



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

8  
2 y

**ESTUDIO PRELIMINAR DE INYECCION DE  
AGUA EN LA ARENA 26 BLOQUE III,  
CAMPO CASTARRICAL**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A:**

**DANIEL ALFONSO N. DIBENE ARREOLA**

MEXICO, D. F.

1985.



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.

— CONTENIDO —

	Pag.
INTRODUCCION .....	1
RESUMEN .....	2
CONCLUSIONES .....	4
RECOMENDACIONES .....	5
DESARROLLO .....	6
I.- SELECCION DEL YACIMIENTO .....	7
1.1. EXPLORACION Y DESCUBRIMIENTO.....	7
1.2. LOCALIZACION DEL CAMPO.....	8
1.3. VIAS DE COMUNICACION:.....	8
1.3.1. Terrestres.....	8
1.3.2. Fluviales.....	8
1.3.3. Radiocomunicación.....	9
1.4. HIDROGRAFIA Y CLIMA:.....	9
1.4.1. Hidrografía .....	9
1.4.2. Clima.....	9
1.5. DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION:.....	10
1.5.1. Líneas de Recolección de Aceite.....	10
1.5.2. Bateria de Recolección .....	10
1.5.3. Oleoducto.....	10
1.6. GEOLOGIA DEL CAMPO.....	10
1.7. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.....	11
1.8. CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL YACIMIENTO.....	13
1.9. POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES.....	14
II.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO .....	20
II.1. VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.....	20
II.2. RECUPERACION ACTUAL .....	22
II.3. RECUPERACION FINAL POR EXPLOTACION NATURAL.....	28

	Pág.
III.- RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA .....	33
III.1. PROCEDIMIENTO DE CALCULO.....	33
III.2. DATOS BASICOS.....	36
III.3. RECUPERACION FINAL POR INYECCION DE AGUA.....	37
III.4. SELECCION DE GASTOS Y PRESIONES DE INYECCION....	40
III.4.1. Gastos de Inyección.....	40
III.4.2. Presiones de Inyección.....	41
III.5. VOLUMEN DE AGUA A INYECTAR AL ROMPIMIENTO Y TIEM PO DE DESPLAZAMIENTO.....	42
IV.- ASPECTO ECONOMICO .....	44
IV.1. COSTO TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO.....	44
IV.1.1. Costo de las Instalaciones Superficia-- les.....	45
IV.1.2. Costo de la Obra Civil.....	46
IV.1.3. Costo de la Perforación de Nuevos Pozos.	47
IV.1.4. Costo del Acondicionamiento de Pozos....	47
IV.1.5. Gastos Administrativos, Imprevistos e In- geniería.....	47
IV.2. INGRESOS Y EGRESOS .....	47
IV.3. UTILIDADES .....	49
APENDICE.....	50
NOMENCLATURA.....	95
REFERENCIAS.....	98
TABLAS.....	100
GRAFICAS.....	110
PLANOS.....	117

## INTRODUCCION

Ante la creciente necesidad de obtener un mayor volumen de hidrocarburos así como las dificultades cada vez más grandes para descubrir nuevos yacimientos, han obligado a investigar y desarrollar nuevas técnicas tendientes a recuperar un volumen adicional, a lo que se obtendrá por agotamiento de presión o por explotación natural, mediante la adición de energía extraña a los mismos.

Dentro de las técnicas más estudiadas y desarrolladas, por ser la más económica y de mayor disponibilidad, es la recuperación secundaria por inyección de agua cuyos efectos de barrido reducen el aceite remanente en el yacimiento hasta un 50% del volumen original (por explotación primaria se reduce alrededor del 20 - 30% aproximadamente).

Antes de implantar un proyecto integral de inyección de agua a un campo es conveniente llevar a cabo una prueba piloto ya que los resultados que de ella se obtengan darán la pauta para planear las operaciones en gran escala o recomendar su abandono, ya que se considera que dicha prueba dará una indicación aproximada del comportamiento esperado del campo en general. La información de que se disponga es básica para poder predecir el comportamiento de un campo o yacimiento en particular, siendo la mejor fuente la experiencia adquirida en este tipo de proyectos o en pruebas piloto planeadas exprefeso.

## R E S U M E N

El presente trabajo, que es un estudio preliminar de inyección de agua, pretende justificar técnica y económicamente la factibilidad de utilizar ese método en el yacimiento Arena 26- Bloque III del Campo Castarrical cuyo fin es recuperar un volumen adicional del aceite, remanente que le queda al yacimiento cuya reserva actual es del orden de  $5.535 \times 10^6 \text{ m}^3$  a c. a.

Este trabajo se dividió en cuatro partes principales:

En la primera de ellas se hace una breve descripción de la localización geográfica y vías de comunicación del Campo así como una síntesis de los característicos geológicos del mismo y del yacimiento en cuestión, se analizan algunos criterios que se consideraron para la selección de éste y se describen las historias productivas y los estados mecánicos actuales de los pozos que se proponen como inyectores y productores, sugiriendo el acondicionamiento que requiere cada uno de ellos.

En la segunda parte se determina el volumen original de hidrocarburos calculando el factor de recuperación actual; se hace una estimación de la recuperación esperada por explotación primaria y se obtiene el factor de recuperación final por agotamiento natural.

En la tercera parte se calcula la recuperación esperada por inyección de agua al tiempo de surgencia, en base al método de Bruckley-Leverett, aplicando la simplificación de Welge. Se determinan los gastos y presiones de inyección, así como el volumen de agua a inyectar y el tiempo de surgencia para desplazar el banco de aceite.

En la cuarta parte se efectúa un breve análisis económico, considerando las erogaciones que son necesario hacer y los ingresos que se esperan obtener por concepto del aceite adicional, que se estima recuperar por efectos de la inyección.

El trabajo se complementa con un apéndice en dónde se proponen los acondicionamientos de los pozos involucrados y se determinan otros parámetros implicados en los análisis anteriores.

## CONCLUSIONES

- 1.- Se seleccionó el yacimiento Arena 26-8bloque III, por ser el más grande del campo.
- 2.- El volumen remanente es de  $5.535 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c. a.
- 3.- Se seleccionaron cinco pozos inyectores de acuerdo con su posición estructural; estos son 7, 15, 16, 46 y 56.
- 4.- El proyecto incluye además a 14 pozos productores que son: 1, 3-D, 4, 5, 8, 10, 11, 12-D, 13, 17-D, 26, 42, 43 y 49.
- 5.- La producción acumulada del yacimiento (al 28 de febrero de 1985) es de  $1.253 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c.a.; esto representa un factor de recuperación actual del 18.4%.
- 6.- La recuperación final esperada por explotación natural resulta de  $1.265 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a a.c. que equivalen a un factor de recuperación total de 18.6% es decir, que por vida primaria está pendiente por recuperarse solamente el 0.2% ( $11\,500 \text{ m}^3$  de aceite a c.a.) del volumen remanente.
- 7.- La recuperación total esperada del yacimiento por efecto de la inyección de agua resultó de  $1.532 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c.a.
- 8.- El volumen de aceite que se espera recuperar del yacimiento, si se inyecta agua se ha calculado que se obtendrá en 21 años.
- 9.- El valor de la recuperación adicional atribuible a inyección de agua, se estima conservadoramente en  $53.940 \times 10^6$  dólares.
- 10.- Las erogaciones que son necesario hacer ascienden a  $10.408 \times 10^6$  dólares
- 11.- Las utilidades que se obtendrán con la implantación de este proyecto resultan de  $43.532 \times 10^6$  dólares.



## RECOMENDACIONES

- 1.- Es conveniente y necesario que antes de iniciar las actividades de inyección de agua, se efectúen levantamientos completos de presiones de fondo a todos los pozos involucrados en el proyecto. Además se deben efectuar pruebas de inyectividad y correr registros de temperatura en cada pozo inyector, con el fin de determinar la efectividad de las terminaciones, los gastos óptimos y las presiones óptimas de inyección.
- 2.- Considerar a los planos de fallas y acuñamientos que limitan la acumulación de hidrocarburos como barreras impermeables.
- 3.- Obtener la distribución del agua inyectada en cada pozo inyector, por medio de registros de producción (temperatura, molinete, etc), para tratar de que admita la mayor parte del intervalo.
- 4.- Efectuar varias pruebas de incremento, para determinar la magnitud y variación de la permeabilidad y daño.
- 5.- Vigilar periódicamente la salinidad del agua que se produzca para definir la irrupción del agua dulce.
- 6.- No operar los pozos que manejen una alta relación gas-aceite.
- 7.- Seleccionar adecuadamente el agua de inyección pues es bastante arcillosa el yacimiento y los compuestos químicos son caros.
- 8.- Por los resultados satisfactorios obtenidos en la prueba piloto del campo El Golpe, es de esperarse que se tenga éxito en la aplicación de este proyecto.
- 9.- Se requiere para la ejecución del proyecto que los diferentes departamentos interesados trabajen en conjunto para unificar criterios y alcanzar el objetivo común.

**D E S A R R O L L O**

## I.- SELECCION DEL YACIMIENTO

### I.1 EXPLORACION Y DESCUBRIMIENTO.

Se tiene conocimiento que desde el año de 1927 se han venido efectuando estudios Geológicos, Gravimétricos y Geofísicos en varias regiones de la cuenca salina del Istmo de Tehuantepec, donde mediante la perforación de pozos, se ha llegado al descubrimiento de varios campos petroleros.

Reinterpretaciones posteriores de los trabajos de sismología de reflexión y geología del sub-suelo, así como los datos obtenidos en la perforación de pozos en el área Tupilco-Encrucijada-Comalcalco, determinaron la existencia de bloques estructurales cerrados contra fallas normales, en dirección NE-SW, que por su posición podrían ser rocas con posibilidad de almacenar hidrocarburos en cantidad comercial; por lo que se hizo necesario perforar un pozo que investigara concretamente esas posibilidades en los desarrollos arenosos del Mioceno Inferior, hasta la profundidad de 3800.0 m.

El pozo descubridor del Campo Castarrical fué el pozo No. 1 (plano 1), perforado en octubre de 1967 en una arena del Mioceno y probado en el intervalo 3078.0-3090.0 m, resultando productor de aceite y gas en cuerpos arenosos de la formación Concepción Superior. En las pruebas de producción efectuadas con separador portátil, se obtuvo una producción estimada de -- 120 m<sup>3</sup> de aceite y 7300.0 m<sup>3</sup> de gas por día fluyendo por estrangulador de 3/16" con 130 Kg/cm<sup>2</sup> en la cabeza del pozo.

El campo Castarrical forma parte de los 12 campos en explotación que componen actualmente el Distrito Comalcalco, y ocupa el 4<sup>a</sup> lugar en cuanto a producción del Terciario (1900 b/d.)

## 1.2 LOCALIZACION DEL CAMPO.

Se localiza en extremo oriental de la cuenca salina del Istmo de Tehuantepec (plano 2), en una parte de la planicie costera del Golfo de México, en el Estado de Tabasco.

Tiene por coordenadas geográficas el paralelo 18°23' de latitud Norte y 93°21' de latitud Oeste del meridiano de Greenwich.

Localmente está situado a 40 Km. al NW de la Ciudad de Comalcalco, su terreno natural es bajo e inundable y la posición NE, que está dividido -- por el río Aguas Negras, es una zona completamente lacustre en la que se han situado los pozos lacustres del 40 al 70 de Castarrical.

## 1.3 VIAS DE COMUNICACION.

### 1.3.1 Terrestres:

Se dispone de un camino principal pavimentado que enlaza con el acceso al Campo Castarrical.

El acceso entre pozos y localizaciones construídas para este campo, - se hace por caminos de terracería construídos para tal y que parten del camino de acceso al campo.

El Distrito y Municipio de Comalcalco está comunicado con el interior del territorio nacional, a través de la carretera Cárdenas-Comalcalco-Puerto Ceiba, que entronca con la carretera costera del golfo.

### 1.3.2 Fluviales:

La perforación del flanco NE del Campo, se decidió hacer con equipos lacustres (barcazas), debido a que el terreno natural de esta área tiene - un valor de soporte muy escaso, y se mantiene todo el año bajo el agua (terreno pantanoso); para dar acceso fluvial, tanto a los equipos de construc

ción como de perforación, se planeó acondicionar el río Tupilquillo con una longitud de 19+600 Km., desde su desembocadura en la barra de Tupilco hasta la confluencia con el arroyo Aguas Negras, sobre el que se construyó un canal de 1.74 Km., de longitud como iniciación de la perforación lacustre en este campo; acondicionándose una localización (dársena) como embarcadero.

### 1.3.3 Radiocomunicación.

Para comunicarse del campo con las oficinas generales del Distrito, se cuenta con una unidad fija F.M. que opera con baterías de 16 volts.

La comunicación con los demás Distritos y oficinas centrales de la Zona Sur, se hace por el sistema de Micro-ondas y Teléfonos de México.

## 1.4 HIDROGRAFIA Y CLIMA.

### 1.4.1 Hidrografía.

La hidrografía de este campo está constituida al N. y NE por las lagunas de Tupilquillo, Tres Palmas y Arrastradero; el río Cocohital al Poniente; el arroyo Aguas Negras y laguna de Las Flores al Oriente, que limitan el campo geográficamente.

### 1.4.2 Clima.

El clima imperante es cálido y húmedo de tipo tropical, con abundantes lluvias predominando las de Otoño; los vientos dominantes son del Noroeste, y en el Verano los del Sureste. La región es azotada por los "Nortes" que son comunes en la época de mediados de Otoño a fines de Invierno.

## 1.5 DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION.

### 1.5.1 Líneas de Recolección de Acelte.

Se cuenta con una tubería instalada de 3 pg. de diámetro que van de los pozos a la batería No. 1 (plano 1) del campo Castarrical.

### 1.5.2 Batería de Recolección.

Se encuentra instalada entre los pozos 8 y 10, una batería para la recolección y separación de aceite y gas que proviene de los diferentes pozos, constando de:

- 10 Separadores de prueba
- 10 Separadores de grupo
- 1 Separador rectificador
- 10 Tanques de prueba de 500 bl. c/u

### 1.5.3 Oleoducto.

Para transportar el aceite producido del campo, se dispone de un oleoducto de 6 pg. de diámetro y 6 Km. de longitud que se extiende hasta el oleoducto de 8 pg. que va de la batería Tupilco No. 2 a la Batería Tupilco No. 1. Este oleoducto está protegido mecánica y catódicamente.

Se dispone de un oleoducto auxiliar de 6 pg. localizado en la dirección del camino principal de acceso al campo.

## 1.6 GEOLOGIA DEL CAMPO.

El campo Castarrical está ubicado dentro de la subcuenca Comalcalco de la Cuenca Salina del SE de México. Esta Subcuenca está adyacente y al norte del área productora mesozoica de Chiapas-Tabasco. La falla geológica de Comalcalco que es una falla regional con rumbo NE-SW y que buza hacia el NW, separa las dos áreas. Otra falla geológica postulada paralela y bu-

zando hacia el SE quizá separe la subcuena de Comalcalco, de la cuena salina del Istmo que yace hacia el W. Estas dos fallas geológicas son grandes y pueden formar los límites de la subcuena Comalcalco que es una de tipo graben, caracterizada por una sección expandida del Terciario.

El Campo Castarrical está localizado al NE del trend estructural que se extiende más o menos 32 Km. al SW a través de los campos productores de Tupilco, El Golpe y Santuario (plano 2). La estructura del campo Castarrical se interpreta como una anticlinal con rumbo NE-SW cuya cima se localiza a lo largo del límite SE del campo. Esa estructura está afectada por una serie de fallas geológicas con rumbo NW-SW, principalmente por la falla "A" (plano 3) la cual buza hacia el NW y que llega a tener desplazamientos verticales de 300 a 600 m. También se presentan otras fallas geológicas complementarias a lo largo del lado inferior de esta falla dominante, como la falla "100" (plano 4), falla "D" (plano 5), etc. que cortan al campo en diferentes direcciones y que formaron los diferentes bloques.

La producción de aceite del campo Castarrical se obtiene de las arenas de las formaciones Fisiola Inferior y Concepción Superior del Mioceno Medio.

Los depósitos de arena dentro de los niveles productivos parecen ser relativamente uniformes a lo largo del campo, con excepción de la parte NE donde varias de ellas sufren acunamientos, como es el caso del yacimiento Arena 26-Bloque III que se eligió para este trabajo.

#### 1.7 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.

La arena 26 (planos estructurales 6 y 7) que se presenta en la cima de la formación Concepción Superior, es la más identificable en los registros geofísicos; con valores máximos en sus curvas de resistividad que varían entre 14 y 24 ohms  $m^2/m$ , los que son indicativos de contener muy buena acumulación de hidrocarburos. El desarrollo de su potencial es amplio y muestra ser una arena ligeramente arcillosa, es de color gris oscura de -

grano fino con partes de arenisca gris claro compacta y de buena permeabilidad.

El yacimiento 26-114 contiene el volumen más grande de aceite original  $9.238 \times 10^6 \text{ m}^3$  a c.y., dentro del campo Castarrical el cual tiene una extensión de  $3.7 \text{ Km}^2$  aproximadamente.

Sus límites están definidos por las fallas "A" y "100" en el SE y en la parte NW por la falla "D", un acuñamiento y el nivel estructuralmente más bajo de aceite conocido a una profundidad de 3325.5 m.b.N.M.

El punto estructuralmente más alto del yacimiento se localiza en el Pozo 17-AD a una profundidad de 2978.0 m.b.N.M. (plano 6). El relieve estructural del yacimiento es por lo tanto de 347.5 m.

Las características principales de este yacimiento son:

PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA:	3,145.0 m.b.N.M.
ESPESOR TOTAL PROMEDIO:	22.7 m
ESPESOR POROSO PROMEDIO:	14.4 m
POROSIDAD PROMEDIO:	0.219
SATURACION DE AGUA CONGENITA PROMEDIO:	0.204
PRESION ORIGINAL:	383.6 $\text{Kg/cm}^2$
PRESION DE SATURACION:	122.4 $\text{Kg/cm}^2$
PRESION MEDIA ACTUAL:	81.3 $\text{Kg/cm}^2$
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO:	94°C
SALINIDAD DEL AGUA CONGENITA ESTIMADA:	110,000 ppm
DENSIDAD DEL ACEITE:	0.850 g/cc
RELIEVE ESTRUCTURAL:	347.5 m
VISCOSIDAD ACEITE:	0.674 cp
PERMEABILIDAD	184.3 md



## 1.8 CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL YACIMIENTO.

Se establecen varios criterios que un yacimiento debe satisfacer para poder ser considerado como candidato para una proceso de inyección de agua. En el caso del yacimiento Arena 26-Bloque III estos criterios son:

- a).- Tamaño del Yacimiento: Mientras más grande sea el yacimiento más grandes son las reservas de aceite recuperables, esto implica que el rendimiento económico será mayor.

El yacimiento Arena 26-Bloque III es el mas grande del campo y el volumen remanente de hidrocarburos considerablemente alto del orden de  $5.535 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c.a.

- b).- Recuperación Primaria: Este yacimiento produce por empuje de gas disuelto liberado, con una recuperación actual de 18.4% que hace pensar que se tendrá una buena recuperación secundaria debido a sus características favorables de porosidad, saturación de agua permeabilidad, viscosidad del aceite etc., lo que significa que el volumen adicional que se obtenga por la inyección de agua sea bastante significativo en la producción total de un yacimiento.
- c).- Entrada de Agua: Para que un proyecto de inyección de agua tenga éxito e un yacimiento, su producción primaria debe ser por agotamiento natural y no por entrada de agua del acuífero. Un barrido por entrada natural de agua reducirá la saturación de aceite a tal grado que la inyección de agua no tendría efectos notables; en este campo no existe entrada de agua.
- d).- Número y Arreglo de Pozos: Es muy ventajoso desde el punto de vista económico y de tiempo, puesto que el yacimiento tiene un suficiente número de pozos productores existentes en una distribución que abarca el área uniformemente, reduciendo los requerimientos de pozos nuevos. De esta manera las reparaciones mayores o menores permitirán obtener un arreglo de pozos inyectoros y productores, conocida como arreglo entre pozos por EMPUJE EN LINEA ALTERNADA, logrando una eficiencia de

barrido del 80% aproximadamente.

- e).- Continuidad del Yacimiento: Este es uno de los criterios mas importantes que se deben de tomar en cuenta, el cual debe estar presente en todo estudio de recuperación secundaria. Se ha observado al evaluar el volumen original de un yacimiento, uqe cuando se obtiene una ligera variación entre el calculado por balance de materia y el obtenido por método volumétrico, esto se debe en gran medida a la continuidad de los cuerpos productores.

La baja eficiencia de desplazamiento en la inyección de agua se debe generalmente a la discontinuidad natural de los estratos y a la inefectiva terminación de los pozos. Por lo tanto es necesario contar con una buena descripción geológica que determine la cantidad y distribución de los estratos netos porosos y permeables. Esto debe tomarse en cuenta, para establecer la distancia entre los pozos inyectoros y los productores.

El yacimiento arena 26-Bloque III, está confinado entre fallas y acunamientos la cual permite la posibilidad de inyectarle el agua por los flancos NE y SW (plano 7).

- f).- Relieve Estructural: El yacimiento presenta un relieve estructural de 354.5 m con un ángulo de echado de 8°, condiciones favorables para que se presente segregación gravitacional, lo cual significa que se puede esperar una recuperación mayor a lo estimado por la inyección de agua. Es probable la presencia de un casquete de gas secundario.

## 1.9 POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES.

De acuerdo con la historia de producción de cada uno de los pozos que han extraído el aceite del yacimiento en cuestión, se tiene un criterio de cuales de ellos serán inyectoros, considerando su situación estructural cercanos a la base del yacimiento y a la zona de agua, y cu los productores. Para ello se cuenta con un total de 28 pozos.

La impregnación de hidrocarburos ha sido probada en los pozos 1, 3-D, 4, 5, 7, 8, 10, 11, 12-D, 13, 15, 16, 17-D, 19, 26, 26-D, 42, 43, 46, 49, 56 y 71.

Los 22 pozos comprendidos en la zona con impregnación de hidrocarburos y posibles productores en este yacimiento son: 1, 3, 3-D, 4, 5, 5-D, 8, 8-D, 10, 10-D, 11, 12, 12-D, 13, 13-D, 17-A, 17-D, 26, 26-D, 42, 43 y 49.

Un total de 22 pozos han producido del yacimiento y tres (8, 10 y 13) seguían activos hasta febrero de 1985. La producción de agua ha sido muy baja durante la historia de producción y solo tres pozos 7, 8 y 71 han demostrado problemas con ella. El pozo 7 comenzó a producir en septiembre de 1969 cuando se le adjudicó un volumen de agua de 18292 barriles. El pozo siguió produciendo hasta cerrarse en agosto de 1972 con volúmenes de agua insignificantes.

Algo idéntico sucedió con el pozo 8, al cual se le adjudicó un volumen de agua producido de 116,000 barriles también durante septiembre y octubre de 1969. Desde esa fecha el pozo ha continuado produciendo casi sin agua. Esto indica algún error en las cifras de producción de agua.

El pozo 71, ubicado estructuralmente como el más bajo de todos los perforados en este yacimiento y por medio del cual se definió el contacto agua-aceite original a 3325.5 mbNM: se encuentra situado en el flanco SW y acusa una producción acumulada de agua (Wp) de 68694 barriles hasta abril de 1980 en que se cerró. Sin embargo, la prueba de agosto de 1980 no indica presencia de agua.

Se concluye que no existe entrada significativa de agua en este yacimiento y por consiguiente un Proyecto de inyección de agua tiene buenas posibilidades de éxito.

El pozo comprendido en la zona invadida de agua salada, que de acuerdo con su registro eléctrico y por su historia de producción define el contacto agua-aceite es el 71.

En base a las condiciones actuales de todos los pozos mencionados con

anterioridad y tratando de aprovechar los ya perforados, se proponen como productores e inyectores los siguientes:

PRODUCTORES : 1, 3-D, 4, 5, 8, 10, 11, 12-D,  
13, 17-D, 26, 42\*, 43\* y 49\*.

INYECTORES : 7, 15, 16, 46 y 56.

Cabe aclarar que los pozos propuestos como productores cuando se invadan con agua de inyección, podran ser convertidos a inyectores.

A continuación se presenta una relación con datos de todos los pozos que intervendrán en el proyecto, indicandose en ella su estado mecánico actual y el acondicionamiento que se propone considerando únicamente los pozos perforados.

POZOS PRODUCTORES

POZO No.	INTERV. ACTUALMENTE ABIERTO(S) (mbMR)	INTERV. PROPLESTO(S) (mbMR)	OBSERVACIONES
1	3078-3090	3078-3099	ACONDICIONADO COMO PRODUCTOR EN BN CON VALVU LAS.
3-D	3153-3180	3153-3180	SE LE EFECTUO - PRUEBA DE INYEC TIVIDAD ESTIMAN DO UN GASTO DE 10224 BPD CON - 140 KG/Cm <sup>2</sup> DE - PRESION.
4	2636-2639	3095-3121	ACTUALMENTE DE- RRADO POR AGOTA MIENTO DE PRE- SION.
5	3070-3090	3070-3090	ACONDICIONADO - COMO PRODUCTOR EN BN CON VAL- VULAS.
8	3040-3065	3040-3069	PRODUCTOR SENCI LLO EN BN CON <sub>3</sub> - VALVULAS (10m <sup>3</sup> / d DE ACEITE Y 0% DE AGUA).
10	3152-3169 2934-2952	3152-3169	PRODUCTOR SENCI LLO SELECTIVO EN BN CON VALVU LAS (21 m <sup>3</sup> /d DE ACEITE Y 0% DE AGUA POR LOS - DOS INTERVALOS)
11	2944-2947 2920-2923 2901-2906	3150-3165	PRODUCTOR SENCI LLO SELECTIVO EN BN CON VALVU LAS (30 m <sup>3</sup> /d DE ACEITE CON 0% - DE AGUA ).

POZOS PRODUCTORES

POZO No.	INTERV. ACTUALMENTE ABIERTO(S) (mbMR)	INTERV. PROPUESTO(S) (mbMR)	OBSERVACIONES
12-D	3131-3161	3131-3161	TAPONADO POR ACCIDENTE MECANICO.
13	3048-3070	3048-3070	PRODUCTOR SENCILLO EN BN <sub>3</sub> CON VALVULAS (10 m <sup>3</sup> /d DE ACEITE CON 0% DE AGUA).
17-D	2978-2993	2978-2993	CERRADO POR ABATIMIENTO DEL NIVEL.
26	2895-2902	3112-3135	CERRADO POR INVASION DE AGUA SALADA.
42*	3164-3171 3003-3008 2955-2962 2780-2785 2757-2776	3164-3171	CERRADO POR BAJA - RECUPERACION Y POR FUGA EN LA LINEA DE INYECCION DE GAS.
43*	3239-3249 3096-3118	3096-3118	CERRADO POR BAJA - RECUPERACION Y POR FALLA EN EL APAREJO DE BN Y LINEAS DE INYECCION.
49*	3100-3105	3100-3124	CERRADO POR ABATIMIENTO DE NIVEL DE LA COLUMNA DE ACEITE.

\*. POZO LACUSTRE

POZOS INYECTORES

POZO No.	INTERV. ACTUALMENTE ABIERTO(S) (mbMR)	INTERV. PROPUESTO (mbMR)	OBSERVACIONES
7	T A P O N A D O	3242-3255	CERRADO POR INVASION DE AGUA SALADA.
15	3234-3240 2983-2999	3234-3240	CERRADO POR ABATI- - TIMIENTO DE NIVEL Y PRESENCIA DE AGUA SA LADA.
16	3041-3048 2932-2937	3234-3256	CERRADO POR ABATI- - MIENTO DE NIVEL.
46*	2993-2998 2940-2948	3214-3234	ACONDICIONADO COMO - PRODUCTOR CON APARE- JO DE BN EN OTRA ARE NA.
56*	3199-3124 3078-3083	3199-3125	CERRADO POR ALTO POR CENTAJE DE AGUA.

En el apéndice se presenta un análisis más detallado de cada uno de -  
los pozos en estudio.

\* POZO LACUSTRE.

## 11. COMPORTAMIENTO PRIMARIO.

### 11.1 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

Para la determinación original de hidrocarburos se utilizó el método de Isopacas.

Este método nos permite determinar el volumen de roca del yacimiento (considera exclusivamente los espesores porosos o netos) y con los valores de saturaciones y porosidad promedio se obtiene el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimientos. La expresión utilizada es:

$$V_{oi} = NBoi = V_R \cdot \bar{\phi} \cdot (1 - \bar{S}_{wi}) \text{ - - - - - (1)}$$

donde NBoi = volumen original de hidrocarburos a c.y.

$V_R$  = volumen de roca ( $m^3$ /roca)

$\bar{\phi}$  = porosidad promedio del yacimiento ( $\frac{m^3 \text{ poros}}{m^3 \text{ roca}}$ )

$(1 - \bar{S}_{wi})$  = saturación inicial promedio de hidrocarburos a c.y.

$$\frac{\overset{3}{(m_o + qd \text{ a c.y.})}}{m^3 \text{ poros}}$$

El volumen de roca ( $V_R$ ) resultó de:

$$V_R = 52.994 \times 10^6 m^3$$

La saturación y porosidad promedios resultaron (2) de:

$$\bar{S}_{wi} = 0.204$$

$$\bar{\phi} = 0.219$$

Sustituyendo los valores obtenidos de  $\bar{\phi}$ ,  $\bar{S}_{wi}$  y  $V_R$  en la expresión (1) - determinamos el volumen original:

$$NBoi = V_{oi} = V_R \times \bar{\phi} \times (1 - \bar{S}_{wi}) = 52.994 \times 10^6 (m^3 \text{ Roca}) \times 0.219$$

$$V_{oi} = \underline{9.238 \times 10^6 m^3 \text{ de hidrocarburos a c.y.}}$$



El volumen original de hidrocarburos a condiciones atmosférica se obtiene despejando N de la expresión (1), cuyo cálculo requiere conocer los valores del factor de volumen del aceite tanto a la presión original como a la presión de saturación.

El factor de volumen del aceite se obtuvo a partir del análisis PVT del pozo 12-DS resultando de 1.3610 a la presión original del yacimiento que tiene un valor de 383.6 Kg/Cm<sup>2</sup>. La obtención de la presión original se detalla en el apéndice. El factor de volumen a la Pb resultó de 1.413  $\frac{m^3}{m^3}$  a c.y. donde la presión de burbujeo (Pb) es de 122.4 Kg/Cm. cuadrado por lo que podemos concluir que se trata de un yacimiento de aceite bajo saturado (Pi mayor Pb).

De la ecuación despejando N tenemos:

$$N = \frac{V_{oi}}{B_{oi}} = \frac{V_R \times \bar{\rho} \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (2)$$

donde  $V_{oi}$  = volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

$N$  = volumen original del aceite a condiciones atmosféricas.

$B_{oi}$  = factor del volumen del aceite a la presión original.

$$\frac{m^3_o + gd \text{ a c.y.}}{m^3 \text{ a c.a.}}$$

Sustituyendo los valores obtenidos de  $V_{oi}$  y  $B_{oi}$  en la ecuación nos queda:

$$N = \frac{9.238 \times 10^6}{1.3610} = 6.78 \times 10^6 m^3$$

$$N = 6.788 \times 10^6 m^3 \text{ de aceite a c.a.}$$

11.2 RECUPERACION ACTUAL.

La producción acumulativa (Np) del yacimiento a) 26 de febrero de 1985 es de  $1.253 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c.a. (tabla 1).

La producción acumulada a condiciones atmosféricas (Npb) desde la presión inicial u original (Pi) hasta la presión de burbujeo (Pb) se calculó utilizando la ecuación aplicable a yacimientos de aceite bajo saturado desarrollada por M.F. HAWKINS expresada en la forma siguiente:

$$N \text{ Boi Ce } \Delta'P = N_p \text{ Bo} - W_e + W_p B_w \text{ ---}$$

Considerando la entrada de agua (We) y la producción de agua (Wp) --- despreciables, la ecuación nos queda de la siguiente forma:

$$N \text{ Boi Ce } \Delta'P = N_p \text{ Bo} \text{ --- (4)}$$

donde N= volumen original de aceite a c.a. en  $\text{m}^3$  obtenido volumétricamente.

Ce= compresibilidad efectiva del sistema roca fluidos  
 $(\text{Kg}/\text{Cm}^2)^{-1}$

$\Delta'P$ = caída de presión desde Pi a P en  $\text{Kg}/\text{Cm}^2$

Boi= factor del volumen del aceite  $\frac{\text{m}_o^3 + \text{gd a c.y.}}{\text{m}^3 \text{ o a c.a.}}$  a la Pi

Bo= factor de volumen del aceite a Py  $\frac{\text{m}_o^3 + \text{gd a c.y.}}{\text{m}^3 \text{ o a c.a.}}$

Np= producción acumulativa de aceite a c.a. ( $\text{m}^3$ )

Si hacemos  $N_p = N_{pb}$  y  $Bo = Bo_b$  la ecuación nos queda:

$$NBoiCe\Delta^1p = Npb Bob \text{ - - - - - (5)}$$

en donde Npb= producción acumulativa de aceite desde P1 a P2 a condiciones atmosféricas (m<sup>3</sup>);

Bob= factor del volumen del aceite a P2 y Ty en

$$\frac{m_o^3 + gd \text{ a } P_2 \text{ Ty a c.y.}}{m^3 \text{ o a c.a.}}$$

El termino Ce equivale a los siguientes:

$$Ce = \frac{\overline{So}Co + \overline{Sw} Cw + Cf}{\overline{So}} \text{ - - - - - (6)}$$

Donde:

$\overline{So}$  = saturación inicial de aceite media del yac.

Co = compresibilidad del aceite Kg/Cm<sup>2</sup> <sup>-1</sup>

$\overline{Sw}$  = saturación de agua inicial media del yac.

Cw = compresibilidad del agua intersticial Kg/Cm<sup>2</sup> <sup>-1</sup>

Cf = compresibilidad de la roca Kg/Cm<sup>2</sup> <sup>-1</sup>

Para la obtención de la  $\overline{So}$  y la  $\overline{Sw}$  ver apéndice.

La Co se determina con la siguiente expresión.

$$Co = \frac{2 (Bob - Boi)}{(P1 - P2) (Bob + Boi)} \text{ - - - - - (7)}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (7):

$$C_o = \frac{2(0.052)}{(383.6 - 122.4)(1.413 + 1.361)}$$

$$C_o = \frac{1.435 \times 10^{-4}}{(\text{Kg}/\text{Cm}^2)^{-1}}$$

La  $C_w$  se obtuvo a través de correlaciones y en base a los siguientes datos:

$$P_i = 383.6 \text{ Kg}/\text{Cm}^2$$

$$\text{Salinidad} = 110,000 \text{ ppm}$$

$$T_y = 94^\circ\text{C}$$

La  $C_w$  obtenida fué de:

$$C_w = \frac{45.23 \times 10^{-6}}{(\text{Kg}/\text{Cm}^2)^{-1}}$$

La  $C_f$  se obtuvo utilizando la correlación de Hall, y su valor es:

$$C_f = \frac{50.0 \times 10^{-6}}{(\text{Kg}/\text{Cm}^2)^{-1}}$$

Sustituyendo los valores obtenidos anteriormente en la ecuación (6) - nos queda:

$$C_e = \frac{0.796 \times 1.435 \times 10^{-4} + (0.204 \times 4.523 \times 10^{-5}) + 5.0 \times 10^{-5}}{0.796}$$

$$C_e = \frac{2.18 \times 10^{-4}}{(\text{Kg}/\text{Cm}^2)^{-1}}$$

$$\Delta' p = P_i - P_b = 383.6 - 122.4$$

$$\Delta' p = \frac{261.2 \text{ Kg}/\text{Cm}^2}{}$$

De la ecuación (5) despejando  $N_{pb}$  y sustituyendo valores.

$$N_{pb} = \frac{N_{Boi} C_e A' p}{B_{ob}} = \frac{9.238 \times 10^6 \times 2.18 \times 10^{-4} \times 261.2}{1.413}$$

$$N_{pb} = 0.372 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de aceite a c.a.}$$

Entonces la recuperación de  $P_i$  a  $P_b$  es:

$$Rec = \frac{N_{pb}}{N} = \frac{B_{oi} C_e A' p}{B_{ob}} \text{ ----- (8)}$$

Sustituyendo valores tenemos:

$$\underline{Rec = 0.055}$$

Esta recuperación queda comprendida dentro de los rangos para yacimientos que producen por expansión del sistema roca-fluidos, esto es, desde la presión inicial hasta la presión de saturación. Al alcanzarse ésta en el yacimiento el gas disuelto en el aceite empieza a liberarse por lo que el mecanismo de desplazamiento se deberá primordialmente al empuje del gas disuelto liberado y en el mínimo efecto a la expansión de la roca y del agua intersticial, porque la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por este proceso de desplazamiento son bajas, variando entre el 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación; este yacimiento presenta esas características.

Considerando el criterio mencionado con anterioridad, se procede a calcular el volumen remanente de hidrocarburos a la presión de saturación y posteriormente se calcula la recuperación actual.

El volumen remanente de aceite en el yacimiento a c.a. es igual al vo

lumen original menos el volumen acumulativo producido, o sea:

$$(N-N_p) = \text{Volumen de aceite remanente en el yacimiento a c.a. (m}^3\text{)}$$

$$\text{Si suponemos que } N_b = (N-N_p) \quad (9)$$

donde:  $N_b = \text{Vol. remanente de aceite a Pb, Ty a c.a.}$

Como  $N = 6.788 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c.a.

$N_{pb} = 0.372 \times 10^6 \text{ m}^3$  de aceite a c.a.

Sustituyendo los valores anteriores en la ec. (9).

$$N_b = (6.788 - 0.372) \times 10^6$$

$$N_b = 6.416 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de aceite a c.a.}$$

$$\underline{N_{bBob} = 9.066 \times 10^6 \text{ m}^3} \text{ a c.y.}$$

Como la producción acumulada es de  $1.253 \times 10^6 \text{ m}^3$  a a.c., hasta el 28 - de febrero de 1985, tenemos que:

$$N_p = N_{pt} - N_{pb} \text{ - - - - - (10)}$$

$N_p = \text{producción acumulada de Pb hasta P actual}$

$N_{pt} = \text{producción acumulada desde } P_i \text{ hasta P actual}$

$N_{pb} = \text{producción acumulada desde } P_i \text{ hasta Pb}$

$$N_{pt} = 1.253 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.a.}$$

$$N_{pb} = 0.372 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.a.}$$

Sustituyendo esos valores en la expresión (10) tenemos:

$$N_p = (1.253 - 0.372) \times 10^6$$

$$\underline{N_p = 0.881 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.a.}}$$

El factor de recuperación desde  $P_b$  hasta  $P$  actual se calcula como sigue:

$$\text{Rec} = \frac{N_p}{N_b} \text{ --- (11)}$$

Sustituyendo valores en (11):

$$\text{Rec} = \frac{0.881 \times 10^6}{6.416 \times 10^6}$$

$$\underline{\text{Rec} = 13.7\% \text{ desde } P_b \text{ a } P \text{ actual}}$$

Entonces el factor de recuperación actual ( $F_{Ra}$ ) se calcula como sigue:

$$F_{Ra} = \text{Rec}_{P_i - P_b} + (1 - \text{Rec}_{P_i - P_b}) \text{Rec}_{P_b - P_{act}} \text{ --- (12)}$$

$$\text{Rec}_{P_i - P_b} = 0.055$$

$$\text{Rec}_{P_b - P_{act}} = 0.137$$

tenemos en la expresión (12)

$$F_{Ra} = (1 - 0.055) 0.137 + 0.055 =$$

$$\underline{F_{Ra} = 18.4\%}$$

El aceite remanente actual en el yacimiento es:

$$\underline{(N - N_{pt}) \text{ a c.a.}}$$

$$\underline{(6.788 - 1.253) \times 10^6 = 5.535 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de aceite a c.a.}}$$

### 11.3 RECUPERACION FINAL POR EXPLOTACION NATURAL

Para obtener la recuperaci3n de aceite por vida primaria que se espera de este yacimiento, se procedi3 de la siguiente manera:

- a).- Se determinaron las producciones mensuales para toda la vida productiva del yacimiento.
- b).- Se dibujo la gr3fica producci3n mensual de aceite VS tiempo en papel semilog3ritmo, gr3fica No. 1.
- c).- Se escogi3 la parte de la gr3fica que se consider3 mas representativa para determinar la declinaci3n por vida primaria, que se tendr3 en las condiciones actuales de explotaci3n del yacimiento (bombeo neum3tico BN). Durante esta etapa no se le efectu3 ninguna reparaci3n ni acondicionamiento a los pozos en producci3n es decir, que el yacimiento estuvo manifestando su comportamiento real mediante la explotaci3n por este sistema. Los aumentos en la producci3n del yacimiento habidas a partir de septiembre de 1979 fueron investigados con el fin de hallarles una justificaci3n, la cual aparentemente no existe; estos incrementos se deben a altas producciones atribuidas a los pozos 4, 13, y 15 los que no tienen justificaci3n pues no hubo modificaci3n en el estado de esos pozos, por lo que esa variaci3n se atribuye a producciones err3neamente asignadas (Tabla 1).
- d).- Con base en todo lo anterior se determin3 el valor de la declinaci3n mensual de la producci3n usando las f3rmulas siguientes:

$$m = \frac{\log Q_1}{\log \frac{Q_2}{Q_1}} \dots \dots \dots (13)$$

$$d = \left| 10^{m-1} \right| \dots \dots \dots (14)$$

donde m= pendiente de la recta  
d= declinaci3n mensual

...



Aplicando las ecuaciones anteriores tenemos:

$$Q_i = 896 \text{ m}^3/\text{mes}$$

$$Q_f = 638 \text{ m}^3/\text{mes} \quad \text{Ver tabla No. 1}$$

$$t_2 - t_1 = 14 \text{ meses} \quad \text{Ver gráfica No. 1}$$

Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación (13) y luego en la (14).

$$m = \frac{\log \frac{638}{896}}{14} = -0.01053$$

$$m = -0.01053$$

Por lo tanto la declinación mensual esperada por vida primaria será:

$$dvp = \left| 10^{-0.01053} - 1 \right|$$

$$dvp = 0.024$$

e).- Suponiendo una producción económica límite de  $300 \text{ m}^3/\text{mes}$ , se determinó el incremento de producción acumulativa por vida primaria (NPv.p.) que aún puede recuperarse (reserva actual).

Las ecuaciones empleadas son:

$$ANPv.p. = \frac{(qfxr) - q_0}{r-1} \quad \text{----- (15)}$$

(De acuerdo con esta fórmula NPv.p. incluye el valor  $q_0$ ).

$$r = 1 - dv.p. \quad \text{----- (16)}$$

Considerando los siguientes gastos:

$$q_0 = 569 \text{ m}^3/\text{mes} \text{ (último dato de producción real obtenida).}$$

$q_f = 300\text{m}^3/\text{mes}$  (producción mensual de abandono).

y sustituyendo los valores anteriores en las ecuaciones (16) y (15).

$$r = 1 - 0.024 =$$

$$r = 0.976$$

Por lo tanto el incremento en la producción acumulada por vida primaria esperada se calculó con la ecuación (15):

$$NPv.p. = \frac{(300 \times 0.976) - 569}{0.976 - 1} =$$

$$\underline{NPv.p. = 11,500 \text{ m}^3 \text{ de aceite a c.a.}}$$

f).- El factor de recuperación total esperado por vida primaria (Frv.p.) se calcula con la siguiente expresión:

$$Frv.p. = (1 - Rec_{P_i - P_b}) Rec_{P_b - P_{ab}} + Rec_{P_i - P_b} \quad (17)$$

$Rec_{P_b - P_{ab}}$  = recuperación desde la presión de burbujeo (Pb) hasta la presión de abandono (Pab).

La producción acumulada desde la Pb hasta la Pab es igual a la producción acumulada desde Pb a P actual más la producción esperada por vida primaria, por lo que tenemos:

$$Np_{P_b - P_{ab}} = Np_{P_b - P_{act}} + Npv.p. \quad (18)$$

sustituyendo valores en la expresión (18)

$$Np_{P_b - P_{ab}} = 0.881 \times 10^6 + 11,500$$

$$Np_{P_b - P_{ab}} = 0.893 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a c.a.}$$

la recuperación desde Pb hasta Pab será:

$$\text{Rec}_{\text{pb-pab}} = \frac{N_D \text{pb-pab}}{N_b} \text{----- (19)}$$

sustituyendo valores tenemos:

$$\text{Rec pb-pab} = \frac{0.893}{6.416}$$

$$\text{Rec pb-pab} = 0.139$$

$$\text{Rec pi-pb} = 0.055$$

sustituyendo los valores obtenidos anteriormente en la expresión (17) tenemos que el factor de recuperación total esperado por vida primaria será:

$$\text{Frv.p.} = (1-0.055)0.139+0.055$$

$$\text{Frv.p.} = 18.6\%$$

que es valor comprendido en el rango de factores de recuperación por explotación natural para yacimientos que producen por empuje de gas - disuelto liberado.

- g).- La determinación del tiempo que se necesita para obtener la producción acumulativa total del yacimiento por vida primaria anotada en el punto anterior o sea, alcanzar el factor de recuperación total por vida primaria obtenido (Frv.p. = 18.6%), se calculó de la siguiente manera:

$$qf = q_0 x r^{n-1} \text{----- (20)}$$

$$n = \frac{\log \frac{qf}{q_0} + 1}{\log r} \text{----- (21)}$$

si consideramos los siguientes valores:

$$q_0 = 569 \text{ m}^3/\text{mes}$$

$$qf = 300 \text{ m}^3/\text{mes}$$

$$r = 0.9760$$

y lo sustituimos en la fórmula (21) tenemos que:

$$n = \frac{\log \frac{300}{569}}{\log 0.9760} + 1 = 27.3 \text{ meses}$$

$$\underline{n = 2 \text{ años}}$$

### III. RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA

#### III.1 PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

El procedimiento elegido para calcular la recuperación por inyección de agua fué basado en la teoría de Buckley-Leverett aplicando la simplificación de WELGE. Se escogió este método porque la necesidad de datos es mínima y por su facilidad de aplicación, cumpliendo sin embargo las finalidades de un estudio preliminar de inyección de agua. Por otro lado, su efectividad ha sido demostrada en un gran número de casos, por lo que no se debe pasar por alto la validez de los datos arrojados por este procedimiento de cálculo.

Las ecuaciones involucradas en los cálculos en el momento de la surgencia son:

1).- El tiempo de surgencia ( $t_s$ ) se puede calcular con la ecuación:

$$t_s = \frac{V_{p2} (\bar{s}_w - s_{wi})}{q_{wi}} \quad (a)$$

donde  $V_{p2} = V_{pi} (1 - cf \Delta'P)$  (b).

2).- Conocido el tiempo de surgencia, el volumen de aceite recuperable se obtiene como sigue:

$$N_{ps} = \frac{q_{wi} t_s}{B_{od}} = \frac{V_{p2} (\bar{s}_w - s_{wi})}{B_{od}} \quad (c)$$

como  $q_w = q_{oB_0} + q_o (R - R_s) B_{gi}$ ; pero  $R = R_s$ , porque  $P_d = P_b$  entonces  $q_w = q_{oB_0}$ .

3).- El volumen de agua a inyectar es:

$$W_i = q_{wi} t_s = V_{p2} (\bar{s}_w - s_{wi}) \quad (d)$$

4).- La Eficacia de Desplazamiento se calcula como sigue:

$$E_D = \frac{q_{wits}}{V_{p2} (1-swi)} = \frac{Nps Bod}{V_{p2} (1-swi)} = \frac{\overline{sw} - swi}{1-swi} \text{ ----- (e)}$$

5).- La Eficiencia Areal (EA) se define como la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo.

6).- La eficiencia de Invasión ( $E_I$ ) se define como el cociente del volumen del espacio poroso ocupado por hidrocarburos que ha sido invadido por el fluido inyectado dividido entre el espacio poroso ocupado por hidrocarburos encerrados atrás del frente. Se supone o estima con registros de producción y geofísicos.

7).- La Eficiencia Volumétrica ( $E_V$ ) se define como el producto de  $E_A$  por  $E_I$ .

f).- La Eficiencia de Desplazamiento ( $E_D$ ) se define como el cociente del volumen de hidrocarburos desplazados en los poros que lo contenían entre el volumen de hidrocarburos en esos mismos poros antes de efectuar el desplazamiento. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_D =$$

8).- La Eficiencia o Factor de Recuperación total del yacimiento ( $F_{RT}$ ) se define como el volumen de hidrocarburos recuperados, dividido entre el volumen de hidrocarburos almacenados al iniciar el desplazamiento;

$$FRT = E_A \times E_I \times E_D = E_V \times E_D \text{ ----- (f)}$$

9).- El volumen de aceite recuperable a la surgencia, considerando FRT, será:

$$N_{Ps} = \frac{V_{p2} (\overline{sw} - swi)}{Bod} \times FRT \text{ ----- (g)}$$

10).- La recuperación esperada por efectos de la inyección de agua y con respecto al volumen de aceite remanente en el yacimiento será:

$$Rec_{IA} = \frac{Nps}{Nrem}$$

Para aplicar las expresiones anteriores es necesario calcular la saturación de agua promedio atrás del frente ( $\bar{S}_w$ ); esto se hace aplicando la simplificación de WELGE y que consiste en lo siguiente:

Teniendo la gráfica de flujo fraccional de agua ( $f_w$ ) contra saturación de agua ( $s_w$ ) se traza una tangente a la curva desde el valor inicial de saturación de agua ( $S_{wi}$ ); el punto en donde esta tangente corta a la ordenada con un flujo fraccional de agua del 100% representa el valor de la saturación de agua promedio atrás del frente ( $\bar{S}_w$ ). (Gráfica No. 5).

Para la construcción de la curva de flujo fraccional de agua ( $F_w$ ) que es la relación que existe entre el ritmo de producción de agua y el ritmo de producción total (agua y aceite) medidos a condiciones de yacimientos, es decir:

$$F_w = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

aplicando la Ec. de Darcy y simplificando tenemos:

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{U_w}{U_o}} \quad \text{--- (i)}$$

en donde la relación de viscosidades ( $U_w/U_o$ ) será una constante ya que se calculará únicamente a la presión de desplazamiento y a la temperatura del yacimiento, en tanto que la relación de permeabilidad ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) para un caso particular, será función de la saturación de agua por lo que será necesario suponer valores de  $S_w$  y calcular los correspondientes de  $F_w$  mediante la aplicación de la ecuación (e). Con esta información se dibuja la gráfica de flujo fraccional mencionado.

Una vez calculada la saturación de agua atrás del frente ( $\overline{S_w}$ ) y con los datos de un análisis PVT, se aplican las ecuaciones anteriores (considera que la presión de desplazamiento es equivalente a la presión de saturación).

### III.2 DATOS BASICOS.

Los datos requeridos para un estudio como el presente, deben provenir de preferencia de un análisis PVT y un análisis petrofísico del yacimiento cuando menos. En el caso de la arena 26 Bloque III solo se dispone del análisis petrofísico, no así del análisis PVT por lo que esta información se tomará de otro yacimiento.

Del análisis PVT del Pozo Castarrical No. 12-DS se tomaron los factores de volumen del aceite ( $b_o$ ) a la presión inicial y a la presión de saturación (gráfica No. 3).

Del análisis petrofísico del Pozo Castarrical 26-D se obtuvieron los datos de  $K_{ro}/K_{rw}$  correspondientes a la muestra H4M5H1. La selección obedece a que se trata de un núcleo cortado en el yacimiento y el cual fué sometido a pruebas de desplazamiento con agua dulce. Cabe aclarar que se presentaron irregularidades durante su proceso los cuales se manifiestan en la curva de permeabilidad relativa al agua (gráfica No. 4), que posiblemente se deban a la reacción del agua con el material arcilloso de la misma, el cual es bastante común en el campo Castarrical.

Las viscosidades del agua ( $U_w$ ) y del aceite ( $U_o$ ) se determinaron a partir de los siguientes datos y usando las gráficas correspondientes:

Temperatura del yacimiento:  $94^{\circ}\text{C} = 201.2^{\circ}\text{F}$

Presión de desplazamiento:  $122.4 \text{ Kg/Cm}^2$

Densidad del aceite a  $20^{\circ}\text{C}$ :  $0.850\text{g/cc} = 35^{\circ} \text{ API}$

RGA Inicial:  $72 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 404.3 \text{ p}^3/\text{bl}$



Los resultados obtenidos fueron:

$U_o = 0.674$  CP                       $U_o = 0.415$  CP

Otros datos del yacimiento son:

Presión Original:                      383.6 Kg/Cm<sup>2</sup>

Presión Actual:                        81.3 Kg/Cm<sup>2</sup>

Presión de Saturación:                122.4 Kg/Cm<sup>2</sup> (análisis PVT del Pozo  
Castarrical 12-DS)

Salinidad del agua congénita:        110,000 ppm

### III.3 RECUPERACION FINAL POR INYECCION DE AGUA.

Aplicando el procedimiento delineado en la sección III.1, se presenta a continuación los cálculos y los resultados de la recuperación esperada por inyección de agua.

Se determinaron primeramente los valores de  $F_w$  por distintas saturaciones de agua de acuerdo con la ecuación (e), elaborando la siguiente tabla:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Sw (fracc)	$\frac{K_{ro}}{K_{rw}}$	$\frac{K_{ro} U_w}{K_{rw} U_o}$	$1 + \frac{K_{ro} U_w}{K_{rw} U_o}$	$F_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} U_w}{K_{rw} U_o}}$
0.74	0.014	0.00862	1.00862	0.991
0.72	0.028	0.01724	1.01724	0.983
0.70	0.048	0.02955	1.02955	0.971
0.68	0.077	0.04741	1.04741	0.955
0.66	0.120	0.07388	1.07388	0.931
0.64	0.190	0.11699	1.11699	0.895
0.62	0.310	0.19087	1.19087	0.840
0.60	0.490	0.30170	1.30170	0.768
0.58	0.680	0.41869	1.41869	0.705
0.56	1.020	0.62804	1.62804	0.614
0.54	1.520	0.93590	1.93590	0.516
0.52	2.200	1.35460	2.35460	0.425
0.50	3.300	2.03190	3.03190	0.330
0.48	4.700	2.89392	3.89392	0.257
0.46	8.200	5.04896	6.04896	0.165

Dibujando los valores de las columnas (1) y (5) de la tabla anterior, se obtiene la gráfica No. 5.

Trazando una tangente a esta curva partiendo de una saturación de - - agua inicial de 0.204 y prolongándola hasta cortar la ordenada correspondiente a  $F_w = 1.00$ , se obtiene a valor de  $\overline{S_w} = 0.690$ , que es la saturación de agua media atrás del frente.

Los factores de volumen del aceite se obtuvieron de la gráfica No. 3 y sus valores son:

$$Bo_l = 1.361 \text{ (a la presión inicial } P_i = 383.6 \text{ Kg/Cm}^2\text{)}$$

$$Bo_D = 1.413 \text{ (a la presión de desplazamiento } P_D = 122.4 \text{ Kg/Cm}^2\text{)}$$

Ya teniendo los valores de  $\overline{S_w}$ ,  $S_{wl}$  y  $Bo_D$ , necesarios para obtener la recuperación de aceite adicional, procederemos primero a calcular el volumen poroso actual ( $V_{p2}$ ) con la ecuación (b):

1).- Sea  $V_{pi} = V_R \times \phi_i = 52.994 \times 10^6 \times 0.219$

$V_{pi} = 11.6 \times 10^6 \text{ m}^3$  de poros.

entonces tenemos:

$$V_{p2} = 11.6 \times 10^6 \left[ 1 - 50.0 \times 10^{-6} \times (383.6 - 81.3) \right]$$

$V_{p2} = 11.4 \times 10^6 \text{ m}^3$  de poros a c.y.

2).- La eficiencia de desplazamiento será (aplicando la ec. (e)):

$$E_D = \frac{0.690 - 0.204}{1 - 0.204} = \frac{0.486}{0.796}$$

$E_D = 0.611$

3).- La Eficiencia Areal se obtuvo utilizando las gráficas correspondientes para un arreglo alternado.

$EA = 0.80$

4).- La Eficiencia de Invasión se obtuvo por registros de temperatura en los pozos inyectores de la prueba piloto del campo. El Golpe, la cual usaremos en este estudio, resultó de 0.80.

$E_I = 0.80$

5).- La Eficiencia o Factor de Recuperación total se calcula con la ec. (f), la cual resulta de:

$$FRT = 0.611 \times 0.80 \times 0.80 = 0.391$$

$FRT = 0.391$

6).- El volumen de aceite recuperable a la surgencia, a c.a., se calcula con la ec. :

$$N_{ps} = \frac{11.4 \times 10^6 (0.690 - 0.204)}{1.413} \times 0.391$$

$$\underline{Nps = 1.532 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de aceite a c.a.}}$$

7).- La recuperación por inyección de agua será, aplicando la ec. (h):

$$\text{Rec}_{1.A.} = \frac{1.532}{5.535} = 0.276$$

$$\underline{\text{Rec}_{1.A.} = 27.6\% \text{ del volumen de aceite remanente.}}$$

La recuperación por inyección de agua incluye únicamente el volumen de aceite recuperable hasta el momento de la irrupción del fluido desplazante en los pozos; después se seguirán obteniendo cantidades adicionales de aceite pero cada vez con porcentajes mayores de agua hasta llegar a un flujo fraccional de agua que haga económicamente incosteable el sistema. - Al momento de la surgencia se podría recuperar otro volumen adicional aplicando algún sistema de recuperación mejorada.

#### III.4 SELECCION DE GASTOS Y PRESIONES DE INYECCION.

Para llevar a cabo un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua es necesario tomar en cuenta los gastos y presiones de inyección, los cuales estarán sujetos a las características propias del yacimiento en cuestión como son: la permeabilidad, la presión de fondo, el espesor poroso, el arreglo entre pozos productores e inyectoras, etc.

##### III.4.1 GASTOS DE INYECCION.

El gasto de inyección esperado en cada pozo, se determinó estadísticamente con base en los resultados de los dos pozos inyectoras de la prueba piloto que actualmente se lleva a cabo en la arena 16 Bloque II del Campo El Golpe. Esos pozos han aceptado a un ritmo de  $13.35 \text{ m}^3/\text{día}$  por cada metro disparado sobre un gasto promedio de inyección estabilizado y si el comportamiento de muestras de pozos inyectoras es similar tendremos:

Pozo No. 7:	$80 \text{ m}^3/\text{día}$
Pozo No. 15:	$113 \text{ m}^3/\text{día}$

Pozo No. 16:	200 m <sup>3</sup> /día
Pozo No. 46:	113 m <sup>3</sup> /día
Pozo No. 56:	214 m <sup>3</sup> /día

El gasto total de admisión para nuestro yacimiento será de 720 m<sup>3</sup>/día aproximadamente, esto es;

$$q_{wi} = 720 \text{ m}^3/\text{d} = 4529 \text{ b/d.}$$

#### III.4.2 PRESIONES DE INYECCION.

Para efectuar el desplazamiento es recomendable que se lleve a cabo a una presión lo más baja posible, para que la inversión inicial sea mínima, pero a la vez que se mantenga dentro del yacimiento una sola fase, es decir, aceite y gas disuelto, por lo tanto la presión de desplazamiento debe ser igual o muy cercana a la presión de saturación.

Para este yacimiento (Arena 26-Bloque III) del campo Castarrical se tienen las siguientes condiciones:

Presión Original:	383.6 Kg/Cm <sup>2</sup>
Presión Actual:	81.3 Kg/Cm <sup>2</sup>
Presión de Saturación:	122.4 Kg/Cm <sup>2</sup>
Profundidad Media:	3145.0 m.b.N.M.

Suponiendo una presión de desplazamiento de 122.4 Kg/Cm<sup>2</sup> y teniendo una caída de presión de 24.4 Kg/Cm<sup>2</sup> (cálculo en el apéndice) entre el frente de desplazamiento y la pared del agujero se tendrá que la presión a la profundidad media del yacimiento será de 146.8 Kg/Cm<sup>2</sup>. Si a esta presión se le resta la correspondiente a la columna hidrostática que es de 314.5 Kg/Cm<sup>2</sup>, se obtendrá una presión de operación en la cabeza del pozo de - -167.7 Kg Cm<sup>2</sup>, por lo que al principio los pozos aceptarán el agua sin necesidad de presión a boca de pozo.

Para la determinación de la presión máxima de la operación de la planta, se calculó primeramente la presión de fracturamiento a partir de la presión estática, la profundidad y el módulo de Poisson (ver apéndice).

La presión máxima de operación se consideró 0.8 de la presión de fracturamiento en la superficie (PFS) para nuestro caso se escogió la calculada para el pozo No. 15, ya que resulta la mas baja.

Entonces tenemos:

$$\text{Presión Máxima de Operación} = P_{\text{máx}} = 0.8 \times P_{\text{FS}}$$

$$P_{\text{máx}} = 0.8 \times 143$$

$$P_{\text{máx}} = 114 \text{ Kg/Cm}^2$$

La presión inicial de operación, como puede observarse resulta con valor negativo; esto es debido a que el yacimiento se encuentra muy depresionado ( $\bar{P}_y = 81.3 \text{ Kg/Cm}^2$ ) y admite el agua por gravedad; podemos concluir que no existe el peligro de fracturar la formación y además hay que considerar que la planta de inyección de agua tiene un límite superior de presión de operación para el campo Castarrical de  $112 \text{ Kg/Cm}^2$ , trabajando con una seguridad del 80%.

#### 111.5 VOLUMEN DE AGUA A INYECTAR AL ROMPIMIENTO Y TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO.

1).- El volumen total de agua a inyectar al rompimiento ( $V_{wi}$ ) o surgencia se calculará de acuerdo con la ec. (d), considerando que el factor de volumen del agua a c.y. y a c.a. es igual a 1.00.

$$V_{wi} = V_{p2} (\bar{S}_w - s_{wi})$$

sustituyendo valores tenemos:

$$V_{wi} = 11.4 \times 10^6 (0.690 - 0.204)$$

$$\underline{V_{wi} = 5.540 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ w a c.y. o c.a.}}$$

El volumen diario de agua a inyectar a todo el yacimiento ( $q_{wi}$ ) es de  $720 \text{ m}^3/\text{día}$ .

2).- El tiempo necesario para alcanzar la surgencia ( $t_s$ ) será entonces:

$$t_s = \frac{V_{wi}}{q_{wi}} \text{ donde } q_{wi} = \text{volumen diario de agua a inyectar (m}^3/\text{d)}$$

sustituyendo valores en la ecuación anterior:

$$t_s = \frac{5.540 \times 10^6}{720} = 7694 \text{ días}$$

$$\underline{t_s = 21 \text{ años.}}$$

#### IV. ASPECTO ECONOMICO

Lo importante de todo proyecto, es saber si es factible el llevarlo a cabo o no, tomando como bases para una decisión, todos los aspectos involucrados, sobre todo el económico.

El éxito en la manipulación del campo físico, para obtener productos, depende del conocimiento de las leyes físicas pero el valor de estos productos está en su utilidad medida en términos económicos. Razón esencial para que los proyectos de ingeniería sean evaluados, en términos de valor y costo, antes de emprender su realización.

Comprobada la eficiencia técnica del proyecto de inyección de agua, y analizando bajo diferentes enfoques y alternativas, solo resta entonces, la evaluación de tipo económico.

Un análisis económico riguroso, sólo puede efectuarse conociendo previamente el precio futuro del aceite y el ritmo de inflación.

Para llevar a cabo este análisis económico del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, se consideraron como ingresos, el valor del aceite que se producirá como recuperación adicional, por efecto de la inyección de agua y los egresos que se consideraron son el costo total inicial estimado del proyecto así como la operación y mantenimiento de la planta y del agua de inyección.

##### IV.1 COSTO TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO.

El costo estimado para la planta de inyección para este proyecto, de acuerdo a la solicitud de obra, elaborado por personal de las dependencias interesadas en el Distrito, abarca los siguientes conceptos: instalaciones superficiales, obra civil, costos de perforación de pozos inyectoros o productores, así como la operación y el mantenimiento.



IV.1.1 COSTO DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES.

	MILLONES DE DOLARES
a. Equipo de los Pozos de aceptación, como: motor eléctrico, tuberías, desarenador y línea del pozo a la planta. - - - - -	0.50
b. Acondicionamiento del terreno, con una superficie de 1,000m <sup>2</sup> , a razón de \$300.0m <sup>2</sup> - - - - -	0.06
c. Equipo de filtración, con capacidad de 30,000 - bl/día, a una presión aproximada de operación de 10 Kg/cm <sup>2</sup> - - - - -	0.40
d. Una turbo-bomba, con capacidad de 50,000 bl/día y una presión de descarga de 3,000 lb/pulg <sup>2</sup> - -	0.90
e. Equipo de regulación y medición, consistente en válvulas, conexiones, medidores, etc. - - - - -	0.12
f. Tendido de 500m de línea eléctrica de 33 kv - -	0.01
g. Sub-estación eléctrica. - - - - -	0.07
h. Motobomba eléctrica de 390 H.P. - - - - -	0.12
i. Unidad de relevo de 300 H.P. - - - - -	0.03
j. Tendido de línea de acero de alta presión de -- 2"ø 3"ø y 4"ø - - - - -	<u>1.41</u>
Sub-total - - - -	3.620

IV.1.2 COSTO DE OBRA CIVIL.

	MILLONES DE DOLARES
a. Construcción de local para laboratorio químico de 5.0 x 6.0m., incluyendo servicios sanitarios, instalación eléctrica y de agua para equipo de laboratorio, a razón de \$2,000.0m <sup>2</sup> - - - - -	
b. Construcción del local para taller de trabajos de mantenimiento de 4.0 x 3.5 m. a \$1,800.0m <sup>2</sup> - - -	
c. Construcción de local para taller y bodega de almacenamiento, para refacciones y materiales químicos de 5.0 x 4.0 m. a \$2,000.0m <sup>2</sup> - - - - -	
d. Construcción en el área de operación de la planta, andadores metálicos. - - - - -	
e. Construcción de bases de concreto armado para unidades de bombeo. - - - - -	
f. Construcción de local para casa de bombas de 10.0 x 20.0 m. a \$2,000.0 m <sup>2</sup> - - - - -	
g. Construcción de dos casetas para instrumentos en las centrales de distribución. - - - - -	
h. Urbanización del área, incluye banquetas en el área de bombeo, drenaje pluvial, acceso a las instalaciones, etc., a \$1,500.0m <sup>2</sup> , con 200m <sup>2</sup> de área. - - - - -	
Sub-total. - - - -	0.210

	MILLONES DE DOLARES
IV.1.3 COSTO DE LA PERFORACION DE NUEVOS POZOS.	
La perforación de un pozo productor a - --	
\$1.235.000 c/u. - - - - -	1.235
IV.1.4 COSTO DEL ACONDICIONAMIENTO DE POZOS.	
El acondicionamiento de 13 pozos, 5 inyectores	
y 8 productores a \$ 60,000.000 c/u.- - - - -	5,070
IV.1.5 GASTOS ADMINISTRATIVOS, IMPREVISTOS E INGENIERIA. - - - - -	<u>0.273</u>
Sub-total - - - - -	6.578

Costo total inicial del proy.:  $10.408 \times 10^6$  dólares.

#### IV.2 INGRESOS Y EGRESOS.

Los ingresos que se determinaron para este proyecto fueron, considerando únicamente el valor del volumen adicional de aceite que se espera recuperar por inyección de agua, sin tomar en cuenta el gas húmedo que se producirá conjuntamente. Así mismo se consideró una tendencia anual del 5% y una inflación del 8% para el costo del barril de agua tratada inyectada al yacimiento. La tasa de interés se supuso como del 12% anual. La tendencia de alza del barril de aceite es de -2%.

A continuación se presenta el análisis en forma tabulada.

## IV.2

## INGRESOS Y EGRESOS

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(2)x(3)	(7)=(4)x(5)	(8)	(9)	(10)=(8)x(9)
Año (n)	ANp (MM.bls)	Precio Acelite (dolares/bl)	Vwl (MM bls)	Costo agua Inyec. (Dolares/bl)	Ingresos (MM dolares)	Egresos (MM dolares)	Flujo Neto sin Imp. (MM dolares)	Factor (1+0.12) <sup>-n</sup>	Valor Presente Flujo Neto (MM dolares 1/86)
1986	0.459	23.00	1.653	0.50	10.557	0.827	9.730	0.8929	-10.408
87	"	22.55	"	0.57	10.351	0.942	9.409	0.7972	8.628
88	"	22.11	"	0.64	10.149	1.058	9.091	0.7118	7.501
89	"	21.67	"	0.73	9.947	1.207	8.740	0.6355	6.471
90	"	21.25	"	0.83	9.754	1.372	8.382	0.5674	5.554
91	"	20.83	"	0.94	9.561	1.554	8.007	0.5066	4.756
92	"	20.42	"	1.06	9.373	1.752	7.621	0.4523	4.057
93	"	20.02	"	1.21	9.189	2.000	7.189	0.4039	3.447
94	"	19.63	"	1.37	9.010	2.265	6.755	0.3606	2.904
95	"	19.25	"	1.55	8.836	2.562	6.274	0.3220	2.436
96	"	18.87	"	1.76	8.661	2.909	5.752	0.2875	2.020
97	"	18.50	"	1.99	8.492	3.290	5.202	0.2567	1.654
98	"	18.14	"	2.26	8.326	3.736	4.590	0.2292	1.335
99	"	17.78	"	2.56	8.161	4.232	3.929	0.2046	1.052
2000	"	17.43	"	2.91	8.000	4.810	3.190	0.1827	0.804
01	"	17.09	"	3.30	7.844	5.455	2.389	0.1631	0.583
02	"	16.75	"	3.74	7.688	6.182	1.506	0.1456	0.390
03	"	16.43	"	4.24	7.541	7.009	0.532	0.1300	0.219
04	"	16.10	"	4.81	7.390	7.951	-0.561	0.1161	0.069
05	"	15.79	"	5.45	7.248	9.009	-1.761	0.1037	-0.065
06	"	15.48	"	6.18	7.105	10.216	-3.111	0.0926	-0.183
Total									9.639
			34.713						

#### IV.3. UTILIDADES

Analizando la tabla, se asegura que la inversión inicial queda saldada a partir del tercer año de inyección, por lo que el proyecto es factible de llevarse a cabo lo antes posible.

También podemos observar que a partir del año 2004 la inyección deja de ser costeable, por lo que no tiene caso continuar con ella.

Podemos concluir que a los 18 años de haberse iniciado el proyecto, - las utilidades son del orden de  $\$43.532 \times 10^6$  de dólares a valor actual -- (Enero/86).

Nota: Si se incrementa el gasto diario de inyección, previas pruebas de - inyectividad, es probable se reduzca el tiempo de irrupción del agua y por consiguiente aumentar las utilidades.

A P E N D I C E

INDICE DE APENDICE

- 1.- ACONDICIONAMIENTO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES.
- 2.- DETERMINACION DE LA PRESION ORIGINAL DEL YACIMIENTO.
- 3.- CALCULO DE LA POROSIDAD Y SATURACION PROMEDIOS.
- 4.- DETERMINACION DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.
- 5.- CALCULO DE LA CAIDA DE PRESION ENTRE EL FRENTE DE -  
DESPLAZAMIENTO Y LA PARED DEL AGUJERO.
- 6.- DETERMINACION DE LAS PRESIONES DE FRACTURA.
- 7.- DETERMINACION DEL PLANO DE REFERENCIA.

POZO CASTARRICAL No. 1

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL

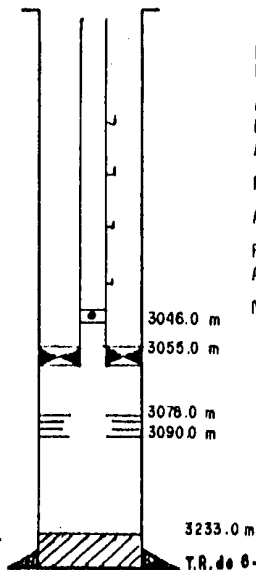
Disparado del Intervalo 3078-3090  
mbMR. Cerrado por alta RGA y baja  
productividad.  
Prod. Inicial: Oct/67

Aceite: 847 b/d  
RGA:  $97 \text{ m}^3/\text{m}^3$   
Agua: 0

Prod. Final: Junio/79

Aceite: 36 b/d  
RGA:  $618 \text{ m}^3/\text{m}^3$   
Agua: 2.5%

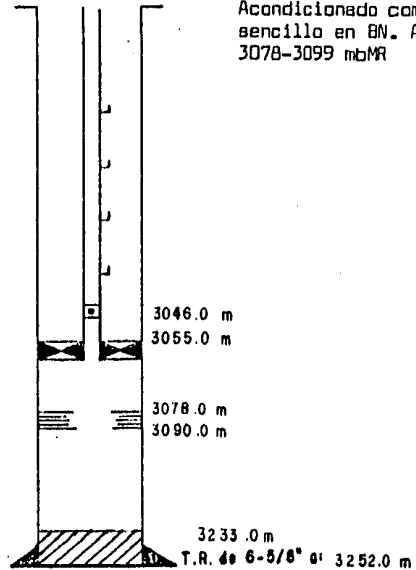
$N_p = 160,461 \text{ m}^3 = 1'009,300 \text{ bls.}$



PROD. SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO

Acondicionado como productor con aparejo  
sencillo en BN. Ampliar el intervalo de  
3078-3099 mbMR



PROD. SENCILLO BN



CAMPO CASTARRICAL

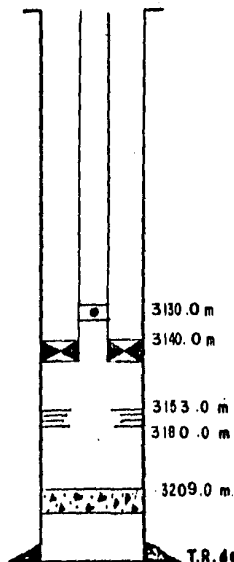
YACIMIENTO ARENA 26

BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 3-D

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Disparado en el intervalo 3153-3180 mBMR. Cerrado por baja productividad con aparejo inyector

Prod. Inicial: nov/68

Aceite: 82 b/d

RGA: 67 (m/m)<sup>3</sup>

Agua: 0

Prod. Final ago/76

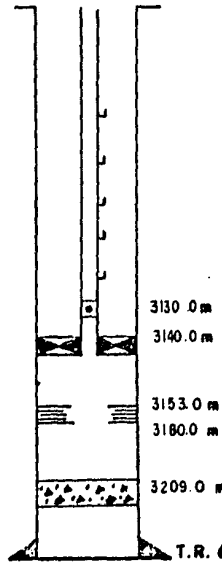
Aceite: 24 b/d

RGA: 564 (m/m)<sup>3</sup>

Agua: 0

$Np=3,361 \text{ m}^3= 21,141 \text{ bls.}$

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Este pozo se propone como productor en el intervalo actualmente abierto. Acondicionarlo con aparejo de prod. con válvulas de inyección de gas

WY. SENCILLO

PROD. SENCILLO BN

CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 4  
PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL

Cerrado por abat.de nivel  
 en el interv.2636-2639m  
 la arena 26 está aislada  
 por un tapón de cemento.

Prod.Inicial: ago/68

Aceite: 348 t/d<sup>3</sup>

RGA: 89 (r/m)<sup>3</sup>

Agua: 0

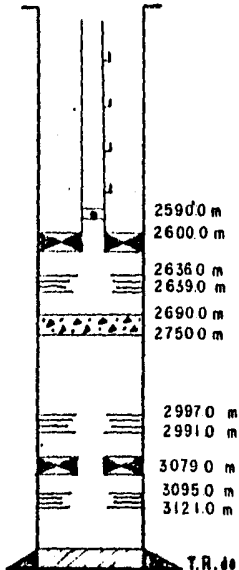
Prod.Final: jun/83

Aceite: 32 t/d

RGA: 767 (r/m)<sup>3</sup>

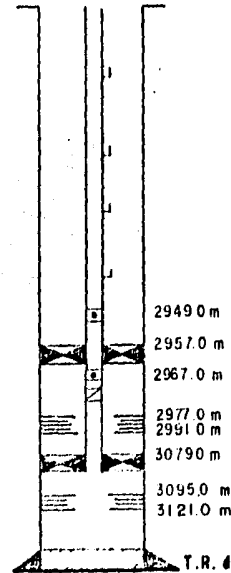
Agua: 0

Np= 363,518 bla.



ACONDICIONAMIENTO PROPUUESTO

Este pozo se propone  
 dejarlo como produc-  
 tor sencillo con BN -  
 aislando el interv. -  
 2977-2999m y explo-  
 tando el de 3095-3121m  
 siendo este la arena de  
 nuestro interés.



PROD. SENCILLO BN

PROD. SENCILLO SELECTIVO BN

C A M P O    C A S T A R R I C A L

YACIMIENTO ARENA 26                      BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 5

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL

Disparado en el interv. 3070-3090 m, correspondiente a la arena 26. Actualmente se encuentra cerrado por baja productividad y alta RGA.

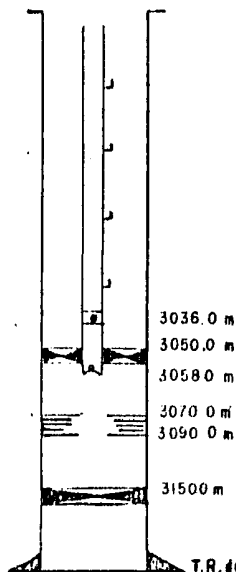
Prod.Inicial: Jul/68

Aceite: 715 b/d  
RGA: 97 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod.Final: ago/82

Aceite: 14 b/d  
RGA: 508 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

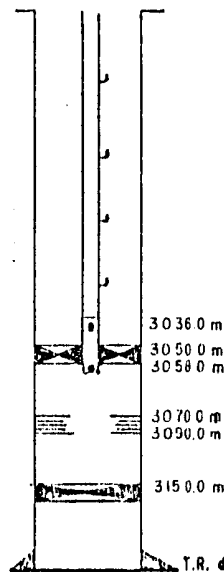
Np= 740, 176 bla.



PROD. SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO

Se propone dejarlo en el estado en que se encuentra actualmente.



PROD. SENCILLO BN

CAMPO CASTARRICAL

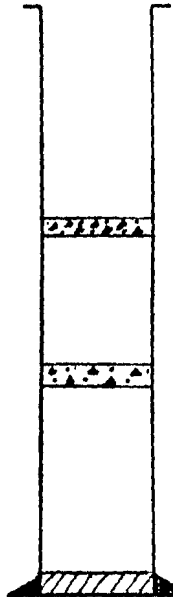
YACIMIENTO ARENA 26

BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 7

INYECTOR

ESTADO ACTUAL



Actualmente se encuentra taponado por improd. La arena 26 abierta en el interv. 3243-3255m se abandonó por manejar alto porcentaje de agua y baja productividad:

Prod.Inicial: sep/68

Aceite: 95 b/d  
RGA: 65 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod.Final ago/72

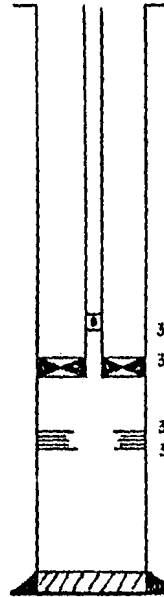
Aceite: 16 b/d  
RGA: 108 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua 60%

Np= 84,707 bls.

T.R. de 6-5/8" ø

TAPONADO

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Moler los tapones y redispersar de 3243-3255m acondicionándola con aparejo inyector.

3221.0 m

3230.0 m

3243.0 m

3255.0 m

T.R. de 6-5/8" ø

INYECTOR

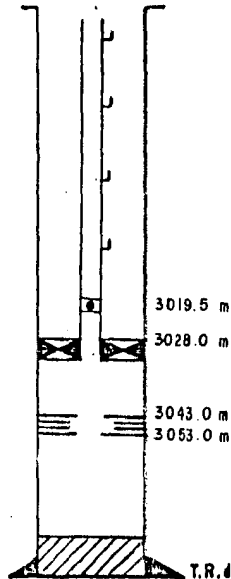
CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 8

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Actualmente se encuentra produciendo en la arena 26 en el intervalo 3043-3053m;

Prod.Inicial: sep/68

Aceite: 785 b/d  
RGA: 72 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod.Final: feb/85

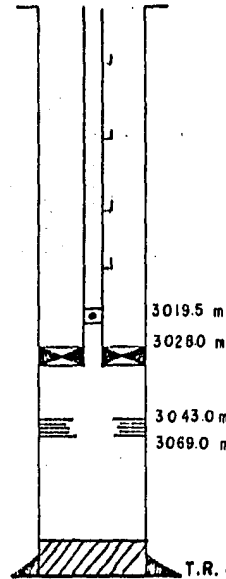
Aceite: 40 b/d  
RGA: 660 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

$N_p = 1,043,347$  bla.

T.R. de 6-5/8" a: 3117.0 m

PROD. SENCILLO: BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Ampliar el intervalo actualmente abierto de 3043-3069m y continuar explotandolo con aparejo sencillo con BN.

3019.5 m  
3028.0 m

3043.0 m  
3069.0 m

T.R. de 6-5/8" a: 3117.0 m

PROD. SENCILLO BN

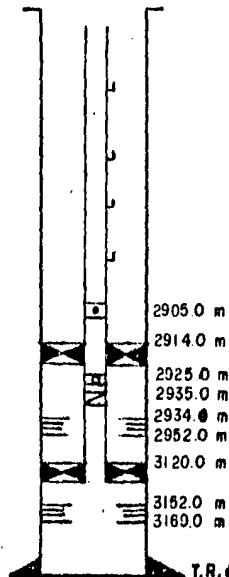
CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL N.º 10

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Productor sencillo selectivo de aceite con válvulas con BV abierto en 2934-2952 y 3152-3169.

Prod. Inicial: nov/68

Acete: 330 b/d<sup>3</sup>  
RGA: 70 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

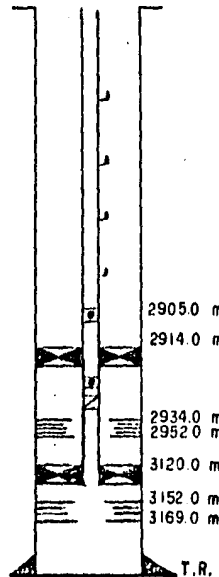
Prod. final: feb/85

2905.0 m Acete: 35 b/d<sup>3</sup>  
2914.0 m RGA: 328 (m/m)<sup>3</sup>  
2925.0 m Agua: 0  
2935.0 m  
2934.0 m Np- 837,526. tlb.  
2952.0 m  
3120.0 m  
3152.0 m  
3169.0 m

T.R. de 6-5/8" a 3289.0 m

PROD. SENCILLO SELECT. BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Se propone dejarlo en el estado que se encuentra actualmente/

2905.0 m  
2914.0 m  
2934.0 m  
2952.0 m  
3120.0 m  
3152.0 m  
3169.0 m

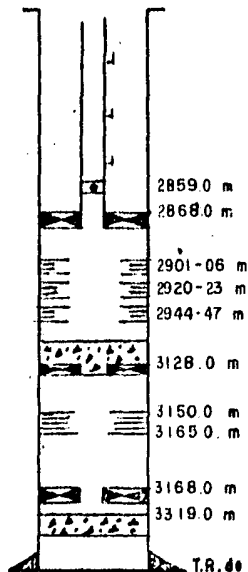
T.R. de 6-5/8" a 3289.0 m

PROD. SENCILLO SELECT. BN

CAMPO CASTARRICAL  
YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 11  
PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Cerrado por baja produc. de los interv. abiertos.

Prod. Inical: oct/69

Acete: 143 b/d  
RGA: 85 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

2859.0 m

2868.0 m

2901-06 m

2920-23 m

2944-47 m

3128.0 m

3150.0 m

3165.0 m

3168.0 m

3319.0 m

Prod. final: ene/78

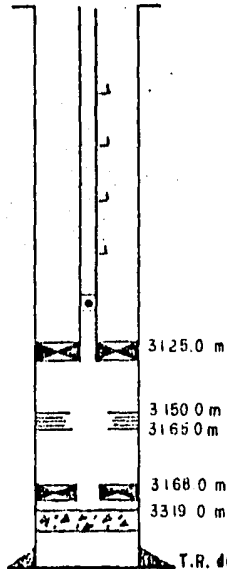
Acete: 18b/d  
RGA: 87 (M/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

N<sub>p</sub> = 137,795 bls.

T.R. de 6-5/8" a: 3626.0 m

PROD SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Moler tapón de cemento y empacador y acondicionarlo en el intervalo 3150-3165m con aparejo sencillo con BN.

3125.0 m

3150.0 m

3165.0 m

3168.0 m

3319.0 m

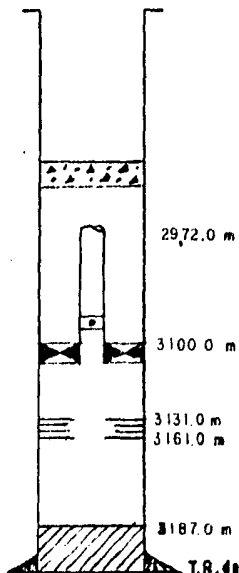
T.R. de 6-5/8" a: 3626.0 m

PROD. SENCILLO

CAMPO CASTARRICAL  
 YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 12-D  
 PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Este pozo fué taponado por accidente mecánico en marzo de 1985.

Prod. Inicial: sep/69

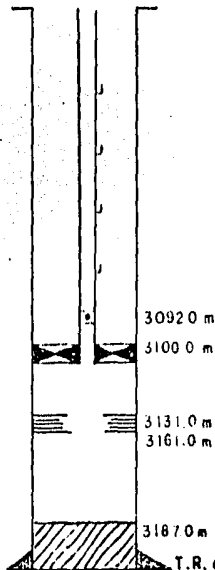
Aceite: 161 b/d  
 RGA: 104 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

Prod. Final: ago/82

Aceite: 35 b/d  
 RGA: 236 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

Np= 394,043 bls.

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Se propone perforar otro pozo gemelo, para abrir a prod. la arena 26 en el interv. 3131-3161m,

TAPONADO ACC. MEC.

PROD. SENCILLO

- 69 -



CAMPO CASTARRICAL

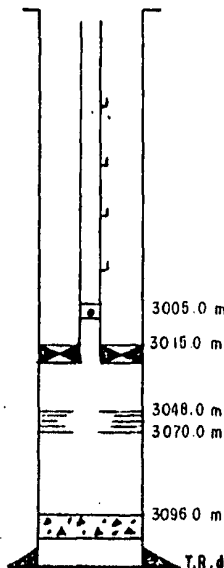
YACIMIENTO ARENA 26

BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 13

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Disparado en el intervalo 3048-3070 arena 26 el cual se encuentra actualmente en prod.

Prod.Inicial: jul/68

Aceite: 627 b/d  
RGA: 94 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod.Final: feb/85

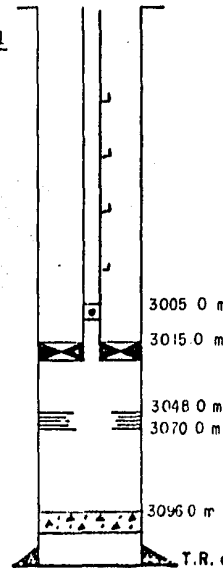
Aceite: 51 b/d  
RGA: 252 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

$N_p = 1,068,577$  bls.

T.R. de 6-5/8" o:

PROD. SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Se propone dejarlo tal y como se encuentra - actualmente y continuar explotandolo.

T.R. de 6-5/8" o:

PROD. SENCILLO BN

- 61 -

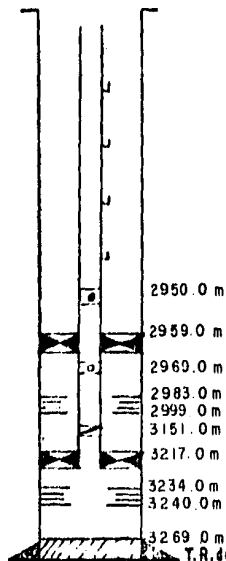
CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26

BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 15  
 INYECTOR

ESTADO ACTUAL



Cerrado por abat. de nivel  
 en los interv.abiertas.

Prod.Inicial: abr/69

aceite: 108 b/d<sub>3</sub>  
 RGA: 81 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

Prod.Final: mar/83

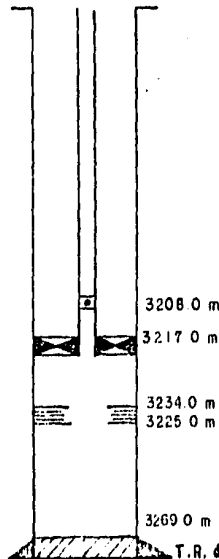
Aceite: 20 b/d  
 RGA: 509 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

Np= 184,737 bla.

T.R. de 6-5/8" c:

PROD. SENCILLO SELECT BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Se propone acondicio-  
 narlo con aparejo in-  
 yector en el interv.  
 3234-3240m.

T.R. de 6-5/8" d:

INYECTOR

CAMPO CASTARRICAL

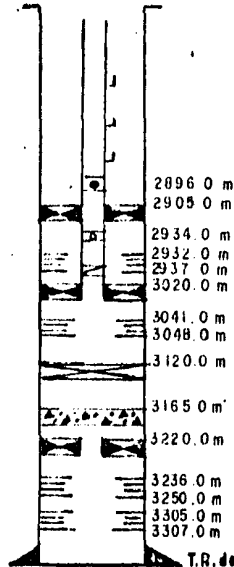
YACIMIENTO ARENA 28

BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 16

INYECTOR

ESTADO ACTUAL



Cerrado por abat.de nivel en los interv.abiertos.

Prod.Inicial: nov/68

Aceite: 517 b/d<sup>3</sup>  
RGA: 73 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod.Final: oct/75

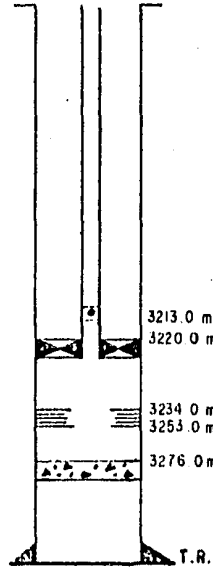
Aceite: 102 b/d<sup>3</sup>  
RGA: 252 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Np= 536,789 bla.

T.R. de 6-5/8" ø: 3330 m

PROD. SENC. SELEC. BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Aislar el interv. 3305-3307m y acondicionarlo con aparejo de inyección en 3236-3256m.

3213.0 m  
3220.0 m

3234.0 m  
3253.0 m

3276.0 m

T.R. de 6-5/8" ø: 3333 0 m

INYECTOR

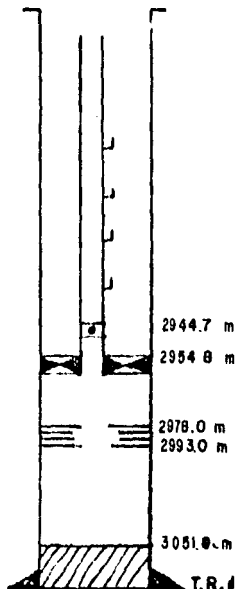
CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 17-D

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Abierto en el interv. 2978-2993m  
arena 26 y cerrado por alta RGA.

Prod.Inicial: ene/72

Acete: 632 b/d  
RGA: 57 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

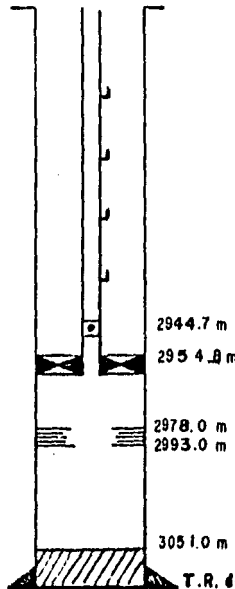
Prod.Final: sep/75

Acete: 153 b/d  
RGA: 1132 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Np= 504,697 bla.

T.R. de 6-8/8" a: 3073.5 m

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Este pozo se propone  
acondicionarlo con a-  
parejo de prod.sencillo  
con BN.

T.R. de 6-8/8" a: 3073.5 m

PROD. SENCILLO

PROD. SENCILLO BN

- 49 -

C A M P O C A S T A R R I C A L

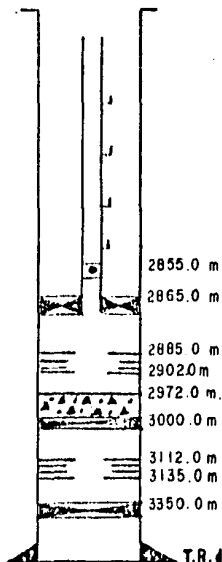
YACIMIENTO ARENA 26

B L O C U E III

POZO CASTARRICAL No. 26

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Disparado en el tramo 2895-2902 m.  
El intervalo de nuestro interes -  
3112-3135 m. se aisló por abat.de  
nivel.

Prod.Inicial: sep/71

Aceite: 299 b/d  
RGA: 133 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod.Final: oct/77

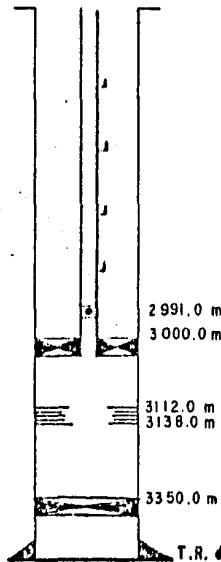
Aceite: 82 b/d  
RGA: 778 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Np= 318,004 bls.

T.R. de 6-5/8" a: 3620.0 m

PROD.SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Moler tapones y acondi-  
cionarlos con aparato  
de producción sencillo  
con BN en el intervalo  
3112-3135 m.b.M.R.

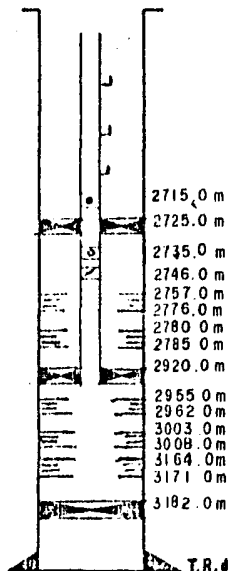
T.R. de 6-5/8" a: 3620.0 m

PROD.SENCILLO BN

CAMPO CASTARRICAL  
 YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 42  
 PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Cerrado por fuga en la línea de  
 inyección de gas en enero/84.  
 La historia prod. de la arena 26  
 interv. 3164-3171m. fué:

Prod. Inicial may/79

2715.0 m Aceite: 266 b/d  
 2725.0 m RGA: 125 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

2735.0 m Prod. Final: ene/84  
 2746.0 m Aceite: 25 b/d  
 2757.0 m RGA: 163 (m/m)<sup>3</sup>  
 2776.0 m Agua: 2%  
 2780.0 m  
 2785.0 m

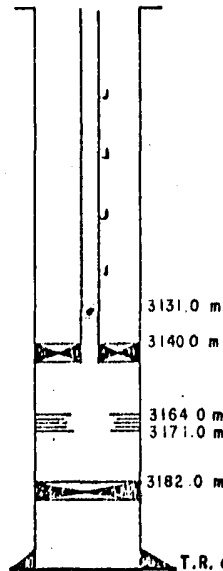
Np= 53,402 bls.

2920.0 m  
 2955.0 m  
 2962.0 m  
 3003.0 m  
 3008.0 m  
 3164.0 m  
 3171.0 m  
 3192.0 m

T.R. de 6-5/8" a 3349.0 m

PROD. SENC. SELECT. BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Acondicionarlo con aparejo  
 de producción sencillo con  
 BN aislando los intervalos  
 superiores y dejando abier  
 to el 3164-3171 m.b.M:R.

3131.0 m  
 3140.0 m  
 3164.0 m  
 3171.0 m  
 3182.0 m

T.R. de 6-5/8" a 3349.0 m

PROD. SENCILLO BN

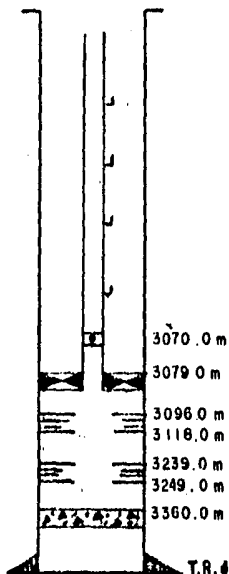
CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 43

PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Cerrado por falla en el aparejo de producción en los intervalos 3096-3118m. y 3239-3249m. el primero corresponde a la arena 26 y su historia produ.es:

Prod.Inicial: ago/70

Aceite 206 b/d  
RGA: 93 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod. Final: feb/75

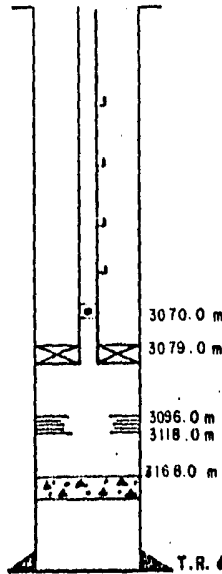
Aceite: 23 b/u  
RGA: 142 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua 5%

Np= 72,498 bla.

T.R. de 6-5/8" a: 3645.0 m

PROD. SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Acondicionarlo con aparejo productor sencillo con BN en el intervalo 3096-3118 m.b.M.R.

T.R. de 6-5/8" a: 3645.0 m

PROD. SENCILLO BN

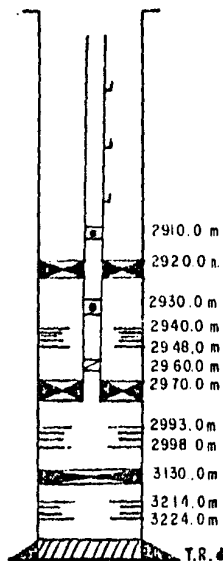
CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 46

INYECTOR

ESTADO ACTUAL



Cerrado por alto % de agua en los intervalos 2940-2948m. y 2993-2998m. El intervalo 3214-3224m., arena 26, se aisló invadido de agua. Su historia produ. fué:

Prod. Inicial: dic/78

Acete: 24 b/d  
RGA: 228 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod. Final: ago/82

Acete: 53 b/d  
RGA: 129 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 30%

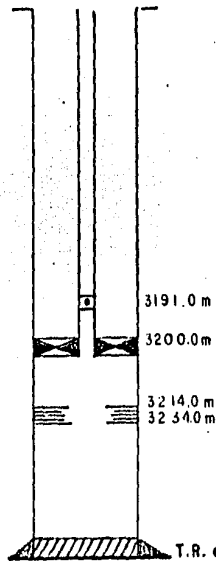
$\eta_p = 22,046 \text{ lbs.}$

2910.0 m  
2920.0 m  
2930.0 m  
2940.0 m  
2948.0 m  
2960.0 m  
2970.0 m  
2993.0 m  
2998.0 m  
3130.0 m  
3214.0 m  
3224.0 m

T.R. de 6-5/8" o'

PROD. SENC. SELECT. BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Muñer tapón y acondicionarlo con aparejo inyector en el intervalo 3214-3234 m.b.M.R.

3191.0 m  
3200.0 m  
3214.0 m  
3234.0 m

T.R. de 6-5/8" o'

INYECTOR

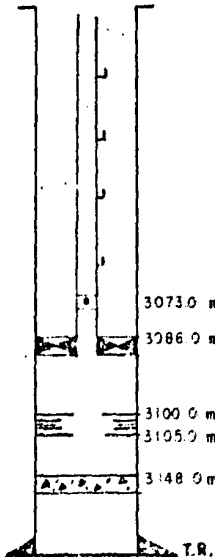


CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 49  
PRODUCTOR

ESTADO ACTUAL



Pozo disparado en la arena 26 en el intervalo 3100-3105m. Actualmente cerrado por abatimiento de nivel y su historia prod. es:

Prod. Inicial: ago/73

Aceite: 83 b/d  
RGA: 168 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

Prod. Final: sep/73

Aceite: 83 b/d  
RGA: 176 (m/m)<sup>3</sup>  
Agua: 0

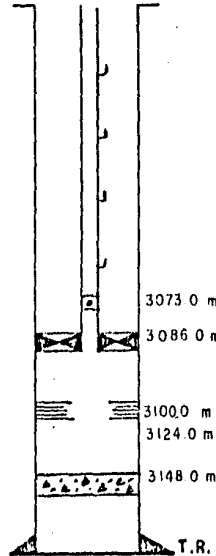
$N_p = 3,566$  bla.

3073.0 m  
3086.0 m  
3100.0 m  
3105.0 m  
3148.0 m

T.R. de 6-5/8" o

PROD. SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Se propone ampliar el intervalo actualmente abierto de 3100-3124 m.b.M.R. y dejarlo con aparejo de producción sencillo con BN

3073.0 m  
3086.0 m  
3100.0 m  
3124.0 m  
3148.0 m

T.R. de 6-5/8" o

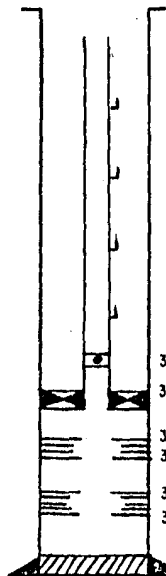
PROD. SENCILLO BN

CAMPO CASTARRICAL

YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

POZO CASTARRICAL No. 56  
 INYECTOR

ESTADO ACTUAL



Disparado en los intervalos  
 3078-3083m. y 3199-3214m. Este  
 corresponde a la arena 26 se  
 encuentra cerrado por fuga en la  
 línea de escurrimiento.

Prod.Inicial: jul/71

Aceite: 28 b/d  
 RGA: 603 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

Prod.Final: nov/79

3037.0 m Aceite: 28 b/d  
 3046.0 m RGA: 603 (m/m)<sup>3</sup>  
 Agua: 0

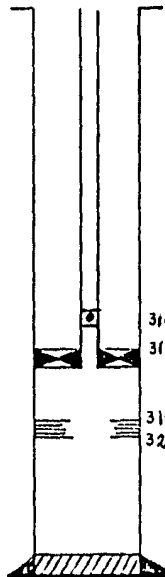
3078.0 m Np= 1,786 bls.  
 3083.0 m

3199.0 m  
 3214.0 m

T.R. de 6-5/8" a 3295.0 m

PROD. SENCILLO BN

ACONDICIONAMIENTO PROPUESTO



Acondicionarlo con  
 aparejo sencillo  
 inyector en el inter-  
 valo inferior.

3169.0 m  
 3188.0 m

3199.0 m  
 3214.0 m

T.R. de 6-5/8" a 3295.0 m

SENCILLO

CAMPO CASTARRICAL  
YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

DETERMINACION DE LA PRESION ORIGINAL

La presión original del yacimiento en cuestión se determinó a partir de los datos de presión de fondos fluyendo por diferentes estranguladores, midiéndose los gastos que estos proporcionaron en el Pozo Castarrical 1. Como la presión de saturación -- ( $P_b=122.4 \text{ Kg/cm}^2$  del análisis PVT pozo Castarrical 12-DS) es menor que cualesquiera de las presiones de fondo fluyendo medidas, podemos afirmar que se tuvo un yacimiento con aceite bajo saturado. En este caso la expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema roca-fluidos, hasta que se alcanza la presión de saturación. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado.

La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-aceite producida permanece, por lo tanto constante durante esta etapa de explotación e igual a  $R_{si}$ . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta, disminuyen ligeramente así como la viscosidad del aceite aumenta también en forma muy ligera. Debido a estas circunstancias el índice de productividad permanece prácticamente constante. Con base en este razonamiento y a partir de los datos de presiones de fondo fluyendo y sus correspondientes gastos obtenidos por diferentes estranguladores en el pozo Castarrical No. 1 se determinó la presión estática del yacimiento o presión original (analítica y gráficamente) de la siguiente manera:

METODO ANALITICO

$$J = \frac{q_0 - q_0}{AP \cdot Pe - p_{wf}}$$
 donde: J=índice de productividad  
 $q_0$ =gasto de aceite  $m^3/d$   
 $p_e$ =presión estática de fondo ( $Kg/cm^2$ )  
 $p_{wf}$ =presión de fondo fluyendo ( $Kg/cm^2$ )

$$J = \frac{q'}{p_e - p_{wf}'} = \frac{q''}{p_e - p_{wf}''} ; p_e = \frac{q' p_{wf}'' - q'' p_{wf}'}{q' - q''}$$

Se obtuvieron los siguientes datos del pozo Castarrical No.1:

ESTRANGULADOR (pg)	$p_{wf}$ ( $Kg/cm^2$ )	q aceite ( $m^3/d$ )	intervalo disp. (mbMR)	fecha
7/32	357	182	3078-3090	4-XI-67
3/16	366	121	"	8-XI-67
5/32	368.7	103	"	10-XI-67
1/8	374.3	62	"	14-XI-67

$$Pe_1 = \frac{182 \times 366 - 121 \times 357}{182 - 121} = 383.85 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Pe_2 = \frac{121 \times 368.7 - 103 \times 366}{121 - 103} = 384.15 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Pe_3 = \frac{103 \times 374.3 - 62 \times 368.7}{103 - 62} = 382.77 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P1 - Pe = \frac{383.85 + 384.15 + 382.77}{3} = 383.6 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_1 = 383,6 \text{ Kg/cm}^2$$

Podemos concluir que fue un yacimiento con aceite bajo saturado ( $p_i > P_b$ ); actualmente la  $P_b > P_y$  ( $P_y = 81.3 \text{ Kg/cm}^2$ ).

#### METODO GRAFICO

Con los datos de la tabla anterior y con la gráfica que se anexa, se obtuvo la presión original del yacimiento Arena 26 Bloque III.

El procedimiento es graficar presión de fondo fluyendo contra gastos, se unen los puntos graficados con una recta y se extrapola hasta gasto de aceite igual a cero. Luego se lee sobre el eje de los abscisas la presión de fondo fluyendo correspondiente a la presión de fondo estática o presión inicial. El valor leído resulta de:

$$P_e = 383.6 \text{ Kg/cm}^2$$

**N O T A :** Los valores de la tabla anterior ( $q_o$  y  $p_{wf}$ ) se obtuvieron inmediatamente después de terminado el pozo por lo que podemos considerar que la  $P_i$  calculada es representativa del yacimiento. El pozo se terminó el 4 de octubre de 1967.

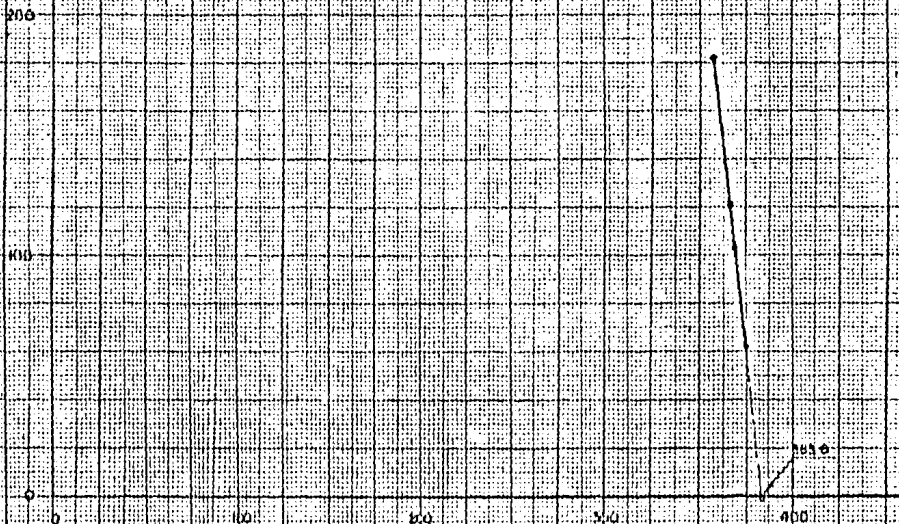
POZO CASTARRICAL Nº 1  
DETERMINACION DE LA PRESION ORIGINAL DEL YACIMIENTO  
ARENA 26 - BLOQUE III

GASTO ( m<sup>3</sup>/d )

200  
100  
0

0 100 200 300 400

PRESION DE FONDO FLUYENDO ( Kg / cm<sup>2</sup> )



CAMPO CASTARRICAL

ARENA 26-BLOQUE III

DETERMINACION DE LA POROSIDAD Y SATURACION PROMEDIOS

POZO No.	INTERV.DISPARADO (m.b.M.R.)	S <sub>w</sub> (Fracc.)	z (Fracc)	ESPESOR NETO POROSO (m)
1	3078-3090	0.16	0.18	16.5
3-D	3153-3180	0.15	0.18	15.5
4	3095-3121	0.13	0.20	21.5
5	3070-3090	0.14	0.22	20.5
7	3243-3255	0.15	0.16	6.0
8	3043-3053	0.11	0.23	19.0
10	3152-3169	0.15	0.25	13.5
11	3150-3165	0.25	0.22	20.5
12-D	3131-3161	0.18	0.24	24.0
13	3048-3070	0.18	0.24	19.5
15	3234-3240	0.25	0.17	8.5
16	3236-3256	0.32	0.28	15.0
17-D	2978-2993	0.30	0.15	15.0
19	3249-3260	0.17	0.24	9.5
26	3112-3135	0.23	0.18	17.5
42	3164-3171	0.16	0.14	4.0
43	3096-3118	0.22	0.15	17.5
46	3214-3224	0.39	0.20	8.5
49	3100-3105	0.27	0.18	17.0
56	3199-3214	0.27	0.27	16.0
71	3311-3325	0.20	0.14	18.0

Los valores promedios ponderados de porosidad y saturación de agua inicial son:

$$\bar{z} = 0.219$$

$$\overline{S_{wi}} = 0.204$$

CAMPO CASTARRICAL  
ARENA 26-BLOQUE III

DETERMINACION DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

Para determinar el volumen original de hidrocarburos se utilizó el método de isopacas, el cuál permite calcular el volumen de roca del yacimiento, considerando exclusivamente los espesores netos porosos impregnados de hidrocarburos, y a partir de este el volumen original de hidrocarburos a condiciones del yacimiento ( $V_{oi}$ ) mediante la expresión:

$$NB_{oi} = V_{oi} = VR\bar{\alpha}(1 - \overline{S_{wi}}) \quad (1)$$

en donde  $\bar{\alpha}$  y  $\overline{S_{wi}}$  son los valores medios de porosidad y saturación de agua respectivamente calculados para el yacimiento.

METODO DE ISOPACAS

La secuencia de cálculo para el método de isopacas es la siguiente:

- 1).- Sobre un plano de localizaciones se anotaron los valores de espesor neto poroso para cada pozo obtenidos de los registros eléctricos y se procedió a configurar las curvas de igual espesor o isopacas (plano 8).
- 2).- Se determinaron las áreas definidas por las curvas isopacas ( $cm^2_p$ ).
- 3).- Sobre una gráfica de espesores contra áreas se vació la información obtenida en el punto anterior.
- 4).- Se determinó el área bajo la curva resultante ( $A_g$ ), obteniendo un valor que es proporcional al volumen neto de roca del yacimiento en cuestión es decir:

$$VR = A_g F_c \quad (a)$$



donde  $F_c$  es un factor de conversión que considera las diversas escalas utilizadas en el cálculo y su expresión es:

$$F_c = E^2 M_x M_y \text{ --- (b)}$$

en donde:

$E$  = Escala utilizada en la construcción del plano de isopacas (Unidades Consistentes):

$M_x$  = Módulo de la escala horizontal de la gráfica de isopacas contra áreas ( $m^2 t/cm^2$ ) o ( $cm^2 p/cm^2$ )

$M_y$  = Módulo de la escala vertical de la gráfica de profundidades contra áreas ( $mt/cm^2$ ) o ( $cm p/cm^2$ ).

POZO No.	Espesor	Espesor de la ISOPACA (m)	Area del plano ( $cm^2$ )	Area del terreno ( $10^6 m^2$ )
1	16.5			
3-D	15.5	00	17.2	3.55
4	21.5			
5	20.5	05	16.3	3.37
7	6.0			
8	19.0	10	13.8	2.85
10	13.5			
11	20.5	15	9.0	1.86
12-D	24.0			
13	19.5	20	3.7	0.76
15	8.5			
16	15.0	25	---	---
17-D	15.0			
19	9.5			
26	17.5			
42	4.0			
43	17.5			
46	8.5			
49	17.0			
56	16.0			
71	18.0			

Esc. 1:45454

Aplicando el método anterior se obtuvieron los siguientes resultados.

$$A_g = 102.6 \text{ cm}^2$$

$$E = 454.54 \frac{m_t}{cm_p}$$

$$M_x = 1 \text{ (cm}^2_p / cm_g)$$

$$M_y = 2.50 (m_t / cm_g)$$

sustituyendo en la siguiente expresión:

$$V_R = A_g \times E^2 \times M_x \times M_y = 102.6 \times (454.54)^2 \times 1 \times 2.50$$

$$V_R = 52.994 \times 10^6 \text{ m}^3$$

con los valores de  $\overline{SwI}$  y  $\overline{\beta}$  ya calculados aplicamos la ec (1):

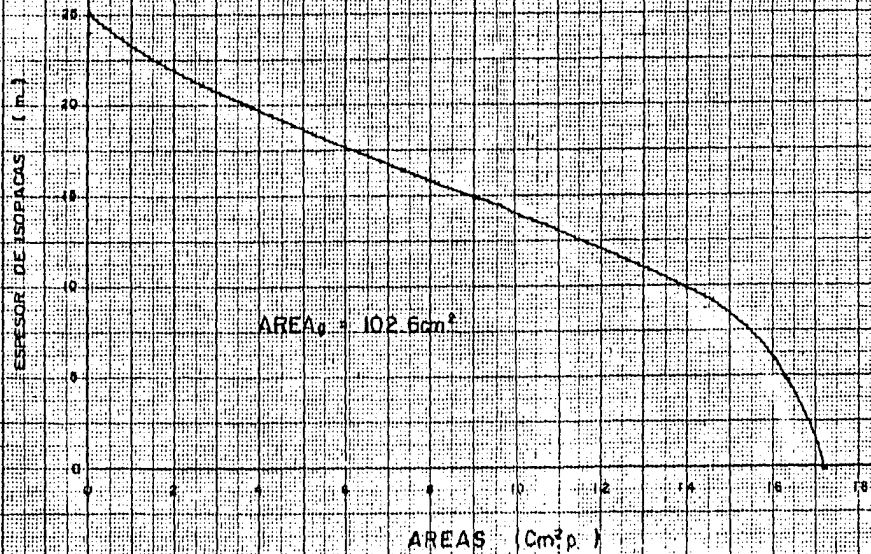
$$NB_{oi} = V_{oi} = V_R \times \overline{\beta} \times (1 - \overline{SwI}) = 52.994 \times 10^6 \times 0.219 \times (1 - 0.204)$$

$$\underline{NB_{oi} = 9.238 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de aceite a c.v.}}$$

CAMPO CASTARRICAL

ARENA 25 - BLOQUE III

AREAS DEL TERRENO V.S. SUPERFICIES NETAS DE HIDROCARBUROS



AREAS COMPRENDIDAS POR LAS CURVAS DE ISOPACAS Y CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

CAMPO: CASTARRICAL

FLUIDO: ACEITE

FECHA: ENERO 85

YACIMIENTO: ARENA 26-BLOQUE III

I.- AREAS

h	AREA (cm <sup>2</sup> p)	h	AREA (cm <sup>2</sup> p)	h	AREA (cm <sup>2</sup> p)	h	AREA (cm <sup>2</sup> p)	h	AREA (cm <sup>2</sup> p)
00	17.2	25	0						
05	16.3								
10	13.8								
15	9.0								
20	3.7								

2.- CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL

AREA BAJO LA CURVA h - AREAS (cm <sup>2</sup> g)	ESCALAS DE LA GRAFICA		CONSTANTE DEL PLANO (m <sup>2</sup> τ / cm <sup>2</sup> p)	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	1 - S <sub>w</sub> (frac)	Φ̄ (frac)	VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS (m <sup>3</sup> de HC a CY)
	VERTICAL (m/cm)	HORIZONTAL (cm <sup>2</sup> p/cm)					
102.6	2.5	1	206606	52 994 439	0.796	0.219	9 238 203

3.- CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL EN POZOS AISLADOS

POZO No	AREA (m <sup>2</sup> τ)	h (mτ)	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	1 - S <sub>w</sub>	Φ̄	VOLUMEN DE HC (m <sup>3</sup> a C.Y.)	POZO No	AREA (m <sup>2</sup> τ)	h (mτ)	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	1 - S <sub>w</sub>	Φ̄	VOLUMEN DE HC (m <sup>3</sup> a C.Y.)

VOLUMEN ORIGINAL TOTAL: 9.238x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> a CY

CALCULO DE LA CAIDA DE PRESION ENTRE EL FRENTE DE DESPLAZAMIENTO  
Y LA PARED DEL AGUJERO.

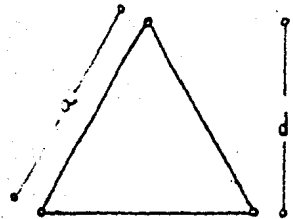
$$i = \frac{3.535 Kh (AP)}{U_w \left[ \ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 2.079 \right]} \quad \text{----- (1)}$$

Ecuación tomada del libro Mechanics of Secondary Oil Recovery de CHARLES SMITH (Pág. 170).

$$AP = \frac{1U_w \left[ \ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 2.079 \right]}{3.535 Kh} \quad \text{----- (2)}$$

Datos:

- \*  $i = 144 \text{ m}^3/d = 906 \text{ bls/día}$
- $a = 400\text{m} = 1312 \text{ pies}$
- $d = 346\text{m} = 1135 \text{ pies}$
- $h = 9.5\text{m} = 31 \text{ pies}$
- \*\*  $K_w = 77.53\text{md} = 0.0775 \text{ Darcy}$
- $U_w = 0.415 \text{ Cp}$
- $r_w = 0.25 \text{ pies}$



sustituyendo valores en la ecuación (2) y simplificando tenemos:

$$AP = 347.3 \text{ lb/pg}^2$$

$$AP = 24.4 \text{ Kg/cm}^2$$

- \* Promedio de los gastos de admisión estimado para los pozos inyectores 7, 15, 16, 46 y 56.
  
- \*\* Tomada de la determinación petrofísica del pozo Castarrical 26-D.

TABLA No. 2

CAMPO CASTARRICAL  
YACIMIENTO ARENA 26-BLOQUE III

DETERMINACION DE LAS PRESIONES DE FRACTURA.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
POZO No..	Pe (Kg/cm <sup>2</sup> )	D (m)	Pe/D	0.23- (Pe/D)	0.563x(5)	Pff/D (4)+(6)	Pff (Kg/cm <sup>2</sup> ) (3)x(7)	APF (Kg/cm <sup>2</sup> )	PH (Kg/cm <sup>2</sup> )	PF <sub>B</sub> (Kg/cm <sup>2</sup> ) (8)+(9)-(10)
7	180.8	3253	0.0556	0.1744	0.0982	0.1538	500	7	325	182
15	78.2	3237	0.0242	0.2048	0.1153	0.1395	452	15	324	143
16	132.9	3246	0.0410	0.1890	0.1064	0.1474	478	37	325	190
46	138.3	3219	0.0425	0.1875	0.1056	0.1481	482	15	322	175
56	187.3	3207	0.0581	0.1719	0.0968	0.1549	499	42	321	220

$$\frac{P_{Ff}}{D} = (0.23 - \frac{Pe}{D}) \frac{\gamma}{1-\gamma} + \frac{Pe}{D} \quad \gamma = 0.36$$

Pff= Presión de fondo de fractura (Kg/cm<sup>2</sup>)

D= Profundidad (m)

γ= Módulo de Poisson (adimensional)

Pe= Presión estática de fondo (Kg/cm<sup>2</sup>)

CAMPO CASTARRICAL

ARENA 26-BLOQUE III

DETERMINACION DEL PLANO DE  
REFERENCIA



### METODO DE CIMAS Y BASES

A partir de la información que nos proporcionan los registros eléctricos referentes a las profundidades a los que se localizan la cima y la base de la formación productora en cada uno de los pozos, es posible calcular el volumen de roca y la profundidad del plano de referencia, usando el método de cimas y bases, el cual consiste en lo siguiente:

1). En un plano de localizaciones de pozos, se anota la profundidad de la cima de la arena en cada pozo (m.b.N.M.).

Se dibujan los límites del yacimiento como falla C.A.A., y se configuran las curvas de la cima de la arena.

2). En otro plano de localizaciones se anotan las profundidades de las bases (m.b.N.M.) y se repiten las mismas operaciones anteriores (PLANO 7).

3). Se miden las áreas que encierran las curvas ( $\text{cm}^2$ ), multiplicando este valor por los metros cuadrados de terreno por cada  $\text{cm}^2$  del plano de localizaciones.

4). Con los datos anteriores se construyó la gráfica de profundidades contra áreas de cimas y bases, y el área que encierran las curvas dibujadas nos representa el volumen de roca del yacimiento, es decir,  $V_R = A_G F_C$ , donde  $F_C$  tiene el mismo significado descrito en el método de Isopacas. Para determinar el plano de referencia que se define como "El plano horizontal que divide el volumen de roca en dos partes iguales", se procede de la siguiente manera:

El área de gráfica construída anteriormente se mide a -

varias profundidades ( $\text{cm}^2$ ), los valores obtenidos se multiplican por los metros cúbicos de rosca por cada  $\text{cm}^2$  de área de la gráfica. Se construye la gráfica de profundidades contra volumen de roca, con el valor de la mitad del volumen de roca del yacimiento, se entra en la gráfica anterior, encontrando el valor de la profundidad del plano de referencia.

Este valor obtenido nos sirve para referir, cualquier variable (en particular la presión) a este plano.

CAMPO CASTARRICAL

ARENA 26-BLOQUE III

DETERMINACION DE LA PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA

POZO No.	ELEV.MESA ROTARIA (msNM)	P R O F U N D I D A D E S				ESPESTORES (m)		PROF.TOTAL (mbMR)
		C I M A S		B A S E S		Poroso	Total	
		mbMR	mbNM	mbMR	mbNM			
1	7.4	3071.0	3063.5	3099.0	3091.5	16.5	28.0	3266.0
3-D	8.8	3163.0	3154.5	3186.0	3177.5	15.5	23.0	3900.0
4	7.0	3095.0	3088.0	3120.0	3112.5	21.5	24.5	3175.0
5	8.0	3069.0	3061.0	3090.0	3082.0	20.5	21.0	3450.0
7	7.4	3243.0	3235.5	3255.0	3247.5	6.0	12.0	3291.0
8	7.8	3043.0	3035.0	3069.0	3061.0	19.0	26.0	3141.0
10	7.7	3153.0	3145.0	3170.0	3162.0	13.5	25.0	3335.0
11	8.4	3149.0	3140.5	3179.0	3171.5	20.5	31.0	3900.0
12-D	11.5	3134.0	3122.5	3164.0	3152.5	24.0	30.0	3225.0
13	7.5	3047.0	3039.5	3073.0	3065.5	19.5	26.0	3350.0
15	6.8	3234.0	3227.0	3253.0	3246.0	8.5	19.0	3300.0
16	7.6	3234.0	3226.5	3253.0	3245.5	15.0	19.0	3340.0
17-D	7.0	2978.5	2971.5	2994.0	2987.0	15.0	23.0	3100.0
19	6.3	3246.0	3240.0	3259.0	3253.0	9.5	13.0	3430.0
26	8.0	3114.0	3106.0	3138.0	3130.0	17.5	24.0	3940.0
42	10.8	3164.0	3153.2	3171.0	3160.5	4.0	15.0	3729.0
43	7.0	3094.0	3086.5	3117.0	3109.5	17.5	27.0	3924.0
46	12.0	3214.0	3202.5	3234.0	3222.0	8.5	19.5	3765.0
49	10.5	3100.0	3089.0	3124.0	3113.0	17.0	24.0	3748.0
56	7.5	3199.0	3191.5	3222.0	3214.5	16.0	23.0	3300.0
71 *	7.6	3310.0	3302.5	3333.0	3325.5	18.0	23.0	3855.0

TABLA a

Epesor total promedio = 22.7 m

\* Contacto agua-aceite a 3333.0 mbMR

CAMPO CASTARRICAL

ARENA 26-BLOQUE III

AREAS DE CIMAS Y BASES

PROF. (mbNM)	CIMAS Area(cm <sup>2</sup> p)	CIMAS Area(m <sup>2</sup> T)x10 <sup>6</sup>	BASES Area(cm <sup>2</sup> p)	BASES Area(cm <sup>2</sup> T x 10 <sup>6</sup> )
3325.5	17.8	3.678	17.1	3.533
3300.0	16.5	3.409	15.9	3.285
3250.0	14.4	2.975	13.7	2.831
3200.0	11.8	2.438	10.2	2.107
3150.0	8.6	1.777	6.7	1.384
3100.0	5.2	1.074	3.5	0.723
3050.0	2.6	0.537	1.2	0.248
3000.0	0.7	0.144	0.3	0.062

ESCALA PLANO 1: 45 454

1 cmx = 454.5m

1 cmy = 454.5m

1 cm<sup>2</sup>p = 206 606 m<sup>2</sup>T

Volúmenes de roca obtenidos en la gráfica de cimas y bases contra profundidades.

PRGF. (mbNM)	AREA GRAFICA (cm <sup>2</sup> )	VR(m <sup>3</sup> T x 10 <sup>6</sup> )
3325.5	21.3	85.2
3300	20.4	81.6
3250	18.6	74.4
3200	15.8	63.2
3150	11.3	45.2
3100	6.7	26.8
3050	2.4	9.6
3000	0.3	1.2

1 cm<sup>2</sup> de gráfica = 4 x 10<sup>5</sup> m<sup>3</sup> de rocas

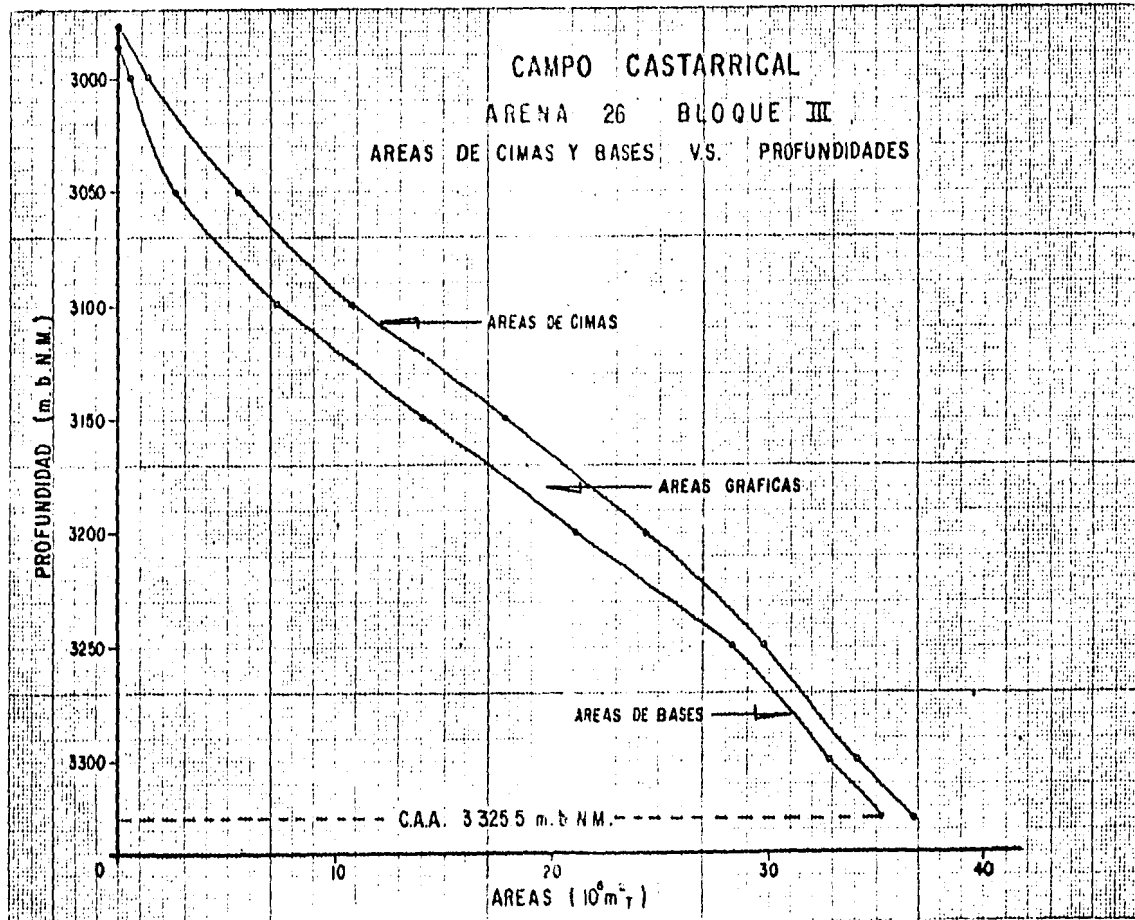
$$\underline{VR = 85.2 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de roca}}$$

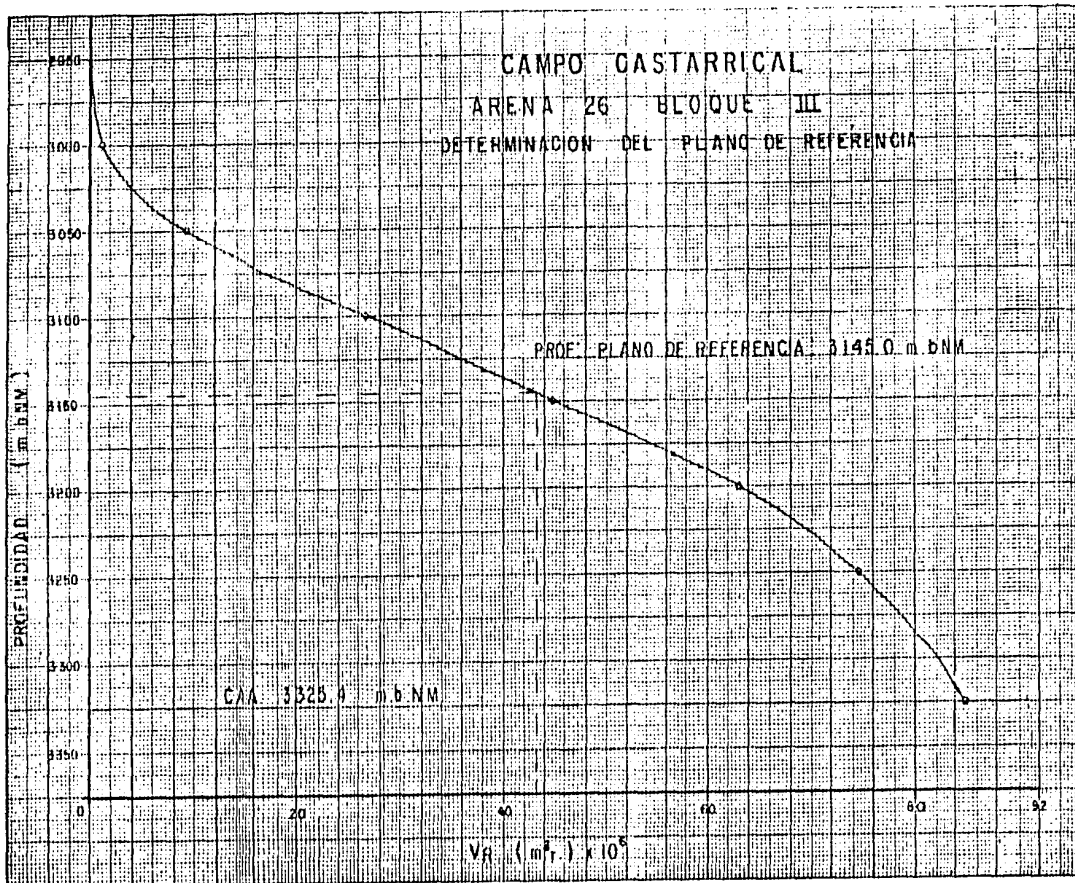
NOTA: Este volumen de roca es total, es decir, sin haberle descontado las intercalaciones de lutita.

# CAMPO CASTARRICAL

ARENA 26 BLOQUE III

AREAS DE CIMAS Y BASES V.S. PROFUNDIDADES





1.- Espesor poroso promedio = 14.4 m

obtenida a partir del volumen original de aceite determinado por isopacas.

$$V_{oi} = A \times h \times \bar{\phi} \times (1 - S_w)$$

$$h = \frac{V_{oi}}{A \times \bar{\phi} \times (1 - S_w)}$$

$$h = \frac{9.236}{3.678 \times 0.219 \times (1 - 0.204)}$$

$$\bar{h}_n = 14.4$$

2.- Espesor total promedio =  $\bar{h}_t = 22.7$  m

obtenido de los 21 pozos que fueron determinados en el yacimiento, considerada la cima y la base de la arena ver tabla a.

3.- La relación entre el espesor poroso y el espesor total resulta entonces de:

$$\frac{\bar{h}_n}{\bar{h}_t} = \frac{14.4}{22.7} = 0.63$$



4.- El volumen de roca determinado a partir del volumen original obtenido por isopacas es:

$$V_{oi} = A \times h \times \bar{\rho} \times (1 - \bar{S}_w)$$

$$V_{Rp} = \frac{V_{oi}}{\bar{\rho} \times (1 - \bar{S}_w)}$$

$$V_{Rp} = \frac{9.238 \times 10^6}{0.219 \times (1 - 0.204)} = 54.34 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de roca}$$

5.- El volumen de roca total (incluyendo las intercalaciones de lutita) obtenida por cimas y bases es de  $85.2 \times 10^6 \text{ m}^3$  de roca. Si a este valor le aplicamos como factor de corrección la relación entre espesor poroso y espesor total, obtendremos el volumen de roca poroso que buscamos, es decir:

$$V_{Rt} = 85.2 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$V_{Rp} = 85.2 \times 10^6 \times 0.62 = 53.67 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de roca}$$

Los valores de  $V_{Rp}$  obtenidos en 4 y 5 por dos procedimientos diferentes son bastante parecidos lo cual confirma que son correctos.

6.- La profundidad media del plano de referencia (H) obtenida gráficamente resulta de:

$$H = \underline{3145.0 \text{ m.b.N.M.}}$$

7.- Tambien se puede calcular analíticamente de la siguiente -  
manera:

a) diferencia entre cima más alta y base más profunda.

$$3325.5 - 2971.0 = 354.5 \text{ m}$$

b) a la profundidad de la cima más alta se suma la mitad de  
la diferencia calculada en el inciso a):

$$\text{Prof. plano de referencia, } H = 2971.0 + \frac{354.5}{2}$$

$$H = \underline{3148.3 \text{ m.b.N.M.}}$$

comparadno los valores obtenidos en los puntos 6 y 7 obser-  
vamos que son casi iguales por lo que es válido utilizar -  
cuales quiera de los métodos anteriores.

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

- Boi= Factor de volumen del aceite ( $B_o > 1$ )  $\frac{m^3(o+qd) \text{ a c.v.}}{m^3 \text{ o a c.s.}}$
- BoD= Factor del volumen del aceite a la presión de desplazamiento.  
 $\frac{m^3(o+qd) \text{ a } P_o \text{ Ty}}{m^3 \text{ o a c.a.}}$
- Ce= Compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos Kg/Cm<sup>2</sup>
- d= Declinación mensual
- d<sub>vp</sub>= Declinación mensual por vida primaria
- T<sub>A</sub>= Efic. areal
- E<sub>D</sub>= Eficiencia de desplazamiento %
- E<sub>V</sub>= Eficiencia vertical %
- F<sub>RA</sub>= Factor de recuperación actual %
- F<sub>rvp</sub>= Factor de recuperación total esperado por vida primaria %
- F<sub>RT</sub>= Factor de recuperación total %
- Fw= Flujo fraccional de agua %
- H= Prof. del plano de referencia
- Kro= Permeabilidad relativa al aceite

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa al agua

$n$  = Número de meses

$N$  = Vol. original de aceite a c.a.  $m^3$

$N_b$  = Vol. de aceite a  $P_b$  a c.a.  $m^3$

$N_{Boi} = V_{oi}$  = Volumen original de hidrocarburos a c.y.  $m^3$  o  $gd$  c.c.y.

$N_p$  = Volumen acumulativo producido de aceite a c.a.  $m^3$  o

$N_{Pb}$  = Volumen acumulativo producido de aceite a c.a.

$N_{pD}$  = Aceite producido por desplazamiento  $m^3$  o a c.a.

$N_{PIA}$  = Prod. acumulativa esperada por inyección de agua  $m^3$  o a c.a.

$N_{pt}$  = Prod. acumulativa total esperada  $m^3$  o a c.a.

$N_{pvp}$  = Prod. acumulativa total esperada por vida primaria  
 $m^3$  o a c.a.

$\Delta N_{pvp}$  = Incremento de producción acumulativa que se espera

$N_{rew}$  = Aceite remanente  $m^3$  o a c.a.

$P_b$  = Presión de burbujeo o saturación  $Kg/cm^2$

$P_i$  = Presión original inicial  $Kg/cm^2$

$\Delta P$  = Caída de presión  $Kg/cm^2$

$q_o$  = Gasto de aceite  $m^3$  o a c.a.

$q_w$  = Gasto de agua  $m^3$  o a c.a.

$Q_i$  = Gasto promedio para el primer período (gráfica No. 1)  
 $m^3$ /mes

$Q_f$  = Gasto promedio para el segundo período (gráfica No. 1)  
 $m^3$ /mes

$q_o$  = Gasto inicial  $m^3$ /mes

$q_f$  = Gasto final  $m^3$ /mes

$r$  = Razón mensual

$\overline{S_w}$  = Saturación de agua atrás del frente  $\frac{m^3 \text{ w a c.v.}}{m^3 \text{ poros}}$

$\overline{S_{wi}}$  = Saturación de agua inicial promedio  $\frac{m^3 \text{ w a c.v.}}{m^3 \text{ poros}}$

$V_R$  = Volumen de roca  $m^3$

$U_o$  = Viscosidad del aceite (cp)

$U_w$  = Viscosidad de agua (cp)

$P_{fS}$  = Presión de fractura en la superficie ( $Kg/cm^2$ )

$V_p$  = Volúmen de poros  $m^3$ .

REFERENCIAS

- 1.- H.J. Gruy And associates, Inc. "Selección de los yacimientos para la inyección de agua" Julio de 1981.
- 2.- Petróleos Mexicanos "Monografía del Campo Castarrical" Junio de 1971.
- 3.- Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza. Apuntes de la Catedra "Recuperación Secundaria" F.I., U.N.A.M.
- 4.- B.C. Craft y M.F. Hawkins. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos.
- 5.- Petróleos Mexicanos "Análisis P.V.T. pozos Castarrical 12-DS, Laboratorio Poza Rica de Hgo. Ver. mayo de 1970.
- 6.- Martínez Arellano Jorge, "prueba piloto de inyección de agua Campo El Golpe Arena 16 Bloque II marzo de 1972.
- 7.- Carlton Beal "The viscosity of air, water, natural gas crude oil and its associated gases at oil field temperatures and pressures.- Trans. Aime Vol.165 (1946).
- 8.- Smith Charles R. " Mechanics of Secondary Oil Recovery (pag. 77) Ed. 1966.
- 9.- Baca Esquivel Roberto, Duran Arnabar Rodolfo, "Estudio Integral de Inyección de Agua" Campo la Venta mayo 1971.
- 10.- Garaicochea P.Francisco "Apuntes Comportamiento Primario de los Yacimientos F.I. U.N.A.M. 1981.

11.- Departamentos Producción, Petroleros y Yacimientos, PEMEX  
1985.

12.- Apuntes Principios Mec. Yacimientos F.I. U.N.A.M.

T A B L A S



TABLA No. 1

CAMPO CASTARRICAL  
ARENA 26-BLOQUE III

HISTORIA DE PRODUCCION

(1) FECHA	(2) PROD.MENSUAL ACEITE (M3)	(3) RGA (M3/M3)	(4) Fw (%)	(5) PROD. ACUMULATIVA <sub>3</sub> ACEITE (M3) X 10
Oct/67	1 525	97	0	1.525
Nov	4 477	99	0	6.002
Dic	4 192	100	0	10.194
Ene/68	4 175	97	0	14.369
Feb	3 556	96	0	17.925
Mar	4 246	92	0	22.171
Abr	4 003	94	0	26.174
May	4 094	95	0	30.268
Jun	3 970	96	0	34.238
Jul	8 684	96	0	42.922
Ago	11 402	96	0	54.324
Sep	13 111	79	0	67.435
Oct	13 945	70	0	81.380
Nov	14 867	69	0	96.247
Dic	14 267	72	0	110.514
Ene/69	13 247	76	0.1	123.761
Feb	11 509	95	0	135.270
Mar	12 865	99	0.4	148.135
Abr	12 525	108	1.4	160.660
May	11 581	112	2.4	172.241

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Jun/69	11 672	99	3.0	183.913
Jul	11 034	93	2.7	194.947
Ago	11 567	94	2.5	206.514
Sep	12 228	87	55.0	218.742
Oct	12 914	99	40.0	231.656
Nov	11 851	101	1.5	243.507
Dic	12 807	99	1.0	256.314
Ene/70	12 861	101	0	269.175
Feb	10 709	96	0.2	279.884
Mar	11 211	94	1.0	291.095
Abr	10 676	92	0.1	301.771
May	11 151	95	0.2	312.922
Jun	9 861	97	0.1	322.783
Jul	9 370	104	0.1	332.588
Ago	9 805	101	0.2	341.958
Sep	10 481	105	0.8	352.439
Oct	9 037	97	1.0	361.476
Nov	8 096	104	0.7	369.572
Dic	8 043	104	0.3	377.615
Ene/71	7 356	111	0.1	384.971
Feb	6 974	103	0.1	391.945
Mar	6 646	113	0.1	398.591
Abr	5 802	116	0.1	404.393
May	5 733	129	0.2	410.126
Jun	4 500	144	0.2	414.626
Jul	4 031	141	0.2	418.657
Ago	4 629	149	0.2	423.286
Sep	6 877	109	0.1	430.163
Oct	5 150	136	0.2	435.313
Nov	4 330	151	0.1	439.643
Dic	4 693	153	0.2	444.336

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Ene/72	6 204	117	0.2	450.540
Feb	5 768	102	0.2	456.308
Mar	7 174	133	0.2	463.482
Abr	6 680	156	0.1	470.162
May	7 989	112	0.2	478.151
Jun	7 606	137	0.2	485.757
Jul	7 686	174	0.2	493.443
Ago	10 244	162	0.3	503.687
Sep	12 441	174	1.0	516.128
Oct	14 234	132	2.0	530.362
Nov	16 648	144	2.2	547.010
Dic	16 144	156	0.3	563.154
Ene/73	14 986	177	2.7	578.140
Feb	13 994	188	2.2	592.134
Mar	15 559	209	2.0	607.693
Abr	15 746	209	0.2	623.439
May	16 095	218	0.4	639.534
Jun	15 449	229	0.6	654.983
Jul	15 546	210	0.6	670.529
Ago	15 507	234	0.8	686.036
Sep	13 734	220	0.5	699.770
Oct	13 390	204	0.2	713.160
Nov	12 599	243	0.2	725.759
Dic	13 068	256	0.2	738.827
Ene/74	14 362	211	1.3	753.189
Feb	13 507	216	1.2	766.696
Mar	13 949	266	0.1	780.645
Abr	11 753	284	0.2	792.398
May	13 231	271	0.7	805.629
Jun	12 675	272	1.0	818.304
Jul	11 969	244	1.0	830.273

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Ago	12 857	249	1.6	843.130
Sep	12 745	267	2.6	855.875
Oct	12 450	285	2.3	868.325
Nov.	12 289	270	3.0	880.614
Dic	12 124	297	3.0	892.738
Ene/75	11 647	307	2.0	904.385
Feb	9 690	312	2.0	914.075
Mar	10 669	294	2.3	924.744
Abr	10 135	323	2.5	934.879
May	10 410	328	2.0	945.289
Jun	9 942	371	2.0	955.231
Jul	9 792	460	1.2	965.023
Ago	9 257	472	2.0	974.280
Sep	8 227	514	2.1	982.507
Oct	7 245	420	2.2	989.752
Nov	6 707	416	2.4	996.459
Dic	6 454	441	2.2	1002.913
Ene/76	6 210	443	2.1	1009.123
Feb	5 627	401	1.5	1014.750
Mar	6 674	386	2.5	1021.142
Abr	6 757	402	2.3	1028.181
May	6 373	410	3.1	1034.554
Jun	6 050	381	7.4	1040.604
Jul	5 855	411	4.7	1046.459
Ago	5 044	469	7.8	1051.503
Sep	4 793	467	8.0	1056.296
Oct	5 047	447	7.8	1061.343
Nov	4 749	423	7.1	1066.092
Dic	4 725	461	9.6	1070.817
Ene/77	4 646	448	10.7	1075.453
Feb	4.265	404	11.6	1079.728

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Mar	4 681	332	11.3	1084.409
Abr	4 319	326	11.1	1088.728
May	4 161	309	12.2	1092.889
Jun	3 765	309	13.7	1096.654
Jul	4 009	303	6.7	1100.663
Ago	3 334	278	3.6	1103.997
Sep	6 303	141	1.0	1110.300
Oct	3 238	301	2.0	1113.538
Nov	3 753	305	0.4	1117.291
Dic	3 200	354	1.5	1120.491
Ene/78	2 847	400	2.6	1123.338
Feb	2 307	466	3.8	1125.645
Mar	2 702	426	3.7	1128.348
Abr	2 671	387	3.4	1131.019
May	2 757	475	4.0	1133.776
Jun	2 088	479	5.8	1135.864
Jul	1 911	392	10.0	1137.775
Ago	1 399	496	17.5	1139.174
Sep	1 402	368	17.5	1140.576
Oct	1 471	339	18.3	1142.047
Nov	1 491	365	17.4	1143.538
Dic	3 022	86	12.1	1146.560
Ene/79	3 153	135	13.0	1149.713
Feb	1 181	487	18.0	1150.894
Mar	1 310	423	18.0	1152.204
Abr	1 302	392	25.0	1153.506
May	1 536	324	20.0	1155.042
Jun	2 229	261	13.0	1157.271
Jul	2 058	220	12.0	1159.329
Ago	2 176	220	13.0	1161.505
Sep	2 620	175	12.0	1164.125
Oct	3 175	130	12.0	1167.300

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Nov	3 245	125	15.0	1170.545
Dic	3 315	141	14.0	1173.860
Ene/80	3 165	116	13.0	1177.025
Feb	3 029	158	16.0	1180.154
Mar	3 375	153	9.0	1183.429
Abr	2 829	160	4.4	1186.258
May	2 721	133	5.0	1188.979
Jun	2 682	127	5.5	1191.661
Jul	2 650	196	9.0	1194.611
Ago	1 800	283	20.0	1196.111
Sep	1 521	201	8.4	1197.632
Oct	1 766	128	4.0	1199.398
Nov	1 659	135	5.0	1201.057
Dic	1 833	180	5.0	1202.890
Ene/81	1 560	219	5.0	1204.450
Feb	1 397	183	5.0	1205.847
Mar	1 711	173	3.0	1207.558
Abr	1 338	222	6.0	1208.896
May	1 208	300	9.0	1210.104
Jun	1 248	299	12.0	1211.352
Jul	1 304	284	6.0	1212.656
Ago	1 353	268	3.0	1214.009
Sep	1 419	245	3.0	1215.428
Oct	1 202	322	0	1216.630
Nov.	881	478	0	1217.511
Dic	862	523	0	1218.373
Ene/82	1 032	321	5.0	1219.405
Feb	1 263	243	6.0	1220.668
Mar	1 371	246	5.0	1222.039
Abr	1 095	201	1.0	1223.134
May	1 278	210	1.0	1224.412

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Jun	1 293	307	3.0	1225.705
Jul	1 342	244	3.0	1227.047
Ago	1 297	229	3.0	1228.344
Sep	1 260	346	4.0	1229.604
Oct	1 299	329	4.0	1230.903
Nov	1 302	299	4.0	1232.205
Dic	1 354	318	4.0	1233.559
Ene/83	1 378	394	4.0	1234.937
Feb	1 240	498	5.0	1236.177
Mar	570	526	5.0	1236.747
Abr	0	0	0	1236.747
May	469	365	5.0	1237.216
Jun	858	308	4.0	1238.074
Jul	1 033	222	5.0	1239.107
Ago	483	211	7.0	1239.590
Sep	168	215	7.0	1239.758
Oct	607	474	6.0	1240.365
Nov	896	483	6.0	1241.261
Dic	787	863	1.0	1242.048
Ene/84	844	851	1.0	1242.892
Feb	785	1 028	0	1243.677
Mar	842	1 056	0	1244.519
Abr	976	1 021	0	1245.495
May	1 012	1 032	0	1246.507
Jun	791	1 120	0	1247.298
Jul	670	1 180	0	1247.968
Ago	647	1 082	0	1248.615
Sep	689	375	1.0	1249.304
Oct	760	453	0	1250.064
Nov	882	444	0	1250.946
Dic	683	487	0	1251.629

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Ene/85	638	534	0	1252.267
Feb	569	413	0	1252.836

El tramo seleccionado para el cálculo de la declinación comprende desde noviembre de 1983 hasta enero de 1985 (ver gráfica No. 1).



TABLA No. 2  
CAMPO CASTARRICAL  
YACIMIENTO ARENA 26- BLOQUE III

DATOS GENERALES

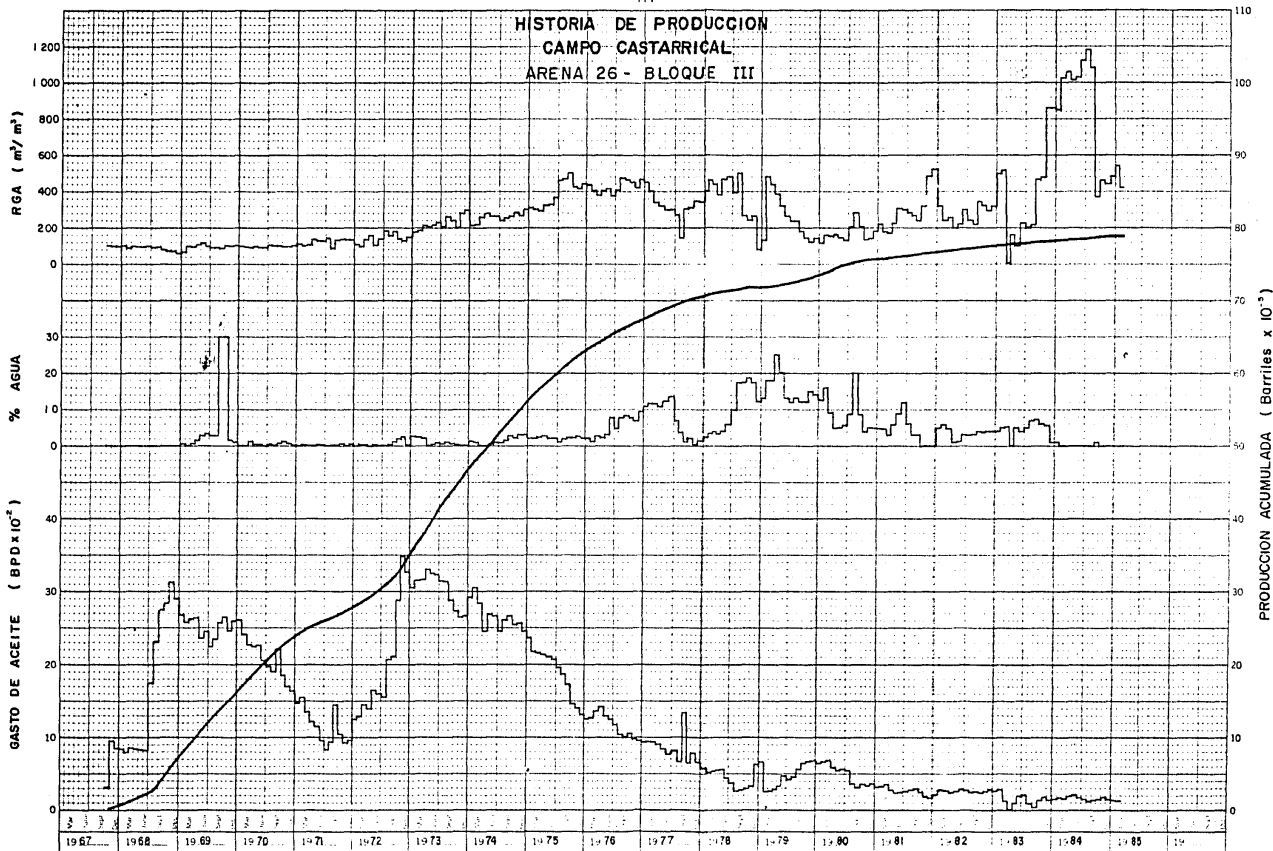
Saturación de agua promedio:	0.204
Porosidad promedio:-	0.219
Espesor total promedio:-	22.7 m
Espesor poroso promedio:-	14.4 m.
Presión original del yacimiento	383.6 Kg/cm <sup>2</sup>
Presión actual media del yacimiento	81.3 Kg/cm <sup>2</sup>
Presión de saturación del yacimiento:	122.4 - (Análisis PVT pozo 12-DS)
Densidad del aceite:	2.850 gr/cm <sup>3</sup>
Viscosidad del aceite:	0.674 c <sub>p</sub> a 94°C y 122.4 Kg/cm <sup>2</sup>
Factor de volumen del aceite (BoI)	1.361 $\frac{m^3}{m^3}$ o a g d a c.y. m <sup>3</sup> o a c.a.
Viscosidad del agua:	0.415 c <sub>p</sub>
Salinidad del agua:	110 000 ppm (estimada)
Temperatura del yacimiento:	94°C
Profundidad media del yacimiento:	3 145.0 mbNM
Volumen original a C.A.:	6.788x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Volumen original a C.Y.:	9.238x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Volumen poroso actual:	11.4x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Factor de recup. actual:	18.4% (Febrero 28/85)
Factor de recup. por vida primaria:	18.6%
Factor de recup. total (Incluyendo inyección de agua):	46.2%
Volumen de agua a inyectar:	5.54x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Fecha del inicio de la explotación del yacimiento:-	Octubre de 1967.

**G R A F I C A S**

### HISTORIA DE PRODUCCION CAMPO CASTARRICAL ARENA 26 - BLOQUE III

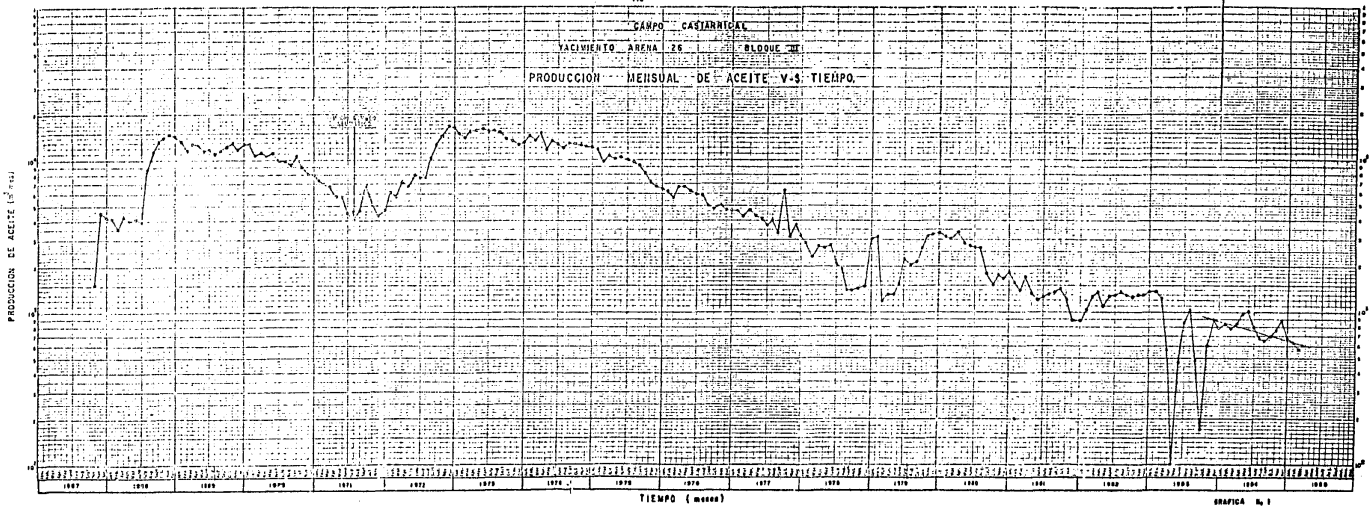
47 3850

K-O-B  
BY YEARS BY MONTHS x 100 DIVISIONS  
MUNICIPAL & INTERCO



CANPO CASIARITON  
YACIMIENTO ARENA 26 BLOQUE III

PRODUCCION MENSUAL DE ACEITE V-S TIEMPO



GRAFICA No. 1

### POZO CASTARRICAL Nº 26-D

FORMACION FILISOLA

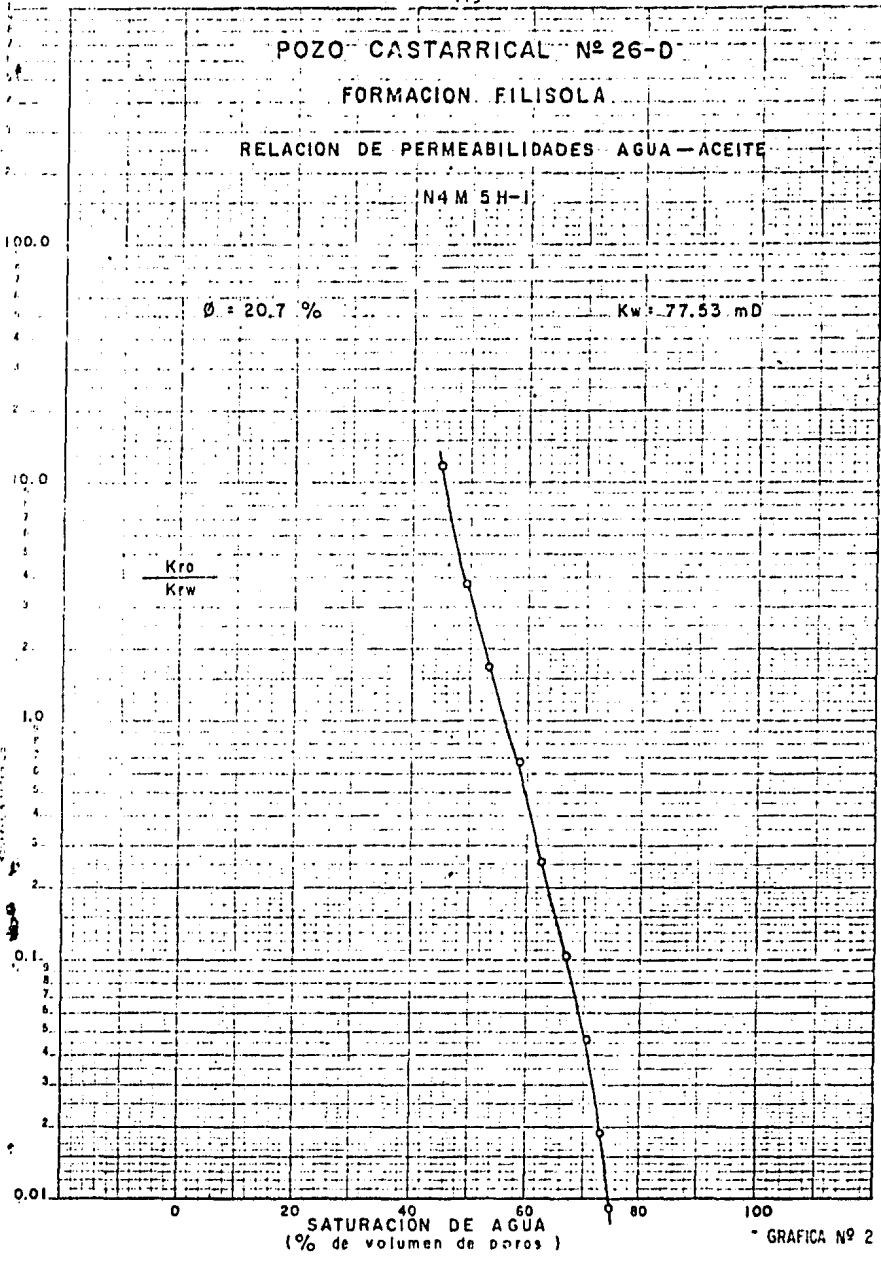
RELACION DE PERMEABILIDADES AGUA-ACEITE

N 4 M 5 H-1

$\phi = 20.7 \%$

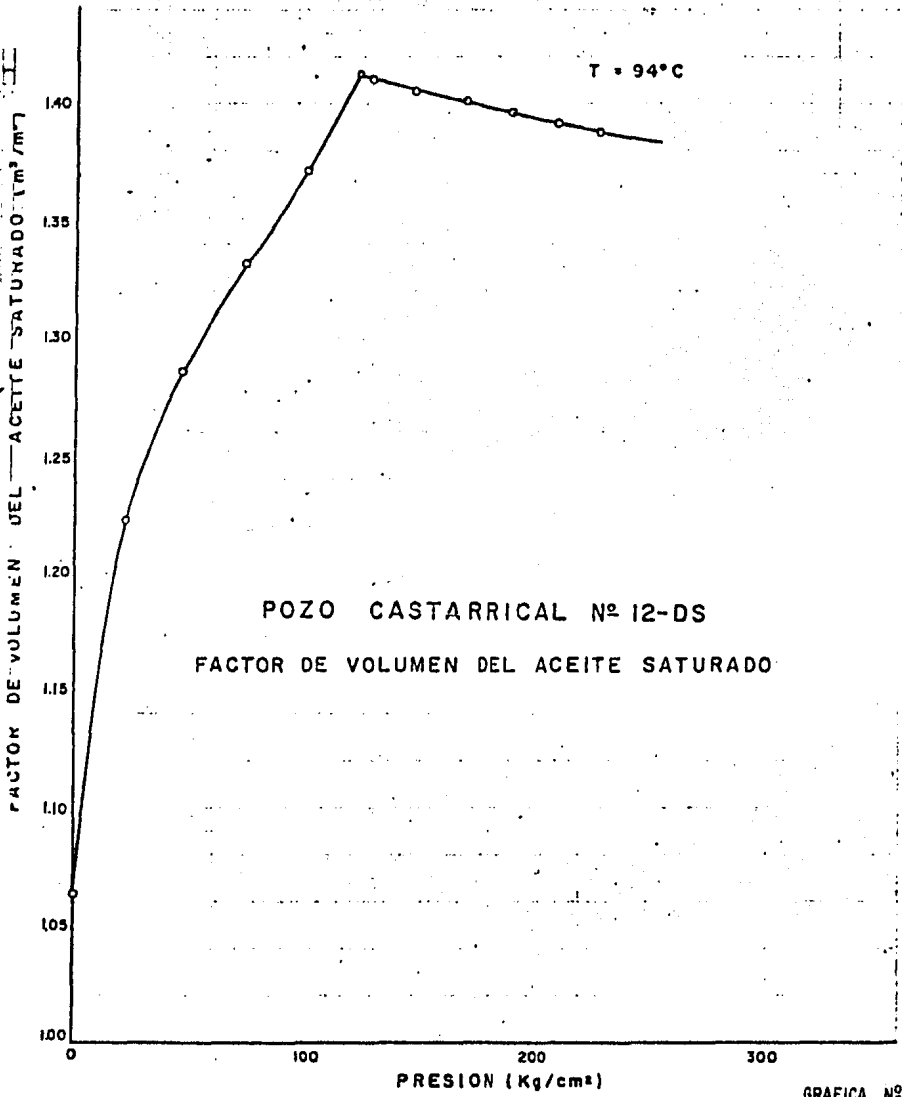
$K_w = 77.53 \text{ mD}$

$\frac{K_{ro}}{K_{rw}}$



SATURACION DE AGUA  
(% de volumen de poros)

GRAFICA Nº 2



GRAFICA Nº3

- 115 -  
POZO CASTARRICAL N° 26-D  
FORMACION FILISOLA

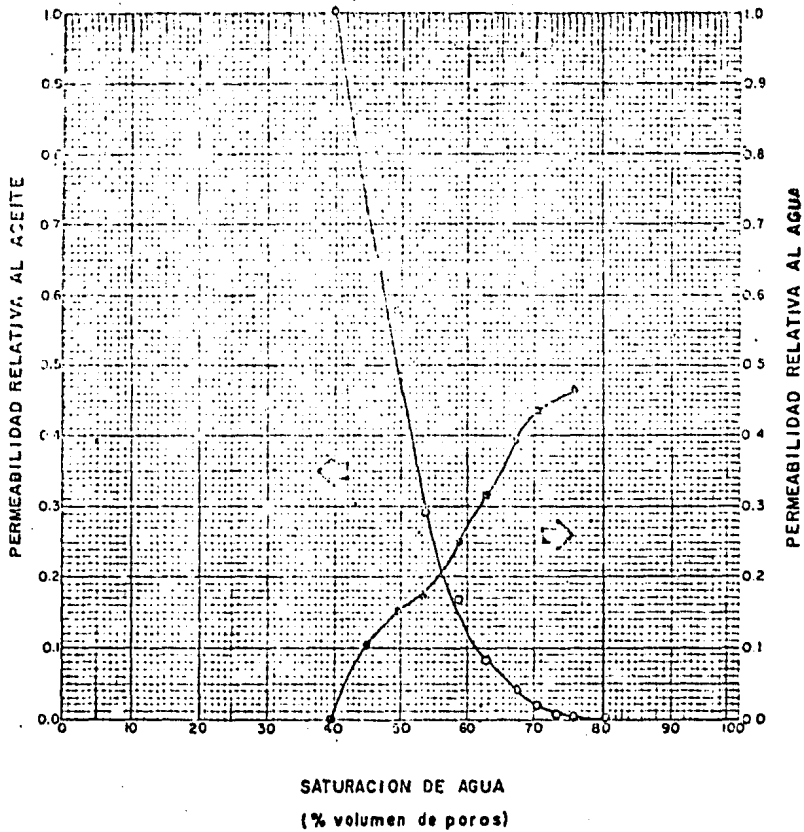
PERMEABILIDADES RELATIVAS

N 4 M 5 H 1

$\phi = 20.7 \%$

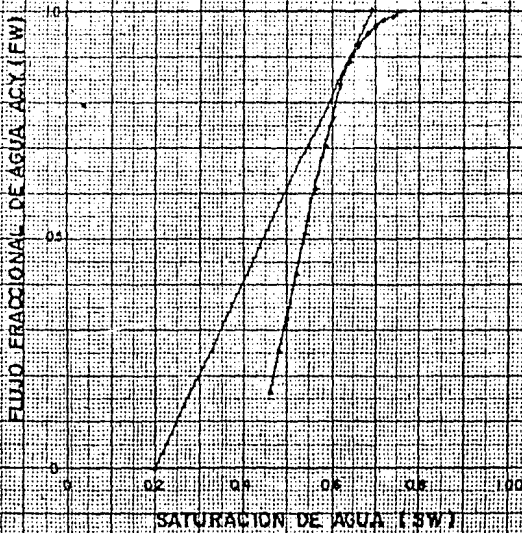
$K_w = 77.53 \text{ mD}$

○ DATOS OBSERVADOS PARA EL ACEITE  
● DATOS OBSERVADOS PARA EL AGUA



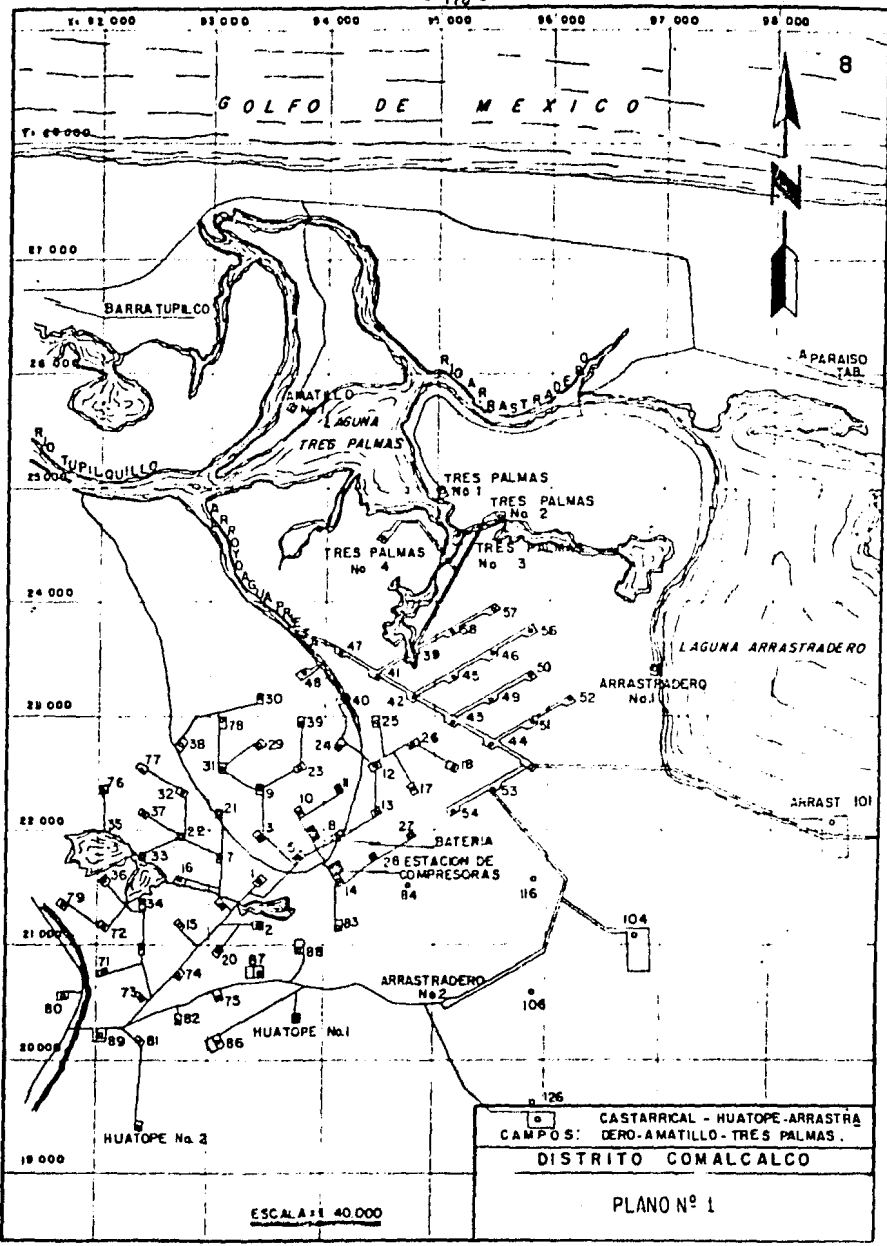
GRAFICA N° 4

CAMPO CASTARRICAL  
ARENA 26 - BLOQUE III  
FLUJO FRACCIONAL DE AGUA





P L A N O S



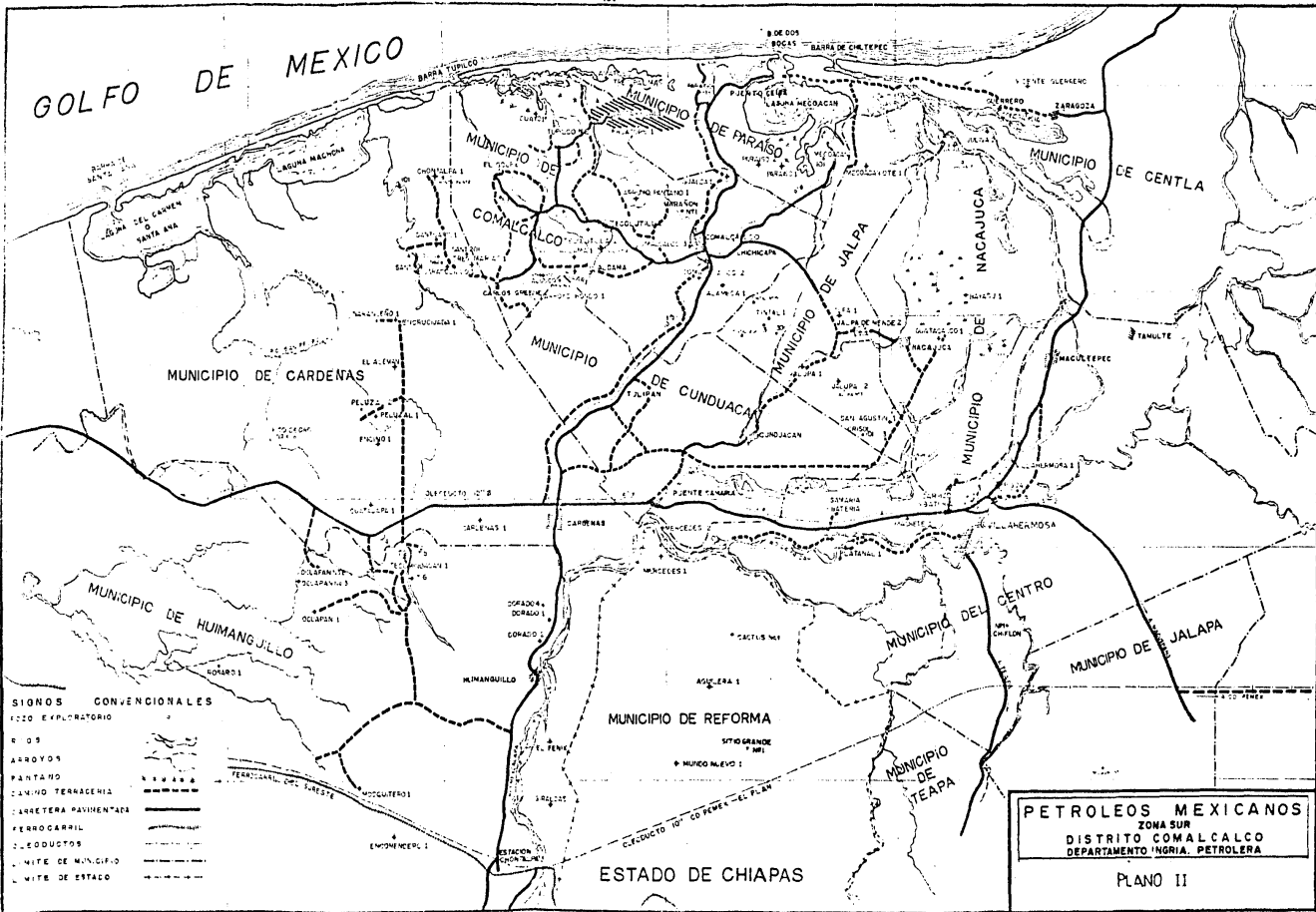
6 CASTARRICAL - HUATOPE-ARRASTRA  
 CAMPOS: CERO-AMATILLO-TRES PALMAS.  
 DISTRITO COMALCALCO

PLANO No 1

ESCALA 1:40.000



GOLFO DE MEXICO

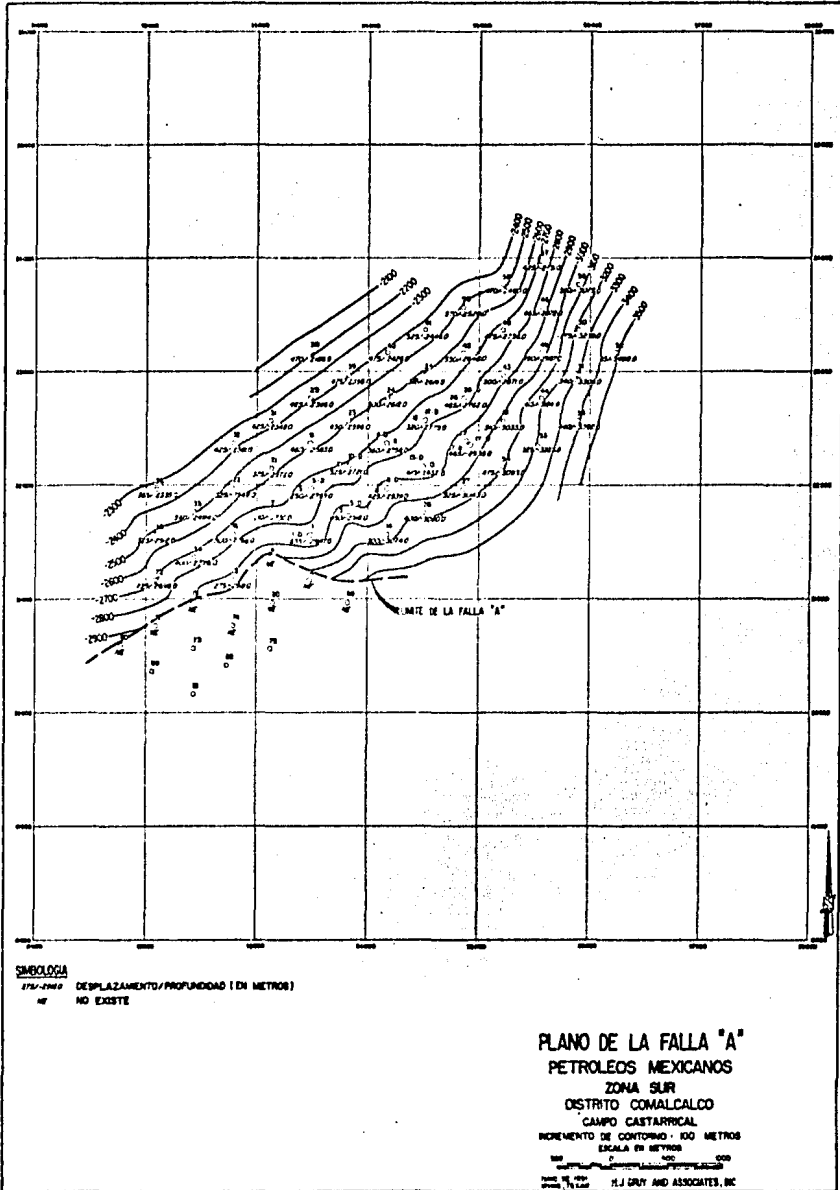


- SIÑOS CONVENCIONALES
- 1:000 EXPLORATORIO
  - R O S
  - ARROYOS
  - PANTANO
  - CANALIZADO TERRACENIZADO
  - CARRETERA PAVIMENTADA
  - FERROCARRIL
  - CONDUCTOS
  - LÍNEA DE MUNICIPIO
  - LÍNEA DE ESTADO

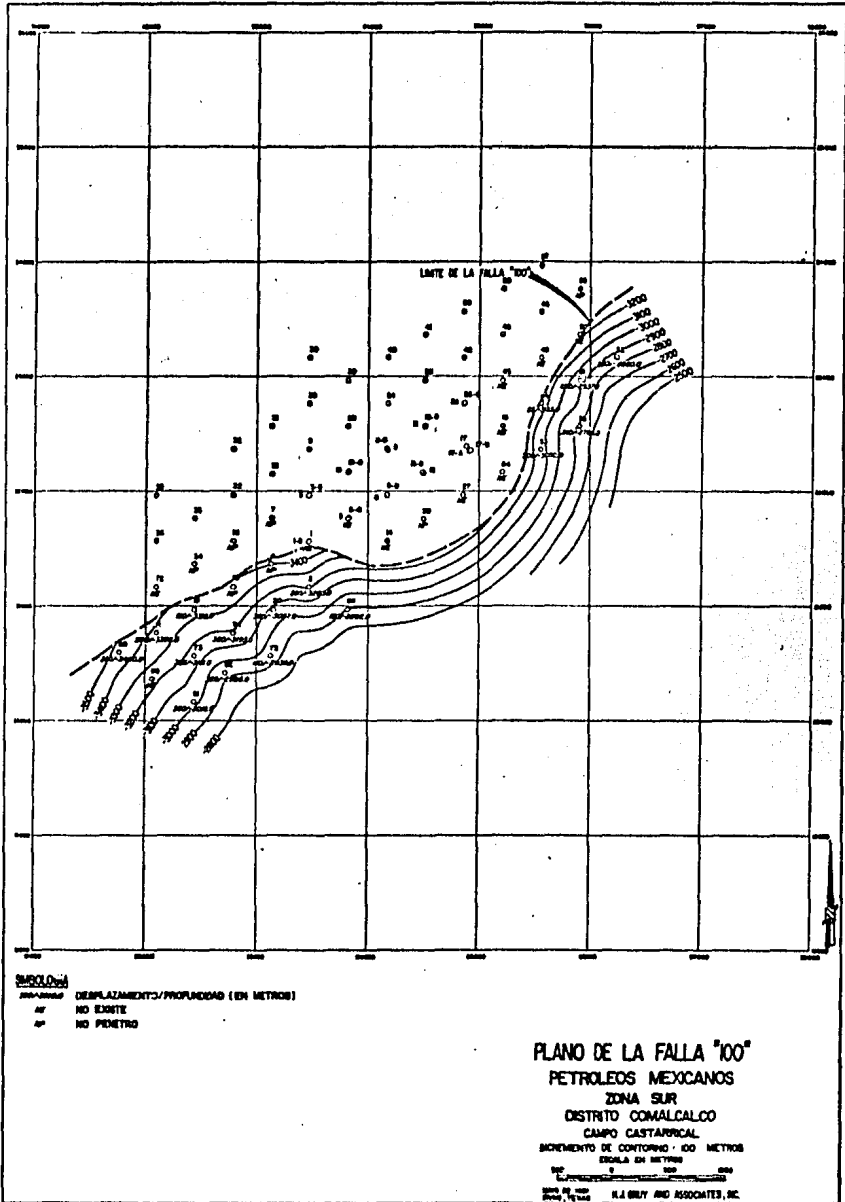
PETROLEOS MEXICANOS  
 ZONA SUR  
 DISTRITO COMALCALCO  
 DEPARTAMENTO INGRESA, PETROLERA

PLANO II

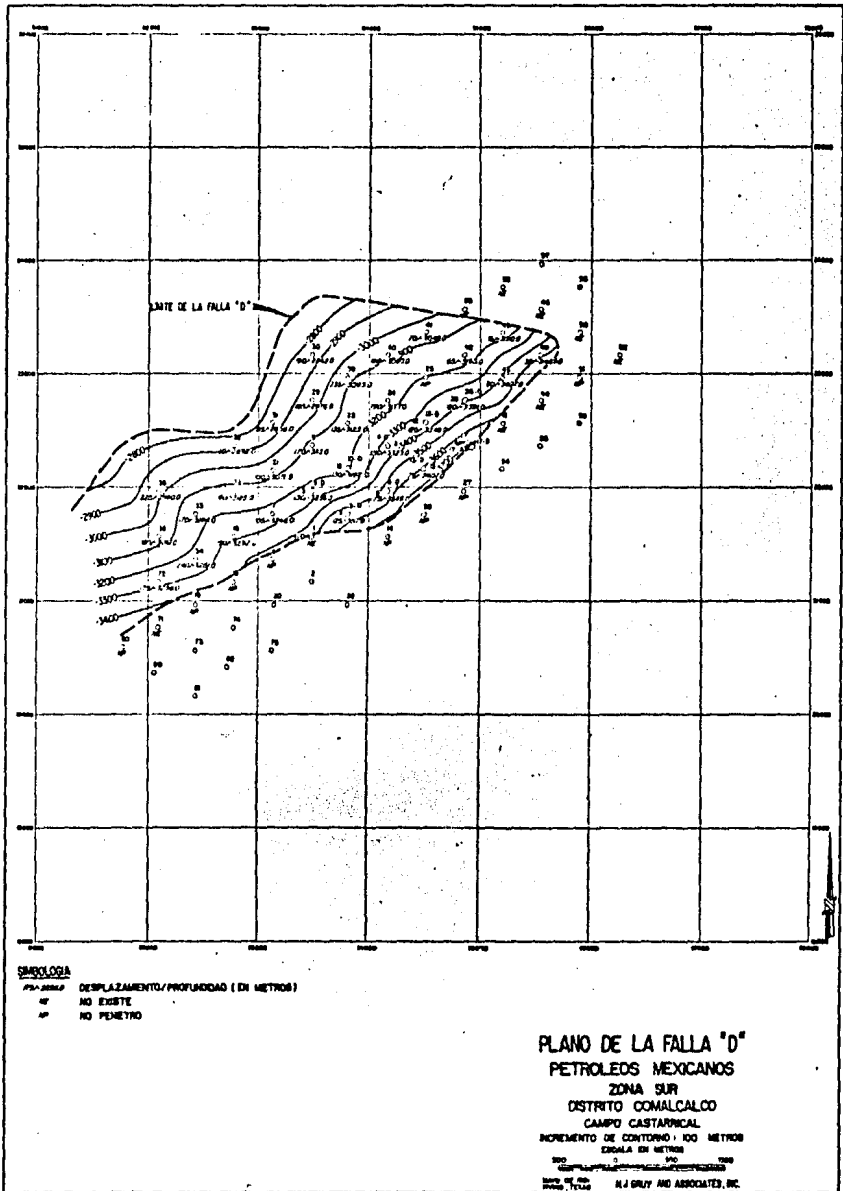
H. J. GRUY AND ASSOCIATES, INC.



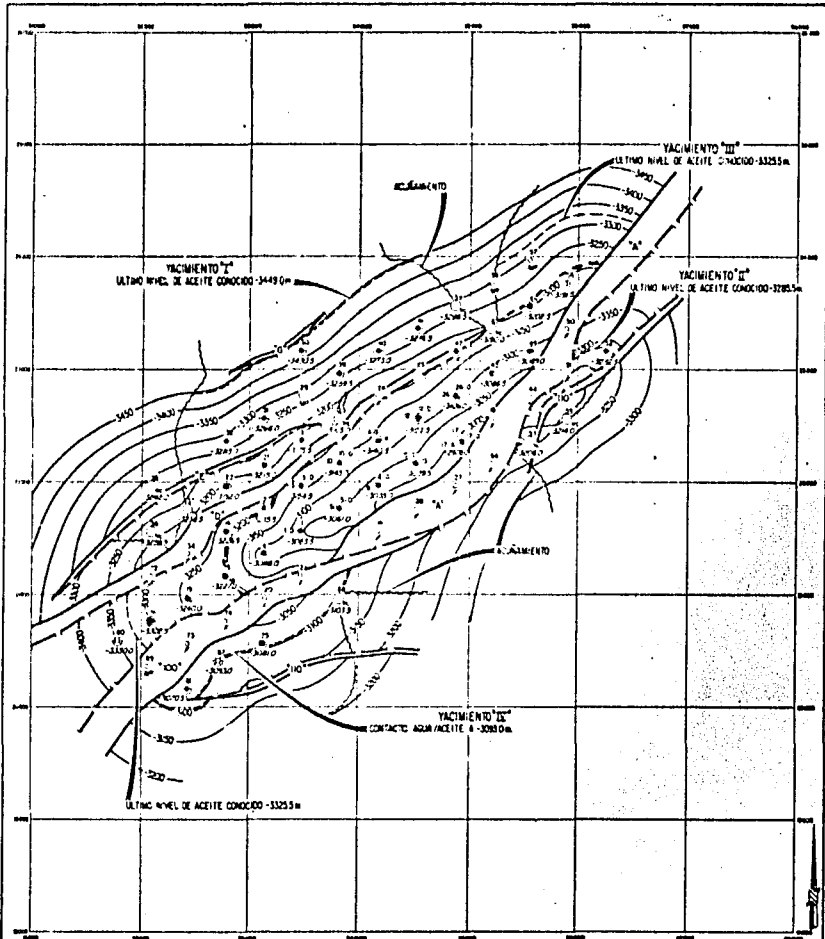
H. J. GRUY AND ASSOCIATES, INC.



H. J. GRUY AND ASSOCIATES, INC.



H. J. GRUY AND ASSOCIATES, INC.



- SIMBOLOGIA**
- HORIZONTE CON INTERPRETACION DE ACEITE
  - HORIZONTE CON INTERPRETACION DE AGUA
  - CL PUNTO DE CORRELACION
  - HORIZONTE PRODUCTOR DE PETROLEO
  - HORIZONTE PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA
  - HORIZONTE CON PRUEBA DE ACEITE
  - HORIZONTE CON PRUEBA DE AGUA
  - HORIZONTE CON PRUEBA DE ACEITE Y AGUA
  - PRUEBA IMPRODUCTIVA
  - PRUEBA IMPRODUCTIVA, PERO CON INTERPRETACION DE ACEITE
  - HORIZONTE CON PRUEBA LG AGUA, PERO CON INTERPRETACION DE ACEITE
  - | RAMA VERTICAL INDICA ZONA ABANDONADA
  - TALLADO
  - NO PENETRO

PLANO ESTRUCTURAL  
 CIMA DE POROSIDAD DE ARENA 26  
 PETROLEOS MEXICANOS  
 ZONA SUR  
 DISTRITO COMALCALCO  
 CAMPO CASTARRICAL  
 INCREMENTO DE CONTOURNO : 50 METROS  
 ESCALA EN METROS  
 H. J. GRUY AND ASSOCIATES, INC.





H. J. GRUY AND ASSOCIATES, INC.

