado por una curva de distribución de permeabilidades y otra de distribución de capacidades, en estas curvas los valores de permeabilidad, a pesar de su posición estructural en la formación, cambian en orden decreciente de permeabilidad; graficándose contra los estratos acumulados, la curva que se obtiene, se toma como perfil "uniforme" de la permeabilidad de la formación. Matemáticamente, la distribución de la capacidad, es la integración de la curva de distribución de permeabilidad. La Fig. (III.10) nos muestra la curva de capacidad.

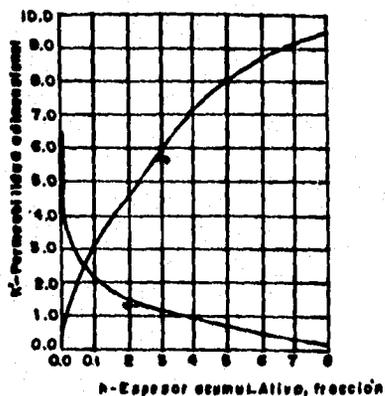


Fig. III.10 Distribución de la permeabilidad y la capacidad

LIMITACIONES

- 1) La relación de movillidades es aproximadamente igual a 1 ($M_w \approx M_o$).
- 2) No debe existir casquete de gas
- 3) Este método no debe ser aplicado cuando exista un acuífero activo debajo de la zona de aceite.
- 4) Se considera todo el yacimiento y no los pozos por separado, ya que la curva de fracción de agua-recuperación, deberá considerar una relación promedio para un campo completo.
- 5) Este método no toma en cuenta todos los factores que pudieran influir en el comportamiento de la recuperación: distancia de los contactos de los fluidos, gasto de producción, posición estructural de cada pozo, efecto del modelo de espaciamento. Dependiendo de la experiencia que tenga el Ingeniero encargado del proyecto y de los datos obtenidos, los efectos de estos factores serán mejor entendidos.

Quando se presentan valores altos de permeabilidad más rápidamente se presentará la surgencia en el pozo. Un diagrama esquemático se muestra en la Fig. (III.11).

Las áreas X y Y representan la porción de la formación desde la cual el aceite será desplazado por la inyección de agua. El aceite recuperado es expresado como una fracción del total de la formación inundada, tomando en cuenta la capacidad de las capas que aún producen aceite ($C_i - C_j$) es:

$$RECUPERACION = \frac{h_i k_i + (C_i - C_j)}{h_i k_i} \quad (III.3.1)$$

donde:

h_j = espesor totalmente invadido de agua (pies)

h_t = espesor total de la formación (pies)

K_j = permeabilidad de las capas invadidas de agua (md)

C_t = capacidad total de la formación (md-pie)

C_j = capacidad de las capas invadidas de agua (md-pie)

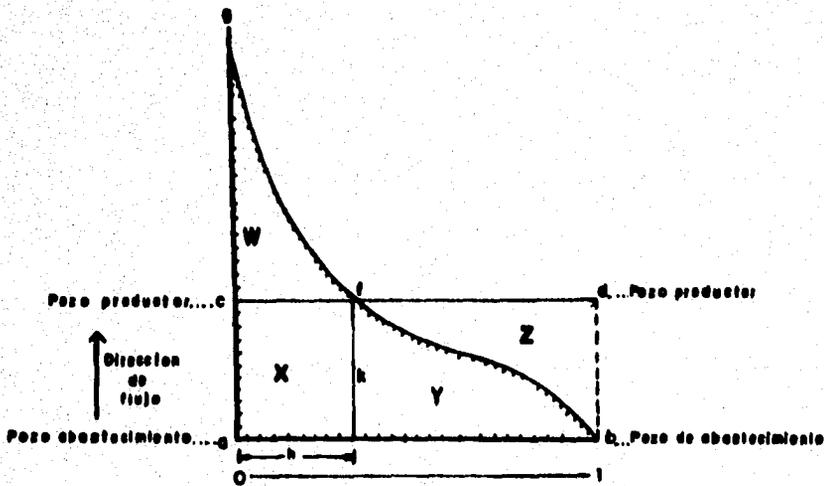


Fig. III.1) Ecuaciones básicas e ilustración esquemática del frente de flujo.

A partir de estas capacidades se pueden calcular los gastos de agua y aceite producidos, incluyéndose los términos de permeabilidad relativa, viscosidad y en el caso de aceite, un factor de volumen. Por lo tanto, la ecuación de flujo fraccional de agua, medida a condiciones atmosféricas es:

$$f_{w@cs} = \frac{AC_j}{AC_t + (C_t - C_j)} \quad (III.3.2)$$

siendo:

$$A = \frac{\mu_w k_{rw}}{\mu_o k_{ro}} \beta_n \quad (III.3.3)$$

donde:

μ_o = viscosidad del aceite (cp)

μ_w = viscosidad del agua (cp)

K_{ro} = permeabilidad relativa al aceite (md)

K_{rw} = permeabilidad relativa al agua (md)

β_n = factor de volumen del aceite (bl @ c.y./bl @ c.s.)

Estas dos ecuaciones están calculadas independientemente, cada una en función de los estratos, que es el parámetro principal. En la Fig. (III.12) se muestra la fracción de agua contra la recuperación de aceite.

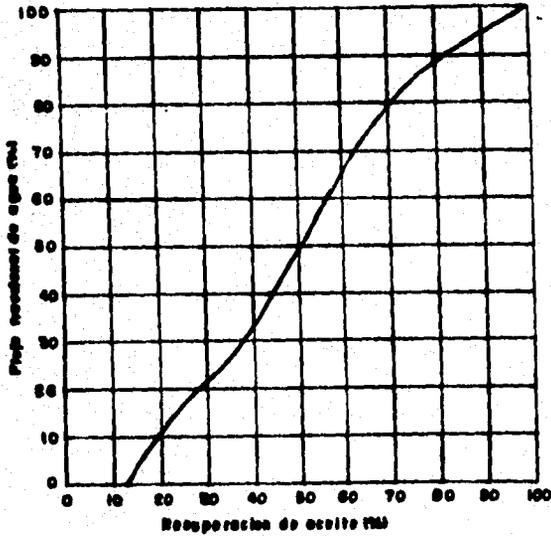


Fig. III.12 FLUJO FRACCIONAL DE AGUA VS. RECUPERACION

El no incluir un factor de flujo puede limitar la recuperación real de un 70 a 90 % del valor máximo calculado, al 100 % de fracción de agua, aún teniendo las condiciones mas favorables. Este factor de flujo puede ser estimado a partir de la experiencia o de estudios de modelos eléctricos.

La factibilidad económica de un proyecto de inyección de agua, puede ser determinada a partir de resultados básicos como son: la recuperación acumulada de aceite, gasto de aceite, inyección acumulada de agua en base al tiempo, el volumen total de agua inyectada y el tiempo para alcanzar el límite económico.

III.4 METODO DE DYKSTRA Y PARSONS^{9,13}

Es un método general de cálculo de la recuperación de aceite basado en una serie de investigaciones que fueron realizadas en laboratorio para determinar los efectos de las saturaciones de líquidos iniciales, viscosidad de la relación aceite-agua, velocidad de avance de la interfase, permeabilidad y variación de la permeabilidad en la recuperación de aceite por inyección de agua.

Los resultados obtenidos en laboratorio, muestran que la recuperación es una función de la relación de movilidades de la fase desplazante (agua) a la movilidad de la fase desplazada (aceite), donde la movilidad está definida como la relación de la permeabilidad relativa al agua por la viscosidad del aceite con respecto a la permeabilidad relativa al aceite por la viscosidad del agua; también la recuperación es función de la variación de la permeabilidad y de las saturaciones iniciales de aceite y agua. Otras variables se presentan pero son relativamente insignificantes en la determinación de la eficiencia de una inyección de agua.

SUPOSICIONES

- 1.- A excepción de las permeabilidades absolutas, todas las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todas las capas.
- 2.- El espesor en cada una de las capas es el mismo.
- 3.- Flujo lineal en régimen permanente.
- 4.- Son constantes e iguales para todas las capas las permeabilidades relativas tanto del aceite delante del frente y del agua atrás del frente.

^{9,13} Referencias en la página 121.

Una determinación analítica de los efectos de la variación de la permeabilidad es difícil excepto para tipos particulares de variación.

El tipo simple de variación se muestra en la Fig. (III.13).

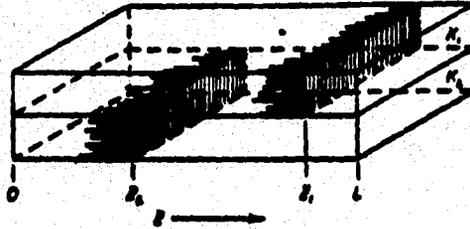


Fig. III.13 Bloque elemental de permeabilidad variable

En la figura anterior, el estrato superior tiene en cada punto y en cada dirección una permeabilidad al aire k_1 , el estrato inferior tiene en cada punto y en cada dirección una permeabilidad al aire k_2 , la permeabilidad mayor es k_1 . Las permeabilidades relativas al agua detrás de la interfase se supone debe ser igual para todos los estratos y las permeabilidades relativas del aceite delante de la interfase también se supone ser igual para los estratos, una lámina impermeable separa los dos estratos. Ambos estratos tienen inicialmente saturaciones de fluidos de S_{o1} , S_{w1} , y S_{g1} . La interfase agua-aceite está inicialmente al lado izquierdo del bloque, el gasto total "q" de inyección al bloque se conserva constante y los extremos de los bloques son siempre planos de presión constante. Estas condiciones requieren que la caída de presión a través de cada estrato sea siempre igual al otro, teniendo que variar durante el proceso de inyección. Al tiempo t la interfase tuvo un avance a Z_1 en el estrato superior y a Z_2 en el estrato inferior. Las ecuaciones deducidas para calcular la posición del frente en cualquier capa, así como la eficiencia volumétrica y la relación agua-aceite a medida como se van invadiendo más estratos son las siguientes:

$$a = \frac{M - \left[M^2 + \frac{k_1}{k_x} (1 - M^2) \right]^n}{M - 1} \quad (III.4.1)$$

$$E_v = \frac{X + \frac{(n-x)M}{M-1} - \frac{1}{M-1} \sum_{i=1}^n \left[M^2 + \frac{k_i}{k_x} (1 - M^2) \right]^n}{N} \quad (III.4.2)$$

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^n K_i A_i}{\sum_{i=1}^n \frac{k_i A_i}{\left[M^2 + \frac{k_i}{k_x} (1 - M^2) \right]^n}} \quad (III.4.3)$$

Las ecuaciones anteriores no se aplican directamente a un yacimiento real de aceite, porque estos no están compuestos de franjas ideales de permeabilidad variable, sin embargo las ecuaciones indican el efecto relativo de las diferentes variables proporcionando funciones que pueden ser utilizadas en correlaciones y en datos experimentales. No son extrañas grandes fluctuaciones de la permeabilidad relativa del agua. De igual modo en campo como en laboratorio la "variación de permeabilidad" se puede obtener como sigue:

- 1.- Las permeabilidades de una distribución son tabuladas en orden decreciente.
- 2.- El porcentaje de las permeabilidades excedentes son tabuladas para calcular una segunda columna denominada "porcentaje mayor acumulativo".
- 3.- La columna 1 es graficada en la escala logarítmica y la columna 2 se gráfica en la escala de probabilidad de un papel gráfico logarítmico-probabilidad.

4.- La mejor línea recta se obtiene completamente de los puntos. Si los puntos no están en una línea aproximadamente recta, los puntos centrales tienen mas valor que los puntos finales.

5.- La permeabilidad a 84.1 % acumulada es leída de la línea recta y restada de la permeabilidad media. La relación es la "variación de permeabilidad", (V).

Las Figs. (III.14 y III.15) muestran la eficiencia volumétrica calculada de las ecuaciones deducidas para flujo lineal en un bloque de 50 estratos. La eficiencia volumétrica se presenta como una variación de la permeabilidad y de la relación de movilidad para relaciones agua-aceite producidas (WOR) de 1 bl/bl a 25 bl/bl.

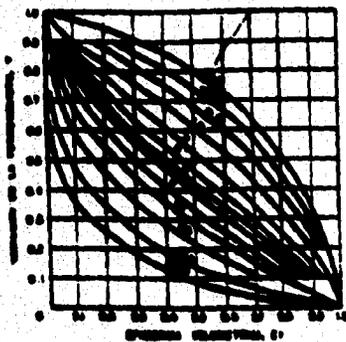


Fig. III.14 EFICIENCIA DE BARRIDO FRACCIONAL COMO UNA FUNCION DE LA VARIACION DE PERMEABILIDAD Y RAZON DE MOVILIDAD PARA UNA RELACION AGUA-ACEITE PRODUCIDA DE UNO.

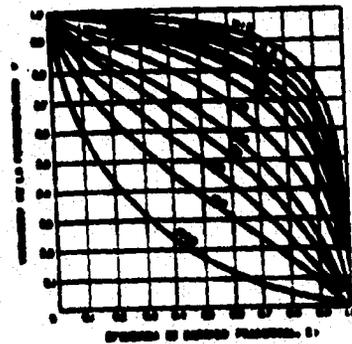


Fig. III.15 EFICIENCIA DE BARRIDO FRACCIONAL COMO UNA FUNCION DE LA VARIACION DE PERMEABILIDAD Y RAZON DE MOVILIDAD PARA UNA RELACION AGUA-ACEITE PRODUCIDA DE VEINTICINCO.

La Fig. (III.16) muestra la relación entre la recuperación experimentada en laboratorio y la eficiencia volumétrica leída de las Figs. (III.14 y III.15). La eficiencia volumétrica puede ser obtenida como una función de la relación agua-aceite producida y de la relación de movilidad para cada prueba donde las variables necesarias tuvieron que ser conocidas: variación de permeabilidad,

relación agua-aceite producida, viscosidad del agua, permeabilidades relativas del agua y del aceite.

El procedimiento de cálculo de la recuperación de aceite es el siguiente:

- 1.- Determinar la variación de permeabilidad como se describió anteriormente.
- 2.- Estimar la S_{o1} de la historia de producción o del análisis de núcleos.
- 3.- Determinar la porosidad, área del campo y espesor de arenas.
- 4.- Calcular $(7758 \phi A h S_{o1})$.
- 5.- Estimar la viscosidad del aceite del yacimiento.
- 6.- Calcular o estimar la relación de movilidad.
- 7.- Determinar la eficiencia volumétrica de la Figs. (III.14 o III.15).
- 8.- Determinar la recuperación fraccional de la Fig. (III.16).
- 9.- La recuperación estimada es el producto de los puntos 4 y 8.

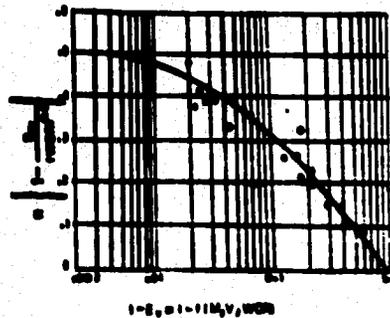


Fig. III.16 MÓDULO DE RECUPERACION COMO UNA FUNCION DE LA EFICIENCIA VOLUMETRICA

III.5 METODO DE CRAIG^{3,8,14}

Este método sirve para conocer tanto el comportamiento de la recuperación de aceite como de la relación agua-aceite, utilizando la relación de movilidad y está basado en los resultados de los empujes de agua, en un modelo de cinco pozos. El procedimiento que se sigue es la aplicación de una ecuación modificada de Welge, además de dos correlaciones obtenidas experimentalmente. La primera de éstas, corresponde a la eficiencia del área barrida con la relación de movilidad, Fig. (III.17).

La segunda correlación relaciona la eficiencia del área barrida después de la surgencia con el logaritmo de la relación W_i/W_{bt} , donde W_i es el volumen acumulativo del agua inyectada y W_{bt} es el volumen a la surgencia del agua, Fig. (III.18).

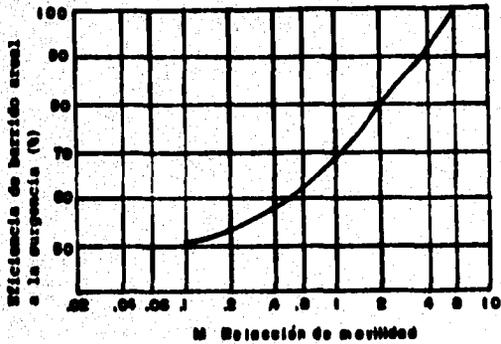


Fig. III.17 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A LA SURGENCIA, DE UN MODELO DE CINCO POZOS.

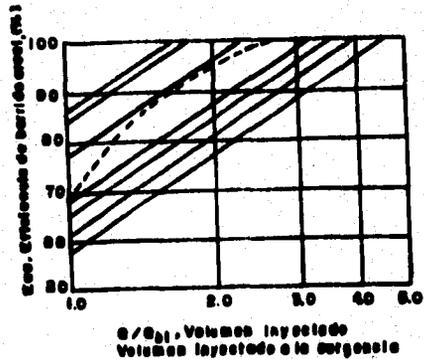


Fig. III.18 INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL DESPUES DE LA SURGENCIA.

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

^{3,8,14} Referencias en la página 121.

de Welge, con lo que se considera la expansión del volumen de poros en contacto con el agua, que es causada por el incremento del área barrida. La producción que se tiene de aceite es considerada como la suma del aceite producido, siendo resultado del incremento del área barrida y del aceite desplazado de la región invadida. La producción de agua es el agua inyectada menos el aceite producido.

SUPOSICIONES

Las suposiciones en las que se basa este método son las siguientes:

- 1.- El yacimiento ha estado sujeto a un agotamiento de presión por empuje de gas en solución.
- 2.- El gasto de producción de aceite primario es significativamente menor que el de la inyección de agua.
- 3.- El gas libre, si está presente, no debe existir atrás del frente de flujo.
- 4.- La eficiencia de barrido vertical es de 100% en cada capa.
- 5.- No existe segregación gravitacional.

COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA

El método de cálculo está dividido en cuatro partes de acuerdo al comportamiento de la inyección de agua:

- a). Desde el inicio de la inyección hasta la interferencia*
- b). De la interferencia al llenado*
- c). Del llenado a la irrupción*

d). De la irrupción a la inundación total

Las ecuaciones utilizadas en cada una de las cuatro etapas son las siguientes:

a). Desde el inicio de la inyección hasta la interferencia

$$V_{P1} = 7758 Ah_1 \phi_1$$

$$N_1 = \frac{V_{P1}(1 - S_{wc} - S_{gi})}{\beta_{oi}}$$

$$M = \frac{k_{rw} \mu_0}{k_{ro} \mu_w}$$

$$\bar{S}_{oi} = (1 - S_{wc} - S_{gi})$$

$$\bar{S}_{ow} = (1 - \bar{S}_{wi})$$

$$Sg_{max} = (-0.6119 \ln M + 1.241)(\bar{S}_{oi} - \bar{S}_{oi})$$

$$q_w = \frac{0.0707 h_1 k_1 \Delta P}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) + \frac{\mu_0}{k_{ro}} \ln\left(\frac{r_e}{r}\right)}$$

$$Ea = \frac{w_i}{v_p(\bar{S}_{wi} - S_{wc})}$$

$$r_e = \left(\frac{5.61 w_i}{\pi h_1 \phi_1 S_{gi}} \right)^{1/2}$$

$$r = r_e \left(\frac{S_{gi}}{S_{wb} - S_{wc}} \right)^{1/2}$$

$$W_{ii} = \frac{\pi h_1 \phi_1 S_{gi} (r_e)^2}{5.61}$$

b). De la Interferencia al llenado

$$W_{if} = S_{gi} V_p$$

$$E_{if} = \frac{W_{if}}{V_p (S_{wb} - S_{wc})}$$

Para calcular el gasto de inyección al llenado, se usa la relación de conductancia de Claude y Witte y con un gasto base de inyección:

$$q_w = \gamma q_{base}$$

Para calcular γ (Relación de Conductancia):

$$\text{Si } M \geq 1.0 \rightarrow \gamma = e^{(E_a \ln M)}$$

$$\text{Si } 0.3 < M < 1.0 \text{ y } E_a < 0.9 \rightarrow \gamma = e^{(-0.8306 \ln C_m(\ln M))}$$

$$\text{donde } C_m = e^{((E_a + 0.6334) \gamma - 2.116)}$$

$$\text{Si } 0.3 < M < 1.0 \text{ y } E_a \geq 0.9 \rightarrow \gamma = e^{(-0.8306 \ln C_m(\ln M))}$$

$$\text{donde } C_m = e^{((E_a - 0.7408) \gamma - 0.2128)}$$

$$\text{Si } M \leq 0.3 \text{ y } E_a \geq 0.9 \rightarrow \gamma = e^{[(0.4343 \ln C_m + 1) \ln M + 1.5229 \ln C_m + 1.204]}$$

$$\text{donde } C_m = e^{[(E_a - 0.7438) / -0.2128]}$$

$$q_{\text{barr}} = \frac{0.003541 h_1 k_1 k_{ro} \Delta p}{\mu_0 \ln \left(\frac{d}{r_w} \right) - 0.619}$$

$$\Delta t_f = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0.9(q_{wi} - q_{wf})}$$

c). Del llenado a la irrupción

$$W_{ibt} = V_p E_{abt} (\bar{S}_{wbt} - S_{wc})$$

Para calcular la E_{abt} :

$$\text{Si } 0.10 \leq M \leq 1.22 \rightarrow E_{abt} = -16.86 \ln M + 68.55$$

$$\text{Si } 1.22 \leq M \leq 3 \rightarrow E_{abt} = -4.651 \ln M + 60.71$$

$$\text{Si } 3 < M \leq 10 \rightarrow E_{abt} = -10.669 \ln M + 67.32$$

El volumen obtenido en esta fase, $W_{ibt} - W_{if}$ es dividido en 10 partes iguales y la eficiencia de barrido areal (E_a), es calculada para cada incremento.

El gasto de inyección y el incremento del tiempo se calculan con las ecuaciones del paso anterior.

d). De la irrupción a la inundación total

$$W_i = (W_i / W_{ibt}) W_{ibt}$$

$$E_a = E_{abt} + 0.2749 \ln (W_i / W_{ibt})$$

$$\left(\frac{Q_i}{Q_{ibt}} \right) = 1 + E_{abt} \int_1^{W_i/W_{ibt}} (1/E_a) d(W_i/W_{ibt})$$

$$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w} = \frac{1}{\left[\left(\frac{Q_i}{Q_{ibt}} \right) Q_{ibt} \right]}$$

Se deberá calcular la S_{w2} de la gráfica de f_w vs. S_w , además de calcular la f_w del pozo productor y la fracción de aceite ($f_{o2} = 1 - f_w$).

$$\bar{S}_w = S_{w2} + Q_i f_{o2}$$

$$\lambda = 0.2749 \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1} \quad \text{donde } \lambda = \text{variable de Craig}$$

$$\text{para } E = 1 \rightarrow \lambda = 0$$

$$\Delta N_{pw} = \lambda \frac{(S_{w2} - S_{wc})}{[E_{abt}(S_{wb} - S_{wc})]}$$

$$\Delta N_{ps} = f_{o2}(1 - \Delta N_{pw})$$

$$WOR = \left[\frac{1 - (\Delta Nps + \Delta Npw)}{(\Delta Nps + \Delta Npw)} \right] \beta_0$$

$$Np_1 = \left[\frac{Ea(\bar{S}_w - S_{wc}) - S_{gi}}{S_{oi}} \right] N_1$$

Calcular la K_{rw} @ \bar{S}_w , así como la M y γ con los datos de K_{rw} obtenidas anteriormente, además de q_{base} y q_{wf} .

$$\Delta t_w = \left[\frac{W_i - W_{ibt}}{Q_i} \right]$$

$$q_w = q_0 \left[\frac{1}{\beta_0(1 + WOR)} \right]$$

C A P I T U L O I V

S I S T E M A D E C O M P U T O

Sistema de Cómputo

Hasta este punto se ha hecho una revisión de los conceptos básicos en la teoría de yacimientos, así como un repaso a las eficiencias de barrido y a los distintos tipos de arreglo de pozos.

Así mismo, se presentó de una manera breve pero concisa el desarrollo teórico de cada uno de los cinco modelos de inyección de agua considerados en este trabajo, con las suposiciones y limitaciones propias de cada método según fueron presentadas en los artículos originales.

Todo lo anterior proporciona el sustento teórico para el sistema de cómputo, parte medular de este trabajo y que engloba cinco métodos de inyección de agua.

El objetivo de este capítulo no es abrumar al lector con hojas y hojas de instrucciones codificadas (90 páginas aprox.), lo cual poco o nada ayudaría en la comprensión del programa, convirtiéndose si en una tarea tediosa y aburrida.

Por el contrario, se pretende que el lector pueda contemplar el sistema como un todo, integralmente, que conozca y ubique cada una de sus partes (bloques), así como la lógica de relación entre ellas (Fig 4.1), con lo cual se tendrá una comprensión más clara sobre la estructura y funcionamiento del sistema.

Presentaremos a continuación algunos rasgos importantes del sistema, así como sus partes esenciales. Más adelante se describirán para cada método las partes que lo componen de una manera breve.

Desde su concepción el sistema se planeó para que tuviera, entre otras, las siguientes características :

Un enfoque Estructurado.- La programación que se realiza en forma estructurada y disciplinada es más productiva y da como resultado programas con menos errores, más sencillos de depurar y más fáciles de mantener (modificar y actualizar), que los escritos sin este enfoque.

Portabilidad.- Se utilizó el lenguaje más conocido (por estudiantes, ingenieros y programadores) y común en computadoras personales y compatibles, el *Quick-Basic 4.5*, mismo que cuenta con estructuras poderosas de programación.

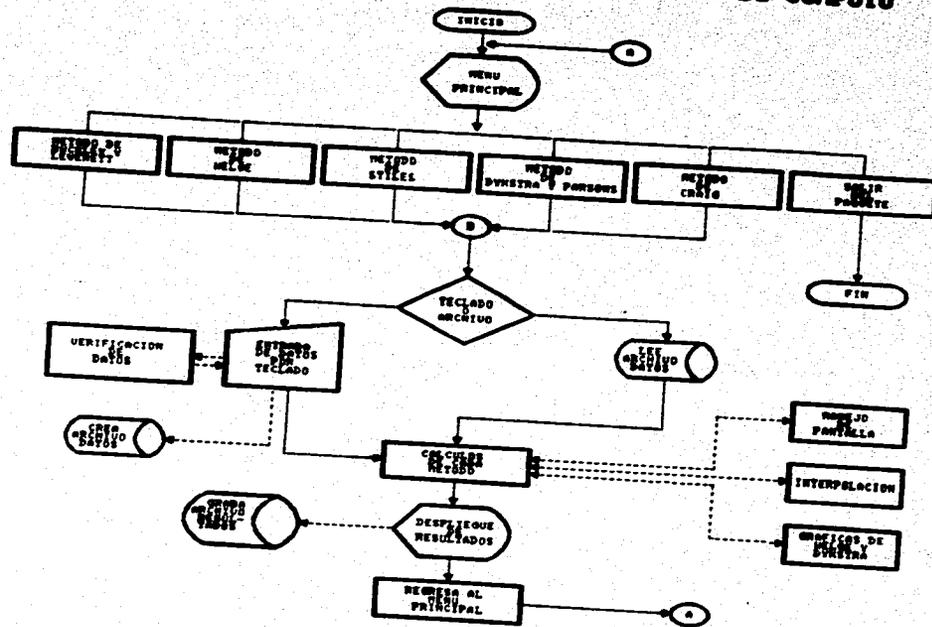
Anexamos también la versión ejecutable de todo el sistema.

Multi-Salida de Resultados.- Los resultados que se generan en cada sesión son enviados a la pantalla y de ser requerido también a la impresora, así mismo, se generan de manera automática dos archivos independientes, uno para los datos y otro para los resultados en cada sesión nueva.

Verificación.- Es muy útil poder corregir algunos errores de dedo al verificar las entradas de datos, así como algunos rangos de resultados.

Sesiones Reproducibles.- Podemos reproducir una sesión anterior invocando su archivo de datos, obteniéndose una corrida directa sin necesidad de introducir ningún dato.

Fig. 4.1. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE COMPUTO



Programa del Método de Buckley - Leverett

A continuación presentamos las partes que integran el programa de Buckley - Leverett (ver Fig 4.2). Cada parte o bloque representa un grupo de actividades específicas independientes dentro de la estructura del programa.

Las partes son:

a) **Presentación.**- Se identifica la entrada al método y se reinician todas las variables y arreglos a cero.

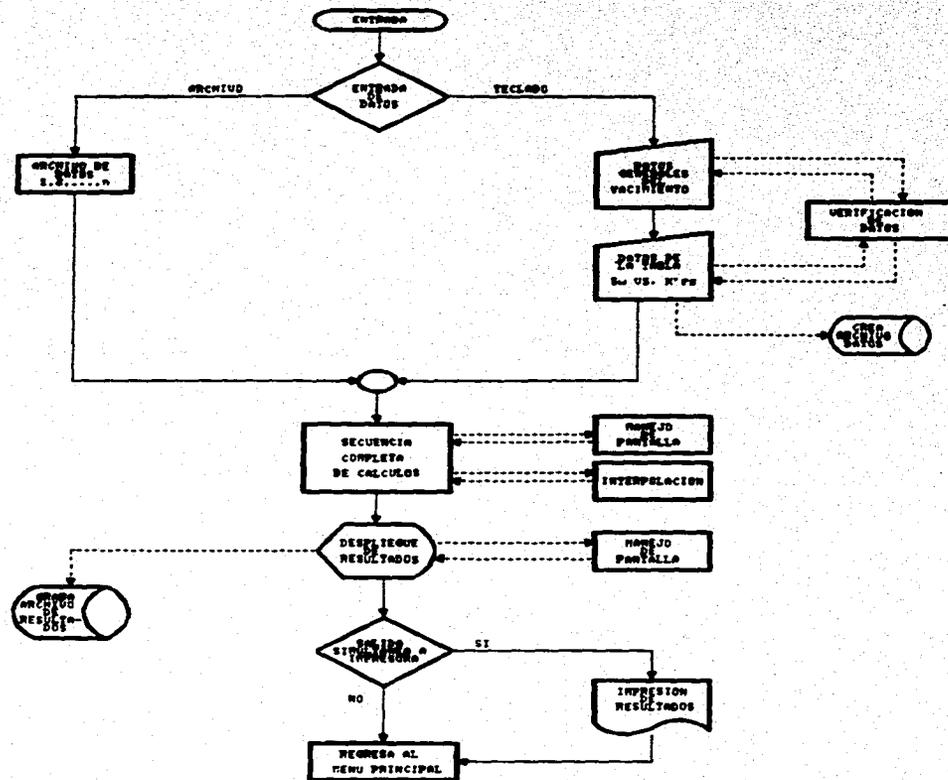
b) **Estructura de entrada de datos.**- Aquí se define si la entrada será por archivo, presentando archivos de datos de sesiones anteriores o si la entrada será por teclado, lo cual invocará una subrutina de verificación y se generará un archivo independiente, para los nuevos datos.

c) **Bloque de cálculos.**- En este bloque se activa la secuencia completa de cálculos del método. Se utiliza una subrutina de interpolación así como otra de aproximaciones sucesivas, en el cálculo de algunos parámetros.

d) **Despliegue de resultados.**- Los resultados son enviados en forma de tabla a la pantalla; si desea se puede enviar una salida simultánea a la impresora. Automáticamente se genera un archivo con los datos y resultados de esta corrida que llevará el nombre asignado a la sesión y la extensión ".RES".

e) **Salida al sistema.**- Cierra todos los archivos abiertos y regresa al menú principal del sistema.

Fig. 4.2. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL METODO DE BUCKLEY - LEVERETT



Programa del Método de Welge

El método de welge esta basado en el desarrollo teórico de Buckley - Leverett, por lo que habrá cierta semejanza en cuanto las partes que lo integran y su ubicación en la estructura del programa (Fig. 4.3).

Las partes son :

a) **Presentación.-** Se identifica la entrada al método, y se reinician todas las variables y arreglos a cero.

b) **Estructura de entrada de datos.-** Define si la entrada será por archivo, presentando archivos de sesiones anteriores, o si la entrada será por teclado, lo cual invocará una subrutina de verificación y se generará un archivo de datos con el nombre asignado a esta sesión.

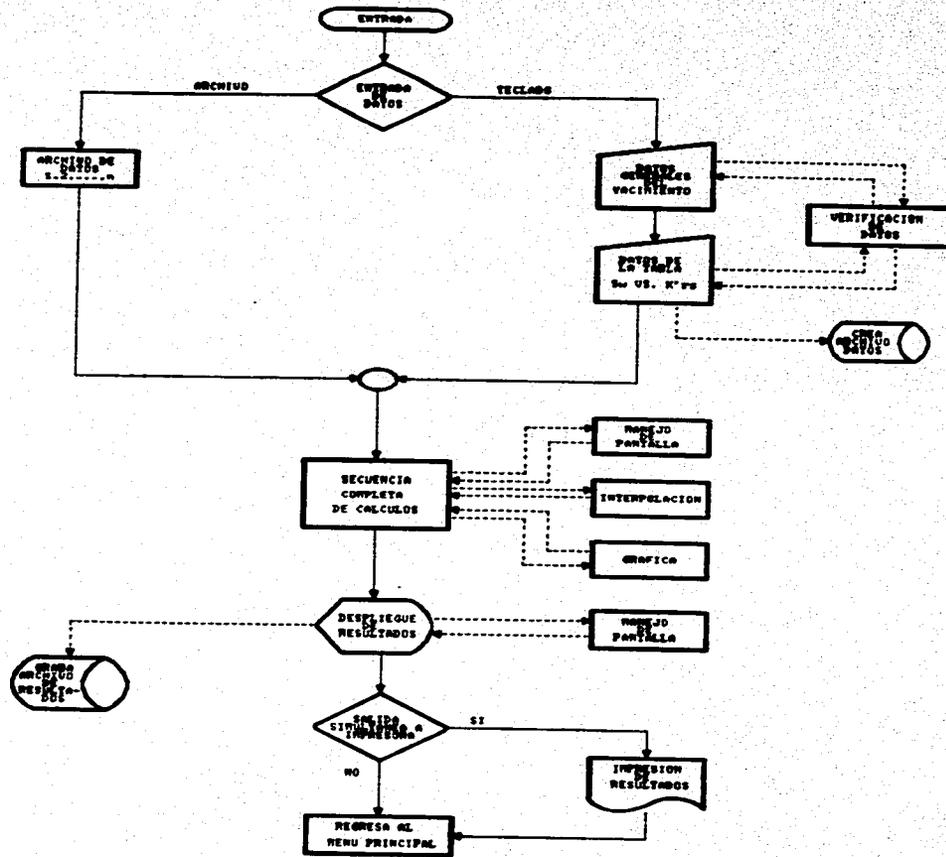
c) **Bloque de cálculos.-** Se ejecuta la secuencia completa de cálculos de este método. Invoca una subrutina de graficación que genera la curva F_w vs S_w , así como la tangente a ella en la pantalla; obteniéndose de esta gráfica dos parámetros importantes del método: 1) S_{wf} y 2) Saturación media atrás del frente.

También se utilizan las subrutinas de interpolación y de aproximaciones sucesivas en el proceso de cálculo.

d) **Despliegue de resultados.-** Se envía la tabla de resultados a la pantalla, pudiendo enviarse simultáneamente a la impresora, si así se desea. Automáticamente se genera un archivo con los datos y resultados de esta corrida que llevará el nombre asignado a la sesión y la extensión ".RES".

e) **Salida al sistema.-** Se cierran todos los archivos abiertos y regresa al menú principal del sistema.

Fig. 4.3. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL METODO DE WELGE



Programa del Método de Stiles

Este método estima la recuperación para un yacimiento estratificado, idealizándolo como una secuencia de capas de diferente permeabilidad y espesor.

Los cálculos se efectuarán capa por capa de manera independiente y al final se harán las sumatorias de todas las capas. La Fig. 4.4 muestra la estructura del programa de este método.

Las partes que lo componen son:

a) **Presentación.**- Se identifica la entrada al método, y se reinician todas las variables y arreglos a cero.

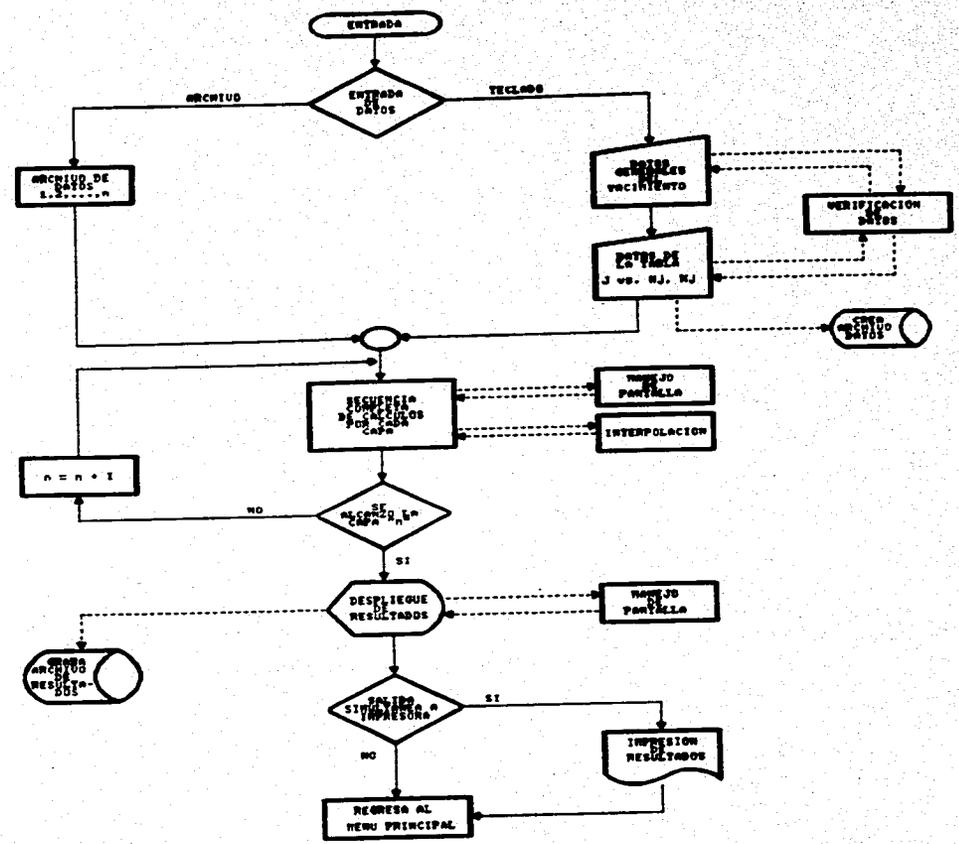
b) **Estructura de entrada de datos.**- Define si la entrada será por archivo, presentando archivos de sesiones anteriores, o si la entrada será por teclado, lo cual invocará una subrutina de verificación y se generará un archivo de datos con el nombre asignado a esta sesión.

c) **Bloque de cálculos.**- Se definen los arreglos para los cálculos capa por capa, para finalmente integrar los resultados de todas las capas. Se invocan subrutinas de interpolación aproximaciones sucesivas para los parámetros así como otra de manejo de pantalla para los resultados.

d) **Despliegue de resultados.**- Se envía la tabla de resultados a la pantalla, pudiendo enviarse simultáneamente a la impresora, si así se desea. Automáticamente se genera un archivo con los datos y resultados de esta corrida que llevará el nombre asignado a la sesión y la extensión ".RES".

e) **Salida al sistema.**- Se cierran todos los archivos abiertos y regresa al menú principal del sistema.

Fig. 4.4. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL METODO DE STILES



Programa del Método de Dykstra-Parsons

Este método también estima la recuperación en yacimientos estratificados, considerando dos bloques de cálculo en el submenú del método (Fig. 4.5):

Las partes que lo componen son:

a) **Presentación.**- Se identifica la entrada al método, y se reinician todas las variables y arreglos a cero.

b) **Submenú del método.**- Permite escoger entre las siguientes opciones:

- 1) Comportamiento de la inyección vs. W_i
- 2) Cálculos y gráfica de variación de permeabilidad
- 3) Regresar al menú principal

c) **Estructura de entrada de datos.**- Se define la forma en que entrarán los datos, ya sea por archivo o por teclado, de la misma manera que los otros métodos.

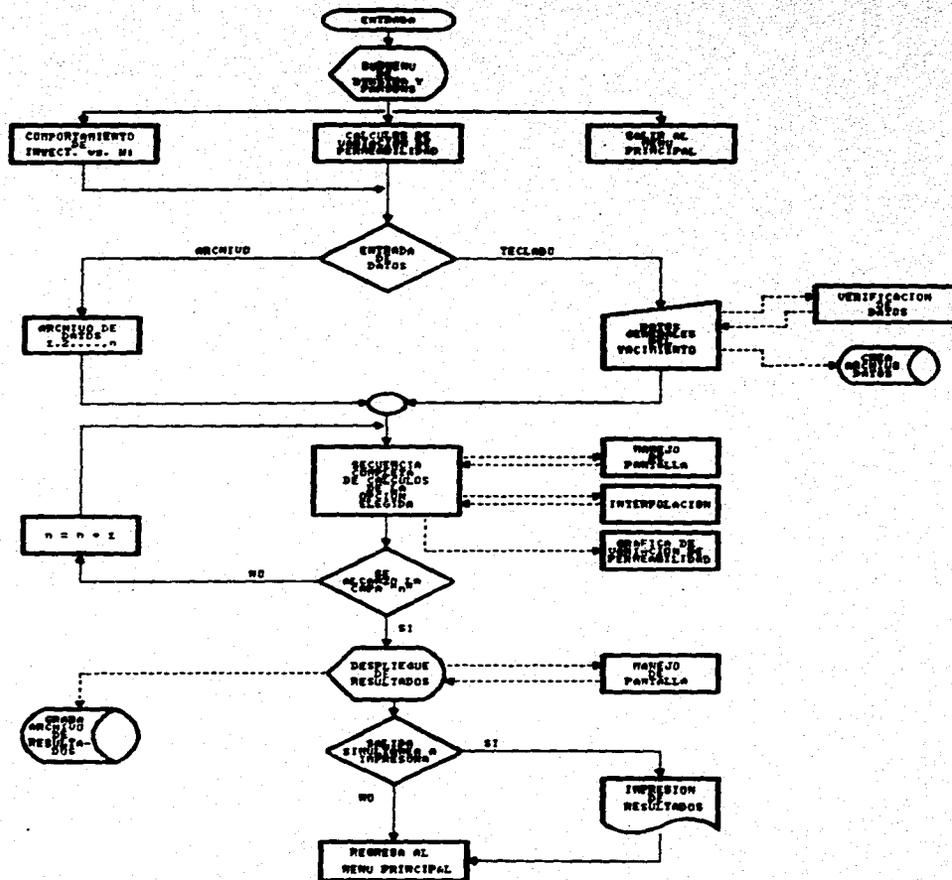
d) **Bloque de cálculos.**- Se realiza la secuencia completa de cálculos capa por capa. Se invoca una subrutina de graficación semi-log para la variación de la permeabilidad.

También se invocan subrutinas de interpolación, aproximaciones sucesivas y manejo de pantalla, durante el proceso de cálculo.

e) **Despliegue de resultados.**- Se envía la tabla de resultados a la pantalla, pudiendo enviarse simultáneamente a la impresora, si así se desea. Automáticamente se genera un archivo con los datos y resultados de esta corrida que llevará el nombre asignado a la sesión y la extensión ".RES".

f) **Salida al sistema.**- Se cierran todos los archivos abiertos y regresa al menú principal del sistema.

Fig. 4.5. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL METODO DE DYNSTRA - PARSONS



Programa del Método de Craig

Este método es un desarrollo posterior a la teoría de avance frontal planteada por Buckley - Leverett y ampliada por Weige.

Aunque la secuencia es similar (Fig. 4.6) involucra un mayor número de cálculos y de tablas de resultados.

Las partes son:

a) **Presentación.**- Se identifica la entrada al método, y se reinician todas las variables y arreglos a cero.

b) **Estructura de entrada de datos.**- Define si la entrada será por archivo, presentando archivos de sesiones anteriores, o si la entrada será por teclado, lo cual invocará una subrutina de verificación y se generará un archivo de datos con el nombre asignado a esta sesión.

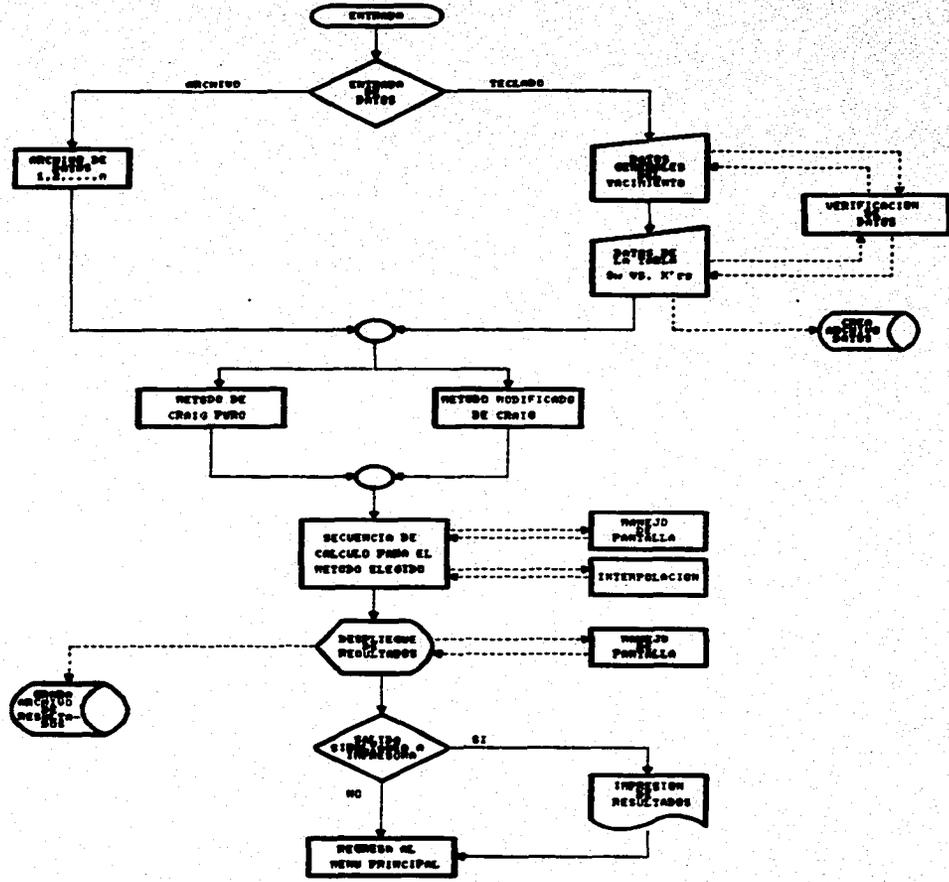
c) **Escoge opción de cálculos.**- 1) Método de Craig puro
2) Método modificado de Craig

d) **Bloque de cálculos.**- Se ejecuta la secuencia de completa de cálculo del método escogido. Se invocan las subrutinas de interpolación, aproximaciones sucesivas y manejo de pantalla durante el proceso de cálculo.

e) **Despliegue de resultados.**- Se envía la tabla de resultados a la pantalla, pudiendo enviarse simultáneamente a la impresora, si así se desea. Automáticamente se genera un archivo con los datos y resultados de esta corrida que llevará el nombre asignado a la sesión y la extensión ".RES".

f) **Salida al sistema.**- Se cierran todos los archivos abiertos y regresa al menú principal del sistema.

Fig. 4.6. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL METODO DE CRAIG



CAPITULO V

**EJEMPLOS DE APLICACION
Y
ANALISIS DE RESULTADOS**

EJEMPLOS DE APLICACION Y ANALISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se da cumplimiento a dos objetivos importantes de este trabajo :

- 1) Validar la teoría de cada método aquí expuesto con ejemplos de aplicación sencillos y prácticos.
- 2) Mostrar al lector la manera en que funciona el programa y de que forma interactúa con el usuario.

Pero sobre todo nos interesa hacer notar la sencillez de su uso y la forma tan práctica de enviar resultados via pantalla, impresora o archivo.

En primer lugar se muestran las partes esenciales del sistema y su lógica de relación en el diagrama de bloques (Fig 5.1), para que se pueda visualizar de manera general como opera el sistema.

En segundo lugar se presentará cada método de inyección con un ejemplo sencillo al que se dará seguimiento desde su presentación, introducción de datos, cálculos y otras opciones, hasta llegar a la salida de resultados.

ESTIMACION AUTOMATIZADA DE LA RECUPERACION
DE ACEITE POR INYECCION DE AGUA

Se presenta el sistema METODOS DE INYECCION DE AGUA, como una herramienta para la evaluación y análisis en proyectos de inyección de agua. El sistema fue diseñado con tres objetivos fundamentales:

1) Identificar el método que más se aproxime al comportamiento real del yac. para poder inferir en el futuro.

Diseño y desarrollo :
Asesor: Ing. J.A. Osorno Manzo

2) Dimensionar tentativamente el tamaño del equipo superficial requerido por el sistema diseñado.

Carlos Alejandro Gonzalez
Julio Guadalupe Serna Gil
Eduardo Chávez G. O.E.P.O.
Felipe De Luna Barrera

3) Hacer análisis de sensibilidad modificando las variables de diseño, para obtener la mejor combinación posible.

METODOS DE INYECCION DE AGUA

1) Buckley & Leverett

2) Welge

3) Stiles

4) Dykstra - Parsons

5) Craig

Que opción eliges ... [< ENTER > para salir] :

6.1 Ejemplo del Método de Buckley - Leverett

El método de Buckley - Leverett se desarrolló para un sistema lineal, homogéneo, isotrópico y de geometría regular. Supone la formación de un frente de fluido desplazante que avanza linealmente, dejando tras de sí un gradiente de saturación que decrece hasta llegar a la Sor, ya que se considera un mecanismo de desplazamiento tipo "Pistón con fugas".

Entre los factores que influyen en el comportamiento del flujo fraccional están la viscosidad del aceite (μ_o), el gasto de inyección (q_{wi}) y el ángulo de echado (θ).

Para ilustrar la secuencia de cálculo de este modelo, se presenta un yacimiento hipotético (de acuerdo a la referencia 9), que cuenta con la información siguiente :

# de Saturaciones = 10	K = 0.4 [mD]
Bo = 1.5	Boi = 1.88
L = 816 [pies]	Area = 50,000 [pies ²]
$\mu_o = 2.48$ [cp]	$\mu_w = 0.62$ [cp]
$\phi = 0.18$	Agotamiento = 0.45
Efic. Volum. = 0.5825	$q_{wi} = 1,000$ [bpd]
Angulo = 0	B _w = 1.05
P.E.o = 0.88	P.E.w = 1.05
S _{wi} = 0.20	

S _w	K _o /K _w	K _{ro}
0.2	1000	0.93
0.3	30	0.80
0.4	7	0.35
0.5	1.83	0.22
0.6	0.69	0.13
0.7	0.143	0.05
0.8	0.0362	0.02
0.85	0	0
0.9	0	0
1.0	0	0

METODO DE BUCKLEY -- LEVERETT

YACIMIENTOS ACEITE - AGUA (Avance Frontal)

Entrada de datos por archivo o por teclado (A/T) :

**SE CREA UN ARCHIVO
DE DATOS NUEVOS**

Introduce solo el nombre

(La extensión será .DAT)

? B

Num de Saturac. (MAXIMO 15)? 10	K (D)? .4
Bv ? 1.5	L (pie)? 616
Bol ? 1.00	A (pie^2)? 50000
po (cp)? 2.48	mu (cp)? .62
Porosidad (frac)? .18	Rec (frac)? .45
Ey (frac)? .5625	Qi (BPDW)? 1000
ángulo (grado) ? 0	Bu ? 1.05
P.E. o ? .00	P.E. u ? 1.05
Bul ? .2	Tiempo relac. ka/kw ? 6

Los datos son correctos (S/N) :

Bu ? .2	ka/kw ? 1800	kro ? .93
Bu ? .3	ka/kw ? 30	kro ? .6
Bu ? .4	ka/kw ? 7	kro ? .35
Bu ? .5	ka/kw ? 1.83	kro ? .22
Bu ? .6	ka/kw ? .59	kro ? .13
Bu ? .7	ka/kw ? .143	kro ? .05
Bu ? .8	ka/kw ? .0392	kro ? .02
Bu ? .85	ka/kw ? 0	kro ? 0
Bu ? .9	ka/kw ? 0	kro ? 0
Bu ? 1	ka/kw ? 0	kro ? 0

Los datos son correctos (S/N) :

Bw	fw	dfw/dBw	Xf	Hp	Rec
0.20	0.0040	0.051	3.7	1,419.9	0.0006
0.30	0.1176	1.346	97.4	37,801.2	0.0160
0.40	0.3636	3.000	269.3	104,511.7	0.0443
0.50	0.6861	2.792	441.0	171,175.3	0.0726
0.60	0.8715	1.432	586.0	227,456.6	0.0964
0.70	0.9655	0.432	708.2	274,869.2	0.1165
0.80	0.9903	0.125	812.7	315,427.9	0.1337
0.85	1.0000	0.000	1,428.7	554,512.8	0.2350
0.90	1.0000	0.000	2,044.7	793,597.8	0.3364
1.00	1.0000	0.000	2,660.7	1,032,682.8	0.4377

to = 113.55 (días)
 Hpo = 239,084.98 (bits) Bc.s
 H = 2,359,169.00 (bits) Bc.s
 ul = 108,138.91 (bits) Bc.s

Oprime cualquier tecla ...

5.2 Ejemplo del Método de Welge

El Método de Welge hace uso de las relaciones fundamentales deducidas por Buckley y Leverett, las suposiciones teóricas en que se basa el método también son las mismas.

Determina la saturación en el frente y la saturación media atrás del frente trazando una tangente a la curva de flujo fraccional (Welge demostró su validez), simplificando así los cálculos y haciendo innecesaria cualquier integración numérica.

Dada la estrecha relación con el método de Buckley - Leverett se utilizará el mismo yacimiento hipotético (Referencia 9) utilizado en aquel ejemplo, con ligeras variantes.

# de Saturaciones = 11	$K = 0.7$ (mD)
$B_o = 1.5$	$B_{oi} = 1.65$
$L = 616$ (pies)	Area = 50,000 (pies ²)
$\mu_o = 2.48$ (cp)	$\mu_w = 0.62$ (cp)
$\phi = 0.18$	Agotamiento = 0.20
Efic. Volum. = 0.75	$Q_{wi} = 1,000$ (bpd)
Angulo = 0	$B_w = 1.05$
P.E.o = 0.80	P.E.w = 1.00
$S_{wi} = 0.17$	

S_w	K_o/K_w	K_{ro}
0.17	1000	1.0
0.2	1000	0.93
0.3	30	0.8
0.4	7	0.35
0.5	1.83	0.22
0.6	0.69	0.13
0.7	0.143	0.05
0.8	0.0392	0.02
0.85	0	0
0.9	0	0
1.0	0	0

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

METODO DE WELGE
YACIMIENTOS ACEITE - AGUA (AVANCE FRONTAL)

Datos por archivo o teclado [A/T]. < ENTER > para salir

METODO DE WELGE

SE CREA UN ARCHIVO
DE DATOS NUEVOS

Introduce solo el nombre (máx. 6 caracteres)

(La extensión será .DAT)

? M

Mun de Saturac. (Máximo 15)? 11	K (D) ? .7
De ? 1.5	Doi ? 1.00
L (pie)? 616	A (pie'2)? 50000
po (cp)? 2.48	aw (cp)? .62
Porosidad (frac)? .18	Rac (frac)? .2
Ev (frac)? .75	Ol (BPOw)? 1000
ángulo (grado) ? 0	Su ? 1.05
P.E. o ? .8	P.E. w ? 1
Suf ? .17	Times reloc. ko/kw (S/N) : ? 8

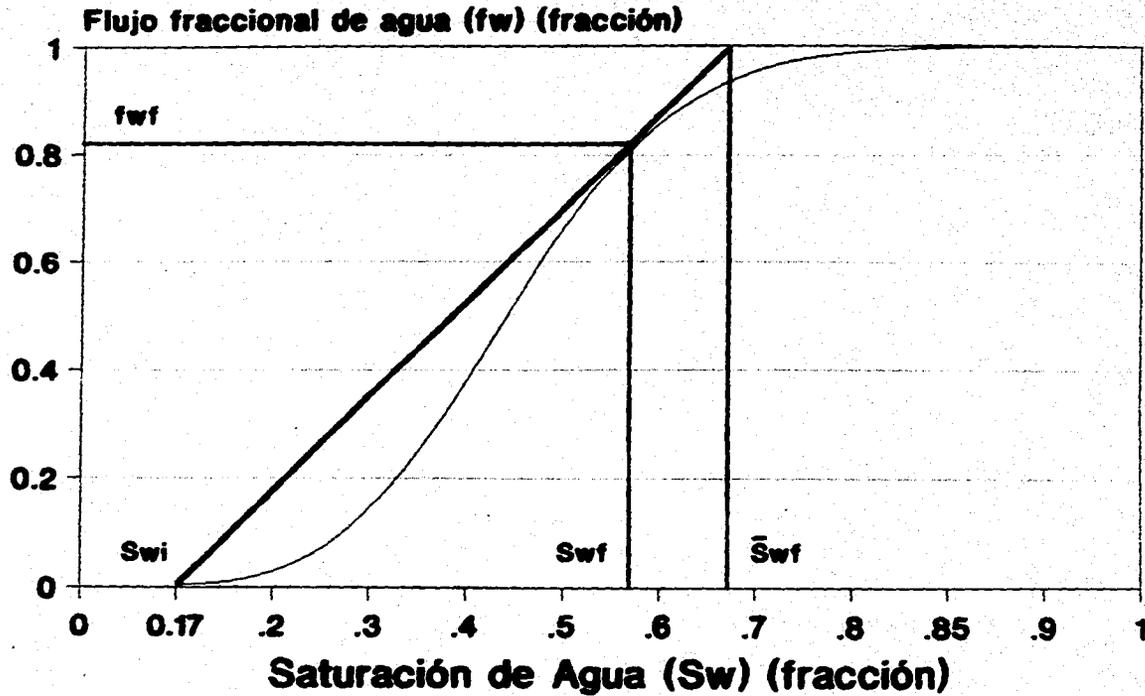
Los datos son correctos (S/N) :

Su ? .17	ko/kw ? 1000	kro ? 1
Su ? .2	ko/kw ? 1000	kro ? .93
Su ? .3	ko/kw ? 30	kro ? .6
Su ? .4	ko/kw ? 7	kro ? .35
Su ? .5	ko/kw ? 1.83	kro ? .22
Su ? .6	ko/kw ? .59	kro ? .13
Su ? .7	ko/kw ? .143	kro ? .05
Su ? .8	ko/kw ? .0392	kro ? .02
Su ? .85	ko/kw ? 0	kro ? 0
Su ? .9	ko/kw ? 0	kro ? 0
Su ? 1	ko/kw ? 0	kro ? 0

Los datos son correctos (S/N) :

METODO DE WELGE

Gráfica de fw vs. Sw



Bw	fw	dfw/dBw	Nf	Np	Rec
0.10	0.0040	0.053	3.8	1,959.4	0.0008
0.20	0.0040	0.053	7.6	3,908.3	0.0016
0.30	0.1176	1.307	100.0	51,768.4	0.0212
0.40	0.3636	3.093	262.6	135,897.1	0.0555
0.50	0.6061	2.078	424.0	219,394.6	0.0896
0.60	0.8715	1.497	561.3	290,460.3	0.1187
0.70	0.9655	0.445	677.9	350,805.9	0.1433
0.80	0.9903	0.128	778.3	402,764.6	0.1646
0.85	1.0000	0.000	1,394.3	721,544.6	0.2948
0.90	1.0000	0.000	2,010.3	1,040,324.6	0.4250
1.00	1.0000	0.000	2,626.3	1,359,104.6	0.5553

te = 113.55 (dise)
 Nps = 318,788.00 (bits) Sec.s
 N = 2,447,617.00 (bits) Sec.s
 nf = 100,138.91 (bits) Sec.s

Oprime cualquier tecla ...

6.3 Ejemplo del Método de Stiles

Este método es aplicable a yacimientos estratificados y se desarrollo para predecir el comportamiento de la inyección haciendo uso de las variaciones de permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad productiva, para calcular la producción fraccional de agua y la recuperación de aceite.

La información del yacimiento hipotético propuesto en la (Referencia 9), se tomó como base para mostrar la secuencia de cálculo de este ejemplo y del que presentamos los siguientes datos:

de estratos = 10

$K_{rw} = .25$

$B_o = 1.085$

$K_{ro} = .85$

$B_{oi} = 1.251$

A(Acres) = 80

$\mu_w(C_p) = 4.5$

$\mu_w(C_p) = .79$

ϕ (fracc.) = .25

Rec. prim. = .1177

Efic. volum. = .82

Q_i (bpd) = 1000

S_{or} (fracc.) = .156

S_{wc} (fracc.) = .23

J	Hj	Kj
1	1	519
2	1	281
3	1	237
4	1	184
5	1	116
6	1	96
7	1	60
8	1	51
9	1	36
10	1	27

METODO DE STILES

INYECCION DE AGUA (Yacimientos Estratificados)

Entrada de datos por archivo o por teclado (A/T) :

**SE CREA, UN ARCHIVO
DE DATOS NUEVOS**

Introduce solo el nombre (máx. 6 caracteres)

(La extensión será .DAT)

? 5

N capas (máximo 15) ? 10	Krw ? .25
Do ? 1.085	Kro ? .85
BoI ? 1.251	A (acres)? 80
uo (cp)? 4.5	μ w (cp)? .79
Porosidad (frac)? .25	REC Prim ? .1177
Ev ? .82	Ol (bpd)? 1000
Sor (frac)? .156	Swc (frac)? .23

Los datos son correctos (S/N) :

J	Nj	Kj
1	? 1	? 519
2	? 1	? 281
3	? 1	? 237
4	? 1	? 164
5	? 1	? 116
6	? 1	? 98
7	? 1	? 60
8	? 1	? 51
9	? 1	? 35
10	? 1	? 27

Los datos son correctos (S/N) :

#	h _j	ah _j	b _j	bjh _j	c _j	ct-c _j	tjht
1	1	1	519.0	519.0	519.0	1,069.0	5,190.0
2	1	0	281.0	562.0	800.0	780.0	2,810.0
3	1	0	237.0	711.0	1,037.0	551.0	2,370.0
4	1	0	164.0	686.0	1,201.0	387.0	1,640.0
5	1	0	116.0	500.0	1,317.0	271.0	1,160.0
6	1	0	90.0	500.0	1,415.0	173.0	900.0
7	1	0	60.0	420.0	1,475.0	113.0	600.0
8	1	0	51.0	400.0	1,526.0	62.0	510.0
9	1	0	35.0	315.0	1,561.0	27.0	350.0
10	1	0	27.0	270.0	1,588.0	0.0	270.0

La salida de resultados aún no termina...

Oprime cualquier tecla ...

#	r	fu	fu Sc.y	tp	atp	qatc.s
1	0.3060	0.4688	0.0890	155,438.34	155,438.34	921.66
2	0.4804	0.6486	0.6485	244,063.31	80,624.97	508.25
3	0.5325	0.7728	0.6297	270,511.72	26,448.41	341.25
4	0.6360	0.8494	0.7592	323,084.03	52,572.31	221.92
5	0.7336	0.8983	0.8387	372,689.03	49,605.00	148.67
6	0.7765	0.9370	0.8986	394,487.84	21,798.01	100.82
7	0.8883	0.9596	0.9320	451,285.09	56,797.25	62.88
8	0.9216	0.9761	0.9563	468,169.06	16,883.97	40.30
9	0.9771	0.9986	0.9763	496,401.53	28,232.47	21.82
10	1.0000	1.0000	0.9898	508,013.25	11,611.72	9.42

La salida de resultados aún no termina...

Oprime cualquier tecla ...

#	at	t acum	wi	wi/N
1	168.65	449.14	449,145	2.890
2	174.37	623.52	623,516	2.555
3	77.51	701.02	701,022	2.591
4	236.90	937.92	937,917	2.903
5	333.65	1,271.57	1,271,568	3.412
6	216.22	1,487.79	1,487,789	3.771
7	906.08	2,393.86	2,393,864	5.305
8	418.93	2,812.80	2,812,795	6.008
9	1,293.76	4,106.56	4,106,557	8.273
10	1,232.91	5,339.47	5,339,467	10.510

tiempo de llenado : 280 dias
 Sep des/expl. pri. : 0.589 frac.
 aceite in-situ : 955,022 bis
 vol. de llenado : 280,494 bis
 est. de gas : 0.1808 frac.

Oprima cualquier tecla ...

5.4 Ejemplo del Método de Dykstra - Parsons

Este es un método semiempírico para el cálculo de la recuperación de aceite, basado en una serie de investigaciones de laboratorio sobre los efectos de la inyección de agua en yacimientos estratificados.

Este método fue desarrollado para yacimientos con variación vertical de la permeabilidad (estratificados) y cuya saturación inicial de aceite sea de 45 por ciento o mayor.

Hace una correlación de 4 variables fundamentales que son:

- Variación vertical de la permeabilidad (V)
- Relación de movilidades (M)
- Saturación inicial de agua (S_w)
- Recuperación de aceite a una WOR dada (R)

Para ilustrar la forma en que opera este programa se propone un yacimiento hipotético con la siguiente información:

Área a barrer con la inyección (acres)	=	40.0
Espesor prom. de la formación (pies)	=	40.0
Porosidad de la formación (fracc.)	=	0.20
Saturación inicial de gas (fracc.)	=	0.08
S_w prom. en el frente (hasta irrupción) (fracc.)	=	0.58
Permeabilidad de la formación (mD)	=	6.25
Permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}) (fracc.)	=	0.80
Permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) (fracc.)	=	0.20
Viscosidad del aceite (cp)	=	1.28
Viscosidad del agua (cp)	=	0.40
Radio del pozo (pies)	=	0.50
Relación de movilidades	=	0.80
Volumen de poros (por inyector) (barriles)	=	2'482,493
Eficiencia de barrido al rompimiento (fracc.)	=	0.717

METODO DE DYKSTRA-PARSONS
INYECCION DE AGUA (Yacimientos Estratificados)

Entrada de datos por archivo o por teclado (A/T) :

- ```
.....
• SUBMENU DYKSTRA - PARSONS •
•
• 1. Comportamiento de Inyectividad vs Wl •
•
• 2. Cálculos de la Variación de Permeabilidad, V •
•
• 3. Regresar al Menú Principal •
•
.....
```

Elige la opción deseada, luego «ENTER»

71

Despues introducir los datos por teclado  
 1) Es SI y 2) Significa NO ? 1

```

* *
* DATOS BASE PARA LOS CALCULOS DE INYECCION *
* *
* Area a Barrer con la Inyeccion , (acres) = 40.0 *
* Espesor Promedio de la Formacion , (pies) = 40.0 *
* Porosidad de la Formacion , (Fraccion) = 0.200 *
* Saturacion Inicial de Gas, (Fraccion) = 0.080 *
* Saturacion de Agua Congenita, (Fraccion) = 0.250 *
* Sv Promedio en el Frente (Nota Rampin.) (Frac) = 0.560 *
* Permeabilidad de la Formacion , (mD). = 6.25 *
* Permeabilidad Relativa al Aceite (Kro), (Fraccion) = 0.800 *
* Permeabilidad Relativa al Agua (Krw), (Fraccion) = 0.200 *
* Viscosidad del Aceite, (cp). = 1.28 *
* Viscosidad del Agua, (cp). = 0.60 *
* Radio del Pozo, (pies) = 0.500 *
*

* Relacion de Movilidades = 0.800 *
* Volumen de Poros (por inyector), (barrios) = 2482.693E+5 *
* Eficiencia de Barrido al Sumpimento, (Fraccion) = 0.717 *
*

```

Oprime cualquier tecla ...



\*\*\*\*\*

VOLUMEN ACUMULAT. DE AGUA INYECTADA VERSUS INYECTIV. DEL AGUA  
 - Desde el llenado a la surgencia

| AGUA DE INYECCION<br>MDDLS | EFIC. DE BARRIDO AREAL<br>FRACCION | CONDUCTANCIA RELATIVA<br>RELACION | INDICE DE INYECTIVIDAD<br>S/D/PSI |
|----------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|----------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|

Desde el llenado a la surgencia

|       |       |       |        |
|-------|-------|-------|--------|
| 198.6 | 0.258 | 0.952 | 0.0762 |
| 233.9 | 0.304 | 0.949 | 0.0760 |
| 269.2 | 0.350 | 0.943 | 0.0754 |
| 304.6 | 0.396 | 0.936 | 0.0749 |
| 339.9 | 0.442 | 0.929 | 0.0743 |
| 375.2 | 0.488 | 0.922 | 0.0738 |
| 410.5 | 0.533 | 0.917 | 0.0733 |
| 445.8 | 0.579 | 0.912 | 0.0730 |
| 481.1 | 0.625 | 0.907 | 0.0726 |
| 516.5 | 0.671 | 0.903 | 0.0722 |
| 551.8 | 0.717 | 0.898 | 0.0719 |

Opriate cualquier tecla ...

|       |       |       |        |
|-------|-------|-------|--------|
| 410.5 | 0.533 | 0.917 | 0.0733 |
| 445.8 | 0.579 | 0.912 | 0.0730 |
| 481.1 | 0.625 | 0.907 | 0.0726 |
| 516.5 | 0.671 | 0.903 | 0.0722 |
| 551.8 | 0.717 | 0.898 | 0.0719 |

Desde la surgencia hasta la invasion total

|        |       |       |        |
|--------|-------|-------|--------|
| 551.8  | 0.717 | 0.898 | 0.0719 |
| 651.1  | 0.762 | 0.894 | 0.0715 |
| 750.4  | 0.802 | 0.890 | 0.0712 |
| 849.7  | 0.836 | 0.886 | 0.0709 |
| 949.0  | 0.866 | 0.883 | 0.0707 |
| 1048.2 | 0.893 | 0.881 | 0.0705 |
| 1147.5 | 0.918 | 0.865 | 0.0692 |
| 1246.8 | 0.941 | 0.847 | 0.0679 |
| 1346.1 | 0.962 | 0.830 | 0.0664 |
| 1445.4 | 0.982 | 0.815 | 0.0652 |
| 1544.7 | 1.000 | 0.800 | 0.0640 |

\*\*\*\*\*

Opriate cualquier tecla ...



```

* VALORES ORDENADOS DE PERMEABILIDAD Y SU PROBABILIDAD ASOCIADA *
*
* VALORES DE PERMEABILIDAD PROBABILIDAD
* EN ORDEN DESCENDENTE ACUMULADA, %
* -----
* 54.60 2.000
* 38.20 6.000
* 31.00 10.000
* 28.50 14.000
* 25.30 18.000
* 21.00 22.000
* 19.00 26.000
* 17.50 30.000
* 16.10 34.000
* 15.00 38.000
* 14.10 42.000
* 13.20 46.000
* 12.00 50.000
* 11.00 54.000
* 10.30 58.000
*

```

OPRIMA <ENTER> PARA MAS DATOS DE PERMEABILIDAD ?

```

* 12.00 50.000
* 11.00 54.000
* 10.30 58.000
*

```

OPRIMA <ENTER> PARA MAS DATOS DE PERMEABILIDAD ?

```

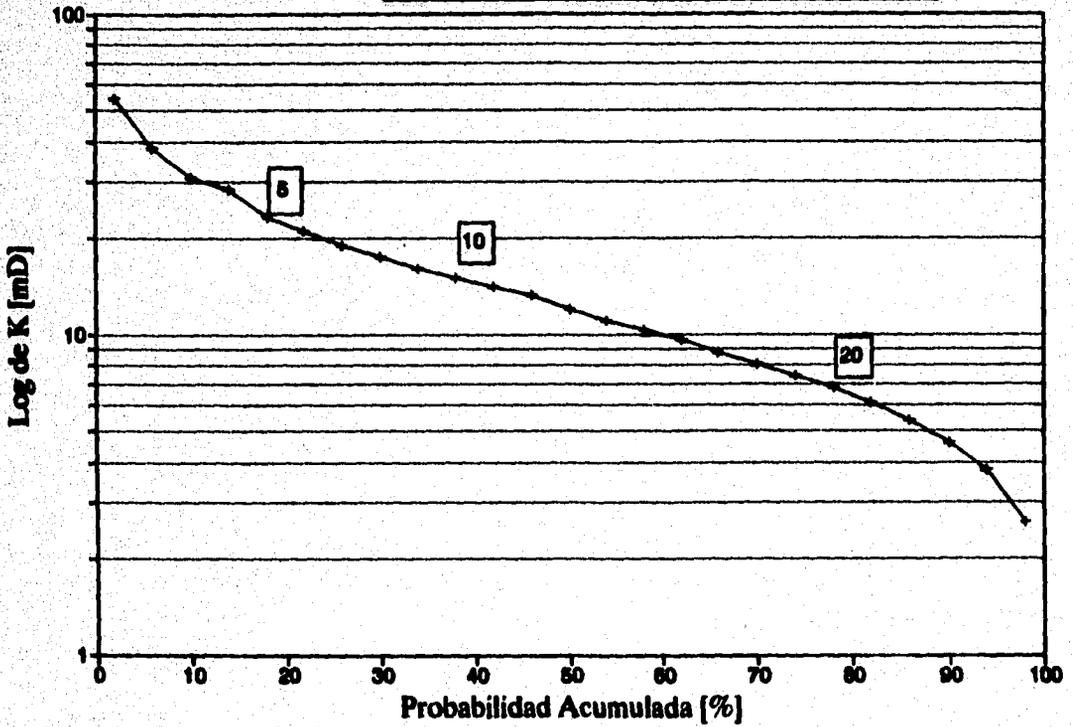
* 9.60 62.000
* 8.80 66.000
* 8.10 70.000
* 7.40 74.000
* 6.80 78.000
* 6.10 82.000
* 5.40 86.000
* 4.60 90.000
* 3.80 94.000
* 2.60 98.000
*

```

Oprima <ENTER> para continuar ... ?

Dame el punto donde inicia la línea recta = ? 2.7  
 El punto en que termina la línea recta es = ? 55

## Variación de Permeabilidad Método de Dykstra-Parsons



Punto inicial de permeabilidad considerado = 3  
Ultimo punto de permeabilidad considerado = 25  
Media geométrica de probabilidad = 10.3580  
Mediana de permeabilidad (K, 50%) = 11.6125  
Variación de permeabilidad, V = 0.3210

Deses tener una copia impresa de los resultados del programa ?  
1) Es Si, y 2) Significa no  
7 1

VALORES DE PERMEABILIDAD EN ORDEN DESCENDENTE

| NUMERO DE MUESTRA | PERMEABILIDAD (mD) | NUMERO DE MUESTRA | PERMEABILIDAD (mD) |
|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| 1                 | 54.60              | 14                | 11.00              |
| 2                 | 38.20              | 15                | 10.30              |
| 3                 | 31.00              | 16                | 9.60               |
| 4                 | 28.50              | 17                | 8.80               |
| 5                 | 23.30              | 18                | 8.10               |
| 6                 | 21.00              | 19                | 7.40               |
| 7                 | 19.00              | 20                | 6.80               |
| 8                 | 17.50              | 21                | 6.10               |
| 9                 | 16.10              | 22                | 5.40               |
| 10                | 15.00              | 23                | 4.60               |
| 11                | 14.10              | 24                | 3.80               |
| 12                | 13.20              | 25                | 2.60               |
| 13                | 12.00              |                   |                    |

- PRIMER PUNTO EN EL ANALISIS DE LA LINEA RECTA = 3
- ULTIMO PUNTO EN EL ANALISIS DE LA LINEA RECTA = 25
- NUMERO DE PUNTOS USADOS EN LA LINEA RECTA = 23
- ERROR EN LA LINEA POR MINIMOS CUADRADOS = 0.00000
- MEDIA GEOMETRICA DE PERMEABILIDAD, (mD) = 10.358
- MEDIANA (PUNTO AL 50%) DE PERMEABILIDAD, (mD) = 11.613
- VARIAC. DE PERMEABILIDAD DE DYKSTRA - PARBONS = 0.5210

### 5.5 Ejemplo del Método de Craig

Este es un método de avance frontal mejorado; se desarrolló para conocer el comportamiento de la recuperación, así como de la WOR basándose en la relación de movilidad y en los resultados de empuje de agua.

En la secuencia de cálculo utiliza una ecuación modificada de Welge al igual que dos correlaciones obtenidas experimentalmente.

Para ilustrar la forma en que opera este programa se propone un yacimiento hipotético con la siguiente información:

|                                                       |   |        |
|-------------------------------------------------------|---|--------|
| Área a barrer con la inyección (acres)                | = | 40.0   |
| Espesor prom. del yacimiento (pies)                   | = | 5.0    |
| Permeabilidad de la formación (mD)                    | = | 31.5   |
| Porosidad prom. de la formación (frac.)               | = | 0.20   |
| Saturación inicial de gas (frac.)                     | = | 0.15   |
| Saturación de agua congénita (frac.)                  | = | 0.10   |
| Permeabilidad relativa al aceite ( $K_{ro}$ ) (frac.) | = | 1.00   |
| Viscosidad del aceite (cp)                            | = | 1.00   |
| Viscosidad del agua (cp)                              | = | 0.50   |
| Factor de formación del aceite ( $B_o$ ) (B/STB)      | = | 1.20   |
| Factor de formación del agua ( $B_w$ ) (B/STB)        | = | 1.00   |
| Presión de inyección (psi)                            | = | 3000.0 |
| Radio del pozo (pies)                                 | = | 1.00   |
| Número de saturaciones                                | = | 9      |

**METODO DE CRAIG**  
**YACIMIENTOS ACEITE - AGUA (Avance Frontal)**

Entrada de datos por archivo o por teclado (A/T) : ?

Debes ingresar los datos por teclado  
1) Significa SI, y 2) Significa NO ?

\*\*\*\*\*  
**DATOS BASE PARA EL METODO DE CRAIG**  
**CALCULOS PARA INYECCION A UNA CAPA Y ARREGLO-5**  
 \*\*\*\*\*

|   |                                                |   |        |   |
|---|------------------------------------------------|---|--------|---|
| • | Area a Barrer con la Inyección, (acres)        | = | 40.0   | • |
| • | Espesor Promedio del Yacimiento, (pies)        | = | 5.0    | • |
| • | Permeabilidad de la Formación, (mD)            | = | 31.50  | • |
| • | Porosidad de la Formación, (Fracción)          | = | 0.200  | • |
| • | Saturación Inicial de Gas, (Fracción)          | = | 0.150  | • |
| • | Saturación de Agua Congénita, (Fracción)       | = | 0.100  | • |
| • | Permeabilidad Relativa al Aceite (Kro), (Frac) | = | 1.000  | • |
| • | Viscosidad del Aceite, (cp)                    | = | 1.000  | • |
| • | Viscosidad del Agua, (cp)                      | = | 0.500  | • |
| • | Factor de Formación del Aceite (Bo), (B/STB)   | = | 1.200  | • |
| • | Factor de Formación del Agua (Bw), (B/STB)     | = | 1.000  | • |
| • | Presión de Inyección, (psi)                    | = | 3000.0 | • |
| • | Radio del Pozo, (pies)                         | = | 1.000  | • |
| • | No. de Saturaciones en la tabla de Datos       | = | 9      | • |

\*\*\*\*\*  
**TABLA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS VERSUS SATURACION DE AGUA**  
 \*\*\*\*\*

| Bw<br>FRACCION | Kro<br>FRACCION | Krw<br>FRACCION |
|----------------|-----------------|-----------------|
| -----          |                 |                 |
| 0.10000        | 1.00000         | 0.00000         |
| 0.30000        | 0.37300         | 0.07000         |
| 0.40000        | 0.21000         | 0.14000         |
| 0.45000        | 0.14000         | 0.22000         |
| 0.50000        | 0.10000         | 0.30000         |
| 0.55000        | 0.06100         | 0.37600         |
| 0.60000        | 0.03300         | 0.47600         |
| 0.65000        | 0.01200         | 0.60000         |
| 0.70000        | 0.00000         | 0.74000         |

| RESULTADOS PREVIOS A LA INTERFERENCIA (UNA SOLA CAPA), ARREGLO 5 |                               |                              |                        |                       |
|------------------------------------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------|-----------------------|
| INYECCION DE AGUA MBL                                            | RADIO DEL FRENTE DE AGUA PIES | BANCO ENTERNO DE ACEITE PIES | GASTO DE INYECCION BWP | TIEMPO ACUMULADO DIAS |
| 0.5                                                              | 43.9                          | 77.2                         | 635.6                  | 0.8                   |
| 3.7                                                              | 118.8                         | 208.7                        | 514.7                  | 6.3                   |
| 7.3                                                              | 168.0                         | 295.2                        | 482.8                  | 13.6                  |
| 11.0                                                             | 205.7                         | 361.5                        | 465.8                  | 21.3                  |
| 14.6                                                             | 237.5                         | 417.4                        | 454.5                  | 29.3                  |
| 18.3                                                             | 265.6                         | 466.7                        | 446.1                  | 37.4                  |
| 21.9                                                             | 290.9                         | 511.2                        | 439.5                  | 45.6                  |
| 25.6                                                             | 314.2                         | 552.2                        | 434.0                  | 54.0                  |
| 29.2                                                             | 335.9                         | 590.3                        | 429.4                  | 62.5                  |
| 32.9                                                             | 356.3                         | 626.1                        | 425.4                  | 71.0                  |
| 36.6                                                             | 375.6                         | 660.0                        | 421.9                  | 79.7                  |

| RESULTADOS DEL LLENADO A LA BURGENCIA, UNA CAPA ARREGLO-5 |                                |                                   |                        |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| INYECCION DE AGUA MBL                                     | EFICIENCIA DE BARRIDO FRACCION | RELACION DE CONDUCTANCIA FRACCION | GASTO DE INYECCION BWP |
| 46.5                                                      | 0.324                          | 0.948                             | 254.9                  |
| 52.2                                                      | 0.363                          | 0.942                             | 253.3                  |
| 57.8                                                      | 0.402                          | 0.936                             | 251.8                  |
| 63.5                                                      | 0.442                          | 0.931                             | 250.2                  |
| 69.1                                                      | 0.481                          | 0.925                             | 248.7                  |
| 74.7                                                      | 0.520                          | 0.920                             | 247.4                  |
| 80.4                                                      | 0.559                          | 0.916                             | 246.4                  |
| 86.0                                                      | 0.598                          | 0.912                             | 245.4                  |
| 91.7                                                      | 0.638                          | 0.909                             | 244.3                  |
| 97.3                                                      | 0.677                          | 0.905                             | 243.3                  |
| 102.9                                                     | 0.716                          | 0.901                             | 242.3                  |

| % ACEITE PRODUCIDO BWP/D | Nº DE ACEITE ACUMULADO BTP | EFICIENCIA DE RECUP. FRACCION | TIEMPO ACUMULADO DIAS |
|--------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------|
| 212.4                    | 0.0                        | 0.000                         | 109.2                 |
| 211.1                    | 4,698.9                    | 0.024                         | 131.4                 |
| 209.8                    | 9,397.9                    | 0.048                         | 153.7                 |
| 208.5                    | 14,096.8                   | 0.073                         | 176.2                 |
| 207.2                    | 18,795.8                   | 0.097                         | 198.8                 |
| 206.2                    | 23,494.7                   | 0.121                         | 221.5                 |
| 205.3                    | 28,193.7                   | 0.145                         | 244.3                 |
| 204.5                    | 32,892.6                   | 0.170                         | 267.3                 |
| 203.6                    | 37,591.6                   | 0.194                         | 290.3                 |
| 202.8                    | 42,290.5                   | 0.218                         | 313.4                 |
| 201.9                    | 46,989.5                   | 0.242                         | 336.6                 |

\*\*\*\*\*  
 \* DE LA SURGEN A LA INUND TOTAL, UNA SOLA CAPA ARREGLO-5 DE INYECCION \*  
 \*  
 \* AGUA EFICIENCIA  
 \* INYECTADA DE BARRIDO  
 \* MBLs U/mibt FRACCION G1/G1bt G1  
 \* -----  
 \* 102.9 1.0 0.716 1.000 0.463  
 \* 123.5 1.2 0.766 1.193 0.553  
 \* 144.1 1.4 0.809 1.375 0.637  
 \* 164.7 1.6 0.845 1.548 0.717  
 \* 185.3 1.8 0.878 1.714 0.794  
 \* 205.9 2.0 0.907 1.875 0.868  
 \* 227.3 2.5 0.948 2.256 1.045  
 \* 308.0 3.0 1.000 2.610 1.213  
 \* 411.7 4.0 1.000 3.334 1.544  
 \* 514.7 5.0 1.000 4.050 1.876  
 \* 617.6 6.0 1.000 4.766 2.208  
 \* 823.5 8.0 1.000 6.199 2.871  
 \* 1029.3 10.0 1.000 7.631 3.535  
 \* 1344.0 15.0 1.000 11.211 5.193  
 \* 2088.7 20.0 1.000 14.792 6.852  
 \*  
 \* V. FINAL V. FINAL V. FINAL AREA BARRIDA  
 \* dFw/dFw Su Fe Avg. Su  
 \* -----  
 \* 2.1588 0.478 0.201 0.563  
 \* 1.8094 0.494 0.154 0.579  
 \* 1.5701 0.505 0.134 0.591  
 \* 1.3945 0.520 0.114 0.601  
 \* 1.2593 0.537 0.091 0.609  
 \* 1.1515 0.546 0.080 0.615  
 \* 0.9567 0.558 0.067 0.628  
 \* 0.8246 0.575 0.052 0.638  
 \* 0.6475 0.599 0.034 0.652  
 \* 0.5330 0.610 0.028 0.662  
 \* 0.4529 0.629 0.019 0.670  
 \* 0.3483 0.647 0.011 0.679  
 \* 0.2829 0.653 0.009 0.686  
 \* 0.1926 0.678 0.004 0.698  
 \* 0.1459 0.693 0.001 0.700  
 \*  
 \* \*\*\*\*\*

| RESULTADOS DESPUES DE LA SURGENCIA ... CONTINUACION |                 |                                      |                                      |                               |
|-----------------------------------------------------|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| AGUA INYECTADA MBLs                                 | LAMBDA RELACION | INCR. ACEITE AREA NO BARR. DEL (Nps) | INCR. ACEITE PREV. BARRIDO DEL (Nps) | VOR EN LA SUPERFICIE STW/STBO |
| 102.9                                               | 0.2749          | 0.3839                               | 0.1240                               | 1.16                          |
| 123.5                                               | 0.2291          | 0.3308                               | 0.1032                               | 1.57                          |
| 144.1                                               | 0.1964          | 0.2907                               | 0.0953                               | 1.91                          |
| 164.7                                               | 0.1718          | 0.2596                               | 0.0842                               | 2.29                          |
| 185.3                                               | 0.1527          | 0.2344                               | 0.0696                               | 2.75                          |
| 205.9                                               | 0.1374          | 0.2135                               | 0.0631                               | 3.14                          |
| 257.3                                               | 0.1100          | 0.1751                               | 0.0554                               | 4.01                          |
| 308.8                                               | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0522                               | 21.78                         |
| 411.7                                               | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0345                               | 33.61                         |
| 514.7                                               | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0280                               | 41.64                         |
| 617.6                                               | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0186                               | 63.15                         |
| 823.5                                               | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0112                               | 105.98                        |
| 1029.3                                              | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0091                               | 131.01                        |
| 1544.0                                              | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0040                               | 302.08                        |
| 2058.7                                              | 0.0000          | 0.0000                               | 0.0011                               | 1077.09                       |

| PRODUCCION ACEITE ACUM S18 | EFICIENCIA DE RECUPER. FRACCION | Krw a (Sw)promed FRACCION | RELACION DE MOVILIDAD | RELACION DE CONDUCTANCIA |
|----------------------------|---------------------------------|---------------------------|-----------------------|--------------------------|
| 46,909.                    | 0.2623                          | 0.402                     | 0.805                 | 0.90                     |
| 56,112.                    | 0.2893                          | 0.434                     | 0.868                 | 0.93                     |
| 63,890.                    | 0.3294                          | 0.458                     | 0.916                 | 0.95                     |
| 70,771.                    | 0.3649                          | 0.479                     | 0.958                 | 0.98                     |
| 76,755.                    | 0.3958                          | 0.499                     | 0.997                 | 1.00                     |
| 82,019.                    | 0.4229                          | 0.514                     | 1.028                 | 1.02                     |
| 93,449.                    | 0.4818                          | 0.546                     | 1.092                 | 1.08                     |
| 100,438.                   | 0.5179                          | 0.571                     | 1.142                 | 1.14                     |
| 103,911.                   | 0.5358                          | 0.605                     | 1.210                 | 1.21                     |
| 106,654.                   | 0.5499                          | 0.635                     | 1.270                 | 1.27                     |
| 108,652.                   | 0.5602                          | 0.656                     | 1.313                 | 1.31                     |
| 110,888.                   | 0.5718                          | 0.681                     | 1.361                 | 1.36                     |
| 112,629.                   | 0.5807                          | 0.700                     | 1.399                 | 1.40                     |
| 115,883.                   | 0.5975                          | 0.735                     | 1.470                 | 1.47                     |
| 116,367.                   | 0.6000                          | 0.740                     | 1.480                 | 1.48                     |

DEPLEY DE LA SURENCIA ... CONTINUACION

| AGUA<br>INYECTADA<br>PULS | GASTO DE<br>AGUA INYECC<br>GALPS | GASTO DE<br>ACEITE PRODUCC<br>GALPS | TIEMPO<br>ACUMULADO<br>DIAS |
|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| 102.9                     | 242.3                            | 102.5                               | 336.6                       |
| 123.5                     | 250.0                            | 90.4                                | 429.3                       |
| 144.1                     | 256.4                            | 82.5                                | 501.6                       |
| 164.7                     | 262.5                            | 75.2                                | 580.9                       |
| 185.3                     | 268.5                            | 68.0                                | 680.5                       |
| 205.9                     | 274.7                            | 60.3                                | 784.3                       |
| 227.3                     | 281.0                            | 54.0                                | 916.0                       |
| 248.8                     | 287.2                            | 48.4                                | 1087.9                      |
| 271.7                     | 293.5                            | 44.4                                | 1243.2                      |
| 296.7                     | 301.4                            | 40.0                                | 1421.9                      |
| 323.6                     | 308.1                            | 36.5                                | 1610.3                      |
| 352.5                     | 314.1                            | 34.4                                | 1800.0                      |
| 383.3                     | 320.2                            | 32.0                                | 2000.5                      |
| 414.0                     | 326.2                            | 30.0                                | 2210.0                      |
| 446.7                     | 332.0                            | 28.0                                | 2430.0                      |
| 480.7                     | 338.0                            | 26.0                                | 2670.0                      |

# **CAPITULO VI**

## ***CONCLUSIONES***

## CONCLUSIONES

El trabajo realizado consiste en predecir la recuperación de aceite, mediante un sistema de cómputo basado en cinco métodos, los cuales son para dos tipos de yacimientos:

### A) Sistemas lineales homogéneos

A.1. Método de Buckley - Leverett

A.2. Método de Welge

A.3. Método de Craig

### B) Estratificados

B.1. Método de Stiles

B.2. Método de Dykstra - Parsons

Los tres métodos utilizados para sistemas lineales homogéneos son muy parecidos, ya que tanto el método de Welge como el de Craig, se basan en el método de Buckley - Leverett, siendo éste un método que permite calcular la recuperación secundaria de aceite, por medio de un fluido desplazante, en este caso agua, en base a la teoría de avance frontal.

Esta teoría considera la formación de un frente de agua que deja atrás un gradiente de saturación, mismo que decrece hasta alcanzar la saturación residual que se tiene en la cara por donde entra el agua.

Este método de Buckley - Leverett hace la analogía de un desplazamiento tipo pistón con fugas, con lo que se considera que existe un volumen de aceite detrás del pistón imaginario.

El método de Welge utiliza una forma gráfica para realizar los cálculos, siendo ésta la modificación hecha al método de Buckley - Leverett que los realiza de forma analítica. En tanto el método de Craig se basa en una modificación a la ecuación de avance frontal de Buckley - Leverett.

Los otros dos métodos, Stiles y Dykstra - Parsons, se basan en las variaciones de permeabilidad que se tienen en cada una de las capas del yacimiento.

En todos los métodos se utilizan las eficiencias de desplazamiento para obtener resultados más reales y así predecir la recuperaciones de aceite más confiables.

Estos métodos fueron integrados en un sistema de cómputo, el cual se codificó en el lenguaje Quick Basic 4.5, con la finalidad de agilizar los cálculos, pudiendo manejar diferentes diseños para cada uno de los cinco métodos y obtener resultados de una manera muy rápida.

En este sistema se identifican dos tendencias en el comportamiento de los resultados:

- 1) Existe una dispersión significativa en los resultados cuando se incrementan notablemente parámetros como  $q_w$ ,  $X_f$ ,  $a_w$  y el área, en comparación con una solución analítica puntual. Esto significa que para una solución más representativa deberán manejarse incrementos razonables, en los datos que alimentan al programa.
- 2) En lo que respecta a las corridas de los programas con ejemplos de datos hipotéticos, éstos mostraron una correlación perfecta en los resultados arrojados; sin embargo, para un yacimiento real se deben agregar constantes de ajuste, que suavicen los picos en el comportamiento de los parámetros reales con respecto al método; con esto se tendrá un conocimiento más representativo de cómo se comportan los parámetros de interés, en la inyección de agua.

# ***A P E N D I C E S***

## APENDICE A

### DEDUCCION DE LA ECUACION DE FLUJO FRACCIONAL

A partir de la Ley de Darcy, se tiene:

$$u_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial L} + g \rho_o \text{ sen } \alpha_d \right) \quad (1)$$

$$u_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial L} + g \rho_w \text{ sen } \alpha_d \right) \quad (2)$$

Transformando las ecuaciones (1) y (2), se obtiene:

$$u_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\frac{\partial p_o}{\partial L} - g \rho_o \text{ sen } \alpha_d \quad (3)$$

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} = -\frac{\partial p_w}{\partial L} - g \rho_w \text{ sen } \alpha_d \quad (4)$$

Restando la ecuación (3) de (4):

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - u_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\left( \frac{\partial p_w}{\partial L} - \frac{\partial p_o}{\partial L} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \text{ sen } \alpha_d \quad (5)$$

Como la presión capilar es la diferencia entre la presión en la fase aceite menos la presión en la fase agua,

$$P_c = P_o - P_w \quad (6)$$

y la diferencia de densidades es igual a la diferencia entre la densidad del agua y del aceite,

$$\Delta \rho = \rho_w - \rho_o \quad (7)$$

Sustituyendo las ecuaciones (6) y (7) en (5), se obtiene:

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - u_o \frac{\mu_o}{k_o} = - \frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \quad (8)$$

La velocidad total  $u$ , es la suma de las velocidades del aceite y del agua:

$$u = u_w + u_o \quad (9)$$

sustituyendo la ecuación (9) en (8), con lo cual se elimina la velocidad del aceite,  $u_w$ , se obtiene:

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - (u - u_w) \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \quad (10)$$

o

$$u_w \left( \frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - u \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \quad (11)$$

dividiendo la ecuación (11) entre  $u$ , se obtiene:

$$\frac{u_w}{u} \left( \frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{1}{u} \left( \frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right) \quad (12)$$

despejando  $\frac{u_w}{u}$ :

$$\frac{u_w}{u} = \frac{\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{1}{u} \left( \frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{\left( \frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right)} \quad (13)$$

como  $f_w$  es la fracción de agua de la corriente total, entonces:

$$f_w = \frac{u_w}{u} \quad (14)$$

sustituyendo la ecuación (14) en (13), y dividiendo el numerador y denominador de la parte derecha de la ecuación (13) entre  $\frac{\mu_o}{k_o}$ , se obtiene:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_w k} \left( \frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (15)$$

Esta es la ecuación de flujo fraccional mas completa porque engloba las viscosidades de los fluidos, permeabilidades relativas al agua y al aceite, la velocidad total del fluido, el gradiente de presión capilar y las fuerzas gravitacionales.

Cuando el desplazamiento del aceite por agua ocurre en un medio horizontal y el gradiente de presión capilar es despreciable, la ecuación de flujo fraccional se reduce a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (16)$$

## APENDICE B

### DEDUCCION DE LA ECUACION DE AVANCE FRONTAL

Esta deducción involucra dos suposiciones:

- no hay transferencia de masa entre las fases, y
- las fases son incompresibles

Considerando un parte muy pequeña de roca con porosidad, área y longitud en el sentido flujo. El gasto de masa de agua, el fluido desplazante que entra al elemento, en el punto L, es:

$$(q_w \rho_w)_L$$

El gasto de masa de agua que sale del elemento en el punto  $L + \Delta L$  es:

$$(q_w \rho_w)_{L+\Delta L}$$

La acumulación del gasto de masa de agua en el elemento es:

$$A \phi \Delta L \frac{\partial}{\partial t} (S_w \rho_w)$$

El gasto de masa de agua que entra menos el que sale, de acuerdo con los principios del balance de materia, es igual al gasto de masa de agua acumulado. Por lo tanto:

$$(q_w \rho_w)_L - (q_w \rho_w)_{L+\Delta L} = A \phi \Delta L \frac{\partial}{\partial t} (S_w \rho_w) \quad (1)$$

Por definición:

$$F(L, t) - F(L + \Delta L, t) = - \left( \frac{\partial F}{\partial x} \right)_x dL \quad (2)$$

por lo tanto, la ecuación (1), queda como sigue:

$$\frac{\partial}{\partial x} (q_w \rho_w) + A \phi \frac{\partial}{\partial t} (S_w \rho_w) = 0 \quad (3)$$

Como los fluidos son incompresibles, la densidad del agua, no es función del tiempo ni de la distancia. Por lo tanto:

$$\frac{\partial}{\partial L}(q_w) + A\phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w) = 0 \quad (4)$$

y

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_L = \frac{-1}{A\phi} \left(\frac{\partial q_w}{\partial L}\right)_L \quad (5)$$

Ya que el gasto de agua,  $q_w$ , es función de la saturación de agua y del tiempo:

$$dq_w = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right) dS_w + \left(\frac{\partial q_w}{\partial t}\right)_{S_w} dt \quad (6)$$

Derivando con respecto a la longitud,  $L$ , para un tiempo fijo,  $t$ , se obtiene:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial L}\right)_L = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_L \left(\frac{\partial S_w}{\partial L}\right)_L \quad (7)$$

o

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial L}\right)_L = \frac{\left(\frac{\partial q_w}{\partial L}\right)_L}{\left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_L} \quad (8)$$

La saturación de agua,  $S_w$ , es función de la distancia y del tiempo, por lo tanto, para una saturación constante:

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial L}\right)_L dL + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_L dt = 0 \quad (9)$$

entonces:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_L}{\left(\frac{\partial S_w}{\partial L}\right)_L} \quad (10)$$

Sustituyendo las ecuaciones (5) y (8) en (10), se obtiene:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_L \quad (11)$$

Como el flujo fraccional de agua es la fracción de agua de la corriente total. Por lo tanto:

$$q_w = f_w q, \quad (12)$$

Diferenciando la ecuación (12) con respecto a la saturación de agua,  $S_w$ , para un tiempo constante,  $t$ , se tiene:

$$\left( \frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t = f_w \left( \frac{\partial q_t}{\partial S_w} \right)_t + q_t \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t, \quad (13)$$

Puesto que los fluidos son incompresibles, la variación de la velocidad total con la saturación para un tiempo cualquiera es cero. Por lo que:

$$\left( \frac{\partial q_t}{\partial S_w} \right)_t = q_t \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t, \quad (14)$$

Sustituyendo la ecuación (14) en (13), se tiene:

$$\left( \frac{\partial q_w}{\partial S_w} \right)_t = \frac{q_w}{A\phi} \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t, \quad (15)$$

que es la ECUACION DE AVANCE FRONTAL.

***N O M E N C L A T U R A***

## NOMENCLATURA

- $\beta_{oi}$  = Factor de volumen del aceite inicial ( $m^3 @ c.y./m^3 @ c.s.$ )  
 $\beta_{o,w,g}$  = Factores de volumen del aceite, agua, gas ( $m^3 @ c.y./m^3 @ c.s.$ )  
 $\beta$  = Factor de volumen de las dos fases ( $m^3 (o+gd+gl) @ c.y./ m^3 de o @ c.s.$ )  
 $\Delta t_v$  = Incremento del tiempo (días)  
 $\Delta S_D$  = Incremento en la saturación media del fluido desplazante (fracción)  
 $\Delta p$  = Presión del fondo del pozo menos la presión que existe en el radio del banco de aceite ( $lb/pg^2$ )  
 $\bar{S}_w$  = Saturación de agua media atrás del frente (fracción)  
 $\bar{S}_{wi}$  = Saturación media de aceite a la irrupción (fracción)  
 $\bar{S}_{wi}$  = Saturación media de agua a la irrupción (fracción)  
 $\bar{S}_{Df}$  = Saturación media de la fase desplazante en el frente (fracción)  
 $\bar{S}_{oi}$  = Saturación media inicial de aceite (fracción)  
 $\bar{S}_{Di}$  = Saturación media inicial de la fase desplazante (fracción)  
 $\mu_o$  = Viscosidad del aceite (centipoises)  
 $\mu_w$  = Viscosidad del agua (centipoises)  
 $\rho_{o,w,g}$  = Densidades del aceite, agua, gas ( $g/cm^3$ )  
 $\theta$  = Angulo de contacto fluido-sólido (grados)  
 $\lambda$  = Relación de conductancia  
 $\alpha$  = Angulo de echado de la formación (grados)  
 $\phi_{a,e}$  = Porosidad absoluta y efectiva ( $m^3 \text{ poros}/m^3 \text{ roca}$ )  
 $\sigma_{o-w,g}$  = Tensiones superficiales del aceite-agua, aceite-gas (dinas/cm)  
 $A$  = Área ( $pie^2$ )  
 $a$  = Ordenada al origen (adimensional)  
 $A_i$  = Área expuesta al flujo (acres)  
 $a_i$  = Posición del frente en cualquier capa (adimensional)  
 $b,m$  = Pendiente (adimensional)  
 $C_j$  = Capacidad de las capas invadidas de agua (milidarcies/pie)  
 $C_t$  = Capacidad total de la formación (milidarcies/pie)  
 $d$  = Distancia en el modelo de 5 pozos, del pozo productor al inyector (pies)  
 $E_a$  = Eficiencia areal (fracción)  
 $E_{abt}$  = Eficiencia de barrido areal a la irrupción (fracción)  
 $E_{af}$  = Eficiencia de barrido areal al llenado (fracción)  
 $E_d$  = Eficiencia de desplazamiento (fracción)  
 $E_l$  = Eficiencia vertical o de invasión (fracción)  
 $E_p$  = Eficiencia de barrido areal (fracción)  
 $E_R$  = Eficiencia de la recuperación de aceite (fracción)  
 $E_v, \theta_v$  = Eficiencia volumétrica (fracción)  
 $f_D$  = Flujo fraccional de la fase desplazante (fracción)  
 $f_{Df}$  = Flujo fraccional de la fase desplazante en el frente (fracción)  
 $f_w$  = Flujo fraccional de agua (fracción)  
 $h$  = Espesor neto del yacimiento (pies)

- h<sub>j</sub>** = Espesor totalmente invadido de agua (pies)  
**h<sub>t</sub>** = Espesor total de la formación (pies)  
**K** = Permeabilidad absoluta (milidarcies)  
**K<sub>i</sub>** = Permeabilidad de alguna capa (milidarcies)  
**K<sub>j</sub>** = Permeabilidad de las capas invadidas de agua (milidarcies)  
**K<sub>o,w,g</sub>** = Permeabilidades efectivas del aceite, agua, gas (milidarcies)  
**K<sub>o,w,g</sub>** = Permeabilidades relativas al aceite, al agua, al gas (milidarcies)  
**K<sub>x</sub>** = Permeabilidad de la última capa (milidarcies)  
**L** = Longitud (m)  
**M** = Relación de movilidad (milidarcies/cp)  
**N** = Volumen original de aceite (barriles)  
**N<sub>p</sub>** = Volumen acumulado de aceite recuperado (barriles)  
**N<sub>ps</sub>** = Volumen de aceite recuperado a la surgencia (barriles)  
**P<sub>c</sub>** = Presión capilar (Kg/cm<sup>2</sup>)  
**q<sub>i</sub>** = Gasto de inyección del fluido desplazante (barriles/día)  
**Q<sub>i</sub>** = Volumen de agua contactada con el volumen de poros (barriles)  
**q<sub>ibase</sub>** = Gasto de inyección base (barriles/día)  
**Q<sub>ibt</sub>** = Volumen de agua contactada con el volumen de poros a la surgencia  
**q<sub>o,w,g</sub>** = Gastos de aceite, agua, gas (barriles/día)  
**q<sub>t</sub>, q<sub>wf</sub>** = Gasto total de agua de inyección (barriles/día)  
**q<sub>wi</sub>** = Gasto de inyección (barriles/día)  
**R** = Constante universal de los gases o relación gas-aceite instantánea  
 (kg/cm<sup>2</sup> / %k-mole kg) o (m<sup>3</sup> g/m<sup>3</sup> o)  
**r** = Radio externo del frente de invasión (pies)  
**r<sub>e</sub>** = Radio externo del banco de aceite (pies)  
**r<sub>ei</sub>** = Mitad de la distancia entre los pozos inyectoros (pies)  
**RGA** = Relación gas-aceite (m<sup>3</sup> g/ m<sup>3</sup> o)  
**r<sub>i</sub>** = Radio de invasión (m)  
**R<sub>s</sub>** = Relación gas disuelto aceite (m<sup>3</sup> g/ m<sup>3</sup> o)  
**r<sub>w</sub>** = Radio efectivo del pozo (pies)  
**S<sub>D</sub>** = Saturación de la fase desplazante (fracción)  
**S<sub>Df</sub>** = Saturación de la fase desplazante en el frente (fracción)  
**S<sub>f</sub>** = Saturación de fluidos (fracción)  
**S<sub>gi</sub>** = Saturación de gas inicial (fracción)  
**S<sub>gmax</sub>** = Saturación de gas a su máximo valor (fracción)  
**S<sub>o,w,g</sub>** = Saturaciones de aceite, agua, gas (fracción)  
**S<sub>or</sub>** = saturación de aceite residual (fracción)  
**S<sub>wc</sub>** = Saturación de agua congénita (fracción)  
**S<sub>wf</sub>** = Saturación de agua en el frente (fracción)  
**S<sub>wi</sub>** = Saturación de agua congénita o intersticial (fracción)  
**t** = Tiempo (segundos)  
**t<sub>g</sub>** = Tiempo de irrupción (segundos)  
**V** = Volumen (barriles)  
**V<sub>p1</sub>** = Volumen de poros de la primera capa (barriles de poros)  
**V<sub>pc,npc</sub>** = Volúmenes de poros, comunicados y no comunicados (m<sup>3</sup>)

- Vr.p.s** = Volúmenes de roca, poros, sólidos ( $m^3$ )
- Wi** = Volumen de agua inyectado (barriles)
- Wibt** = Volumen de agua de inyección a la irrupción (barriles)
- Wif** = Volumen de agua de inyección al llenado (barriles)
- Wii** = Volumen de agua inyectado a la interferencia (barriles)
- WOR** = Relación agua-aceite ( $m^3$  agua @ c.s./ $m^3$  aceite @ c.s.)
- x** = Abcisa (adimensional)
- X** = Avance del frente de flujo (m)
- Xf** = Distancia al frente (m)
- y** = Ordenada (adimensional)
- Z** = factor de compresibilidad de los gases (adimensional)

**BIBLIOGRAFIA**

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- **Petróleos Mexicanos ; " Anuario Estadístico y Memoria de Labores ", 1990**
- 2.- **Rodríguez Nieto, Rafael; "Apuntes de Mecánica de Yacimientos ", Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 1979.**
- 3.- **Craig, Forrest F.; " Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua ", Serie de Monografías S.P.E. A.I.M.E.,1971.**
- 4.- **McCain, William D. Jr.; "Properties of Petroleum Fluids", McGraw-Hill Book Co, 1973.**
- 5.- **Pirson S., J.; "Elements of Oil Reservoir Engineering ", McGraw-Hill Book Co, 1959.**
- 6.- **Calhoun, J. C., Jr.; " Fundamentals of Reservoir Engineering ", U. of Oklahoma, Norman,1960.**
- 7.- **Craft, B. C., and Hawkins, M. F.; "Applied Petroleum Reservoir Engineering ", Prentice-Hall,1959.**
- 8.- **PETROCALC® 9; " Waterflood Modeling and Analysis ", Gulf Publishing Co, 1985.**
- 9.- **Loreto Mendoza, Eduardo; "Apuntes de Recuperación Secundaria ", Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 1980.**
- 10.- **Buckley S. E. and Leverett M. C.; "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", American Petroleum Institute,1941.**
- 11.- **Weige, Henry J.; "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive ", Petroleum Transactions, AIME,1951.**
- 12.- **Stiles, W. M. E.; "Use of Permeability Distribution in Water Flood Calculations", Petroleum Transactions, AIME, 1949.**

13.- Dykstra, Herman and Parsons, R. L.; **"The Prediction of Oil Recovery by Water Flood"**; Secondary Recovery of Oil in the United States, American Petroleum Institute, 1950.

14.- Craig, F. F. Jr., Geffen, F.M. and Morse, R. A.;" **Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Models Tests** ; Petroleum Transactions, AIME, 1955.

15.- Ceballos, Fco. Javier; **" Manual para QuickBasic 4.5 / Guia del Programador "**; Macrobit Editores, S.A.,1990

16.- Joyanes Aguilar Luis y Villar Pizarro; **" QuickBASIC AVANZADO "**; McGraw - Hill, 1993.

17.- Joyanes Aguilar Luis; **" Programación en QuickBasic 4.0 / 4.5 "**; McGraw - Hill, 1992.

18.- Gordon B. Davis - Thomas R. Hoffmann; **" Fortran 77. Un Estilo Estructurado y Disciplinado "**; Mc Graw - Hill,1984.