

23  
200



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**Facultad de Ingeniería**

**"Campo Sitio Grande. Inyección de Agua y  
Perforación de Pozos de Desarrollo Intermedio"**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:**

**INGENIERA PETROLERA**

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

**ANA EDITH MARTINEZ AVILA**

**México, 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.

## PROLOGO

El presente trabajo, tiene como objetivo realizar un análisis de los aspectos más sobresalientes de la inyección de agua en Sitio Grande; cuya implantación desde el año de 1977, surgió de la necesidad de mantener la presión arriba de la presión de saturación, como una respuesta a la declinación de la misma que sufrió el yacimiento al comienzo de su explotación.

Además se realiza el cálculo del volumen original de aceite, así como la evaluación de la constante de entrada de agua al yacimiento y el gasto óptimo de extracción de aceite, para evitar que la presión decaiga abajo de la presión de saturación.

Por otra parte, con la información proporcionada por los pozos de desarrollo intermedio que se perforaron, se pudieron elaborar doce secciones estructurales con el fin de determinar el contacto agua-aceite actual. Los movimientos irregulares que ahí se observan, fueron la causa principal para que se suspendiera la inyección en marzo de 1984.

Finalmente, con el análisis de la información anterior, se proponen dos alternativas de explotación a seguridad las condiciones que imperan en la actualidad en todo el yacimiento.

## INDICE GENERAL

CAPITULO	Pág.
PROLOGO .....	i
INDICE GENERAL .....	ii
<b>I. INFORMACION GENERAL</b>	
1. Introducción .....	1
2. Antecedentes exploratorios .....	1
3. Area Chiapas - Tabasco .....	2
<b>II. GEOLOGIA Y CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO</b>	
1. Geología	
1. Tipo de estructura .....	6
2. Estratigrafía .....	6
3. Formaciones productoras .....	10
2. Características de la roca	
1. Porosidad .....	11
2. Permeabilidad .....	12
3. Características de los fluidos .....	13
<b>III. COMPORTAMIENTO PRIMARIO</b>	
1. Espaciamiento entre pozos .....	16
2. Volumen original de aceite y entrada de- agua al yacimiento.....	16
3. Predicción del comportamiento primario .	29
<b>IV. RECUPERACION SECUNDARIA</b>	
1. Justificación del proyecto .....	31
2. Determinación del volumen de aceite recu- perable adicional por inyección de agua. 32	32
3. Volumen de agua necesaria para barrido .	36
4. Selección de pozos inyectoros .....	37
5. Proceso de inyección de agua .....	37
6. Predicción del comportamiento con inyec- ción de agua .....	38

CAPITULO	Pág.
V.	SISTEMA DE INYECCION
	1. Fuente de suministro de agua ..... 41
	2. Instalaciones para captación de agua 41
	3. Planta de tratamiento ..... 42
	4. Determinación de la presión de opera- ción de la planta ..... 44
	5. Determinación del gasto de inyección promedio por pozo ..... 44
	6. Planta de inyección ..... 46
	7. Sistema de bombeo ..... 46
	8. Red de distribución ..... 48
VI.	POZOS DE DESARROLLO INTERMEDIO
	1. Objetivo de los pozos de desarrollo- intermedio ..... 51
	2. Localización de los pozos y defini- ción de áreas invadidas
	1. Localización de los pozos de re- lleno ..... 51
	2. Definición de áreas invalidadas. 53
	3. Comportamiento de la presión y pro- ducción después del cierre
	1. Presión ..... 66
	2. Producción ..... 73
VII.	CONCLUSIONES ..... 74
	NOMENCLATURA ..... 77
	INDICE DE FIGURAS ..... 79
	INDICE DE TABLAS..... 80
	REFERENCIAS ..... 81
	APENDICE (A) ..... 83
	APENDICE (B) ..... 85

## CAPITULO I

### INFORMACION GENERAL

#### I.1 Introducción

El desarrollo petrolero en México realizado por compañías transnacionales, fue muy dinámico y contempló fundamentalmente la explotación de yacimientos de edad Cretácica, localizados principalmente en lo que se conoce como "Faja de Oro" en la Plataforma Continental del Golfo de México, colocando en ese entonces a nuestro país como el tercer productor de petróleo en el mundo.

Después de la expropiación, el trabajo exploratorio desarrollado permitió el hallazgo de un buen número de yacimientos petroleros localizados en diferentes regiones de la Planicie Costera del Golfo de México.

No obstante el número significativo de yacimientos que se incorporaron a la explotación hasta el año de 1971, México pasó a ser un país importador de hidrocarburos como resultado de la creciente demanda interna. Esta situación permaneció hasta 1974, cuando se reiniciaron las actividades de exportación; en virtud de que la producción global alcanzó un promedio cercano a los 700,000 barriles diarios al iniciarse la explotación de los campos Sitio Grande y Cactus, descubiertos en 1972 en los Estados de Chiapas - Tabasco.

#### I.2 Antecedentes exploratorios

La producción de aceite y gas obtenida en el año de

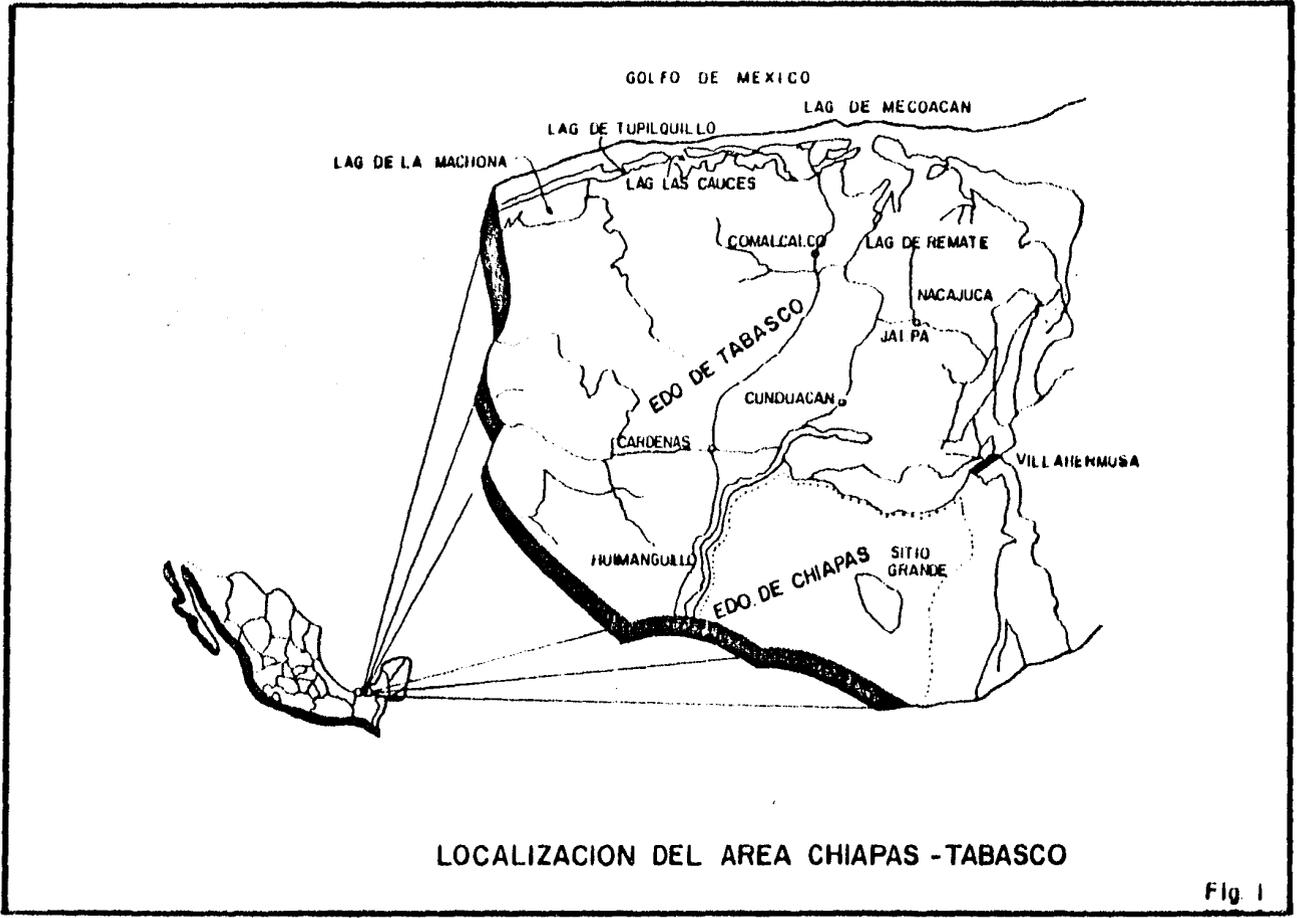
1960, en rocas carbonatadas del Cretácico Superior en la estructura del Cerro Nanchital, localizada a 120 Km al suroeste de Villahermosa Tabasco, marca el punto de partida en la exploración del área Chiapas - Tabasco.

La información geológica y geofísica obtenida en la Planicie Costera del Golfo y los datos del pozo Jalupa-3, perforado en 1969 a unos 10 Km al norte de Villahermosa Tabasco, hicieron considerar de gran interés a los sedimentos calcáreos correspondientes al Mesozoico para toda el área. Los trabajos exploratorios culminaron en 1972 con el éxito obtenido en los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1, al resultar productores a una profundidad aproximada de 4,000 m, en carbonatos del Cretácico Medio e Inferior, respectivamente. Estos descubrimientos fueron el inicio del desarrollo de una de las provincias de mayor productividad de hidrocarburos en México.

En mayo de 1973 tiene lugar otro hallazgo bastante significativo al obtenerse producción de aceite del yacimiento supergigante Complejo A.J. Bermúdez, situación que trajo consigo la incorporación de importantes volúmenes de reservas, así como el incremento sustancial de la producción de aceite de México, que le permitió para fines de 1974, dejar de importar hidrocarburos.

### I.3 Area Chiapas - Tabasco

Esta área cubre aproximadamente 9,000 Km<sup>2</sup> y está localizada entre las cuencas de Macuspana y Salina del Istmo; al sur se encuentra limitada por la sierra de Chiapas y al norte por la costa del Golfo de México. (Fig. 1)



LOCALIZACION DEL AREA CHIAPAS -TABASCO

Fig. 1

Dentro de esta provincia petrolífera se encuentra el campo Sitio Grande (Fig. 2), localizado al norte del Estado de Chiapas, a unos 28 Km al suroeste de Villahermosa Tab.; -- que como ya se ha mencionado, comenzó a desarrollarse al resultar productor de aceite ligero (35°API) el pozo Sitio Grande-1, primer exploratorio perforado en el área, terminado en los intervalos 4120-4130 y 4137-4147 mbMR, y cuya producción inicial de Aceite alcanzó los 450 barriles diarios, con una Relación Gas-Aceite de  $315 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

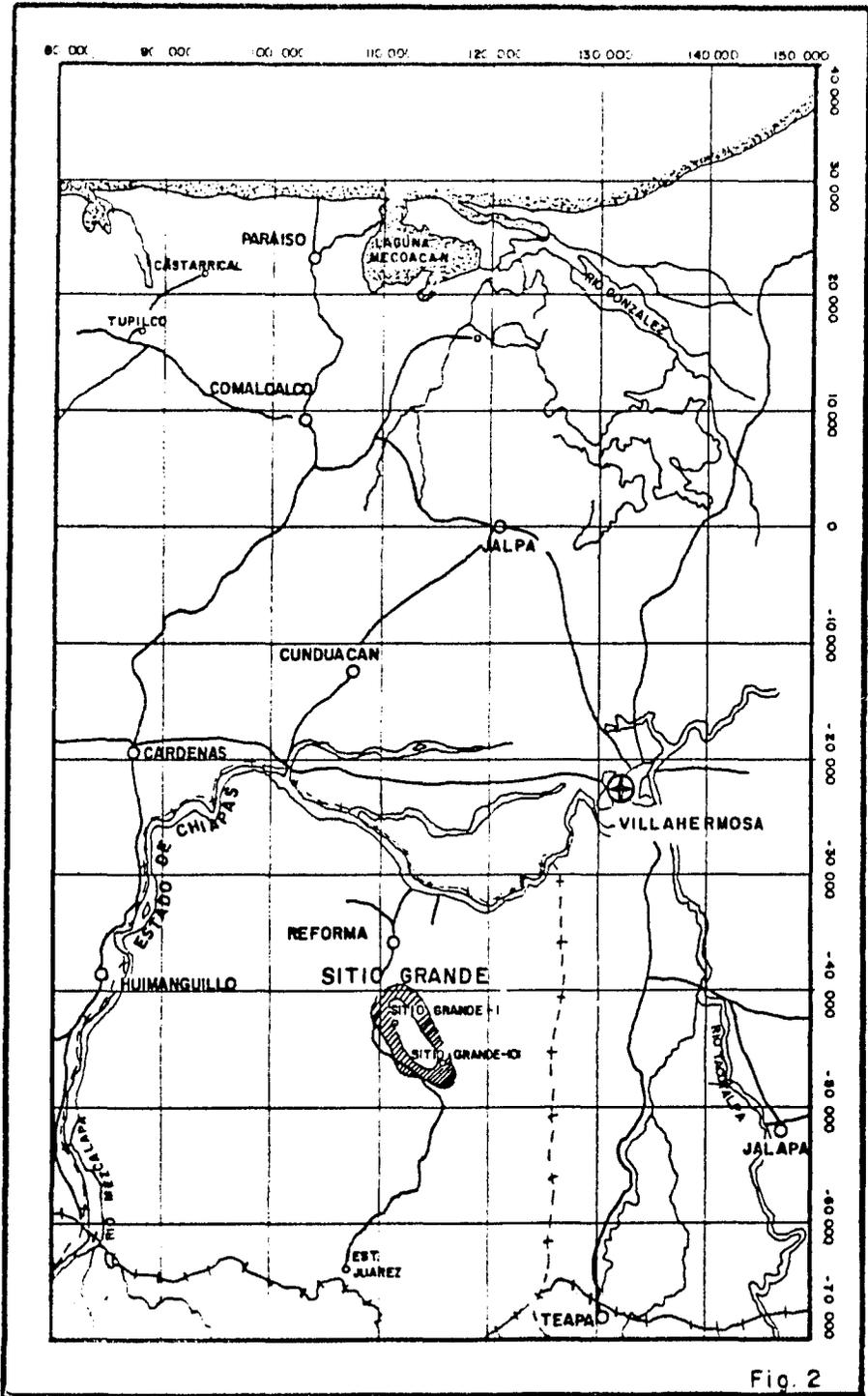


Fig. 2

## CAPITULO II

### GEOLOGIA Y CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

#### II. 1 Geología

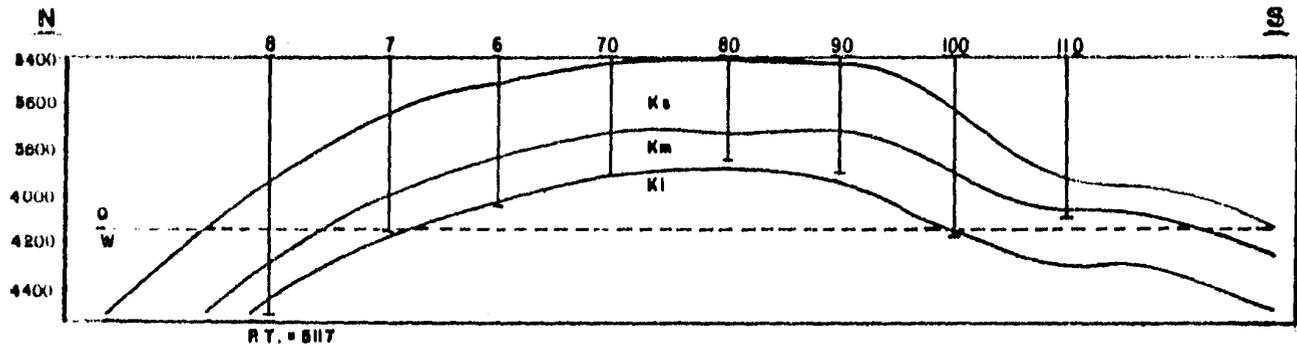
##### II.1.1 Tipo de estructura

La trampa que constituye el yacimiento en este campo es de tipo combinado: estructural y estratigráfico, compuesto por una cuña calcárea provista de una deformación estructural dómica ligeramente alargada, cuyo eje longitudinal o - eje mayor, orientado de noroeste a sureste, mide aproximadamente 10 Km por 4 Km de eje menor (Figs. 3 y 4). De acuerdo con las interpretaciones a levantamientos de sismología que se efectuaron sobre el área, se detectó la presencia de fallas normales, una paralela al eje longitudinal y otra transversal a este eje que dividen arealmente al yacimiento en bloques; sin embargo, éstas no constituyen barreras desde el punto de vista hidrodinámico. (Fig. 5)

##### II.1.2 Estratigrafía

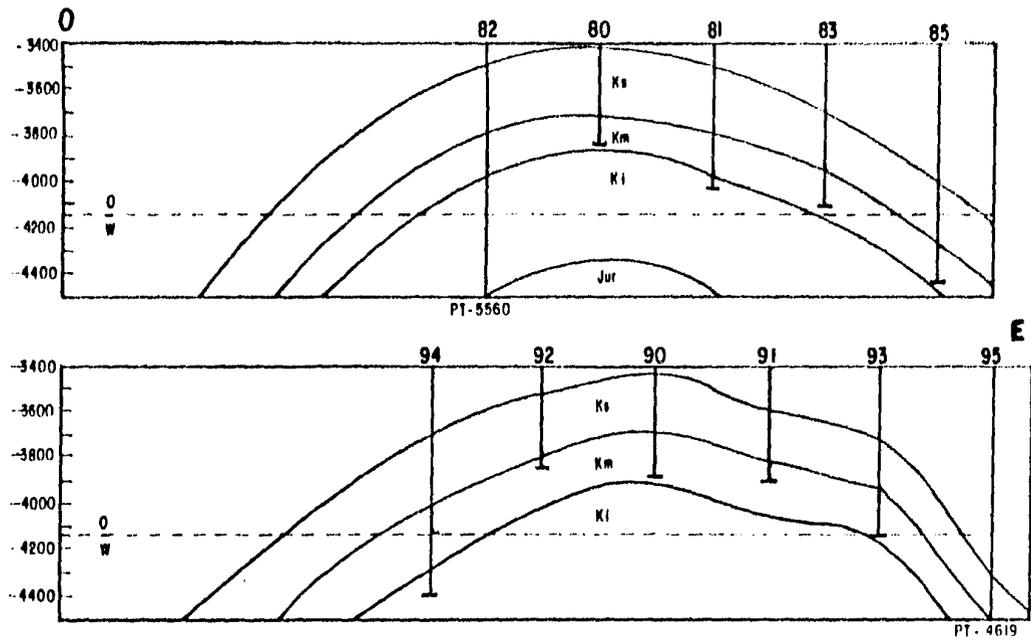
Estratigráficamente la estructura se encuentra dividida en dos áreas; de la parte central hacia el noroeste se tiene la porción que corresponde a la facie dolomítica (Sedimentos de Cuenca); de la parte central hacia el sureste se encuentra la facie bioclástica de carácter periarrecifal (Depósitos de Talud), la última facie se encuentra emplazada en forma irregular.

Las facies mencionadas corresponden a depósitos del Cretácico Medio y a los sedimentos de edad Albiano - Cenoma--



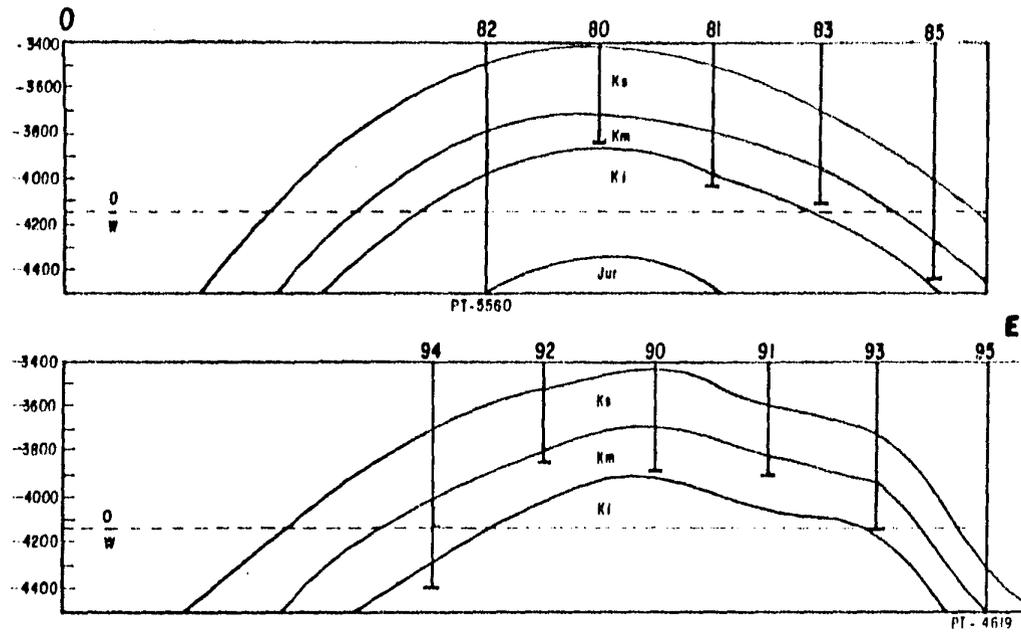
SECCION TRANSVERSAL NORTE - SUR  
 SITIO GRANDE

Fig. 3



SECCIONES TRANSVERSALES OESTE - ESTE  
SITIO GRANDE

Fig. 4



SECCIONES TRANSVERSALES OESTE - ESTE  
SITIO GRANDE

Fig. 4

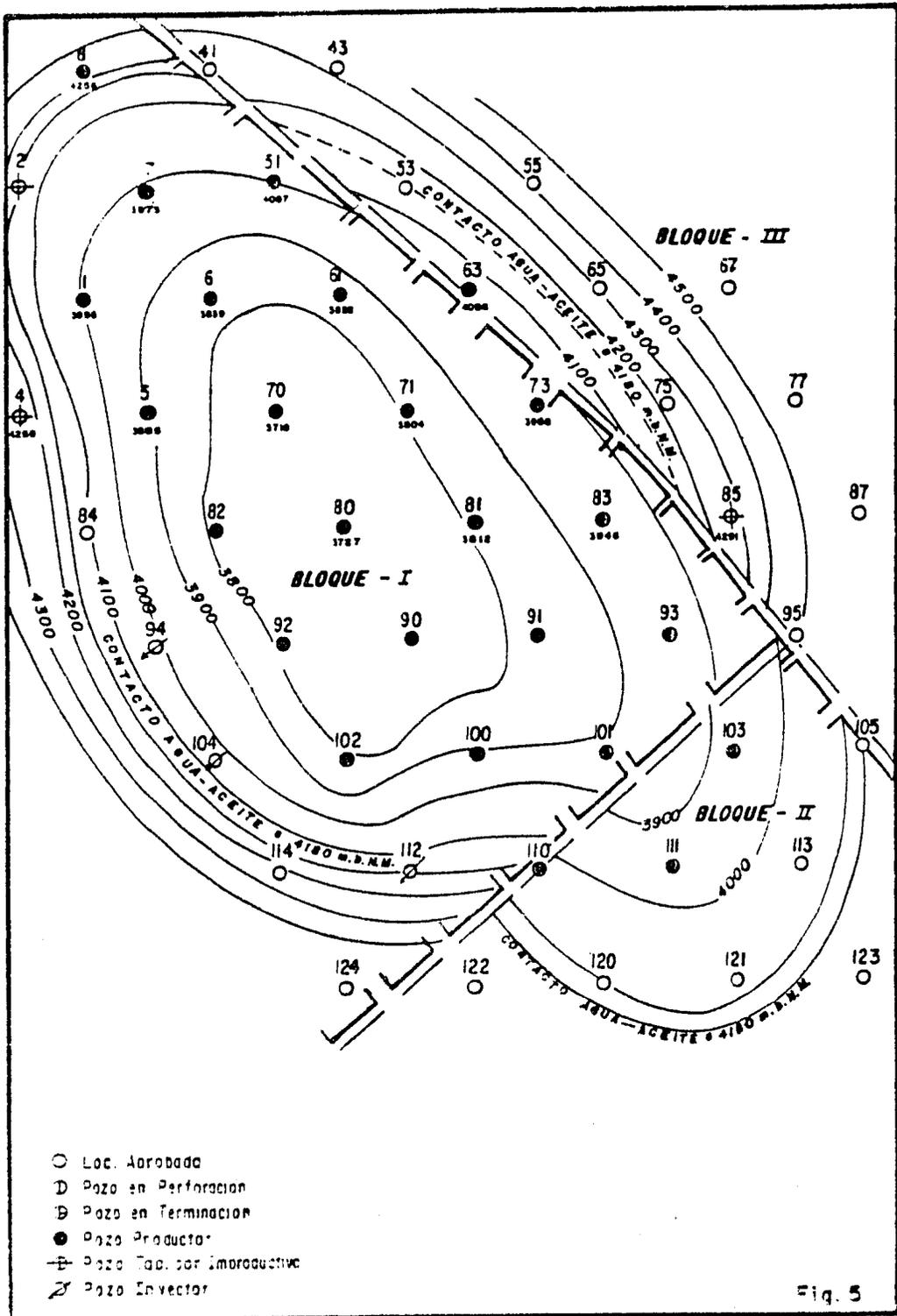


Fig. 5

niano.

La facie dolomítica está constituida por una secuencia de calizas dolomíticas y dolomías de porosidades debidas a cavernas de disolución, a fracturamiento y también a la dolomitización misma, presentándose tramos constituidos por calizas arcillosas. La presencia de estos cuerpos arcillosos varía en forma notable de la parte culminante de la estructura hacia sus flancos donde se manifiesta con más frecuencia.

La facie periarrecifal está constituida principalmente por el conjunto de rocas de carácter bioclástico, en cuya secuencia se ha observado tramos de dolomitización, la cual hace variar la porosidad y permeabilidad de estas rocas en menor grado, ya que este tipo de depósito posee una notable porosidad primaria.

La facie bioclástica se haya suprayaciendo a la misma secuencia dolomítica encontrada en la porción norte de la estructura. Estas facies presentan heterogeneidad en cuanto a su composición mineralógica que aunado a las condiciones sedimentarias, hacen variar la textura, porosidad, permeabilidad y contenido de fluidos, tanto vertical como horizontalmente.

### II.1.3 Formaciones productoras

Las formaciones de este yacimiento están constituidas por rocas carbonatadas de edad Cretácica, en las que los diferentes tipos de porosidad existentes reflejan una historia geológica y diagenética sumamente complejas, las cuales se han clasificado en tres horizontes a saber:

El horizonte denominado Cretácico Superior cubre - todo el campo, y su base densa constituye la cima del yacimiento, aún cuando algunos de sus estratos pueden ser potencialmente productores de hidrocarburos.

El Cretácico Medio es el principal horizonte prooductor del campo, con aproximadamente el 81% del volumen - original de hidrocarburos. En este horizonte se han identificado una gran variedad de tipos de porosidad primaria y osecundaria.

Por último el Cretácico Inferior es el horizonte - con menor impregnación de hidrocarburos, con sólo el 19% - del volumen total. Se caracteriza por un mayor contenido - de material arcilloso y consecuentemente menor permeabiliodad.

## II.2 Características de la roca

### II.2.1 Porosidad

Debido a los procesos secundarios de disolución, - recristalización y dolomitización que actuaron sobre la rooca almacenadora, la porosidad predominante es la secundaoria, del tipo vugular como vesículas y cavernas, y en meonor grado intergranular e intercrystalina y de fracturas.

La porosidad secundaria del tipo vugular es el reosultado de canales irregulares debido al efecto de disoluociones en la roca. La porosidad vesicular es causada por - la disolución de granos o fragmentos de fósiles, oolitas, - étc. A diferencia de la porosidad en cavernas en la que la disolución se efectúa en la matriz o bién la constituyen - las cavidades internas originales de los fósiles, la poroo

sidad intercrystalina es un producto del reemplazamiento de caliza por dolomita. Estos tipos de porosidad son más significativos en el Cretácico Medio e Inferior.

La porosidad promedio determinada a partir de registros sónicos y una gran cantidad limitada de núcleos, es del orden de 8%.

El comportamiento del yacimiento está afectado fuertemente por fracturas evidentes en núcleos, e indicativas por la pérdida de fluidos y comportamiento del pozo. Aparentemente, estas fracturas se presentan en grados variables en todos los horizontes estratigráficos, y fueron formados por la post-litificación de la actividad tectónica..

Las fracturas en cualquier posición dada, pueden ser abiertas o cerradas, dependiendo de la tensión local del campo y la historia de post-fracturamiento de cementación secundaria y diagénesis; comúnmente sirven para interconectar los tipos de porosidad y actuar como conductos de los pozos productores.

Se presentan también abundantes microfracturas en secciones petrográficas angostas, sirviendo de canales de interconexión de las porosidades entre sí.

### II.2.2 Permeabilidad

Las permeabilidades medidas en núcleos de este campo, van de cero a varios cientos de milidarcís; no obstante, los datos de laboratorio indican que las permeabilidades son sensibles a los efectos de sobrecarga. La mejor es

timación de la permeabilidad de la matriz in-situ, es la que se obtiene a partir de pruebas de presión, y que muestra un valor promedio de 14 milidarcís, generalmente disminuyendo hacia los flancos de la estructura y abajo de la parte superior del Cretácico Medio. Las altas capacidades de flujo se atribuyen al sistema de fracturas.

En la Tabla I pueden observarse los datos complementarios relacionados con la roca almacenadora del yacimiento.

### II.3 Características de los fluidos

En términos generales, los hidrocarburos almacenados en el yacimiento podrían describirse como de volatilidad media, conteniendo una relativa alta concentración de componentes intermedios (etano a hexano), así como fracciones de heptanos y más pesados de densidad y peso molecular medio. El fluido original fue altamente bajosaturado, considerándose normal el rango en el gradiente de temperatura aproximadamente ( $2.4\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ). La magnitud de la temperatura da como resultado valores de relaciones de solubilidad y encogimiento de fluidos más altos que los normalmente encontrados, por lo que a primer instancia, se clasificaría al yacimiento como de aceite volátil. Sin embargo, se le ha clasificado como de aceite negro, debido al alto peso molecular para las fracciones residuales más pesadas.

La Tabla I muestra datos relacionados con las características de los fluidos.

TABLA No. I  
 DATOS GENERALES DEL CAMPO  
 SITIO GRANDE

FECHA INICIO PRODUCCION	JUNIO DE 1972
VOLUMEN ORIGINAL (MMBlS)	943.39
POZOS PERFORADOS	45
POZOS EN PRODUCCION	19
POZOS TAPONADOS	7
GASTO PROMEDIO ACTUAL DE ACEITE (BlS/día)	40,000
PRODUCCION ACUMULADA (BlS)	264,595
FACTOR DE RECUPERACION (%)	0.28

CARACTERISTICAS DE LA ROCA

AREA PRODUCTORA (Km <sup>2</sup> )	29.5
PROFUNDIDAD MEDIA (mbNM)	4035
ESPESOR MEDIO POROSO (m)	156
POROSIDAD (%)	8
SATURACION DE AGUA INICIAL (%)	13
PERMEABILIDAD (mD)	13.6
SATURACION DE ACEITE RESIDUAL (%)	25

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

PRESION INICIAL (Kg/cm <sup>2</sup> )	447
PRESION DE SATURACION (Kg/cm <sup>2</sup> )	318
PRESION ACTUAL (Kg/cm <sup>2</sup> )	297
TEMPERATURA (°C)	126
FACTOR DE VOLUMEN ORIGINAL DEL ACEITE m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	2.135

CONTINUACION TABLA No. I

FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE A Pb ( $m^3/m^3$ )	2.2
RELACION GAS DISUELTO ACEITE ( $m^3/m^3$ )	351
VISCOSIDAD DEL ACEITE A Pb y Ty (cp)	0.21
DENSIDAD DEL ACEITE ( $^{\circ}$ API)	34
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACION (p.p.m.)	150,000

## CAPITULO III

### COMPORTAMIENTO PRIMARIO

#### III.1 Espaciamiento entre pozos

Basándose en la información estadística sobre espaciamiento de pozos en yacimientos productores de aceite, y con el propósito de definir los límites del yacimiento en el menor tiempo posible, así como en apoyo a su alta transmisibilidad, se adoptó un espaciamiento de 1,000 m entre los pozos productores, perforándose éstos en arreglo tipo-hexagonal.

A medida que se desarrolló el campo Sitio Grande, la producción de hidrocarburos se incrementó alcanzando su máximo nivel en el mes de noviembre de 1974, el cual fue de 127,000 barriles diarios a través de 24 pozos. (Fig. 6)

Los elevados ritmos de extracción de hidrocarburos con los que se explotó el campo, ocasionaron que para enero de 1975 el yacimiento presentara una caída de presión de aproximadamente  $100 \text{ Kg/cm}^2$ . Durante este período el mecanismo predominante de producción que actuó fue la compactación de la roca, la expansión del aceite bajosaturado y el agua intersticial.

#### III.2 Volumen original de aceite y entrada de agua al yacimiento

Debido a la necesidad de establecer un control de la energía del yacimiento y evitar caídas mayores de pre-

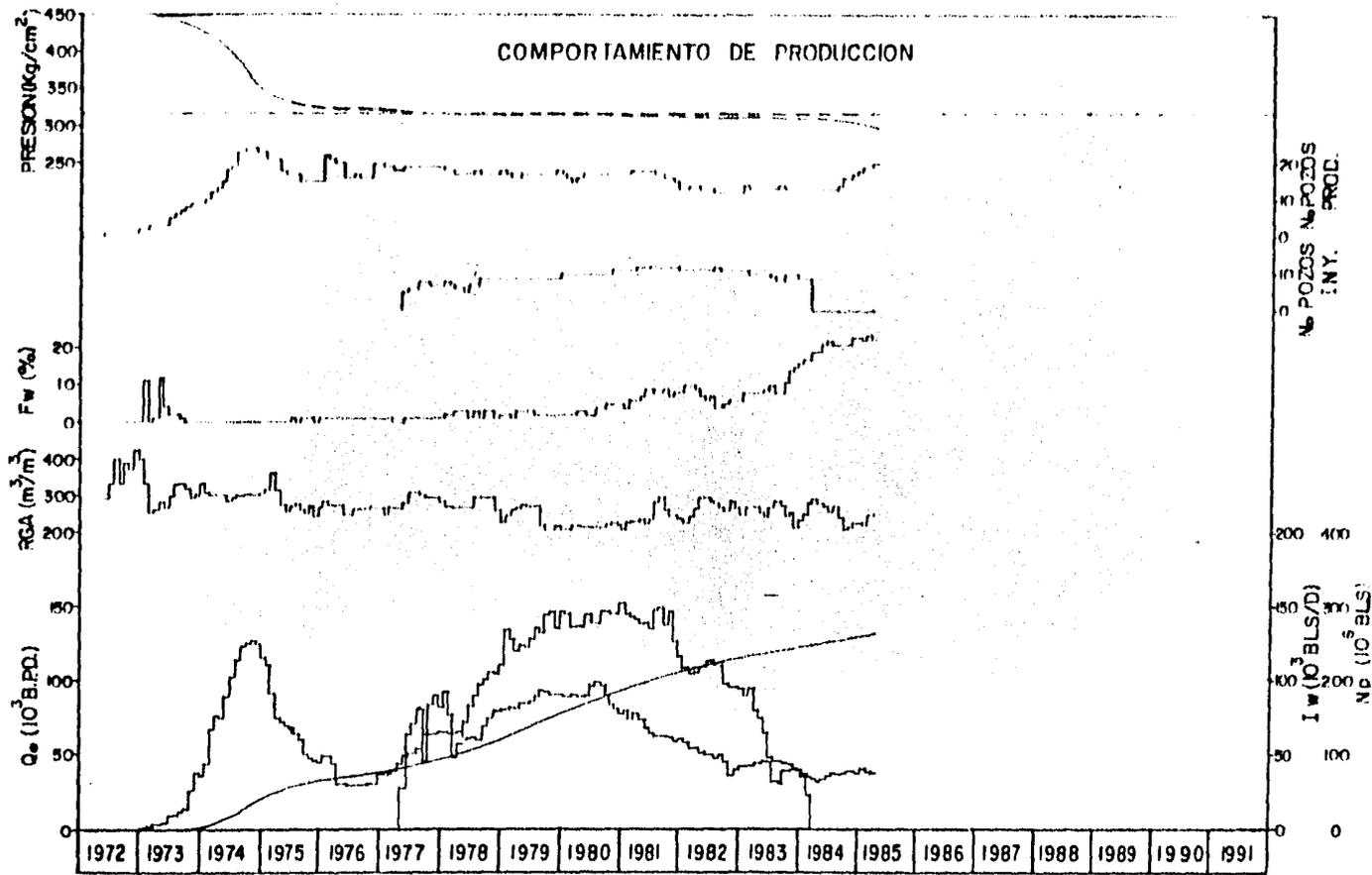


Fig. 6

sión que lo convirtieran en saturado, se implantó un programa de disminución gradual de producción, llegando a un valor de 29,000 barriles diarios en el mes de noviembre de 1976

La medida anterior surtió excelentes efectos, ya que logró que la caída de presión desde noviembre de 1975 hasta junio de 1977 fuese mínima, y la presión se mantuviera prácticamente en  $320 \text{ Kg/cm}^2$ . Esta moderada declinación fue efecto del acuífero asociado al yacimiento, que empezó a evidenciarse cuando se redujo la explotación hasta un ritmo tal, que se compensó el vaciamiento con el volumen de agua que es capaz de suministrar dicho acuífero.

En estudios previos <sup>(1,2)</sup> de 1976 y con información obtenida hasta agosto de ese mismo año, se calculó el Volumen Original de Aceite, la Constante de Entrada de Agua al yacimiento y por lo tanto el Volumen de Agua que entra al mismo, utilizando para ello la combinación de la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados, así como la ecuación de Schilthuis (Ver Apéndice A).

Arreglando dichas ecuaciones de tal manera que representen la ecuación de una línea recta, se tiene:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_o i_c \Delta p} = \frac{N}{B_o i_c \Delta p} + \frac{k_s f_o^t \Delta p dt}{B_o i_c \Delta p} \quad \dots (3)$$

Al aplicar la ecuación anterior, los resultados que obtuvieron fueron los siguientes: un Volumen Original de Aceite  $N = 873.6$  millones de barriles a condiciones atmosféricas, y una Constante de Entrada de Agua  $k_s = 94.143$

$m^3/dfa/Kg/cm^2$ .

En el presente trabajo se calcula nuevamente la Constante de Entrada de Agua tomando en cuenta los datos de presión-producción hasta junio de 1977, fecha en que se inició la inyección de agua. Las características de los fluidos se tomaron del reporte del análisis PVT de una muestra de fluidos del pozo Sitio Grande-61, mismo que fue usado en el estudio de diciembre de 1976.

En este nuevo cálculo, se agregaron 3 períodos que comprenden al final de la vida primaria del yacimiento, lo cual permitió graficar 3 puntos que guardan una buena correlación respecto a los que se tenían. Con esto se confirma la existencia de un acuífero activo asociado a este yacimiento. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla II y en las gráficas de las Figs. 7 a 10, donde puede apreciarse el alineamiento de los puntos graficados. La Constante de Entrada de Agua y el Volumen Original de Aceite a condiciones atmosféricas fueron de  $96.8 m^3/dfa/Kg/cm^2$  y 943.4 millones de barriles, respectivamente.

Con los resultados obtenidos anteriormente, se calculó el gasto necesario para mantener constante la presión del yacimiento e igual a la presión de saturación. La ecuación que en el Apéndice B se desarrolla, es la que a continuación se escribe:

$$Q_0 = \frac{k_s \Delta p' - C_1 B_w k}{B_o k}, \quad \dots (14)$$

donde la incógnita  $C_1$  se obtiene mediante la graficación del Agua Producida vs Tiempo. (Fig. 11)

TABLA No. II  
 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE  
 Y CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
FECHA	P	$\bar{P}$	$\overline{\Delta P}$	$N_p$	$W_p$	$B_o$
	(Kg/cm <sup>2</sup> )	(Kg/cm <sup>2</sup> )	(Kg/cm <sup>2</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
JUN./72	447	0	0		0	2.1375
DIC./72	445	446	1	0.0232	51	2.1386
JUN./73	444	445.5	2.5	0.1150	5 467	2.1388
DIC./73	432	438	9	0.7000	10 831	2.1438
JUN./74	401	416.5	30.5	2.5990	19 237	2.1608
DIC./74	350	375.5	71.5	6.1110	27 382	2.1995
JUN./75	329	339.5	107.5	8.6970	43 124	2.2188
DIC./75	325	327	120	10.3750	59 641	2.2230
JUN./76	324	324.5	122.5	11.5940	78 205	2.2238
DIC./76	322	323	124	12.4830	90 700	2.2260
JUN./77	318	320	127	13.6960	104 291	2.2295

CONTINUACION TABLA No. II

(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Bw	Ce ( $10^{-6}$ )	NpBo	WpBw	NpBo + WpBw
( $m^3/m^3$ )	(Kg/cm <sup>2</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )
1.04508	283	0	0	0
1.04514	285	49 637	53	49 690
1.04518	286	245 962	5 714	251 676
1.04546	300	1 500 660	11 323	1 511 983
1.04630	334	5 615 919	20 128	5 636 047
1.04792	392	13 441 145	28 694	13 469 839
1.04856	417	19 296 904	45 218	19 342 122
1.04870	421	23 063 625	62 546	23 126 171
1.04876	423	25 782 737	82 018	25 864 750
1.04880	425	27 787 158	95 126	27 882 284
1.04886	430	30 535 232	109 386	30 644 618

CONTINUACION TABLA No. II

(13) $Boic_e \Delta P$	(14) $\frac{NpBo + WpBw}{Boic_e \Delta P}$	(15) $\Delta P$	(16) $t$	(17) $\int_0^t \Delta p dt$
$(10^{-6})$	$(10^6 m^3)$	$Kg/cm^2$	dfas	$Kg/cm^2 \cdot dfas$
0	0	0	0	0
609	82	2	182	182
1 528	165	3	365	637
5 771	262	15	547	2 275
21 775	259	46	730	7 826
59 910	225	97	912	20 839
95 819	202	118	1 095	40 404
107 987	214	122	1 277	62 244
110 760	234	123	1 459	84 539
112 646	248	125	1 641	107 107
116 279	263	129	1 823	130 221

CONTINUACION TABLA No. II

(18)	(19)
$\frac{\int_0^t \Delta p dt}{Boic_e \Delta P}$	We
$10^6 \text{ Kg/cm}^2\text{-días}$	( $m^3$ )
0	0
0.2988	17 618
0.4168	61 662
0.3942	220 220
0.3594	757 557
0.3478	2 017 215
0.4217	3 911 107
0.5764	6 025 219
0.7632	8 183 375
0.9508	10 367 958
1.1156	12 605 393

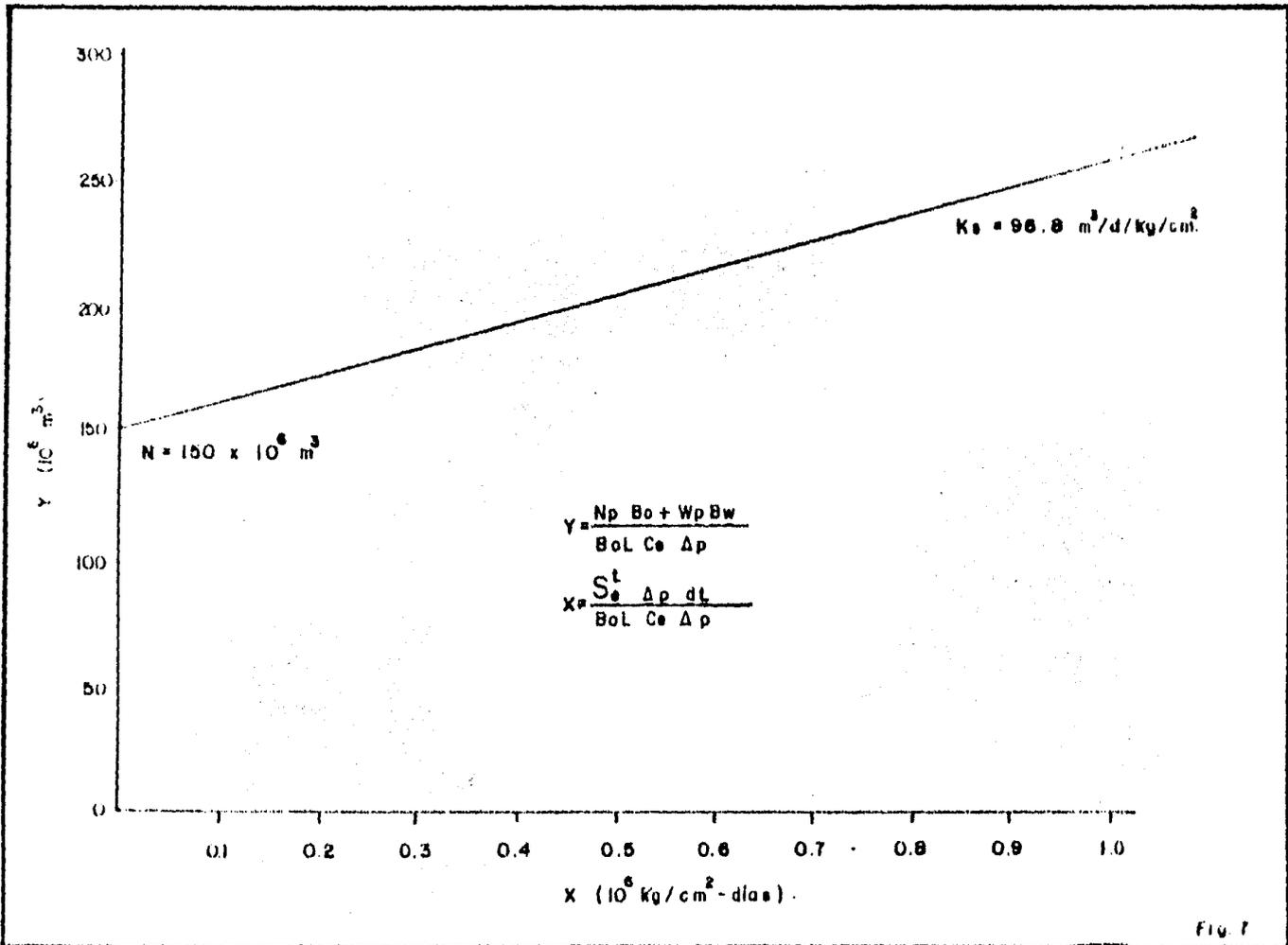
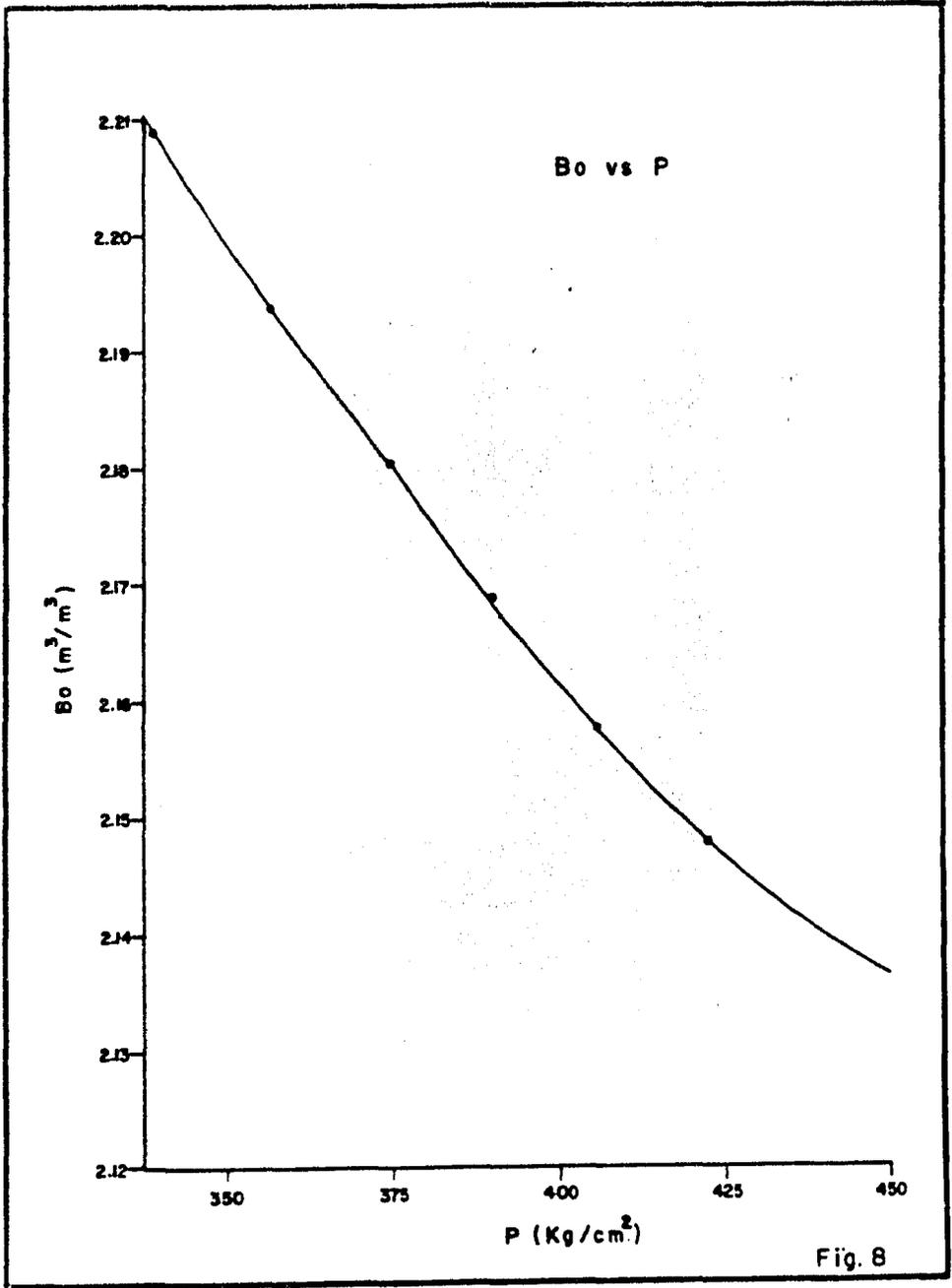


Fig. 7



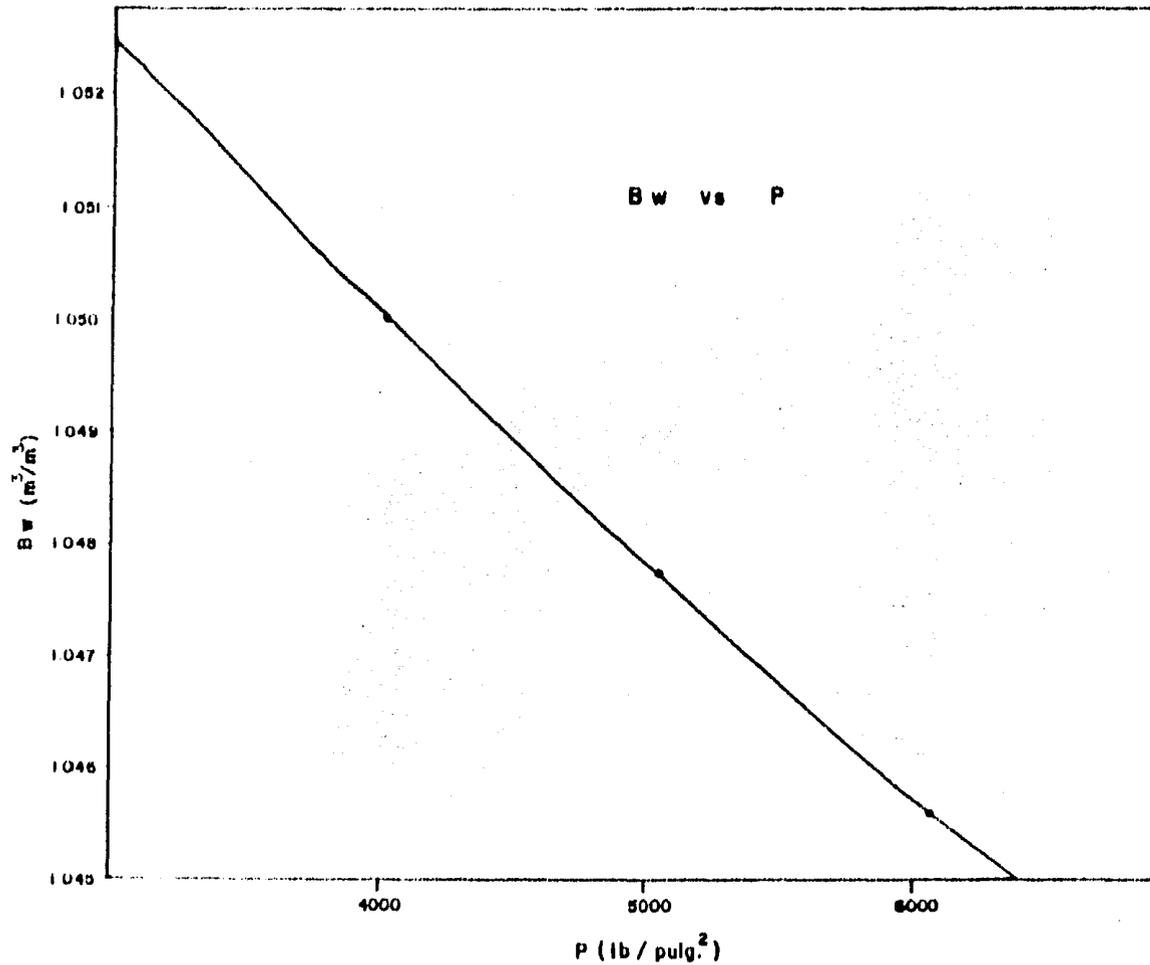


Fig 9

Ce vs P

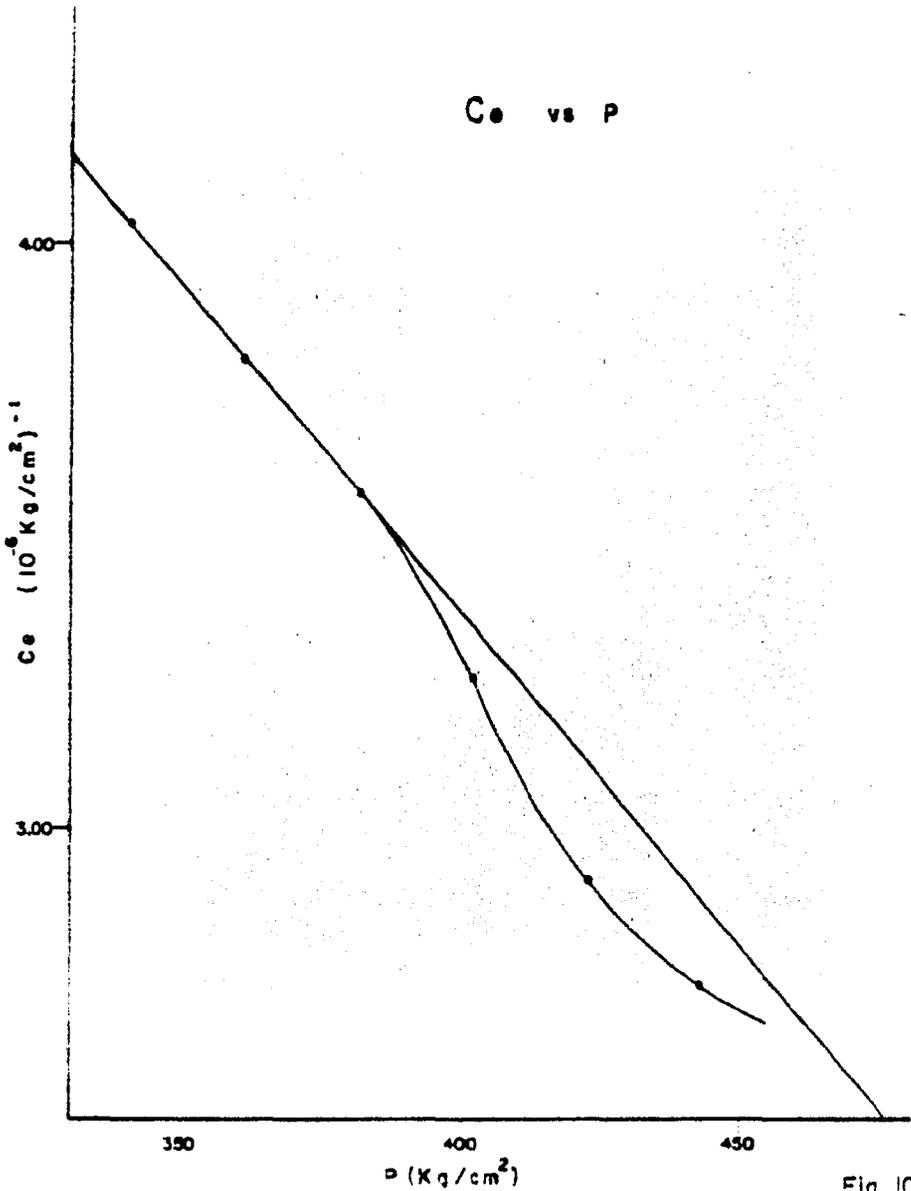


Fig. 10

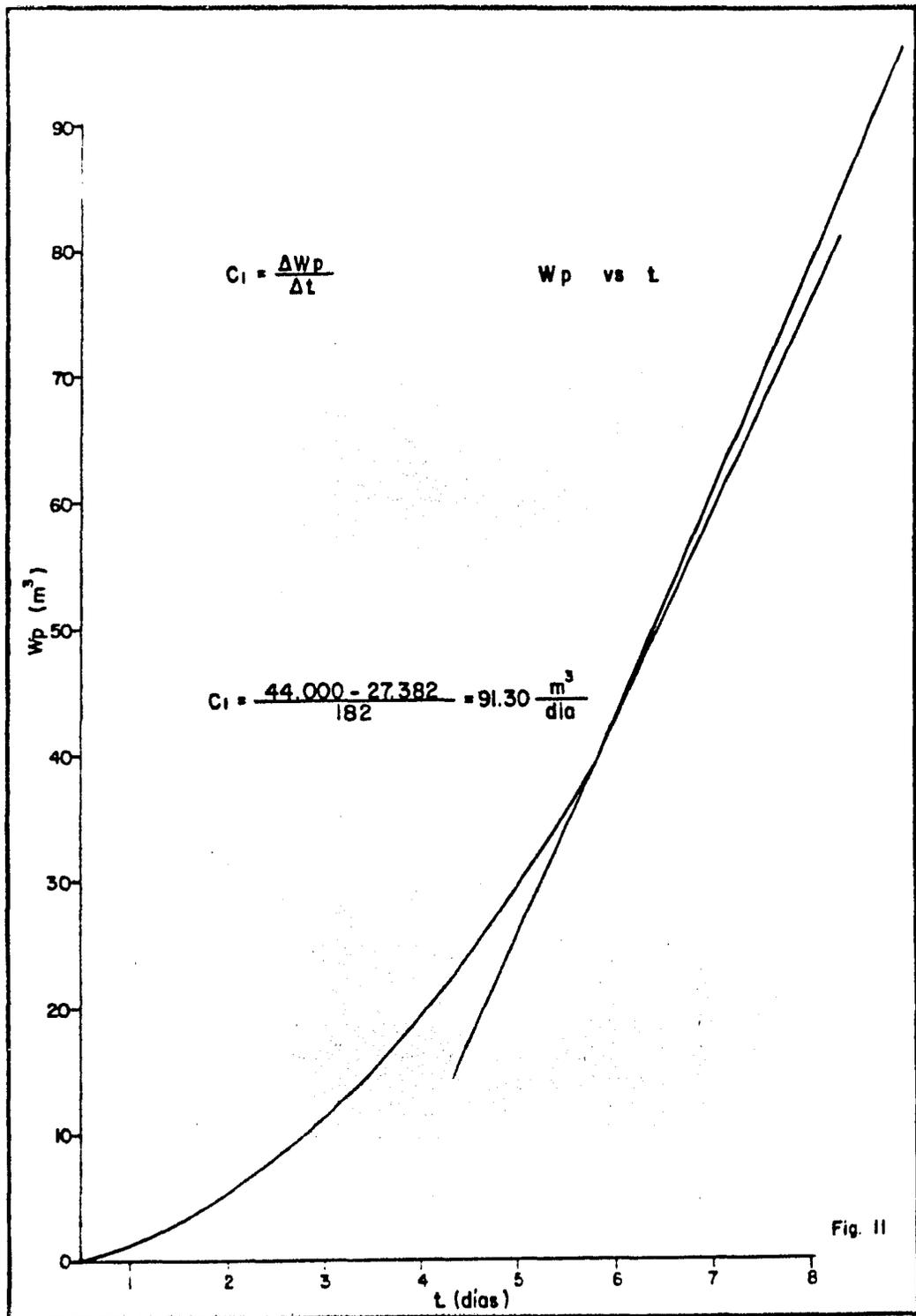


Fig. II

El gasto de aceite que se obtuvo es de 35,000 barriles diarios para que con esa constante de agua calculada, la presión no decaiga abajo de la presión de saturación.

### III.3 Predicción del comportamiento primario

En el año de 1981, la Gerencia de Explotación de Yacimientos, realizó un trabajo<sup>(3)</sup> entre cuyos objetivos se encuentra la obtención del ajuste y predicción del comportamiento del campo Sitio Grande por agotamiento natural, mediante el uso del simulador para aceite negro BOSS. El ajuste de presión se logró con un Volumen Original de Aceite de 903.7 millones de barriles, Volumen Original de Gas de 1,422,449 millones de pies cúbicos y un Volumen del Acuífero de 2.385 millones de metros cúbicos. La predicción se inició a partir de junio de 1977, fecha en que se alteró el estado natural de energía del yacimiento por la implantación del proyecto de inyección de agua.

En la Fig. 12 se muestran los resultados del ajuste y predicción. Se puede observar que para diciembre de 1991 se alcanzaría un Factor de Recuperación de 28.3%, una Relación Gas - Aceite de  $604 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , Producción Final de Agua de 62% y un valor de Presión de  $210 \text{ Kg}/\text{cm}^2$ .

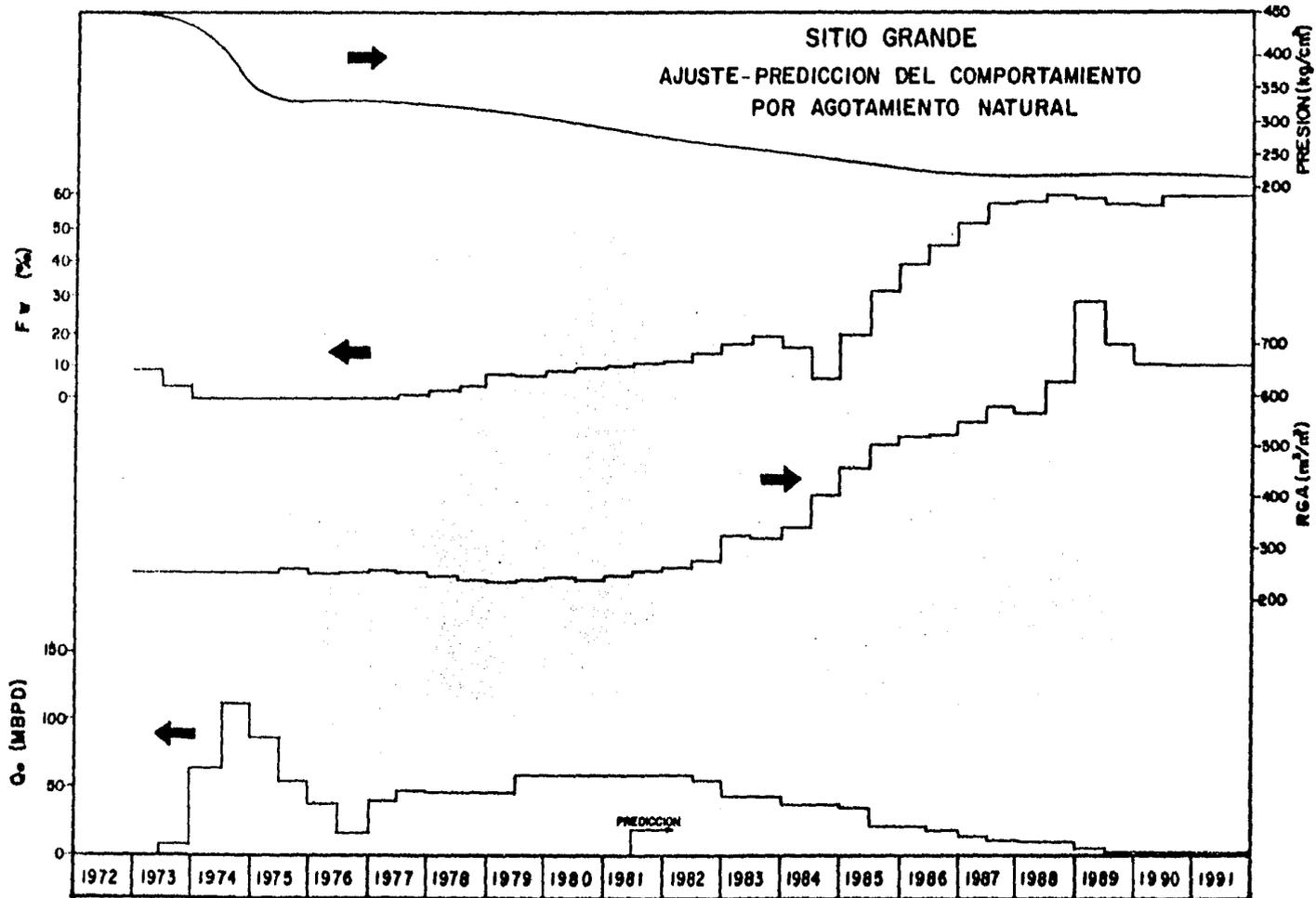


Fig. 12

## CAPITULO IV

### RECUPERACION SECUNDARIA

#### IV.1 Justificación del proyecto

Con el fin de contrarrestar el rápido depresionamiento que se tuvo en los primeros años de explotación en este campo, así como complementar los mecanismos de producción e incrementar y acelerar la recuperación de aceite, se tomó la decisión de inyectar agua al yacimiento.

En marzo de 1975, el Departamento de Ingeniería de Yacimientos del Distrito de Villahermosa (ahora Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos), plantea en un estudio preliminar, la necesidad de inyectar agua para lograr el mantenimiento de la presión media en el yacimiento a niveles correspondientes a la de saturación, proponiendo en forma provisional la inyección de 150,000 barriles diarios de agua dulce a través de 14 pozos inyectoros en el seno del acuífero.

Por otra parte, por encargo de Petróleos Mexicanos, la Compañía de Servicios Core-Laboratories Inc.<sup>(4)</sup>, realizó un estudio del campo Sitio Grande en donde consideró la necesidad de mantener la presión del yacimiento, inyectando agua y de esa manera incrementar la reserva de aceite. Este estudio fue supervisado por personal tanto de Petróleos Mexicanos como del Instituto Mexicano del Petróleo.

Una vez aprobado el proyecto y contando con las --

instalaciones necesarias, la inyección de agua se inició - en junio de 1977 a través de 5 pozos y un gasto aproximado de 30,000 barriles diarios.

#### IV.2 Determinación del volumen de aceite recuperable -- adicional por inyección de agua

Para determinar el volumen de aceite adicional que se puede recuperar con la inyección de agua, es necesario conocer el volumen original de hidrocarburos, así como el factor de recuperación total a la surgencia.

En cuanto al volumen original de hidrocarburos, en estudios elaborados por el Departamento de Ingeniería de Yacimientos<sup>(5)</sup>, se determinó un valor de 911.8 millones de barriles de aceite a condiciones atmosféricas.

El factor de recuperación total, se obtiene con la ecuación:

$$F_{RT} = E_D \times E_A \times E_V \quad \dots (\alpha)$$

donde

$E_D$  = Eficiencia de desplazamiento

$E_A$  = Eficiencia areal

$E_V$  = Eficiencia vertical

Para obtener el valor de  $E_D$  se utilizó la ecuación:

$$E_D = \frac{\frac{1 - S_{wi}}{B_{o1}} - \frac{1 - S_w}{B_{od}}}{\frac{1 - S_{wi}}{B_{o1}}} \quad \dots (\beta)$$

Utilizando los datos del análisis petrofísico del pozo Sitio Grande-94, se calculó el flujo fraccional de agua (Tabla III) y se construyó la curva de Flujo fraccional de agua vs la Saturación de agua. (Fig. 13)

Tomando en cuenta la presión original del yacimiento y considerando la presión de desplazamiento igual a la presión de saturación del yacimiento, se obtuvieron los valores siguientes:

$$\begin{array}{ll} S_{wi} = 0.19 & S_w = 0.74 \\ B_{oi} = 2.135 & B_{od} = 2.227 \end{array}$$

Sustituyendo en ( $\beta$ ):

$$E_D = \frac{\frac{1 - 0.19}{2.135} - \frac{1 - 0.74}{2.227}}{\frac{1 - 0.19}{2.135}} = 0.70$$

Por lo tanto, la eficiencia de desplazamiento es igual a  $E_D = 0.70$ .

La eficiencia areal  $E_A$ , se determinó de acuerdo con el arreglo de los pozos inyectoros y productores, obteniéndose un valor de 0.77.

Debido a que no se contó con suficientes pruebas de inyektividad para este tipo de yacimiento, se supuso una eficiencia vertical de 0.80.

Sustituyendo en ( $\alpha$ )

TABLA No. III

DETERMINACION DEL FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Sw	Kro	Krw	$\frac{Kro}{Krw}$	$\frac{\mu w Kro}{\mu u Krw}$	1 + 5	$\frac{fw}{1/(6)}$
0.33	1.000	0.000				0.0000
0.40	0.710	0.050	14.200	20.874	21.874	0.0457
0.50	0.340	0.095	3.579	5.261	6.261	0.1597
0.55	0.170	0.118	1.441	2.118	3.118	0.3207
0.60	0.060	0.143	0.420	0.617	1.617	0.6184
0.65	0.035	0.175	0.200	0.294	1.294	0.7728
0.70	0.020	0.210	0.095	0.140	1.140	0.8772
0.75	0.010	0.250	0.040	0.059	1.059	0.9443
0.80	0.005	0.290	0.017	0.025	1.025	0.9756
0.90	0.000	0.400				1.0000

CAMPO SITIO GRANDE

POZO N° 94

FLUJO FRACCIONAL Vs. SATURACION DE AGUA

SATURACION DE AGUA MEDIA ATRAS DEL FRENTE

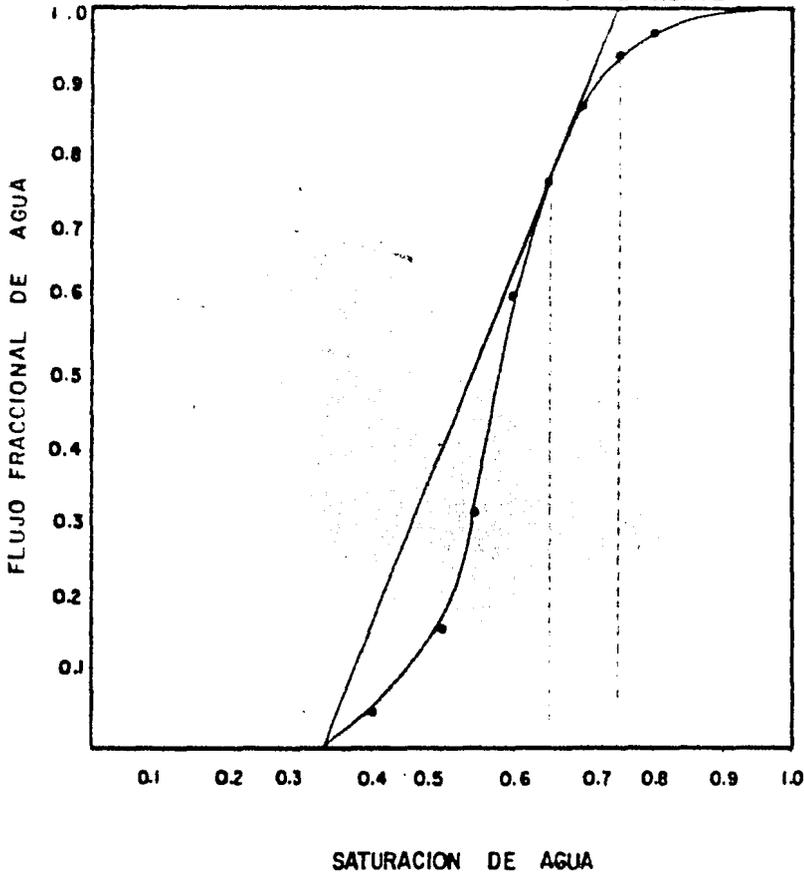


Fig. 13

$$F_R = (0.70) (0.77) (0.80) = 0.43$$

Este valor del factor de recuperación indica que con la implantación del proceso de Recuperación Secundaria, se tendrá una recuperación total a la surgencia, de un volumen de aceite de 392.1 millones de barriles a condiciones atmosféricas. Puesto que el factor de recuperación por explotación primaria es de 0.19, representa un volumen de 173.2 millones de barriles de aceite a condiciones atmosféricas, es decir, un factor adicional de 0.24.

#### IV.3 Volumen de agua necesaria para el barrido

Se consideró que el volumen de agua necesaria para el barrido total, es igual al 75% del volumen poroso, es decir:

$$\begin{aligned} W_1 &= (0.75) (346.9 \times 10^6) \text{ m}^3 \\ &= 260 \times 10^6 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

De acuerdo con este valor y del tiempo de duración del proyecto el cual se fijó en 15 años, se obtuvo el gasto diario de agua por inyectar:

$$\begin{aligned} Q_1 &= \frac{260 \times 10^6 \text{ m}^3}{(365 \text{ días/año}) (15 \text{ años})} \\ Q_1 &= 47,488 \text{ m}^3/\text{día} \\ Q_1 &= 298,666 \pm 300,000 \text{ bls/día} \end{aligned}$$

Cabe aclarar que los cálculos preliminares para aplicar el sistema de Recuperación Secundaria, difieren de los valores que a lo largo del proyecto se manejan, debido

a las modificaciones que durante la explotación del yacimiento se observaron.

#### IV.4 Selección de pozos inyectores

La selección de estos pozos se hizo tomando en cuenta la buena comunicación tanto vertical como horizontal, el considerable espesor de la formación, así como las condiciones mecánicas de los pozos.

Debido a la forma cómica de la estructura, y a la presencia de zonas de menor permeabilidad en la porción que comprende al Cretácico Inferior, se adoptó un patrón de inyección periférico en el seno del acuífero.

#### IV.5 Proceso de inyección de agua

Este se inició en junio de 1977; el gasto promedio que se mantuvo hasta fines de 1981 fue de aproximadamente - 140,000 barriles diarios, es decir casi la mitad del volumen calculado, manteniéndose este valor hasta fines de - - 1981.

Durante el desarrollo del proyecto se alcanzaron volúmenes superiores a los 90,000 barriles por día en los - - años de 1979 y 1980, los que fueron demasiado altos para -- este yacimiento, provocando canalizaciones y un comportamiento irregular del contacto agua-aceite debido a la heterogeneidad del sistema matriz-fractura.

A fines de 1980 se empezó a incrementar la producción de agua, ocasionando una declinación gradual en la producción de aceite.

En junio de 1981 el yacimiento producía con un gas to de 69,000 barriles diarios a través de 18 pozos productores, así como una relación gas-aceite de  $230 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y un porcentaje de agua de 9.6.

En julio de 1981, se detectó un elevado flujo fraccional de agua en algunos pozos del campo, por lo que se estrangularon y cerraron aquellos que manifestaban valores anómalos de agua.

En junio de 1982, este yacimiento produjo 49,000 - barriles diarios, a través de 11 pozos productores, con una relación gas-aceite de  $291 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y un porcentaje de -- 7.7.

En noviembre de 1982 la producción decayó a 36,000 barriles diarios, con los mismos pozos productores, presentando una relación gas-aceite de  $290 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y un flujo fraccional de agua de 6.0 %.

Para diciembre de 1983, se tiene una producción de 41,000 barriles diarios, 11 pozos productores, una relación gas-aceite de  $219 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y un porcentaje de agua de -- 15.0.

En marzo de 1984 se suspende la inyección de agua; el gasto de aceite es de 38,000 barriles por día a través de 11 pozos productores, con una relación gas-aceite de --  $278 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y un porcentaje de agua de 21.0.

IV.6 Predicción del comportamiento con inyección de --- agua

El estudio de simulación<sup>(3)</sup> en su etapa de producción bajo el proceso de Recuperación Secundaria, se limitó a la realización de cuatro alternativas consideradas de interés práctico dadas las condiciones de explotación que se tenían en el yacimiento. Todas comprenden un volumen de inyección de agua de 150,000 barriles diarios.

En la Tabla IV se observan los resultados más relevantes de estas cuatro alternativas hasta diciembre de --- 1991, (tiempo que comprende la duración del proyecto).

El estudio concluye que de las alternativas con inyección de agua, se juzga como mejor la segunda de mantenimiento absoluto de presión, dado que se tiene: (1) mayor número de pozos activos, (2) menor flujo fraccional de -- agua, (3) menor relación gas-aceite, (4) mantenimiento absoluto de presión, (5) cuota óptima de extracción de aceite para su correcta explotación, (6) mejores eficiencias - de barrido observadas en el modelo.

TABLA No. IV  
ALTERNATIVAS DE EXPLOTACION

PARAMETROS REFERIDOS A DICIEMBRE DE 1991	AGOTAMIENTO NATURAL	RECUPERACION SECUNDARIA			
		MANTENIMIENTO PARCIAL DE LA PRESION	MANTENIMIENTO ABSOLUTO DE LA PRESION		
			1	2	3
PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE (MMBlS)	256.1	431.5	411.9	417.25	425.3
FACTOR DE RECUPERACION (%)	28.3	47.8	45.7	46.2	47.1
GASTO DE ACEITE (BlS/d)	6 680	32 318	40 000	40 000	40 000
POZOS PRODUCTORES	5	12	15	20	10
GASTO PROMEDIO POR POZO (BlS/d)	1 336	2 693	2 857	2 000	2 562
RELACION GAS - ACEITE ( $m^3/m^3$ )	604	403	261	254	529
PRODUCCION DE AGUA (%)	61.7	76.6	60.9	63.4	82.2
NUMERO DE REPARACIONES	5	10	10	11	10
GASTO DE INYECCION (MBlS)	0	150	150	150	150
POZOS INYECTORES	0	12	12	12	12
PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO ( $Kg/cm^2$ )	210.4	241.3	321.2	316.7	237
GANANCIA ADICIONAL (MILLONES DE PESOS)*	0	21 477	19 466	20 183	0
RENTABILIDAD ( % ANUAL )*	0	72.0	71.1	71.4	0

\* Parámetros referidos a la fecha del inicio de la inyección .

- 1 Opción sin pozos de relleno
- 2 Opción con pozos de relleno y cuota de producción de aceite de (60, 50 y 40 MBlS/d)
- 3 Opción con pozos de relleno y cuota de producción de aceite de (70, 60 y 50 MBlS/d)

CAPITULO V  
SISTEMA DE INYECCION

V.1 Fuente de suministro de agua

La fuente de suministro de agua fue seleccionada a partir de una evaluación completa de los recursos disponibles en toda el área.

Se trata de un acuífero de la formación Paraje Solo cuya profundidad aproximada es de 500 m. Este actúa como una fuente regenerable debido a la alta precipitación pluvial que se tiene en la región, además presenta las condiciones favorables para suministrar el volumen de agua necesario para este sistema de inyección.

En este acuífero se han perforado 12 pozos de captación a un espaciamiento de 500 m, de los cuales sólo 11 operaron hasta antes del cierre de la inyección.

V.2 Instalaciones para captación de agua

Para transportar el agua de los pozos a la planta de inyección se instalaron equipos subsuperficiales y superficiales, así como se construyeron una red de acueductos de baja presión y cuyas características son:

Equipo en pozos de captación

Subsuperficial: Bombas verticales de tipo turbina, con capacidad de 30,000

barriles diarios.

Superficial: Motores eléctricos de 150 HP  
y 760 RPM.

Desarenadores tipo ciclón.

Dosificadores de reactivos.

(Fig. 14)

### V.3 Planta de tratamiento

El tratamiento que se da al agua de inyección consiste básicamente en filtración y aplicación de reactivos químicos, tales como secuestrantes de oxígeno, inhibidores de corrosión, bactericidas y surfactantes, como se anota:

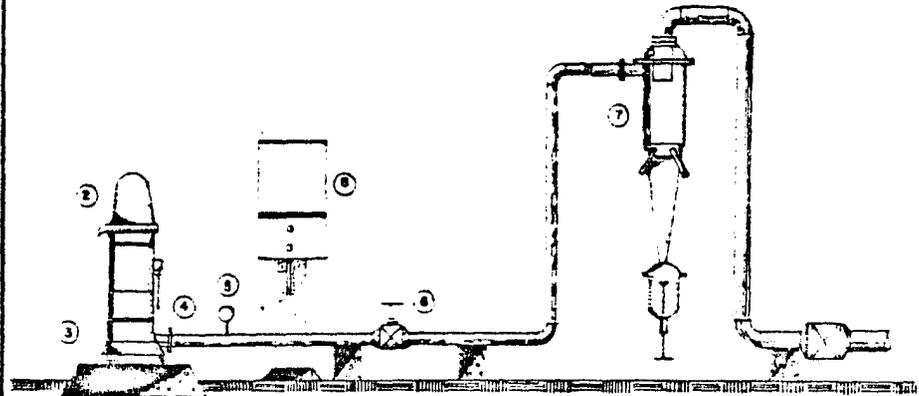
TRATAMIENTO	DOSIFICACION	FRECUENCIA
Secuestrante de oxígeno	0.5 ppm	Continúa
Inhibidor de corrosión	1.0 ppm	Continúa
Bactericida	50.0 ppm	Dos veces al mes durante el retrolavado.
Surfactante	20.0 ppm	

El tratar de mantener la calidad del agua en condiciones óptimas durante la inyección, tiene como objetivos fundamentales:

a) Mantener el gasto de inyección deseado con un mínimo esfuerzo, es decir, prevenir, eliminar o reducir cualquier cosa que interfiera la libre entrada del agua en la formación y como consecuencia sostener la eficiencia de operación.

b) Prevenir la corrosión del sistema. Los productos de la corrosión son de por sí o después de la reacción

**POZOS DE CAPTACION  
CAMPO SITIO GRANDE**



**ESPECIFICACIONES**

- ① BOMBA VERTICAL TIPO TURBINA  
MARCAS PEARLES TISA DE 30 000 M<sup>3</sup>/D
- ② MOTOR ELECTRICO U.S. ELECTRICAL  
DE 150 HP Y 1750 RPM
- ③ CABEZAL PARA BOMBA DE POZO PROFUNDO.
- ④ JUNTA DE EXPANSION
- ⑤ MANOMETRO
- ⑥ VALVULA DE COMPUERTA
- ⑦ DESARENADOR TIPO CICLON
- ⑧ TABLERO DE CONTROL

con otros constituyentes del agua, la causa del taponamiento de la formación, lo que interfiere con el primer objetivo, además de incrementar los gastos de mantenimiento.

c) Acondicionar el agua de tal manera que pueda ser compatible con el agua de formación y más efectiva en el desplazamiento del aceite.

Las instalaciones para la filtración del agua básicamente consiste en lo siguiente: 9 filtros de grava y arena (3 paquetes de 3 filtros cada uno) con capacidad de 25,000 barriles diarios en total. El tratamiento se efectúa en la planta mediante bombas dosificadoras de tipo pistón, de 17 galones por hora y accionadas por motores eléctricos de 1/3 HP. (Fig. 15)

#### V.4 Determinación de la presión de operación de la planta

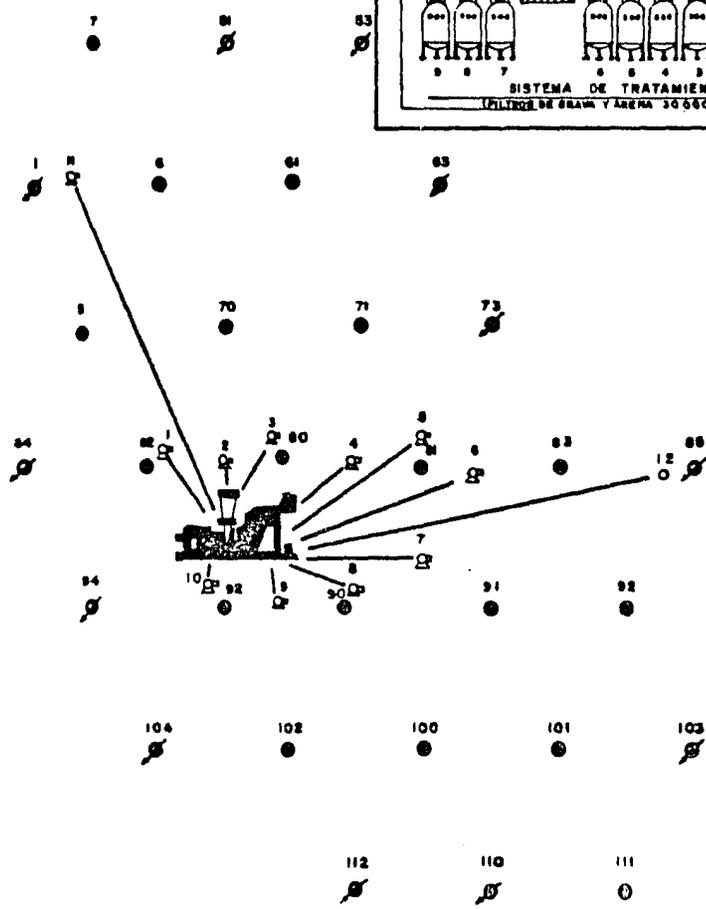
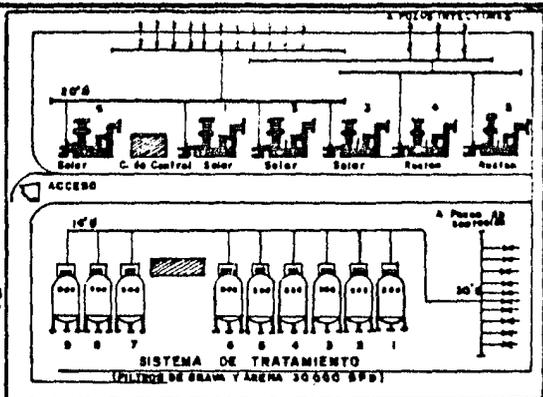
En este campo se llevaron a cabo pruebas de inyektividad en el pozo Sitio Grande-85, determinándose una presión de fractura de  $620 \text{ Kg/cm}^2$  en el fondo del pozo. Con base a esta presión, características del yacimiento, variación de la permeabilidad y el espesor disparado, se determinó que la presión de operación de la planta debía ser de  $350 \text{ Kg/cm}^2$ .

#### V.5 Determinación del gasto de inyección promedio por pozo

De acuerdo con las pruebas de inyektividad antes mencionadas y la presión de operación, se calculó un gasto promedio por pozo de 21,000 barriles diarios.

Por lo que según este valor y el volumen de agua -

# RED DE CAPTACION



- SIMBOLOGIA**
-  POZO INYECTOR
  -  POZO PRODUCTOR
  -  POZO DE CAPTACION

Fig. 15

necesario para inyectar de 300,000 barriles diarios, se debía contar con 14 pozos inyectoros.

#### V.6 Planta de inyección

El campo Sitio Grande pertenece operativamente al sistema de inyección Sitio Grande - Artesa - Sunuapa - Topén (Fig. 16), el cual es alimentado por la planta de inyección localizada estratégicamente en el campo Sitio Grande. La interconexión entre los campos está hecha a través de una red de ductos y cabezales de la siguiente manera: a partir de la planta de inyección se extienden dos acueductos paralelos hasta un cabezal localizado en la parte central del campo Artesa, uno de 8 pulgadas de diámetro y el otro de 16 pulgadas, ambos con una longitud de 7 Km aproximadamente; de este cabezal parte un acueducto de 8 pulgadas de diámetro y 22 Km de longitud hasta el campo Sunuapa, donde se construyó el cabezal de distribución para alimentar a los pozos inyectoros; el pozo Topén-22 recibe agua por medio de una línea de 8 pulgadas y 200 m de longitud injertada al ducto Artesa - Sunuapa.

#### V.7 Sistema de bombeo

Con el fin de cumplir con el programa de inyección establecido para el inicio del proyecto, de 150,000 barriles diarios en este campo, se tiene instalado un equipo de alta presión que consta de 5 unidades turbina-bomba (inicialmente se tenían 6)

Las características principales del equipo son:

TURBINAS 4 Unidades Solar H.I. accionadas con

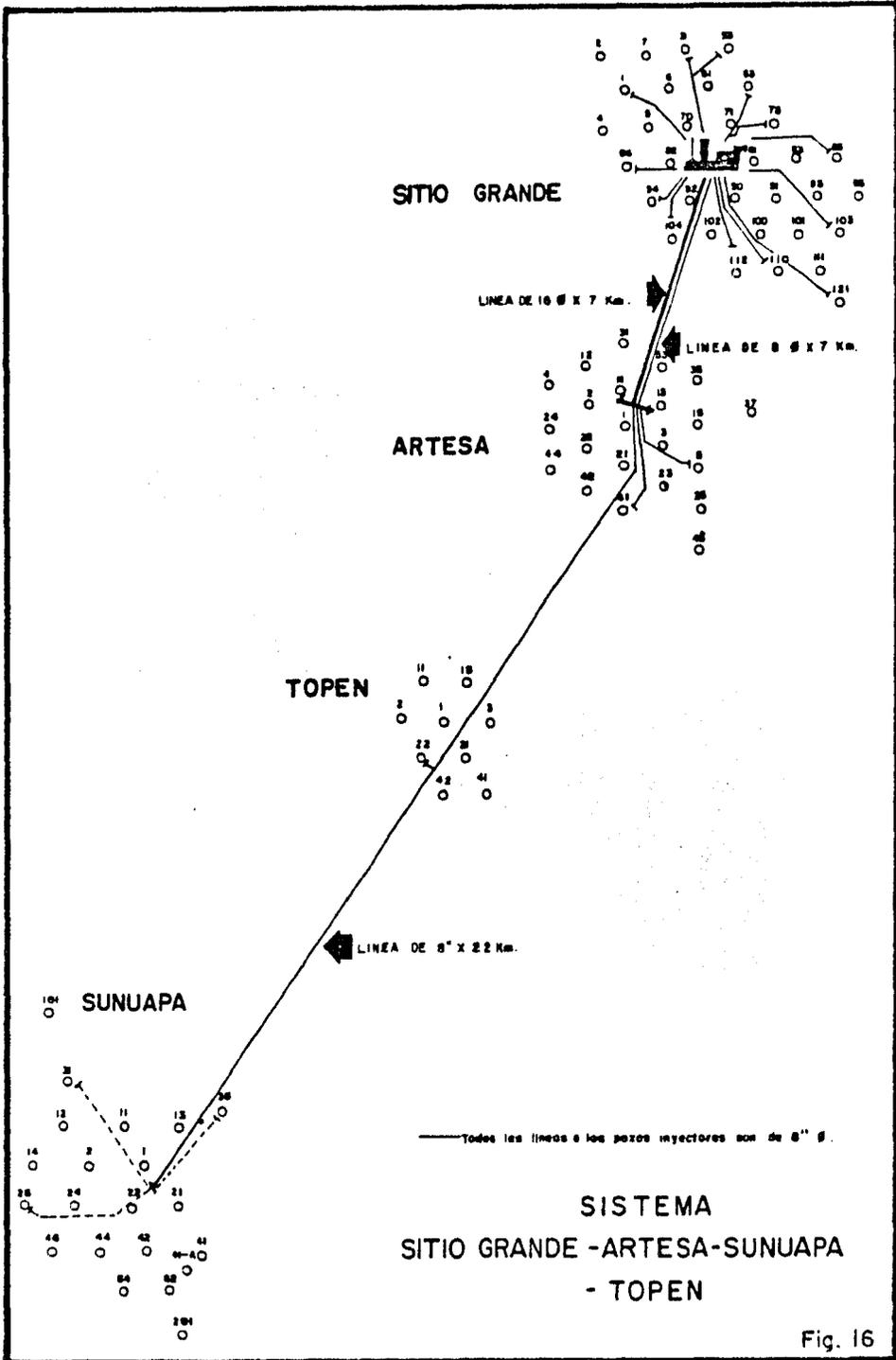


Fig. 16

gas

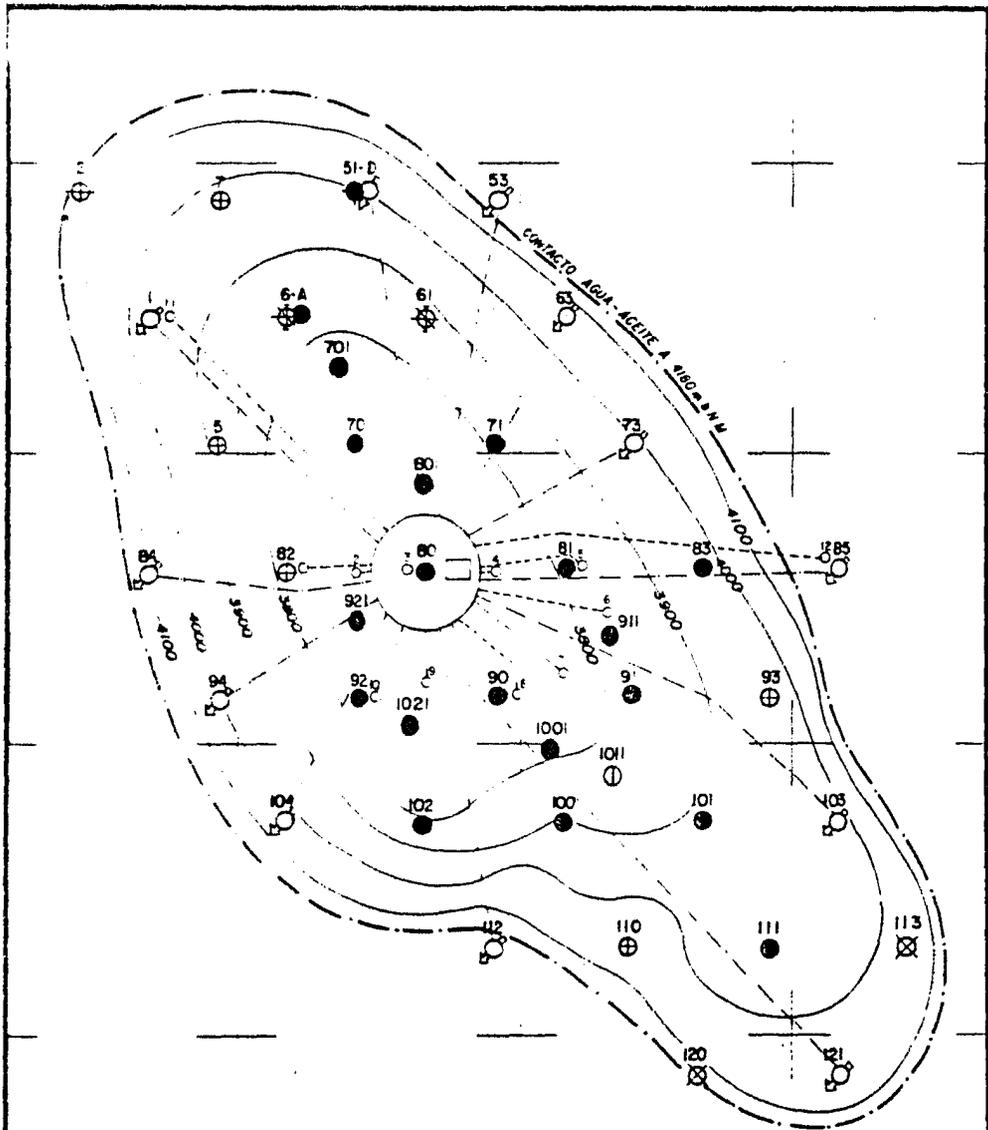
BOMBAS

- 1 Unidad RUSTON acondicionadas con gas.
- 4 Unidades BINHAM con capacidad de bombeo de 50,000 barriles diarios cada una, y presión de operación de  $210 \text{ Kg/cm}^2$ .
- 1 Unidad UNITED con capacidad de bombeo de 65,000 barriles diarios y presión de operación de  $180 \text{ Kg/cm}^2$ .

#### V.8 Red de distribución

Se cuenta con un cabezal de 20 pulgadas de diámetro para las cuatro unidades Solar y un cabezal de 12 pulgadas para descarga de la unidad Ruston. A partir de estos cabezales y por medio de las líneas de alta presión de 8 pulgadas de diámetro se suministra agua a los pozos inyectoros. (Fig. 17)

Los aspectos más sobresalientes de la inyección de agua se muestran en la Tabla V.



**SIMBOLOGIA**

- Pozo Productor
- ⊙ Pozo Inyector
- ⊕ Pozo Taponado
- ⊕ Pozo Taponado por Acc. Mec.
- ⊕ Pozo Cerrado
- ⊕ Pozo Pend. de Terminar
- ⊕ Pozo en Perforacion

**PLANO DE INYECCION PERIFERICA**

Fig. 17

TABLA No. V  
 INYECCION DE AGUA

FECHA INICIO INYECCION	JUNIO 1977
PROGRAMA INICIAL DE INYECCION (MBls/d)	150
POZOS INYECTORES PERFORADOS	7 (51-D, 53, 84, 112, 121)
POZOS PRODUCTORES ACONDICIONADOS A IN- YECTORES	4 (1, 63, 73, 94)
GASTO MAXIMO INYECTADO (MBls/d)	153.677
PRESION MAXIMA DE INYECCION (Kg/cm <sup>2</sup> )	210
GASTO ANTES DEL CIERRE A LA INYECCION (Bls/d)	24,000
PRESION ANTES DEL CIERRE A LA INYEC- CION (Kg/cm <sup>2</sup> )	147
FECHA SUSPENSION INYECCION	MARZO DE 1984
VOLUMEN ACUMULATIVO INYECTADO (MMBls)	262.221

CAPITULO VI  
POZOS DE DESARROLLO INTERMEDIO

VI.1      Objetivo de los pozos de desarrollo intermedio

La medida inicial de perforar los pozos productores de desarrollo intermedio o también conocidos en campo como "pozos de relleno", no contempló únicamente la finalidad de incrementar la producción de aceite, sino de romper con los altos diferenciales de presión entre los pozos productores e inyectores en el sistema matriz - fracturas, -- provocando una mejora en la eficiencia volumétrica de barrido, de tal manera que el contacto agua-aceite tenga una distribución homogénea en el campo.

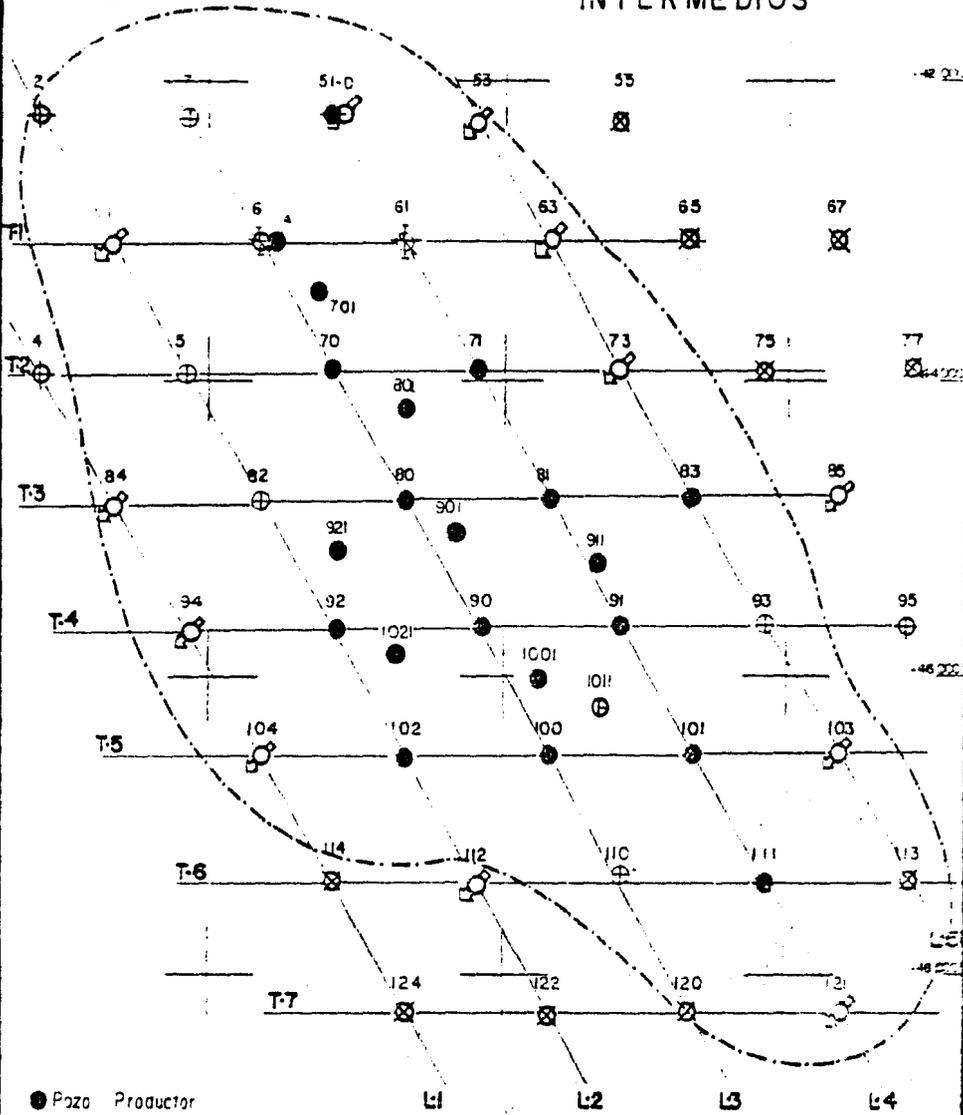
VI.2      Localización de los pozos de relleno y definición de áreas invadidas

VI.2.1    Localización de los pozos de relleno

Las altas saturaciones de aceite residual en algunas áreas del yacimiento, desarrolladas por el movimiento irregular del agua, determinaron la localización de los pozos de relleno (Fig.15), cuyas coordenadas son las siguientes:

POZO	LOCALIZACION	
	X	Y
701	112,740	- 43,440
801	113,339	- 44,200
901	114,322	- 44,834
911	114,690	- 43,250
921	112,880	- 45,140

# SITIO GRANDE LOCALIZACION DE LOS POZOS INTERMEDIOS



- Pozo Productor
- Pozo Inyector
- ⊕ Pozo Tapado
- ⊗ Pozo Tapado por Acc. Mec.
- ⊕ Pozo Cerrado
- ⊕ Pozo Pend. de Terminación
- Pozo en Perforación

Fig. 18

POZO	LOCALIZACION	
	X	Y
1001	114,340	- 46,020
1011	114,403	- 46,011
1021	113,282	- 45,862

A la fecha sólo el pozo Sitio Grande-1011 se encuentra en terminación; otros 7 de 8 propuestos, ya se han terminado. Todos con resultados satisfactorios.

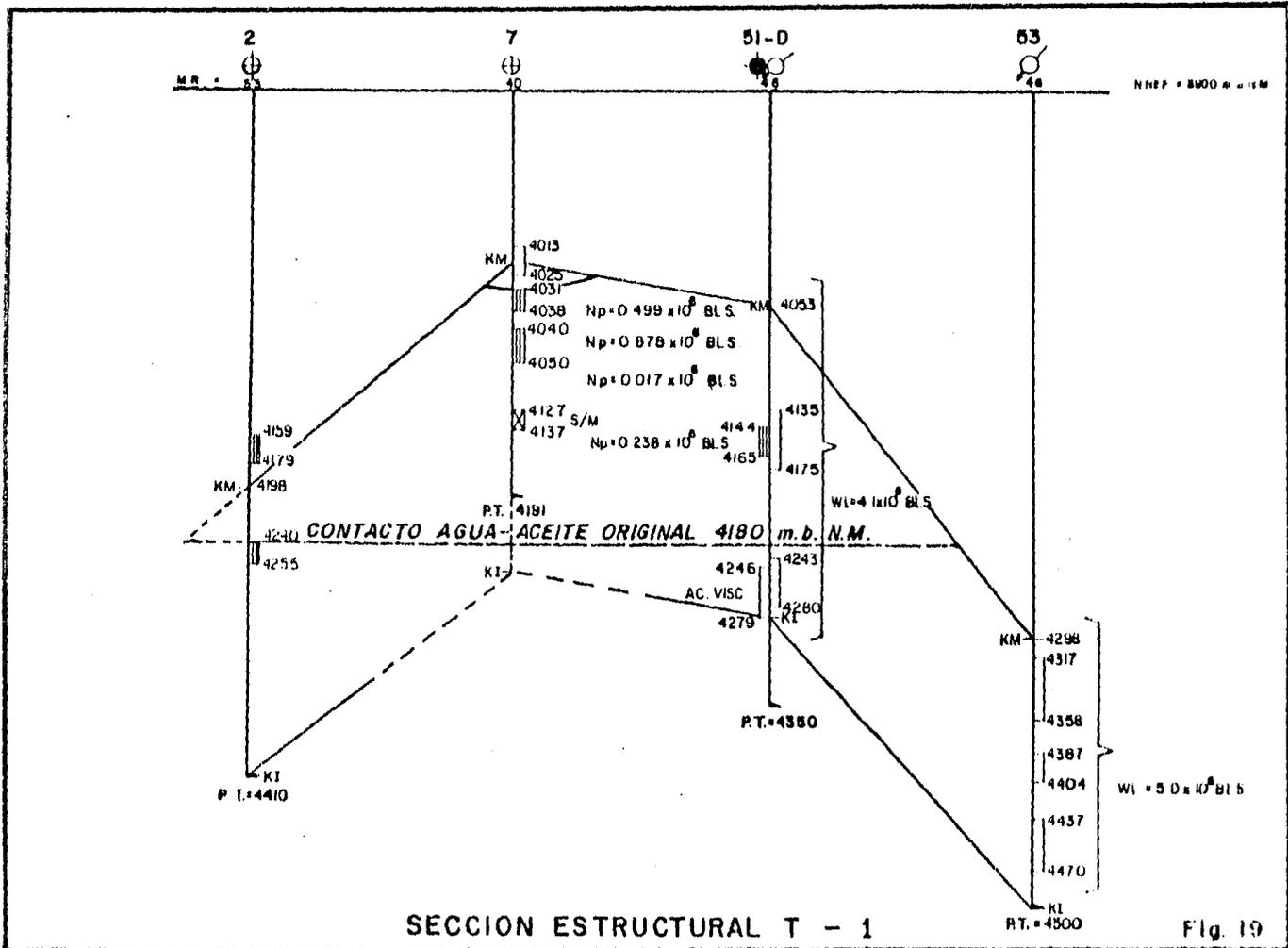
#### VI.2.2 Definición de áreas invadidas

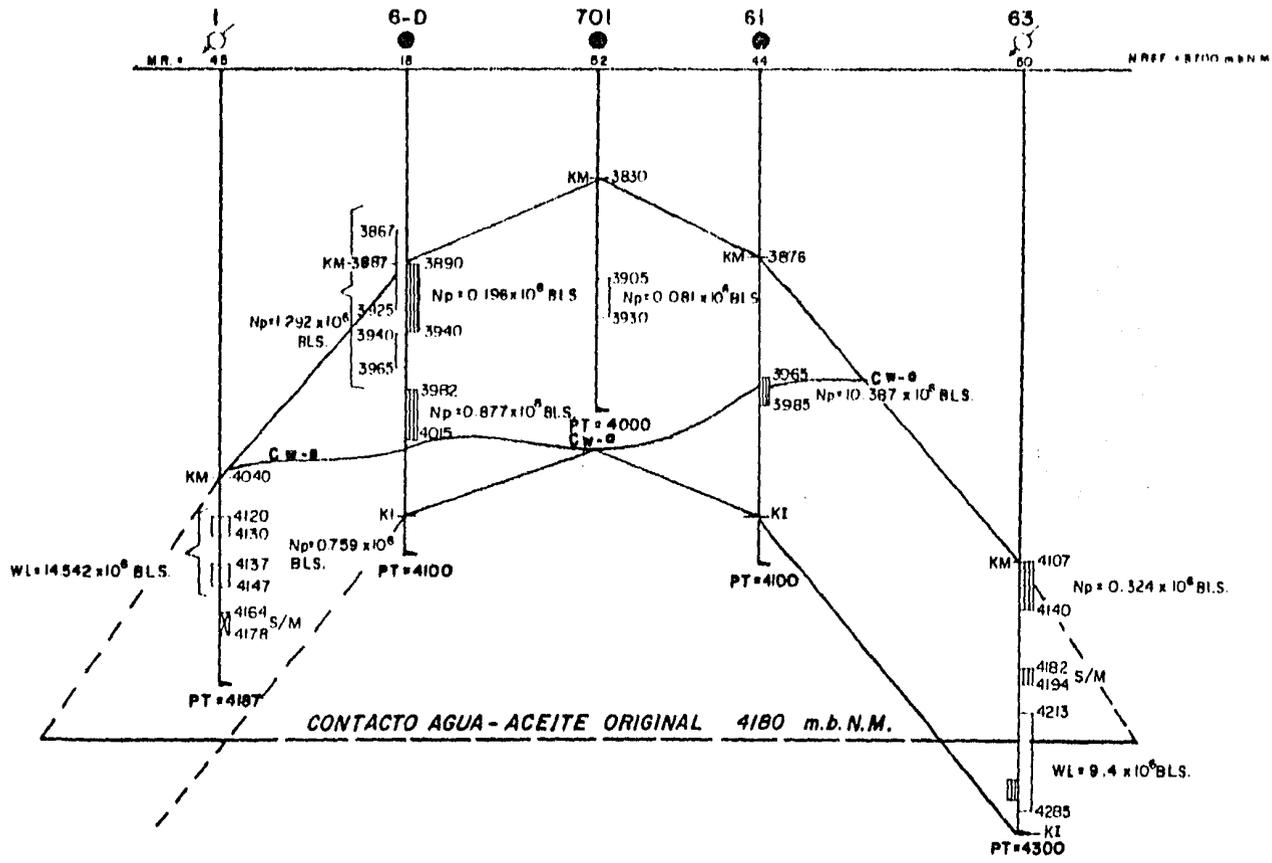
Los pozos de relleno recientemente perforados, han proporcionado datos muy valiosos para determinar la zona afectada por el agua de inyección o de formación, ya que no puede hablarse específicamente de un contacto agua-aceite.

La definición de ésta se hizo mediante la información obtenida a partir de registros geofísicos de los pozos intermedios, análisis del comportamiento de todos los pozos, volumen de agua inyectada, así como pruebas de producción efectuadas.

En las secciones estructurales elaboradas, 7 transversales y 5 longitudinales que se presentan en las Figs. de la 19 a la 30, puede apreciarse la posición del contacto original, el área que ha sido afectada por el agua, así como la zona que actualmente resulta productora de hidrocarburos.

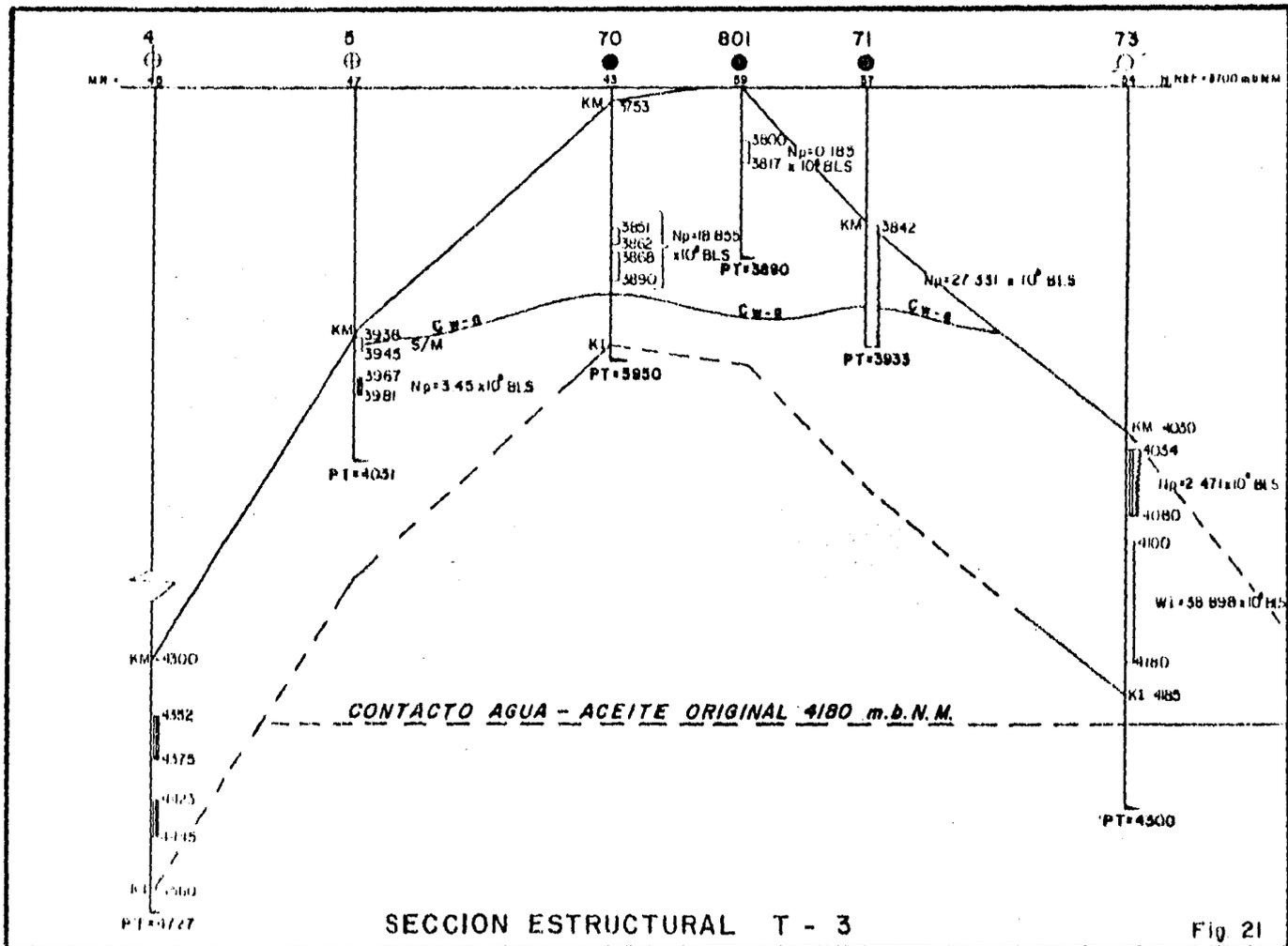
Aunque la inyección se ha realizado en la periferia del yacimiento, la alta transmisibilidad ha permitido

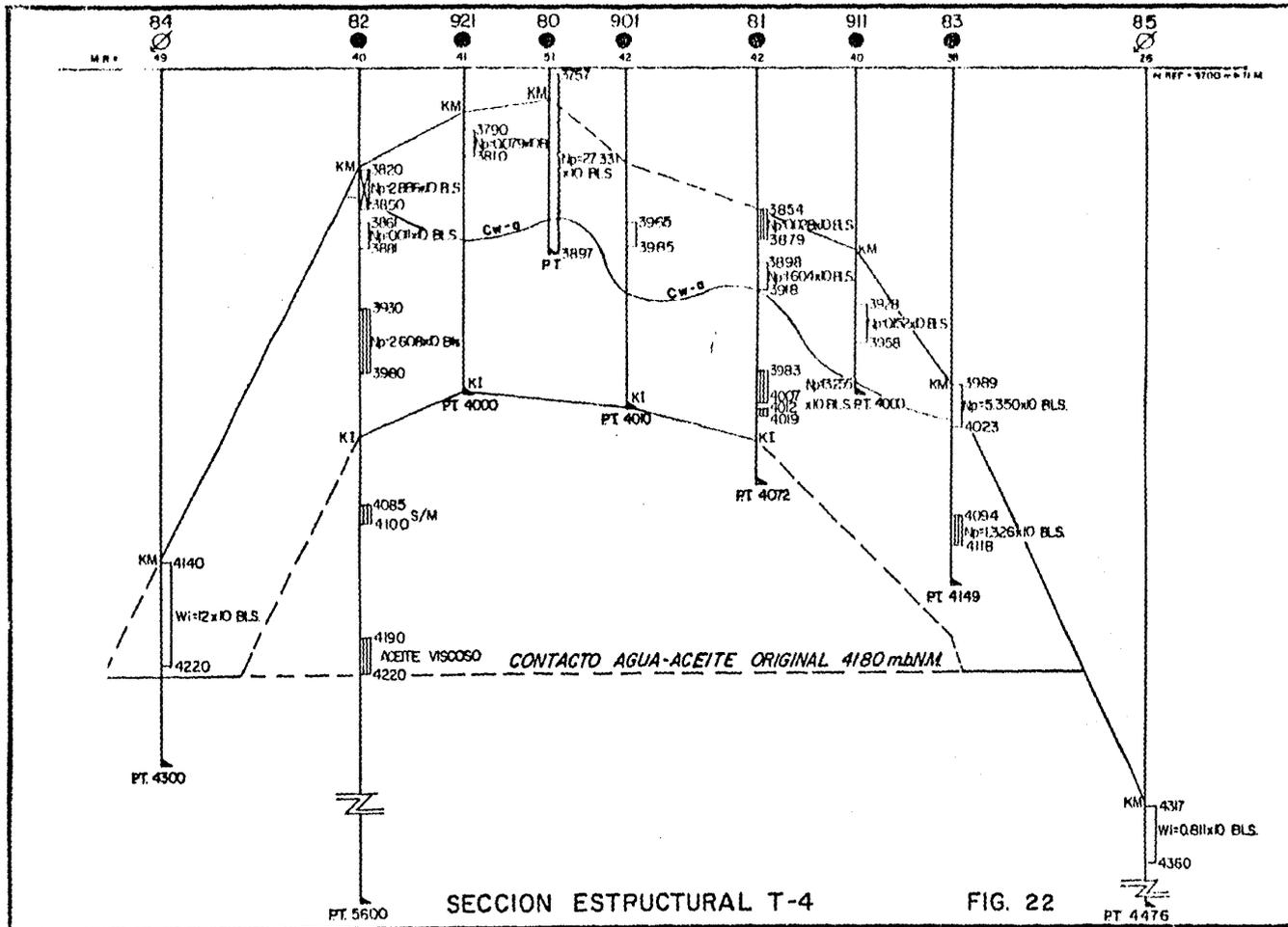


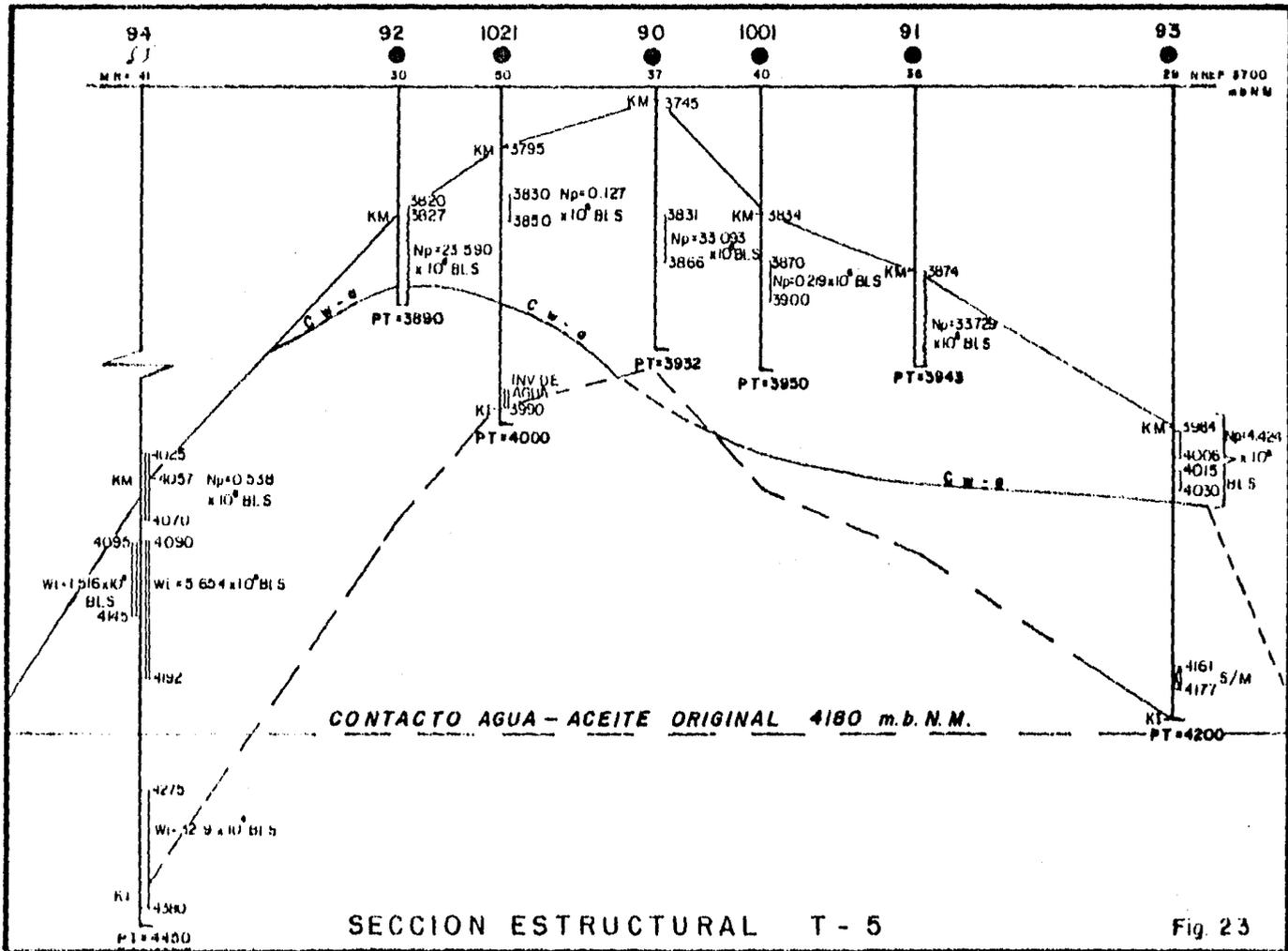


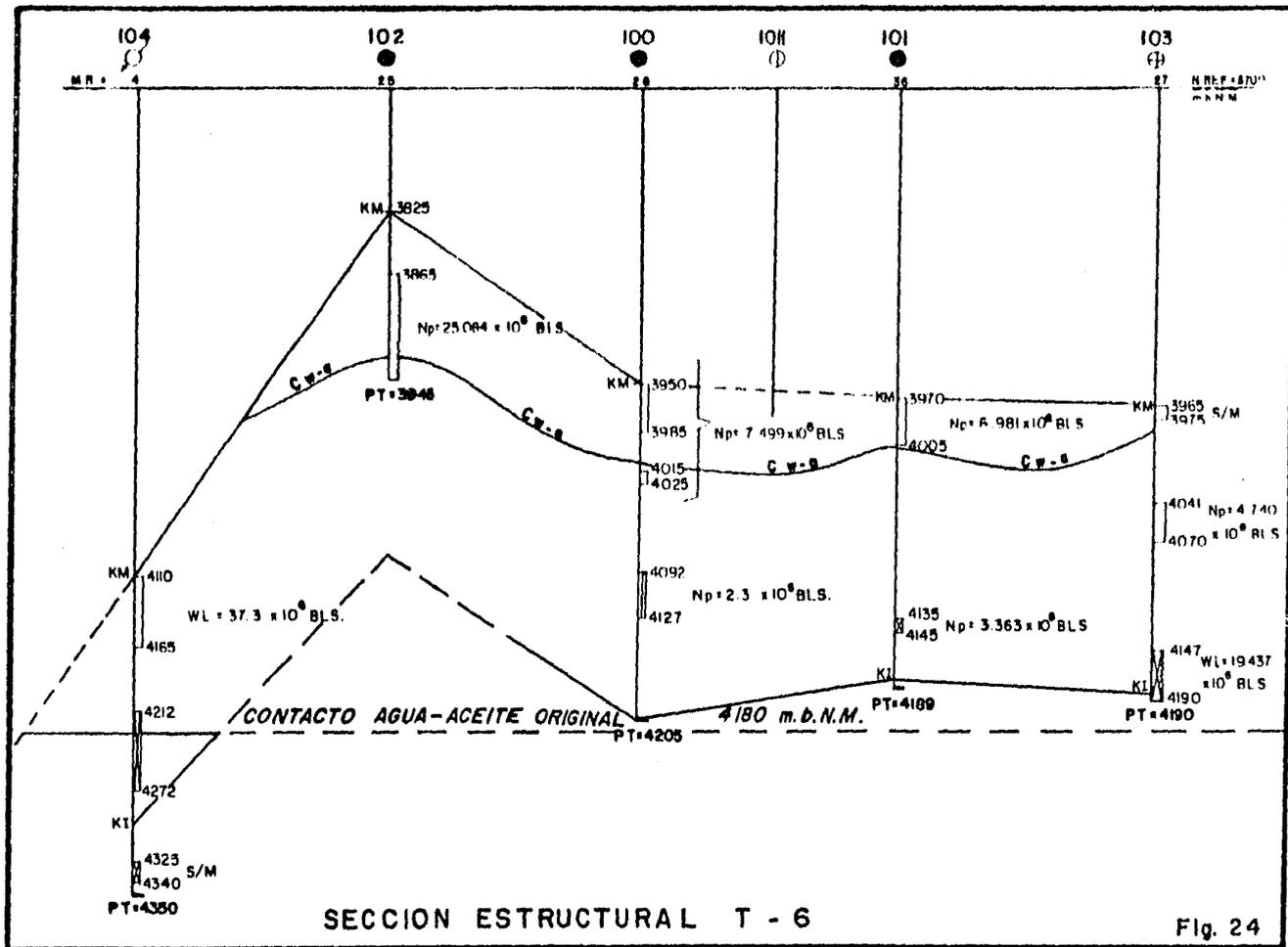
SECCION ESTRUCTURAL T - 2

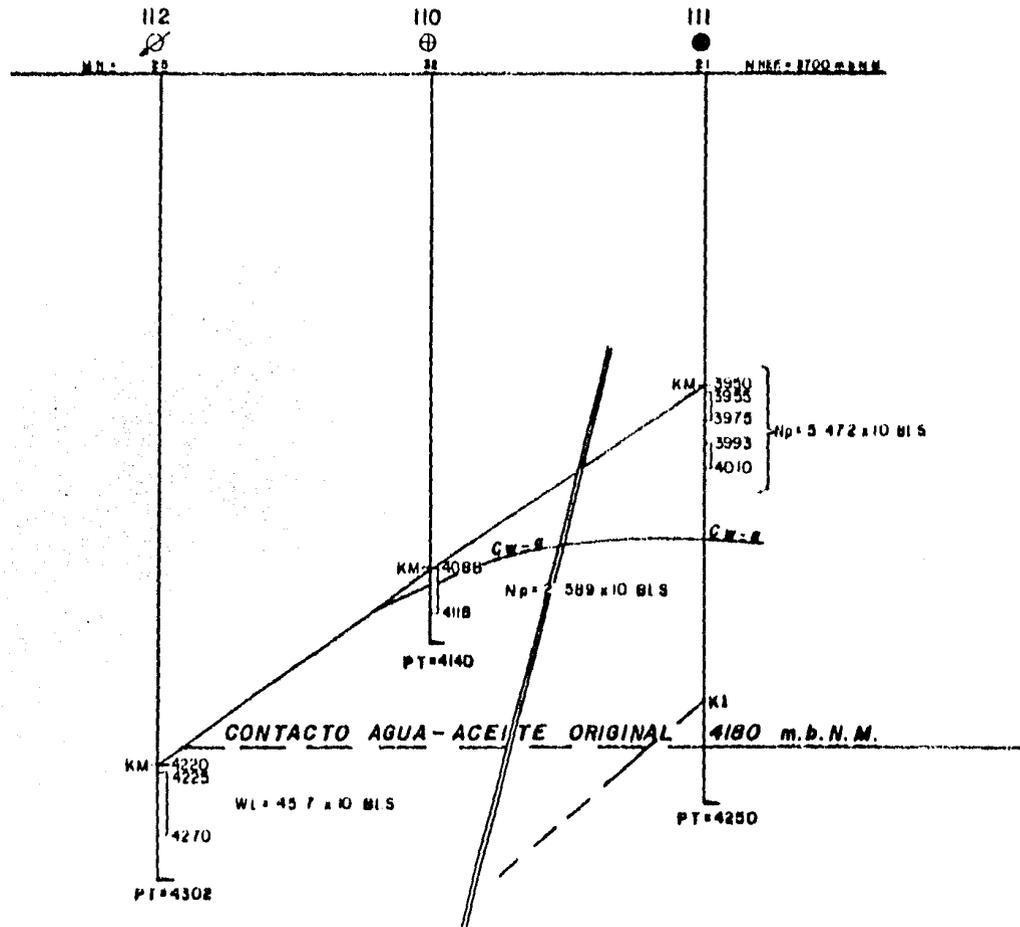
Fig. 20





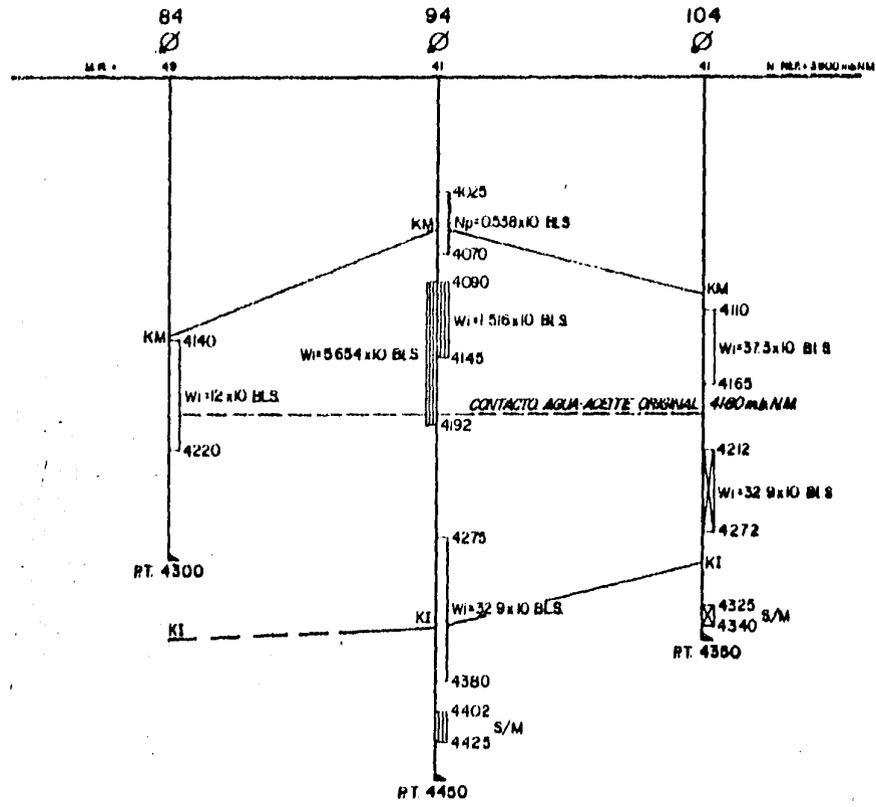






SECCION ESTRUCTURAL T - 7

Fig. 25



SECCION ESTRUCTURAL L-1

Fig. 26

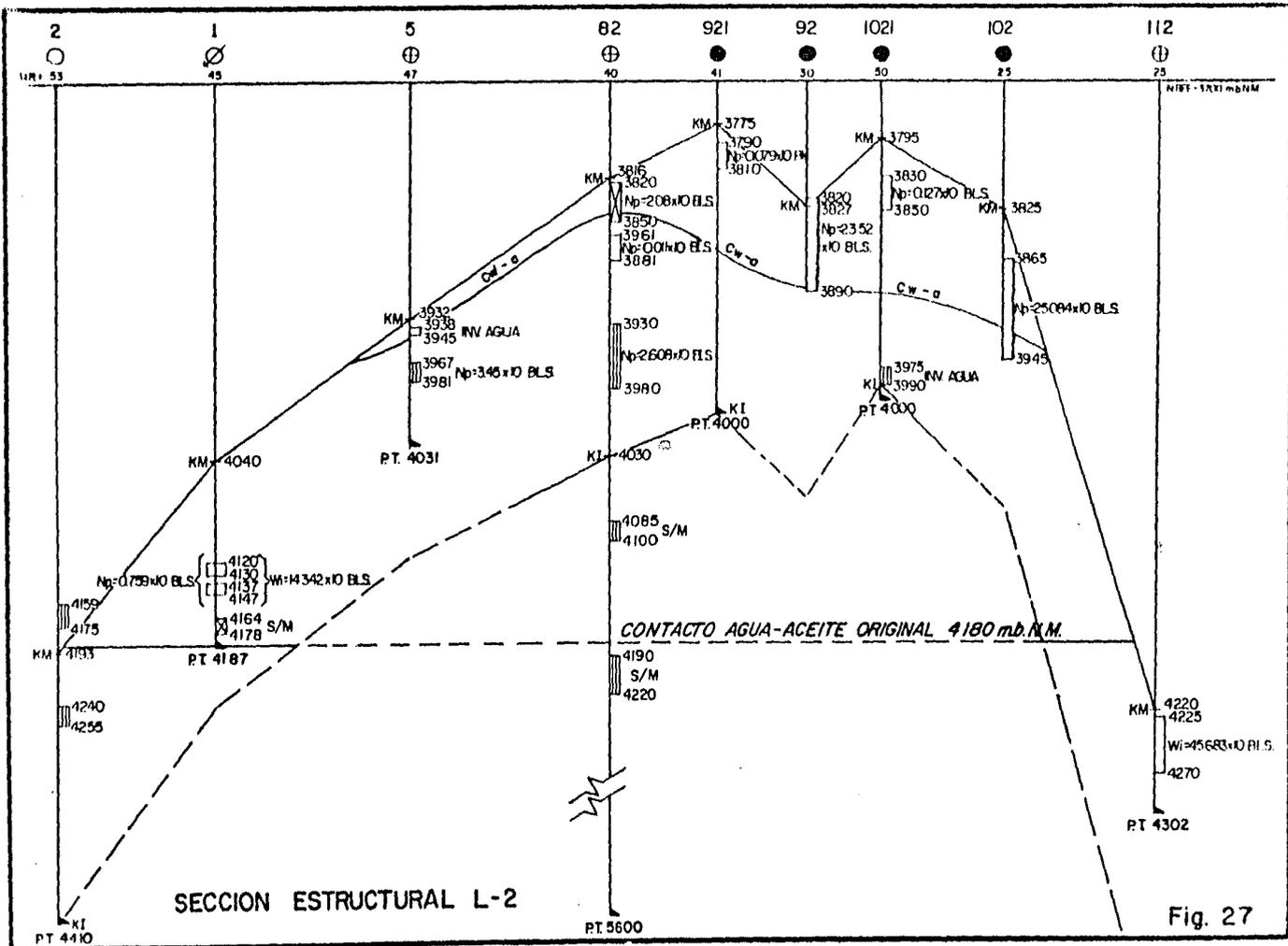
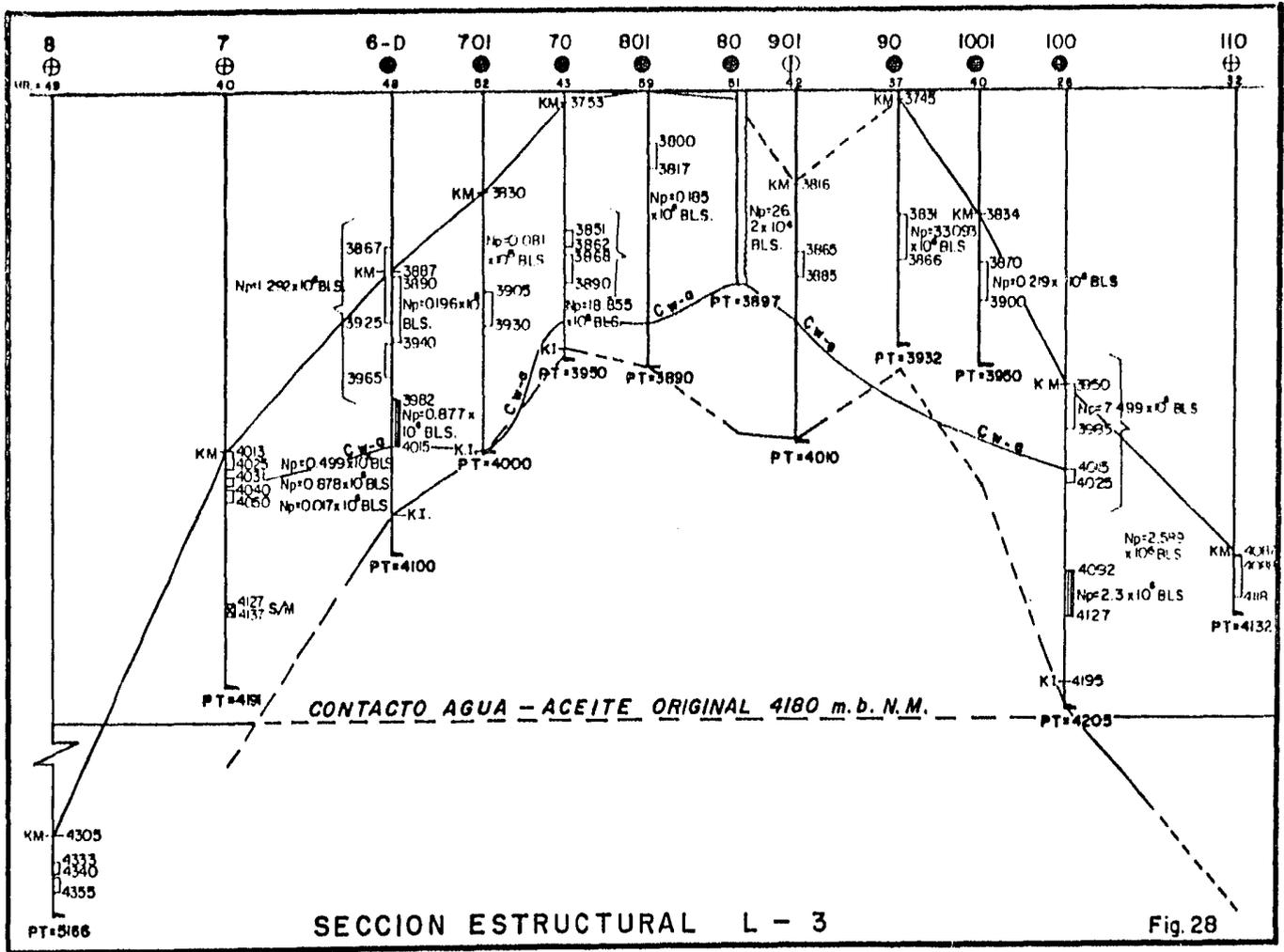
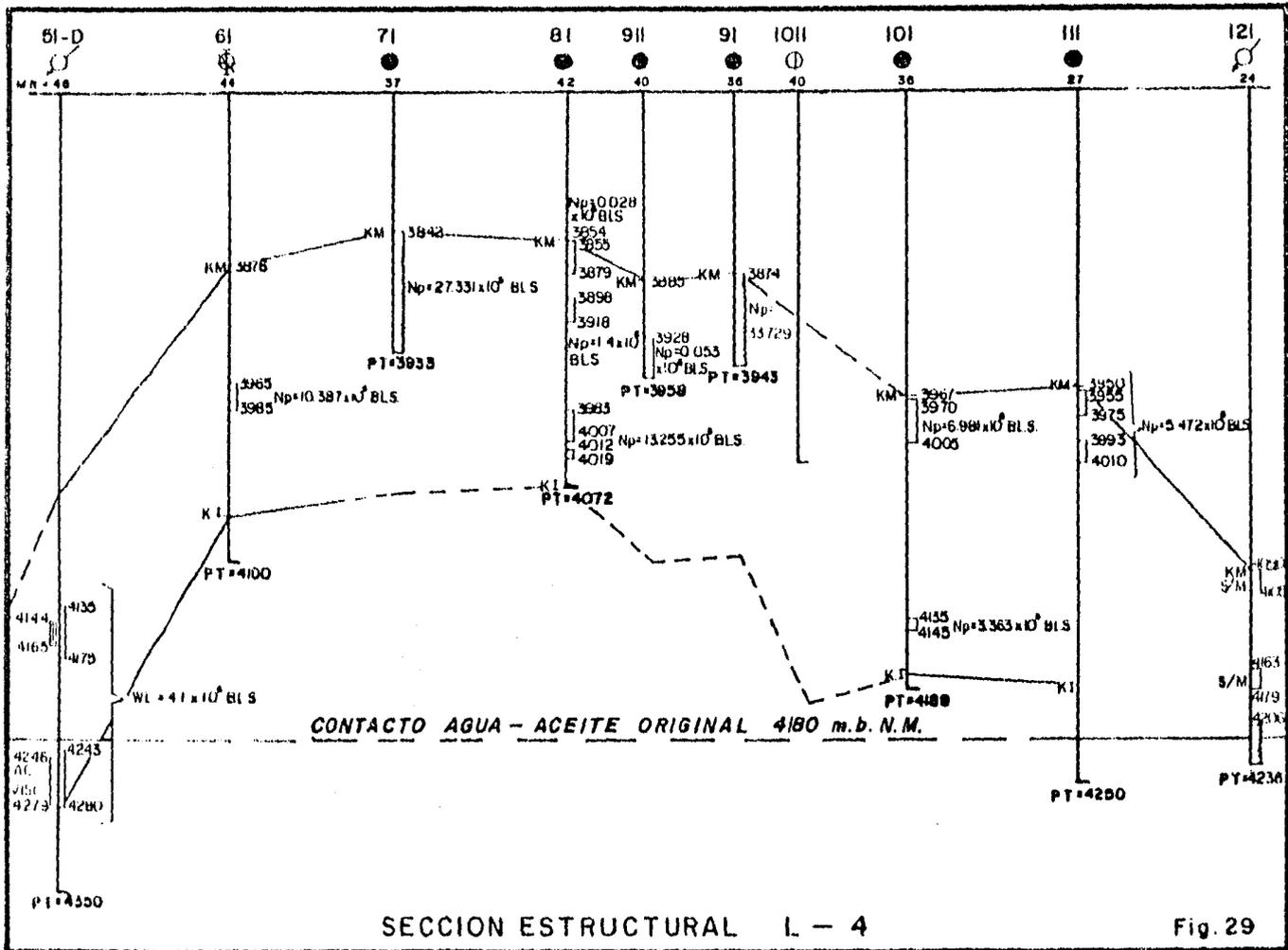


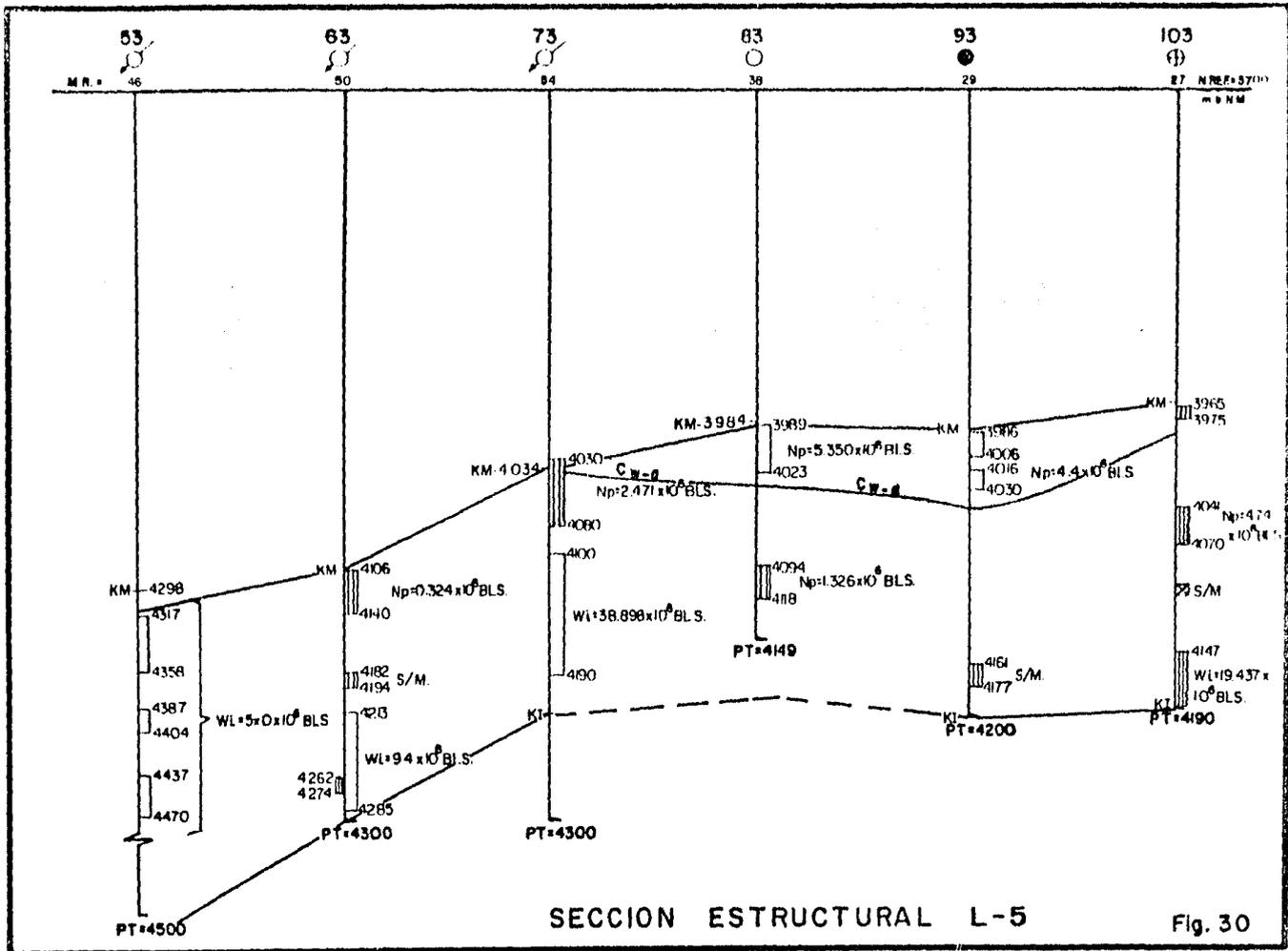
Fig. 27



SECCION ESTRUCTURAL L - 3

Fig. 28





SECCION ESTRUCTURAL L-5

Fig. 30

que el agua avance hasta la parte central de campo, afectando la formación como lo demuestra el comportamiento de los pozos Sitio Grande-80 y 81 y que coinciden con los datos obtenidos en los registros geofísicos del Sitio Grande-901, así como la prueba de producción que se llevó a cabo en el Sitio Grande-1021.

Otros pozos que se encuentran estructuralmente elevados y que fueron los primeros en manifestar altos porcentajes de agua (15 a 20%) son los Sitio Grande-61, 70, 71, 81 y 82, que en el proceso de barrido han quedado prácticamente dentro de la zona afectada por el agua.

Las características litológicas de la formación han motivado que el contacto del agua-aceite actual dentro de la zona afectada, represente una superficie alabeada como se observa en las secciones estructurales, en donde las partes más elevadas se localizan en las cercanías de los pozos inyectoros Sitio Grande- 94, 104 y 112 (Fig. 31), -- que en conjunto han inyectado 116 millones de barriles de agua.

La parte norte y sur del campo son las que presentan la posición del agua a mayor profundidad, lo cual se explica por la baja permeabilidad y el menor volumen de agua suministrada a dichas regiones.

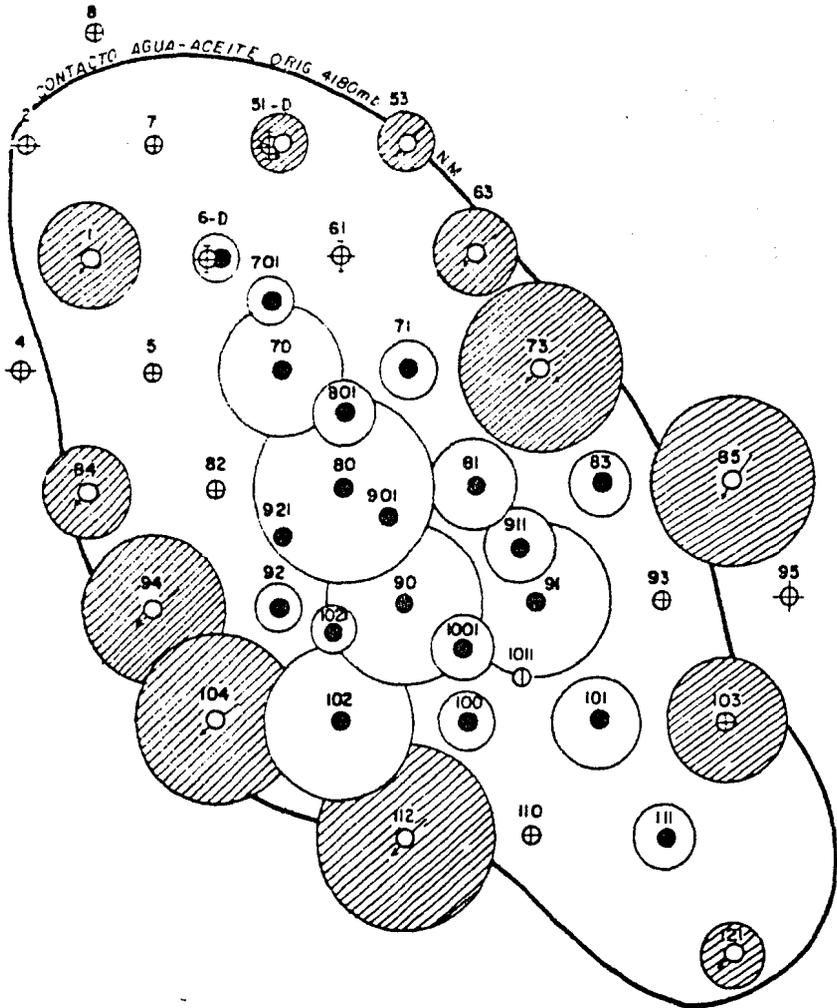
### VI.3 Comportamiento de la presión y producción después del cierre

#### VI.3.1 Presión

A partir de la suspensión de la inyección en marzo de 1984, se ha estado registrando la presión periódicamente.

# SITIO GRANDE

## POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES



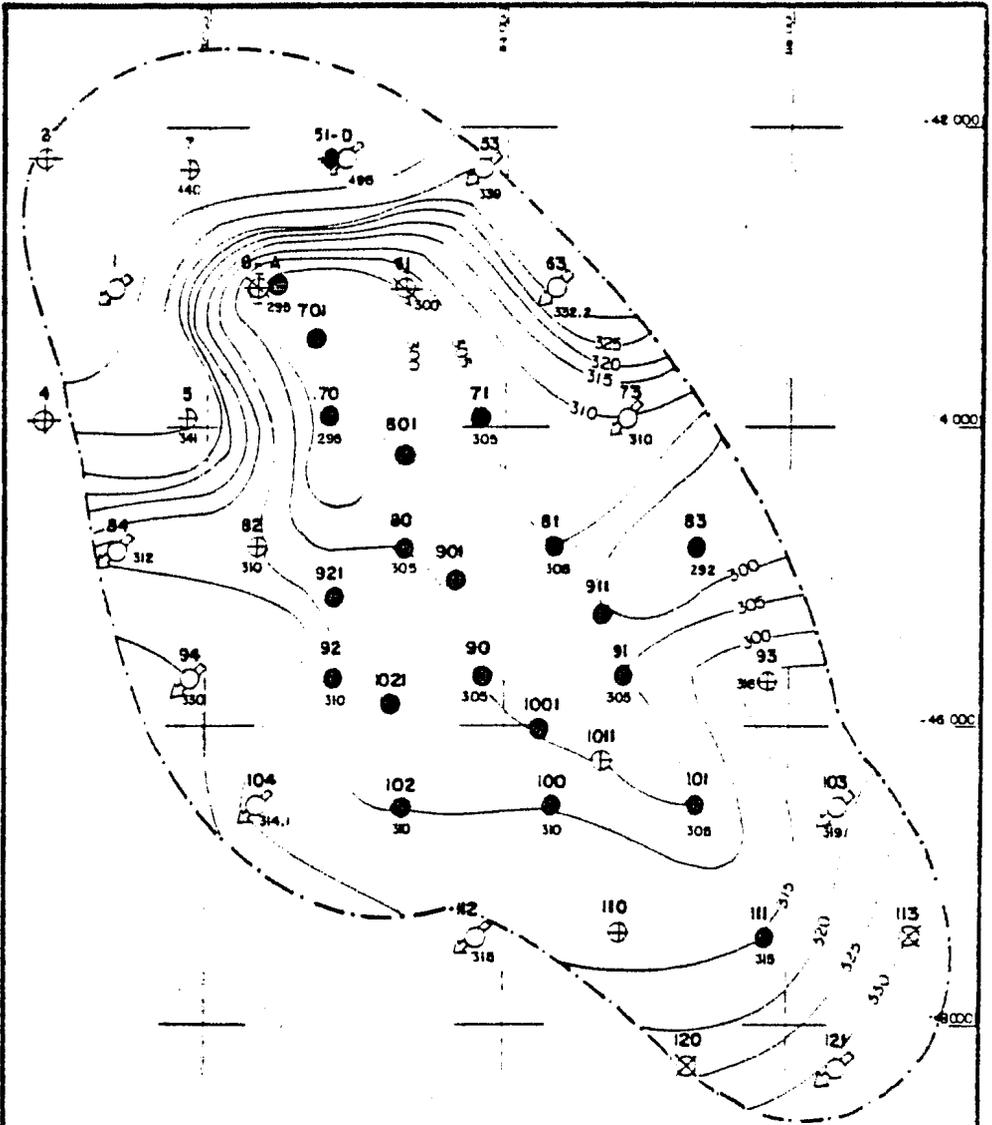
- Pozo Productor
- Pozo Inyector
- ⊕ Pozo Taponado
- ⊕ Pozo Taponado por Acc. Mec.
- ⊕ Pozo Cerrado
- ⊕ Pozo Pend. de Terminación
- ⊕ Pozo en Perforación

Fig. 31

te en todos los pozos cerrados, tomándose curvas de incremento en algunos pozos operando (90,911,921,1001 y 1021).- La información obtenida ha servido de base para elaborar dos planos de isobaras que se muestran en las Figs. 32 y 33, que presentan la distribución de presiones en abril de 1984 y marzo de 1985, respectivamente.

La comparación de ambas figuras nos indica que la presión está disminuyendo de manera uniforme en todo el yacimiento a un ritmo diferente del que se tenía antes de la suspensión de la inyección. La presión media en marzo de 1985 es de  $299 \text{ Kg/cm}^2$ ; sin embargo, cabe aclarar que en la parte central del yacimiento donde se tiene la más alta extracción, la presión a esta misma fecha es de  $290 \text{ Kg/cm}^2$  - contra  $312 \text{ Kg/cm}^2$  que se tenía en marzo de 1984, lo cual significa un decremento promedio de  $13 \text{ Kg/cm}^2$  en 12 meses en todo el campo.

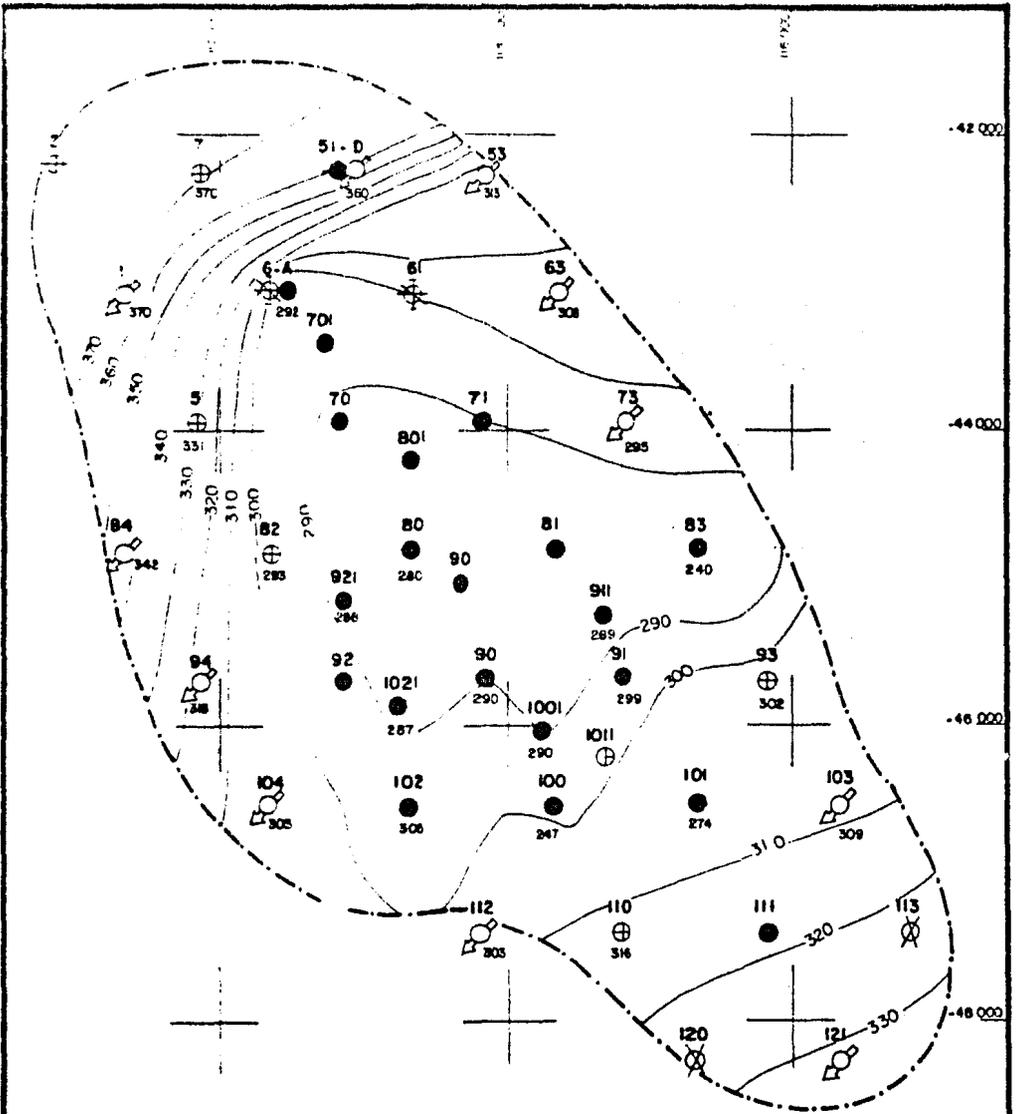
En la Tabla VI se puede observar la variación de marzo de 1984 a mayo de 1985 en todos los pozos cerrados, así como en el Sitio Grande-90, que produce 5,000 barriles diarios y al cual se le determinó la presión mediante una curva de incremento. De acuerdo con estos datos se puede afirmar, que en todos los pozos sin excepción, está disminuyendo la presión, siendo mayor el depresionamiento en la parte norte del campo como lo indican los pozos Sitio Grande-1, 7, 51-D y 53, que muestran respectivamente un valor de 3.3, 5.5, 11.1 y  $2.4 \text{ Kg/cm}^2$ . Así como el Sitio Grande 112 quien también presenta una caída de presión promedio mensual de  $2.7 \text{ Kg/cm}^2$ . Sin tomar en cuenta estos valores, el ritmo promedio de caída de presión en el yacimiento, resulta de  $1.4 \text{ Kg/cm}^2$  por mes.



- Pozo Productor
- Pozo inyector
- ⊕ Pozo Taponado
- ⊕ Pozo Taponado por Acc. Mec.
- ⊕ Pozo Cerrado
- ⊕ Pozo Pend. de Terminación
- ⊕ Pozo en Perforación

PLANO DE ISOBARAS  
MARZO-ABRIL-1984

Fig. 32



- Pozo Productor
- ⊗ Pozo inyector
- ⊕ Pozo Taponado
- ⊗ Pozo Taponado por Acc. Mec.
- ⊕ Pozo Cerrado
- ⊕ Pozo Pend. de Terminación
- ⊕ Pozo en Perforación

PLANO DE ISOBARAS  
MARZO-ABRIL-1985

Fig. 33

TABLA No. VI  
 VARIACION DE LA PRESION DE FONDO ESTATICA (Kg/cm<sup>2</sup>)  
 DE MARZO DE 1984 A MAYO DE 1985

POZO	1		9		8		4		1		9		8		5		CAIDA DE PRESION	
	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	NOV	DIC	ENE	MAR	ABR	MAY	TOTAL	MENSUAL			
1					404	396		386		372	370		371	33	3.3			
5	341	341				337		332		332	331		328	13	1.0			
6-D												292						
7	441	430				401		382		375	370		364	77	5.5			
51-D		495	457			408		378		364	360		350	145	11.1			
53		339	334			328		317		313	313		307	32	2.4			
63		332	316	318	318	316		311		293	308		311	21	1.6			
73	310							298		298	295		293	17	1.2			
80			299									280		19	1.7			
82	310	309				303		297		297	293		290	20	1.4			
84			357			357		345		342	342		348	9	0.7			
85			327							305	305		304	23	1.9			
90			303								290			13	1.3			
93	316		315			307		307		302	300			16	1.3			
94			333			325		321		319	318		313	20	1.6			
103	319		317			317		313			309		308	11	0.7			
104			325		314			307		304	303		301	24	2.0			
110												316	315	1	1.0			



### VI.3.2 Producción

Después de la suspensión de la inyección de agua, la producción continuó declinando hasta 33,800 barriles diarios en mayo de 1984. A partir del mes de junio muestra un incremento paulatino y en febrero de 1985 alcanzó de nuevo un máximo cuando la producción de aceite fue de 40,507 barriles diarios. Lo anterior se debió a ajustes en la producción de algunos pozos y a la terminación de los pozos intermedios.

Durante el mes de marzo de 1985, el gasto de aceite declinó a 38,664 barriles por día. En abril el gasto que tuvo fue de 38,382 barriles diarios.

Cabe hacer mención que en los últimos meses la medición de fluidos se realizó a nivel del yacimiento, ya que por problemas superficiales no fue posible medir en forma individual cada uno de los pozos.

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES

A partir de la suspensión de la inyección de agua en marzo de 1984, se ha continuado midiendo a los pozos productores del campo con el fin de observar el comportamiento del gasto de aceite, relación gas-aceite y flujo fraccional de agua. El análisis de esta información obtenida hasta mayo de 1985, no permite llegar a conclusión alguna, dado que las variaciones de estos parámetros caen dentro de lo esperado como se observa en la gráfica del comportamiento de producción. (Fig. 6)

Sin embargo, la variación que se observó en la presión estática media ( $13 \text{ Kg/cm}^2$  en 12 meses), permite inferir que el proceso de recuperación secundaria aplicado a este yacimiento ha funcionado con éxito, ya que tal depresionamiento en el lapso de un año, no se hubiese registrado de no haber suspendido la inyección. Es decir, si los ritmos de extracción no hubieran estado compensados por la inyección de agua desde el año de 1977, la presión hubiese caído al grado de permitir la liberación del gas en solución en el aceite. Cabe aclarar que esto representa un problema ya que un gran número de pozos fueron terminados en la cima de la formación.

Los efectos positivos de la inyección se confirman con el comportamiento de los pozos más antiguos. Con excepción de los pozos Sitio Grande-5 y 82, todos han respondido a la inyección mostrando surgencias de agua en promedio de 5 años después de iniciada la inyección, luego de haber

acumulado cantidades de aceite que varían de 2 a 32 millones de barriles; como ejemplo se presenta el comportamiento de los Sitio Grande-80 y 102. Se tiene el caso del pozo Sitio Grande-70, aún con la presencia de agua 4 meses después de iniciada la inyección, ha producido 18 millones de barriles de aceite.

No obstante los resultados que en general se han alcanzado en cuanto a la inyección de agua; en el área donde se localizan los pozos Sitio Grande-5 y 82, se presentaron digitizaciones de agua inyectada, lo cual se debió a la alta densidad de fracturas y los altos ritmos de inyección. Las digitizaciones se manifestaron en general en los flancos de la estructura; éstas han quedado dentro de la zona invadida por el agua de inyección o de formación, cuya evidencia de esta última quedó demostrada anteriormente con la presencia de una entrada parcial de agua en Sitio Grande.

Con respecto a la parte central del yacimiento, la respuesta favorable a la inyección se ha debido probablemente a que la roca matriz en esta área presenta un porcentaje alto de porosidad intergranular y de cavernas.

De acuerdo con los resultados que hasta aquí se han descrito, se presentan dos alternativas a seguir:

1. Reanudar la inyección, suministrando al yacimiento únicamente la cantidad de agua necesaria para mantener constante la presión.

2. Reducir la extracción de fluidos del yacimiento hasta un gasto que compense la entrada natural del agua.

Con la primer alternativa se podrán mantener los pozos fluyentes, y como sucede en todo proyecto de recuperación secundaria, será necesario manejar más adelante -- grandes volúmenes de agua producida, pudiendo fluir con -- porcentajes de 60%; de acuerdo con el flujo fraccional de agua actual (20%), será posible esperar un 6% de recuperación adicional, lo que daría como resultado un factor de -- recuperación final de 35%.

Por otro lado, si continúa disminuyendo la presión como hasta ahora, se corre el riesgo de liberar el gas que se encuentra en solución en el aceite. Lo que daría como -- resultado que los pozos que producen en la parte más alta -- de la estructura, incrementen su producción de gas, con el consiguiente decremento en el gasto de aceite y en la recu -- peración final. Dadas estas condiciones, será más difícil -- implantar un sistema artificial de explotación.

En caso de continuar explotando el yacimiento con -- mantenimiento de presión, será posible cuando los pozos -- que estén en agujero descubierto dejen de fluir por alto -- porcentaje de agua, perforar otros y terminarlos en la par -- te alta de la estructura, con el fin de continuar explotan -- do racionalmente al yacimiento. Así también, se justifica -- de inmediato la perforación de uno en estas condiciones, -- para drenar el área del pozo Sitio Grande-61 taponado por -- accidente mecánico.

## NOMENCLATURA

Bo	Factor de volumen del aceite	$(m_0^3 c.y. / m_0^3 c.s.)$
Bod	Factor de volumen del aceite a la presión de desplazamiento	$(m_0^3 c.y. / m_0^3 c.s.)$
Boi	Factor de volumen original del aceite	$(m_0^3 c.y. / m_0^3 c.s.)$
Bw	Factor de volumen del agua	$(m_0^3 c.y. / m_0^3 c.s.)$
ce	Compresibilidad efectiva de los fluidos	$( Kg/cm^2 )^{-1}$
C <sub>1</sub>	Constante de agua producida	$( m^3/día )$
E <sub>D</sub>	Eficiencia de desplazamiento	$( \% )$
E <sub>A</sub>	Eficiencia areal	$( \% )$
E <sub>V</sub>	Eficiencia vertical	$( \% )$
F <sub>RT</sub>	Factor de recuperación total	$( \% )$
fw	Flujo fraccional de agua	$( \% )$
kro	Permeabilidad relativa al aceite	
krw	Permeabilidad relativa al agua	
ks	Constante de entrada de agua de Schilthuis	$(m^3/día/Kg/cm^2)$
N	Volumen original de aceite	$m_0^3$ a c.s.
Np	Producción acumulativa de aceite	$m_0^3$ a c.s.
P	Presión	$( Kg/cm^2 )$
$\bar{P}$	Presión media	$( Kg/cm^2 )$
Qi	Gasto de inyección de agua	$( m^3/día )$
Qo	Gasto de aceite	$( m^3/día )$
Sw	Saturación de agua	$( \% )$
Swi	Saturación de agua inicial	$( \% )$
$\overline{Sw}$	Saturación media de agua atrás del frente	$( \% )$
t	Tiempo	días
We	Volumen de entrada de agua	$m_0^3$ a c.y.

## CONTINUACION DE NOMENCLATURA

W <sub>i</sub>	Agua acumulativa inyectada	m <sub>w</sub> <sup>3</sup> a c.s.
W <sub>p</sub>	Agua acumulativa producida	m <sub>w</sub> <sup>3</sup> a c.s.
μ <sub>o</sub>	Viscosidad del aceite	( cp )
μ <sub>w</sub>	Viscosidad del agua	( cp )

## INDICE DE FIGURAS

1. Localización del área Chiapas - Tabasco
2. Localización del Campo Sitio Grande
3. Sección transversal Norte - Sur
4. Secciones transversales Oeste - Este
5. Plano de isobaras del Campo Sitio Grande (1977)
6. Gráfica del comportamiento del Campo Sitio Grande
7. Gráfica de  $Y$  vs  $X$
8. Gráfica de  $B_o$  vs  $P$
9. Gráfica de  $B_w$  vs  $P$
10. Gráfica de  $c_e$  vs  $P$
11. Gráfica de  $W_p$  vs  $t$
12. Ajuste de predicción por comportamiento primario
13. Gráfica de  $F_w$  vs  $S_w$
14. Diagrama de un pozo de captación de agua
15. Red de captación de agua
16. Sistema de inyección de agua Sitio Grande - Artesa Sunuapa - Topén
17. Plano de inyección periférica de agua
18. Localización de los pozos intermedios
19. Sección estructural transversal T-1
20. Sección estructural transversal T-2
21. Sección estructural transversal T-3
22. Sección estructural transversal T-4
23. Sección estructural transversal T-5
24. Sección estructural transversal T-6
25. Sección estructural transversal T-7
26. Sección estructural longitudinal L-1
27. Sección estructural longitudinal L-2
28. Sección estructural longitudinal L-3
29. Sección estructural longitudinal L-4

- 30. Sección estructural longitudinal L-5
- 31. Pozos inyectoros y productores
- 32. Plano de isobaras Marzo - Abril - 1984
- 33. Plano de isobaras Marzo - Abril - 1985

#### INDICE DE TABLAS

- I. Información general del yacimiento
- II. Cálculo del volumen original de aceite y entrada de agua al yacimiento
- III. Determinación del flujo fraccional de agua
- IV. Alternativas de explotación
- V. Inyección de agua
- VI. Variación de la presión de marzo de 1984 a mayo de 1985

## REFERENCIAS

- (1) Piedra Guzmán J.L.: "Campo Sitio Grande. Cálculo del volumen original y programa para mantener constante la presión -- del yacimiento". Depto. de Comportamiento Primario. Coatzacoalcos, Ver. Abril de 1976.
- (2) Piedra Guzmán J.L.: "Campo Sitio Grande. Cálculo del volumen original y programa de - producción para mantener constante la presión del yacimiento. (Actualización). Depto. de Comportamiento Primario: Coatzacoalcos, - Ver. Diciembre de 1976.
- (3) Meza M. Maximino, Rosete T.: "Evaluación del Campo Sitio Grande". Gerencia de Explotación de yacimientos; Coordinación de estudios de Recuperación Secundaria. Enero 1982.
- (4) Core - Laboratories Inc.: "Geological and reservoir engineering study. Phase I. Sitio Grande Field". State of Chiapas, México; December 1978.
- (5) Superintendencia Gral. de Rec. Sec. y Mej.: "Sitio Grande. Sistema de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.- Antecedentes y estado actual".

- (6) Villavicencio P. Antonio: "Optimización de la explotación en el Campo Sitio Grande".- (Información procesada hasta julio de 1982); Superintendencia - Gral. de Recup. Sec. y Mej. Enero de 1984.
- (7) Instituto Mexicano del Petróleo: "Estudio del Campo Sitio Grande. Evaluación de la Formación (Segunda parte)". División de Evaluación de Formaciones. Subdirección de Tecnología de Explotación. 1977.
- (8) Craft B.C. y Hawkins M.F. "Ingeniería aplicada de los Yacimientos Petrolíferos". Trad. Inglés; Applied Petroleum Reservoir Engineering. Ed. Tecnos. -- 1977.
- (9) Garaicochea F., Bashbush J.L.: "Apuntes de comportamiento de los yacimientos". UNAM, Facultad de Ingeniería.
- (10) Garaicochea F., Rodríguez N.: "Apuntes de Recuperación-Secundaria". Depto. de Explotación del Petróleo. UNAM. Facultad de Ingeniería.

APENDICE (A)

EVALUACION DEL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA AL YACIMIENTO

La ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados es:

$$N (Boic_e \Delta p) - WpBw - NpBo + We = 0 \quad \dots (1)$$

La ecuación que representa la entrada de agua en régimen permanente según Schilthuis:

$$We = ks \int_0^t \Delta p dt \quad \dots (2)$$

Sustituyendo (2) en (1) y arreglando la resultante de tal manera que represente la ecuación de una línea recta, se tiene:

$$\frac{NpBo + WpBw}{Boic_e \Delta p} = \frac{N + ks \int_0^t \Delta p dt}{Boic_e \Delta p} \quad \dots (3)$$

en donde:

$$Y = \frac{NpBo + WpBw}{Boic_e \Delta p} \quad \dots (3.1)$$

$$b = N \quad \dots (3.2)$$

$$X = \frac{\int_0^t \Delta p dt}{Boic_e \Delta p} \quad \dots (3.3)$$

$$m = ks \quad \dots (3.4)$$

Los valores de Y se tabulan para diferentes períodos de tiempo y presiones. Los valores de la variable X se determinan mediante la expresión que calcula el área bajo la curva de caída de presión contra tiempo:

$$\text{Area} = \frac{(P_i - P_1) (t_1 - t_i)}{2} + \frac{(P_i - P_1) + (P_i - P_2) (t_2 - t_1)}{2} + \dots +$$

y tabulando los valores obtenidos para dos diferentes períodos de tiempo establecidos de antemano.

Al graficar Y vs X, la línea recta corta al eje de las ordenadas en un punto determinado que corresponde al valor del volumen original N, y la pendiente de la línea recta que representa la constante de entrada de agua de Schilthuis  $k_s$ , con la que pueden calcularse los volúmenes de entrada de agua  $W_e$  mediante la expresión (2); así como la recuperación que se tiene al período deseado.

Para efectuar los cálculos que resuelven la ecuación de balance de materia, se requiere básicamente de : a) Presiones del yacimiento a diferentes fechas, b) Producciones del yacimiento, c) Parámetros de los fluidos.

APENDICE ( B )  
GASTO NECESARIO PARA MANTENER CONSTANTE LA PRESION DEL  
YACIMIENTO E IGUAL A LA PRESION DE SATURACION

Para determinar el gasto, se utiliza nuevamente la ecuación de balance de materia, haciendo las consideraciones que se exponen a continuación.

De la ecuación (3) tenemos:

$$N B o_{1c_e} \Delta p = N p_{B0} + W p_{Bw} - k_s \int_0^t \Delta p dt \quad \dots (3')$$

Si se considera un decremento de presión, y se desea utilizar la ecuación para predecir el comportamiento, se puede escribir:

$$N B o_{1c_e} \Delta p = N p_k B o_k + W p_k B w_k - W e_k \quad \dots (3'')$$

donde

$$N p_k = N p_j + \Delta N p \quad \dots (4)$$

en donde a su vez

$$\Delta N p = Q_o \Delta t \quad \dots (5)$$

sustituyendo (5) en (4)

$$N p_k = N p_j + Q_o \Delta t \quad \dots (6)$$

Análogamente, para la producción de agua se tiene:

$$W p_k = W p_j + \Delta W p \quad \dots (7)$$

donde :  $\Delta W_p = C_1 \Delta t$  ... (8)

sustituyendo (8) en (7)

$$W_{p_k} = W_{p_j} + C_1 \Delta t \quad \dots (9)$$

finalmente la entrada de agua

$$W_{e_k} = W_{e_j} + \Delta W_e \quad \dots (10)$$

en donde  $\Delta W_e = k_s \Delta p' \Delta t$  ... (11)

Y sustituyendo (11) en (10) se tiene:

$$W_{e_k} = W_{e_j} + k_s \Delta p' \Delta t \quad \dots (12)$$

si se sustituyen (6) (9) y (12) en (3'') y se despeja  $t$ , se obtiene

$$N B o i c_e \Delta p = (N p_j + Q_o \Delta t) B o_k + (W_{p_j} + C_1 \Delta t) B w_k - (W_{e_j} + k_s \Delta p' \Delta t)$$

$$N B o i c_e \Delta p = N p_j B o_k + Q_o \Delta t B o_k + W_{p_j} B w_k + C_1 \Delta t B w_k - W_{e_j} - k_s \Delta p' \Delta t$$

$$N B o i c_e \Delta p = N p_j B o_k + W_{p_j} B w_k - W_{e_j} + \Delta t (Q_o B o_k + C_1 B w_k - k_s \Delta p')$$

$$\Delta t = \frac{N B o i c_e \Delta p - N p_j B o_k - W_{p_j} B w_k + W_{e_j}}{Q_o B o_k + C_1 B w_k - k_s \Delta p'} \quad \dots (13)$$

expresión que permite calcular el tiempo necesario para que la presión se abata desde el valor actual hasta uno predeterminado; esto es, de  $P_j$  a  $P_k$ .

En esta expresión (13) si el denominador se hace tender a cero, el incremento en tiempo  $\Delta t$ , tiende al infinito, lo que equivale a considerar que la presión se mantiene indefinidamente. Así, si el valor de presión que se desea mantener es el de saturación, se puede igualar a cero el denominador y despejar el gasto,  $Q_0$ :

$$Q_0 = \frac{k_s \Delta p' - C_1 B w_k}{B O_k} \quad \dots (14)$$

en donde el subíndice "k" indica las condiciones correspondientes a la presión de saturación, y  $\Delta p'$  es la caída de presión entre la del acuífero - considerada constante e - igual a la original del yacimiento en este caso - y la presión de saturación.

Para aplicar la expresión (14), es necesario calcular  $C_1$ , que es la constante de agua producida, la cual se obtiene a partir de datos reales de producción, mediante la siguiente expresión;

$$C_1 = \frac{\Delta W_p}{\Delta t} \quad \dots (15)$$