

14
2ef



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA
EN EL CAMPO SANCHEZ MAGALLANES
FLANCO NORTE DEL DISTRITO
AGUA DULCE, VERACRUZ.

TESIS CON
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 :

Alfredo Elizondo Sandoval

Juan Garín Durán



MEXICO, D. F.

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

I N D I C E G E N E R A L

| | PAGINA |
|--|--------|
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPITULO I.- ANTECEDENTES. | 3 |
| I.1.- Localización geográfica. | 4 |
| I.2.- Generalidades históricas. | 4 |
| I.3.- Geología del campo. | 6 |
| I.4.- Tipo de trampa almacenadora. | 8 |
| I.5.- Tipo de roca almacenadora y límites. | 8 |
| CAPITULO II.- CONCEPTOS BASICOS. | 10 |
| II.1.- Generalidades. | 11 |
| II.2.- Porosidad. | 11 |
| II.3.- Permeabilidad. | 13 |
| II.4.- Presión capilar. | 14 |
| II.5.- Mojabilidad. | 15 |
| II.6.- Viscosidad. | 16 |
| II.7.- Densidad. | 16 |
| II.8.- Densidad relativa. | 17 |
| II.9.- Saturación. | 17 |
| II.10.-Movilidad. | 18 |
| II.11.-Zona estabilizada. | 18 |
| II.12.-Zona no estabilizada. | 19 |
| II.13.-Tiempo de la surgencia. | 19 |

| | PAGINA |
|---|--------|
| II.14.- Eficiencias. | 19 |
| CAPITULO III.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO. | 22 |
| III.1.- Volumen original de aceites. | 23 |
| III.2.- Recuperación y factor de recuperación hasta antes de la inyección. | 33 |
| III.3.- Procedimiento de cálculo. | 33 |
| CAPITULO IV.- SISTEMA DE INYECCION DE AGUA. | 42 |
| IV.1.- Sistemas para el manejo del agua de inyección. | 43 |
| IV.2.- Planta de inyección. | 48 |
| IV.2.1.- Antecedentes. | 48 |
| IV.2.2.- Localización de la planta. | 50 |
| IV.2.3.- Disponibilidad de servicios. | 50 |
| IV.2.4.- Fuentes de abastecimiento de agua. | 53 |
| IV.2.5.- Recolección del agua cruda. | 53 |
| IV.2.6.- Acueductos de recolección. | 53 |
| IV.2.7.- Tratamiento. | 53 |
| IV.2.8.- Motobombas de alta presión. | 57 |
| IV.2.9.- Instrumentación. | 57 |
| IV.3.- Pozos inyectoros. | 63 |
| IV.4.- Red de distribución. | 63 |
| IV.5.- Operación y manejo de un pozo inyector. | 63 |

| | PAGINA |
|--|---------|
| CAPITULO V.- COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA. | 73 |
| V.1.- Recuperación por inyección de agua. | 74 |
| V.2.- Procedimiento de cálculo. | 74 |
| V.3.- Premisas de la teoría de Buckley-Leverett. | 75 |
| V.4.- Cálculo del flujo fraccional. | 75 |
| V.5.- Cálculo del avance frontal o frente de desplazamiento. | 85 |
| V.6.- Cálculo de la recuperación por inyección de agua. | 86 |
| V.6.1.- Procedimiento de cálculo. | 86 |
| V.6.2.- Cálculo de la recuperación total. | 90 |
| CAPITULO VI.- COMPORTAMIENTO REAL. | 97 |
| VI.1.- Obtención de la información real. | 98 |
| VI.2.- Comparación de resultados. | 98 |
| VI.2.1.- Procedimiento de cálculo. | 98 |
| VI.3.- Resultados. | 107 |
| CONCLUSIONES | 110 |
| APENDICE A | 113 |
| APENDICE B | 116 |
| APENDICE C | 123 |

| | PAGINA |
|--------------|--------|
| BIBLIOGRAFIA | 128 |
| REFERENCIAS | 130 |
| NOMENCLATURA | 131 |

I N T R O D U C C I O N

El Campo Sánchez Magallanes se encuentra casi totalmente desarrollado y la mayoría de sus yacimientos muy depresionados o en etapas avanzadas de explotación en su vida primaria, por lo que se consideró necesario suministrar energía externa a dichos yacimientos para mantener el ritmo de producción requerido.

De un estudio elaborado por el Departamento de Ingeniería de Yacimientos, del Distrito de Agua Dulce, se basó primordialmente en la interpretación geológica del subsuelo del Flanco Norte del Campo, que es donde se localizan los yacimientos tratados en este trabajo, se determinó la necesidad de iniciar la inyección de agua a los yacimientos para incrementar el volumen de hidrocarburos a recuperar, así como para compensar la declinación de la producción de los yacimientos del Campo Sánchez Magallanes.

El proceso de recuperación secundaria más utilizado es el de inyección de agua, porque ofrece por lo general posibilidades de aplicación en casi cualquier tipo de yacimientos de aceite en que se requiera del suministro de energía externa para la extracción adicional de aceite.

El Campo Sánchez Magallanes es el segundo del Distrito de Agua Dulce, en el que se pone en práctica un proceso de recuperación secundaria de este tipo.

Para la elaboración de este trabajo se aplicaron los métodos de Buckley-Leverett y Welge, de desplazamiento de avance frontal, - para calcular el aceite adicional recuperable por inyección de - agua. Así mismo se presenta el estado de los pozos inyectores y de captación del yacimiento, y el acondicionamiento que se realizó para llevar a cabo el proyecto.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

I.1. LOCALIZACION GEOGRAFICA.

El Campo Sánchez Magallanes Flanco Norte se encuentra situado en la cuenca salina del Istmo, en la porción occidental del Estado de Tabasco, en los municipios de Cárdenas y Huimanguillo. Geográficamente se encuentra situado entre los paralelos $18^{\circ} 37'$ y $18^{\circ} 12'$ de latitud norte, y los meridianos $93^{\circ} 52'$ y $93^{\circ} 55'$ al oeste del meridiano de Greenwich. (fig. I.1)

I.2. GENERALIDADES HISTORICAS.

Los primeros trabajos de exploración efectuados en esta área se realizaron en el año de 1936 mediante levantamientos gravimétricos con balanza de torsión. La existencia de la estructura se detectó mediante levantamientos sismológicos de reflexión, efectuados durante el período que va de febrero de 1955 a enero de 1957 cubriendo la superficie denominada Yucateco-Chicozapote-Naranjero.

La estructura del Campo Magallanes Flanco Norte, es el producto de una intrusión salina. En toda el área que cubre el Campo se conoce la existencia de sal con relieve estructural relativamente suave que hace suponer que el Campo se localiza en la cima de un domo salino cuya cresta tiene una superficie mayor que el mismo Campo. Sin embargo, si se toma en cuenta la información estructural de las áreas vecinas, se puede apreciar que la sal forma una masa alargada cuyo eje está orientado ligeramente de norte a sur.

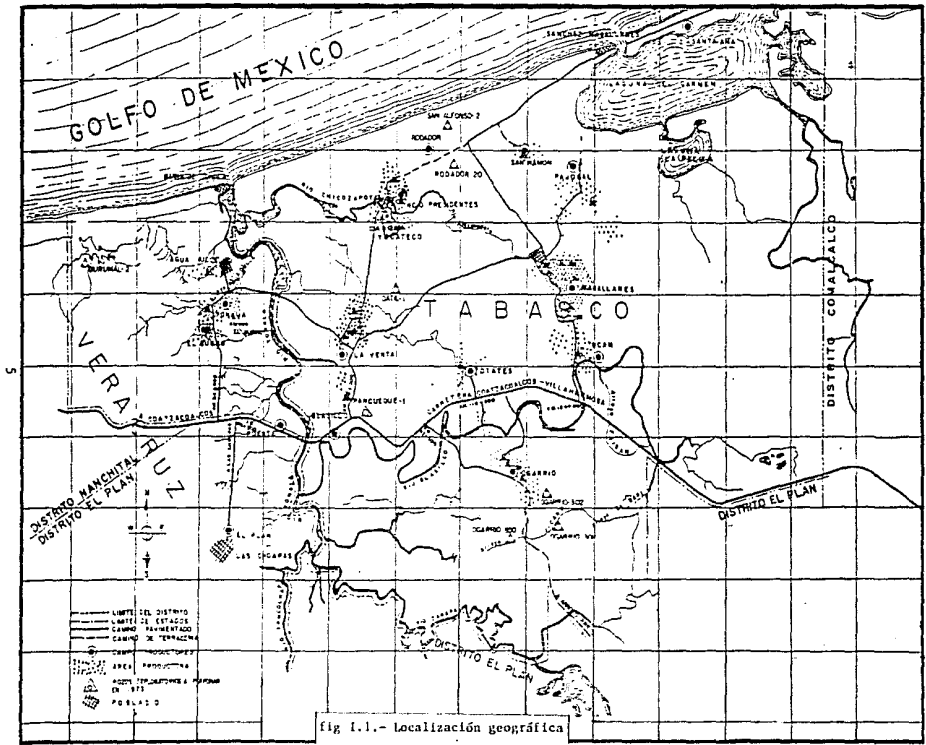


fig 1.1.- Localización geográfica

Tomando en cuenta lo anterior y de acuerdo a la profundidad media de la cima de la sal en todo el Campo, que es de 2400 m., la intrusión se puede clasificar como intermedia. Cabe mencionar que las diversas perforaciones no han penetrado la estructura salina y se supone que los sedimentos del Oligoceno, localizados sólo en algunas áreas alrededor de la estructura, se depositaron después que se deformó la base de la cuenca, y además, los sedimentos del Mioceno se encuentran deformados y fuertemente afallados.

I.3. GEOLOGIA DEL CAMPO.

La columna geológica encontrada en la perforación de esta estructura, es la siguiente:

Reciente.

Paraje solo.

Filicola.

Concepción Superior.

Concepción Inferior.

Encanto.

Depósito (en algunas porciones).

Formación Salina.

Destacando principalmente a la Formación Encanto como la principal almacenadora de hidrocarburos, y en menor grado a la Formación Concepción Inferior.

La secuencia estratigráfica desde la superficie hasta el fondo está constituida de la siguiente manera:

Primero se tiene una serie de arenas y lutitas con un espesor total aproximado de 500 m., las cuales pertenecen a las Formaciones Reciente y Paraje solo. Estos cuerpos arenosos contienen principalmente agua dulce y en algunos casos son almacenadores de hidrocarburos pesados que no fluyen por sí solos a la superficie.

Después se presenta una columna de 500 m. de arenas limpias, espesor constante e intercalaciones de lutitas de menor espesor que pertenecen a la Formación Fillsola; en los primeros 100 m. de la parte superior se tiene una zona de gradiente de agua dulce a salada, predominando la impregnación de ésta, y en el resto de estas arenas, se tiene acumulación de hidrocarburos, en éstas la movilidad del aceite es mayor que en las anteriores. Continúa un cuello lutítico de 25 m. de espesor, después aparecen dos cuerpos arenosos clasificados como Arenas 4 y 5 con un espesor aproximado de 170 m.; éstas se encuentran separadas por un cuerpo lutítico de 23 m. que en muy pocos casos almacenan hidrocarburos.

Inmediatamente después, se tiene un cuerpo lutítico de 220 m. el cual contiene a la Arena 6, de espesor muy variable y presentando intercalaciones de arcilla.

Posteriormente se tiene una sucesión de arenas con un espesor de 900 m. aproximadamente, siendo este grupo el más importante en lo que respecta a la acumulación de hidrocarburos. Estas arenas son: Arena 12, Arena 16, Arena 20, Arena 22, Arena 22-A, Arena

23, Arena 23-A y Arena 24.

Continúa un cuerpo lutítico de 200 m. de espesor.

Finalmente se tiene la Formación Salina.

I.4. TIPO DE TRAMPA ALMACENADORA.

El tipo de trampa que caracteriza a los yacimientos del Campo Sánchez Magallanes Flanco Norte, es estructural y estratigráfica. El gran número de fallas debidas a la intrusión salina en el yacimiento, provocaron acuñamientos y aislamientos de las arenas productoras, dando lugar a la formación de varias unidades independientes de poco volumen.

I.5. TIPO DE ROCA ALMACENADORA Y LIMITES.

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos están constituidas por arenas y areniscas, de color gris claro a oscuro, de grano fino a medio, angulares y semiesféricas, dispuestas en cuerpos cuyos espesores varían de 2 a 70 m.

Las rocas sello más importantes las constituyen lutitas duras, - semiduras y plásticas, de espesores variables que separan a los diferentes cuerpos arenosos en sentido vertical. Los sellos laterales de los diferentes yacimientos son debidos a:

- 1) Dislocamiento de los estratos, provocado por las fallas.
- 2) El acuñamiento de las arenas contra la masa salina.

3) Cambios laterales de facies.

4) La presencia de agua marginal en los flancos de la estructura.

CAPITULO II

CONCEPTOS BASICOS

II.1. GENERALIDADES.

Para lograr un mejor entendimiento del comportamiento de la inyección de agua, es necesario conocer algunas de las propiedades básicas de la roca del yacimiento. Estas propiedades son de dos tipos principalmente:

- 1) propiedades petrofísicas como: porosidad, permeabilidad, área de la superficie, tamaño y distribución de los granos.
- 2) propiedades que relacionan a la roca y los fluidos como: presión capilar y permeabilidad relativa.

Además, es conveniente establecer otros conceptos para un mejor entendimiento y comprensión de este trabajo.

II.2. POROSIDAD.

La porosidad es una propiedad intrínseca de todas las rocas de un yacimiento y se define como: " La relación del volumen del espacio vacío de una roca al volumen total de dicha roca ". (1)

La porosidad representa la fracción del espacio total que es capaz de contener cualquier tipo de fluido y determina la capacidad de almacenamiento de un yacimiento.

De acuerdo a la definición anterior, la porosidad se clasifica en dos tipos:

- a) Porosidad Absoluta (ϕ_a). Es la porosidad en la cual se in-

cluyen todos los espacios vacíos dentro de la roca, esto es, tanto los poros comunicados como los no comunicados entre sí, relacionados al volumen total de roca.

$$\phi_a = (V_{pc} + V_{pnc}) / V_r$$

donde:

V_{pc} : Volumen de poros comunicados.

V_{pnc} : Volumen de poros no comunicados.

V_r : Volumen total de roca.

b) Porosidad efectiva (ϕ_e). Es la porosidad en la cual se incluyen exclusivamente los poros intercomunicados, relacionados al volumen total de roca.

$$\phi_e = V_{pc} / V_r$$

Esta porosidad es la que más interesa en la explotación de los yacimientos petroleros, dado que depende del volumen poroso comunicado, o sea del espacio al que se le pueden extraer los fluidos.

Desde otro punto de vista, la porosidad de una roca se clasifica en: primaria y secundaria.

a) Porosidad primaria. Es aquella que resulta de la acumulación de fragmentos o cristales para formar un sedimento, o sea, la que se forma durante el depósito. A esta porosidad también se le

denomina porosidad intergranular o intercrystalina.

b) Porosidad secundaria. Es aquella que se genera posterior al depósito de los sedimentos y generalmente se presenta como fisuras, fracturas o cavernas.

II.3. PERMEABILIDAD (K).

La permeabilidad es una propiedad que indica la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso intercomunicado de la roca. Se dice que la permeabilidad es la medida de la continuidad de los espacios porosos intercomunicados. Existirá permeabilidad sólo si existen poros comunicados, o sea, sólo si existe porosidad efectiva.

La permeabilidad se clasifica en tres tipos:

a) Permeabilidad absoluta (K_{abs}). Es la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso intercomunicado de la roca, cuando el medio poroso se encuentra saturado cien por ciento de ese fluido. Este debe ser un fluido incompresible, mojante y que no reaccione con la roca. El valor numérico de esta permeabilidad es constante e independiente del fluido que satura al medio poroso.

b) Permeabilidad efectiva (K_e). Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula no satura cien por ciento al medio poroso, sin importar si el otro o los otros fluidos saturan-

tes 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, K_g).

c) Permeabilidad relativa (K_r). Representa la facilidad con la que un fluido fluye a través del espacio poroso intercomunicado de la roca en presencia de otros fluidos, comparado con la permeabilidad absoluta.

$$K_{rw} = K_w / K_{abs}, K_{ro} = K_o / K_{abs}, K_{rg} = K_g / K_{abs}$$

II.4. PRESION CAPILAR.

La presión capilar se define como: " La diferencia de presiones que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca, fluido mojante, y el otro, o sea el no mojante, está contenido dentro del primero ya sea como fase continua, más o menos continua o como fase discontinua (gotas)". (2)

La presión en el lado no mojante de la interfase es más alta que la presión inmediata a la interfase dentro del lado mojante. La diferencia de estas presiones es la presión capilar.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

donde:

P_c : Presión capilar.

P_{nm} : Presión en fase no mojante.

P_m : Presión en fase mojante.

Cuando existe aceite y agua en un yacimiento, normalmente el agua es el fluido mojante y el aceite el no mojante, por lo que:

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w$$

donde:

P_o : Presión en el aceite.

P_w : Presión en el agua.

$(P_c)_{o/w}$: Presión capilar en el sistema aceite-agua.

Si en un yacimiento existe aceite, gas y agua, se podría considerar que se presentan las tres presiones capilares siguientes:

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w$$

$$(P_c)_{g/o} = P_g - P_o$$

$$(P_c)_{g/w} = P_g - P_w$$

donde los subíndices o, w y g, indican aceite, agua y gas respectivamente.

II.5. MOJABILIDAD.

La mojabilidad es un término ampliamente utilizado y se define como: "La tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre -- una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles".

En la aplicación de este término a la Ingeniería de Yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento y los fluidos que existen en los espacios porosos de la roca durante la inyección de agua son aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que las condiciones en las cuales el gas moja preferentemente la superficie de la roca en lugar del líquido están más allá del rango encontrado en rocas con inyección de agua, solamente se considerará al aceite y al agua como posibles fases mojantes.

II.6. VISCOSIDAD (μ).

La viscosidad de un fluido es aquella propiedad que determina la cantidad de resistencia que se opone a las fuerzas cortantes, o de otra manera, es la resistencia a la deformación del fluido.

En los líquidos, la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura, pero no se ve afectada apreciablemente por las variaciones de presión.

En un sistema de inyección de agua, al aumentar la viscosidad -- del fluido desplazante, las recuperaciones que se logran son mayores.

II.7. DENSIDAD (ρ).

La densidad de un fluido se define como su masa por unidad de volumen. Esto es:

$$\rho = M / V$$

II.8. DENSIDAD RELATIVA (S.G.).

La densidad relativa de un fluido está dada por la relación de la densidad del fluido a la densidad del agua, para el caso de líquidos, o la densidad del aire si se trata de gases.

$$(S.G.)_f = \rho_f / \rho_w$$

$$(S.G.)_g = \rho_g / \rho_{\text{aire}}$$

II.9. SATURACION (S).

La saturación de un fluido en un medio poroso, se define como el volumen del fluido que se encuentra en ese medio a determinada presión y temperatura, entre el volumen de poros. Es decir:

$$S_f = V_f / V_p$$

donde f representa aceite, agua o gas.

A continuación se mencionan los principales tipos de saturaciones:

a) Saturación original o congénita. Es aquella saturación que existe en los poros desde la depositación de los granos de la ro

ca.

b) Saturación intersticial. Es la saturación del fluido que se encuentra entre los huecos o intersticios de la roca. Esta saturación se encuentra en todo el yacimiento.

c) Saturación irreductible. Es la saturación en la cual la fase mojante ya no puede reducirse más.

d) Saturación crítica. Es el valor de saturación a partir del cual el fluido correspondiente puede empezar a moverse.

e) Saturación residual. Es la saturación remanente al final de la explotación de un yacimiento.

II.10. MOVILIDAD.

La movilidad de un fluido se define como: " La relación que existe entre la permeabilidad y la viscosidad de dicho fluido ".(1)
Por ejemplo: la movilidad del agua es K_w / μ_w , y la movilidad del aceite es K_o / μ_o .

II.11. ZONA ESTABILIZADA.

Una zona estabilizada es cuando la fracción de fluido desplazante que fluye en una determinada sección del yacimiento, es constante.

II.12. ZONA NO ESTABILIZADA.

Una zona no estabilizada es aquella en la que las saturaciones de los fluidos varían, esto es, que la distribución de los fluidos no es uniforme, ni constante en una determinada sección del yacimiento.

II.13. TIEMPO DE LA SURGENCIA.

Es el tiempo que tarda el fluido inyectado en llegar por primera vez a la cara de salida del cuerpo donde se está efectuando el desplazamiento.

II.14. EFICIENCIA.

Este factor es importante, ya que siempre que se trate el problema de desplazamiento, se hablará de la recuperación de aceite, y por lo tanto de la eficiencia del proceso.

A continuación se mencionan los diferentes tipos de eficiencias:

a) Eficiencia areal (E_A). La eficiencia areal se define como: " La relación del área barrida de un determinado modelo, entre el área total del mismo ". (3) Esto es:

$$E_A = A_b / (A_b + A_{nb}) = A_b / A_T$$

donde:

- A_b : Area barrida.
- A_{nb} : Area no barrida.
- A_T : Area total.

b) Eficiencia vertical (E_v). Es la relación que existe entre el espesor barrido y el espesor total. Es decir:

$$E_v = h_b / (h_b + h_{nb}) = h_b / h_T$$

donde:

- h_b : Espesor barrido.
- h_{nb} : Espesor no barrido.
- h_T : Espesor total.

c) Eficiencia volumétrica (E_v). Se define como el producto de la eficiencia areal por la eficiencia vertical.

$$E_v = E_A * E_v$$

d) Eficiencia total (E_T). Se define como el producto de la eficiencia volumétrica por la eficiencia microscópica (E_m). Esto es:

$$E_T = E_v * E_m = E_A * E_v * E_m$$

La eficiencia microscópica se obtiene directamente de análisis de laboratorio.

No siempre es factible determinar estas eficiencias; se parte -- del conocimiento de E_A . La E_V se obtiene en base a registros geofísicos y de núcleos (petrofísicos), dando las propiedades de la formación como: porosidades, permeabilidades, saturaciones, etc. La eficiencia horizontal se obtiene en el laboratorio con modelos físicos y varía de acuerdo con el arreglo de los pozos.

C A P I T U L O I I I

COMPORTAMIENTO PRIMARIO

III.1. VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE.

Para el cálculo de este volumen se empleó el método de Isohidrocarburos, considerándose los análisis de los registros eléctricos para determinar los valores de saturación de agua (S_w), porosidad (ϕ) y espesor neto (h). Con estos datos se calculó el Índice de hidrocarburos (I_h) para cada pozo, figs. III.1 a III.6, con la siguiente ecuación:

$$I_h = \phi (1 - S_w) h \quad *$$

elaborándose el plano correspondiente para cada yacimiento, figs. III.7 a III.12. El volumen original se determinó graficando los valores de I_h contra las áreas respectivas, figs. III.13 a III.18 obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla III.1.

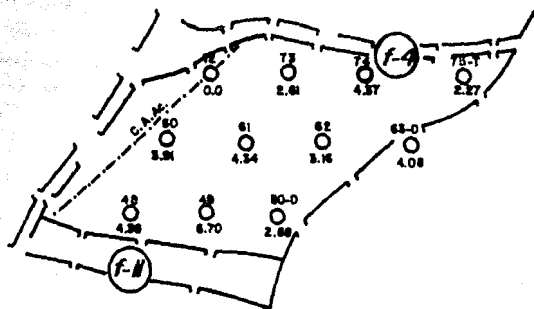
T A B L A I I I . 1

| YACIMIENTO | NBoi (m_o^3 a C.Y.) | Boi (m_o^3 a C.Y.)/(m_o^3 a C.A.) | N (m_o^3 a C.A.) |
|------------|---------------------------|--|------------------------|
| 12-I | $1.352 \cdot 10^6$ | 1.198 | 1128547.60 |
| 16-I | $1.175 \cdot 10^6$ | 1.198 | 980801.34 |
| 16-VII | $0.5506 \cdot 10^6$ | 1.198 | 459599.33 |
| 20-VIII | $1.4404 \cdot 10^6$ | 1.198 | 1202337.20 |
| 23A-XV | $0.2772 \cdot 10^6$ | 1.198 | 231385.64 |
| 24-XVB | $0.7852 \cdot 10^6$ | 1.198 | 655425.71 |

* Ver apéndice A.

CAMPO S. MAGALLANES

ARENA 12 BLOQUE I

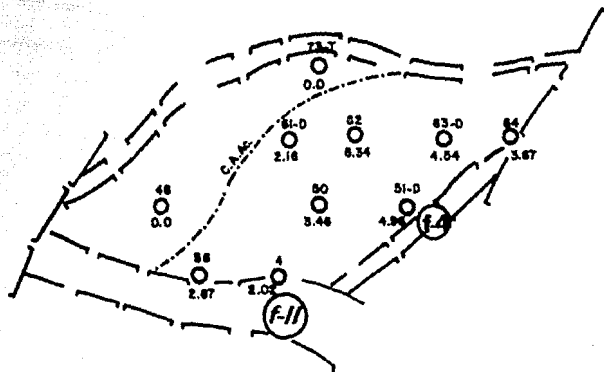


ESC. 1:10 000

fig.III.1.-Localización de pozos en el yacimiento.

CAMPO S. MAGALLANES

ARENA 18 BLOQUE I



ESC. 1: 10 000

fig.III.2.-Localización de pozos en el yacimiento.

CAMPO S. MAGALLANES

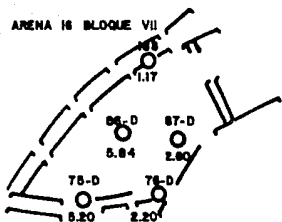


fig.III.3.

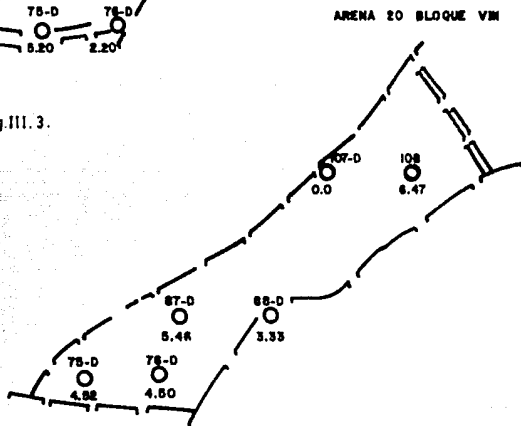


fig.III.4.

Localización de pozos en el yacimiento.

CAMPO S. MAGALLANES

ARENA 23A BLOQUE XV

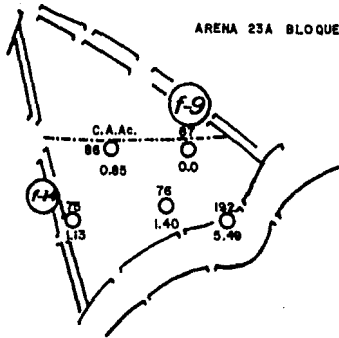
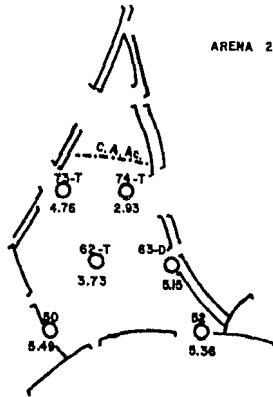


fig. III.5

ARENA 24 BLOQUE XV B

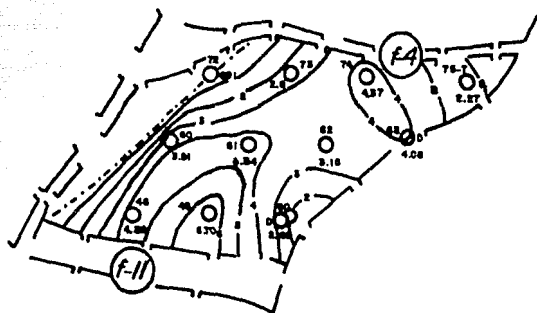


ESC. 1:10 000

fig. III.6

Localización de pozos en el yacimiento.

CAMPO S. MAGALLANES
ARENA 12 BLOQUE 1

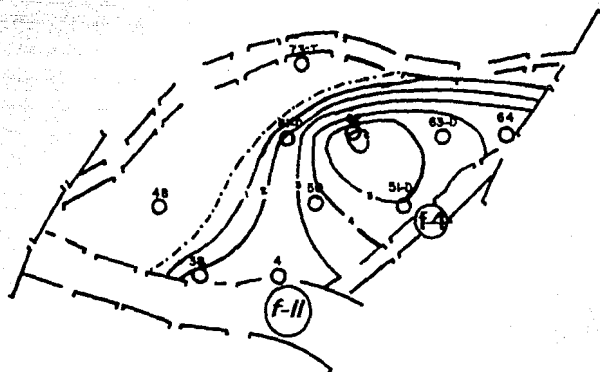


Esc: 1: 10 000

fig.III.7.-Curvas de isocíndices de hidrocarburos.

CAMPO S. MAGALLANES

ARENA 16 BLOQUE I



ESC. 1: 10 000

fig.III.8.-Curvas de isoíndices de hidrocarburos.

CAMPO S. MAGALLANES

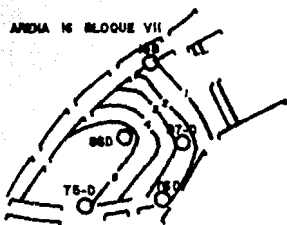


fig. III.9.

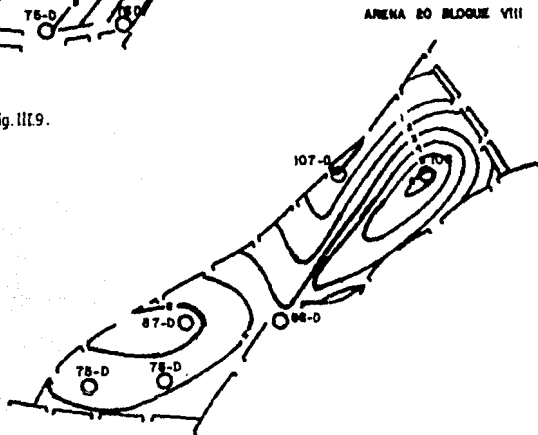


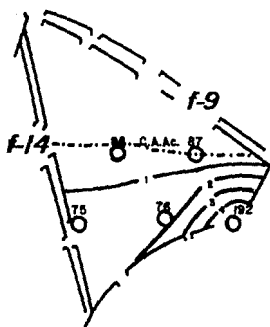
fig. III.10.

ESC. 1:10 000

Curvas de isóndices de hidrocarburos.

CAMPO S. MAGALLANES

ARENA 23 A BLOQUE XV

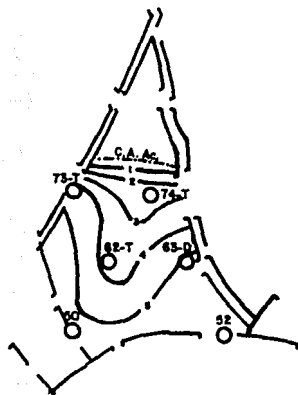


ESC. 1: 10 000

fig.III.11.- Curvas de isóndices de hidrocarburos.

CAMPO S. MAGALLANES

ARENA 24 BLOQUE XV B



ESC. 1:10 000

fig.III.12.-Curvas de isoíndices de hidrocarburos.

NOTA: Debido a que sólo existen análisis PVT para tres pozos del campo Sánchez Magallanes Flanco Norte, el Factor de volumen inicial del aceite (Boi) se calculó a partir de estos tres análisis, resultando un Boi promedio de $1.198 (m^3_{0} \text{ a C.Y.}) / (m^3_{0} \text{ a C.A.})$.

III.2. RECUPERACION Y FACTOR DE RECUPERACION HASTA ANTES DE LA INYECCION.

En este trabajo se estudian seis yacimientos y debido a que el procedimiento de cálculo es similar, sólo se presentará para el yacimiento 16-I, y los resultados de los restantes, se presentan en la tabla III.3.

La recuperación al momento del inicio de la inyección de agua, se determinó con la relación que existe entre un volumen de hidrocarburos producidos y un volumen original del yacimiento; esta relación expresada en fracción es la siguiente:

$$\text{Rec} = N_p / N$$

III.3. PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

En la tabla III.2 se muestran los pozos pertenecientes al yacimiento 16-I, y su producción acumulativa hasta antes de la inyección de agua.

T A B L A I I I . 2

| POZO | INTERVALO(S) DISPARADO(S) (m.b.M.R.) | N_p (m_o^3 a C.A.) | OBSERVACIONES |
|------|--|----------------------------|---------------|
| 4 | 1061-1074 | 25633.7 | |
| 38 | 1122-1129;1142-1157 | 0.0 | |
| 38-D | 1130-1140 | 0.0 | |
| 48 | 1235-1245;1251-1278 | 12763.7 | |
| 50 | 1073-1078;1085-1104 | 0.0 | |
| 50-D | 1074-1081;1090-1107 | 34857.9 | |
| 51 | 1043-1045 | 0.0 | |
| 51-D | 1061-1096 | 24725.5 | |
| 61-D | 1155-1158;1162-1179 | 9778.0 | |
| 62 | 1107-1136;1138-1145 | 0.0 | INYECTOR |
| 62-D | 1098-1120;1120-1139 | 18115.2 | |
| 62-T | 1110-1123 | 3494.1 | |
| 63 | 1116-1124 | 44208.0 | |
| 63-D | 1094-1123 | 0.0 | |
| 64 | 1084-1090;1100-1130 | 46538.0 | |
| 64-D | 1101-1113;1118-1121; 1137-1143 | 68349.0 | |
| 73-T | 1168-1183 | 0.0 | INYECTOR |

Σ 288463.1 m_o^3 a C.A.

Por lo tanto, por comportamiento primario se han producido para este yacimiento $288\ 463.10\ m_o^3$.

$$\text{Rec} = 288\ 463.10 / 980\ 801.34$$

$$\text{Rec} = 0.2941096$$

Por lo que se tiene un factor de recuperación hasta antes de la inyección, de 29.41096 % del total de este yacimiento.

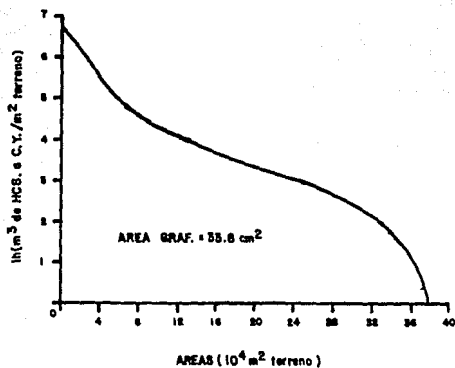
El volumen original de aceite, la producción acumulada hasta antes de la inyección y la recuperación para los yacimientos en estudio, se muestran en la tabla III.3.

| YACIMIENTO | N (m_o^3 a C.A.) | N_p (m_o^3 a C.A.) | RECUPERACION (%) |
|------------|------------------------|----------------------------|---------------------|
| 12-I | 1 128 547.60 | 187 852.50 | 16.64551 |
| 16-I | 980 801.34 | 288 463.10 | 29.41096 |
| 16-VII | 459 599.33 | 199 216.20 | 43.34500 |
| 20-VIII | 1 202 337.20 | 129 585.50 | 10.77780 |
| 23A-XV | 231 385.64 | 53 465.50 | 23.10600 |
| 24-XVB | 655 425.71 | 145 585.10 | 22.21229 |

T A B L A I I I . 3

CAMPO MAGALLANES

ARENA 12 BLOQUE 1



CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HCS. a C.Y.

ESCALA GRAFICA:

1cm H = $4 \times 10^4 m^2$ terreno

1cm V = 1 (m^3 de HCS. a C.Y./ m^2 terreno)

1cm² = $4 \times 10^4 m^3$ de HCS. a C.Y.

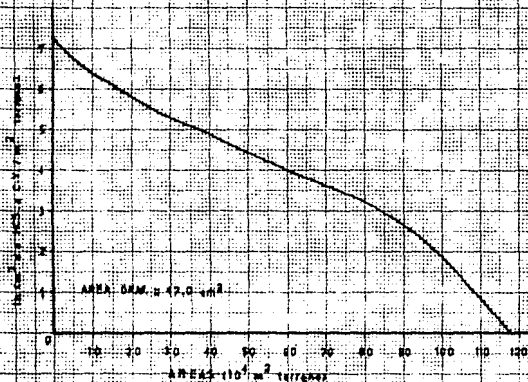
NBoI = $1 \times 4 \times 10^4 \times 33.8$

NBoI = $1.352 \times 10^6 m^3$ de HCS. a C.Y.

fig.III.13.-Índice de hidrocarburos vs. área.

CAMPO MAGALLANES.

ARENA 16 BLOQUE I



CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HCS. a C.Y.

ESCALA GRAFICA:

$$1 \text{ cm H.} = 2.5 \times 10^6 \text{ m}^2 \text{ terreno}$$

$$1 \text{ cm V.} = 1 (\text{m}^3 \text{ de HCS a C.Y.} / \text{m}^2 \text{ terreno})$$

$$1 \text{ cm}^2 = 2.5 \times 10^4 \text{ m}^2 \text{ de HCS a C.Y.}$$

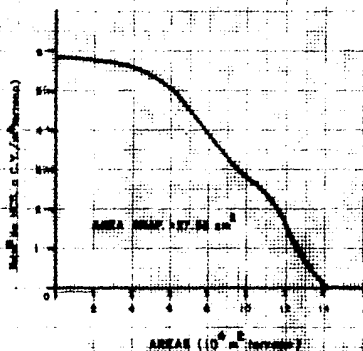
$$\text{NBol} = 1 \times 2.5 \times 10^6 = 47.0$$

$$\text{NBol} = 1.175 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de HCS a C.Y.}$$

Fig. II.14.- Índice de hidrocarburos vs. área.

CAMPO MAGALLANES

ARENA IS BLOQUE VII



CALCULO DEL VOLUMEN COMERCIAL DE HCS. e C.Y.

ESCALA GRAFICA:

1cm H = 2×10^4 m² arena

1cm V = 1 (m³ de HCS. e C.Y. / m³ arena)

1cm² = 2×10^5 m³ de HCS. e C.Y.

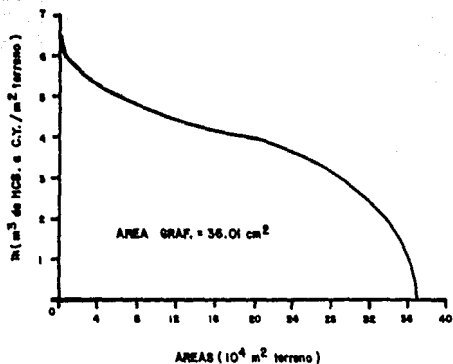
NBoI = $1 \times 2 \times 10^4 \times 27.63$

NBoI = 550.6×10^6 m³ de HCS. e C.Y.

fig.III.15.-Índice de Hidrocarburos vs. Área.

CAMPO MAGALLANES

ARENA 20 BLOQUE VIII



CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HCS. a C.Y.

ESCALA GRAFICA:

1 cm H = 4×10^4 m² terreno

1 cm V = 1 (m³ de HCS. a C.Y. / m² terreno)

1 cm² = 4×10^4 m³ de HCS. a C.Y.

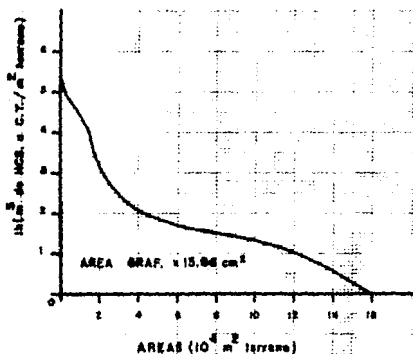
NBoI = $4 \times 10^4 \times 36.01$

NBoI = 1.4404×10^6 m³ de HCS. a C.Y.

fig.III.16.-Indice de hidrocarburos vs. área.

CAMPO MAGALLANES

ARENA 23A BLOQUE XV



CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HCS. o C.Y.

ESCALA GRAFICA:

$$1 \text{ cm H} = 2 \times 10^8 \text{ m}^2 \text{ terreno}$$

$$1 \text{ cm V} = 1 (\text{m}^3 \text{ de HCS. o C.Y./m}^2 \text{ terreno})$$

$$1 \text{ cm}^2 = 2 \times 10^4 \text{ m}^2 \text{ de HCS. o C.Y.}$$

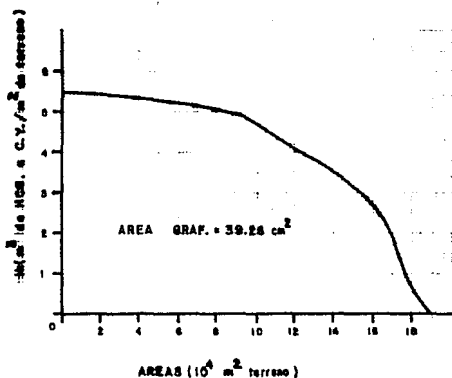
$$\text{NSol} = 1 \times 2 \times 10^4 \times 15.86$$

$$\text{NSol} = 277.2 \times 10^3 \text{ m}^3 \text{ de HCS. o C.Y.}$$

fig.III.17.- Índice de hidrocarburos vs. área.

CAMPO MAGALLANES

ARENA 24 BLOQUE XV B



CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HCS. e C.Y.

ESCALA GRAFICA:

1 cm H. = 2×10^4 m² terreno.

1 cm V = 1 (m³ de HCS. e C.Y./m² terreno)

1 cm² = 2×10^4 m³ de HCS. e C.Y.

N Bol = $1 \times 2 \times 10^4 \times 39.28$

N Bol = 785.2×10^5 m³ de HCS. e C.Y.

fig. 11138.- Índice de hidrocarburos vs. área.

C A P I T U L O I V

SISTEMA DE INYECCION DE AGUA

IV.1. SISTEMAS PARA EL MANEJO DEL AGUA DE INYECCION.

El agua que se utiliza en los pozos de inyección, puede ser tomada de ríos, lagos, lagunas o acuíferos. De acuerdo al suministro y la forma en que es manejada, se puede hacer la siguiente clasificación:

a) Sistema abierto.

b) Sistema cerrado.

a) Sistema abierto. Este sistema se caracteriza porque en cualquiera de sus partes, el agua se encuentra en contacto con el aire. Los componentes de este sistema se muestran en la fig. IV.1.

El agua que se utiliza en la inyección, se toma de un río, lago, laguna, etc. Esta llega a una bocatoma de donde es succionada -- por medio de bombas, pasa a una presa de asentamiento en donde no existen corrientes de agua, el agua está en reposo y por lo tanto, las partículas de arena que son arrastradas se asientan en el fondo de la presa por acción de la gravedad. Estas presas requieren periódicamente de una limpieza o dragado.

De la presa de asentamiento, el agua que contiene partículas finas, material orgánico y arcillas de tipo coloidal, pasa a los reactores en donde se efectúa un tratamiento químico y físico, y/o se agregan reactivos al agua.

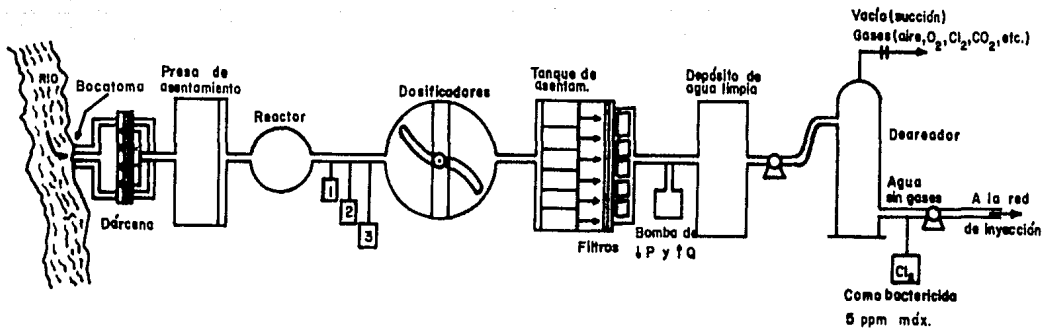


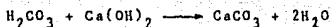
fig. IV.1.- Sistema abierto de inyección de agua.

Antes de que el agua pase a los dosificadores, lo que generalmente se le hace es lo siguiente:

1) Se cambia su PH. Esto es con el fin de darle mayor estabilidad por el contenido de CO_2 y para romper el equilibrio electrostático a las partículas coloidales con sustancias alcalinas, como: - CaO (calhidra), Ca(OH)_2 (hidróxido de calcio).

2) Se le agregan floculantes. Estos ayudan a formar sólidos mayores con las partículas coloidales que se precipitan. Estos floculantes pueden ser: $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ (sulfato de aluminio) y $\text{Mg}(\text{SO}_4)_3$ --- (sulfato de magnesio).

3) Se hace una estabilización del agua con inhibidor de incrustación, que es una reacción del agua por el CO_2 .



En los dosificadores se le agregan al agua algunas sustancias como: biocidas, germicidas o bactericidas, con el fin de eliminar todos los elementos orgánicos que contenga ésta.

De las sustancias biocidas o bactericidas más comunes en la industria petrolera, se cuenta con el cloro, algunos fenoles y algunas aminas, siendo el cloro el más utilizado.

En algunos casos se utilizan aminas cuaternarias, de preferencia, como la trietanolamina en lugar del cloro; esto se debe a que son

inhibidores de corrosión y biocidas al mismo tiempo.

De los dosificadores, el agua pasa a los tanques de almacenamiento y a los filtros, en donde se eliminan las partículas más pequeñas.

Posteriormente, el agua ya limpia se lleva a un depósito de donde es succionada para mandarla a los deareadores en donde se separan los gases que contenga.

Cuando el agua está libre de gases, se manda a la red de inyección y de ahí a los pozos inyectoros.

b) Sistema cerrado. Este sistema se caracteriza porque en ninguna de sus partes, el agua está en contacto con el aire. El agua es obtenida de acuíferos. Generalmente el sistema cerrado resulta más económico que el sistema abierto, ya que el primero no necesita de alguna inversión para eliminar el O_2 (oxígeno), y el segundo necesariamente debe tener el sistema de eliminación de oxígeno.

El sistema cerrado está constituido de las siguientes partes:

1) Pozo profundo o de captación. Es conveniente mencionar en este apartado, que mientras más profundo sea el pozo, la bomba tiene menor riesgo de succionar aire e inversamente. En la fig. IV.2 se presentan los componentes de un pozo profundo.

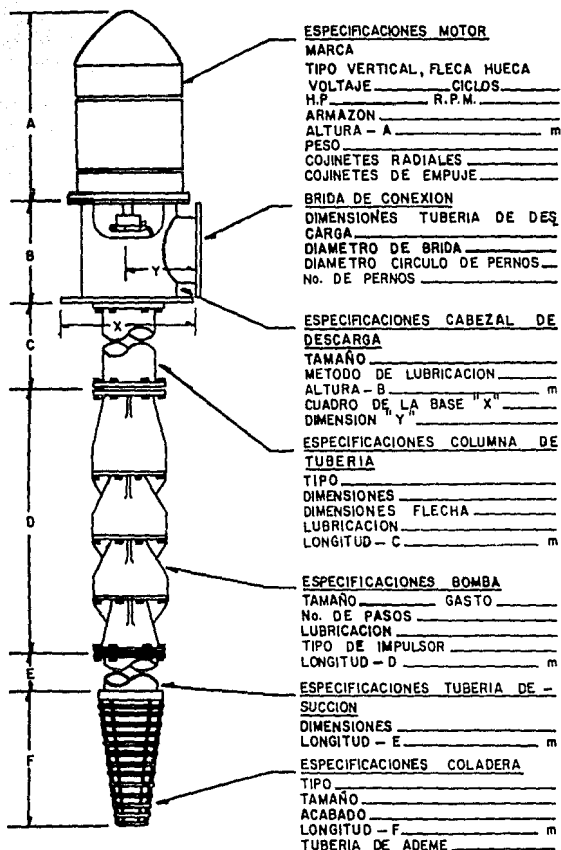


fig. IV.2.- BOMBA PARA POZO PROFUNDO (CAPTACION).

2) Desarenadores. Son equipos cuya función es separar las partículas de arena del agua a inyectar, para que al llegar a los filtros ésta contenga mínimas cantidades de partículas.

3) Filtros. Es otro equipo del sistema de inyección el cual se encarga de retener partículas muy pequeñas que no pudieron ser separadas en el desarenador.

4) Bomba. Es un elemento el cual se encarga de bombear el fluido de inyección al yacimiento a través de los pozos inyectores.

5) Red de inyección. El agua libre de impurezas, es distribuida e inyectada a los diferentes yacimientos. Para esto se utilizan las líneas de distribución, las cuales conducen al fluido de inyección hasta los diferentes pozos inyectores.

Es conveniente que al agua que se inyecta a los yacimientos, se le agreguen algunos reactivos, con el fin de que ésta quede libre de impurezas. En la tabla IV.1 se enlistan algunos reactivos utilizados en el tratamiento del agua.

IV.2. PLANTA DE INYECCION.

IV.2.1. ANTECEDENTES. El Campo Sánchez Magallanes Flanco Norte, se encuentra totalmente desarrollado y la mayoría de sus yacimientos se encuentran sometidos al proceso de recuperación secundaria.

T A B L A I V . 1

REACTIVOS PARA TRATAMIENTO DE AGUA DULCE INYECTADA
POR SISTEMAS CERRADOS A LOS YACIMIENTOS.

| FUNCION | COMPAÑIA | CODIFICACION |
|----------------------------|--------------------|---------------|
| INHIBIDOR | PETROLITE | K - 700 R1 |
| | PETROLITE | KW - 9005 |
| | NALCOMEX | 6V3- 35 |
| | QUIMI-KAO | QK - 111 P |
| | AGUA TREAT | AT - 3066 |
| | ESSO MEX | C - 7-9654 |
| SECUESTRANTE DE OXIGENO | PETROLITE | K - 490 R |
| | NALCOMEX | V - 3656 |
| | QUIMI-KAO | QK - 403 P |
| | AGUA TREAT | AT - 198 |
| | ESSO MEX | C - 7-9677 |
| | BIOCIDAS | PETROLITE |
| PETROLITE | | XJ - 9003 |
| PETROLITE | | XJ - 9012 |
| NALCOMEX | | N - 322 |
| NALCOMEX | | VD - 2303 P |
| QUIMI-KAO | | QK - 310 |
| QUIMI-KAO | | QK - 314 P |
| AGUA TREAT | | AT - 26 |
| AGUA TREAT | | AT - 38 |
| ESSO MEX | | C - 7-9672 |
| ESSO MEX | | C - 7-9673 |
| SURFACTANTES | PETROLITE | WF - 31 |
| | NALCOMEX | V - 1111 |
| | QUIMI-KAO | QK - 420 P |
| | AGUA TREAT | AT - 250 |
| | ESSO MEX | C - 7-9678 |
| DILUIDORES | QUIMO BASICOS S.A. | ACIDO CITRICO |

La finalidad de los métodos de recuperación secundaria, es obtener una recuperación adicional de hidrocarburos contenidos en los yacimientos.

La inyección de agua como fluido desplazante, fué el método que se adoptó en este proyecto de recuperación secundaria.

IV.2.2. LOCALIZACION DE LA PLANTA. La planta de inyección está localizada entre los pozos 133 y 134, cercana a la central de recolección No. 3 (batería No. 3) y la estación de compresoras No. 2, fig. IV.3.

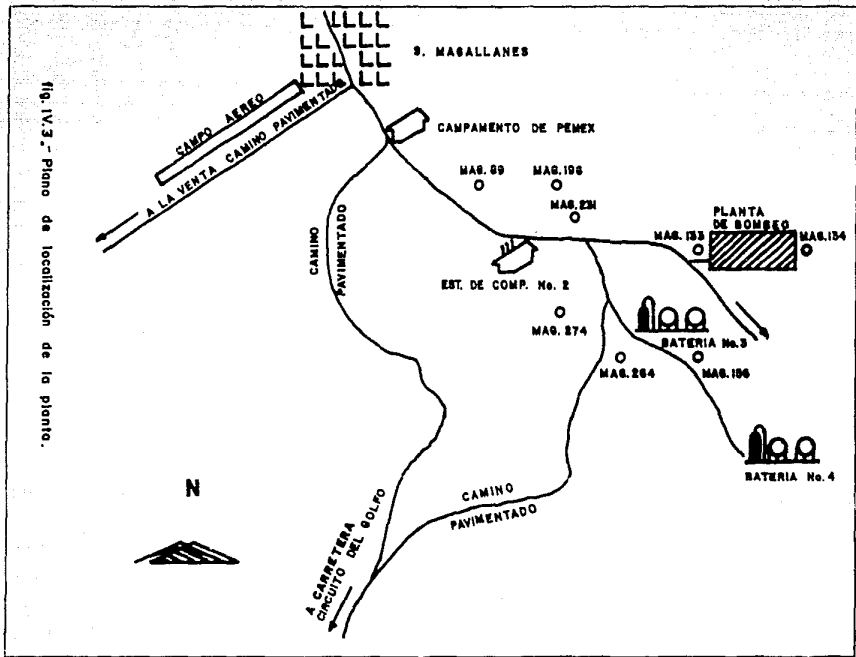
IV.2.3. DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS.

a) VIAS DE ACCESO. El acceso principal al área de la planta de inyección (fig. IV.4), está constituido por un camino pavimentado que se inicia en el Km. 351 + 000 de la carretera federal Coatzacoalcos-Villahermosa, terminando en el área productora del Campo Sánchez Magallanes y del cual se derivan caminos de terracerías que conducen a los pozos.

b) ENERGIA ELECTRICA. Se dispone de energía eléctrica del sistema hidroeléctrico de Malpaso a través de la subestación Mina II, la cual entrega energía a PEMEX en la Venta, Tabasco, a través de una línea de 115 000 Volts.

De la Venta al Campo Sánchez Magallanes, se cuenta con una línea de transmisión de 33 KV, constituida en su mayor parte por un --

Fig. IV.3.- Plano de localización de la planta.



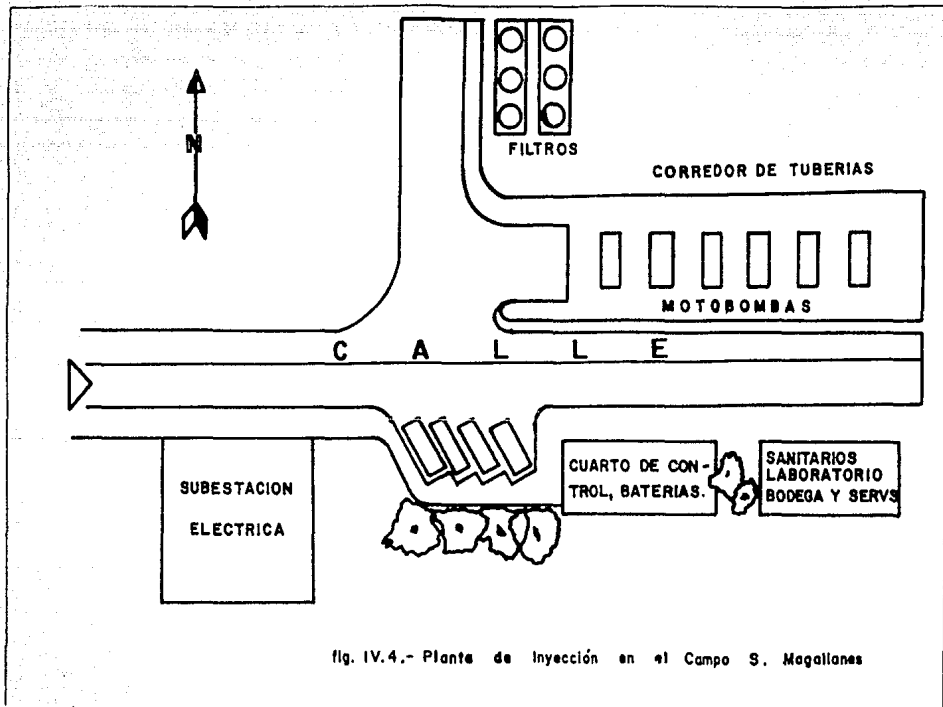


fig. IV.4.- Plante de Inyección en el Campo S. Magallanes

conductor de cobre.

IV.2.4. FUENTES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA.

El agua que se inyecta a los yacimientos, se obtiene a través de tres pozos de captación, por lo tanto en el Campo Sánchez Magallanes se emplea un sistema cerrado de inyección de agua.

IV.2.5. RECOLECCION DE AGUA CRUDA.

El agua cruda es aquella que se obtiene de los pozos de captación y que no ha recibido ningún tratamiento.

Para llevar a cabo la recolección de agua, se cuenta con bombas de pozo profundo o de captación (fig. IV.2), con una presión de descarga de 7 Kg/cm^2 y que son accionadas por motores eléctricos.

IV.2.6. ACUEDUCTOS DE RECOLECCION.

Para conducir el agua de los pozos de captación a la planta de tratamiento de inyección, se cuenta con un acueducto de 6" de ϕ . Previamente a la introducción del agua al acueducto, ésta pasa por un desarenador y una válvula de retención (Check). (fig. IV.5).

IV.2.7. TRATAMIENTO.

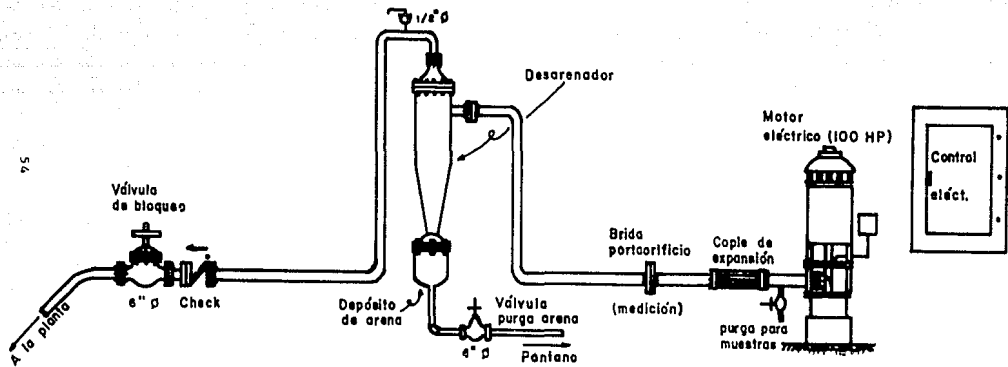


fig. IV. 5.- Pozo de captación.

En el Distrito de Agua Dulce, Veracruz, se utilizan grandes cantidades de agua tratada para la inyección, por lo que se diseñaron modelos o estaciones de bombeo y distribución con objeto de estandarizar los equipos, haciendo factible el intercambio de refacciones y menos costoso su mantenimiento; así por ejemplo, en la planta Sánchez Magallanes Flanco Norte, se utilizan 32 000 -- BPD de agua tratada, como se muestra en la fig. IV.6.

Para que el agua de inyección cumpla con los requerimientos necesarios para ser inyectada, es necesario que ésta pase por algunos equipos para su limpieza y además se le realicen análisis -- químicos.

A continuación se mencionan los equipos y análisis del agua de inyección:

a) Desarenadores. Los desarenadores quedan localizados a la descarga de los pozos de captación y en capacidad y en número tal, que siempre pase por ellos toda el agua que entra al sistema de conducción a la planta, eliminando del flujo de agua todas las -- partículas sólidas que pueda traer el acuífero. (fig. IV.5)

b) Equipo de filtración. El equipo de filtración para el Campo -- Sánchez Magallanes, tiene una capacidad de 32 000 BPD con una -- presión máxima de operación de 7 Kg/cm^2 . El control de los ci-- clos de filtrado y retrolavado es de operación automática regula -- do por presión diferencial.

El diseño de los filtros son para operación continua y de flujo

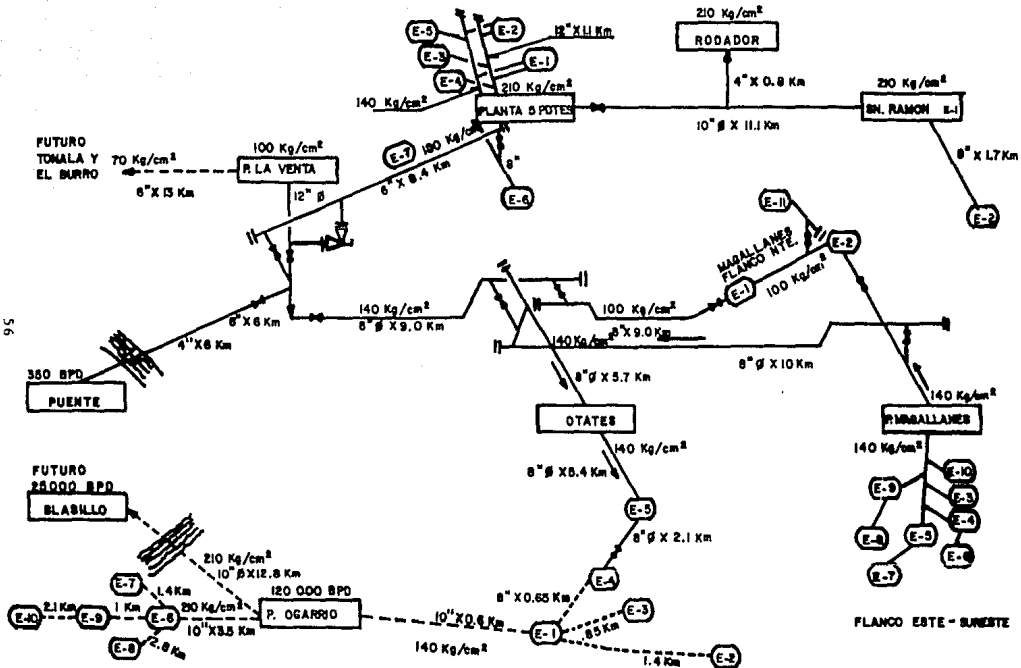


fig. IV.6.-Red de tuberías troncales.

rápido; para eliminar la turbidez de menos de 20 ppm se consideró conveniente que los bancos de filtración se formen por unidades del tipo superflujo, donde la velocidad de diseño del flujo no excede los 450 lt/min/m^2 , contando para ésto, con distribuidores, colectores y el empacamiento de grava. (figs. IV.7 y IV.8)

c) Análisis del agua de alimentación. El análisis que se le realiza al agua que se inyecta a los yacimientos, se muestra en las tablas IV.2 y IV.3.

Este análisis se efectúa en los siguientes puntos:

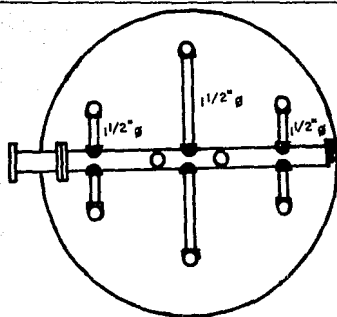
- A.- A la salida del pozo de captación.
- B.- A la entrada de los filtros.
- C.- A la salida de los filtros.
- D.- En la estación de distribución.

IV.2.8. MOTOBOMBAS DE ALTA PRESION.

El equipo de bombeo consta de seis motobombas, de las cuales trabajan tres y tres quedan disponibles por si falla o fallan alguna de las tres que se encuentran en operación.

IV.2.9. INSTRUMENTACION.

La operación del módulo es automático con sistema de alarma y paro por condiciones anormales de operación, como son: baja presión de succión, alta presión de descarga, baja o alta presión de aire



DISTRIBUIDOR SUPERIOR

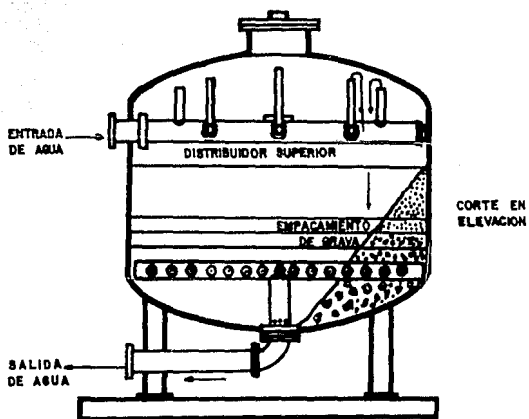
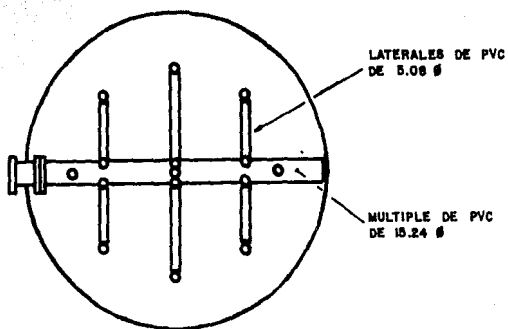
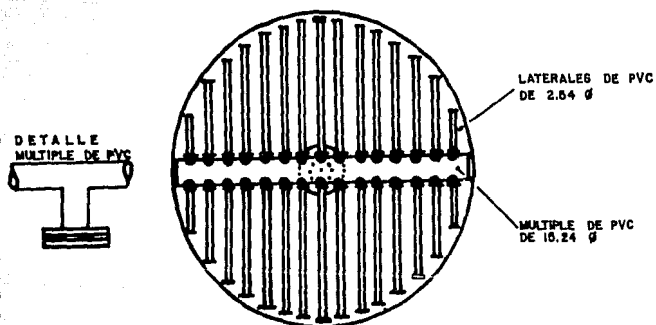


fig. IV.7.- Filtro de arena para la planta de inyección.



DISTRIBUIDOR SUPERIOR



COLECTOR INFERIOR

fig. IV. 8.- Colector y Distribuidor. Filtro de arena para la planta de inyección.

CAMPO: SANCHEZ MAGALLANES FLANCO NORTE

A.- A la salida del pozo de captación. C.- A la salida de los filtros.
 B.- A la entrada de los filtros. D.- En la estación de distribución.

ANALISIS DEL AGUA INYECTADA

| DETERMINACION | A | B | C | D |
|--|---|---|---|---|
| POTENCIAL HIDROGENO PH | | | | |
| INDICE DE ESTABILIDAD | | | | |
| TEMPERATURA °C | | | | |
| DENSIDAD g/cm ³ | | | | |
| PENDIENTE FILTRO MILIPORO (0.45u) | | | | |
| SOLIDOS FILTRADOS mg/l. (0.45u) | | | | |
| VELOCIDAD DE CORROSION M.P.A. | | | | |
| BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS COL./CC. | | | | |
| BACTERIAS AEROBIAS TOTALES COL./CC. | | | | |
| FIERRO ppm. como Fe ⁺⁺⁺ | | | | |
| ACIDO SULFHDRIICO " como H ₂ S | | | | |
| OXIGENO DISUELTO " " O ₂ | | | | |
| BIOXIDO DE CARBONO " " CO ₂ | | | | |
| CLORUROS " " NaCl | | | | |
| SULFATOS " " Na ₂ SO ₄ | | | | |
| S. T. D. " " CaCO ₃ | | | | |
| DUREZA DE CALCIO " " " | | | | |
| DUREZA DE MAGNESIO " " " | | | | |
| DUREZA TOTAL " " " | | | | |
| ALCALINIDAD A LA F. " " " | | | | |
| ALCALINIDAD TOTAL " " " | | | | |
| BICARBONATOS " " HCO ₃ | | | | |
| TURBIEDAD " " SiO ₂ | | | | |
| SILICE SOLUBLE " " " | | | | |
| SULFITO RESIDUAL " " SO ₃ | | | | |

C L A S I F I C A C I O N A G U A D E I N Y E C C I O N

| VARIABLES DE CONTROL | C L A S I F I C A C I O N | | | | | |
|--|---------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------|
| | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | 20 |
| FILTRO DE MEMBRANA (0.45 u) | 0- 0.09 | 0.10- 0.29 | 0.30- 0.49 | 0.50- 0.99 | 1.00- 1.79 | 1.80 + |
| SOLIDOS FILTRADOS (0.45 u) mg/l | 0- 0.40 | 0.50- 0.90 | 1.00- 2.40 | 2.50- 4.90 | 5.00- 9.90 | 10.0 + |
| VELOCIDAD DE CORROSION M.P.A. | 0 | 0.01- 0.09 | 0.10- 0.99 | 1.00- 4.90 | 5.00- 9.90 | 10.0 + |
| O X I G E N O p.p.m. | 0 | 0- 0.02 | 0.20- 0.30 | 0.30- 0.40 | 0.50- 0.90 | 1.00 + |
| INCREMENTO DE FIERRO TOTAL lb/día/1000 pies ² | 0 | 0.001 0.011 | 0.012 0.110 | 0.12- 0.59 | 0.60- 11.0 | 1.20 + |
| INCREMENTO TOTAL DE SULFUROS lb/día/1000 pies ² | 0 | 0.001 | 0.002 0.004 | 0.005 0.009 | 0.01- 0.019 | 0.02 + |
| BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS col./cm ³ | 0 | 1.0- 5.0 | 6.0- 9.0 | 10.0- 20.0 | 30.0- 90.0 | 100.0 + |
| BACTERIAS AEROBIAS TOTALES col./cm ³ | 0 | 1.0- 99.0 | 100.0 999.0 | 1000 9999 | 10000 99999 | 100000 + |

T A B L A I V . 3

| VALOR DE CLASIFIC. | C L A S I F I C A C I O N |
|--------------------|---|
| 1 | EL SISTEMA ESTA EN LAS MEJORES CONDICIONES CON RESPECTO A ESTA VARIABLE -IDEAL-. |
| 2 | EL SISTEMA ESTA EN MUY BUENAS CONDICIONES CON RESPECTO A ESTA VARIABLE. NO IDEAL PERO SUSTANCIAL - MENTE MEJOR QUE UN SISTEMA EN OPERACION NORMAL Y SIN PROBLEMAS. |
| 3 | EL SISTEMA ESTA EN BUENAS CONDICIONES, CONDICIONES NORMALES PARA OPERAR SIN PROBLEMAS. |
| 5 | EL SISTEMA ESTA EN CONDICIONES ACEPTABLES. LA CONDICION NO ES TAN BUENA COMO LA NORMAL PARA UNA - OPERACION SIN PROBLEMAS. ES POSIBLE QUE EL SISTEMA VAYA A PRESENTAR ALGUNA DIFICULTAD, DE AQUI EL INCREMENTO EN SU NUMERO DE CLASIFICACION. |
| 10 | EL SISTEMA ESTA EN REGULARES CONDICIONES. PUEDEN SOBREVENIR PROBLEMAS SERIOS SI LAS CONDICIONES - ACTUALES PREVALECEAN, DE AQUI EL FUERTE INCREMENTO EN SU NUMERO DE CLASIFICACION. |
| 20 | EL SISTEMA TIENE PROBLEMAS. ESTAS CONDICIONES CAUSARAN UNA PERDIDA GRAVE EN LA INYECTIVIDAD O UNA CORROSION SERIA, O AMBAS COSAS, DE AQUI EL VALOR TAN ALTO EN LA CLASIFICACION. |

T A B L A IV.3 (Cont.)

de instrumento, baja presión de descarga, vibraciones anormales, etc.

Además cuenta con una estación central de medición de flujo de salida, purga para muestra del producto de salida, manómetros, termómetros, etc.

IV.3. POZOS INYECTORES.

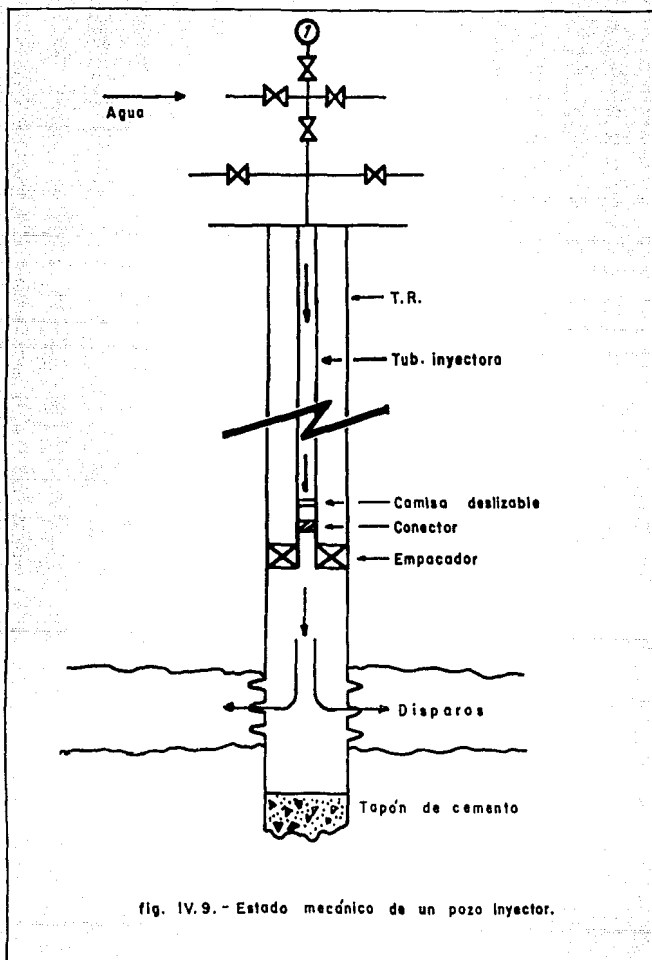
En el Campo Sánchez Magallanes Flanco Norte, hasta diciembre de 1988, se tienen acondicionados 33 pozos inyectores. El estado mecánico de un pozo inyector se muestra en las figs. IV.9 y IV.10.

IV.4. RED DE DISTRIBUCION.

De la planta de inyección el agua se descarga a las redes y/o estaciones de distribución, como se muestra en las figs. IV.11, -- IV.12 y IV. 13, pasando posteriormente a los cabezales de distribución (fig. IV.14) y de ahí a cada pozo inyector (fig. IV.15).

IV.5. OPERACION Y MANEJO DE UN POZO INYECTOR.

En el Campo Sánchez Magallanes se utilizan los pozos productores que ya no tienen posibilidades de aportar más hidrocarburos, como pozos inyectores, acondicionándolos previamente, siempre y -- cuando su localización convenga al desarrollo del proyecto. Esto se hace debido a que es más económico acondicionar un pozo productor, que perforar uno para hacerlo inyector.



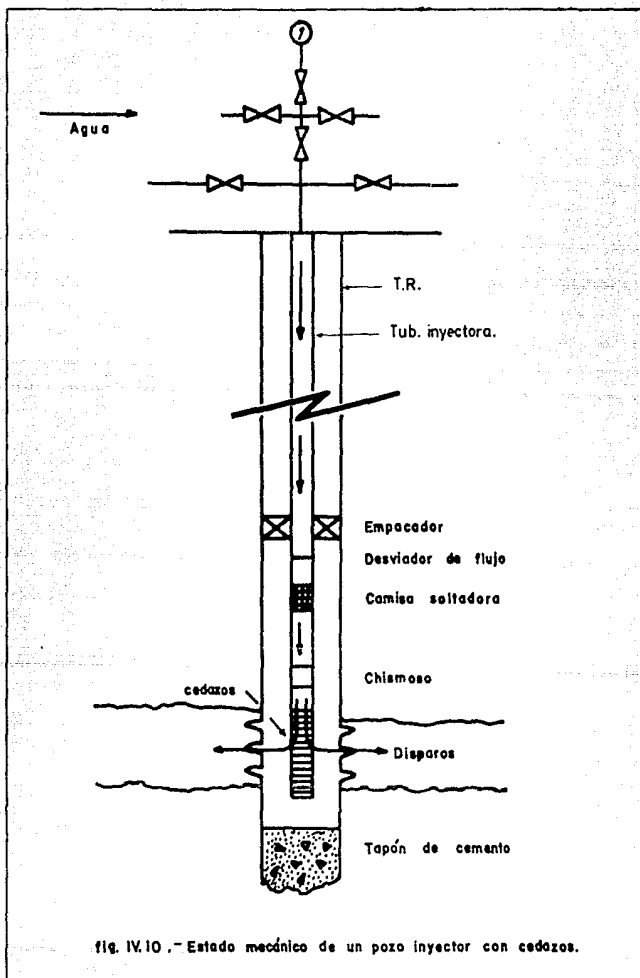
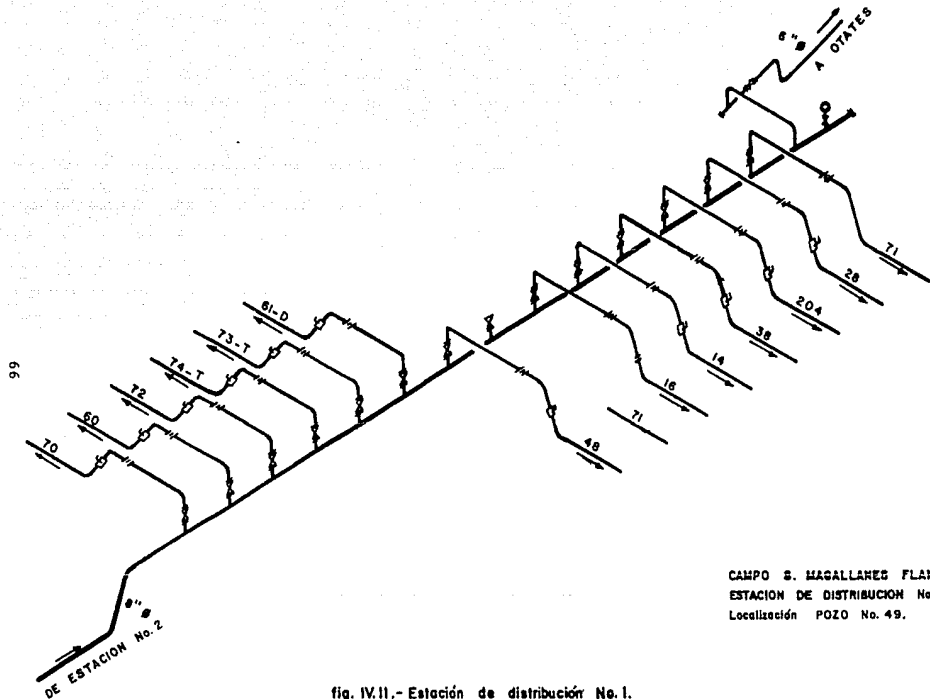
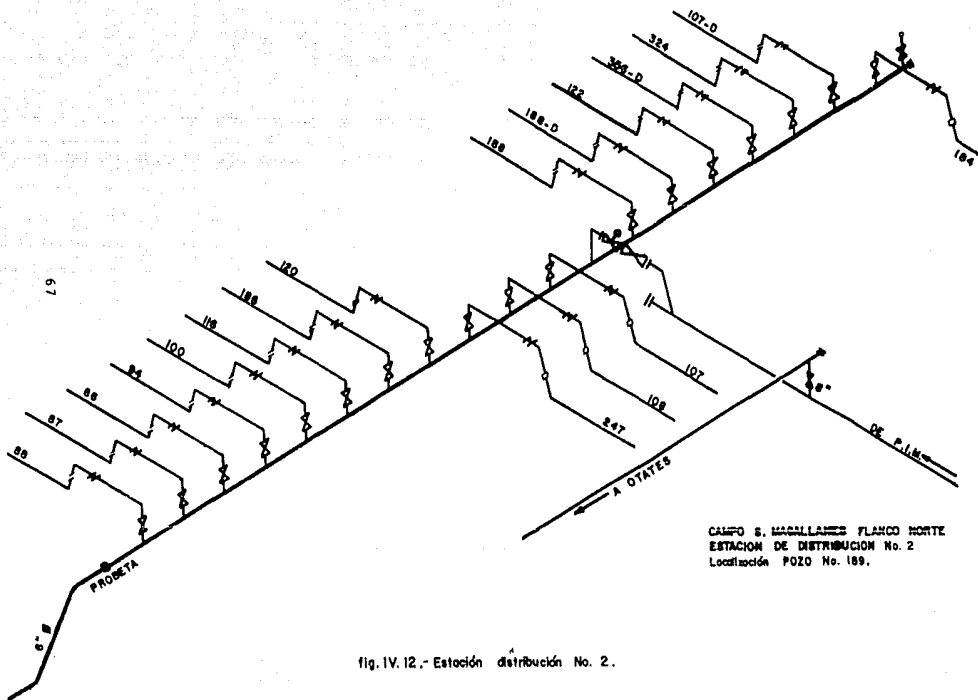


fig. IV.10 .- Estado mecánico de un pozo inyector con cedazos.



CAMPO S. MAGALLANES FLANCO NTE.
 ESTACION DE DISTRIBUCION No.1
 Localización POZO No. 49.

fig. IV.II.- Estación de distribución No.1.



CALFO S. MACALLANES FLANCO NORTE
 ESTACION DE DISTRIBUCION No. 2
 Localización POZO No. 189.

fig. IV. 12.- Estación distribución No. 2.

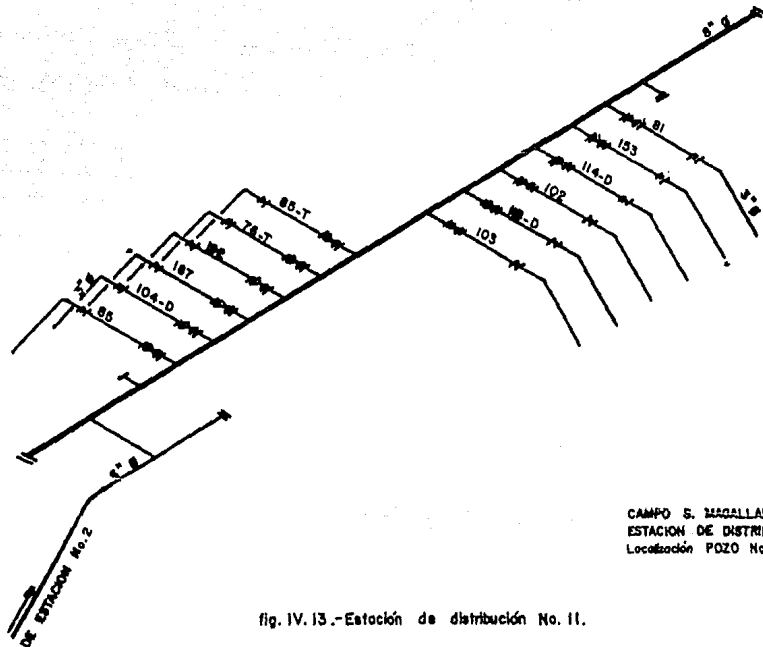
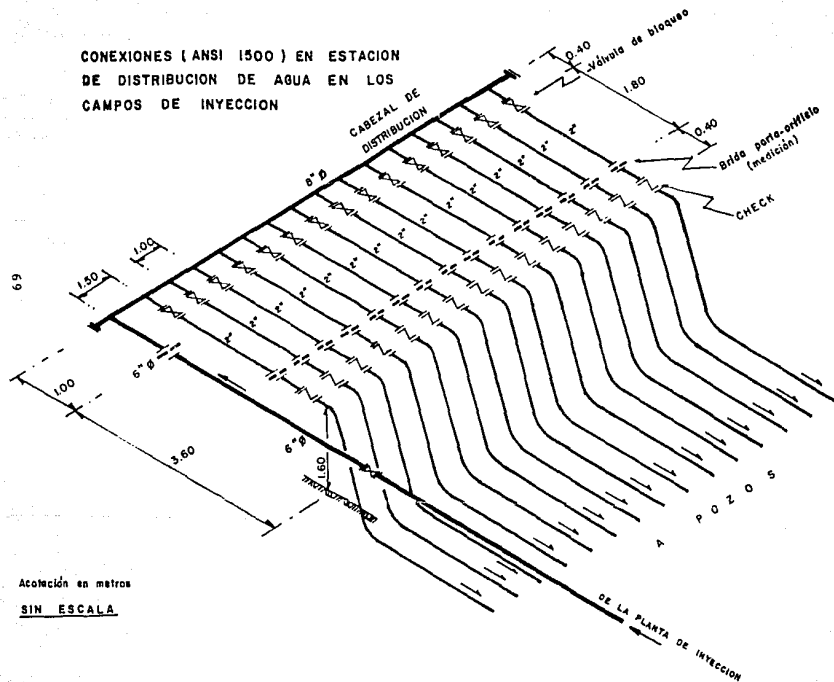


fig. IV. 13.- Estación de distribución No. 11.

CONEXIONES (ANSI 1500) EN ESTACION
DE DISTRIBUCION DE AGUA EN LOS
CAMPOS DE INYECCION



Acomodación en metros

SIN ESCALA

fig. IV.14.-Cabezal de distribución.

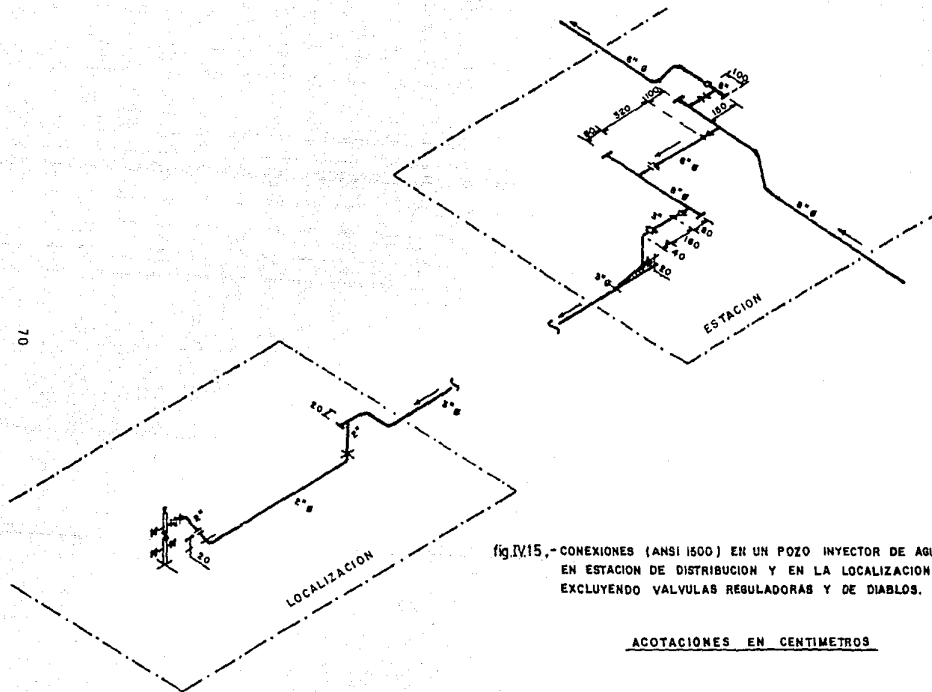


fig.IV.15.- CONEXIONES (ANSI 1500) EN UN POZO INYECTOR DE AGUA, EN ESTACION DE DISTRIBUCION Y EN LA LOCALIZACION, EXCLUYENDO VALVULAS REGULADORAS Y DE DIABLOS.

ACOTACIONES EN CENTIMETROS

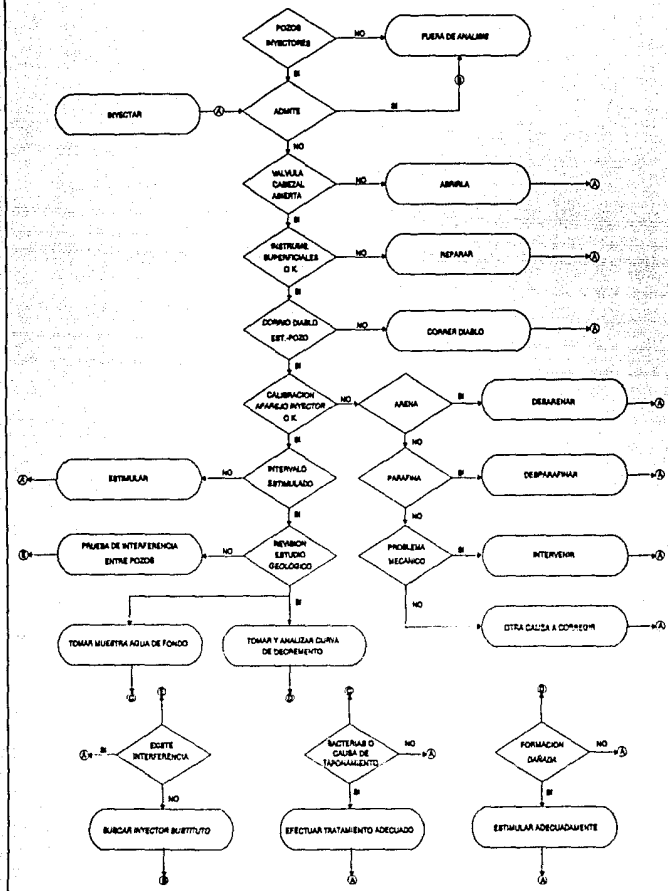
Al acondicionar un pozo se debe verificar que éste se encuentre en la parte más baja del yacimiento, esto con el fin de que el agua inyectada barra con el aceite de los pozos productoras.

Durante la vida operativa de un pozo productor, se presentan muchos problemas, como: arenamientos, parafinamientos, problemas mecánicos, instalaciones superficiales en mal estado, formaciones dañadas, problemas de interferencia entre pozos, etc.; por lo tanto, para acondicionar un pozo como inyector es necesario hacer previamente un estudio del estado en que se encuentra dicho pozo.

En la fig. IV.16 se presenta un diagrama de flujo para operar un pozo inyector.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA OPERAR UN POZO INYECTOR

fig. IV.16



C A P I T U L O V

COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA

V.1. RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA.

El proceso de recuperación secundaria más utilizado es el de la inyección de agua, ya que es un procedimiento en el que con solo acondicionar pozos ya existentes, como inyectores o productores e invertir en las instalaciones de inyección y en las labores -- propias del bombeo de agua a la formación, por lo general se obtiene una recuperación adicional a la lograda en la vida primaria a un costo menor.

El Campo Sánchez Magallanes es el segundo del Distrito de Agua - Dulce, Veracruz, en el que se pone en práctica un proceso de recuperación secundaria de este tipo.

V.2. PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

Los métodos que son más utilizados para el cálculo del comportamiento de un yacimiento por inyección de agua, son las teorías - de flujo fraccional y de desplazamiento frontal de fluidos establecidas por D'Arcy y Buckley-Leverett.

En este trabajo se aplicarán los métodos de Buckley-Leverett y - de Welge.

La ecuación utilizada en el primer método es la de flujo fraccional:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_{oA}}{\mu_o Q_t} \frac{\partial P_c}{\partial s} - g(\rho_w - \rho_o) \sin \alpha}{1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}} \quad \text{V.1} *$$

Si se consideran despreciables las fuerzas capilares y las gravitacionales, la ecuación V.1 quedará de la forma siguiente:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}} \quad \text{V.2} \quad *$$

En el denominador de las ecuaciones V.1 y V.2 pueden tomarse permeabilidades relativas, ya que $K_o/K_w = K_{ro}/K_{rw}$, puesto que $K_{ro} = K_o/K_{abs}$ y $K_{rw} = K_w/K_{abs}$.

V.2.1. PREMISAS DE LA TEORIA DE BUCKLEY-LEVERETT.

- Considera un medio homogéneo.
- Considera flujo lineal.
- Existe flujo solamente de dos fases en el yacimiento (no existe gas libre).
- El desplazamiento entre los fluidos es inmisible.
- La presión de desplazamiento es constante.
- El gasto es constante.
- Fluidos incompresibles (para el gas, al tener presión de desplazamiento constante, el gas se comporta como un fluido incompresible).

V.3. CALCULO DEL FLUJO FRACCIONAL.

Datos:

$$\mu_o = 1.8 \text{ cp.}$$

$$\mu_w = 0.5 \text{ cp.}$$

$$\theta = 0^\circ$$

| 1. | 2. | 3. | 4. | 5. |
|-------|-----------------|-----------------------------------|----------|-------------------|
| s_w | K_{ro}/K_{rw} | $\frac{K_{ro}\mu_w}{K_{rw}\mu_o}$ | 1+(3) | $f_{w^*} = 1/(4)$ |
| 0.30 | 44.0000 | 12.22222 | 13.22222 | 0.07563 |
| 0.40 | 8.0000 | 2.22222 | 3.22222 | 0.31034 |
| 0.50 | 1.5000 | 0.41666 | 1.41666 | 0.70588 |
| 0.60 | 0.2700 | 0.07500 | 1.07500 | 0.93023 |
| 0.70 | 0.0480 | 0.01333 | 1.01333 | 0.98684 |
| 0.80 | 0.0090 | 0.00250 | 1.00250 | 0.99750 |
| 0.90 | 0.0016 | 0.00044 | 1.00044 | 0.99956 |
| 1.00 | 0.0003 | 0.00008 | 1.00008 | 0.99992 |

Debido a que los cálculos son similares para los seis yacimientos, éstos se realizaron para el yacimiento 16-I y los resultados de los restantes se dan en las tablas V.1 a V.6.

* Ver apéndice B.

| YAC. 12-I | | YAC. 16-I | | YAC. 16-VII | | YAC. 20-VIII | | YAC. 23A-XV | | YAC. 24-XVB | |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| S _w | f _w | S _w | f _w | S _w | f _w | S _w | f _w | S _w | f _w | S _w | f _w |
| 0.325 | 0.006698 | 0.3 | 0.07563 | 0.30 | 0.0038222 | 0.300 | 0.0182324 | 0.35 | 0.00955 | 0.325 | 0.011236 |
| 0.350 | 0.0345472 | 0.4 | 0.31034 | 0.35 | 0.0411061 | 0.350 | 0.2443877 | 0.40 | 0.0697175 | 0.350 | 0.033051 |
| 0.400 | 0.1938394 | 0.5 | 0.70588 | 0.40 | 0.1665833 | 0.400 | 0.6944464 | 0.45 | 0.2187481 | 0.400 | 0.168425 |
| 0.450 | 0.5090401 | 0.6 | 0.93023 | 0.45 | 0.4000238 | 0.450 | 0.9370536 | 0.50 | 0.4498431 | 0.450 | 0.422327 |
| 0.500 | 0.8092536 | 0.7 | 0.98684 | 0.50 | 0.6699922 | 0.500 | 0.9933924 | 0.55 | 0.6864045 | 0.500 | 0.692313 |
| 0.550 | 0.9518311 | 0.8 | 0.99750 | 0.55 | 0.8652362 | 0.525 | 0.9971544 | 0.60 | 0.8556594 | 0.550 | 0.868527 |
| 0.600 | 0.9932403 | 0.9 | 0.99956 | 0.60 | 0.9624514 | 0.600 | 1.0000000 | 0.65 | 0.9483544 | 0.600 | 0.953354 |
| 0.650 | 1.0000000 | 1.0 | 0.99992 | 0.65 | 0.9984050 | 0.700 | 1.0000000 | 0.70 | 0.9869118 | 0.650 | 0.986636 |
| 0.700 | 1.0000000 | - | - | 0.70 | 1.0000000 | 0.800 | 1.0000000 | 0.75 | 0.9987000 | 0.700 | 0.996939 |
| 0.800 | 1.0000000 | - | - | 0.80 | 1.0000000 | 0.900 | 1.0000000 | 0.80 | 1.0000000 | 0.800 | 1.000000 |
| 0.900 | 1.0000000 | - | - | 0.90 | 1.0000000 | 1.000 | 1.0000000 | 0.90 | 1.0000000 | 0.900 | 1.000000 |
| 1.000 | 1.0000000 | - | - | 1.00 | 1.0000000 | - | - | 1.00 | 1.0000000 | 1.000 | 1.000000 |

TABLA V.1.- Resultados de Saturación de agua VS Flujo fraccional.

Para determinar la saturación de agua media atrás del frente se utilizó la técnica de Welge que consiste en graficar los valores de flujo fraccional de agua (f_w) contra la saturación de agua (S_w). Desde el punto dado por las coordenadas $f_w = 0$ y S_{wi} = Saturación de agua inicial, se traza una recta tangente a la curva de flujo fraccional y donde la tangente corte a $f_w = 1$ determina el valor de la saturación de agua media atrás del frente.

Así mismo, el punto de tangencia proporciona la saturación de agua en el frente (figs. V.1 a V.6).

TABLA V.2.- Resultados de saturaciones.

| SATURACIONES | Y A C I M I E N T O S | | | | | |
|---------------|-----------------------|-------|--------|---------|--------|--------|
| | 12-I | 16-I | 16-VII | 20-VIII | 23A-XV | 24-XVB |
| S_{wi} (%) | 28.0 | 21.5 | 25.0 | 27.0 | 29.0 | 27.2 |
| S_{or} (%) | 30.1 | 20.4 | 31.1 | 35.5 | 20.4 | 29.5 |
| S_f (%) | 52.9 | 54.5 | 56.5 | 43.0 | 59.8 | 54.0 |
| S_{waf} (%) | 55.0 | 60.05 | 59.5 | 45.05 | 65.0 | 59.5 |

donde:

- S_{wi} : Saturación inicial de agua.
- S_{or} : Saturación de aceite residual.
- S_{wf} : Saturación de agua en el frente.
- S_{waf} : Saturación de agua media atrás del frente.

CAMPO MAGALLANES

ARENA 12. BLOQUE I.

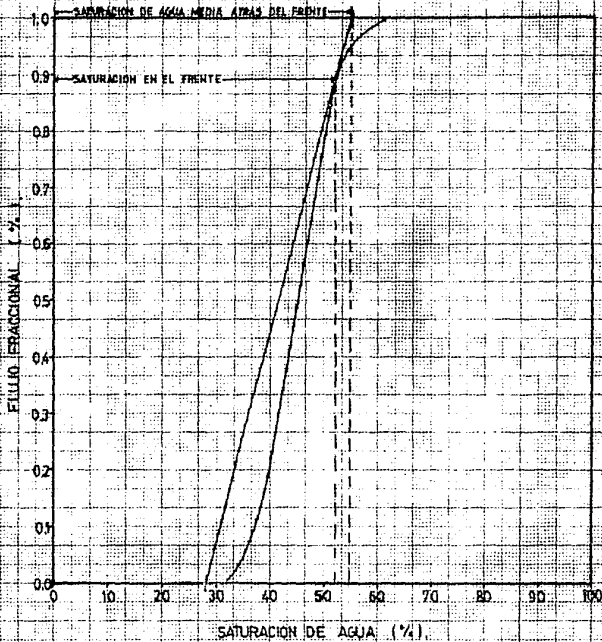


fig.VI.- Flujo Fraccional vs. Saturación de Agua

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

CAMPO MAGALLANES

ARENA 15 BLOQUE I

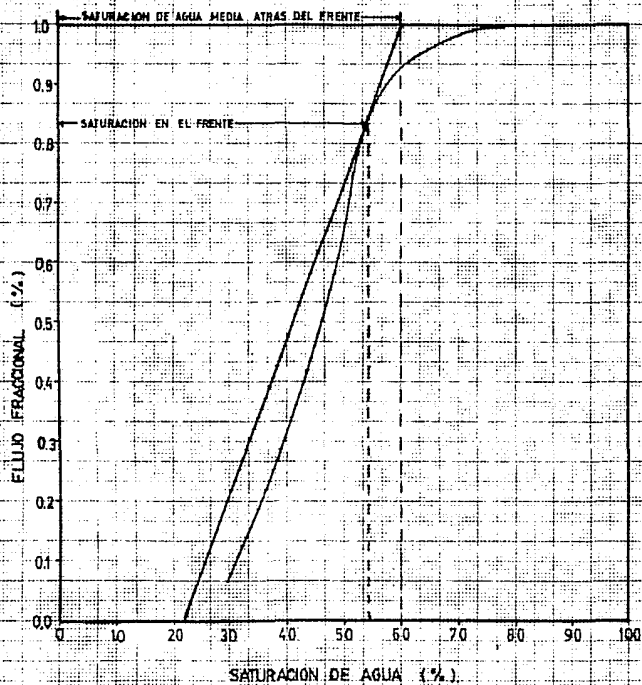


fig.V.2. Flujo Fraccional vs. Saturación de Agua.

CAMPO MAGALLANES
ARENA 16 BLOQUE VII.

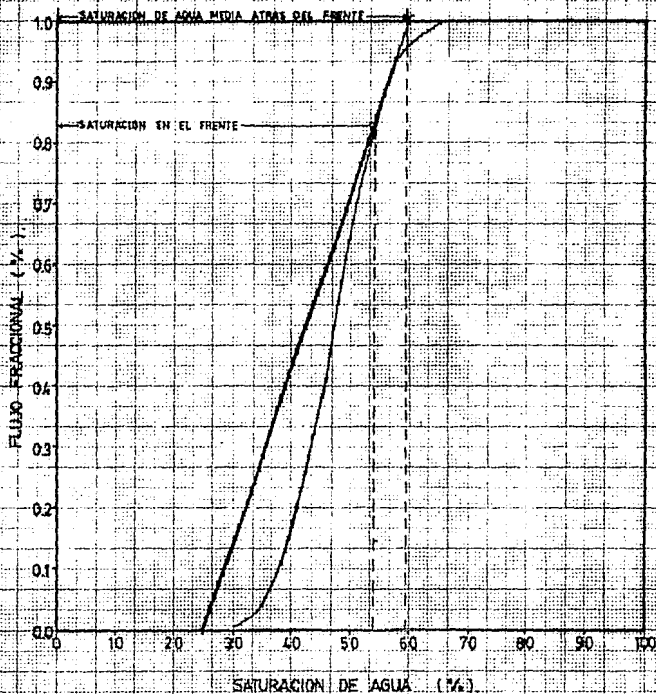


fig.V3.-Flujo Fraccional vs. Saturación de Agua.

CAMPO MAGALLANES

ARENA 20 BLOQUE VIII

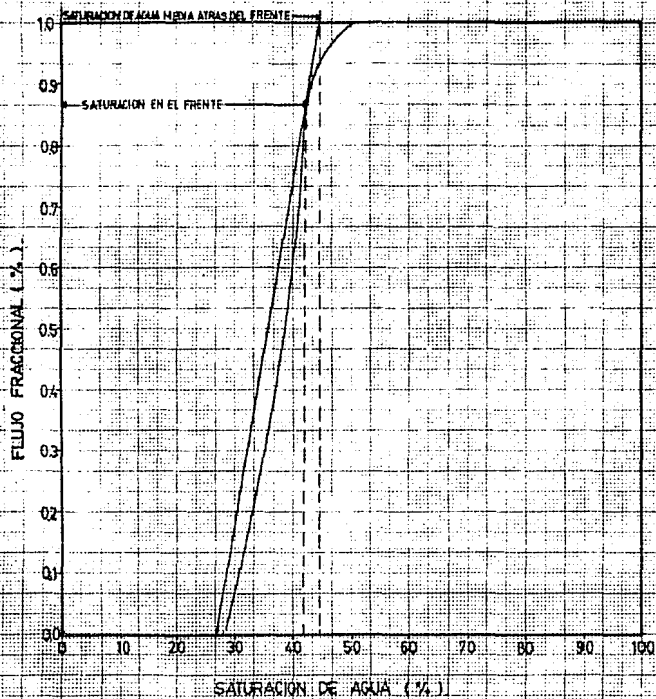


Fig. 4. - Flujo Fraccional vs. Saturación de Agua

CAMPO MAGALLANES
ARENA 23A BLOQUE XV.

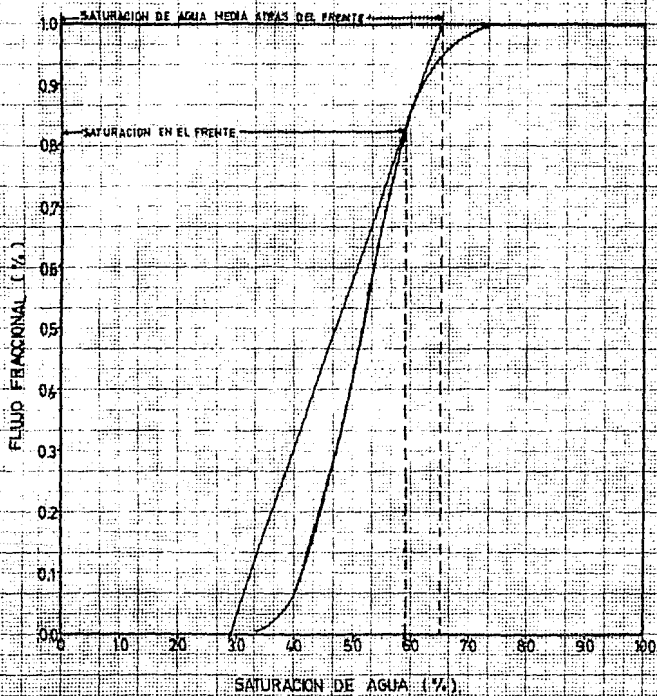


Fig. 45. Flujos Fraccionales vs. Saturación de Agua (%).

CAMPO MAGALLANES
ARENA 24 BLOQUE XV-B

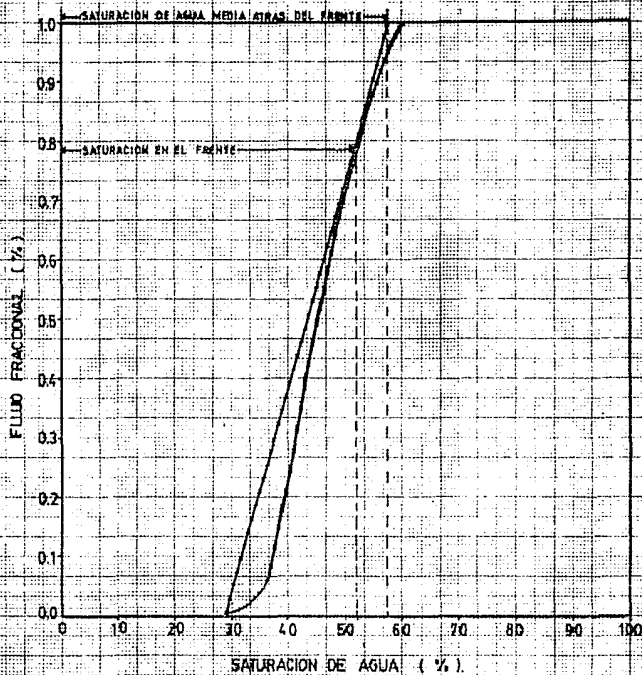


fig.V.5.-Flujo Fraccional vs. Saturación de Agua

V.5. CALCULO DEL AVANCE FRONTAL O FRENTE DE DESPLAZAMIENTO.

Para el cálculo del frente, en la inyección de agua se utilizó la siguiente ecuación:

$$X = \frac{Q_t * t}{A * \phi} \left(\frac{f_w}{S_w} \right)_{S_w} \quad \text{V.3} *$$

donde:

X : Frente de desplazamiento.

Q_t : Gasto total de inyección.

t : Tiempo de inyección.

A : Area del yacimiento.

ϕ : Porosidad.

f_w/S_w : Pendiente de la tangente a la curva f_w vs S_w .

Datos:

$$Q_t = 12\ 600.0 \text{ BPD.}$$

$$t = 3\ 315.0 \text{ días.}$$

$$A = 269\ 097.75 \text{ pie}^2.$$

$$\phi = 23.90 \%$$

Graficando los valores obtenidos con la ec. V.3 se obtienen las figuras V.7 a V.12.

* Ver apéndice C.

| S_w (%) | f_w / S_w | X (pie). |
|--------------|-------------|--------------|
| 0.80 | 0.05 | 32.472529 |
| 0.70 | 0.12 | 77.934070 |
| 0.60 | 1.00 | 649.450580 |
| 0.50 | 3.236 | 2 101.622100 |
| 0.40 | 2.778 | 1 804.173700 |
| 0.30 | 1.846 | 1 198.885800 |

Saturación de agua VS frente de desplazamiento.

V.6. CALCULO DE LA RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA.

El cálculo de esta recuperación, será en base a un método gráfico. Consistiendo en la relación de áreas (área barrida y área de todo el sistema), considerando al yacimiento o yacimientos en cuestión como sistemas, esto es:

$$Rec = \frac{A}{A + B} \quad V.4$$

donde:

A : Area barrida.

A+B: Area de todo el sistema.

V.6.1. PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

La recuperación que se obtuvo, fué calculada a partir de la fecha en que se empezó a inyectar en los diferentes yacimientos.

| YAC. 12-I | | YAC. 16-I | | YAC. 16-VII | | YAC. 20-VIII | | YAC. 23A-XV | | YAC. 24-XVB | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|----------------|-----------|----------------|-----------|----------------|-----------|----------------|-----------|
| S _w | X | S _w | X | S _w | X | S _w | X | S _w | X | S _w | X |
| 0.90 | 0.0 | 0.80 | 0.0 | 0.70 | 0.0 | 0.60 | 0.0 | 0.70 | 196.7391 | 0.70 | 0.0 |
| 0.80 | 0.0 | 0.70 | 77.9341 | 0.60 | 247.89485 | 0.50 | 81.4617 | 0.60 | 1129.6026 | 0.65 | 194.1617 |
| 0.70 | 0.0 | 0.60 | 649.4506 | 0.50 | 885.33879 | 0.45 | 423.6009 | 0.50 | 2070.9380 | 0.60 | 435.0963 |
| 0.60 | 259.7541 | 0.50 | 2101.6221 | 0.40 | 796.80492 | 0.40 | 1985.6295 | 0.40 | 573.4905 | 0.55 | 1648.3934 |
| 0.50 | 3975.8282 | 0.40 | 1804.1737 | 0.35 | 150.97356 | 0.35 | 1412.0032 | 0.35 | 227.8032 | 0.50 | 3631.0764 |
| 0.40 | 4348.5621 | 0.30 | 1198.8858 | - | - | 0.30 | 317.7007 | - | - | 0.45 | 3698.3189 |
| 0.35 | 1739.4249 | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.40 | 2919.7252 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.35 | 665.6973 |

TABLA V.3.- Saturación de agua VS frente de desplazamiento.

| YAC. 12-I | | YAC. 16-I | | YAC. 16-VII | | YAC. 20-VIII | | YAC. 23A-XV | | YAC. 24-XVB | |
|-----------|--------|-----------|--------|-------------|-------|--------------|--------|-------------|--------|-------------|--------|
| S_{wf} | X_f | S_{wf} | X_f | S_{wf} | X_f | S_{wf} | X_f | S_{wf} | X_f | S_{wf} | X_f |
| 52.90 | 2980.0 | 54.5 | 1430.0 | 56.5 | 500.0 | 43.0 | 1160.0 | 59.8 | 1210.0 | 54.0 | 2140.0 |

TABLA V.4.- Saturación de agua en el frente y posición del frente.

| AREAS | YAC. 12-I | | YAC. 16-I | | YAC. 16-VII | | YAC. 20-VIII | | YAC. 23A-XV | | YAC. 24-XVB | |
|----------|-----------|-------------------|-----------|---------------------|-------------|-------------------|--------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| | A | B | A | B | A | B | A | B | A | B | A | B |
| | 4 189.0 | 4*10 ⁴ | 560.0 | 2.5*10 ⁴ | 353.0 | 2*10 ⁴ | 3 707.0 | 4*10 ⁴ | 449.5 | 2*10 ⁴ | 323.9 | 2*10 ⁴ |
| REC. (%) | 9.47973 | | 2.1909233 | | 1.7343881 | | 8.48147 | | 2.1980978 | | 1.5936902 | |

TABLA V.5.- Recuperación por comportamiento primario.

V.6.2. CALCULO DE LA RECUPERACION TOTAL.

Esta recuperación se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$Rec_{TOT} = Rec_{C.P.} + (1 - Rec_{C.P.}) Rec_{iny}$$

donde:

Rec_{TOT} : Recuperación total.

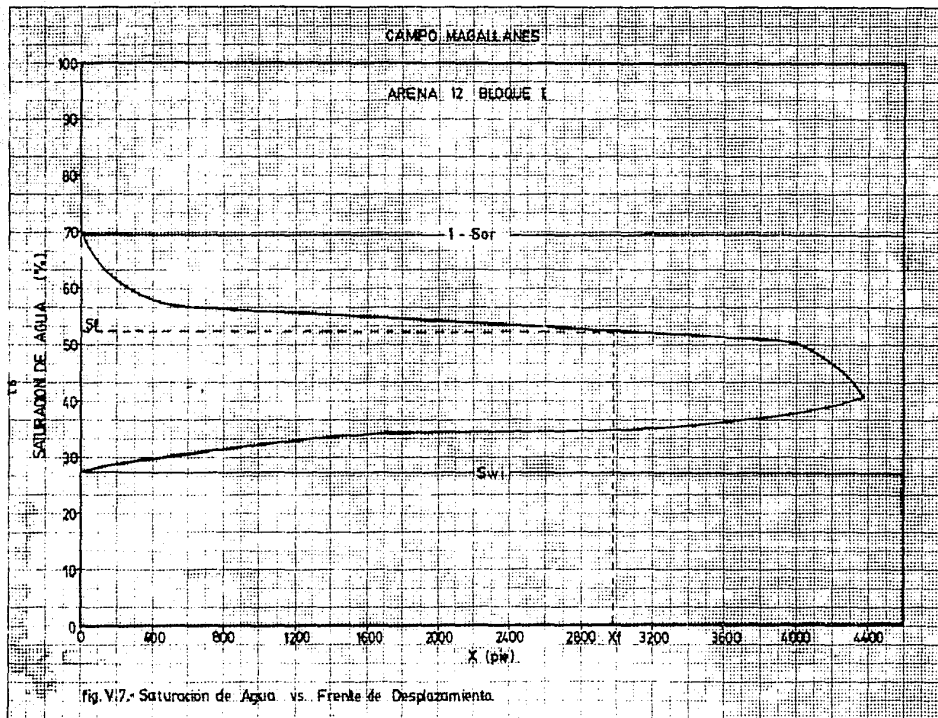
$Rec_{C.P.}$: Recuperación por comportamiento primario.

Rec_{iny} : Recuperación en la etapa de inyección.

Los resultados son mostrados en la siguiente tabla.

| YACIMIENTO | RECUPERACION TOTAL (%) |
|------------|---------------------------|
| 12-I | 24.54728 |
| 16-I | 30.95751 |
| 16-VII | 44.32761 |
| 20-VIII | 18.34515 |
| 23A-XV | 24.79619 |
| 24-XVB | 23.36402 |

TABLA V.6.- Recuperación total por yacimiento.



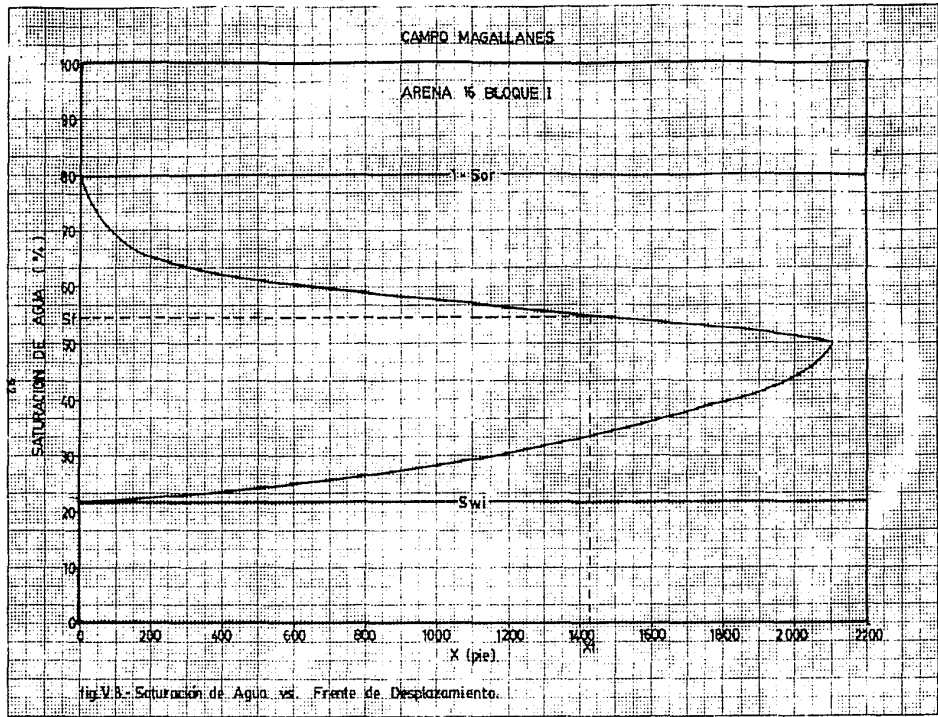


Fig. V.8.- Saturación de Agua vs. Frente de Desplazamiento.

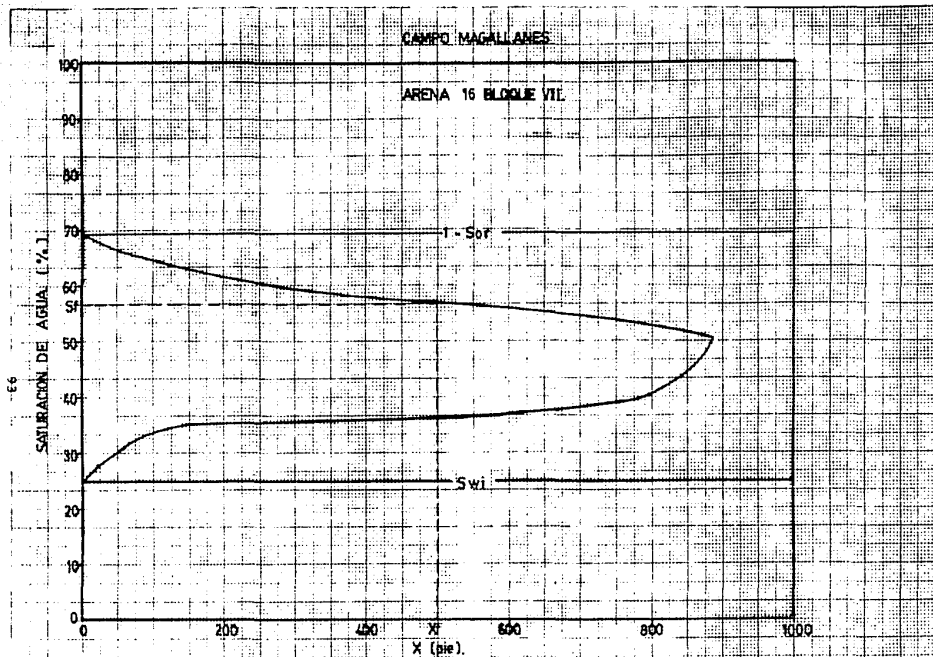
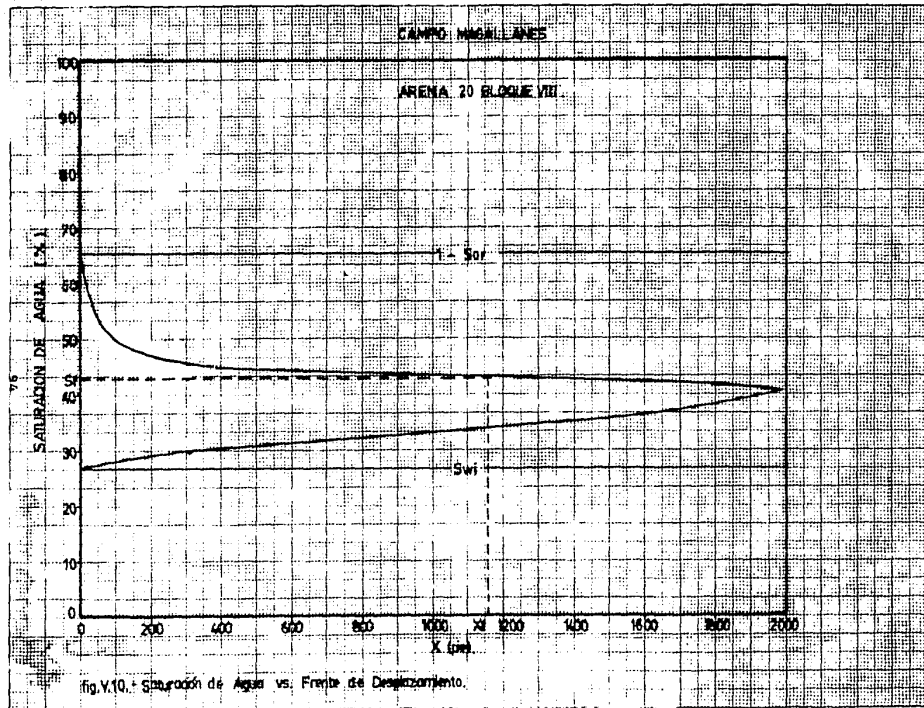


fig.9.- Saturación de Agua vs. Frente de Desplazamiento.



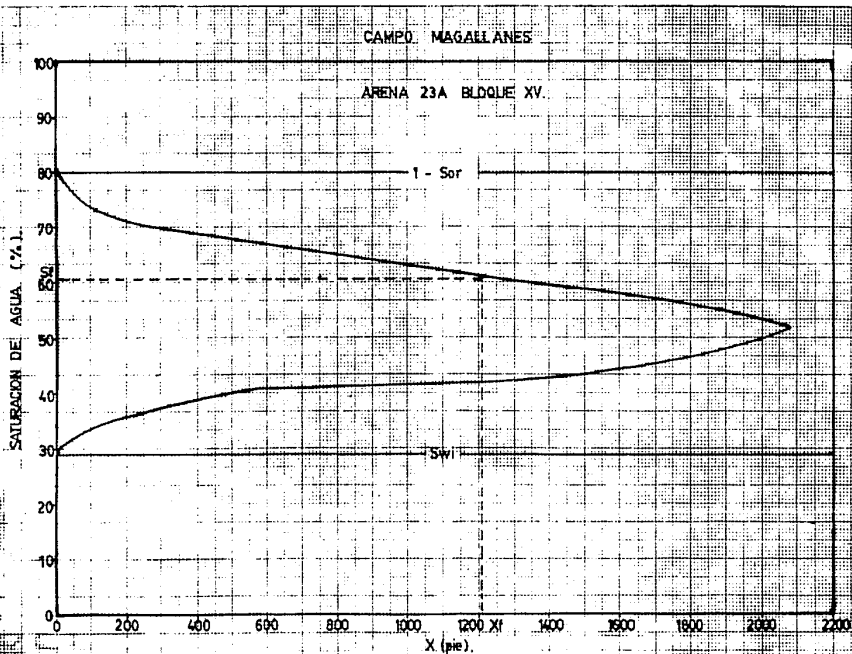


fig.V.11.- Saturación de Agua vs. Frente de Desplazamiento.

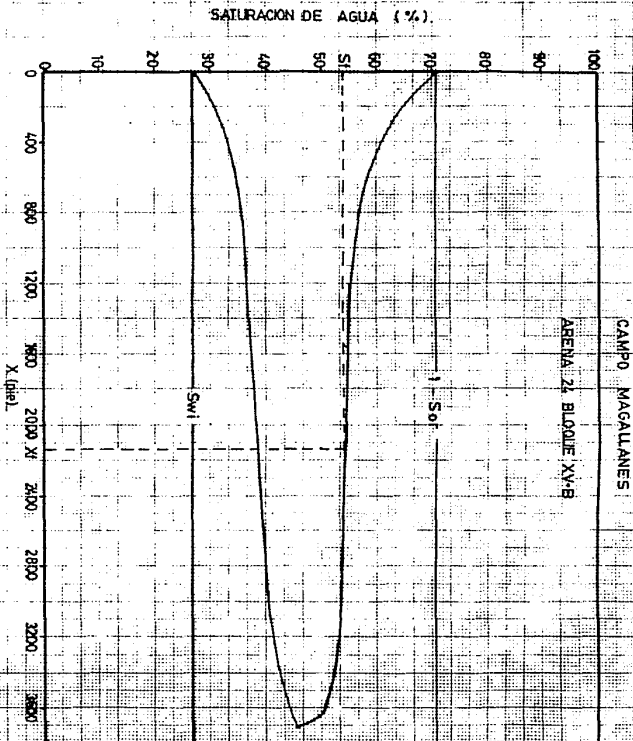


Fig. V/12. - Saturación de Agua vs. Frente de Desplazamiento.

CAPITULO VI

COMPORTAMIENTO REAL

VI.1. OBTENCION DE LA INFORMACION REAL.

En este capítulo se hace una comparación de los resultados obtenidos analíticamente, con los datos reales obtenidos de las historias de producción de los pozos del proyecto de inyección de agua en el Campo Sánchez Magallanes Flanco Norte.

En la tabla VI.1, se observa el tipo de pozo, fecha de acondicionamiento, la producción en las diferentes etapas y los diferentes yacimientos a que pertenecen.

En la tabla VI.2 se resumen las producciones que se han obtenido para cada yacimiento, las cuales fueron obtenidas de las historias de producción de cada pozo. De esta manera se determinó la producción que ha tenido cada yacimiento, de los aquí estudiados, en su vida primaria y secundaria.

VI.2. COMPARACION DE RESULTADOS.

De acuerdo a los resultados obtenidos de la recuperación en los capítulos III, V y VI, se hace una comparación de estos resultados para observar si el comportamiento de la inyección de agua ha sido satisfactorio. Los cálculos se realizan para el yacimiento 16-I y los resultados se muestran en las tablas VI.3 a VI.5.

VI.2.1. PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

| POZO | TIPO | YAC. | FECHA DE ACOND. | N _{pt} (bls) | (Np) _{C.F.} (bls) | (Np) _{R.S.} (bls) | W (bls) |
|------|------|--------|-----------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-------------|
| 4 | P | 16-I | 10-XI-1973 | 161 218.24 | 161 218.24 | - | - |
| 38 | I | 16-I | 12-I-1978 | - | - | - | 983 305.0 |
| 38-D | P | 16-I | | - | - | - | - |
| 48 | I | 12-I | 31-X-1977 | - | 12 763.70 | - | 376 760.0 |
| 49 | P | 12-I | 1-XI-1987 | 63 950.30 | 63 937.107 | 13.20 | - |
| 50 | P | 16-I | 15-XI-1987 | 33 817.50 | - | 33 817.50 | - |
| | | 22A-IC | | - | - | - | - |
| | | 24-XVB | | 64 387.20 | 43 817.00 | 20 568.20 | - |
| 50-D | P | 12-I | 30-XI-1977 | 1 929.60 | - | 1 929.60 | - |
| 51 | P | 16-I | IX-1972 | - | - | - | - |
| | P | 24-XVB | | - | - | - | - |
| 51-D | P | 16-I | 23-XI-1977 | 231 314.83 | 155 902.23 | 75 412.60 | - |
| 52 | P | 24-XVB | 7-XI-1977 | - | 21 982.30 | - | - |
| 60 | I | 12-I | 9-IX-1977 | 102 025.16 | 102 025.16 | - | 298 460.0 |
| 61 | P | 12-I | 17-IV-1978 | 285 062.90 | - | 285 062.90 | - |
| | | 22A-VI | | - | - | - | - |
| 61-D | I | 16-I | 15-XI-1977 | 61 496.86 | 61 496.86 | - | 1 268 675.0 |
| 62 | P | 12-I | 24-XI-1985 | - | - | - | - |
| | I | 16-I | | - | - | - | - |
| 62-D | P | 12-I | III-1980 | - | 12 076.80 | - | - |
| | | 16-I | III-1980 | - | 18 115.20 | - | - |

TABLA VI.1.- Producciones de aceite por pozo.

| FOZO | TIPO | YAC. | FECHA DE ACCND. | N _{pt} (bls) | (Np) _{C.P.} (bls) | (Np) _{RS} (bls) | W (bls) |
|------|------|--------|--------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------|
| 62-T | P | 22-VI | 15-II-1987 | - | - | - | - |
| | P | 24-XVB | - | 14 449.23 | 12 769.65 | 1 679.58 | - |
| 63 | P | 16-I | IX-1960 | - | 44 208.00 | - | - |
| | P | 24-XVB | IX-1960 | 16 945.50 | - | - | - |
| 63-D | P | 12-I | 30-IV-1980 | 332 484.24 | 307 314.47 | 25 169.81 | - |
| | P | 16-I | | 36 968.55 | - | 36 968.55 | - |
| | P | 24-XVB | | 16 515.72 | - | 16 515.72 | - |
| 64 | P | 16-I | 1-I-1985 | 274 229.69 | - | 274 229.69 | - |
| | P | 24-XV | | - | - | - | - |
| 64-D | P | 16-I | II-1960 | - | 68 349.00 | - | - |
| 72 | I | 12-I | 9-IV-1978 | - | - | - | 1 721 285.0 |
| 73 | P | 12-I | 14-XII-1985 | - | - | - | - |
| 73-D | P | 12-I | 14-I-1978 | - | 29 650.00 | - | - |
| 73-T | I | 16-I | 18-VI-1980 | - | S/PRODUCC. | - | 1 097 745.0 |
| | I | 22-VI | | - | - | - | - |
| | I | 24-XVB | | - | S/PRODUCC. | - | - |
| 74 | P | 12-I | 12-II-1978 | 138 711.32 | - | 138 711.32 | - |
| 74-D | P | 12-I | IX-1970 | - | 20 167.00 | - | - |
| 74-T | I | 24-XVB | 28-VII-1982 | 41 234.00 | 41 234.00 | - | 683 175.0 |
| 75 | P | 22-XVB | 28-III-1985 | - | - | - | - |
| | P | 23-XV | | - | - | - | - |
| | P | 23A-XV | | 159 438.40 | 90 465.40 | 68 973.00 | - |

| POZO | TIPO | YAC. | FECHA DE ACOND. | N _{pt} (bls) | (Np) _{C.P.} (bls) | (Np) _{R.S.} (bls) | W (bls) |
|------|------|----------|-----------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-------------|
| 75-D | P | 16-VII | 24-IV-1985 | 12 378.60 | - | 12 378.60 | - |
| | P | 20-VIII | | 249 398.10 | 184 390.60 | 65 007.50 | - |
| 75-T | P | 12-I | 12-X-1977 | 140 749.50 | 140 749.50 | - | - |
| 76 | P | 23A-XV | VII-1977 | - | 11 100.00 | - | - |
| 76-D | P | 16-VII | 25-V-1985 | - | - | - | - |
| | P | 20-VIII | | - | 55 069.60 | - | - |
| | P | 22-VIIIA | | - | - | - | - |
| 76-T | P | 23-XV | 14-V-1980 | - | - | - | - |
| | P | 23A-XV | | - | - | - | - |
| | P | 24-XV | | - | - | - | - |
| 86 | I | 23-XV | 9-XI-1977 | - | - | - | 2 261 255.0 |
| | P | 23A-XV | | 159 140.20 | 159 140.20 | - | - |
| 86-D | P | 12-VII | 4-XII-1982 | - | - | - | - |
| | P | 16-VII | | 324 144.40 | 304 691.00 | 15 453.40 | - |
| 86-T | P | - | - | - | - | - | - |
| 87 | I | 23-XV | 30-XI-1977 | - | - | - | 1 599 555.0 |
| | P | 23A-XV | | 36 886.90 | 36 886.90 | - | - |
| | P | 24-XV | | - | - | - | - |
| 87-D | P | 16-VII | 30-IX-1980 | 750.00 | - | 750.00 | - |
| | P | 20-VIII | | 166 293.00 | 164 993.00 | 1 300.00 | - |
| 87-T | P | 16-VII | VIII-1959 | 131 418.00 | 131 418.00 | - | - |

| POZO | TIPO | YAC. | FECHA DE ACOND. | N _{pt} (bls) | (Np) _{C.P.} (bls) | (Np) _{R.S.} (bls) | W (bls) |
|-------|------|---------|-----------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|--------------|
| 88-D | P | 20-VIII | 23-VI-1982 | 362 617.20 | 281 163.80 | 81 453.40 | - |
| 107-D | I | 20-VIII | 4-I-1983 | 101 619.60 | 101 619.60 | - | 116 355.00 |
| 108 | I | 20-VIII | 2-VIII-1977 | 211 928.50 | 211 928.50 | - | 5 930 995.00 |
| 188 | I | 12-VII | 12-XII-1982 | - | - | - | 407 780.00 |
| | P | 16-VII | | 192 991.80 | 192 991.80 | - | - |
| 192 | P | 23A-XV | 8-IX-1977 | 177 604.20 | 74 351.80 | 103 252.40 | - |
| | P | 24-XV | | - | - | - | - |

Donde:

I: Pozo Inyector

P: Pozo productor

T A B L A V I . 1 (Cont.)

| YAC. | | 12-I | | 16-I | | 16-VII | | 20-VIII | | 23A-XV | | 24-XVB | |
|------|------|--|---------|---------|---------|--------|------|---------|------|--------|------|---------|--------|
| POZO | | P R O D U C C I O N (m ³) | | | | | | | | | | | |
| I | P | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. |
| 38 | 4 | - | - | 25633.7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 48 | 38-D | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 49 | 49 | 10166.0 | 2.1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 50 | 50 | - | - | - | 5382.5 | - | - | - | - | - | - | 6974.0 | 3273.7 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 50-D | 50-D | - | 306.8 | 34857.9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 51 | 51 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 51-D | 51-D | 16464.5 | - | 24725.5 | 11990.6 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 52 | 52 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3498.8 | 1612.0 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 60 | 60 | 16222.0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 61 | 61 | - | 45325.0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 61-D | 61-D | 3798.0 | - | 9778.0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 62 | 62 | 8103.2 | - | 6257.8 | - | - | - | - | - | - | - | 12370.0 | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 62-D | 62-D | 12076.8 | - | 18115.2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 62-T | 62-T | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 23608.6 | 265.0 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 63 | 63 | - | - | 44208.0 | - | - | - | - | - | - | - | 16945.5 | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 63-D | 63-D | 48863.0 | 4002.0 | - | 5878.0 | - | - | - | - | - | - | - | 2626.0 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 64 | 64 | - | - | 46538.0 | 43602.5 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

TABLA VI.2.- Volumen de aceite producido por comportamiento primario y recuperación secundaria, por pozo.

| POZO \ YAC. | | 12-I | | 16-I | | 16-VII | | 20-VIII | | 23A-XV | | 24-XVB | |
|-------------|------|--|---------|---------|------|---------|-------|---------|-------|---------|--------|--------|------|
| T I P O | | P R O D U C C I O N (m ³) | | | | | | | | | | | |
| I | P | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. |
| 72 | 64-D | - | - | 68349.0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 73 | - | 5600.0 | - | - | - | - | - | - | - | - | 44257 | - |
| 73-T | 73-D | 29650 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 74 | - | 22055.1 | - | - | - | - | - | - | - | - | 31375 | - |
| 74-T | 74-D | 20107 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6556.2 | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 75 | - | - | - | - | - | - | - | - | 14384 | - | - | - |
| 75-T | 75-D | - | - | - | - | 1970.2 | 29348 | 10346.1 | - | - | - | - | - |
| | | 22402 | - | - | - | 16441 | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | 11100 | - | - | - | - |
| | 76 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 76-D | - | - | - | - | - | 1825 | 8765 | 448 | - | - | - | - |
| 76-T | 76-T | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5733.8 | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | 10276.5 | - | - | - |
| | 86 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 86-T | 86-D | - | - | - | - | 51357.2 | 232 | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 87 | 87-T | - | - | - | - | - | - | - | - | 5871 | - | - | - |
| | 87-D | - | - | - | - | - | 119 | 17410 | 207 | - | - | - | - |

T A B L A VI.2 (Cont.)

| YAC. POZO | | 12-I | | 16-I | | 16-VII | | 20-VIII | | 23A-XV | | 24-XVB | |
|---------------|------|--|---------|----------|---------|----------|--------|----------|---------|---------|---------|----------|--------|
| T I P O | | P R O D U C C I O N (m ³) | | | | | | | | | | | |
| I | P | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. | C.P. | R.S. |
| | 87-T | - | - | - | - | 131418 | - | - | - | - | - | - | - |
| | 88-D | - | - | - | - | - | - | 40331.5 | 12864.2 | - | - | - | - |
| 107-D | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 108 | | - | - | - | - | - | - | 33731.0 | - | - | - | - | - |
| 188 | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 192 | - | - | - | - | - | - | - | - | 11834 | 16721.6 | - | - |
| Σ C.P. | | 187852.5 | | 288463.1 | | 199216.2 | | 129585.5 | | 53465.5 | | 145585.1 | |
| R.S. | | | 77291.0 | | 66853.6 | | 4146.2 | | 23865.9 | | 22455.4 | | 7776.7 |

Donde:

C.P. : Producción por comportamiento primario.

R.S. : Producción por recuperación secundaria.

T A B L A V I . 2 (Cont.)

Datos:

N : 980 801.34 m^3
 $(N_p)_{C.P.}$: 288 463.10 m^3
 $(N_p)_{iny}$: 66 853.60 m^3
 $(Rec)_{C.P.}$: 29.41096 (%)

En primer lugar se determina el volumen de aceite en el yacimiento al inicio de la inyección (N_{iny}), esto es:

$$N_{iny} = N - (N_p)_{C.P.}$$

sustituyendo:

$$N_{iny} = 980 801.34 - 288 463.10$$

$$N_{iny} = 692 338.24 \text{ m}^3$$

Ahora, calculando la recuperación por recuperación secundaria:

$$(Rec)_{R.S.} = \frac{(N_p)_{iny}}{N_{iny}}$$

sustituyendo:

$$(Rec)_{R.S.} = \frac{66 853.60}{692 338.24}$$

$$(\text{Rec})_{\text{R.S.}} = 0.096562$$

Por lo que se tiene un factor de recuperación en la etapa de ---
inyección de 9.6562 %

Finalmente calculando la recuperación total:

$$(\text{Rec})_{\text{TOT}} = (\text{Rec})_{\text{C.P.}} + (1 - (\text{Rec})_{\text{C.P.}}) (\text{Rec})_{\text{R.S.}}$$

sustituyendo:

$$(\text{Rec})_{\text{TOT}} = 0.2941096 + (1 - 0.2941096) (0.09656205)$$

$$(\text{Rec})_{\text{TOT}} = 0.3622717$$

Por lo que se tiene una recuperación total en esta etapa de ---
36.22717 %, del total de este yacimiento.

VI.3. RESULTADOS.

Los resultados de los cálculos realizados se muestran en las ta-
blas VI.3 a VI.5.

| YACIMIENTO | $N(m_o^3)$ | $(Np)_{C.P.}(m_o^3)$ | $N_{iny}(m_o^3)$ |
|------------|--------------|----------------------|------------------|
| 12-I | 1 128 547.60 | 187 852.50 | 940 695.10 |
| 16-I | 980 801.34 | 288 463.10 | 692 338.34 |
| 16-VII | 459 599.33 | 199 216.20 | 260 383.13 |
| 20-VIII | 1 202 337.20 | 129 585.50 | 1 072 751.70 |
| 23A-XV | 231 385.64 | 53 465.50 | 177 920.14 |
| 24-XVB | 655 425.71 | 145 585.10 | 509 840.61 |

TABLA VI.3.- Resultados.

| YACIMIENTO | $(Rec)_{C.P.}(\%)$ | $(Rec)_{R.S.}(\%)$ |
|------------|--------------------|--------------------|
| 12-I | 16.64551 | 8.2163711 |
| 16-I | 29.41096 | 9.6562050 |
| 16-VII | 43.34500 | 1.5923459 |
| 20-VIII | 10.77780 | 2.2247366 |
| 23A-XV | 23.10600 | 12.6210560 |
| 24-XVB | 22.21229 | 1.5253198 |

TABLA VI.4.- Recuperación por C.P. y R.S. para cada yacimiento.

| YACIMIENTO | $(Rec)_{TOT R}(\%)$ | $(Rec)_{TOT A}(\%)$ |
|------------|---------------------|---------------------|
| 12-I | 23.49422 | 24.54728 |
| 16-I | 36.22717 | 30.95751 |
| 16-VII | 44.24714 | 44.32761 |
| 20-VIII | 12.76275 | 18.34515 |
| 23A-XV | 32.81083 | 24.79619 |
| 24-XVB | 23.18711 | 23.36402 |

TABLA VI.5.- Comparación de resultados de recuperaciones para cada yacimiento.

donde:

- N : Volumen original de aceite (m_o^3).
- $(N_p)_{C.P.}$: Vol. producido por comp. primario (m_o^3).
- N_{iny} : Vol. de aceite en el yac. antes de la iny. (m_o^3).
- $(Rec)_{C.P.}$: Recuperación por comp. primario (%).
- $(Rec)_{R.S.}$: Recuperación por recuperación secundaria (%).
- $(Rec)_{TOT R}$: Recuperación total real (%).
- $(Rec)_{TOT A}$: Recuperación total analítica (%).

C O N C L U S I O N E S

Los resultados de un proyecto de inyección de agua, dependen del sistema roca-fluido, arreglo de los pozos, ritmo de inyección, tipo de agua, del conocimiento geológico del yacimiento y de la cantidad y calidad de la información disponible.

Para lograr un buen entendimiento del comportamiento de la inyección de agua, es necesario reafirmar las bases teóricas en que se fundamenta.

La recuperación secundaria por inyección de agua, es una operación que debe cumplir con un objetivo específico, puesto que un mal proyecto de inyección ocasionará un incremento en los costos de operación y retraso en las operaciones subsecuentes.

Cada proyecto de inyección debe ser considerado como un caso particular, por lo cual el método y diseño del proyecto será exclusivo de cada yacimiento de acuerdo al objetivo.

El proyecto de inyección de agua debe de ser diseñado de acuerdo a las condiciones del sistema, ya sea abierto o cerrado, condiciones mecánicas de los pozos inyectoros, pozos de captación, instalaciones de bombeo y distribución, proporcionándole una energía extraña al yacimiento aplicada a nivel de pozo.

Para la obtención de los datos se recurrió a la información recabada por los Departamentos de Ingeniería en Sistemas de Produc---

ción y el de Ingeniería de Yacimientos del Distrito Agua Dulce, Veracruz, desde el inicio de la vida productiva de los pozos en análisis, hasta diciembre de 1988.

En base a los datos recabados y con base a los métodos y técnicas impartidas en las aulas de la Facultad de Ingeniería, se logró -- realizar este trabajo comparativo de la efectividad de la inyección de agua, en una parte del Campo Sánchez Magallanes, llegando a la conclusión de que el proyecto de inyección de agua ha resultado favorable, en esta sección del Campo.

Esta conclusión se logró comparando los resultados que se obtuvieron analíticamente y con los reportes de producción de los pozos en estudio, llegando a tener cierta similitud en los resultados - de ambos casos, en casi todos los yacimientos que se estudiaron.

Las diferencias de los resultados que se obtuvieron, muy posiblemente es debido a que parte de la información manejada, es de yacimientos cercanos como lo son el Campo La Venta y el Sector Cinco Presidentes, porque parte de los estudios realizados en el Distrito para el proyecto de la inyección, se basaron en las características de los pozos de estos campos.

La operación y manejo de la planta y de todo el sistema de inyección, es revisado periódicamente por gente capacitada en cada sección, como lo son: Ingenieros Petroleros, Mecánicos, Químicos, -- Eléctricos, Técnicos en general y con la ayuda de obreros especializados.

En resumen, el proyecto de inyección de agua ha logrado su objetivo, el cual es obtener una recuperación adicional a la esperada - por comportamiento primario; en general se puede catalogar que el proyecto de inyección de agua es noble.

A P E N D I C E A

DETERMINACION DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS EMPLEANDO EL METODO DE ISOHIDROCARBUROS.

El método de Isohidrocarburos o isoíndices de hidrocarburos (Ih), es el método que proporciona resultados más aproximados. Se basa en la configuración de un plano con curvas de igual índice de hidrocarburos, para lo cual se necesita de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el yacimiento en estudio. En cada uno de los pozos se anota el valor del Ih y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos, obteniendo de esta manera valores cerrados.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se midieron con la ayuda de un planímetro, y los valores encontrados se anotan en la tabla A.1.

El índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_h = h * \phi * (1 - S_w); \left(\frac{m^3 \text{ Hcs. a C.Y.}}{m^2 \text{ de roca}} \right)$$

Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos a C.Y. que existe en la roca, proyectada sobre un área de un metro cuadrado de yacimiento.

Al ponderar estos índices con las áreas respectivas, se obtiene el volumen total de hidrocarburos del yacimiento.

| Y A C I M I E N T O S | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-------------------------|-------|-------------------------|--------|-------------------------|---------|-------------------------|--------|-------------------------|--------|-------------------------|
| 12-I | | 16-I | | 16-VII | | 20-VIII | | 23A-XV | | 24-XVB | |
| Curva | Area cm ² | Curva | Area cm ² | Curva | Area cm ² | Curva | Area cm ² | Curva | Area cm ² | Curva | Area cm ² |
| 0 | 37.73 | 0 | 21.00 | 0 | 14.20 | 0 | 37.05 | 0 | 16.00 | 0 | 18.90 |
| 1 | 36.40 | 1 | 18.20 | 1 | 12.57 | 1 | 36.18 | 1 | 12.20 | 1 | 17.60 |
| 2 | 33.13 | 2 | 14.60 | 2 | 11.70 | 2 | 33.70 | 2 | 4.20 | 2 | 16.86 |
| 3 | 24.93 | 3 | 9.25 | 3 | 9.60 | 3 | 28.97 | 3 | 2.10 | 3 | 15.40 |
| 4 | 12.80 | 4 | 5.40 | 4 | 7.88 | 4 | 28.08 | 4 | 1.42 | 4 | 12.40 |
| 5 | 5.77 | 5 | 3.82 | 5 | 6.25 | 5 | 6.22 | 5 | 0.20 | 5 | 8.80 |
| 6 | 2.65 | 6 | 0.46 | 6 | - | 6 | 0.52 | 6 | - | 6 | - |

TABLA A.1.- Area de cada curva por yacimiento, para determinar el volumen original de aceite.

A P E N D I C E B

DEDUCCION DE LA ECUACION GENERAL DE FLUJO FRACCIONAL.

La ecuación de Darcy, considerando la aceleración de la gravedad, es:

$$v = - \frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - g \rho \sin \alpha \right) \quad (1)$$

donde: $v = \frac{\text{Gasto}}{\text{Area}} = \frac{Q}{A}$

K = Permeabilidad.

μ = Viscosidad.

$\partial P / \partial s$ = Gradiente de presión.

g = Gravedad.

ρ = Densidad.

α = Angulo de echado.

como $v = \frac{Q}{A}$ y $\rho g = w$ (peso específico), sustituyendo en la ecuación (1):

$$\frac{Q}{A} = - \frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - w \sin \alpha \right)$$

por lo tanto: $Q = - \frac{KA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - w \sin \alpha \right) \quad (2)$

Considerando aceite, gas y agua:

$$Q_o = - \frac{K_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial s} - w_o \sin \alpha \right)$$

$$Q_s = - \frac{K_R A}{\mu_g} \left(\frac{\partial P_R}{\partial s} - w_g \text{ sen } \alpha \right) \quad (3)$$

$$Q_w = - \frac{K_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial s} - w_w \text{ sen } \alpha \right)$$

En forma general, para un fluido que desplace a otro, se tiene:

$$Q_d = - \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_d}{\partial s} - w_d \text{ sen } \alpha \right) \quad (4)$$

Por otro lado, la presión capilar se define como: " la diferencia de presiones entre uno y otro lado de una interfase ".

$$P_c = P_o - P_d \quad (5)$$

de donde:

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = \frac{\partial P_o}{\partial s} - \frac{\partial P_d}{\partial s} \quad (6)$$

Despejando $\partial P_o / \partial s$ y $\partial P_d / \partial s$ de las ecuaciones (3) y (4)

$$\frac{\partial P_o}{\partial s} = w_o \text{ sen } \alpha - \frac{Q_c \mu_o}{K_o A} \quad (7)$$

$$\frac{\partial P_d}{\partial s} = w_d \text{ sen } \alpha - \frac{Q_d \mu_d}{K_d A}$$

Sustituyendo las ecuaciones (7) en la ecuación (6):

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = w_o \text{ sen } \alpha - \frac{Q_o \mu_o}{K_o A} - w_d \text{ sen } \alpha + \frac{Q_d \mu_d}{K_d A}$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = (w_o - w_d) \operatorname{sen} \alpha - \frac{Q_o \mu_o}{K_o A} + \frac{Q_d \mu_d}{K_d A} \quad (8)$$

Despejando de la ecuación (8) a Q_d para obtener la fracción del fluido desplazante (f_d):

$$\frac{Q_d \mu_d}{K_d A} = \frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \operatorname{sen} \alpha + \frac{Q_o \mu_o}{K_o A}$$

$$Q_d = \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \operatorname{sen} \alpha + \frac{Q_o \mu_o}{K_o A} \right)$$

$$Q_d = \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \operatorname{sen} \alpha \right) + \frac{Q_o \mu_o}{K_o A} \frac{K_d A}{\mu_d} \quad (9)$$

Por definición: $f_o = \frac{Q_d}{Q_{\text{total}}} = \frac{Q_d}{Q_o + Q_d}$

$$Q_d = f_d Q_t \quad (10)$$

$$Q_o = Q_t - Q_d \Rightarrow Q_o = Q_t - f_d Q_t$$

$$Q_o = (1 - f_d) Q_t \quad (11)$$

Sustituyendo las ecuaciones (10) y (11) en la ec. (9):

$$f_d Q_t = \frac{(1-f_d) Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \operatorname{sen} \alpha \right)$$

$$f_d Q_t = \frac{Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} - \frac{f_d Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \operatorname{sen} \alpha \right)$$

$$f_d Q_t + \frac{f_d Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} = \frac{Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \text{sen } \alpha \right)$$

$$f_d Q_t \left(1 + \frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} \right) = \frac{Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \text{sen } \alpha \right)$$

$$f_d = \frac{\frac{Q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \text{sen } \alpha \right)}{Q_t \left(1 + \frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} \right)}$$

$$f_d = \frac{\frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{Q_t \mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \text{sen } \alpha \right)}{\left(1 + \frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} \right)} \quad (12)$$

multiplicando y dividiendo el segundo miembro de la ec. (12) -- por $(K_o \mu_d) / (K_d \mu_o)$:

$$f_d = \frac{\frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} \frac{K_o \mu_d}{K_d \mu_o} + \frac{K_o \mu_d}{K_d \mu_o} \frac{K_d A}{Q_t \mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (w_o - w_d) \text{sen } \alpha \right)}{\left(\frac{K_o \mu_d}{K_d \mu_o} + \frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} \frac{K_o \mu_d}{K_d \mu_o} \right)}$$

$$f_d = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o Q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\rho_o - \rho_d) g \text{sen } \alpha \right)}{1 + \frac{K_o \mu_{tl}}{K_d \mu_o}} \quad (13)$$

que es la Ecuación General de Flujo Fraccional, la cual puede tomar las siguientes formas:

Agua desplazando aceite:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o Q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\rho_o - \rho_w) g \operatorname{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}}$$

Agua desplazando gas:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_g A}{\mu_g Q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\rho_g - \rho_w) g \operatorname{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{K_g \mu_w}{K_w \mu_g}}$$

Gas desplazando aceite:

$$f_g = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o Q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\rho_o - \rho_g) g \operatorname{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{K_o \mu_g}{K_g \mu_o}}$$

Si se consideran las unidades siguientes:

K_o, K_d : Permeabilidades relativas (aceite y fluido desplazante)
(Darcy).

μ_o, μ_d : Viscosidad (cp).

P_c : Presión capilar (lb/pg²).

s : Trayectoria del flujo (pie).

$\frac{\partial P_c}{\partial s}$: Gradiente de presión de la interfase con respecto a la dirección del flujo (lb/pg²/pie).

Q_t : Gasto total de fluido a G.Y. (bl/día).

A : Area de la roca porosa y permeable a través de la cual es curre el flujo (no es área de poros) (pg²).

∞ : Angulo de echado de la formación medido a partir de la horizontal; si el flujo es hacia abajo el signo es positivo y la ec. (13) se transforma en:

$$f_d = \frac{1 - 1.127 \frac{K_o A}{\mu_o Q_t} \left(- \frac{\partial P_c}{\partial s} + 0.433 (\rho_d - \rho_o) g \sin \infty \right)}{1 + \frac{K_o \mu_d}{K_d \mu_o}} \quad (14)$$

Al considerar despreciables las fuerzas capilares y las gravitacionales, la ec. (14) se simplifica quedando como sigue:

$$f_d = \frac{1}{1 + \frac{K_o \mu_d}{K_d \mu_o}} \quad (15)$$

Se pueden tomar permeabilidades relativas, ya que $\frac{K_o}{K_d} = \frac{K_{ro}}{K_{rd}}$,

puesto que: $K_{ro} = K_o / K$ y $K_{rd} = K_d / K$.

A P E N D I C E C

ECUACION DE AVANCE FRONTAL (TEORIA DE BUCKLEY-LEVERETT).

Considerando un cuerpo poroso homogéneo, de sección transversal uniforme A , de longitud L y de porosidad ϕ (fig. C.1).

Si se considera un volumen elemental de poros, $\phi A dx$, que contiene dos fluidos, un fluido desplazado (aceite) y un fluido desplazante (agua), para el caso de un flujo de fluidos en régimen permanente, donde la presión y la temperatura son constantes con el tiempo, el gasto que pasa por la cara de entrada (1) del volumen elemental de poros, es igual al gasto que pasa por la cara de salida (2). La fórmula de avance frontal se deriva bajo la premisa de que la cantidad de agua que entra al elemento diferencial, menos la cantidad de agua que sale del elemento en un intervalo de tiempo, dt , es igual al incremento en el contenido de agua dentro del elemento.

$$\begin{aligned} (\text{Volumen de agua que entra}) - (\text{Volumen de agua que sale}) &= \\ &= \text{Acumulación de agua.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen de agua que entra al elemento diferencial en el tiempo } dt &= \\ &= f_{w1} Q_t dt \end{aligned}$$

$$\text{Volumen de agua que sale del elemento} = f_{w2} Q_t dt$$

$$\text{Acumulación de agua dentro del elemento} = \phi A dx (S_{w2} - S_{w1})$$

$$(f_{w1} Q_t dt) - (f_{w2} Q_t dt) = \phi A dx (S_{w2} - S_{w1}) \quad (1)$$

donde : f_{w1} , f_{w2} : flujo fraccional de agua en la cara 1 y en la cara 2.

S_{w1} , S_{w2} : Saturación de agua antes y después de transcurrir el tiempo dt .

Q_t : Gasto total de flúidos (agua y aceite).

De la ec. (1):

$$Q_t dt (f_{w1} - f_{w2}) = \phi A dx (S_{w2} - S_{w1})$$

$$\frac{dx}{dt} = \frac{Q_t}{\phi A} \frac{(f_{w1} - f_{w2})}{S_{w2} - S_{w1}} \quad (2)$$

diferenciando la ec. (2) :

$$\frac{dx}{dt} = \frac{Q_t}{\phi A} \frac{df_w}{dS_w} \quad (3)$$

La ec. (3) proporciona el ritmo de avance del agua inyectada -- dentro del cuerpo poroso. Si df_w/dS_w (pendiente de la tangente a la curva f_w vs S_w) se evalúa a la saturación en el frente de desplazamiento, la ec. (3) fijará en un momento dado, la posición del frente de agua dentro del cuerpo.

De la ec. (3) :

$$dx = \frac{Q_t}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) dt \quad (4)$$

Como ϕ , A , Q_t , son constantes y para cualquier valor de S_w , $\frac{df_w}{dS_w}$ es constante, integrando la ec. (4) entre los límites anotados, se tiene:

$$\int_0^x dx = \frac{Q_t}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \int_0^t dt$$

esto es:

$$X = \frac{Q_t}{\phi A} t \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \quad (5)$$

Como el gasto total de fluídos, Q_t , es igual en todos los puntos del cuerpo, en un proceso de desplazamiento de aceite por inyección de agua, donde se inyecta un gasto constante de agua, la posición del frente de desplazamiento después de un tiempo t , estará dada por :

$$X = \frac{Q_t}{\phi A} t \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}} \quad (6)$$

donde: S_{wf} es la saturación de agua en el frente, e indica que $\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)$, se debe valorar precisamente a ese valor de saturación.

df_w/dS_w , se puede obtener gráficamente. Se grafica f_w vs S_w obteniéndose una curva en forma de S; la pendiente de la curva en un

punto dado es df_w/dS_w en ese punto, esto es, la derivada.

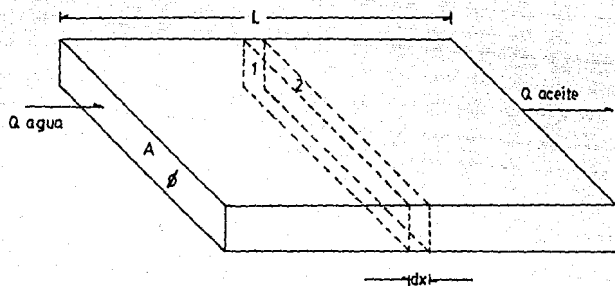


fig. C. 1.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Francisco Garaicochea Petríreña y José Luis Bashbush B.
" Apuntes de Comportamiento de Yacimientos ".
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1984.
- 2.- Rafael Rodríguez Nieto.
" Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos ".
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1984.
- 3.- Tomás J. Abreu M., Fco. Muñoz A., José R. Silva y Eduardo Loreto M.
" Apuntes de Recuperación Secundaria ".
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1985.
- 4.- Forrest F. Craig Jr.
" Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua ".
SPE-AIME, Tulsa, Oklahoma. 1970.
- 5.- Manual de Información Básica del Distrito.
Departamento de Producción, Agua Dulce, Ver.
- 6.- Primer Informe del Comportamiento de la Inyección de Agua --
del Campo Magallanes.
Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Agua Dulce, Ver.
- 7.- Estudio Preliminar de Inyección de Agua, Campo Magallanes.
Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Zona Sur.
- 8.- Historias de Producción de Pozos del Campo Magallanes.
Departamento de Ingeniería de Producción, Agua Dulce, Ver.
- 9.- Análisis PVT de muestras de fondo de pozos del Campo Magallanes.
Petróleos Mexicanos, Superintendencia de Explotación.

Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Poza Rica de Hgo.
Ver.

10.- Análisis Petrofísicos de Pozos del Campo Magallanes.

Instituto Mexicano del Petróleo.

Subdirección de Tecnología de Explotación. Enero de 1981.

REFERENCIAS

- 1.- Forrest F. Craig Jr.
" Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua ".
SPE-AIME, Tulsa, Oklahoma. 1970.
- 2.- Loreto Mendoza Eduardo G.
" Apuntes de la Cátedra de Recuperación Secundaria ".
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
- 3.- Tomás J. Abreu, Fco. Muñoz A., José R. Silva, Eduardo Loreto
M.
" Apuntes de Recuperación Secundaria ".
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1985.

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

A continuación se presenta la relación de los símbolos utilizados en este trabajo, así como su significado y unidades correspondientes.

| SIMBOLO | | UNIDADES |
|---------|--|--|
| A | Area | m^2 |
| Ab | Area barrida | m^2 |
| Anb | Area no barrida | m^2 |
| A_T | Area total | m^2 |
| Boi | Factor de volumen del aceite inicial | |
| Bo | Factor de volumen del aceite (Bo 1) | $\frac{m^3}{m^3} \text{ a C.Y.}$ $\frac{m^3}{m^3} \text{ a C.S.}$ |
| Bw | Factor de volumen del agua | $\frac{m^3}{m^3} \text{ a C.Y.}$ $\frac{m^3}{m^3} \text{ a C.S.}$ |
| Bt | Factor de volumen de la fase mixta $Bt = Bo + Bg(R_{s1}-R_s)$ | $\frac{m^3}{m^3} \text{ o } g \text{ a C.Y.}$ $\frac{m^3}{m^3} \text{ o } a \text{ C.S.}$ |
| Bti | Factor de volumen inicial de la fase mixta | |
| Bg | Factor de volumen del gas | $\frac{m^3}{m^3} \text{ a C.Y.}$ $\frac{m^3}{m^3} \text{ a C.S.}$ |
| Bgi | Factor de volumen inicial del gas | |
| Ce | Compresibilidad efectiva | $(Kg/cm^2)^{-1}$ |
| Co | Compresibilidad del aceite | $(Kg/cm^2)^{-1}$ |
| Cw | Compresibilidad del agua | $(Kg/cm^2)^{-1}$ |
| Cf | Compresibilidad de la formación | $(Kg/cm^2)^{-1}$ |
| Cg | Compresibilidad del gas | $(Kg/cm^2)^{-1}$ |
| E_A | Eficiencia areal | |
| E_V | Eficiencia vertical | |

| SÍMBOLO | | UNIDADES |
|----------------------|-----------------------------------|---|
| Ev | Eficiencia volumétrica | |
| E _T | Eficiencia total | |
| Em | Eficiencia microscópica | |
| f _g | Flujo fraccional de gas | |
| f _o | Flujo fraccional de aceite | |
| f _w | Flujo fraccional de agua | |
| h _b | Espesor barrido | m |
| h _{nb} | Espesor no barrido | m |
| h _T | Espesor total | m |
| h | Espesor neto | m |
| Ih | Índice de hidrocarburos | $\frac{m^3 \text{ hcs. a C.Y.}}{m^2 \text{ de roca}}$ |
| K ó K _{abs} | Permeabilidad absoluta | Darcy |
| Kg | Permeabilidad efectiva al gas | Darcy |
| Ko | Permeabilidad efectiva al aceite | Darcy |
| Krg | Permeabilidad relativa al gas | |
| Kro | Permeabilidad relativa al aceite | |
| Krw | Permeabilidad relativa al agua | |
| Kw | Permeabilidad efectiva al agua | Darcy |
| mbMR | Metros bajo la mesa rotatoria | m |
| N | Volumen original de aceite a C.S. | m ³ o a C.S. |
| Np | Producción acumulativa de aceite | m ³ o |
| Pc | Presión capilar | (Kg/cm ²) |
| Pnm | Presión en la fase no mojante | (Kg/cm ²) |
| Pm | Presión en la fase mojante | (Kg/cm ²) |
| Po | Presión en el aceite | (Kg/cm ²) |
| Pw | Presión en el agua | (Kg/cm ²) |

| SIMBOLO | | UNIDADES |
|----------------|---|-----------------------------------|
| Qg | Gasto de gas | pie ³ |
| Qo | Gasto de aceite | Bls |
| Qw | Gasto de agua | Bls |
| Q _T | Gasto total | Bls |
| Rec | Recuperación | % |
| Rp | Relación gas aceite acumulativa (Rp=Gp/Np) | m ³ g/m ³ o |
| Rs | Relación gas disuelto aceite o de solubilidad | m ³ g/m ³ o |
| S | Saturación | $\frac{m^3}{m^3}$ a C.Y. |
| Sg | Saturación de gas | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| Sgc | Saturación crítica de gas | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| Sgr | Saturación residual de gas | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| So | Saturación de aceite | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| Soc | Saturación crítica de aceite | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| Sor | Saturación residual de aceite | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| S.G. | Densidad relativa | |
| Sw | Saturación de agua | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| Swi | Saturación de agua congénita o intersticial | $\frac{m^3}{m^3}$ de poros a C.Y. |
| Vpc | Volumen de poros comunicados | m ³ de poros |
| Vpnc | Volumen de poros no comunicados | m ³ de poros |
| Vr | Volumen de roca | m ³ de roca |
| WI | Volumen de agua inyectada | Bls |
| Wp | Volumen de agua producida | Bls |

| SIMBOLO | | UNIDADES |
|----------|--|---------------------------------------|
| μ | Viscosidad | cp(centipoises) |
| μ_g | Viscosidad del gas | cp |
| μ_o | Viscosidad del aceite | cp |
| μ_w | Viscosidad del agua | cp |
| ρ | Densidad | gr/cm ³ |
| ρ_g | Densidad del gas | gr/cm ³ |
| ρ_o | Densidad del aceite | gr/cm ³ |
| ρ_w | Densidad del agua | gr/cm ³ |
| k | Permeabilidad ($k = K/\mu$) | $\frac{\text{Darcys}}{\text{poises}}$ |
| α | Angulo del echado de la formación medido a partir de la horizontal; el signo es positivo cuando el flujo es hacia abajo. | |
| ϕ | Porosidad | |