



37
201

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

“ ESTUDIO DEL CAMPO CACTUS (YACIMIENTO
CALCARENA) DESPUES DE LA INYECCION ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :

FRANCISCO JANITZIO MORALES

MEXICO, D. F. 1986





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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-14

Señor JANITZIO MORALES FRANCISCO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.-Santiago Rivas Gómez, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"ESTUDIO DEL CAMPO CACTUS (YACIMIENTO CALCARENA) DESPUES DE LA INYECCION"

- I INTRODUCCION.
- II GENERALIDADES.
- III CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO.
- IV COMPORTAMIENTO PRIMARIO.
- V SISTEMA DE INYECCION.
- VI RECUPERACION SECUNDARIA.
- VII COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO A PARTIR DE LA SUSPENSION DE LA INYECCION.
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Enero 14 de 1986.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N D I C E

	Pág.
I. INTRODUCCION	1
II. GENERALIDADES	2
III. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO	6
III.1 ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS	
III.2 ASPECTOS ESTRUCTURALES	
III.3 LITOLOGIA	
III.4 LIMITE DEL YACIMIENTO	
III.5 POROSIDAD	
III.6 PERMEABILIDAD	
III.7 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS	
IV. COMPORTAMIENTO PRIMARIO	12
IV.1 VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE	
IV.2 HISTORIA DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO	
IV.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION	
V. SISTEMA DE INYECCION	18
V.1 FUENTE DE ABASTECIMIENTO	
V.2 SISTEMA DE CAPTACION	
V.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO	
V.4 PLANTA DE INYECCION	
V.5 SISTEMA DE BOMBEO Y RED DE DISTRIBUCION DE ALTA PRESION	

VI. RECUPERACION SECUNDARIA	23
VI.1 OBJETIVO DEL PROYECTO	
VI.2 TIPO DE INYECCION	
VI.3 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE INYECCION	
VI.4 DEFINICION DE AREAS INVADIDAS	
VI.5 PRODUCCION DE ACEITE ATRIBUIBLE A LA INYECCION DE AGUA	
VII. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO A PARTIR DE LA SUSPENSION DE LA INYECCION	28
VII.1 ANALISIS DE LOS RESULTADOS	
VII.2 MEDIDAS NECESARIAS PARA MEJORAR LAS - CONDICIONES DE EXPLOTACION	
VII.2.1 Reanudación de la inyección	
VII.2.2 Reparaciones mayores	
VIII. CONCLUSIONES	34
REFERENCIAS	
TABLAS	
FIGURAS	

CAPITULO I

INTRODUCCION

El presente trabajo es un estudio del yacimiento Calcarenita, del Campo CACTUS del Distrito Villahermosa.

Su desarrollo estuvo apoyado en información obtenida de la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, División de Recuperación Secundaria de Petróleos Mexicanos y del Instituto Mexicano del Petróleo.

Inicialmente se llevó a cabo una revisión del estudio geológico del yacimiento, así como de su comportamiento primario y secundario; se menciona brevemente el sistema de inyección que operó en el Campo durante el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, el cual prevaleció durante cinco años.

Se analizaron los efectos posteriores a la suspensión, con objeto de considerar la conveniencia de reanudar la inyección de agua. Finalmente se presentan las conclusiones y algunas recomendaciones que ayudarán a mejorar sus condiciones de explotación.

CAPITULO II

GENERALIDADES

La estructura CACTUS fue descubierta junto con las de SITIO GRANDE, SAMARIA, SABANCUY, CUNDUACAN, etc. en el año de 1967 a raíz de la exploración geofísica llevada a cabo en el área de Villahermosa, lo que originó la perforación de varios pozos, uno de ellos el CACTUS N° 1 alcanzó una profundidad de 3 760 mbMR, terminándose el 11 de mayo de 1972, como productor de aceite en sedimentos de Edad Mesozoica. En función de sus propiedades petrofísicas, el desarrollo de este Campo se hizo con una separación entre pozos de 1 000 m. y un arreglo de tipo hexagonal.

El Campo CACTUS se localiza al Norte del Estado de Chiapas, en el Municipio de Reforma, aproximadamente a 30 Km. al Suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tab. (Figura 1).

De acuerdo con su geometría corresponde a un domo ligeramente -- alargado, con su eje mayor de 14 Km. de longitud, con orientación NW-SE y cierre estructural de 779 m.

En julio de 1974 con la terminación del pozo CACTUS N° 96 (Nispero N° 1), se descubrió la estructura NISPERO, localizada al Norte del Campo CACTUS. Es importante mencionar esto por la cercanía de ambas estructuras, separadas por un bajo topográfico con una discordancia erosional (figura 2).

En esta área en sentido vertical, existen 2 grupos de yacimientos; los que integran la zona de calcarenitas, que forman la base de la formación Agua Nueva del Cretácico Superior, objeto de este trabajo y los que constituyen las formaciones de Edad Cretácico Medio e Inferior.

El yacimiento Calcarena, con una superficie aproximada de 26 Km² está localizada al Poniente del Campo CACTUS y abarca aproximadamente la mitad de su superficie, en la parte Norte presenta una extensión que la comunica con el área del Campo NISPERO. Su espesor promedio es de 40 m, e inició su explotación en septiembre de 1972, con una producción de aceite de 2 580 BPD, sin manifestar agua. La presión estática inicial fue de 455 Kg/cm² a 3 870 m. de profundidad.

La inyección de agua en el Campo Cactus calcarena, se inició en septiembre de 1978, interrumpiéndose en noviembre de 1983 como consecuencia de la suspensión en el yacimiento Cactus dolomía, debido a que los pozos inyectoros de ambos, estaban conectados -

al mismo sistema de inyección. A partir de entonces se estudió el comportamiento de la producción, presión y otros parámetros - de la calcarena, para definir la conveniencia de reanudar la operación del proceso de recuperación secundaria.

Para mejorar el conocimiento de este yacimiento y llegar a mejores conclusiones, se procedió a estudiarlo con todo detalle, para lo cual, con los registros geofísicos de los pozos, se elaboraron 14 secciones en dos direcciones, en escala 1:500, en donde se correlacionaron los cuerpos porosos y se delimitaron las áreas invadidas. Debido al pequeño espesor de este yacimiento, y al gran relieve estructural que presenta, para apreciar los detalles, en este reporte se incluyen secciones esquemáticas, representativas de las reales, las cuales se construyeron usando la escala de 1:7500 para fijar la cima de la formación y 1:750 para los espesores.

Del análisis de los registros geofísicos y del comportamiento de los pozos productores e inyectores, se determinó el límite del yacimiento, así como las áreas que han sido preferencialmente explotadas; se elaboraron como consecuencia planos de cimas y de isopacas netas. Se revisó el comportamiento de la presión, y con datos recientes se construyó un plano de isobaras que muestra la distribución actual de las presiones.

Los datos generales del Campo y las características de la roca y los fluidos se indican en la Tabla I.

C A P I T U L O I I I

CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO

Con la información¹ obtenida durante la perforación de los pozos - y de la correlación geológica de registros geofísicos, interpretación cualitativa realizada en forma combinada de los registros radioactivo, micro y curva SP, se pudieron definir tanto aspectos estructurales como estratigráficos y las características del yacimiento calcarenita, mismas que a continuación se describen.

III.1 ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS

De la correlación efectuada se encontró una aparente concordancia entre las formaciones de edad Cretácica que forman la columna geológica en la mayor parte del Campo CACTUS² (figura 3).

Desde el punto de vista estratigráfico, se ha considerado que el Campo CACTUS presenta 2 yacimientos; uno desarrollado en formaciones dolomíticas de edad Cretácico Medio e -

¹Referencias

Inferior (Cactus Dolomía), y otro en formaciones calcareníticas de la base del Cretácico Superior (Cactus Calcarenita), ambos separados por un estrato arcilloso de espesor variable.

El Cretácico Superior³, se encuentra representado en el área por las formaciones Méndez, San Felipe y Agua Nueva, - siendo esta última la de interés, ya que contiene al yacimiento calcarenita (figura 4).

En la porción NE del área en estudio se observó que la formación Agua Nueva, que constituye la base del Cretácico Superior, reduce su espesor en la parte inferior, llegando a desaparecer en el área del Campo NISPERO. Esta reducción y pérdida de espesor, marca un probable período de no depósito. A esto se puede añadir que las calcarenitas y calizas biógenas⁴ que constituyen la formación Agua Nueva y las brechas calcáreas del Cretácico Superior son el resultado de la erosión, transporte y redepositación (por corrientes de turbidez), efectuada por emersión de la plataforma cretácica. Las formaciones del KS corresponden a depósitos de cuenca⁴.

III.2 ASPECTOS ESTRUCTURALES

La interpretación estructural se llevó a cabo utilizando exclusivamente información geológica del subsuelo obtenida de los registros geofísicos de pozos, definiendo algunas marcas de correlación o rasgos geofísicos que en algunos casos coinciden con las cimas que se han considerado para las formaciones del Cretácico Superior, Medio e Inferior. En la figura 5 se presenta la configuración de la cima del yacimiento calcarenita, el cual constituye parte de la estructura del Campo CACTUS, donde debido a la deformación original de ésta, corresponde a una estructura geológica anticlinal.

La configuración muestra un eje longitudinal de aproximadamente 6 Km, con orientación NW - SE, y con base en ésta se establece que la profundidad media del yacimiento es de -- 3 870 mbNM.

De acuerdo al plano de isopacas y al comportamiento de las presiones, la estructura que lo constituye se divide en -- dos zonas, Norte y Oeste.

III.3 LITOLOGIA

La calcarenita es un carbonato (CO_3), con granos del tamaño de una arena, clasificado como un Grainstone⁵. Está -

constituida por granos de CO_3 o bien por fragmentos de calizas de colores blancos a crema en parte arcillosa con porosidad intergranular.

Desde el punto de vista litológico-cronoestratigráfico (capa-tiempo), presenta un cambio de facies, provocando físicamente un límite de la roca almacenadora (figura 5).

III.4 LIMITES DEL YACIMIENTO⁶

Los límites laterales del yacimiento son por pérdida de permeabilidad (cambio de litofacies), con excepción de la parte Norte y Oeste en donde lo es el posible contacto agua-aceite (figura 5). La acumulación de hidrocarburos, en la parte superior e inferior, está limitada por estratos arcillocalcáreos.

III.5 POROSIDAD

La porosidad predominante es del tipo intergranular⁷, lo que diferencia la Calcarena de la Dolomía, en donde en esta última existen otros tipos de porosidad intercrystalina⁸, además de fracturas y cavernas. De acuerdo con los registros geofísicos, el valor de la porosidad varía del 6 al 15 % con un promedio de 8 % (Tabla II).

III.6 PERMEABILIDAD

Los valores de permeabilidad del Campo en estudio fueron obtenidos por análisis de pruebas de presión, empleando métodos semilogarítmicos como los de Horner⁹ y MDH.¹⁰

En general, el yacimiento presenta baja permeabilidad. El valor promedio determinado es de 5 mD. En la Tabla III, se presentan los resultados obtenidos para algunos pozos.

III.7 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Al analizar el área cretácica, de acuerdo a la distribución de los yacimientos respecto al tipo de fluidos que contienen (figura 6), es notorio el agrupamiento de las acumulaciones de hidrocarburos con propiedades similares, que obedecen a las teorías de migración que se han establecido para esta provincia.

De acuerdo con esto, este yacimiento es de aceite negro - bajosaturado¹¹ (35°API), con alto grado de encogimiento y baja densidad, cuyo gas producido es rico en componentes intermedios (C₃ - C₇), fácilmente condensables.

El análisis PVT¹² se realizó con muestras representativas -

de fluidos, obtenidas en los pozos Cactus 1 y 95-S. La - del primer pozo se tomó el 28 de junio de 1972 al inicio de la explotación del Campo, y la segunda el 16 de septiembre de 1978, cuando la presión del yacimiento estaba cercana a la de saturación.

Con los resultados obtenidos (Tablas IV y V), se elaboraron las gráficas de P vs. Bo, μ_o , Rs. (figuras 7, 8 y 9).

CAPITULO IV

COMPORTAMIENTO PRIMARIO

IV.1 VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE

Al principio de la explotación del Campo, el volumen original de aceite calculado para el yacimiento Calcarenita, fue determinado con la información de presiones estáticas y de producciones disponibles hasta enero de 1975, fecha en que alcanzó la presión de saturación. Para el cálculo se aplicó la Ecuación de Balance de materia para yacimientos bajo saturados, en la cual el mecanismo de producción se debe principalmente a la expansión del sistema (roca-fluidos).

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} C_{oe} \Delta p} - W_e$$

donde:

N = Volumen original de aceite @ C.S.

N_p = Producción acumulativa de aceite @ C.S.

W_p = Producción acumulativa de agua @ C.S.

B_o = Factor de volumen del aceite (m^3/m^3).

C_{oe} = Compresibilidad efectiva (Kg/cm^2)⁻¹

ΔP = Caída de presión (Kg/cm^2).

B_w = Factor de volumen del agua (m^3/m^3).

W_e = Entrada de agua al yacimiento (m^3).

Dado que la producción de agua fue prácticamente nula, se consideró igual a cero.

En cálculos previos no se manifestó la influencia del término que representara la entrada de agua al yacimiento, por lo que no se consideró inicialmente este efecto, quedando la ecuación:

$$N_p B_o = N B_{oi} C_{oe} \Delta p$$

propuesta por D. Havlena y A.S. Odeh,¹³ la cual representa - una línea recta que nace en el origen, que es la condición para yacimientos bajosaturados sin entrada de agua. El volumen original calculado de aceite fue de 117.610×10^6 BLS.

De los resultados obtenidos con la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia y por el comportamiento manifestado hasta la fecha en que alcanzó su presión de saturación, el yacimiento se clasificó del tipo volumétrico.

Actualmente se ha ajustado el volumen original a un valor de 101.237×10^6 BLS, menor al calculado inicialmente.

El nuevo cálculo se hizo con el empleo de un sistema computarizado para optimizar el volumen original de hidrocarburos, llamado EJECUTA.¹⁴ Este sistema se apoya fundamentalmente en el método volumétrico de Isohidrocarburos, por lo que se requieren ciertos datos por pozo, tal como Porosidad (ϕ), Saturación de agua (S_w), Espesor neto (h), Índice de hidrocarburos (I_h), y coordenadas de cada uno. Con esta información puntual y con un levantamiento de coordenadas en los límites del yacimiento del plano base del Campo, se calculan los siguientes parámetros: Area, $\bar{\phi}$, \bar{S}_w , \bar{h} , \bar{I}_h y Volumen poroso, ponderados arealmente. Básicamente con toda la información mencionada, el programa calcula el volumen original de hidrocarburos.

IV.2 HISTORIA DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO

Como se puede observar en la figura 10, el comportamiento primario de este Campo, puede dividirse en 5 etapas como sigue:

1ª Septiembre de 1972 - Junio de 1973.

Se caracteriza por el incremento en el gasto de aceite,

resultado del desarrollo del Campo.

2ª Julio de 1973 - Febrero de 1975.

Mantenimiento de la producción. La presión del yacimiento está arriba de la de saturación.

3ª Marzo de 1975 - Mayo de 1977.

Declinación de la producción, originada por pérdida de energía. En esta etapa, algunos pozos se cierran al igualarse las presiones de la cabeza con la de la línea. Cabe señalar, que dichos pozos descargaban a ductos de alta presión.

4ª Junio de 1977 - Noviembre de 1977.

Incremento en el gasto de aceite, debido a la apertura de los pozos cerrados, al cambiarles su línea de descarga a otras de baja presión.

5ª Diciembre de 1977 - Septiembre de 1981.

Declinación de la producción como causa del depresionamiento natural del yacimiento. La presión se encuentra abajo de la de saturación. Por esta misma razón, la relación gas-aceite se incrementa hasta alcanzar valores de $950 \text{ m}^3/\text{m}^3$, motivo por el cual en esta fecha se cierran todos los pozos productores del Campo.

IV.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION

El análisis del comportamiento de la presión, en los diversos pozos de este yacimiento, condujo a determinar 2 regiones situadas al Norte y Oeste del Campo, con características diferentes en cuanto a presión y por consiguiente en la producción. Tales regiones (figura 11), muestran declinaciones en la presión, con valores diferentes pero con tendencias paralelas, lo cual se explica observando el plano de Isopacas netas (figura 12), que muestra a las regiones mencionadas con desarrollos similares pero separadas por una faja de Isopacas menor, lo que indica que existe comunicación restringida entre ambas regiones. Cabe también señalar, que el vaciamiento ocasionado por la extracción de fluidos en la región Norte, es mucho mayor que el de la Oeste.

Es notable el decremento de la presión en las dos regiones, paralela a la extracción de hidrocarburos; en la Norte, se detiene por el efecto de la inyección de agua en los pozos 4 y 1-A, que incluso motivó un fuerte represionamiento hasta noviembre de 1983, en que se suspende la inyección; a partir de entonces se observa una caída de presión constante. En la región Oeste se aprecia el mismo comportamiento, con la diferencia de que el represionamiento ocurre --

cuando se inicia la inyección en el CACTUS 62-D, a la fecha muestra también decremento en la presión, pero con valores mayores a los de la región Norte.

La presión en los pozos CACTUS 40, 60-D, 61-D y 65 no caen en ninguna de las dos tendencias por encontrarse fuera de dichas regiones y en desarrollos prácticamente aislados. En la figura 13 se presenta la distribución de presiones que guarda el yacimiento a la fecha.

CAPITULO V

SISTEMA DE INYECCION¹⁵

Para suministrar el agua a este yacimiento, se usó el sistema de inyección de Cactus Dolomía y que a continuación se describe.

V.1 FUENTE DE ABASTECIMIENTO

El volumen de agua requerido para cubrir las necesidades de inyección, fue suministrado por pozos de captación perforados a la profundidad aproximada de 300 m. en acuíferos pertenecientes a la formación Paraje Solo, donde estos actúan como fuentes regenerables debido a la alta precipitación pluvial de la región.

V.2 SISTEMA DE CAPTACION

Para transportar el agua de los pozos de captación (presión de operación 8 Kg/cm^2), a la planta de inyección se instalaron equipos subsuperficiales y superficiales y se construyó

una red de acueductos a baja presión, cuyas características son:

EQUIPOS EN POZOS DE CAPTACION (figura 14).

Subsuperficial:

El agua es conducida por bombas centrifugas del tipo turbina vertical, con capacidad de 30 000 BPD.

Superficial:

La turbina vertical es accionada por motores eléctricos de 150 H.P y transformadores de 225 KVA. Desarenador tipo ciclónico con capacidad de 900 GPM, para eliminar el 99% de arenilla. Registrador de flujo (medidor del tipo presión diferencial), con presión y gasto máximos de 70 Kg/cm² y 30 000 BPD respectivamente.

V.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO

Se utilizó un desarenador por pozo y 15 filtros con capacidad de 25 MBPD por filtro, para eliminar los sólidos en suspensión del agua, evitando que estos taponen los poros de la roca.

El tratamiento consistió en adicionar reactivos químicos,¹⁶ - tales como secuestrantes de oxígeno, inhibidores de corrosión bactericidas y surfactantes, para proteger contra la corrosión interna las tuberías y controlar la calidad del agua. Además de acondicionar ésta a manera que pueda ser compatible con la de la formación y resulte más efectiva en el desplazamiento de aceite en el yacimiento.

El tratamiento se efectuó en la planta mediante bombas dosificadoras del tipo pistón de 17 GPM, accionadas por motores eléctricos de 73 H.P.

V.4 PLANTA DE INYECCION

La planta de inyección de agua CACTUS-NISPERO (operativamente pertenece a ambos Campos), instalada 0.5 Km. al Sur del pozo CACTUS 75, ocupó una área de 15 000 m².

El sistema fue diseñado para inyectar un volumen de 400 MBPD a una presión de 210 Kg/cm². La inyección se inició provisionalmente en septiembre de 1978, con el pozo CACTUS 4, en la formación Calcarenita, con 8 Kg/cm² de presión en la cabeza y en forma definitiva a partir del 21 de junio de 1980 en todo el Campo con una turbobomba a la presión de 100 - - Kg/cm²

Debido a la suspensión definitiva de la inyección de agua - en el yacimiento Dolomía, se desmanteló la planta de inyección de agua.

V.5 SISTEMA DE BOMBEO Y RED DE DISTRIBUCION DE ALTA PRESION

Se utilizó un equipo de alta presión que consta de cinco turbobombas, de las cuales dos tienen una capacidad de bombeo de 50 MBPD por unidad y tres 60 MBPD por unidad. En total el sistema integral operó con 135 MBPD a la presión de 210 Kg/cm², 120 MBPD correspondieron a la Dolomía y 14 MBPD a la Calcarena.

El agua bombeada hacia los pozos inyectoros fue transportada a través de la red de alta presión, la cual estaba constituida de la forma siguiente:

- a) Dos cabezales de 16" y 20" de diámetro para descarga de turbobombas.
- b) Un cabezal de distribución de 20" con 4 líneas de salida de 16" y otra de 8" de diámetro.
- c) Una red de tubería de 16" de diámetro, para distribuir el agua hacia 5 cabezales constituidos en 4 puntos de los -

Campos CACTUS-NISPERO.

- d) Cabezales de 16" de diámetro, para distribución de pozos con líneas de salida de 6", en donde se efectúa la medición con registradores de flujo y de este cabezal se continúan las líneas a pozos con tubería de 8" de diámetro, API-1500 PSI espesor 0.312".

Las longitudes totales de la red de alta presión, son como sigue:

Longitud total de tubería de 16" de diámetro, de cabezal a planta = 24 Km.

Longitud total de tubería de 8" de diámetro, de cabezal a planta = 7 Km.

Longitud total de tubería de 6" de (API-1500 LBS) = 30 Km.

CAPITULO VI

RECUPERACION SECUNDARIA

VI.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El motivo del proyecto fue la necesidad de implantar a corto plazo un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, que permitiera evitar la declinación de presión en el yacimiento y por ende incrementar el factor de recuperación.

VI.2 TIPO DE INYECCION

Los yacimientos productores en calizas del mesozoico con fluidos bajosaturados y con empuje predominante por la expansión roca-fluidos (expansión del sistema), presentan durante su explotación primaria un rápido depresionamiento y consecuentemente una disminución en su producción. El Campo CACTUS corresponde a esta clasificación. Para contrarrestar dicho efecto en estos yacimientos, mundialmente se

ha implantado con éxito el proceso de mantenimiento de presión por inyección de agua, con el objetivo de complementar los mecanismos naturales de producción, e incrementar y acelerar la recuperación de aceite.

De acuerdo con esto, se planteó la necesidad de inyectar agua para lograr el mantenimiento de la presión media en el yacimiento, utilizando según las características geológicas un mecanismo de avance frontal.

VI.3 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE INYECCIÓN

La inyección de agua se inicia en septiembre de 1978 con el pozo CACTUS 4, admitiendo por gravedad un promedio de 2 500 BPD hasta julio de 1980, en que entró en operación la planta de inyección, razón por la cual incrementó su gasto a 6 000 BPD promedio.

En abril y mayo de 1981 comienzan a inyectar los pozos 62-D y 1-A, lo que provocó que el volumen inyectado aumentara hasta 14 000 BPD promedio, valor que mantuvo hasta la interrupción en noviembre de 1983.

Como puede observarse en la figura 10, los efectos de la inyección se hacen patentes cuando se reinicia la explotación

del Campo, en junio de 1983, con el incremento en el gasto de aceite y la disminución de la relación gas-aceite.

VI.4 DEFINICION DE AREAS INVADIDAS

Para definir las áreas invadidas, se tomó en cuenta el volumen de agua acumulada en cada inyector (figura 15), el comportamiento de los pozos productores y el avance natural del acuífero.

El agua inyectada se ha distribuido en forma uniforme alrededor de los pozos inyectores, lo que ha provocado respuesta positiva en los productores vecinos. A la fecha el único que muestra surgencia de agua dulce es el CACTUS 85.

En virtud de que en ningún pozo se tienen pruebas de producción de agua del acuífero, por no haberse probado la calcarenita en las partes bajas de la estructura y tomando en consideración que la zona de calcarenitas tiene desarrollo en las direcciones Norte y Suroeste, las áreas invadidas por agua de formación se están suponiendo de acuerdo al comportamiento del acuífero, en la zona de dolomías, donde sí se tiene evidencia de su avance.

El yacimiento calcarenítico, en las direcciones arriba

mencionadas, debe de estar comunicado con el acuífero y debido al vaciamiento provocado por la extracción de hidrocarburos en la parte alta de la estructura, el contacto agua-aceite debe de haber avanzado con respecto a su posición original.

En las figuras de la 16 a la 29, se muestran secciones esquemáticas, en dos direcciones, que representan a las reales, elaboradas para el estudio y en donde se puede apreciar la correlación entre los estratos porosos de la formación, así como las zonas invadidas tanto por agua de inyección como de formación. En la figura 30 se señalan las áreas invadidas por el agua de inyección y las supuestas afectadas por la de formación.

VI.5 PRODUCCION DE ACEITE ATRIBUIBLE A LA INYECCION DE AGUA

La producción de aceite atribuible al proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se evaluó a partir de la historia de producción del yacimiento.

El gasto de aceite se obtuvo haciendo la diferencia entre el gasto real y el pronosticado de acuerdo al comportamiento primario. La declinación de la producción se calculó con la ecuación:

$$d = \left(\frac{Q_f}{Q_i}\right)^{1/n} - 1$$

d = Declinación en fracción

Q_f = Gasto de aceite al final del período (BPD)

Q_i = Gasto de aceite al inicio del período (BPD)

De esta manera la producción acumulada de aceite atribuible a la recuperación secundaria resultó de 2.86×10^6 BLS a diciembre de 1985, lo que representa el 10.1 % del total producido en este yacimiento.

En la figura 10 se puede observar el comportamiento primario del Campo, así como la respuesta de la inyección y en la Tabla VI los valores obtenidos.

CAPITULO VII

COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO A PARTIR DE LA SUSPENSIÓN DE LA INYECCIÓN

VII.1 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

En este yacimiento como ya se mencionó, existen dos regiones que han sido preferencialmente explotadas y coinciden con las áreas que presentan las mayores isopacas netas, - (figuras 12 y 31). Es evidente que la más importante, es la región Norte de donde se ha extraído el 76.3 % de la - producción acumulada de aceite total y por la misma razón, resulta el área de menor presión. En la otra situada al Oeste del Campo, se ha recuperado el 20.1 %. La comunicación entre ambas, está restringida, como lo demuestra el comportamiento de la presión estática de los pozos del Campo.

En cuanto al área restante del yacimiento, fuera de algunos desarrollos aislados, como los que drenan los pozos - CACTUS 40 y 65, se puede afirmar que debido a sus condiciones -

de heterogeneidad y baja permeabilidad, prácticamente no presenta posibilidades de explotación.

La relación vaciamiento-inyección, muestra un fuerte desequilibrio, ya que en tanto se han extraído 65.1×10^6 BLS de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, sólo se han inyectado 16.0×10^6 BLS de agua. Aún así los resultados obtenidos han sido satisfactorios.

Debido a la elevada relación gas-aceite, en septiembre de 1981 se cerraron los pozos productores del Campo, continuando con la inyección de agua. Cuando se reinició la explotación en junio de 1983, el gasto de aceite fue mayor al que tenía en el momento del cierre y la relación gas-aceite, se abatió a valores menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, (figura 10). A nivel de pozo se observa el mismo comportamiento, como es el caso de los pozos CACTUS 85 y 95, (figuras 32 y 33), que fueron cerrados por alta RGA en septiembre de 1981 y julio de 1979 respectivamente; cuando se abrieron en julio de 1983, la RGA en ambos había disminuido. Cabe mencionar que en mayo de 1985, el 95 dejó de fluir por presencia de agua. La respuesta positiva de los pozos 85 y 95, se debió al agua inyectada en el CACTUS 4 y demostró que la falla inversa que se localiza entre el 4 y 95 no representa ninguna barrera al flujo de fluido entre ambos.

Llama la atención el caso del CACTUS 5, que inició su explotación en diciembre de 1972 y fue cerrado por alta RGA en agosto de 1981, (figura 34). Como resultado del análisis de su área circunvecina, se concluyó que dicho pozo - actualmente debía de estar ya represionado, puesto que el 1-A, vecino, inició a inyectar agua en mayo de 1981, o sea 3 meses antes del cierre del CACTUS 5. Para verificar esta teoría, se mandó abrir este pozo, lo cual se hizo el 7 de marzo de 1986 y después de 10 días, continúa fluyendo con baja RGA y 62 Kg/cm^2 de presión en la cabeza. Este resultado viene a demostrar que de existir fallas normales en este Campo, son de desplazamientos pequeños y no representan barreras al flujo de los hidrocarburos.

Otros casos de interés, son los del CACTUS 95 y 107, el primero, como ya se mencionó dejó de fluir por presencia de agua de alta salinidad (220 000 PPM), que debió provenir de la dolomía puesto que está terminado en forma doble y produce la dolomía por tubería de producción y calcarena por la de revestimiento, por lo tanto, los fluidos de la TP, deben estar pasando a la TR por falla en la camisa o en el empacador, lo anterior justifica su reparación mayor para aislar el intervalo abierto en dolomía. Se tiene el antecedente del CACTUS 85, que cuando se aisló el intervalo de dolomía, bajó su porcentaje de agua producida -

(170 000 PPM), de 40 a 8.

En cuanto al 107, éste produce sencillo de dos intervalos, uno en calcarena y el otro en dolomía con 50 % de agua de 50 000 PPM. Este fluido proviene de la dolomía, la cual está siendo invadida por el CACTUS 115, ya que no puede ser del CACTUS 4, inyector en calcarena, puesto que el 95 intermedio, produjo agua de salinidad alta.

Los pozos 1, 2 y 7, están ubicados dentro de la Unidad de Petroquímica de Cactus, lo que hace difícil cualquier intervención en ellos. Cabe señalar que el 2 y 7, situados en una área con alta saturación de aceite, necesitan ser reparados, por lo que de no poderse realizar, se justifica la perforación de un pozo direccional en dicha zona.

De acuerdo a los resultados obtenidos, es conveniente reanudar la inyección de agua a través de los pozos 1-A, 4 y 62-D que tradicionalmente inyectaron en calcarena:

No se recomienda habilitar algún otro pozo como inyector, puesto que con los existentes se benefician las dos regiones que se mencionan al inicio de este capítulo y fuera de ellas es muy difícil que admitan, por el poco desarrollo que presenta la formación.

Finalmente, cabe mencionar que para reanudar la inyección de agua, es necesario tender un ducto de la planta de inyección del Campo SITIO GRANDE, al de CACTUS, con una longitud aproximada de 4 Km y 8" de diámetro.

VII.2 MEDIDAS NECESARIAS PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE EXPLOTACION

Las medidas principales que se deben adoptar para mejorar las condiciones de explotación de este yacimiento son:

VII.2.1 REANUDACION DE LA INYECCION

Tomando en cuenta el mecanismo de desplazamiento que prevaleció en el yacimiento con el proceso de recuperación secundaria, del tipo frontal y el vaciamiento actual, del orden de 7 000BPD, se recomienda reanudar la inyección con un volumen de 10 000 BPD, distribuidos como sigue:

POZO	INTERVALO m.b.M.R.	GASTO DE INYECCION BPD
1-A	3880-3915	4 000
4	3781-3810	4 000
62-D	4051-4062	2 000

Con esta medida se evitará que la relación gas-aceite con tinde incrementándose y se podrá recuperar un volumen adi cional aproximado de aceite de 3×10^6 barriles.

VII.2.2 REPARACIONES MAYORES

Existen 6 pozos en este yacimiento que tienen po sibilidades de reparación mayor. El 2 y 95 cerrados por baja presión y alto % de agua, pueden intervenirse de in mediato para aislar el intervalo abierto en dolomía. Los 4 pozos restantes, 60, 61, 107 y 322, actualmente se en cuentran fluyentes en la dolomía y se recomienda su repa ración cuando se abandone dicha formación. En la Tabla - VII se presenta la relación de tales pozos.

En virtud de que por las condiciones actuales de presión, es difícil que los pozos fluyan después de su reparación, es necesario preveer la disponibilidad de un sistema arti ficial de explotación.

Actualmente, los pozos CACTUS 3, 40 y 65 están acondicio- nados con aparejo de bombeo neumático, esperando el tendi do de la línea de gas para continuar su explotación.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La estructura que constituye este Campo es un anticlinal dómico, de alto relieve estructural, limitado en su mayor parte por pérdida de permeabilidad.
2. La producción proviene de calizas calcareníticas con valores de porosidad del orden de 8 %, pertenecientes a la formación Agua Nueva del Cretácico Superior. A diciembre de 1985, la producción acumulada de aceite es de 28.2×10^6 barriles.
3. Existen dos regiones situadas al Norte y Oeste del Campo, que han sido preferencialmente explotadas y coinciden con las áreas que presentan las mayores isopacas netas. En la primera se ha extraído el 76.3 % de la producción acumulada de -- aceite total y en la segunda sólo el 20.1 %.
4. En cuanto al área restante del yacimiento, fuera de algunos desarrollos aislados, como los que drenan los pozos CACTUS 40

y 65, se puede afirmar que debido a sus condiciones de heterogeneidad y baja permeabilidad, prácticamente no presenta posibilidades de explotación.

5. De acuerdo al estudio Evaluación de la formación, realizado en el Instituto Mexicano del Petróleo, en el área del Campo CACTUS-NISPERO, no se detectaron fallas geológicas.
6. Aunque no se tienen evidencias de un acuífero, en virtud de que la zona de calcarenitas se desarrolla hacia el Norte y el Oeste, es posible que en estas direcciones, esté comunicada al acuífero de la dolomía.
7. La inyección de agua, se aplicó en forma continua de septiembre de 1978 a octubre de 1983, habiéndose interrumpido como consecuencia de la suspensión en el yacimiento Cactus dolomía, ya que ambos Campos estaban conectados al mismo sistema. El volumen inyectado acumulado de agua al momento del cierre fue de 16×10^6 barriles.
8. Debido a la elevada relación gas-aceite, en septiembre de 1981 se cerraron todos los pozos productores del Campo, continuando con la inyección de agua.
9. En junio de 1983 cuando se reanudó la explotación del Campo,

el gasto de aceite manifestó valores mayores a los que tenía al momento del cierre y la relación gas-aceite se abatió a valores menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

10. En la actualidad, prácticamente se mantiene el gasto de aceite y la relación gas-aceite muestra tendencia a incrementarse.
11. La producción acumulada de aceite atribuible al proceso de recuperación secundaria resultó de 2.86×10^6 barriles a diciembre de 1985, lo que representa el 10.1 % del total producido.
12. Los pozos 1, 2 y 7 están ubicados dentro de la Unidad de Petroquímica de Cactus, lo que hace difícil cualquier intervención en ellos. Cabe señalar que el 2 y 7, situados en un área con alta saturación de aceite, necesitan ser reparados, por lo que de no poderse realizar, se justifica la perforación de un pozo direccional en dicha zona.
13. Es necesario reanudar la inyección de agua a través de los pozos 1-A, 4 y 62-D, con un volumen de 10 000 BPD, asignándoles 2 000 BPD al 62-D y 4 000 BPD a cada uno de los otros dos.

14. Para reanudar la inyección de agua, es necesario tender un ducto de la planta de inyección del Campo SITIO GRANDE al - de CACTUS, con una longitud aproximada de 4 Km y 8" de diámetro.
15. Existen 6 pozos que tienen posibilidades de reparación mayor, el 2 y 95 pueden repararse de inmediato y los 4 restantes - 60, 61, 107 y 322, actualmente fluyen de la dolomía y se recomienda su reparación, cuando se abandone dicha formación.
16. En virtud de que por las condiciones actuales de presión, - es difícil que los pozos fluyan después de su reparación, - es necesario prever la disponibilidad de un sistema artificial de explotación.

R E F E R E N C I A S

1. Información proporcionada por Petróleos Mexicanos, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, División de Recuperación Secundaria. Villahermosa, Tab. Zona Sureste, Mex.
2. Pérez M. J. D. y Bassó A. J. S. "Estudio del Campo Cactus Evaluación de la Formación". División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación. IMP. Marzo/1978.
3. Evaluación de Formaciones en México. Schlumberger. Sep/1984
4. Pérez M. J. D. "Aspectos Geológicos y su importancia en la Explotación de Yacimientos Carbonatados". IMP. Subdirección de Tecnología de Explotación. Marzo/1981.
5. Dunham R. J. "Clasification of Carbonate Rocks According - To Depositional Texture, in Clasification of Carbonate - - Rocks". AAPG. Mem. 1, 1962.
6. Pérez M. J. D. "Importancia del conocimiento Geológico de los Yacimientos Petrolíferos para su mejor Explotación". - IMP. Vol. XVI Nº 3. Julio/1984.
7. Pérez M. J. D. y Pérez L. D. "Curso Geología de Explotación". Curso impartido en la ciudad de Villahermosa, Tab. IMP. - Agosto/1985.

8. Core Analysis - Cactus Field - Headquarters Laboratory Report N° 13213 Dowell Schlumberger. February 25 th, 1980.
9. Horner D. R. "Pressure Build-Up in Wells". Reprint. Series N° 9 - Pressure Analysis Methods, SPE, AIME, Dallas (1967), 25-43.
10. Miller C. C. Dyes A. B. and Hutchinson C. A. "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Build-Up Characteristics". Petroleum Transactions. AIME, Vol. 189, 1950.
11. Méndez L. T. y Teyssier S. J. "Caracterización de fluidos de Yacimientos Petroleros". Subdirección de Tecnología de Explotación. IMP. Vol. XI N° 4. Octubre/1974.
12. Análisis PVT pozo Cactus 1, Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos, Poza Rica de Hgo., Ver. Agosto/1972.

Análisis PVT pozo Cactus 5, Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos, Instituto Mexicano del Petróleo. Mayo/1974.

Análisis PVT pozo Cactus 95-S, Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos, Poza Rica de Hgo., Ver. Diciembre/1974.
13. Craft B. C. y Hawkins, M. F. Jr. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". 1968.
14. Ruteaga J. S. "Cálculo Automático de la distribución de

parámetros de yacimientos para su uso en simuladores numéricos". Superintendencia General de Nuevas Técnicas de Ingeniería de Yacimientos. Octubre /1982.

15. Información proporcionada por Petróleos Mexicanos, Superintendencia de Producción, Sección Tecnología. Dto. Villahermosa, Tab. Zona Sureste, Mex.
16. IMP. "Tratamiento del agua de inyección". Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Producción. Publicación N° 1. Julio/1982.
17. Ortega G. H. G. "Aspectos de la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en la Zona Sureste". División de Recuperación Secundaria. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Zona Sureste. Petróleos Mexicanos.

T A B L A S

T A B L A I

CAMPO: CACTUS (CALCARENA)

DATOS GENERALES Y CARACTERISTICAS DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

DATOS GENERALES

Fecha inicio de producción	Septiembre de 1972
Volumen original	101.2 x 10 ⁶ Bls.
Pozos perforados	18
Pozos en producción	4
Pozos inyectoros	3
Pozos taponados	1
Gasto de aceite promedio	2 900 B.P.D.
Producción acumulada (Dic/1985)	28.2 x 10 ⁶ Bls.
Factor de recuperación	27.9 %

CARACTERISTICAS DE LA ROCA

Area productora	26 Km ²
Profundidad media	3 870 m.
Espesor medio poroso	18 m.
Porosidad	8 %
Saturación de agua inicial	12 %
Permeabilidad	5 mD.
Saturación de aceite residual	30 %

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Presión inicial	455 Kg/cm ²
Presión de saturación	311.5 Kg/cm ²
Presión actual	290.0 Kg/cm ²
Temperatura	125°C
Factor de volumen del aceite a Ps	2.383 m ³ /m ³
Relación gas disuelto - aceite (actual)	350 m ³ /m ³
Viscosidad del aceite	5.529 Cp.
Densidad del aceite	35°API

TABLA II
CAMPO: CACTUS CALCARENA

POZO	EMR (msNM)	PT (mbMR)	CIMA (mbMR)	BASE (mbMR)	h(NETO POROSO) (m)	POROSIDAD (%)
1	18	3760	3716	3748	15	12
1-A	23	3885	3795	3845	28	6
2	22	4341	3965	4014	30	6
3	18	4170	3637	3670	8	7
4-D	23	4517	3780	3816	18	10
5	15	3963	3910	3960	35	15
6	20	3847	3750	3797	13	8
7	32	3760	3700	3729	20	9
40	36	4560	3695	3722	7	7
50	26	4190	3617	3641	12	8
60-D	22	3750	3648	3680	10	9
61-D	40	3739	3612	3653	12	8
62-D	29	4670	4040	4125	17	7
65	29	4163	3688	3720	14	8
72	41	4475	4327	4370	25	7
85	19	4250	3770	3845	30	6
95	17	4154	3935	3975	34	13
302	28	4300	3646	3687	20	6

POROSIDAD: 8.4 %

T A B L A I I I

VALORES DE PERMEABILIDAD OBTENIDOS POR ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO

POZO	H O R N E R S K (mD)		M D H S K (mD)	
1	12.33	- 0.4	12.99	0
2-S	8.31	7.5	-	-
4	9.51	- 3.9	- 6.90	5
5	5.2	- 5.8	5.03	-
7	2.16	- 5.0	2.0	-
40	1.34	- 3.4	5.030	- 2.08
52-A	2.26	- 4.72	3.02	- 2
60	2.33	- 2.00	-	-
95-S	4.81	- 3.4	5.57	- 5

TABLA IV
 POZO: CACTUS N° 1

PROFUNDIDAD = 3 727 mbNM.

FECHA: 28/JUNIO/1972

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO = 123°C

(Lab. Poza Rica)

DENSIDAD @ C.S. = 0.8451 gr/cm³

PRESION (Kg/cm ²)	PROPIEDADES DEL ACEITE				PROPIEDADES DEL GAS	
	B _o m ³ /m ³	R _s m ³ /m ³	α cp	α gr/cm ³	B _g m ³ /m ³	g (aire = 1)
28.8	1.198	31.8	0.66	0.755	0.0146	1.012
162.4	1.536	141.6	0.42	0.665	0.0060	0.821
279.5	1.963	285.1	0.34	0.594	0.0043	0.876
* 311.5	2.232	361.0	0.321	0.558		
322.8	2.217	361.1	0.323	0.562		
338.9	2.202	361.1	0.327	0.566		
369.5	2.177	361.1	0.335	0.572		
386.8	2.165	361.1	0.338	0.575		

TABLA V

POZO: CACTUS N° 95-S

PROFUNDIDAD = 4059 mbNM

FECHA: 16/SEPTIEMBRE/1974

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO = 125°C

DENSIDAD @ C.S. = 0.8492 gr/cm³

PRESION (Kg/cm ²)	PROPIEDADES DEL ACEITE				PROPIEDADES DEL GAS	
	B _o m ³ /m ³	R _s m ³ /m ³	o cp	o gr/cm ³	B _g m ³ /m ³	g (aire = 1)
26.7	1.296	41.6	0.493	0.711	0.0287	0.9927
119.5	1.513	114.4	0.334	0.662	0.0082	0.8410
232.0	1.818	220.2	0.249	0.609	0.0047	0.8438
* 316.4	2.383	392.6	0.206	0.538		
342.1	2.352	392.6	0.210	0.545		
389.9	2.309	392.6	0.218	0.555		

TABLA VI

PRODUCCION DE ACEITE ATRIBUIBLE AL PROCESO DE RECUPERACION SECUNDARIA

CAMPO: CACTUS

YACIMIENTO: CALCARENA

FECHA	GASTO REAL BPD (1)	GASTO COMP.PRIM. BPD (2)	ATRIBUIBLE A INYECC.DE AGUA BPD 3=(1)-(2)	ACUMULADA 10 ⁶ BLS 4= (3)	% DE LA PROD. DEL CAMPO 5=(3)/(1)
1983					
JUN.	555				
JUL.	1164	532	632	0.0196	54.3
AGO.	2463	510	1953	0.0801	79.3
SEP.	2771	489	2282	0.1486	82.3
OCT.	3270	469	2801	0.2354	85.6
NOV.	4001	449	3552	0.3420	88.8
DIC.	3152	431	2721	0.4263	86.3
1984					
ENE.	3851	413	3438	0.5329	89.3
FEB.	4225	396	3829	0.6401	90.6
MAR.	4176	380	3796	0.7578	90.9
ABR.	3677	364	3313	0.8572	90.1
MAY.	3532	349	3183	0.9559	90.1
JUN.	3596	334	3262	1.0537	90.7
JUL.	3934	321	3613	1.1657	91.8
AGO.	3944	307	3637	1.2785	92.2
SEP.	4153	295	3858	1.3952	92.9
OCT.	4388	283	4105	1.5215	93.5
NOV.	4073	271	3802	1.6355	93.3
DIC.	4310	260	4050	1.7611	93.9
1985					
ENE.	4057	249	3808	1.8791	93.9
FEB.	4063	239	3824	1.9862	94.1
MAR.	4083	229	3854	2.1057	94.4
ABR.	3878	220	3658	2.2154	94.3
MAY.	3381	210	3171	2.3137	93.8
JUN.	2566	202	2364	2.3846	92.1
JUL.	2608	193	2415	2.4595	92.6
AGO.	2736	185	2551	2.5386	93.2
SEP.	2736	178	2558	2.6153	93.5
OCT.	2736	170	2566	2.6949	93.8
NOV.	2827	163	2664	2.7748	94.2
DIC.	2881	157	2724	2.8592	94.5

TABLA VII
CAMPO: CACTUS (CALCARENA)

R E P A R A C I O N E S M A Y O R E S

POZO	INTERVALO(S) ACTUAL (ES) m.b.M.R.	FORM.	FECHA	P R O D U C C I O N			N _D (10 ⁶ BLS)	INTERVALO(S) PROPUESTO(S) m.b.M.R.	FORM.	OBSERVACIONES
				Q _o BPD	RGA m ³ /m ³	AGUA %				
2	3980-3995 4284-4300	CALC. KI.	DIC/77 DIC/77				3.9 4.1	3980-3995	CALC.	CERRADO POR BAJA PRESION. SITUADO DENTRO DE UPC.*
60	3835-3853 4085-4107	KM. KI.	FEB/85 MAR/86	300 420	250 280	20 34	8.6 5.6	3760-3775 3685-3695 3648-3658	KM. KM. CALC.	FLUYENDO. RME CUANDO SE - ABANDONE DOLOMITA.
61	3640-3650	KM.	MAR/86	500	250	0.0	13.2	3531-3544	CALC.	FLUYENDO. RME CUANDO SE - ABANDONE DOLOMITA.
95	3940-3970 4055-4094	CALC. KM.	MAY/85 JUN/85	1000 480	220 220	30 35	5.4 3.3	3940-3970	CALC.	CERRADO POR ALTO % DE - AGUA.
107	3970-3990 4175-4216	CALC. KM.	MAR/86	500	310	50	6.1	3970-3990	CALC.	FLUYENDO. RME CUANDO SE - ABANDONE DOLOMITA.
322	3673-3693 3761-3771	KM. KM.	MAR/86	900	220	35	1.2	3542-3553 3563-3575	CALC.	FLUYENDO. RME CUANDO SE - ABANDONE DOLOMITA.

* UNIDAD PETROQUIMICA DE CACTUS.

F I G U R A S

PLANO REGIONAL

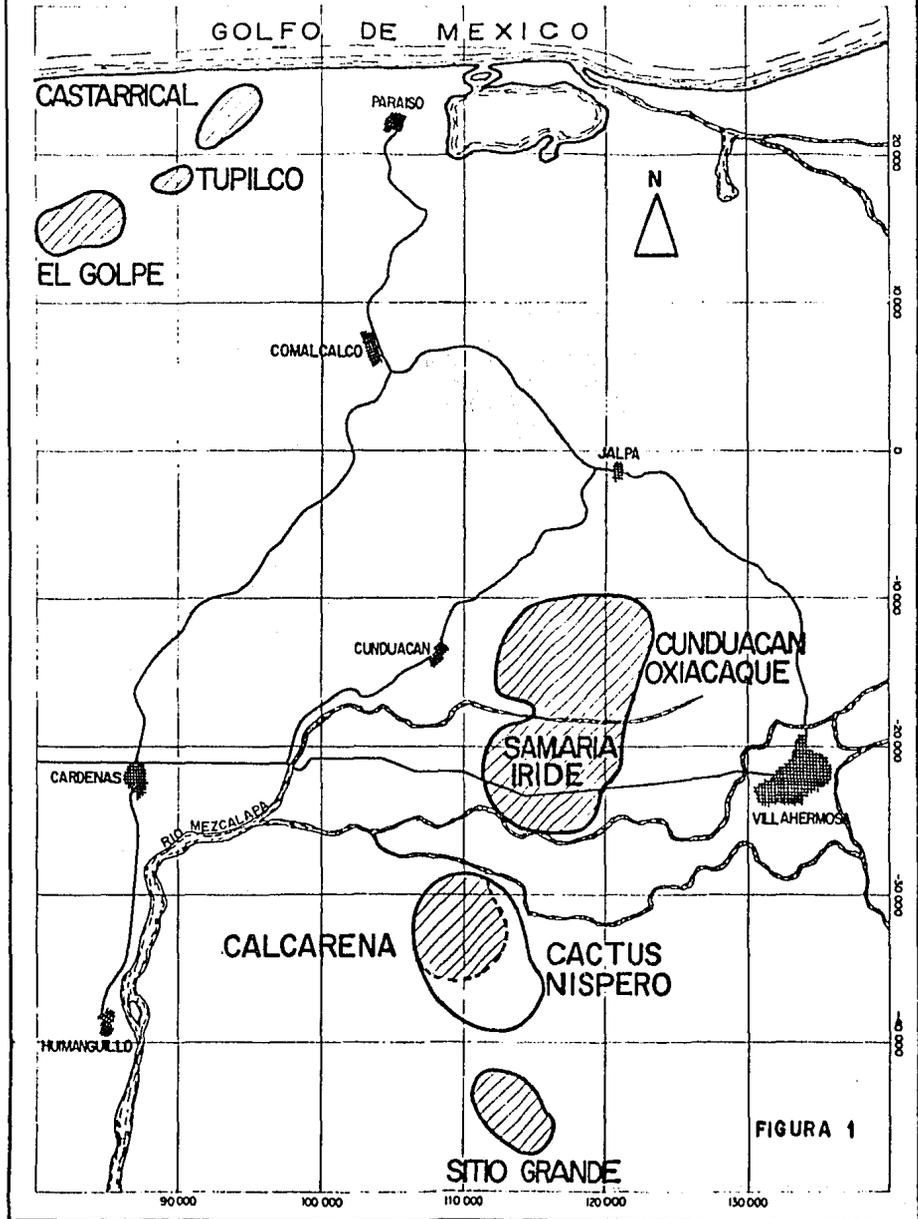
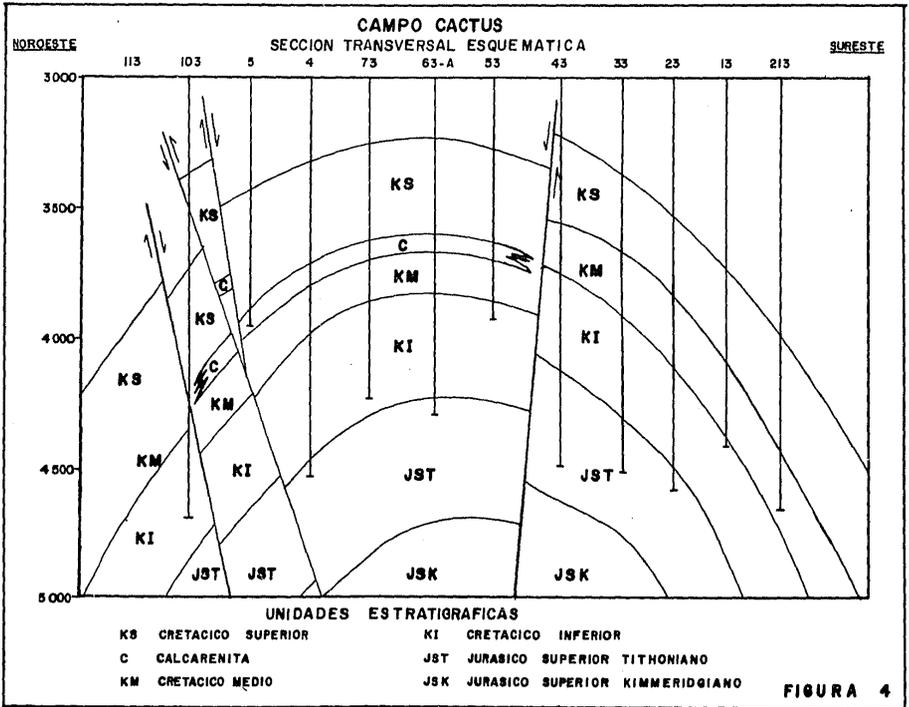


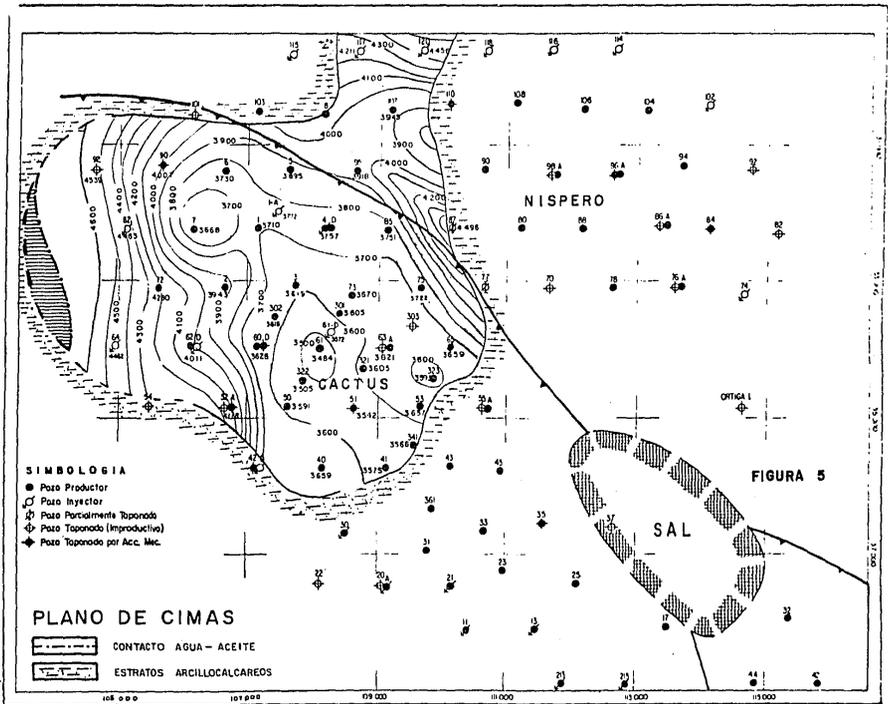
FIGURA 1

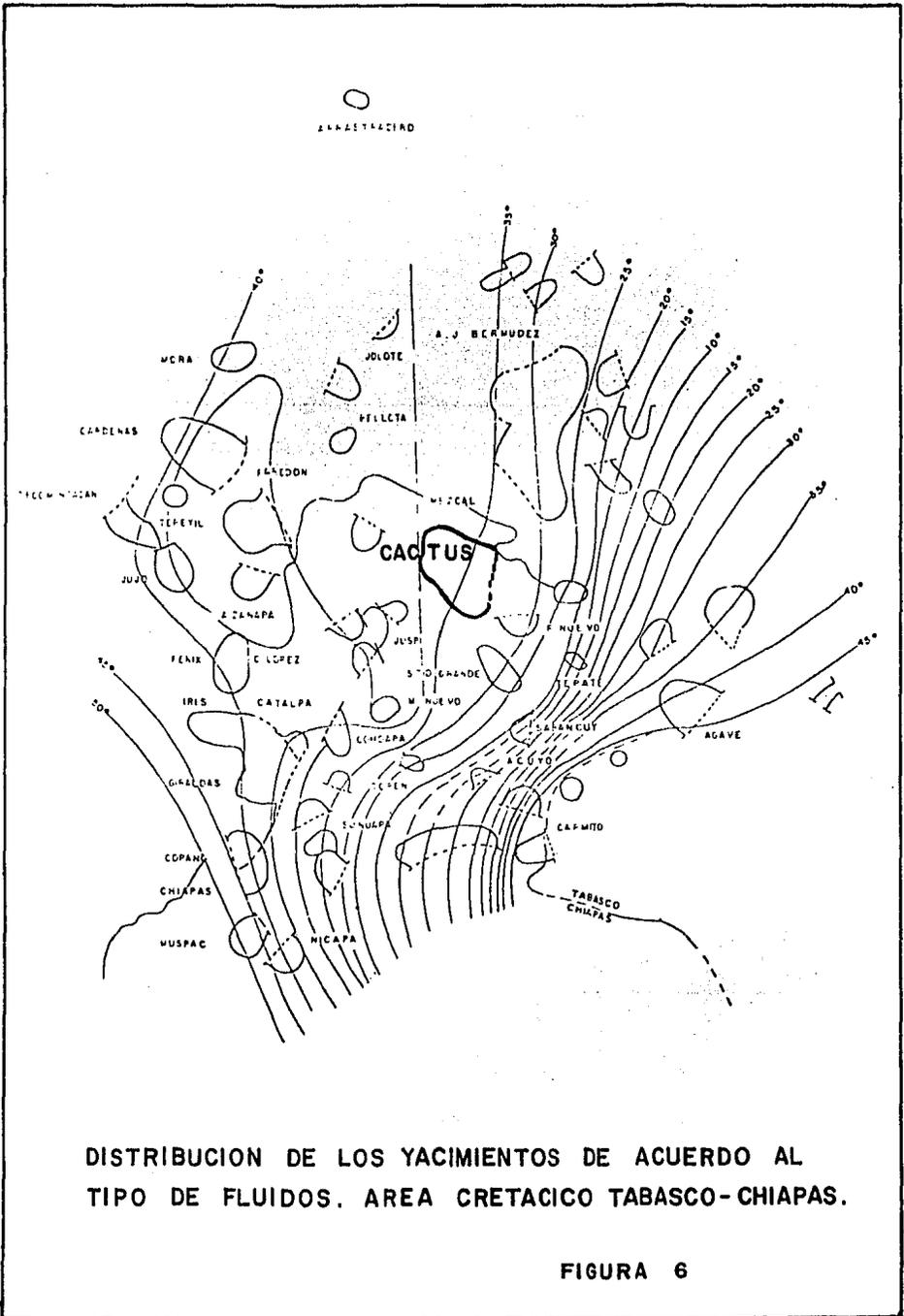
		C O L U M N A T I P O	C A C T U S		N I S P E R O
			S - W	N - E	
M E S O Z O I C O	S U P E R I O R	MEÑEZ	MEÑEZ	MEÑEZ	MEÑEZ
		SAN FELIPE	SAN FELIPE	SAN FELIPE	SAN FELIPE
		AGUA NUEVA	AGUA NUEVA		
	M E D I O	TAMAULIPAS	I TAMAULIPAS		
		SUPERIOR	SUPERIOR	III	III
	I N F E R I O R	TAMAULIPAS	TAMAULIPAS	IV	IV
				TAMAULIPAS V	TAMAULIPAS V
		INFERIOR	INFERIOR	VI	
				VII INFERIOR	INFERIOR
				VIII	
S U P E R I O R			IX		
			X		

TABLA ESTRATIGRAFICA DEL AREA CACTUS - NISPERO²

FIGURA 3







FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE

V S

PRESION

T = 125 °C.

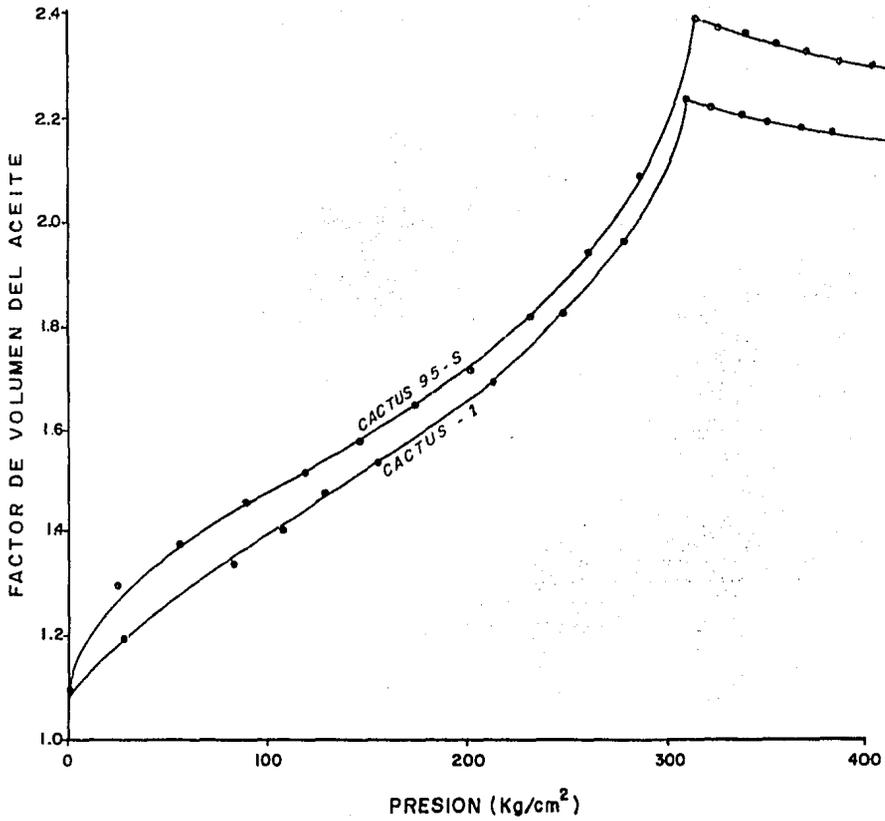


FIGURA 7

VISCOSIDAD DEL ACEITE

VS

PRESION

T= 125 °C.

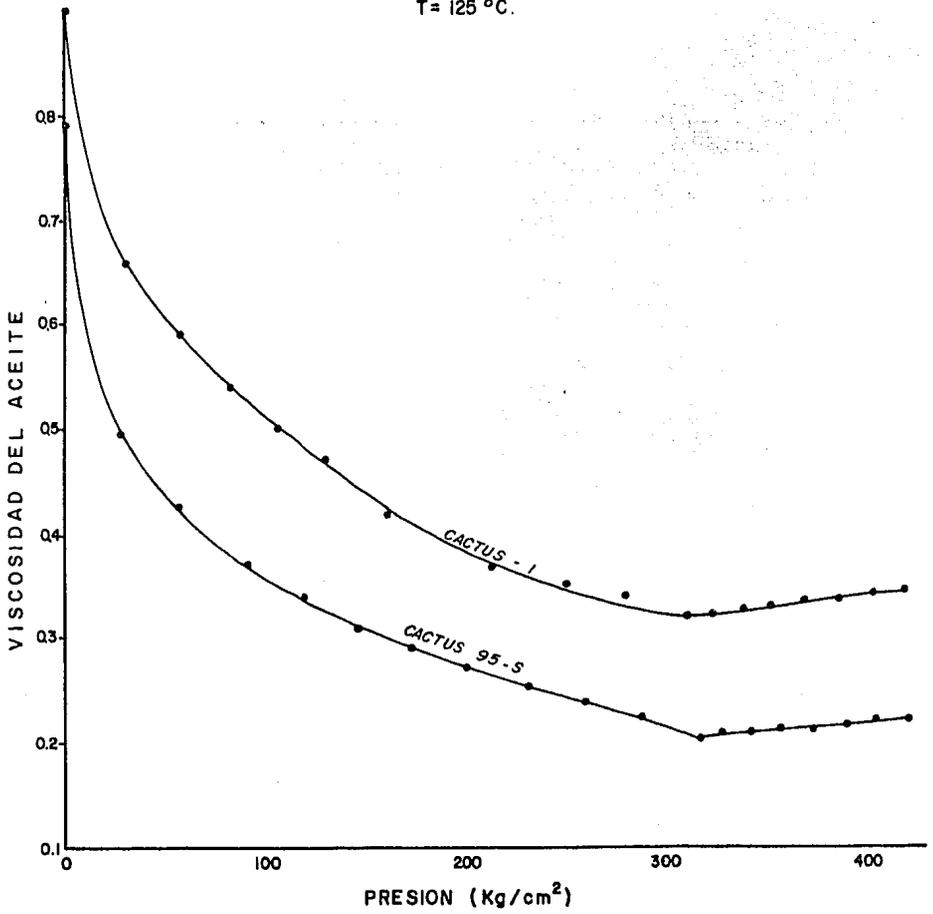


FIGURA 8

RELACION GAS DISUELTO-ACEITE

VS

PRESION

T = 125 °C

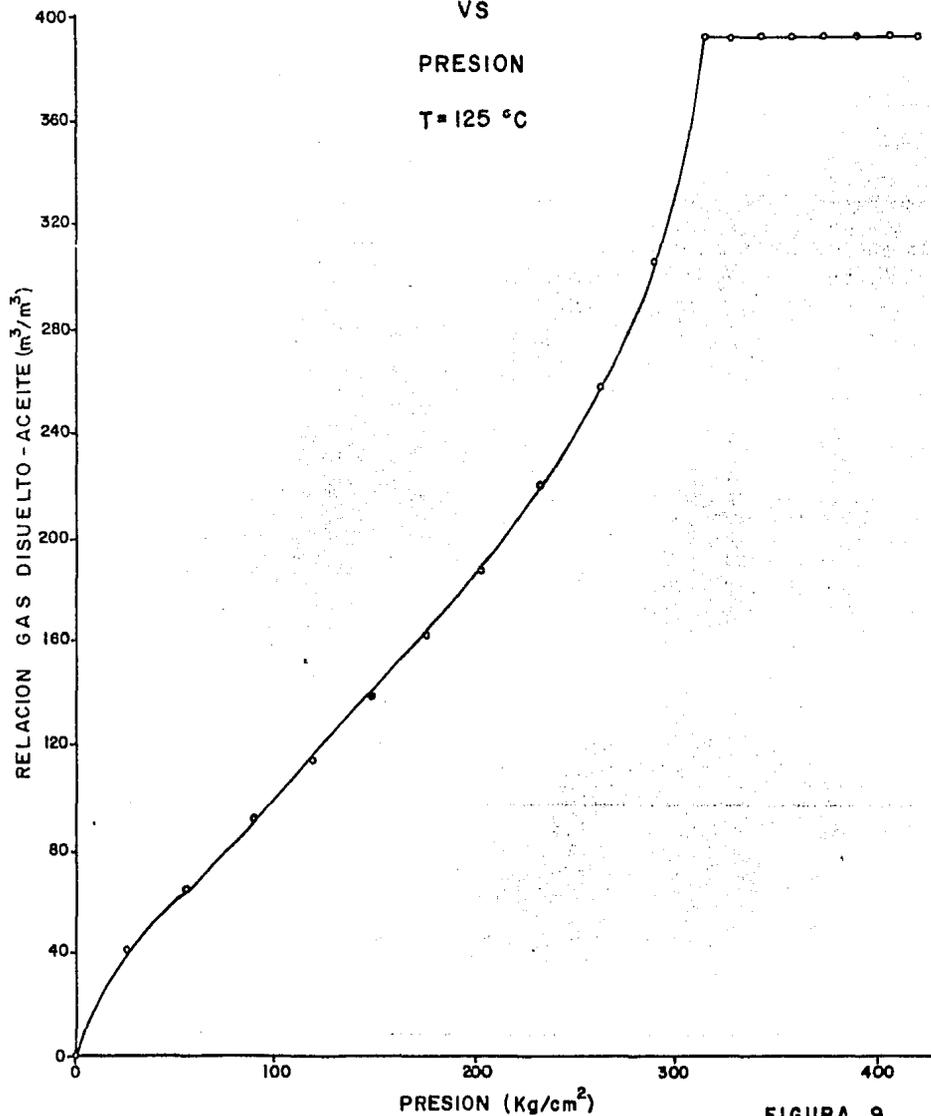


FIGURA 9

HISTORIA DE PRODUCCION E INYECCION

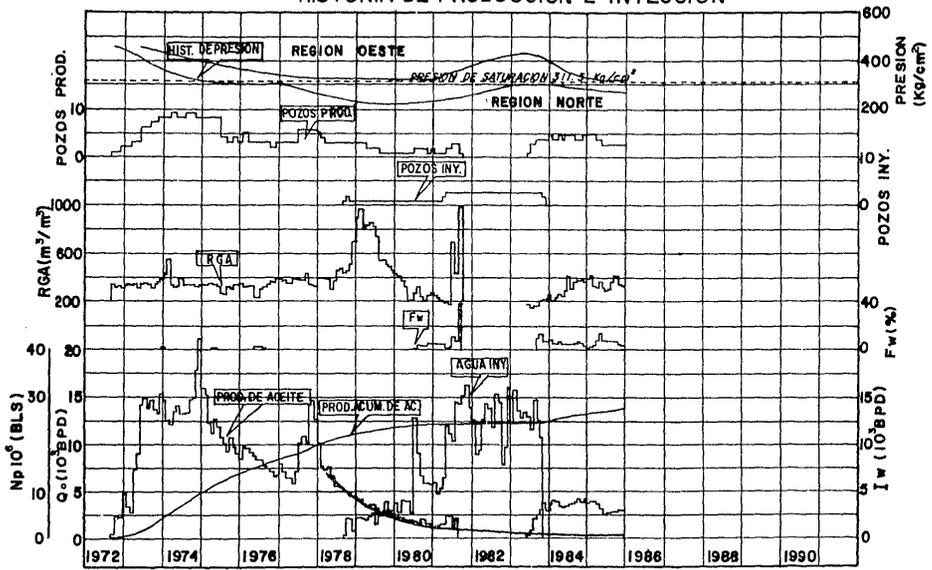
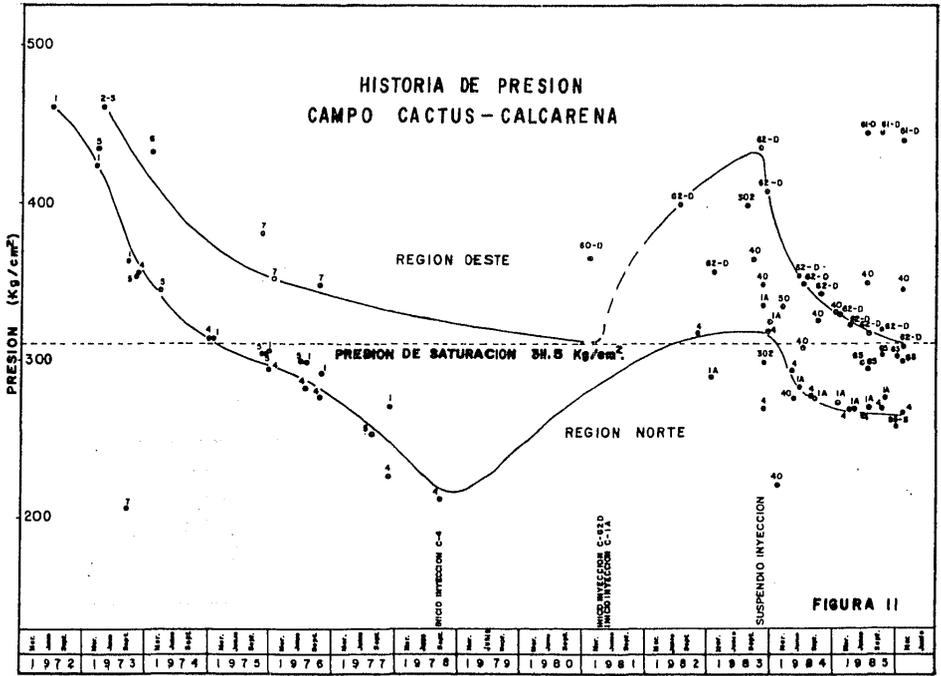
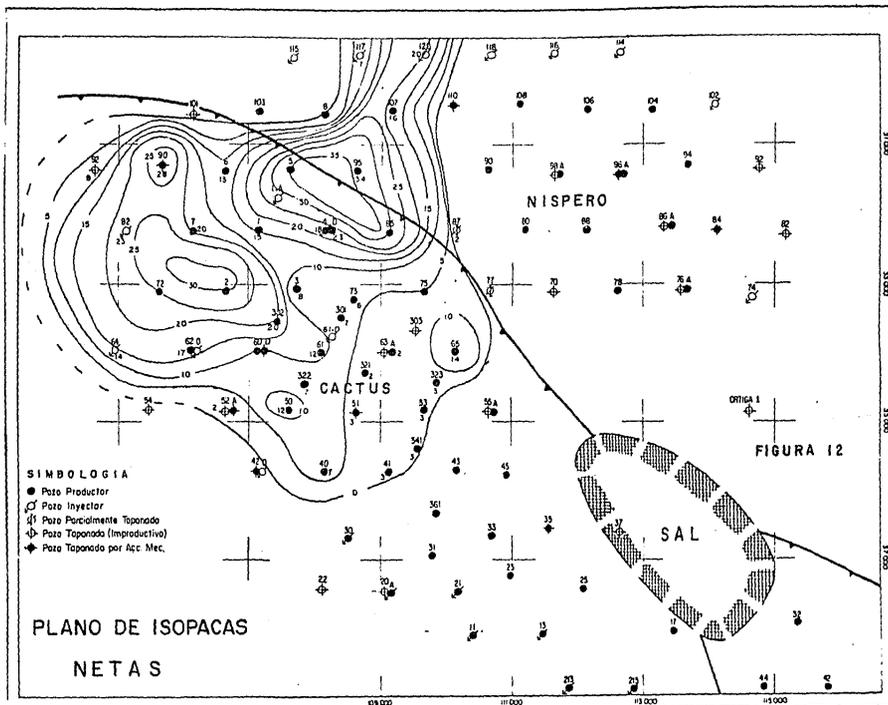
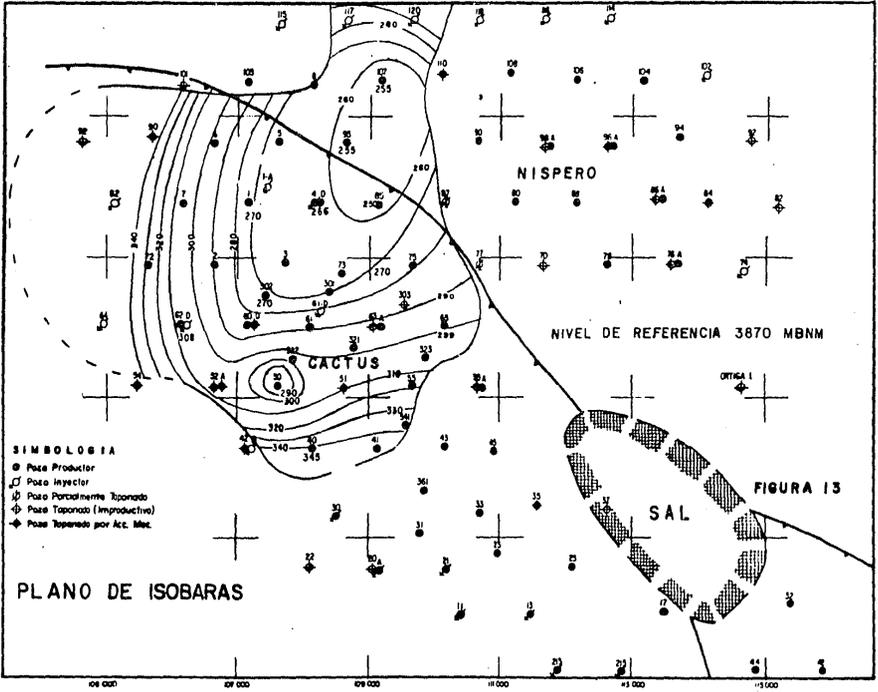


FIGURA 10

HISTORIA DE PRESION CAMPO CACTUS-CALCARENA







POZO PROFUNDO DE CAPTACION.

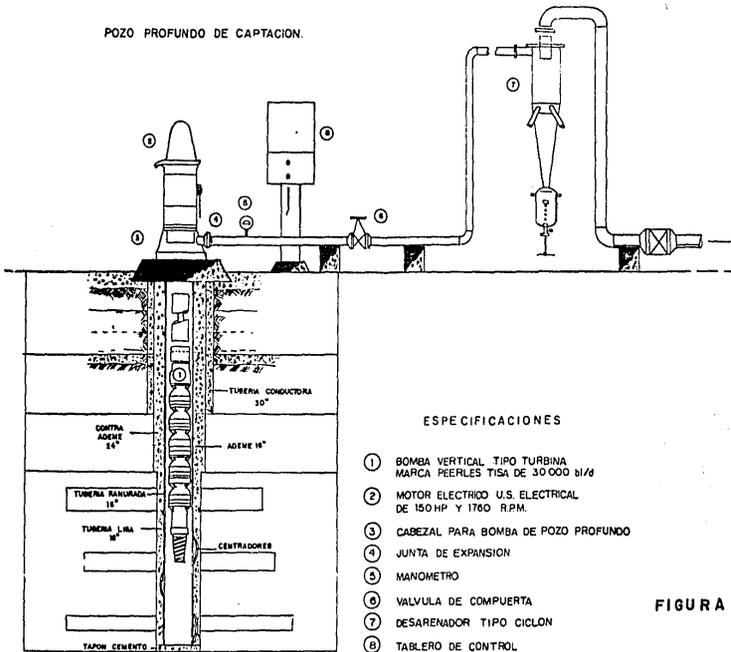
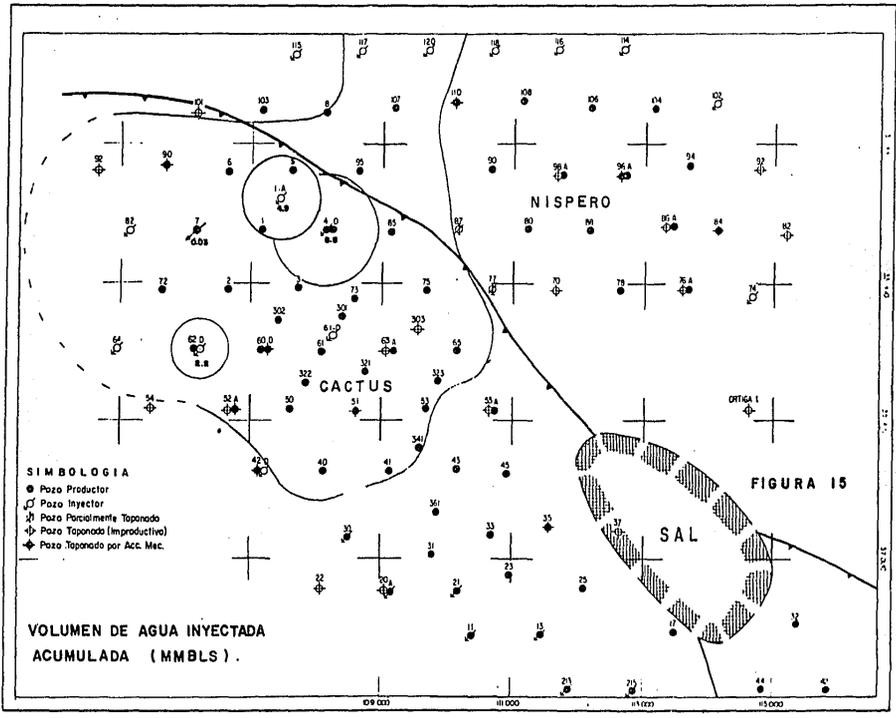
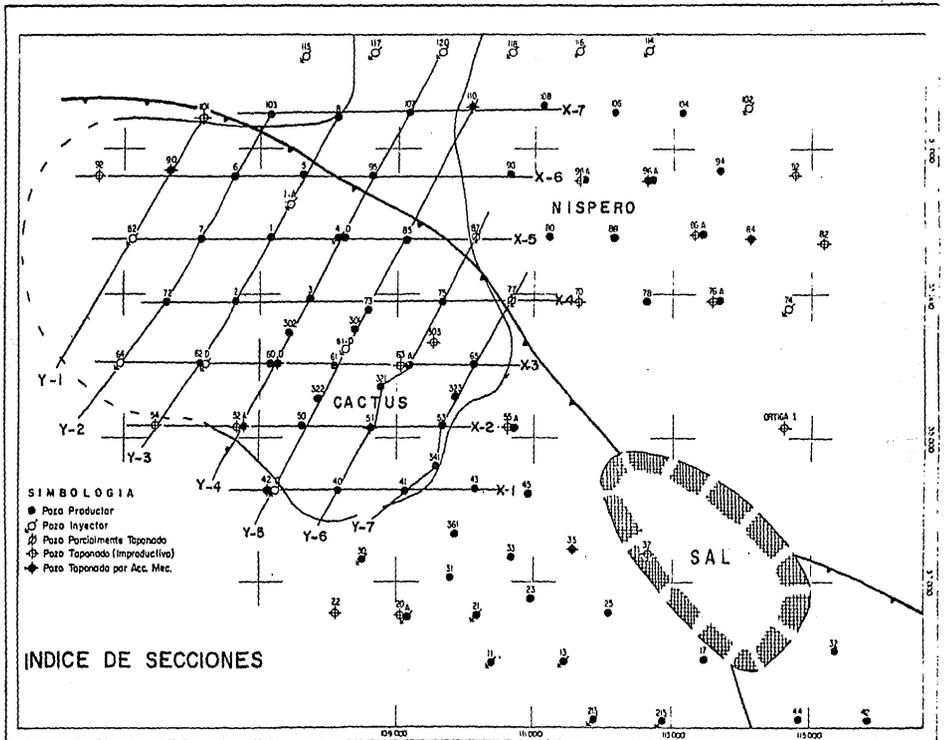
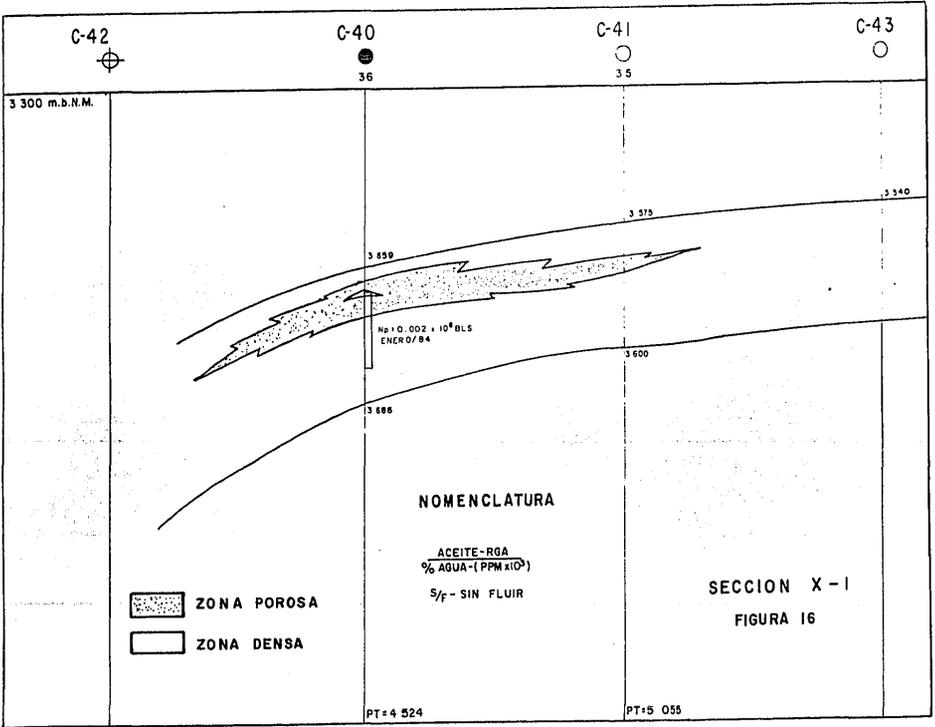
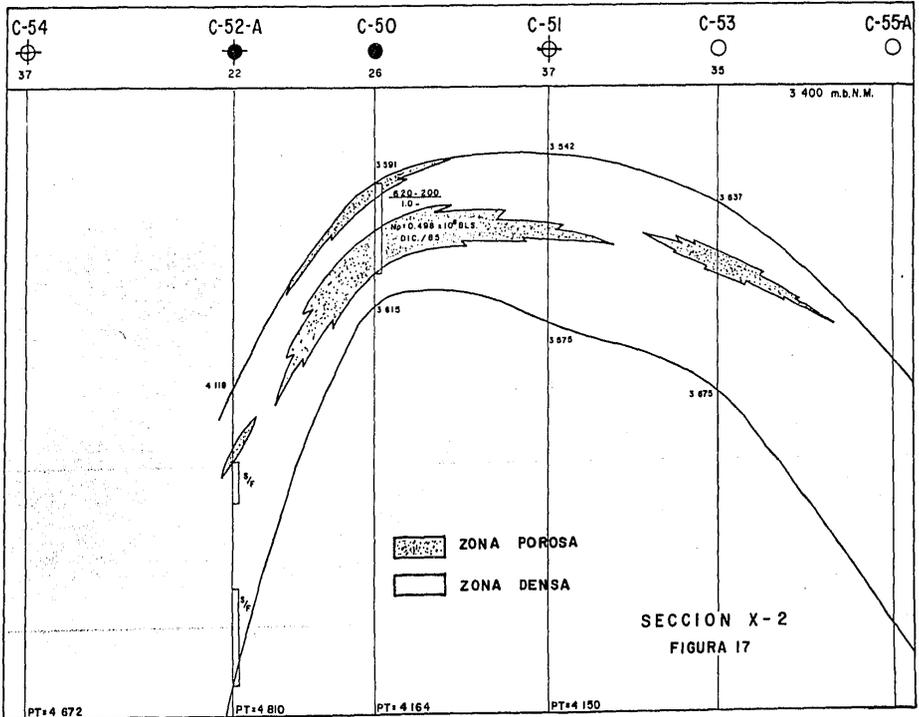


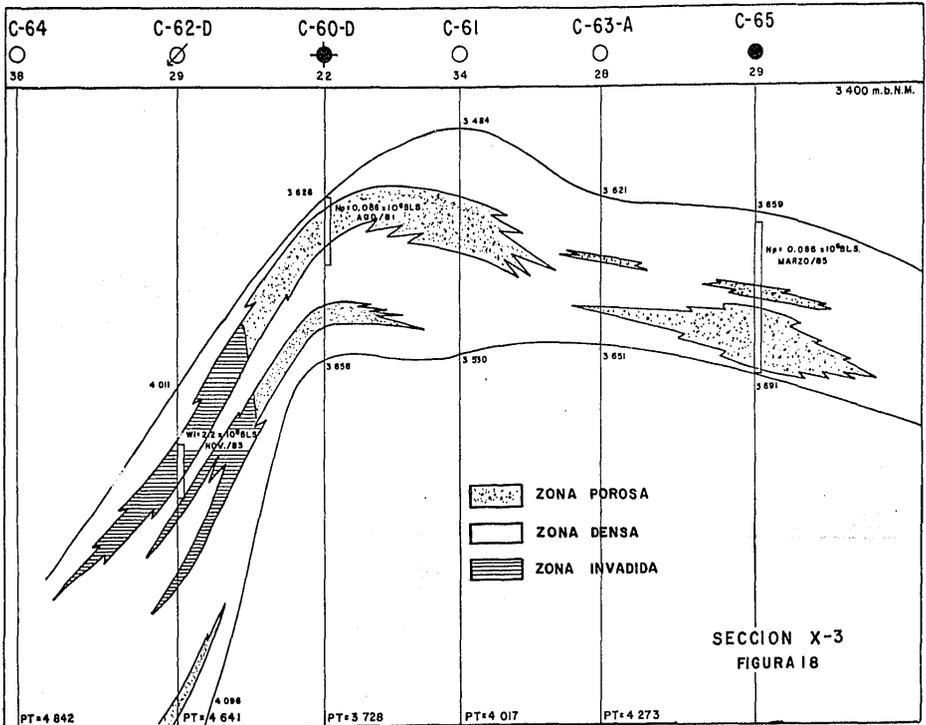
FIGURA 14

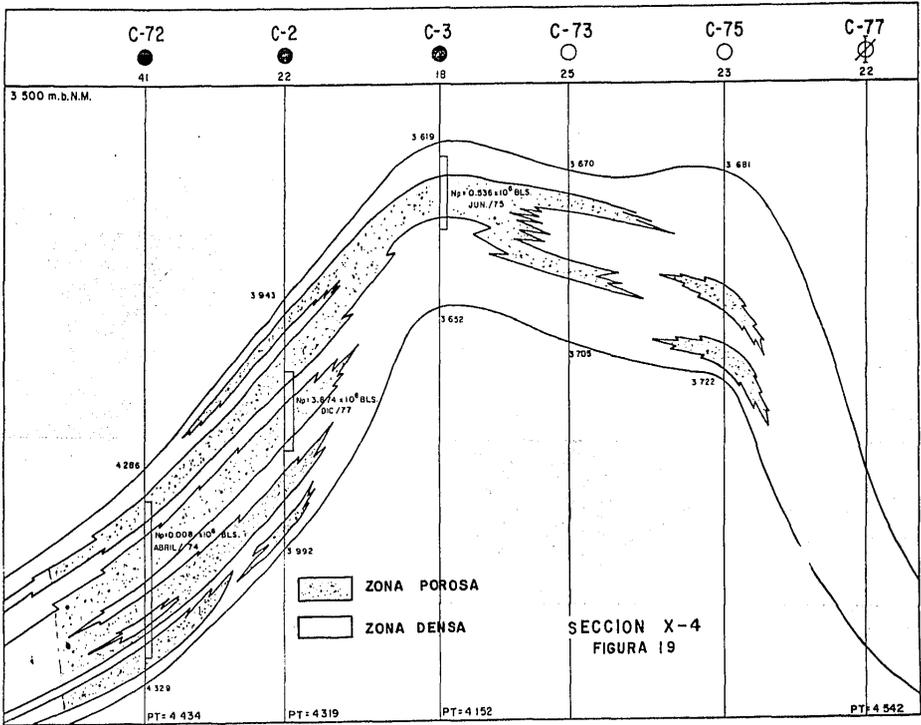


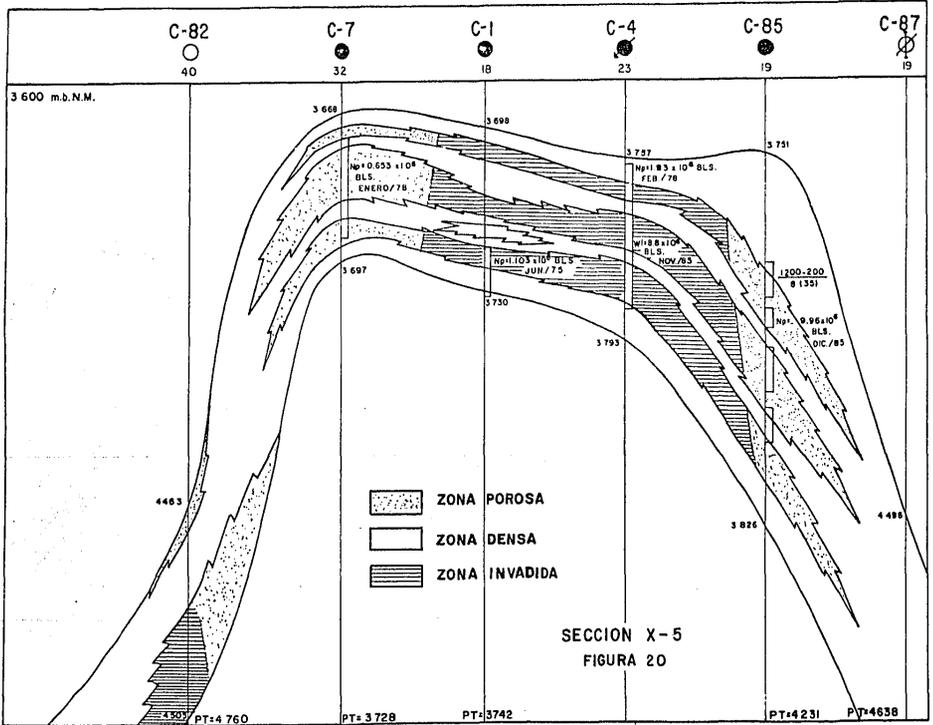


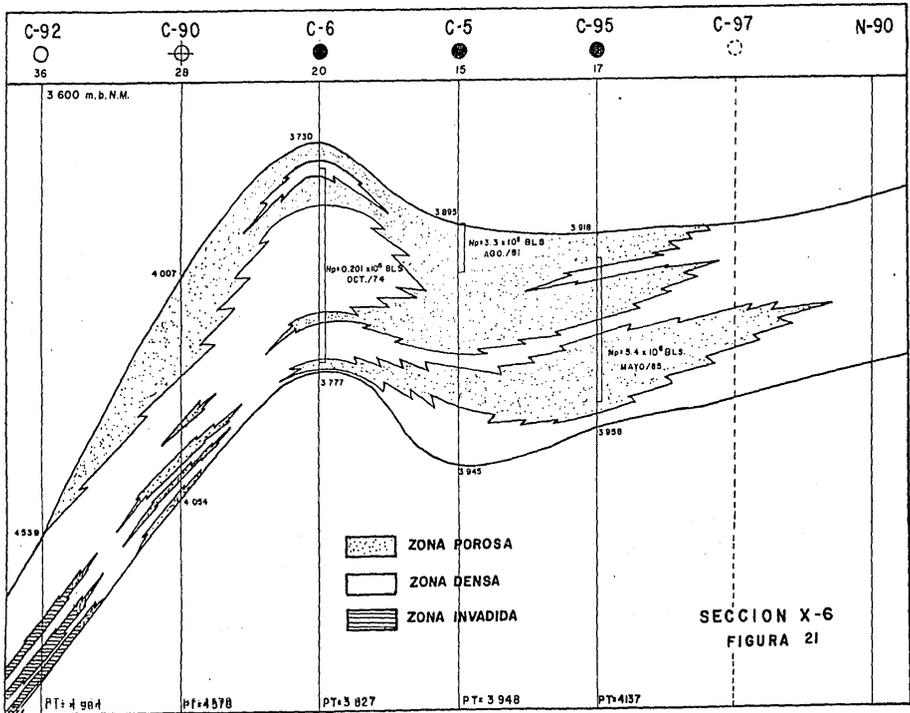


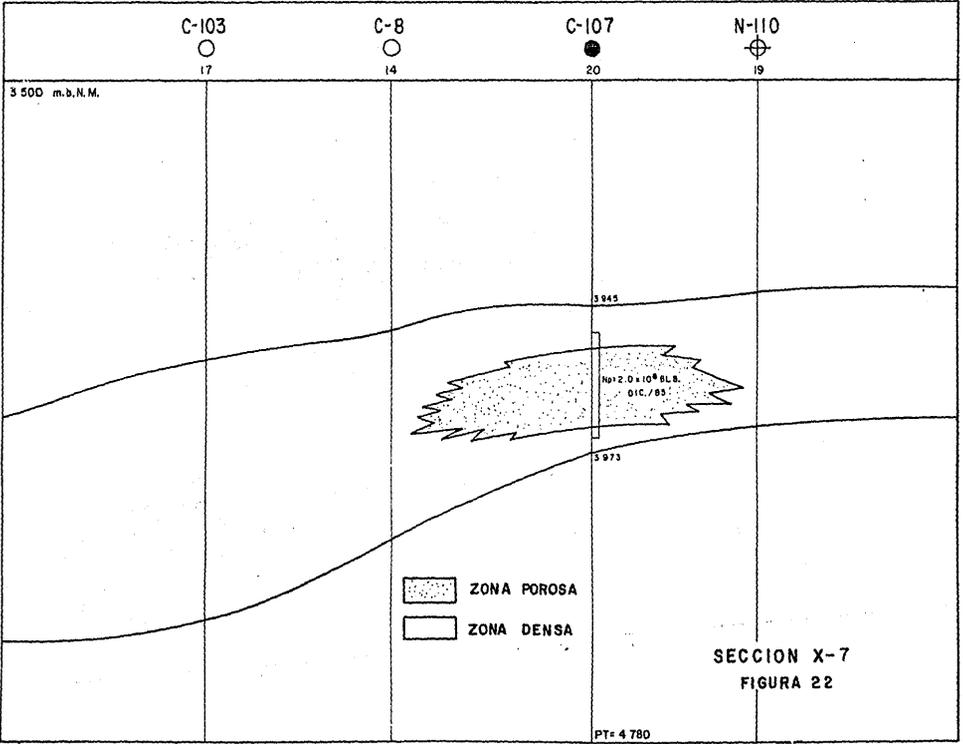


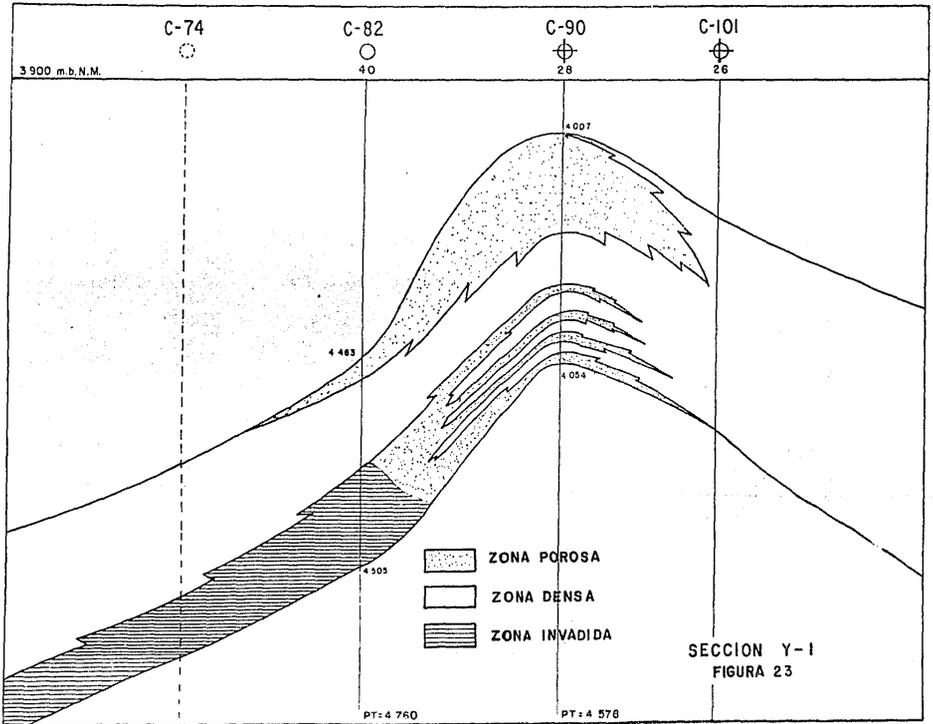


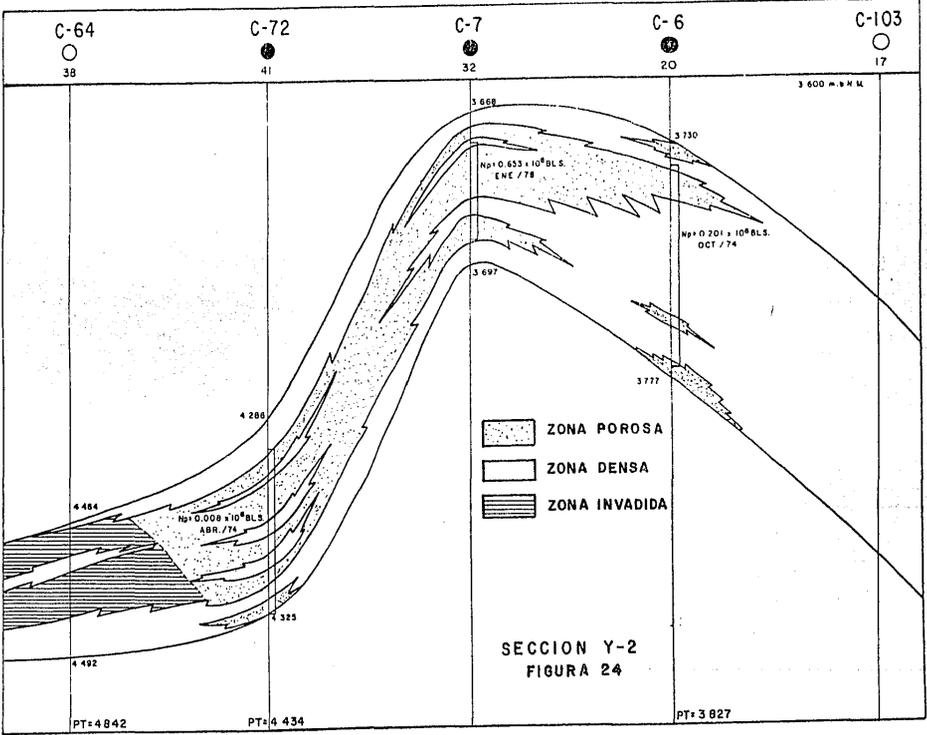


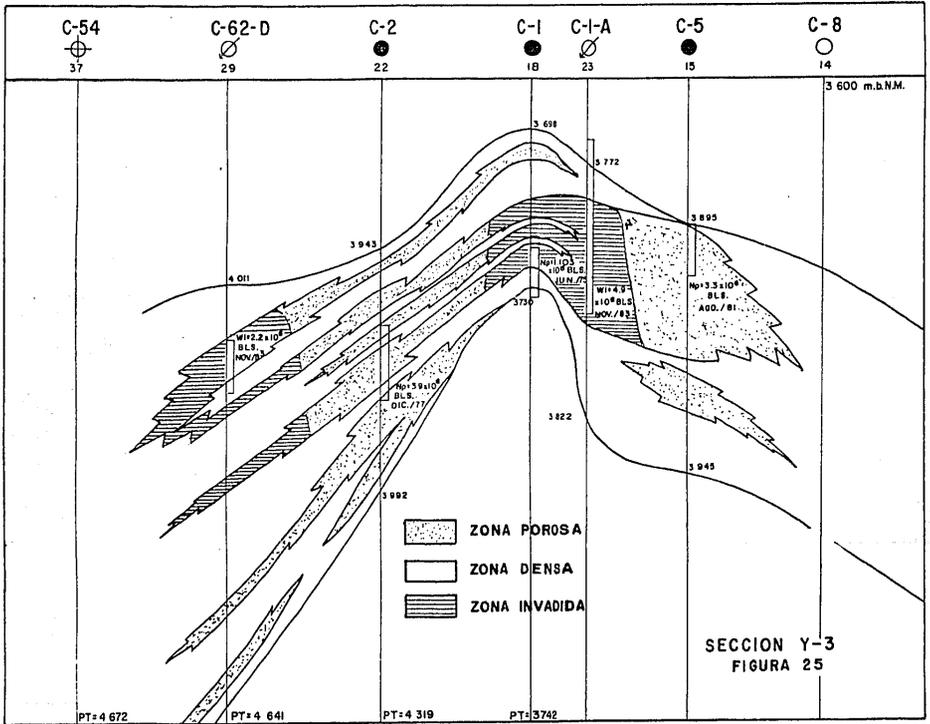


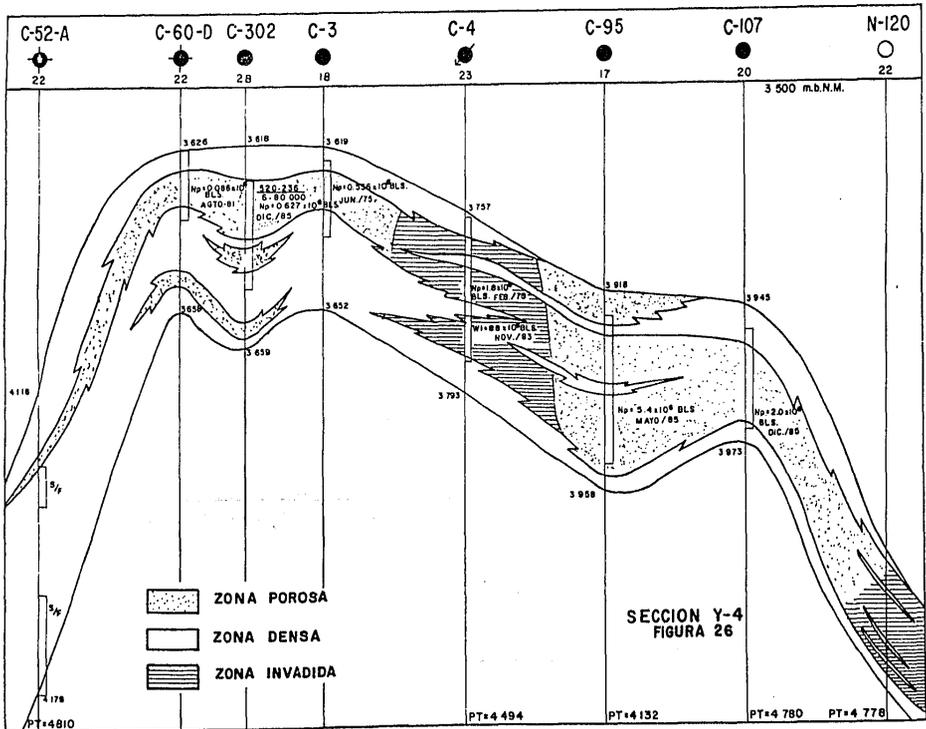


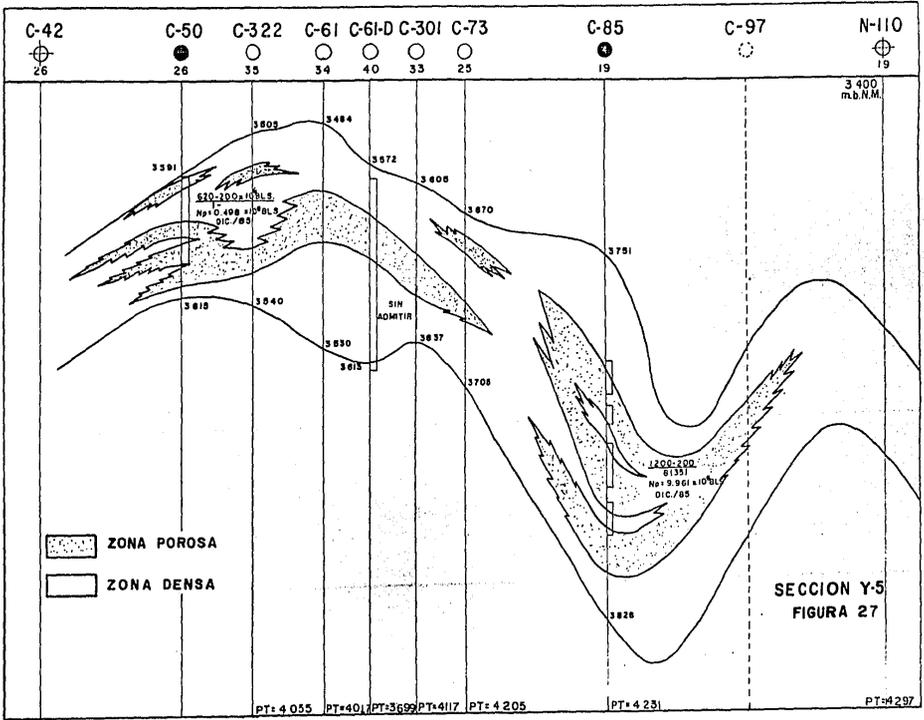


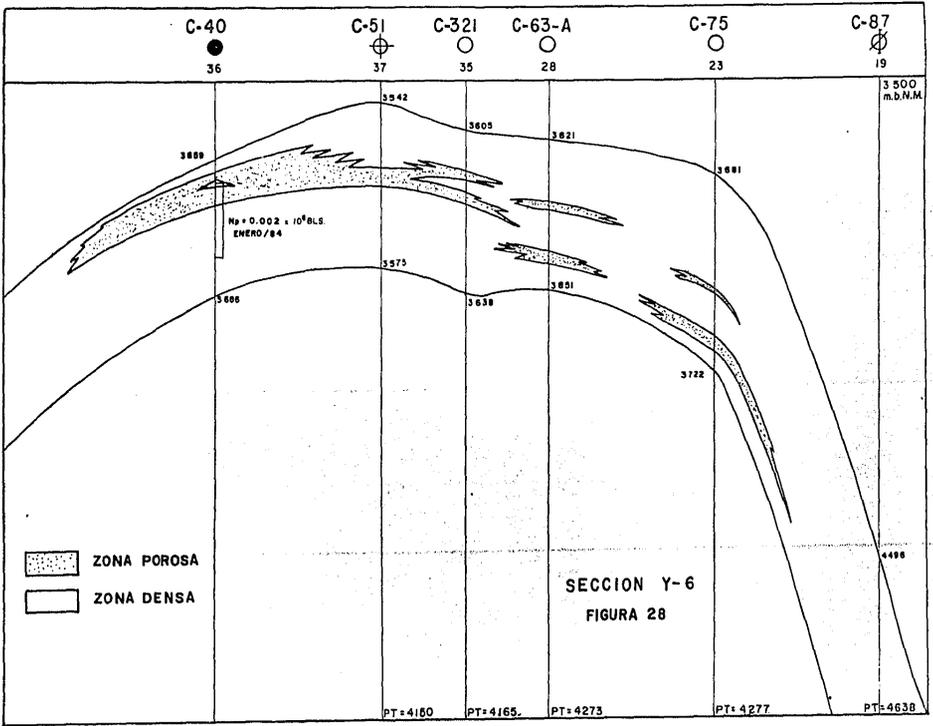


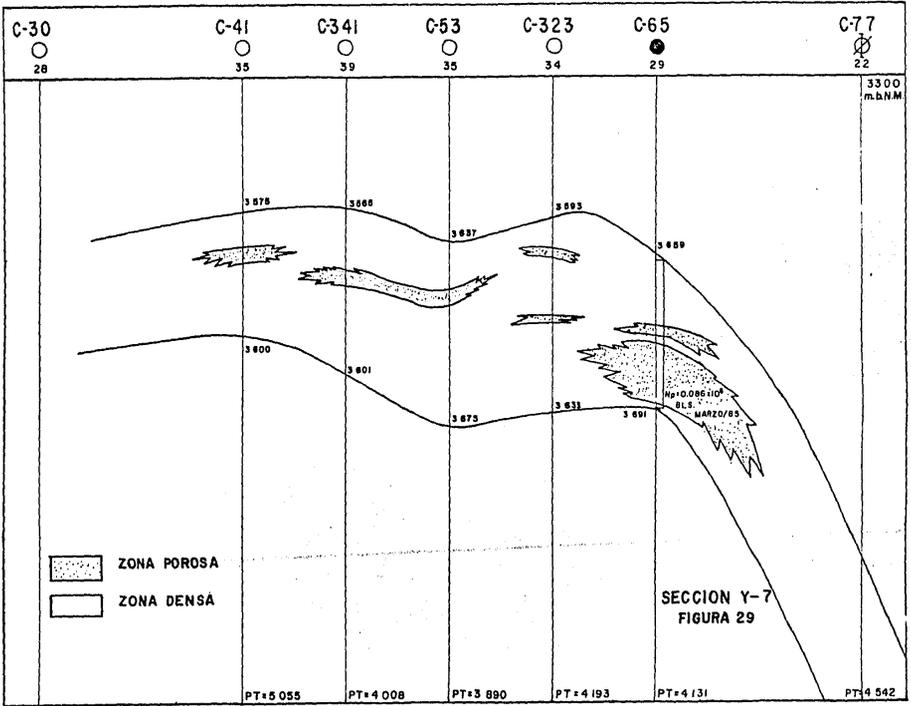


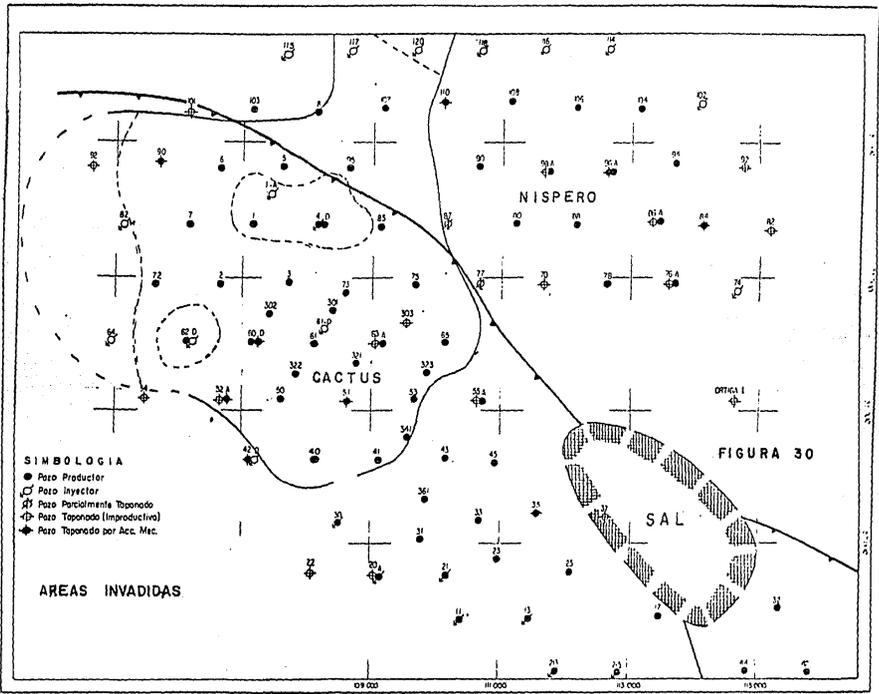


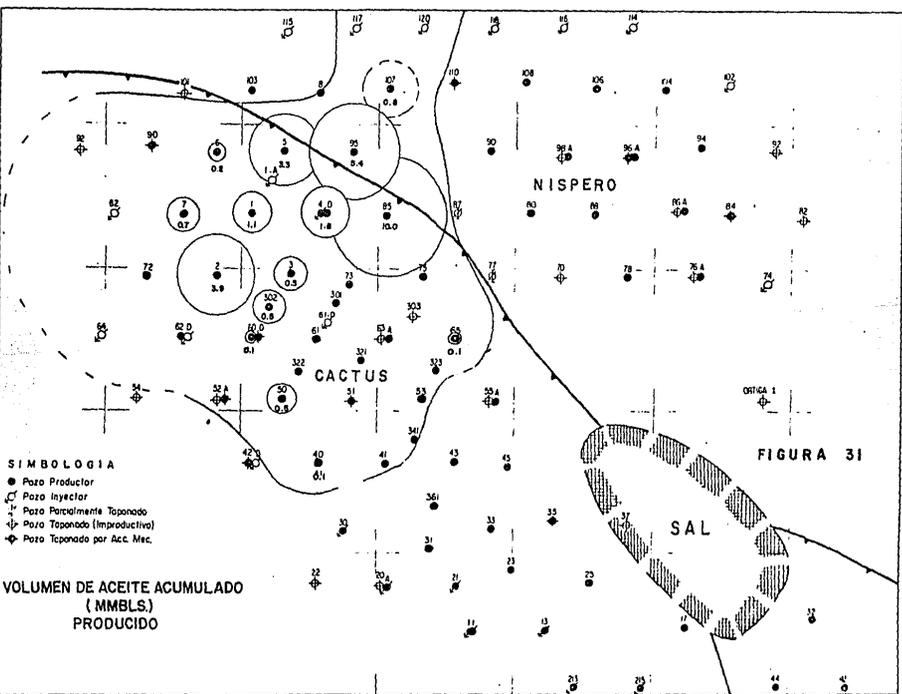
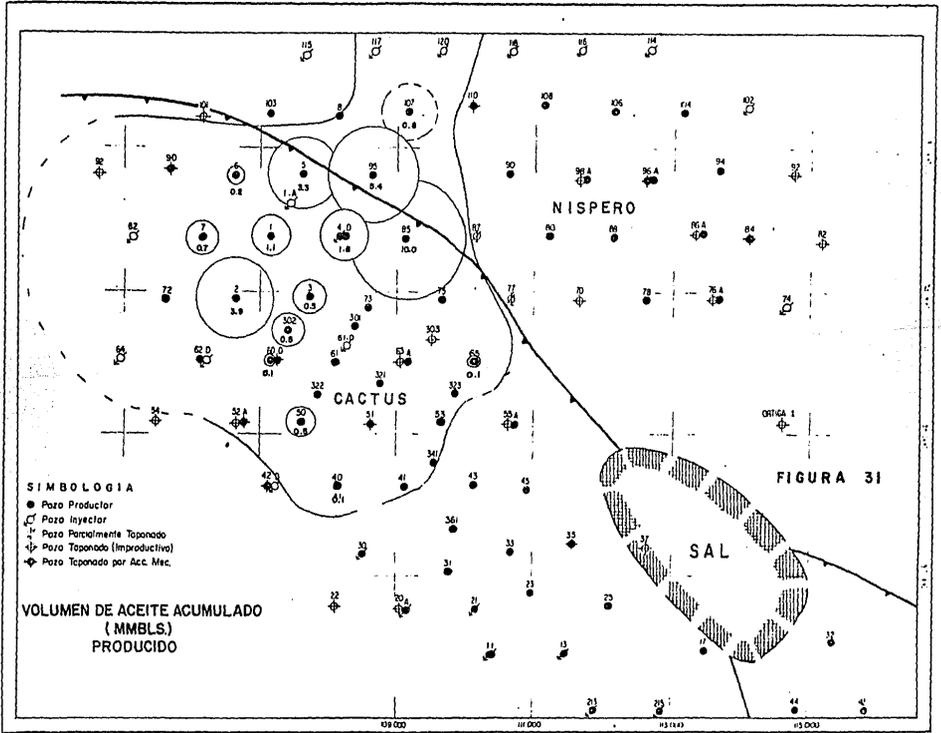












HISTORIA DE PRODUCCION POZO CACTUS 85 S

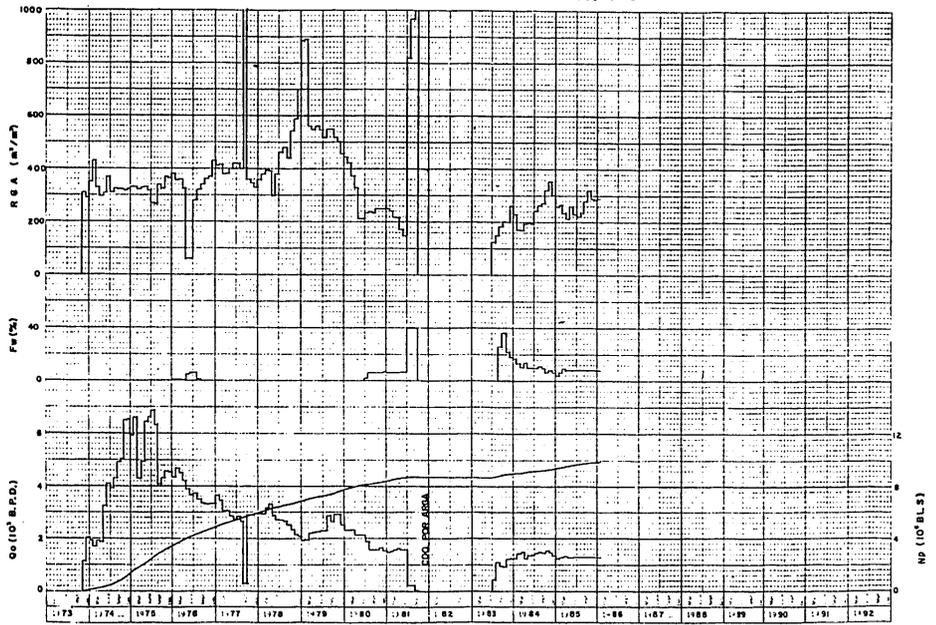


FIGURA 3 2

HISTORIA DE PRODUCCION POZO CACTUS 95 S

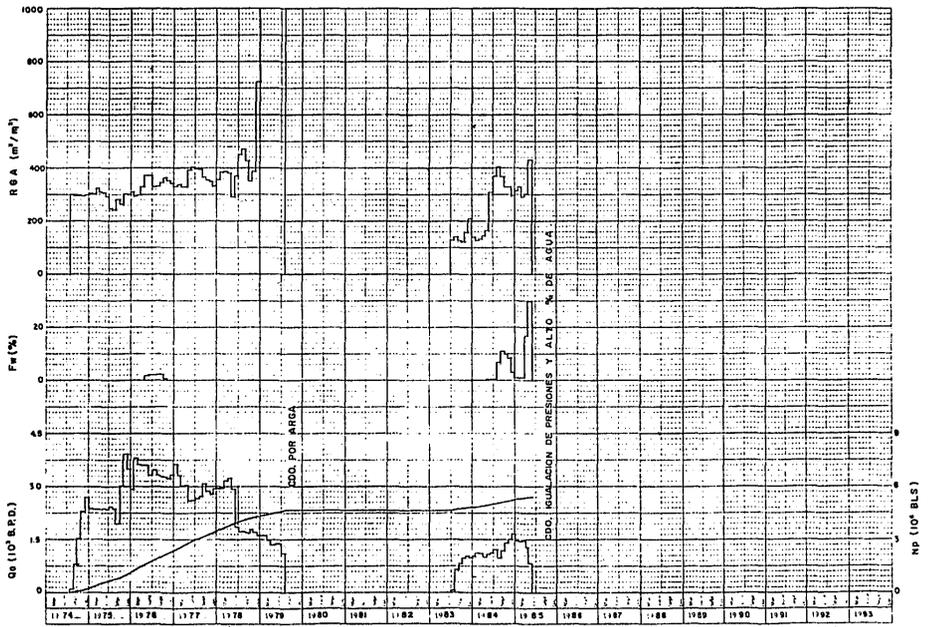


FIGURA 33

HISTORIA DE PRODUCCION

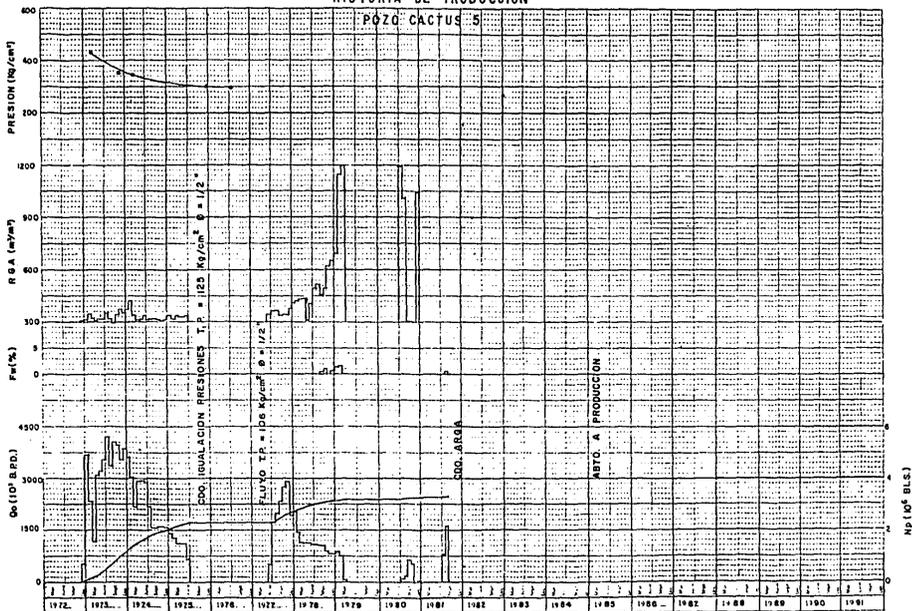


FIGURA 3 4