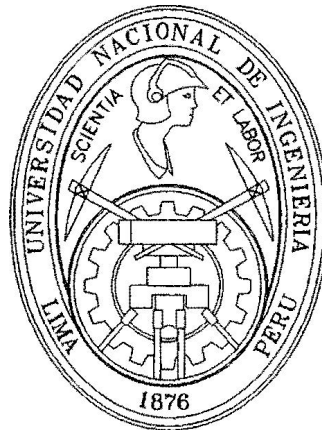


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**EVALUACION DE LA INYECCION DE AGUA
EN EL CAMPO CENTRAL - BLOCK 1
NOR-OESTE DEL PERU**

**Tesis vía Examen Profesional para optar el
TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO**

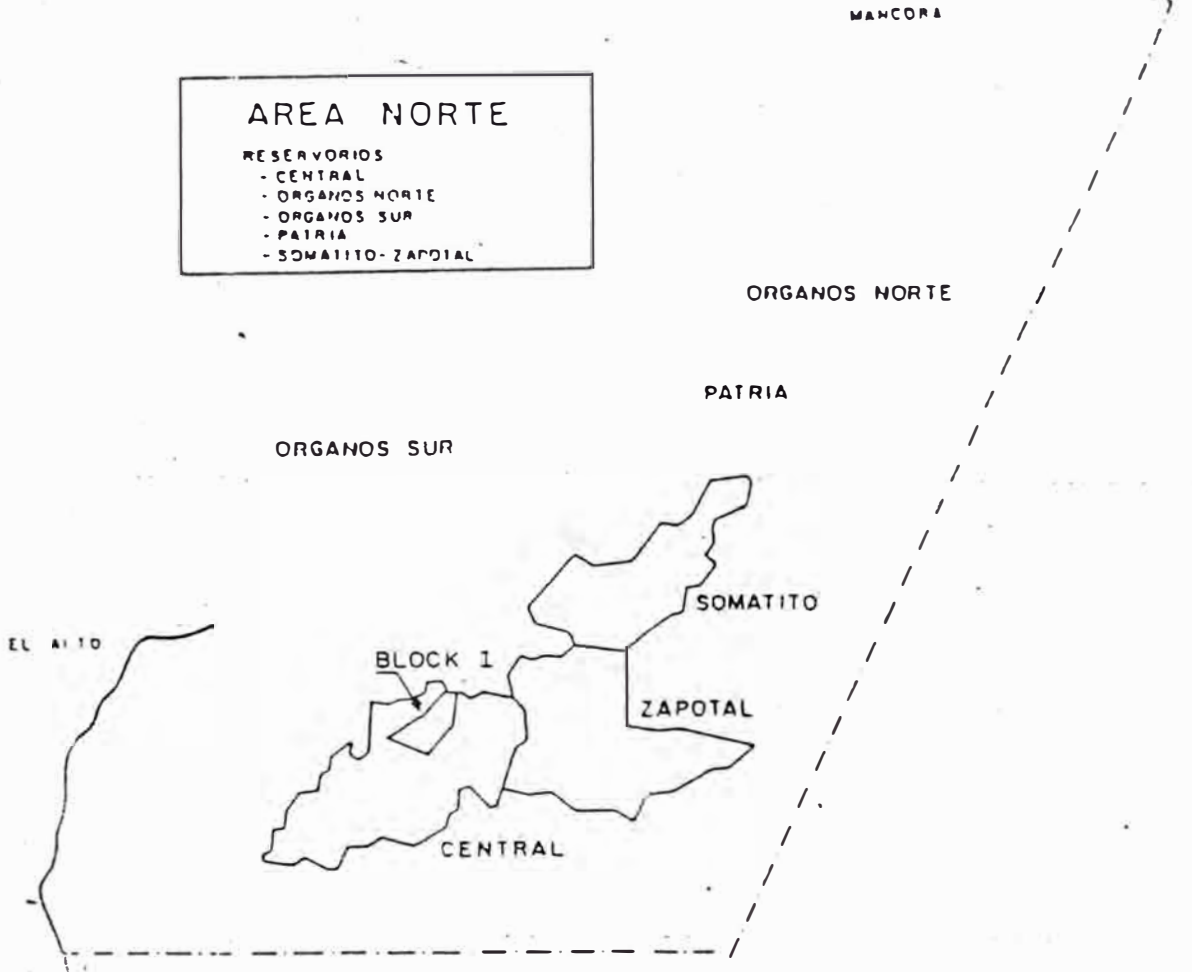
RIGOBERTO ROJAS GALLO

**LIMA - PERU
2000**

AREA NORTE

RESERVIORIOS

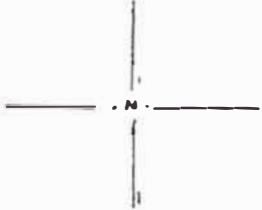
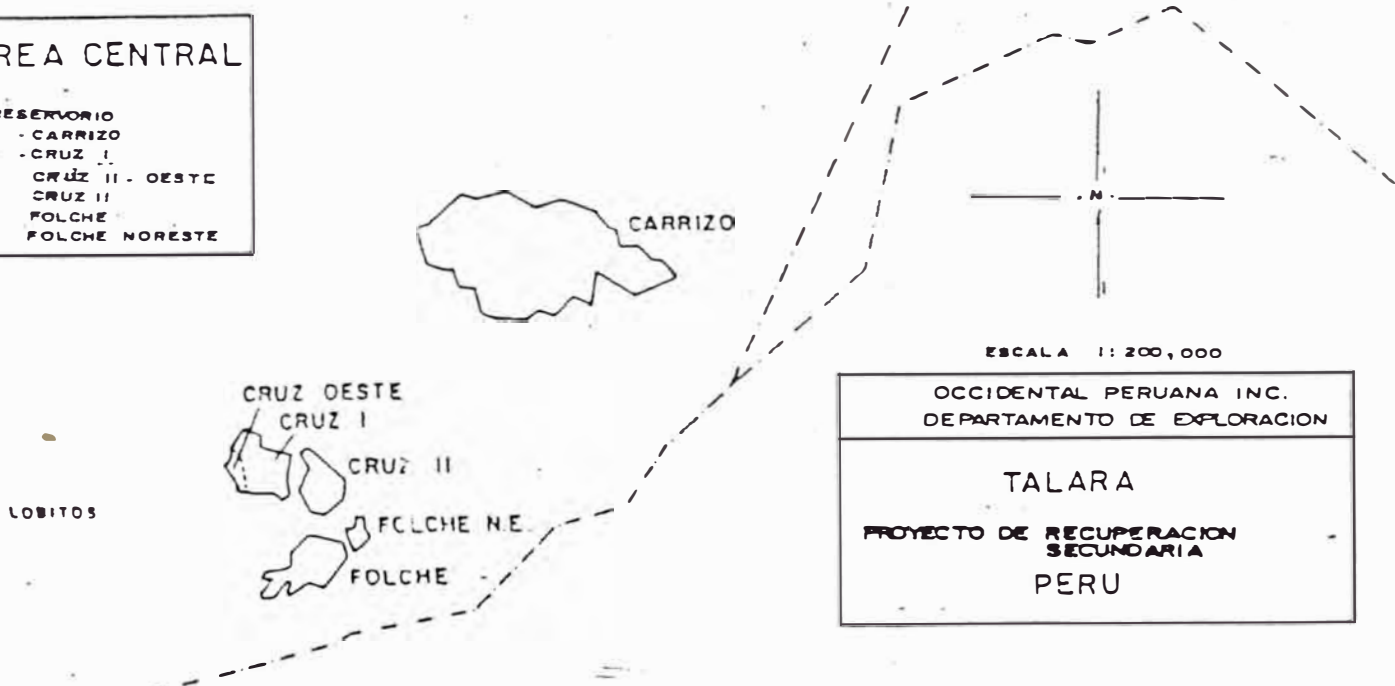
- CENTRAL
- ORGANOS NORTE
- ORGANOS SUR
- PATRIA
- SOMATITO-ZAPOTAL



AREA CENTRAL

RESERVIORIO

- CARRIZO
- CRUZ I
- CRUZ II - OESTE
- CRUZ II
- FOLCHE
- FOLCHE NORESTE



ESCALA 1:200,000

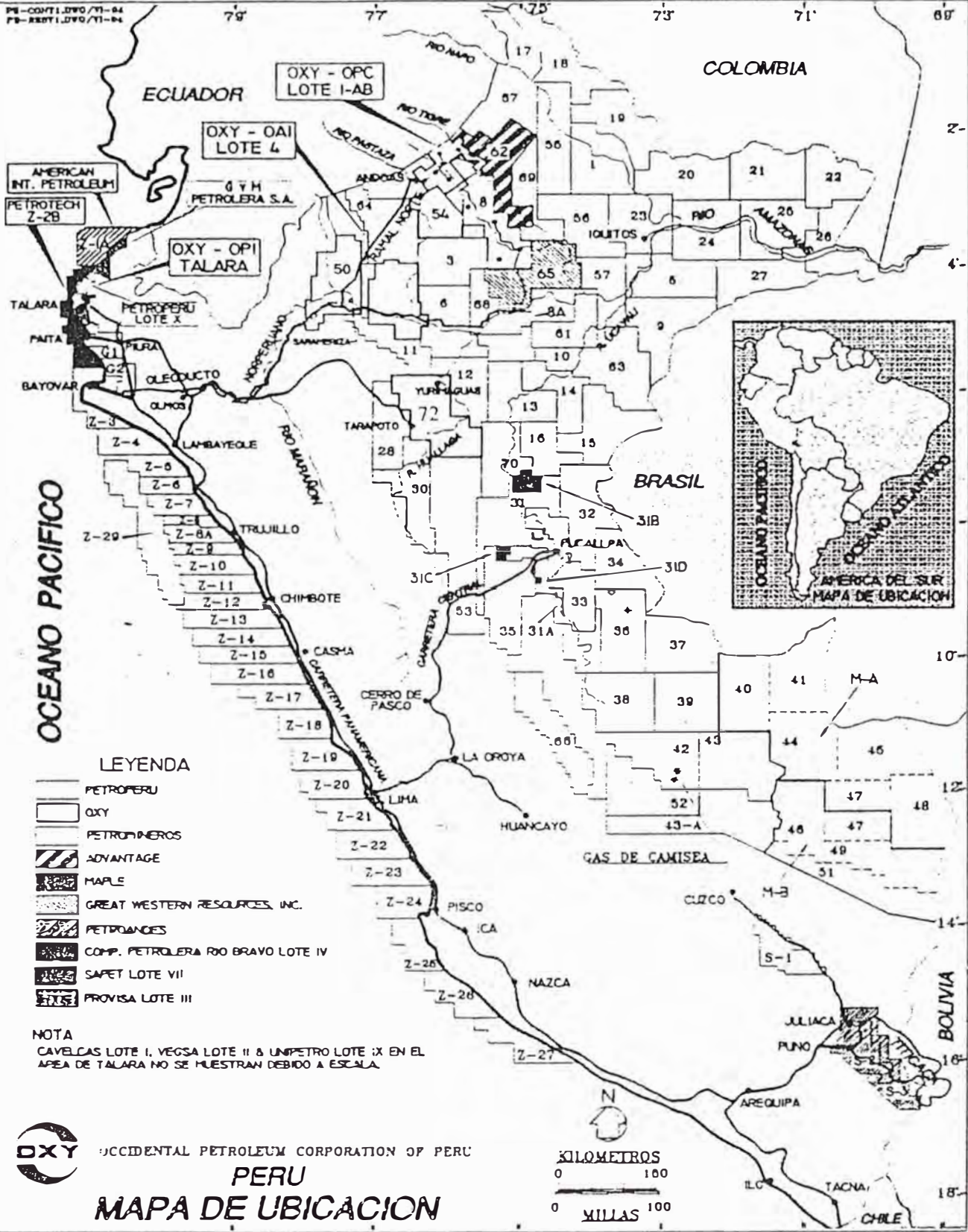
OCCIDENTAL PERUANA INC.
DEPARTAMENTO DE EXPLORACION

TALARA

PROYECTO DE RECUPERACION
SECUNDARIA

PERU

PE-COFT1.DWG/71-84
 PB-REPT1.DWG/71-84



OCEANO PACIFICO

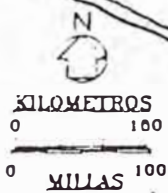
LEYENDA

- PETROPERU
- OXY
- PETROINEROS
- ADVANTAGE
- MAPLE
- GREAT WESTERN RESOURCES, INC.
- PETROQUINES
- COMP. PETROLERA RIO BRAVO LOTE IV
- SAPET LOTE VII
- PROVISIA LOTE III

NOTA
 CAVELCAS LOTE I, VEGSA LOTE II & UNIPETRO LOTE IX EN EL AREA DE TALARA NO SE MUESTRAN DEBIDO A ESCALA.



OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION OF PERU
PERU
MAPA DE UBICACION



CAMPO CENTRAL

INYECCION DE AGUA BLOCK 1

TABLA DE CONTENIDOS

1.0 INTRODUCCION

- 1.1 Propósito.
- 1.2 Alcances.

2.0 DISCUSION

- 2.1 Revisión del Rendimiento Pasado.
 - 2.1.1 Propiedades del Yacimiento.
 - 2.1.2 Comportamiento de la Producción antes de la Inyección.
 - 2.1.3 Desarrollo de la Inyección de Agua.
 - 2.1.4 Comportamiento de la Inyección de Agua.
- 2.2 Estudio Geológico.
 - 2.2.1 Revisión Estructural.
 - 2.2.2 Preparación de los Mapas Estructurales.
 - 2.2.3 Producción Primaria de Petróleo Relacionada a la Estructura.
 - 2.2.4 Secciones Estructurales Transversales.
 - 2.2.5 Revisión Estratigráfica e Interpretación del Ambiente de Deposición.
 - 2.2.6 Revisión Petrofísica.
 - 2.2.7 Revisión Volumétrica.
- 2.3 Estudio de Ingeniería
 - 2.3.1 Análisis de la Inyectividad.
 - 2.3.2 Análisis del Rendimiento de la Producción.
 - 2.3.3 Rendimiento Futuro.
 - 2.3.4 Trabajos Propuestos.

3.0 CONCLUSIONES

4.0 RECOMENDACIONES

5.0 TABLAS

6.0 MAPAS Y FIGURAS

7.0 APENDICE I

- 7.1 Estudio PVT.
- 7.2 Balance de Materiales.

8.0 APENDICE II

- 8.1 Trabajos Propuestos (Detalle).
- 8.2 Costo de Trabajos Propuestos.

LISTA DE TABLAS

- 4.1.1 Resumen de la Información.
- 4.1.1a Parámetros Básicos por Sub-bloque.
- 4.1.1b Análisis de Gas.
- 4.1.4 Estado del Rendimiento.
- 4.1.4a Estadística de los Pozos Productores.
- 4.1.4b Estadística de los Pozos Inyectores.
- 4.2.1 Petróleo In-Situ y Parámetros Petrofísicos Central 1-1.
- 4.2.2 Petróleo In-Situ y Parámetros Petrofísicos Central 1-2.
- 4.2.3 Petróleo In-Situ y Parámetros Petrofísicos Central 1-3.
- 4.2.5 Parámetros Volumétricos de la Formación Echino In-Situ..
- 4.3.1 Parámetros de Inyectividad Basados en el Ultimo Registro de Producción.
- 4.3.1a Análisis de Inyectividad del Pozo Inyector 9411.
- 4.3.1b Inyectividad y Variaciones de Presión.
- 4.3.1c Análisis de la Irrupción Prematura de Agua.
- 4.3.3 Saturación de Gas Libre al Inicio de la Inyección.
- 4.3.3a Cálculos de Petróleo Movable y Recuperación Mejorada por Inyección de agua.
- 4.3.3b Estimado de Reservas Secundarias Remanentes.
- 4.3.3c Cálculo del Llenado de la Capa Libre de Gas.
- 4.3.3d Programa de Producción-Inyección.

LISTA DE FIGURAS

- 4.1 Mapa del Bloque 1.
- 4.1A Curva de Producción.
- 4.1.4a Producción-Inyección y Respuesta del Bloque 1-1.
- 4.2.1 Mapa Estructural.
- 4.2.5 Mapa de Tendencia de Permeabilidades.
- 4.3.1 Variación de Inyectividad en el Pozo CE-9011.
- 4.3.1a Correlación K vs KTI.
- 4.3.2a Producción y Respuesta para la Formación Echino In-Situ.
- 4.3.3 Permeabilidad Relativa Petróleo-Agua del Intervalo Somatito Superior.
- 4.3.3a Permeabilidad Relativa Petróleo-Agua del Intervalo Somatito Inferior.
- 4.3.3b Permeabilidad Relativa Petróleo-Agua del Intervalo Cabo Blanco.

1.0 INTRODUCCION

El presente trabajo es una evaluación de la inyección de agua en la formación Echino del Bloque Fallado 1 del Campo Central en el Nor-Oeste del Perú, en el cual hasta la fecha solamente se ha obtenido una pequeña respuesta de petróleo. En Agosto de 1980, se inició la inyección de agua en éste bloque, habiéndose inyectado hasta Marzo 1984, 4.7 MMB de agua en la formación Echino, lo que representa un llenado del 70.3% del volumen del gas libre.

1.1 Propósito

El objetivo fundamental del presente trabajo es desarrollar una detallada y real descripción del yacimiento empleando todos los datos disponibles tanto geológicos como de ingeniería, tratar de entender porque éste bloque no tiene una mejor respuesta a la inyección de agua y desarrollar un plan de trabajo que podría mejorar sustancialmente el rendimiento de éste bloque a la inyección de agua.

1.2 Alcance

El presente estudio cubrirá un análisis de la experiencia ganada durante la primera parte del desarrollo de la inyección y una revisión de la historia del comportamiento productivo primario y tratar de establecer su efecto en el rendimiento actual.

2.0 DISCUSION

2.1 Revisión del Rendimiento Pasado

El bloque 1 esta ubicado al Nor-Oeste del campo Central. Tiene como limites al sur y al este 2 grandes fallas normales de 500 pies de desplazamiento cada una, y otra falla normal de 150 pies de

desplazamiento al Nor-Oeste (fig. 4.1). La primera operación de desarrollo de éste bloque empezó en el año 1933 con la compañía Petrolera Lobitos hasta el año 1957. La segunda etapa de desarrollo de éste bloque empezó en el año 1968 con la empresa PetroPerú hasta el año 1977. La compañía Occidental Peruana completó el desarrollo desde enero de 1979 hasta mayo de 1982. Un total de 69 pozos han sido perforados en éste bloque, los cuales han acumulado 1.3 MMBO de la formación Echino al inicio de la inyección de agua (Agosto,1980). La figura 4.1A muestra el rendimiento de la producción durante el desarrollo del bloque.

2.1.1 Propiedades del Yacimiento

Este yacimiento tiene porosidades que varían entre 10% y 13%, con un promedio del orden del 12.71%. La saturación inicial de agua se estima que varía entre 27.9% y 64.6%, con un promedio de 48.3%. La permeabilidad al aire varía desde menos de 0.1 md. a 100 md. o existen distribuciones uniformes de permeabilidad vertical ni horizontal. La formación Echino tiene un promedio de arena neta de 275 pies, encontrándose a una profundidad promedio de 2400 pies (Tabla 4.1.1).

No existen análisis de PVT. Sin embargo se puede concluir que, la formación Echino fue inicialmente un yacimiento saturado. El petróleo producido de ésta formación tiene un promedio de gravedad de 32.7° API.

Los parámetros de gas en solución GOR, presión de saturación, factor de volumen de formación, curvas de viscosidad y K_w/K_o , son aproximados y han sido hechos utilizando correlaciones de análisis de fluidos y estudios de cores. La tabla 4.1.1a muestra los datos del yacimiento calculados y estimados empleados en el análisis volumétrico del yacimiento. La tabla 4.1.1b muestra un análisis representativo del gas.

2.1.2 Comportamiento de la Producción antes de la Inyección.

La producción acumulada del Bloque 1 antes de la inyección de agua fue 1.3 MMSTB o 2.8% del petróleo in-situ inicial, calculado por el método volumétrico. Esta recuperación también representa 14.5 BBl./Ac-pie, siendo el empuje por gas en solución el principal mecanismo de producción, y en un menor grado por segregación gravitacional.

2.1.3 Desarrollo de la Inyección de Agua

La inyección de agua en el Bloque 1 de Central fue desarrollada en un periodo de 2 años. La inyección empezó en setiembre de 1979, utilizando 3 pozos inyectoros pilotos. El resto del bloque fue desarrollado empleando el modelo de los 7 puntos (6 acres). La mayor parte de los pozos convertidos a inyectoros fueron pozos nuevos perforados por OXY.

2.1.4 Comportamiento de la Inyección de Agua

Este Bloque experimentó una prematura irrupción de agua o canalización sin la suficiente formación de un banco de petróleo, principalmente debido a que no hubo una relativa restricción al movimiento del agua a través de las zonas de alta permeabilidad donde las saturaciones de petróleo han sido reducidas a niveles cercanos a la saturación de petróleo irreductible durante la depletación primaria. Por lo tanto no existían reservas recuperables para el desplazamiento por agua de inyección. Basados en los perfiles de inyección, algunas zonas toman agua con valores de inyectividades entre 2 y 4 BAPD/pie. Por otro lado otras arenas no aceptan agua debido básicamente a que la presión de inyección es aún baja o debido a una pobre calidad de la roca. Una respuesta pequeña de producción de petróleo ha podido ser identificada en 22 de los 47 pozos productores. La primera respuesta estimada fue de 16 BOPD en febrero 1981, llegando a 169 BOPD en marzo

1984. La tabla 4.1.4 presenta un resumen del estado del rendimiento a marzo 1984. Las tablas 4.1.4a y 4.1.4b muestran el estado de los pozos inyectoros y productores, respectivamente. La figura 4.1.4.A representa un gráfico de la producción/inyección y la tendencia de la respuesta para el bloque 1.

2.2 Estudio Geológico

2.2.1 Revisión Estructural

El bloque 1 del Campo Central, bajo inyección de agua en la formación Echino, es un bloque inclinado, buzando hacia el Sur-Este con un ángulo de 12 a 13 grados. Limita por el este con la falla "BB", por el sur con la falla "B", por el oeste con la falla "I", y por el norte con el límite del contrato (Figura 4.2.1).

El bloque 1 está dividido por dos fallas normales en tres sub-bloques 1-1, 1-2 y 1-3. Estas fallas son la falla Este-Oeste (170 pies de desplazamiento), con inclinación Este-Oeste, buzando hacia el norte y la falla "D" (270 pies de desplazamiento), con inclinación Noroeste-Sureste, buzando hacia el oeste. Aparentemente estas fallas son sellantes debido a la ausencia de respuesta de petróleo entre los pozos localizados a ambos lados de las fallas.

La formación Echino In-situ del bloque 1 presenta un buen desarrollo de sus arenas en todos sus intervalos excepto Ballena.

2.2.2 Mapas Estructurales

Los mapas estructurales han sido preparados en cinco diferentes niveles de la sección vertical de la formación Echino, usando la técnica de G. Dickenson. Los niveles son los siguientes:

- Base de la arenisca “B” del intervalo Cabo Blanco.
- Base de la arenisca Central del intervalo Verde.
- Base de la arenisca “C” del intervalo Somatito.
- Tope del intervalo Somatito, o base del intervalo Constancia (lutitas).
- Base de la arenisca 2 del intervalo Ballena.

Fue posible dibujar cerca del 40% de las fallas existentes sobre los mapas (tales como las fallas “B”, “D” y la falla Este-Oeste). El otro 60% no fue posible debido a la falta de registros de desviaciones (50 % de los pozos del bloque 1) y “Dip meters”. Otros planos de falla fueron imposibles de representar sobre los mapas debido a la alta densidad de intersección con otras fallas.

Los más significativos cambios en los mapas obtenidos después de ésta evaluación son los siguientes:

- Los trazos de intersección de los planos de falla con los cinco diferentes horizontes de mapeo tienen algunos cambios con respecto a los mapas previos. Por esta razón los límites del bloque y de los sub-bloques de los diferentes niveles tuvieron que ser redefinidos; generándose nuevos valores volumétricos del yacimiento.
- El Sub-bloque 1-1 perdió 38 acres en área y ganó 4 pozos adicionales los cuales estuvieron incluidos en el bloque H, debido a que los trazos de las fallas “B” e “I” han sido desplazados hacia el norte y oeste respectivamente. Es importante notar que la falla “B” es una falla normal de bajo ángulo, de orientación Este-Oeste con 20° de buzamiento hacia el norte, y con 550 pies de desplazamiento. Este tipo de fallas no es muy común en el área.

- El Sub-bloque 1-2 perdió 2 acres en área y ganó un pozo adicional el cual estaba previamente incluido en el bloque H, debido a que el trazo de la falla "I" ha sido desplazado hacia el oeste.
- El Sub-bloque 1-3 ha sufrido varios cambios en su configuración estructural con respecto al mapa previo, además este Sub-bloque es extremadamente fallado. Consecuentemente existe una pobre comunicación entre pozos inyectores y productores.

2.2.3 Producción Primaria de Petróleo en Relación con la Estructura.

El bloque 1 muestra cierta relación entre la producción y la estructura misma. El más alto acumulado de producción está en la parte más alta de cada sub-bloque y el más bajo acumulado de producción está en la parte más baja de la estructura. Además existe una baja producción en los límites de cada Sub-bloque donde la arena neta de petróleo se encuentra reducida debido al fallamiento. Por otro lado un alto acumulado de petróleo producido está presente en la parte media del bloque coincidiendo con el mejor espesor de la columna y una mejor calidad de arena.

El mejor pozo productor de petróleo primario, el 450, está localizado en la parte más alta del sub-bloque 1-1, con una producción acumulada de 243,000 Bbls. de petróleo producido de la formación Echino. Es de añadir que este pozo fue completado bajando un "liner" preperforado y que no fue estimulado con alguna técnica de fracturamiento.

2.2.4 Secciones Estructurales

Se preparó un nuevo juego de secciones estructurales en escala 1/5000 H/V para el bloque 1 de Central. Cada pozo está incluido en secciones estructurales preparadas en tres diferentes direcciones.

Cada pozo inyector tiene una sección estructural con cada uno de sus pozos productores para ambas zonas bajo inyección, la formación Echino y el intervalo Helico de la formación Lutitas Talara.

2.2.5 Revisión Estratigráfica e Interpretación de los Ambientes de Deposición

La siguiente descripción de los ambientes de deposición de las principales arenas de la formación Echino y la interpretación de las direcciones preferenciales de las permeabilidades, está basada en el estudio primario de las estructuras y carácter litológico de los núcleos convencionales obtenidos de estas arenas. Estas observaciones fueron comparadas con el carácter de los registros eléctricos (formas: embudo, campana, cilíndrica y combinaciones) y después correlacionados a través de todo el campo con los registros eléctricos de los pozos de los cuales no se obtuvieron muestras de núcleos o testigos. La figura 4.2.5 muestra un mapa compuesto de las tendencias de permeabilidades preferenciales de las arenas de la formación Echino bajo inyección de agua.

Intervalo Cabo Blanco

La deposición del intervalo Cabo Blanco empezó con un relativo levantamiento de la cuenca, tiempo después de haberse depositado la formación Clavel (lutitas). Este levantamiento creó una gran actividad fluvial, donde los depósitos predominantes fueron del tipo trenzado fluvial. La secuencia vertical está compuesta por tres canales los cuales están interestratificados con intervalos de lutitas. Los

principales ejes de los canales no son los mismos para toda la secuencia, pero se observa una migración lateral de los canales lo cual es una característica de los depósitos fluviales trenzados. El canal intermedio es el más persistente.

La tendencia de la permeabilidad preferencial es de Noreste - Suroeste.

Intervalo Verde

La arenisca Central del intervalo Verde representa un ambiente de barrera marino. Su principal eje es paralelo al antiguo borde de playa del Noreste hacia el Suroeste.

Esta unidad empieza con una transgresión (avance del mar respecto a la línea de costa) marina sobre los depósitos fluviales del intervalo Cabo Blanco. Durante esta etapa se acumularon arenas de grano muy fino a fino, engrosándose, así como incrementando secuencialmente el tamaño de los granos de abajo hacia arriba.

El estudio muestra que los depósitos de barrera marinos cubren todo el bloque I con una orientación Noreste – Suroeste. La comunicación dentro de la barrera marina es buena, señalando que la dirección de los pozos inyectoros deberá ser paralela a la inclinación del depósito de la barrera marina (noreste – sudoeste). La tendencia de la permeabilidad preferencial muestra una orientación Noreste – Suroeste.

Intervalo Somatito

El intervalo Somatito de la formación Echino representa varios ciclos de depósitos fluviales dominado por complejos tipo delta.

La geometría de los depósitos de los canales está en función al tamaño del delta y a la posición de los canales de distribución de los sedimentos. La mejor calidad de arena reservorio en los canales está en la parte baja del mismo.

El intervalo Somatito ha sido dividido en siete arenas o sub-zonas, en una secuencia ascendente son las siguientes: A1, A2, B1, B2, C1, C2 y D.

Arenisca A1

Esta unidad representa el primer ciclo deposicional del complejo delta del intervalo Somatito. La tendencia preferencial de la permeabilidad tiene una orientación Oeste – Este.

Arenisca A2

El bloque 1 del campo Central esta principalmente dominado por canales distributarios con una orientación de Noreste – Suroeste de la tendencia preferencial de la permeabilidad. En un menor grado existe un desarrollo de un frente deltaico. Esta unidad representa el segundo ciclo deposicional del complejo delta del intervalo Somatito.

Areniscas B1 + B2

El bloque 1 esta altamente dominado por depósitos tipo canal distributario los cuales cortan los depósitos del frente deltaico. Es una etapa fluvial del complejo delta. La orientación de la tendencia preferencial de la permeabilidad de los canales distributarios es Noreste – Suroeste.

Esta unidad representa el tercer ciclo deposicional del complejo delta del intervalo Somatito.

Arenisca C1

Este bloque esta dominado por depósitos tipo canales distributarios. La orientación de la tendencia preferencial de la permeabilidad de los canales distributarios es Noreste – Suroeste.

Arenisca C2

Este bloque también es dominado por depósitos tipo canales distributarios debido al incremento de la energía del flujo de transporte que permitió un avance mar adentro del complejo delta. La orientación de la tendencia preferencial de la

permeabilidad de los canales distributarios es Noreste – Suroeste.

2.2.6 Revisión Petrofísica

Con los valores obtenidos de los análisis de cores realizados en los pozos Central 9082, 9296, 9407 y 9411. Se encontró que usando valores de 2.69 gr./cc. para la densidad Rho. de la matriz y 2.65 gr./cc. para la densidad Rho. de las arcillas (Por experiencias de aplicación en los campos vecinos de Zapotal y Somatito) se pueden obtener buenos resultados.

Así como para el caso de los campos vecinos, las areniscas de la formación Echino del campo Central se describen como areniscas líticas, lo que significa que aproximadamente el 20% de sus granos está compuesto por fragmentos de roca retrabajados. Estos granos de arena ordenados son partículas de rocas más antiguas de origen volcánico y metamórfico. En un menor grado los granos derivan de viejas rocas sedimentarias (polimodal quartzitas y argillitas). En ambos casos los tipos de granos tienen una densidad mayor que la del cuarzo o feldespato. Además, el valor de asumido e 2.65 gr./cc., para la densidad de la matriz para las areniscas no puede ser usado. Adicionalmente, mediante el empleo de la técnica de difracción de rayos X se encontró que las arcillas o minerales de arcilla asociadas con las rocas están compuestas por un alto porcentaje de cloritas ricas en hierro, lo que hace necesario elevar el valor de la densidad de las arcillas de 2.5 gr./cc. a 2.65 gr./cc.

Los cálculos resultantes se ajustan con los observados de los estudios de análisis de núcleos y, por lo tanto, fueron aplicados a todos los juegos de registros obtenidos de los pozos del bloque 1. Esta revisión elevó la porosidad promedio de 12.35% a 12.5% y la saturación de agua decreció de 48% a 43%. Estos pequeños cambios en los parámetros básicos del

yacimiento han tenido efecto en la evaluación de la arena neta el cual se elevó en un 17% para un promedio de 275 pies de arena neta para todo el bloque 1.

2.2.7 Revisión de Cálculos Volumétricos

Las tablas 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3, 4.2.4 y 4.2.5 muestran los estimados del petróleo in-situ inicial y los parámetros petrofísicos para los sub-bloques 1-1, 1-2 y 1-3 respectivamente.

2.3 Estudio de Ingeniería

Esta parte del estudio cubrirá el análisis de las inyectividades y del rendimiento de la producción de petróleo observada en este bloque en relación con las heterogeneidades del yacimiento. El rendimiento futuro y un plan de trabajo para el sub-bloque 1-1 están también presentados en esta parte.

2.3.1 Análisis de la Inyectividad

La formación Echino presenta diez zonas capaces de tomar agua. La tabla 4.3.1 resume los resultados del último perfil de inyección tomado a cada pozo inyector de este bloque. Tal como puede observarse, las inyectividades varían de 0 hasta valores mayores de 12 BAPD/pie. El primer análisis indica que esta variación no corresponde a la permeabilidad o índice de permeabilidad (KTI) estimada por ejemplo para el pozo del cual se obtuvieron núcleos o testigos CE-9411. El análisis de éste ejemplo está presentado en la tabla 4.3.1a y la figura 4.3.1A indica también que la permeabilidad promedio estimada a partir de la ecuación de inyectividad es más alta que la permeabilidad del núcleo o testigo de la zona Somatito D. Similares análisis han sido realizados en los demás pozos inyectores concluyendo que la permeabilidad de los núcleos y los valores KTI de los análisis de los registros no son similares a los reales resultados de inyectividades. Indudablemente, esta apreciación indica que los parámetros del reservorio y su configuración aún no están totalmente definidos. Por lo tanto

el análisis de su comportamiento es la mejor forma de comprender la inyección de agua en este reservorio altamente heterogéneo. Otro aspecto observado en los registros de inyección es que las inyectividades no cambian regularmente con la presión. Es común observar incrementos y decrementos de las inyectividades en las sub-zonas del intervalo Somatito, de un perfil a otro y al mismo tiempo la presión de inyección esta constantemente incrementándose. Los intervalos Verde y Cabo Blanco se comportan indistintamente. La tabla 4.3.1b presenta las variaciones de las inyectividades y presiones de inyección en tres pozos inyectoros cuando el presente estudio fue realizado. La fig. 4.3.1 presenta la misma variación en el inyector CE-9011.

Las probables zonas responsables de la irrupción de agua y/o canalizaciones directas han sido también detectadas del análisis de las inyectividades. En la tabla 4.3.1c se puede observar que los intervalos Ballena y Somatito D presentan por lo general mayores inyectividades que el resto de las zonas bajo inyección. En la mayoría de los casos las pruebas de campo han confirmado a éstas dos zonas como las responsables de la irrupción y/o canalización de agua en los pozos productores.

No está totalmente entendido que aspectos del reservorio causan que éstas dos zonas acepten mayores volúmenes de agua que el resto de las zonas. Al parecer ocurre que algunas líneas o vetas altamente permeables y depletadas, alineadas en trenes de permeabilidad específicos coincidan con el alineamiento de los pozos y permite que el agua fluya irrestrictamente del pozo inyector al productor. La extensión de fracturas inducidas con la presión de inyección es cuestionada debido a que aún existe bastante diferencia de presiones entre los pozos inyectoros adyacentes y los pozos productores.

Basados en el análisis previo, el control del perfil vertical de inyección necesita ser mejorado para obtener una mejor eficiencia de barrido vertical. Para este propósito, dos o tres zonas separadas de inyección en la formación Echino son requeridas. Consecuentemente, las inyecciones de agua en Hélico y Echino deberían ser utilizando inyectores distintos.

Adicionalmente, el análisis combinado de inyectividades, respuesta de petróleo y los trenes preferenciales de la permeabilidad, indica que no es posible tener un adecuado barrido areal a través del modelo de inyección existente de los siete puntos invertido (6 acres) el cual ha probado ser ineficiente para este bloque en particular. Para este caso, una línea de inyectores alineados en la dirección del tren de la permeabilidad preferencial podría permitir tener mejores condiciones como para mejorar el barrido areal y además reducir las posibilidades de canalizaciones de agua.

2.3.2 Análisis del Rendimiento de la Producción

Fue realmente difícil analizar el rendimiento de la producción durante el periodo de la inyección debido a que el 80% de los pozos produce de ambas zonas, es decir de Echino y Hélico. La producción de petróleo correspondiente a cada formación fue estimada de análisis estadísticos del rendimiento pasado y en pozos que han producido solamente de una formación.

Tal como puede observarse en la fig. 4.1.4A la producción total del bloque 1 de Central decreció al inicio de la inyección en agosto de 1980 y se estabilizó en 1983. La producción de agua empezó a incrementarse rápidamente desde enero 1981. El corte de agua fue de 39% en junio de 1981 y 82% en diciembre de 1982. Durante la parada de la inyección la producción de petróleo permaneció constante pero el corte de agua decreció a 30%. Este particular rendimiento no observado en otros campos se debió básicamente a que los

pozos productores que presentaban alta volumen de agua por canalización recuperaron su producción de petróleo perdida por la invasión del agua. Varios pozos con pequeñas respuestas de petróleo también incrementaron sus volúmenes de crudo tan pronto como decrecía la producción de agua. En ambos casos, las zonas de respuesta de petróleo y/o las zonas de petróleo primario bloqueadas por el agua en las cercanías de la vecindad del pozo podrían liberar su petróleo al momento que se suspendió el soporte de la inyección de agua.

La fig. 4.3.2A presenta la producción y la respuesta de petróleo para la formación Echino. Una respuesta pequeña de 16 BOPD empezó en febrero de 1981 e incrementó paulatinamente hasta 200 BOPD en setiembre de 1983. La respuesta permaneció casi constante durante el periodo del cierre de la inyección pero decreció desde octubre de 1983.

2.3.3 Rendimiento Futuro

El volumen estimado de recuperación final por inyección de agua del bloque 1 de Central es de 5363 MB o 60 BBI/Ac-Pie para la formación Echino. Este estimado se basa en los análisis de saturaciones, volumen de gas libre y de petróleo movable presentados en las tablas 4.3.3 y 4.3.3a.

La saturación movable de petróleo ha sido estimada de las pruebas de permeabilidades relativas petróleo-agua y de inyección de agua realizadas en los núcleos de los pozos ZA-9409 y ZA-9007. Las figs. 4.3.3, 4.3.3A y 4.3.3B muestran las representaciones gráficas normalizadas para las zonas: Somatito Superior, Somatito Inferior y Cabo Blanco.

El factor de eficiencia de barrido areal ha sido estimado mediante el método descrito por H.C. Slider, resultando en un valor combinado de 0.72 para el análisis de cinco niveles de la formación Echino. El factor de eficiencia de barrido vertical

ha sido estimado en 0.49 del análisis estadístico de los valores de los índices de permeabilidad determinados por el programa ANALOG. La pérdida por resaturación ha sido estimada en 10% del petróleo movable remanente después de la producción primaria. La tabla 1 4.3.3b presenta las reservas remanentes estimadas basados en éstos parámetros.

Los volúmenes de agua de inyección futuros requeridos para obtener las reservas adicionales de 5010 MB de petróleo es 0.93 del volumen poroso o 82570 MB de agua. El tiempo solamente puede ser de carácter especulativo debido a varias incertidumbres involucradas, y realmente depende de la efectividad de los trabajos propuestos para controlar tanto la eficiencia areal como la vertical. Basados en el presente estudio se estima que este proyecto no producirá las reservas secundarias dentro de los plazos del periodo del contrato. La tabla 4.3.3c presenta los cálculos del llenado de la zona de gas. La tabla 4.3.3b presenta un programa de producción/inyección para el Sub-bloque 1-1.

2.3.4 Plan Propuesto para el Sub-bloque 1-1

Tal como se señaló en el punto 4.3.2 el actual modelo de inyección de los siete puntos invertido (6-Acres) no es apropiado para este tipo de yacimiento. Considerando las heterogeneidades del reservorio tanto vertical como areal y tomando en cuenta aspectos de deposición y de estructura, es preferible tener a los pozos inyectoros alineados en la dirección de la permeabilidad preferencial y tratar de empujar el crudo hacia arriba de la estructura. Con la finalidad de analizar como este propuesta trabaja, se recomendó convertir todos los pozos ubicados en la parte baja de la estructura del Sub-bloque 1-1 en inyectoros de la formación Echino y evaluar el rendimiento del resto de los pozos. La inyección de agua en los Sub-bloques 1-2 y 1-3 será diseñada de acuerdo a los resultados obtenidos en el Sub-bloque 1-1. El Apéndice II

presenta el detalle de los trabajos propuestos para el Sub-bloque 1-1.

3.0 CONCLUSIONES

El estudio realizado nos permite concluir que el Bloque 1 del Campo Central, no tiene una mejor respuesta a la inyección de agua por las siguientes razones:

- 3.1 Un pobre control vertical en los pozos inyectoros, en los cuales los intervalos Echino y Hélico están bajo inyección de agua y dificultades en el control del perfil de inyección debido a la estratificación y las heterogeneidades de los yacimientos, entre otros aspectos (fig. 4.3.1).
- 3.2 La presencia de dos arenas altamente permeables y depletadas en comparación con el resto. Estas arenas son Ballena y Somatito B, las cuales son las responsables de la mayoría de las prematuras canalizaciones (BT.) de agua observadas en 15 pozos productores. La mayoría de éstos pozos perdieron su producción primaria debido a que el agua bloqueó las zonas de petróleo.
- 3.3 Es bastante difícil conseguir un aceptable barrido areal con el modelo de inyección existente (Siete Puntos Invertido) debido a un severo fallamiento, diferentes trenes de permeabilidad para cada zona bajo inyección y diferentes aspectos de deposición de los estratos.
- 3.4 No fue posible determinar un valor representativo del volumen de gas libre debido a que la historia de la producción primaria no es totalmente confiable. La producción de petróleo viene de las dos formaciones Echino y Helico en forma conjunta y además existen tres años de producción que no registran datos. La producción de gas tiene 30 años de historia irregular.

4.0 RECOMENDACIONES

- 4.1 La inyección de agua en los intervalos Echino y Helico debe ser en forma separada con la finalidad de mejorar el control del perfil de inyección.
- 4.2 Aislar las arenas “ladronas” Ballena y Somatito B en los pozos inyectoros donde tengan valores de inyektividad mayores a 4.0 BAPD/pie
- 4.3 Implementar una línea de pozos inyectoros de abajo hacia arriba (de la estructura), en la formación Echino del Sub-Bloque 1-1, como un primer paso para mejorar la eficiencia de barrido. Si éste modelo de inyección resulta ventajoso, podría ser extensivo a los Sub-Bloques 1-2 y 1-3. Una lista de trabajos propuestos para el Sub-Bloque 1-1 se muestra en el apéndice II.
- 4.4 La inyección de agua en la formación Echino en los Sub-Bloques 1-2 y 1-3 deberá ser suspendida hasta que el Sub-Bloque 1-1 esté completamente evaluado.
- 4.5 La inyección de agua en el intervalo Hélico de la formación Lutitas Talara deberá continuarse sin mayores modificaciones hasta conseguir mayor información y poder realizar un estudio detallado de la misma.

7.0 APENDICE 1

7.1 ESTUDIO P. V. T.

El propósito de este estudio es desarrollar una serie aceptable de propiedades físicas para ser usadas en los cálculos del balance de materia.

Los parámetros básicos han sido obtenidos de la revisión de la historia. El análisis del rendimiento de la producción pasada (Fig. 7.1.1) indica que la solución inicial de gas (RSI) es 200 SCF/STB. Similarmente, la presión inicial del reservorio es estimada en 1090 psig. después de realizar un buen análisis de los registros de presiones tanto dentro como fuera del bloque 1. Se puso especial cuidado en seleccionar la saturación promedia de gas que represente al bloque.

Los análisis de los registros pasados corridos para la Batería 950 del campo Central fueron combinados con los análisis obtenidos para pozos individuales, y así poder obtener una curva de la gravedad del gas (SG) versus tiempo.

La tabla 7.1.1 y la figura 7.1.2 muestran los valores de las propiedades físicas calculadas para rangos arbitrarios de presiones.

7.2 BALANCE DE MATERIA

El propósito de los cálculos de balance de materia es:

- a.- Verificar el volumen de Petróleo In-Situ Inicial estimado por el método volumétrico.
- b.- Ajustar la producción de gas estimada y completar la historia faltante del gas.

La ecuación de balance de materia empleada para este estudio es aquella desarrollada por B. Tanner, siguiendo el procedimiento recomendado por H.C. Slider en su libro Métodos Prácticos de Ingeniería de Yacimientos de Petróleo. Los resultados de estos cálculos presentados en la tabla 7.2.1 muestran que el volumen de Petróleo In-Situ Inicial es menor que el estimado por el método volumétrico. Básicamente debido las heterogeneidades, el método de balance de materia no incluye a todas las porciones del yacimiento.

TABLA 4.1.1

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
RESUMEN DE LA INFORMACION**

1.-	Características del Reservorio		ECHINO	HELICO
	Porosidad	%	12,71	12,00
	Permeabilidad	md.	0,1-100	0,01-200
	Saturación de Agua	%	41,20	60,00
	Saturación de Petróleo (Inicio de la Inyección)	%	53,16	33,00
	Saturación de Gas (Inicio de la Inyección)	%	5,64	7,00
	Presión Inicial del Reservorio	Psi.	1086	750
	Presión al Inicio de la Inyección	Psi.	200	100
	Temperatura del Reservorio	°F	110	85
	Factor de Volúmen de Formación del Petróleo (Inicial)	BR/STB	1,1178	1,092
	Factor de Volúmen de Formación del Petróleo (Al inicio de la Inyección)	BR/STB	1,044	1,031
2.-	Volúmenes y Reservas			
	Profundidad Promedio	Ft.	2400	1400
	Area	Ac.	326,4	400
	Arena Neta	Ft.	274,6	100
	Volúmen Neto	Ac-ft.	89631	40000
	Volúmen Poroso	MMB.	88,39	37,24
	Volúmen Poroso Efectivo	MMB.	79,6	32,80
	Petroleo In-Situ Inicial	MMRB	51,95	14,90
	Volumen de Petróleo Neto	MMSTB	46,47	13,64
3.-	Comportamiento de la Inyección de Agua			
	Area Indundable	AC-ft.	235	NR.
	Total Volúmen Poroso Indundable	MMB.	28,1	NR.
	Saturación Residual de Petróleo ($S_{or.}$)	%	33,2	22,5
	Saturación de Petróleo Movable ($S_{om.}$)	%	25,6	17,5
	Saturación de Petróleo Movable Remanente	%	19,96	10,5
4.-	Estado a Marzo de 1984			
	Reservas Primarias Remanentes	MSTB.	1764	NR.
	Reservas Secundarias Remanentes	MSTB.	3246	NR.
	Reservas Totales Remanentes	MSTB.	5010	NR.
	Recuperación Final	MSTB.	6851	NR.

TABLA 4.1.1a

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
PARAMETROS BASICOS POR SUBBLOQUE (ECHINO)**

			1-1	1-2	1-3	1
1.- Propiedades de la Roca	Porosidad	%	12,76	12,72	12,63	12,71
	Saturación de Agua	%	43,94	43,05	35,49	41,20
	Saturación de Petróleo al Inicio de la Inyección	%	50,13	50,82	58,36	52,76
	Saturación de Gas al Inicio de la Inyección	%	5,93	6,14	6,15	6,04
2.- Aspectos Estructurales	Profundidad Promedio	Pies	2500	2420	2300	2400
	Area	Acres	142,4	84,8	99,2	326,4
	Arena Neta Promedio	Pies	295,1	245,0	270,4	274,6
	Volumen Neto de la Arena	Ac-Pie	42020	20777	26834	89631
3.- Propiedades de los Fluidos	Gravedad del Petróleo	°API	32,7	32,7	32,7	32,7
	Gravedad del Gas		0,7120	0,7120	0,7120	0,7120
	Factor Inicial de Volumen de formación del Petróleo	BR/BE	1,1178	1,1178	1,1178	1,1178
	Solución Inicial de Gas (GOR)	PCE/BE	195	195	195	195
	Presión Original del Reservorio	PSI	1086	1086	1086	1086
	Presión del Reservorio al Inicio de la Inyección	PSI	200	200	200	200
	Temperatura del Reservorio	°F	110	110	110	110

TABLA 4,1,1b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ANALISIS DE GAS**

Componente		%
Metano	(C1)	84,0
Etano	(C2)	6,5
Propano	(C3)	2,9
Isobutano	(iC4)	1,6
n-Butano	(nC4)	2,3
Isopentano	(iC5)	1,3
n-Pentano	(nC5)	0,7
Hexano	(C6)	0,0
Hectano	(C7)	0,0
Dioxido de carbono	(CO2)	0,0
Oxígeno	(O2)	0,7
Nitrógeno	(N2)	0,0
Total		100,0

TABLA 4.1.4

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
RENDIMIENTO A MARZO DE 1984**

	1-1	1-2	1-3	TOTAL
Número de Pozos Productores	21	10	12	43
Número de Pozos Inyectores	5	0	0	5
Régimen de Producción de Petróleo, BPD	185	112	120	417
Régimen de Producción de Agua, BPD	512	116	96	724
Régimen de Inyección, BPD	1127	0	0	1127
Acumulado de Producción de Petróleo, MB	924	415	502	1841
Acumulado de Producción de Agua, MB	568	95	193	856
Acumulado de Inyección de Agua, MB	2925	768	1023	4716
Número de Pozos Respuesta	9	6	6	21
Número de Pozos con Surgencia de Agua	6	2	0	8
Respuesta de Petróleo, BPD	46	67	56	169

TABLA 4.1.4a

**SUBLOQUE 1-1 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES**

Pozo Nro.	Fecha de Completación	Formación Zona	I.P.R. BPPD	Prueba (Marzo 1984)			Acumulados (Marzo 1984)			Comentarios
				BPPD	BAPD	RGP	MBP	MBA	MMPCE	
450	21-Jul-1933	Echino	64		ATA		243,0	4,8	85,4	Abrieron Hélico en feb. 03, 1980
610	08-Mar-1938	Echino	34		ATA		105,6	28,4	70,4	Abrieron Hélico en nov 12, 1948
611	18-Abr-1938	Hélico	15	1	0	0,0	42,5	2,6	1,0	Abrieron Echino en jul.18, 1949
616	23-Jun-1958	Hélico	15	1	27	0,0	39,7	35,5	1,1	Abrieron Echino en jun 28, 1949
621	16-Sep-1938	Hélico	21		ATA		33,0	25,8	1,3	Abrieron Echino y Ostrea en sep 28, 1949
626	05-Dic-1938	Echino	47		Iny		90,2	0,6	59,2	Abrieron Hélico en dic 10, 1948
629	01-Ene-1939	Hélico	10		APA		23,0	1,9	0,1	Abrieron Echino en nov 29, 1949
637	15-Abr-1939	Hélico	16		APA		31,4	-	-	Abrieron Echino en jun 26, 1950
642	08-Jul-1939	Hélico	39		APA		39,7	0,4	2,2	Abrieron Echino en ene 5, 1951
673	04-Jul-1940	Hélico	28	2	0	0,0	37,9	0,9	0,8	Abrieron Echino en ene 23, 1950
682	26-Jun-1942	Hélico	42	2	1	0,0	38,9	5,3	2,8	Abrieron Echino en oct 11, 1950
969	10-Oct-1952	Echino	20		APA		92,8	1,0	72,3	
2119	24-Abr-1969	Echino	50		ATA		26,4	32,2	27,0	
5719	29-Mar-1975	Echino	195		Iny		54,4	10,7	30,7	
5766	08-Sep-1975	Echino	264		Iny		34,9	31,3	32,2	
9019	27-Mar-1979	Echino	146		Iny		4,7	-	-	Abrieron Hélico en dic 27, 1979
9031	02-May-1979	Echino	255		Iny		12,2	0,3	1,3	Abrierom Hélico en ago 23, 1979
9038	29-May-1979	Echino	270	43	173	0,0	17,2	14,8	1,2	Abrieron Hélico en mar 20, 1980
9216	09-Jun-1979	Echino-Hélico	36	4	1	0,0	11,5	6,2	4,6	
9223	06-Jun-1979	Echino-Hélico	113	7	16	0,0	25,5	35,7	5,2	
9411	21-Jun-1979	Echino-Hélico	18	3	42	0,0	4,8	3,7	0,9	
9222	14-Jul-1979	Echino	99	5	0	0,0	13,7	0,9	3,3	Abrieron Hélico en mar 3, 1980
9237	26-Ago-1979	Echino	17	5	0	0,0	11,5	6,6	4,4	Abrieron Hélico en mar 31, 1980
9064	04-Sep-1979	Echino-Hélico	48	21	126	0,0	21,2	37,5	6,0	Sentaron Tapón (WLBP) encima de Echino en ene 12, 1984
9067	10-Sep-1979	Echino	80		Iny		10,5	37,9	4,2	Abrieron Hélico en mar 27, 1980
9068	16-Sep-1979	Echino-Hélico	93		Iny		5,0	0,0	1,2	
9069	22-Sep-1979	Echino	187	8	7	-	21,5	17,1	4,3	Abrieron Hélico en mar 22, 1980
9239	04-Sep-1979	Echino-Hélico	14	15	32	-	15,7	28,1	3,5	
9241	12-Sep-1979	Echino-Hélico	119	11	27	-	28,4	15,9	5,4	
9244	23-Sep-1979	Echino-Hélico	20		Iny		2,7	-	0,8	
9249	07-Oct-1979	Echino-Hélico	93	10	14	-	22,7	38,9	4,7	
9079	23-Oct-1979	Echino-Hélico	145	16	1	-	32,7	20,5	8,1	
9083	19-Nov-1979	Echino	123		Iny		5,8	-	1,7	Abrieron Hélico en mar 18, 1980
9256	29-Oct-1979	Echino-Hélico	67	0	1	-	9,2	2,2	3,9	
9259	08-Nov-1979	Echino-Hélico	8		Swab		7,1	8,7	2,7	
9806	01-Jul-1980	Echino-Hélico	18		Iny		2,8	-	1,0	
9807	01-Feb-1980	Echino-Hélico	71		Iny		4,8	0,5	0,6	
9292	27-Mar-1980	Echino-Hélico	26	3	16	-	5,3	8,8	2,4	
9841	25-Jun-1980	Echino-Hélico	72	7	0	-	14,7	1,1	3,4	
9957	18-May-1980	Echino-Hélico	47		Iny		3,5	-	1,4	
9966	30-Jun-1980	Echino-Hélico	141		Iny		3,1	0,2	1,3	
10527	17-Jul-1981	Echino	21	13	0	-	19,8	3,5	0,7	
10279	06-May-1982	Echino	29	8	28	-	8,3	10,0	0,3	Abrieron Hélico en oct 28, 1982

Total 1-1

185	512	0	1279,3	480,5	465
------------	------------	----------	---------------	--------------	------------

TABLA 4.1.4a'
SUBLOQUE 1-1 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES

Pozo Nro.	Fecha de Completación	Formación Zona	R.P.I. BPPD	Prueba (Julio 1996)			Acumulados (Julio 1996)			Comentarios
				BPPD	BAPD	RGP	MBP	MBA	MMPCE	
450	21-Jul-1933	Echino	64		ATA		245,5	9,8	85,4	Abrieron Hélico en feb. 03, 1980
610	08-Mar-1938	Echino	34		ATA		105,7	28,4	71,0	Abrieron Hélico en nov 12, 1948
611	18-Abr-1938	Hélico	15	1	0	-	49,8	4,6	0,9	Abrieron Echino en jul.18, 1949
616	23-Jun-1958	Hélico	15		ATA		40,0	45,6	1,1	Abrieron Echino en jun 28, 1949
621	16-Sep-1938	Hélico	21		ATA		33,2	25,9	1,3	Abrieron Echino y Ostrea en sep 28, 1949
626	05-Dic-1938	Echino	47	3	6	-	96,1	15,2	59,4	Abrieron Hélico en dic 10, 1948
629	01-Ene-1939	Hélico	10		APA		23,0	1,9	0,1	Abrieron Echino en nov 29, 1949
637	15-Abr-1939	Hélico	16		APA		31,5	-	-	Abrieron Echino en jun 26, 1950
642	08-Jul-1939	Hélico	39		APA		39,7	0,4	2,2	Abrieron Echino en ene 5, 1951
673	04-Jul-1940	Hélico	28		ATA		41,2	10,5	0,8	Abrieron Echino en ene 23, 1950
682	26-Jun-1942	Hélico	42	2	3	-	47,2	16,5	2,8	Abrieron Echino en oct 11, 1950
969	10-Oct-1952	Echino	20		APA		93,6	1,0	72,5	
2119	24-Abr-1969	Echino	50		ATA		26,4	32,2	27,0	
5719	29-Mar-1975	Echino	195		INY		55,9	10,7	30,8	
5766	08-Sep-1975	Echino	264	4	16	-	42,8	72,0	32,3	
9019	27-Mar-1979	Echino	146	3	15	-	11,8	29,0	-	Abrieron Hélico en dic 27, 1979
9031	02-May-1979	Echino	255		ATA		14,2	9,5	1,2	Abrieron Hélico en ago 23, 1979
9038	29-May-1979	Echino	270	7	3	-	64,0	145,2	1,3	Abrieron Hélico en mar 20, 1980
9216	09-Jun-1979	Echino-Hélico	36	3	1	-	36,8	19,2	4,6	
9223	06-Jun-1979	Echino-Hélico	113	3	2	-	46,3	119,4	5,2	
9411	21-Jun-1979	Echino-Hélico	18		ATA		7,0	46,1	0,9	
9222	14-Jul-1979	Echino	99	2	2	-	32,0	24,6	3,3	Abrieron Hélico en mar 3, 1980
9237	26-Ago-1979	Echino	17	2	0	-	30,3	76,9	4,4	Abrieron Hélico en mar 31, 1980
9064	04-Sep-1979	Echino-Hélico	48	5	22	-	71,2	400,7	6,0	Sentaron Tapón (WLBP) encima de Echino en ene 12, 1984
9067	10-Sep-1979	Echino	80	2	5	-	17,7	50,3	4,2	Abrieron Hélico en mar 27, 1980
9068	16-Sep-1979	Echino-Hélico	93	4	9	-	10,2	13,5	1,2	
9069	22-Sep-1979	Echino	187	7	0	-	61,2	110,7	4,3	Abrieron Hélico en mar 22, 1980
9239	04-Sep-1979	Echino-Hélico	14	19	42	-	45,6	262,5	3,5	
9241	12-Sep-1979	Echino-Hélico	119	8	4	-	83,0	182,2	5,5	
9244	23-Sep-1979	Echino-Hélico	20		INY/ATA		4,6	0,0	0,8	
9249	07-Oct-1979	Echino-Hélico	93		INY/ATA		28,8	51,9	4,7	
9079	23-Oct-1979	Echino-Hélico	145	4	7	-	68,1	99,1	8,1	
9083	19-Nov-1979	Echino	123		INY/ATA		6,5	0,0	1,7	Abrieron Hélico en mar 18, 1980
9256	29-Oct-1979	Echino-Hélico	67	2	0	-	27,5	26,5	3,9	
9259	08-Nov-1979	Echino-Hélico	8	3	2	-	21,5	34,1	2,7	
9806	01-Jul-1980	Echino-Hélico	18		INY		2,8	0,0	1,0	
9807	01-Feb-1980	Echino-Hélico	71	4	20	-	12,2	19,3	0,6	
9292	27-Mar-1980	Echino-Hélico	26	3	4	-	36,3	131,5	2,4	
9841	25-Jun-1980	Echino-Hélico	72	3	2	-	39,8	41,1	3,4	
9957	18-May-1980	Echino-Hélico	47		INY/ATA		8,2	0,0	1,4	
9966	30-Jun-1980	Echino-Hélico	141		INY		3,4	0,2	1,3	
10527	17-Jul-1981	Echino	21		ATA		48,8	15,1	0,7	
10279	06-May-1982	Echino	29	3	1	-	45,6	94,0	0,3	Abrieron Hélico en oct 28, 1982

Total 1-1

97	166	0	1857,0	2277,3	466,2
-----------	------------	----------	---------------	---------------	--------------

TABLA 4.1.4a (Continuación)

**SUBBLOQUE 1-2 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES**

Pozo Nro.	Fecha de Completación	Formación Zona	R.P.I. BPPD	Prueba (Marzo 1984)			Acumulados (Marzo 1984)			Comentarios
				BPPD	BAPD	RGP	MBP	MBA	MMPCE	
431	18-Abr-1933	Echino-Hélico	40	7	0	-	92,3	0,5	1,8	
456	07-Sep-1933	Echino	20	7	0	-	50,2	1,7	1,7	Abrieron Hélico en feb 3, 1980
2402	07-Ene-1972	Echino	282	20	61	-	138,7	94,6	57,2	Abrieron Hélico en ene 3, 1980
9011	21-Feb-1979	Echino-Hélico	34		Iny	-	10,5	-	3,1	
9014	26-Feb-1979	Echino-Hélico	149	16	12	-	32,8	21,5	6,4	
9212	21-Mar-1979	Echino	95	16	0	-	24,6	20,3	3,6	Abrieron Hélico en mar 25, 1980
9047	26-Jun-1979	Echino-Hélico	123	21	0	-	38,3	0,8	7,9	
9227	27-Jul-1979	Echino-Hélico	76		Iny	-	15,4	-	3,2	
9061	08-Ago-1979	Echino-Hélico	87	3	18	-	16,5	58,6	5,5	
9062	23-Ago-1979	Echino	66	9	25	-	22,4	37,5	4,4	Abrieron Hélico en may 26, 1980
9228	31-Jul-1979	Echino	20	7	0	-	14,9	14,6	2,9	Abrieron Hélico en mar 23, 1980
9251	13-Oct-1979	Echino-Hélico	134		Iny	-	6,8	-	1,2	
9889	31-Mar-1981	Echino-Hélico	72	6	0	-	14,0	0,7	0,9	
Total 1-2				112	116	-	477,4	250,8	99,8	

TABLA 4.1.4a' (Continuación)

**SUBLOQUE 1-2 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES**

Pozo Nro.	Fecha de Completación	Formación Zona	R.P.I. BPPD	Prueba (Julio 1996)			Acumulados (Julio 1996)			Comentarios
				BPPD	BAPD	RGP	MBP	MBA	MMPCE	
431	18-Abr-1933	Echino-Hélico	40	3	0	-	119,7	54,5	1,8	
456	07-Sep-1933	Echino	20		SWAB		54,1	9,7	1,7	Abrieron Hélico en feb 3, 1980
2402	07-Ene-1972	Echino	282	2	0	-	145,4	217,3	57,2	Abrieron Hélico en ene 3, 1980
9011	21-Feb-1979	Echino-Hélico	34	5	2	-	42,5	41,3	3,1	
9014	26-Feb-1979	Echino-Hélico	149	3	3	-	59,6	53,4	6,4	
9212	21-Mar-1979	Echino	95	4	0	-	49,9	63,1	3,6	Abrieron Hélico en mar 25, 1980
9047	26-Jun-1979	Echino-Hélico	123	3	0	-	71,3	4,3	7,9	
9227	27-Jul-1979	Echino-Hélico	76	5	5	-	22,3	11,7	3,2	
9061	08-Ago-1979	Echino-Hélico	87		ATA		34,7	212,5	5,5	
9062	23-Ago-1979	Echino	66	4	2	-	46,8	174,1	4,4	Abrieron Hélico en may 26, 1980
9228	31-Jul-1979	Echino	20	3	0	-	32,0	42,1	2,9	Abrieron Hélico en mar 23, 1980
9251	13-Oct-1979	Echino-Hélico	134	3	14	-	15,3	23,5	1,2	
9889	31-Mar-1981	Echino-Hélico	72	3	0	-	35,5	3,0	0,9	
Total 1-2				38	26	-	729,1	910,5	99,8	

TABLA 4.1.4a (Continuación)

**SUBBLOQUE 1-3 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES**

Pozo Nro.	Fecha de Completación	Formación Zona	R.P.I. BPPD	Prueba (Marzo 1984)			Acumulados (Marzo 1984)			Comentarios
				BPPD	BAPD	RGP	MBP	MBA	MMPCE	
1730	05-Mar-1967	Echino-Hélico	183	14	0	-	115,7	6,8	76,5	
2086	19-Mar-1968	Echino-Hélico	24	4	0	-	36,0	0,2	21,6	
2087	03-Mar-1968	Echino	438	5	0	-	120,0	-	42,6	Abrieron Hélico en abr 28, 1980
2088	08-Mar-1968	Echino	62	3	1	-	71,0	18,2	47,6	Abrieron Hélico en abr 30, 1980
5752	16-Jul-1975	Echino-Hélico	14		ATA	-	9,8	1,8	23,0	
9008	23-Ene-1979	Echino	81		Iny	-	14,4	-	1,7	Abrieron Hélico en abr 6, 1980
9034	07-May-1979	Echino	40	4	0	-	22,4	0,3	6,5	Abrieron Hélico en abr 16, 1980
9234	18-Ago-1979	Echino	123	12	27	-	12,0	4,6	2,1	Abrieron Hélico en may 28, 1980
9254	20-Oct-1979	Echino	40	29	0	-	63,3	54,0	20,5	Abrieron Hélico en abr 13, 1980
9808	13-Ene-1980	Echino-Hélico	26	6	0	-	16,1	0,3	6,5	
9809	17-Ene-1980	Echino	86	19	28	-	19,0	44,0	6,4	Abrieron Hélico en abr 13, 1980
9294	30-Mar-1980	Echino-Hélico	88	6	0	-	19,7	0,9	7,3	
9297	12-Abr-1980	Echino-Hélico	117	10	40	-	7,7	6,8	3,7	
9298	16-Abr-1980	Echino-Hélico	49	8	0	-	14,9	0,6	6,4	
9572	11-Ago-1980	Echino-Hélico	111		Iny	-	23,6	-	13,5	
Total 1-3				120	96	-	565,6	138,5	285,9	

TABLA 4.1.4a' (Continuación)

**SUBLOQUE 1-3 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES**

Pozo Nro.	Fecha de Completación	Formación Zona	R.P.I. BPPD	Prueba (Julio 1996)			Acumulados (Julio 1996)			Comentarios
				BPPD	BAPD	RGP	MBP	MBA	MMPCE	
1730	05-Mar-1967	EchIno-Hélico	183	5	2	-	142,5	22,4	76,8	
2086	19-Mar-1968	Echino-Hélico	24		SWAB		49,0	1,3	21,6	
2087	03-Mar-1968	Echino	438		ATA		136,6	0,8	44,7	Abrieron Hélico en abr 28, 1980
2088	08-Mar-1968	Echino	62	3	0	-	87,4	24,8	47,8	Abrieron Hélico en abr 30, 1980
5752	16-Jul-1975	Echino-Hélico	14		ATA		9,8	1,8	23,0	
9008	23-Ene-1979	Echino	81		INY/ATA		18,2	15,1	1,7	Abrieron Hélico en abr 6, 1980
9034	07-May-1979	Echino	40	3	0	-	44,5	1,7	6,5	Abrieron Hélico en abr 16, 1980
9234	18-Ago-1979	Echino	123	3	11	-	39,0	66,9	2,1	Abrieron Hélico en may 28, 1980
9254	20-Oct-1979	Echino	40	8	2	-	115,6	124,0	20,6	Abrieron Hélico en abr 13, 1980
9808	13-Ene-1980	Echino-Hélico	26	6	20	-	68,5	225,1	6,5	
9809	17-Ene-1980	Echino	86	3	0	-	42,3	3,0	6,4	Abrieron Hélico en abr 13, 1980
9294	30-Mar-1980	Echino-Hélico	88	3	0	-	43,8	2,9	7,3	
9297	12-Abr-1980	Echino-Hélico	117		ATA		27,8	27,2	3,7	
9298	16-Abr-1980	Echino-Hélico	49	3	2	-	40,2	4,5	6,4	
9572	11-Ago-1980	Echino-Hélico	111		INY/ATA		31,2	19,1	13,5	
Total 1-3				37	37	-	896,4	540,6	288,6	

TABLA 4.1.4b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS INYECTORES**

Pozo Nro.	Sub Bloque	Fecha de Conversión		Formación Zona	Prueba Actual (May 1984)		Acumulado (May 1984)	Comentarios
		(M - A)			BAPD	PSI	MB	
626	T	1-1	Ago-80	Echino	185	1520	235,6	
	C		Feb-81	Hélico	184	900	146,7	
9957	T	1-1	Dic-80	Echino	194	1760	167,6	
			Mar-81	Hélico	180	700	167,6	
9038	T	1-1	Abr-80	Echino	-		475,6	Regresó a producción en fe 2, 1984
	C		Feb-81	Hélico	-		206,0	
9083	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado		228,4	"Backflowing" para evaluar la inyección de Hélico
	C		Mar-81	Hélico	256	460	130,5	
9019	T	1-1	Nov-79	Echino	194	0	417,1	
	C		Dic-79	Hélico	62	230	150,7	
9411	T	1-1	Jul-80	Echino	-		142,6	Regresó a producción en feb 6, 1984
	C		Mar-81	Hélico	-		86,5	
9244	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado		120,3	
	C		Feb-81	Hélico	45	140	167,8	
9966	T	1-1	Oct-80	Echino	340	1560	235,2	
	C		Feb-81	Hélico	55	0	122,0	
9031	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado		322,3	Sentaron tapón (WLBP) encima de Echino en feb 24, 1984
	C		Mar-81	Hélico	138	220	141,0	
9068	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado		214,0	Sentaron tapón (WLBP) encima de Echino en feb 7, 1984
	C		Feb-81	Hélico	134	740	106,8	
9807	T	1-1	Ago-80	Echino	190	1750	249,0	
	C		Mar-81	Hélico	240	0	194,0	

TABLA 4.1.4b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS INYECTORES**

Pozo Nro.	Sub Bloque	Fecha de Conversión		Formación Zona	Prueba Actual (May 1984)		Acumulado (May 1984)	Comentarios
		(M - A)			BAPD	PSI	MB	
9806	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado		131,0	Sentaron tapón (WLBP) encima de Echino en nov 21, 1983
	C		Feb-81	Hélico	371	400	391,5	
9067	T	1-1	Ene-84	Echino	325	1620	26,4	
	C			Hélico	Cerrado			
5719	T	1-1	Ene-84	Echino	220	1560	30,8	
5766	T	1-1	Ene-84	Echino	340	1580	28,8	
9251	T	1-2	Abr-80	Echino	Cerrado		239,2	Cerrado para evaluar inyección de Hélico
	C		Mar-81	Hélico	284	900	282,2	
9227	T	1-2	Ago-80	Echino	Cerrado		203,3	Cerrado para evaluar inyección de Hélico
	C		Ago-81	Hélico	118	700	71,5	
9011	T	1-3	Ago-80	Echino	-		315,1	Regresó a producció en may 28, 1984
	C		Mar-81	Hélico-Ballena	-		45,6	
9234	T	1-3	Jul-80	Echino	-		332,8	
	C		Feb-81	Hélico	-		126,4	
9572	T	1-3	Oct-80	Echino	158	120	127,1	
	C		Abr-82	Hélico	193	800	74,8	
9008	T	1-3	Ago-80	Echino	Cerrado		328,8	Cerrado para evaluar inyección de Hélico
	C		Feb-81	Hélico	118	1000	89,0	
9297	T	1-3	Dic-80	Echino	-		219,6	Regresó a producción en dic 30, 1983
	C		Jul-81	Hélico	-		70,4	
Total				Echino	2146	1600	4790,6	
				Hélico	2378	700	2771,0	

TABLA 4.1.4' b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS INYECTORES**

Pozo Nro.	Sub Bloque	Fecha de Conversión		Formación Zona	Prueba Actual (Jul 1996)		Acumulado (Jul 1996)		Comentarios
		(M - A)			BAPD	PSI	MB		
626	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado	0		764,2	En producción
	C		Feb-81	Hélico	Cerrado	0		495,3	(3 bopd x 6 bwpd).
9957	T	1-1	Dic-80	Echino	Cerrado	0		655,5	
			Mar-81	Hélico	Cerrado	0		522,5	
9038	T	1-1	Abr-80	Echino	-			475,6	Regresó a producción en feb 2, 1984
	C		Feb-81	Hélico	-			206,0	(7 bopd x 3 bwpd).
9083	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado	0		773,4	
	C		Mar-81	Hélico	Cerrado	0		543,1	
9019	T	1-1	Nov-79	Echino	Cerrado	0		1110,2	En producción
	C		Dic-79	Hélico	Cerrado	0		467,6	(3 bopd x 15 bwpd).
9411	T	1-1	Jul-80	Echino	Cerrado			142,6	Regresó a producción en feb 6, 1984
	C		Mar-81	Hélico	Cerrado			86,5	Pozo ATA.
9244	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado			307,0	En "Backflow".
	C		Feb-81	Hélico	Cerrado	0		728,3	
9966	T	1-1	Oct-80	Echino	Cerrado	0		579,6	
	C		Feb-81	Hélico		73	1080	728,3	
9031	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado	0		322,3	Sentaron tapón (WLBP) encima de Echino en feb 24, 1984
	C		Mar-81	Hélico	Cerrado	0		888,3	
9068	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado	0		214,0	Sentaron tapón (WLBP) encima de Echino en feb 7, 1984
	C		Feb-81	Hélico	Cerrado	0		763,4	En producción (4 bopd x 9 bwpd).
9807	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado	0		485,0	En producción (4 bopd x 20 bwpd).
	C		Mar-81	Hélico	Cerrado	0		1306,4	

TABLA 4.1.4'b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ESTADISTICA DE LOS POZOS INYECTORES**

Pozo Nro.	Sub Bloque	Fecha de Conversión (M - A)	Formación Zona	Prueba Actual (Jul 1996)		Acumulado (Jul 1996)		Comentarios
				BAPD	PSI	MB		
9806	T	1-1	Ago-80	Echino	Cerrado		131,0	Sentaron tapón (WLBP) encima de Echino en nov 21, 1983
	C		Feb-81	Hélico	73	1000	1324,2	
9067	T	1-1	Ene-84	Echino	Cerrado	0	449,7	En producción (2 bopd x 5 bwpd).
	C			Hélico	Cerrado			
5719	T	1-1	Ene-84	Echino	48	1800	501,3	
5766	T	1-1	Ene-84	Echino	Cerrado	0	571,6	En producción (4 bopd x 16 bwpd).
9251	T	1-2	Abr-80	Echino	Cerrado		239,2	En producción (3 bopd x 14 bwpd).
	C		Mar-81	Hélico	Cerrado	0	1374,9	
9227	T	1-2	Ago-80	Echino	Cerrado		203,3	En producción (5 bopd x 5 bwpd).
	C		Ago-81	Hélico	Cerrado	0	400,6	
9011	T	1-3	Ago-80	Echino	-		315,1	Regresó a producción en may 28, 1984 (5 bopd x 2 bwpd).
	C		Mar-81	Hélico-Ballena	-		45,6	
9234	T	1-3	Jul-80	Echino	-		332,8	Regresó a producción en dic 18, 1983 (3 bopd x 11 bwpd).
	C		Feb-81	Hélico	-		126,4	
9572	T	1-3	Oct-80	Echino	Cerrado	0	232,2	En "Backflow".
	C		Abr-82	Hélico	Cerrado	0	380,5	
9008	T	1-3	Ago-80	Echino	Cerrado		328,8	
	C		Feb-81	Hélico	Cerrado	0	519,0	
9297	T	1-3	Dic-80	Echino	-		219,6	Regresó a producción en dic 30, 1983 Pozo ATA.
	C		Jul-81	Hélico	-		70,4	
Total				Echino	48		8711,4	
				Hélico	146		10977,3	

TABLA 4.2.1

**SUBLOQUE 1-1 DE CENTRAL
CALCULOS VOLUMETRICOS Y PARAMETROS PETROFISICOS**

Unidad	Area Acres	Arena Neta Pies	Porosidad %	Saturación de Agua %	POIS MMBP	% del Total
Ballena	201	39	12,79	51,0	3,397	16,3
Somatito D	175	15	12,35	51,0	1,083	5,2
Somatito C2	175	41	13,35	37,0	4,188	20,1
Somatito C1	150	30	12,33	39,0	2,350	11,3
Somatito B2	150	16	12,90	33,0	1,462	7,0
Somatito B1	150	34	13,59	39,0	2,911	13,9
Somatito A2	150	11	12,13	43,0	0,824	3,9
Somatito A1	124	26	11,69	44,0	1,450	6,9
Verde	124	5	12,04	64,0	0,173	0,8
Cabo Blanco	88	78	12,57	49,0	3,035	14,5
Total	149	295	12,76	44,0	20,873	100,0

TABLA 4.2.2
SUBLOQUE 1-2 DE CENTRAL
CALCULOS VOLUMETRICOS Y PARAMETROS PETROFISICOS

Unidad	Area Acres	Arena Neta Pies	Porosidad %	Saturación de Agua %	POIS MMBP	% del Total
Ballena	99	26	12,74	45,0	1,229	11,7
Somatito D	88	9	11,52	53,0	0,292	2,8
Somatito C2	88	33	12,71	40,0	1,553	14,8
Somatito C1	91	34	13,38	41,0	1,661	15,8
Somatito B2	91	16	12,00	34,0	0,813	7,8
Somatito B1	91	30	13,28	42,0	1,458	13,9
Somatito A2	91	8	11,99	45,0	0,332	3,2
Somatito A1	80	30	11,75	44,0	1,080	10,3
Verde	80	4	11,64	65,0	0,094	0,9
Cabo Blanco	70	55	13,16	45,0	1,970	18,8
Total	87	245	12,72	43,0	10,482	100,0

TABLA 4.2.3

**SUBLOQUE 1-3 DE CENTRAL
CALCULOS VOLUMETRICOS Y PARAMETROS PETROFISICOS**

	Area	Arena Neta	Porosidad	Saturación de Agua	POIS	% del
Unidad	Acres	Pies	%	%	MMBP	Total
Ballena	106	20	13,18	45,0	1,055	6,9
Somatito D	102	14	11,88	39,0	0,729	4,8
Somatito C2	102	30	12,00	31,0	1,763	11,6
Somatito C1	98	33	12,05	28,0	1,962	12,9
Somatito B2	98	20	12,73	29,0	1,251	8,2
Somatito B1	98	38	13,14	33,0	2,302	15,1
Somatito A2	98	14	12,98	35,0	0,800	5,2
Somatito A1	100	30	12,35	36,0	1,625	10,6
Verde	100	5	11,68	64,0	0,143	0,9
Cabo Blanco	98	66	13,00	38,0	3,629	23,8
Total	100	270	12,63	36,0	15,259	100,0

TABLA 4.2.4
BLOQUE 1 DE CENTRAL
FORMACION ECHINO

Antes del Estudio

Unidad	Area Acres	Arena Neta Pies	Porosidad %	Saturación de Agua %	POIS MMBP	% del Total
Ballena	349	22	12,50	51,0	3,522	8,2
Somatito D	349	10	12,00	54,0	2,367	5,5
Somatito C2	349	31	13,	41,0	7,151	16,6
Somatito C1	328	34	12,50	41,0	5,448	12,6
Somatito B2	328	18	12,00	38,0	3,921	9,1
Somatito B1	328	26	12,50	42,0	5,808	13,5
Somatito A2	316	9	12,00	41,0	1,980	4,6
Somatito A1	316	29	12,00	47,0	3,963	9,2
Verde	316	4	11,50	73,0	0,459	1,1
Cabo Blanco	301	52	13,50	48,0	8,532	19,8
Total	328	235	12,35	48,0	43,151	100,0

Despues del Estudio

Unidad	Area Acres	Arena Neta Pies	Porosidad %	Saturación de Agua %	OOIP MMBO	% del Total
Ballena	407	31	12,80	49,0	5,682	12,2
Somatito D	364	13	12,10	48,0	2,104	4,5
Somatito C2	364	36	12,90	37,0	7,504	16,1
Somatito C1	339	32	12,50	36,0	5,973	12,8
Somatito B2	339	18	12,60	32,0	3,526	7,6
Somatito B1	339	34	13,40	38,0	6,671	14,3
Somatito A2	339	11	12,40	40,0	1,956	4,2
Somatito A1	304	28	11,90	41,0	4,155	8,9
Verde	304	5	11,80	64,0	0,409	0,9
Cabo Blanco	256	67	12,90	44,0	8,635	18,5
Total	336	275	12,50	43,0	46,615	100,0
Variación	8	40	0,15	-5	3,464	

TABLA 4.2.5
BLOQUE 1 DE CENTRAL
CALCULOS VOLUMETRICOS
FORMACION ECHINO

PARAMETRO	1-1	1-2	1-3	1
AREA, Acres	142,40	84,80	99,20	326,40
ARENA NETA, Pies	295,10	245,00	270,40	274,60
POROSIDAD, %	12,76	12,72	12,63	12,71
SATURACION DE AGUA, %	43,94	43,05	35,49	41,20
VOLUMEN BRUTO, Acre-pie	42020	20777	26834	89631
VOLUMEN POROSO, Acre-pie	5,362	2,643	3,389	11,394
, MMB	41,60	20,50	26,29	88,39
PETROLEO IN-SITU INICIAL, MMRB	23,32	11,67	16,96	51,95
F. V. F. DEL PETROLEO, RB/STB	1,1178	1,1178	1,1178	1,1178
VOLUMEN NETO, MMSTB	20,86	10,44	15,17	46,47

TABLA 4.3.1
SUBLOQUE 1-1 DE CENTRAL
INYECTIVIDADES BASADAS EN EL ULTIMO PERFIL
FORMACION ECHINO

ECHINO SUBZONA	POZO NRO. 626			POZO NRO. 9019			POZO NRO. 9031			POZO NRO. 9038			
	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	
BALLENA				34	164	4,82	NC			NC			
SOMATITO	D	6	21	3,50	14	38	2,71	13	43	3,31	17	99	5,82
	C2	24	10	0,42	F			30	31	1,03	27	6	0,22
	C1	34	21	0,62	14	0	0,00	51	57	1,12	36	25	0,69
	B2	18	30	1,67	18	0	0,00	21	44	2,10	10	28	2,80
	B1	17	16	0,94	14	0	0,00	39	70	1,79	41	114	2,78
	A2	13	5	0,38	6	0	0,00	NC			16	21	1,31
	A1	18	28	1,56	4	0	0,00	38	44	1,16	21	49	2,33
VERDE	F				NC			NC			NC		
CABO BLANCO		60	70	1,17	80	87	1,09	92	44	0,48	66	41	0,62
TOTAL		190	201	1,06	184	289	1,57	284	333	1,17	234	383	1,64
PRESION, PSI			1400			1500			1600			1700	
ULTIMO PERFIL, FECHA			12-Ago-82			21-May-82			4-May-82			13-Ago-82	
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES			2103			1974			2137			2186	

F = FALLADO
NC = NO COMPLETADO

TABLA 4.3.1(Continuación)

SUBBLOQUE 1-1 DE CENTRAL
 INYECTIVIDADES BASADAS EN EL ULTIMO PERFIL
 FORMACION ECHINO

ECHINO SUBZONA	POZO NRO. 9068			POZO NRO. 9083			POZO NRO. 9244			POZO NRO. 9411		
	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE
BALLENA				48	57	1,19	16	35	2,19	32	0	
SOMATITO D	10	94	9,40	14	0	0,00	26	126	4,85	6	34	5,67
C2	30	42	1,40	50	3	0,06	28	22	0,79	50	33	0,66
C1	32	9	0,28	14	2	0,14	24	20	0,83	24	42	1,75
B2	16	0	0,00	10	9	0,90	14	0	0,00	30	67	2,23
B1	26	81	3,12	32	54	1,69	42	8	0,19	36	73	2,03
A2	0	0	--	4	11	2,75	2	1	0,50	4	10	2,50
A1	0	0	--	18	19	1,06	--	--	--	16	33	2,06
VERDE	NC		--	0	0	0	F			8	0	
CABO BLANCO	--	--	--	6	0	0,00	F			8	0	0,00
TOTAL	114	226	1,98	196	155	0,79	152	212	1,39	214	292	1,36
PRESION, PSI		1700			1650			1600			1600	
ULTIMO PERFIL, FECHA		7-May-82			12-Nov-82			9-Jun-82			17-Nov-82	
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES		2226			1801			2478			2420	

F = FALLADO
 NC = NO COMPLETADO

TABLA 4.3.1(Continuación)

SUBBLOQUE 1-1 DE CENTRAL
 INYECTIVIDADES BASADAS EN EL ULTIMO PERFIL
 FORMACION ECHINO

ECHINO SUBZONA	POZO NRO. 9806			POZO NRO. 9807			POZO NRO. 9957			POZO NRO. 9966		
	Arena Neta, Pies	BWPD	BWPD/PIE	Arena Neta, Pies	BWPD	BWPD/PIE	Arena Neta, Pies	BWPD	BWPD/PIE	Arena Neta, Pies	BWPD	BWPD/PIE
BALLENA	12	23	1,92	24	166	6,92	60	48	0,80	22	0	0,00
SOMATITO D	F	--		24	45	1,88	20	13	0,65	2	24	12,00
C2	F	--		40	58	1,45	56	108	1,93	52	94	1,81
C1	F	--		34	29	0,85	18	67	3,72	30	34	1,13
B2	F	--		22	64	2,91	F	--		18	0	0,00
B1	F	--		4	0	0,00	F	--		42	0	0,00
A2	F	--		F	--		F	--		8	2	0,25
A1	F	--		F	--		F	--		F	--	
VERDE	F	--		F	--		F	--		F	--	
CABO BLANCO	30	89	2,97	F	--		F	--		100	32	0,32
TOTAL	42	112	2,67	148	362	2,45	154	236	1,53	274	186	0,68
PRESION, PSI		1450			1930			1600			700	
ULTIMO PERFIL, FECHA		24-May-82			13-Ene-83			14-Ago-82			31-Ene-84	
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES		1405			2261			1903			2283	

F = FALLADO
 NC = NO COMPLETADO

TABLA 4.3.1 (Continuación)

**SUBLOQUE 1-2 DE CENTRAL
INYECTIVIDADES BASADAS EN EL ULTIMO PERFIL
FORMACION ECHINO**

ECHINO SUBZONA	POZO NRO. 9251			POZO NRO. 9227		
	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE	Arena Neta, Pies	BAPD	BAPD/PIE
BALLENA	22	0	0,00	NC		
SOMATITO D	NC			10	0	0,00
C2	F			32	74	2,31
C1	F			52	58	1,12
B2	F			26	54	2,08
B1	18	4	0,22	44	0	0,00
A2	6	8	1,33	22	27	1,23
A1	26	79	3,04	12	82	6,83
VERDE	NC			14	27	1,93
			--			
CABO BLANCO	80	147	1,84	94	126	1,34
TOTAL	152	238	1,57	306	448	1,46
PRESION, PSI		1770			1400	
ULTIMO PERFIL, FECHA		9-Dic-83			29-Nov-82	
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES		1996			2362	

F = FALLADO

NC = NO COMPLETADO

TABLA 4.3.1 (Continuación)

**SUBLOQUE 1-3 DE CENTRAL
INYECTIVIDADES BASADAS EN EL ULTIMO PERFIL
FORMACION ECHINO**

ECHINO SUBZONA	POZO NRO. 9011			POZO NRO. 9234			POZO NRO. 9572		
	<u>Arena Neta, Pies</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>Arena Neta, Pies</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>Arena Neta, Pies</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>
BALLENA	23	40	1,74	14	37	2,64			
SOMATITO	D	18	27	1,50	12	99	8,25	F	
	C2	28	78	2,79	46	40	0,87	14	20 1,43
	C1	22	102	4,64	16	73	4,56	16	0 0,00
	B2	14	70	5,00	18	51	2,83	F	
	B1	30	0	0,00	48	110	2,29	36	106 2,94
	A2	14	25	1,79	5	15	3,00	8	9 1,13
	A1	30	70	2,33	40	43	1,08	42	148 3,52
VERDE	AISLADO			4	0	0		2	43 21,50
CABO BLANCO	AISLADO	--	--	18	0	0,00		54	0 0,00
TOTAL		179	412	2,30	221	468	2,12	172	326 1,90
PRESION, PSI			1600			1190			1700
ULTIMO PERFIL, FECHA			4-Jun-82			23-Abr-82			15-Ene-83
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES			2119			1869			2271

F = FALLADO
NC = NO COMPLETADO

TABLA 4.3.1 (Continuación)

**SUBBLOQUE 1-3 DE CENTRAL (Continuación)
 INYECTIVIDADES BASADAS EN EL ULTIMO PERFIL
 FORMACION ECHINO**

ECHINO SUBZONA	POZO NRO. 9008			POZO NRO. 9297			
	<u>Arena Neta, Pies</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>Arena Neta, Pies</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	
BALLENA	32	72	2,25				
SOMATITO	D	10	126	12,60	16	74	4,63
	C2	10	0	0,00	38	56	1,47
	C1	24	48	2,00	20	20	1,00
	B2	F			18	18	1,00
	B1	F			F		
	A2	46	18	0,39	F		
	A1	4	20	5,00	10	22	2,20
VERDE	8	14	1,75	--	--	--	
CABO BLANCO	13	26	2,00	52	148	2,85	
TOTAL	147	324	2,20	154	338	2,19	
PRESION, PSI		1760			1950		
ULTIMO PERFIL, FECHA		10-Jun-82			15-May-82		
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES		2271			1998		

F = FALLADO
 NC = NO COMPLETADO

TABLA 4.3.1a
BLOQUE 1 DE CENTRAL
ANÁLISIS DE INYECTIVIDAD EN EL POZO CE - 9411(1)
FORMACION ECHINO

<u>ECHINO SUBZONA</u>	<u>ARENA NETA</u> <u>PIES</u>	<u>REGIMEN</u> <u>BAPD</u>	<u>INYECTIVIDAD</u> <u>BAPD/PIE</u>	<u>K (2)</u> <u>md.</u>	<u>KTI</u>	<u>K Kro (3)</u> <u>md.</u>
BALLENA	32	0	0,00	0,15	1,0	—
SOMATITO	D	34	5,67	0,11(Core)	0,6	7,63
	C2	33	0,66	0,22	2,1	0,88
	C1	42	1,75	0,13	0,8	2,31
	B2	67	2,23	0,23	2,2	2,92
	B1	73	2,03	0,22	2,1	2,63
	A2	10	2,50	0,19	1,6	3,23
	A1	33	2,06	0,10	0,5	1,28
VERDE	8	0	0,00		0,0	—
CABO BLANCO	8	0	0,00		0,0	—
TOTAL	214	292	1,36			3,34

(1) RECONVERTIDO A PRODUCTOR.

(2) PERMEABILIDAD ESTIMADA DE LA CORRELACION K (CORE) VS. KTI, (Fig. 4.3.1A).

(3) DE LA ECUACION DE INYECTIVIDAD.

TABLA 4.3.1b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
VARIACIONES DE INYECTIVIDADES Y PRESIONES EN TRES POZOS INYECTORES ACTIVOS
FORMACION ECHINO**

<u>POZO Nro. 9011</u>		<u>REGISTRO Nro. 4</u>		<u>REGISTRO Nro. 5</u>		<u>REGISTRO Nro. 6</u>		<u>REGISTRO Nro. 7</u>		<u>REGISTRO Nro. 8</u>	
<u>ECHINO SUBZONA</u>	<u>ARENA NETA</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>
	<u>PIES</u>										
BALLENA	23	62	2,70	0	0,00	23	1,00	40	1,74	40	1,74
SOMATITO	D	18	1,39	36	2,00	24	1,33	30	1,67	27	1,50
	C2	28	2,36	113	4,04	85	3,04	64	2,29	78	2,79
	C1	22	3,64	40	1,82	39	1,77	111	5,05	102	4,64
	B2	14	4,50	144	10,29	111	7,93	67	4,79	70	5,00
	B1	30	0,77	78	2,60	24	0,80	20	0,67	0	0,00
	A2	14	1,07	22	1,57	26	1,86	38	2,71	25	1,79
	A1	30	0,47	20	0,67	45	1,50	50	1,67	70	2,33
VERDE	6	16	2,67	--	--	--	--	--	--	--	--
CABO BLANCO	14	121	8,64	--	--	--	--	--	--	--	--
TOTAL	199	485	2,44	453	2,28	377	1,89	420	2,11	412	2,07
PRESION, PSI			1140		1480		1480		1560		1600
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES			1805		2115		2115		2115		2119
PROFUNDIDAD DEL TAPON, PIES			--		2577		2577		2577		2577
FECHA DEL REGISTRO, D/M/A			1-Mar-81		28-May-81		16-Sep-81		26-Abr-82		4-Jun-82

TABLA 4.3.1b

BLOQUE 1 DE CENTRAL
 VARIACIONES DE INYECTIVIDADES Y PRESIONES EN TRES POZOS INYECTORES ACTIVOS
 FORMACION ECHINO

POZO Nro. 9251		REGISTRO Nro. 5		REGISTRO Nro. 6		REGISTRO Nro. 7		REGISTRO Nro. 8		REGISTRO Nro. 9			
ARENA NETA		BWPD		BWPD/PIE		BWPD		BWPD/PIE		BWPD		BWPD/PIE	
ECHINO SUBZONA	PIES												
BALLENA	22	0	0,00	0	0,00	20	0,91	0	0,00	0	0,00		
SOMATITO	D	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	C2	F	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	C1	F	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	B2	F	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	B1	18	19	1,06	43	2,39	76	4,22	58	3,22	4	0,22	
	A2	6	10	1,67	9	1,50	30	5,00	23	3,83	8	1,33	
	A1	26	20	0,77	44	1,69	15	0,58	27	1,04	79	3,04	
VERDE	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
CABO BLANCO	80	94	1,18	182	2,28	130	1,63	163	2,04	147	1,84		
TOTAL	152	143	0,94	278	1,83	271	1,78	271	1,78	238	1,57		
PRESION, PSI			1420		1600		1680		1360		1770		
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES			1996		1996		1996		1996		1996		
PROFUNDIDAD DEL TAPON, PIES			--		--		--		--		--		
FECHA DEL REGISTRO, D/M/A			19-May-81		16-Sep-81		24-Mar-82		9-Ago-82		9-Dic-82		

TABLA 4.3.1b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
VARIACIONES DE INYECTIVIDADES Y PRESIONES EN TRES POZOS INYECTORES ACTIVOS
FORMACION ECHINO**

<u>POZO Nro. 9011</u>		<u>ARENA NETA</u>		<u>REGISTRO Nro. 4</u>		<u>REGISTRO Nro. 5</u>		<u>REGISTRO Nro. 6</u>		<u>REGISTRO Nro. 7</u>		<u>REGISTRO Nro. 8</u>	
<u>ECHINO SUBZONA</u>		<u>PIES</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	<u>BAPD</u>	<u>BAPD/PIE</u>	
BALLENA		23	62	2,70	0	0,00	23	1,00	40	1,74	40	1,74	
SOMATITO	D	18	25	1,39	36	2,00	24	1,33	30	1,67	27	1,50	
	C2	28	66	2,36	113	4,04	85	3,04	64	2,29	78	2,79	
	C1	22	80	3,64	40	1,82	39	1,77	111	5,05	102	4,64	
	B2	14	63	4,50	144	10,29	111	7,93	67	4,79	70	5,00	
	B1	30	23	0,77	78	2,60	24	0,80	20	0,67	0	0,00	
	A2	14	15	1,07	22	1,57	26	1,86	38	2,71	25	1,79	
	A1	30	14	0,47	20	0,67	45	1,50	50	1,67	70	2,33	
VERDE		6	16	2,67	--	--	--	--	--	--	--	--	
CABO BLANCO		14	121	8,64	--	--	--	--	--	--	--	--	
TOTAL		199	485	2,44	453	2,28	377	1,89	420	2,11	412	2,07	
PRESION, PSI				1140		1480		1480		1560		1600	
PROFUNDIDAD DEL PACKER, PIES				1805		2115		2115		2115		2119	
PROFUNDIDAD DEL TAPON, PIES				--		2577		2577		2577		2577	
FECHA DEL REGISTRO, D/M/A				1-Mar-81		28-May-81		16-Sep-81		26-Abr-82		4-Jun-82	

TABLA 4.3.1c

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ANÁLISIS DE SURGENCIAS DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES
ECHINO - HELICO**

POZO Nro.	SUBBLOQUE	REGIMEN DE PRODUCCION (BPD)		FECHA (M/A)	INYECTOR CAUSANTE DE LA SURG.	ZONAS	INYECTIVIDADES DURANTE LA SURG. BAPD/PIE
		ANTES DE LA SURG.	DURANTE LA SURG.				
616	1-1	19 x 4	6 x 16	Jun-81	626	Cabo Blanco	3,72
621	1-1	9 x 14	7 x 30	Oct-81	626 9083	Hélico 4 Ballena	4,90 4,56
2119	1-1	6 x 0	7 x 12	Ago-81	9411 9244	Som. B2 Ballena Som. C2	3,05 3,14 4,61
5766	1-1	7 x 2	8 x 36	Abr-81	9031 9807	Som. B1 Ballena	2,82 3,96
9064	1-1	16 x 2	10 x 30	Mar-81	9068	Som. D Som. B2, B1	7,00 3,00
9069	1-1	18 x 5	15 x 20	May-81	9411	Som. B2	3,05
9079	1-1	12 x 4	25 x 40	Sep-81	9966 9031	Ballena Som. B1	3,60 3,70
9067	1-1	10 x 2	8 x 40	Abr-81	9031 9068	Som. C1 Som. D	2,12 5,04
9223	1-1	12 x 5	20 x 20	Oct-81	9083 9038	Ballena Som. A1	4,56 5,47
9237	1-1	6 x 3	10 x 10	Feb-82	9806 9258	Ballena Ballena	4,84 3,65
9239	1-1	6 x 0	6 x 13	Nov-81	9244	Hélico 6	4,45
9249	1-1	15 x 6	35 x 40	Jul-81	9019	Hélico 6	2,60

TABLA 4.3.1c

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ANÁLISIS DE SURGENCIAS DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES
ECHINO - HELICO**

POZO Nro.	SUBBLOQUE	REGIMEN DE PRODUCCION (BPD)			FECHA (M/A)	INYECTOR CAUSANTE DE LA SURG.	ZONAS	INYECTIVIDADES DURANTE LA SURG. BAPD/PIE
		ANTES DE LA SURG.	DURANTE LA SURG.					
9259	1-1	4 x 0	6 x 40	Jul-82	9244	Som. D Hélico 6	3,58 6,45	
9292	1-1	5 x 0	4 x 14	May-82	9258 9068	Hélico 6 Hélico 6	7,57 3,27	
9228	1-2	9 x 0	5 x 18	Dic-81	9038 9019	Som. B1 Som. D Ballena	5,40 4,90 4,82	
9062	1-2	16 x 3	10 x 70	Oct-81	9251	Hélico 6	2,05	
9061	1-2	15 x 0	10 x 90	Ago-81	9966	Som. D Som. B2	3,40 6,91	
9014	1-2	12 x 0	20 x 65	Feb-81	9011 9227	Som. C2 Som. B2	4,04 3,08	
9212	1-2	8 x 2	5 x 60	May-82	9227	Som. B1	8,00	
5752	1-2	6 x 0	4 x 10	Jun-82	9234	Som B2, B1	5,03	
2402	1-2	20 x 6	20 x 100	Sep-81	9227	Som. B1	3,70	
9808	1-3	20 x 8	12 x 80	Sep-81	9807 9234	Hélico 6 Hélico 6 Ballena	3,10 3,10 6,71	
9254	1-3	36 x 0	30 x 200	Mar-82	9234	Som. B2, B1	5,03	
2088	1-3	10 x 0	8 x 30	Jun-81	9234	Ballena	6,71	

TABLA 4.3.3

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
SATURACIONES Y VOLUMENES DE GAS LIBRE AL INICIO DE LA INYECCION
FORMACION ECHINO**

PARAMETRO		<u>1-1</u>	<u>1-2</u>	<u>1-3</u>	<u>1</u>
PRESION DEL RESERVORIO, PSI	INICIAL	1090	1090	1090	1090
	AL INICIO DE LA INYECCION.	280	280	280	280
FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DEL PETROLEO	INICIAL	1,1178	1,1178	1,1178	1,1178
	AL INICIO DE LA INYECCION.	1,0440	1,0440	1,0440	1,0440
VOLUMEN POROSO, MB		41599	20502	26283	88384
SATURACION DE AGUA CONNATA, FRACCION		0,4394	0,4305	0,3549	0,4120
SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO, FRACCION		0,3106	0,3195	0,3751	0,3320
ACUMULADO DE PRODUCCION DE PETROLEO, MB	AL INICIO DE LA INYECCION.	767	368	353	1488
ACUMULADO DE PRODUCCION DE AGUA, MB	AL INICIO DE LA INYECCION.	NR	NR	NR	NR
PETROLEO IN-SITU INICIAL, MRB		23320	11670	16960	51950
PETROLEO IN-SITU INICIAL, MSTOIP		20860	10440	15170	46470
SATURACION DE PETROLEO, FRACCION	AL INICIO DE LA INYECCION.	0,5043	0,5132	0,5884	0,5316
SATURACION DE GAS, FRACCION	AL INICIO DE LA INYECCION.	0,0563	0,0563	0,0567	0,0564
VOLUMEN DE GAS LIBRE, MB	AL INICIO DE LA INYECCION.	2340	1155	1491	4986

TABLA 4.3.3a

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
CALCULOS DEL PETROLEO MOVIBLE Y RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA
FORMACION ECHINO**

<u>PARAMETRO</u>	<u>1-1</u>	<u>1-2</u>	<u>1-3</u>	<u>1</u>
VOLUMEN POROSO, MB	41599	20502	26283	88384
SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO (1), FRACCION	0,3106	0,3195	0,3751	0,3320
SATURACION DE AGUA CONNATA (2), FRACCION	0,4394	0,4305	0,3549	0,4120
SATURACION DE PETROLEO MOVIBLE, FRACCION	0,2500	0,2500	0,2700	0,2560
SATURACION DE GAS AL INICIO DE LA INYECCION (3), FRACCION	0,0563	0,0563	0,0567	0,0564
SATURACION DE PETROLEO MOVIBLE REMANENTE, FRACCION	0,1937	0,1937	0,2133	0,1996
MBR	8058	3971	5606	17635
MBE	7718	3804	5370	16892
EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL, FRACCION	0,7400	0,7300	0,6840	0,7200
EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL, FRACCION	0,5000	0,4700	0,4890	0,4900
PERDIDA POR RESATURACION, FRACCION	0,1000	0,1000	0,1000	0,1000
RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA, MSTB	2570	1175	1618	5363

(1) De las curvas de permeabilidad relativa petróleo-agua y pruebas de inyeccion de agua en cores.

(2) De la revisión petrofísica.

(3) De los datos de P.V.T. y cálculos volumétricos.

TABLA 4.3.3b

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
ESTIMADO DE RESERVAS REMANENTES POR INYECCION DE AGUA
FORMACION ECHINO**

PARAMETRO		<u>1-1</u>	<u>1-2</u>	<u>1-3</u>	<u>1</u>
1.- PETROLEO IN-SITU INICIAL	(MBE)	20860	10440	15170	46470
2.- RECUPERACION FINAL	(MBE)	3337	1543	1971	6851
a.- Pre-Inyección	(MBE)	767	368	353	1488
b.- Por Inyección	(MBE)	2570	1175	1618	5363
3.- ACUMULADO DE PRODUCCION A MARZO, 1984	(MBE)	924	415	502	1841
4.- RESERVAS REMANENTES A MARZO, 1984	(MBE)	2413	1128	1469	5010
5.- RECUPERACION FINAL COMO % DE OSTOIP	%	16,00	14,78	12,99	14,74
6.- RESERVAS REMANENTES COMO % DE OSTOIP	%	11,57	10,80	9,68	10,78

TABLA 4.3.3c
BLOQUE 1 DE CENTRAL
CALCULOS DE LLENADO DEL VOLUMEN DE GAS LIBRE
FORMACION ECHINO

<u>PARAMETRO</u>	<u>1-1</u>	<u>1-2</u>	<u>1-3</u>	<u>1</u>
1.- VOLUMEN DE GAS LIBRE AL INICIO DE LA INYECCION, MB	2340	1155	1491	4986
2.- ACUMULADO DE AGUA INYECTADA @ MARZO, 1984, MB	2925	768	1023	4716
3.- ACUMULADO DE FLUIDO PRODUCIDO DESDE EL INICIO DE LA INYECCION HASTA MARZO, 1984, MB	725	142	342	1209
4.- INYECCION NETA @ MARZO, 1984, MB	2200	626	681	3507
5.- LLENADO DEL VOLUMEN DE GAS LIBRE, %	94,0	54,2	45,7	70,3
6.- VOLUMEN DE INYECCION REQUERIDO PARA ALCANZAR 100% DE LLENADO, MB	140	529	810	1479
7.- VOLUMEN DE INYECCION REQUERIDO PARA LLENAR UN VOLUMEN POROSO, MB	41599	20502	26283	88384
8.- RATE MAXIMO DE INYECCION ESTIMADO (1), MBAPD	4,5	3,0	3,3	10,8
9.- NUMERO DE AÑOS PARA INYECTAR UN VOLUMEN POROSO	25,3	18,7	21,8	22,4

(1) Basado en Inyectividad de 3,0 BAPD/PIE.

TABLA 4.3.3d

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
PRONOSTICO DE PRODUCCION/INYECCION**

<u>AÑO</u>	REGIMEN DE PETROLEO <u>MBPPD</u>	ACUMULADO <u>MBP</u>	REGIMEN DE INYECCION <u>MBAPD</u>	ACUMULADO <u>MBA</u>
PRE-1984		1876		4600
1984	0,30	1985	3,5	5881
1985	0,33	2104	10,8	9823
1986	0,39	2246	10,8	13765
1987	0,52	2435	10,8	17707
1988	0,70	2691	10,8	21659
1989	0,87	3009	10,8	25601
1990	0,98	3367	10,8	29543
1991	1,02	3739	10,8	33485
1992	0,98	4098	10,8	37438
1993	0,82	4397	10,8	41380
1994	0,68	4643	10,8	45322
1995	0,58	4855	10,8	49264
1996(1)	0,48	4952	10,8	53206

(1) JULIO 1996, FIN DEL CONTRATO.

TABLA 7,1,1

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
REVISION DE LA PROPIEDADES FISICAS (P.V.T.)**

PARAMETRO

Temperatura del Separador, °F	= 85
Presión del Separador, psig	= 60
Gravedad del Petróleo, °API	= 32,7
Gravedad del Gas, Fracción	= 0,7127
Gravedad Específica del Gas	= 0,6909
Temperatura del Reservorio, °F	= 110
RSI, SCF/STB	= 195
PBP, psi	=1086

P	RS	Bo	Uo	Bg	Ug
<u>psi</u>	<u>SCF/STB</u>	<u>BBL/STB</u>	<u>cp</u>	<u>pie3/SCF</u>	<u>cp</u>
1090	195	1,1178	2,9648	0,0123	0,0135
1050	187	1,1141	3,0434	0,0128	0,0134
1000	177	1,1091	3,1585	0,0135	0,0132
900	156	1,0994	3,4140	0,0153	0,0129
800	136	1,0898	3,7093	0,0175	0,0127
760	128	1,0860	3,8405	0,0185	0,0126
700	116	1,0805	4,0532	0,0203	0,0124
600	96	1,0714	4,4566	0,0242	0,0122
500	78	1,0625	4,9336	0,0295	0,0120
400	60	1,0540	5,5010	0,0375	0,0118
300	42	1,0459	6,1783	0,0509	0,0117
200	26	1,0383	6,9833	0,0777	0,0116
100	12	1,0314	7,9149	0,1580	0,0115
50	5	1,0284	8,4053	0,3186	0,0114
14,7	1,2	1,0266	8,7290	1,0898	0,0114

TABLA 7,2,1

**BLOQUE 1 DE CENTRAL
PARAMETROS DEL BALANCE DE MATERIALES
FORMACION ECHINO**

<u>Presión</u> <u>psig</u>	<u>Np</u> <u>MSTB</u>	<u>Gp</u> <u>MMSCF</u>	<u>Rp</u> <u>SCF/BL</u>	<u>Rs</u> <u>SCF/BL</u>	<u>Bo</u> <u>RB/STB</u>	<u>Bg</u> <u>RB/SCF</u>	<u>Uo</u> <u>Cp</u>	<u>Ug</u> <u>Cp</u>
1086	0	0,0	0	195	1,1178	0,002190	2,9648	0,0135
1000	110	38,5	350	177	1,1091	0,002400	3,1585	0,0132
800	450	751,5	1670	136	1,0898	0,003170	3,7093	0,0127
600	1000	2.370,0	2370	96	1,0714	0,004310	4,4566	0,0122
500	1180	2.891,0	2450	78	1,0625	0,005250	4,9336	0,0120
400	1330	3.365,0	2530	60	1,0540	0,006680	5,5010	0,0118
300	1460	3.750,0	2570	42	1,0549	0,009060	6,1783	0,0117

N= 27 MMSTB

APENDICE II - TABLA 8.1

BLOQUE 1 DE CENTRAL
TRABAJOS RECOMENDADOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE BARRIDO
FORMACION ECHINO

<u>Subbloque</u>	<u>Pozo Nro.</u>	<u>Estado</u>	<u>Condición del Pozo</u>	<u>Trabajo Recomendado</u>	<u>Razones del Trabajo Recomendado</u>
1-1	5766	Productor	Productor pobre con una severa irrupción de agua en Ballena, Somatito B y A2. Hélico no ha sido completado.	Reperforar la formación Echino y convertir a pozo Inyector. Rate de inyección: 820 BWPD.	Este pozo mejorará la inyección en Echino.
1-1	5719	Productor	Productor regular de Echino. Hélico no ha sido completado.	Reperforar la formación Echino y convertir a pozo inyector. Rate de inyección 800 BWPD.	Este pozo reemplazará al inyector 9031 en la formación Echino.
1-1	9067	Productor	Este pozo tiene una severa irrupción de agua, proveniente de la inyección del pozo 9031 en la formación Echino.	Convertir a pozo inyector de la formación Echino solamente. Sentar Packer debajo del miembro Ballena. Rate de inyección: 640 BWPD.	Esta conversión mejorará el rendimiento de la inyección de agua en Echino.
1-1	9411	Inyector	Inyector pobre. Varias irrupciones de agua causadas por este inyector.	Convertir a pozo productor	Observar rendimiento después de realizados los trabajos.
1-1	9806	Inyector	Echino esta severamente fallado y no existe comunicación estructural con los pozos productores de su arreglo	Suspender la inyección en la formación Echino. Sentar un Tapón (WLBP) en el tope de Echino.	Pobres reservas recuperables del Echino alrededor de éste inyector. Las areniscas de Hélico se muestran más atractivas.
1-1	9241	Productor	Potencial invasión de agua en la formación Echino.	Sentar tapón en el tope de Echino y producir sólo de Hélico.	El pozo 5766, futuro inyector de Echino está localizado muy cerca del pozo 9241.
1-1	9068	Inyector	Presenta los forros colapsados a 2440 pies. Cinco productores de su arreglo presentan irrupción de agua, principalmente en las areniscas de la formación Echino.	Sentar tapón en el tope de Echino. Inyectar sólo en Hélico.	Este pozo será parte de la inyección de Hélico en forma separada de la inyección en Echino.
1-1	9064	Productor	Una severa irrupción de agua ha sido detectada en la formación Echino.	Sentar tapón en el tope de Echino y producir del Hélico solamente.	El nuevo inyector 5719 esta muy cerca del pozo 9064. El pozo 9064 servirá para observar el rendimiento de la inyección en Hélico.
1-1	9031	Inyector	Varios pozos productores de su arreglo presentan irrupción de agua, principalmente a través de las areniscas de Echino.	Suspender la inyección en Echino. Sentar tapón debajo del Hélico.	El pozo 5719, futuro inyector de Echino está localizado muy cerca del pozo 9031.
1-1	9256	Productor	Hélico fue fracturado durante la completación	Acidificar Hélico.	Mejorar la recuperación de petróleo de Hélico.

APENDICE II - TABLA 8.2
BLOQUE 1 DE CENTRAL
TRABAJOS RECOMENDADOS

<u>Pozo Nro.</u>	<u>Estado</u>	<u>Trabajo</u>	<u>Costo estimado. \$</u>
9806	inyector	Sentar tapón encima de Echino.	4000
9241	Productor	Sentar tapón encima de Echino.	4000
9068	Inyector	Sentar tapón encima de Echino.	4000
9064	Productor	Sentar tapón encima de Echino.	4000
9031	Inyector	Sentar tapón encima de Echino.	4000
9256	Productor	Acidificar Hélico.	15000
5766	Productor	Reperforar las areniscas de Echino y convertir a inyector.	8000
5719	Productor	Reperforar las areniscas de Echino y convertir a inyector.	8000
9067	Productor	Convertir a inyector	18000
9411	Inyector	Convertir a productor.	8000
TOTAL:			77000

FIG. 4.1A

PRODUCTION PERFORMANCE FOR CE-"I" (Echino)

LOBITOS/IPC

16 WELLS

P.P.

5 WELLS

OXY

48 WELLS

10MM

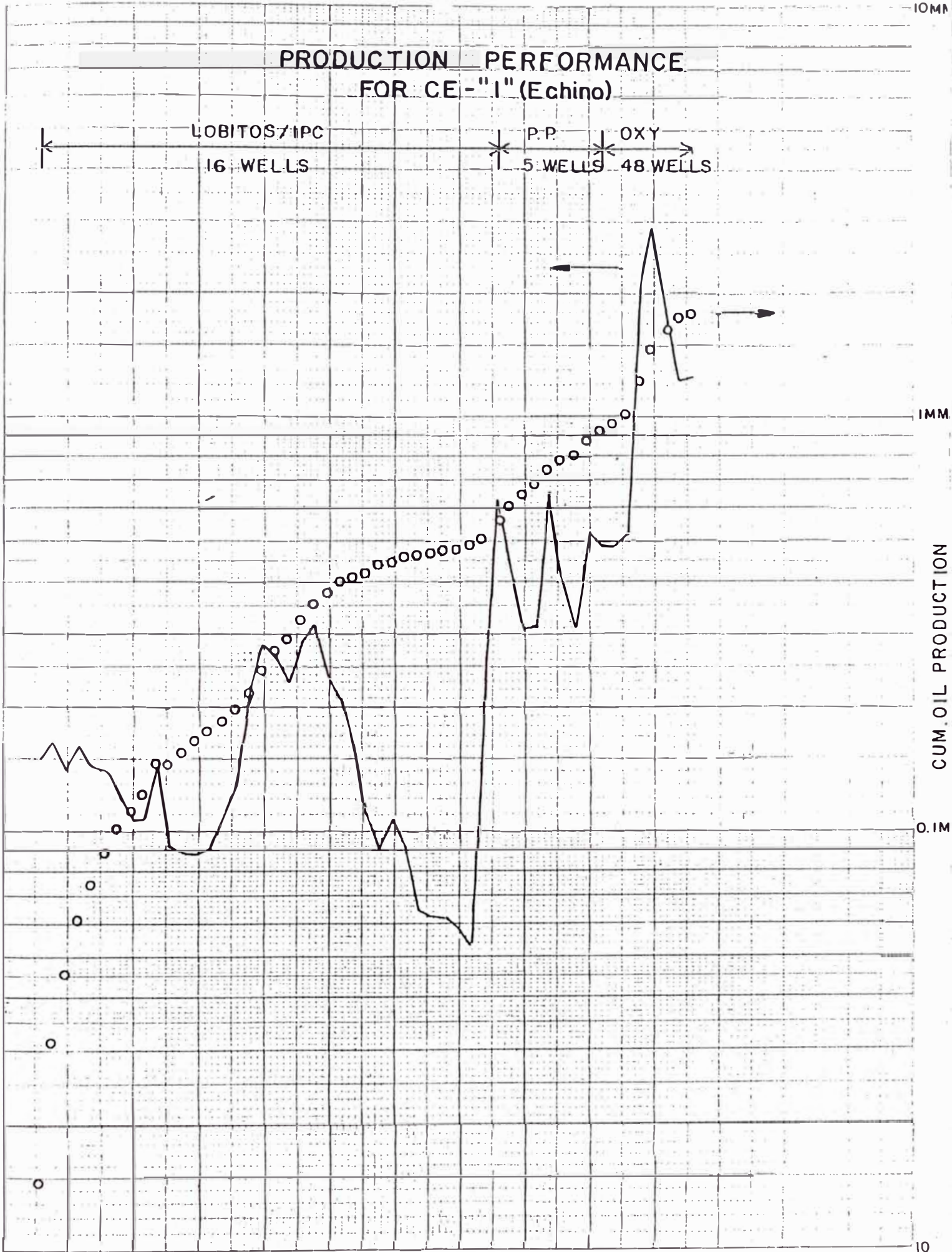
IMM

CUM. OIL PRODUCTION

0.1M

10

30 40 50 60 70 80 90 100
YEAR



IALARA PROJECT CENTRAL BLOCK I

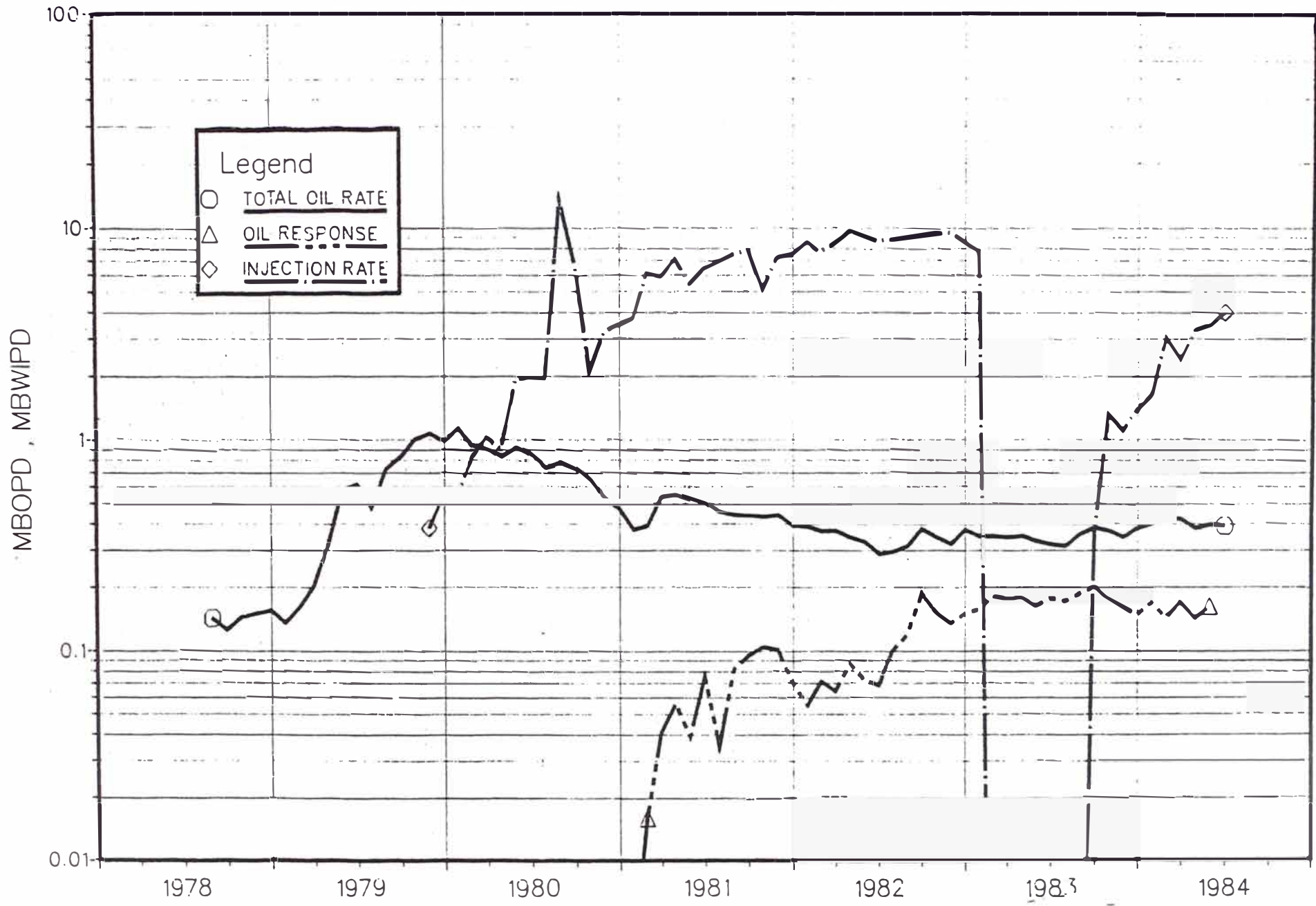
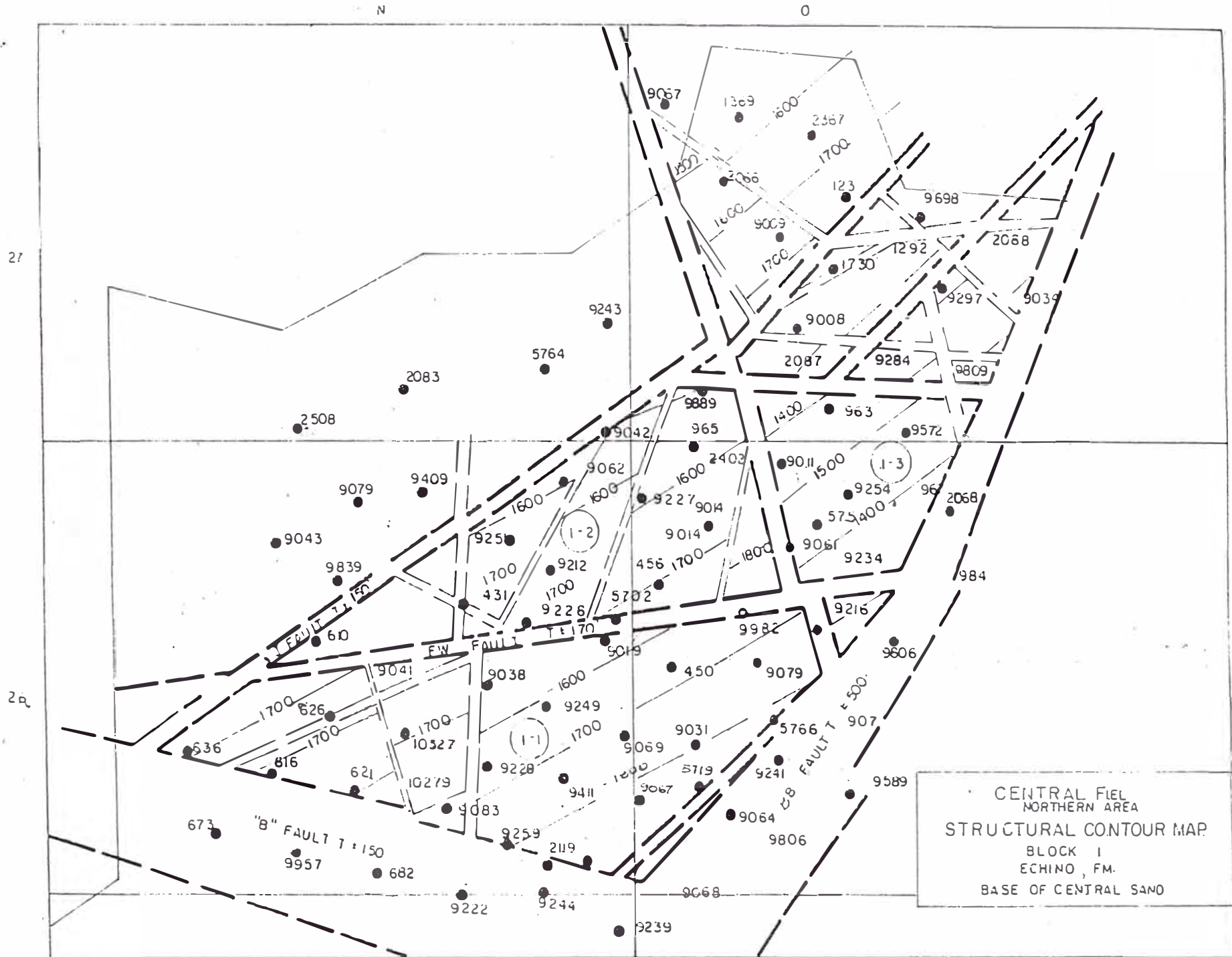
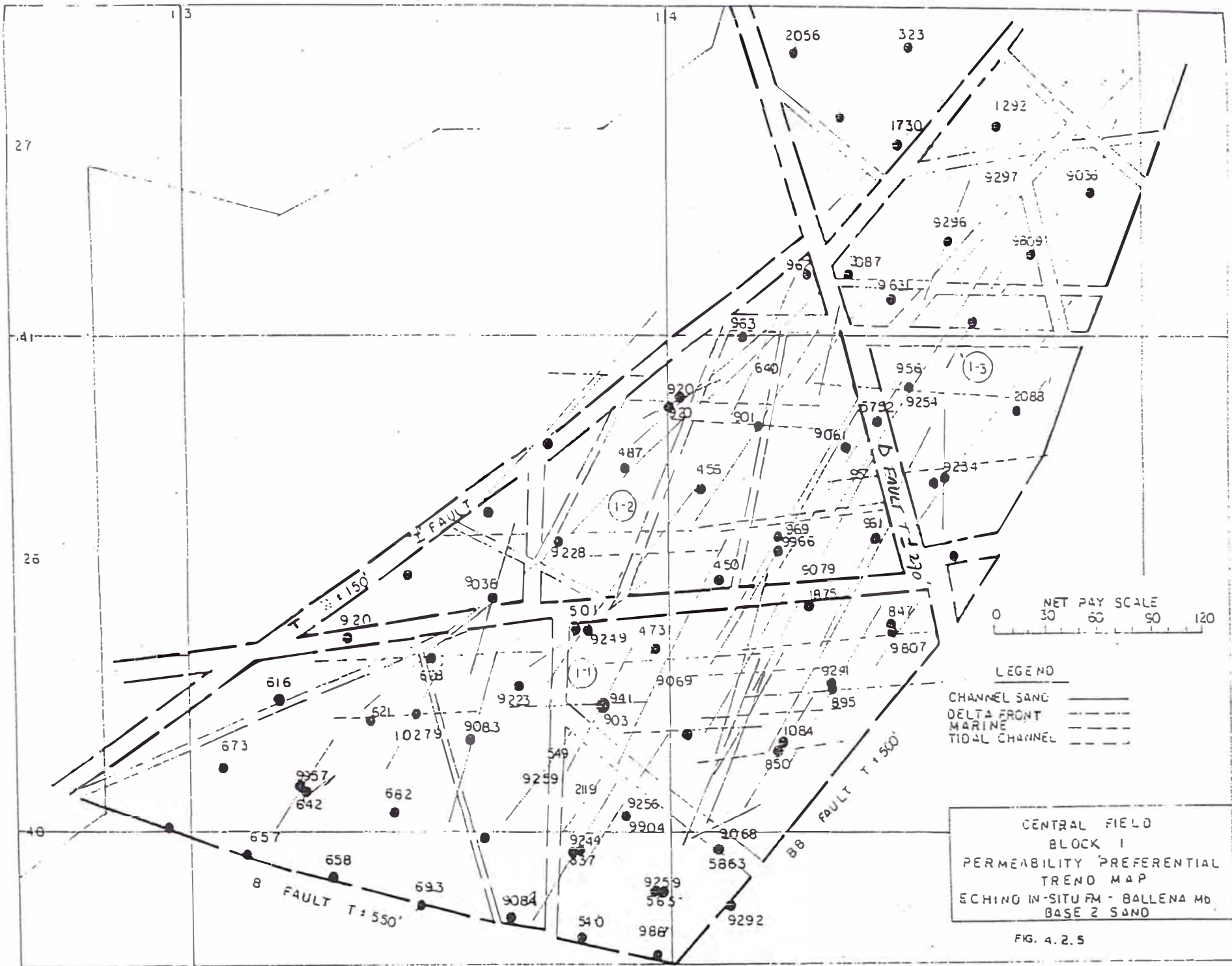


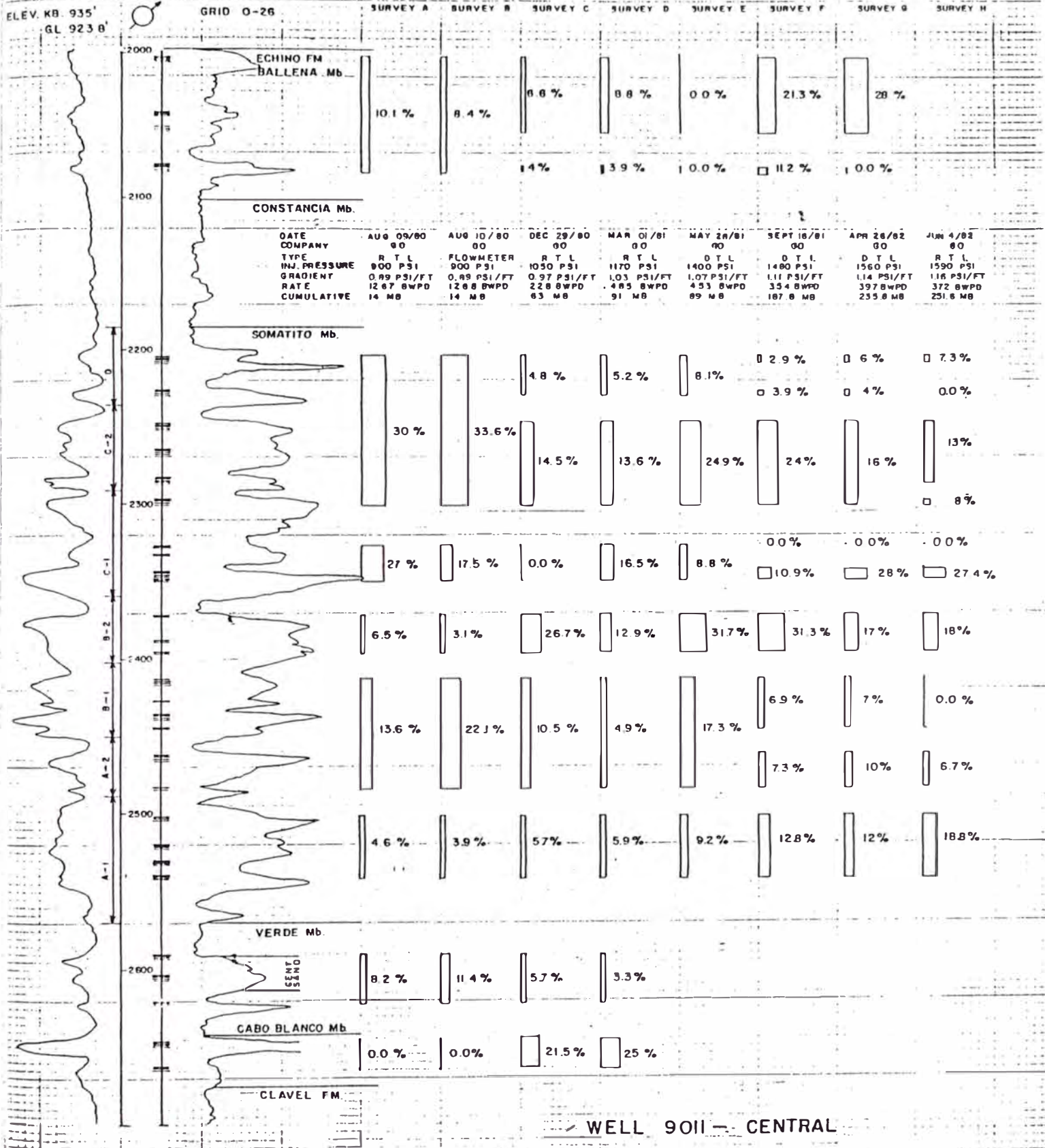
FIG 4.1.4A



CENTRAL FIELD
 NORTHERN AREA
 STRUCTURAL CONTOUR MAP
 BLOCK 1
 ECHINO, FM.
 BASE OF CENTRAL SAND



CE - 9011



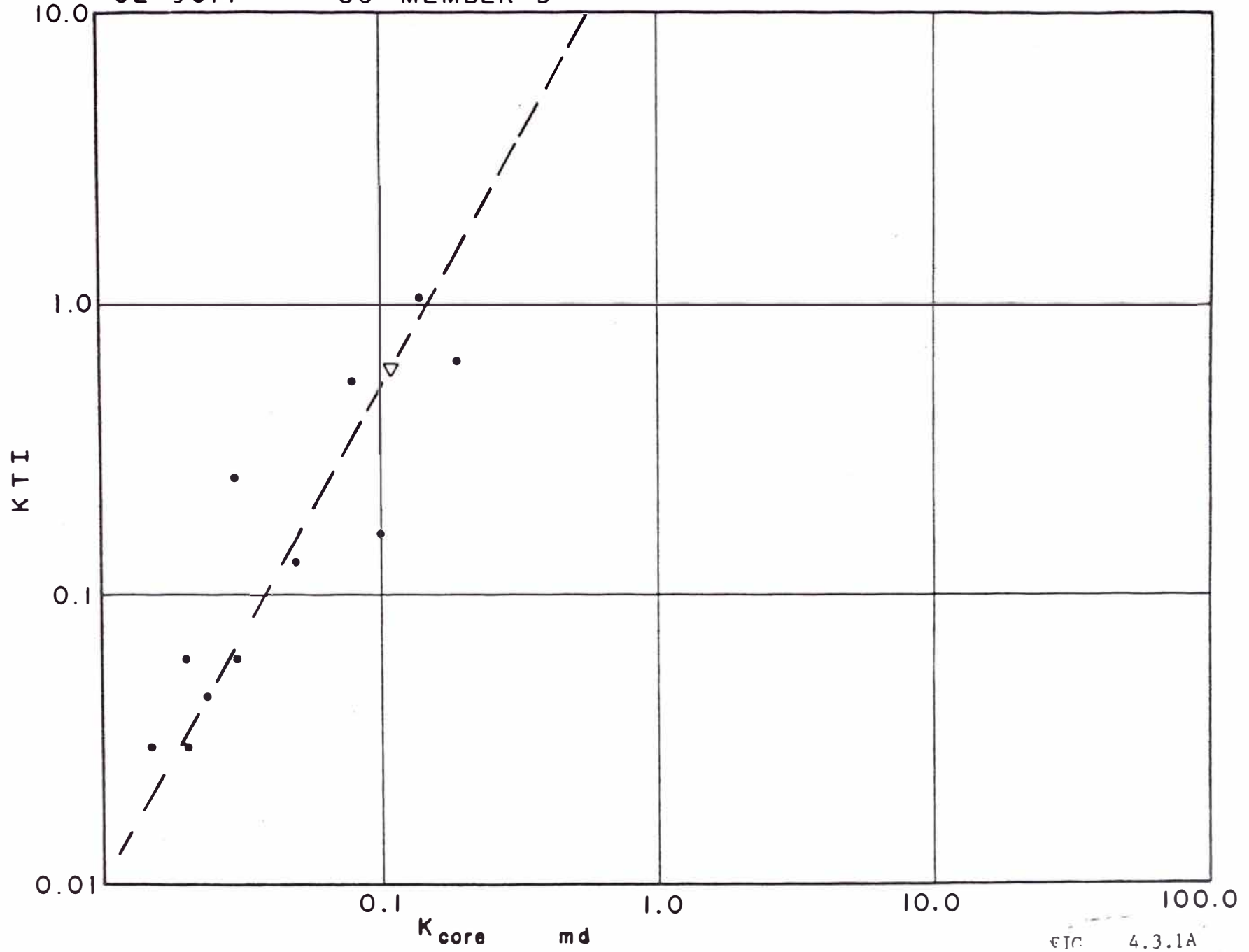
WELL 9011 - CENTRAL WATER INJECTOR

FIG 4.3.1

K_{core} VS. K_{TI} CORRELATION

CE 9014

SO MEMBER D



CENTRAL BLOCK I-1 (ECHINO)

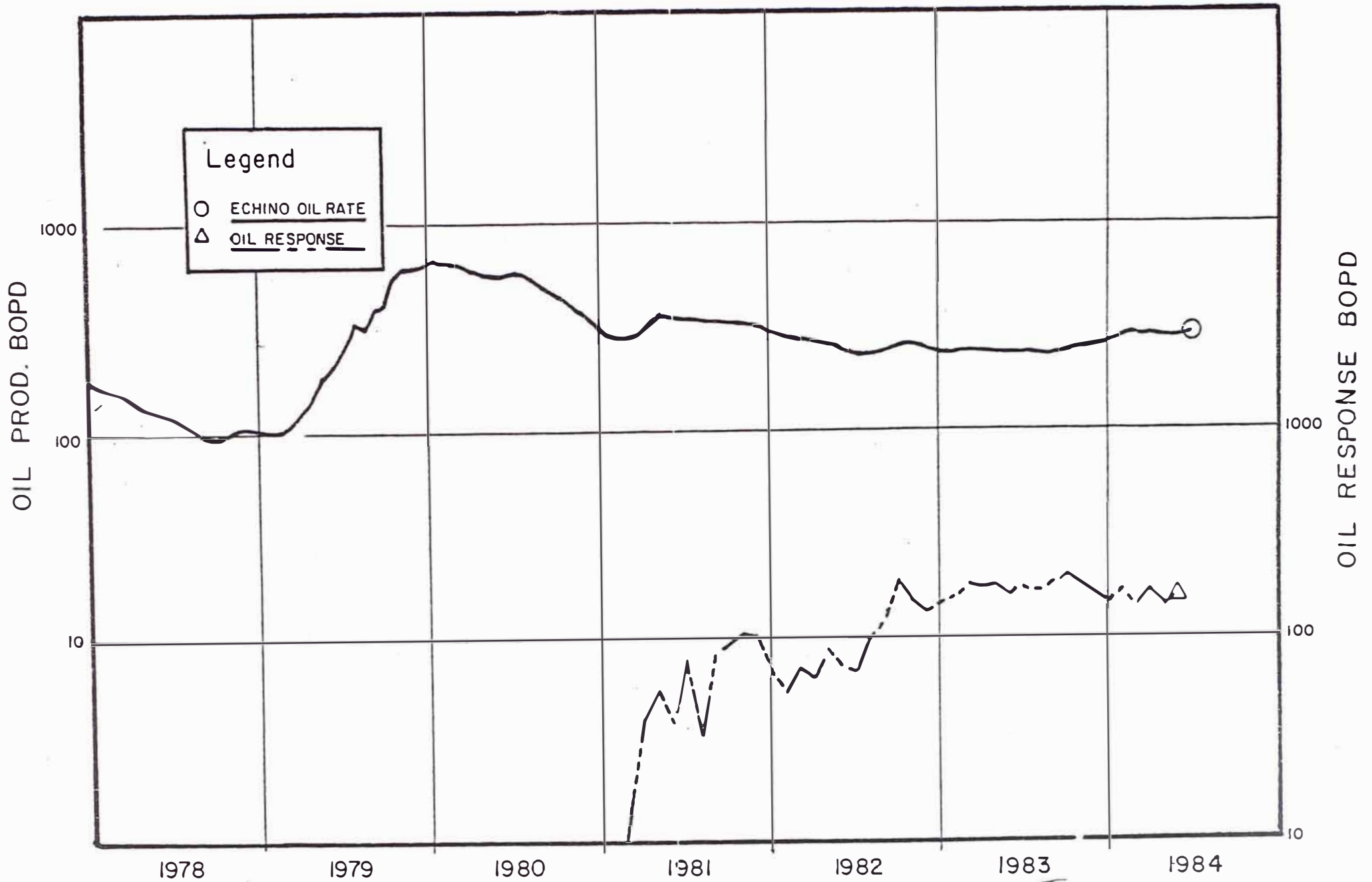


FIG 4.3.2A

FIG. 4.3.3

OIL-WATER RELATIVE PERMEABILITY
CENTRAL I BLOCK
UPPER SOMATITO MEMBER

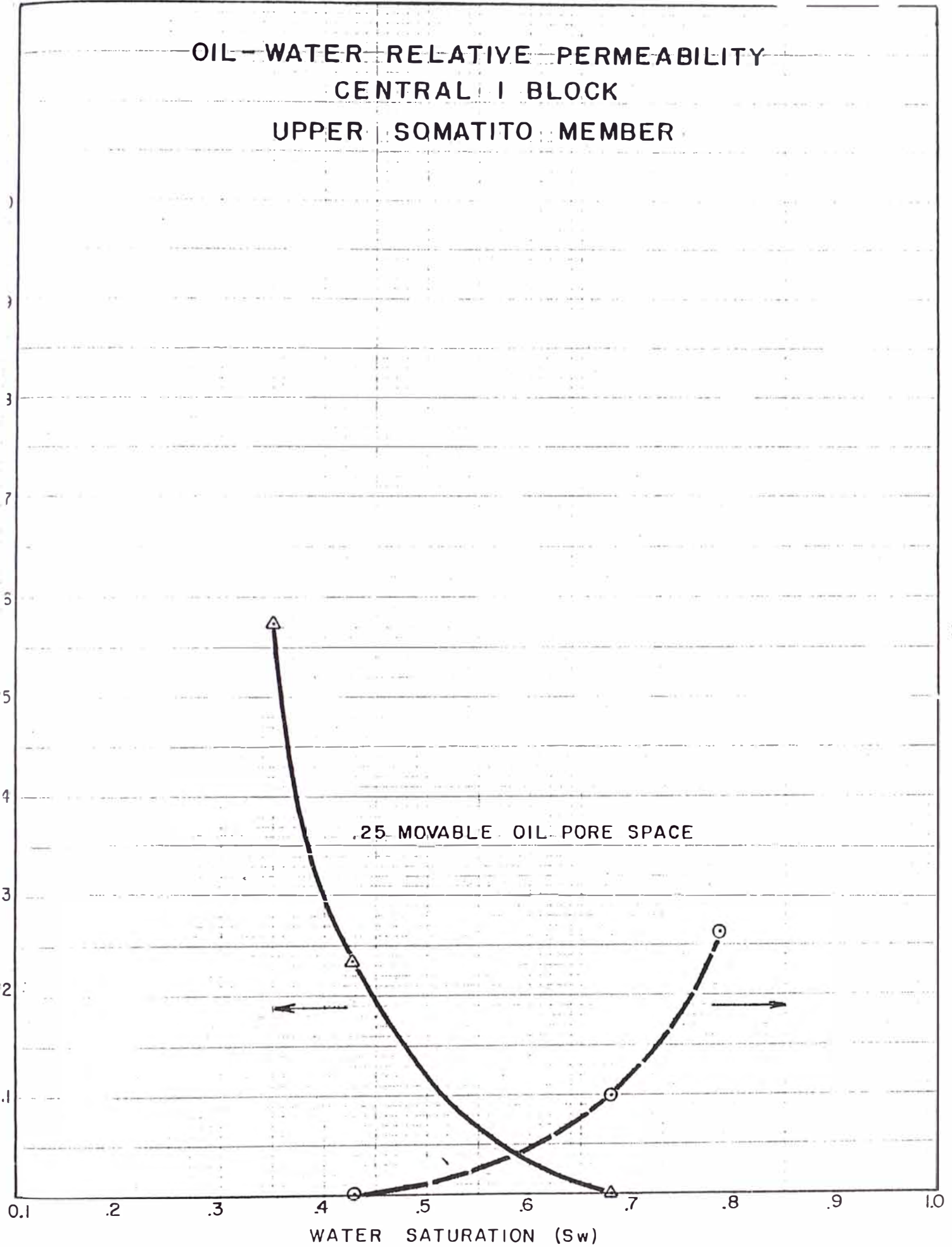


FIG. 4.3.3. A

OIL-WATER RELATIVE PERMEABILITY
CENTRAL I BLOCK
LOWER SOMATITO MEMBER

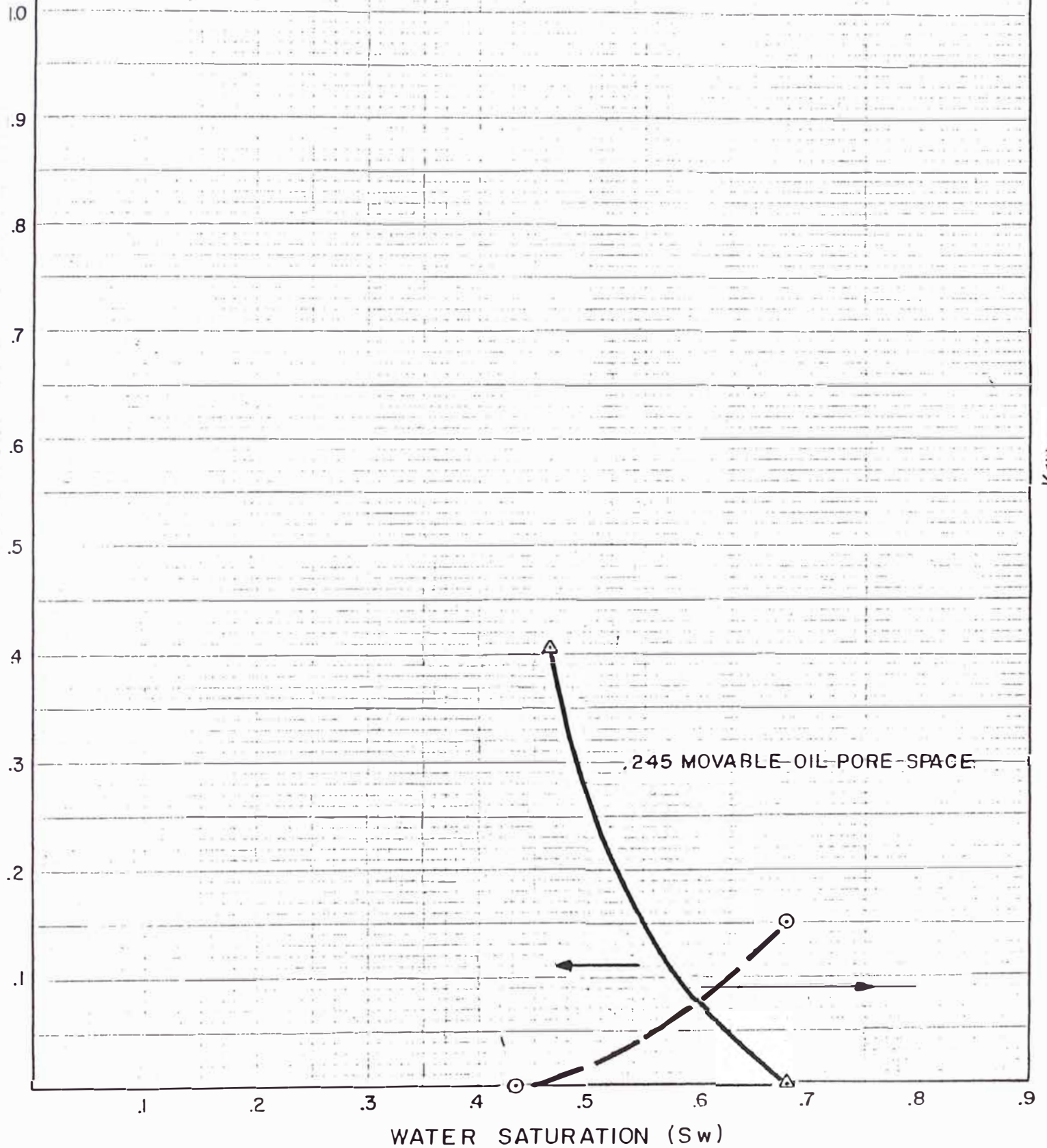
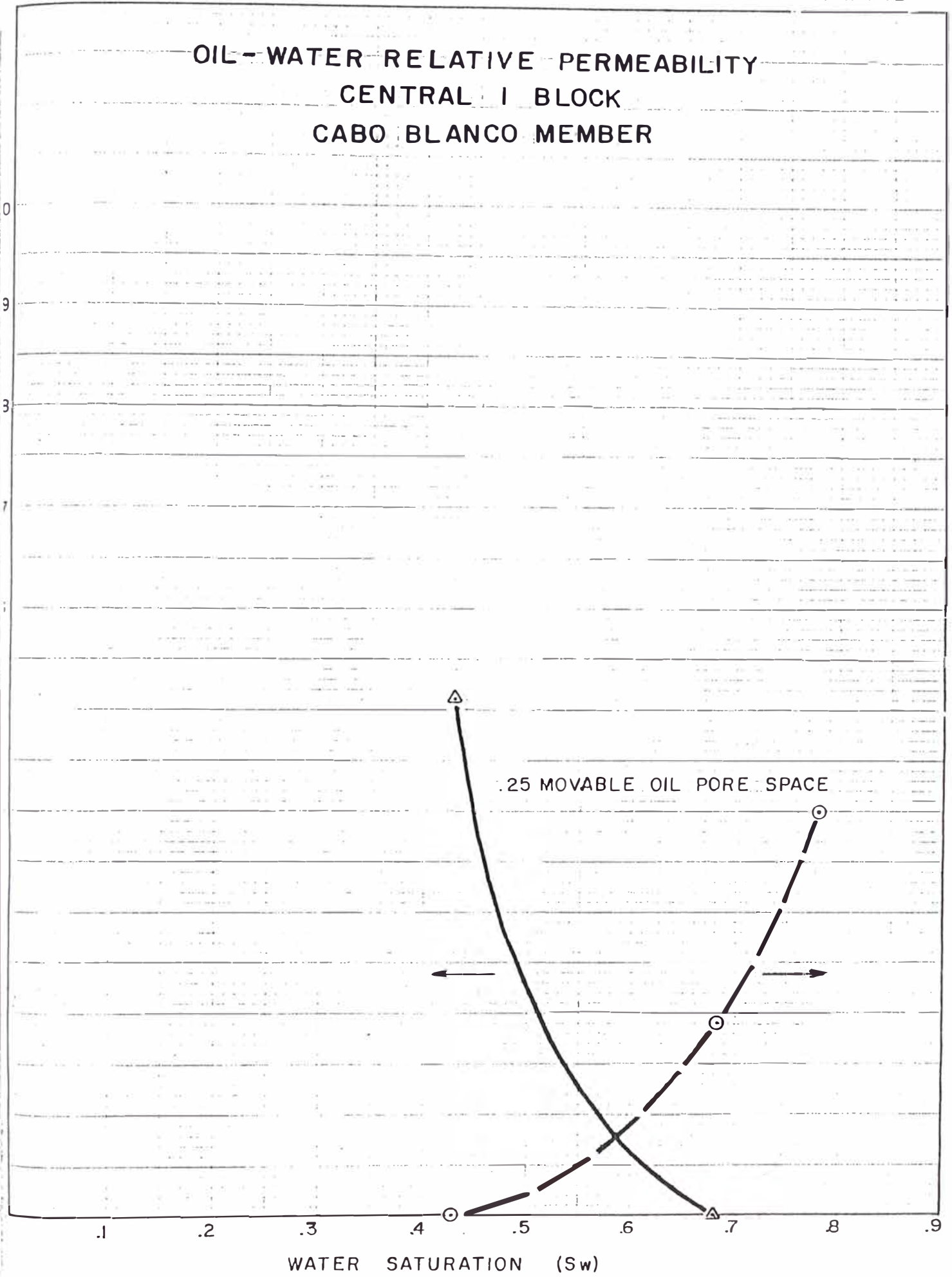
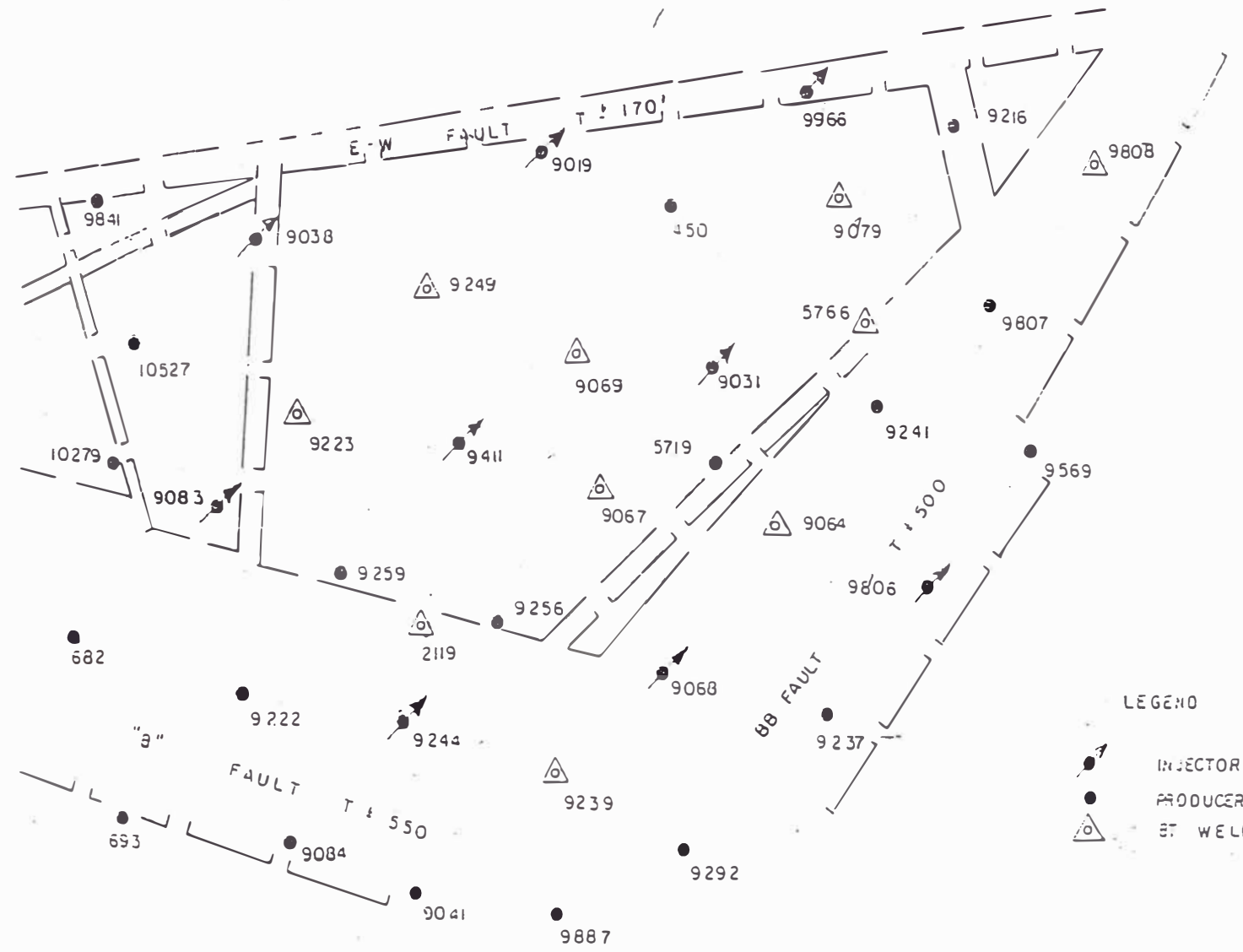





FIG. 4.3.3.B

OIL - WATER RELATIVE PERMEABILITY
CENTRAL I BLOCK
CABO BLANCO MEMBER





LEGEND

-  INJECTOR
-  PRODUCER
-  ST WELL

CENTRAL FIELD
 NORTHERN BRANCH
 STRUCTURAL CONTOUR MAP
 BLOCK 1 - 1
 ECHINO FIL
 BASE OF CENTRAL SAND