



T  
553.282  
Z 24

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**"DESARROLLO DE YACIMIENTOS CON ACUIFERO  
COMUN ARENISCA M-1, BLOQUE 16"**

**TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETROLEO**

Presentada por:

**Héctor Zambrano Pazmiño**

**Guayaquil - Ecuador**

**1991**



**BIBLIOTECA**

## A G R A D E C I M I E N T O

- Mi profundo agradecimiento a **CONOCO ECUADOR LTD**, y a su Presidente Edward Davies, por haberme dado todas las facilidades para la realización de esta tesis.
- A J.R. Zamora, Gerente del Departamento de Ingeniería, por el apoyo brindado.
- Al Dr. Boris P. Abad, por la constante guía en la realización de este trabajo.
- Al Ing. Ricardo Gallegos Orta, Director de Tesis por sus valiosos comentarios y por el apoyo brindado.
- A todo el Departamento de Ingeniería de **CONOCO ECUADOR LTD**, por la ayuda prestada.
- A mis compañeros y amigos.

D E D I C A T O R I A

- A MIS PADRES..

*Ricardo Gallegos*

-----  
Ing. Ricardo Gallegos O.  
DECANO DE LA FACULTAD DE  
ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

*Ricardo Gallegos*

-----  
Ing. Ricardo Gallegos O.  
DIRECTOR DE TESIS.

*Heinz Terán*

-----  
Ing. Heinz Terán M.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL.

*Daniel Tapia*

-----  
Ing. Daniel Tapia F.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL.

10/11/12

10/11/12

**DECLARACION EXPRESA**

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

*Hector Zambrano P.*  
-----

HECTOR ZAMBRANO PAZMIÑO.



## RESUMEN

En el presente trabajo se ha realizado un análisis del efecto que una posible interferencia entre los yacimientos de la arenisca M-1 tendría en la recuperación de petróleo, debido a que estos yacimientos serán desarrollados en conjunto y comparten un acuífero común. Debido a la incertidumbre existente con respecto al comportamiento del acuífero, se consideraron dos escenarios de simulación, uno con soporte infinito de acuífero y otro con soporte limitado de acuífero.

Se estudiaron los modelos geológicos y numéricos elaborados, analizando las propiedades petrofísicas y de los fluidos así como la información obtenida del programa exploratorio. Adicionalmente se estudiaron los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, interpretando las varias sensibilidades y elaborando gráficos, perfiles de producción, tablas y mapas de distribución de saturación, etc.

La re-inyección del agua de producción es necesaria para proteger el medio ambiente de la región donde se encuentra el Bloque 16, y para garantizar la integridad de los yacimientos.

En el escenario de soporte infinito de acuífero no se

## VII

observaron efectos de interferencia. Los resultados de las simulaciones indican que el recobro de petróleo es insensible a la ubicación de los pozos inyectoros, por lo tanto la inyección tiene únicamente propósitos de desecho.

En el escenario de soporte limitado de acuífero, se observaron efectos de interferencia entre yacimientos. Esta interferencia es totalmente contrarrestada con el programa de re-inyección propuesto en el Caso 1.



## INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	XI
INDICE DE TABLAS.....	XV
INDICE DE MAPAS.....	XVIII
NOMENCLATURA.....	XX
INTRODUCCION .....	21

### CAPITULO I

#### **GENERALIDADES DEL BLOQUE 16 Y CARACTERISTICAS**

<b>GEOLOGICAS ARENA M-1 .....</b>	<b>23</b>
1.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE 16.....	23
1.1.1 Historia de Conoco Ecuador Ltd.....	23
1.1.2 Ubicación del Bloque 16.....	24
1.2 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS, ARENISCA M-1.....	25
1.2.1 Ambiente de Depositación y Modelo Sedimentológico.....	25
1.3 CARACTERIZACION DE LA ARENISCA.....	28
1.3.1 Geometría del Cuerpo Arenoso.....	28
1.3.2 Propiedades Petrofísicas Regionales del Cuerpo Arenoso.....	29
1.3.3 Propiedades Regionales de los Fluidos del Yacimiento.....	30

## CAPITULO II

<b>PROPIEDADES PETROFISICAS Y DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS.....</b>	32
2.1 ANALISIS DE NUCLEOS .....	32
2.1.1 Análisis Convencional de Núcleos.....	32
2.1.2 Análisis Especial de Núcleos.....	35
2.2 ANALISIS PVT DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO .....	38

## CAPITULO III

<b>ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION.....</b>	41
3.1 ANALISIS DST.....	41
3.1.1 Introduucción.....	41
3.2 EVALUACION Y RESULTADOS.....	42

## CAPITULO IV

<b>CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS Y EL ACUIFERO.....</b>	46
4.1 MODELO GEOLOGICO.....	46
4.1.1 Descripción.....	46
4.1.2 Variaciones Regionales.....	48
4.2 VOLUMEN Y DISTRIBUCION DEL PETROLEO ORIGINAL EN SITIO.....	48
4.3 SUPOSICIONES, INCERTIDUMBRES Y SIMPLIFICACIONES.....	49

## CAPITULO V

<b>DESARROLLO DEL MODELO NUMERICO Y ANALISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>	51
5.1 DESCRIPCION DEL MODELO.....	51
5.1.1 Generalidades.....	51

5.1.2 Estructura.....	52
5.2 PLAN DE DESARROLLO.....	54
5.2.1 Número y Ubicación de pozos.....	54
5.2.2 Petróleo Original En Sitio.....	54
5.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS SIN INYECCION DE AGUA.....	55
5.3.1 Caso de Soporte Infinito de Acuífero.....	55
5.3.2 Caso de Soporte Limitado de Acuífero.....	57
5.4 CONSIDERACIONES PARA LA INYECCION DE AGUA.....	58
5.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS CON INYECCION DE AGUA.....	59
5.5.1 Caso de Soporte Infinito de Acuífero.....	59
5.5.2 Caso de Soporte Limitado de Acuífero.....	61
5.6 UBICACION DE POZOS INYECTORES.....	62
CONCLUSIONES.....	63
RECOMENDACIONES.....	65
FIGURAS.....	67
TABLAS.....	97
MAPAS.....	139
BIBLIOGRAFIA.....	158



## INDICE DE FIGURAS

- Fig.(1.1) Mapa Petrolero del Ecuador.
- Fig.(1.2) Distribución de los Yacimientos, Bloque 16.
- Fig.(1.3) Modelo Sedimentológico de la Arenisca M-1.
- Fig.(1.4) Superposición Delta Moderno y Bloque 16.
- Fig.(2.1) Amo-1 M-1 Principal, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(2.2) Amo-2 M-1 Principal, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(2.3) Daimi M-1 Principal, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(2.4) Daimi M-1 Inferior, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(2.5) Ginta y Nashiño M-1 Principal, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(2.6) Ginta y Nashiño M-1 Inferior, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(2.7) Iro M-1 Principal e Inferior y Amo-02 M-1 Inferior, Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua.
- Fig.(4.1) Sección Transversal Estructural, Amo-Daimi-Ginta. Napo "M-1".
- Fig.(5.1) AMO "M-1", Producción Diaria y Presión promedio Caso Base con Acuífero Infinito.

- Fig.(5.2) AMO "M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.3) DAIMI "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.4) DAIMI "M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.5) GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.6) GINTA "M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.7) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.8) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.9) AMO "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.10) AMO "M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.11) DAIMI "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.12) DAIMI "M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.13) GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.14) GINTA "M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.15) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 1 con Acuífero Infinito.

- Fig.(5.16) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.17) AMO "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.18) AMO "M-1", Producción Acumulada. Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.19) DAIMI "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.20) DAIMI "M-1", Producción Acumulada. Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.21) GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.22) GINTA "M-1", Producción Acumulada. Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.23) AMO-DAIMI-GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 2 con Acuífero Infinito
- Fig.(5.24) AMO-DAIMI-GINTA "M-1", Producción Acumulada. Caso 2 con Acuífero Infinito.
- Fig.(5.25) AMO "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.26) AMO "M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.27) DAIMI "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.28) DAIMI "M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.29) GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso Base con Acuífero Limitado.

- Fig.(5.30) GINTA "M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.31) AMO-DAIMI-GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.32) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Acumulada. Caso Base con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.33) AMO "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.34) AMO "M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.35) DAIMI "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.36) DAIMI "M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.37) GINTA "M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.38) GINTA "M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.39) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Diaria y Presión Promedio. Caso 1 con Acuífero Limitado.
- Fig.(5.40) AMO-DAIMI-GINTA."M-1", Producción Acumulada. Caso 1 con Acuífero Limitado.

## INDICE DE TABLAS

- I Parametros de los Yacimientos, Arenisca M-1
- II Propiedades y Características de la Arenisca M-1, Modelo Regional.
- III-A Permeabilidades Relativas. Amo-1, M-1 Principal.
- III-B Permeabilidades Relativas. Amo-2, M-1 Principal.
- III-C Permeabilidades Relativas. Daimi , M-1 Principal.
- III-D Permeabilidades Relativas. Daimi , M-1 Inferior .
- III-E Permeabilidades Relativas. Ginta y Nashiño, M-1 Principal.
- III-F Permeabilidades Relativas. Ginta y Nashiño, M-1 Inferior.
- III-G Permeabilidades Relativas. Iro , M-1 Principal e Inferior, Amo-2 M-1 Inferior.
- IV-A AMO-1 "M-1" , Datos PVT.
- IV-B AMO-2 "M-1" , Datos PVT.
- IV-C DAIMI "M-1" , Datos PVT
- IV-D GINTA-IRO-NASHIÑO "M-1", Datos PVT.
- V Resultados de Pruebas de Presión.
- VI Volumen y Distribución del Petróleo Original en Sitio. Modelo Geológico.
- VII Constantes del Yacimiento y de los Fluidos.
- VIII Regiones de Equilibrio.
- IX Comparación del Petróleo Original En Sitio.
- X-A Ubicación de Pozos Productores.

- X-B Ubicación de Pozos Inyectores.
- XI-A Amo M-1, Caso Base con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación) .
- XI-B Daimi M-1, Caso Base con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación).
- XI-C Ginta M-1, Caso Base con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación).
- XI-D Amo-Daimi-Ginta."M-1", Caso Base con Acuífero Infinito. (Resultados de Simulación).
- XII-A Amo M-1, Caso 1 con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación) .
- XII-B Daimi M-1, Caso 1 con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación).
- XII-C Ginta M-1, Caso 1 con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación).
- XII-D Amo-Daimi-Ginta."M-1", Caso 1 con Acuífero Infinito. (Resultados de Simulación).
- XIII-A Amo M-1, Caso 2 con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación) .
- XIII-B Daimi M-1, Caso 2 con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación).
- XIII-C Ginta M-1, Caso 2 con Acuífero Infinito.  
(Resultados de Simulación).
- XIII-D Amo-Daimi-Ginta."M-1", Caso 2 con Acuífero Infinito. (Resultados de Simulación).
- XIV-A Amo M-1, Caso Base con Acuífero Limitado.  
(Resultados de Simulación) .
- XIV-B Daimi M-1, Caso Base con Acuífero Limitado.  
(Resultados de Simulación).

XVII

- XIV-C Ginta M-1, Caso Base con Acuífero Limitado.  
(Resultados de Simulación).
- XIV-D Amo-Daimi-Ginta."M-1", Caso Base con Acuífero  
Limitado. (Resultados de Simulación).
- XV-A Amo M-1, Caso 1 con Acuífero Limitado.  
(Resultados de Simulación) .
- XV-B Daimi M-1, Caso 1 con Acuífero Limitado.  
(Resultados de Simulación).
- XV-C Ginta M-1, Caso 1 con Acuífero Limitado.  
(Resultados de Simulación).
- XV-D Amo-Daimi-Ginta."M-1", Caso 1 con Acuífero  
Limitado. (Resultados de Simulación).
- XVI Comparación de Producción Acumulada @ 2026.

## INDICE DE MAPAS

- I UBICACION DE POZOS PRODUCTORES. M-1 PRINCIPAL.
- II UBICACION DE POZOS PRODUCTORES. M-1 INFERIOR.
- III UBICACION DE POZOS INYECTORES CASO 1. M-1 PRINCIPAL.
- IV UBICACION DE POZOS INYECTORES CASO 1. M-1 INFERIOR.
- V UBICACION DE POZOS INYECTORES CASO 2. M-1 PRINCIPAL.
- VI UBICACION DE POZOS INYECTORES CASO 2. M-1 INFERIOR.
- VII MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 06/02/1993 M-1 PRINCIPAL
- VIII MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 06/02/1993 M-1 INFERIOR.
- IX MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1  
PRINCIPAL. CASO BASE ACUIFERO INFINITO.
- X MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1 INFERIOR.  
CASO BASE ACUIFERO INFINITO.
- XI MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1  
PRINCIPAL. CASO 1 ACUIFERO INFINITO.
- XII MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1 INFERIOR.  
CASO 1 ACUIFERO INFINITO.
- XIII MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1  
PRINCIPAL. CASO 2 ACUIFERO INFINITO.
- XIV MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1 INFERIOR.  
CASO 2 ACUIFERO INFINITO.
- XV MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1  
PRINCIPAL. CASO BASE ACUIFERO LIMITADO.
- XVI MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1 INFERIOR.  
CASO BASE ACUIFERO LIMITADO.
- XVII MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1  
PRINCIPAL. CASO 1 ACUIFERO LIMITADO.
- XVIII MAPA DE SATURACION DE AGUA @ 01/01/2026 M-1  
INFERIOR. CASO 1 ACUIFERO LIMITADO.



## NOMENCLATURA

$\phi$	Porosidad, fracción.
K	Permeabilidad, milidarcys.
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo, fracción.
Krw	Permeabilidad relativa al agua, fracción.
Krg	Permeabilidad relativa al gas, fracción.
KX	Permeabilidad horizontal, milidarcys.
KZ	Permeabilidad vertical, milidarcys.
Sw	Saturación de agua, fracción.
Pc	Presión Capilar, lpca
Pcwo	Presión Capilar agua-petróleo.
Pb	Presión de burbuja o de saturación, lpca
Rs	Solubilidad del Petróleo, BN/PCN.
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo, Bbl/BN.
Bg	Factor Volumérico del gas, MPCN/Bbl.
$\mu_o$	Viscosidad del Petróleo, centipoise.
GR	Gravedad Específica del gas.
DST	Drill Stem Test (Prueba de Presión).
LKO	Lowest Known Oil (Nivel más bajo de Petróleo)
LCC	Lowest Considered Contact (Punto de Cierre de la Estructura).
CAP	Contacto Agua-Petróleo, pies.
POES	Petróleo Original En Sitio.

h	Espesor, pies.
Koho/ $\mu$ o	Transmisibilidad al petróleo, md-pie/cp.
S	Daño de la formación.
Rinv.	Radio de investigación, pies.
PI	Indice de Productividad, BPPD/lpc.
DWB	Densidad del agua, gr/cc.
BWI	Factor Volumétrico del agua de formación.
VW	Viscosidad del agua, cp.
CW	Compresibilidad del agua, lpc-1.
CR	Compresibilidad de la roca, lpc-1.
TRES	Temperatura del Yacimiento, °F.

## INTRODUCCION

La predicción de la producción de los yacimientos siempre ha sido el objeto de estudio más importante de la Ingeniería de Petróleos ya que de la cantidad de petróleo recuperado depende el desarrollo o no de un determinado proyecto. Existen algunos métodos para predecir el comportamiento de los yacimientos, siendo en la actualidad el más usado el de el desarrollo de modelos numéricos.

La construcción de modelos numéricos es la representación mediante ecuaciones de un modelo geológico ya desarrollado que está sujeto a diferentes condiciones como a procesos físicos que ocurren en los yacimientos como son conservación de masa y energía , flujo de fluídos en medios porosos, equilibrio vertical, etc. Las ecuaciones que rigen el estudio de los modelos numéricos son ecuaciones diferenciales parciales no lineales tipo parabólico, su solución es encontrada en función de métodos numéricos conocidos.

Para el estudio del comportamiento de los yacimientos con acuífero común se debe elaborar un modelo numérico regional que abarque los yacimientos de estudio.

puede tener en la recuperación de petróleo una posible interferencia entre yacimientos produciendo en conjunto y con un acuífero común, así como investigar maneras para contrarrestar la posible interferencia a través de la localización estratégica de pozos de inyección de agua.

## CAPITULO I

### GENERALIDADES DEL BLOQUE 16 Y CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DE LA ARENISCA M-1

#### 1.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE 16.(7)

##### 1.1.1 Historia de Conoco Ecuador Ltd.

El interés de Conoco en el Ecuador comenzó a principios de la década de 1980. Desde 1980 hasta 1984 se estuvo llevando a cabo en el Ecuador una intensa actividad legislativa con el objeto de revisar la Ley de Hidrocarburos para atraer compañías petroleras al Ecuador mediante la introducción de los contratos de prestación de servicios y de un sistema de licitaciones.

En la ronda de licitaciones convocada en agosto de 1984, Conoco como operadora, forma un grupo que incluyó a Conoco Ecuador Ltd., Overseas Petroleum and Investment Corporation, Diamond Shamrock, y Nomeco. Las ofertas se presentaron en mayo de 1985 y Conoco fue la adjudicataria del Bloque 16. Luego de negociaciones se suscribe el contrato en enero de 1986 y este entra en vigencia a partir del 7 de febrero de ese año.



La exploración del Bloque 16, dió como resultado el descubrimiento de una gran acumulación de petróleo pesado. De los seis pozos exploratorios que debía perforar Conoco, cinco descubrieron petróleo.

#### 1.1.2 Ubicación del Bloque 16.

El Bloque 16 se encuentra en la Región Amazónica en el sector sur-oriental del oriente ecuatoriano, limitando al norte y oeste con el Bloque 14 operado por la compañía Elf, hacia el oeste y el sur con el Bloque 17 operado por la compañía Braspetro.

El Bloque 16 se encuentra localizado 220 kilómetros al sur-este de Quito y aproximadamente a 44 kilómetros al este del existente campo Auca en el oriente ecuatoriano. La Figura 1.1 ilustra la ubicación del Bloque 16 en el país.

Tres de las más grandes acumulaciones, el tren o tendencia Amo-Daimi-Ginta están a lo largo de un sistema de fallas asociadas Norte-Sur. La acumulación Iro se encuentra en la parte baja del bloque del lado limitante con la falla oeste.

La acumulación más pequeña Bogi, está situada en la parte noroeste del Bloque 16 y se extiende a

través de la frontera norte al área reservada para Petroecuador.

La Figura 1.2 muestra los contornos de los yacimientos dentro del Bloque 16.

## 1.2 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DE LA ARENISCA M-1.

### 1.2.1 Ambiente de Depositación y Modelo Sedimentológico. (9)

Las facies reconocidas en núcleos del área Amo-Daimi-Ginta, los registros de pozos de esta área y las secuencias litológicas permiten la caracterización siguiente:

- 1.- La arenisca M-1 en la tendencia Amo-Daimi-Ginta representa la deposición de arenas a lo largo de un margen de delta dominado por mareas durante un episodio regresivo del cretáceo tardío. El Bloque 16 es sólo una pequeña parte de este delta .
- 2.- La arenisca M-1 no es una simple secuencia regresiva, esta se encuentra interrumpida por un evento transgresivo que divide la arenisca M-1 en un intervalo superior y un intervalo inferior.
- 3.- Hay cinco tipos de facies principales en la tendencia Amo-Daimi-Ginta, las cuales están

en el rango de reservorio a no reservorio.

3.A.-Canales distributarios de marea (buen reservorio).

3.B.-Depósitos arenosos de planos de marea (poroso y permeable, pero delgado y con muchas barreras de permeabilidad vertical).

3.C.-Depósitos de playa o arenas de costa superficial (buen reservorio, pero volumétricamente menos abundantes, basado en el control presente).

3.D.-Depósitos lodosos de planos de marea (no reservorio).

3.E.-Lodos de costa afuera con láminas de arena (no reservorio).

4.- El reservorio en esta área debería ser desarrollado y modelado como un cuerpo arenoso que consiste de: canales de alta permeabilidad en la dirección noroeste, arenas de planos de marea, y arenas de playa a arenas superficiales de costa afuera verticalmente separadas en algunas áreas por delgadas capas arcillosas especialmente en la M-1 intermedia.

5.- Aunque el asentamiento general para la deposición está bien establecido, aún no se conoce con exactitud la escala y la tendencia de las facies importantes del

yacimiento en la parte este del Bloque 16. Con la perforación de pozos de desarrollo, fronteras importantes de las facies serían definidas, lo cual infuiría en el desarrollo del modelo de los yacimientos.

#### **MODELO DE DELTA DOMINADO POR MAREAS.**

Las principales facies y la isopaca regional de arena bruta sugieren un ambiente sedimentario con fuerte influencia de marea. La común ocurrencia de facies de planos de marea arenosos o arcillosos, la ausencia de arcillas en el plano del delta, carbones o zonas con raíz, y el esparcimiento de depósitos marinos claramente sugiere que un buen control presente caiga con el margen de un cierto delta influenciado por mareas.

La Figura 1.3 ilustra una versión diagrámatica de un gran delta dominado por mareas. El área Amo-Daimi-Ginta, estaría a lo largo de la parte noroccidental del esquema con la banda de planos de marea, donde los planos son atravesados por numerosos canales distributarios.

El delta formado durante el cretácico superior que desarrollo la arenisca M-1 tiene otras características, como son los elevados terrenos al este provistos de un suministro abundante de a-

rena relativamente gruesa. Esto implica que el área fuente tuvo un moderado alivio y produjo relativamente baja proporción de arcillas, cualquier comparación con otros deltas, ya sean estos antiguos o modernos deberían ser restringidos a aquellos con proporciones de arena igualmente altas.

Es quizás difícil comparar la escala del Bloque 16 y el espaciamento de pozos a un moderno delta. La Figura 1.4 muestra el delta del Golfo de Papua superpuesto con los límites del Bloque 16. Aunque el ejemplo del Golfo de Papua puede ser pequeño comparado al tamaño del delta que desarrollo la arenisca M-1, está claro que una área del Bloque 16 pueden caer enteramente dentro de la región influenciada por marea y que algunos pozos con espaciamento de 2 a 4 kilómetros pueden fácilmente estar dentro de grandes canales distributarios.

### 1.3 CARACTERIZACION DE LA ARENA. (10)

#### 1.3.1 Geometría del Cuerpo Arenoso.

La forma geométrica de la arenisca M-1 se la determinó en base a la interpretación y descripción de mapas de arenisca bruta y arenisca neta, realizados por Antonio Torres en

la Tesis "Caracterización Regional de la Arenisca Productora M-1, Formación Napo, Cuenca Oriente-Ecuador"(10).

En el mapa de arenisca bruta el mínimo espesor es de 11 pies y el máximo es de 203 pies, se encuentran al centro este de la cuenca. La dirección de la fuente de suministro fue de sureste a noroeste, no conociéndose hasta donde se depositó debido a la erosión que soportó. Se puede decir sin embargo que la arenisca M-1, desaparece a  $76^{\circ}40'$  longitud oeste.

Las zonas interesantes como yacimientos potenciales, serían las del Bloque 16 y su vecindad.

### 1.3.2 Propiedades Petrofísicas Regionales del Cuerpo Arenoso.

La determinación de propiedades petrofísicas regionales dan una mejor idea de cuales serían las áreas mas apropiadas de roca reservorio.

Los valores de porosidad de los pozos que han atravesado la arenisca M-1, van desde 13% hasta 36% ,y los valores más altos se encuentran tanto al Norte como al Centro de la cuenca. El área que tiene buenas condiciones de roca reservorio es la del Bloque 16 y su vecindad debido a que

las porosidades estarían sobre el 20 %, y por los altos valores de arena neta que tiene.

En la Tabla I se encuentran los valores de las principales propiedades que caracterizan la arenisca.

### 1.3.3 Propiedades Regionales de los Fluidos del Yacimiento.

En base a las conclusiones obtenidas en la Tesis de Antonio Torres se puede observar las siguientes características de los fluidos del yacimiento, así como las relaciones que existen entre ellas:

- La resistividad del agua de formación tiende a disminuir con la profundidad, mientras que la concentración de la salinidad tiende a aumentar con la profundidad.
- Los crudos que produce la arenisca M-1 tienen valores mínimos de 12.9°API y máximos de 22.9° API. Se aprecia un aumento en el sentido Este a Oeste. Los valores más altos se encuentran hacia el Norte Centro y Centro Oeste del Bloque 16 y Sur de la cuenca.
- La madurez del petróleo se relaciona con un fenómeno termal, debido a que las áreas donde

existen altas temperaturas se relacionan con las gravedades específicas entre los 20 y 25° API.

## CAPITULO II

### PROPIEDADES PETROFISICAS Y DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS.

#### 2.1 ANALISIS DE NUCLEOS.

Dos tipos de análisis de núcleos se realizan para obtener las propiedades petrofísicas de los yacimiento, los análisis de núcleos convencionales y los especiales, ambos son esenciales en la elaboración del modelo geológico y numérico.

##### 2.1.1 Análisis Convencional de Núcleos. (7)

Las mediciones mínimas hechas en núcleos generalmente abarcan: determinación de porosidad sin presión de confinamiento, permeabilidad a bajas presiones y saturaciones de fluido residual.

En la arenisca M-1 fueron tomados 15 núcleos, de los cuales 3 núcleos fueron tomados del pozo Amo-1, 2 núcleos del pozo Amo-2, 3 núcleos del pozo Daimi-1, 2 núcleos del pozo Daimi-2, 2 núcleos de Ginta-1, y 3 núcleos de Iro-1.

- Pozo Amo-1.

El tope de la arenisca M-1 está a 7618 pies y su base a 7702 pies. Los núcleos que se tomaron fueron: a) el núcleo #1 a 7582-7628.3 pies b) el núcleo #2 a 7642-7664.8 pies, y c) el núcleo #3 a 7673-7701.6 pies.

La porosidad de la arenisca M-1 en este pozo varía de 6.2 a 24.3 %, con un promedio 21.62%. La permeabilidad horizontal al aire varía de 14 md a 9963 md, con un promedio de 2816 md. La permeabilidad vertical varía entre los 8.9 md y los 6974 md.

- Pozo Amo-2.

El tope de la arenisca está a 7644 pies y su base a 7756 pies. Los núcleos tomados fueron: a) el núcleo #2 a 7629-7689 pies, y b) el núcleo #3 a 7693-7733.5 pies.

La porosidad de la arenisca varía de 17.3 a 25.4 %, con un promedio de 22.1 %. La permeabilidad horizontal varía de 181 md a 10346 md, con un promedio de 2481 md. La permeabilidad vertical varía de 2.8 md a 8173 md.

- Pozo Daimi-1.

El tope de la arenisca está a 7647 pies y su base a 7805 pies. Los núcleos que se tomaron fueron: a) el núcleo #2 a 7629-7660 pies, b) el núcleo #3 a 7660-7696 pies, y c) el núcleo #4 a 7696-7756 pies.

La porosidad de la arenisca varía de 0.5% a 33.9%, con un promedio de 20.2%. La permeabilidad horizontal varía de 0.01 md a 15981 md con un promedio de 2731 md. La permeabilidad vertical varía de 4.1 md a 6959 md.

- Pozo Daimi-2.

El tope de la arenisca está a 7670 pies y su base a 7778 pies. Los núcleos que se tomaron fueron: a) el núcleo #1 a 7635-7965 pies, b) el núcleo #2 a 7695-7751 pies.

La porosidad varía de 8.1% a 32.5 %, con un promedio de 24.65%. La permeabilidad horizontal varía de 1.70 md a 13958 md, con un promedio de 5131 md. La permeabilidad vertical varía de 1.5 a 10000 md.

- Pozo Ginta-1.

El tope de la arenisca está a 7604 pies y su

base a 7807 pies. Los núcleos que se tomaron fueron: a) el núcleo #2 a 7607-7665 pies, y b) el núcleo #3 a 7666-7725 pies.

La porosidad varía de 3.5% a 31.7%, con un promedio de 21.8%. La permeabilidad horizontal varía de 2.90 md a 11731 md, con un promedio de 2662 md. La permeabilidad vertical varía de 0.05 md a 10000 md.

- Pozo Iro-1.

El tope de la arenisca está a 7819 pies y su base a 8022 pies. Los núcleos que se tomaron fueron: a) el núcleo #1 a 7828-7887 pies, b) el núcleo #2 a 7887-7947 pies, y c) el núcleo #3 a 7947-8006 pies.

La porosidad varía de 3.1% a 33%, con un promedio de 20.2%. La permeabilidad horizontal varía de 1.1 md a 12667 md, con un promedio de 2731 md. La permeabilidad vertical varía de 0.01 md a 10316 md.

La Tabla II muestra valores obtenidos de datos de análisis convencional de núcleos por capas, que son utilizados en el modelo numérico.

2.1.2 Análisis Especial de Núcleos.

El análisis especial de núcleos implica: las curvas de permeabilidad relativa, las curvas de presión capilar, humectabilidad de la roca, etc.

Se realizaron análisis especiales de núcleos en todos los pozos del Bloque 16.

En Amo-1 las curvas de permeabilidades relativas muestran saturaciones de petróleo residual entre 0.306 y 0.425, y las curvas de presión capilar indican que la roca está preferentemente mojada por petróleo.

En Amo-2 las curvas de permeabilidad relativa muestran saturaciones de petróleo residual entre 0.328 y 0.634, indicando que la roca está mojada por petróleo.

En Daimi-1 la saturación de petróleo residual es de 0.527, que indica una roca mojada preferentemente por petróleo.

En Daimi-2 la saturación de petróleo residual es de 0.4, y con la ayuda de las curvas de presión capilar se deduce que la roca está mojada por petróleo.

En Ginta-1 la saturación de petróleo residual es

del 0.346.

En Iro-1 la saturación de petróleo residual es del 0.512.

Para obtener datos representativos de permeabilidad relativa fue necesario que las pruebas se hicieran en núcleos de 2" de longitud.

Las Tablas III-A a III-G contienen los valores de la permeabilidad relativa en las pruebas de desplazamiento y las Figuras 2.1 a 2.7 muestran las tendencias de las curvas.

En los análisis especiales de núcleos realizados se indica que la roca está mojada preferentemente por petróleo.

**Presión Capilar (Pc)** .- La presión capilar puede ser cualitativamente expresada como la diferencia en presión que existe en la transferencia que separa los fluidos inmiscibles.

La importancia de la presión capilar radica en que las fuerzas capilares son las que controlan la distribución vertical de los fluidos en los yacimientos. La presión capilar en M-1, debido a que las densidades del petróleo y del agua de formación son similares, y además las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares,

permiten suponer que existe una zona de transición delgada.

## 2.2 ANALISIS P.V.T. DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS. (7)

En Amo-1 el petróleo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #4A. Este análisis indica que la presión de burbuja es 458.7 lpca, la viscosidad del petróleo es 14.18 cp a la presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 110 PCN/BN.

En Amo-2 el crudo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #6, de la arenisca M-1 principal. Este análisis indica que la presión de burbuja es 505 lpca, la viscosidad del petróleo es 32.4 cp a la presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 60 PCN/BN.

En Amo-2 el crudo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #5A, de la arenisca M-1 Inferior. Este análisis indica que la presión de burbuja es 517 lpca, la viscosidad del petróleo es 74.2 cp a la presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 60 PCN/BN.

En Daimi-1 el crudo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #4A, de la arenisca M-1 Principal. Este análisis indica que la presión de burbuja es 346 lpca, la viscosidad del petróleo es 18.76 cp a la

presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 56 PCN/BN.

En Daimi-2 el crudo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #4, de la arenisca M-1 Inferior. Este análisis indica que la presión de burbuja es 338 lpca, la viscosidad del petróleo es 38 cp a la presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 46 PCN/BN.

En Ginta-1 el crudo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #4A, de la arenisca M-1 Principal. Este análisis indica que la presión de burbuja es 360 lpca, la viscosidad del petróleo es 27.10 cp a la presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 47 PCN/BN.

En Iro-1 el crudo obtenido para el análisis P.V.T., fue tomado en el DST #4, de la arenisca M-1 Principal. Este análisis indica que la presión de burbuja es 420 lpca, la viscosidad del petróleo es 121.8 cp a la presión de burbuja, la relación gas-petróleo es 47 PCN/BN.

Los yacimientos de la arenisca M-1 contienen crudos pesados y viscosos, con gravedades de 12° a 17° API y, sus viscosidades llegan hasta 81.92 cp a la presión atmosférica como sucede en el área de Daimi. La presión de burbuja o de saturación varía de 346 lpca hasta 505 lpca. Se observó que la solubilidad del gas

es muy baja, su máximo valor es 110 PCN/BN.

Las Tablas IV-A a IV-D contienen los datos de los análisis PVT de los fluidos de la arenisca M-1 que se utilizaron en el modelo numérico.

## CAPITULO III

### ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION

En el Bloque 16, después de la perforación del pozo Amo-1, se decidió usar bombas jet en las pruebas futuras, debido a que las bajas relaciones gas petróleo, gravedades del petróleo menores a 20° API, el DST convencional producía bajas tasas de flujo. Sin embargo se obtenían buenos datos de restauración de presión.

#### 3.1 ANALISIS DST .

##### 3.1.1 Introducción.

Un DST es una completación temporal de un intervalo dentro de un pozo que ayuda a obtener información útil del yacimiento en este intervalo.

Los fluidos recuperados en un DST ayudan a describir el tipo de fluido disponible del yacimiento y sus características de producción. La carta presión-tiempo permite la evaluación de ciertos parámetros del yacimiento como son: productividad, permeabilidad, presión del yacimiento, daño en la cara de la arena.



### 3.2 EVALUACION Y RESULTADOS. (1,2,3,4,5,6)

Debido a que el DST es una manera rápida para evaluar una formación, es la prueba más conveniente cuando se tienen pozos exploratorios.

En todos los pozos del Bloque 16 se ha probado la arenisca M-1 .

En Amo-1 se hicieron 2 pruebas:

- 1) DST #4 : 7625-7665 pies, flujo natural
- 2) DST #4A: 7620-7640 pies, flujo natural

En Amo-2 se realizaron 5 pruebas:

- 1) DST #4 : 7740-7754 pies, de tipo reversa
- 2) DST #5 : 7691-7709 pies, de tipo reversa
- 3) DST #5A: 7691-7709 pies, con bomba jet
- 4) DST #6 : 7644-7674 pies, flujo natural
- 5) DST #6A: 7644-7674 pies, con bomba jet

En Daimi-1 se realizaron 4 pruebas:

- 1) DST #3 : 7618-7752 pies, de tipo reversa
- 2) DST #4 : 7650-7690 pies, de tipo reversa
- 3) DST #4A: 7650-7690 pies, con bomba jet
- 4) DST #4B: 7650-7690 pies, con bomba jet

En Daimi-2 se realizó solamente una prueba, DST #4 pero en dos intervalos 7662-7672 pies y 7676-7694 pies, en flujo natural.

En Ginta-1 se realizaron 8 pruebas:

- 1) DST #2 : 7704-7730 pies, de tipo reversa
- 2) DST #2A: 7704-7730 pies, con bomba jet
- 3) DST #2B: 7704-7730 pies, de tipo reversa
- 4) DST #3 : 7670-7688 pies, de tipo reversa
- 5) DST #3A: 7670-7688 pies, con bomba jet
- 6) DST #4 : 7632-7652 pies, flujo natural
- 7) DST #4A: 7606-7620 pies, de tipo reversa
- 8) DST #4B: 7606-7620 pies, con bomba jet

En Iro-1 se realizaron 5 pruebas:

- 1) DST #3 : 8010-8032 de tipo reversa
- 2) DST #4 : 7966-7986 de tipo reversa
- 3) DST #4A: 7966-7986 con bomba jet
- 4) DST #5 : 7930-7954 de tipo reversa
- 5) DST #5A: 7930-7954 con bomba jet

La elección de la mejor prueba de presión depende de los resultados que se obtengan y, que durante el desarrollo de la prueba la herramienta haya funcionado adecuadamente.

En Amo-1, el DST #4 recuperó 114 BPPD de 16.8 °API, la

presión de formación fue 3246 lpca, con un índice de productividad de 0.58 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 1340 md.

En Amo-2, el DST #5A recuperó 435 BPPD de 14.8 °API, la presión de formación fue 3266 lpca, con un índice de productividad de 0.16 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 895 md.

En Amo-2, el DST #6A recuperó 2304 BPPD de 16.5 °API, la presión de formación fue 3256 lpca, con un índice de productividad de 2.46 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 4937 md.

En Daimi-1, el DST #3 no recuperó petróleo, hubo una recuperación de 56 barriles de agua, la presión de formación fue 3252 lpca.

En Daimi-1, el DST #4B recuperó 1754 BPPD de 16.4°API, la presión de formación fue 3229 lpca, con un índice de productividad de 4.03 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 821 md.

En Daimi-2, el DST #4 recuperó 597 BPPD de 16.5 °API, la presión de formación fue 3219 lpca, con un índice de productividad de 1.91 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 8456 md.

En Ginta-1, el DST #3A recuperó 1420 BPPD de 15.9°API,

la presión de formación fue 3204 lpca, con un índice de productividad de 1.24 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 3916 md.

En Ginta-1, el DST #4B recuperó 588 BPPD de 17.1 °API, la presión de formación fue 3185 lpca, con un índice de productividad de 0.71 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 1732 md.

En Iro-1, el DST #4A recuperó 1439 BPPD de 13.8 °API, la presión de formación fue 3297 lpca, con un índice de productividad de 1.09 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 4841 md.

En Iro-1, el DST #5A recuperó 1100 BPPD de 12.9 °API, la presión de formación fue 3290 lpca, con un índice de productividad de 0.44 BPPD/lpc. La permeabilidad obtenida del DST tiene un valor de 2810 md.

La Tabla V muestra los resultados de algunas de las pruebas de presión realizadas en la arenisca M-1.

## CAPITULO IV

### CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS Y EL ACUIFERO.

#### 4.1 MODELO GEOLOGICO. (11)

La construcción de un modelo geológico consiste en la reunión en un solo conjunto de toda la información disponible de una estructura geológica, esta información se obtiene de :

- datos de geología regional.
- datos de la sísmica de la zona.
- datos obtenidos de registros.
- datos de análisis de núcleos.
- datos de pruebas de presión.
- datos de los fluidos del yacimiento.

Una vez recopilada y combinada la información tenemos nuestro yacimiento caracterizado y por consiguiente el modelo geológico respectivo.

##### 4.1.1 Descripción. (7)

Los yacimientos del Bloque 16 se definen como yacimientos delgados altamente permeables, saturados con petróleo pesado con un fuerte

saturados con petróleo pesado con un fuerte empuje lateral y/o de fondo.

El volumen de roca yacimiento de la arenisca M-1 constituye aproximadamente el 41% del volumen total de roca yacimiento de todos los yacimientos del Bloque 16.

Los yacimientos de la arenisca M-1 comprenden dos miembros M-1 Principal, y M-1 Inferior separados por un estrato lutítico perfectamente definido, excepto en el área de Amo-1 donde el miembro inferior de M-1 no aparece.

Estructuralmente los yacimientos están separados por sillas estructurales definidas sísmicamente en las tres acumulaciones. Esta suposición se basa en las diferencias de profundidad de los contactos agua petróleo observados.

La Figura 4.1 muestra una sección transversal estructural de la tendencia Amo-Daimi-Ginta.

Para la construcción del modelo geológico, es necesario contar con la geometría de las estructuras la cual fue obtenida de los mapas estructurales y cortes transversales suministrados por Worldwide Exploration Services-Houston. Valores de porosidad y saturación de agua inicial fueron

obtenidos de análisis de registros. Las permeabilidades promedio fueron obtenidas de análisis de núcleos cuando estaban disponibles y de análisis de registros en los casos restantes.

Los modelos de los yacimientos considerados en este estudio para la arenisca M-1 son los de la estructura Amo-Daimi-Ginta, debido a que la arenisca en Iro contiene crudo pesado (menor a 15°API), y Bogi-Capiron es un yacimiento compartido con Petroecuador.

En la Tabla I se encuentran las principales propiedades que definen nuestro modelo geológico

#### 4.1.2 Variaciones Regionales.

Cuando en una misma estructura hay varios pozos perforados se cuenta con información suficiente para hacer ciertas variaciones regionales en datos como porosidad, saturación de agua, profundidad del contacto, permeabilidad, y otros que se obtienen con la perforación de un pozo y que son útiles en la construcción de todo modelo geológico. Por ejemplo en Amo y Daimi tenemos dos pozos, por lo tanto existirán ciertas variaciones regionales con las cuales tiene que ser construido el modelo.

#### 4.2 VOLUMEN Y DISTRIBUCION DEL PETROLEO ORIGINAL EN SITIO.

El volumen de petróleo original en sitio es calculado a partir el volumen de roca el cual es obtenido de los mapas estructurales o por generación de mapas de isopacas que reflejan la variación de los espesores.

Los datos de porosidad ayudan a obtener el volumen poroso y con la saturación de petróleo se obtiene el volumen de petróleo original en el sitio (POES). Cuando el pozo no encuentra el contacto agua petróleo en una estructura, se utiliza el concepto de volumen de petróleo probable que es el volumen que se encuentra entre el nivel más bajo conocido de petróleo (LKO) y el punto de cierre de la estructura (LCC). En cambio el volumen de petróleo probado es el volumen que se encuentra arriba del nivel más bajo conocido de petróleo o del contacto agua petróleo si se lo ha encontrado.

La Tabla VI presenta distribución de petróleo en los yacimientos así como el volumen en sitio en cada una de las estructuras de la arenisca M-1.

#### 4.3 SUPOSICIONES, INCERTIDUMBRES Y SIMPLIFICACIONES.

Debido a la poca información con la que se cuenta por los pocos pozos perforados, es necesario hacer suposiciones y simplificaciones en el modelo yaci-



acuifero. Cuando no hay datos suficientes se extrapola o se interpola según el caso ciertos valores de las propiedades del modelo o se supone que las propiedades de una región son iguales a las propiedades de otras áreas o regiones.

Una suposición importante en el desarrollo del modelo geológico es la consideración de una zona de transición delgada, debido a que las densidades del petróleo y del agua de formación son similares, haciendo que los valores de presión capilar sean pequeños, además la alta permeabilidad vertical permite una separación mejor definida de los fluidos.

El espesor neto de pago de la arenisca es considerado constante para los yacimientos que sólo tienen un pozo perforado y es igual al deducido de los registros eléctricos. En yacimientos que tienen más de un pozo perforado como ocurre en Amo y en Daimi el espesor neto en el modelo geológico toma en cuenta la información de los dos pozos.

Existe incertidumbre respecto al comportamiento del acuifero en estos yacimientos, se tiene que el soporte acuifero en estos yacimientos puede ser infinito o limitado.

## CAPITULO V

### DESARROLLO DEL MODELO NUMERICO Y ANALISIS DE SENSIBILIDAD.

#### 5.1 DESCRIPCION DEL MODELO. (12)

##### 5.1.1 Generalidades.

El modelo numérico fue construido en una malla de 43 bloques en la dirección X, 61 bloques en la dirección Y, 8 bloques en la dirección Z, con el formato del simulador numérico VIP(Vectorized Implicit Program).

VIP es un simulador trifásico-tridimensional de petróleo negro el cual consta de dos modulos, uno de inicialización y otro de ejecución. El modulo de inicialización da el volumen de petróleo original en el sitio y el volumen de los demás fluidos en el yacimiento, este valor es comparado con el valor de petróleo original en el sitio obtenido en el modelo geológico. La diferencia entre estos dos valores debe ser mínima (no mayor al 10%) para que afirmar que el modelo numérico ha sido construido en forma adecuada.

Con el modulo de ejecución se realiza la predicción del comportamiento de la producción, de acuerdo a un programa de perforación .

El método de solución usado para resolver el sistema de ecuaciones de flujo es el IMPES (implícito en presión y explícito en saturación). El método completamente implícito no fue necesario debido a que el modelo no necesita de alta solución matemática.

#### 5.1.2 Estructura.

Se utilizó una malla de 43\*61\*8 celdas para representar los yacimientos de la arenisca M-1. La malla tiene una desviación de 45°N-0 con respecto al norte magnético, se utilizaron dos tamaños de celdas para definir los yacimientos, 1640\*1640 pies y 820\*820 pies. En la Tabla VIII, se describen las 14 regiones de equilibrio hidrodinámico utilizadas en el modelo. Además se utilizaron siete análisis especiales de núcleos y cuatro análisis PVT de fluidos de los yacimientos.

La presión capilar fue tomada igual a cero, debido a que las curvas obtenidas son típicas de yacimientos con zona de transición delgadas, las cuales se deben a las altas permeabilidades verticales y a que las densidades de los líquidos

FORMATO SEÑALIZADO PARA E

son similares, además porque el tamaño de las celdas utilizadas en el modelo numérico es grande, y la presión capilar incrementaría el problema de dispersión numérica.

CRUDE :	
CRUDE PROPERTIES	
GRAVITY, degrees API	X
SPECIFIC GRAVITY(60 F/60 F)	X
TOTAL SULFUR, Wt. pct.	X
MERCAPTAN SULFUR, ppm wt	X
TOTAL NITROGEN, wt. pct.	X
POUR POINT, degrees F	X

Se consideraron dos escenarios de simulación en el desarrollo de estos yacimientos; uno con soporte infinito de acuífero (volumen de agua 1330 veces mayor al volumen de hidrocarburos), y el otro con soporte limitado de acuífero (volumen de agua 62 veces mayor al volumen de hidrocarburo).

El período de simulación fue de 33.6 años empezando en junio 2 de 1993 y finalizando en enero 1 de 2026.

Las principales restricciones de la simulación fueron:

Máxima capacidad de levantamiento	6500 BFPD/POZO
Mínima presión de fondo	1000 LPCA
Mínima tasa de producción	50 BPPD

Las restricciones en cada yacimiento fueron:

AMO	9015 BPPD
DAIMI	4640 BPPD
GINTA	7914 BPPD

## 5.2 PLAN DE DESARROLLO

### 5.2.1 Número y Ubicación de pozos.

El modelo numérico contempla el desarrollo con 33 pozos en los tres yacimientos simulados, los cuales están distribuidos en la siguiente forma:

- Amo : 12 pozos horizontales y tres verticales.
- Daimi: Cinco pozos horizontales y uno vertical.
- Ginta: 12 pozos horizontales, de los cuales dos están completados en el miembro inferior de la arenisca M-1.

Los pozos están completados en los altos estructurales para evitar un rápido efecto de la intrusión de agua.

En la Tabla X-A se encuentra la ubicación de los pozos en la malla y en que capas han sido completados.

### 5.2.2 Petroleo Original En Sitio.

El Petróleo Original en Sitio calculado con el modelo numérico esta distribuido de la siguiente forma:

Yacimiento	Modelo Numérico MBN	Modelo Geológico MBN
AMO	313670	308052
DAIMI	81458	78868
GINTA	171861	161730
TOTAL	566989	548650

El volumen de petróleo en sitio del modelo geológico es 548650 MBN, 3.04 % menos que el estimado hecho con el modelo numérico.

La Tabla IX da una información en detalle de las diferencias de volumen de petróleo original en el sitio entre los modelos geológicos y numéricos.

### 5.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS SIN INYECCION DE AGUA.

El objetivo del estudio del comportamiento de los yacimientos sin inyección de agua, fue observar si existen efectos en la recuperación de petróleo de una posible interferencia entre yacimientos.

#### 5.3.1 Caso de Soporte Infinito de Acuífero.

Las Tablas XI-A a XI-D muestran los pronósticos de producción y la declinación de la individual y en conjunto de los tres yacimientos modelados.



BIBLIOTECA

La producción acumulada de Amo al año 2026 fue 58764 MBN de petróleo, 18.73% del POES. La producción máxima de agua (94678 BN/D) ocurrió en el año 2012, el corte de agua excedió el 90% en el año 2005, luego de 11.6 años de producción.

En Daimi la producción acumulada de petróleo al año 2026 fue 11144 MBN, 13.7% del POES. La producción máxima de agua (38453 BN/D) ocurrió en el año 2009, el corte de agua excedió el 90 % luego de 2.6 años de producción.

En Ginta la producción acumulada de petróleo fue 44117 MBN al año 2026, 25.67 % POES. La producción máxima de agua excedió los 76755 BN/D aún después del año 2026.

La producción acumulada de los tres yacimientos al año 2026 fue 114025 MBN de petróleo, 20.11% del POES. La producción máxima de agua fue 207333 BN/D en el año 2009; debido a la influencia de Daimi el corte de agua alcanzó valores altos rápidamente, excediendo el 90% en el año 2002. La presión promedio cae 267 lpca durante el período simulado, lo que representa una pérdida de presión del 8.68 %.

Las Figuras 5.1 a 5.8 muestran como varían las producciones en cada uno de los yacimientos, así

como también el cambio de presión durante la simulación.

El mapa de distribución de saturación de agua al final del período simulado indica que hay un buen drenaje en las áreas de influencia de los los pozos horizontales, las áreas no drenadas podrían considerarse para incrementar número de pozos.

#### 5.3.2 Caso de Soporte Limitado de Acuífero.

La producción acumulada de petróleo en Amo al año 2015 fue 47136 MBN, 15.03% del POES, y a partir de este sus pozos llegan al límite económico y dejan de producir. La máxima producción de agua ocurrió en el año 2005, fue 80564 BN/D.

En Daimi la producción acumulada de petróleo al año 2011 fue 9892 MBN, 12.14% del POES. La producción máxima de agua (38078 BN/D) ocurrió en el año 2005, el corte de agua en Daimi excedió el 90% luego de 2.6 años.

En Ginta la producción acumulada de petróleo al año 2026 fue 36524 MBN, 21.25% del POES. La producción máxima de agua ocurrió al año 2007 y fue 74022 BN/D, el corte de agua excedió el 90% en el año 2002.

La producción acumulada de los tres yacimientos fue 93553 MBN de petróleo, 16.5% del POES. La producción máxima de agua (191932 BN/D) ocurrió en el año 2005, la presión cae a 1688 lpca durante el período simulado, una pérdida de presión del 45.09 %.

Las Tablas XIV-A a XIV-D y las Figuras 5.25 a 5.32 explican las variaciones de la producción y la presión a lo largo de la simulación hasta el año 2026.

El mapa de distribución de saturación de agua indica que existe muy poco drenaje de los pozos por lo tanto hay baja recuperación de petróleo. Esto es debido a que por las rápidas caídas de presión no se obtiene un empuje lateral ni de fondo.

Pérdidas de recuperación y altas caídas de presión indican interferencia entre los yacimientos cuando producen en conjunto, y el soporte de acuífero es limitado.

#### 5.4 CONSIDERACIONES PARA LA RE-INYECCION DE AGUA PRODUCIDA

La re-inyección de agua de producción es necesaria para proteger el medio ambiente de la región donde

esta el Bloque 16, y para garantizar la integridad de los yacimientos.

Luego de un análisis técnico-económico, que sobrepasa el alcance de estudio, se diseñaron los pozos de inyección con una capacidad máxima de 20,000 BN/D.

La inyección de agua obtiene un segundo efecto que es mantener la presión del sistema yacimiento-acuífero en el caso que el soporte del acuífero sea limitado y exista efecto de interferencia entre los yacimientos.

#### 5.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS CON INYECCION DE AGUA.

El objetivo de esta parte del estudio fue investigar que efectos causaría la re-inyección de agua en la recuperación de petróleo, y como la re-inyección pudiera contrarrestar la interferencia entre yacimientos.

##### 5.5.1 Caso de Soporte Infinito de Acuífero.

Se consideran dos casos de inyección, una cercana al contacto agua petróleo (Caso 1) y otra lejana al contacto agua petróleo (Caso 2).

La ubicación de los pozos en la malla para ambos casos se encuentra en la tabla X-B.

En el Caso 1 los yacimientos Amo-Daimi-Ginta, la



producción acumulada de petróleo al año 2026 fue 112579 MBN, estando distribuidos de la siguiente forma: Amo 58423 MBN, Daimi 10757 MBN, Ginta 43399 MBN.

La recuperación de petróleo disminuye con la inyección de agua en 1.446 MMBN. La producción acumulada de agua al año 2026 fue 1859197 MBN y la presión a esta fecha fue 3024 lpca, 1.63% menor que la presión inicial (3074 lpca).

En el Caso 2 la recuperación de petróleo disminuye 1.501 MMBN. En Amo la producción acumulada es de 58407 MBN, en Daimi fue 10695 MSTB y en Ginta fue 43422 MBN. Se observó que en Amo y en Daimi hay menos recobro, pero en Ginta el recobro aumenta levemente. El comportamiento de la producción de agua y la presión no varían sustancialmente con respecto al Caso 1. Las Figuras 5.9 a 5.24, y las Tablas XII-A a XII-D y XIII-A a XIII-D muestran la forma en que varían las producciones y declinan las presiones de los yacimientos.

Con la ayuda de los mapas de distribución de la saturación de agua y las predicciones de la producción, se observó que la producción de los yacimientos es insensible a la ubicación de los pozos inyectoros.

### 5.5.2 Caso de Soporte Limitado de Acuífero.

Se consideró la inyección de agua cercana a los contactos agua-petróleo en la misma ubicación que el Caso 1 para soporte infinito de acuífero.

Con la inyección de agua, se incrementa la recuperación de petróleo en 21.17% (113362 MBN); aumentando 24.77% (58812 MBN) en Amo, 9.72% (10854 MBN) en Daimi y 19.6% (43696 MBN) en Ginta. Se realiza un mantenimiento de presión excelente, sin inyección la presión declinó a 1688 lpca y con inyección la declinación fue 2864 lpca, una pérdida de presión de 6.83%.

Las Tablas XV-A a XV-D y las Figuras 5.33 a 5.40 muestran las variaciones de producción y declinación de la presión durante el período de la simulación hasta el año 2026. El mapa de distribución de saturación de agua para este caso muestra un mayor drenaje con la inyección de agua.

La inyección de agua ayuda a contrarrestar la interferencia entre los yacimientos, debido a que se obtuvieron los niveles de producción y presión obtenidos en el caso de soporte infinito de acuífero en el cual no existe interferencia.

La Tabla XVI muestra las diferencias entre los

distintos casos estudiados.

#### 5.6 UBICACION DE POZOS INYECTORES.

Del análisis de los distintos casos simulados se estableció que el mínimo número de pozos inyectoros es 11, considerando que la producción de agua máxima fue 207333 BN/D y a que a través de cada pozo se puede inyectar únicamente 20000 BN/D.

Si el soporte de acuífero es infinito la recuperación de petróleo es insensible a la localización de los pozos de inyección, el mantenimiento de presión es mínimo en los dos casos de estudiados. La inyección de agua se realiza sólo con propósitos de eliminación.

Si el soporte de acuífero es limitado la inyección de agua suplementa eficientemente la poca actividad del acuífero. Los pozos inyectoros podrían ser ubicados de acuerdo al Caso 1, descrito en la Tabla X-B.

### CONCLUSIONES

1.- Los factores de recobro de los yacimientos Amo M-1, Daimi M-1 y Ginta M-1 fueron los siguientes:

(POES = 566989 MBN)

	Acuífero	FR @ 2026
Caso Base (sin inyección)	Infinito	20.11 %
Caso 1 (inyección cercana CAP)	Infinito	19.86 %
Caso 2 (inyección lejana CAP)	Infinito	19.85 %
Caso Base (sin inyección)	Limitado	16.50 %
Caso 1 (inyección cercana CAP)	Limitado	19.99 %

2.- La pérdida de presión promedio de los yacimientos fue de:

(Pinic.= 3074 LPCA)

	Acuífero	Caída de Presión @ 2026
Caso Base (sin inyección)	Infinito	8.68%
Caso 1 (inyección cercana CAP)	Infinito	1.63%
Caso 2 (inyección lejana CAP)	Infinito	1.69%
Caso Base (sin inyección)	Limitado	45.09%
Caso 1 (inyección cercana CAP)	Limitado	6.83%

3.- En el caso de soporte infinito de acuífero no hay efectos de interferencia entre yacimientos, debido a

que no existen pérdidas de producción ni altas caídas de presión.

- 4.- La producción de los yacimientos es insensible a la localización de los pozos inyectoros, por lo tanto la inyección tiene únicamente propósitos de desecho.
- 5.- La inyección del agua producida puede realizarse en otro horizonte, en el caso de soporte infinito de acuífero.
- 6.- En el caso de soporte limitado de acuífero los resultados de la simulación indican una clara interferencia entre yacimientos, debido a las altas caídas de presión y pérdidas en la recuperación que ocurrieron en todos los yacimientos.
- 7.- Las pérdidas de recuperación debido a la interferencia de yacimientos fue 20 MMBN, la caída de presión es del 45% al año 2026.
- 8.- Se contrarresta el efecto de interferencia con el programa de re-inyección propuesto en el Caso 1. Existe una mínima diferencia en recuperación de petróleo y en caídas de presión entre el Caso 1 de inyección con acuífero limitado y el Caso 1 con acuífero infinito donde no se observaron efectos de interferencia.

## RECOMENDACIONES

- 1.- Perforar los pozos inyectores de acuerdo al Caso 1, hasta conocer el comportamiento del acuífero. Esta perforación debe hacerse en orden de prioridad y en el caso de que el acuífero sea infinito infinito los pozos restantes podrían ser ubicados en localizaciones donde el diseño de las facilidades de superficie sea más sencillo. La perforación de los pozos podría realizarse acuerdo a la siguiente tabla:

POZO INYECTOR	COORDENADAS (I,J)	PRIORIDAD DE PERFORACION
WIW-01	17,20	1
WIW-04	15,30	2
WIW-07	14,38	3
WIW-08	15,41	4
WIW-03	16,27	5

- 2.- En el caso de tener soporte infinito de acuífero, eliminar el agua producida en el un horizonte específico, puede considerarse el horizonte Hollín como una alternativa.
- 3.- Si el soporte de acuífero fuera limitado se debe reinyectar el agua producida, para contrarrestar el

efecto de interferencia. El número de pozos de inyección necesarios es once, cada pozo debe ser diseñado para inyectar 20000 BN/D de agua. La ubicación de los pozos podría ser la recomendada en el Caso 1.

# FIGURAS

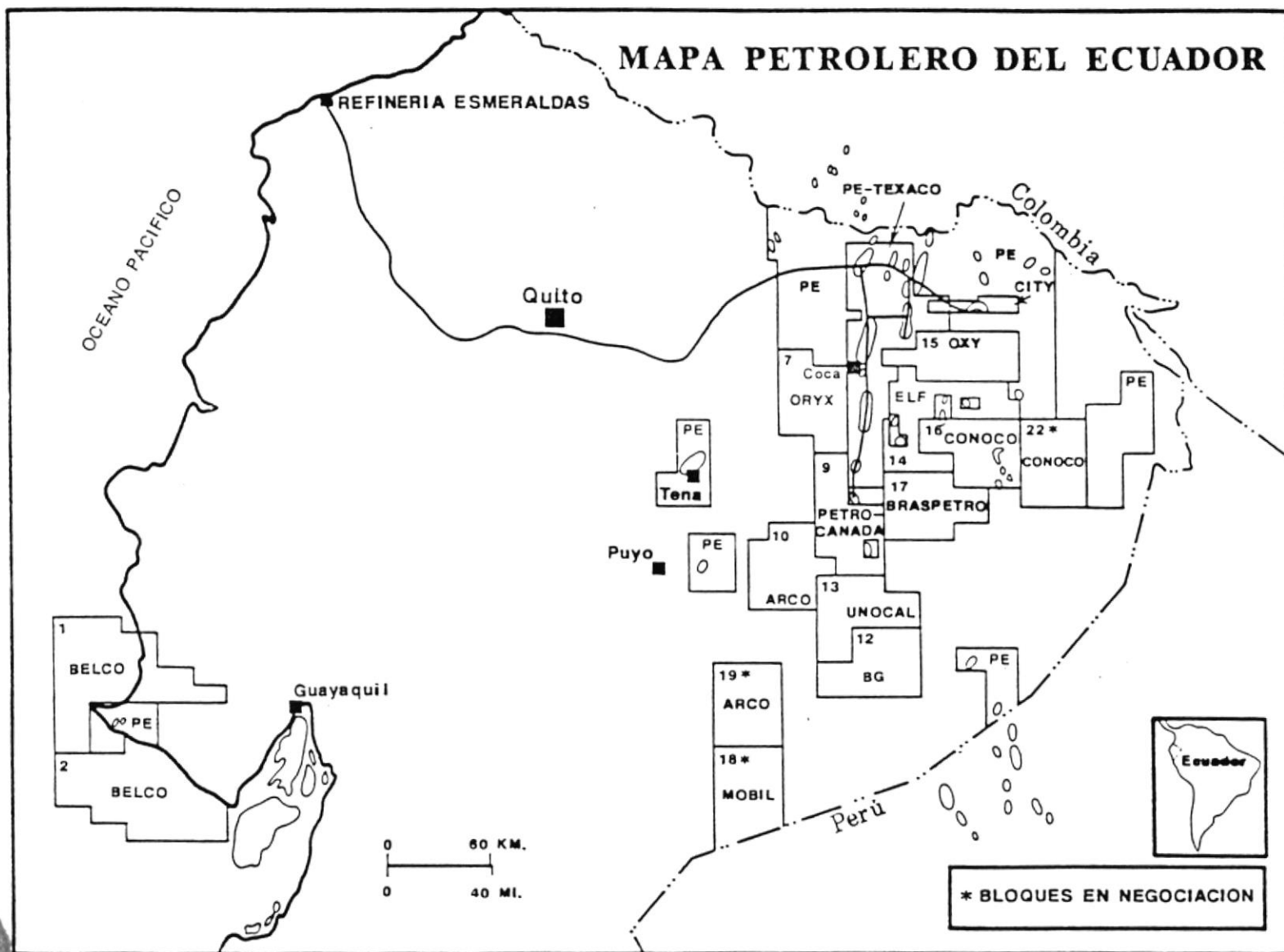


Figura No. 1.1



# DISTRIBUCION DE LOS YACIMIENTOS BLOQUE 16

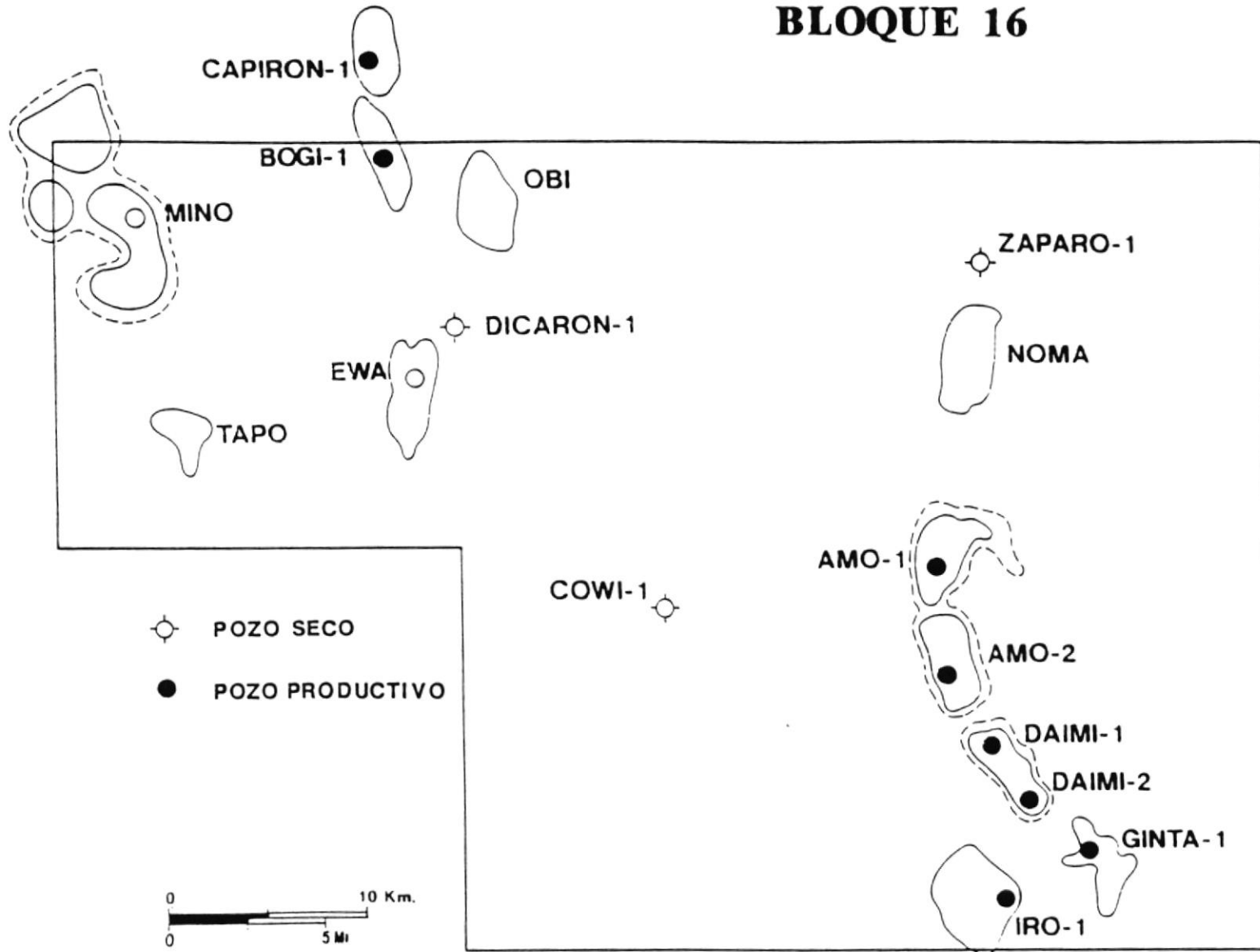


Figura No. 1.2

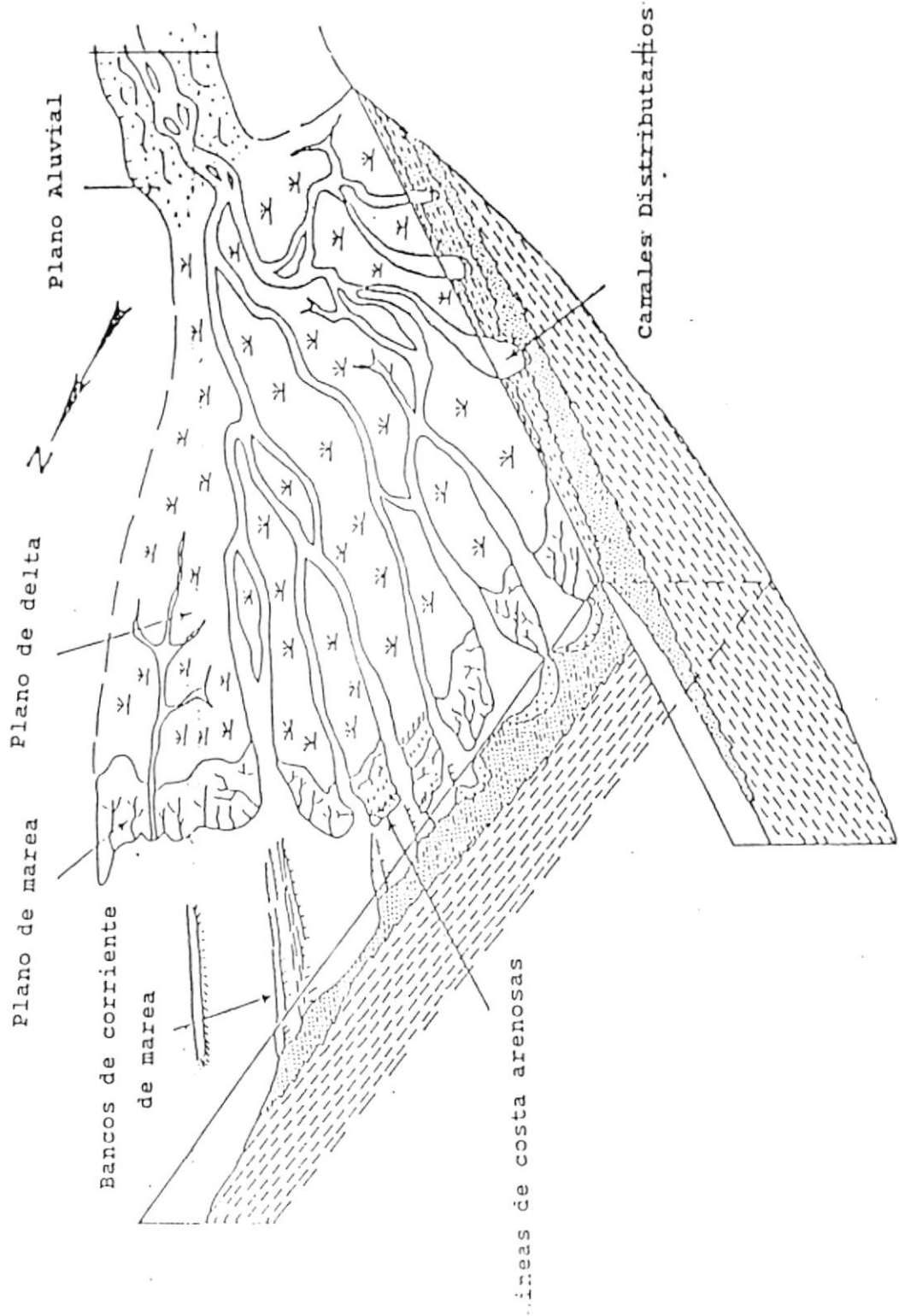


FIGURA No. 1.3 MODELO SEDIMENTOLOGICO ARENISCA M-1.

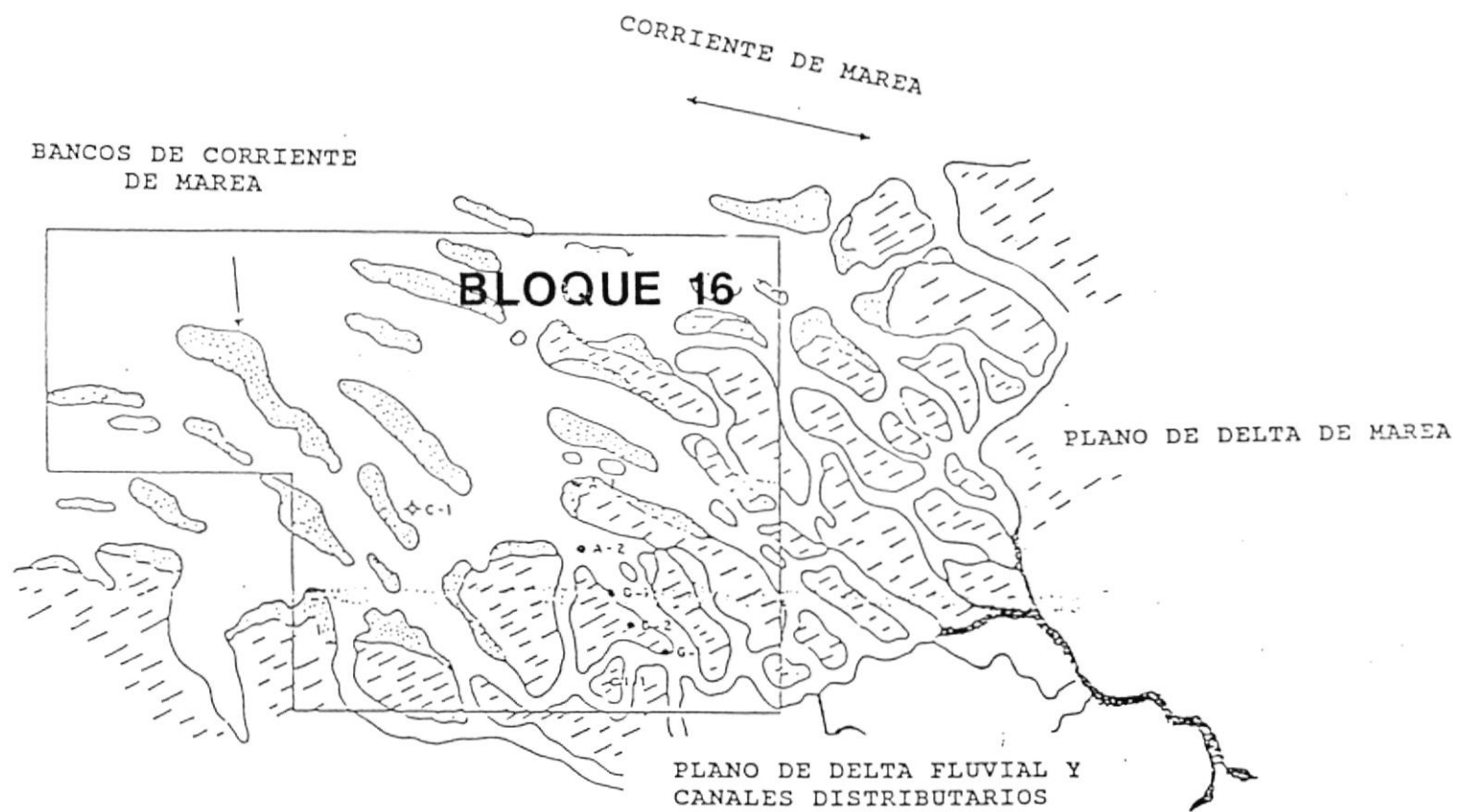


FIGURA No.1.4 SUPERPOSICION DELTA MODERNO Y BLOQUE 16

PERMEABILIDAD RELATIVA vs. SAT. DE AGUA  
AREA: AMO-1 ARENA M-1 PRINCIPAL

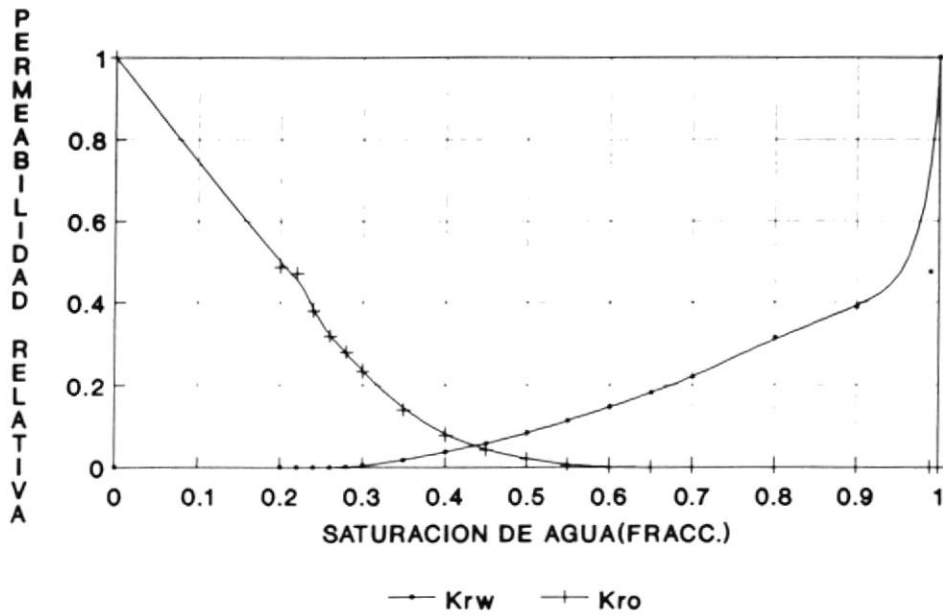


FIGURA No. 2.1

PERMEABILIDAD RELATIVA vs. SAT. DE AGUA  
AREA: AMO-2 ARENA M-1 PRINCIPAL

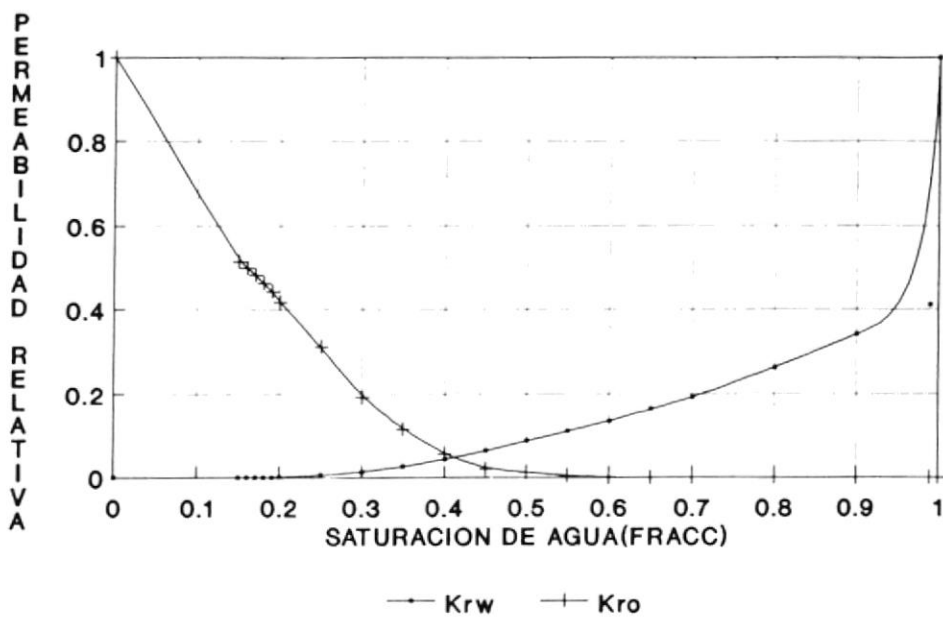


FIGURA No. 2.2



PERMEABILIDAD RELATIVA vs SAT. DE AGUA  
AREA: DAIMI ARENA M-1 PRINCIPAL

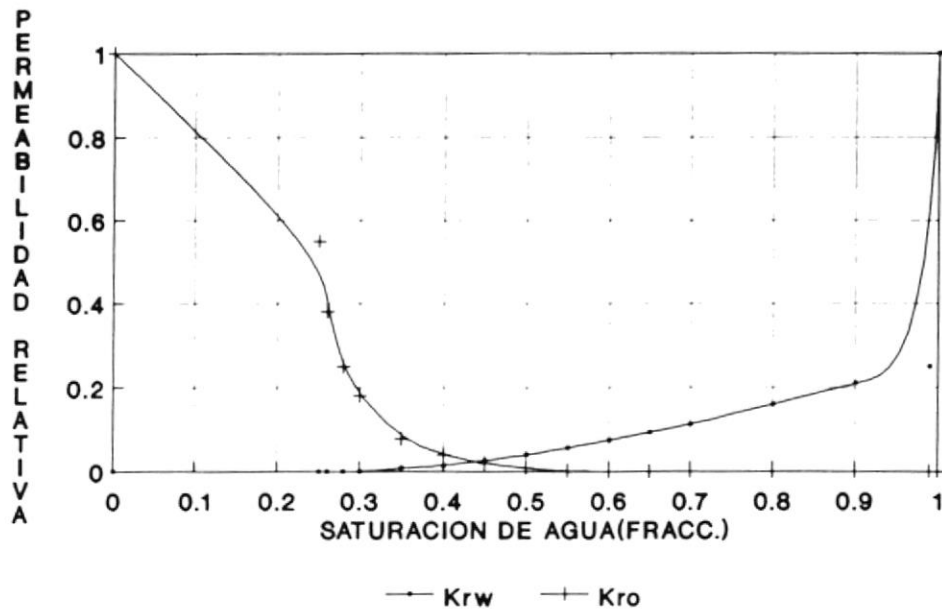


FIGURA No. 2.3

PERMEABILIDAD RELATIVA vs. SAT. DE AGUA  
AREA: DAIMI ARENA M-1 INFERIOR

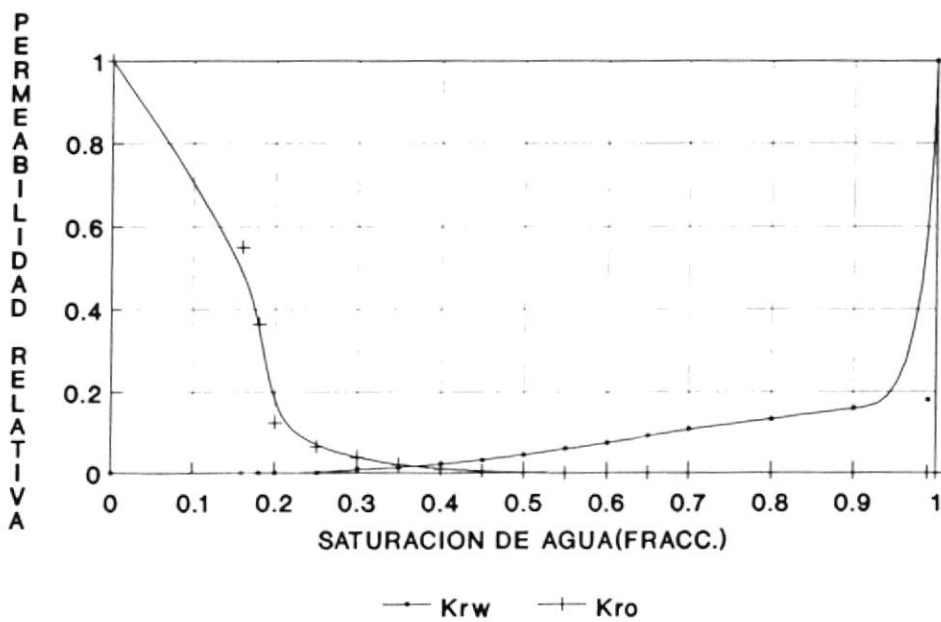


FIGURA No. 2.4

PERMEABILIDAD RELATIVA vs. SAT. DE AGUA  
 AREA: GINTA-NASHIÑO ARENA M-1 PRINCIPAL

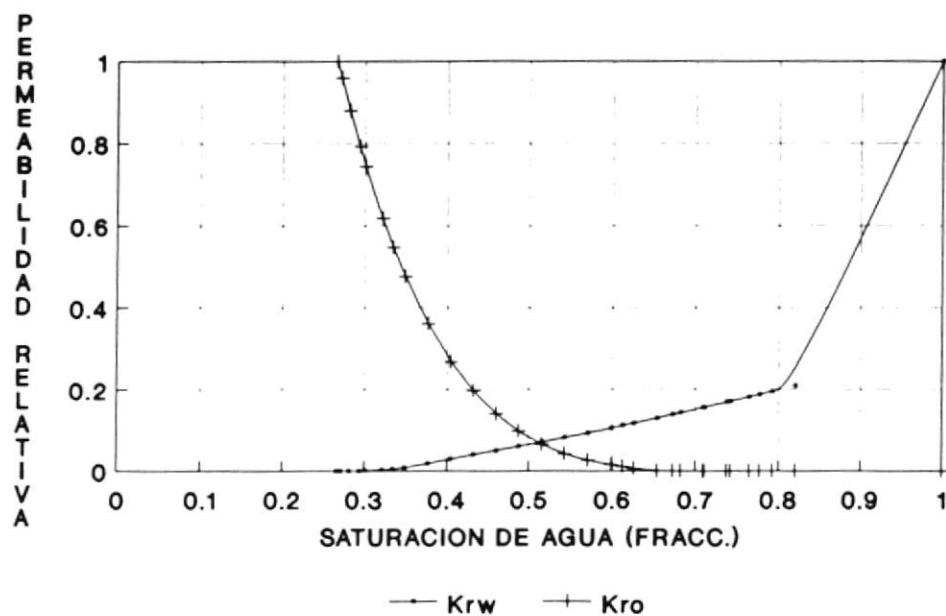


FIGURA No. 2.5

PERMEABILIDAD RELATIVA vs. SAT. DE AGUA  
 AREA: GINTA-NASHIÑO ARENA M-1 INFERIOR

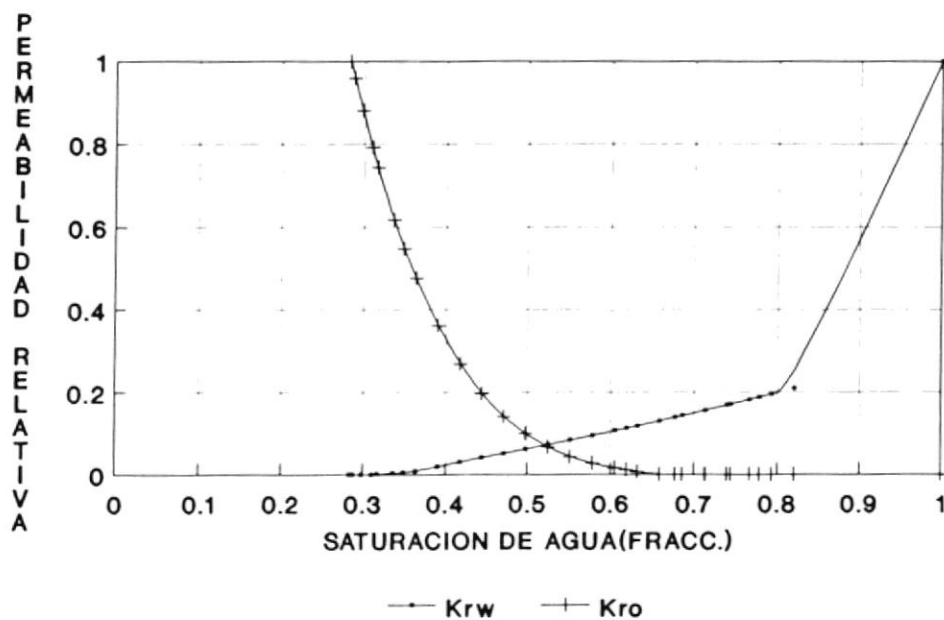


FIGURA No. 2.6

PERMEABILIDAD RELATIVA vs. SAT. DE AGUA  
AREA: IRO M-1 PRINCIPAL E INFERIOR  
AMO-2 M-1 INFERIOR

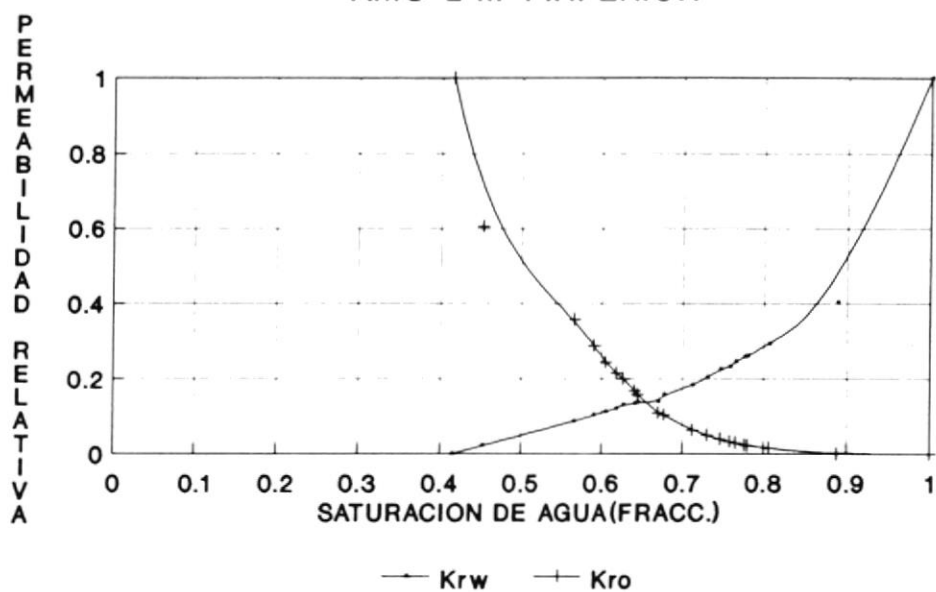


FIGURA No. 2.7

SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL  
AMO-DAIMI-GINTA  
NAPO "M-1"

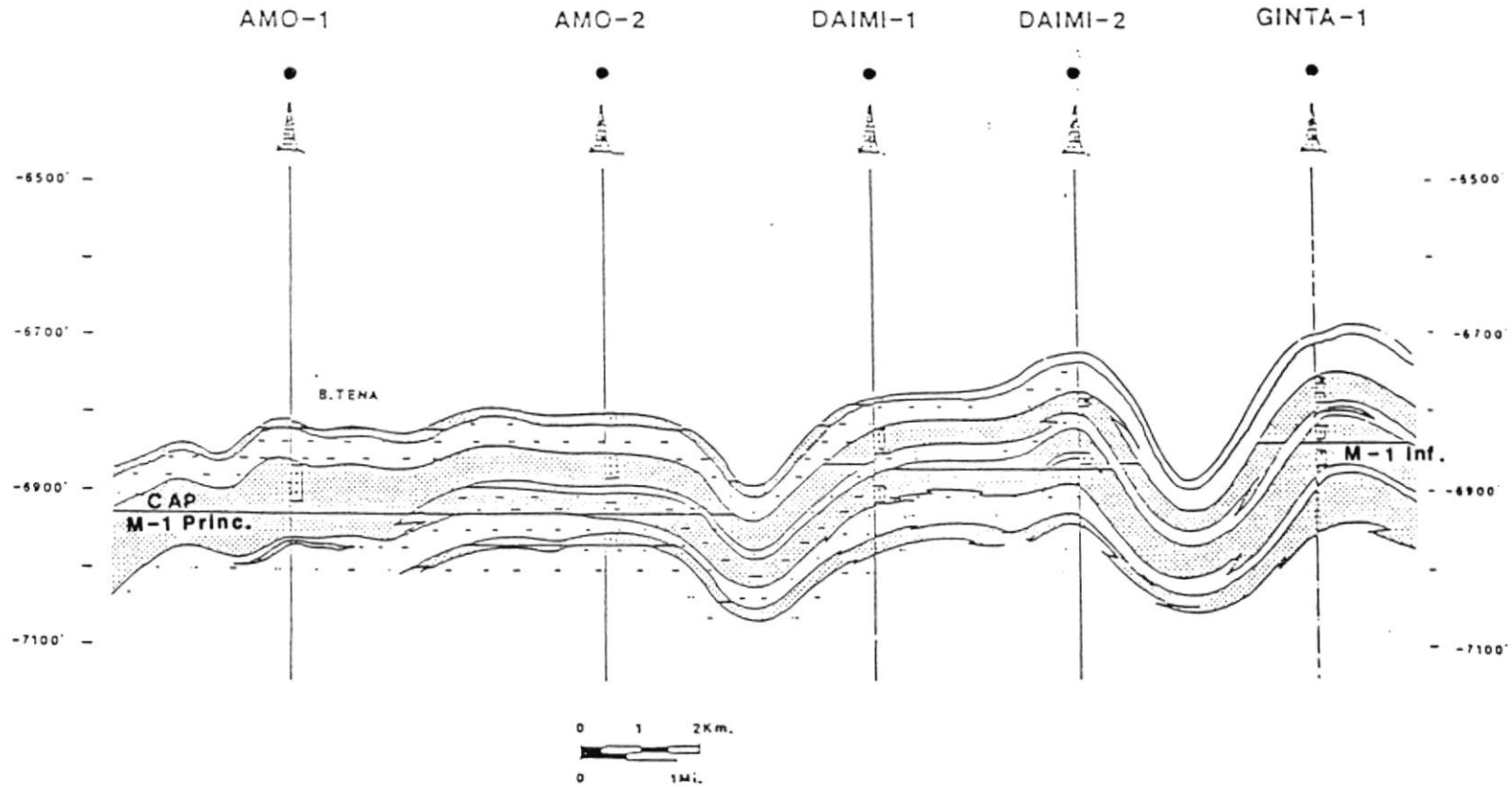


FIGURA No. 4.1

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: AMO M-1

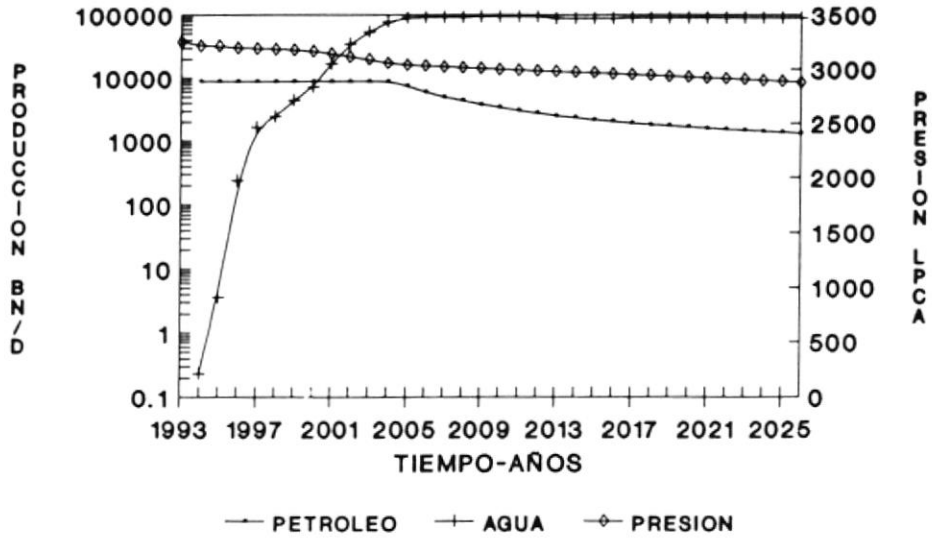


FIGURA No. 5.1  
CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: AMO M-1

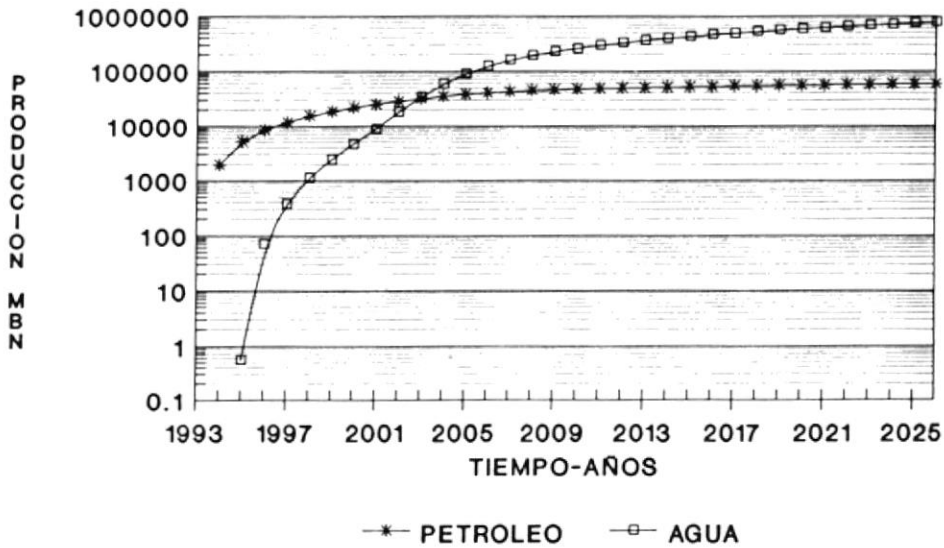


FIGURA No. 5.2  
CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO



## PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: DAIMI M-1

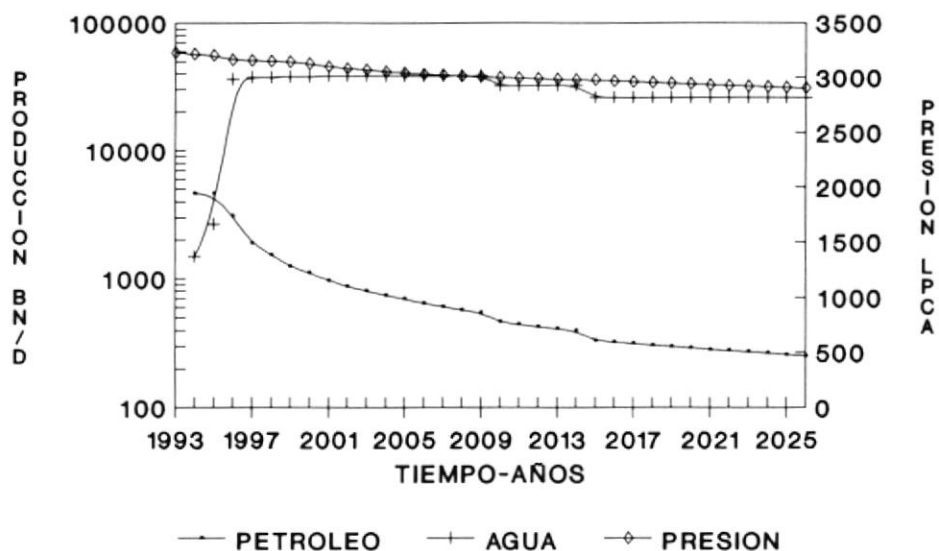


FIGURA No. 5.3

CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO

## PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: DAIMI M-1

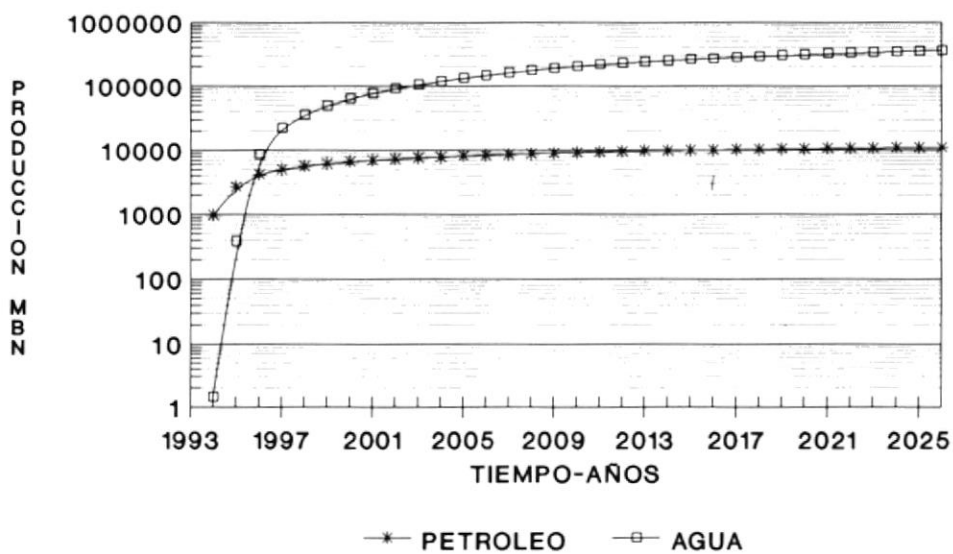


FIGURA No. 5.4

CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: GINTA M-1

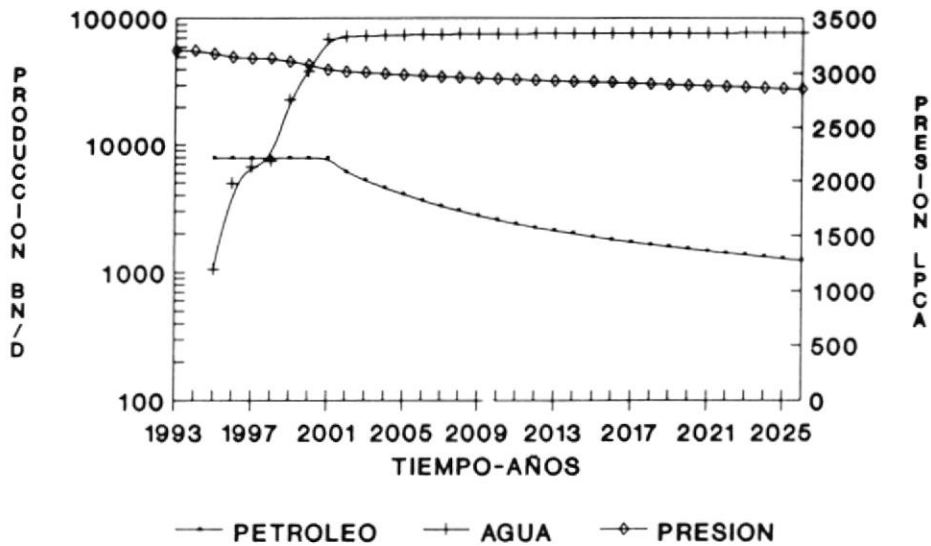


FIGURA No. 5.5

CASO BASE CON ACUIFRO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: GINTA M-1

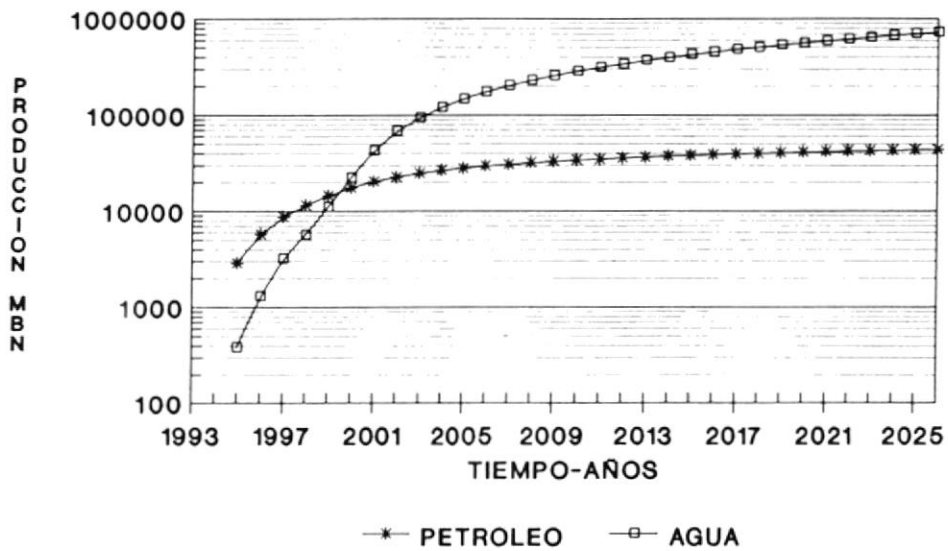


FIGURA No. 5.6

CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO



### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: AMO M-1

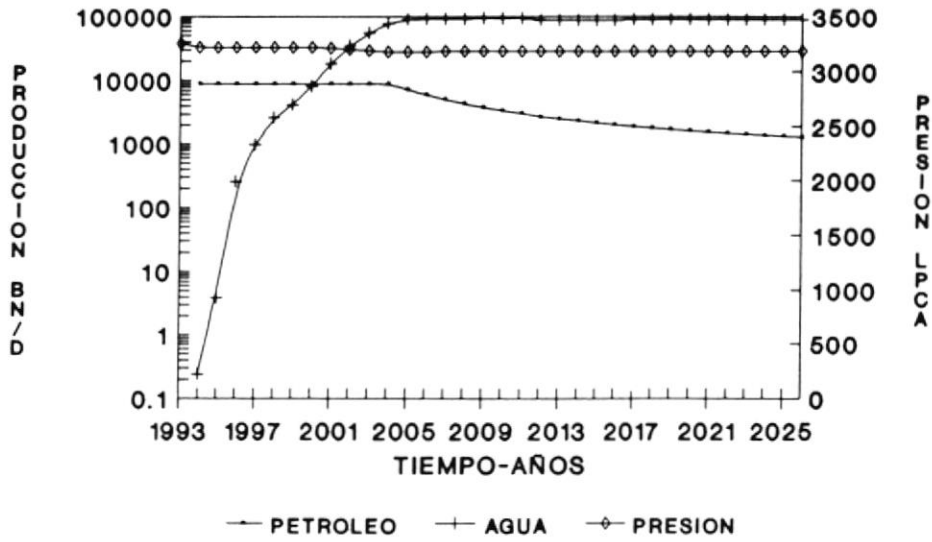


FIGURA No. 5.9

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: AMO M-1

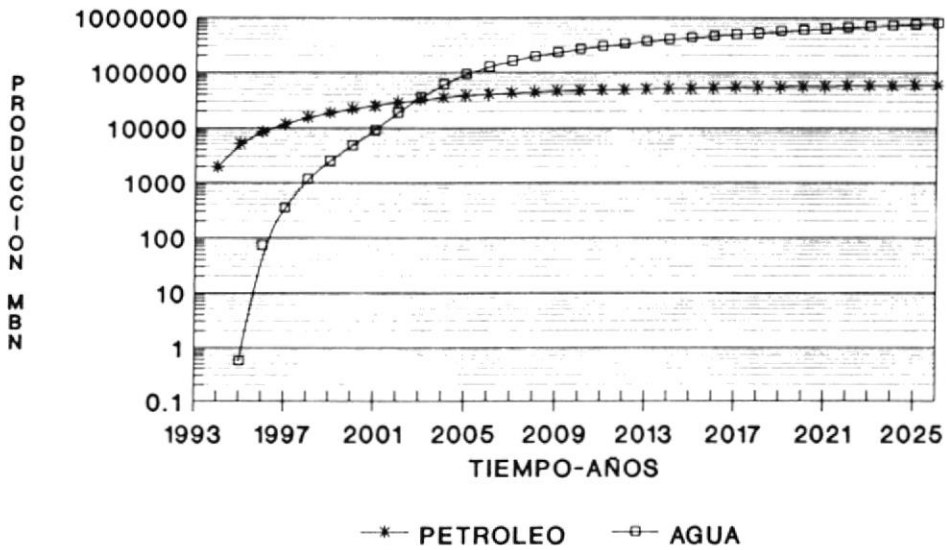


FIGURA No. 5.10

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: DAIMI M-1

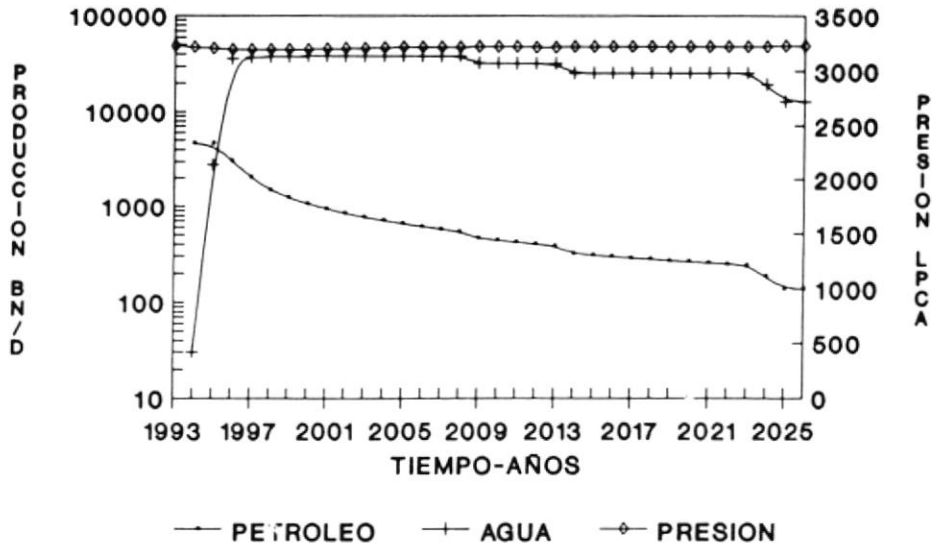


FIGURA No. 5.11

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: DAIMI M-1

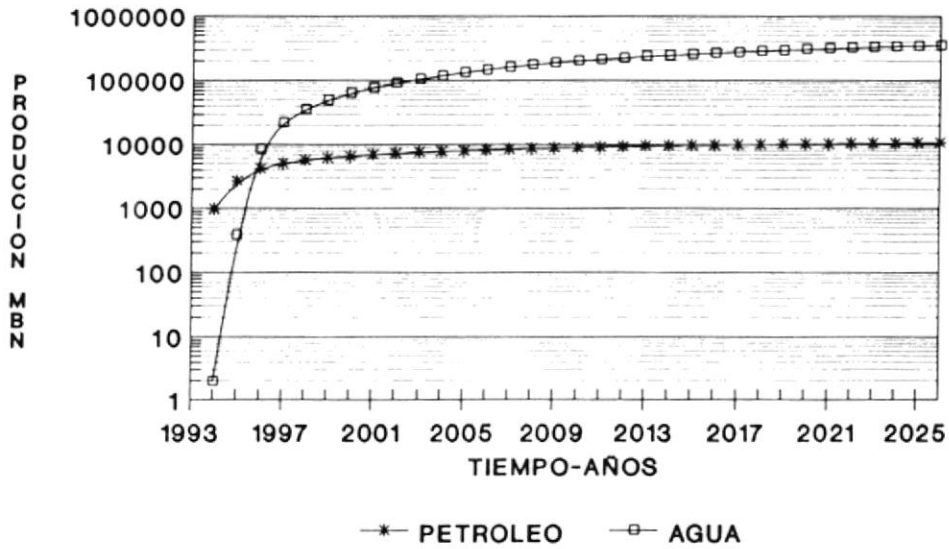


FIGURA No. 5.12

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

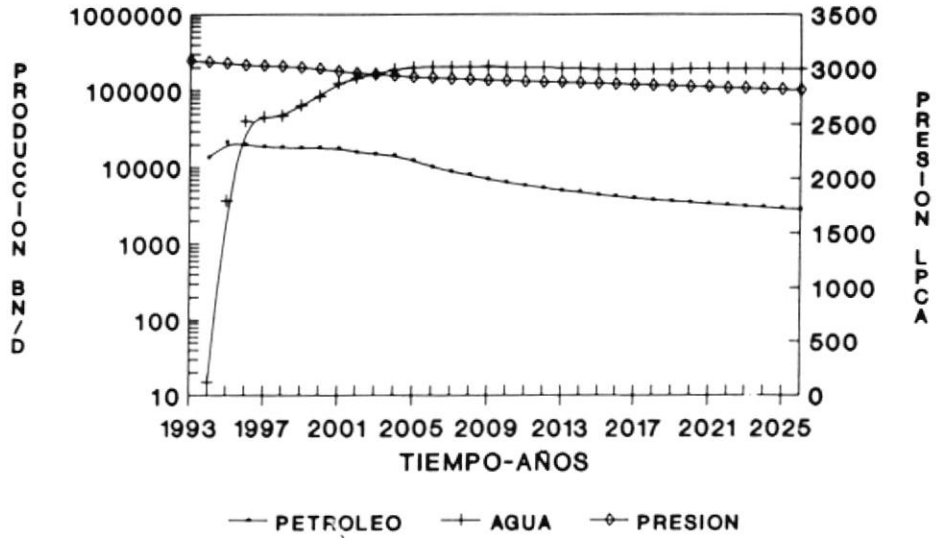


FIGURA No. 5.7

CASO BASE CON ACUIERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

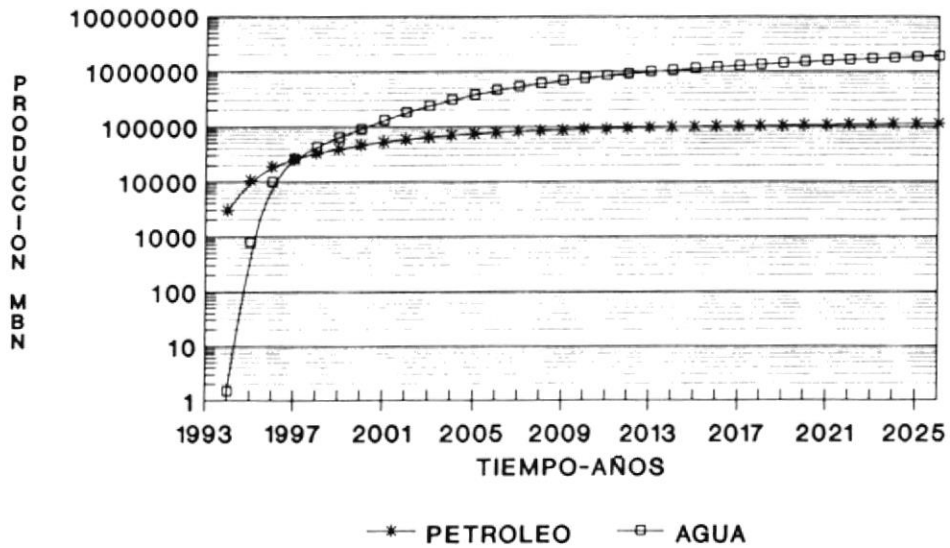


FIGURA No. 5.8

CASO BASE CON ACUIERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: GINTA M-1

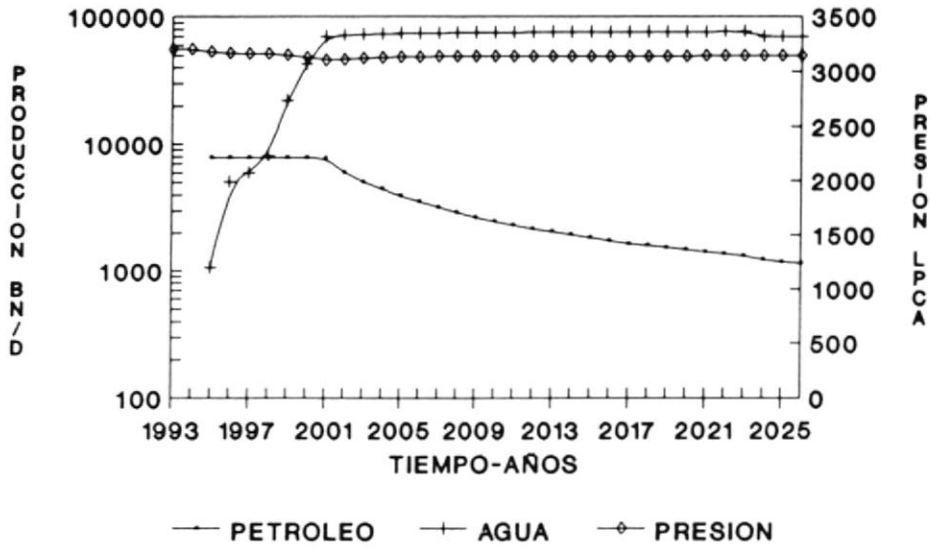


FIGURA No. 5.13

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: GINTA M-1

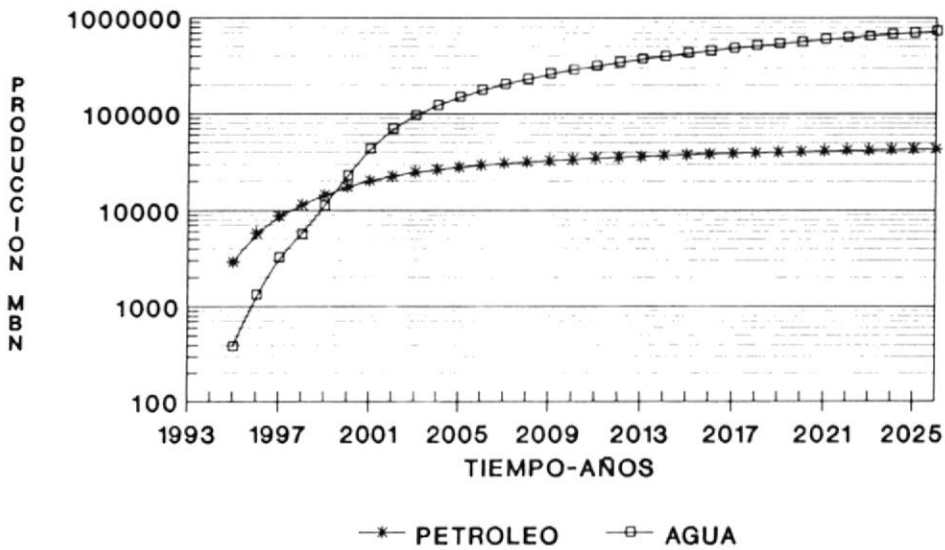


FIGURA No. 5.14

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

## PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

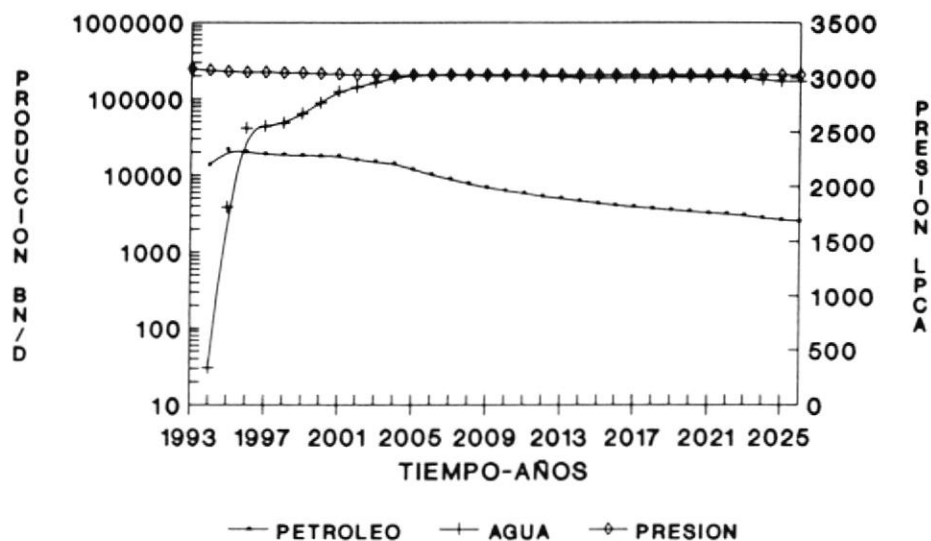


FIGURA No. 5.15

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

## PRODUCCION ACUMULADA AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

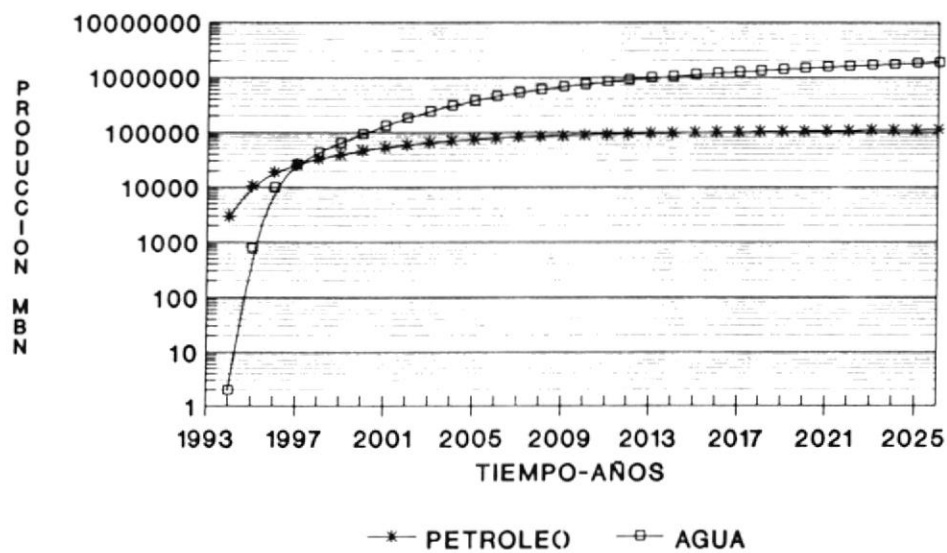


FIGURA No. 5.16

CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: AMO M-1

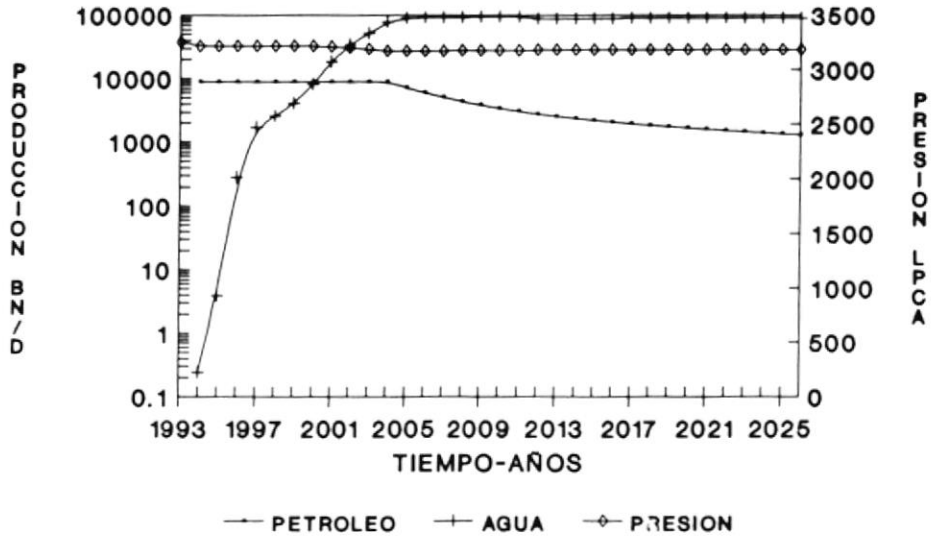


FIGURA No. 5.17

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: AMO M-1

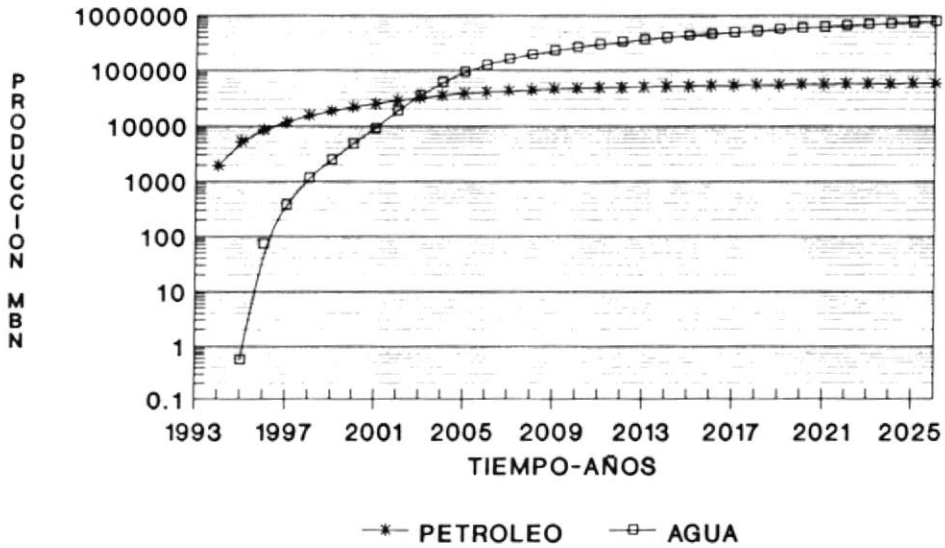


FIGURA No. 5.18

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: DAIMI M-1

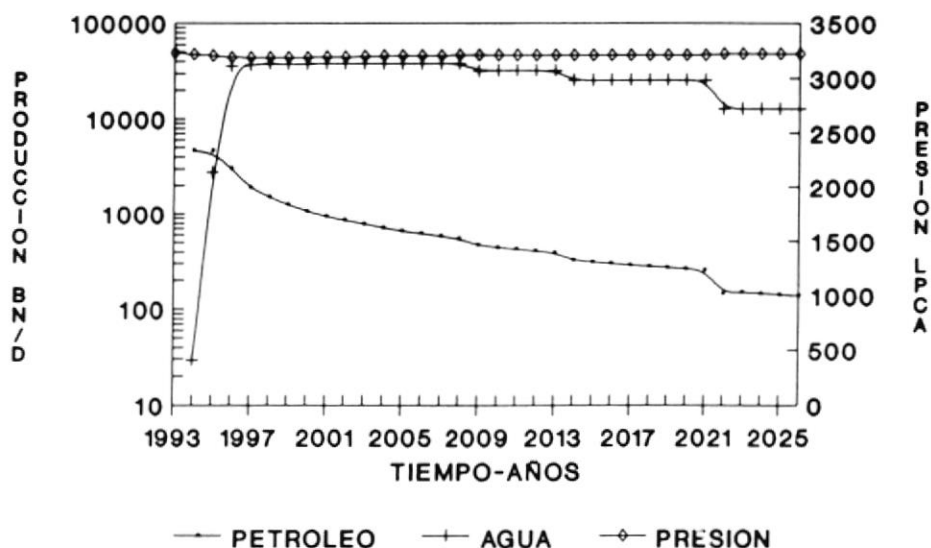


FIGURA No. 5.19

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: DAIMI M-1

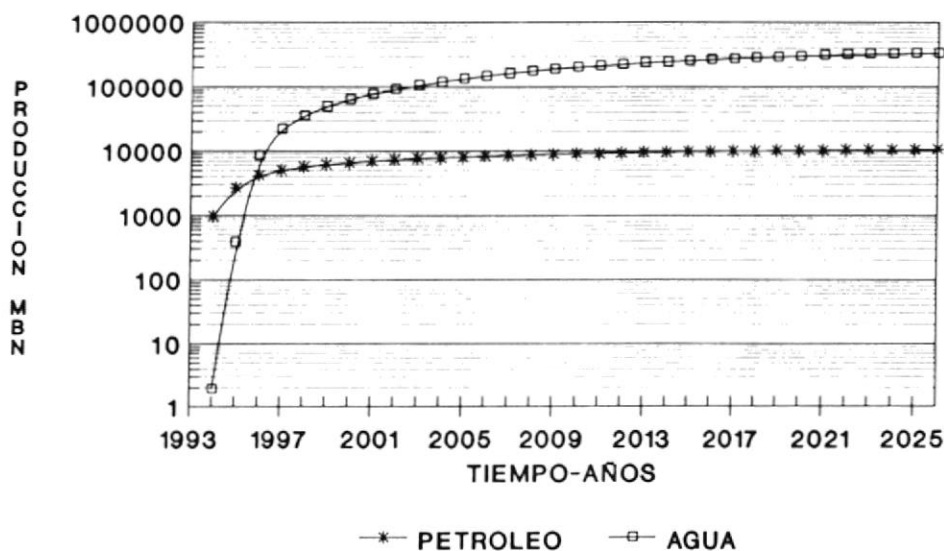


FIGURA No. 5.20

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: GINTA M-1

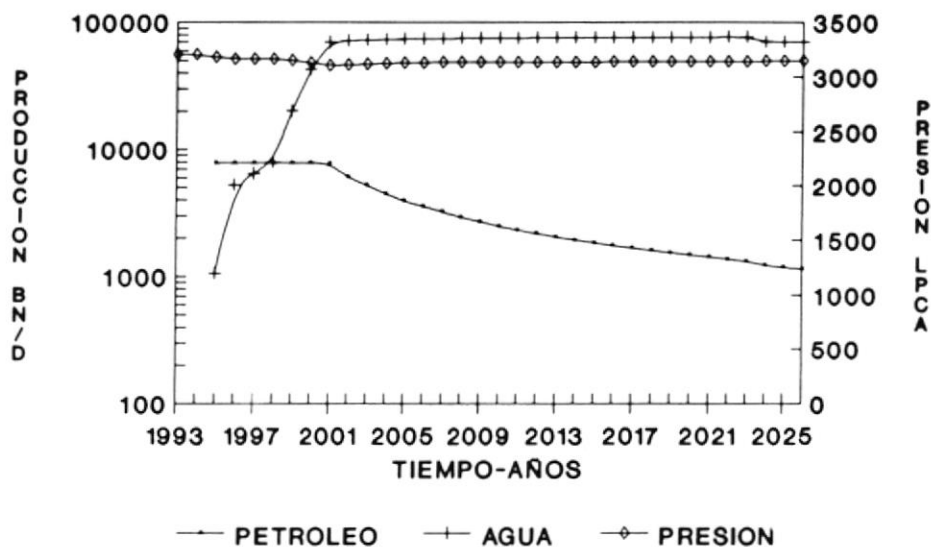


FIGURA No. 5.21

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: GINTA M-1

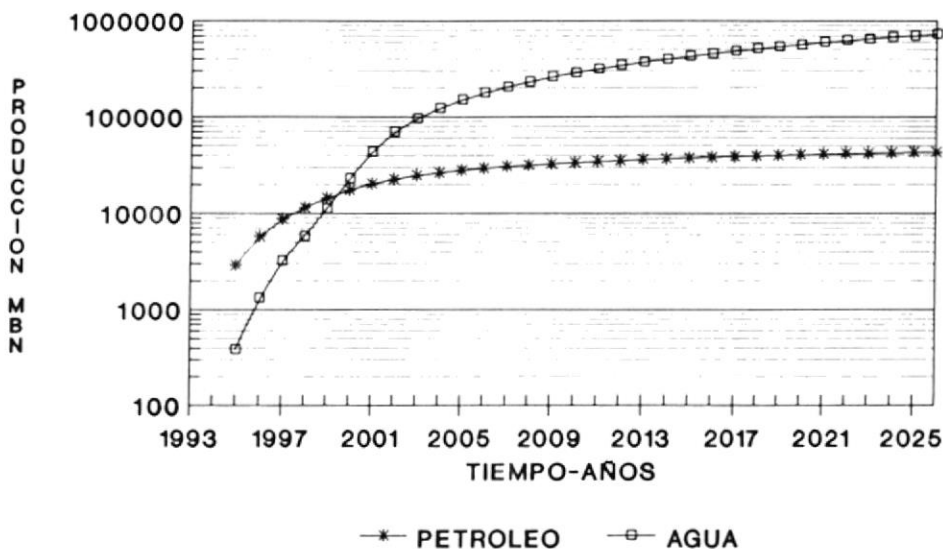


FIGURA No. 5.22

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

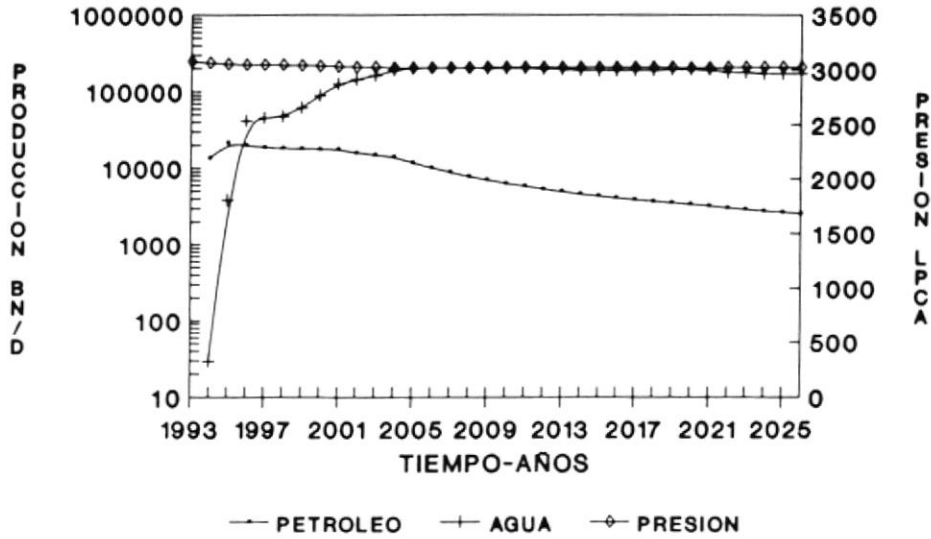


FIGURA No. 5.23

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

### PRODUCCION ACUMULADA AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

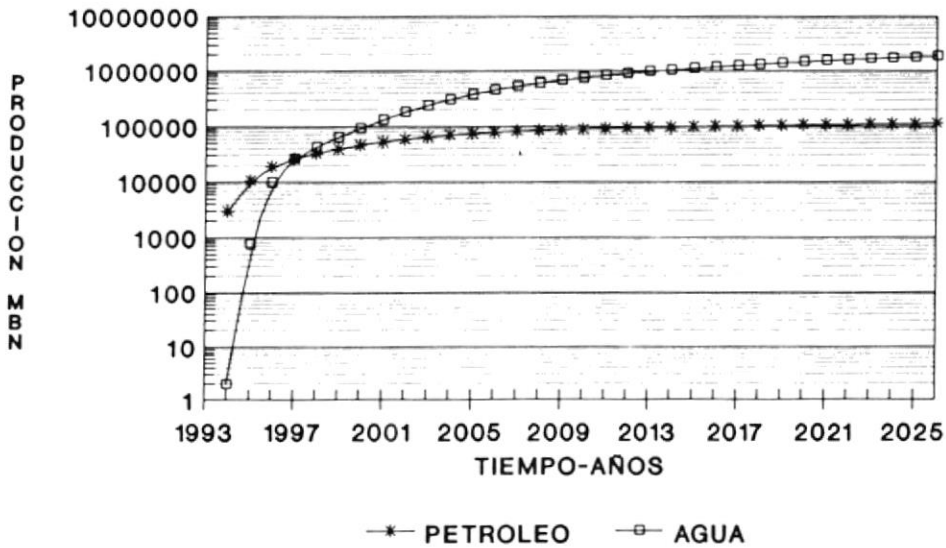


FIGURA No. 5.24

CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO



### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: DAIMI M-1

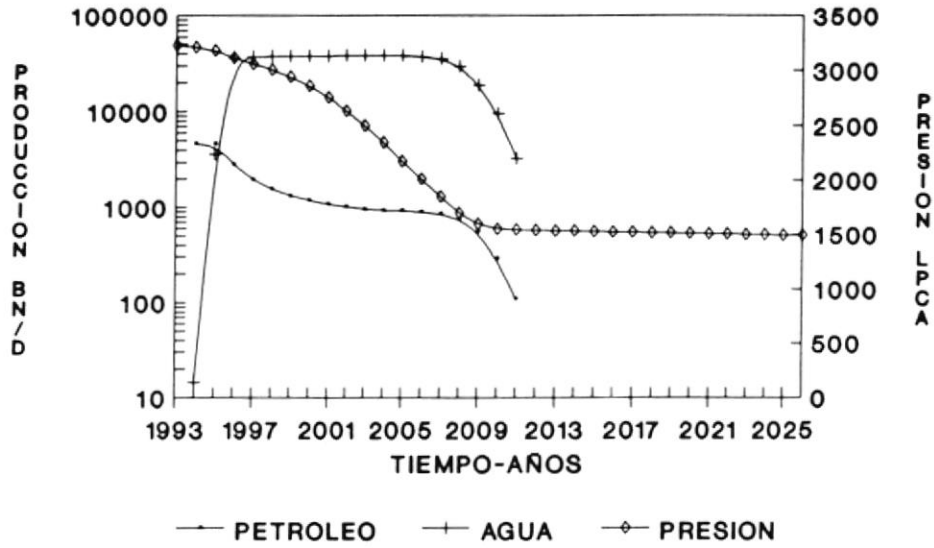


FIGURA No. 5.27  
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: DAIMI M-1

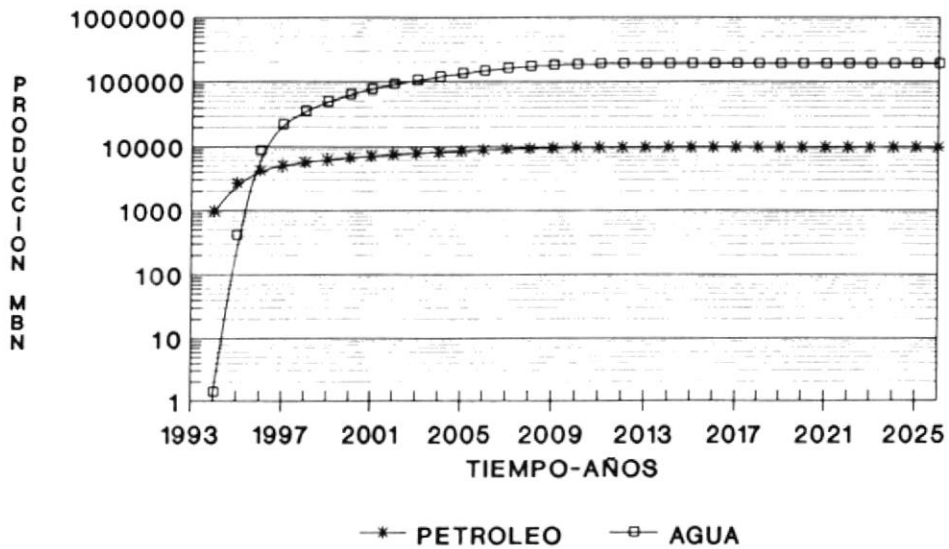


FIGURA No. 5.28  
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: GINTA M-1

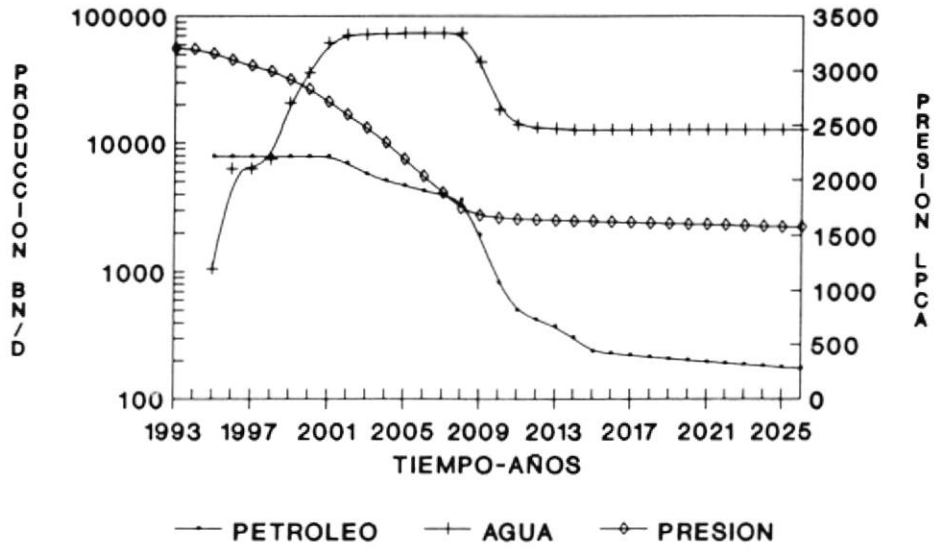


FIGURA No. 5.29  
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: GINTA M-1

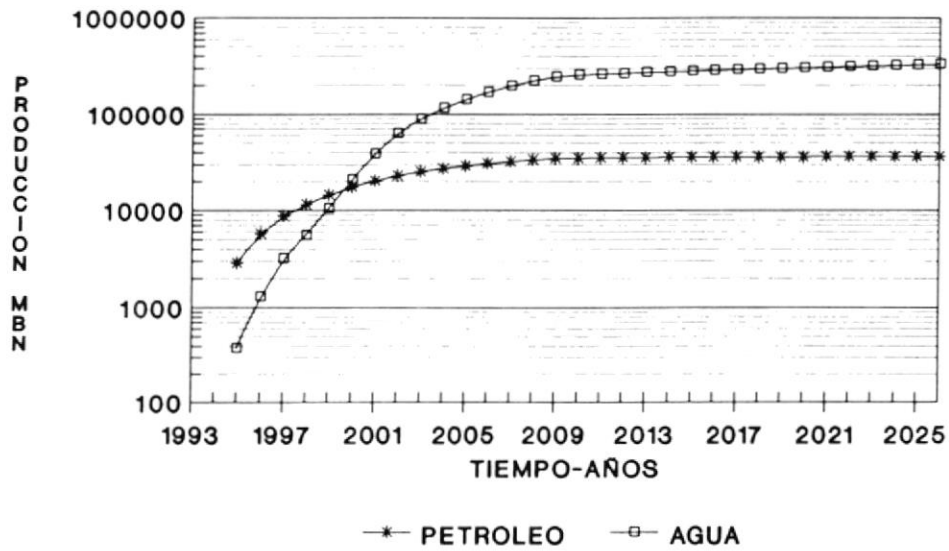


FIGURA No. 5.30  
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

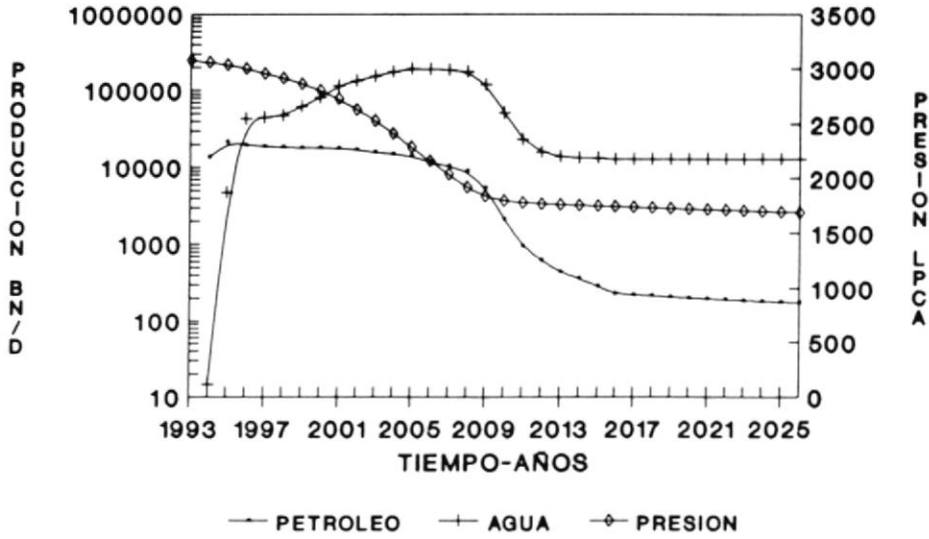
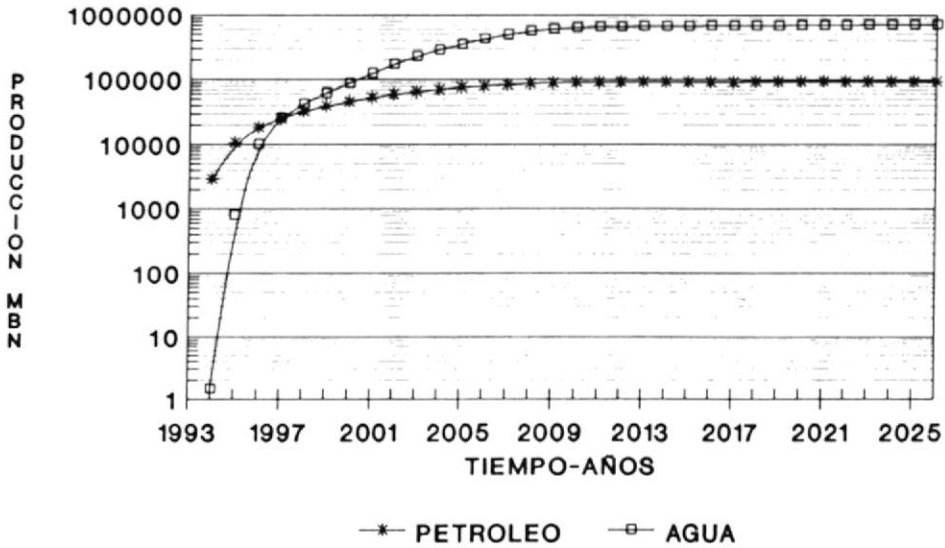


FIGURA No. 5.31  
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA AMO-DAIMI-GINTA."M-1"



CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

FIGURA No. 5.32

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: AMO M-1

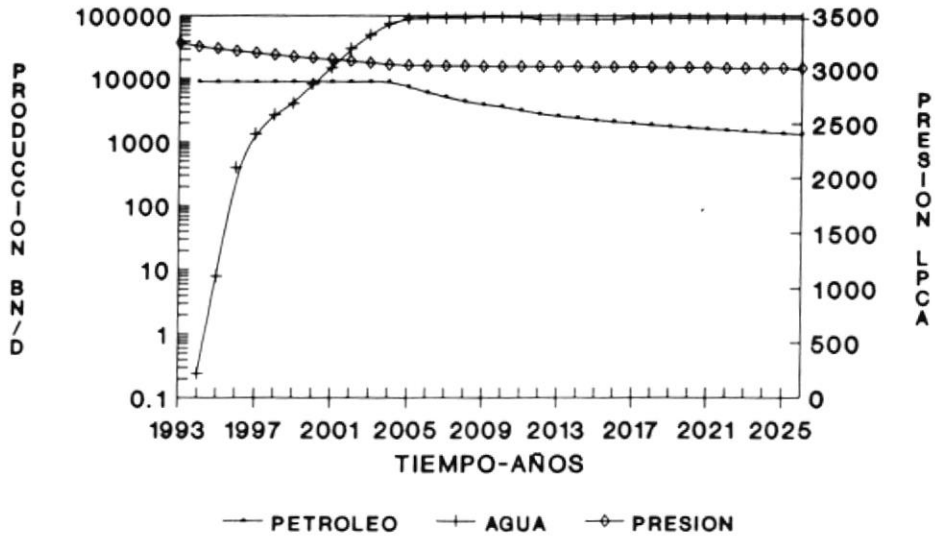


FIGURA 5.33

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: AMO M-1

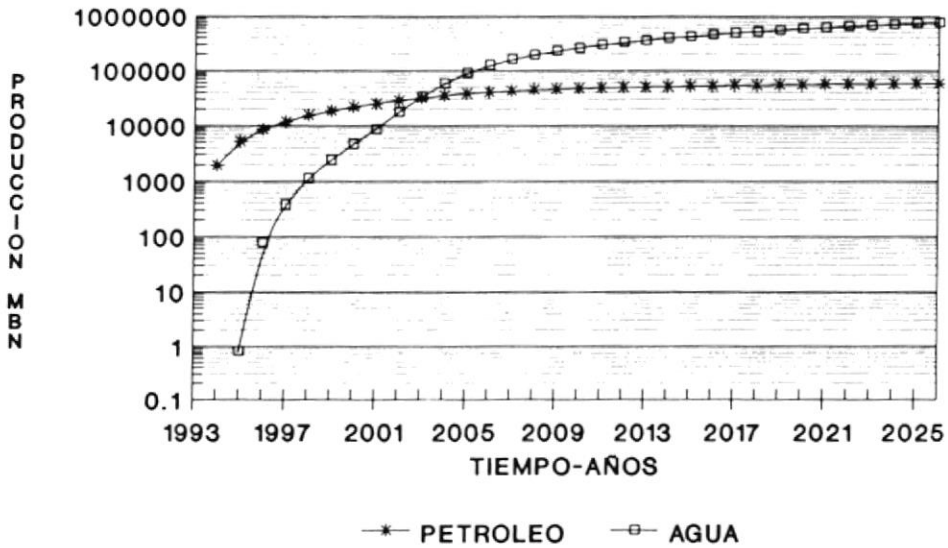


FIGURA 5.34

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: DAIMI M-1

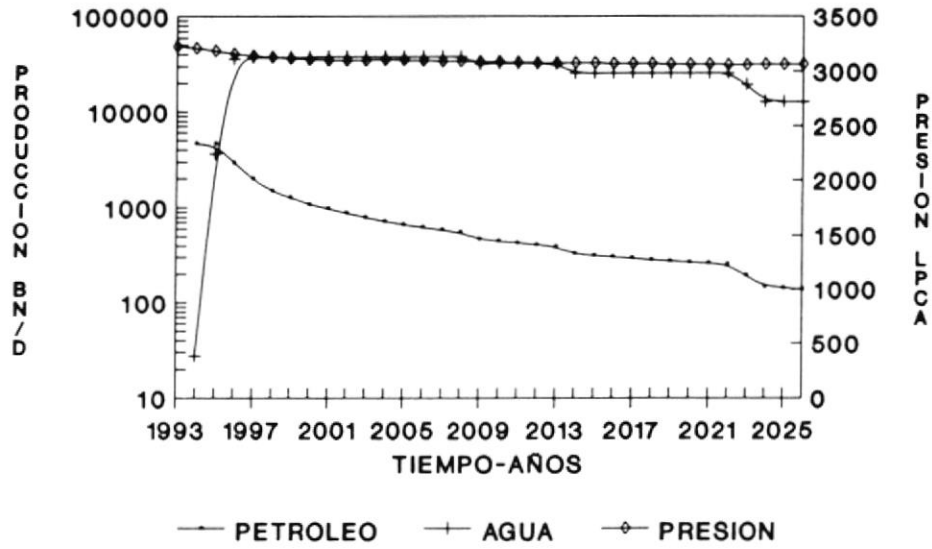


FIGURA No. 5.35

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: DAIMI M-1

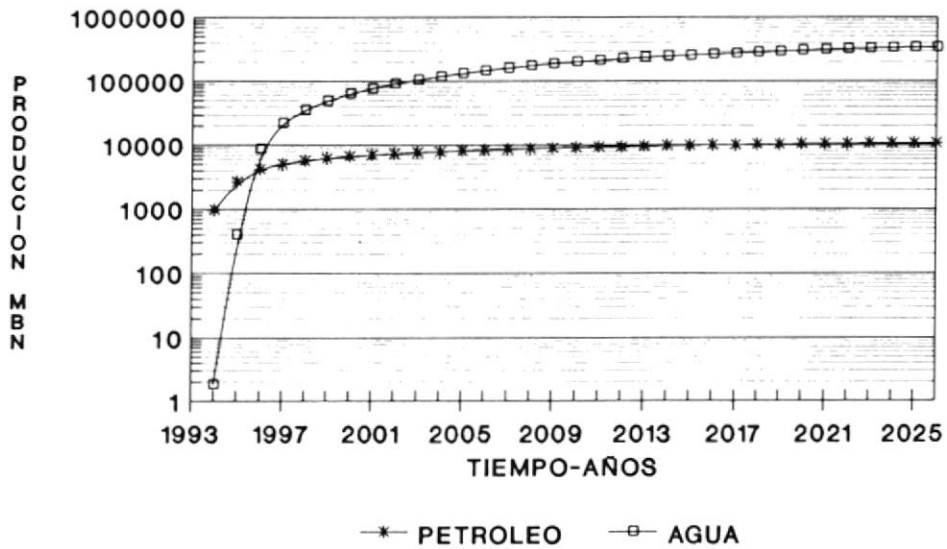


FIGURA No. 5.36

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO YACIMIENTO: GINTA M-1

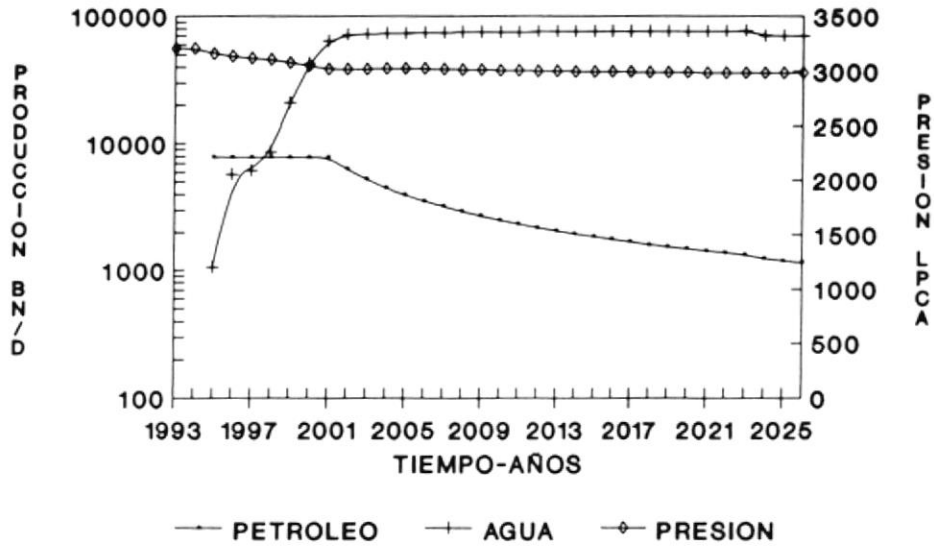


FIGURA No. 5.37

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA YACIMIENTO: GINTA M-1

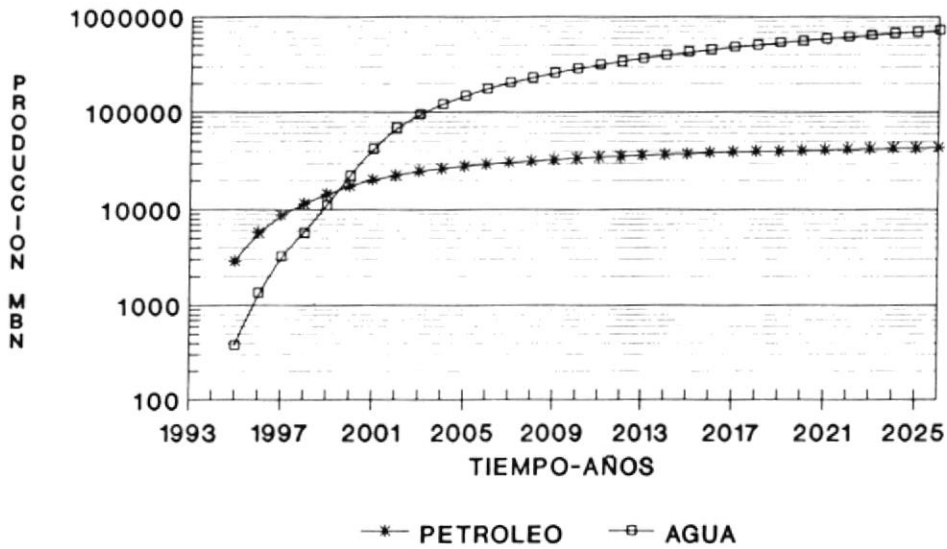


FIGURA No. 5.38

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PROD. DIARIA Y PRESION PROMEDIO AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

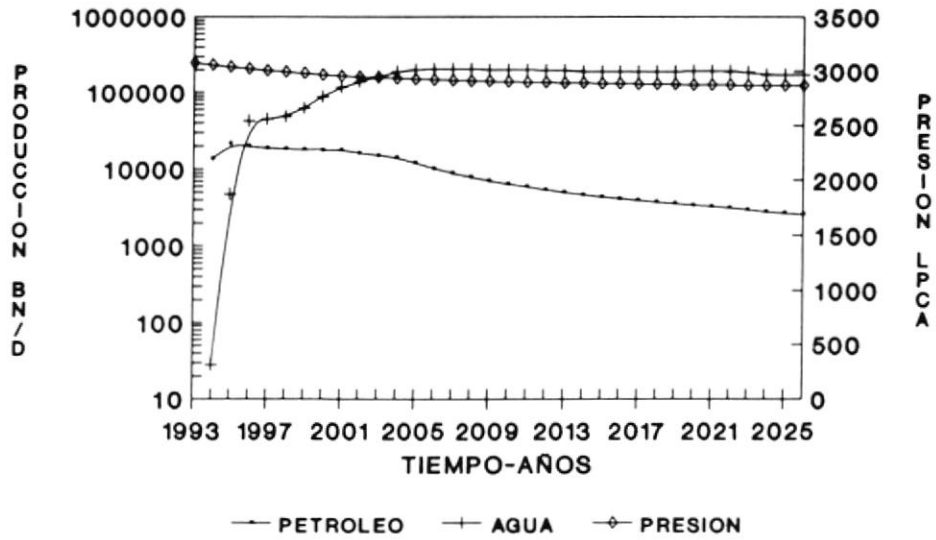


FIGURA No. 5.39

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

### PRODUCCION ACUMULADA AMO-DAIMI-GINTA."M-1"

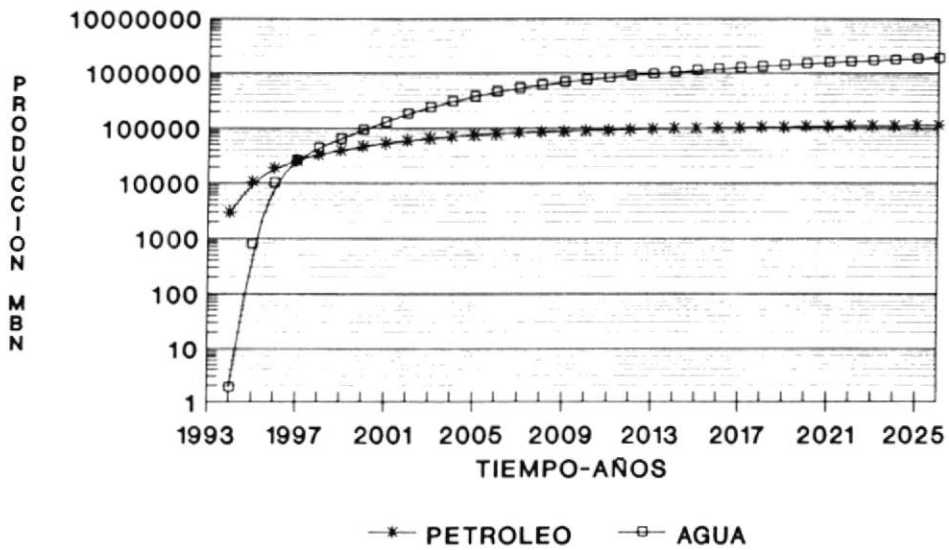


FIGURA No. 5.40

CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO



# TABLAS

**TABLA I  
PARAMETROS DE LOS YACIMIENTOS  
ARENISCA M-1**

YACIMIENTO	ESPEJOR BRUTO Pies	ESPEJOR NETO Pies	NET/BRUTO (%)	POR AVG (%)	Sw AVG (%)	K AVG (md)	FVF	API @ (60°F)
AMO	AMO-1/ AMO-2	AMO-1/ AMO-2						
PRINCIPAL	60/40	58/39	98.0	21.9	25.10	3393	1.069	16.5
INFERIOR	27	22	82.0	21.3	43.50	2293	1.067	14.8
DAIMI	DAIMI-1/ DAIMI-2	DAIMI-1/ DAIMI-2						
PRINCIPAL	44/30	40/29.5	94.5	22.8	28.00	6213	1.110	15.3
INFERIOR	50/58	0/44	76.0	22.8	23.10	6018	1.110	16.5
GINTA								
PRINCIPAL	48	45	94.00	23.9	25.2	5101	1.100	17.1
INFERIOR	30	30	100.00	20.5	25.1	1592	1.100	15.5

MODELO GEOLOGICO



**TABLA II**  
**PROPIEDADES DE LA ARENISCA M-1 MODELO REGIONAL**

C A P A		AMO-01				AMO-02				DAIMI-01			
		h (pies)	KX (md)	KZ (md)	POR (%)	h (pies)	KX (md)	KZ (md)	POR (%)	h (pies)	KX (md)	KZ (md)	POR (%)
1	P	20.0	1340	380	23.9	10.0	3242	59.8	19.7	10.0	1165	13.9	22.2
2	R	21.0	1662	571	21.9	10.0	4648	63.6	20.9	7.0	33	61.3	21.2
3	I	22.0	4596	2617	21.2	11.0	3766	81.9	20.9	10.0	4404	330.2	20.5
4	N	21.0	3800	1587	21.5	10.0	2008	15.2	23.5	14.0	5722	32.2	22
5		AUSENTE				5.0	LUTITA			10.0	LUTITA		
6	I					10.0	878	1.4	25.3	16.0	2710	4	18.3
7	N					10.0	1284	11.6	23.9	18.0	2231	0.3	21.1
8	F					10.0	1681	30.5	22.7	16.0	1610	0.1	13.9

C A P A		DAIMI-02				GINTA-01				IRO-01			
		h (pies)	KX (md)	KZ (md)	POR (%)	h (pies)	KX (md)	KZ (md)	POR (%)	h (pies)	KX (md)	KZ (md)	POR (%)
1	P	7.5	10532	7099	23.6	9.0	2683	268.3	23.1	20.0	2577	300	23.8
2	R	7.5	2340	1169	25.5	9.0	2683	268.3	23.1	20.0	2577	300	23.8
3	I	7.5	2340	1169	25.5	12.0	2683	268.3	23.1	15.0	3884	400	20.1
4	N	7.5	2673	177	23.8	18.0	2683	268.3	23.1	15.5	3884	400	20.1
5		10.0	LUTITA			10.0	LUTITA			10.0	LUTITA		
6	I	16.0	7707	7136	20.9	15.0	867	86.7	20.2	19.0	3884	400	19.6
7	N	13.5	8323	4529	23.5	18.0	867	86.7	20.2	19.0	3884	400	19.6
8	F	35.0	3056	317.6	23.5	37.0	867	86.7	20.2	20.0	3884	400	19.6

MODELO NUMERICO

TABLA III-A

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

AREA AMO-01

ARENA M-1 PRINCIPAL

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.20	0.00000	0.48730	0.00
0.22	0.00001	0.47050	0.00
0.24	0.00020	0.38000	0.00
0.26	0.00040	0.32000	0.00
0.28	0.00125	0.28000	0.00
0.30	0.00400	0.23390	0.00
0.35	0.01650	0.14000	0.00
0.40	0.03750	0.07800	0.00
0.45	0.05700	0.04200	0.00
0.50	0.08300	0.02000	0.00
0.55	0.11350	0.00630	0.00
0.60	0.14650	0.00190	0.00
0.65	0.18100	0.00000	0.00
0.70	0.22000	0.00000	0.00
0.80	0.31500	0.00000	0.00
0.90	0.38900	0.00000	0.00
0.99	0.47400	0.00000	0.00
1.00	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

TABLA III-B

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

AREA AMO-02

ARENA M-1 PRINCIPAL

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.15	0.00000	0.51480	0.00
0.16	0.00001	0.50000	0.00
0.17	0.00005	0.48250	0.00
0.18	0.00010	0.46250	0.00
0.19	0.00100	0.44350	0.00
0.20	0.00250	0.41800	0.00
0.25	0.00600	0.31250	0.00
0.30	0.01350	0.19250	0.00
0.35	0.02600	0.11250	0.00
0.40	0.04300	0.05500	0.00
0.45	0.06250	0.02000	0.00
0.50	0.08500	0.01350	0.00
0.55	0.10850	0.00500	0.00
0.60	0.13250	0.00120	0.00
0.65	0.16250	0.00000	0.00
0.70	0.19150	0.00000	0.00
0.80	0.26250	0.00000	0.00
0.90	0.34150	0.00000	0.00
1.00	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

TABLA III-C

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

AREA DAIMI

ARENA M-1 PRINCIPAL

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.25	0.00000	0.55009	0.00
0.26	0.00001	0.38000	0.00
0.28	0.00005	0.25000	0.00
0.30	0.00050	0.18000	0.00
0.35	0.00900	0.07750	0.00
0.40	0.01500	0.04000	0.00
0.45	0.02700	0.02000	0.00
0.50	0.04000	0.00900	0.00
0.55	0.05700	0.00165	0.00
0.60	0.07500	0.00100	0.00
0.65	0.09375	0.00000	0.00
0.70	0.11250	0.00000	0.00
0.80	0.16000	0.00000	0.00
0.90	0.21000	0.00000	0.00
0.99	0.25000	0.00000	0.00
1.00	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

TABLA III-D

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

AREA DAIMI

ARENA M-1 INFERIOR

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.16	0.00000	0.55009	0.00
0.18	0.00002	0.36500	0.00
0.20	0.00005	0.12400	0.00
0.25	0.00050	0.06400	0.00
0.30	0.00900	0.03700	0.00
0.35	0.01250	0.01950	0.00
0.40	0.02150	0.01000	0.00
0.45	0.03150	0.00500	0.00
0.50	0.04350	0.00100	0.00
0.55	0.05850	0.00050	0.00
0.60	0.07250	0.00000	0.00
0.65	0.08950	0.00000	0.00
0.70	0.10650	0.00000	0.00
0.80	0.13250	0.00000	0.00
0.90	0.16000	0.00000	0.00
0.99	0.18000	0.00000	0.00
1.00	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

**TABLA III-E**  
**PERMEABILIDADES RELATIVAS**  
**AREA GINTA                      ARENA M-1 PRINCIPAL**  
**NASHIÑO**

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.2660	0.00000	1.00000	0.00
0.2710	0.00005	0.95956	0.00
0.2810	0.00017	0.87963	0.00
0.2937	0.00030	0.79121	0.00
0.3008	0.00098	0.74333	0.00
0.3214	0.00293	0.61814	0.00
0.3344	0.00527	0.54780	0.00
0.3491	0.00790	0.47615	0.00
0.3768	0.01892	0.36103	0.00
0.4045	0.02940	0.26889	0.00
0.4322	0.04083	0.19623	0.00
0.4599	0.05035	0.13990	0.00
0.4876	0.06038	0.09707	0.00
0.5153	0.07087	0.06525	0.00
0.5430	0.08180	0.04223	0.00
0.5707	0.09312	0.02610	0.00
0.5984	0.10482	0.01524	0.00
0.6128	0.11105	0.01122	0.00
0.6261	0.11688	0.00635	0.00
0.6538	0.12927	0.00000	0.00
0.6729	0.13802	0.00000	0.00
0.6815	0.14199	0.00000	0.00
0.7092	0.15502	0.00000	0.00
0.7106	0.15568	0.00000	0.00
0.7369	0.16835	0.00000	0.00
0.7418	0.17072	0.00000	0.00
0.7646	0.18196	0.00000	0.00
0.7766	0.18795	0.00000	0.00
0.7923	0.19585	0.00000	0.00
0.8200	0.21000	0.00000	0.00
1.0000	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

**TABLA III-F**  
**PERMEABILIDADES RELATIVAS**  
**AREA GINTA                      ARENA M-1 INFERIOR**  
**NASHIÑO**

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.2830	0.00000	1.00000	0.00
0.2878	0.00005	0.95956	0.00
0.2979	0.00017	0.87963	0.00
0.3098	0.00030	0.79121	0.00
0.3168	0.00098	0.74333	0.00
0.3367	0.00293	0.61814	0.00
0.3493	0.00527	0.54780	0.00
0.3636	0.00790	0.47615	0.00
0.3904	0.01892	0.36103	0.00
0.4172	0.02940	0.26889	0.00
0.4441	0.04083	0.19623	0.00
0.4710	0.05035	0.13990	0.00
0.4978	0.06038	0.09707	0.00
0.5247	0.07087	0.06525	0.00
0.5515	0.08180	0.04223	0.00
0.5784	0.09312	0.02610	0.00
0.6052	0.10482	0.01524	0.00
0.6192	0.11105	0.01122	0.00
0.6321	0.11688	0.00635	0.00
0.6589	0.12927	0.00000	0.00
0.6774	0.13802	0.00000	0.00
0.6858	0.14199	0.00000	0.00
0.7126	0.15502	0.00000	0.00
0.7139	0.15568	0.00000	0.00
0.7395	0.16835	0.00000	0.00
0.7442	0.17072	0.00000	0.00
0.7663	0.18196	0.00000	0.00
0.7780	0.18795	0.00000	0.00
0.7932	0.19585	0.00000	0.00
0.8200	0.21000	0.00000	0.00
1.0000	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

TABLA III-G

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

AREAS: IRO ARENA M-1 PRINCIPAL E INFERIOR  
 AMO-02 ARENA M-1 INFERIOR

Sw	Krw	Kro	Pcwo
0.4150	0.00000	1.00000	0.00
0.4520	0.02200	0.60700	0.00
0.5650	0.08610	0.35800	0.00
0.5900	0.10300	0.28800	0.00
0.6050	0.11300	0.24500	0.00
0.6180	0.12100	0.21600	0.00
0.6270	0.13100	0.20100	0.00
0.6410	0.13400	0.16800	0.00
0.6450	0.13700	0.15800	0.00
0.6700	0.13900	0.10900	0.00
0.6770	0.15800	0.10400	0.00
0.7120	0.18300	0.06390	0.00
0.7300	0.20400	0.04930	0.00
0.7460	0.22500	0.03990	0.00
0.7580	0.23200	0.03210	0.00
0.7650	0.24600	0.02930	0.00
0.7760	0.25900	0.02460	0.00
0.7800	0.26100	0.02280	0.00
0.8060	0.29400	0.01600	0.00
0.8880	0.40400	0.00000	0.00
1.0000	1.00000	0.00000	0.00

MODELO NUMERICO

TABLA IV-A

DATOS PVT

AREA: AMO-1

ARENA M-1

	P (LPCA)	Rs (PCN/BN)	Bo (RBb/BN)	Bg (MPCN/BN)	$\mu^o$ (cp)	$\mu g$ (cp)	GR
	14.70	0	1.056	220.000	75.00	0.0114	0.695
	90.70	58	1.114	65.390	23.50	0.0115	0.694
	160.70	79	1.135	32.500	20.00	0.0116	0.693
	241.70	105	1.161	15.982	17.55	0.0117	0.693
	306.70	106	1.162	10.490	16.47	0.0118	0.695
	388.70	108	1.164	7.739	14.88	0.0119	0.695
Pb	458.70	110	1.167	6.094	14.18	0.0120	0.702
Pi	3240.00		1.136		17.20		

MODELO NUMERICO

**TABLA IV-B**

**DATOS PVT**

**AREA: AMO-2**

**ARENA M-1**

	<b>P (LPCA)</b>	<b>Rs (PCN/BN)</b>	<b>Bo (RBb/BN)</b>	<b>Bg (MPCN/BN)</b>	<b><math>\mu_o</math> (cp)</b>	<b><math>\mu_g</math> (cp)</b>	<b>GR</b>
	14.70	0	1.045	220.000	54.10	0.0114	0.695
	100.00	14	1.057	65.390	48.00	0.0115	0.695
	200.00	27	1.064	15.982	44.80	0.0116	0.693
	300.00	38	1.071	10.490	41.00	0.0118	0.695
	400.00	48	1.079	7.739	37.30	0.0119	0.695
<b>Pb</b>	505.00	58	1.089	6.094	32.40	0.0120	0.702
<b>Pi</b>	3230.00		1.067		48.90		

MODELO NUMERICO

**TABLA IV-C**

**DATOS PVT**

**AREA: DAIMI**

**ARENA M-1**

	<b>P (LPCA)</b>	<b>Rs (PCN/BN)</b>	<b>Bo (RBb/BN)</b>	<b>Bg (MPCN/BN)</b>	<b><math>\mu_o</math> (cp)</b>	<b><math>\mu_g</math> (cp)</b>	<b>GR</b>
	14.70	0	1.052	220.000	81.92	0.0114	0.695
	82.00	14	1.069	32.500	49.00	0.0116	0.693
	140.00	25	1.084	15.982	38.00	0.0117	0.693
	205.00	30	1.099	10.490	27.00	0.0118	0.695
	280.00	44	1.117	7.739	22.50	0.0121	0.695
Pb	346.00	58	1.136	6.094	18.75	0.0125	0.702
Pi	3230.00		1.114		44.80		

MODELO NUMERICO

TABLA IV-D

DATOS PVT

AREA: GINTA, IRO Y NASHIÑO

ARENA M-1

	P (LPCA)	Rs (PCN/BN)	Bo (RBb/BN)	Bg (MPCN/BN)	$\mu$ o (cp)	$\mu$ g (cp)	GR
	14.70	0	1.041	218.414	39.80	0.0109	0.695
	100.00	16	1.055	32.172	36.10	0.0128	0.695
	200.00	28	1.062	15.972	34.00	0.0133	0.695
	300.00	38	1.068	10.615	31.80	0.0135	0.695
Pb	360.00	43	1.079	6.094	27.10	0.0141	0.702
Pi	3185.00		1.061		38.80		



**TABLA V**  
**RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESION**

POZO	DST	TIPO	INTERVAL PIES	FLUIDOS RECOBRADOS	Pinic. LPCA	Koh/ $\mu$ o md-pie/cp	Ko md	S	Rinv pies	PI BPPD/LPC
AMO-1	4A	FLUJO NATURAL	7620-7640	114 BPPD 16.8°API NO AGUA	3246	1556.46	1340	-0.3	188.3	0.564
AMO-2 M-1 PRINCIPAL	6A	BOMBA JET	7644-7674	2304 BPPD 16.5°API NO AGUA	3256	3029	4937	0.2	441	2.46
AMO-2 M-1 INFERIOR	5A	REVERSA	7691-7709	435 BPPD 14.8°API 24 Bbls AGUA	3266	167	895	-1.2	88	0.16
DAIMI-1 M-1 PRINCIPAL	4B	BOMBA JET	7650-7690	1754 BPPD 16.4°API NO AGUA	3229	2315	821	-2.9	730	4.03
DAIMI-1 M-1 INFERIOR	3	REVERSA	7718-7752	NO PETROLEO 56 Bbls AGUA	3252	---	---	---	---	---
DAIMI-2	4	FLUJO NATURAL	7680-7690 7694-7712	597 BPPD 16.5°API NO AGUA	3219	4257	8456	1.1	602	1.91
GINTA-1 M-1 PRINCIPAL	4B	BOMBA JET	7606-7620	588 BPPD 17.1°API NO AGUA	3185	491	1732	-2.2	290	0.71
GINTA-1 M-1 INFERIOR	3A	BOMBA JET	7670-7688	1420 BPPD 15.9°API NO AGUA	3204	1217	3916	-0.5	315	1.24
IRO-1 (Capa Superior)	5A	BOMBA JET	7930-7954	1100 BPPD 12.9°API 179 BAPD	3290	1424	2810	4.6	239	0.44
IRO-1 (Capa Inferior)	4A	BOMBA JET	7966-7986	1439 BPPD 13.8°API NO AGUA	3297	1174	4841	0.5	282	1.09
IRO-1 M-1 INFERIOR	3	REVERSA	8010-8032	AGUA	3315	---	---	---	---	---

**TABLA VI**

**VOLUMEN Y DISTRIBUCION DEL PETROLEO ORIGINAL EN EL SITIO**

**MODELO GEOLOGICO**

YACIMIENTO	PROBADO (ACRE-PIE)	PROBABLE (ACRE-PIE)	B/A-P (POES)	PROBADO (MBN)	PROBABLE (MBN)	TOTAL (MBN)
AMO M-1 PRINCIPAL	245102	--	1167	286034.03	--	286034
AMO M-1 INFERIOR	29048	--	758	22018.38	--	22018.38
DAIMI M-1 PRINCIPAL	56120	--	1084	60834.08	--	60834.08
DAIMI M-1 INFERIOR	19370	--	931	18033.47	--	18033.47
GINTA M-1 PRINCIPAL	53904	49391	1135	61181.04	56058.785	117239.8
GINTA M-1 INFERIOR	45631	--	975	44490.23	--	44490.22

TOTAL AMO M-1 : 308052. MBN

TOTAL DAIMI M-1: 78868 MBN

TOTAL GINTA M-1: 161730 MBN

**TOTAL COMBINADO = 548650 MBN**

MODELO GEOLOGICO

**TABLA VII****CONSTANTES DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS**

DENSIDAD AGUA DWB	FVF AGUA BWI	VISCOSIDAD AGUA VW	COMPRESIBILIDAD AGUA CW	COMPRESIBILIDAD ROCA CR	TEMPERATURA YACIMIENTO TRES
1.007	1.027	0.32	3.27E-06	4.25E-06	194

MODELO NUMERICO

**TABLA VIII  
REGIONES DE EQUILIBRIO**

REGION DE EQUILIBRIO	PRESION INICIAL (LPCA)	PROFUNDIDAD (PIES)	PC @ CAP (LPCA)	PROFUNDIDAD CAP (PIES)	PRESION SAT. (LPCA)
AMO-1 M-1 PRINCIPAL	3246	6900	0	6933	458.7
AMO-2 M-1 PRINCIPAL	3255	6900	0	6933	505
DAIMI M-1 PRINCIPAL	3230	6838	0	6864	346
GINTA M-1 PRINCIPAL	3185	6751	0	6831	360
IRO M-1 PRINCIPAL (CAPA SUPERIOR)	3291	6950	0	6990	420
IRO M-1 PRINCIPAL (CAPA INFERIOR)	3308	6990	0	7035	420
ACUIFERO M-1 PRINCIPAL	2973	6300	0	6300	400
NASHIÑO M-1 PRINCIPAL	2788	5734	0	5739	360
AMO M-1 INFERIOR	3260	6912	0	6929	505
DAIMI M-1 INFERIOR	3219	6828	0	6868	346
GINTA M-1 INFERIOR	3204	6816	0	6831	360
IRO M-1 INFERIOR	3315	7025	0	7025	360
ACUIFERO M-1 INFERIOR	3077	6400	0	6400	400
NASHIÑO M-1 INFERIOR	2820	5844	0	5844	360

MODELO NUMERICO

**TABLA IX**  
**COMPARACION DEL PETROLEO ORIGINAL EN EL SITIO**

	MODELO GEOLOGICO (MBN)	MODELO NUMERICO (MBN)	DIFERENCIA %
AMO M-1 PRINCIPAL	286034	295911	3.45
AMO M-1 INFERIOR	22018	17759	-19.34
<b>AMO M-1 TOTAL</b>	<b>308052</b>	<b>313670</b>	<b>1.82</b>
DAIMI M-1 PRINCIPAL	60834	63090	3.71
DAIMI M-1 INFERIOR	18033	18368	1.86
<b>DAIMI M-1 TOTAL</b>	<b>78868</b>	<b>81458</b>	<b>3.28</b>
GINTA M-1 PRINCIPAL	117240	123831	5.62
GINTA M-1 INFERIOR	44490	48031	7.96
<b>GINTA M-1 TOTAL</b>	<b>161730</b>	<b>171861</b>	<b>6.26</b>
<b>TOTAL M-1</b>	<b>548650</b>	<b>566989</b>	<b>3.04</b>

TABLA X-A

## UBICACION DE POZOS PRODUCTORES

POZO	I	J	CAPA COMPLETADA
AM1H01	33-34	9	1
AM1H02	32-33	10	1
AM1H03	30-31	11	1
AM1H04	30-31	10	1
AM1H05	29-30	11	1
AM1H06	28-29	12	1
AM1H07	26-27	14	1
AM1H08	26-27	15	1
AM1H09	25-26	16	1
AM1H10	24-25	17	1
AM1H11	23-25	18	1
AM1H12	22-24	19	1
AM1-06	33	10	1
AM1-19	26	16	1-4
AM1-27	22	20	1-4
DM1H01	19	37-38	1
DM1H02	19	36-37	1
DM1H03	19	33-34	1
DM1H04	19	31-32	1
DM1H05	20	31-32	1
DM1-06	18	37	1-4
GM1H01	20-21	45	1
GM1H02	19-20	45	1
GM1H03	19-20	46	1
GM1H04	19-20	47	1
GM1H05	19-20	48	1
GM1H06	19-20	49	6
GM1H07	19-20	49	1
GM1H08	19-20	50	1
GM1H09	17-18	50	1
GM1H10	19-20	51	1
GM1H11	16-17	51	1
GM1H12	16-17	51	6

<b>TABLA X-B</b>			
<b>UBICACION DE POZOS INYECTORES</b>			
<b>POZO INYECTOR</b>	<b>I</b>	<b>J</b>	<b>CAPA</b>
<b>CASO 1</b>			
WIW-01	17	20	1,2,3,4,6,7,8
WIW-02	16	23	1,2,3,4,6,7,8
WIW-03	16	27	1,3,4,6,7,8
WIW-04	15	30	1,3,4,6,7,8
WIW-05	27	26	1,2,3,4,6,7,8
WIW-06	28	29	1,2,3,4,6,7,8
WIW-07	14	38	1,2,3,4,6,7,8
WIW-08	15	41	1,2,3,4,6,7,8
WIW-09	14	45	1,2,3,4,6,7,8
WIW-10	25	37	1,2,3,4,6,7,8
WIW-11	27	41	1,2,3,4,6,7,8
<b>CASO 2</b>			
WIW-01	14	20	1,2,3,4,6,7,8
WIW-02	13	23	1,2,3,4,6,7,8
WIW-03	13	27	1,3,4,6,7,8
WIW-04	12	30	1,3,4,6,7,8
WIW-05	30	26	1,2,3,4,6,7,8
WIW-06	30	30	1,2,3,4,6,7,8
WIW-07	13	35	1,2,3,4,6,7,8
WIW-08	15	41	1,2,3,4,6,7,8
WIW-09	14	45	1,2,3,4,6,7,8
WIW-10	28	37	1,2,3,4,6,7,8
WIW-11	30	41	1,2,3,4,6,7,8

## TABLA XI-A

## AMO M-1

## CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3253
01/01/94	9015.00	0.02	1920.00	0.04	0.000	3217
01/01/95	9015.00	3.65	5210.67	0.55	0.000	3214
01/01/96	9015.00	242.80	8501.14	70.42	0.026	3200
01/01/97	9015.00	1664.00	11801.00	370.17	0.156	3194
01/01/98	9015.00	2444.00	15091.00	1134.05	0.213	3190
01/01/99	9015.00	4477.00	18382.00	2413.57	0.332	3181
01/01/2000	9015.00	7378.00	21672.00	4569.34	0.450	3169
01/01/2001	9015.00	17231.00	24972.00	8720.40	0.657	3146
01/01/2002	9015.00	34741.00	28262.00	17922.00	0.794	3118
01/01/2003	9015.00	53876.00	31552.00	33891.00	0.857	3091
01/01/2004	9015.00	77960.00	34843.00	57871.00	0.896	3060
01/01/2005	7697.00	89803.00	37947.00	89766.00	0.921	3041
01/01/2006	6048.00	91452.00	40407.00	122893.00	0.938	3034
01/01/2007	5089.00	92411.00	42446.00	156442.00	0.948	3026
01/01/2008	4459.00	93041.00	44186.00	190289.00	0.954	3018
01/01/2009	3867.00	93633.00	45697.00	224463.00	0.960	3009
01/01/2010	3454.00	94046.00	47027.00	258721.00	0.965	3002
01/01/2011	3075.00	94425.00	48215.00	293120.00	0.968	2995
01/01/2012	2822.00	94678.00	49292.00	327631.00	0.971	2987
01/01/2013	2543.00	88457.00	50272.00	361257.00	0.972	2982
01/01/2014	2387.00	88613.00	51163.00	393580.00	0.974	2974
01/01/2015	2205.00	88795.00	51994.00	425965.00	0.976	2970
01/01/2016	2080.00	88920.00	52774.00	458399.00	0.977	2962
01/01/2017	1954.00	89046.00	53511.00	490968.00	0.979	2954
01/01/2018	1848.00	89152.00	54207.00	523488.00	0.980	2946
01/01/2019	1774.00	89226.00	54867.00	556042.00	0.981	2938
01/01/2020	1697.00	89303.00	55496.00	588628.00	0.981	2929
01/01/2021	1605.00	89395.00	56098.00	621332.00	0.982	2921
01/01/2022	1550.00	89450.00	56673.00	653972.00	0.983	2913
01/01/2023	1491.00	89509.00	57226.00	686635.00	0.984	2905
01/01/2024	1435.00	89565.00	57757.00	719319.00	0.984	2896
01/01/2025	1383.00	89617.00	58270.00	752111.00	0.985	2889
01/01/2026	1334.00	89666.00	58764.00	784832.00	0.985	2880

**TABLA XI-B**

**DAIMI M-1**

**CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO**

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3229
01/01/94	4640.00	1477.00	988.32	1.42	0.003	3216
01/01/95	4640.00	2654.00	2681.92	379.83	0.364	3204
01/01/96	3095.00	35905.00	4197.41	8544.34	0.921	3164
01/01/97	1884.00	37116.00	5047.31	21968.00	0.952	3157
01/01/98	1541.00	37459.00	5664.16	35587.00	0.960	3153
01/01/99	1247.00	37753.00	6157.02	49329.00	0.968	3146
01/01/2000	1109.00	37891.00	6583.02	63138.00	0.972	3126
01/01/2001	972.26	38028.00	6960.23	77035.00	0.975	3102
01/01/2002	874.90	38125.00	7297.92	90932.00	0.978	3085
01/01/2003	803.72	38196.00	7604.28	104860.00	0.979	3071
01/01/2004	745.18	38255.00	7886.42	118813.00	0.981	3054
01/01/2005	697.52	38302.00	8149.26	132824.00	0.982	3040
01/01/2006	646.15	38354.00	8393.64	146815.00	0.983	3030
01/01/2007	608.71	38391.00	8623.11	160821.00	0.984	3022
01/01/2008	578.75	38421.00	8839.79	174839.00	0.985	3013
01/01/2009	547.20	38453.00	9045.25	188907.00	0.986	3005
01/01/2010	467.79	32032.00	9236.66	202529.00	0.986	3002
01/01/2011	444.12	32056.00	9404.92	214225.00	0.986	2995
01/01/2012	426.41	32074.00	9561.89	225928.00	0.987	2988
01/01/2013	409.67	32090.00	9714.72	237671.00	0.987	2981
01/01/2014	395.93	32104.00	9861.03	249387.00	0.988	2974
01/01/2015	331.16	25669.00	9983.74	258754.00	0.987	2974
01/01/2016	323.34	25677.00	10103.00	268125.00	0.988	2968
01/01/2017	314.45	25686.00	10220.00	277524.00	0.988	2961
01/01/2018	305.77	25694.00	10333.00	286901.00	0.988	2954
01/01/2019	298.93	25701.00	10443.00	296280.00	0.989	2947
01/01/2020	291.90	25708.00	10551.00	305663.00	0.989	2940
01/01/2021	283.15	25717.00	10656.00	315074.00	0.989	2933
01/01/2022	277.84	25722.00	10758.00	324462.00	0.989	2927
01/01/2023	271.49	25729.00	10858.00	333852.00	0.990	2920
01/01/2024	264.91	25735.00	10956.00	343244.00	0.990	2913
01/01/2025	258.22	25742.00	11051.00	352665.00	0.990	2906
01/01/2026	251.82	25748.00	11144.00	362062.00	0.990	2899

## TABLA XI-C

## GINTA M-1

## CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3204
01/01/94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3206
01/01/95	7914.00	1056.20	2888.61	383.39	0.118	3177
01/01/96	7914.00	4987.00	5777.22	1304.78	0.387	3145
01/01/97	7914.00	6682.00	8673.74	3224.61	0.458	3135
01/01/98	7914.00	7403.00	11562.35	5662.24	0.483	3134
01/01/99	7914.00	22998.00	14451.00	10996.00	0.744	3107
01/01/2000	7914.00	38835.00	17340.00	22456.00	0.831	3076
01/01/2001	7914.00	68827.00	20236.00	42423.00	0.896	3029
01/01/2002	6127.00	71873.00	22792.00	68337.00	0.921	3015
01/01/2003	5229.00	72771.00	24862.00	94737.00	0.933	3006
01/01/2004	4577.00	73423.00	26643.00	121426.00	0.941	2994
01/01/2005	4096.00	73904.00	28217.00	148400.00	0.947	2983
01/01/2006	3616.00	74384.00	29616.00	175471.00	0.954	2975
01/01/2007	3274.00	74726.00	30877.00	202680.00	0.958	2968
01/01/2008	3011.00	74989.00	32024.00	230003.00	0.961	2961
01/01/2009	2753.00	75247.00	33074.00	257502.00	0.965	2954
01/01/2010	2557.00	75443.00	34040.00	285005.00	0.967	2948
01/01/2011	2362.00	75638.00	34937.00	312579.00	0.970	2943
01/01/2012	2227.00	75773.00	35775.00	340210.00	0.971	2936
01/01/2013	2108.00	75892.00	36567.00	367967.00	0.973	2931
01/01/2014	2010.00	75990.00	37313.00	395690.00	0.974	2925
01/01/2015	1890.00	76110.00	38020.00	423453.00	0.976	2922
01/01/2016	1805.00	76195.00	38694.00	451250.00	0.977	2916
01/01/2017	1719.00	76281.00	39338.00	479154.00	0.978	2909
01/01/2018	1643.00	76357.00	39952.00	507009.00	0.979	2903
01/01/2019	1589.00	76411.00	40541.00	534890.00	0.980	2897
01/01/2020	1532.00	76468.00	41108.00	562793.00	0.980	2891
01/01/2021	1463.00	76537.00	41654.00	590795.00	0.981	2885
01/01/2022	1422.00	76578.00	42180.00	618739.00	0.982	2879
01/01/2023	1374.00	76626.00	42689.00	646701.00	0.982	2873
01/01/2024	1329.00	76671.00	43180.00	674680.00	0.983	2866
01/01/2025	1285.00	76715.00	43656.00	702751.00	0.984	2860
01/01/2026	1245.00	76755.00	44117.00	730761.00	0.984	2854



TABLA XI-D						
AMO-DAIMI-GINTA. M-1						
CASO BASE CON ACUIFERO INFINITO						
FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3074
01/01/94	13655.00	15.00	2908.51	1.46	0.001	3062
01/01/95	21569.00	3713.82	10781.20	763.76	0.147	3051
01/01/96	20024.00	41134.00	18475.78	9919.53	0.673	3034
01/01/97	18813.00	45462.00	25521.69	25563.22	0.707	3027
01/01/98	18470.00	47306.00	32317.63	42382.88	0.719	3023
01/01/99	18176.00	65228.00	38989.57	62738.25	0.782	3012
01/01/2000	18038.00	84104.00	45594.66	90162.70	0.823	2998
01/01/2001	17901.00	123486.00	52167.88	128178.00	0.873	2977
01/01/2002	16017.00	144739.00	58352.20	177191.00	0.900	2962
01/01/2003	15047.00	164844.00	64018.70	233488.00	0.916	2949
01/01/2004	14337.00	189638.00	69372.77	298110.00	0.930	2934
01/01/2005	12491.00	202009.00	74312.79	370991.00	0.942	2923
01/01/2006	10310.00	204190.00	78416.70	445179.00	0.952	2916
01/01/2007	8971.67	205528.00	81946.44	519942.00	0.958	2909
01/01/2008	8049.22	206451.00	85049.81	595131.00	0.962	2902
01/01/2009	7167.45	207333.00	87815.55	670872.00	0.967	2896
01/01/2010	6478.42	201522.00	90303.74	746254.00	0.969	2891
01/01/2011	5882.01	202118.00	92554.30	819924.00	0.972	2885
01/01/2012	5476.08	202524.00	94628.31	893770.00	0.974	2879
01/01/2013	5061.34	196439.00	96552.92	966894.00	0.975	2875
01/01/2014	4793.29	196707.00	98337.47	1038657.00	0.976	2869
01/01/2015	4425.87	190574.00	99997.83	1108172.00	0.977	2866
01/01/2016	4209.00	190791.00	101571.00	1177773.00	0.978	2861
01/01/2017	3987.53	191012.00	103068.00	1247646.00	0.980	2855
01/01/2018	3796.69	191203.00	104492.00	1317398.00	0.981	2850
01/01/2019	3661.93	191338.00	105852.00	1387213.00	0.981	2844
01/01/2020	3521.17	191479.00	107155.00	1457085.00	0.982	2839
01/01/2021	3351.24	191649.00	108408.00	1527201.00	0.983	2834
01/01/2022	3249.95	191750.00	109612.00	1597173.00	0.983	2828
01/01/2023	3137.07	191863.00	110772.00	1667187.00	0.984	2823
01/01/2024	3029.16	191971.00	111892.00	1737242.00	0.984	2818
01/01/2025	2926.35	192074.00	112978.00	1807527.00	0.985	2812
01/01/2026	2831.16	192169.00	114025.00	1877654.00	0.985	2807

## TABLA XII-A

## AMO M-1

## CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIA (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3253
01/01/94	9015.00	0.24	1920.20	0.04	0.000	3217
01/01/95	9015.00	3.91	5210.67	0.56	0.000	3215
01/01/96	9015.00	260.14	8501.15	71.94	0.028	3218
01/01/97	9015.00	974.92	11800.63	342.20	0.098	3218
01/01/98	9015.00	2630.01	15091.11	1155.12	0.226	3217
01/01/99	9015.00	4245.82	18381.58	2437.09	0.320	3218
01/01/2000	9015.00	8158.01	21672.06	4651.69	0.475	3217
01/01/2001	9015.00	18305.00	24971.55	8935.84	0.670	3212
01/01/2002	9015.00	34731.00	28262.02	18489.12	0.794	3200
01/01/2003	9015.00	54959.00	31552.50	34820.97	0.859	3188
01/01/2004	9015.00	78712.00	34842.97	59441.55	0.897	3174
01/01/2005	7329.11	90171.00	37900.47	91761.25	0.925	3176
01/01/2006	6050.45	91450.00	40315.89	124933.00	0.938	3178
01/01/2007	5120.78	92379.00	42322.93	158514.00	0.947	3179
01/01/2008	4379.91	93120.00	44033.59	192391.00	0.955	3180
01/01/2009	3811.73	93688.00	45533.11	226576.00	0.961	3180
01/01/2010	3410.49	94090.00	46851.00	260845.00	0.965	3183
01/01/2011	3096.37	94404.00	48030.35	295254.00	0.968	3182
01/01/2012	2738.13	88262.00	49075.56	327424.00	0.970	3184
01/01/2013	2553.88	88446.00	50039.55	359766.00	0.972	3184
01/01/2014	2373.91	88626.00	50928.76	392091.00	0.974	3184
01/01/2015	2199.87	88800.00	51756.88	424478.00	0.976	3184
01/01/2016	2051.23	88949.00	52531.15	456919.00	0.977	3184
01/01/2017	1929.70	89070.00	53261.32	489495.00	0.979	3184
01/01/2018	1837.91	89162.00	53949.07	522022.00	0.980	3184
01/01/2019	1743.53	89256.00	54600.59	554586.00	0.981	3184
01/01/2020	1661.29	89339.00	55219.86	587181.00	0.982	3184
01/01/2021	1584.68	89415.00	55811.95	619895.00	0.983	3184
01/01/2022	1517.15	89483.00	56376.58	652546.00	0.983	3184
01/01/2023	1456.42	89544.00	56917.98	685219.00	0.984	3184
01/01/2024	1401.33	89599.00	57438.35	717914.00	0.985	3183
01/01/2025	1349.83	89650.00	57940.76	750717.00	0.985	3183
01/01/2026	1302.16	89698.00	58423.00	783449.00	0.986	3183

**TABLA XII-B**

**DAIMI M-1**

**CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO**

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3229
01/01/94	4640.00	30.26	988.32	1.94	0.006	3216
01/01/95	4640.00	2753.85	2681.92	381.24	0.372	3206
01/01/96	3039.50	35960.00	4190.57	8515.84	0.922	3192
01/01/97	2039.23	36961.00	5042.67	21937.73	0.948	3192
01/01/98	1490.03	37510.00	5647.88	35567.53	0.962	3192
01/01/99	1251.26	37749.00	6137.17	49313.24	0.968	3194
01/01/2000	1067.30	37933.00	6554.30	63131.11	0.973	3195
01/01/2001	941.98	38058.00	6921.53	77037.88	0.976	3198
01/01/2002	848.77	38151.00	7248.01	90946.40	0.978	3202
01/01/2003	770.00	38230.00	7542.79	104887.00	0.980	3206
01/01/2004	710.43	38290.00	7811.56	118853.00	0.982	3212
01/01/2005	657.03	38343.00	8060.73	132878.00	0.983	3216
01/01/2006	616.90	38383.00	8292.72	146881.00	0.984	3217
01/01/2007	580.44	38420.00	8510.12	160898.00	0.985	3217
01/01/2008	544.97	38455.00	8714.60	174929.00	0.986	3218
01/01/2009	461.48	32039.00	8899.54	187939.00	0.986	3221
01/01/2010	441.33	32059.00	9064.44	199636.00	0.986	3221
01/01/2011	423.14	32077.00	9221.79	211342.00	0.987	3221
01/01/2012	403.16	32097.00	9372.32	223054.00	0.988	3219
01/01/2013	388.90	32111.00	9516.96	234804.00	0.988	3219
01/01/2014	323.82	25676.00	9641.98	244819.00	0.988	3222
01/01/2015	311.28	25689.00	9757.48	254193.00	0.988	3222
01/01/2016	300.20	25700.00	9868.99	263572.00	0.988	3222
01/01/2017	290.30	25710.00	9977.23	272980.00	0.989	3222
01/01/2018	282.23	25718.00	10081.78	282365.00	0.989	3222
01/01/2019	273.27	25727.00	10183.00	291754.00	0.989	3222
01/01/2020	265.92	25734.00	10281.22	301146.00	0.990	3222
01/01/2021	258.88	25741.00	10377.12	310566.00	0.990	3222
01/01/2022	252.13	25748.00	10470.28	319963.00	0.990	3222
01/01/2023	245.65	25754.00	10560.99	329362.00	0.991	3222
01/01/2024	187.75	19312.00	10640.69	337700.00	0.990	3225
01/01/2025	137.77	12862.00	10706.09	344342.00	0.989	3229
01/01/2026	138.36	12862.00	10756.96	349036.00	0.989	3229

## TABLA XII-C

## GINTA M-1

## CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3204
01/01/94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3206
01/01/95	7914.00	1056.20	2888.61	383.91	0.118	3179
01/01/96	7914.00	5102.79	5777.22	1312.39	0.392	3167
01/01/97	7914.00	5955.26	8673.74	3211.94	0.429	3164
01/01/98	7914.00	8126.65	11562.35	5719.03	0.507	3166
01/01/99	7914.00	22099.00	14450.96	11131.78	0.736	3151
01/01/2000	7914.00	42797.00	17339.57	22935.09	0.844	3130
01/01/2001	7808.66	70191.00	20233.15	43482.28	0.900	3108
01/01/2002	6057.12	71943.00	22722.89	69462.55	0.922	3114
01/01/2003	5099.51	72900.00	24745.96	95909.47	0.935	3122
01/01/2004	4467.59	73532.00	26475.29	122650.00	0.943	3129
01/01/2005	3936.13	74064.00	28002.32	149671.00	0.950	3134
01/01/2006	3552.38	74448.00	29364.02	176779.00	0.954	3136
01/01/2007	3222.08	74778.00	30590.48	204023.00	0.959	3138
01/01/2008	2924.15	75076.00	31704.47	231379.00	0.963	3139
01/01/2009	2674.00	75326.00	32729.26	258902.00	0.966	3140
01/01/2010	2483.72	75516.00	33671.21	286430.00	0.968	3141
01/01/2011	2326.25	75674.00	34545.03	314026.00	0.970	3142
01/01/2012	2167.32	75833.00	35362.20	341679.00	0.972	3141
01/01/2013	2059.22	75941.00	36133.08	369456.00	0.974	3141
01/01/2014	1950.13	76050.00	36858.79	397201.00	0.975	3141
01/01/2015	1840.49	76160.00	37546.49	424983.00	0.976	3142
01/01/2016	1744.91	76255.00	38199.90	452800.00	0.978	3142
01/01/2017	1644.62	76335.00	38825.01	480722.00	0.979	3142
01/01/2018	1602.26	76398.00	39421.38	508596.00	0.979	3143
01/01/2019	1536.23	76464.00	39992.74	536495.00	0.980	3143
01/01/2020	1477.29	76523.00	40541.23	564416.00	0.981	3143
01/01/2021	1421.19	76579.00	41070.25	592435.00	0.982	3144
01/01/2022	1370.92	76629.00	41578.77	620397.00	0.982	3144
01/01/2023	1324.10	76676.00	42069.66	648376.00	0.983	3144
01/01/2024	1225.70	70275.00	42535.23	675308.00	0.983	3148
01/01/2025	1182.49	70318.00	42974.88	701037.00	0.983	3149
01/01/2026	1149.81	70355.00	43398.78	726711.00	0.984	3149

TABLA XII-D						
AMO-DAIMI-GINTA. M-1						
CASO 1 CON ACUIFERO INFINITO						
FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3074
01/01/94	13655.00	30.50	2908.51	1.98	0.002	3062
01/01/95	21569.00	3813.97	10781.20	765.19	0.150	3052
01/01/96	19969.00	41323.00	18468.94	9900.16	0.674	3048
01/01/97	18968.00	43891.00	25517.05	25491.87	0.698	3045
01/01/98	18419.00	48267.00	32301.34	42441.68	0.724	3043
01/01/99	18180.00	64093.00	38969.72	62882.11	0.779	3039
01/01/2000	17996.00	88888.00	45565.93	90717.89	0.832	3034
01/01/2001	17766.00	126554.00	52126.23	129456.00	0.877	3027
01/01/2002	15921.00	144825.00	58232.92	178898.00	0.901	3024
01/01/2003	14885.00	166090.00	63841.25	235617.00	0.918	3022
01/01/2004	14193.00	190534.00	69129.83	300945.00	0.931	3020
01/01/2005	11922.00	202578.00	73963.51	374310.00	0.944	3021
01/01/2006	10220.00	204280.00	77972.64	448593.00	0.952	3022
01/01/2007	8923.30	205577.00	81423.52	523435.00	0.958	3022
01/01/2008	7849.03	206651.00	84452.66	598698.00	0.963	3023
01/01/2009	6947.21	201053.00	87161.91	673417.00	0.967	3023
01/01/2010	6335.53	201664.00	89587.17	746912.00	0.970	3023
01/01/2011	5845.76	202154.00	91797.17	820622.00	0.972	3024
01/01/2012	5308.61	196191.00	93810.08	892156.00	0.974	3023
01/01/2013	5001.99	196498.00	95869.59	964026.00	0.975	3023
01/01/2014	4647.87	190352.00	97429.53	1034111.00	0.976	3023
01/01/2015	4351.65	190648.00	99060.85	1103655.00	0.978	3023
01/01/2016	4096.35	190904.00	100600.00	1173291.00	0.979	3023
01/01/2017	3884.62	191115.00	102064.00	1243197.00	0.980	3023
01/01/2018	3722.39	191278.00	103452.00	1312983.00	0.981	3023
01/01/2019	3553.04	191447.00	104776.00	1382834.00	0.982	3023
01/01/2020	3404.51	191595.00	106042.00	1452743.00	0.983	3023
01/01/2021	3264.74	191735.00	107259.00	1522896.00	0.983	3023
01/01/2022	3140.20	191860.00	108426.00	1592905.00	0.984	3023
01/01/2023	3026.17	191974.00	109549.00	1662957.00	0.984	3023
01/01/2024	2814.27	179186.00	110614.00	1730921.00	0.985	3024
01/01/2025	2670.09	172830.00	111622.00	1796097.00	0.985	3024
01/01/2026	2585.33	172915.00	112579.00	1859197.00	0.985	3024

## TABLA XIII-A

## AMO M-1

## CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIA (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3253
01/01/94	9015.00	0.24	1920.20	0.04	0.000	3217
01/01/95	9015.00	3.91	5210.67	0.56	0.000	3215
01/01/96	9015.00	279.92	8501.15	72.82	0.003	3217
01/01/97	9015.00	1715.07	11800.63	369.70	0.160	3217
01/01/98	9015.00	2585.13	15091.11	1157.28	0.223	3216
01/01/99	9015.00	4109.69	18381.58	2439.31	0.313	3216
01/01/2000	9015.00	8183.95	21672.06	4655.17	0.476	3215
01/01/2001	9015.00	18352.00	24971.55	8943.30	0.671	3209
01/01/2002	9015.00	34504.00	28262.02	18510.84	0.793	3197
01/01/2003	9015.00	51461.00	31552.50	34694.19	0.851	3186
01/01/2004	9015.00	77749.00	34842.97	59442.57	0.896	3170
01/01/2005	7324.19	90176.00	37788.78	91615.20	0.925	3167
01/01/2006	6020.77	91479.00	40297.85	124794.00	0.938	3170
01/01/2007	5180.88	92319.00	42301.00	158378.00	0.947	3172
01/01/2008	4375.60	93124.00	44009.39	192257.00	0.955	3174
01/01/2009	3894.71	93605.00	45513.34	226438.00	0.960	3175
01/01/2010	3418.80	94081.00	46831.74	260707.00	0.965	3176
01/01/2011	3088.93	94411.00	48013.29	295113.00	0.968	3176
01/01/2012	2767.82	88232.00	49057.12	327284.00	0.970	3179
01/01/2013	2539.52	88460.00	50020.62	359627.00	0.972	3179
01/01/2014	2355.50	88645.00	50909.48	391953.00	0.974	3180
01/01/2015	2206.46	88794.00	51737.08	424340.00	0.976	3180
01/01/2016	2063.40	88937.00	52512.00	456780.00	0.977	3180
01/01/2017	1943.91	89056.00	53242.65	489356.00	0.979	3180
01/01/2018	1838.02	89162.00	53930.52	521883.00	0.980	3180
01/01/2019	1744.31	89256.00	54582.26	554446.00	0.981	3180
01/01/2020	1663.59	89336.00	55201.85	587042.00	0.982	3180
01/01/2021	1585.79	89414.00	55794.35	619755.00	0.983	3180
01/01/2022	1517.87	89482.00	56359.35	652405.00	0.983	3180
01/01/2023	1456.93	89543.00	56900.96	685079.00	0.984	3180
01/01/2024	1401.63	89598.00	57421.49	717773.00	0.985	3180
01/01/2025	1350.34	89650.00	57924.03	750576.00	0.985	3180
01/01/2026	1302.80	89697.00	58407.23	783308.00	0.986	3180

**TABLA XIII-B**

**DAIMI M-1**

**CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO**

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3229
01/01/94	4640.00	29.14	988.32	1.92	0.006	3216
01/01/95	4640.00	2753.06	2681.92	381.43	0.372	3206
01/01/96	3011.75	35988.00	4189.83	8512.83	0.923	3190
01/01/97	1910.76	37089.00	5034.57	21942.09	0.951	3190
01/01/98	1508.11	37942.00	5645.53	35566.12	0.961	3190
01/01/99	1267.55	37732.00	6136.23	49310.42	0.967	3190
01/01/2000	1071.97	37928.00	6555.26	63126.40	0.973	3190
01/01/2001	947.69	38052.00	6924.34	77031.32	0.976	3191
01/01/2002	856.34	38144.00	7253.08	90937.58	0.978	3194
01/01/2003	788.18	38212.00	7550.65	104875.00	0.980	3197
01/01/2004	717.93	38282.00	7821.22	118839.00	0.982	3202
01/01/2005	662.08	38338.00	8072.55	132862.00	0.983	3206
01/01/2006	620.03	38380.00	8306.06	146864.00	0.984	3207
01/01/2007	587.00	38413.00	8524.87	160880.00	0.985	3207
01/01/2008	549.46	38451.00	8730.22	174909.00	0.986	3208
01/01/2009	471.68	32028.00	8918.15	187917.00	0.985	3211
01/01/2010	447.36	32053.00	9085.25	199612.00	0.986	3211
01/01/2011	427.52	32072.00	9244.63	211315.00	0.987	3211
01/01/2012	409.68	32090.00	9396.88	223025.00	0.987	3210
01/01/2013	391.37	32109.00	9542.68	234774.00	0.988	3210
01/01/2014	325.52	25674.00	9663.73	244143.00	0.987	3213
01/01/2015	313.67	25686.00	9780.01	253517.00	0.988	3213
01/01/2016	301.54	25698.00	9891.96	262895.00	0.988	3213
01/01/2017	290.51	25709.00	10000.07	272303.00	0.989	3213
01/01/2018	281.29	25719.00	10104.18	281689.00	0.989	3213
01/01/2019	273.04	25727.00	10205.19	291078.00	0.989	3213
01/01/2020	265.05	25735.00	10303.18	300470.00	0.990	3213
01/01/2021	256.61	25743.00	10398.44	309891.00	0.990	3213
01/01/2022	145.62	12854.00	10483.75	318450.00	0.989	3220
01/01/2023	149.47	12851.00	10538.23	323141.00	0.989	3220
01/01/2024	145.67	12854.00	10592.07	327832.00	0.989	3221
01/01/2025	141.25	12859.00	10644.46	332538.00	0.989	3221
01/01/2026	137.90	12862.00	10695.32	337232.00	0.989	3221

## TABLA XIII-C

## GINTA M-1

## CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3204
01/01/94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3206
01/01/95	7914.00	1056.20	2888.61	383.39	0.118	3179
01/01/96	7914.00	5241.69	5777.22	1315.29	0.398	3166
01/01/97	7914.00	6507.52	8673.74	3238.39	0.451	3163
01/01/98	7914.00	7941.17	11562.35	5733.55	0.501	3165
01/01/99	7914.00	20336.00	14450.96	11102.88	0.720	3151
01/01/2000	7914.00	42759.00	17339.57	22895.52	0.844	3128
01/01/2001	7818.61	70181.00	20233.15	43403.30	0.900	3104
01/01/2002	6083.94	71916.00	22726.40	69380.41	0.922	3110
01/01/2003	5245.50	72754.00	24759.09	95817.72	0.933	3116
01/01/2004	4490.94	73509.00	26487.21	122560.00	0.942	3124
01/01/2005	3937.61	74062.00	28016.76	149578.00	0.950	3129
01/01/2006	3545.71	74454.00	29377.38	176687.00	0.955	3131
01/01/2007	3248.41	74452.00	30603.80	203931.00	0.958	3133
01/01/2008	2923.40	75077.00	31717.93	231287.00	0.963	3134
01/01/2009	2711.28	75289.00	32744.76	258808.00	0.965	3135
01/01/2010	2489.07	75511.00	33687.04	286336.00	0.968	3136
01/01/2011	2323.48	75677.00	34562.63	313930.00	0.970	3137
01/01/2012	2186.17	75814.00	35379.64	341583.00	0.972	3136
01/01/2013	2052.48	75948.00	36150.87	369360.00	0.974	3136
01/01/2014	1940.40	76060.00	36877.02	397104.00	0.975	3137
01/01/2015	1846.19	76154.00	37564.99	424886.00	0.976	3137
01/01/2016	1753.88	76246.00	38219.26	452702.00	0.978	3138
01/01/2017	1675.04	76325.00	38845.07	480624.00	0.979	3138
01/01/2018	1603.17	76397.00	39441.82	508497.00	0.979	3138
01/01/2019	1537.43	76463.00	40013.61	536395.00	0.980	3139
01/01/2020	1479.32	76521.00	40562.51	564316.00	0.981	3139
01/01/2021	1422.33	76578.00	41091.95	592335.00	0.982	3139
01/01/2022	1371.25	76629.00	41600.82	620296.00	0.982	3140
01/01/2023	1324.23	76676.00	42091.72	648275.00	0.983	3141
01/01/2024	1226.02	70274.00	42557.45	675207.00	0.983	3144
01/01/2025	1183.47	70317.00	42997.41	700936.00	0.983	3145
01/01/2026	1145.68	70354.00	43421.67	726609.00	0.984	3145

TABLA XIII-D						
AMO-DAIMI-GINTA. M-1						
CASO 2 CON ACUIFERO INFINITO						
FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3074
01/01/94	13655.00	29.38	2908.51	1.96	0.002	3062
01/01/95	21569.00	3813.17	10781.20	765.38	0.150	3052
01/01/96	19941.00	41510.00	18468.19	9900.94	0.675	3047
01/01/97	18840.00	45312.00	25508.95	25550.18	0.706	3045
01/01/98	18437.00	48018.00	32299.00	42456.95	0.723	3044
01/01/99	18197.00	62178.00	38968.78	62852.61	0.774	3042
01/01/2000	18001.00	88871.00	45566.89	90677.09	0.832	3038
01/01/2001	17781.00	126585.00	52129.40	129378.00	0.877	3032
01/01/2002	15955.00	144564.00	58241.50	178829.00	0.901	3025
01/01/2003	15049.00	162428.00	63862.23	235387.00	0.915	3022
01/01/2004	14224.00	189540.00	69151.41	300842.00	0.930	3020
01/01/2005	11924.00	202576.00	73978.09	374055.00	0.944	3018
01/01/2006	10187.00	204313.00	77981.30	448345.00	0.953	3019
01/01/2007	9016.28	205484.00	81429.86	523189.00	0.958	3020
01/01/2008	7848.45	206652.00	84458.24	598453.00	0.963	3020
01/01/2009	7077.78	200922.00	87176.26	673163.00	0.966	3021
01/01/2010	6355.23	201645.00	89604.03	746655.00	0.969	3021
01/01/2011	5839.93	202160.00	91820.55	820358.00	0.972	3021
01/01/2012	5363.67	196136.00	93833.43	891893.00	0.973	3021
01/01/2013	4983.38	196517.00	95714.17	963761.00	0.975	3021
01/01/2014	4621.42	190379.00	97450.22	1033200.00	0.976	3021
01/01/2015	4366.32	190634.00	99082.08	1102743.00	0.978	3021
01/01/2016	4118.81	190881.00	100623.00	1172377.00	0.979	3021
01/01/2017	3909.47	191091.00	102088.00	1242283.00	0.980	3021
01/01/2018	3722.48	191278.00	103477.00	1312069.00	0.981	3021
01/01/2019	3554.78	191445.00	104801.00	1381919.00	0.982	3021
01/01/2020	3407.97	191592.00	106068.00	1451828.00	0.983	3020
01/01/2021	3264.73	191735.00	107285.00	1521981.00	0.983	3020
01/01/2022	3034.74	178965.00	108444.00	1591152.00	0.983	3021
01/01/2023	2930.63	179069.00	109531.00	1656495.00	0.984	3021
01/01/2024	2773.33	172727.00	110571.00	1720812.00	0.984	3022
01/01/2025	2675.06	172825.00	111566.00	1784050.00	0.985	3022
01/01/2026	2586.37	172914.00	112524.00	1847149.00	0.985	3022

TABLA XIV-A						
AMO M-1						
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO						
FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3253
01/01/94	9015.00	0.23	1920.20	0.04	0.000	3215
01/01/95	9015.00	7.44	5210.67	0.77	0.001	3193
01/01/96	9015.00	437.30	8501.14	72.73	0.046	3143
01/01/97	9015.00	1594.98	11800.64	352.26	0.150	3076
01/01/98	9015.00	2403.30	15091.11	1088.46	0.210	3007
01/01/99	9015.00	3953.05	18381.58	2251.33	0.305	2931
01/01/2000	9015.00	6788.75	21672.06	4184.17	0.430	2837
01/01/2001	9015.00	14626.00	24971.55	7716.38	0.619	2716
01/01/2002	9015.00	25844.00	28262.02	15343.88	0.741	2562
01/01/2003	9015.00	44076.00	31552.50	28488.76	0.830	2386
01/01/2004	9015.00	64909.00	34842.97	48328.65	0.878	2191
01/01/2005	8458.76	80564.00	38103.00	75979.76	0.905	1976
01/01/2006	6668.55	80433.00	40772.47	105436.00	0.923	1772
01/01/2007	5532.20	76528.00	42961.00	133667.00	0.933	1575
01/01/2008	4521.46	73052.00	44789.81	161164.00	0.942	1386
01/01/2009	2951.11	56144.00	46127.25	184518.00	0.950	1253
01/01/2010	983.54	23242.00	46797.00	198676.00	0.959	1197
01/01/2011	332.45	5945.79	46979.38	202528.00	0.947	1184
01/01/2012	192.26	2643.48	47061.14	203726.00	0.932	1180
01/01/2013	64.50	799.30	47096.09	204182.00	0.925	1178
01/01/2014	56.70	642.62	47117.73	204437.00	0.919	1177
01/01/2015	50.81	525.69	47136.96	204644.00	0.912	1175
01/01/2016	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1175
01/01/2017	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1174
01/01/2018	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1173
01/01/2019	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1172
01/01/2020	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1171
01/01/2021	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1171
01/01/2022	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1170
01/01/2023	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1169
01/01/2024	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1168
01/01/2025	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1167
01/01/2026	0.00	0.00	47136.96	204644.00	0.000	1166

TABLA XIV-B						
DAIMI M-1						
CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO						
FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3229
01/01/94	4640.00	14.45	988.32	1.39	0.003	3211
01/01/95	4640.00	3645.02	2681.92	406.21	0.440	3183
01/01/96	2866.00	36133.00	4209.82	8739.00	0.926	3115
01/01/97	1966.96	37033.00	5077.71	22145.11	0.950	3060
01/01/98	1568.80	37431.00	5713.57	35744.26	0.960	3006
01/01/99	1329.04	37671.00	6233.52	49459.30	0.966	2939
01/01/2000	1194.43	37806.00	6690.77	63237.05	0.969	2859
01/01/2001	1075.97	37924.00	7105.45	77096.37	0.972	2756
01/01/2002	1018.66	37981.00	7486.13	90950.69	0.974	2633
01/01/2003	961.27	38039.00	7845.04	104827.00	0.975	2498
01/01/2004	931.83	38068.00	8189.82	118717.00	0.976	2348
01/01/2005	922.37	38078.00	8528.74	132652.00	0.976	2180
01/01/2006	894.01	37218.00	8861.13	146446.00	0.977	2011
01/01/2007	856.12	35384.00	9178.88	159629.00	0.976	1849
01/01/2008	752.84	29279.00	9474.18	171569.00	0.975	1697
01/01/2009	558.15	18942.00	9687.56	178961.00	0.971	1596
01/01/2010	287.22	9586.29	9836.46	184000.00	0.971	1555
01/01/2011	109.41	3255.83	9892.32	185767.00	0.967	1544
01/01/2012	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1541
01/01/2013	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1536
01/01/2014	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1532
01/01/2015	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1528
01/01/2016	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1525
01/01/2017	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1522
01/01/2018	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1518
01/01/2019	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1515
01/01/2020	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1512
01/01/2021	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1508
01/01/2022	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1505
01/01/2023	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1502
01/01/2024	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1498
01/01/2025	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1495
01/01/2026	0.00	0.00	9892.32	185767.00	0.000	1492

## TABLA XIV-C

## GINTA M-1

## CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3204
01/01/94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3201
01/01/95	7914.00	1054.93	2888.61	382.58	0.118	3157
01/01/96	7914.00	6287.77	5777.22	1302.56	0.443	3097
01/01/97	7914.00	6347.28	8673.74	3199.47	0.445	3044
01/01/98	7914.00	7485.39	11562.35	5596.17	0.486	2996
01/01/99	7914.00	20611.00	14450.96	10451.08	0.723	2921
01/01/2000	7914.00	36218.00	17339.57	20939.41	0.821	2831
01/01/2001	7914.00	61642.00	20236.10	38670.98	0.886	2715
01/01/2002	6997.93	71002.00	22983.04	63673.54	0.910	2595
01/01/2003	5792.94	72207.00	25258.74	89867.84	0.926	2476
01/01/2004	5120.45	72880.00	27238.78	116358.00	0.934	2342
01/01/2005	4709.49	73291.00	29025.57	143119.00	0.940	2190
01/01/2006	4292.56	73707.00	30652.37	169962.00	0.945	2036
01/01/2007	3977.57	74022.00	32156.39	196928.00	0.949	1887
01/01/2008	3658.26	73688.00	33547.06	223991.00	0.953	1745
01/01/2009	1952.87	44063.00	34543.15	245384.00	0.958	1681
01/01/2010	835.28	18537.00	34971.00	255290.00	0.957	1659
01/01/2011	504.12	13945.00	35198.55	260972.00	0.965	1648
01/01/2012	426.80	13286.00	35368.28	265934.00	0.969	1642
01/01/2013	375.03	13079.00	35511.07	270744.00	0.972	1636
01/01/2014	303.78	12782.00	35625.48	275411.00	0.977	1631
01/01/2015	236.72	12763.00	35718.74	280070.00	0.982	1626
01/01/2016	228.49	12772.00	35803.47	284731.00	0.982	1621
01/01/2017	220.75	12779.00	35885.52	289407.00	0.983	1616
01/01/2018	213.56	12786.00	35964.00	294073.00	0.984	1611
01/01/2019	207.17	12793.00	36041.28	298741.00	0.984	1606
01/01/2020	201.30	12799.00	36115.70	303411.00	0.985	1601
01/01/2021	195.87	12804.00	36188.00	308097.00	0.985	1596
01/01/2022	190.83	12809.00	36258.74	312771.00	0.985	1592
01/01/2023	186.09	12814.00	36327.43	317448.00	0.986	1587
01/01/2024	181.63	12818.00	36394.45	322126.00	0.986	1582
01/01/2025	177.41	12823.00	36460.07	326818.00	0.986	1578
01/01/2026	173.65	12826.00	36524.07	331499.00	0.987	1573

## TABLA XIV-D

## AMO-DAIMI-GINTA. M-1

## CASO BASE CON ACUIFERO LIMITADO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3074
01/01/94	13655.00	14.68	2908.51	1.43	0.001	3059
01/01/95	21569.00	4707.39	10781.20	789.55	0.179	3037
01/01/96	19796.00	42858.00	18488.19	10114.29	0.684	2998
01/01/97	18896.00	44975.00	25552.09	25696.84	0.704	2955
01/01/98	18498.00	47320.00	32367.03	42428.89	0.719	2913
01/01/99	18258.00	62235.00	39066.07	62161.71	0.773	2863
01/01/2000	18123.00	80813.00	45702.40	88360.63	0.817	2801
01/01/2001	18005.00	114192.00	52313.10	123484.00	0.864	2723
01/01/2002	17032.00	134827.00	58731.19	169968.00	0.888	2629
01/01/2003	15769.00	154322.00	64656.28	223183.00	0.907	2527
01/01/2004	15067.00	175856.00	70271.57	283403.00	0.921	2413
01/01/2005	14091.00	191932.00	75658.26	351751.00	0.932	2286
01/01/2006	11855.00	191359.00	80285.97	421844.00	0.942	2159
01/01/2007	10366.00	185935.00	84296.95	490225.00	0.947	2036
01/01/2008	8932.55	176019.00	87811.06	556723.00	0.952	1918
01/01/2009	5462.13	119148.00	90357.96	608863.00	0.956	1837
01/01/2010	2106.04	51365.00	91605.72	637966.00	0.961	1798
01/01/2011	945.98	23147.00	92070.25	649267.00	0.961	1781
01/01/2012	619.06	15929.00	92321.74	655427.00	0.963	1771
01/01/2013	439.53	13879.00	92499.48	660693.00	0.969	1763
01/01/2014	360.47	13424.00	92635.52	665615.00	0.974	1756
01/01/2015	287.53	13289.00	92748.01	670482.00	0.979	1750
01/01/2016	228.49	12772.00	92832.74	675142.00	0.982	1744
01/01/2017	220.75	12779.00	92914.80	679818.00	0.983	1738
01/01/2018	213.56	12786.00	92993.90	684484.00	0.984	1733
01/01/2019	207.17	12793.00	93070.55	689152.00	0.984	1727
01/01/2020	201.30	12799.00	93144.97	693823.00	0.985	1721
01/01/2021	195.87	12804.00	93217.54	698508.00	0.985	1716
01/01/2022	190.83	12809.00	93288.01	703183.00	0.985	1710
01/01/2023	186.09	12814.00	93356.71	707859.00	0.986	1705
01/01/2024	181.63	12818.00	93423.73	712537.00	0.986	1699
01/01/2025	177.41	12823.00	93489.35	717230.00	0.986	1693
01/01/2026	173.65	12826.00	93553.34	721911.00	0.987	1688

## TABLA XV-A

## AMO M-1

## CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3253
01/01/94	9015.00	0.24	1920.20	0.04	0.000	3216
01/01/95	9015.00	7.98	5210.67	0.80	0.001	3196
01/01/96	9015.00	401.37	8501.14	76.11	0.043	3177
01/01/97	9015.00	1350.23	11800.63	368.37	0.130	3157
01/01/98	9015.00	2710.23	15091.11	1138.50	0.231	3139
01/01/99	9015.00	4095.39	18381.58	2377.62	0.312	3123
01/01/2000	9015.00	8097.92	21672.06	4522.56	0.473	3109
01/01/2001	9015.00	14788.00	24971.55	8523.60	0.621	3098
01/01/2002	9015.00	30374.00	28262.02	17555.64	0.771	3083
01/01/2003	9015.00	50074.00	31552.50	33263.82	0.847	3067
01/01/2004	9015.00	77045.00	34842.97	57386.40	0.895	3050
01/01/2005	7519.26	89981.00	37972.26	89552.28	0.923	3040
01/01/2006	6118.32	91382.00	40420.37	122692.00	0.937	3038
01/01/2007	5146.13	92354.00	42460.20	156239.00	0.947	3036
01/01/2008	4439.72	93060.00	44202.16	190085.00	0.954	3034
01/01/2009	3899.32	93601.00	45727.41	224245.00	0.960	3032
01/01/2010	3645.02	94035.00	47070.31	258489.00	0.964	3030
01/01/2011	3161.19	94339.00	48272.58	292874.00	0.968	3027
01/01/2012	2794.55	88205.00	49336.84	325025.00	0.969	3029
01/01/2013	2564.36	88436.00	50316.11	357352.00	0.972	3028
01/01/2014	2393.74	88606.00	51219.79	389663.00	0.974	3027
01/01/2015	2225.28	88775.00	52059.29	420039.00	0.976	3025
01/01/2016	2093.09	88907.00	52845.65	454467.00	0.977	3024
01/01/2017	1978.67	89021.00	53585.52	487034.00	0.978	3022
01/01/2018	1851.55	89148.00	54282.08	519552.00	0.980	3021
01/01/2019	1766.27	89234.00	54942.20	552107.00	0.981	3019
01/01/2020	1684.84	89315.00	55568.78	584695.00	0.981	3017
01/01/2021	1604.93	89395.00	56168.48	617402.00	0.982	3016
01/01/2022	1538.48	89462.00	56740.25	650045.00	0.983	3014
01/01/2023	1475.91	89524.00	57288.48	682712.00	0.984	3013
01/01/2024	1418.08	89582.00	57815.24	715400.00	0.984	3011
01/01/2025	1365.87	89634.00	58323.65	748197.00	0.985	3010
01/01/2026	1317.45	89683.00	58812.34	780924.00	0.986	3009

## TABLA XV-B

## DAIMI M-1

## CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3229
01/01/94	4640.00	27.69	988.32	1.83	0.006	3211
01/01/95	4640.00	3660.91	2681.92	403.60	0.441	3187
01/01/96	2936.50	36063.00	4197.42	8754.86	0.925	3157
01/01/97	1993.76	37006.00	5052.72	22173.56	0.949	3141
01/01/98	1483.65	37516.00	5669.73	35791.55	0.962	3128
01/01/99	1278.22	37722.00	6169.42	49526.86	0.967	3115
01/01/2000	1086.38	37914.00	6596.60	63334.68	0.972	3107
01/01/2001	984.82	38015.00	6974.44	77230.84	0.975	3101
01/01/2002	884.98	38115.00	7309.57	91130.71	0.977	3101
01/01/2003	798.99	38201.00	7611.39	105064.00	0.980	3102
01/01/2004	726.08	38274.00	7885.64	119025.00	0.981	3106
01/01/2005	673.86	38326.00	8140.84	133043.00	0.983	3104
01/01/2006	629.18	38371.00	8377.93	147041.00	0.984	3099
01/01/2007	590.04	38410.00	8600.08	161054.00	0.985	3095
01/01/2008	555.63	38444.00	8809.04	175080.00	0.986	3091
01/01/2009	473.10	32027.00	9002.40	188608.00	0.985	3089
01/01/2010	450.65	32049.00	9171.04	200302.00	0.986	3086
01/01/2011	432.69	32067.00	9331.90	212004.00	0.987	3083
01/01/2012	412.17	32088.00	9485.60	223713.00	0.987	3078
01/01/2013	393.86	32106.00	9633.08	235460.00	0.988	3076
01/01/2014	328.95	25671.00	9765.77	246117.00	0.987	3077
01/01/2015	316.60	25683.00	9883.37	255490.00	0.988	3074
01/01/2016	306.05	25694.00	9996.92	264866.00	0.988	3072
01/01/2017	296.24	25704.00	10106.72	274273.00	0.989	3070
01/01/2018	284.58	25715.00	10212.50	283657.00	0.989	3068
01/01/2019	276.93	25723.00	10314.98	293044.00	0.989	3066
01/01/2020	269.44	25731.00	10414.42	302435.00	0.990	3064
01/01/2021	261.47	25739.00	10511.36	311854.00	0.990	3063
01/01/2022	253.78	25746.00	10605.21	321250.00	0.990	3061
01/01/2023	192.66	19307.00	10692.30	330182.00	0.990	3061
01/01/2024	147.24	12853.00	10749.99	335520.00	0.989	3065
01/01/2025	143.26	12857.00	10803.17	340224.00	0.989	3063
01/01/2026	138.70	12861.00	10854.50	344918.00	0.989	3062

TABLA XV-C						
GINTA M-1						
CASO 1 CON ACUIFERO LIMITADO						
FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3204
01/01/94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3206
01/01/95	7914.00	1055.00	2888.61	382.57	0.118	3160
01/01/96	7914.00	5783.60	5777.22	1330.40	0.422	3132
01/01/97	7914.00	6148.19	8673.74	3233.02	0.437	3116
01/01/98	7914.00	8617.91	11562.35	5712.67	0.521	3105
01/01/99	7914.00	20936.00	14450.96	10934.07	0.726	3079
01/01/2000	7914.00	42658.00	17339.57	22446.81	0.844	3047
01/01/2001	7914.00	64291.00	20236.10	42119.21	0.890	3020
01/01/2002	6377.79	71622.00	22785.55	68039.76	0.918	3016
01/01/2003	5301.79	72698.00	24839.82	94455.48	0.932	3020
01/01/2004	4505.46	73495.00	26583.36	121182.00	0.942	3026
01/01/2005	3980.74	74019.00	28125.50	148188.00	0.949	3025
01/01/2006	3570.40	74430.00	29495.70	175288.00	0.954	3021
01/01/2007	3232.00	74768.00	30733.38	202520.00	0.959	3018
01/01/2008	2952.09	75048.00	31860.39	229863.00	0.962	3014
01/01/2009	2716.26	75284.00	32897.33	257374.00	0.965	3011
01/01/2010	2510.93	75489.00	33851.25	284890.00	0.968	3008
01/01/2011	2360.48	75640.00	34737.11	312474.00	0.970	3006
01/01/2012	2200.56	75799.00	35565.13	340116.00	0.972	3002
01/01/2013	2066.37	75934.00	36345.26	367884.00	0.974	3000
01/01/2014	1963.48	76037.00	37080.10	395619.00	0.975	2997
01/01/2015	1857.97	76142.00	37775.44	423394.00	0.976	2996
01/01/2016	1773.56	76226.00	38437.15	451202.00	0.977	2994
01/01/2017	1698.37	76302.00	39069.13	479118.00	0.978	2992
01/01/2018	1612.31	76388.00	39671.76	506986.00	0.979	2990
01/01/2019	1552.99	76447.00	40249.38	534878.00	0.980	2989
01/01/2020	1494.75	76505.00	40803.32	562794.00	0.981	2987
01/01/2021	1436.48	76564.00	41338.04	590807.00	0.982	2985
01/01/2022	1386.81	76613.00	41851.92	618763.00	0.982	2984
01/01/2023	1338.04	76662.00	42347.83	646737.00	0.983	2983
01/01/2024	1239.55	70260.00	42823.27	674310.00	0.983	2985
01/01/2025	1194.50	70305.00	43267.49	700034.00	0.983	2984
01/01/2026	1155.90	70344.00	43695.59	725704.00	0.984	2983



## TABLA XV-D

## AMO-DAIMI-GINTA. M-1

## CASO 1 ACUIFERO LIMITADO

FECHA M/D/A	PRODUCCION DIARIA		PRODUCCION ACUMULADA		CORTE DE AGUA (FRACC.)	PRESION PROMEDIO (LPCA)
	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	PETROLEO MBN	AGUA MBN		
06/02/93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	3074
01/01/94	13655.00	27.93	2908.51	1.87	0.002	3059
01/01/95	21569.00	4723.90	10781.20	786.97	0.180	3039
01/01/96	19866.00	42248.00	18475.79	10161.36	0.680	3021
01/01/97	18923.00	44505.00	25527.10	25774.96	0.702	3006
01/01/98	18413.00	48844.00	32323.19	42642.73	0.726	2994
01/01/99	18207.00	52753.00	39001.97	62838.55	0.775	2980
01/01/2000	18015.00	88669.00	45608.24	90304.05	0.831	2966
01/01/2001	17914.00	117095.00	52182.09	127874.00	0.867	2954
01/01/2002	16278.00	140111.00	58357.14	176726.00	0.896	2946
01/01/2003	15116.00	160973.00	64003.71	232805.00	0.914	2939
01/01/2004	14247.00	188813.00	69311.98	297593.00	0.930	2933
01/01/2005	12174.00	202326.00	74238.59	370784.00	0.943	2926
01/01/2006	10318.00	204182.00	78294.00	445021.00	0.952	2920
01/01/2007	8968.16	205532.00	81793.66	519813.00	0.958	2914
01/01/2008	7947.44	206553.00	84871.59	595028.00	0.963	2909
01/01/2009	7088.69	200911.00	87627.13	670227.00	0.966	2905
01/01/2010	6426.60	201573.00	90092.61	743681.00	0.969	2901
01/01/2011	5954.36	202046.00	92341.59	817353.00	0.971	2897
01/01/2012	5407.28	196093.00	94387.57	888854.00	0.973	2894
01/01/2013	5024.59	196475.00	96294.46	960696.00	0.975	2891
01/01/2014	4686.17	190314.00	98065.66	1031400.00	0.976	2888
01/01/2015	4399.85	190600.00	99718.09	1100923.00	0.977	2885
01/01/2016	4172.69	190827.00	101280.00	1170536.00	0.979	2882
01/01/2017	3973.28	191027.00	102761.00	1240424.00	0.980	2880
01/01/2018	3748.44	191252.00	104166.00	1310194.00	0.981	2878
01/01/2019	3596.20	191404.00	105507.00	1380029.00	0.982	2875
01/01/2020	3449.04	191551.00	106787.00	1449924.00	0.982	2873
01/01/2021	3302.88	191697.00	108018.00	1520063.00	0.983	2871
01/01/2022	3179.07	191821.00	109197.00	1590058.00	0.984	2869
01/01/2023	3006.61	185493.00	110329.00	1659631.00	0.984	2868
01/01/2024	2804.88	172695.00	111388.00	1725229.00	0.984	2867
01/01/2025	2703.63	172796.00	112394.00	1788456.00	0.985	2866
01/01/2026	2612.04	172888.00	113362.00	1851545.00	0.985	2864

**TABLA XVI**

**PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO AL 01/01/2026**

	ACUIFERO INFINITO					ACUIFERO LIMITADO		
	CASO BASE MSTB	CASO 1 MSTB	DIF (%)	CASO 2 MSTB	DIF (%)	CASO BASE MSTB	CASO 1 MSTB	DIF (%)
	<b>AMO</b>	58764	58423	-0.58	58407	-0.61	47137	58812
<b>DAIMI</b>	11144	10757	-3.47	10695	-4.03	9892	10854	9.73
<b>GINTA</b>	44117	43399	-1.63	43422	-1.58	36524	43696	19.64
<b>TOTAL</b>	<b>114025</b>	<b>112579</b>	<b>-1.27</b>	<b>112524</b>	<b>-1.32</b>	<b>93553</b>	<b>113362</b>	<b>21.17</b>

**MAPAS**



MAPA I



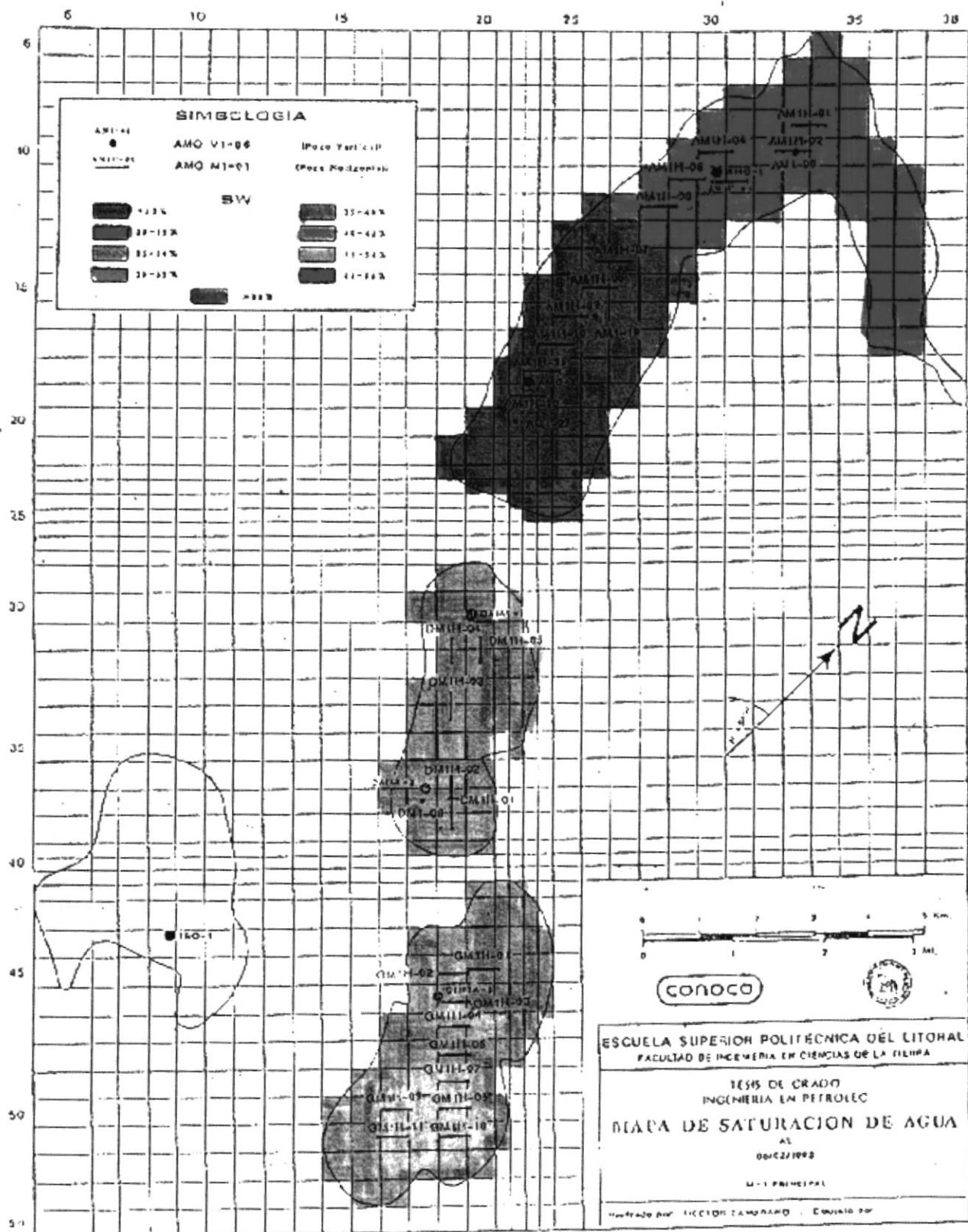






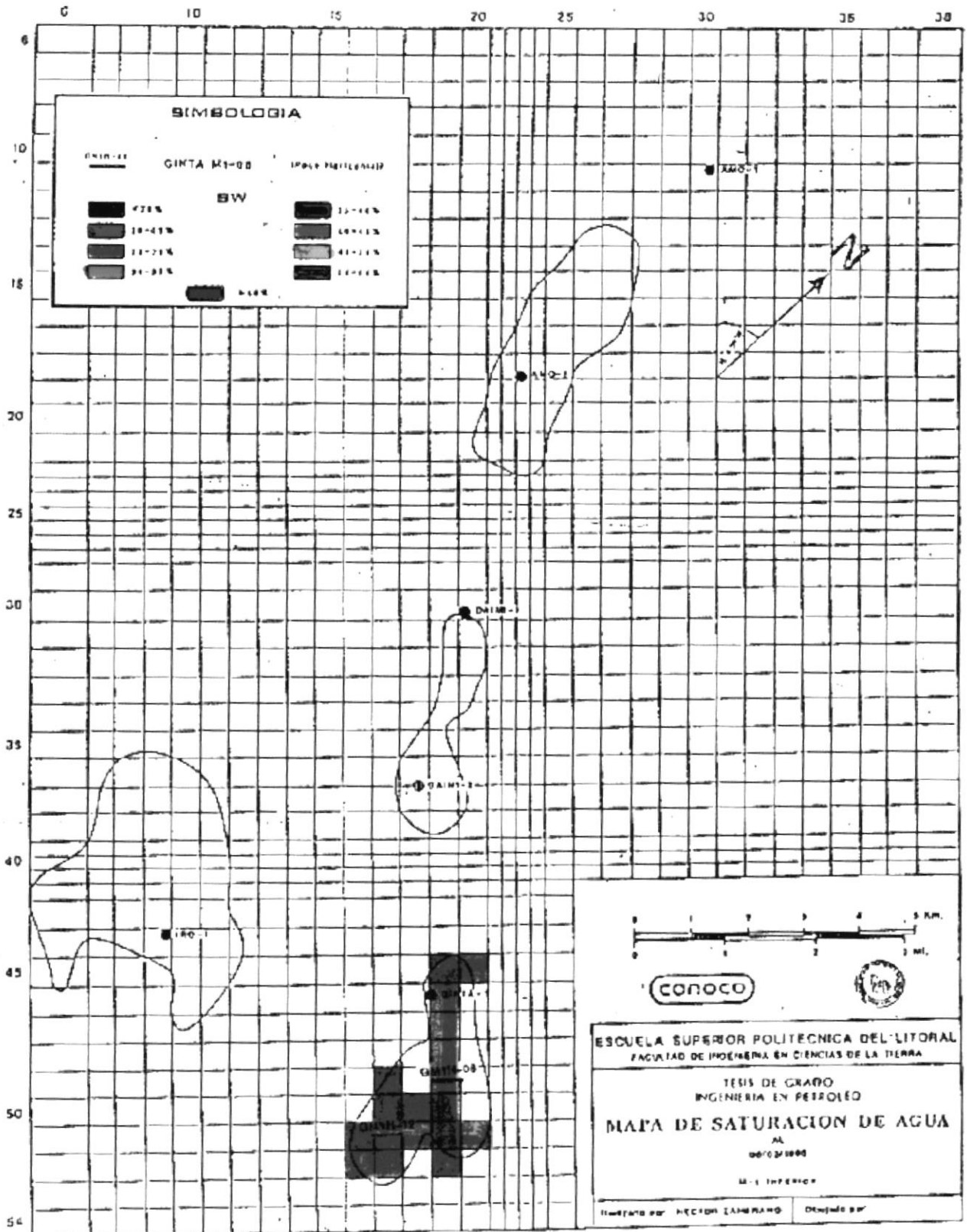


MAPA VI

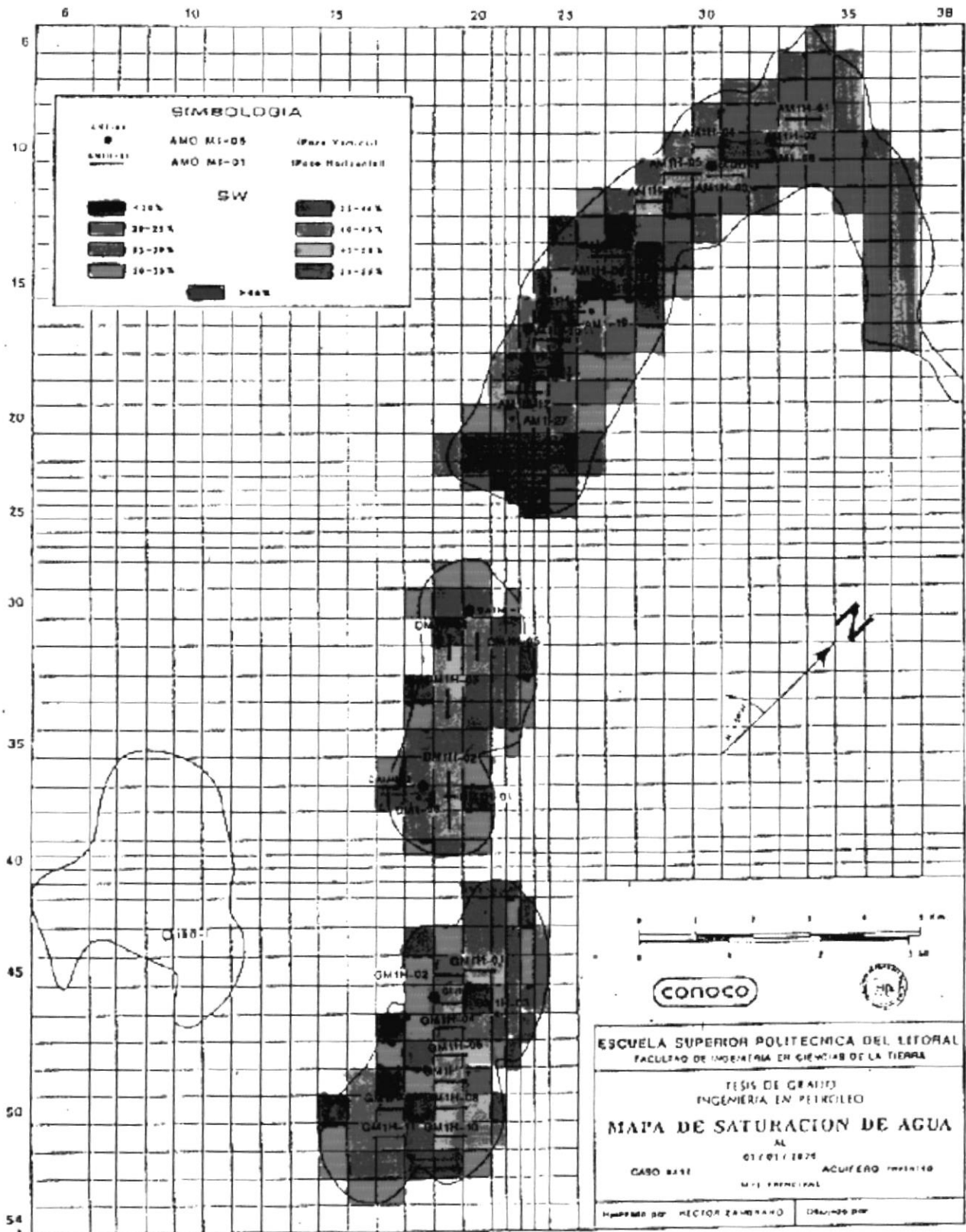


MAPA VII

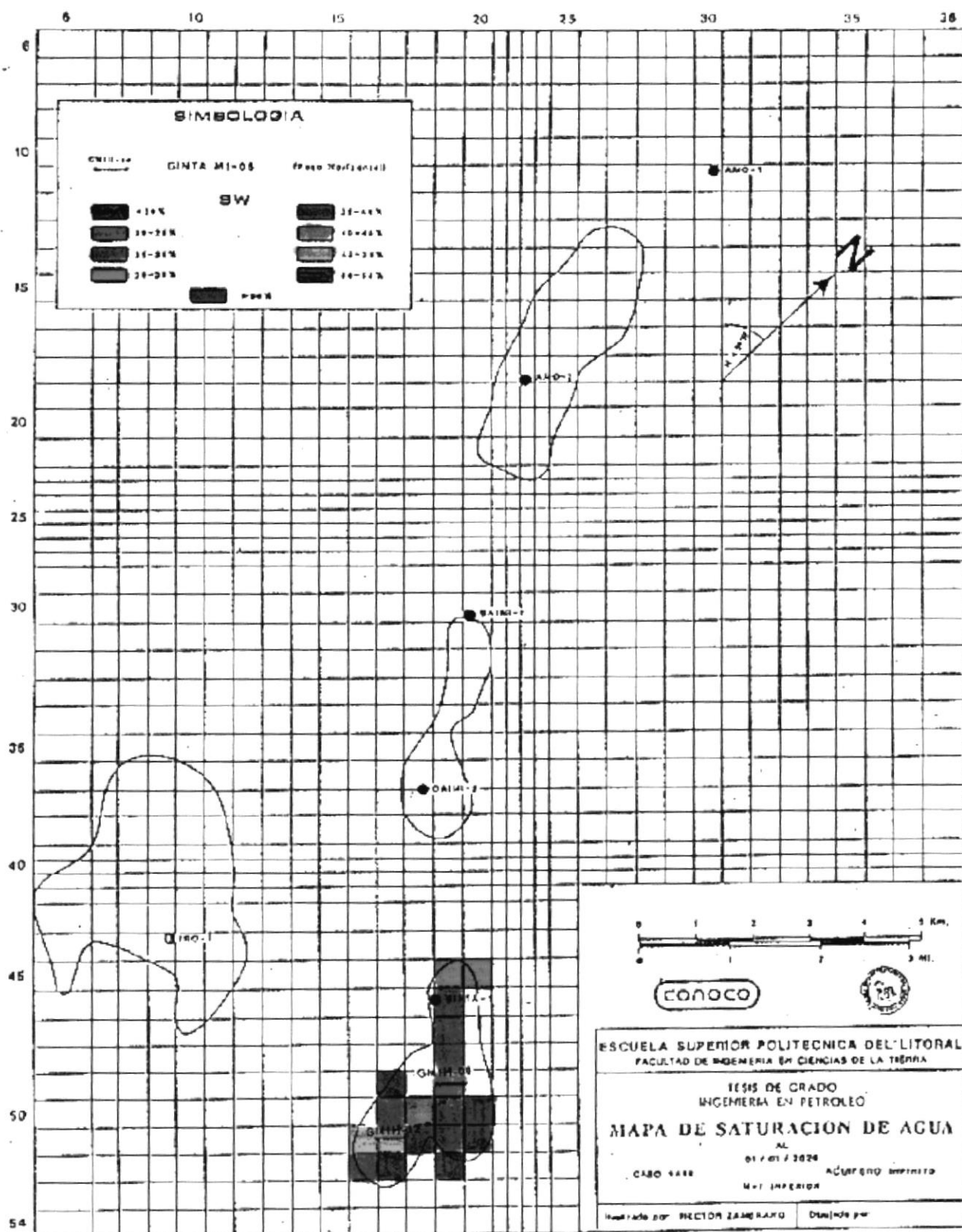




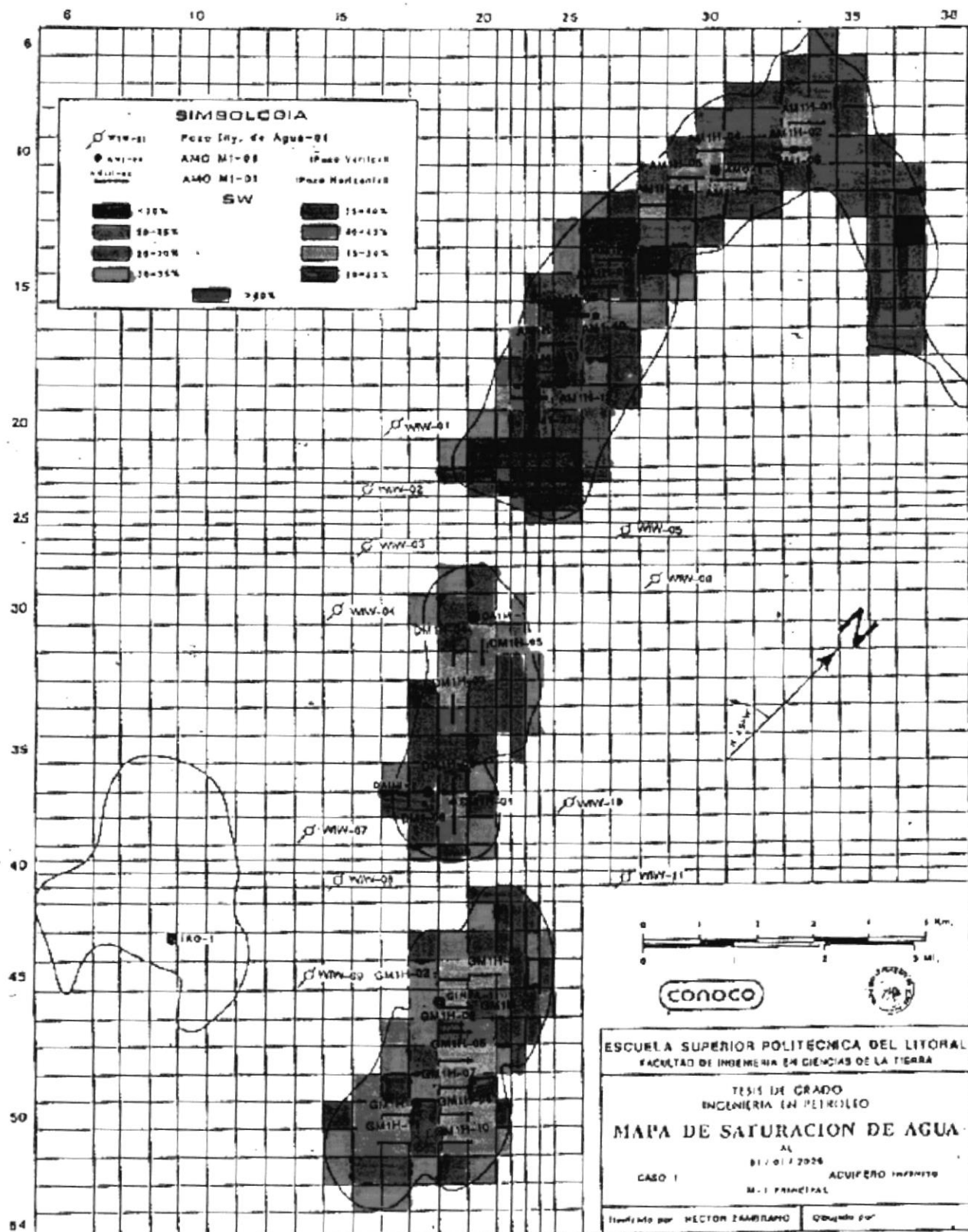
MAPA VIII



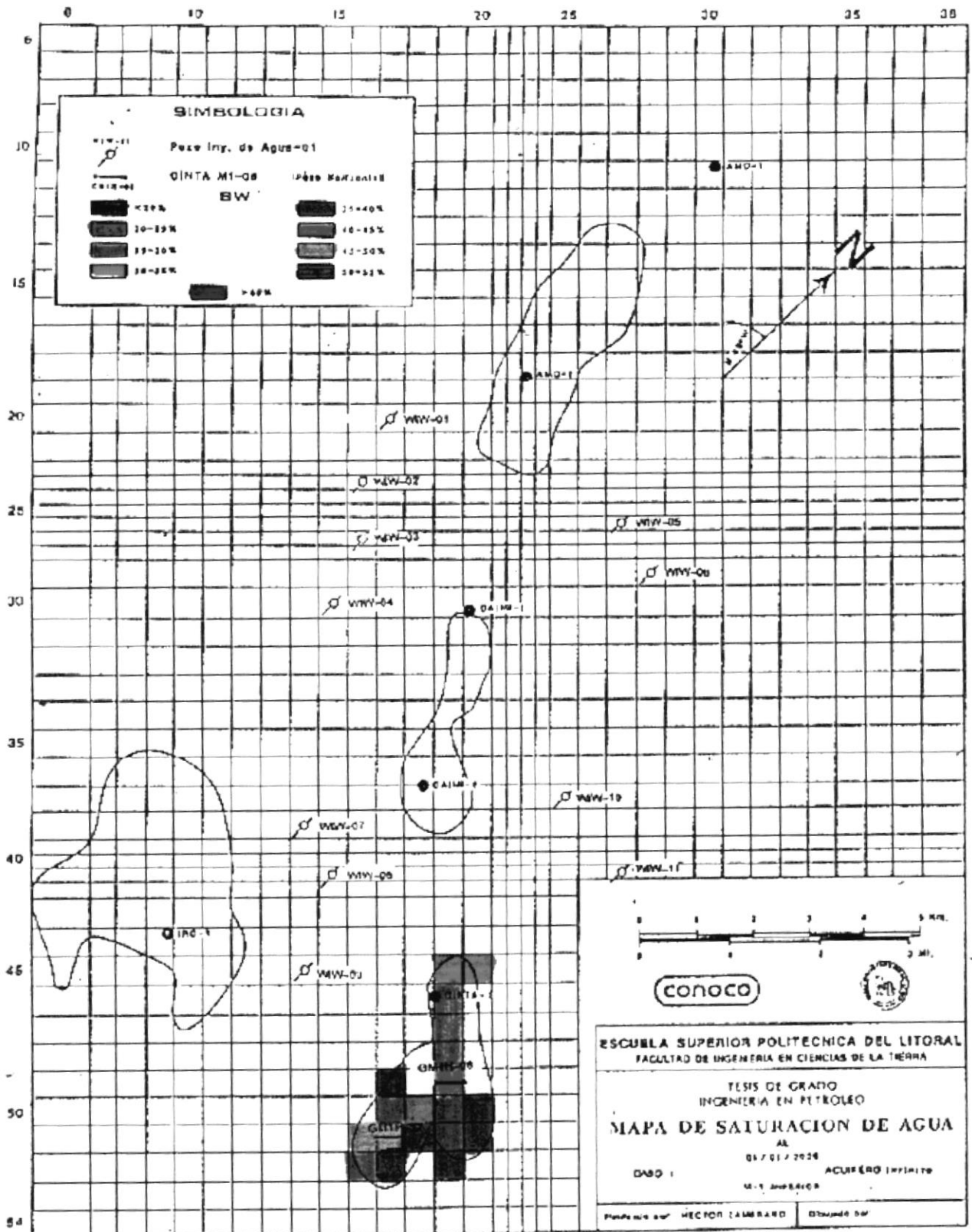
MAPA IX



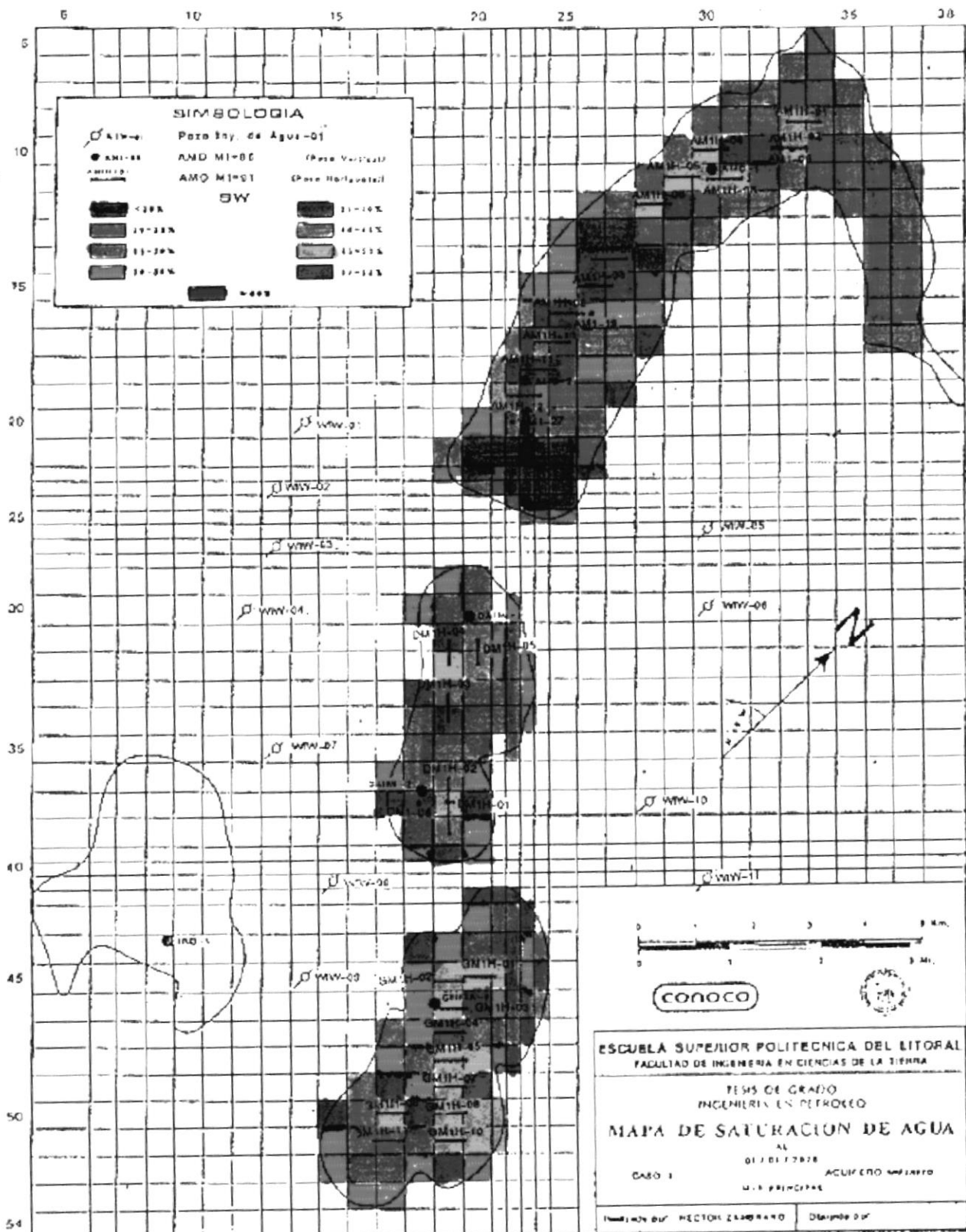
MAPA X



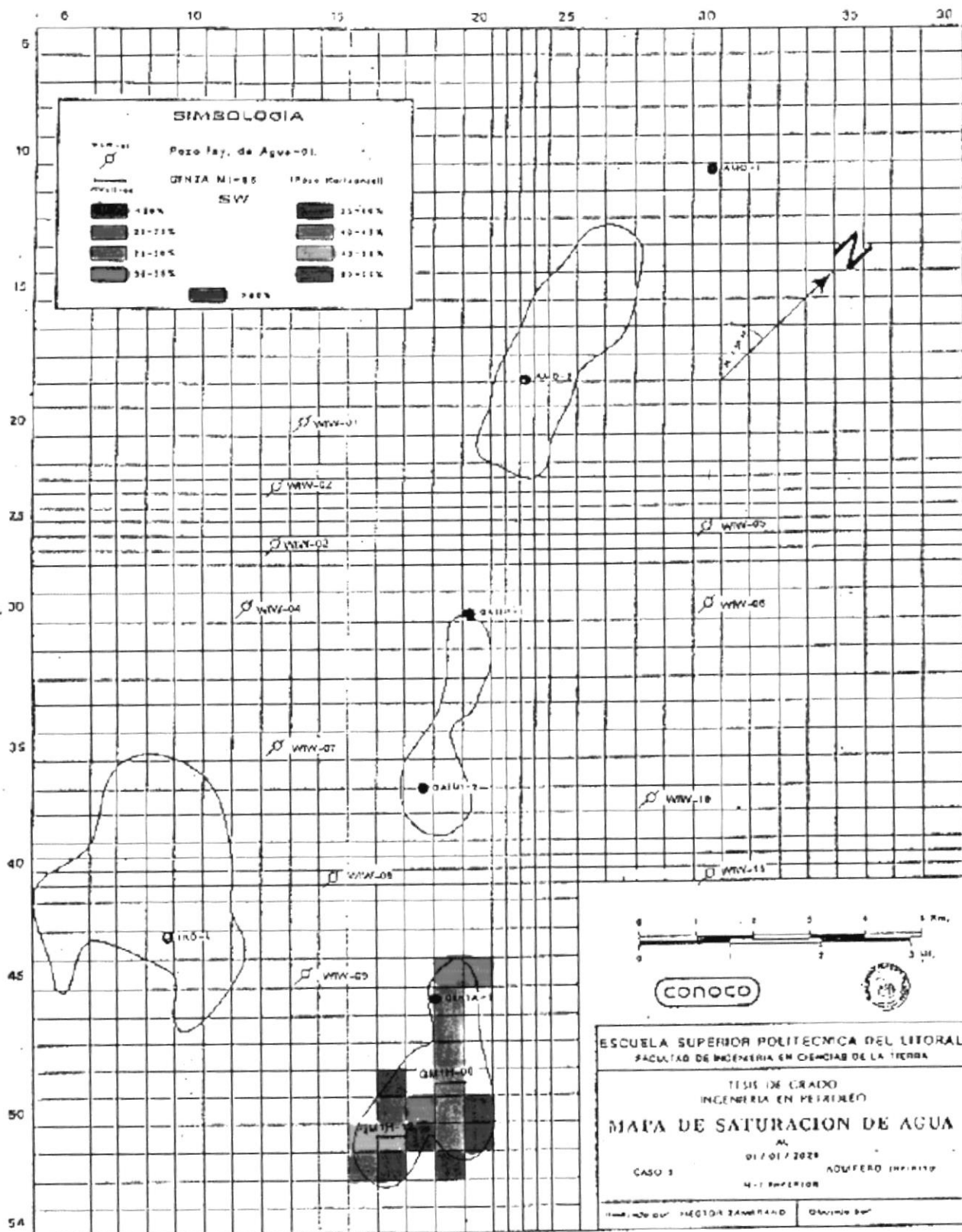
MAPA XI



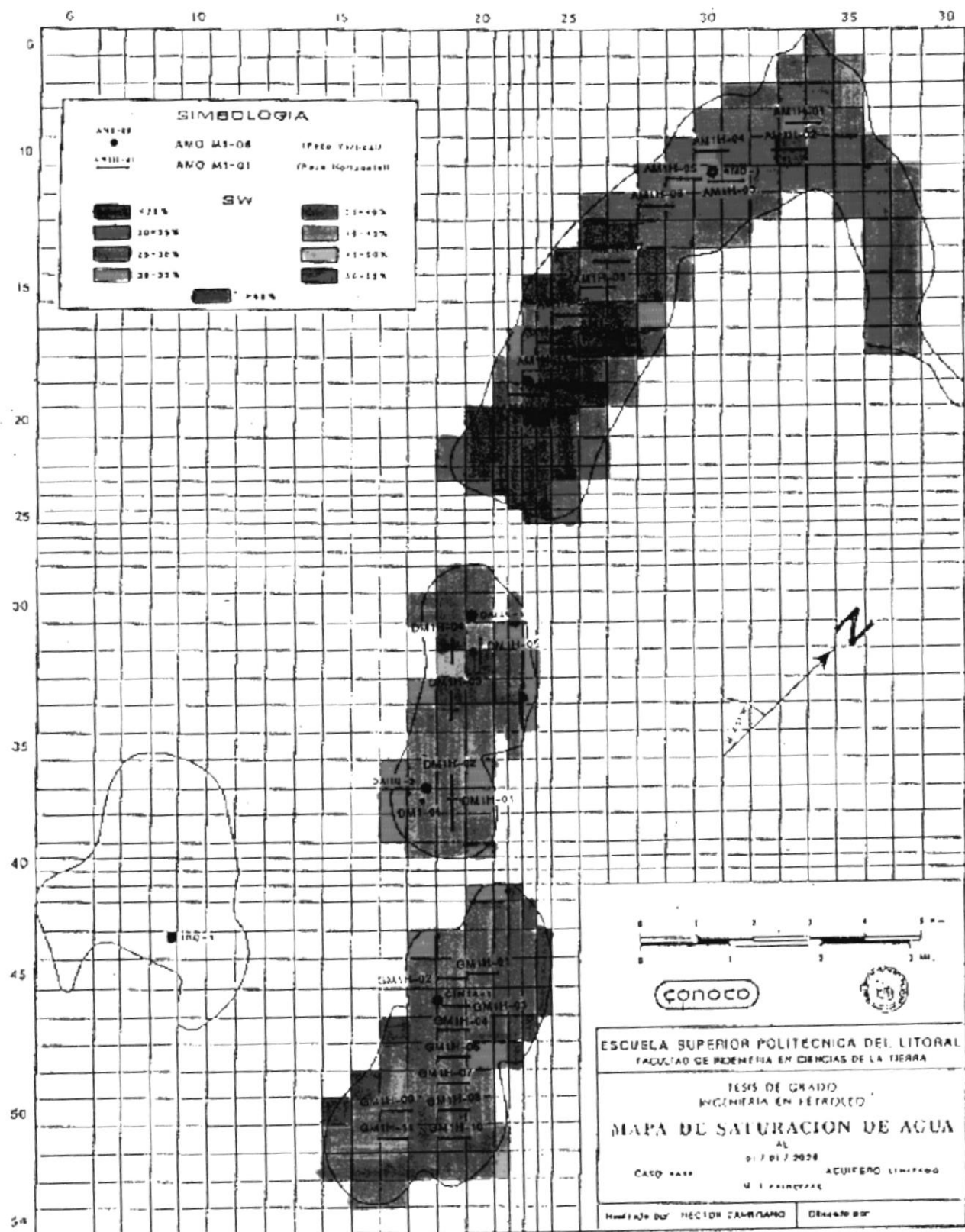
MAPA XII



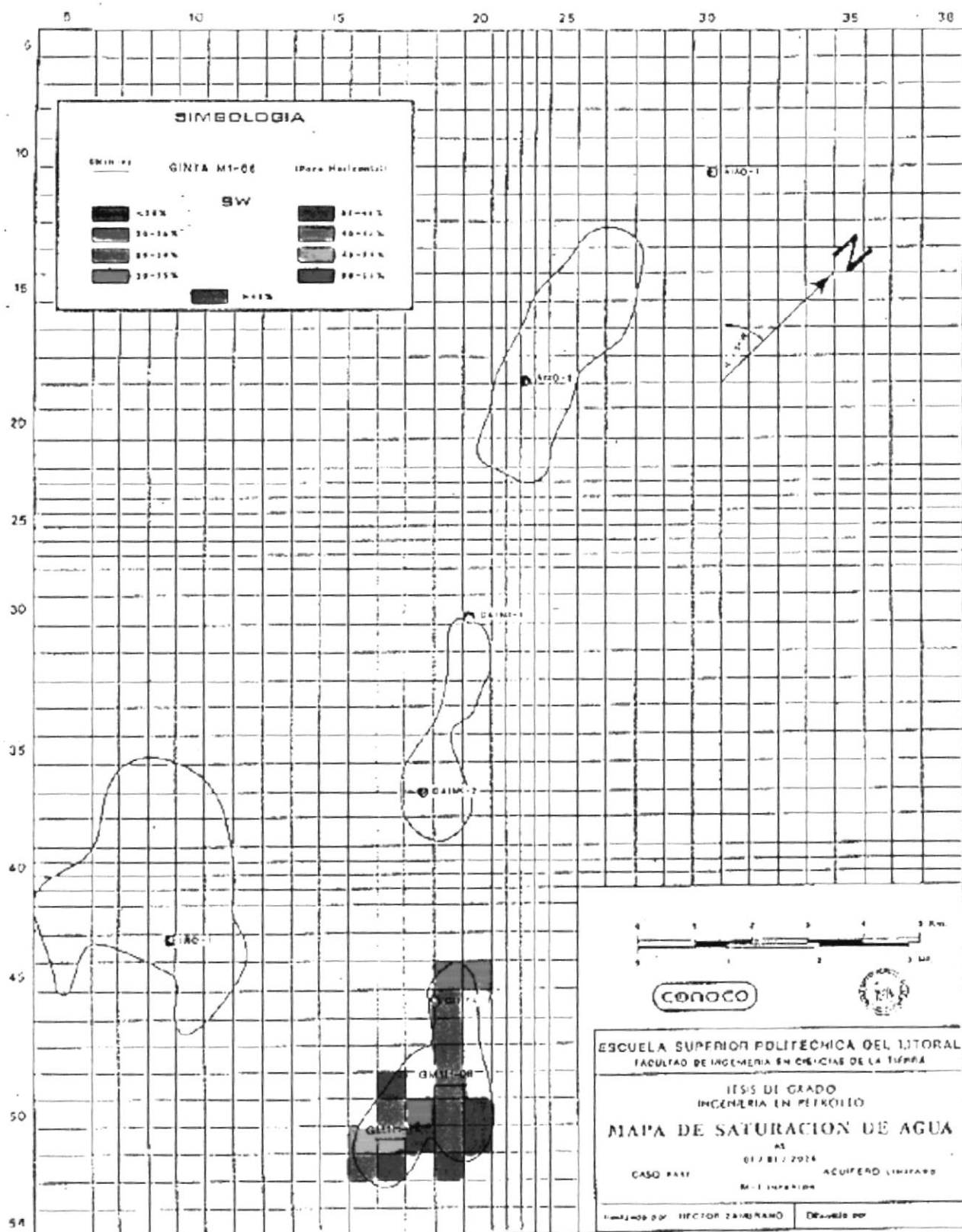
MAPA XIII

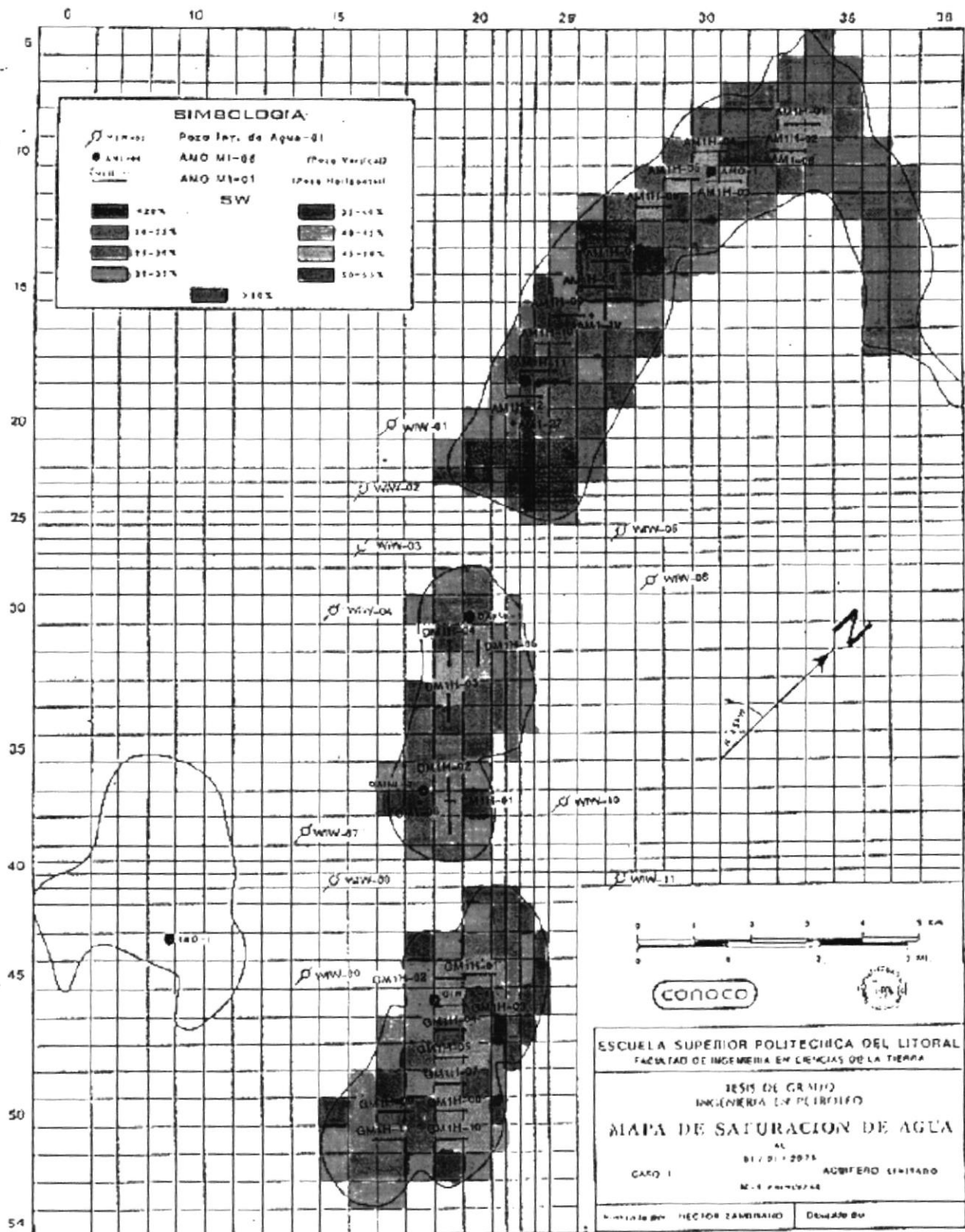


MAPA XIV



MAPA XV





MAPA XVII



## BIBLIOGRAFIA

1. CONOCO ECUADOR LIMITED. Amo-01, Final Well Test Report. Mayo 1987.
2. CONOCO ECUADOR LIMITED. Amo-02, Final Well Test Report. Febrero 1989.
3. CONOCO ECUADOR LIMITED. Daimi-01, Final Well Test Report. Abril 1989.
4. CONOCO ECUADOR LIMITED. Daimi-02, Final Well Test Report. Mayo 1989.
5. CONOCO ECUADOR LIMITED. Ginta-01, Final Well Test Report. Febrero 1989.
6. CONOCO ECUADOR LIMITED. Iro-01, Final Well Test Report. Junio 1989.
7. CONOCO ECUADOR LIMITED. Plan of Development, 1989.
8. CRAFT B.C./ HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
9. HARMS J.C., Depositional Enviroments of Napo & Hollín Formations, Block 16, Ecuador. Agosto 1990.

10. TORRES ANTONIO, Caracterización Regional de la Arenisca Productora M-1, Formación Napo, Cuenca Oriente Ecuador. 1989.
11. VAN POLLEN H.K. DR., Reservoir Modeling.
12. WESTERN ATLAS TECHNOLOGY, VIP, Reference Manual.1985