

**Universidad Nacional de Ingeniería**

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“EVALUACION DE LA INYECCION DE AGUA EN EL LOTE  
XI-NOROESTE DEL PERU”**

**Titulación por Examen Profesional**

**Para optar el título Profesional de**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**REYNALDO ENRIQUE SIANCAS BERGERIE**

**Promoción 1998**

**Lima - Perú**

**1999**

# **EVALUACION DE LA INYECCION DE AGUA EN EL LOTE XI –NOROESTE PERUANO**

I.-INTRODUCCION

II.-CONCEPTOS PARA DESARROLLAR PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA EN EL NOROESTE DEL PERU.

III.-HISTORIA DE LA INYECCION DE AGUA EN EL PERU

IV.-INYECCION DE AGUA EN EL LOTE XI.

IV.1 GENERALIDADES

IV.2 DESCRIPCION DE LOS RESERVORIOS

IV.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION E INYECCION.

V.-DESCRIPCION DE LOS CAMPOS: ORGANOS NORTE, PATRIA, ORGANOS SUR, SOMATITO, ZAPOTAL, CENTRAL Y CARRIZO; INDICANDO PARA CADA UNO DE ELLOS:

- .- MAPA ESTRUCTURAL
- .- CURVAS DEL HISTORIAL DE PRODUCCION.
- .- ESTADISTICAS POR BLOQUES.
- .- CALCULO VOLUMETRICO POR BLOQUES.
- .- CALCULO DE LLENADO POR BLOQUES.

VI.-DESCRIPCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE MAR.

VII.-EQUIPO DE UN POZO INYECTOR.

VIII.-REGISTROS DE INYECCION.

- .-REGISTRO RADIOACTIVO (RTL).
- .-REGISTRO DE TEMPERATURA.

IX.-IDENTIFICACION DE POZO RESPUESTA Y ESTIMADO DEL PETROLEO SECUNDARIO.

X.-PROBLEMAS CAUSADOS POR LAS OPERACIONES DE CAMPO.

XI.-PERDIDA DEL AGUA INYECTADA.

XII.-PERFORACION Y COMPLETACION EN EL LOTE XI.

XIII.-POTENCIAL DE RESERVAS SECUNDARIAS EN EL NOROESTE.

XIV.-CONCLUSIONES.

XV.-RECOMENDACIONES.

## I. INTRODUCCION

Se entiende por recuperación secundaria por inyección de agua, a procedimientos mediante los cuales se inyecta este fluido a los reservorios con la finalidad de incrementar la recuperación final de petróleo.

En el Noroeste del Perú, se utilizó este método a partir de 1933 en el área de La Brea y Pariñas, suspendiéndose en 1980.

El 3 de abril de 1978, se firmó el contrato para Operaciones de Recuperación Secundaria por inyección de agua entre Petroperú y Occidental Peruana Inc.(efectivo el 3 de agosto de 1978). El área del contrato consideraba 9 campos todos ubicados en el área denominada Area Lima, localizada al norte de La Brea y Pariñas.

De acuerdo al contrato Petroperú recibía, sin costo, la producción primaria fiscalizada establecida en el contrato(inicialmente 5,810 BPD) y del saldo de la producción fiscalizada, el contratista recibía el 49%. La producción fiscalizada que recibía Petroperú incluía el impuesto a la renta correspondiente al contratista.

El 23 de julio de 1980 se sustituye el contrato firmado, por un contrato de Servicios Petroleros (retroactivo al 1ro. de enero de 1980), en el que se estableció una tarifa base de 17.50 \$ por barril entregado, la que se ajustaba mensualmente de acuerdo a una canasta de crudos.

Los Servicios Petroleros fueron llevados a cabo por un consorcio conformado por las siguientes compañías:

	<u>Participación</u>
-Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú	63 %
-CXY Chemicals Canada ( Peruana), Ltd., Sucursal del Perú	21 %
-Bridas Exploraciones y Producción S.A.	16 %

El contrato fue resuelto el 30 de agosto de 1985 y restituido el 28 de diciembre del mismo año. Fue revisado el 25 de octubre de 1988, modificándose los crudos de la canasta referencial y la fórmula de la tarifa de servicios, con retroactividad a febrero de 1986.

El contrato tuvo una vigencia de 17 años que se cumplió el 23 de julio de 1995. Se solicitó una extensión por un año más y el 21 de julio de 1995 con D.S. 22-95-EM se hizo efectiva esta prórroga que extendió el contrato hasta el 23 de julio de 1996. Al término del contrato, Occidental hizo entrega de todo el equipo necesario para mantener la producción.

El presente trabajo evalúa los resultados obtenidos por la inyección de agua durante el contrato de Occidental, en 7 campos que conforman el ex- Lote XI, que a la fecha están considerados dentro del Lote X operado por la Cia. Perez Companc . Los campos Cruz y Folche (considerados en el contrato con Occidental) forman parte del Lote VI operado por la Cia. Sapet.

## **II.-Conceptos Básicos para desarrollar un Proyecto de Inyección de Agua en el Noroeste del Perú.**

Debido a las características propias de los reservorios del Noroeste del Perú como:

- a).- Severamente fallados.
- b).- Formaciones constituidas por unidades de diferente porosidad y permeabilidad
- c).- Pobre recuperación primaria de petróleo.
- d).- Alta saturación de agua y alta saturación residual de petróleo.

Los siguientes conceptos deben tomarse en consideración para desarrollar un proyecto de inyección de agua:

- a).- Desarrollar el proyecto por bloques.
- b).- Las secciones transversales deben mostrar buena comunicación entre los pozos que forman el bloque.
- c).- La recuperación primaria de petróleo por pozo debe estar por sobre el promedio.
- d).- Tener pleno conocimiento de los trabajos efectuados en los pozos.
- e).- Verificar las condiciones mecánicas de los pozos.
- f).- Verificar que el historial de producción de los pozos sea consistente con los trabajos efectuados en ellos.
- g).- La recuperación final por pozo de la formación por inundar debe ser comparada con un cálculo volumétrico.

Debido a que las formaciones en el Noroeste del Perú, tienen un espesor bruto promedio de aproximadamente 300 pies, es recomendable que:

- a).- Los pozos inyectoros deben estar cementados hasta la superficie.
- b).- Todas las unidades de la formación por ser inundadas con agua, deben estar abiertas en los pozos inyectoros y productores.
- c).- Inyectar el agua en una sola formación, si es posible en una unidad.
- d).- Los pozos inyectoros tengan abierta únicamente la formación por inundar.

### **III.- PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA ANTES DE OCCIDENTAL**

#### **III.1 HISTORIA**

Todos los proyectos de inyección de agua en el Noroeste del Perú en tierra, antes de Occidental, se efectuaron en el área de La Brea y Pariñas. El primer proyecto se inició en 1933 al inyectar agua dulce en el pozo 915 del reservorio Negritos, en la formación Salina, suspendiéndose en 1934 después de haber inyectado 25 MBls. de agua sin notarse ningún cambio en la producción de los pozos vecinos. Posteriormente en el periodo comprendido entre junio de 1937 y febrero de 1945 se iniciaron 3 proyectos de inyección de agua dulce los cuales no fueron de todo exitosos. De estos proyectos se obtuvo muy poca información, las cuales no sirvieron de mucho para seleccionar, diseñar y operar en otras áreas con este método de recuperación secundaria.

En 1946 el señor Stuart E. Buckley estimó en un estudio de reservorios sobre La Brea y Pariñas, que se podía recuperar 50 MM Bls. de petróleo secundario por medio de la inyección de agua. En vista del potencial de reservas secundarias indicadas en dicho estudio, se inició en 1947 la inyección de agua en el reservorio de Pueblo - Bloque Sur. Se empleo por primera vez en el Perú agua de mar obtenida del Océano Pacífico. Posteriormente la inyección fue ampliada al Bloque Norte del mismo reservorio suspendiéndose en enero de 1951.

Los resultados obtenidos en este proyecto y la experiencia obtenida llevaron a la conclusión de ampliar considerablemente los proyectos de inyección de agua en el área de La Brea y Pariñas.

A partir de 1950 se puede considerar que se inicia a gran escala la recuperación secundaria por inyección de agua en el Perú, en total se efectuaron 15 proyectos todos ellos en el área de La Brea y Pariñas.

Durante el periodo 1950-55 el sistema de captación de agua de mar era muy simple teniendo como único tratamiento el empleo de sulfito de sodio para remover parcialmente el oxígeno disuelto y de inhibidores de corrosión y bactericidas por lo que el agua de inyección era de dudosa calidad. En 1955 se decide expandir los proyectos de inyección de agua por lo que en el periodo 1956-57 se construyó un sistema de captación, tratamiento, distribución e inyección de 60 MBAPD.

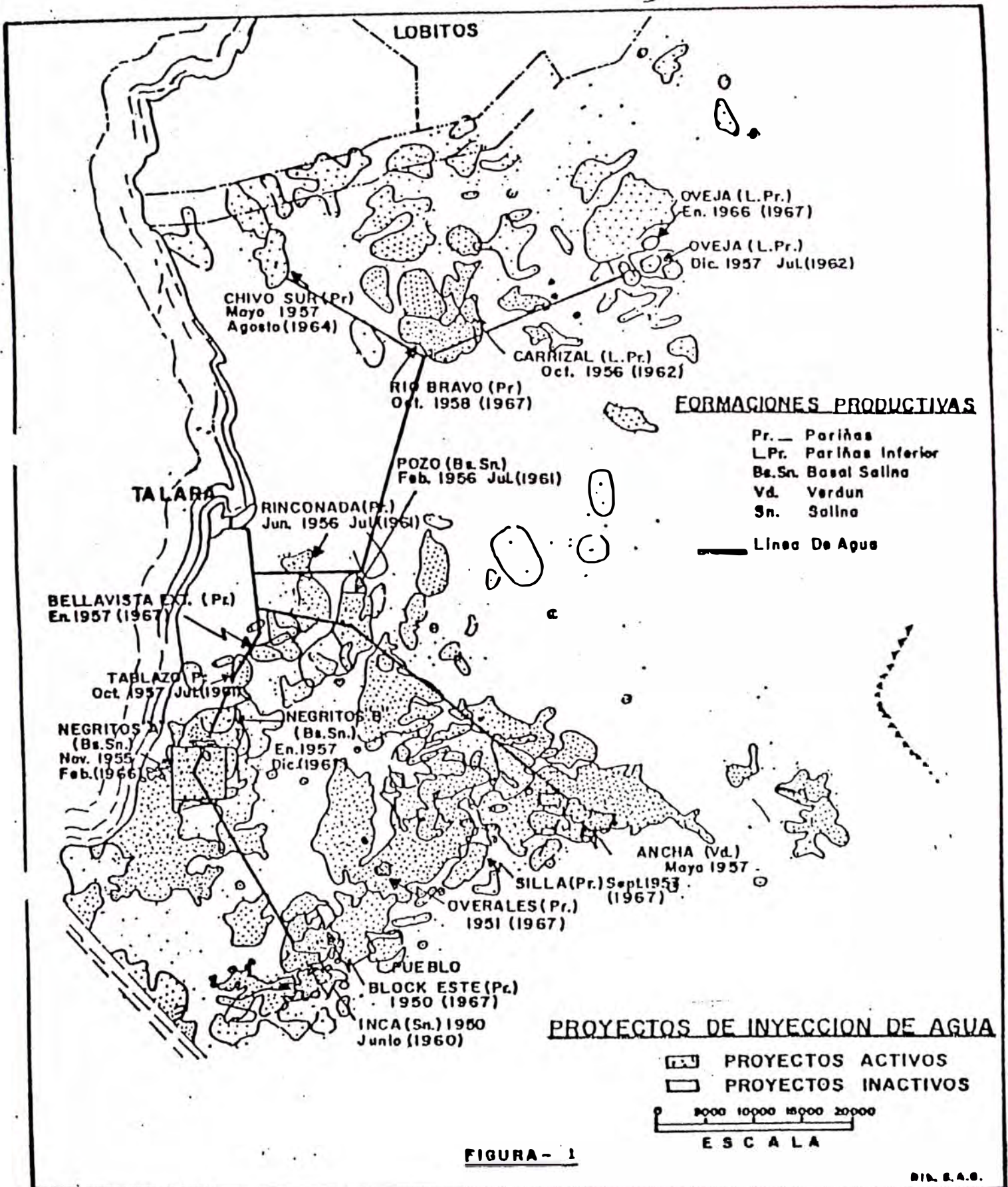
Durante 1962-63 debido a problemas con la calidad del agua tratada, se instaló un sistema de filtros de tierra diatomácea de 30 MBAPD de capacidad, limitando de esta manera el volumen de inyección.

A fines de 1967 la Cia. operadora de La Brea y Pariñas, decidió paralizar casi en su totalidad el sistema de inyección de agua y usar el equipo excedente en proyectos de rápido retorno de la inversión que estaba más de acuerdo con su política económica. Esta reducción en la actividad de inyección de agua, trajo como consecuencia que se descuidasen los equipos que quedaron activos. En 1968 el único proyecto parcialmente activo era el del reservorio de Ancha. En 1971 el proyecto de Ancha se reactivó con la perforación de 7 pozos inyectoros en el área que se denominó Extensión 2. La expansión de este proyecto trajo como consecuencia una revisión de todo el equipo de captación y tratamiento del agua de mar, así como la inspección y reparación de la tubería desde la planta de tratamiento hasta la estación de Ancha.

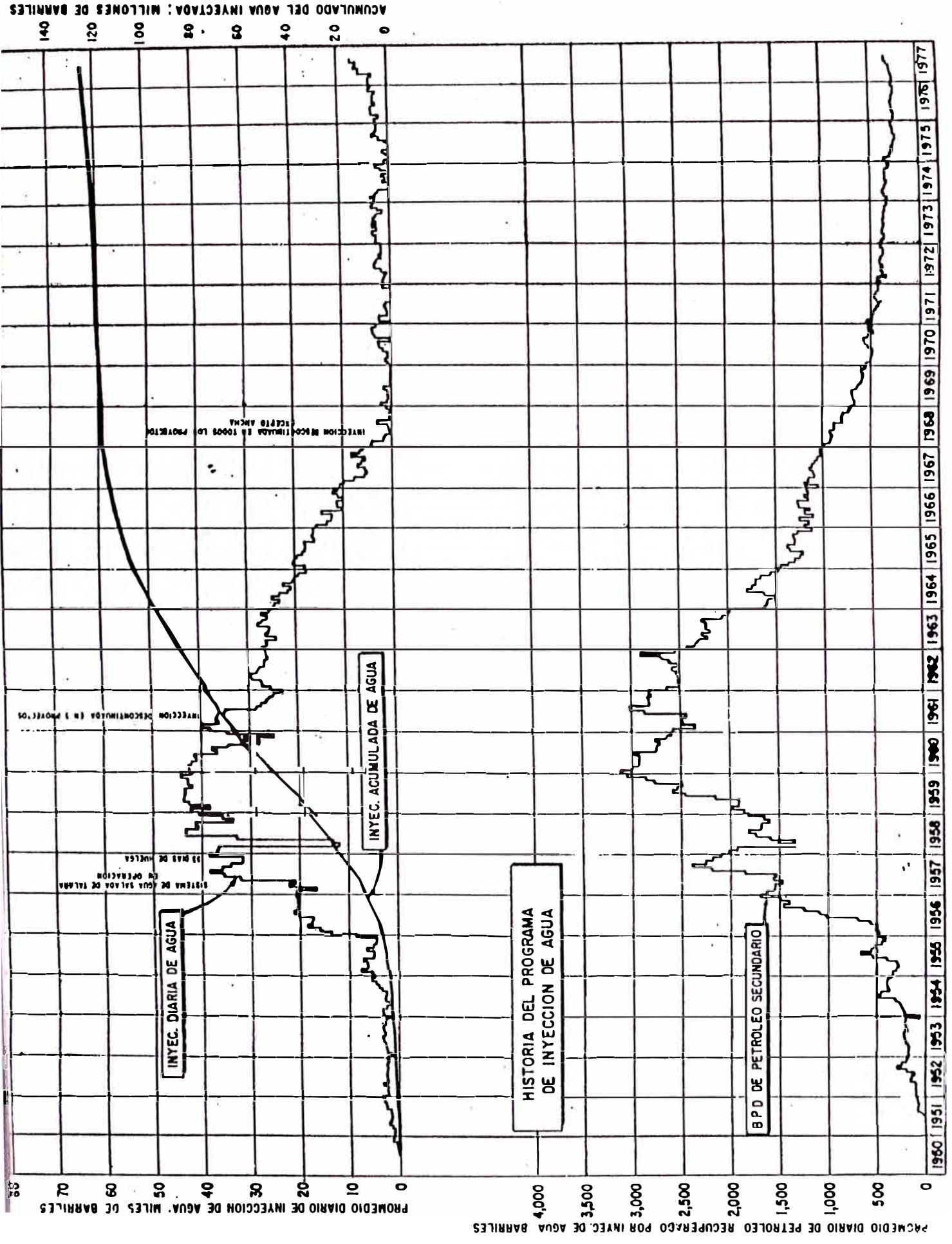
### **III.2 RESULTADOS DE LOS PROYECTOS**

La figura 1 muestra en conjunto los proyectos de inyección de agua efectuados a partir de 1950. La tabla 1 resume la información básica de estos reservorios y la tabla 2 resume los resultados obtenidos de cada uno de los proyectos. La figura 2 muestra la historia productiva conjunta de todos los proyectos de inyección de agua salada posteriores a 1950. La máxima producción de petróleo secundario equivalente a más de 3,000 BPD se obtuvo durante 1960, que en esa época equivalían al 13% de la producción

total de La Brea y Pariñas. De estos proyectos se han obtenido 12.0 MMBls. de petróleo secundario que representan el 5.5% de las reservas originales y el 16.6% del petróleo primario producido. El total del agua inyectada a agosto de 1977 se estima en 124.6 MMBls. siendo la eficiencia de la inyección de 10.3 Bls. de agua por barril de petróleo secundario.







**TABLA 1**

**INFORMACION BASICA DE RESERVORIO DE LOS PROYECTOS EFECTUADOS EN EL AREA DE BREA - PARIÑAS**

Reservorio	Inicio de la Inyección	Formación	Profundidad (pies)	Arena Neta (pies)	Acres	Porosidad (%)	Saturación de Agua (%)	Pozos		Término de la Inyección
								Iny.	Prod.	
Pueblo Este	Jul. 1950	Pariñas	2080	60	65	19.7	25.0	4	9	Dic. 1967
Inca	Nov. 1950	Salina	3720	65	211	11.0	40.0	8	12	Jun. 1960
Overales	Ago. 1951	Par. Inferior	500	125	39	18.5	33.7	7	6	Jul. 1967
Negritos "A"	May. 1953	Basal Salina	1500	35	640	14.3	17.0	34	31	Dic. 1967
Negritos "B"	Ene. 1956	Basal Salina	1500	35	363	14.3	17.0	19	20	Dic. 1967
Pozo	Feb. 1956	Basal Salina	4400	54	483	14.6	31.0	2	7	Jul. 1961
Rinconada	Jun. 1956	Pariñas	1800	70	164	20.1	42.5	5	6	Jul. 1961
Carrizal, Piloto	Oct. 1956	Par. Inferior	2400	61	60	15.5	46.1	2	6	Jun. 1966
Rio Bravo	Oct. 1956	Pariñas	2500	110	495	19.9	33.4	8	46	Mar. 1968
Bellavista Exten.	Ene. 1957	Pariñas	2600	70	77	20.0	45.0	1	6	Dic. 1966
Chivo Sur	May. 1957	Pariñas	5500	105	129	13.2	37.5	8	9	Ago. 1964
Silla	Set. 1957	Pariñas	3500	150	290	17.3	40.0	4	15	Mar. 1967
Tablazo	Oct. 1957	Pariñas	2000	180	140	18.6	45.0	3	11	Jul. 1961
Oveja Piloto	Dic. 1957	Par. Inferior	1950	150	102	16.0	45.0	1	6	Jul. 1962
Ancha (1)	May. 1957	Verdun	1500	100	326	19.8	44.0	22	68	Juli. 1977

**TABLA 2**

**RESERVAS DE PETROLEO Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS PROYECTOS  
EFECTUADOS EN EL AREA DE BREA - PARIÑAS**

Reservorio	Formación	Petróleo ( MBIs )			Primario % Original	Secunda.% Original	Secunda.% Primario	Agua Inyec. ( MBIs )	Efic. Inyec. Inye./Secu.
		Original	Primario	Secundario					
Pueblo Este	Pariñas	18,500	6,171	324	33.36	1.75	5.25	5,909	18.2
Inca	Salina	5,620	1,611	295	28.67	5.25	18.31	3,926	13.3
Overales	Par. Inferior	4,420	1,758	641	39.77	14.50	36.46	6,255	9.8
Negritos "A"	Basal Salina	17,200	3,839	2,134	22.32	12.41	55.59	28,330	13.3
Negritos "B"	Basal Salina	9,760	4,652	2,000	47.66	20.49	42.99	13,599	6.8
Pozo	Basal Salina	16,300	4,245	--	26.04	--	--	3,865	--
Rinconada	Pariñas	8,960	2,120	336	23.66	3.75	15.85	7,717	23.0
Carrizal, Piloto	Par. Inferior	1,900	474	111	24.95	5.84	23.42	1,657	14.9
Rio Bravo	Pariñas	44,100	22,961	2,521	52.07	5.72	10.98	9,938	3.9
Bellavista Exten.	Pariñas	3,830	706	94	18.43	2.45	13.31	3,847	40.9
Chivo Sur	Pariñas	6,660	2,042	200	30.66	3.00	9.79	2,544	12.7
Silla	Pariñas	28,000	10,130	1,143	36.18	4.08	11.28	7,029	6.1
Tablazo	Pariñas	18,200	3,600	--	19.78	--	--	6,335	--
Oveja Piloto	Par. Inferior	8,720	1,002	92	11.49	1.06	9.18	2,072	22.5
Ancha	Verdun	26,240	6,970	2,135	26.56	8.14	30.63	21,619	10.1
		<b>218,410</b>	<b>72,281</b>	<b>12,026</b>	<b>33.09</b>	<b>5.51</b>	<b>16.64</b>	<b>124,642</b>	<b>10.4</b>

## IV.-INYECCION DE AGUA EN EL LOTE XI

### IV.1 GENERALIDADES

Actualmente el ex – lote XI forma parte del lote X, operado por la Cia. Perez Companc, que se encuentra ubicado en el Noroeste del Perú.

Occidental inició las operaciones en el Lote XI el 1º de Agosto de 1978. El área del Ex-Lote XI está compuesta por 07 campos: Organos Norte, Patria, Organos Sur, Somatito, Zapotal, Central y Carrizo, con una área de aproximadamente 17,762 acres. En el contrato se incluyeron 1,219 pozos (557 pozos productores y 662 pozos inactivos) que producían cerca de 5,960 BPPD con una producción acumulada de 108,949 MBLs. La siguiente Tabla es un sumario de las operaciones al inicio del contrato

	<u>CAMPO</u>	<u>AREA</u>	<u>N° DE POZOS</u>			<u>PRODUCCION</u>	
			<u>ACTIVOS</u>	<u>INACTIVOS</u>	<u>TOTAL</u>	<u>BPPD</u>	<u>MBLS</u>
<b>LOS ORG.</b>	Org. Norte	1390	33	35	68	170	5532
	Patria	1732	31	174	205	140	9574
	Org. Sur	1870	104	57	161	1100	19678
<b>EL ALTO</b>	Somatito	2705	79	29	108	830	10904
	Zapotal	3043	96	31	127	1300	11363
	Central	4005	128	312	440	1100	28303
<b>LOB. NOR.</b>	Carrizo	<u>3017</u>	<u>86</u>	<u>24</u>	<u>110</u>	<u>1320</u>	<u>23595</u>
		17762	557	662	1219	5960	108949

La Figura GE-1 es un Diagrama del Ex-Lote XI.

En Los Organos y El Alto, el contrato se limitó a aquellas arenas ubicadas entre Helico en la parte superior y Ostrea en la parte inferior. Encima del Helico se encuentran las arenas de Verdún y Areniscas Talara, por debajo de las arenas del contrato Mogollón y Amotape.

En Carrizo las arenas del contrato están compuestas por Areniscas Talara, Helico y Ostrea; las arenas Verdún y Mogollón son arenas productoras existentes y se encuentran por encima y por debajo de las arenas del contrato respectivamente

Occidental encargó la preparación del proyecto de inyección de agua a una consultora americana, la cual desarrolló el tipo de malla de inyección más apropiado sobre un mapa de ubicación de pozos, para cada uno de los 7 campos. Aparentemente no se consideró las fallas existentes, ni la recuperación de petróleo por bloques o áreas; esto trajo como consecuencia que mucho de los pozos perforados encontraran los objetivos principales fallados y/o que la recuperación de petróleo fuese muy baja. Por la intensidad de la perforación no se prepararon mapas estructurales para reubicar las nuevas locaciones.

La siguiente tabla es un resumen del número de pozos que según contrato debería haberse perforado(Programa Garantizado de Trabajo) y el número total de pozos perforados.

<b>AÑO</b>	<b>1978</b>	<b>1979</b>	<b>1980</b>	<b>1981</b>	<b>1982</b>	<b>1989</b>	<b>TOTAL</b>
Pozos Programados		225			92		<b>317</b>
Pozos perforados	9	301	285	269	126	7	<b>997</b>

Esta gran diferencia se asume a que se pensaba encontrar mayor reservas primarias y/o que se pensaba inundar una mayor área.

De los 997 pozos perforados, 442 fueron utilizados como inyectores

Para cumplir con el contrato se inundó con agua prácticamente el total del área, en bloques con buena, regular y mala comunicación horizontal y/o recuperación primaria . A fines de 1982 y conociendo los resultados después de dos años de inyección, Occidental conformó grupos de trabajo para evaluar el proyecto por bloques, lo cual permitió modificar las mallas originales, basados en nuevos mapas estructurales, mapas de tendencia de permeabilidad y resultados obtenidos por la inyección de agua. La evaluación se inició en aquellos bloques que mostraban mejor respuesta a la inyección.

A fines de 1985, Occidental tuvo problemas de pagos por el petróleo producido, siendo esto más notorio en el año de 1988. Esta falta de pagos no permitió que se efectuasen inversiones en bloques de buena y/o regular respuesta a la inyección, para mejorar el barrido de petróleo

La máxima producción de petróleo fue de 20,000 BPD en 1981. La producción acumulada total del Lote XI al 23 de Julio de 1996 (fecha de terminación del contrato) fue de 166,680 MBLS. de los cuales 57,911 MBLS fueron producidos por Occidental en 18 años de operación. De este ultimo volumen se estimo que 11,759 MBLS. Correspondían al efecto de la inyección de agua.

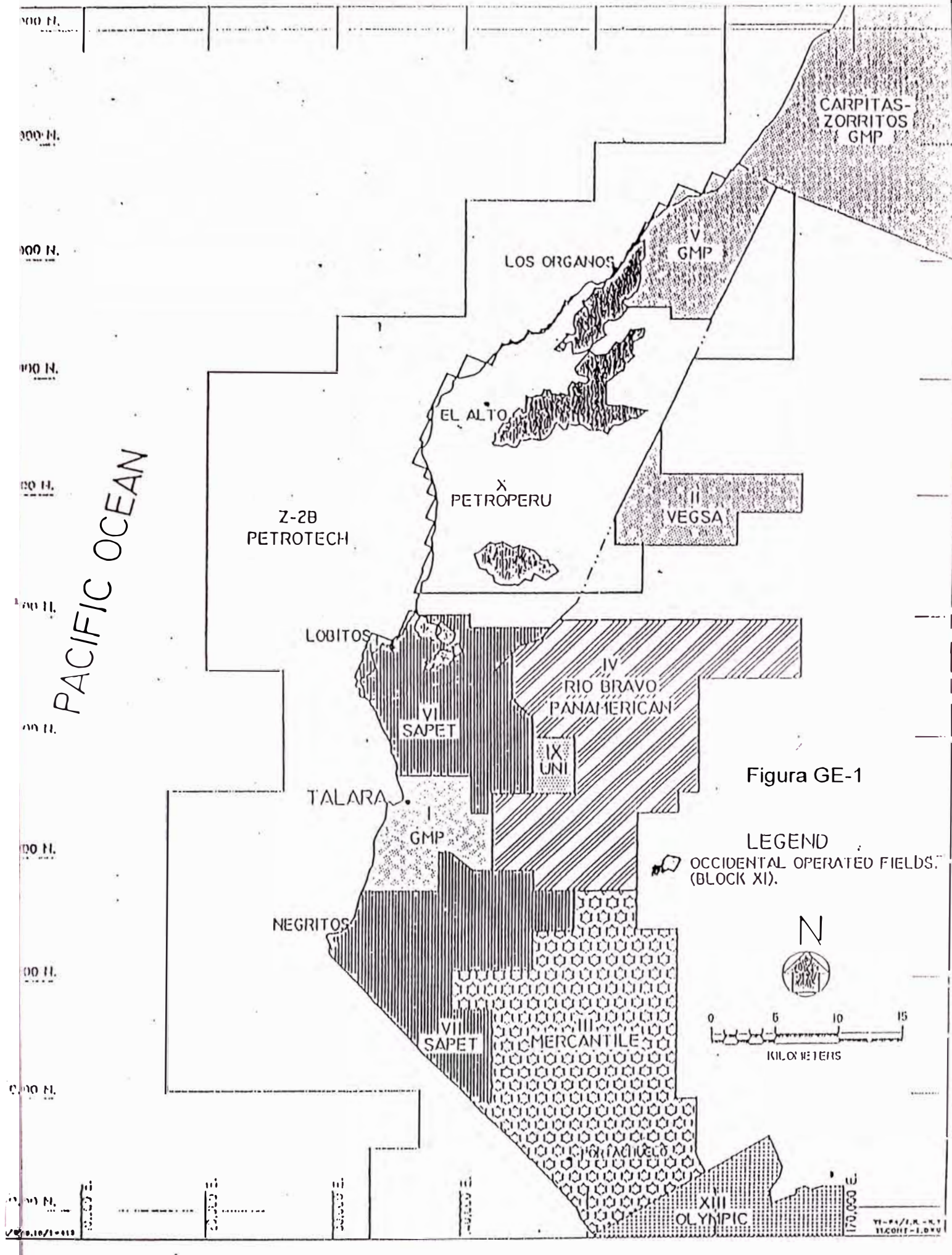
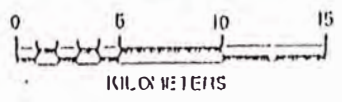


Figura GE-1

LEGEND  
 OCCIDENTAL OPERATED FIELDS.  
 (BLOCK XI).



## **IV.2 DESCRIPCION DE LOS RESERVORIOS**

Los reservorios comprendidos en el Contrato del Ex-Lote XI, están a una profundidad de 1000 y 5500 pies. Debido a la fuerte actividad tectónica, estos reservorios presentan grandes fallas, lo que hace que los bloques estructurales sean de distintos tipos y tengan distintos tamaños.

Las formaciones productivas están compuestas por arenas sucias con baja permeabilidad y poca porosidad debido a una abundante matriz arcillosa. Desde un punto de vista litológico, las formaciones varían entre areniscas finas y conglomeradas.

Las propiedades de los reservorios fluctúan entre los siguientes márgenes

Porosidad	8 - 15 %.
Permeabilidad	1 - 10 md.
Saturación de agua	35 - 60 %.
Espesor de arena neta	100 - 200 pies.

La secuencia sedimentaria se divide en formaciones litológicas que se subdividen en miembros arenosos, que a su vez se subdividen en unidades arenosas. Es posible identificar hasta 12 o más unidades arenosas en sólo una formación. Cada unidad arenosa presenta distintas características litológicas y petrofísicas, están separadas por intercalaciones arcillosas, y en muchos casos se comportan como reservorios independientes.

La comunicación horizontal se ve afectada por barreras estructurales, como por ejemplo superficies de fracturación y/o barreras litológicas debido a la variación lateral de la calidad y/o espesor de las areniscas o a cambios en el medio deposicional (canales y barreras). Esto último hace que la permeabilidad horizontal tenga direcciones preferenciales. Cada unidad arenosa dentro de un bloque estructural tendrá una tendencia de permeabilidad preferencial en una dirección distinta a las demás.

Las formaciones productivas, no se presentan como unidades continuas y homogéneas, sino como cuerpos aislados y separados por intercalaciones de arcillas. La roca reservorio varía de una forma areniscosa a una forma conglomerática. En general, las formaciones son extremadamente heterogéneas en sentido lateral. Muy fracturadas, conformando una serie de bloques y sub-bloques, con diferencias de matriz y espectro de permeabilidad en un rango magro, de formaciones apretadas, interestratificadas con arcillas y lutitas pizarrosas y de un comportamiento permeable irregular.

Se estima que la presión original de los reservorios fue de 1200 PSI a 3000 pies, con una relación inicial gas-petróleo de 220 SCF/BI. No se identificaron contactos petróleo-agua, ni contactos petróleo-gas.

Los reservorios producen dos tipos de petróleo crudo: High Cold Test (HCT) y Low Cold Test (LCT). El punto de fluidez de los HCT se alcanza a una temperatura alta

(superior a 5° F) y su base es parafínica. El punto de fluidez de los LCT es inferior a 0° F y su base nafténica intermedia.

Las características litológicas y petrofísicas, así como de fluidos, se puede apreciar en la siguiente tabla :

<b>RESERVORIO</b>	<b>OSTREA</b>	<b>ECHINO</b>	<b>HELICO</b>
POROSIDAD %	10 - 14	10 – 17	10 - 14
SALINIDAD (ppm)	14,000	17,000	13,000
PERMEABILIDAD (md)	1 - 10	4 – 10	5 - 10
API° DEL CRUDO	36 - 37	36 – 37	31 - 35
GOR SCF / STB	800 - 1500	800 – 1500	800 - 1200
TIPO ROCA	Areniscas limpias a calcáreas.	Areniscas limpias a moderadamente limpias.	Areniscas limpias a moderadamente limpias

Los reservorios comprendidos en el área del contrato, presentan las siguientes características :

- 1) El mecanismo de impulsión es por empuje interno de gas (gas-solución).
  - 2) Se encuentran por debajo del punto de burbuja (reservorio saturado).
  - 3) Como la fase de petróleo se contrae, por efecto de la liberación del gas que se hallaba en solución, la producción se debe a la expansión de la fase gaseosa.
- 2) La presión de reservorio desciende a medida que la producción avanza, y las características de los fluidos producidos, como los factores de volumen de formación, relación gas-petróleo, cambian continuamente



### **IV.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION E INYECCION**

La Figura HP-1 es el Historial de Producción e Inyección del ex - Lote XI

Al iniciar sus operaciones Occidental, la producción de petróleo del ex - Lote XI era del orden de 6,000 BPD. Esta producción se incrementó hasta 19,600 BPD a mediados de 1981 como resultado de la perforación de pozos, principalmente. A partir de esa fecha la producción disminuyó gradualmente hasta llegar a 16,000 BPD a fines de 1982.

En el año de 1983, la producción de petróleo disminuyó hasta 11,000 BPD(mayo), debido a las fuertes lluvias ocasionadas por el fenómeno de "El Niño". Pasada las lluvias la producción se incrementó hasta 12,500 BPD en agosto de ese año. A partir de esa fecha la producción de petróleo disminuyó gradualmente hasta llegar a 10,000 BPD a fines de 1985. Posteriormente la declinación de la producción aumenta, llegando a 4,500 BPD a mediados de 1988, debido a la disminución del volumen de inyección de agua y problemas contractuales.

A partir de 1989 la producción disminuyó gradualmente a pesar de la disminución de la inyección de agua. Esto se debió a que a partir de 1992 muchos pozos inyectoros comenzaron a desfogarse y posteriormente fueron convertidos a productores.

Al inicio del proyecto, la producción de agua del ex - Lote XI fue de sólo 200 BPD. Esta producción se incrementó hasta 17,500 BPD a fines de 1982 debido a la inyección de agua, principalmente.

En el año 1983, la producción de agua disminuyó drásticamente hasta 3,400 BPD(junio), al haberse dejado de inyectar. A fines de ese año, se observa un nuevo incremento hasta llegar a 20,000 BPD en 1985 como consecuencia del incremento de la inyección de agua.

A partir de 1986 la producción de agua disminuyó paulatinamente, como consecuencia de la disminución de la inyección de agua, principalmente.

La producción del lote XI en julio 1996 fue de 3,451 BPPD y 2,630 BAPD, habiendo acumulado 166,860 MBLS de petróleo y 53,549 MBLS de agua.

#### **INYECCION DE AGUA**

El diseño para la inyección de agua, fue de 05 o 07 puntos (five spot, seven spot) o irregulares de acuerdo al sistema de fallas del bloque.

La inyección de agua se inició en julio 1979, al ponerse en operación el piloto en el pozo 9403 del campo Carrizo. La inyección total se inicia en agosto 1980 en los campos de Somatito, Zapotal, Central y Carrizo, ampliándose posteriormente(1981 - 1982), en los campos de Organos Sur, Patria y Organos Norte , llegándose a inyectar cerca de 200,000 BPD a mediados de 1982.

Entre febrero y agosto de 1983 se suspendió la inyección debido al fenómeno de "El Niño". Posteriormente se reinició la inyección, llegándose a inyectar cerca de 200,000 BAPD a mediados de 1985. A partir de esa fecha, el volumen de inyección se reduce progresivamente, en bloques que no mostraban respuesta a la inyección. De Marzo a Mayo de 1992, la inyección es suspendida por problemas de las lluvias

y muchos inyectores se ponen a desfogar con la finalidad de recuperar petróleo. Al reiniciar la inyección, el volumen diario alcanza cerca de 25,000 BPD, muy por debajo de los 50,000 BPD inyectados en 1991. A partir de fines de 1992, los pozos inyectores en desfogue se convierten en productores con unidades de bombeo. Esta política de Occidental se puede atribuir a que el contrato terminaba inicialmente en julio 1995 y que era mas económico producir el petróleo de estos pozos inyectores. Entre 1993 y 1995, Occidental convirtió 145 pozos inyectores a productores(21 en Somatito, 34 en Zapotal y 60 en Central). La mayoría de estos pozos presentaron obstrucciones en el casing.

A diciembre 1996, la inyección de agua se efectuaba sólo en los campos de Somatito, Zapotal y Central, a través de 56 pozos, siendo el volumen de 5777 BPD. En los campos de Organos Norte y Patria , la inyección se suspendió a fines de 1993, mientras que en los campos de Carrizo y Organos Sur la inyección se suspendió en noviembre 1994 y abril 1996, respectivamente

### **PETROLEO SECUNDARIO.**

La producción de petróleo secundario se manifestó a partir de 1981, incrementándose hasta 2,800 BPPD en noviembre 1982. En 1983, la producción disminuye hasta 2,000 BPD por la suspensión de la inyección a causa del fenómeno de "El Niño". Posteriormente esta producción se incrementa hasta alcanzar un máximo de 3,300 BPD a fines de 1985, correspondiéndole un volumen de agua inyectada de 200,000 BAPD. Entre 1986 y 1988 la producción disminuye hasta 1,600 BPD como consecuencia de la disminución de la inyección. Posteriormente el volumen de petróleo secundario se mantiene constante, en el orden de 2,300 BPD hasta comienzos de 1992. A partir de esa fecha, la producción de petróleo secundario disminuye al reducirse el volumen de agua inyectada.

La producción de petróleo secundario a julio de 1996 se estimaba en 1,000 BPD y el acumulado en 11.7 MMBLS.

Los campos donde se obtuvo mayores volúmenes de petróleo secundario son: Central(3888 MBLS), Zapotal(3046 MBLS), Somatito(2375 MBLS) y Carrizo(2161 MBLS).

La Tabla I muestra el Estado de las Operaciones del Ex - Lote XI a Julio 1996.

La Tabla II muestra la Estadística por Campo del Ex - Lote XI a Julio 1996.

La Tabla III muestra la Producción Fiscalizada por Campo antes y durante el Contrato de OXY.

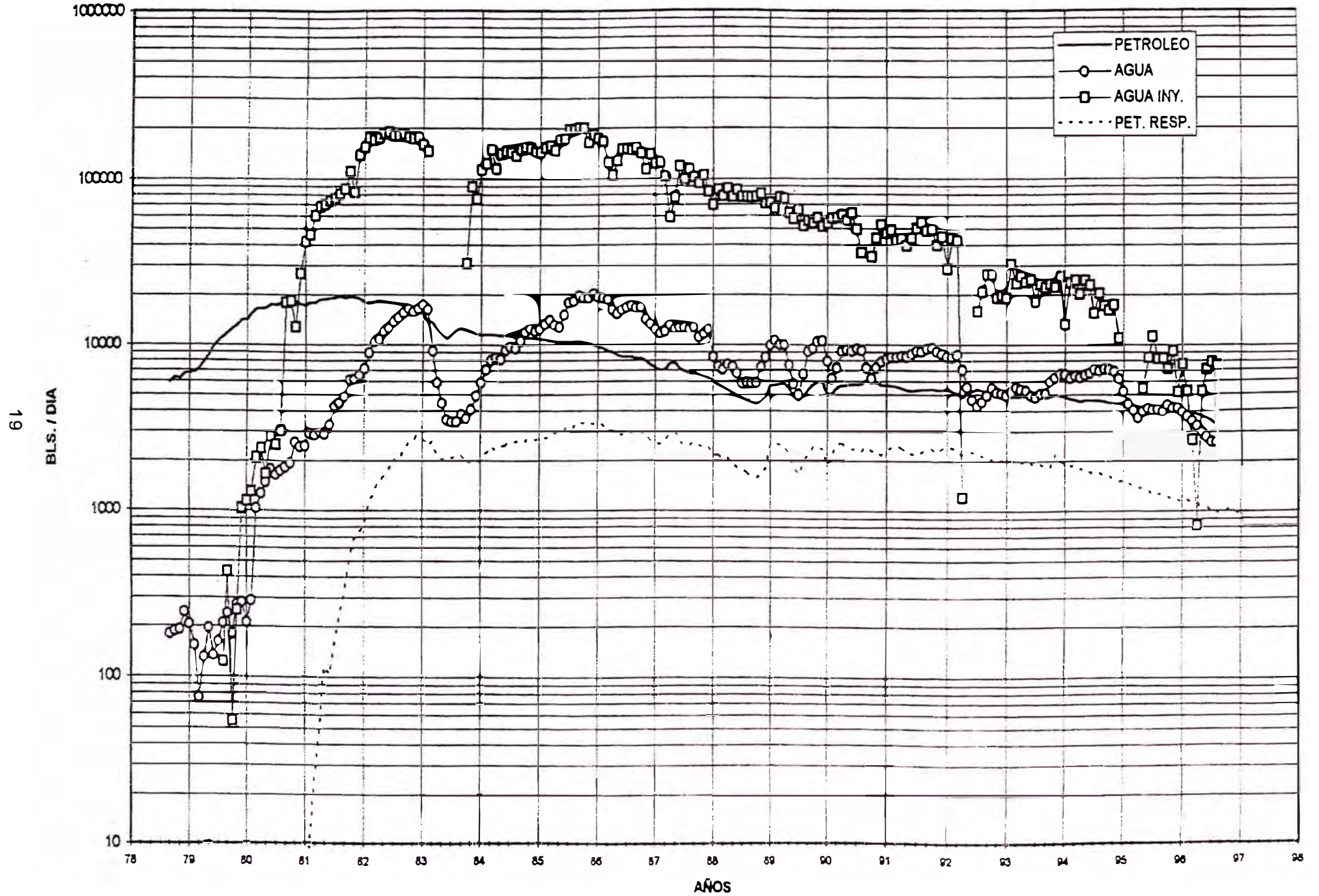
La Tabla IV muestra el Porcentaje de Llenado y Petróleo Secundario por Campo.

Para conocer las características petrofísicas de las rocas reservorio, Occidental extrajo núcleos en 23 pozos, los que fueron analizados según la siguiente tabla:

<b>TIPO</b>	<b>ZA</b>	<b>CE</b>	<b>SO</b>	<b>O.S.</b>	<b>TOTAL</b>
Convencional	6	5	4	2	17
Especial (SCAL)	-	2	-	-	2
Halliburton (*)	2	-	-	-	2
Acido (Dowell)	2	-	-	-	2
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>23</b>

(\*) Análisis de difracción de Rayo X, solubilidad al ácido, inmersión, petrografía,

Figura HP-1  
HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION  
EX - LOTE XI



**TABLA I**

**EX -LOTE XI**

**ESTADO DE LAS OPERACIONES AL 23 / JULIO /1996**

**FIN DEL CONTRATO DE OCCIDENTAL**

CAMPO	PRODUCCION					INYECCION				ACUMULADO SECUNDARIO MBLS.
	N° DE PRODUCT.	BOPD	PRODUCCION ACUMULADA ( MBLs.)			I.D.I MES / AÑO	N° DE INYECT.	BWPD	ACUMULADO MMBLS	
			JUL. 78	AGO.78-JUL.96	TOTAL					
ORGANOS NORTE	61	202	5,532	3,702	9,234	Abr-82	0	0	6.65	0
PATRIA	39	71	9,574	2,127	11,701	Nov-81	0	0	25.88	8
ORGANOS SUR	79	384	19,678	6,632	26,310	Ago-81	0	0	44.99	281
SOMATITO	88	408	10,904	7,026	17,930	Ago-80	12	1,972	71.28	2,375
ZAPOTAL	217	944	11,363	15,809	27,172	Nov-80	16	2,286	73.04	3,046
CENTRAL	248	991	28,303	12,197	40,500	Jul-80	34	3,308	102.51	3,888
CARRIZO	101	451	23,595	10,418	34,013	Sep-80	0	0	99.62	2,161
<b>SUB TOTAL</b>	<b>833</b>	<b>3,451</b>	<b>108,949</b>	<b>57,911</b>	<b>166,860</b>		<b>62</b>	<b>7,566</b>	<b>423.97</b>	<b>11,759</b>

( \* ) DEL 01.01.96 AL 23.07.96

**TABLA II**  
**EX -LOTE XI**  
**ESTADISTICA POR CAMPO AL 23 / JULIO /1996**  
**FIN DEL CONTRATO DE OCCIDENTAL**

CAMPO	PRODUCCION				INYECCION		RESPUESTA		N° DE POZOS										
	BPD		ACUMULADA						PRODUCTORES				INYECTORES		ABANDONADOS				GRAN
	PETRO.	AGUA	M B P	M B A	B P D	M B A I	BPD	M B P	PU	SWAB	SURG.	TOTAL	ACTIVO	TOTAL	ATA	APA	DH	TOTAL	TOTAL
ORG. NORTE	202	20	9,234	1,459	-	6,651	-	-	31	29	1	61	-	-	37	15	13	65	126
PATRIA	71	5	11,701	1,707	-	25,884	-	8	14	24	1	39	-	-	184	14	13	211	250
ORG. SUR	384	257	26,310	7,181	-	44,994	55	281	64	13	2	79	-	9	129	7	8	144	232
SOMATITO	408	535	17,930	11,278	1,972	71,275	120	2,375	61	8	19	88	12	18	120	1	16	137	243
ZAPOTAL	944	435	27,172	8,885	2,286	73,042	270	3,046	162	35	20	217	16	28	135	4	16	155	400
CENTRAL	991	1,132	40,500	17,971	3,308	102,511	440	3,888	196	41	11	248	34	49	180	190	14	384	681
CARRIZO	451	246	34,013	4,096	-	99,615	118	2,161	71	12	18	101	-	23	151	5	4	160	284
<b>TOTAL</b>	<b>3,451</b>	<b>2,630</b>	<b>166,860</b>	<b>52,577</b>	<b>7,566</b>	<b>423,972</b>	<b>1,003</b>	<b>11,759</b>	<b>599</b>	<b>162</b>	<b>72</b>	<b>833</b>	<b>62</b>	<b>127</b>	<b>936</b>	<b>236</b>	<b>84</b>	<b>1,256</b>	<b>2,216</b>

ATA =TEMPORAL  
 APA = PERMANENTE  
 DH = DURANTE PERFORACION

ANTES DEL CONTRATO 997  
 PERFORADOS POR OX 1,219

**TABLA III**

**EX -LOTE XI**

**PRODUCCION FISCALIZADA AL 23 / JULIO / 1996**

MILES DE BARRILES

CAMPO	JUL. 78	OPERADO POR OCCIDENTAL							TOTAL	GRAN TOTAL
		AGO.78-DIC.90	1991	1992	1993	1994	1995	1996 ( * )		
<b>ORGANOS NORTE</b>	5,532	3,240	87	80	91	79	76	49	3,702	9,234
<b>PATRIA</b>	9,574	1,947	33	25	35	34	34	19	2,127	11,701
<b>ORGANOS SUR</b>	19,678	5,698	191	174	168	160	156	85	6,632	26,310
<b>SOMATITO</b>	10,904	5,896	236	213	191	206	192	92	7,026	17,930
<b>ZAPOTAL</b>	11,363	13,230	538	507	480	443	401	210	15,809	27,172
<b>CENTRAL</b>	28,303	9,135	646	619	580	536	455	226	12,197	40,500
<b>CARRIZO</b>	23,595	9,184	245	257	237	206	189	100	10,418	34,013
<b>SUB TOTAL</b>	<b>108,949</b>	<b>48,330</b>	<b>1,976</b>	<b>1,875</b>	<b>1,782</b>	<b>1,664</b>	<b>1,503</b>	<b>781</b>	<b>57,911</b>	<b>166,860</b>

( \* ) DEL 01.01.96 AL 23.07.96

**TABLA IV**

**EX - LOTE XI**  
**% DE LLENADO Y PETROLEO RESPUESTA POR CAMPO**  
**A JULIO 23, 1996**

	ORG. NORTE	PATRIA	ORG. SUR	SOMATITO	ZAPOTAL	CENTRAL	CARRIZO	TOTAL
N°Productores Activos	61	39	79	88	217	248	101	<b>833</b>
N° Inyectores Activos	0	0	0	12	16	34	0	<b>62</b>
Producción Petróleo, BPD	202	71	384	408	944	991	451	<b>3451</b>
Producción Agua, BPD	20	5	257	535	435	1132	246	<b>2630</b>
Inyección Agua, BPD	0	0	0	1972	2286	3308	0	<b>7566</b>
Fecha I.D.I.* Mes-Año	Abr.-82	Nov.-81	Ago.-81	Ago.-80	Nov.-80	Jul.-80	Sep.-80	
Petróleo Acumulado al I.D.I., MBLS	6698	10212	22120	11966	13711	30354	25240	<b>120301</b>
Agua Acumulado al I.D.I., MBLS	655	304	1736	235	163	319	202	<b>3614</b>
Petróleo Acumulado a Jul.96., MBLS	9234	11701	26310	17930	27172	40500	34013	<b>166860</b>
Agua Acumulado a Jul.96., MBLS	1459	1707	7181	11278	8885	17971	4096	<b>52577</b>
Agua Inyectada a Jul.96, MBLS	6651	25884	44994	71275	73042	102511	99615	<b>423972</b>
Inyección Neta, MBLS	3311	22992	35359	54268	50859	74713	86948	<b>328450</b>
Volumen Libre de Gas, MBLS	21855	36868	37939	34906	35182	52465	82026	<b>301231</b>
Estimado de Llenado, %	15.15	62.36	93.20	155.47	144.56	142.41	106.00	<b>109.04</b>
Petróleo Respuesta, BPD	0	0	55	120	270	440	118	<b>1003</b>
Acumulado de Respuesta, MBLS	0	8	281	2375	3046	3888	2161	<b>11759</b>

\*I.D.I. =Inicio de la Inyección



## V.-DESCRIPCION DE LOS CAMPOS

### V.1 CAMPO ORGANOS NORTE

Organos Norte es el campo mas al norte del Ex-Lote XI, fue descubierto en 1950, y tiene una extensión de 1390 acres.

Las formaciones productivas consideradas en el contrato fueron: Echino Repetido IA(ERIA), Echino Repetido I(ERI), Echino Repetido II(ERII), Echino In Situ(EIS) y Ostrea.

Las profundidades promedias en las que se encuentran las formaciones productivas son:

<u>FORMACION</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>
Echino Repetido I	1500'
Echino Repetido II	3300'
Echino In-Situ	4400'
Ostrea	5000'
Mogollón	6000'

Así como Patria y Organos Sur, la repetición de las secciones productivas es dominante en la estatigrafía de Organos Norte. El desarrollo de las arenas, sin embargo, es pobre en todas las zonas, excepto en el Echino Repetido I. La pobre calidad de las arenas es debido a la gran profundidad de las arenas y a que los Echinos se erosionan hacia el norte.

Al tomar las operaciones Occidental existían 68 pozos perforados, de los cuales 58 fueron completados en las formaciones del contrato y 10 fueron abandonados durante la perforacion (DPA). Uno de los pozos productores fue perforado hasta la formación Mogollón.

### GEOLOGIA ESTRUCTURAL

El campo Organos Norte se encuentra ubicado estructuralmente en el flanco occidental de el Alto de Peña Mala, limitando por el norte con el Lote V, por el sur con el campo Patria, por el este con el campo Cóndor y por el oeste con el Océano Pacífico , que casi son coincidentes con los límites del contrato.

Estructuralmente la formación Echino es muy compleja, porque además de encontrarse muy fallada, presenta repeticiones estructurales denominados Echino Repetido IA, Echino Repetido I y Echino Repetido II.

Este campo ha sido dividido en dos grandes bloques por la falla "Organos" que lo cruza de Noreste a Suroeste, teniendo un salto de 400 pies aproximadamente buzando hacia el Noroeste(Lámina ON).Otra falla importante que se encuentra

limitando este campo en la parte Sureste es la falla "Restín" con un salto de 1000 pies aproximadamente. Hacia el Oeste y Noroeste se presentan truncamientos estructurales debido a las fallas de repeticiones.

## **ESTRATIGRAFIA**

La formación Echino In Situ se extiende por todo el campo, pero en el extremo norte cambia de facies, volviéndose mas conglomerádico. La formación Echino Repetido II hacia el extremo sureste, en el límite con el campo Patria, desaparece por truncamiento estructural por la falla Restín. La formación Echino Repetido I se encuentra limitada, de la parte media del campo hacia el sureste en el límite con el campo Patria, por truncamiento estructural y cruza el campo casi de Este a Oeste. La formación Echino Repetido IA no se encuentra al sur de este campo por truncamiento estructural.

La formación Echino se encuentra en este campo con sus 5 miembros, que de la base al tope son:

*Cabo Blanco*: Constituida por secuencias grano decrecientes de conglomerados y areniscas intercaladas con lutitas, formando 2 a 3 canales del sistema fluvio deltaico.

*Verde*: Consiste de una lutita gris a gris verdosa que engloba a un paquete de areniscas conocida como "Arena Central" que es un excelente marcador que se extiende por todo el Lote X.

*Somatito*: Conformado por areniscas cuarzosas intercaladas con delgadas capas de lutitas, lo que permite subdividirla en 7 unidades que representan varios ciclos de un complejo deltaico.

*Constancia*: Constituida por una lutita marina interestratificada con delgadas capas de limolitas y areniscas muy finas.

*Ballena*: Conformada por areniscas claras con delgadas intercalaciones de lutitas, de espesor variable producto de la erosión sufrida, alcanzando un espesor de 400 pies aproximadamente en los Echinos Repetidos.

## **PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DE RESERVORIO**

Las propiedades de roca reservorio de las formaciones sometidas a la inyección son:

Porosidad(%):	12 - 15
Saturación de Agua(%):	47 - 58
Saturación de Pet. Res.(%):	22 - 28
Permeabilidad(md):	5 -10

El petróleo de esta formación tiene una gravedad promedio de 40 °API. El factor de volumen de formación inicial(Boi) varía entre 1.08 y 1.13 RB/STB y la viscosidad promedio es de 1.35 cp.

## **DESARROLLO DEL PROYECTO**

Durante el contrato Occidental perforó 58 pozos adicionales por las Fms. Echino y Ostrea a una profundidad promedio de 3800 pies. Tres(3) pozos fueron abandonados durante la perforación y 12 fueron convertidos a inyectoros.

El campo Organos Norte fue dividido en 10 bloques a fin de monitorear la inyección de agua y respuesta de petróleo secundario.

La Figura ON-1 es el mapa estructural del Campo y la Figura ON-2 es la representación gráfica donde se muestran los principales bloques.

La inyección de agua se efectuó en las formaciones Echino Repetido I y Echino Repetido II a través de 15 pozos, concentrándose en la parte suroeste del campo, en los bloques F, H e I.

Los otros bloques no han sido inundados por estar comprendidos dentro de los límites de la ciudad de Los Organos, en donde representaba un alto riesgo la operación del sistema cuya presión de superficie superaba las 2000 psi y evitar problemas de descomposición de las bacterias(ácido sulfídrico).

No se inyectó agua en Ostrea debido a que esta formación no fue plenamente desarrollada en este campo(sólo se completó en 14 pozos)

## **HISTORIA DE PRODUCCION – INYECCION**

La Figura ON-3 es el historial de Producción e Inyección del Campo.

La producción de petróleo al inicio del contrato era de 174 BPPD, habiendo acumulado 5532 MBP. Esta producción se incrementó hasta 2400 BPPD a fines de 1981 como resultado de la perforación y reactivación de pozos. Posteriormente esta producción declinó hasta 230 BPPD a fines de 1988. A partir de 1989 se observa un mantenimiento de la producción debido de un mejor control de las operaciones de producción.

La producción de agua, al inicio de las operaciones de Occidental, era prácticamente nula. A comienzos de 1980 se observa un incremento rápido hasta llegar a 900 BAPD a fines de 1981.

La inyección de agua se inició en abril de 1982 en el bloque F, en las formaciones Echino Repetido I y Echino Repetido II, por los pozos 9754, 9758, 9771, 9772 y 10603 y por el pozo 10604 en mayo del mismo año. El arreglo de inyección fue de 5 puntos. En el año 1983 se suspendió la inyección en todo el campo durante 7 meses debido al Fenómeno del Niño.

A fines de 1984 se cambió el patrón de inyección a lineal debido a que no se observaba respuesta a la inyección. Para esto se convirtieron a inyectoros los

La inyección de agua en los bloques H e I se inició en diciembre de 1982 en la formación Echino Repetido I por los pozos 9748 y 10606. Posteriormente se convirtieron los pozos 1101, 1563, 9773 y 10603. El pozo 10606 fue reconvertido a productor en enero de 1985. El patrón de inyección fue lineal. En estos bloques, tampoco se observó respuesta de petróleo secundario.

La máxima inyección de agua en este campo fue de 9500 BAPD en 1985. A partir de esa fecha el régimen de inyección disminuyó por efecto de reducir y/o suspender la inyección en algunos inyectores. En febrero de 1988 se suspendió la inyección en los pozos 1101, 1563, 9773 y 10608 y en mayo del mismo año en el pozo 9754. En febrero de 1992 se suspendió la inyección por problemas de lluvias. Para no incumplir con el contrato, Occidental reinició la inyección en mayo de 1993 hasta diciembre del mismo año en que se comunicó oficialmente a PetroPerú la suspensión de la inyección por los pobres resultados obtenidos. La inyección de agua acumulada es de 6651 MBA.

## **CONCLUSIONES**

Los resultados de la inyección de agua en este campo no han sido positivos porque en ninguna de las dos formaciones inundadas (Echino Repetido I y Echino Repetido II) se ha obtenido petróleo secundario. Las principales causas de estos resultados son:

- Las formaciones inundadas presentan características estructurales-estratigráficas complejas.
- Pobre barrido vertical al tratar de inyectar en dos formaciones con espesores de 800' aproximadamente.
- Falta de un mejor control de la inyectividad, al no invertir en el empleo de packers en pozos inyectores con arenas de diferente inyectividad.
- Las formaciones inundadas presentan alta saturación de agua connata y alta saturación de petróleo residual.
- Posibles problemas de taponamiento por la presencia de bacterias, originadas por la suspensión de la inyección debido al Fenómeno del Niño.

La Tabla ON-I muestra la Información Básica de Reservorio por formación.

La Tabla ON-II muestra la información de producción e inyección acumulada por bloque y total, antes y durante el contrato con Occidental.

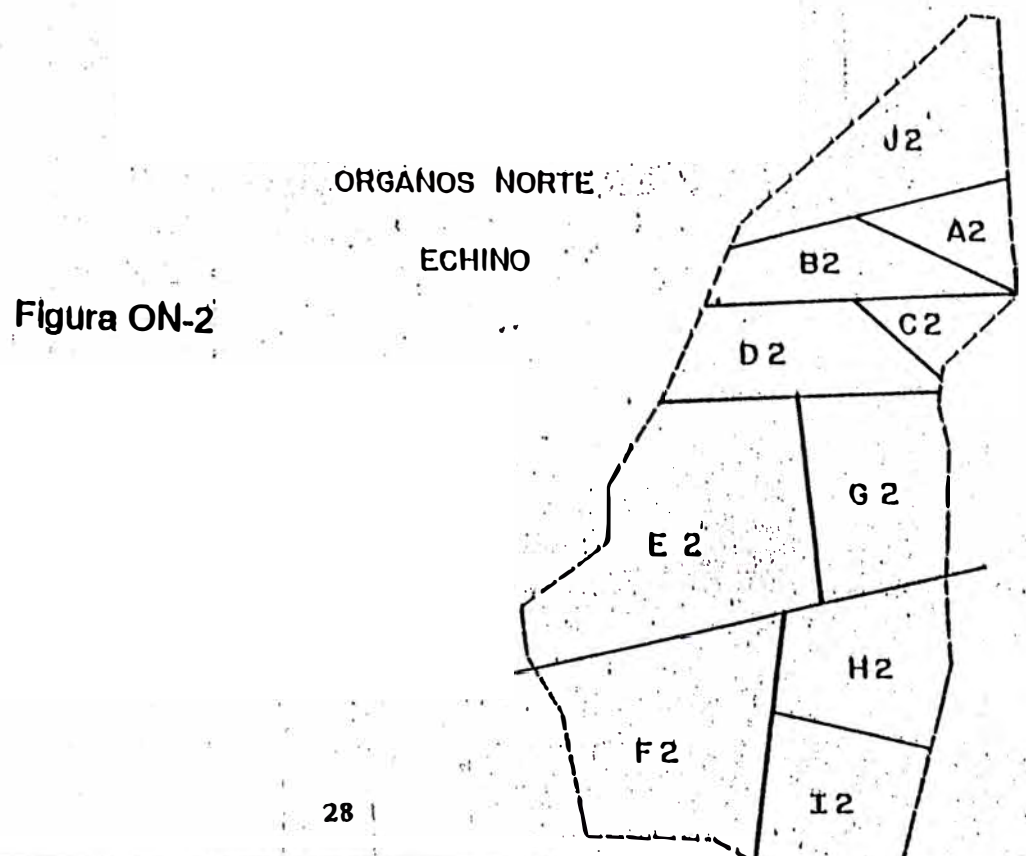
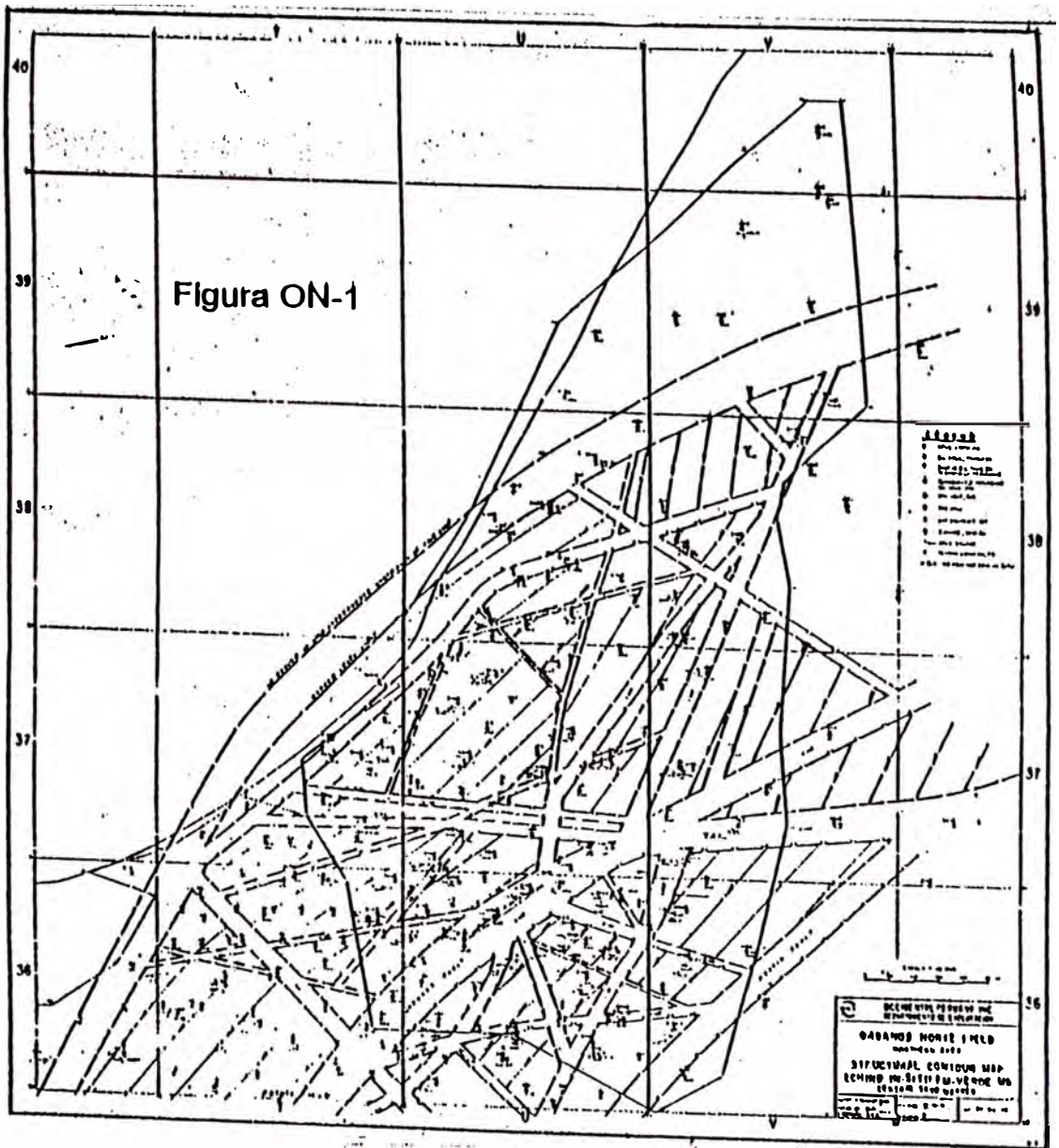


Figura ON-3  
HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION  
CAMPO ORGANOS NORTE

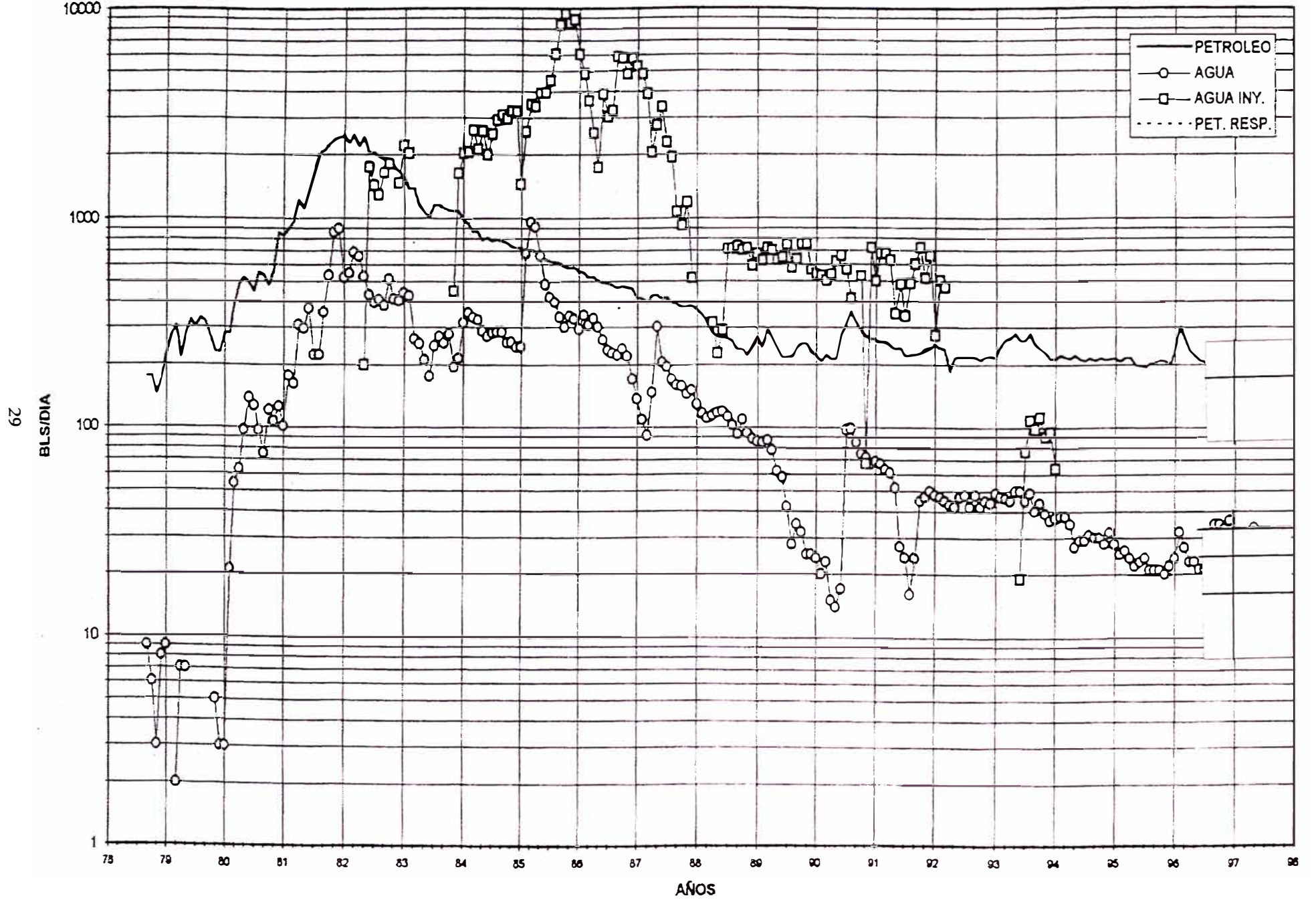
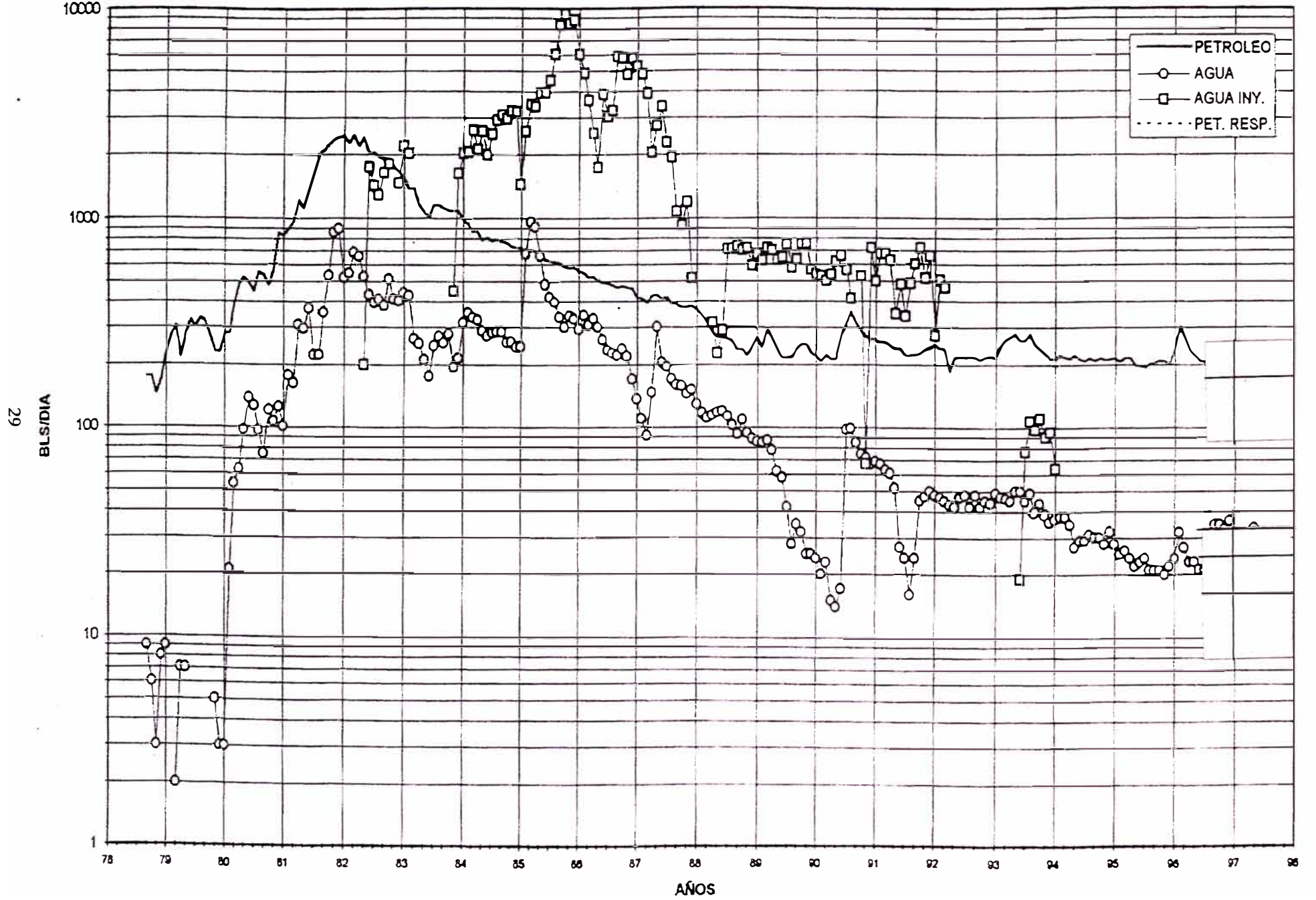


Figura ON-3  
HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION  
CAMPO ORGANOS NORTE



EX-LOTE XI

CAMPO ORGANOS NORTE

INFORMACION BASICA DE RESERVORIO

	FORMACION				<u>TOTAL</u>
	<u>ERIA</u>	<u>ERI</u>	<u>ERII</u>	<u>EIS</u>	
Area, acres	692	583	647	818	2,740
Espesor Neto, pies	192	91	170	96	137
Porosidad, frac.	0.1469	0.1506	0.1358	0.1243	0.1391
Saturación de Agua, frac.	0.52	0.58	0.47	0.47	0.50
F.V.F. Inicial, RB/STB	1.0845	1.1003	1.1161	1.1319	1.1180
F.V.F. al I.D.I., RB/STB	1.0248	1.0345	1.0443	1.0541	1.0394
Saturación Residual de Petróleo, frac.	0.25	0.22	0.28	0.28	-
Volumen de Petróleo (POIS), MMSTB	67.018	23.660	55.027	35.458	181.163
Petróleo Movable, MMSTB	32.113	11.267	25.956	16.725	86.061
Petróleo Acumulado a Jul. '96, MMSTB	3.305	1.447	2.712	1.770	9.234
Acumulado a Jul. '96, % POIS	4.93	6.12	4.93	4.99	5.10
Acumulado a Jul. '96, % Petróleo Movable	10.29	12.85	10.45	10.58	10.73



**TABLA ON - II**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO ORGANOS NORTE**

**INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION**

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLS	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL		TOTAL	
			PRIMARIO	SECUND.		
A		401.4	56.9	0.0	56.9	458.3
B		544.3	321.6	0.0	321.6	865.9
C		629.6	261.4	0.0	261.4	891.0
D		62	49.3	0.0	49.3	111.3
E		998.1	1265.5	0.0	1265.5	2263.6
F	3584	1996.8	1188.9	0.0	1188.9	3185.7
G		272.7	223.8	0.0	223.8	496.5
H	1238	184	90.1	0.0	90.1	274.1
I	1829	162.8	99.0	0.0	99.0	261.8
J		280.6	144.5	0.0	144.5	425.1
TOTAL	6651	5532.3	3701.0	0.0	3701	9233.3

## **V.2 CAMPO PATRIA**

El campo Patria fue el único bajo el contrato de Oxy que no fue operado por International Petroleum Co. antes de la nacionalización de los campos petroleros en el nor-oeste del Perú en 1969. Este campo fue descubierto por la Cía. Estatal en 1948 y tiene una extensión de 1,732 acres. El desarrollo del campo continuó hasta 1969 con la perforación de 205 pozos de los cuales 192 fueron productivos. Cuando Oxy tomó las operaciones en Agosto de 1978 existían 31 pozos productores, con una producción de 140 BPPD.

Las formaciones productivas en este campo son:

<b><u>FORMACION</u></b>	<b><u>PROFUNDIDAD</u></b>
Echino Repetido I	1200'
Echino Repetido II	2500'
Echino In-Situ	4000'
Ostrea	4400'
Mogollón	5500'

La formación Mogollón no estaba considerada para su explotación en el contrato de Oxy, pero existían cuatro pozos que tenían esta formación más las formaciones del contrato.

## **GEOLOGIA ESTRUCTURAL**

El campo Patria se encuentra ubicado estructuralmente en el flanco Oeste del Alto de Peña Mala, limitando por el Norte con el campo de Organos Norte, por el Sur con el campo Organos Sur, por el Este con el campo Cóndor y por el Oeste con los límites de contrato.

Estructuralmente este campo es tan complejo como los campos vecinos de Organos Norte y Organos Sur y presenta también un intenso fallamiento, así como repeticiones estructurales de la Formación Echino.

Este campo ha sido dividido en siete bloques debido a la falla Organos que lo cruza de Noreste a Suroeste y tiene un salto de 400 pies aproximadamente y que se encuentra buzando hacia el Noroeste, y por la falla Restín que tiene un rumbo y buzamiento similar a la anterior pero con un salto de 1000 pies aproximadamente. Hacia el Oeste y Noroeste se presentan truncamientos estructurales debido a las fallas de repetición.

La Figura PA-1 es el mapa estructural del Campo y la Figura PA-2 es la representación gráfica donde se muestran los bloques principales.

## **ESTRATIGRAFIA**

La formación Echino se extiende por toda el área, mostrando un adelgazamiento hacia el Oeste producto del acortamiento producido por una falla de bajo ángulo.

Las formaciones Echino Repetidos I y II están presentes en todo el campo con la excepción de la parte Sureste por truncamiento estructural, mientras que la formación Echino In Situ tiene su mejor desarrollo en esta parte. De estas 3 formaciones, la formación Echino Repetido I constituye el mejor horizonte productivo.

Esta formación presenta en este campo sus 5 miembros, que de la base hacia el tope son:

*Cabo Blanco:* Constituida por areniscas y algunos conglomerados en una secuencia grano decreciente intercalada con lutitas, formando 2 a 3 canales del sistema fluvio deltaico.

*Verde:* Consiste de una lutita gris a gris verdosa que engloba a una arenisca conocida como "Arena Central", excelente marcador para todo el Lote X.

*Somatito:* Conformada por areniscas cuarzosas intercalada con lutitas que forman parte de un complejo deltaico, lo que ha permitido dividirla en 7 unidades.

*Constancia:* Son intercalaciones de lutitas con limolitas y areniscas muy finas que gradan a limolitas.

*Ballena:* Conformada por areniscas claras con delgadas intercalaciones de lutitas, de espesor variable producto de la erosión. En este campo tiene un espesor aproximado de 400 pies y ha sido dividida en 3 unidades en los Repetidos.

### **PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DE RESERVORIO**

Las propiedades de roca reservorio, de las formaciones sometidas a la inyección son:

Porosidad(%):	12 - 14
Saturación de Agua(%):	50
Saturación de Pet. Res.(%):	27
Permeabilidad(md):	NR

El petróleo de esta formación tiene una gravedad promedio de 38 °API. El factor de volumen de formación inicial(Boi) varía entre 1.10 y 1.13 RB/STB y la viscosidad promedio es de 1.35 cp.

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

Durante el contrato Occidental perforó 45 pozos, la mayoría de los cuales llegó hasta la formación Ostrea, pero se aperturó sólo la formación Echino. Quince(15) de estos pozos fueron convertidos a inyectores.

La inyección de agua se efectuó en las formaciones Echino Repetido I, Echino Repetido II y Echino In situ a través de 44 pozos, concentrándose mayormente en los bloques D, E y M.

No se inyectó agua en Ostrea debido a que esta formación no fue desarrollada en este campo(solo se completó en 1 pozo).

## **HISTORIA DE PRODUCCION – INYECCION**

La Figura PA-3 es el Historial de Producción e Inyección del Campo.

La producción de petróleo al inicio del contrato era de 131 BPPD, habiendo acumulado 9574 MBP. Esta producción se incrementó hasta 1300 BPPD a mediados de 1982 como resultado de la perforación y reactivación de pozos. Posteriormente esta producción declina hasta 80 BPPD en 1989 por el comportamiento normal de los pozos nuevos. A partir de esa fecha la producción se mantuvo casi constante en el orden de 90 BPPD, debido a un mejor control de las operaciones de producción.

La producción de agua, al inicio de las operaciones de Occidental, era prácticamente nula. A comienzos de 1980 se observa un incremento rápido, hasta llegar a 1000 BAPD a fines de 1982 por la perforación de los pozos nuevos.

La inyección de agua se inició en noviembre de 1981 en los bloques E, M y O. En el bloque E las formaciones inundadas con agua fueron ERII y ERI. En el bloque M la formación ERII y en el bloque O la formación EIS.

La inyección en el bloque D se inició en abril de 1982 en las formaciones ERII y ERI. En abril y noviembre del mismo año se inició la inyección en los bloques B e I, respectivamente. En el bloque B se inundaron las formaciones ERII y ERI y en el bloque I la formación EIS. En setiembre de 1984 se inició la inyección en el bloque A por la formación ERI. En total se utilizaron 44 pozos inyectoros.

En el año 1983, la inyección se suspendió por 7 meses debido al Fenómeno del Niño. Al reiniciarse la inyección, ésta llegó a alcanzar hasta 16000 BAPD a mediados de 1986. A partir de esa fecha el régimen de inyección disminuyó, al suspenderse en la mayoría de los pozos al no tener efectos positivos de la inyección, hasta alcanzar 1000 BAPD en enero de 1992. En febrero de ese año se suspendió nuevamente la inyección por problema de las lluvias. Para no incumplir con el contrato, Occidental reinició la inyección en mayo de 1993 hasta diciembre del mismo año en que se comunicó oficialmente a PetroPerú la suspensión de la inyección por los pobres resultados obtenidos. La inyección de agua acumulada es de 25884 MBA.

## **CONCLUSIONES**

Los resultados de la inyección de agua en este campo no han sido positivos. Se observó respuesta únicamente en el pozo PA-102, el cual incrementó su producción de 1 a 23 BPPD y acumuló 8 MBP secundario. Las causas principales de estos resultados son:

- Las formaciones inundadas (Echino Repetido I, Echino Repetido II y Echino In Situ) presentan características estructurales-estratigráficas complejas.

- Pobre barrido vertical al inyectarse simultáneamente en dos formaciones con espesores de 800'aproximadamente, con packer sentado entre las dos formaciones.
- Falta de un mejor control de la inyektividad, al no invertir en el empleo de packers en pozos inyectoros con arenas de diferente inyektividad.
- Las formaciones inundadas presentan alta saturación de agua connata y alta saturación de petróleo residual.
- Posibles problemas de taponamiento por la presencia de bacterias, originadas por la suspensión de la inyección debido al Fenómeno del Niño.

La producción del campo en julio de 1996 fue de 71 BPPD y 5 BAPD, habiendo acumulado 11701 MBP y 1707 MBA.

La Tabla PA-I muestra la Información Básica de Reservorio por formación.

La Tabla PA-II muestra la información de producción e inyección acumulada por bloque y total antes y durante el contrato con Occidental.

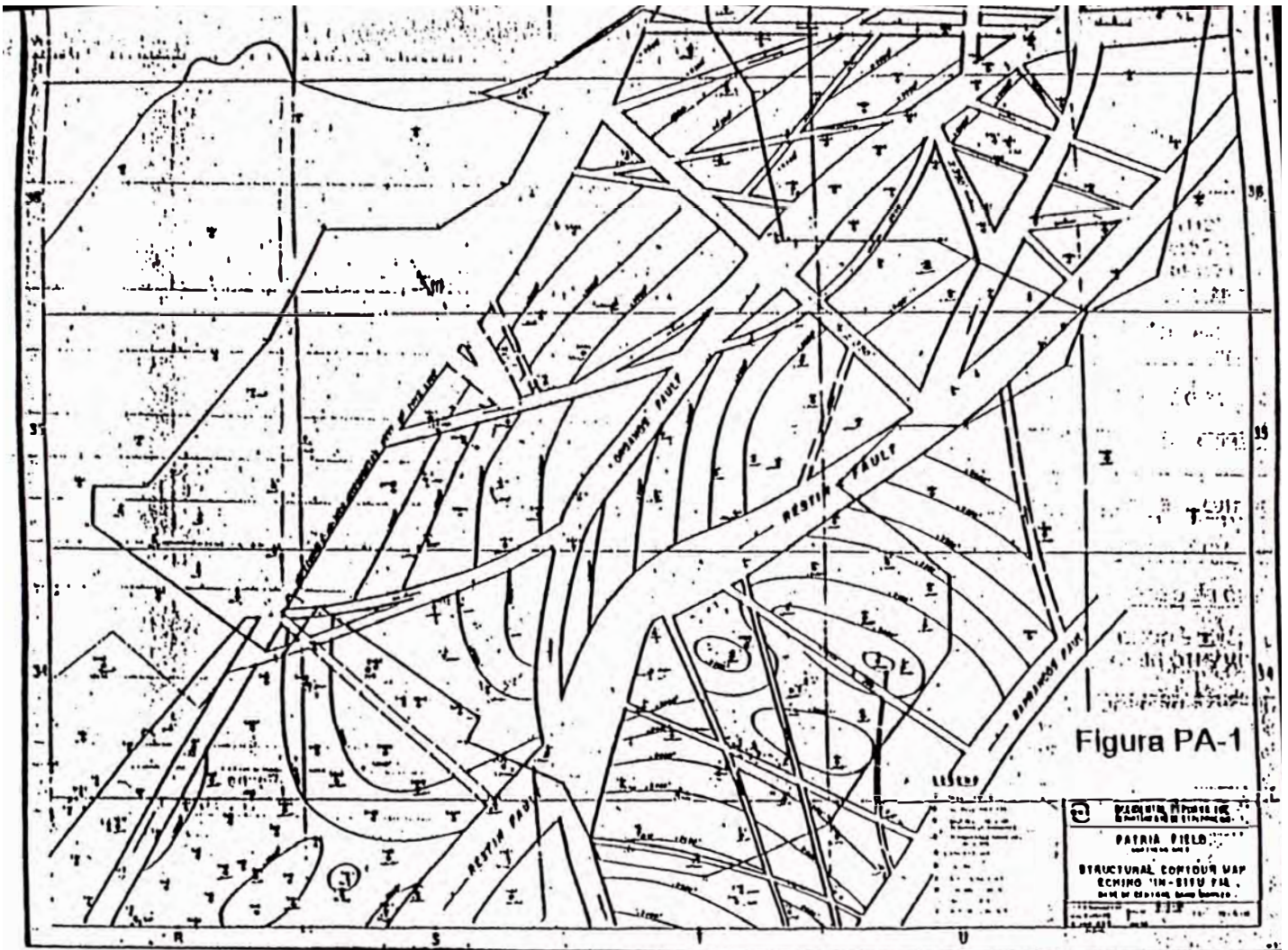


Figura PA-1

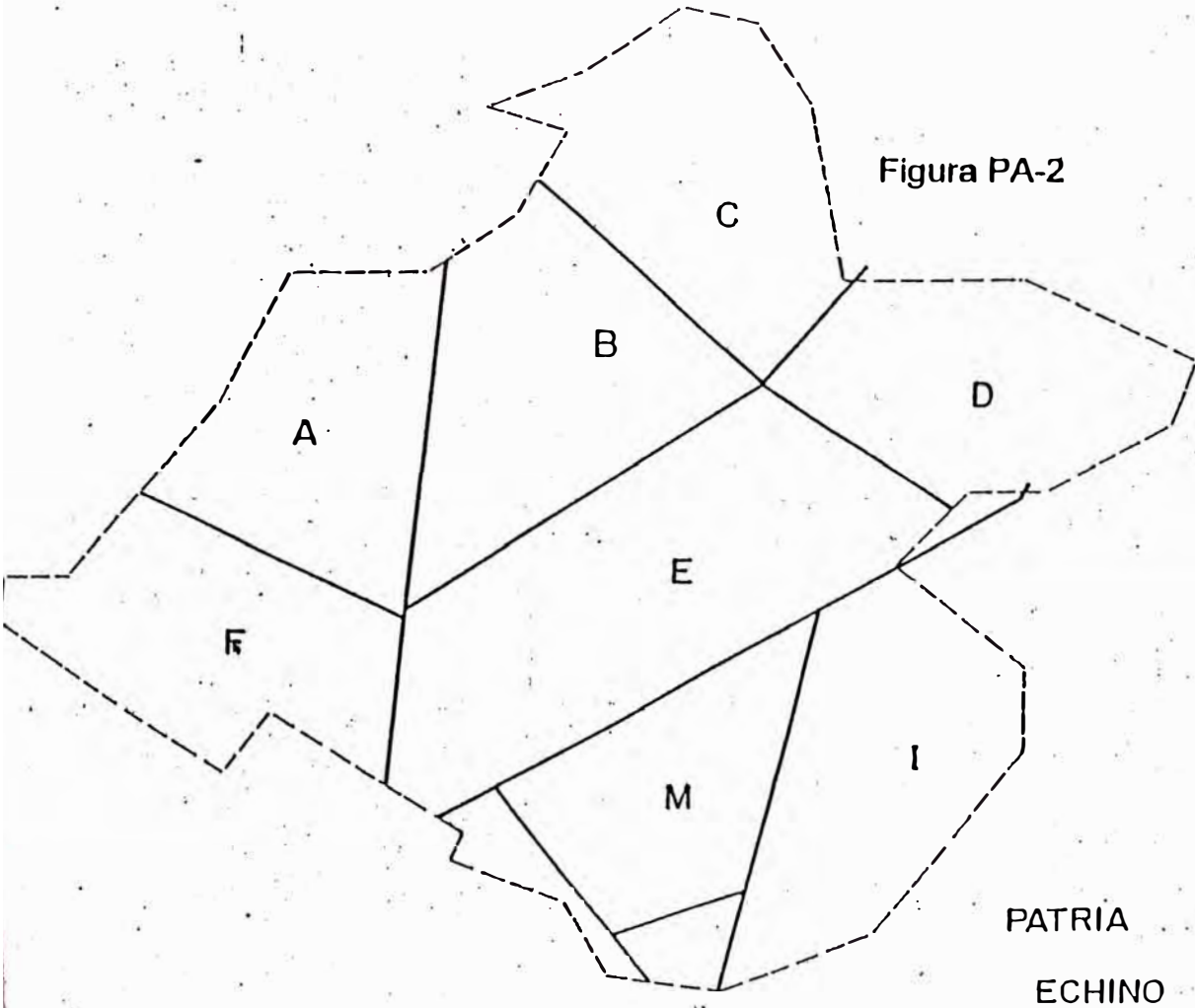
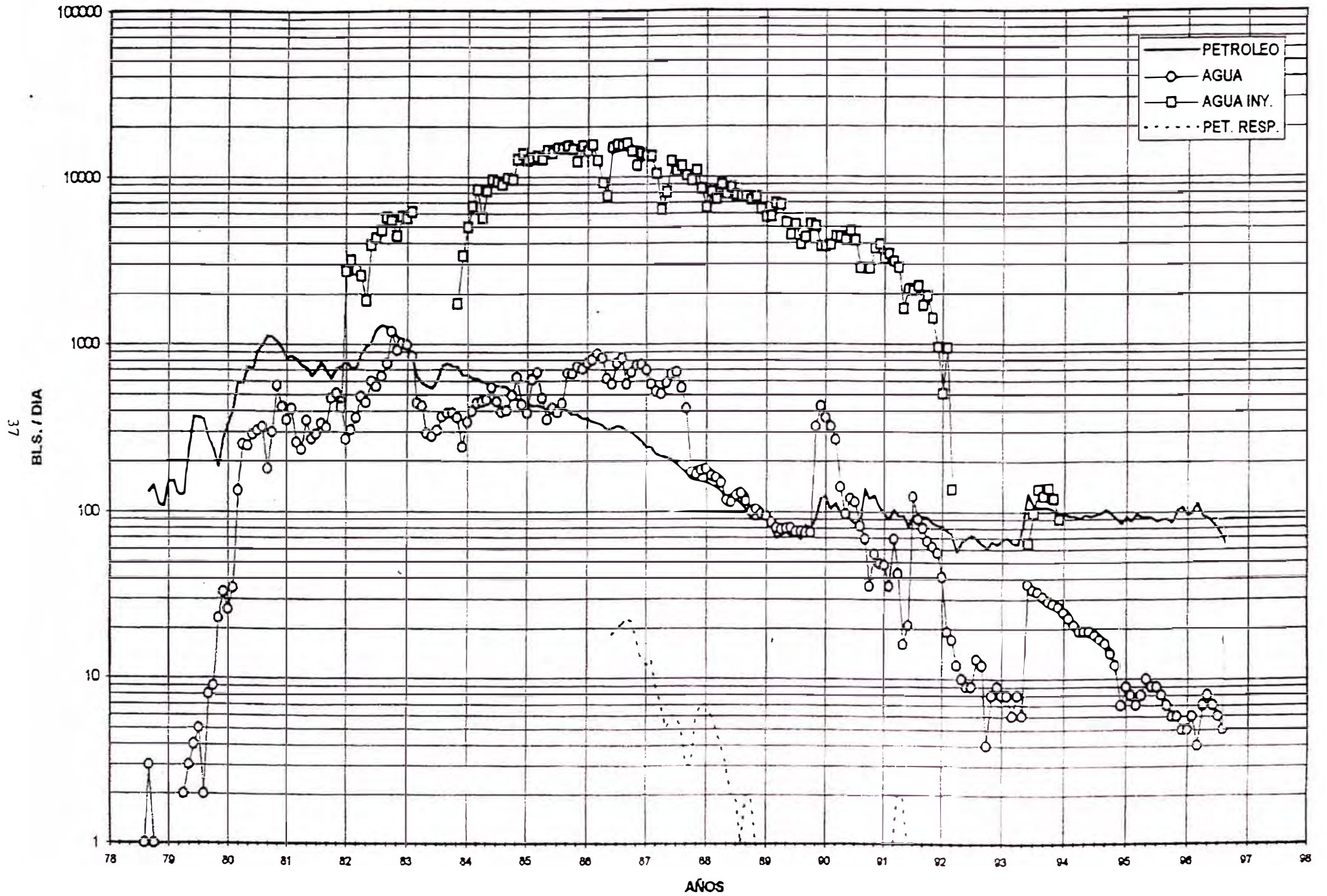


Figura PA-2

PATRIA  
ECHINO

Figura PA-3  
HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION  
CAMPO PATRIA



**TABLA PA - I**  
**EX-LOTE XI**

**CAMPO PATRIA**

**INFORMACION BASICA DE RESERVORIOS**

	FORMACION			TOTAL
	ERI	ERII	EIS	
Area, acres	928	877	466	2,271
Espesor Neto, pies	373	321	157	296
Porosidad, frac.	0.1423	0.1335	0.1233	0.1291
Saturación de Agua, frac.	0.50	0.49	0.49	0.49
F.V.F. Inicial, RB/STB	1.1003	1.1161	1.1319	1.1208
F.V.F. al I.D.I., RB/STB	1.0345	1.0443	1.0541	1.0443
Saturación Residual de Petróleo, frac.	0.26	0.27	0.27	-
Volumen de Petróleo (POIS), MMSTB	174.864	133.230	31.533	339.627
Petróleo Movable, MMSTB	84.567	62.697	14.839	162.102
Petróleo Acumulado a Jul. '96, MMSTB	5.956	4.633	1.112	11.701
Acumulado a Jul. '96, % POIS	3.41	3.48	3.53	3.45
Acumulado a Jul. '96, % Petróleo Movable	7.04	7.39	7.49	7.22



**TABLA PA - II**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO PATRIA**

**INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION**

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLS	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL			
			PRIMARIO	SECUND.	TOTAL	
A	1629.1	1637.9	526.3	8.4	534.7	2164.2
B	4062.4	2755.8	304.7	0.0	304.7	3060.5
C	0	502.6	82.7	0.0	82.7	585.3
D	4068.7	1294	316.0	0.0	316.0	1610.0
E	7587.1	1586.9	456.4	0.0	456.4	2043.3
F	0	76.1	20.8	0.0	20.8	96.9
I	2774.3	462.5	148.0	0.0	148.0	610.5
M	3660.8	981.7	126.9	0.0	126.9	1108.6
O	2102.1	276.4	144.9	0.0	144.9	421.3
<b>TOTAL</b>	<b>25884.5</b>	<b>9573.9</b>	<b>2126.7</b>	<b>8.4</b>	<b>2135.1</b>	<b>11700.6</b>

### **V.3 CAMPO ORGANOS SUR**

El Campo Organos Sur esta ubicado al Sur del Campo Patria, tiene una extensión de 1870 acres. Su desarrollo se inició en 1947, con la perforación de pozos hasta el Echino Repetido I. El desarrollo continuó con la adición de Echino Repetido II, Echino In-Situ, Ostrea y Mogollón. Todas estas formaciones con la excepción de Mogollón estaban consideradas en el contrato de Occidental.

<b><u>FORMACION</u></b>	<b><u>PROFUNDIDAD</u></b>
Echino Repetido I	1000'
Echino Repetido II	2300'
Echino In-Situ	3600'
Ostrea	4100'
Mogollón	5000'

Al tomar las operaciones Occidental, recibió 161 pozos, de los cuales 148 eran productivos, 19 estaban completados en la formación Mogollón y fueron operados por Occidental, por tener en producción formaciones del contrato. La producción diaria de petróleo era de 1,100 BLS y la acumulada de 19,678 MBLS.

La Figura OS-1, muestra el mapa estructural del Campo y la Figura OS-2 es un diagrama donde se muestran los 04 bloques principales (A, C, D y E).

### **GEOLOGIA**

La estratigrafía de Organos Sur, así como Patria y Organos Norte está dominada por la presencia de tres diferentes formaciones, mostrando todas la misma configuración de fósiles. Esta repetición ha sido explicada como el resultado de un fallamiento inverso. Las repeticiones presentan diferencias en las características de las arenas, así como su distribución areal. El Echino Repetido I predomina en la parte norte del campo, es "silty" con baja resistividad; el Echino Repetido II, está presente en todo el campo, es relativamente limpio, con un buen desarrollo de arenas; el Echino In-Situ existe también en todo el campo pero en la parte noroeste del campo, presenta un buen desarrollo de las arenas, pero con tendencia a una baja porosidad; la formación Ostrea aunque no está presente en toda el área, está conformada por una serie de arenas delgadas, intercaladas con largas secciones de lutitas; el Mogollón está presente en la parte suroeste del campo.

## **PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DE RESERVORIO**

Las propiedades de roca reservorio y de fluidos, de las formaciones sometidas a la inyección, son:

### **Fm. Echino In Situ**

Bloque	<b>A</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
Porosidad(%):	12.2	12.3	13.0
Saturación de Agua(%):	49.1	58.9	48.9
Saturación de Pet. Res.(%):	33.0	27.0	30.5
Permeabilidad(md):	NR	NR	NR
Gravedad del Crudo(°API):	33	40	40
F.V.F inicial del Crudo(RB/STB)	1.21	1.16	1.16

### **Fm. Echino Repetido II**

Bloque	<b>A</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
Porosidad(%):	13.7	14.4	13.8
Saturación de Agua(%):	50.2	47.9	48.4
Saturación de Pet. Res.(%):	29.0	30.5	31.0
Permeabilidad(md):	NR	NR	NR
Gravedad del Crudo(°API):	39	40	40
F.V.F inicial del Crudo(RB/STB)	1.13	1.15	1.15

### **Fm. Echino Repetido I**

Bloque	<b>E</b>
Porosidad(%):	15.2
Saturación de Agua(%):	49.0
Saturación de Pet. Res.(%):	NR
Permeabilidad(md):	NR
Gravedad del Crudo(°API):	38
F.V.F inicial del Crudo(RB/STB)	1.08

## **COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION - INYECCION**

La Figura OS-3 es el Historial de Producción-Inyección del Campo.

Debido a la perforación de 71 pozos, durante 1979 a 1982, la producción de petróleo se incrementó hasta  $\pm$  3,300 BPD en Mar.81, en que declina de acuerdo a un reservorio típico de gas en solución. En 1988 la producción declina a  $\pm$  350 BPPD por no efectuarse trabajos de cambio de bomba, por problemas contractuales. A partir de 1989 la producción declina muy lentamente al mejorar las operaciones de producción.

La Inyección de Agua se inició en Jul.81, prácticamente se inundó todo el campo en las formaciones Echino In-Situ y Echino Repetido II. La inyección se suspendió en Mar.96. El máximo volumen de agua inyectada fue de  $\pm$  17,000 BPD durante 1985. El volumen de agua inyectada acumulada es de 45 MMBLS.

El aceite respuesta se detectó a mediados de 1983, incrementándose hasta 80 BPPD en Abr.84. Durante el proyecto fueron identificados únicamente 21 pozos

respuesta, siendo el incremento promedio por pozo de 10 BPD. El acumulado de aceite secundario se estima en 303.0 MBLS.

## **CONCLUSIONES**

En este campo la inyección de agua no fue exitosa por:

- 1) Pobre barrido vertical, por inyectar al mismo tiempo en 02 formaciones con espesores de  $\pm 800'$  y con unidades de diferentes características de roca reservorio.
- 2) Arreglo irregular de las celdas de inyección, lo que no permitió un buen barrido horizontal.
- 3) Falta de inversión para controlar en los inyectores arenas de alta inyectividad, lo que ocasionó una rápida irrupción de agua en los productores.

La Tablas OS-I es la Información Básica por Bloque, para la Formaciones Echino Repetido II y Echino In-Situ.

La Tabla OS-II es la Información por Bloque de producción-Inyección durante el contrato de Occidental.

La Tabla OS-III, es la información del Cálculo Volumétrico por bloque.

La tabla OS-IV es el Porcentaje de Llenado y Porcentaje de Recuperación por bloque.

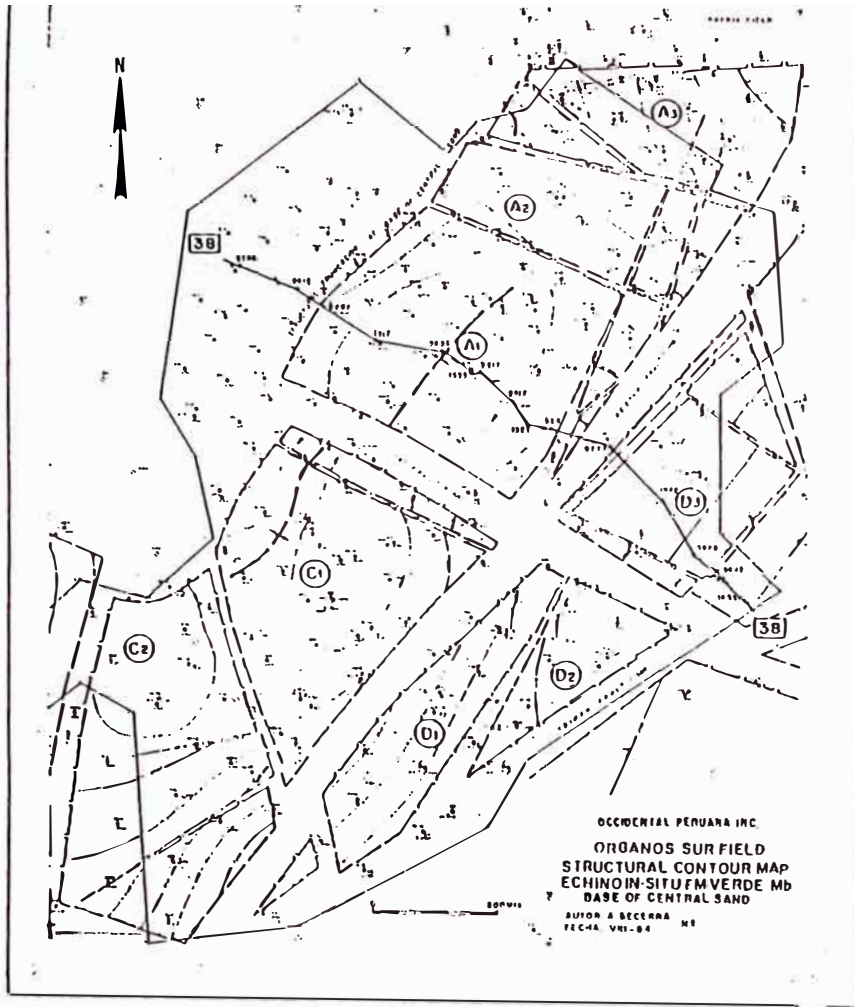
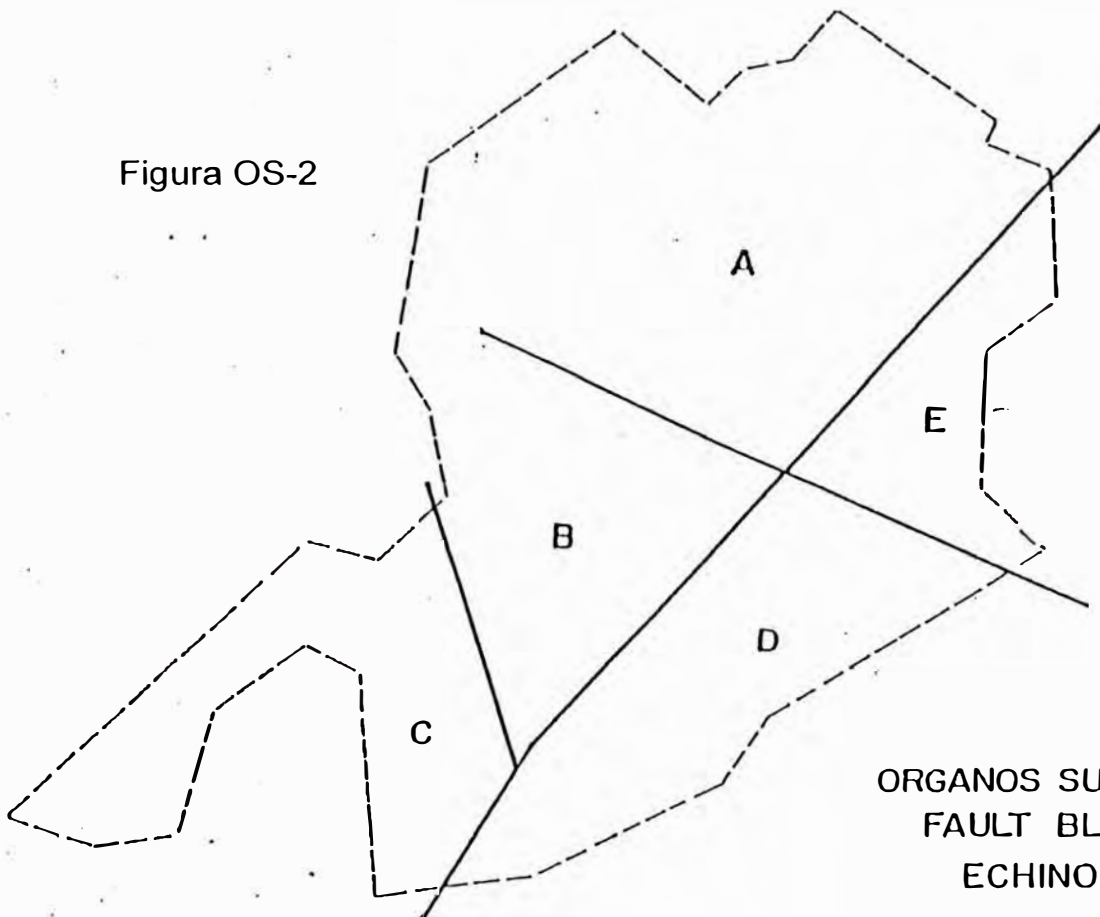
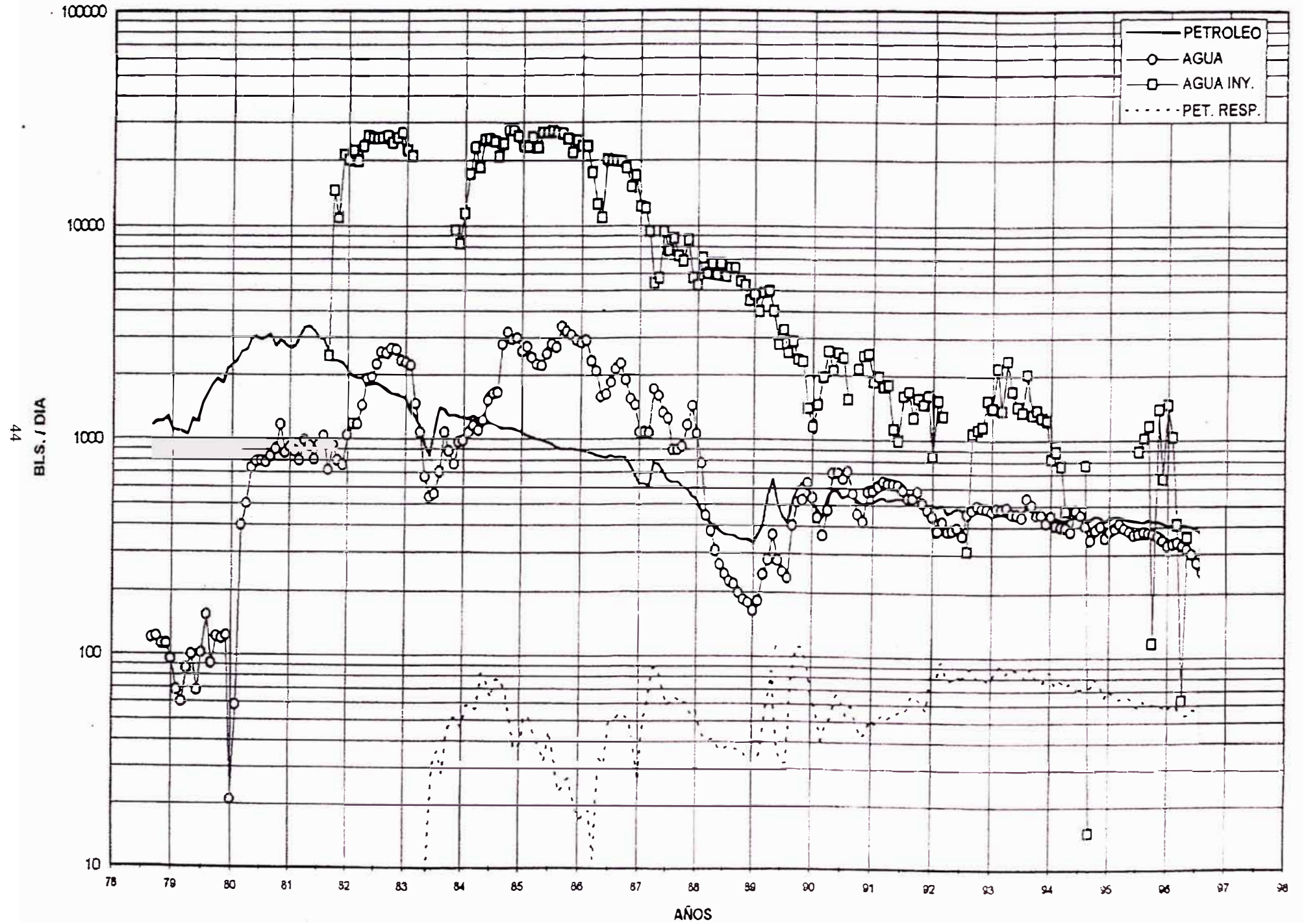


Figura OS-1

Figura OS-2



# HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION CAMPO ORGANOS SUR



**TABLA OS - I  
EX-LOTE XI  
CAMPO ORGANOS SUR  
INFORMACION BASICA DE RESERVORIO**

<u>FORMACION</u>	<u>BLOQUE</u>	<u>AREA</u> <u>ACRES</u>	<u>AR. NET.</u> <u>PIES</u>	<u>POROSID</u> <u>frac.</u>	<u>SW</u> <u>frac.</u>	<u>BOI</u> <u>RB/STB</u>	<u>BO @ IDI</u> <u>RB/STB</u>	<u>SOR</u> <u>frac.</u>	<u>PETROLEO</u>		<u>PROD. ACUM.</u> <u>JUL. 1996</u> <u>MMBLS</u>	<u>ACUMUL./</u> <u>IN SITU</u> <u>%</u>	<u>ACUMUL./</u> <u>MOVIBLE</u> <u>%</u>
									<u>IN SITU</u> <u>MMSTB</u>	<u>MOVIBLE</u> <u>MMBLS</u>			
ECHINO REP. II	A	349	372	0.1372	0.5016	1.1289	1.0416	0.2900	61.009	25.510	3.852	6.31	15.10
	C	396	432	0.1443	0.4790	1.1289	1.0681	0.3050	88.385	36.643	4.974	5.63	13.57
	D	243	392	0.1389	0.4848	1.1289	1.0780	0.3100	46.845	18.658	1.748	3.73	9.37
	E	208	305	0.1394	0.5388	1.1400	1.0700	0.3000	27.756	9.701	0.166	0.60	1.71
	<b>TOTAL</b>	<b>1,196</b>	<b>219</b>	<b>0.1337</b>	<b>0.4335</b>	<b>1.1391</b>	<b>1.0509</b>	<b>0.3250</b>	<b>135.112</b>	<b>90.513</b>	<b>10.740</b>	<b>7.95</b>	<b>11.87</b>
ECH. IN SITU.	A	523	200	0.12160	0.4915	1.2013	1.0924	0.3300	41.769	14.662	1.159	2.77	7.90
	C	358	188	0.12360	0.5897	1.1611	1.0760	0.2700	22.806	7.798	1.401	6.14	17.97
	D	246	258	0.13000	0.4883	1.1612	1.0810	0.3050	28.207	11.394	1.908	6.76	16.75
	<b>1,127</b>	<b>209</b>	<b>0.1244</b>	<b>0.5188</b>	<b>1.2013</b>	<b>1.0924</b>	<b>0.3061</b>	<b>92.782</b>	<b>33.855</b>	<b>4.468</b>	<b>4.82</b>	<b>13.20</b>	
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>2,323</b>							<b>227.894</b>	<b>124.368</b>	<b>15.208</b>	<b>6.67</b>	<b>12.23</b>	

**TABLA OS - II**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO ORGANOS SUR**

**INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION**

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLs	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL		TOTAL	
			PRIMARIO	SECUND.		
AS	-	916	131	-	131	1,047
A1	12,743	3,465	1,245	59	1,303	4,768
A2	4,526	577	415	4	419	996
A3	2,561	-	196	-	196	196
BS	-	1,551	256	-	256	1,807
C1	7,759	3,720	1,183	57	1,240	4,960
C2	5,218	2,501	582	52	634	3,134
DS	-	338	35	-	35	373
D1	4,163	2,658	817	56	874	3,532
D2	2,720	559	336	48	384	943
D3	4,124	1,958	732	5	738	2,695
E	1,179	21	142	-	142	163
ES	-	1,213	174	-	174	1,387
G	-	203	106	-	106	309
TOTAL	44,994	19,678	6,351	281	6,632	26,310

NOTA : BLOQUE "S" SE REFIERE A LA FORMACION ERI



**EX-LOTE XI**  
**CAMPO ORGANOS SUR**  
**CALCULO VOLUMETRICO**

BLOQUE	FORMACION	AREA	AR. NET	POROSID.	SW	0AH	Sw AxH	A x H	VOL. POROSO	BOI	POIS	SOR	SOR x A x H	PETROLEO
		ACRES	PIES			ACRE-PIE	ACRE-PIE	ACRE-PIE	MBSL	RB/STB	MBSL		ACRE-PIE	MOVIBLE
														MBSL
A1	ECHINO REP. II	100	391	0.1330	0.4870	5,200.3	19,041.7	39,100	40,343.9	1.1289	18,333.3	0.290	11,339.0	7,969.4
A2		209	370	0.1400	0.5040	10,826.2	38,974.3	77,330	83,989.7	1.1289	36,902.2	0.290	22,425.7	15,326.3
A3		37	333	0.1330	0.5270	1,638.7	6,493.2	12,321	12,713.0	1.1289	5,326.6	0.290	3,573.1	2,060.8
A4		3	386	0.1410	0.5640	163.3	653.1	1,158	1,266.7	1.1289	489.2	0.290	335.8	163.8
		349	372	0.1372	0.5016	17,828.5	65,162.3	129,909	138,313.3	1.1289	61,051.3	0.290	37,673.6	25,520.4
A1	ECHINO INSITU	273	168	0.1200	0.4790	5,503.7	21,968.9	45,864	42,697.5	1.2013	18,517.8	0.330	15,135.1	6,788.7
A2		135	266	0.1220	0.5020	4,381.0	18,026.8	35,910	33,988.0	1.2013	14,089.7	0.330	11,850.3	4,753.2
A3		115	197	0.1240	0.5000	2,809.2	11,327.5	22,655	21,793.9	1.2013	9,071.0	0.330	7,476.2	3,084.1
		523	200	0.1216	0.4915	12,693.9	51,323.2	104,429	98,479.4	1.2013	41,678.5	0.330	34,461.6	14,626.0
TOT. ECH. REP II + ECH. INS		872	572			30,522.4	116,485.5	234,338	236,792.7		102,729.8		72,135.2	40,146.4
C	ECHINO REP. II	396	432	0.1443	0.4790	24,685.7	81,943.5	171,072	191,511.6	1.1289	88,384.7	0.305	52,177.0	36,643.2
C1	ECHINO INSITU	199	192	0.1213	0.5810	4,634.6	22,198.8	38,208	35,955.5	1.1611	12,975.1	0.270	10,316.2	4,614.0
C2		159	184	0.1267	0.6010	3,706.7	17,582.9	29,256	28,756.9	1.1611	9,882.0	0.270	7,899.1	3,194.9
		358	188	0.1236	0.5897	8,341.4	39,781.7	67,464	64,712.3	1.1611	22,857.1	0.270	18,215.3	7,809.0
TOT. ECH. REP II + ECH. INS		754	620			33,027.1	121,725.2	238,536	256,223.9		111,241.8		70,392.2	44,452.2
D1	ECHINO REP. II	16	281	0.1285	0.4190	577.7	1,883.8	4,496	4,482.1	1.1289	2,306.7	0.310	1,393.8	1,076.0
D2		72	477	0.1413	0.4960	4,852.8	17,034.6	34,344	37,648.1	1.1289	16,808.1	0.310	10,646.6	6,469.8
D3		96	361	0.1325	0.4790	4,591.9	16,600.2	34,656	35,624.1	1.1289	16,440.9	0.310	10,743.4	6,658.4
D4		59	370	0.1476	0.4900	3,222.1	10,696.7	21,830	24,997.1	1.1289	11,292.9	0.310	6,767.3	4,428.6
		243	392	0.1389	0.4848	13,244.6	46,215.4	95,326	102,751.4	1.1289	27,733.8	0.310	29,551.1	18,632.7
D1	ECHINO INSITU	70	236	0.1273	0.4950	2,103.0	8,177.4	16,520	16,315.0	1.1612	7,095.3	0.305	5,038.6	2,810.0
D2		48	265	0.1366	0.5020	1,737.6	6,385.4	12,720	13,479.9	1.1612	5,781.1	0.305	3,879.6	2,240.5
D3		128	268	0.1289	0.4800	4,421.8	16,465.9	34,304	34,304.2	1.1612	15,361.9	0.305	10,462.7	6,351.5
		246	258	0.1300	0.4883	8,262.3	31,028.8	63,544	64,099.2	1.1612	28,238.3	0.305	19,380.9	11,402.0
TOT. ECH. REP II + ECH. INS		489	651			21,506.9	77,244.1	158,870	166,850.6		55,972.1		48,932.0	30,034.8
E1	ECHINO REP. II	172	313	0.1400	0.5400	7,537.0	29,071.4	53,836	58,472.4	1.1400	23,594.1	0.300	16,150.8	8,206.6
E2		23	258	0.1348	0.5400	799.9	3,204.4	5,934	6,205.6	1.1400	2,504.0	0.300	1,780.2	871.0
E3		13	286	0.1373	0.5200	510.5	1,933.4	3,718	3,960.3	1.1400	1,667.5	0.300	1,115.4	625.3
		208	305	0.1394	0.5388	8,847.4	34,209.2	63,488	68,638.3	1.1400	27,765.6	0.300	19,046.4	9,702.9
TOTAL E.R. II		1,196	384	0.1405	0.4949	64,606.2	227,530.3	459,795	501,214.6	1.1400	204,935.5	0.301	138,448.0	90,499.2
TOTAL E. INS		1,127	209	0.1244	0.5188	29,297.6	122,133.6	235,437	227,290.9	1.2013	92,773.8	0.306	72,057.8	33,837.0
TOTAL ORGANOS SUR		2,323							728,505.5		297,709.3			124,336.2

TABLA OS - IV

EX-LOTE XI

CAMPO ORGANOS SUR

CALCULO DE LLENADO Y PORCENTAJE DE RECUPERACION

BLOQUE	FORMACION	I.D.I.*	ACUMULADO I.D.I.		BO @ IDI RB/STB	VOLUMEN POROSO MBLS	VOLUMEN LIBRE MBLS	ACUMULADO MBLs			INYECCION NETA MBLS	% LLENADO	% VOL. POROS INYECCION	% RECUPER.
			MBLS					PRODUCCION JUL. '96		INYECCION JUL. '96				
			PETROLEO	AGUA				PETROLEO	AGUA					
A	ECHINO REP. II	08/81	2,993	371	1.0416	138,313.3	8,562.8	3,852	1,794					
	ECHINO INSITU	08/81	901	112	1.0924	98,479.4	5,635.0	1,159	540					
	TOT. ECH. REP. II + ECH. INS		3,894	483		236,792.7	14,197.8	5,011	2,334	19,830	16,862	118.76	7.12	4.8778
C	ECHINO REP. II	08/81	4,000	274	1.0681	191,511.6	9,920.2	4,974	1,753					
	ECHINO INSITU	09/81	1,126	77	1.0760	64,712.3	3,233.7	1,401	494					
	TOT. ECH. REP. II + ECH. INS		5,126	351		256,223.9	13,153.9	6,375	2,247	12,978	9,833	74.75	3.84	5.7308
D	ECHINO REP. II	09/81	1,137	138	1.0780	102,751.4	2,775.3	1,748	912					
	ECHINO INSITU	09/81	1,240	150	1.0810	64,099.2	3,755.2	1,908	992					
	TOT. ECH. REP. II + ECH. INS		2,377	288		166,850.6	6,530.5	3,656	1,904	11,007	8,112	124.22	4.86	6.5318
E	ECHINO REP. II	09/81	74	50	1.0700	68,638.3	1,780.8	166	177	1,179	960	46.60	1.40	0.5979

\*I.D.I. = Inicio de Inyección

#### **V.4 CAMPO SOMATITO**

El Campo de Somatito ubicado al norte del Campo de Zapotal tiene una extensión de 2,705 acres y en el contrato de Occidental 02 formaciones productivas fueron consideradas.

<b>FORMACION</b>	<b>PROFUNDIDAD</b>
Echino	2300'
Ostrea	3200'

Al tomar las operaciones Occidental existían 108 pozos, de los cuales 79 eran activos. La mayoría de los pozos fueron perforados durante los periodos 1952-1958 y 1966-1971 con perforación rotaria.

La producción acumulada de petróleo al inicio del contrato era de 10,904 MBLS y la producción diaria de 830 BLS.. La mayor producción es de la formación Echino.

#### **GEOLOGIA ESTRUCTURAL**

El Yacimiento Somatito se encuentra estructuralmente ubicado en la parte Noreste del alto de El Alto, limitando por el Norte con el Yacimiento de Laguna Norte, por el Sur con el Yacimiento de Zapotal separado por la Falla "Somatito Zapotal", por el Este con el Yacimiento de Laguna separado por la Falla "Somatito" y por el Oeste con los Yacimientos de Ballena y Organos Sur separado por la Falla "Taiman".

Estructuralmente este campo es muy complejo, por que es un anticlinal en la parte Sur y que además está intensamente fallado.

Este Yacimiento ha sido naturalmente dividido en 5 grandes bloques (A, B, C, D y E) producto de la intersección de fallas, así tenemos que la Falla "G" que tiene un salto que oscila entre 400 a 250 pies de salto aproximadamente cruza el Yacimiento longitudinalmente con una dirección Noreste - Suroeste, se intercepta transversalmente con la Falla "J" de 200 a 300 pies de salto aproximadamente y con la Falla "M" que tiene 600 pies de salto aproximadamente.

La formación Echino está presente en todo el campo; la formación Ostrea está presente en la parte este del campo.

La Figura SO-1 es el mapa estructural del Campo y la Figura SO- 2 es un diagrama donde se muestran los bloques que lo conforman.

## COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION - INYECCION

La Figura SO-3 es el Historial de Producción-Inyección del Campo.

Occidental perforó 01 pozo en 1978, 48 pozos en 1979 y 44 pozos en 1980. Posteriormente perforó 29 pozos en 1981 y 09 pozos en 1982. Al negociar el contrato en 1989, perforó 04 pozos en el Sub-Bloque B1. En total perforó 135 pozos.

Debido a la perforación, la producción de petróleo se incrementó hasta 2,100 BPD en Abr.80. Al suspenderse la inyección en el periodo Feb.-Ago. 83, por el problema de "El Niño", la producción declinó de 1,600 a 1,200 BPD. Al reiniciarse la inyección, la producción se incrementó hasta 1,600 BPD en Ago. 85 por efecto del aceite secundario. Al reducirse el volumen de agua inyectada a partir de Ene. 86, con la finalidad de reducir la presión de inyección y evitar problemas de casing colapsado, la producción disminuye, al declinar el aceite secundario. Durante 1989, la producción se estabiliza en  $\pm 850$  BPD por efecto de la estabilización del aceite secundario y a la perforación de 04 pozos en el Sub-Bloque "B1". A partir de 1990, el aceite secundario disminuye y por consiguiente la producción total, al reducirse el volumen de agua inyectada de  $\pm 12,000$  BPD en Feb. 89 a  $\pm 7,000$  BPD durante 1990 y 1991. La producción declina en este periodo de 1,100 BPD a 600 BPD. La producción se mantiene casi constante de 1993 a 1995 al ponerse a desfogar algunos inyectoras para luego ser convertidos a productores. La producción del Campo Somatito proviene principalmente del Bloque "B".

En Feb.80 se llevó a cabo un proyecto piloto de inyección de agua por el pozo 9019. Un total de 158 MBLs fueron inyectados en la formación Echino (64 MBLs) y Ostrea (94 MBLs). Las pruebas mostraron que el Echino tenía mejores características de inyectividad que el Ostrea.

Se considera que el inicio de la inyección ocurrió en Ago.80, alcanzando un volumen diario de 30,000 BLS en los primeros meses de 1982. En Febrero-Agosto de 1983, la inyección fue suspendida por el problema de "El Niño". A fines de 1985 se inyecta en promedio  $\pm 40,000$  BAPD. Posteriormente el volumen de inyección fue reducido con la finalidad de evitar problemas de casing colapsado, reducir la presión de inyección y a que se suspendió la inyección en el sub-bloque SO-C2 (Abr.87), que no mostraba ninguna o pobre respuesta a la inyección de agua, alcanzando un promedio de  $\pm 7,000$  BPD durante 1990 y 1991. En Abril y Mayo de 1992, la inyección fue suspendida por problemas de lluvias; muchos inyectoras se ponen a desfogar para recuperar petróleo. Durante 1992 hasta 1994, se inyecta  $\pm 3,500$  BPD. Durante 1995, se reduce la inyección en  $\pm 1,500$  BPD al incrementarse el número de pozos en desfogue.

La primera respuesta a la inyección se observó en el Sub-Bloque "B1", en Ene.81, después de 06 meses de iniciada la inyección, alcanzando una producción de  $\pm 500$  BPD en Jun.82. Al suspenderse la inyección en 1983, declina hasta 240 BPD a fines de 1983. Al reiniciarse la inyección, el aceite respuesta se incrementa hasta  $\pm 800$  BPD en Set. 85, siendo el volumen de agua inyectada de  $\pm 40,000$  BPD. El aceite respuesta se ve afectado por la reducción del agua inyectada a partir de

Ene. 86. Durante 1988 a 1989 el aceite respuesta representa cerca del 65 % de la producción total. De Feb.91 hasta Jul.97, la producción declina de 370 BPD a 122 BPD. Se estima un acumulado de 2.4 MMBLS de aceite secundario. El mayor aporte del aceite secundario es del Sub-Bloque "B1".

Las Figuras SO-B1-4 y SO-B1-5 son ejemplos del comportamiento productivo de los pozos respuesta.

Las Figuras SO-B1-6 y SO-B1-7 son el mapa estructural y una sección transversal del campo donde se muestra la buena y mala comunicación entre los pozos.

La Tabla SO-I es la Información Básica de Reservorio.

La Tabla SO-II es la información por Bloque de Producción e Inyección durante el contrato de OXY.

La Tabla SO-III es el Cálculo Volumétrico por Sub-Bloques.

La Tabla SO-IV es el Cálculo de Llenado del Reservorio y Porcentajes de Recuperación por Sub-Bloques

## **CONCLUSIONES**

### **BLOQUE A**

Este bloque no respondió a la inyección de agua por:

- 1) Rápida intrusión del agua inyectada en los pozos productores, por estar ubicados los inyectores y productores en la tendencia preferencial de la permeabilidad. Pobre barrido areal y vertical.
- 2) Mayor saturación de agua que el Bloque "B", por tener menor permeabilidad y estar ubicado estructuralmente más bajo que el Bloque "B".
- 3) Alta desviación de los pozos nuevos, lo que implica una corta distancia en el reservorio, entre pozos inyectores y productores

### **SUB- BLOQUE B-1**

La buena respuesta a la inyección de agua se debe principalmente a:

- 1) Buena recuperación primaria.
- 2) Buena relación de pozos inyectores a productores (1.12 en Diciembre 1992).
- 3) Buena comunicación y continuidad de la formación Echino entre los pozos inyectores y productores.
- 4) Buena distribución del agua inyectada y por consiguiente un buen barrido vertical en la mayoría de los pozos inyectores.

## **SUB-BLOQUE B2**

- 1) Sub-bloque con baja respuesta a la inyección de agua, por tener 01 pozo inyector, pobre barrido

## **SUB-BLOQUE B3**

- 1) Este sub-bloque no tuvo mejor respuesta a la inyección de agua, por la baja relación de pozos inyectores a productores (0.55), por lo que el volumen de agua inyectada no fue la más óptima.
- 2) Faltó un mayor control para aislar arenas de alta inyectividad.

## **SUB-BLOQUE C1**

Este Sub-Bloque, no respondió a la inyección de agua, por la falta de un mejor control de las arenas de alta inyectividad.

## **SUB-BLOQUE C2**

Este sub-bloque no respondió a la inyección por :

- 1) Rápida canalización del agua inyectada.
- 2) Falta de control de la inyectividad.
- 3) Pobre recuperación primaria.
- 4) Problema mecánico del pozo productor 9602

## **SUB-BLOQUE D1.**

En este sub-bloque, no se observó ninguna respuesta a la inyección, debido a la rápida canalización del agua inyectada y a la falta de un mayor control de la inyectividad.

## **SUB-BLOQUE D2**

La baja producción obtenida en la completación y durante la vida productiva de los pozos nuevos, confirman que la recuperación primaria es pobre en este sub-bloque.

### **SUB-BLOQUE D3**

Debido a la baja recuperación primaria, antes del inicio de la inyección y probablemente a que se encuentra en un área de alta saturación de agua, no se ha detectado ninguna respuesta a la inyección.

### **SUB-BLOQUE D4**

Este sub-bloque no estaba desarrollado al inicio del contrato de Occidental.

El productor 10136, que está ubicado en la parte alta del sub-bloque, es que tiene mejor acumulado de petróleo (23,235 BLS), mientras que el 10539, ubicado en la parte baja, acumuló únicamente 9867 BLS. En este sub-bloque se han estimado 1,969 BLS de aceite secundario.

Este bloque no reaccionó a la inyección de agua por :

- 1) Por estar ubicado en un área de baja recuperación de petróleo.
- 2) Rápida canalización del agua de inyección.
- 3) Falta de un mayor control en la inyectividad.

### **SUB-BLOQUE E1**

En este sub-bloque, el principal problema fue la rápida canalización del agua inyectada y falta de control de la inyectividad. No se asigna aceite secundario a este sub-bloque.

### **SUB-BLOQUE E2**

En este sub-bloque no se inyectó agua.

### **SUB-BLOQUE E3**

Este sub-bloque, no respondió a la inyección de agua satisfactoriamente, por la rápida canalización del agua en el productor 10142.

La performance de la inyección se considera mala, al atribuirse al aceite secundario únicamente 15.7 MBLS de un acumulado total de 306.5 MBLS.

### **SUB-BLOQUE E5**

Este sub-bloque está ubicado en la parte baja del bloque, en los límites con el área que no es económica para el desarrollo del Echino, lo cual es confirmado por la baja recuperación primaria, de los 03 pozos que lo conforman.

No se observó ninguna respuesta a la inyección de agua, en los productores 2162 y 2436, ubicados en la parte baja del sub-bloque.

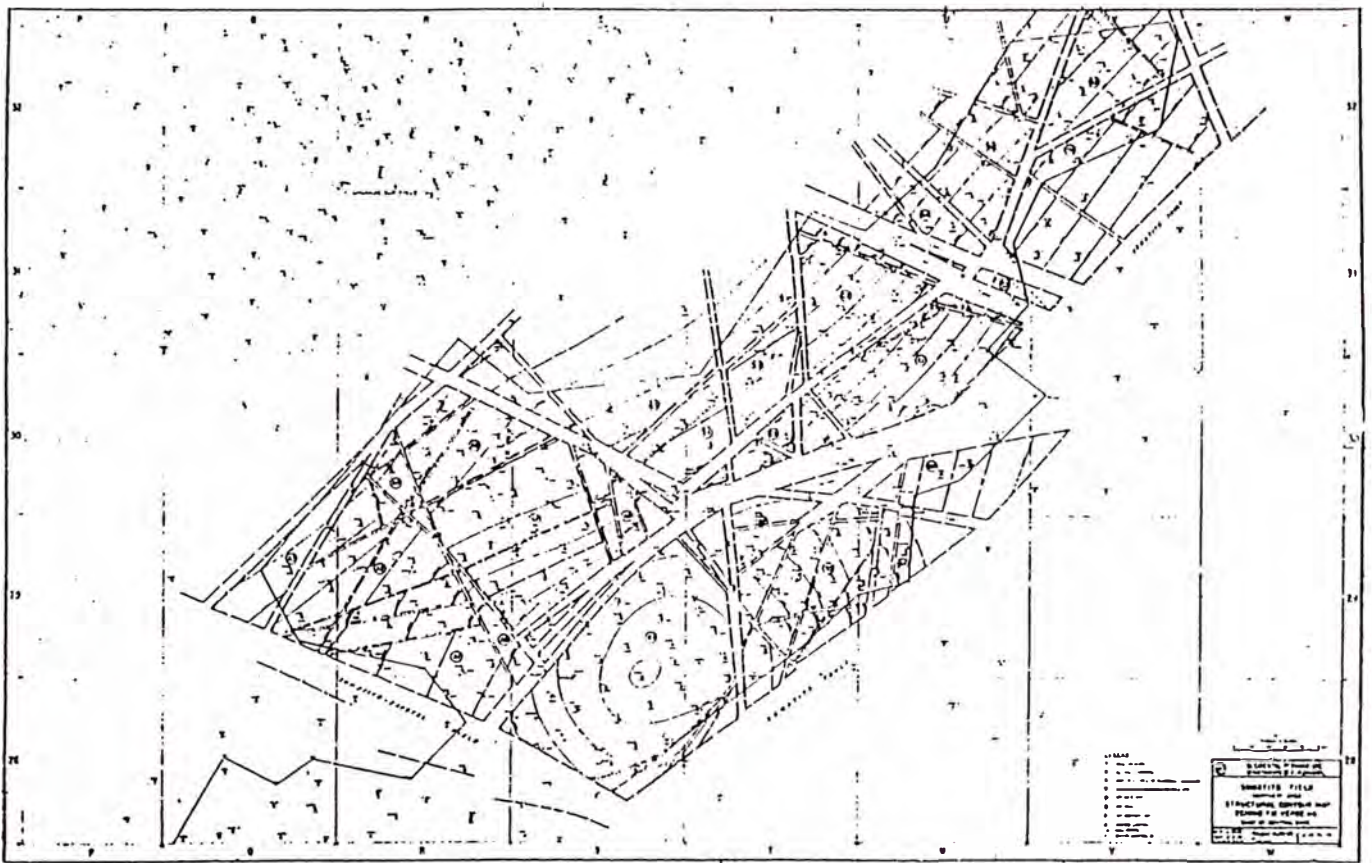
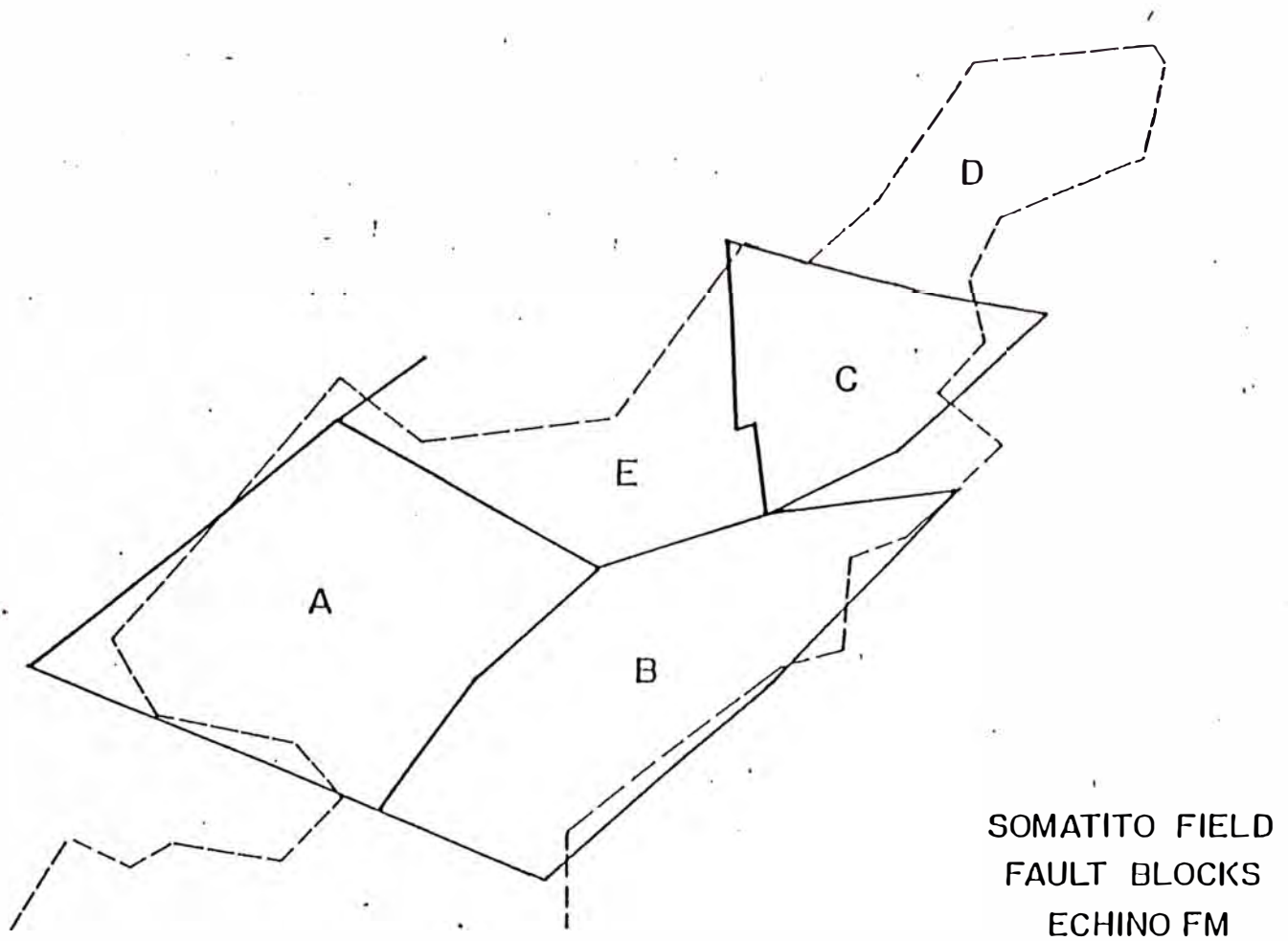


Figura SO-1

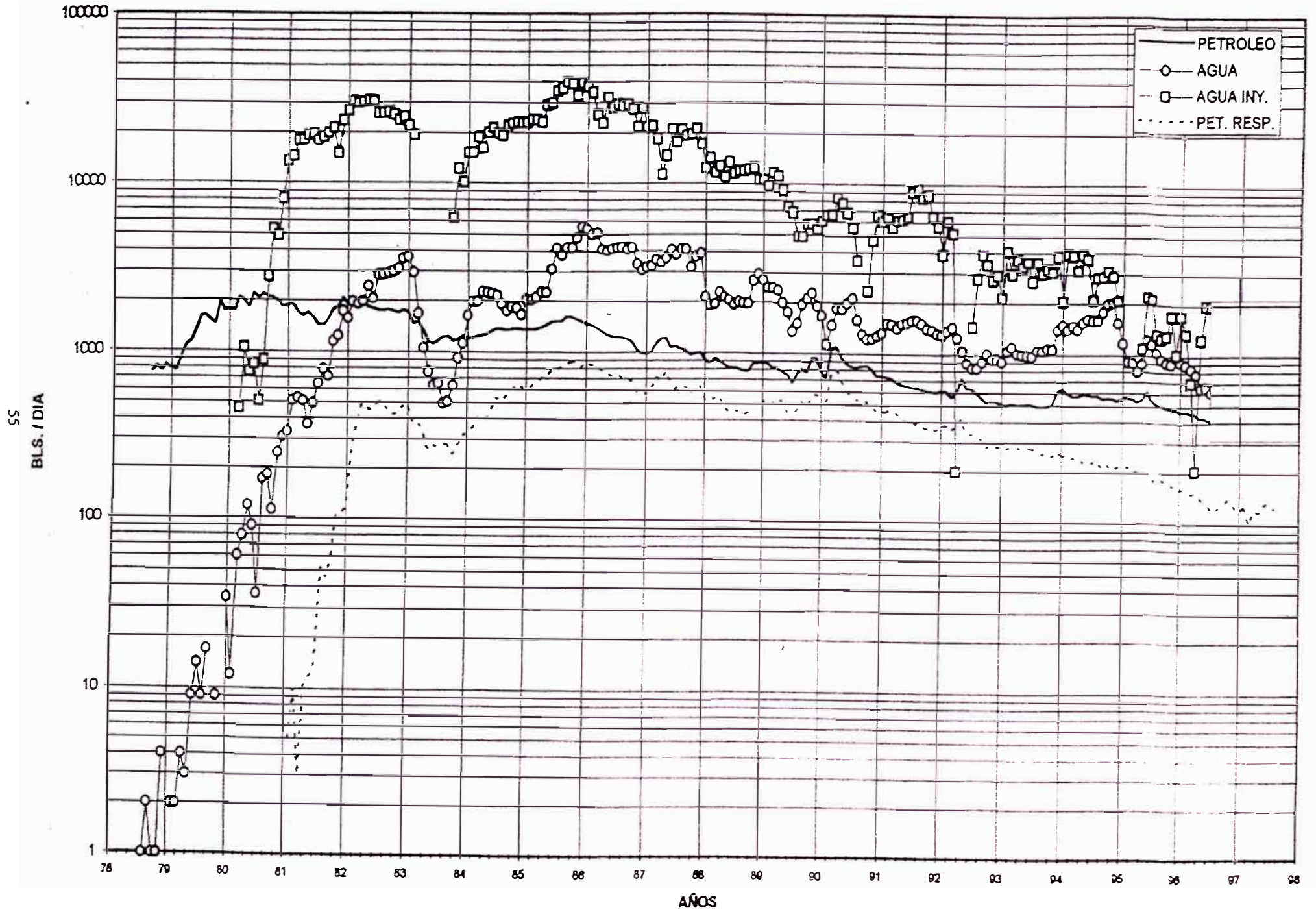


SOMATITO FIELD  
FAULT BLOCKS  
ECHINO FM

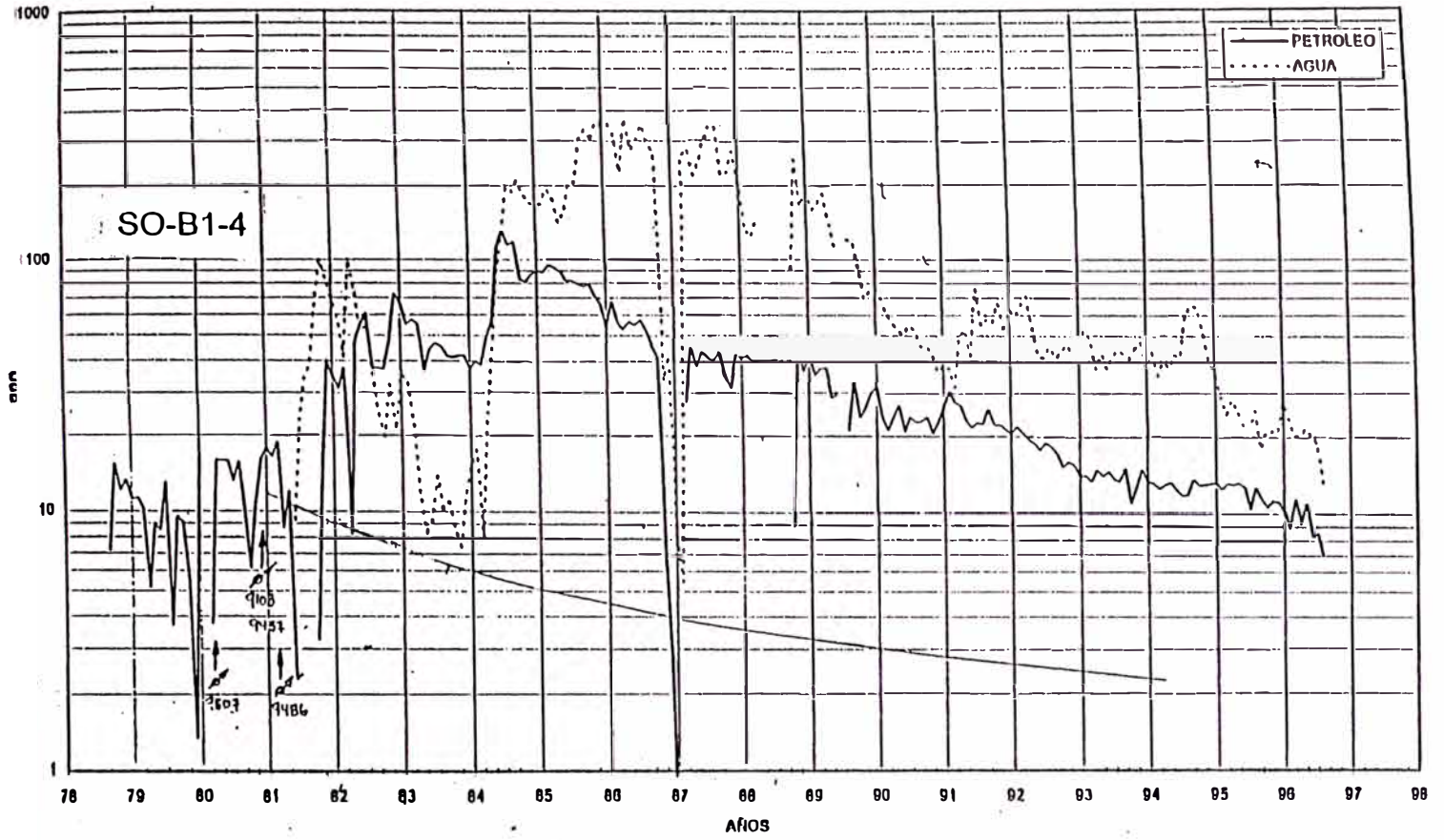
Figura SO-2



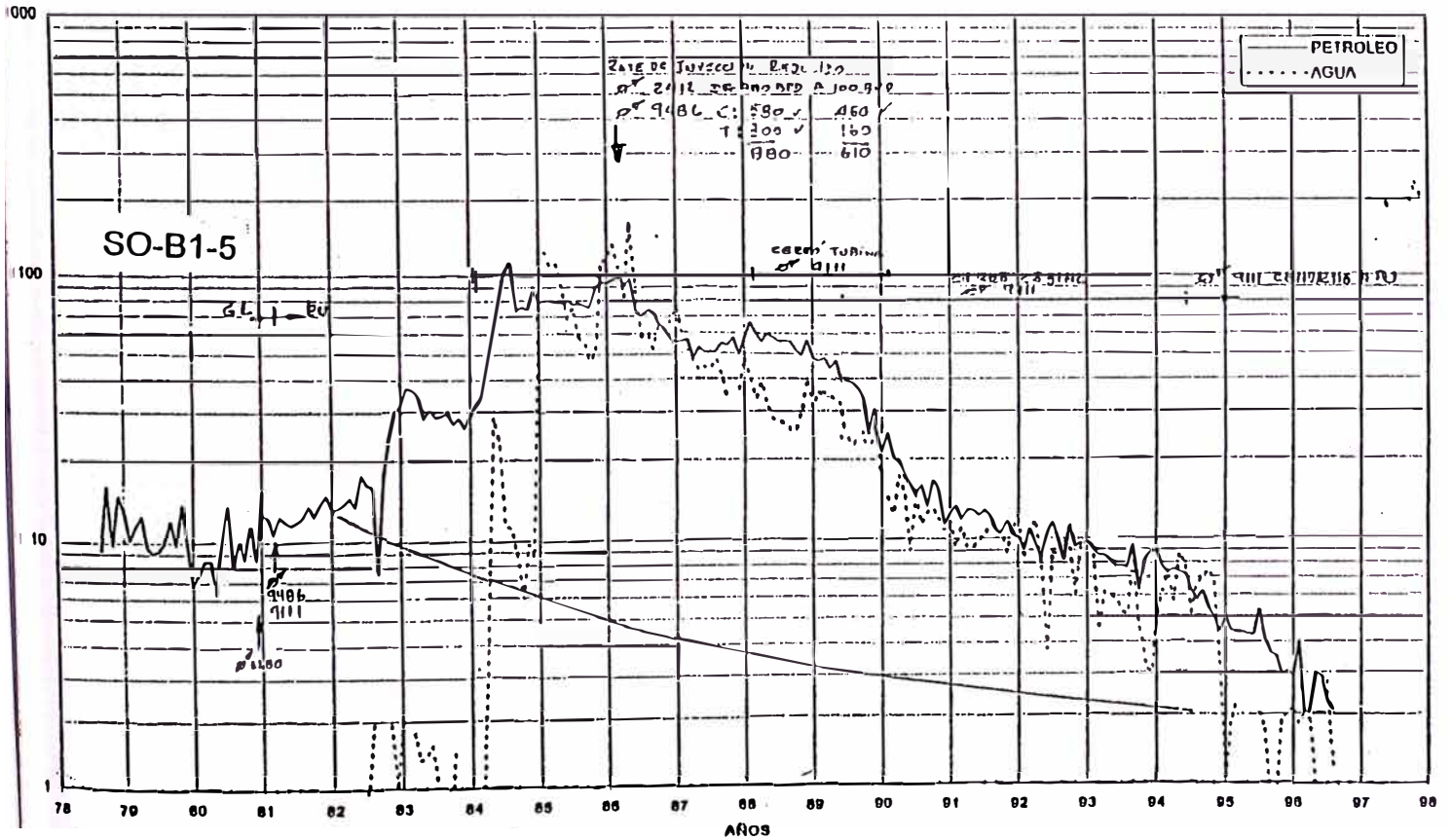
Figura SO-3  
HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION  
CAMPO SOMATITO

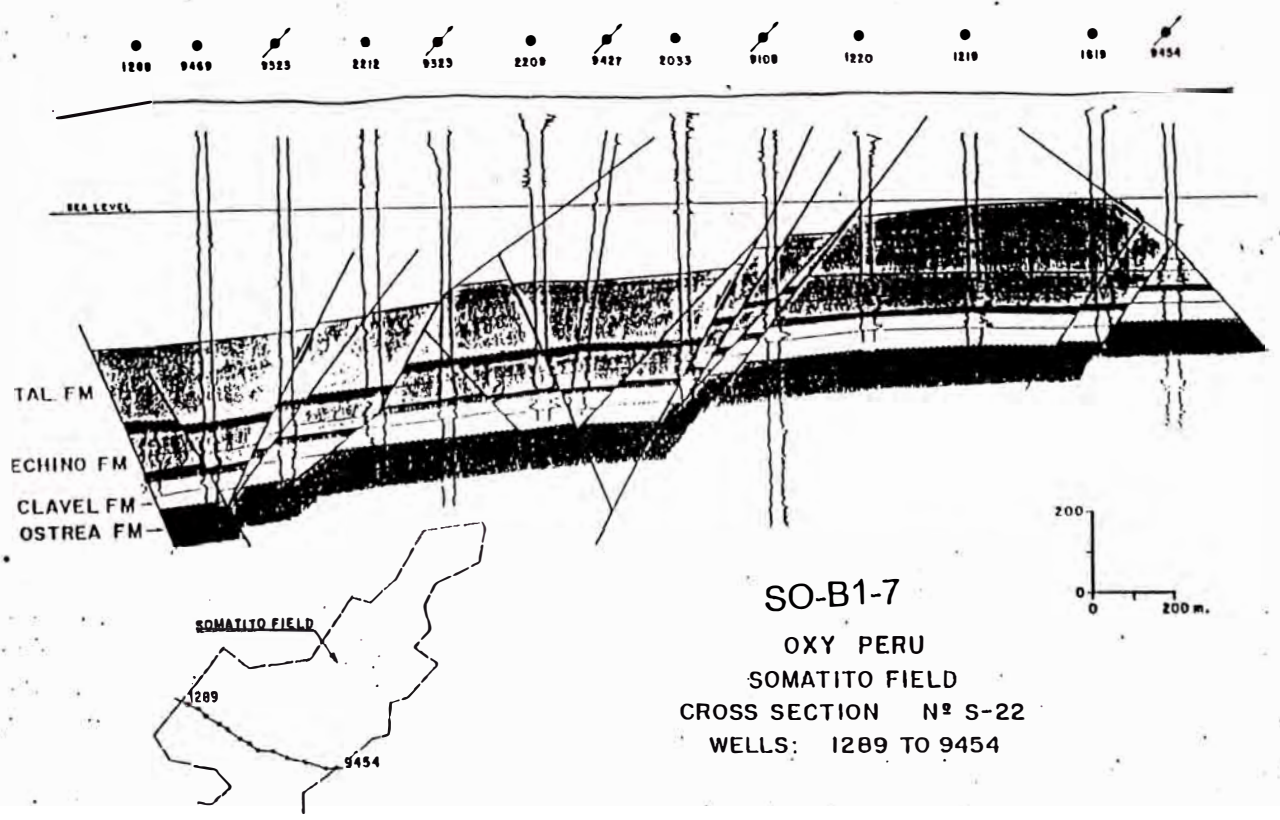
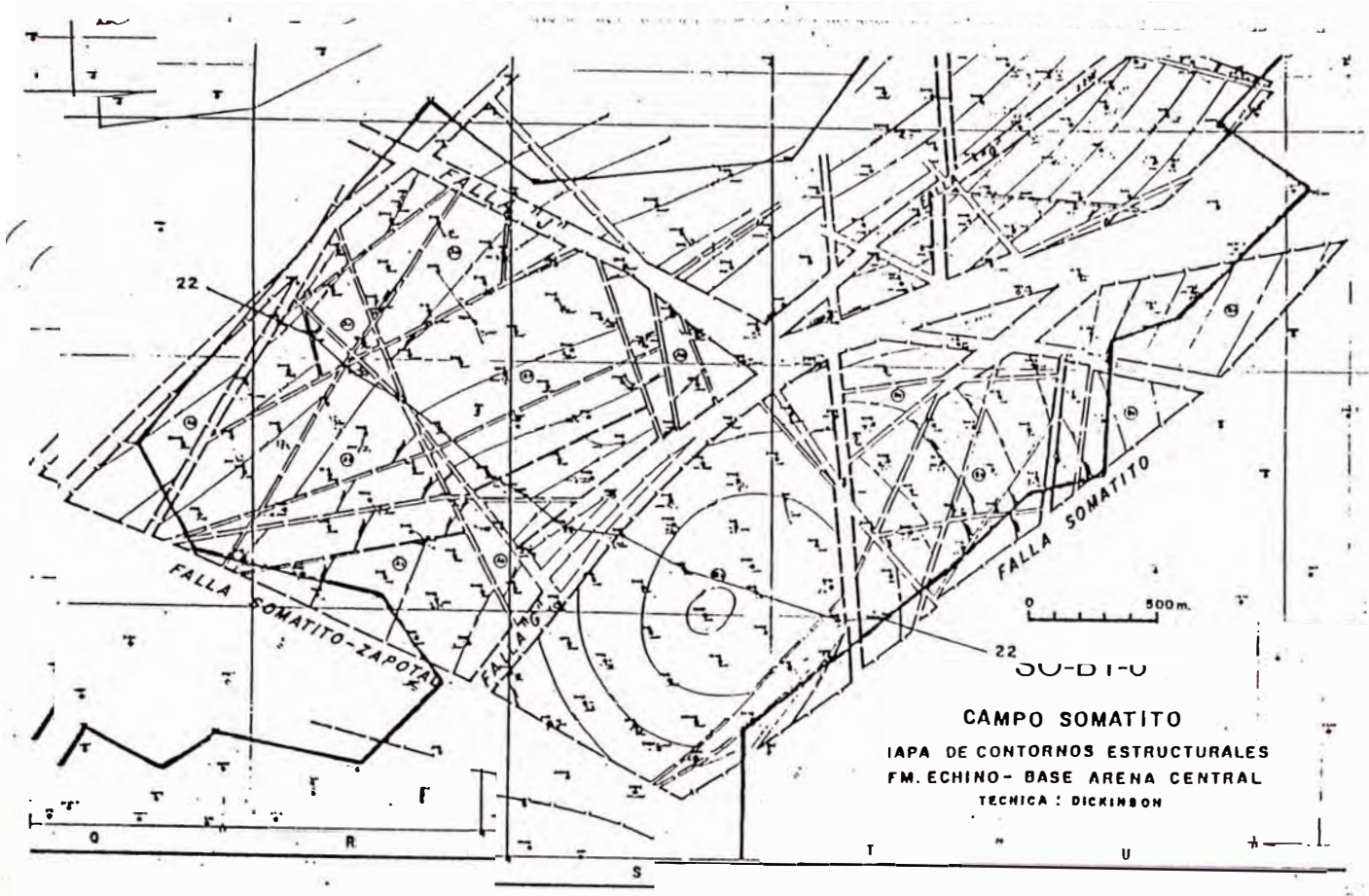


HISTORIA DE PRODUCCION POZO 1220  
BLOQUE B1 - SOMATITO



HISTORIA DE PRODUCCION POZO 1112  
BLOQUE B1 - SOMATITO





**TABLA SO - I  
EX-LOTE XI**

**CAMPO SOMATITO**

**INFORMACION BASICA DE RESERVORIOS**

**FORMACION ECHINO INSITU**

	<b>BLOQUE</b>					<b>TOTAL</b>
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	
Area, acres	602	516	235	269	251	1,873
Espesor Neto, pies	337	249	202	270	219	270
Porosidad, frac.	0.1370	0.1451	0.1295	0.1351	0.1359	0.1380
Saturación de Agua, frac.	0.4814	0.3534	0.4454	0.5209	0.5492	0.4586
F.V.F. Inicial, RB/STB	1.1500	1.1208	1.1339	1.1383	1.1289	1.1500
F.V.F. al I.D.I., RB/STB	1.0640	1.0520	1.0389	1.0428	1.0428	1.0560
Saturación Residual de Petróleo, frac.	0.363	0.392	0.374	0.352	0.351	0.369
Volumen de Petróleo (POIS), MMSTB	97.237	83.440	23.326	32.040	23.143	259.186
Petróleo Movable, MMSTB	29.175	32.855	7.596	8.500	5.123	83.249
Petróleo Acumulado a Jul. '96, MMSTB	3.429	9.978	2.620	0.859	1.044	17.930
Acumulado a Jul. '96, % POIS	3.53	11.96	11.23	2.68	4.51	6.92
Acumulado a Jul. '96, % Petróleo Movable	11.75	30.37	34.49	10.11	20.38	21.54

**TABLA SO - II**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO SOMATITO**

**INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION**

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLS	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL			
			PRIMARIO	SECUND.	TOTAL	
SO-A1	4,243	261	195	-	195	456
SO-A2	3,690	200	185	5	190	390
SO-A3	-	37	21	-	21	58
SO-A4	365	70	25	1	26	96
SO-A5	465	151	88	-	88	239
SO-A6	1,378	455	82	-	82	537
SO-A7	7,455	996	275	26	301	1,297
SO-A8	1,117	63	175	21	196	259
SO-A9	142	68	30	-	30	98
SO-B1	20,414	2,987	1,014	1,745	2,759	5,746
SO-B2	669	341	83	38	121	462
SO-B3	6,761	1,923	783	413	1,196	3,119
SO-B4	430	257	109	-	109	366
SO-B5	-	168	117	-	117	285
SO-C1	6,551	1,409	536	49	585	1,994
SO-C2	1,327	459	157	6	163	622
SO-C3	-	-	3	-	3	3
SO-D1	1,612	44	95	-	95	139
SO-D2	3,736	158	189	1	190	348
SO-D3	3,924	130	195	-	195	325
SO-D4	973	-	45	2	47	47
SO-E1	2,874	157	50	-	50	207
SO-E2	-	276	105	52	157	432
SO-E3	2,421	252	39	16	55	307
SO-E4	-	1	1	-	1	2
SO-E5	728	41	54	-	54	95
<b>TOTAL</b>	<b>71,275</b>	<b>10,904</b>	<b>4,651</b>	<b>2,375</b>	<b>7,026</b>	<b>17,929</b>

**TABLA SO III**  
**EX-LOTE XI**  
**CAMPO SOMATITO**  
**CALCULO VOLUMETRICO**

BLOQUE	FORMACION	AREA ACRES	ARENA NETA PIES	POROSID.	SW	OAH ACRE-PIE	Sw AxH ACRE-PIE	A x H ACRE-PIE	VOL.POROSO MBLS	BOI RB/STB	POIS MBLS	SOR	SOR x A x h ACRE-PIE	PETROLEO MOVIBLE MBLS
A1	ECHINO	94.6	328	0.1380	0.4950	4,282.0	15,359.3	31,028.8	33,219.6	1.1500	14,587.7	0.363	11,263.5	4,101.9
A2		153.3	379	0.1370	0.5190	7,959.8	30,154.3	58,100.7	61,752.1	1.1500	25,828.5	0.363	21,090.6	6,336.3
A3		24.7	444	0.1350	0.5460	1,480.5	5,987.9	10,966.8	11,485.9	1.1500	4,534.4	0.363	3,980.9	908.9
A4		22.7	362	0.1380	0.5270	1,134.0	4,330.6	8,217.4	8,797.6	1.1500	3,618.5	0.363	2,982.9	841.5
A5		16.8	333	0.1370	0.4690	766.4	2,623.8	5,594.4	5,946.0	1.1500	2,745.5	0.363	2,030.8	868.6
A6		77.0	312	0.1390	0.4800	3,339.3	11,531.5	24,024.0	25,906.6	1.1500	11,714.3	0.363	8,720.7	3,536.8
A7 *		174.3	326	0.1370	0.4240	7,784.6	24,092.4	56,821.8	60,392.8	1.1500	30,248.9	0.363	20,626.3	11,185.8
A8		39.0	206	0.1300	0.4400	1,044.4	3,535.0	8,034.0	8,102.6	1.1500	3,945.6	0.363	2,916.3	1,388.0
		602.4	337	0.1370	0.4814	27,791.1	97,614.7	202,787.9	215,603.1	1.1500	97,223.4	0.363	73,612.0	29,167.8
B1	ECHINO	311.3	268	0.1460	0.3710	12,198.7	30,998.1	83,552.9	94,637.7	1.1208	53,111.3	0.392	32,752.7	20,011.7
B2		25.0	155	0.1410	0.3570	547.4	1,386.1	3,882.5	4,247.0	1.1208	2,436.5	0.392	1,521.9	951.1
B3		130.7	228	0.1450	0.3160	4,317.2	9,408.4	29,773.5	33,492.5	1.1208	20,439.7	0.392	11,671.2	8,725.7
B4		18.4	226	0.1370	0.3170	568.7	1,315.9	4,151.0	4,411.9	1.1208	2,688.6	0.392	1,627.2	1,145.5
B5		30.8	228	0.1420	0.3220	995.0	2,256.3	7,007.0	7,719.2	1.1208	4,669.5	0.392	2,746.7	1,969.7
		516.2	249	0.1451	0.3534	18,627.0	45,364.7	128,366.9	144,508.2	1.1208	83,345.6	0.392	50,319.8	32,803.8
C1	ECHINO	137.9	215	0.1310	0.3950	3,876.7	11,689.4	29,593.3	30,075.7	1.1339	16,047.1	0.374	11,067.9	6,127.1
C2		90.3	183	0.1270	0.5280	2,095.2	8,710.8	16,497.8	16,254.7	1.1339	6,766.2	0.374	6,170.2	1,404.9
C3		7.1	192	0.1280	0.5400	174.3	735.4	1,361.8	1,352.3	1.1339	548.6	0.374	509.3	102.6
		235.3	202	0.1295	0.4454	6,146.3	21,135.6	47,452.9	47,682.7	1.1339	23,361.9	0.374	17,747.4	7,634.5
D1	ECHINO	37.6	272	0.1380	0.5140	1,411.4	5,256.8	10,227.2	10,949.3	1.1383	4,674.8	0.352	3,600.0	1,288.9
D2		79.0	275	0.1360	0.5230	2,954.6	11,362.2	21,725.0	22,921.8	1.1383	9,605.3	0.352	7,647.2	2,517.1
D3		125.5	281	0.1340	0.5160	4,725.6	18,197.0	35,265.5	36,661.0	1.1383	15,588.1	0.352	12,413.5	4,251.3
D4		26.5	204	0.1330	0.5570	719.0	3,011.1	5,406.0	5,578.0	1.1383	2,170.8	0.352	1,902.9	445.9
		268.6	270	0.1351	0.5209	9,810.5	37,827.1	72,623.7	76,110.1	1.1383	32,039.0	0.352	25,563.5	8,503.3
E1	ECHINO	53.5	224	0.1320	0.5050	1,583.3	6,057.3	11,994.7	12,283.2	1.1289	5,386.0	0.351	4,210.1	1,566.8
E2		28.6	150	0.1350	0.5030	578.0	2,153.6	4,281.4	4,484.1	1.1289	1,974.1	0.351	1,502.8	579.9
E3		44.8	231	0.1370	0.5210	1,420.2	5,401.1	10,366.7	11,018.2	1.1289	4,675.1	0.351	3,638.7	1,249.3
E4		33.0	226	0.1440	0.5830	1,074.4	4,349.9	7,461.3	8,335.4	1.1289	3,079.0	0.351	2,618.9	487.3
E5		91.3	229	0.1350	0.5860	2,822.5	12,251.9	20,907.7	21,897.3	1.1289	8,030.4	0.351	7,338.6	1,222.0
		251.2	219	0.1359	0.5492	7,478.5	30,213.8	55,011.8	58,018.2	1.1289	23,144.5	0.351	19,309.2	5,105.4
<b>TOTAL SOMATITO</b>		<b>1,873.7</b>	<b>270.2</b>	<b>0.1380</b>	<b>0.4586</b>	<b>69,853.3</b>	<b>232,155.9</b>	<b>506,243.3</b>	<b>541,922.3</b>	<b>1.1500</b>	<b>259,114.4</b>	<b>0.369</b>	<b>186,551.9</b>	<b>83,214.7</b>

\* Sub bloque A9 considerado en sub bloque A7

**TABLA SO - IV**  
**EX-LOTE XI**  
**CAMPO SOMATITO**

**CALCULO DE LLENADO Y PORCENTAJE DE RECUPERACION**

BLOQUE	FORMACION	I.D.I.**	ACUMULADO I.D.I.		BO @ IDI RB/STB	VOL. POROS MBLS	VOLUMEN LIBRE MBLS	ACUMULADO MBLs			INYECCION		% VOL. POROS INYECTADO	% RECUPER.	
			MBLS					PRODUCCION JUL. '96	INYECCION JUL. '96	NETA MBLS	% LLENADO				
			PETROLEO	AGUA								PETROLEO			AGUA
A1	ECHINO	09/80	328	2	1.056	33,219.6	1,719.6	456	443	4,243	3,674	213.65	11.06	3.1259	
A2		09/80	293	12	1.056	61,752.1	2,749.3	390	530	3,690	3,075	111.85	4.98	1.5100	
A3		-	-	-	-	11,485.9	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
A4		04/81	85	6	1.054	8,797.6	443.0	96	33	365	327	73.82	3.72	2.6530	
A5		11/80	187	7	1.056	5,946.0	462.5	239	39	465	381	82.37	6.41	8.7052	
A6		08/80	496	2	1.064	25,906.6	1,537.2	537	177	1,378	1,162	75.59	4.49	4.5842	
A7 *		08/80	1,214	5	1.056	60,392.8	4,130.4	1,395	1,034	7,599	6,389	154.68	10.58	4.6117	
A8		08/80	97	0	1.061	8,102.6	454.1	259	96	1,117	859	189.17	10.60	6.5642	
		09/80	2,700	34		215,603.1	11,496.0	3,372	2,352	18,857	15,867	138.02	7.36	3.4683	
B1	ECHINO	02/80	3,165	52	1.0520	94,637.7	7,035.6	5,746	5,148	20,414	12,737	181.04	13.46	10.8188	
B2		09/81	357	2	1.0500	4,247.0	549.4	462	19	669	547	99.57	12.88	18.9618	
B3		11/80	2,058	41	1.0510	33,492.5	3,630.7	3,118	1,153	6,760	4,588	126.37	13.70	15.2546	
B4		03/86	326	24	1.0510	4,411.9	554.3	366	84	430	330	59.54	7.48	13.6132	
B5		-	-	-	-	7,719.2	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
			5,906	119		144,508.2	11,769.9	9,692	6,404	28,273	18,202	154.65	12.60	11.6287	
C1	ECHINO	01/81	1,614	36	1.0389	30,075.7	3,237.3	1,994	828	6,551	5,379	166.16	17.88	12.4259	
C2		01/81	514	14	1.0389	16,254.7	1,190.8	622	237	1,327	996	83.64	6.13	9.1927	
C3		-	-	-	-	1,352.3	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
			2,128	50		47,682.7	4,428.0	2,616	1,065	7,878	6,375	143.97	13.37	11.1977	
D1	ECHINO	03/82	75	9	1.0428	10,949.3	533.7	139	166	1,611	1,390	260.47	12.69	2.9734	
D2		12/81	217	54	1.0428	22,921.8	1,197.6	348	612	3,736	3,047	254.43	13.29	3.6230	
D3		02/82	170	21	1.0428	36,661.0	1,686.9	325	282	3,924	3,508	207.95	9.57	2.0849	
D4		11/81	8	1	1.0428	5,578.0	216.7	47	37	973	898	414.48	16.10	2.1651	
			470	85		76,110.1	3,634.8	859	1,097	10,244	8,843	243.28	11.62	2.6811	
E1	ECHINO	12/81	176	11	1.0428	12,283.2	658.3	207	109	2,874	2,745	417.01	22.35	3.8433	
E2		-	-	-	-	4,484.1	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
E3		08/81	274	3	1.0428	11,018.2	691.3	307	83	2,421	2,308	333.89	20.95	6.5667	
E4		-	-	-	-	8,335.4	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-
E5		04/82	71	8	1.0428	21,897.3	773.5	95	43	728	669	86.50	3.06	1.1830	
			521	22		58,018.2	2,123.0	609	235	6,023	5,722	269.53	9.86	2.6313	

\* Sub bloque A9 considerado en sub bloque A7

\*\* Inicio de la Inyección

## **V.5 CAMPO ZAPOTAL**

El Campo de Zapotal, ubicado al Sur del campo Somatito y al Este del Campo Central, tiene una extensión de 3043 acres y en el contrato de Occidental 04 formaciones productivas fueron consideradas:

<b><u>FORMACION</u></b>	<b><u>PROFUNDIDAD</u></b>
Echino Repetido	400' - 1000'
Helico	1600'
Echino	2600'
Ostrea	3400'

El desarrollo del campo de Zapotal, fue iniciado por el año de 1930, con la perforación a cable. El mayor desarrollo ocurrió entre los años 1952 a 1958 y de 1968 a 1972 con perforación rotaria. Al inicio del contrato existieron 127 pozos de los cuales 96 fueron considerados como productores. La mayor producción del campo proviene de la formación Echino.

La Figura ZA-1 es el mapa estructural del Campo y la Figura ZA-2 es la representación gráfica donde se muestran los bloques A, B, C, D, E, H, e I que lo conforman.

### **GEOLOGIA**

El campo es severamente fallado, con fallas de 1000' de salto. Muchas fallas de 100' a 300' de desplazamiento están presentes en el área. Echino Repetido y Helico están localizadas de la parte noreste a la central del campo. Las arenas de Echino Repetido están consideradas como reservorios de rocas reservorios regulares, mientras que Helico está descrito como conglomerático. Echino contiene la mayor cantidad de petróleo In-Situ y consiste de tres unidades "of medium grained shaly sand" las cuales correlacionan perfectamente en todo el campo. Ostrea está constituida de tres sub-zonas de regular a baja porosidad.

### **HISTORIAL DE PRODUCCION - INYECCION**

La Figura ZA-3 es el Historial de Producción-Inyección del Campo.

Debido a la perforación de 04 pozos en 1978, 54 pozos en 1979 y 82 pozos en 1980, la producción de petróleo se incrementó hasta  $\pm 5,500$  BPD en Oct. 80. Durante 1981 y 1982 se perforaron 90 y 41 pozos respectivamente, manteniéndose la producción casi constante hasta mediados de 1982 en que disminuye por la declinación propia de los pozos y por la suspensión de la inyección de Febrero a Agosto de 1983 por el problema de "El Niño". Al reiniciarse la inyección, la declinación es atenuada por el petróleo respuesta, siendo la producción durante 1984 y 1985 de  $\pm 3,000$  BPD. Al reducirse la inyección a fines de 1985, con el propósito de reducir la presión de inyección en la cabeza del pozo, la producción de petróleo declina hasta  $\pm 1,600$  BPD a fines de 1988. Esta disminución de la producción está afectada por falta de servicio de pozos por problemas



contractuales. En 1989 se perforaron 02 pozos en el Sub-Bloque D3. Durante 1990 hasta fines de 1993, la producción declina muy lentamente por efecto del aceite respuesta. A partir de 1994, la producción disminuye de  $\pm$  1,400 BPPD a 859 BPPD en Julio de 1997 por falta de un mayor volumen de agua inyectada.

La inyección se inició en Noviembre de 1980, alcanzando un volumen de 40,000 BPD en Abril de 1982. La inyección fue suspendida de Febrero a Agosto de 1983 por problema de las lluvias. Durante 1984 y 1985 el volumen de inyección fue de  $\pm$  28,000 BPD. A partir de 1986, el volumen de agua inyectada disminuye, al reducirse las tasas de inyección por pozos, con la finalidad de bajar la presión de inyección en la cabeza, para evitar problemas de casing colapsados y por la reducción de la inyección en el Bloque "A", al no tenerse ningún efecto de barrido de petróleo. A fines de 1990 e inicio de 1991, el volumen de agua inyectada disminuye al ponerse a desfogar pozos de los bloques B, D, E y G para recuperar petróleo, reiniciándose la inyección en Mayo de 1991. En Abril y Mayo de 1992, la inyección de agua fue suspendida por alto contenido de sólidos en el agua del mar. Durante estos 02 meses se ponen nuevamente a desfogar los pozos inyectoros para recuperar petróleo, muchos de ellos posteriormente son convertidos a productores. Nunca se llegó a los niveles de inyección de 10,000 BPD. Se estima que la inyección en Dic. 96 fue de 2,300 BAPD correspondiéndole un acumulado de 73.2 MMBLS. La inyección de agua en este campo fue principalmente en la formación Echino, la inyección en Ostrea fue en el Sub-Bloque "G1" y la inyección en Helico y Echino Repetido en el Bloque "H".

El petróleo respuesta se identificó en Jul. 81, después de 09 meses del inicio de la inyección, alcanzando una producción de cerca de 1,000 BPPD a fines de 1982. Por efecto de la suspensión de la inyección en 1983, declina hasta 500 BPD en Diciembre del mismo año. Al reiniciarse la inyección, el aceite respuesta se incrementa hasta  $\pm$  950 BPD para disminuir al reducirse el volumen de agua inyectada a partir de Enero de 1986. Desde 1988 hasta fines de 1992, el petróleo respuesta representa cerca del 40 % de la producción total. A partir de 1993, al reducirse el volumen de agua inyectada, el aceite secundario disminuye de 600 BPD a 226 en Julio de 1997. Se estima que el acumulado del petróleo respuesta es de 3.1 MMBLS.

La mejor performance a la inyección de agua se observó en los sub-bloques B1, D1, D2, D3 y G1.

La Tabla ZA-I es la Información Básica de Reservorio.

La Tabla ZA-II es la información por Bloque de Producción e Inyección durante el contrato de OXY.

La Tabla ZA-III es el Cálculo Volumétrico por Sub-Bloques.

La Tabla ZA-IV es el Cálculo de Llenado del Reservorio y Porcentajes de Recuperación por Sub-Bloques

## **CONCLUSIONES**

### **BLOQUE A**

Este bloque no reaccionó a la inyección de agua por:

- 1) Pobre recuperación primaria, debido a la pobre calidad de la roca reservorio.
- 2) La baja producción inicial, así como la pobre recuperación de petróleo, nos indica que en este bloque no se debió haber inyectado agua.

### **SUB-BLOQUE B1**

Bloque con regular respuesta a la inyección de agua debido a

- 1) Falta de un mayor número de pozos inyectoros.
- 2) Pozos productores sin la sección del Echino completa, por fallamiento.
- 3) Falta de un mayor control de las arenas de alta inyectividad

### **SUB-BLOQUE B2**

Aparentemente este bloque, no tuvo mejores resultados en la inyección de agua por la falta de control de la inyectividad en los inyectoros (falta de registro de inyección) y no detectarse las arenas con alta producción de agua en los productores 1181 y 9593.

### **BLOQUE C**

Este bloque, se considera como mala respuesta a la inyección de agua, debido a la pobre recuperación primaria y mala comunicación entre los inyectoros y productores por fallas pequeñas pero sellantes y/o a cambios laterales de deposición.

### **SUB-BLOQUE D1**

- 1) Pobre respuesta a la inyección de agua por falta de control del agua inyectada en arenas de alta inyectividad.

### **SUB-BLOQUE D2**

Sub-bloque con buena respuesta a la inyección debido a

- 1) Buen barrido vertical.
- 2) Regular comunicación entre pozos inyectoros y productores.
- 3) Relación de pozos inyectoros a productores mayor que 1.0

### **SUB-BLOQUE D3**

Sub-bloque con buena respuesta a la inyección por :

- 1) Buena comunicación entre pozos inyectores y productores.
- 2) Registros de inyección muestran de buena a regular inyectividad.

### **BLOQUE E**

Este sub-bloque no ha respondido a la inyección de agua por :

- 1) Baja relación de pozos inyectores a productores y por consiguiente falta de llenado del reservorio.
- 2) Rápida canalización del agua inyectada.

### **SUB-BLOQUE G1**

Sub-Bloque con buena respuesta a la inyección por :

- 1) Buena comunicación entre pozos productores e inyectores.
- 2) Buen barrido vertical.

### **SUB-BLOQUE G3**

El máximo volumen de agua inyectada fue de 600 BAPD en 1982. Este sub-bloque se puede considerar, como pobre a la inyección de agua en el Echino; pero el pozo 9833 inyector en la formación Helico desde Oct. 89, es un soporte para la producción del pozo 9416 del Sub-Bloque "G1" y del pozo 1183-A de este bloque, el que se comporta como un mantenimiento de presión.

### **SUB-BLOQUE G4**

Este sub-bloque, se considera como buena respuesta a la inyección

### **SUB-BLOQUE H1**

En este sub-bloque, no se inyectó agua debido a que los inyectores propuestos tenían alta producción de petróleo

### **SUB-BLOQUE H2**

Este bloque no tuvo una buena respuesta a la inyección de agua por inyectarse agua por un solo pozo, pobre barrido.

### **SUB-BLOQUE H3**

La falta de respuesta a la inyección se debió .

- 1) Mala distribución de los pozos inyectores.
- 2) Baja relación de pozos inyectores a productores.
- 3) Inyectar conjuntamente en 02 formaciones con características diferentes, lo que no permitió una buena distribución del agua en los inyectores.

### **SUB-BLOQUE H4**

La falta de respuesta a la inyección se debió :

- 1) Pocos pozos inyectores y alejados de los productores.
- 2) Inyectar en 02 formaciones de diferentes características.
- 3) Falta de control de la inyectividad

### **SUB-BLOQUE H5**

La falta de respuesta a la inyección de agua se debió :

- 1) Falta de un mayor volumen de agua inyectada, al utilizarse únicamente el pozo inyector 10281.

### **SUB-BLOQUE H6**

Este bloque no respondió a la inyección de agua por :

- 1) Pobre recuperación primaria.
- 2) Productores alejados de los inyectores.
- 3) Pocos pozos inyectores.

### **SUB-BLOQUE I1**

El Sub-Bloque I1 es casi continuo en la parte central, la recuperación primaria por pozo es alta, por lo que se debería tener una buena respuesta a la inyección.

### **SUB-BLOQUE I2**

- a) Sub-bloque con buena respuesta a la inyección de agua.

### **SUB-BLOQUE 13**

Este sub-bloque no ha respondido satisfactoriamente a la inyección de agua, por falta de un mayor volumen de inyección, de una mejor distribución de los pozos inyectoros y a la falta de control de la inyektividad.

### **SUB-BLOQUE 14**

Pobre resultado debido a la falta de soporte de agua inyectada.

### **BLOQUE 15**

Las razones principales por lo que no se han obtenido resultados satisfactorios se puede atribuir a

- 1) Inyectoros sin la sección completa del Echino.
- 2) Inyectoros alejados de los productores.
- 3) Baja relación de pozos inyectoros a productores.
- 4) Falta de control de la inyektividad.

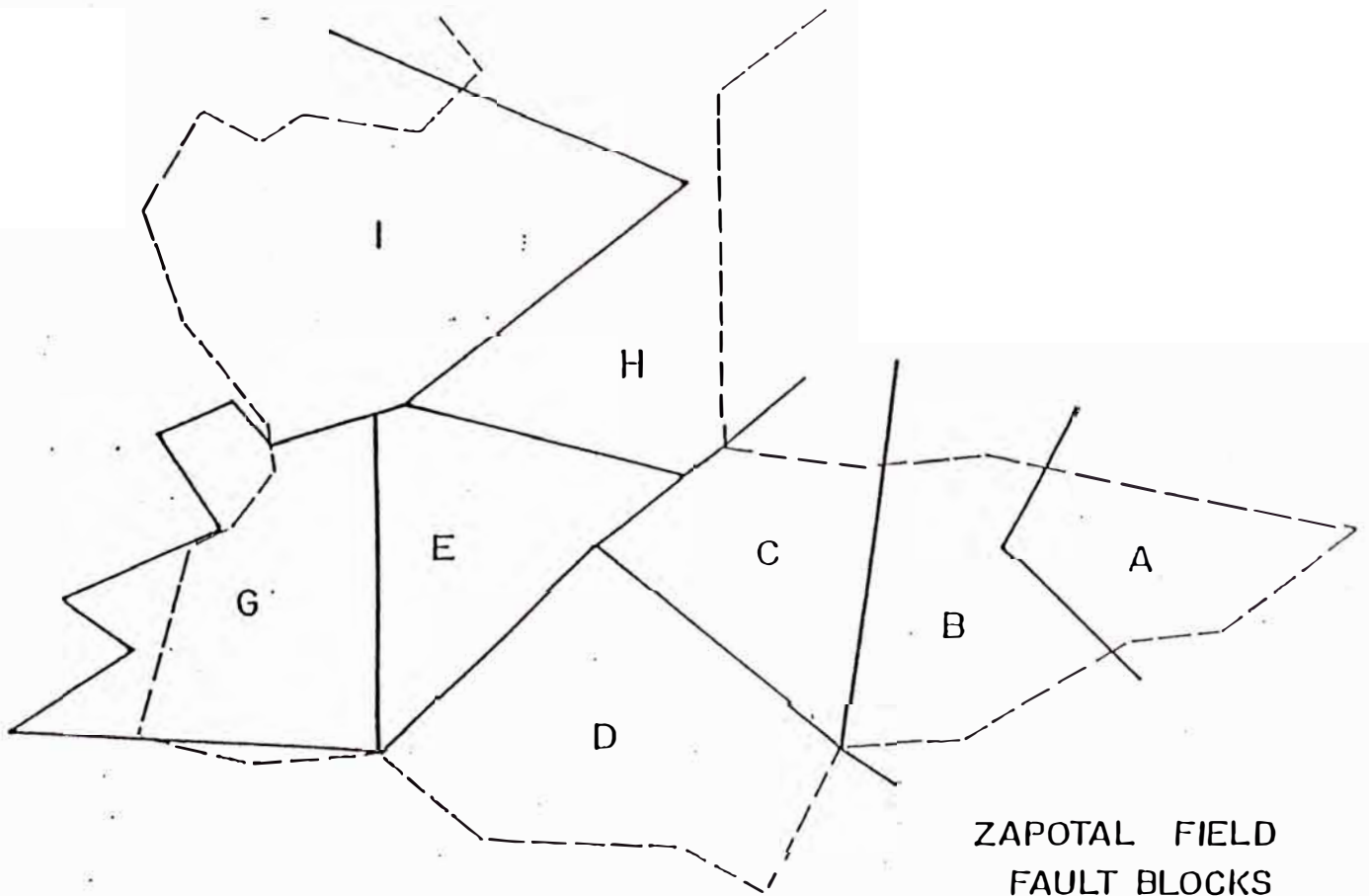
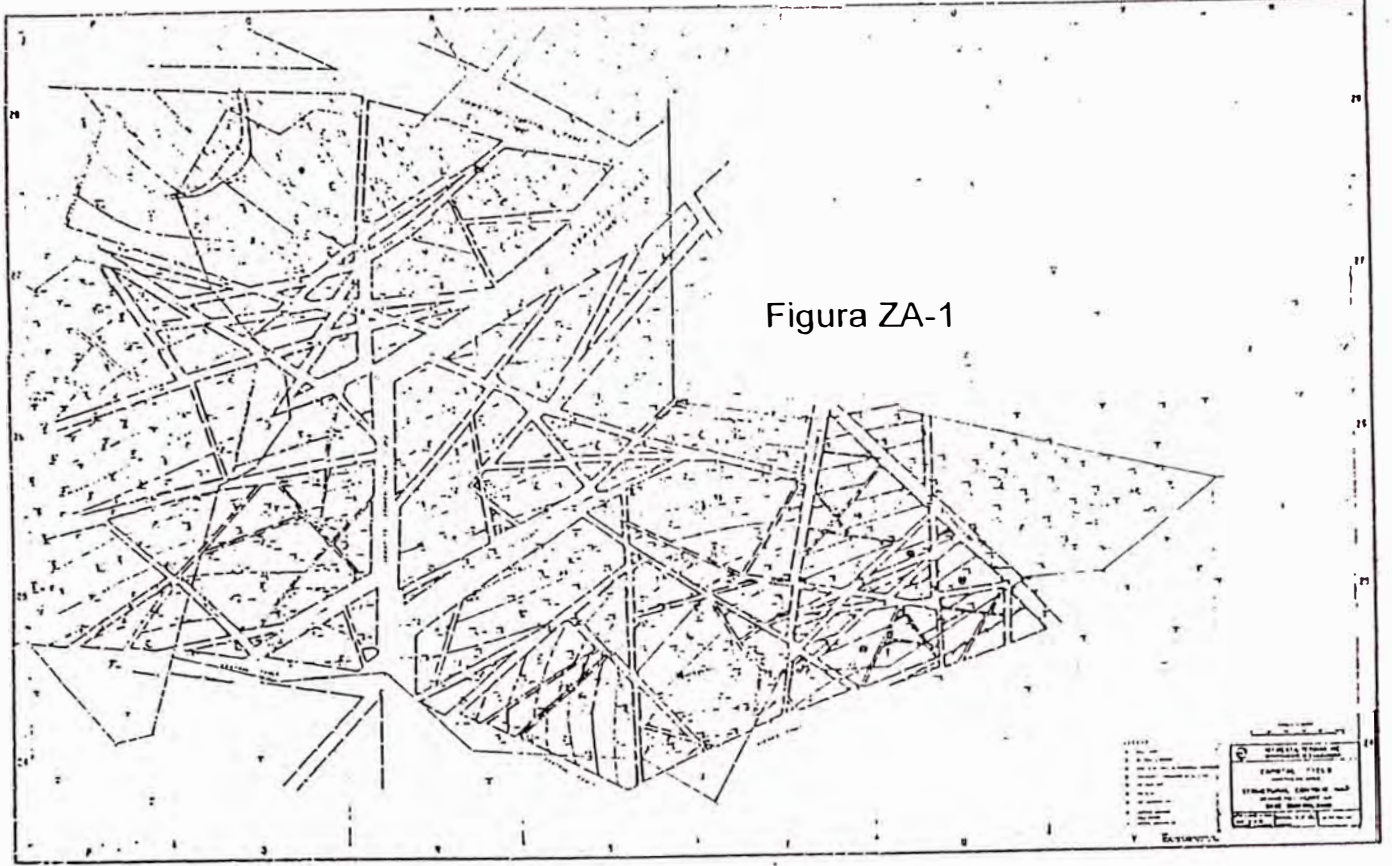
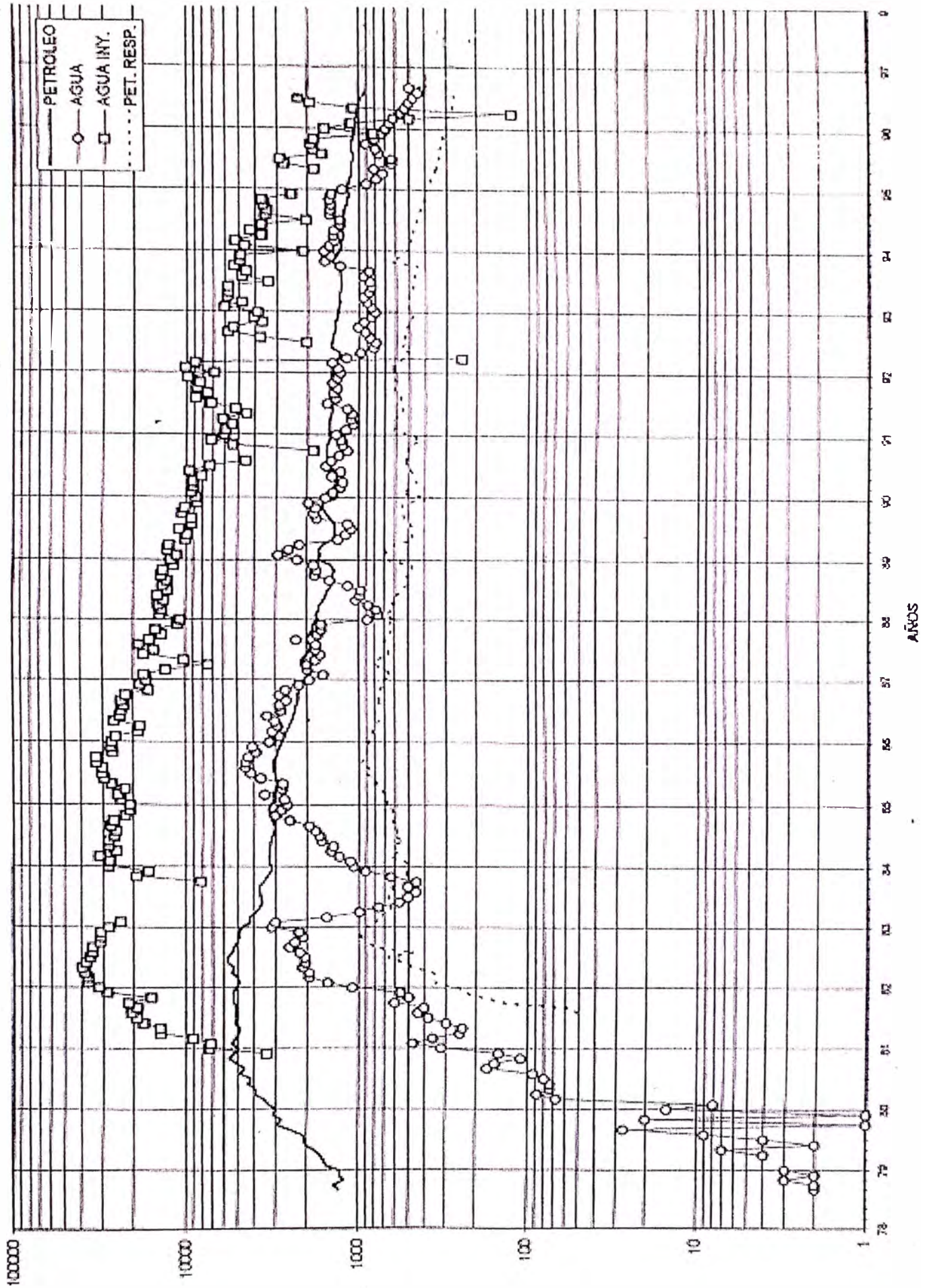


Figura ZA-2

Figura ZA-3  
 HISTORIA DE PRODUCCION -  
 CAMPO ZAPOTAL



**TABLA ZA - I  
EX-LOTE XI  
CAMPO ZAPOTAL  
INFORMACION BASICA DE RESERVORIO**

<u>FORMACION</u>	<u>BLOQUE</u>	<u>AREA ACRES</u>	<u>AR. NET. PIES</u>	<u>POROSID frac.</u>	<u>SW frac.</u>	<u>BOI RB/STB</u>	<u>BO @ IDI RB/STB</u>	<u>SOR frac.</u>	<u>PETROLEO</u>		<u>PROD. ACUM.</u>	<u>ACUMUL./</u>	<u>ACUMUL./</u>
									<u>IN SITU MMSTB</u>	<u>MOVIBLE MMBLS</u>	<u>JUL. 1996 MMBLS</u>	<u>IN SITU %</u>	<u>MOVIBLE %</u>
ECHINO	A	210	158	0.1306	0.4893	1.139	1.051	0.275	15.072	6.956	0.985	6.54	14.16
	B	242	182	0.1324	0.4464	1.139	1.051	0.296	21.987	10.231	1.617	7.35	15.81
	C	244	172	0.1289	0.4780	1.139	1.051	0.280	19.232	8.916	2.265	11.78	25.40
	D	485	240	0.1371	0.3912	1.130	1.043	0.360	66.731	27.271	6.695	10.03	24.55
	E	202	262	0.1337	0.4473	1.133	1.045	0.294	26.772	12.531	2.464	9.20	19.66
	G	462	236	0.1318	0.4271	1.119	1.041	0.360	57.078	21.211	4.547	7.97	21.44
	I	440	237	0.1356	0.4392	1.133	1.046	0.310	54.299	24.283	4.991	9.19	20.55
<b>TOTAL</b>		<b>2,285</b>	<b>219</b>	<b>0.1337</b>	<b>0.4335</b>	<b>1.139</b>	<b>1.051</b>	<b>0.325</b>	<b>261.170</b>	<b>111.400</b>	<b>23.564</b>	<b>9.02</b>	<b>21.15</b>
ECH. REP.	H	131	382	0.1401	0.3428	1.0713	1.0436	0.310	33.366	17.628	2.641	7.92	14.98
HELICO	H	202	138	0.1358	0.5501	1.092	1.044	0.290	12.102	4.301	0.967	7.99	22.48
<b>GRAN TOTAL</b>		<b>2,618</b>							<b>306.639</b>	<b>133.328</b>	<b>27.172</b>	<b>8.86</b>	<b>20.38</b>



TABLA ZA - II

EX - LOTE XI

CAMPO ZAPOTAL

INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLS	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL		TOTAL	
			PRIMARIO	SECUND.		
ZA - A	8,657	530	429	27	456	986
ZA - B1	3,139	408	479	176	655	1063
ZA - B2	2,683	109	122	25	147	256
ZA - B3	1,791	7	38	7	45	52
ZA - B4	281	70	152	25	177	247
ZA - C1	3,206	464	385	80	465	929
ZA - C2	692	198	241	2	243	441
ZA - C3	276	0	10	0	10	10
ZA - C4	0	197	190	46	236	433
ZA - C5	699	0	424	27	451	451
ZA - D1	6,101	788	913	200	1113	1901
ZA - D2	5,952	1273	1037	573	1610	2883
ZA - D3	5,853	537	919	455	1374	1911
ZA - E1	1,631	345	336	52	388	733
ZA - E2	2,913	435	320	151	471	906
ZA - E3	1,275	399	135	81	216	615
ZA - E4	0	42	168	0	168	210
ZA - G1	7,508	1234	1310	465	1775	3009
ZA - G2	1,882	192	210	29	239	431
ZA - G3	883	318	111	21	132	450
ZA - G4	610	386	176	94	270	656
ZA - H1	0	289	862	0	862	1151
ZA - H2	400	231	366	8	374	605
ZA - H3	1,326	354	530	1	531	885
ZA - H4	1,033	79	392	13	405	484
ZA - H5	328	28	212	0	212	240
ZA - H6	1,649	0	149	8	157	157
ZA - H7	0	0	87	0	87	87
ZA - I1	5,753	1013	678	187	865	1878
ZA - I2	3,312	565	213	130	343	908
ZA - I3	1,866	358	359	123	482	840
ZA - I4	212	108	160	25	185	293
ZA - I5	1,130	84	445	11	456	540
ZA - I6	0	322	205	4	209	531
<b>TOTAL</b>	<b>73,041</b>	<b>11,363</b>	<b>12,763</b>	<b>3,046</b>	<b>15,809</b>	<b>27,172</b>

**TÁBLA ZA - III**  
**EX-LOTE XI**  
**CAMPO ZAPOTAL**  
**CALCULO VOLUMETRICO**

BLOQUE	FORMACION	AREA ACRES	AR. NET. PIES	POROSID.	SW	0Ah	Sw Axh	A x H	Pore. Volume MBLs	BOI	O.O. I. P. MBLs	SOR	SOR x A x h	PETROLEO MOVIBLE MBLs
A1	ECHINO	142.0	168.0	0.1319	0.4882	3,146.6	11,646.5	23,856.0	24,411.4	1.1391	10,968.1	0.275	6,560.4	5,074.7
A2		59.0	146.0	0.1277	0.4891	1,100.0	4,213.1	8,614.0	8,533.9	1.1391	3,827.5	0.275	2,368.9	1,767.3
A3		9.0	87.0	0.1224	0.5268	95.8	412.5	783.0	743.5	1.1391	308.9	0.275	215.3	129.4
		210.0	158.3	0.1306	0.4893	4,342.5	16,272.1	33,253.0	33,688.8	1.1391	15,104.5	0.275	9,144.6	6,971.4
B1	ECHINO	105.0	158.0	0.1293	0.4100	2,145.1	6,801.9	16,590.0	16,641.6	1.1391	8,619.6	0.315	5,225.9	4,017.6
B2		46.0	223.0	0.1318	0.4900	1,352.0	5,026.4	10,258.0	10,488.9	1.1391	4,696.1	0.275	2,821.0	2,163.9
B3		31.0	200.0	0.1375	0.4300	852.5	2,666.0	6,200.0	6,613.7	1.1391	3,309.5	0.301	1,863.1	1,564.7
B4		60.0	182.0	0.1349	0.4700	1,473.1	5,132.4	10,920.0	11,428.4	1.1391	5,317.4	0.285	3,112.2	2,458.0
		242.0	181.7	0.1324	0.4464	5,822.7	19,626.7	43,968.0	45,172.5	1.1391	21,942.5	0.296	13,022.1	10,204.2
C1	ECHINO	114.0	199.0	0.1294	0.4723	2,935.6	10,714.6	22,686.0	22,774.1	1.1391	10,550.4	0.280	6,352.1	4,952.3
C2		58.0	120.0	0.1251	0.5423	870.7	3,774.4	6,960.0	6,754.9	1.1391	2,714.2	0.280	1,948.8	1,053.8
C4		21.0	157.0	0.1302	0.4522	429.3	1,490.9	3,297.0	3,330.3	1.1391	1,601.5	0.280	923.2	782.9
C5		51.0	177.0	0.1302	0.4523	1,175.3	4,082.9	9,027.0	9,118.1	1.1391	4,384.1	0.280	2,527.6	2,142.8
		244.0	172.0	0.1289	0.4780	5,410.8	20,062.8	41,970.0	41,977.4	1.1391	19,250.2	0.280	11,751.6	8,931.8
D1	ECHINO	174.3	217.1	0.1400	0.4000	5,297.7	15,136.2	37,840.5	41,099.4	1.1158	22,100.4	0.360	13,622.6	8,840.2
D2		178.4	253.5	0.1400	0.3700	6,331.4	16,733.0	45,224.4	49,119.1	1.1295	27,397.1	0.360	16,280.8	11,741.6
D3		132.1	251.3	0.1300	0.4100	4,315.6	13,610.7	33,196.7	33,480.2	1.1281	17,510.3	0.360	11,950.8	6,826.0
		484.8	239.8	0.1371	0.3912	15,944.7	45,479.9	116,261.7	123,698.7	1.1295	67,007.8	0.360	41,854.2	27,407.8
E1	ECHINO	59.2	256.5	0.1305	0.4869	1,981.6	7,393.5	15,184.8	15,373.4	1.1333	6,960.3	0.275	4,175.8	3,229.9
E2		99.8	269.4	0.1358	0.4316	3,651.1	11,604.0	26,886.1	28,325.5	1.1333	14,206.5	0.301	8,092.7	6,683.3
E3		42.7	250.7	0.1329	0.4308	1,422.7	4,611.7	10,704.9	11,037.2	1.1333	5,543.4	0.302	3,227.5	2,607.1
		201.7	261.7	0.1337	0.4473	7,055.4	23,609.2	52,775.8	54,736.0	1.1333	26,710.2	0.294	15,496.1	12,520.3
G1	ECHINO	246.1	249.6	0.1340	0.4100	8,231.2	25,184.9	61,426.6	63,857.3	1.1190	33,669.2	0.360	22,113.6	13,125.3
G2		121.1	230.4	0.1320	0.4540	3,683.0	12,667.3	27,901.4	28,572.6	1.1190	13,941.6	0.360	10,044.5	4,749.3
G3		36.9	245.1	0.1250	0.4680	1,130.5	4,232.7	9,044.2	8,770.6	1.1190	4,169.8	0.360	3,255.9	1,348.1
G4		58.2	182.9	0.1240	0.4210	1,320.0	4,481.5	10,644.8	10,240.2	1.1190	5,298.5	0.360	3,832.1	2,004.1
		462.3	235.8	0.1318	0.4271	14,364.6	46,566.3	109,017.0	111,440.8	1.1190	57,079.1	0.360	39,246.1	21,226.8
I1	ECHINO	219.0	247.0	0.1359	0.4700	7,351.2	25,423.7	54,093.0	57,030.9	1.1330	26,678.2	0.310	16,768.8	11,074.0
I2		72.0	208.0	0.1325	0.4200	1,984.3	6,289.9	14,976.0	15,394.4	1.1330	7,880.6	0.310	4,642.6	3,668.6
I3		66.0	265.0	0.1379	0.4000	2,411.9	6,996.0	17,490.0	18,711.3	1.1330	9,908.9	0.310	5,421.9	4,789.3
I4		29.0	228.0	0.1396	0.3500	923.0	2,314.2	6,612.0	7,160.9	1.1330	4,108.2	0.310	2,049.7	2,148.9
I5		54.0	203.0	0.1320	0.4300	1,447.0	4,713.7	10,962.0	11,225.7	1.1330	5,647.5	0.310	3,398.2	2,576.1
		440.0	236.7	0.1356	0.4392	14,117.4	45,737.5	104,133.0	109,523.2	1.1330	54,223.4	0.310	32,281.2	24,256.8
H1	ECH. REP.	40.5	431.0	0.1394	0.3000	2,430.9	5,231.5	17,438.3	18,858.9	1.0713	12,322.6	0.310	5,405.9	6,865.5
H2		29.1	495.0	0.1384	0.3600	1,995.6	5,191.0	14,419.4	15,482.2	1.0713	9,249.1	0.310	4,470.0	4,769.1
H3		61.8	297.0	0.1421	0.3700	2,606.1	6,785.7	18,339.8	20,218.0	1.0713	11,889.6	0.310	5,685.3	6,039.2
		131.3	382.2	0.1401	0.3428	7,032.6	17,208.2	50,197.4	54,559.0	1.0713	33,461.3	0.310	15,561.2	17,673.7
H4	HELICO	90.1	149.0	0.1405	0.5400	1,886.8	7,251.9	13,429.4	14,638.0	1.0918	6,167.3	0.290	3,894.5	2,279.2
H5		42.9	160.0	0.1298	0.5700	891.8	3,916.1	6,870.4	6,918.4	1.0918	2,724.8	0.290	1,992.4	887.1
H6		69.2	111.0	0.1330	0.5500	1,021.9	4,225.9	7,683.4	7,927.9	1.0918	3,267.6	0.290	2,228.2	1,161.8
		202.3	138.3	0.1358	0.5501	3,800.5	15,393.9	27,983.2	29,484.3	1.0918	12,159.7	0.290	8,115.1	4,328.2
	<b>TOTAL BLOQUE H</b>	<b>333.6</b>	<b>620.6</b>			<b>10,833.1</b>	<b>32,602.0</b>	<b>78,180.6</b>	<b>84,043.3</b>		<b>46,621.0</b>		<b>23,676.3</b>	<b>22,001.9</b>
	<b>TOTAL ECHINO</b>	<b>2,284.8</b>	<b>219.4</b>	<b>0.1337</b>	<b>0.4336</b>	<b>67,068.2</b>	<b>217,364.5</b>	<b>501,378.4</b>	<b>520,237.3</b>	<b>1.1391</b>	<b>261,317.7</b>	<b>0.325</b>	<b>162,796.9</b>	<b>111,619.3</b>
	<b>TOTAL ZAPOTAL</b>	<b>2,618.4</b>							<b>604,280.6</b>		<b>306,938.7</b>			<b>133,621.1</b>

\* Sub bloque C3 pequeño y aislado

TABLA ZA - IV

EX-LOTE XI

CAMPO ZAPOTAL

CALCULO DE LLENADO Y PORCENTAJE DE RECUPERACION

BLOQUE	FORMACION	I.D.I.	ACUMULADO I.D.I.		BO I.D.I.	VOLUMEN LIBRE MBSL	ACUMULADO MBSL			INYECCION NETA MBS	%	%	
			MBSL				PRODUCCION JUL. '96	INYECCION JUL. '96	LLENADO				RECUPER.
			PETROLEO	AGUA									
A1	ECHINO	04/81			1.0509								
A2		04/81			1.0509								
A3		06/81			1.0509								
			685	50	1.0509	2,102.1	985	441	8,657	7,966	378.96	6.5212	
B1	ECHINO	02/81	561	8	1.0509	1,357.8	1,063	796	3,139	1,849	136.18	12.3324	
B2		02/81	121	18	1.0509	559.4	255	206	2,683	2,361	422.09	5.4301	
B3		05/81	12	2	1.0509	306.5	51	214	1,791	1,540	502.44	1.5410	
B4		10/81	111	3	1.0509	588.6	247	29	281	119	20.22	4.6451	
			805	31	1.0509	2,812.3	1,616	1,245	7,894	5,869	208.69	7.3647	
C1	ECHINO	03/81	645	11	1.0509	1,619.4	929	296	3,206	2,637	162.84	8.8054	
C2		03/81	242	8	1.0509	501.7	441	151	692	350	69.76	16.2481	
C4		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C5		05/81	81	384	1.0509	855.8	450	44	699	670	78.29	10.2643	
			968	403	1.0509	2,976.9	1,820	491	4,597	3,657	122.85	9.4544	
D1	ECHINO	11/80	1,002	8	1.0301	2,934.2	1,900	864	6,101	4,347	148.15	8.5971	
D2		11/80	1,545	9	1.0430	3,990.3	2,883	886	5,952	3,737	93.65	10.5230	
D3		11/80	765	5	1.0416	2,316.5	1,911	1,086	5,853	3,626	156.53	10.9136	
			3,312	22	1.0430	9,240.9	6,694	2,836	17,906	11,710	126.72	9.9899	
E1	ECHINO	02/81	408	2	1.0382	1,087.5	733	66	1,631	1,242	114.21	10.5312	
E2		01/81	556	6	1.0453	1,837.4	906	249	2,913	2,320	126.27	6.3774	
E3		03/81	445	3	1.0353	1,007.0	615	128	1,275	980	97.32	11.0943	
			1,409	11	1.0453	3,931.8	2,254	443	5,819	4,542	115.52	8.4387	
G1	ECHINO	01/81	1,645	8	1.0350	4,538.8	3,009	1,482	7,508	4,670	102.89	8.9370	
G2		12/81	308	1	1.0290	1,572.7	431	62	1,882	1,698	107.97	3.0915	
G3		02/81	360	5	1.0410	705.0	449	14	883	785	111.35	10.7680	
G4		09/81	426	6	1.0410	862.8	656	350	610	36	4.17	12.3808	
			2,739	20	1.0410	7,679.2	4,545	1,908	10,883	7,189	93.62	7.9626	
I1	ECHINO	12/81	1,219	2	1.0460	3,598.1	1,878	521	5,753	4,575	127.15	7.0395	
I2		04/82	653	13	1.0460	1,381.7	908	365	3,312	2,705	195.78	11.5220	
I3		04/82	429	3	1.0460	1,313.8	840	133	1,866	1,325	100.85	8.4772	
I4		03/86	214	2	1.0460	583.3	293	5	212	130	22.29	7.1321	
I5		10/82	222	3	1.0460	726.5	540	72	1,130	743	102.26	9.5617	
			2,737	23	1.0460	7,603.3	4,459	1,096	12,273	9,478	124.66	8.2234	
H1	ECH. REP.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H2		05/85	439	14	1.0388	770.6	605	36	400	212	27.51	6.5412	
H3		01/83	567	9	1.0436	930.1	885	112	1,326	905	97.31	7.4435	
			1,006	23	1.0436	1,700.7	1,490	148	1,726	1,117	65.68	4.4529	
H4	HELICO	12/82	228	14	1.0442	545.6	484	97	1,033	694	127.19	7.8478	
H5		03/86	190	7	1.0411	343.0	240	20	328	265	77.27	8.8080	
H6		04/81	2	4	1.0380	181.9	157	77	1,648	1,420	780.77	4.8048	
			420	25	1.0442	1,070.5	881	194	3,009	2,379	222.24	7.2453	

## **V.6 CAMPO CENTRAL**

El Campo Central se encuentra ubicado al Oeste del campo Zapotal y tiene una extensión de 4,005 acres. Según el contrato de Occidental, se consideraban todas las formaciones localizadas desde la base del Echino In-Situ hasta el tope del Echino Repetido.

. El desarrollo del campo se inició en 1920, con la perforación a cable, siendo la mayoría de los pozos completados en la formación Helico.

Las 02 principales formaciones productivas y que fueron inundadas con agua son:

<b><u>FORMACION</u></b>	<b><u>PROFUNDIDAD</u></b>
Helico	1,500'
Echino	2,500'

Al iniciar las operaciones Occidental, el campo tenía una producción acumulada de petróleo de 28,303 MBLs y una producción diaria de 1,100 BPD. Existían 440 pozos de los cuales 128 eran activos y 312 inactivos

Para la definición de los bloques, se tomó como base el Mapa Estructural del Echino, por lo que algunos bloques del Helico pertenecen a bloques diferentes en el Echino.

La Figura CE-1 es el mapa estructural del Campo y la Figura CE-2 es un Diagrama donde se muestran la distribución de los 15 bloques.

### **GEOLOGIA ESTRUCTURAL**

El campo Central se encuentra ubicado estructuralmente en la parte central del Alto de El Alto, limitando por el Norte con el campo Ballena, por el Sur con el campo de Merina y la Artesa de Siches, por el Este con el campo de Zapotal y por el Oeste con el campo de Taiman.

Estructuralmente este campo ha sido dividido en 6 bloques por la intersección de la Falla "BB" que cruza el campo longitudinalmente con la Falla "Central" y la Falla "B" que lo cruzan transversalmente.

Con fines del proyecto de inyección este campo ha sido dividido en 15 bloques, los que a su vez están divididos en Sub-Bloques.

El miembro Hélico estructuralmente se presenta como un gran bloque limitado hacia el sur por la falla "Central" de salto variable y por límites de contrato con los otros campos, el que se encuentra cortado por fallas menores que oscilan entre 200 y 50 pies de salto. Este gran bloque del miembro Hélico se encuentra buzando hacia el sureste aproximadamente entre 11 y 12 grados.

## **COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION - INYECCION**

La Figura CE-3 es el Historial de Producción-Inyección del Campo.

En el Nor-Oeste, para mantener la producción de un campo es necesario perforar pozos, reacondicionar nuevas arenas y/o reactivar pozos, de lo contrario esta declinará rápidamente.

De todas las operaciones del Ex-Lote XI, el Campo de Central es donde mayor volumen de agua se ha inyectado y donde se estima se ha obtenido el mayor volumen de aceite secundario .

El efecto del agua inyectada en los pozos respuesta, no es espectacular, estos pozos se comportan como si fuesen de un proyecto de mantenimiento de presión, lo que se manifiesta en el comportamiento del campo.

Durante 1979, Occidental perforó 135 pozos, incrementando la producción de petróleo hasta 5,100 BPD en Ene.80. Posteriormente, perforó 49 pozos en 1980, 33 pozos en 1981 y 24 pozos en 1982, totalizando 241 pozos nuevos.

A partir de Ene.80, la producción declina por la disminución de la producción de los nuevos pozos , pero ésta se atenúa a partir de 1981 por el aceite secundario que se manifiesta en Enero del mismo año. Desde 1982 hasta fines de 1985 la producción es casi constante, declinando de Ene.86 hasta Nov.88 por problemas contractuales, lo que repercutió en los cambios rutinarios de las bombas de subsuelo. A partir de 1989 se soluciona en parte el problema contractual, alcanzando posteriormente los niveles normales de producción hasta fines de 1993. De allí hasta Jul.96, la producción declina por falta de un soporte de inyección para producir 990 BPPD.

La inyección de agua se inicia en Nov.80, llegándose a inyectar cerca de 40,000 BAPD durante 1982. La inyección se suspende de Feb.-Ago. 83, por el problema de las lluvias. En 1985 alcanza los volúmenes que tenía en 1982, para posteriormente declinar al reducirse las tasas de inyección en los inyectores para controlar la producción de agua. De 1989 a fines de 1991, el volumen inyectado fue en promedio de 20,000 BAPD. A partir de 1992, el volumen inyectado disminuye, al ponerse a desfogar los inyectores con la finalidad de recuperar petróleo. A fines de 1996, el volumen de agua inyectada es de 3,000 BAPD. Se estima, que en este campo, se han inyectado 102.9 MMBLS.

El aceite respuesta se identifica en Ene.81, 14 meses después del inicio de la inyección, incrementándose hasta 720 BPPD en Nov.82. Durante 1983 y 1984, se mantiene en 600 BPPD, que representa cerca del 30 % de la producción total. Al aumentarse el volumen de agua inyectada en 1985, el aceite respuesta se incrementó hasta 800 BPD. En 1988, por problemas de falta de pago a Occidental, no se efectúan cambios de bomba de subsuelo y la producción disminuye. Durante 1989 hasta fines de 1991, el aceite respuesta reporta cerca del 60 % de la producción total. A partir de 1992, el aceite secundario disminuye al reducirse los

volúmenes de agua inyectada. A Jul.97 se estima que la producción del aceite respuesta es de 436 BPD y su acumulado de 4,050 MBLs

La Tabla CE-I es la Información Básica de Reservorio por Bloque, de las Formaciones Echino y Helico..

La Tabla CE-II es la Información de Producción e Inyección Acumulada durante el Contrato con Occidental.

La Tabla CE-III es el Cálculo Volumétrico por Bloque.

La Tabla CE-IV es el Cálculo de Llenado del Reservorio y Porcentajes de Recuperación por Bloques

## **CONCLUSIONES**

### **BLOQUE "A"**

Bloque con muy buena respuesta a la inyección de agua debido a

- 1) Buena comunicación entre pozos productores e inyectores.
- 2) Buena distribución del agua inyectada.
- 3) Relación de pozos inyectores a productores mayor que 1.0

### **BLOQUE "B"**

- 1) Bloque con buena respuesta a la inyección, debido a una buena comunicación entre pozos inyectores y productores y buen barrido vertical.
- 3) Relación de pozos inyectores a productores mayor que 1.0.

### **SUB - BLOQUE "C1"**

- 1) Sub-Bloque con buena respuesta a la inyección de agua, por buena comunicación entre pozos inyectores y productores.

### **SUB-BLOQUE "D1"**

- 1) Bloque con buena respuesta a la inyección en la formación Helico

### **SUB-BLOQUE "D2"**

- 1) Bloque con buena respuesta a la inyección de agua

## **SUB-BLOQUE “I1”**

La eficiencia de la inyección es de 45 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor bajo. Las causas principales de esta baja eficiencia son:

- Canalización del agua inyectada en aquellas capas de alta permeabilidad ya depletadas, tal como sucedió en Hélico(capa H6) y Echino(Somatito C y Cabo Blanco).
- Falta de control en las arenas de alta inyectividad.
- Pozos inyectoros en Echino con corta sección por fallamiento.
- El miembro Hélico se presenta con regular calidad de roca reservorio y con alta saturación de agua.

## **SUB-BLOQUE “I2”**

La eficiencia de la inyección es de 17 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor regular. Las causas principales de esta regular eficiencia son:

- Regular calidad de reservorio de la formación Echino.
- Regular a pobre calidad de reservorio y alta saturación de agua de Hélico.
- Canalización del agua inyectada a través de capas depletadas, tal como sucedió en Hélico (capa H6) y Echino(Somatito C y B).
- Falta de control de las arenas de alta inyectividad.
- Baja relación de pozos inyectoros a productores(1:4).

## **SUB-BLOQUE “I3”**

La eficiencia de la inyección es de 13 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor regular. Las causas principales de esta regular eficiencia son:

- Regular calidad de reservorio de la formación Echino.
- Regular a pobre calidad de reservorio y alta saturación de agua de Hélico.
- Canalización del agua inyectada a través de capas depletadas, tal como sucedió en Hélico (capa H6) y Echino(Somatito C y B).
- Falta de control en las arenas de alta inyectividad.
- Baja relación de pozos inyectoros a pozos productores(1:3).

## **SUB-BLOQUE “J1”**

La eficiencia de la inyección es de 52 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor bajo. Las causas principales de esta baja eficiencia son:

- Heterogeneidad areal y vertical de Hélico y Echino.
- Canalización del agua inyectada en aquellas capas de alta permeabilidad ya depletadas, tal como sucedió en Hélico(capa H6) y Echino(Cabo Blanco y Somatito-C-2).

## **SUB-BLOQUE “J2”**

La eficiencia de la inyección es de 85 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor bajo. Las causas principales de esta baja eficiencia son:

- Heterogeneidad areal y vertical de Echino.
- Regular a pobre calidad de reservorio y alta saturación de agua de Hélico.
- Canalización del agua inyectada a través de capas depletadas, tal como sucedió en Echino(Somatito-C-2).

## **SUB-BLOQUES “J3” Y “J4”**

La inyección de agua en estos bloques no fue exitosa debido a la falta de comunicación entre los inyectores y productores por el severo fallamiento de las formaciones.

## **SUB-BLOQUE “K1”**

La eficiencia de la inyección es de 62 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor bajo. Las causas principales de esta baja eficiencia y por lo tanto pobre resultado son:

- La formación Echino se encuentra severamente fallada.
- Canalización del agua inyectada en aquellas capas de alta permeabilidad ya depletadas, tal como sucedió en Hélico(capa H6).
- El miembro Hélico se presenta con regular a pobre calidad de roca reservorio y con alta saturación de agua.

## **SUB-BLOQUE “K2”**

La eficiencia de la inyección es de 90 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor bajo. Las causas principales de esta baja eficiencia y pobre resultado son:

- Echino y Hélico se presentan intensamente falladas.
- Regular calidad de reservorio de la formación Echino.
- Regular a pobre calidad de reservorio y alta saturación de agua de Hélico.
- Canalización del agua inyectada a través de capas depletadas, tal como sucedió en Echino(Somatito-C-2).

## **BLOQUE “L”**

La eficiencia de la inyección es de 39 barriles de agua inyectada por 1 barril de petróleo secundario producido, la cual es un valor bajo. Las causas principales de esta baja eficiencia son:

- Heterogeneidad areal y vertical de Hélico y Echino.
- Canalización del agua inyectada en aquellas capas de alta permeabilidad ya depletadas, tal como sucedió en Hélico(capas H6 y H8).
- Severo fallamiento

La inyección de agua en el bloque “L” no fue exitosa. debido a los factores indicados..



Figura CE-1

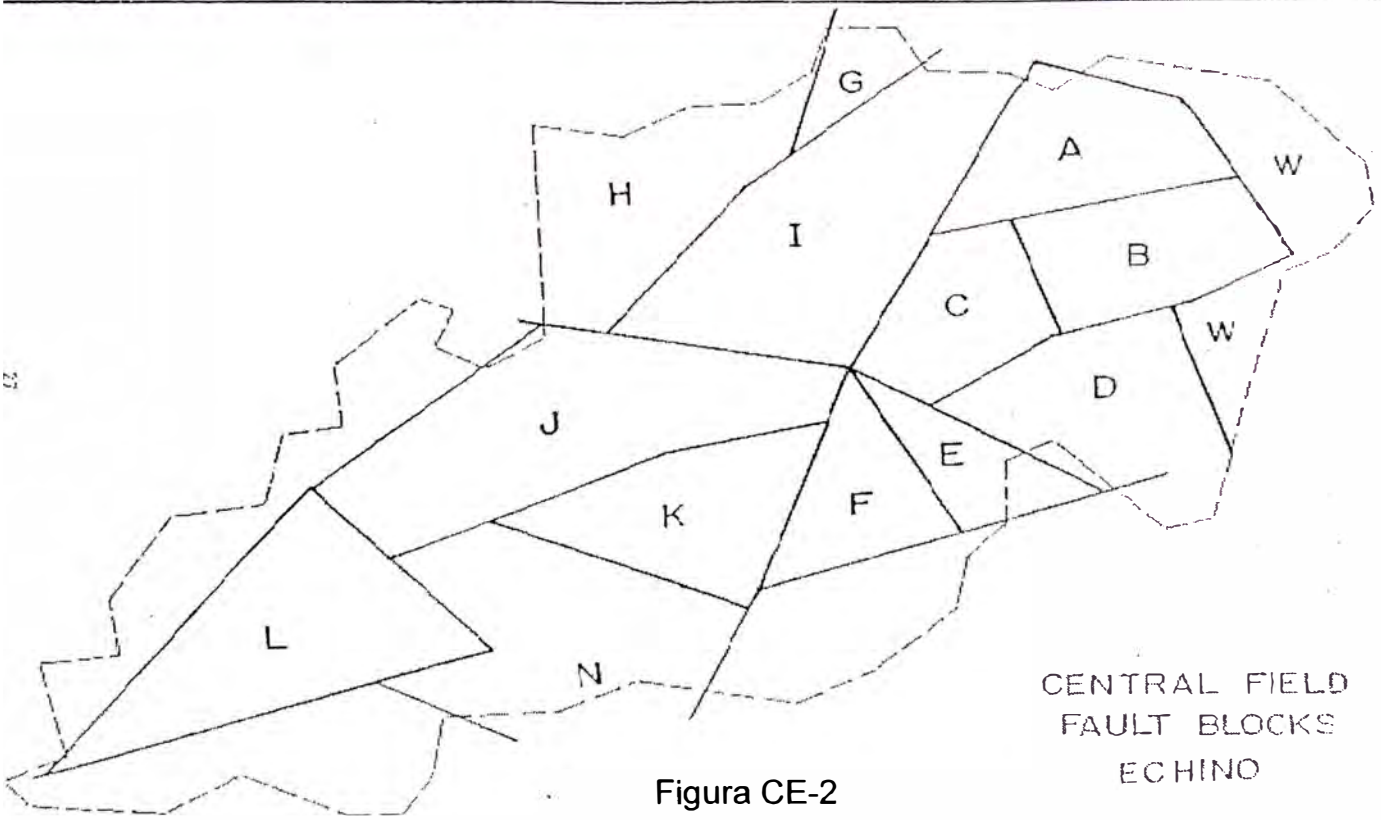
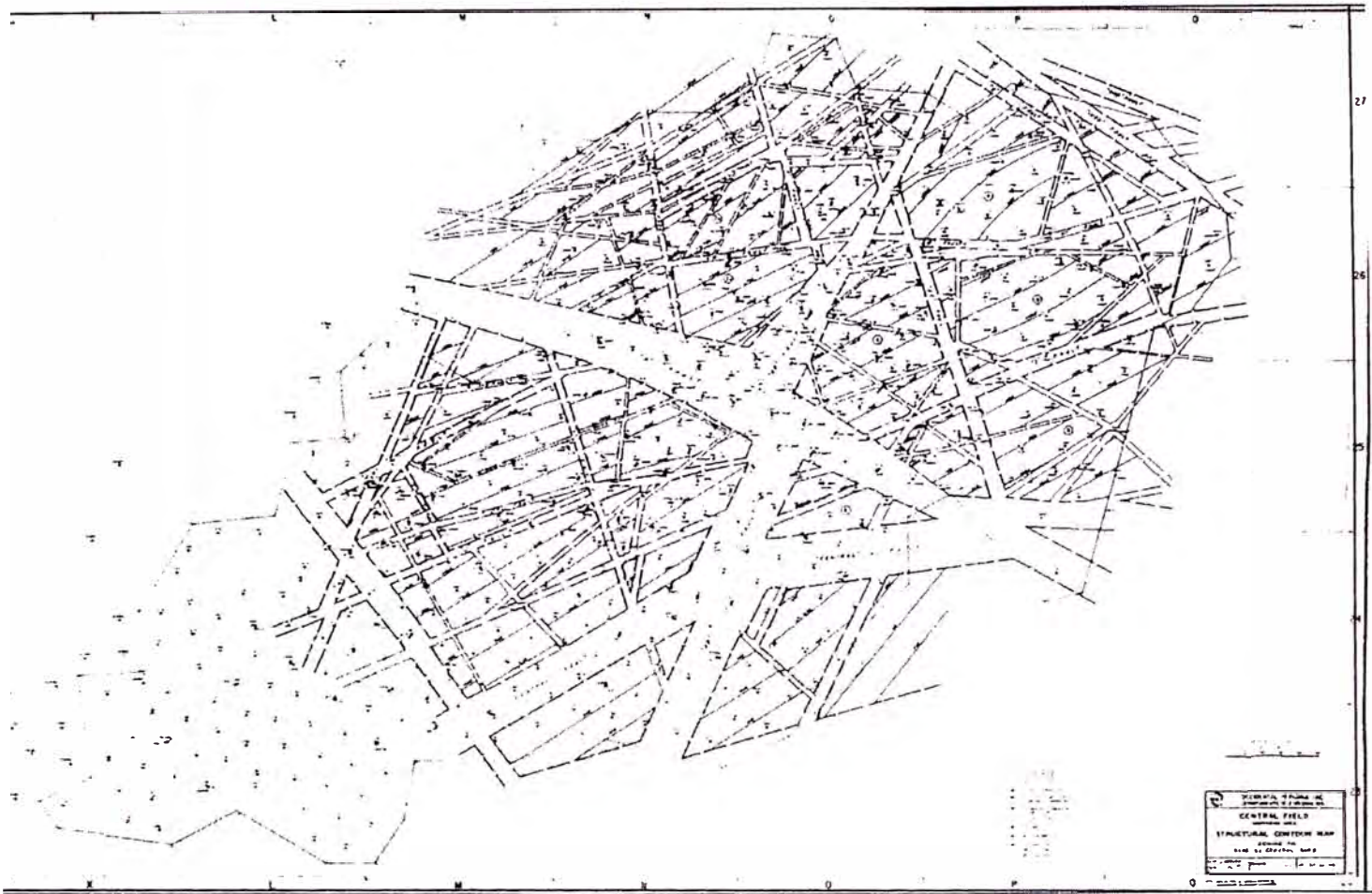
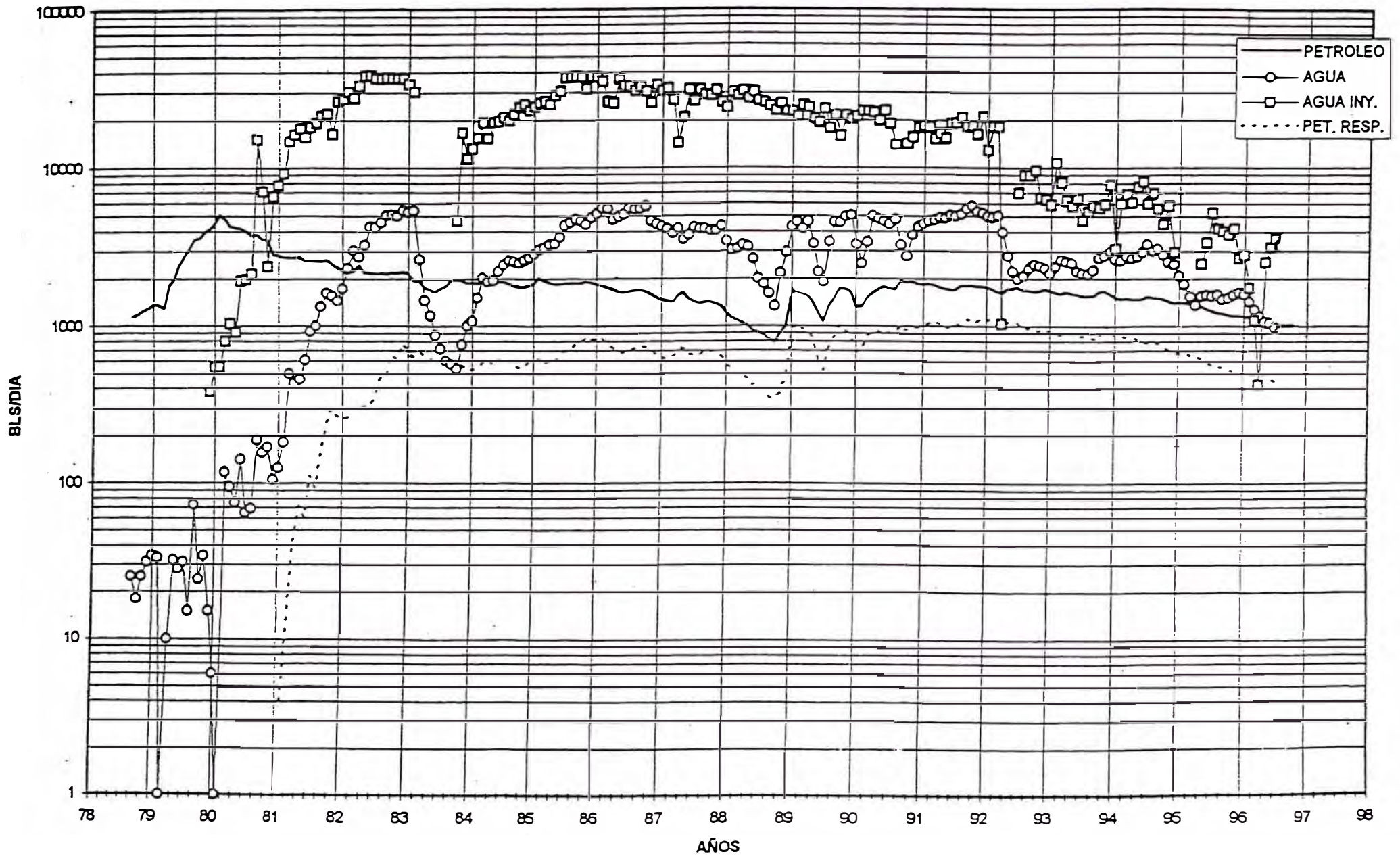


Figura CE-2

CENTRAL FIELD  
FAULT BLOCKS  
ECHINO

Figura CE-3  
HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION  
CAMPO CENTRAL



**TABLA CE - I**  
**EX-LOTE XI**  
**CAMPO CENTRAL**  
**INFORMACION BASICA DE RESERVORIO**

FORMACION	BLOQUE	AREA	AR. NET.	POROSID	SW	BOI	BO @ IDI	SOR	PETROLEO	PETROLEO	PROD. ACUM.	ACUMUL/	ACUMUL/
		ACRES	PIES	frac.	frac.	RB/STB	RB/STB	frac.	IN SITU	MOVIBLE	JUL. 1996	IN SITU	MOVIBLE
									MMSTB	MMBLS	MMBLS	%	%
ECHINO	A	180	240	0.1270	0.4100	1.113	1.033	0.315	22.563	10.517	2.215	9.82	21.06
	B	170	215	0.1300	0.4000	1.115	1.036	0.320	19.836	9.257	1.971	9.94	21.29
	C	145	253	0.1300	0.4000	1.128	1.058	0.320	19.680	9.184	1.735	8.82	18.89
	D	97	200	0.1250	0.4650	1.118	1.041	0.285	9.003	4.207	0.474	5.27	11.27
	E	88	190	0.1300	0.4900	1.119	1.053	0.275	7.685	3.541	0.052	0.68	1.47
	F	112	160	0.1360	0.4700	1.109	1.038	0.285	9.036	4.177	0.220	2.43	5.27
	G	60	187	0.1360	0.4000	1.108	1.033	0.320	6.411	2.992	0.545	8.50	18.22
	H	200	180	0.1300	0.4600	1.134	1.046	0.290	17.289	8.004	1.076	6.22	13.44
	I	345	254	0.1260	0.4100	1.135	1.046	0.315	44.528	20.754	2.058	4.62	9.92
	J	400	200	0.1330	0.4300	1.135	1.046	0.300	41.454	19.636	2.311	5.57	11.77
	K1	100	120	0.1220	0.5130	1.128	1.048	0.260	4.904	2.286	0.278	5.67	12.16
	K2	170	155	0.1220	0.5130	1.128	1.048	0.260	10.767	5.019	0.525	4.88	10.46
	L	280	100	0.1210	0.5000	1.128	1.048	0.270	11.651	5.359	0.965	8.28	18.01
	W	95	220	0.1210	0.4500	1.115	1.036	0.320	9.678	4.047	1.297	13.40	32.05
<b>TOTAL</b>		<b>2,442</b>	<b>194</b>	<b>0.1280</b>	<b>0.4380</b>	<b>1.135</b>	<b>1.058</b>	<b>0.300</b>	<b>234.484</b>	<b>108.980</b>	<b>15.722</b>	<b>6.70</b>	<b>14.43</b>
HELICO	B	170	70	0.1240	0.5300	1.092	1.033	0.250	4.927	2.306	1.147	23.28	49.73
	C	145	100	0.1300	0.6100	1.092	1.032	0.225	5.223	2.210	1.872	35.84	84.72
	D	150	100	0.1300	0.6100	1.092	1.032	0.225	5.403	2.286	1.511	27.97	66.10
	E	120	70	0.1100	0.5900	1.091	1.029	0.230	2.694	1.183	0.473	17.56	39.99
	F	80	90	0.1200	0.5700	1.109	1.038	0.235	2.599	1.179	0.476	18.31	40.39
	G	90	80	0.1330	0.6700	1.092	1.028	0.200	2.245	0.884	0.274	12.20	30.98
	H	250	100	0.1200	0.6000	1.092	1.031	0.225	8.525	3.730	0.416	4.88	11.15
	I	400	100	0.1200	0.6000	1.092	1.031	0.225	13.640	5.968	3.124	22.90	52.35
	J	450	90	0.1230	0.6300	1.092	1.010	0.225	13.095	5.132	3.584	27.37	69.84
	K1	360	60	0.1200	0.6300	1.092	1.023	0.215	6.813	2.854	1.053	15.45	36.89
	K2	220	70	0.1200	0.6300	1.092	1.023	0.215	4.858	2.035	1.227	25.26	60.30
	L	400	100	0.1400	0.6000	1.093	1.026	0.225	15.899	6.956	4.208	26.47	60.50
	N	450	80	0.1350	0.6500	1.093	1.026	0.210	12.074	4.829	1.245	10.31	25.78
	<b>TOTAL</b>		<b>3,285</b>	<b>86</b>	<b>0.1440</b>	<b>0.6360</b>	<b>1.109</b>	<b>1.038</b>	<b>0.223</b>	<b>97.995</b>	<b>41.551</b>	<b>20.610</b>	<b>21.03</b>
<b>GRAN TOTAL</b>		<b>5,727</b>							<b>332.479</b>	<b>150.531</b>	<b>36.332</b>	<b>10.93</b>	<b>24.14</b>

**TABLA CE - II**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO CENTRAL**

**INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION**

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLS	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL			
			PRIMARIO	SECUND.	TOTAL	
CE - A1	269	14	56	13	69	83
CE - A2	6,408	1209	245	253	498	1707
CE - A3	1,772	190	43	38	81	271
CE - A4	0	118		0	37	155
CE - B	9,675	2099	495	524	1019	3118
CE - C1	8,504	1155	530	489	1019	2174
CE - C2	3,597	902	160	371	531	1433
CE - D1	3,606	750	236	262	498	1248
CE - D2	1,777	411	196	130	326	737
CE - E	1,561	381	106	37	143	524
CE - F	1,492	529	166	2	168	697
CE - G	1,012	510	220	90	310	820
CE - H	2,726	861	471	161	632	1493
CE - I1	15,654	1858	681	337	1018	2876
CE - I2	2,579	706	364	150	514	1220
CE - I3	2,210	450	470	166	636	1086
CE - J1	9,197	1507	528	164	692	2199
CE - J2	5325	1,633	367	61	428	2061
CE - J3	2,223	750	154	29	183	933
CE - J4	2,276	549	118	35	153	702
CE - K1	3,665	1119	157	56	213	1332
CE - K2	5,374	1297	397	59	456	1753
CE - L	6,737	4432	583	158	741	5173
CE - N	2,460	1065	159	22	181	1246
CE - W	2,413	547	474	276	750	1297
CE - Z	0	3261	896	5	901	4162
<b>TOTAL</b>	<b>102,512</b>	<b>28,303</b>	<b>8,272</b>	<b>3,888</b>	<b>12,197</b>	<b>40,500</b>

**TABLA CE - III**  
**EX-LOTE XI**  
**CAMPO CENTRAL**  
**CALCULO VOLUMETRICO**

BLOQUE	FORMACION	AREA ACRES	AR. NET. PIES	POROSID	SW	0xAxH ACRE-PIE	SwxAxH ACRE-PIE	A x H ACRE-PIE	VOL. POROSO MBLs	BOI RB/STB	POIS MBLs	SOR	SOR x A x H ACRE-PIE	PETROLEO MOVIBLE MBLs
A	ECHINO	180	240	0.1270	0.4100	5,486.4	17,712.0	43,200	42,563.5	1.113	22,562.9	0.315	13,608.0	10,516.6
B	HELICO	170	70	0.1240	0.5300	1,475.6	6,307.0	11,900	11,447.7	1.092	4,927.1	0.250	2,975.0	2,306.3
	ECHINO	170	215	0.1300	0.4000	4,751.5	14,620.0	36,550	36,862.1	1.115	19,836.1	0.320	11,696.0	9,256.9
		<b>340</b>	<b>285</b>			<b>6,227.1</b>	<b>20,927.0</b>	<b>48,450</b>	<b>48,309.8</b>		<b>24,763.3</b>		<b>14,671.0</b>	<b>11,563.2</b>
C	HELICO	145	100	0.1300	0.6100	1,885.0	8,845.0	14,500	14,623.8	1.092	5,222.8	0.225	3,262.5	2,209.6
	ECHINO	145	253	0.1300	0.4000	4,769.1	14,674.0	36,685	36,998.3	1.128	19,679.9	0.320	11,739.2	9,184.0
		<b>290</b>	<b>353</b>			<b>6,654.1</b>	<b>23,519.0</b>	<b>51,185</b>	<b>51,622.1</b>		<b>24,902.7</b>		<b>15,001.7</b>	<b>11,393.6</b>
D	HELICO	150	100	0.1300	0.6100	1,950.0	9,150.0	15,000	15,128.1	1.092	5,402.9	0.225	3,375.0	2,285.8
	ECHINO	97	200	0.1250	0.4650	2,425.0	9,021.0	19,400	18,813.2	1.118	9,002.7	0.285	5,529.0	4,206.9
		<b>247</b>	<b>300</b>			<b>4,375.0</b>	<b>18,171.0</b>	<b>34,400</b>	<b>33,941.3</b>		<b>14,405.6</b>		<b>8,904.0</b>	<b>6,492.7</b>
E	HELICO	120	70	0.1100	0.5900	924.0	4,956.0	8,400	7,168.4	1.091	2,693.9	0.230	1,932.0	1,182.7
	ECHINO	88	190	0.1300	0.4900	2,173.6	8,192.8	16,720	16,862.8	1.119	7,685.5	0.275	4,598.0	3,541.3
		<b>208</b>	<b>260</b>			<b>3,097.6</b>	<b>13,148.8</b>	<b>25,120</b>	<b>24,031.2</b>		<b>10,379.3</b>		<b>6,530.0</b>	<b>4,724.0</b>
F	HELICO	80	90	0.1200	0.5700	864.0	4,104.0	7,200	6,702.9	1.109	2,599.0	0.235	1,692.0	1,178.6
	ECHINO	112	160	0.1360	0.4700	2,437.1	8,422.4	17,920	18,907.2	1.109	9,035.9	0.285	5,107.2	4,177.0
		<b>192</b>	<b>250</b>			<b>3,301.1</b>	<b>12,526.4</b>	<b>25,120</b>	<b>25,610.1</b>		<b>11,634.9</b>		<b>6,799.2</b>	<b>5,355.6</b>
G	HELICO	90	80	0.1330	0.6700	957.6	4,824.0	7,200	7,429.1	1.092	2,245.0	0.200	1,440.0	884.4
	ECHINO	60	187	0.1360	0.4000	1,525.9	4,488.0	11,220	11,838.1	1.108	6,410.5	0.320	3,590.4	2,991.6
		<b>150</b>	<b>267</b>			<b>2,483.5</b>	<b>9,312.0</b>	<b>18,420</b>	<b>19,267.1</b>		<b>8,655.6</b>		<b>5,030.4</b>	<b>3,876.0</b>
H	HELICO	250	100	0.1200	0.6000	3,000.0	15,000.0	25,000	23,274.0	1.092	8,525.3	0.225	5,625.0	3,729.8
	ECHINO	200	180	0.1300	0.4600	4,680.0	16,560.0	36,000	36,307.4	1.134	17,289.3	0.290	10,440.0	8,004.3
		<b>450</b>	<b>280</b>			<b>7,680.0</b>	<b>31,560.0</b>	<b>61,000</b>	<b>59,581.4</b>		<b>25,814.5</b>		<b>16,065.0</b>	<b>11,734.1</b>
I	HELICO	400	100	0.1200	0.6000	4,800.0	24,000.0	40,000	37,238.4	1.092	13,640.4	0.225	9,000.0	5,967.7
	ECHINO	345	254	0.1260	0.4100	11,041.4	35,928.3	87,630	85,659.0	1.135	44,527.6	0.315	27,603.5	20,754.4
		<b>745</b>	<b>354</b>			<b>15,841.4</b>	<b>59,928.3</b>	<b>127,630</b>	<b>122,897.4</b>		<b>58,168.0</b>		<b>36,603.5</b>	<b>26,722.1</b>
J	HELICO	450	90	0.1230	0.6300	4,981.5	25,515.0	40,500	38,646.5	1.092	13,094.5	0.225	9,112.5	5,131.6
	ECHINO	400	200	0.1330	0.4300	10,640.0	34,400.0	80,000	82,545.1	1.135	41,454.4	0.300	24,000.0	19,636.3
		<b>850</b>	<b>290</b>			<b>15,621.5</b>	<b>59,915.0</b>	<b>120,500</b>	<b>121,191.6</b>		<b>54,548.9</b>		<b>33,112.5</b>	<b>24,767.9</b>
K1	HELICO	360	60	0.1200	0.6300	2,592.0	13,608.0	21,600	20,108.7	1.092	6,813.4	0.215	4,644.0	2,854.3
	ECHINO	100	120	0.1220	0.5130	1,464.0	6,156.0	12,000	11,357.7	1.128	4,903.6	0.260	3,120.0	2,285.6
		<b>460</b>	<b>180</b>			<b>4,056.0</b>	<b>19,764.0</b>	<b>33,600</b>	<b>31,466.4</b>		<b>11,717.0</b>		<b>7,764.0</b>	<b>5,139.9</b>
K2	HELICO	220	70	0.1200	0.6300	1,848.0	9,702.0	15,400	14,336.8	1.092	4,857.7	0.215	3,311.0	2,035.0
	ECHINO	170	155	0.1220	0.5130	3,214.7	13,517.6	26,350	24,939.6	1.128	10,767.4	0.260	6,851.0	5,018.9
		<b>390</b>	<b>225</b>			<b>5,062.7</b>	<b>23,219.6</b>	<b>41,750</b>	<b>39,276.4</b>		<b>15,625.1</b>		<b>10,162.0</b>	<b>7,053.9</b>
L	HELICO	400	100	0.1400	0.6000	5,600.0	24,000.0	40,000	43,444.8	1.093	15,899.3	0.225	9,000.0	6,955.9
	ECHINO	280	100	0.1210	0.5000	3,388.0	14,000.0	28,000	26,284.1	1.128	11,650.8	0.270	7,560.0	5,359.3
		<b>680</b>	<b>200</b>			<b>8,988.0</b>	<b>38,000.0</b>	<b>68,000</b>	<b>69,728.9</b>		<b>27,550.0</b>		<b>16,560.0</b>	<b>12,315.3</b>
N	HELICO	450	80	0.1350	0.6500	4,860.0	23,400.0	36,000	37,703.9	1.093	12,073.5	0.210	7,560.0	4,829.4
W	ECHINO	95	220	0.1210	0.4500	2,528.9	9,405.0	20,900	19,619.2	1.115	9,677.6	0.320	6,688.0	4,047.0
	<b>TOTAL HELICO</b>	<b>3,285</b>	<b>86</b>	<b>0.1435</b>	<b>0.6332</b>	<b>40,569</b>	<b>179,004.0</b>	<b>282,700</b>	<b>277,253.1</b>		<b>97,994.8</b>	<b>0.223</b>	<b>62,929.0</b>	<b>41,551.2</b>
	<b>TOTAL ECHINO</b>	<b>2,442</b>	<b>194</b>	<b>0.1281</b>	<b>0.4382</b>	<b>60,526</b>	<b>207,097.1</b>	<b>472,575</b>	<b>469,557.4</b>		<b>234,484.1</b>	<b>0.301</b>	<b>142,130.3</b>	<b>108,980.0</b>
	<b>TOTAL CENTRAL</b>	<b>5,727</b>					<b>386,101.1</b>	<b>755,275</b>	<b>746,810.4</b>		<b>332,478.9</b>		<b>205,059.3</b>	<b>150,531.2</b>

## CAMPO CENTRAL

## CALCULO DE LLENADO Y PORCENTAJE DE RECUPERACION

BLOQUE	FORMACION	I.D.I.**	ACUMULADO I.D.I.		BO @ IDI RB/STB	VOL. POROS MBLS	VOLUMEN LIBRE MBLS	ACUMULADO MBLs			INYECCION NETA MBLS	% LLENADO	% VOL. POROS INYECCION	% RECUPER.
			MBLS					PRODUCCION JUL. '96		INYECCION JUL. '96				
			PETROLEO	AGUA				PETROLEO	AGUA					
A	ECHINO	10/80	1,590	32	1.033	42,563.5	3,479.5	2,215	1,374	8,449	6,482	186.29	15.23	9.8170
B	HELICO	10/80	835	16	1.033	11,447.7	1,169.3	3,118	2,223	9,676	6,648	156.42	13.76	12.5912
	ECHINO	10/80	1,435	27	1.036	36,862.1	3,080.7							
	T		<b>2,270</b>	<b>43</b>		<b>48,309.8</b>	<b>4,260.0</b>							
C	HELICO	10/80	1,157	10	1.032	14,623.8	1,517.4	3,607	2,863	12,101	7,881	195.06	15.27	14.4844
	ECHINO	10/80	1,073	10	1.058	36,998.3	2,522.8							
	T		<b>2,230</b>	<b>20</b>		<b>61,622.1</b>	<b>4,040.2</b>							
D	HELICO	10/80	1,003	20	1.032	15,128.1	1,379.3	1,985	1,248	5,883	3,993	166.00	11.76	13.7794
	ECHINO	10/80	314	6	1.041	18,813.2	1,026.1							
	T		<b>1,317</b>	<b>26</b>		<b>33,941.3</b>	<b>2,405.4</b>							
E	HELICO	10/81	388	7	1.029	7,168.4	573.3	524	166	1,561	1,308	116.29	5.44	5.0485
	ECHINO	10/81	42	0	1.053	16,862.8	551.5							
	T		<b>430</b>	<b>7</b>		<b>24,031.2</b>	<b>1,124.7</b>							
F	HELICO	11/81	386	5	1.038	6,702.9	590.2	697	79	1,492	1,288	90.74	5.03	5.9906
	ECHINO	11/81	178	3	1.038	18,907.2	829.3							
	T		<b>664</b>	<b>8</b>		<b>26,610.1</b>	<b>1,419.6</b>							
G	HELICO	07/80	201	2	1.028	7,429.1	352.3	819	83	1,012	713	57.21	3.70	9.4621
	ECHINO	07/80	397	3	1.033	11,838.1	893.9							
	T		<b>698</b>	<b>6</b>		<b>19,267.2</b>	<b>1,246.2</b>							
H	HELICO	07/80	290	8	1.031	23,274.0	827.0	1,492	275	2,726	2,026	64.28	3.40	5.7797
	ECHINO	07/80	749	20	1.046	36,307.4	2,324.9							
	T		<b>1,039</b>	<b>28</b>		<b>69,681.4</b>	<b>3,161.9</b>							
I	HELICO	11/79	1,925	10	1.031	37,238.4	2,826.7	5,182	3,744	20,443	14,727	181.30	11.98	8.9087
	ECHINO	11/79	1,268	7	1.046	85,659.0	5,296.3							
	T		<b>3,193</b>	<b>17</b>		<b>122,897.4</b>	<b>8,123.0</b>							
J	HELICO	11/80	2,951	26	1.010	38,646.5	4,080.3	5,895	2,979	19,020	15,040	153.88	12.41	10.8068
	ECHINO	11/80	1,900	17	1.046	82,545.1	5,693.8							
	T		<b>4,861</b>	<b>43</b>		<b>121,191.6</b>	<b>9,774.1</b>							
K1	HELICO	10/81	911	7	1.023	20,108.7	1,409.1	1,332	453	3,665	3,041	147.91	9.66	11.3681
	ECHINO	10/81	241	2	1.048	11,357.7	646.9							
	T		<b>1,162</b>	<b>9</b>		<b>31,466.4</b>	<b>2,066.9</b>							
K2	HELICO	11/80	1,029	22	1.023	14,336.8	1,409.8	1,752	529	5,374	4,594	167.52	11.70	11.2127
	ECHINO	11/80	441	9	1.048	24,939.6	1,332.6							
	T		<b>1,470</b>	<b>31</b>		<b>39,276.4</b>	<b>2,742.4</b>							
L	HELICO	10/81	3,752	16	1.026	43,444.8	4,930.8	5,173	573	6,737	5,624	83.08	8.07	18.7767
	ECHINO	10/81	861	4	1.048	26,284.1	1,838.4							
	T		<b>4,613</b>	<b>20</b>		<b>69,728.9</b>	<b>6,769.2</b>							
N	HELICO	03/82	1,112	7	1.026	37,703.9	1,956.8	1,245	125	2,461	2,210	112.94	5.86	10.3118
W	ECHINO	01/81	665	13	1.036	19,619.2	1,466.5	1,297	1,147	2,413	647	44.12	3.30	13.4020

\*\* Inicio de Inyección

## **V.7 CAMPO CARRIZO**

El campo Carrizo tiene una extensión de 3017 acres, y es el campo más al sur del Lote XI. Las formaciones que estaban consideradas en el contrato de Occidental son :

<b><u>FORMACIÓN</u></b>	<b><u>PROFUNDIDAD</u></b>
Talara	1500' - 3400'
Helico	3600' - 4500'
Ostrea	4600' - 5200'

Tanto Helico como Ostrea se encuentran presentes en todo el campo. Datos de "cores" y registros de hueco abierto muestran que la formación Helico está compuesta de cinco diferentes unidades (2, 4, 6, 7 y 8) de las cuales, la unidad 2 es una arena "shaly" siendo las otras unidades conglomeráticas. Ostrea y Talara son también arenas "shaly" considerándose de regular a buena calidad. La interpretación geológica del área nos muestra un gran fallamiento en todas las formaciones.

La Figura CA-1 es el mapa estructural del Campo Carrizo y la Figura CA-2 es un diagrama que muestra el Campo dividido en seis bloques principales (A, B, C, E, F y G).

### **COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION-INYECCION**

La Figura CA-3 es el Historial de Producción-Inyección

Al tomar las operaciones Occidental, existieron 110 pozos, de los cuales 86 eran activos y 24 inactivos (ATA, APA, DPA). La producción diaria de petróleo era de 1,320 BLS y la producción acumulada de 23,595 MBLS. Los pozos A-128 y 1897 son productores de la formación Mogollón y de las formaciones del contrato.

Durante el contrato, Occidental perforó 110 pozos, incrementando la producción de petróleo a cerca de 5,000 BPD en Junio de 1981. En los 110 pozos están incluidos 16 pozos que fueron perforados hasta la formación Areniscas Talara, los que conforman el Bloque T..

A Julio de 1996 la producción de este campo es de 451 BPPD y 246 BAPD, existiendo 61 pozos productores con unidades de bombeo. Se estima que las reservas probadas desarrolladas remanentes al 31 de Agosto de 1997 son de 1.8 MMBLS.

## **INYECCIÓN DE AGUA**

En Julio de 1979 se efectuó un Proyecto Piloto de Inyección de Agua por el pozo 9403 del bloque A. Un total de 120 MBLS fueron inyectados en las formaciones Helico y Ostrea hasta Abril de 1980.

El arreglo original de inyección fue de cinco puntos (five-spot), el que posteriormente fue modificado de acuerdo a los resultados de la inyección y a la preparación de nuevos mapas estructurales.

El Proyecto Total de Inyección de Agua se inició el 1º de Setiembre de 1980, usando 7 pozos inyectoros del bloque A. Posteriormente la inyección se extendió a los bloques B, E, F y G. Debido a los problemas de alta presión de inyección en la cabeza del pozo, a roturas de líneas de inyección, a pobres resultados de la inyección, ésta fue suspendida en Noviembre de 1994.

El mejor comportamiento, se detectó en los sub-bloques A4, A5, B3,B4 Y E1

- Las Tablas CA-I es la Información Básica de Reservorio por Bloque, de las Formaciones Hélico y Ostrea..
- La Tabla CA-II es la Información de Producción e Inyección Acumulada durante el Contrato con Occidental.
- La Tabla CA-III es el Cálculo Volumétrico por Bloque
- La Tabla CA-IV es el Cálculo de Llenado del Reservorio y Porcentajes de Recuperación por Bloques

## **CONCLUSIONES**

En este campo, los resultados de la inyección no fueron satisfactorios, debido principalmente a la pérdida de inyectividad ocurridos por taponamiento de las perforaciones y/o pobre comunicación entre los pozos inyectoros y productivos.



Figura CA-1

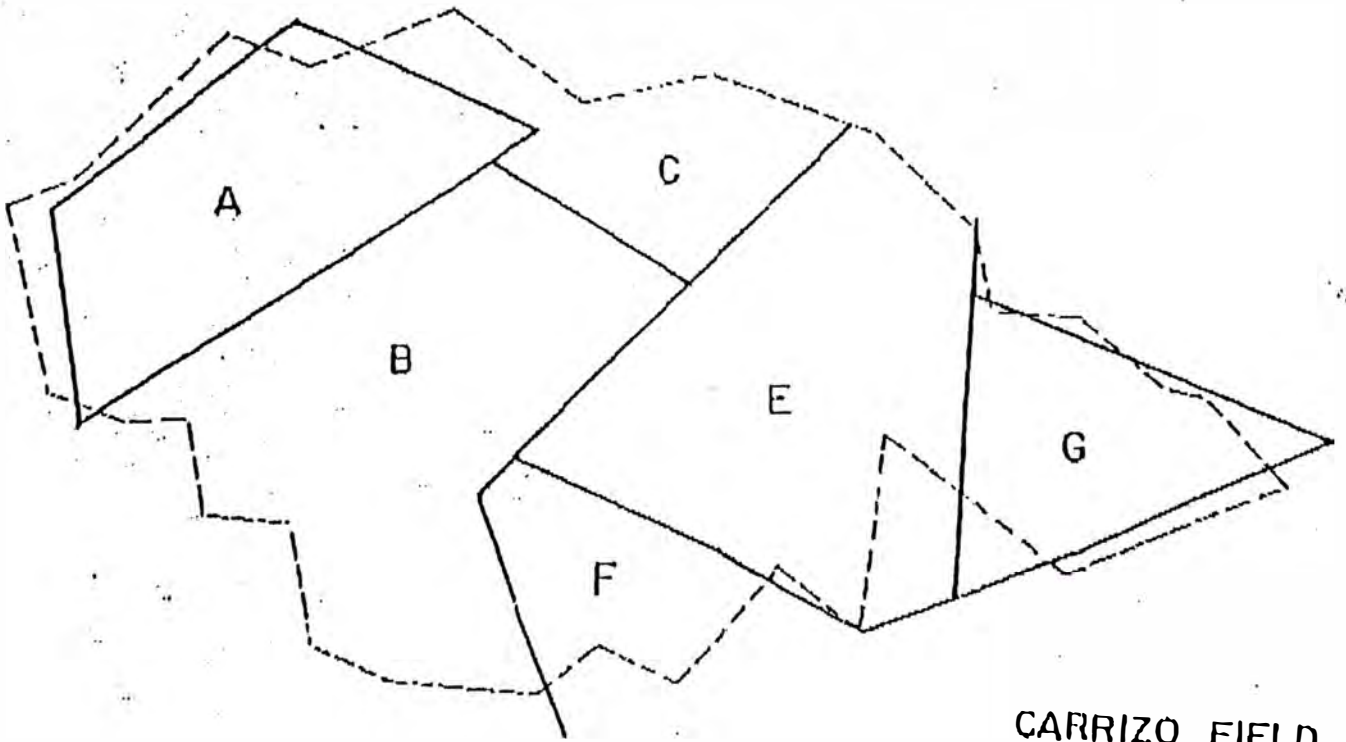
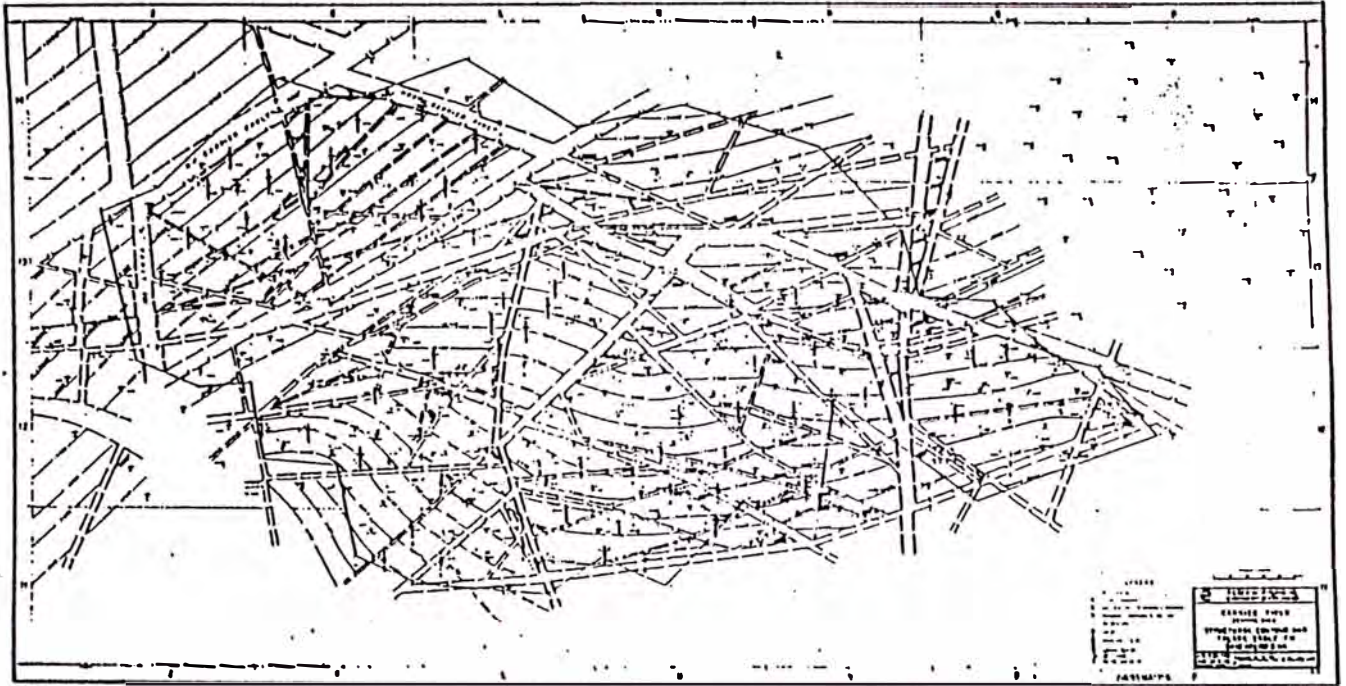
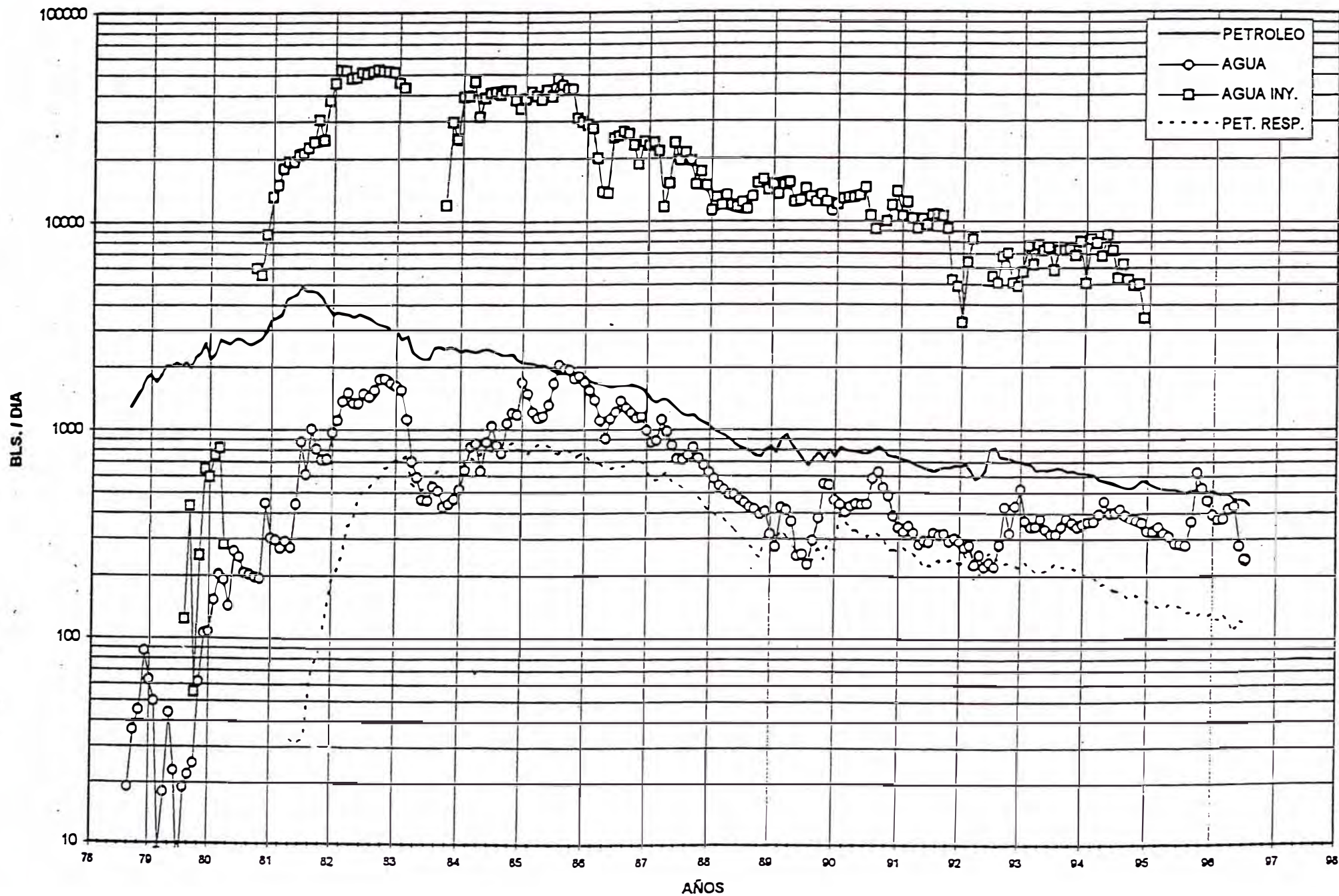


Figura CA-2

CARRIZO FIELD  
FAULT BLOCKS  
HELICO Mb

# HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION CAMPO CARRIZO



88

**TABLA CA - I  
EX-LOTE XI  
CAMPO CARRIZO  
INFORMACION BASICA DE RESERVORIO**

FORMACION	BLOQUE	AREA ACRES	AR. NET. PIES	POROSID frac.	SW frac.	BOI RB/STB	BO @ IDI RB/STB	SOR frac.	PETROLEO	PETROLEO	PROD. ACUM.	ACUMUL./	ACUMUL./
									IN SITU MMSTB	MOVIBLE MMBLS	JUL. 1996 MMBLS	IN SITU %	MOVIBLE %
HELICO	A	951	223	0.1189	0.4861	1.2400	1.0785	0.2650	81.073	39.266	7.128	8.79	18.15
	B	725	189	0.1135	0.5113	1.2460	1.0612	0.2540	47.323	22.727	9.193	19.43	40.45
	E	476	138	0.1101	0.5048	1.2810	1.0683	0.2620	21.690	10.214	4.121	19.00	40.35
	F	182	163	0.1172	0.5388	1.2810	1.0976	0.2330	9.711	4.805	1.447	14.90	30.11
	G	219	234	0.1223	0.4635	1.2510	1.0904	0.3000	20.852	9.192	2.145	10.29	23.34
	<b>TOTAL</b>	<b>2,553</b>	<b>219</b>	<b>0.1033</b>	<b>0.4401</b>	<b>1.1391</b>	<b>1.0509</b>	<b>0.3250</b>	<b>180.648</b>	<b>86.205</b>	<b>24.034</b>	<b>13.30</b>	<b>27.88</b>
OSTREA	B	664	102	0.1204	0.5071	1.2680	1.0904	0.2740	24.591	10.921	2.502	10.17	22.91
	E	192	128	0.1213	0.4600	1.2940	1.0892	0.3000	9.651	4.289	2.333	24.17	54.39
	F	217	186	0.1205	0.4900	1.2940	1.1218	0.2800	14.871	6.707	1.431	9.62	21.34
	G	269	366	0.1228	0.4708	1.3810	1.1144	0.2900	35.942	16.246	1.661	4.62	10.22
	<b>TOTAL</b>	<b>1,342</b>	<b>172</b>	<b>0.1216</b>	<b>0.4836</b>	<b>1.3810</b>	<b>1.1218</b>	<b>0.2846</b>	<b>85.056</b>	<b>38.163</b>	<b>7.927</b>	<b>9.32</b>	<b>20.77</b>
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>3,895</b>							<b>265.705</b>	<b>124.368</b>	<b>31.961</b>	<b>12.03</b>	<b>25.70</b>	

**TABLA CA - II**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO CARRIZO**

**INFORMACION DE PRODUCCION - INYECCION**

SUB - BLOQUE	AGUA INYECTADA MBLS	PETROLEO ACUMULADO (MBLS)				TOTAL BLOQUE
		JULIO, 1978	CONTRATO OCCIDENTAL			
			PRIMARIO	SECUND.	TOTAL	
CA -A3	5,451	742	140	146	286	1028
CA -A4	6,136	2061	252	469	721	2782
CA -A5	11,104	2364	643	311	954	3318
CA -B1	5,948	1111	355	100	455	1566
CA -B2	6,366	2109	331	93	424	2533
CA -B3	8,669	2640	378	364	742	3382
CA -B4	3,991	1085	412	122	534	1619
CA -B5	3,074	333	204	0	204	537
CA -B6	748	270	337	23	360	630
CA -B7	499	1238	190	2	192	1430
CA -C	0	374	820	5	825	1199
CA -E1	8,147	1954	360	165	525	2479
CA -E2	4,596	671	185	9	194	865
CA -E3	2,577	286	87	0	87	373
CA -E4	2,800	336	161	58	219	555
CA -E5	1,772	620	261	35	296	916
CA -E6	448	123	77	0	77	200
CA -E7	1,687	547	305	34	339	886
CA -E8	829	0	82	0	82	82
CA -E9	1,847	59	39	0	39	98
CA -F1	3,474	307	210	47	257	564
CA -F2	2,270	736	125	79	204	940
CA -F3	4,088	1184	186	3	189	1373
CA -G1	264	239	381	2	383	622
CA -G2	10,374	1467	973	66	1039	2506
CA -G3	1,046	217	137	17	154	371
CA -G4	418	0	9	0	9	9
CA -G5	992	195	92	11	103	298
CA -O	0	327	116	0	116	443
CA -T	0	0	409	0	409	409
<b>TOTAL</b>	<b>99,615</b>	<b>23,595</b>	<b>8,257</b>	<b>2,161</b>	<b>10,418</b>	<b>34,013</b>

**TABLA CA -III**

**EX - LOTE XI**

**CAMPO CARRIZO**

**CALCULO VOLUMETRICO**

FORMACION	BLOQUE	AREA	NET SAND	0	SW	0AH	Sw Axh	A x H	Pore. Volume MBLs	BOI	O.O. I. P. MBLs	SOR	SOR x A x h	MOVABLE MBLs
HELICO	A	951	223	0.1189	0.4861	25,215	103,089	212,073	195,622	1.2400	81,073	0.2650	56,199	39,266
	B	725	189	0.1135	0.5113	15,552	70,061	137,025	120,655	1.2460	47,323	0.2540	34,804	22,727
	E	476	138	0.1101	0.5048	7,232	33,159	65,688	56,108	1.2810	21,690	0.2620	17,210	10,214
	F	182	163	0.1172	0.5388	3,477	15,984	29,666	26,973	1.2810	9,711	0.2330	6,912	4,805
	G	219	234	0.1223	0.4635	6,267	23,753	51,246	48,622	1.2510	20,852	0.3000	15,374	9,192
	<b>TOTAL</b>	<b>2,553</b>	<b>219</b>	<b>0.1033</b>	<b>0.4401</b>	<b>57,744</b>	<b>246,045</b>	<b>559,107</b>	<b>447,980</b>		<b>180,648</b>			<b>130,500</b>
OSTREA	B	664.0	102	0.1204	0.5071	8,154	34,345	67,728	63,262	1.2680	24,591	0.2740	18,557	10,921
	E	192.0	128	0.1213	0.4600	2,981	11,305	24,576	23,127	1.2940	9,651	0.3000	7,373	4,289
	F	217.0	186	0.1205	0.4900	4,864	19,777	40,362	37,732	1.2940	14,871	0.2800	11,301	6,707
	G	269.0	366	0.1228	0.4708	12,090	46,352	98,454	93,795	1.3810	35,942	0.2900	28,552	16,246
	<b>TOTAL</b>	<b>1,342.0</b>	<b>172</b>	<b>0.1215</b>	<b>0.4836</b>	<b>28,089</b>	<b>111,779</b>	<b>231,120</b>	<b>217,917</b>		<b>85,056</b>			<b>65,783</b>
<b>TOTAL CARRIZO</b>		<b>3,895.0</b>					<b>357,825</b>	<b>790,227</b>	<b>665,897</b>		<b>265,705</b>		<b>196,283</b>	<b>62,375</b>

**TABLA CA - IV  
EX-LOTE XI  
CAMPO CARRIZO  
CALCULO DE LLENADO Y PORCENTAJE DE RECUPERACION**

BLOQUE	FORMACION	I.D.I.	ACUMULADO I.D.I.		BO I.D.I.	VOLUMEN LIBRE MBLS	ACUMULADO MBLs			INYECCION NETA MBIs	% LLENADO	% RECUPER.
			MBLS				PRODUCCION JUL. '96	INYECCION JUL. '96				
			PETROLEO	AGUA					PETROLEO			
A	HELICO ECHINO	09/80										
	<b>TOTAL HELICO + ECHINO</b>		<b>5,471</b>	<b>29</b>	<b>1.0785</b>	<b>12,496.9</b>	<b>7,128</b>	<b>746</b>	<b>22,691</b>	<b>20,317</b>	<b>162.58</b>	<b>7.2934</b>
B	HELICO	12/80	7,337	61	1.0612	16,642.5						
	OSTREA	12/80	1,986	16	1.0904	6,541.0						
	<b>TOTAL HELICO + OSTREA</b>		<b>9,323</b>	<b>77</b>		<b>23,183.5</b>	<b>11,695</b>	<b>1,315</b>	<b>29,296</b>	<b>25,686</b>	<b>110.79</b>	<b>6.3579</b>
E	HELICO	07/81	3,376	38	1.0683	8,253.4						
	OSTREA	05/81	1,907	21	1.0892	4,076.7						
	<b>TOTAL HELICO + OSTREA</b>		<b>5,283</b>	<b>59</b>		<b>12,330.1</b>	<b>6,454</b>	<b>723</b>	<b>24,701</b>	<b>22,866</b>	<b>185.45</b>	<b>8.1482</b>
F	HELICO	10/81	1,213	13	1.0976	3,117.7						
	OSTREA	10/81	1,198	13	1.1218	3,913.0						
	<b>TOTAL HELICO + OSTREA</b>		<b>2,411</b>	<b>26</b>		<b>7,030.7</b>	<b>2,878</b>	<b>197</b>	<b>9,833</b>	<b>9,195</b>	<b>130.78</b>	<b>4.4538</b>
G	HELICO	11/81	1,593	47	1.0904	5,141.0						
	OSTREA	08/81	1,232	36	1.1144	10,988.8						
	<b>TOTAL HELICO + OSTREA</b>		<b>2,825</b>	<b>83</b>		<b>16,129.8</b>	<b>3,806</b>	<b>856</b>	<b>13,094</b>	<b>11,340</b>	<b>70.30</b>	<b>2.6697</b>
	<b>TOTAL HELICO (*)</b>		<b>18,990</b>	<b>188</b>		<b>33,154.5</b>						
	<b>TOTAL OSTREA</b>		<b>6,323</b>	<b>86</b>		<b>25,519.6</b>						
	<b>TOTAL CARRIZO</b>		<b>25,313</b>	<b>274</b>		<b>58,674.1</b>	<b>31,961</b>	<b>3,837</b>	<b>99,615</b>	<b>89,404</b>	<b>152.37</b>	<b>4.8138</b>

(\*) Incluye formación Echino.

## **VI.- DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE MAR**

La Planta de Tratamiento de Agua de Mar está ubicada al borde de la playa de Quebrada Verde, entre el Ñuro y Cabo Blanco. Fue construida para extraer sólidos en suspensión, materia orgánica y oxígeno del agua de mar, mediante un proceso de filtración, deaeración y tratamiento químico. Una vez tratada, el agua de mar era utilizada en las operaciones de inyección.

La planta fue construida a diferentes niveles para aprovechar la fuerza de gravedad, la cual permite el flujo del agua por toda la planta, siendo necesario únicamente levantar el agua de mar hasta los filtros.

La Figura PT-1 nos muestra el Diagrama de la Planta de Tratamiento de Agua de Mar.

### **INSTALACIONES Y OPERACIONES BASICAS:**

#### **CAPTACION DEL AGUA DE MAR**

El agua de mar es captada por bombas ubicadas en el extremo de un muelle de aproximadamente 270 mts. de longitud. La plataforma fue diseñada para cuatro bombas de levantamiento artificial, pero sólo se instalaron tres. A la fecha existen dos bombas. El agua de mar se bombea a través de una tubería de fibra de vidrio de 36 pulgadas hacia las instalaciones de la Planta de Tratamiento ubicadas en la costa. La capacidad de diseño de cada bomba de levantamiento es de aproximadamente 150 MBAD.

En la descarga de las bombas se encuentra un punto de inyección de Hipoclorito de Sodio, la finalidad de esta química es la de eliminar algas y otros elementos orgánicos que puedan deteriorar por corrosión el equipo instalado.

#### **AREA DE FILTROS**

Una vez que el agua de mar alcanza la Planta de tratamiento, ésta es distribuida a los filtros. La finalidad de los filtros, es la de retener los sólidos en suspensión y gran parte de los sólidos coloidales; para ayudar al filtrado, un coagulante es inyectado antes que el agua entre a los filtros.

La línea de entrada a cada filtro está equipada con un control de flujo, de tal forma que el agua sea distribuida en iguales volúmenes a cada uno de los filtros. La descarga de cada filtro está equipada con un registrador de turbidez para medir y registrar la claridad del agua filtrada y verificar la performance del filtro.

El agua entra a los filtros por el tope del recipiente; sus dimensiones son de 8 pies de diámetro por 50 pies de longitud diseñados para que operen a una presión de

75 psig, interiormente y en el tope del filtro se encuentra un distribuidor para que disperse uniformemente el agua a través del área de filtración que es de 432 pies. La filtración del agua es a través de arenas de diferentes diámetros de granos, las cuales están soportadas por dos capas de arenas también de diferentes diámetros. Por debajo de estas cuatro capas se encuentra ubicada una tubería de descarga para el agua filtrada, la que descansa en una capa de concreto.

Las arenas de soporte están constituidas por una capa de 8 plgs. de altura de arena gruesa de 2.2 mm. debajo de una capa de 6 plgs. de una arena fina de 0.8 mm. Las arenas de filtración consisten en una capa de granos de granito de 0.19 mm. y una altura de la capa de 9 plgs., sobre ésta están localizados granos de carbón de 0.9 mm. que forman una capa de 18 plgs. de altura.

Cuando en un filtro que está operando el diferencial de presión entre la presión de entrada y salida es de 15 psig. , es necesario sacarlo de operación y poner en el sistema el filtro que estaba en "Stand-by" e inmediatamente efectuar la limpieza del filtro.

El sistema de limpieza de filtros está constituido por un tanque de 3000 Bls. de capacidad, dos bombas de 6,000 GPM. de las cuales una opera y la otra permanece en "stand-by" y de 2 ventiladores.

Los filtros se limpian mediante un sistema de contracorriente usando agua filtrada, el tanque se abastece por una tubería ubicada en la descarga de los filtros.

Los ventiladores son usados para remover los sólidos retenidos en las arenas de filtración.

La figura PT – 2 es el diagrama de un filtro de inyección.

### **SISTEMA DE DEAERACION (Torres de Vacío)**

El sistema de deaeración está diseñado para remover el oxígeno disuelto en el agua filtrada por medio de las torres de vacío. Este sistema es reforzado por un flujo de gas (gas despojador) dentro de la torre, el cual capta el oxígeno disuelto que no pueda ser removido por la torre de vacío. A la entrada de la torre las químicas "antiespumante" e "inhibidor de incrustaciones" son inyectadas con la finalidad de evitar la formación de espuma y carbonatos. A la salida de la torre de vacío la química "removedor de oxígeno" es inyectada con la finalidad de obtener un agua filtrada libre de oxígeno disuelto.

El oxígeno debe ser removido del agua de inyección para evitar la corrosión en equipos y tubería.

Cada torre tiene dos secciones dentro de las cuales están ubicados semi- cilindros de plásticos de aproximadamente 10 cms de diámetro por 3 cms. de altura lo cual permite que el agua tenga mayor área de choque y por consiguiente una mayor liberación del oxígeno disuelto.



El agua filtrada ingresa a la torre por la parte superior y es dispersada sobre un distribuidor localizado en la parte superior de la primera sección, lo cual permite un flujo uniforme a través de los semi-cilindros. El oxígeno disuelto es succionado por tope de la torre. El agua sigue fluyendo por la torre de vacío a través de un sistema de copas con la finalidad de que el gas despojador no pase a la primera sección.

El gas despojador es inyectado por la parte inferior de la torre de vacío y debajo de la segunda sección para ayudar a captar el oxígeno disuelto remanente de la segunda sección. El gas despojador junto con el oxígeno es succionado fuera de la torre mediante un sistema un eductor (venturi) localizado en la parte superior del sistema de copas. Esta succión es efectuada por gas proveniente del separado de las bombas de vacío al pasar por el eductor. La presión en el eductor es menor que la presión interna de la torre.

Cuando el agua entra a la torre el contenido de oxígeno es de aproximadamente 8 ppm. disminuyendo a 50 ppb. a la salida de la torre. Un analizador de oxígeno ubicado a la salida de la torre indica al cuarto de control el contenido de oxígeno y dependiendo de él se incrementa o disminuye la inyección de química "removedor de oxígeno", de tal forma de mantener en cero ppb. la concentración de oxígeno, el agua fluye por gravedad de la parte inferior de la torre al tanque de cebado.

El vacío en las torres es creado por dos bombas una siempre en operación y la otra en "stand-by".

La figura PT – 3 es un diagrama de la torre de vacío.

## **TANQUE DE CEBADO Y BOMBAS DE TRANSFERENCIA**

El agua tratada es enviada a un Tanque de Cebado con capacidad para 12 MBL, su finalidad es el de mantener suficiente cantidad de agua tratada de tal forma que las bombas de transferencia tengan todo el tiempo agua para succionar. Este tanque permite además que el agua tenga un tiempo de reposo para que las químicas inyectadas cumplan con su propósito.

El tanque tiene en el tope un colchón de gas con la finalidad de proteger el agua tratada de la contaminación del aire.

Para completar el tratamiento, se añade químicas que previenen la formación de bacterias, a la entrada y a la salida de este tanque.

Dos Bombas de Transferencia de 112.5 MBL de capacidad envían el agua de mar tratada a las Plantas de Inyección de Agua de Carrizo y Zapotal.

## **TRATAMIENTO QUIMICO**

La planta está diseñada para usar 7 tipos de químicas, inyectadas en diferentes puntos

-Antiespumante.- Previene la formación de espuma en las torres de vacío; punto de inyección antes de las torres.

-Inhibidor de Corrosión.- Ayuda a evitar la corrosión en equipos y tuberías; punto de inyección después de las torres de vacío.

-Removedor de Oxígeno.- Remover el oxígeno remanente del agua deaerada; punto de inyección a la salida de las torres de vacío.

-Inhibidor de Incrustaciones.- Reduce la formación de incrustaciones (carbonatos) de equipos y tuberías; puntos de inyección antes de las torres de vacío y después del tanque de cebado.

-Bactericida.- Usado para eliminar las bacterias; punto de inyección antes y después del tanque de cebado.

-Hipoclorito de Sodio.- Química usada para matar algas y otros elementos orgánicos, es preparado por dos generadores de hipoclorito de sodio; puntos de inyección en la descarga de las bombas de captación y después del tanque de cebado.

### **SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE**

El propósito de este sistema es el de proveer gas medido, limpio y seco para ser usado como gas combustible en los motores de los generadores y bombas de transferencia, como gas despojador para las torres de vacío y como colchón para el tanque de cebado, tanque de coagulante y tanque de inhibidor de incrustaciones (carbonatos).

Este gas entra a la planta de las operaciones de producción de petróleo donde es recibido por un separador para remover los líquidos, de donde es distribuido para los diferentes usos.

### **SISTEMA DE AGUA FRESCA**

Este sistema está diseñado para recibir agua fresca y distribuirla a los 6 tanques de química, estaciones dentro de la planta para limpieza de cuerpo en caso de emergencia y al sistema de agua potable.

### **SISTEMA DE AGUA POTABLE**

Este sistema utiliza un equipo (Chlorimatic Unit) para convertir el agua fresca en agua potable, para luego ser usada en uso doméstico dentro de la planta, para enfriar los motores de los generadores y bombas de transferencia y para la limpieza de los cristales que se forman en el eductor de las torres de vacío.

enfriar los motores de los generadores y bombas de transferencia y para la limpieza de los cristales que se forman en el eductor de las torres de vacío.

## **GENERADORES ELECTRICOS**

Los generadores están diseñados para abastecer de fluido eléctrico a los diferentes equipos así como el alumbrado de la planta.

## **SISTEMA DE INYECCION DE AGUA**

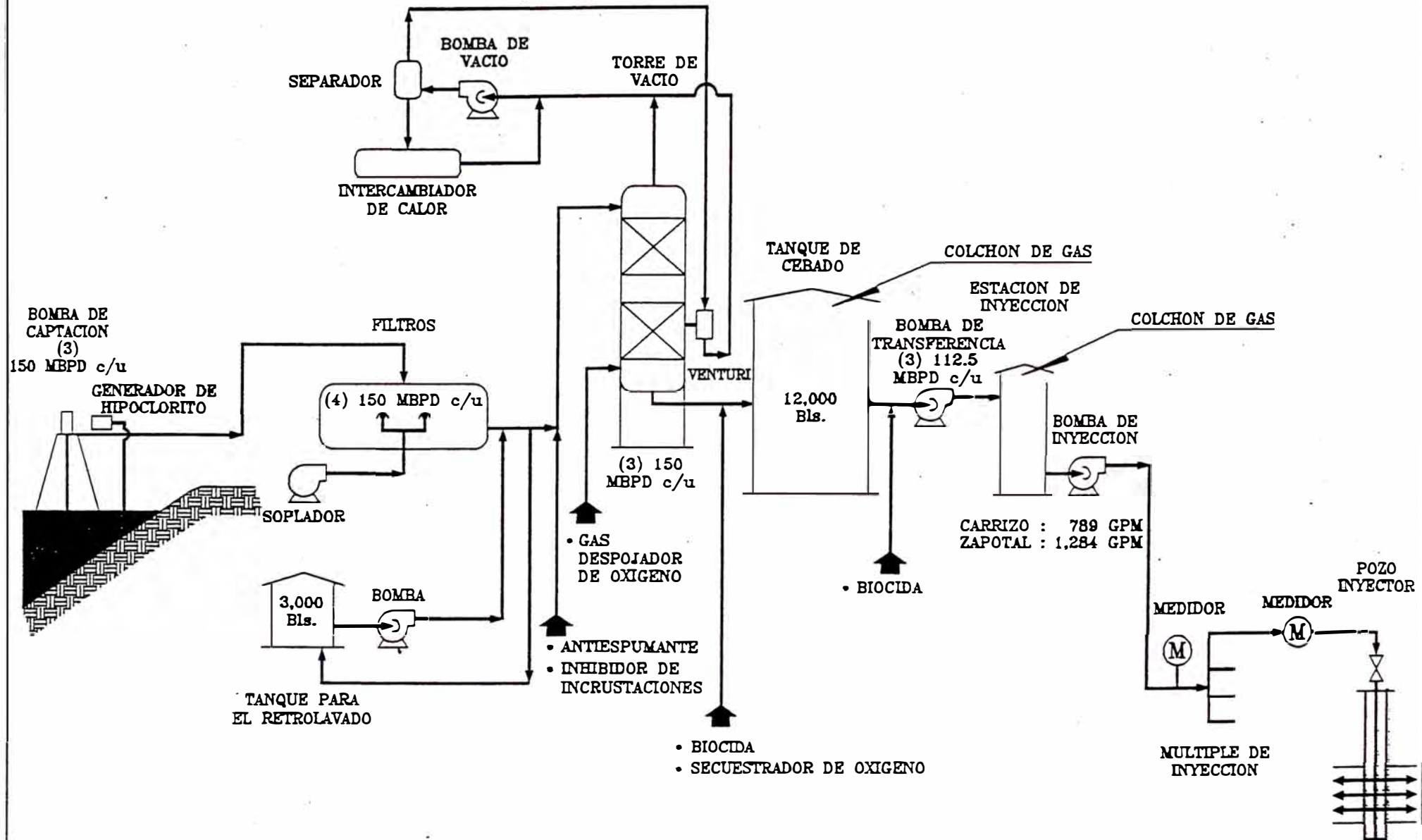
El agua de mar filtrada y tratada es bombeada a baja presión desde la Planta de Tratamiento a través de una tubería de 24" al Punto de Unión en el Area de Central, en donde se divide y viaja a través de tuberías de 18" a las Estaciones de Inyección de Agua de Carrizo y Zapotal. En cada una de estas estaciones existen 02 bombas de inyección, en Carrizo de 789 GPM (27,000 BPD) y en Zapotal de 1,284 GPM (44,000 BPD), que bombean el agua a alta presión, 3,100 psi en Carrizo y 2,100 psi en Zapotal, hacia los múltiples de inyección y desde allí hasta los pozos individuales.

El agua de inyección se analizaba diariamente para asegurar que la calidad se cña a los límites de diseño. A fin de mantener la buena calidad del agua, las tuberías que van desde el Punto de Unión en el Area de Central hacia Carrizo se limpiaban con raspador cada 30 días y todas las demás tuberías principales de inyección cada 60 días.

La Figura PT-4 muestra el Sistema de Distribución del Agua de Inyección.

Figura PT-1

# SISTEMA DE INYECCION-PLANTA DE AGUA DE MAR



86

## FILTRO DE AGUA DE MAR

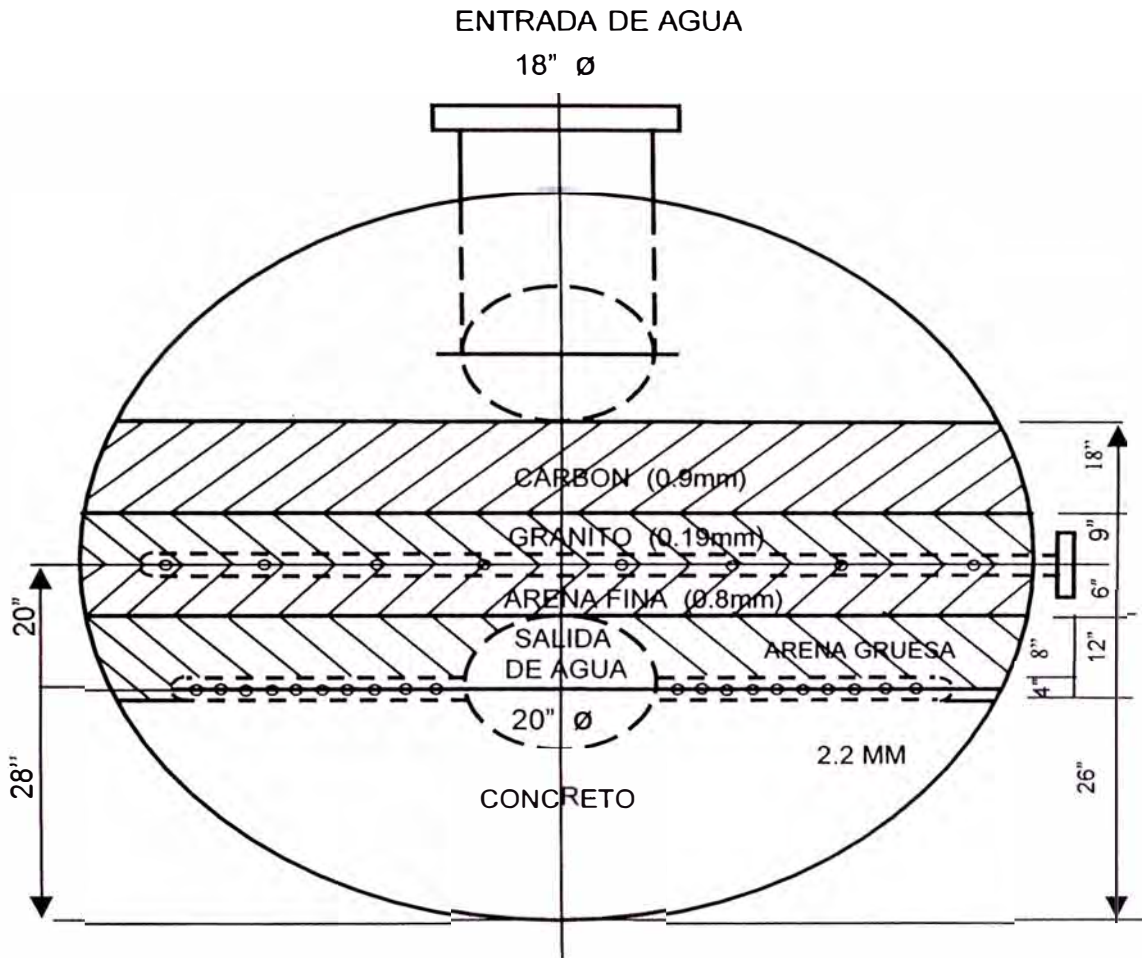


Figura PT-2

## TORRE DE VACIO

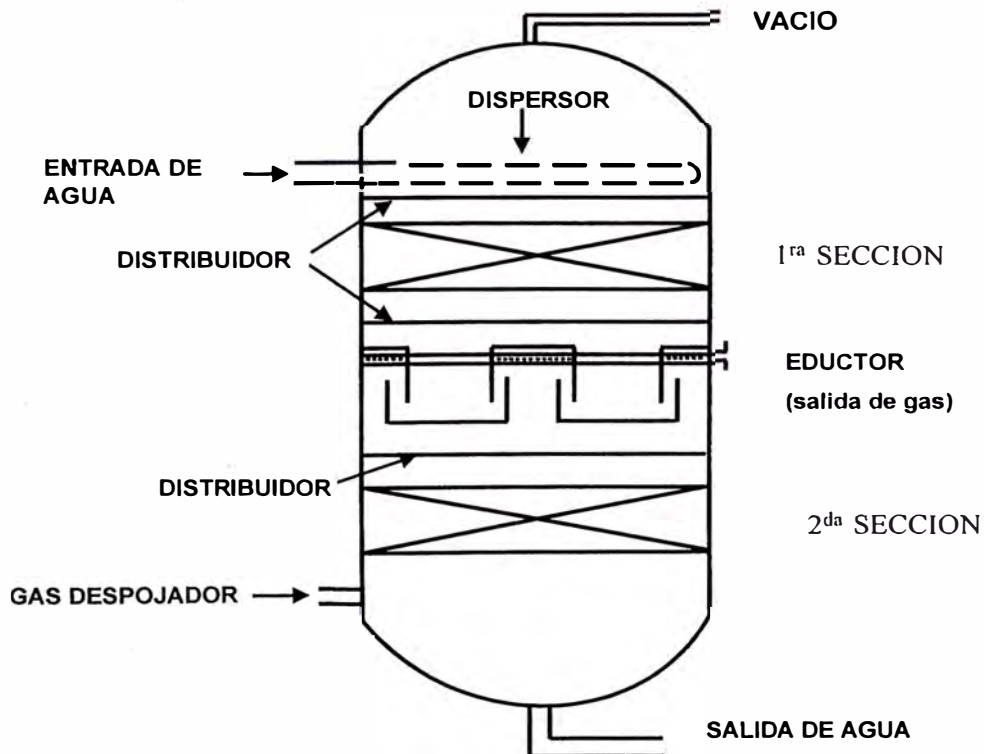


Figura PT-3

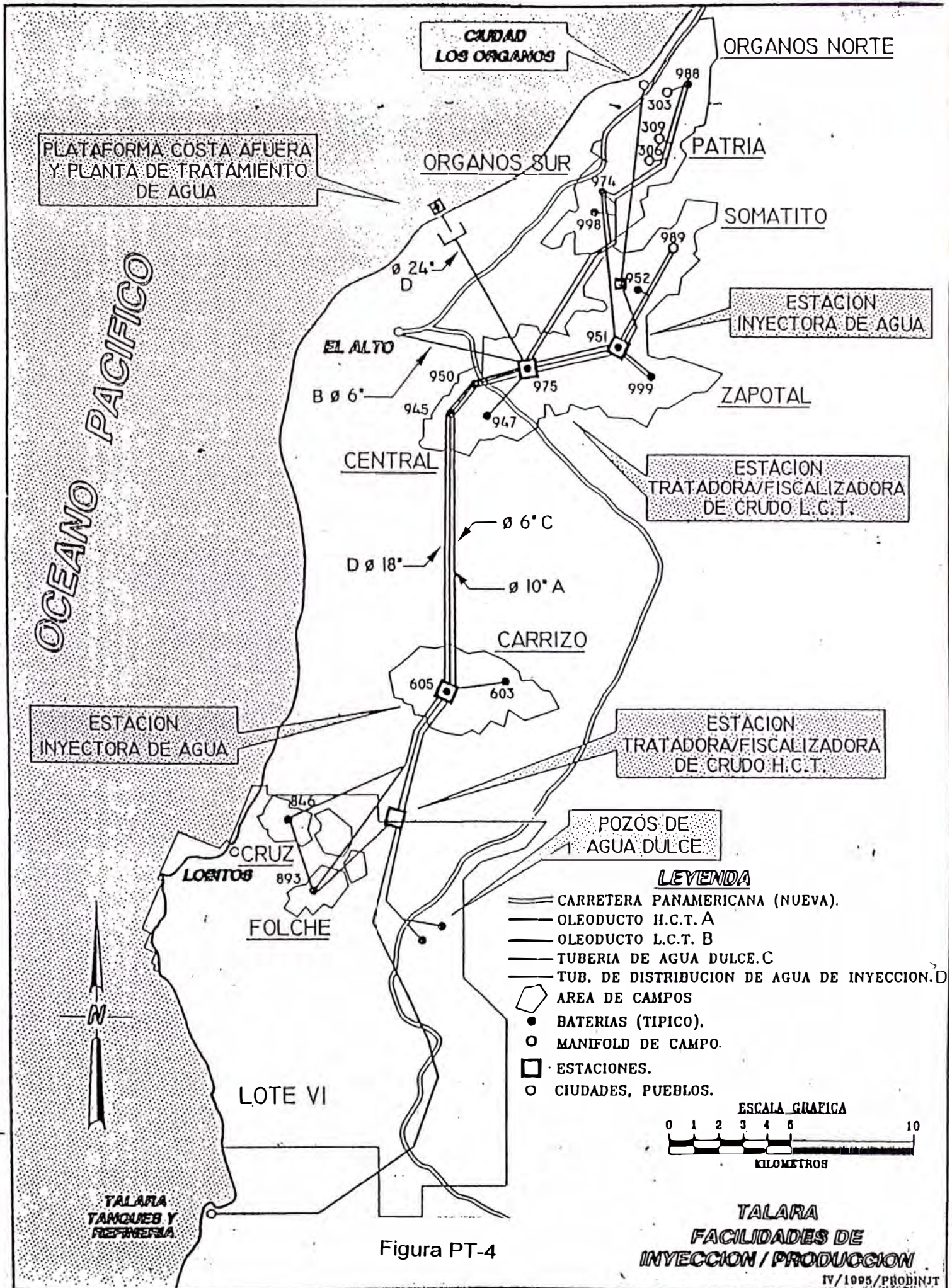


Figura PT-4

TALARA  
FACILIDADES DE  
INYECCION / PRODUCCION

IV/1095/PRODINJT

maxi de 1000 1000 1000

## VII.-EQUIPO DE UN POZO INYECTOR

El equipo de un pozo inyector esta formado por el de superficie y el de sub-suelo.

### -Equipo de Superficie.

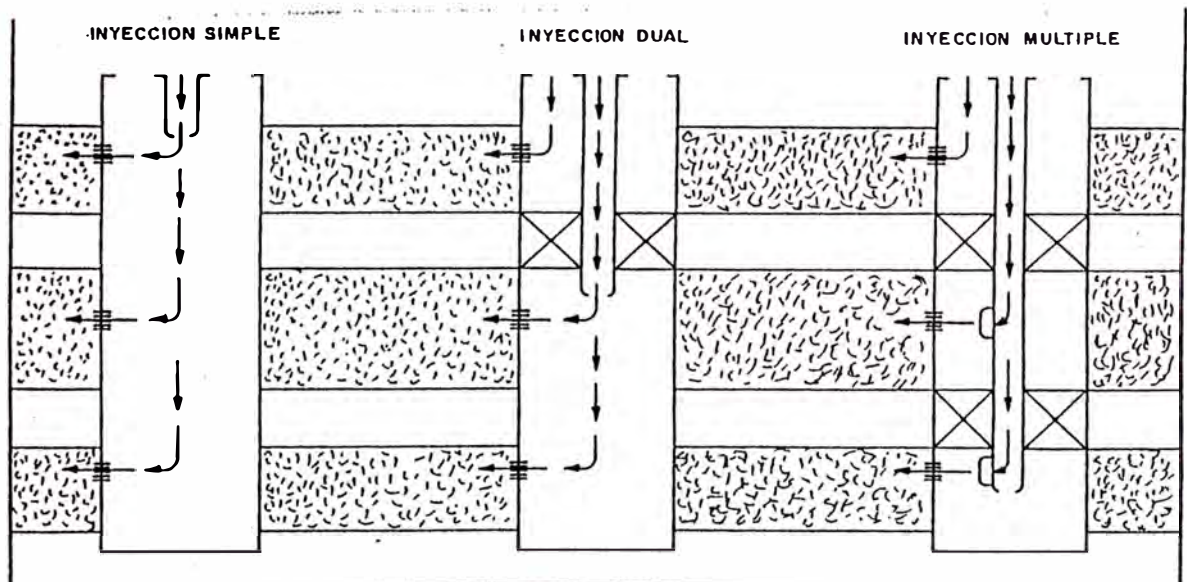
Basicamente es un cabezal con válvulas para poder inyectar por los tubos y por los forros (casing). Tiene dispositivos para registrar la presión y el volumen de inyección por tubos y forros. En la parte superior tiene una válvula y una brida con la finalidad de instalar el lubricador para los registros de presión o de inyección.

### -Equipo de sub-suelo

Dependiendo del diseño de inyección, se tiene los siguientes equipos:

- a).- Simple sin packer. Utilizado cuando el tope de cemento se encuentra en superficie y el pozo tiene únicamente abierta la formación por inundar. La inyección es por los tubos.
- b).- Simple con packer. Utilizado cuando el tope de cemento no cubre todo el pozo o cuando se tiene otra formación abierta encima de la formación por inundar. La inyección es por los tubos.
- c).- Dual. Se utiliza un packer, ubicado entre las dos zonas que se desea inundar. La inyección es por los tubos y forros.
- d).- Triple. Se utiliza dos packers, con reguladores de flujo de sub-suelo o con "macrroni". En el primer caso un regulador se ubica entre los dos packers y el otro debajo del packer inferior. La inyección es por los tubos y por los forros. En el segundo caso el tubo es perforado entre los dos packers y el macarroni es sentado en la parte inferior de los tubos. La inyección es por el macarroni, en el espacio entre el macarroni y los tubos y por los forros.

La siguiente figura, muestra las instalaciones de sub-suelo usadas en el Lote XI.



## **VIII. REGISTROS DE INYECCION**

### **VIII.1 REGISTRO RADIOACTIVO**

Los registros de trazadores radioactivos son corridos en pozos productores e inyectores para investigar las condiciones dinámicas dentro y alrededor del pozo. El mayor número de pruebas de trazadores son corridas en pozos de inyección de agua en proyectos de recuperación secundaria como parte de un programa periódico del control de la inyectividad. Las pruebas se corren para determinar si el perfil de inyección está reflejando la inyección programada.

En pozos productores, estas pruebas son corridas para localizar el influjo de agua, canalización o comunicación entre perforaciones. En pozos inyectores, se corren estos trazadores generalmente inyectores simples o en inyectores duales debajo del packer para conocer las zonas que están aceptando agua y en que cantidad lo hacen.

Estas pruebas son uno de los mejores métodos disponibles para registrar los movimientos del fluido cuantitativamente en pozos de inyección de agua; se basa en llevar una pequeña cantidad de solución radioactiva al interior del pozo, donde puede ser soltado selectivamente en el flujo, el movimiento del fluido es seguido por los detectores Gamma y registrado en superficie.

#### **APLICACIONES**

- Chequeo de fugas en el tbg, packer, casing
- Chequeo de la migración de agua detrás de la tubería.
- Determina si se está logrando una buena eficiencia de barrido, conociendo los rates de inyección por zona.
- Descubre situaciones donde el agua está entrando por zonas que no son las tratadas (Fuga en tapones).
- Determina el cruce de flujos en pozos productores.

#### **LIMITACIONES**

- En inyectores duales estos registros sólo se pueden correr debajo del packer.
- El régimen de flujo es limitado por la velocidad del instrumento, para rates de inyección encima de 900 BAPD el registro no puede ser muy confiable.

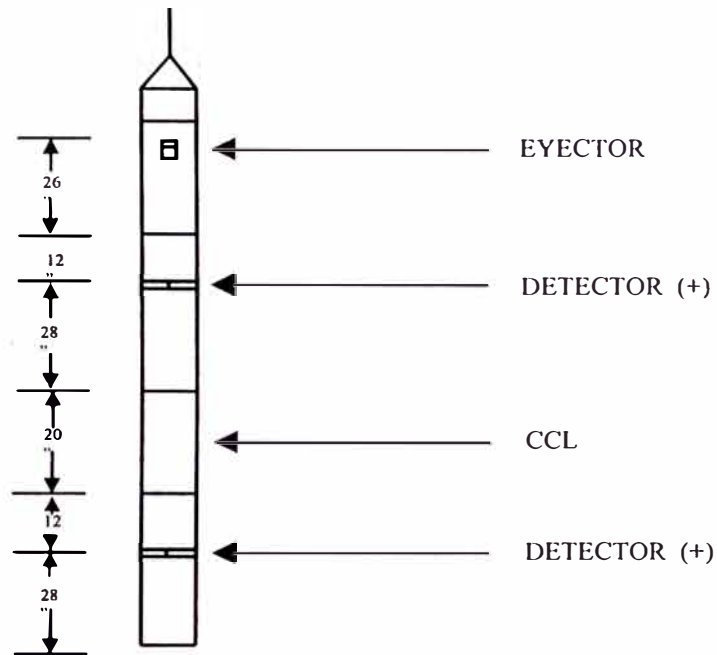
#### **ACONDICIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA**

Por ser una herramienta compuesta por la unión de sus componentes, es sumamente versátil y maniobrable de tal manera que se puede acondicionar de acuerdo al rate de inyección en el pozo, cambiando la posición de los detectores.



Fig. RT-1

**TRAZADOR RADIOACTIVO  
ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA**

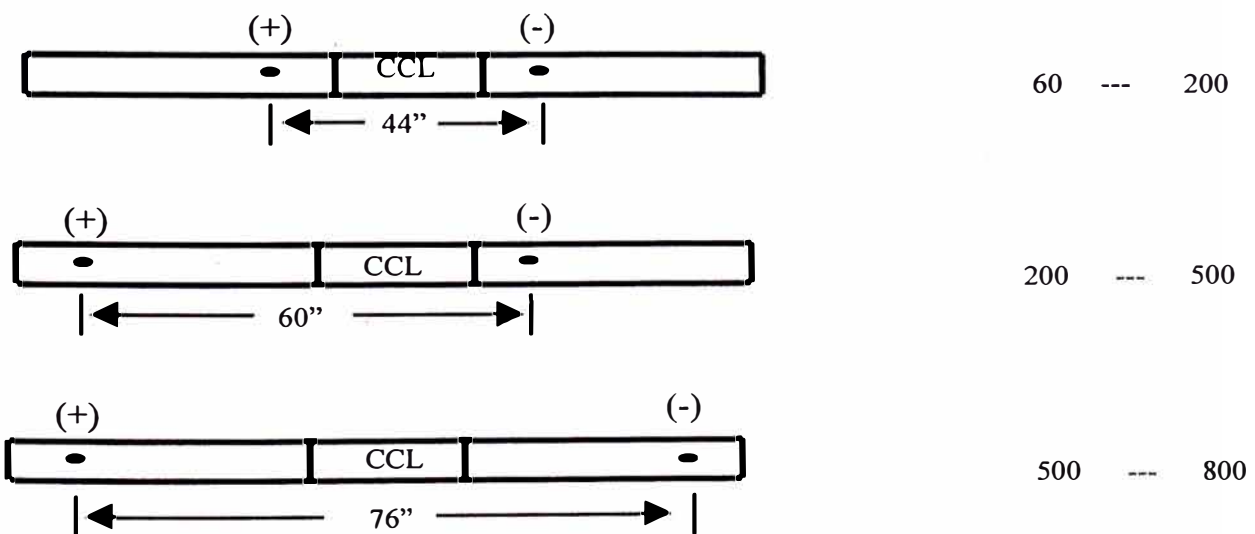


CARACTERISTICAS: DIAMETRO: 1 3/8" y 1 11/16"  
 LONGITUD: 11'  
 TEMP. MAX.: 300°F  
 PRES. MAX.: 6000 Psi.

Fig. RT-2

**POSICION DE LOS DETECTORES**

**RATE DE INYECCION (BWPD)**



La figura RTL- 1, es un esquema de la herramienta

La figura RTL- 2, muestra las posiciones en que se pueden ubicar los detectores.

Para inyectores con presiones elevadas se acondiciona a la herramienta Una barra de peso de 60" de longitud facilitando así, la bajada de la herramienta.

## LIQUIDO RADIOACTIVO USADO EN EL REGISTRO

El isótopo utilizado es el yodo 137 que tiene una vida media de 7 días decayendo su potencia cada 7 días a su mitad.

Este líquido radioactivo, soluble en agua y petróleo es el más conveniente a usarse, por que siendo su vida media muy corta no se corre el riesgo de contaminar el pozo.

El yodo 137 emite rayos gamma al ser eyectado en el flujo de agua, siendo detectado el paso del líquido radioactivo por los detectores negativo y positivo.

## PROCEDIMIENTO PARA CORRER UN REGISTRO RTL

- 1.- Evaluar con pruebas de presiones y rate por 7 días al pozo elegido, para normalizar las condiciones de inyección.
- 2.- Seleccionar la herramienta y el espaciamiento a usarse entre detectores, esto es de acuerdo al rate y presión del pozo.
- 3.- Seleccionar las estaciones a tomarse considerando la longitud entre el eyector y el detector positivo.
- 4.- Ponerse a profundidad con ayuda del registro GR/CCL, esto se hace considerando un punto de referencia como un flag joint, packer, etc.
- 5.- Efectuar una inyección debajo de la perforación mas profunda con la finalidad de evaluar la herramienta o detectar posibles fugas, en taponos o por el casing.
- 6.- Correr el registro utilizando la escala apropiada, de acuerdo al rate de inyección que acepta cada intervalo baleado, en intervalos que no aceptan agua, esperar 5 minutos y subir la herramienta.
- 7.- Si el pozo tiene packer, efectuar una eyección  $\pm 10$  pies por encima de éste, para chequear si hay retorno del líquido radioactivo, de acuerdo a esto se determinará si el packer tiene fuga.
- 8.- Una vez terminado el registro, medir el rate y la presión de inyección del pozo para determinar el factor de corrección que está dado por el rate real de inyección / rate obtenido en el registro.

## INTERPRETACION Y ANALISIS DEL REGISTRO

El funcionamiento del RTL consiste en medir el tiempo en segundo que transcurre al pasar el líquido radioactivo del primer detector ( - ) al segundo detector ( + ). Esta tiempo ( T ) es convertido a barriles de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Q ( \text{BPD} ) = \frac{7 ( Dc^2 - Dt^2 ) \times L}{T}$$

Dc = Diámetro interno del casing.

Dt = Diámetro externo de la herramienta.

L = Espaciamiento entre los detectores.

T = Tiempo calculado para cada estación.

La figura RTL- 3, es una presentación del registro para una eyección.

Al paso de la radioactividad por los detectores, éstos emiten una señal que quedará detectada en forma de pendiente. Midiendo las distancias entre éstas obtenemos un valor en centímetros, y conociendo la escala en centímetros, obtenemos la siguiente relación:

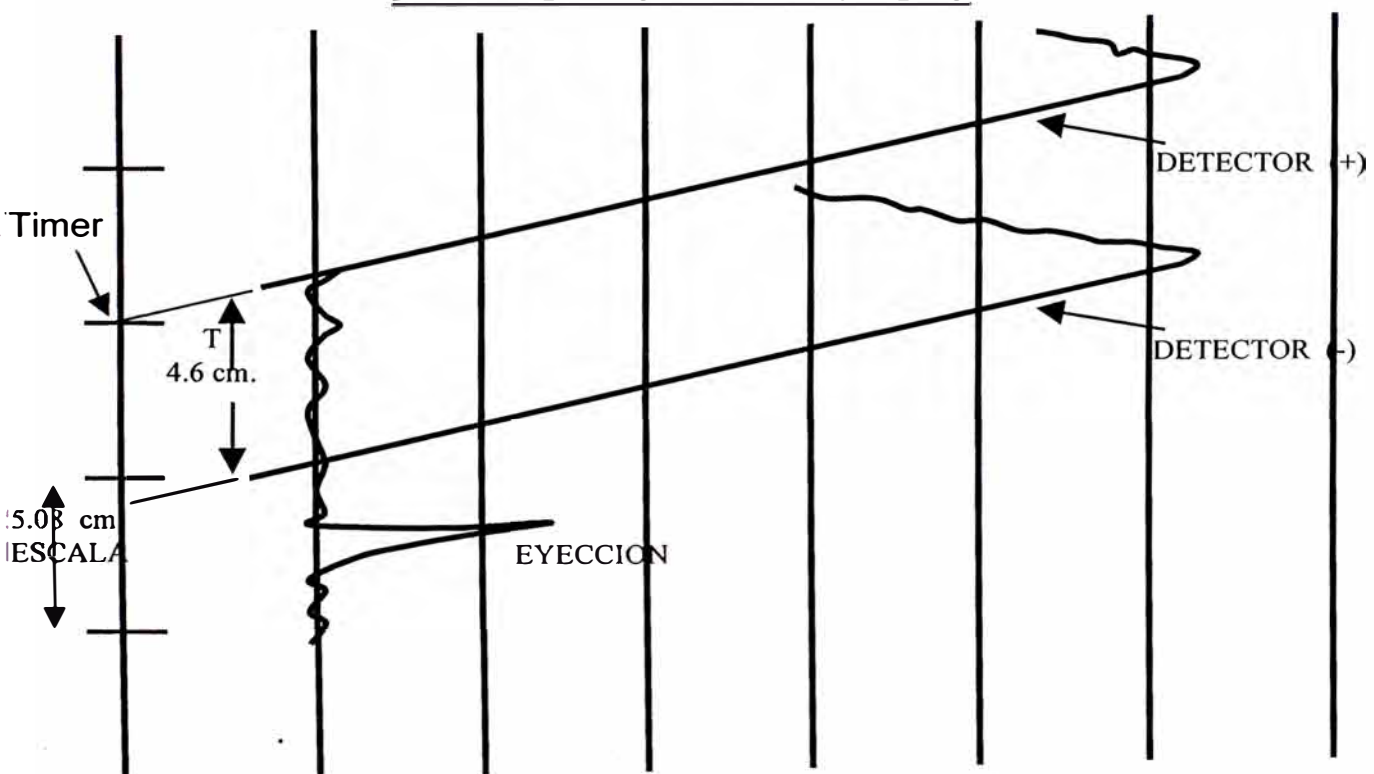
$$\begin{array}{l} 60 \text{ seg.} \text{ ----- } 5.08 \text{ cm. ( escala )} \\ X \text{ ----- } 4.6 \text{ cm. ( medido )} \end{array}$$

$$X = 54.33 \text{ seg.} = T$$

Para correr el RTL se cuenta con 4 escalas de 2.54 cm., 5.08 cm., 10.16 cm., y 25.4 cm.

Fig. RT- 3

**PRESENTACION DEL REGISTRO**



## REGISTRO RTL

### TABLA PARA CALCULAR RATES POR INTERVALO

INTERVALO	Profundidad de paradas	D(medido) cm.	S(escala) cm.	T seg.	RATE DE INYECCION BWPD			%
					CALCULADO	MEDIDO	POR INTERV.	
	1580'	4.40	25.40	10.39	743.89	632		
1602-1686							117	18,5
	1730'	5.40	25.40	12.76	605.72	515		
1746-1828							84	13,0
	1960'	6.45	25.40	15.24	507.15	431		
1972-2050							0	0,0
	2080'	6.45	25.40	15.24	507.15	431		
2089-2118							239	38,0
	2130'	2.90	5.08	34.25	225.66	192		
2138-2201							108	17,0
	2220'	3.30	2.54	77.95	99.15	84		
2235-2249							0	0,0
	2290'	3.30	2.54	77.95	99.15	84		
2301-2306							0	0,0
	2340'	3.30	2.54	77.95	99.15	84		
2359-2407							13	2,0
	3160'	3.90	2.54	92.13	83.89	71		
3181-3197							0	0,0
	3280'	3.90	2.54	92.13	83.89	71		
3296-3319							11	2,0
	3360'	4.60	2.54	108.66	71.13	60		
3376-3440							41	6,5
	3450'	4.60	2.54	344.88	22.41	19		
3458-3503							19	3,0
	3510'	0	2.54		NO FLUJO			
3520-3558							0	
	3565'	0	2.54		NO FLUJO			
3574-3605							0	
	3700'	0	2.54		NO FLUJO			
3716-3850							0	
	3380'	0	2.54		NO FLUJO			

## VIII.2 REGISTRO DE TEMPERATURA

El registro de temperatura desempeña un rol muy importante en las operaciones de producción. En los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua son utilizados mayormente en pozos inyectoros duales para conocer el perfil de inyección encima del packer, pero sus aplicaciones son muchas.

El uso de los registros de temperatura para el análisis del movimiento de fluidos y la identificación de las zonas de entrada de agua, requiere no solo de un conocimiento de los efectos térmicos del fluido en estas zonas, si no también de los efectos térmicos en las formaciones adyacentes y en toda la extensión vertical del pozo.

Uno de los factores que más debe considerarse en la interpretación de estos registros es:

La Gradiente Geotérmica, que está definida como el incremento de profundidad a la cual la temperatura natural del subsuelo aumenta, la cual es causada por el flujo continuo de calor desde el interior de la tierra al exterior. El flujo de calor es un proceso de equilibrio entre las fuentes caloríficas, las conductividades térmicas de la formación y la temperatura media de superficie. Por lo tanto no hay acumulación de energía calorífica en la vía de transmisión de calor, luego la gradiente geotérmica para una formación dada dependerá de su conductividad térmica.

Para tomar un registro de temperatura es necesario que el pozo se encuentre térmicamente en equilibrio. Se registraría una gradiente geotérmica como se muestra en la Fig. (1)

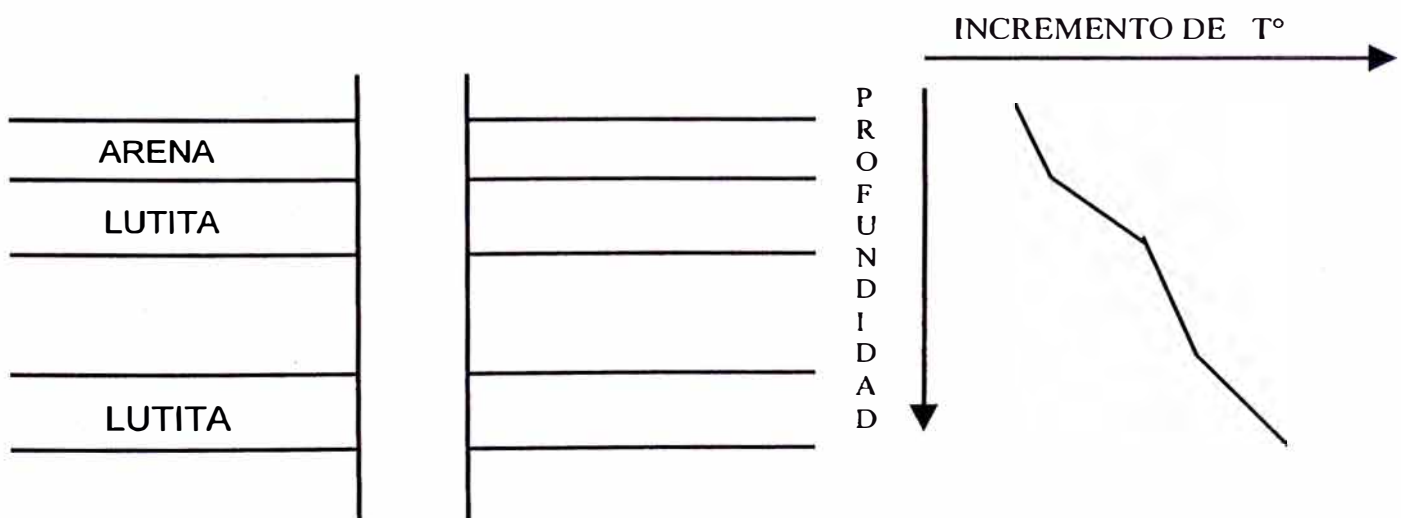


Fig. (1)

Si se toma un registro de temperatura en un pozo inyectando el resultado sería similar al mostrado en la figura (2).

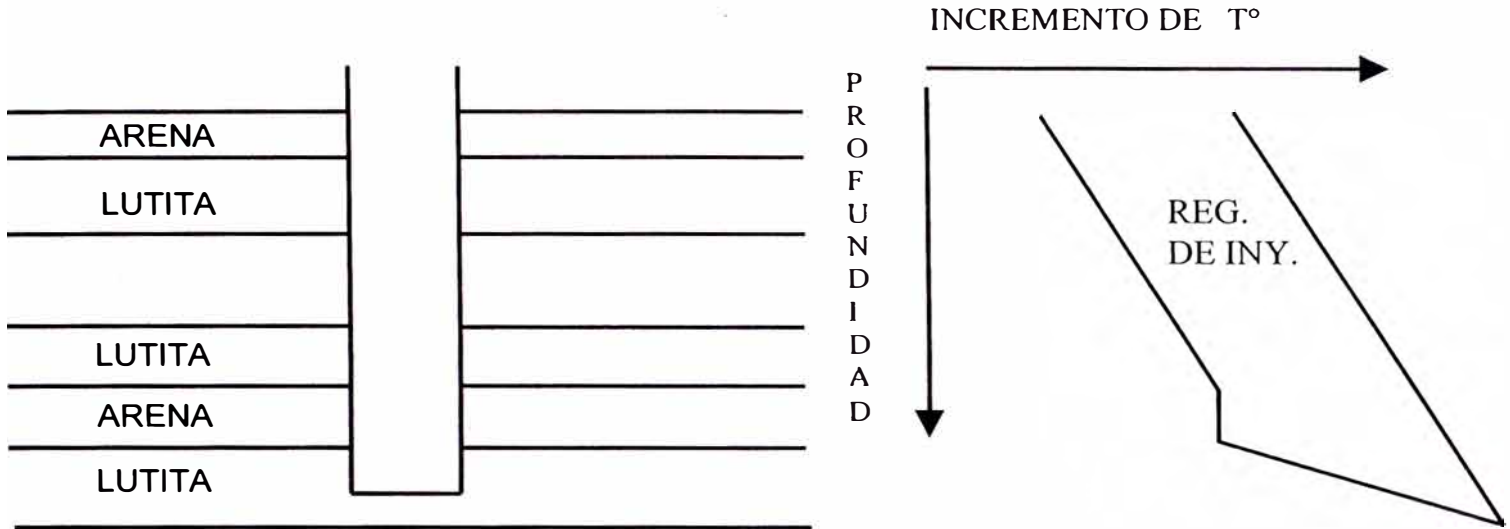


Fig. (2)

La mayor parte de los registros de temperatura en pozos inyectoros tienen cuatro secciones principales como se muestra en la Fig. (3)

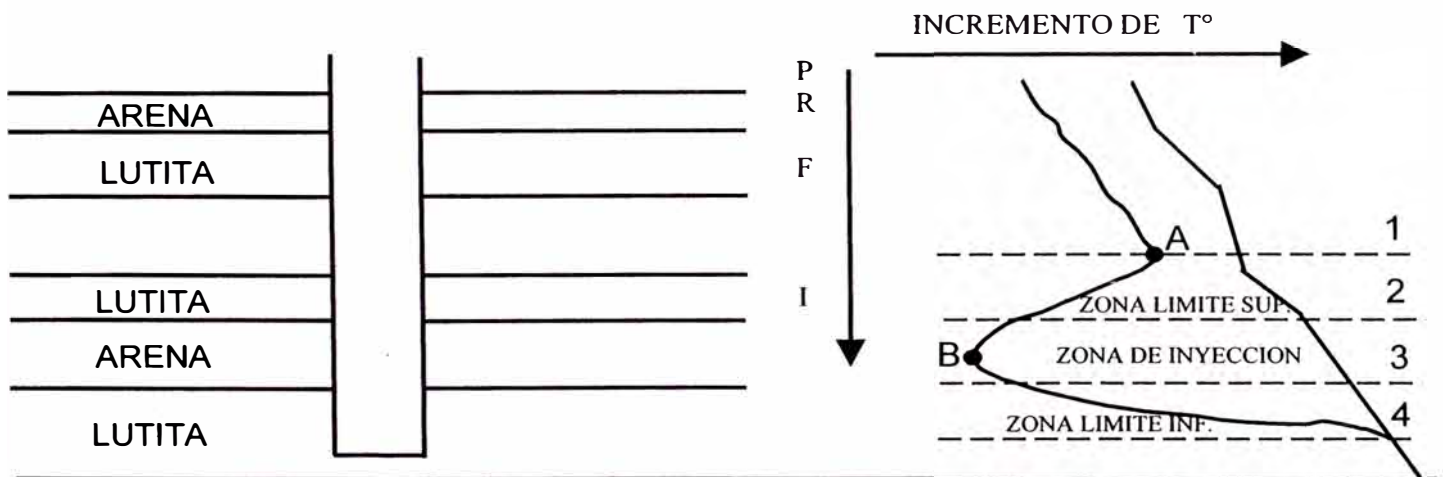


Fig. (3)

1. Temperatura del pozo encima del punto de inflexión A
2. Zona límite superior, puede variar de unos pocos pies hasta 300 pies.
3. Intervalo de inyección
4. Zona límite inferior que varía desde unos pocos pies hasta 200 pies.

Debido al efecto de las zonas límite y las muchas variables involucradas, es difícil por lo general, si no imposible, definir la zona de inyección a partir de la temperatura únicamente. Esto se hace más difícil aún cuando se trata de más de una zona de inyección. Sin embargo, después que los límites verticales de la zona de inyección han sido definidos por algún otro método tal como trazadores radioactivos entonces el registro de temperatura puede ser usado cuantitativamente para determinar las relaciones de entrada de agua. Esto se

hace sombreando el área bajo la curva y determinando los porcentajes de entrada de agua.

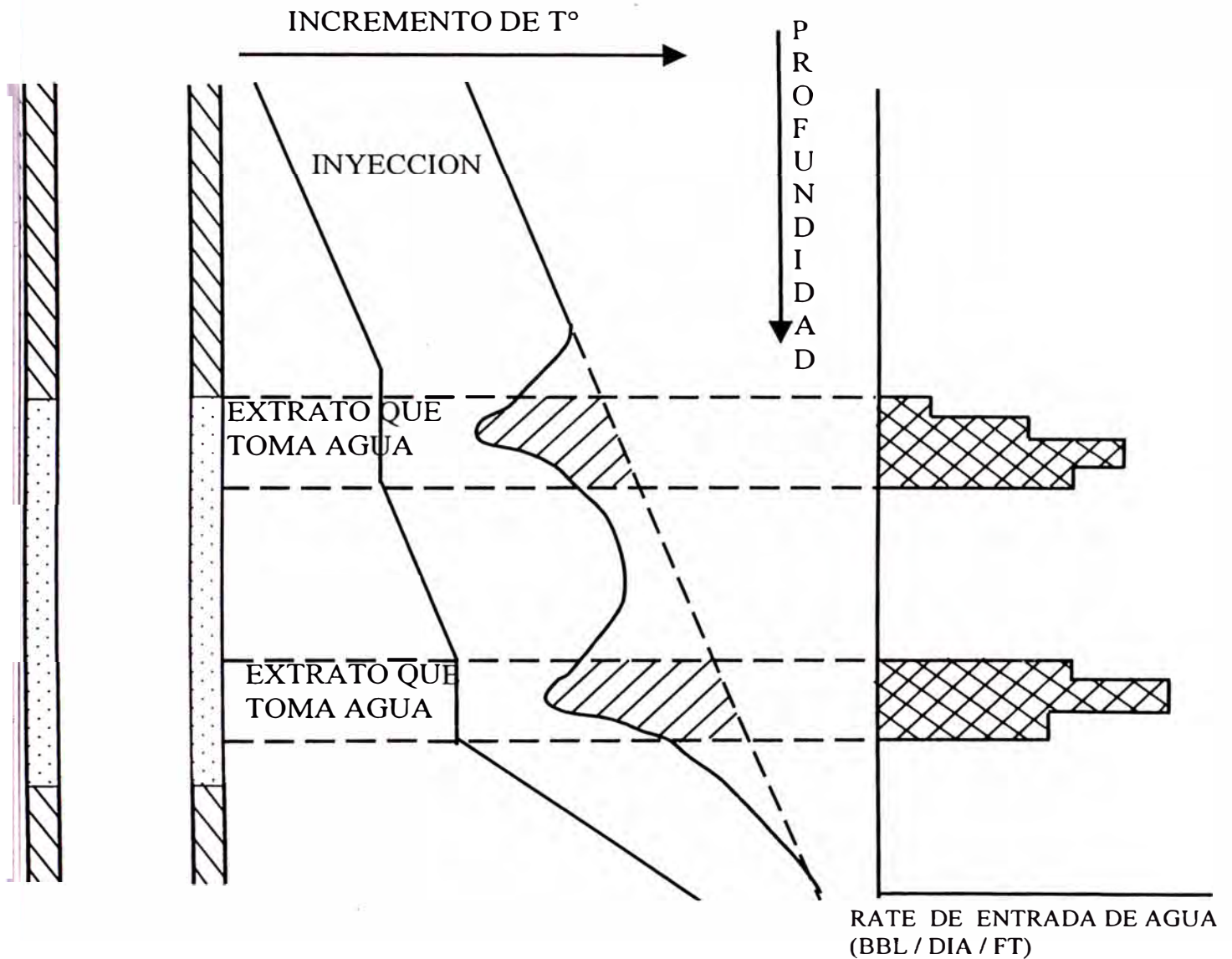


Fig. (4)

Es recomendable, al interpretar un registro de temperatura, pintar en el registro reciente, las gradientes obtenidas en los anteriores registros y con ayuda de trazador radioactivo poder determinar con mayor certeza las zonas enfriadas por efecto de la inyección.

Algunos problemas que se presentan en inyectoros donde el packer tiene mucho tiempo en el pozo, es la identificación de las arenas que aceptan agua encima de éste, el registro no presente ninguna deflexión de la gradiente, esto puede ser causado por la acumulación de carbonatos en las paredes internas y externas de la tubería que impiden la transmisión de calor de la formación a la herramienta. En estos casos sería recomendable correr el registro utilizando 2 escalas de T° por división. Dentro de la tubería se utilizaría escala de 0.5° por división obteniendo una mayor sensibilidad de la herramienta y dentro del casing la escala convencional, 1° por división.

## APLICACIONES DEL REGISTRO DE TEMPERATURA

- Detectar tope de cemento.
- Detectar producción de gas.
- Detectar producción de fluidos
- En pozos inyectoros:
  - Conocer perfil de inyección
  - Determinar fugas por tubos y casing.
  - Comunicación entre zonas de inyección.

## LIMITACIONES

El pozo debe estar en equilibrio térmico para obtener un buen registro de T°. Esto se consigue cerrando de 24 a 30 horas al pozo antes de correr el registro.

### PRESENTACION DEL REGISTRO

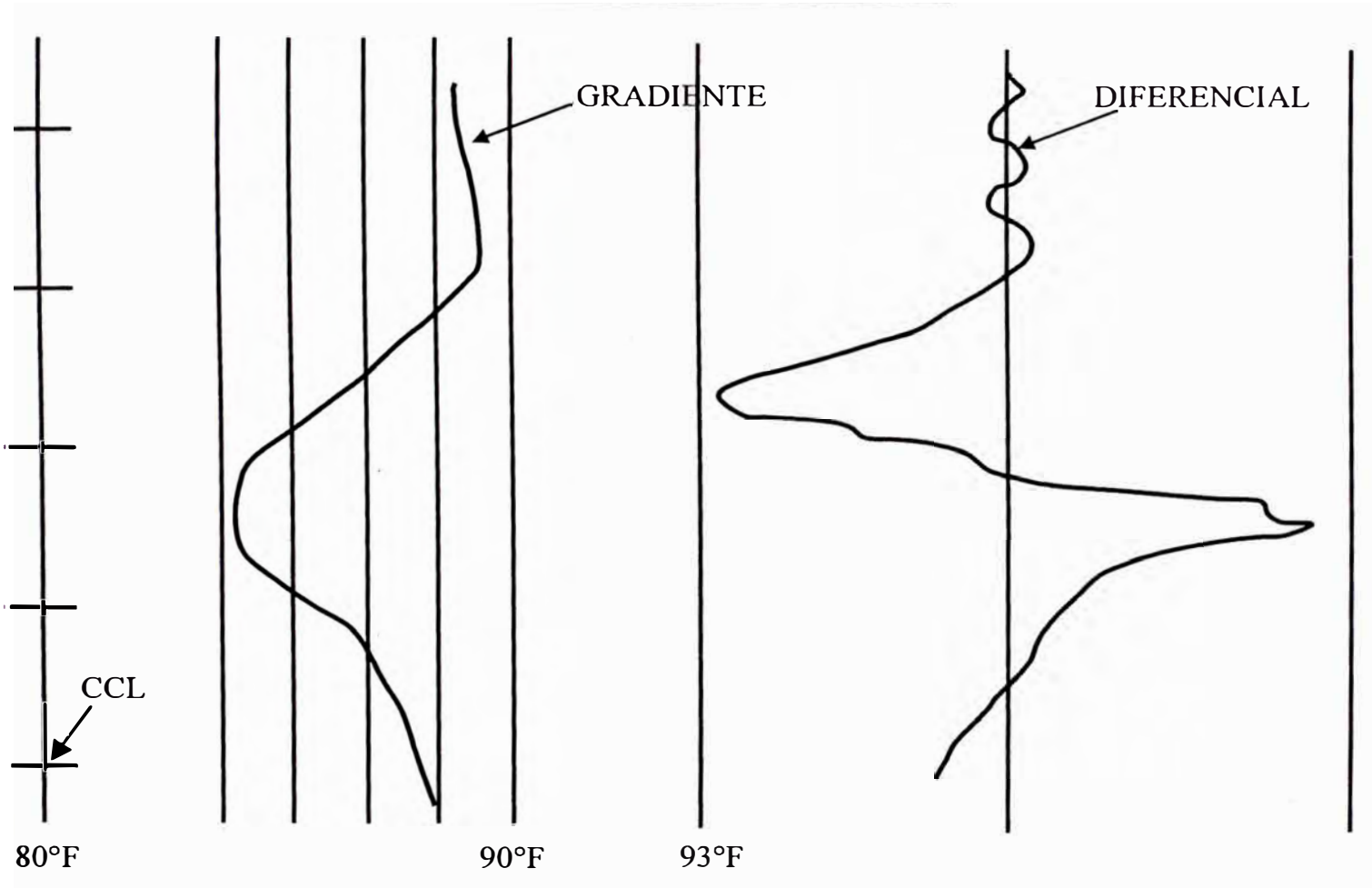


Fig. (5)

## INTERPRETACION Y ANALISIS DEL REGISTRO DTL

El método actual de estimación del caudal de inyección es una medida de la cantidad de energía (en la forma de enfriamiento) que es introducida en la arena mediante la inyección asumiendo que el perfil de temperatura bajo



condiciones de inyección es casi constante y las conductividades termales de las formaciones son aproximadamente iguales, utilizamos la siguiente técnica:

## ANALISIS DEL PERFIL DE TEMPERATURA

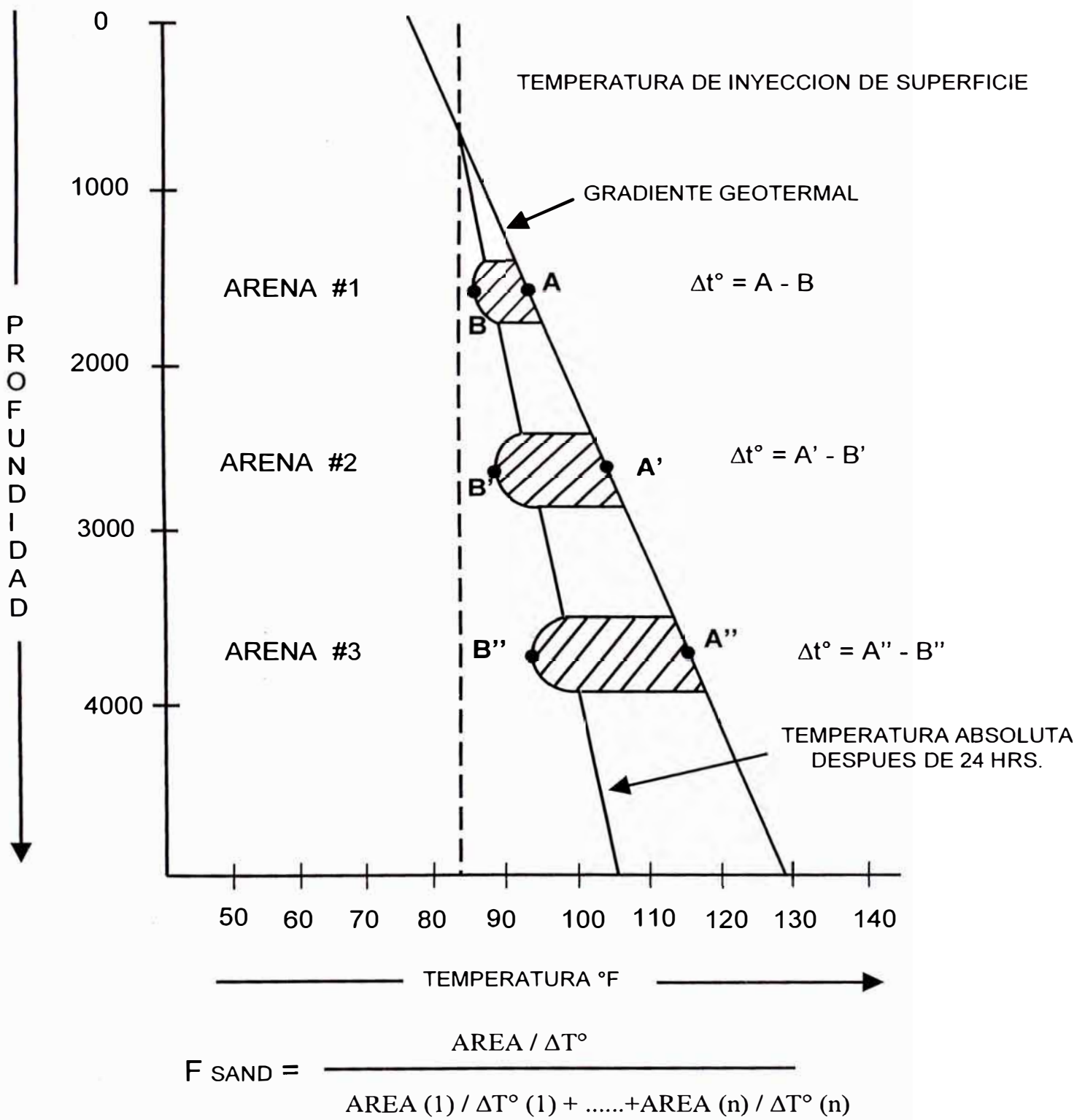


Fig. (6)

1. Dibujar la línea de gradiente geotermal en el registro de producción. Si no existieran suficientes datos de temperatura debajo de las perforaciones, usar la gradiente de pozos vecinos.
2. Localizar las zonas de entrada de fluido y trazar el tope y base de estas zonas en relación a las perforaciones y arena neta.
3. En el punto medio de la zona donde entra fluido, calcular la diferencia de temperatura entre la temperatura de la gradiente geotermal y la temperatura absoluta a dicha profundidad.
4. Medir el área dentro la curva de temperatura absoluta gradiente geotermal y los límites superior e inferior de la entrada de agua de inyección. Dividir dicha área por la diferencia de temperatura.
5. Dividir los valores Area / T obtenidos en cada arena entre la sumatoria de estos valores, para calcular la fracción de agua inyectada que está entrando en cada zona tratada.

Se recomienda usar éste método para los cálculos de registro de temperatura que comprendan intervalos de 250 pies a más.

#### TABLA DE CALCULOS PARA UN DTL

Rate: Casing = 235 BAPD  
Tubos = 362 BAPD

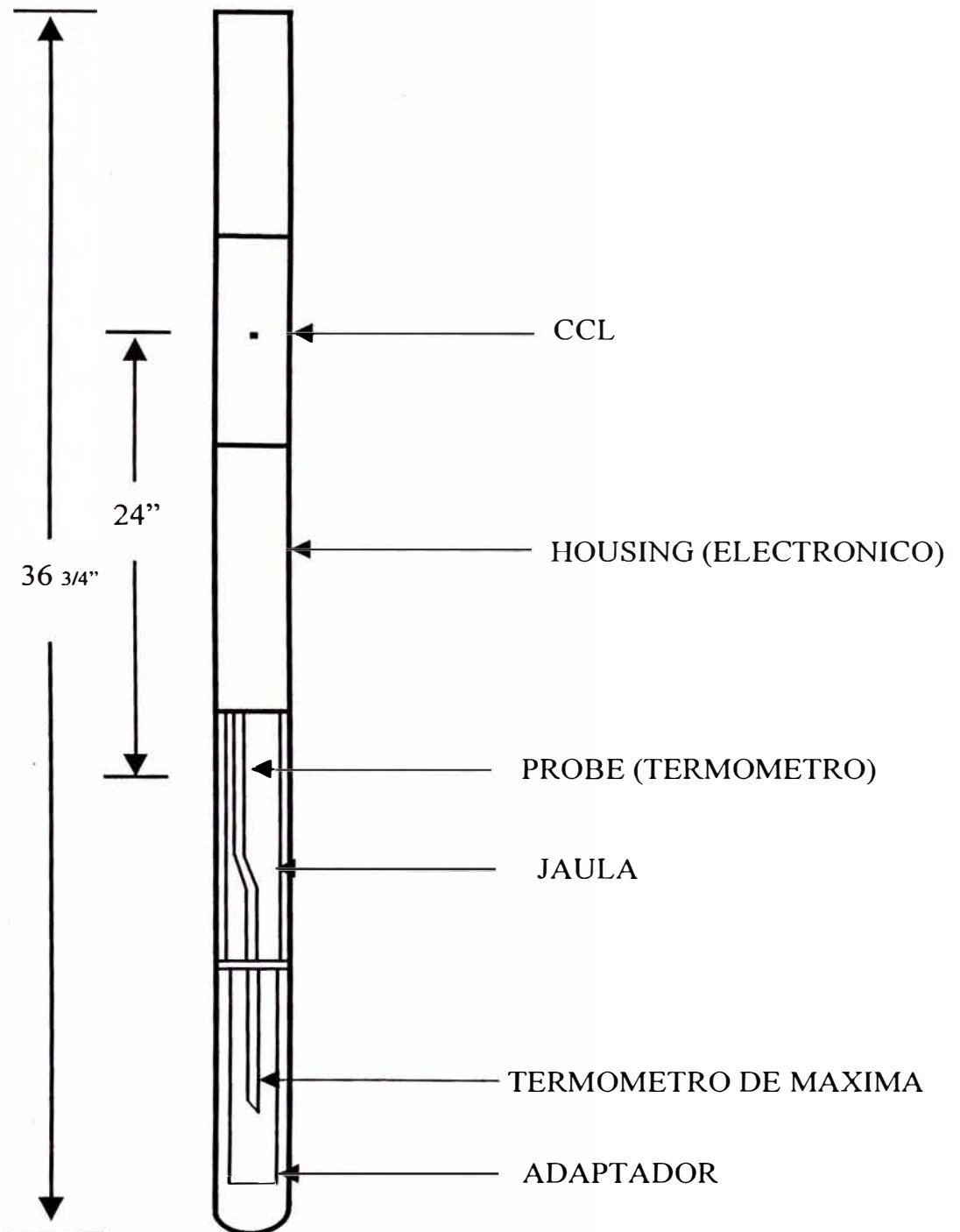
Intervalo	a x b	A	$t^{\circ}_G - t^{\circ}_A$	At	A/At	$\frac{A/AT}{\sum A/AT}$	% Estimado	Bbls
Encima Packer	Analisis no es posible							
Packer	a	1920'						362
1940' a 1970' Verde	1.8 x 6.5	12.2	104 - 92.8	11.2	1.09	0.199	46.8	81
1993' a 2010' C. Blanco	1.3 x 7.0	9.1	104.1 - 92.6	11.5	0.79	0.144	33.8	
2054' a 2111' C. Blanco	0.5 x 6.5	3.3	104.3 - 94.0	10.3	0.32	0.058	13.6	87
	3.0 x 6.6	19.8	104.6 - 93.1	11.5	1.72	0.313	73.6	
	0.6 x 5.7	3.4	104.8 - 95.8	9.0	0.38	0.069	16.2	67
	2.2 x 5.4	11.9	105.1 - 95.1	10.0	1.19	0.217	51.0	

$\Sigma = 5.49$

235

La presencia de grandes cantidades de carbonato en la tubería impiden que la herramienta registre las caídas de temperatura en las zonas que toman agua. Por esto no es posible realizar el análisis en el intervalo encima del packer.

### D.T.L. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA



CARACTERÍSTICAS: DIAMETRO: 1 7/16" y 1 11/16"  
RANGO LINEAL: 5 - 400°F  
TEMP. MAX.: 400°F  
PRES. MAX.: 1500 Psi.  
SENSIBILIDAD: ± 0.1°F

## **IX.- IDENTIFICACION DE POZOS RESPUESTA**

La identificación de un pozo respuesta se da por el incremento en la producción de petróleo o por el incremento en el nivel de aceite en aquellos pozos que producen con equipo de producción de capacidad limitada.

El personal que trabaja en las operaciones, es el que tiene la responsabilidad para el control de la información de producción e inyección.

El personal de campo es el encargado de que las pruebas de producción e inyección sean las más representativas y que los pozos operen en optimas condiciones.

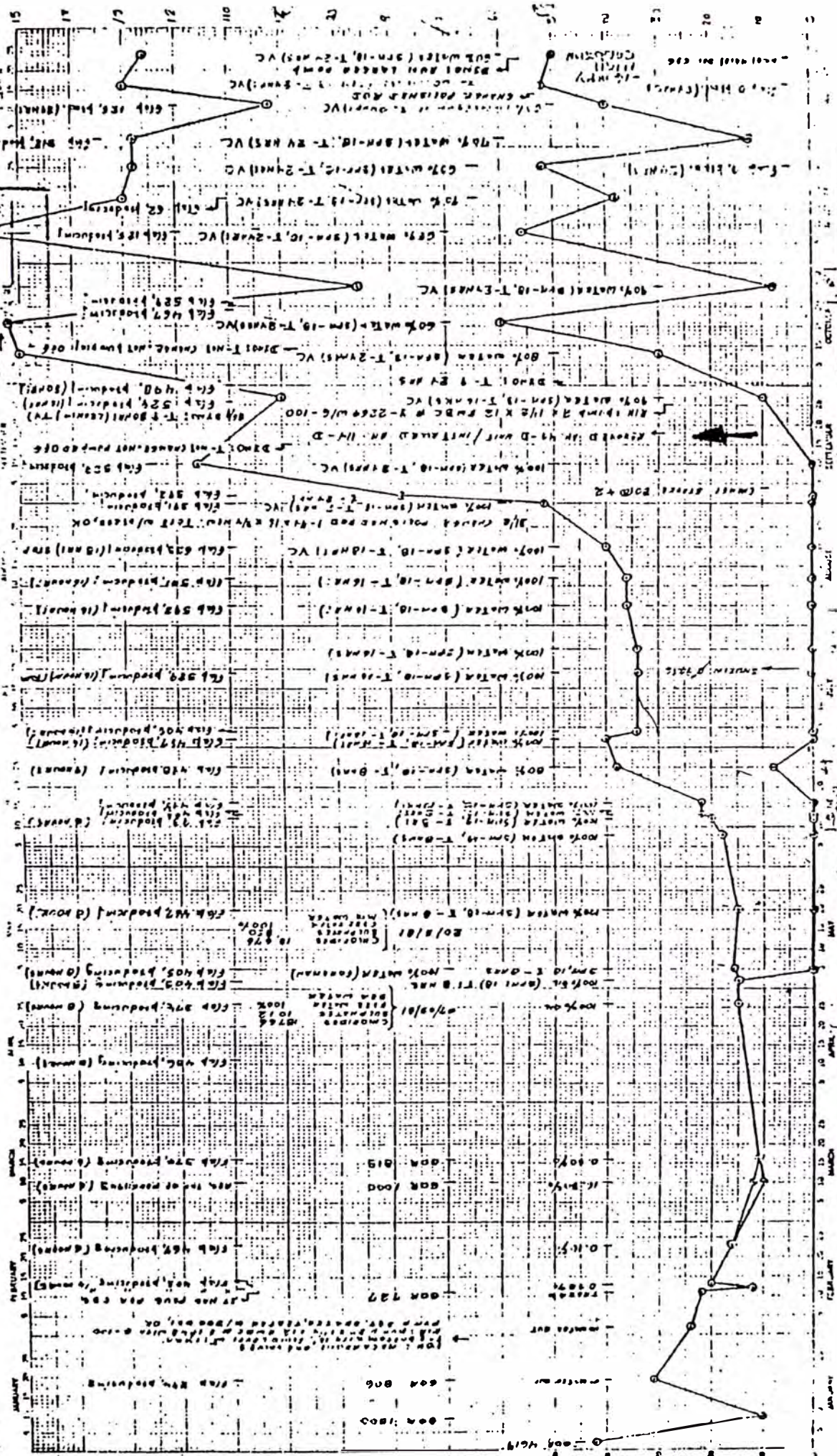
El personal de oficina es el encargado de llevar las estadísticas que son proporcionadas por el personal de campo y de identificar los pozos productores respuesta o con problemas de irrupción de agua. Además es el que identifica los inyectores con problemas de caída de presión en la superficie y reducción en el volumen inyectado por problema de taponamiento en la tubería de inyección o taponamiento de la formación.

Para que una operación sea exitosa debe haber muy buena comunicación entre el personal de campo y los encargados del control del proyecto.

Los encargados del proyecto son los responsables de recomendar incremento o reducción del volumen inyectado por pozo, cambio del equipo de producción, registros de inyección (RTL. Temperatura, Spinner etc.), registros de presiones de superficie o de fondo, conversiones de nuevos inyectores, cierre de pozos productores o inyectores, aislamiento de arenas con alta inyectividad en pozos inyectores, aislamiento de arenas con alta producción de agua etc.

La Figura IR-1, es la historia de producción diaria del pozo 1220-Somatito durante 1981. Esta información es recolectada por el personal de campo.

1220



1220

AMERICAN 117

LOG FILE NO. 1220

SKIN - 2 X 1/2 X 12' PERIC

PLATE - 2148

PERFORATIONS: 2160' TO 1746'

CABLE LOG: 1012

TAIL: 2167'

OFFSET PRODUCER: MONTH 3 (5507 p) (5102)

BLOCK'S: 9486 (141)

Figura IR-1

## ESTIMADO DEL PETROLEO SECUNDARIO

Durante las operaciones de OXY, el petróleo secundario se estimaba a nivel de pozo, luego por sub-bloque, bloque, campo y por ultimo por el total de las operaciones

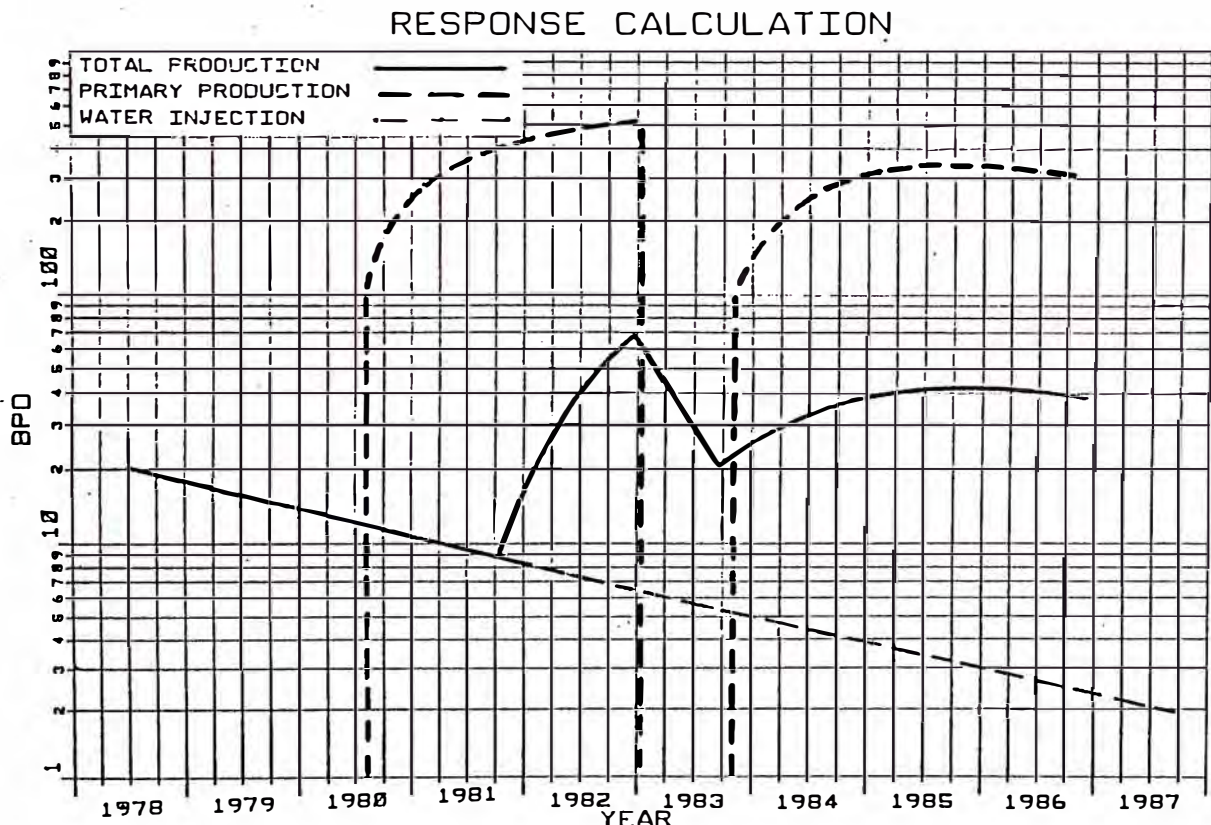
El estimado del aceite secundario de un pozo respuesta, se estima de la siguiente manera.

- a) Se extrapola la recuperación primaria.
- b) Toda la producción por encima de esta línea extrapolada se considera aceite secundario.

Un pozo se considera respuesta cuando su producción se incrementa, no por efecto de cambio en el sistema de producción, limpieza del pozo, estimulación de las arenas productoras y/o por la apertura de nuevas arenas.

Generalmente un pozo respuesta, es identificado como tal, después de 2 ó 3 meses, ya que durante este periodo el Departamento Operativo es el encargado de tomar el "echometer", para evaluar el incremento del nivel de fluido y de cambiar las condiciones operativas del pozo (Incremento del timer, cambio de carrera, cambio de bomba), con la finalidad de mantener el nivel de fluido, lo más cercano al niple de asiento.

La siguiente figura, es una representación del estimado del aceite secundario para un pozo.



## X.-PROBLEMAS CAUSADOS POR LAS OPERACIONES DE CAMPO

Este capítulo trata de las alteraciones de la roca reservorio y fluidos causados por la perforación, completación, producción y prácticas de inyección que afectan la producción del pozo o el comportamiento de los pozos inyectores.

### CONCLUSIONES

- 1) Las operaciones de perforación y cementación, causan un daño severo en la zona del reservorio que bordea el hueco del pozo. Si la zona dañada no es debidamente tratada por los trabajos de estimulación, no se logrará una buena productividad o inyectividad.
- 2) La presencia de parafina o deposición de "scale" durante las operaciones de producción, es un serio problema que se debe identificar, especialmente cuando los intervalos abiertos son taponeados con cualesquiera de estos materiales.
- 3) Desde que los sólidos y otros contaminantes, no son completamente removidos del agua de inyección, durante su tratamiento, el taponamiento de la formación es un proceso que debe ocurrir tarde o temprano y que reducirá la inyectividad.

### DISCUSION

#### PROBLEMAS CAUSADOS POR LA PERFORACION

La invasión del reservorio por lodo y el filtrado y formación de fracturas inducidas, puede ocurrir durante la perforación. Como se explicará a continuación, esto crea condiciones adversas para las prácticas de producción e inyección.

- a) **Invasión del lodo y filtrado** : Cuando se perfora en formaciones con alta permeabilidad o fracturas naturales, el lodo invade la formación, resultando en una pérdida parcial o total de la circulación. Este fenómeno puede ser detectado y corregido rápidamente en la superficie, pero el daño puede ser mayor cuando ocurre una pérdida de circulación parcial. Generalmente este efecto no es observado en la superficie debido a que el rate de circulación es del orden de 10 a 20 BPD. La extensión de la invasión depende de la presión de circulación, del ancho de la fractura y/o de la permeabilidad de la formación.
- b) **Fracturas inducidas durante la circulación del lodo** : La presión excesiva del lodo puede inducir fracturas, seguida de una pérdida de circulación. El ancho y longitud de la fractura, dependerá de la presión del lodo y del volumen que penetre en la formación. Generalmente, cuando la presión declina la fractura se cierra y el volumen perdido es recuperado. Sin embargo el filtrado y el "cake" se deposita en las paredes de la fractura, ocasionando daño en el reservorio.
- c) **Desviación del hueco** : Cuando el inyector y el productor están cercanos en el fondo del pozo, por la desviación del hueco, una irrupción rápida del

agua inyectada se puede esperar en el pozo productor, lo que no permitirá la formación del banco de petróleo.

- d) **Invasión durante la cementación** : Excesiva presión de desplazamiento durante la cementación, puede inducir fracturas adicionales o recibir aquellas inducidas durante la perforación. Si el cemento fluye dentro de estas fracturas, el daño en la formación es irreversible, debido a que las fracturas estarán completamente selladas con "cake" y cemento.
- e) **Mala cementación** : La existencia de zonas no cementadas, crea problemas de comunicación vertical. Esta es una situación no deseada, especialmente en pozos inyectores.
- f) **Casing colapsado** : Este es otro problema causado por efecto de una mala cementación. Puede ocurrir tanto en inyectores como en productores. En pozos inyectores, es necesario instalar packer para proteger el casing.

## PROBLEMAS CAUSADOS POR LA COMPLETACION

Durante esta etapa, el seleccionar, abrir y luego estimular las arenas, no siempre es una operación exitosa.

- a) **Arenas no completamente abiertas** : La mayoría de los pozos recibidos por Oxy, fueron abiertos con una densidad de 04 tiros por pie. Los perforados por Oxy fueron completados con una densidad promedio de un tiro cada 5 pies. Los registros de inyección mostraron que en los pozos nuevos, un gran porcentaje de las arenas no aceptaban agua, considerándose que esto era por efecto del menor número de tiros, por la calidad de la roca reservorio, o que no fueron fracturados.
- b) **Eficiencia del fracturamiento** : Este es uno de los aspectos más importantes en la completación. De esta operación depende que las fracturas sean extendidas más de la zona dañada. Si las fracturas han sido previamente inducidas por la perforación o la cementación, estas deben ser reabiertas durante el fracturamiento. Por lo tanto el fracturamiento debe ser diseñado de tal forma que pase la zona dañada con lodo y cemento. Si el fracturamiento no es exitoso, no se logrará una buena comunicación con el reservorio y las operaciones de producción e inyección serán ineficientes o nulas.
- c) **Incompatibilidad de los fluidos de completación y la roca y/o fluidos del reservorio** : En los reservorios que tienen suficiente presión para desfogar cualquier fluido de invasión y/o sólidos causados por la completación, el problema del daño no debe ser muy severo. El problema es cuando se tratan zonas depletadas, como es el caso del Area de Talara. En este caso, la invasión de fluidos incompatibles puede alterar el equilibrio de iones de los fluidos del reservorio, induciendo a la formación y precipitación de sólidos insolubles o solubles. El grado de incompatibilidad y la cantidad de sólidos determinará la magnitud del daño. Los fluidos de completación, también pueden alterar las propiedades de la zona. Ellos



pueden reaccionar con lutitas o con granos de arenas y generar "scale" y por consiguiente daño.

## PROBLEMAS CAUSADOS POR LAS OPERACIONES DE PRODUCCION

Durante la producción de un pozo, la permeabilidad alrededor del "well bore" es reducida por la presencia de arena o finos, deposición de parafina o "scale" y otros procesos derivados por cambios de la presión y temperatura en esta zona.

- a) La migración de arena y finos tiende a reducir la capacidad de flujo de la formación, debido a que las partículas de estos sólidos quedan atrapados en el espacio poroso cuando viajan hacia el "well bore". Tarde o temprano y dependiendo de la concentración de sólidos, el espacio poroso es gradualmente reducido y finalmente totalmente bloqueado.
- b) La deposición de "scale" y parafina es detectada en los intervalos abiertos y en la tubería de producción e inyección, pero puede ocurrir en el reservorio como consecuencia de los cambios de presión y temperatura. La deposición de "scale" a lo largo de un canal de flujo es un proceso lento, pero el daño puede ser mayor si finos son atrapados por la deposición de sólidos. En este caso la reducción del diámetro del caudal es rápida. La deposición de parafina ocurre en aquellos pozos que producen petróleo HCT. Este proceso se lleva a cabo en el reservorio cuando la temperatura cambia por efecto de la expansión del gas.

## PROBLEMAS CAUSADOS POR LA OPERACION DE INYECCION

Durante la inyección de agua, existe la posibilidad de que sólidos suspendidos y bacterias causen taponamiento en los intervalos abiertos y por consiguiente pérdida de la inyectividad. Además presiones alta de inyección causan extensión de las fracturas, lo que permite una rápida canalización del agua hacia el productor.

- a) **Pérdida de inyectividad** : El agua de inyección puede acarrear varios tipos de contaminantes. Dependiendo del tipo de tratamiento, antes de la inyección, estos contaminantes pueden ser sedimentos suspendidos, arcilla, "scale" y bacterias que invaden la formación, causando una pérdida gradual de la inyectividad. Esta reducción dependerá del volumen inyectado y de la concentración, los que gobernarán el tiempo de taponamiento, el que puede ocurrir en semanas o años.
- b) **Bacterias** : El desarrollo de bacterias en el "well bore" y en el reservorio, es otro proceso de pérdida de inyectividad identificado en un proyecto de inyección de agua. Esta pérdida de inyectividad dependerá del tratamiento del agua y del volumen de agua inyectada.
- c) **Alta inyectividad** : Este problema está relacionado directamente a zonas depletadas de alta permeabilidad y a altas presiones de inyección que extienden la fractura. Esto trae como consecuencia una pobre distribución del agua inyectada y por lo tanto un ineficiente barrido vertical.

## **XI.-PERDIDA DEL AGUA INYECTADA**

En muchos Sub-Bloques el volumen de agua inyectada es igual o mayor al volumen estimado de gas libre al inicio de la inyección, sin notarse ningún incremento en la producción de petróleo o agua. Aunque toda la formación tenga la misma permeabilidad, debería haber algún incremento en los fluidos producidos. Se sabe que la distribución de la permeabilidad en las formaciones del Noroeste es muy variable, por lo que se podría concluir que no toda el agua inyectada es aceptada por el reservorio a inundar.

No se efectuaron pruebas para determinar la pérdida de agua inyectada en el reservorio; sin embargo, si consideramos que la presión de inyección, en algunos casos, es casi el doble de la presión original del reservorio, se puede asumir que un gran volumen del agua inyectada, viaja a lo largo de las numerosas fallas. No se detectaron fugas en superficie del agua inyectada. Es posible que el agua, sea aceptada por formaciones con alta saturación de agua, localizadas debajo o encima del reservorio inundado con agua. La alta presión en el reservorio inundado con agua, causada por la alta presión de inyección, puede ocasionar una caída de presión a lo largo de la falla, por lo que se puede producir el flujo del agua inyectada.

### **GRADIENTE DE INYECCION**

Desde el inicio de las operaciones de inyección de agua, la gradiente de inyección fue uno de los parámetros que limitaban las operaciones de inyección y se consideró que ésta no debería exceder del 95 % de la gradiente litostática en los primeros sesenta días de inyección.

Durante 1982, la gradiente de fractura fue también un importante parámetro para controlar las presiones de inyección debido a numerosos casos de canalización de agua, suponiendo que fue como resultado de las extensiones de fractura por los trabajos de fracturamiento. Una revisión de las gradientes de fracturas durante la completación de pozos perforados en Somatito, Zapotal y Central llevó a la conclusión que la gradiente de inyección en esos pozos culpables de la canalización de agua fue menor que la gradiente de fractura.

Durante las operaciones de inyección de agua, se observó pérdida en la inyectividad en muchos pozos inyectoros, las conclusiones basadas en análisis de la performance del comportamiento de la presión de inyección fueron:

- a) La alta gradiente de inyección es un efecto directo de pérdida de inyectividad causada por la restricción del flujo del inyector al productor.
- b) La restricción del flujo en el "well bore" es como resultado de la deposición de "scale", alteración de la formación y/o deposición de productos insolubles generados durante los tratamientos con ácidos.
- c) La restricción del flujo en el reservorio es como resultado del taponamiento por bacterias y por sólidos suspendidos en el agua de inyección.

- d) La restricción del flujo también fue observada en pozos con pobre comunicación con sus productores o cuando una arena está abierta en el inyector y no en el productor.
- e) La restricción del flujo es consecuencia de la falta de continuidad lateral debido a los cambios deposicionales o a la erosión de la formación.

La gradiente de inyección incrementa durante la vida de un proyecto de inyección de agua, debido a que más energía es requerida para mover el banco de aceite y petróleo a través del reservorio. La ecuación de inyectividad indica que en un reservorio homogéneo y a un caudal constante, la caída de presión es función únicamente del tamaño del banco de fluido.

Idealmente la gradiente de inyección incrementará gradualmente hasta que el banco de fluido llegue al pozo productor. Luego una gradiente de inyección constante debe ocurrir si el volumen de fluido producido es igual al volumen de agua inyectada.

### **RESTRICCIONES EN EL FLUJO DE INYECCION POR COMPLETACION**

Estas restricciones ocurren en pozos donde todas las arenas no han sido abiertas o estimuladas durante la completación. Esto fue comprobado luego de una revisión de los intervalos abiertos en pozos inyectores y sus correspondientes pozos productores. Los análisis de los registros de inyección mostraron que muchos intervalos abiertos no aceptaban agua desde el inicio de la inyección probablemente debido a que no fueron estimulados y/o pobre calidad de la roca reservorio.

### **RESTRICCIONES EN EL FLUJO DURANTE EL PROCESO DE INYECCION**

Dos tipos de restricciones relacionadas directamente al agua inyectada, fueron identificadas: daño en el "well bore" y taponamiento de la formación.

El daño en el "well bore" es causado generalmente por la deposición de "scale" y este proceso ocurre tanto en el productor, como en el inyector. Durante los trabajos de servicio de pozos o workover, grandes cantidades de deposición de "scale" fueron encontradas en pozos productores e inyectores, en la tubería y en el casing, frente a los intervalos abiertos. Es de suponer que el "scale" es también depositado dentro de las fracturas o cubriéndolas.

Muestras de "scale" analizadas en el laboratorio indicaron presencia de carbonato de calcio y hierro. Pruebas de laboratorio mostraron que eran solubles en HCL. Sin embargo los trabajos de ácidos efectuados en los pozos para remover "scale" no fueron totalmente exitosos, de acuerdo a la performance de producción e inyección después de los trabajos. Cabe indicar que un gran porcentaje de los trabajos de ácidos fueron diseñados para remover el "scale" en el "well bore".

Con la finalidad de remover con una mejor eficiencia el "scale", se recomienda trabajos de ácidos en la matriz y por sub-zonas.

El taponamiento de la formación es otro problema que se presenta durante la inyección de agua. El grupo de laboratorio identificó dos tipos de agentes de taponamiento: sólidos en suspensión y las bacterias.

### **RESTRICCIONES EN EL FLUJO CAUSADA POR DISCONTINUIDAD GEOLOGICA**

Fallas sellantes, cambios laterales por deposición y erosión de la formación causa restricciones en el flujo del inyector al productor. Es conocido que los inyectores localizados cerca de fallas muestran una mayor gradiente de inyección que los inyectores localizados en el centro del bloque. Similarmente, inyectores que presentan sección corta por fallamiento o por erosión de la formación presentan mayor presión de inyección que aquellos que tienen la sección completa.

## XII.- PERFORACION Y COMPLETACION EN EL EX-LOTE XI

### 1.- PERFORACION

La Cia. Occidental inició la perforación de pozos en el Ex- Lote XI en Octubre de 1978, perforando hasta Octubre de 1982 un total de 990 pozos. Posteriormente y luego de la modificación del contrato perforó 7 pozos mas en el año 1989. La tabla siguiente detalla los pozos perforados por año y por campo en el área del contrato.

#### No POZOS PERFORADOS POR OCCIDENTAL PERUANA

<b>CAMPO</b>	<b>1978</b>	<b>1979</b>	<b>1980</b>	<b>1981</b>	<b>1982</b>	<b>1989</b>	<b>TOTAL</b>
Org. Norte	0	0	10	32	16	0	58
Patria	0	4	14	4	23	0	45
Org. Sur	0	22	34	11	4	0	71
Somatito	1	48	44	29	9	4	135
Zapotal	4	54	82	90	41	2	273
Central	0	135	49	33	24	0	241
Carrizo	4	38	52	70	9	1	174
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>301</b>	<b>285</b>	<b>269</b>	<b>126</b>	<b>7</b>	<b>997</b>

Los pozos fueron perforados utilizando básicamente 4 tipos de brocas: la Hughes X3A, X3, XIG y la J-22. Estas brocas eran de 12 1/4" para perforar el hueco superficial, ( ± 350' ) y 7 7/8" para mayor profundidad . La secuencia normal era iniciar la perforación con una broca X3A ó XIG para posteriormente utilizar J -22 en las formaciones mas duras y abrasivas.

Los sistemas de lodos utilizados fueron tres. El sistema de una emulsión invertida de petróleo, sistema de solución en KCL y un sistema de base agua que a su vez podía ser dispersante y no dispersante. Se utilizaban dos tipos de sistema dispersante base agua, el sistema dispersante nativo y el sistema dispersante lignosulfonato ( starch ) este ultimo generalmente era utilizado para el control de perdida de agua El primero era utilizado para perforar la parte superior del hueco ( ± 400') y el segundo para profundidades mayores.

Las arcillas presentes en las formaciones del Ex-Lote XI son fuertemente hidratables, así tenemos a la Montmorillonita. Cuando el agua entra en contacto con la arcilla, esta absorbe el agua por osmosis formándose microfracturas en su estructura, aumentando por ello la absorción de agua. Esto crea inestabilidad y secciones enteras de la arcilla en la vecindad del pozo se descompactan. Efectos de buzamiento y gravedad pueden ocasionar que largas secciones arcillosas en la vecindad del pozo colapsen.

La presencia de la Montmorillonita en las formaciones es de 10 % a 15 % en la zona de Somatito, hasta alcanzar un máximo de 25 % en la zona de Carrizo. La situación mas critica durante la perforación por efecto de las arcillas, se ha tenido en la zona de Carrizo, en el lado oeste del área en el block fallado A. En la zona de Carrizo era común trabajar con pesos de lodo entre 10.1 a 10.4 lbs./gal. y perdidas de agua de 3.0 a 4.0 cc.

## DESVIACION

Uno de los mayores problemas durante la etapa de perforación en el Ex-Lote XI fue la desviación del pozo. Para minimizar este efecto Occidental uso diámetros grandes de Drill Collars. y un conjunto especial de estabilización llamado "packed hole" Este conjunto fue usado en todas las áreas excepto en Carrizo donde se utilizo el assembly pendular.

Los Drill Collars usados eran de 6 3/4", 6 1/2" y 6 1/4" y los drill pipe de 4 1/2" con conexiones de 4 1/2" extrahole. El Packed Hole Assembly consistía de un estabilizador inmediato a la broca, un drill collar corto de 10', una sarta de estabilizadores , 30' de drill collars, otra sarta de estabilizadores , de 7 a 9 drill collars y de 14 a 16 drill pipe de 4 1/2" Hevywate . El assembly pendular usa una sarta de estabilización consistente en 2 drill collars encima de la broca y un conjunto de 2 estabilizadores de 30' pies c/u. Inicialmente fue usado un péndulo de 10', posteriormente uno de 30' pero el que mejores resultados dio para los efectos del control de desviación del pozo fue el de 60'.

Normalmente la parte superior del pozo (1000' a 1500') era perforado con un peso sobre la broca de 35,000 a 40,000 lbs. y una velocidad de rotación de 120 a 140 RPM. La zona inferior lo era con un peso sobre la broca de 35,000 a 40,000 lbs. y una velocidad de rotación de 60 a 70 RPM. En zonas donde se conocía que existiría una severa desviación era común utilizar peso sobre la broca entre 20,000 a 25,000 lbs. y una velocidad de rotación de 50 a 70 RPM usando un assembly pendular

La tabla siguiente detalla las zonas donde ocurrió las desviaciones mas severas, especificando los intervalos:

<b>Campo</b>	<b>Block</b>	<b>Formación(es) atravesada(s)</b>	<b>Profundidad</b>
Carrizo	A	Arena Talara y Helico	2100' - 3700'
Carrizo	B	Arena Talara y Helico	2500 - 3500'
Carrizo	E	Arena Talara y Helico	1500' - 3000'
Carrizo	F	Arena Talara y Helico	1200' - 3000'
Carrizo	G	Arena Talara y Helico	2200'- 3500'
Somatito	A	Echino Repetido	300'- 1400'
Somatito	C	Echino Repetido	300'- 1400'
Zapotal	C	Echino Repetido	Sup. - 1000'
Zapotal	H	Echino Repetido	Sup. - 1000'
Org. Sur	A	Talara y Echino Repetido	Sup. - 1500'

## 2.- COMPLETACION

### CASING

Los casing de superficie utilizados fueron de 8 5/8", 24 lbs./ft. , J-55 STC y eran bajados hasta una profundidad de ± 300'. Los casing de producción fueron de 4 1/2", 10.5 lbs./ft , K-55 para los pozos inyectores y de 5 1/2", 15.5 lbs./ft, K-55 STC para los productores

Dos centralizadores eran bajados como regla general, uno cerca al zapato y otro en el segundo cople encima del zapato, adicionalmente se colocaban en forma alternativa en determinadas zonas. También se bajaban rascadores (Scratcher) en

los intervalos descentralizados. No hubo mayores problemas durante la bajada de casing.

## CEMENTACION

Algunos pozos de las zonas de Carrizo y Patria fueron cementados en dos etapas a través de un DV Tool. Los otros pozos fueron cementados mediante una sola etapa. Los pozos fueron cementados utilizando dos lechadas una de cemento puro clase A para la zona de interés y otra lechada de cemento de 8 % en bentonita para la zona superior del pozo.

La pérdida de retorno durante la cementación fue frecuente, mucho mas de lo esperado particularmente en la zona de Central y Somatito, esto puede deberse al grado de depletación de las formaciones atravesadas, así como a la existencia de un sistema de microfractura natural. Los trabajos fueron diseñados para que el cemento alcance la superficie. Considerando un diámetro de hueco de 8" el máximo rate de desplazamiento para una lechada limpia debería ser 3.1 BPM en casing de 5 1/2" y 3.8 BPM para un casing de 4 1/2" hasta alcanzar el flujo tapón.

Al inicio se usaba un aditivo para reducir la fricción cuando se pensaba que el mejor flujo para el desplazamiento era el flujo turbulento, posteriormente se decidió que el flujo tapón era él más conveniente utilizando rates para el desplazamiento de 4 BPM y ocasionalmente de 3 BPM independiente del diámetro del casing Los registros CBL eran tomados cuando se consideraba que existía un potencial problema durante la cementación.

## BALEO

Como se indicó, el pozo quedaba lleno de agua luego de la cementación. En los inicios del proyecto esta agua era desplazada del pozo con una solución al 2 % en KCL, seguidamente se suabeaba el pozo hasta una profundidad anterior al intervalo a ser estimulado y se realizaba un baleo tipo Underbalanced. Posteriormente esto fue modificado reemplazando el agua con KCL por petróleo, se realizaba un suab hasta por debajo del intervalo a ser estimulado, inmediatamente se baleaba en forma selectiva.

Se utilizaba una escopeta de 4" para balear en casing de 5 1/2" y una escopeta de 3 3/8" para un casing de 4 1/2". Se consideró que cada bala genera un hueco de diámetro y longitud de penetración determinada, existiendo a lo largo de dicho hueco una pérdida de presión y siendo dicho orificio originado a una presión de ruptura que es diferente de otros, simplemente por que cada bala atraviesa diferentes ambientes después de pasar el casing y el cemento. Era practica común balear un tiro ± cada 5 pies, esto se hacía para tener un mayor control de la divergencia de los fluidos durante el fracturamiento que fue de tipo per- pac.

La tabla siguiente detalla los tipos de escopetas y cargas utilizadas así como las respectivas longitudes de penetración:

<u>Compañía</u>	<u>Escopeta</u>	<u>Carga</u>	<u>Diámetro Hueco</u>	<u>Penetración (concreto)</u>
Welex	4" SSB	22 grm. RDX	0.511	23.2"
	4" SDJ	18 grm. RDX	0.49"	17.3"
	3 1/8" SSB 11	12 grm. RDX	0.38"	19.36"
GO	3 3/8"	16 grm. RDX	0.49"	19.5"
	3 3/8"	14 grm. RDX	0.38"	12.38"
Schlumberger	13 3/8" Hyperjet,	14 grm. RDX,	0.38"	11 9.36"

## **ESTIMULACION**

Desde un inicio Occidental decidió que el proyecto del Ex-Lote XI, debería requerir el mínimo soporte logístico y proporcionar el máximo potencial para la recuperación primaria sin afectar los proyectos de recuperación secundaria. Se decidió que la estimulación hidráulica a realizarse en el proyecto debería ser el fracturamiento con agua de tipo per-pac. El diseño fue concebido para que la altura y el ancho de fractura sean maximizados sin extender la longitud de fractura en las dimensiones que ocurre en un fracturamiento con petróleo. Generalmente se desarrollaban longitudes de fractura en el orden de 150' a 200'. Igualmente se diseñaba considerando una extensión vertical de la fractura tanto en el tope como en la base de las perforaciones de  $\pm 60'$ .

La máxima concentración de gel utilizada ha sido de 60 libras por barril, experiencias posteriores demostraron que 35 libras por barril proporcionaban excelentes resultados con menores costos. Durante los trabajos de estimulación se utilizó bolas de nylon de 7/8" como material divergente.

Como ya indicamos la estimulación hidráulica era del tipo per-pac.

En la primera etapa del fracturamiento no se utilizaba ácido, pero si en todas las etapas posteriores, se bombeaba una cabeza de ácido de 200 a 300 galones de HCL del 15% al 20% en concentración, junto con el pre.pac que era un gel lineal (no complejo). Los gradientes de fractura no excedían de 0.75 psi/ft. y las presiones de ruptura no eran tan altas como para exceder la presión de rotura del casing. Por esta razón y por que bajos volúmenes de desplazamiento permiten rápida respuesta en superficie y lograr un mayor control del fracturamiento, dichos trabajos eran realizados a través de tubos sentando un packer a una profundidad cercana al tope de las perforaciones. Los fracturamientos por casing fueron realizados en formaciones someras cuando era factible. El agua utilizada en los fracturamientos es del mismo tipo que la usada en perforación, pero se le adicionaba 4 % de KCL cuando la estimulación era en la zona de Carrizo y 2 % de KCL cuando era en las otras áreas. El agua era pre-gelificada en los tanques, se le adicionaba un activador en el blender y era crosslinkeada en el viaje a las bombas. La arena utilizada era la 10/20. El volumen de gel crosslinkeado con arena que era bombeado variaba de 2000 a 5000 gal. y se utilizaba en una concentración inicial de 0.5 lbs./gal.incrementándose hasta 2.5 lbs./gai. Generalmente se usaba de 6 a 10 bolas de nylon por etapa dependiendo del número de perforaciones, lo práctico era soltar bolas de nylon en un número que era del 35% al 40% del número de tiros, comúnmente los trabajos de fracturamiento eran desarrollados a través de 2 a 10 sub-etapas tratándose en la última etapa un aproximado de 17 perforaciones. Un rompedor de emulsión era adicionado cuando la mezcla pasaba por el blender.

## **TRABAJOS POSTERIORES A LA ESTIMULACION**

Si el pozo luego del fracturamiento no quedaba fluyendo y/o se "moría" luego de un determinado tiempo, se procedía a la limpieza de arena circulando el pozo con espuma.

Posteriormente el pozo era suabeado para evaluar su aporte productivo y así permitir el diseño óptimo del equipo de levantamiento artificial de fluidos.



### **3.-ABANDONAMIENTO DE POZOS VIEJOS**

Los trabajos consistieron en el llenado del pozo con arena de fracturamiento usada o arena de playa, seguido de tapones de cemento, en 2 a 3 etapas. En algunos casos, esta forma de abandono ocasionó problemas en los pozos inyectoros perforados muy cerca de los abandonados, pues el agua inyectada se “perdía” a través de estos pozos.

## **PROBLEMAS CAUSADOS POR LA PERFORACION, COMPLETACION Y OPERACIONES DE PRODUCCION**

### **1.-DAÑO POR HINCHAMIENTO DE ARCILLAS.**

El contacto del reservorio con los fluidos extraños a él crea en mayor ó menor grado un daño. Así durante la perforación el lodo y su filtrado invaden la zona inmediata al pozo afectando la permeabilidad natural del reservorio. La mayoría de los pozos perforados por OXY utilizó el lodo base agua disperso tanto el nativo como el lignosulfonato. Como hemos indicado anteriormente las arcillas presentes en las formaciones existentes en el EX-lote XI son del tipo reticulado expandibles como lo es la Montmorillonita, la admisión de agua dulce o del filtrado de inyección en una arena arcillosa da por resultado una alta reducción de la permeabilidad al petróleo. Estas arcillas se hinchan al contacto con el agua dulce ó de bajo contenido de sal en solución

### **2.- DAÑO POR MIGRACION DE FINOS.**

El punzonamiento así como el fracturamiento puede dar lugar a la formación de finos los cuales obturan los espacios porosos reduciendo la permeabilidad del área. Las arcillas y otras partículas sólidas pueden migrar dentro de los espacios porosos y reducir la permeabilidad original de la formación

Asimismo debido a que los fluidos producidos aumentan su velocidad conforme se acercan a la pared del pozo producto del flujo radial de estos, y a medida que el pozo produce, el incremento de velocidad erosiona la roca provocando que las partículas menos consolidadas se desprendan y sean transportadas por el fluido, los cuales al ser influenciados por altas presiones de inyección, compatibilidad y grado de consolidación ocasionan el taponamiento de los canales de flujo más angostos a consecuencia de la tortuosidad de estos.

### **3.-DAÑO POR INCRUSTACIONES Y DEPOSITOS PARAFINICOS.**

Uno de los mayores problemas asociados a la inyección de agua en los pozos del Ex -Lote XI fue la formación de incrustaciones mayormente de Carbonato de Calcio, Este problema fue agudo en los pozos inyectoros y en menor grado en los pozos productores

### **XIII.-POTENCIAL DE RESERVAS SECUNDARIAS EN EL NOR-OESTE DEL PERU**

Los pozos y por consiguiente los campos del Noroeste generalmente son evaluados por analogía, por encontrarse en algunos casos las formaciones productivas con menor sección por cambios deposicionales y/o fallamiento y por estar constituidas por unidades de diferentes características de roca reservorio y no conocerse el aporte productivo de cada una de ellas.

En el Noroeste existen aproximadamente 15,000 acres productores de petróleo de diferentes formaciones, que pueden ser inundadas con agua. En esta área deben haber bloques con buena comunicación en las diferentes formaciones y buena recuperación de petróleo primario.

Se ha evaluado en conjunto, el comportamiento de 15 Sub-Bloques de los Campos de Somatito, Zapotal y Central que muestran buena y regular respuesta a la inyección de agua.

Los Sub-Bloques evaluados abarcan un área de 1,965 acres y durante el contrato de Oxy (18 años) han desarrollado 14.0 MMBLS de petróleo, correspondiendo 7.9 MMBLS al petróleo primario y 6.1 MMBLS al petróleo secundario. Se estima que bajo condiciones normales de operación, al final del proyecto deberían haber desarrollado  $\pm$  8.9 MBLs.

Los campos de estos Sub-Bloques tienen un área de 7,776 acres y han desarrollado 25.8 MMBLS de aceite primario y 9.3 MMBLS de aceite secundario durante el contrato de Occidental.

La Tabla POT-I, muestra la relación de los Sub-Bloques considerados, además de información de petróleo producido, barril de agua inyectada por barril de petróleo producido y porcentajes de recuperación.

En promedio se han inyectado 14.4 barriles de agua para obtener un barril de petróleo. Durante el contrato, el aceite secundario representa el 76.6 % del aceite primario y el 43.4 % de la producción total. El petróleo secundario es el 25.1 % del aceite primario producido. El petróleo primario producido es el 9.3 % del petróleo en el reservorio. El total del aceite producido representa el 11.7 % del petróleo en el reservorio.

La Figura POT-1, es el Historial de Producción-Inyección de estos sub-bloques. El agua inyectada durante 1980 corresponde a los proyectos pilotos. El desarrollo total del programa de inyección, debe asumirse que ocurre a fines de 1980, con un volumen de 14 MBAPD, incrementándose hasta 35 MBAPD en los primeros meses de 1982.

La primera respuesta a la inyección se observa en Marzo-Abril de 1981, es decir, después de 3 a 4 meses del inicio de la inyección de agua. Durante Febrero-Agosto de 1983 la inyección de agua fue suspendida por el problema de "El Niño", declinando la producción de petróleo, agua y aceite respuesta.

Es importante indicar que a partir de 1992 el volumen de agua inyectada declina de 15 MBAPD a 7 MBAPD, lo cual afectó el aceite secundario y por consiguiente la producción total. La disminución en el volumen de agua inyectada, fue debido a que muchos inyectores se pusieron a desfogar y luego fueron convertidos a productores.

La Tabla POT-II es el comportamiento productivo estimado de éstos Sub-Bloques bajo condiciones normales de inyección y se estima que durante 30 años debían desarrollarse  $\pm$  8.9 MMBLS de petróleo, este estimado está basado en el comportamiento de la Figura POT-1.

La Figura POT-1 debe ser usada para calcular el aceite secundario de futuros proyectos de inyección de agua.

Tabla POT-I

SUB-BLOQUES CON BUENA Y REGULAR RESPUESTA

BLOQUE	ACRES	O.O.I.P. MBS	AGUA INYECT. MMBLS	PETROLEO ACUMULADO MBS.					B.A.I / B.P.S.	% DURANTE CONTRATO		% SECUND. / PRIMARIO	% PRIMARIO / O.O.I.P.	% GRAN TOT. / O.O.I.P.
				JUL. 78	CONTRATO OXY			GRAN TOTAL		SEC / PRIM.	SEC. / TOTAL			
					PRIM.	SECUND.	TOTAL							
SO - B1	311	53111	20.41	2987.3	1012.8	1745.4	2758.2	5745.5	11.7	172.3	63.3	43.6	7.5	10.8
SO - B2	25	2437	0.67	340.6	83.4	38.0	121.4	462.0	17.6	45.6	31.3	9.0	17.4	19.0
SO - B3	131	20440	6.76	1923.1	782.3	413.1	1195.4	3118.5	16.4	52.8	34.6	15.3	13.2	15.3
ZA - B1	105	8620	3.14	407.8	479.3	175.6	654.9	1062.7	17.9	36.6	26.8	19.8	10.3	12.3
ZA - D2	178	27397	5.95	1273.1	1036.8	572.7	1609.5	2882.6	10.4	55.2	35.6	24.8	8.4	10.5
ZA - D3	132	17510	5.85	537.0	919.8	454.6	1374.4	1911.4	12.9	49.4	33.1	31.2	8.3	10.9
ZA - G1	246	33669	7.51	1234.5	1308.5	466.2	1774.7	3009.2	16.1	35.6	26.3	18.3	7.6	8.9
ZA - G3	37	4170	0.88	318.1	110.7	20.7	131.4	449.5	42.5	18.7	15.8	4.8	10.3	10.8
ZA - G4	58	5299	0.61	385.4	176.1	94.3	270.4	655.8	6.5	53.5	34.9	16.8	10.6	12.4
CE - A	180	22563	8.45	1530.5	380.1	304.2	684.3	2214.8	27.8	80.0	44.5	15.9	8.5	9.8
CE - B	170	24763	9.67	2098.9	494.9	524.2	1019.1	3118.0	18.4	105.9	51.4	20.2	10.5	12.6
CE - C1	73	12452	8.50	1154.8	530.6	488.9	1019.5	2174.3	17.4	92.1	48.0	29.0	13.5	17.5
CE - C2	72	12451	3.60	901.6	160.3	370.8	531.1	1432.7	9.7	231.3	69.8	34.9	8.5	11.5
CE - D1	124	7203	3.61	750.5	235.3	261.9	497.2	1247.7	13.8	111.3	52.7	26.6	13.7	17.3
CE - D2	123	7203	1.78	411.4	196.0	129.6	325.6	737.0	13.7	66.1	39.8	21.3	8.4	10.2
<b>TOTAL</b>	<b>1965</b>	<b>259288</b>	<b>87.39</b>	<b>16254.6</b>	<b>7900.9</b>	<b>6060.2</b>	<b>13967.1</b>	<b>30221.7</b>	<b>14.4</b>	<b>76.6</b>	<b>43.4</b>	<b>25.1</b>	<b>9.3</b>	<b>11.7</b>

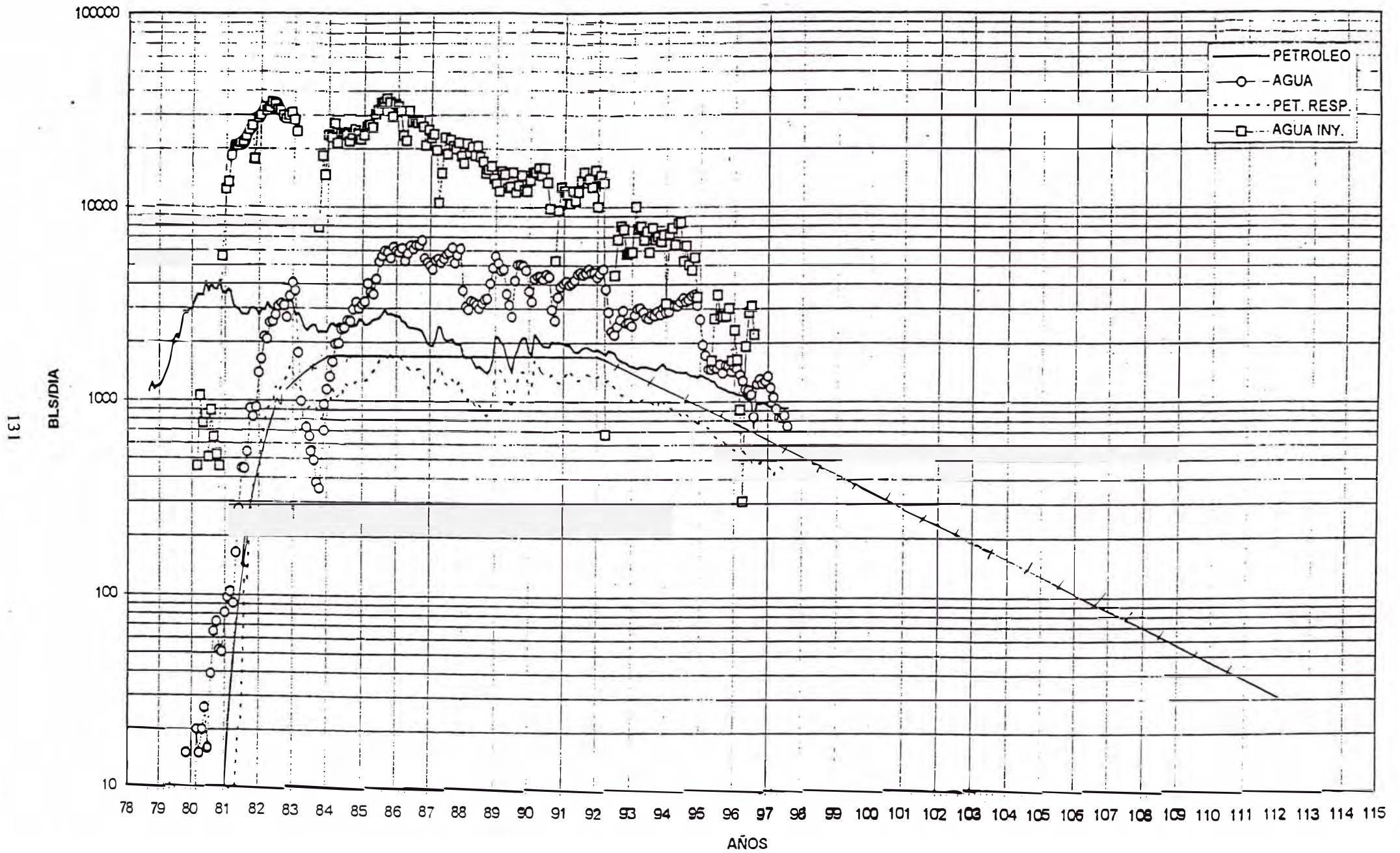
CAMPO														
SOMATITO	1873	259114	71.28	10903.7	4651.0	2375.5	7026.5	17930.2	30.0	51.1	33.8	15.3	6.0	6.9
ZAPOTAL	2618	261318	73.04	11363.0	12864.2	3045.9	15910.1	27273.1	24.0	23.7	19.1	12.6	9.3	10.4
CENTRAL	3285	332479	102.51	28303.4	8308.6	3887.7	12196.3	40499.7	26.4	46.8	31.9	10.6	11.0	12.2
<b>TOTAL</b>	<b>7776</b>	<b>852911</b>	<b>246.83</b>	<b>50570.1</b>	<b>25823.8</b>	<b>9309.1</b>	<b>35132.9</b>	<b>85703.0</b>	<b>26.5</b>	<b>36.0</b>	<b>26.5</b>	<b>12.2</b>	<b>9.0</b>	<b>10.0</b>

TROS BL	5811	593623	159.44	34315.5	17916.9	3248.9	21165.8	55481.3	49.1	18.1	15.3	6.2	8.8	9.3
---------	------	--------	--------	---------	---------	--------	---------	---------	------	------	------	-----	-----	-----

130

# HISTORIA DE PRODUCCION - INYECCION

## 15 SUB-BLOQUES



## PRONOSTICO DE POTENCIAL DE ACEITE SECUNDARIO

<b>AÑO</b>	<b>BPPD</b>	<b>MBLS</b>
1	150	54.7
2	1000	365
3	1500	547.5
4	1700	620.5
5	1700	620.5
6	1700	620.5
7	1700	620.5
8	1700	620.5
9	1700	620.5
10	1700	620.5
11	1700	620.5
12	1600	584
13	1300	474.5
14	1000	365
15	850	310.3
16	700	255.5
17	570	208.1
18	450	164.2
19	380	138.7
20	310	113.2
21	250	91.2
22	200	73
23	170	62.1
24	140	51.1
25	120	43.8
26	90	32.8
27	80	29.2
28	65	23.7
29	50	18.3
30	40	14.6
<b>TOTAL</b>	<b>24615</b>	<b>8984.5</b>

#### XIV.-CONCLUSIONES.

- 1) Durante el contrato de Occidental, se obtuvieron 11,759 MBLS de petróleo secundario de un total producido de 57,911 MBLS. El volumen de agua inyectada fue 424.0 MMBIS.
- 2) Las formaciones sometidas a la inyección de agua fueron Echino y Helico, principalmente.
- 3) Los resultados de la inyección de agua a nivel campo (Jul.96) es el siguiente:

<u>CAMPO</u>	<u>PETROL. RESPUESTA</u> <u>MBLS</u>	<u>AGUA INYECTADA</u> <u>MBLS</u>
ORG. NORTE	0	6,651
PATRIA	8	25,884
ORG. SUR	281	44,994
SOMATITO	2,375	71,275
ZAPOTAL	3,046	73,042
CENTRAL	3,888	102,511
CARRIZO	2,161	99,615

- 4) Los mejores resultados se obtuvieron en los Campos de Somatito, Central, Zapotal y Carrizo, donde el estimado del llenado fue mayor del 100 %.
- 5) En los Campos de Organos Norte, Patria y Organos Sur, no se observó buena respuesta a la inyección de agua, pues se inundaron 02 formaciones con espesores de 500', lo que no permitió un buen control de la inyectividad (barrido vertical).
- 6) Buena y regular respuesta a la inyección de agua se han obtenido en bloques que presentan las siguientes condiciones:
  - a) Buena recuperación primaria.
  - b) Buena continuidad de la formación entre inyectoros y productores.
  - c) Buena distribución del agua inyectada.
  - d) La inyección de agua en una sola formación permitió mejorar la eficiencia de barrido vertical.
- 7) El éxito de un Proyecto de Inyección de Agua depende:
  - a) Control de la inyectividad, mediante sentado de packer, taponamiento de arenas de alta admisión, etc.
  - b) En el pozo productor, identificación de arenas con alta producción de agua para posteriormente aislarlas.
  - c) En el pozo inyector, elaborar un Plan para la Toma de Perfiles de Inyectividad y el mantenimiento periódico del equipo de subsuelo.

8) Los 05 Sub-Bloques con mejor respuesta son:

<u>CAMPO</u>	<u>SUB-BLOQUE</u>	<u>PET. RESP. MBLS</u>	<u>AGUA INY. MBLS</u>	<u>% LLENADO</u>
SOMATITO	B 1	1,727	20,338	181.8
CENTRAL	C	838	12,059	195.6
CENTRAL	I	640	20,418	182.0
ZAPOTAL	D 2	564	5,952	94.2
CENTRAL	B	512	9,641	156.5

- 9) El proyecto de inyección de agua, fue desarrollado sin tener una buena información geológica y de reservorios. A partir de 1983, se formaron grupos de trabajo para evaluar los resultados del proyecto; esto conllevó a realizar estudios detallados de geología y reservorios.
- 10) La suspensión de la inyección, por el Fenómeno del Niño en el periodo Febrero-Agosto del año 1983, modificó la capacidad de admisión de las diferentes unidades de la formación.
- 11) Se observó alta pérdida del agua inyectada, principalmente en la parte Sur del Campo Central.
- 12) Se han detectado muchos pozos con severos problemas de desviación.
- 13) Durante la completación, las formaciones fueron abiertas con 01 tiro cada 4' ó 5' y estimuladas con agua por el método de per-pac.
- 14) Los pozos productores fueron completados con casing de 5 ½" y los inyectores con casing de 4 ½".
- 15) Problemas de colapsamiento de casing se debieron a alta presión de inyección y que en el pozo productor algunas arenas no estaban abiertas.
- 16) Basándose en los resultados de la inyección de agua en el Ex-Lote XI, no todas las áreas del Noroeste del Perú son susceptibles de ser inundadas con agua y obtener resultados favorables.



## **XV.-RECOMENDACIONES.**

- 1) Debe tenerse en cuenta las siguientes consideraciones para que un proyecto de inyección de agua sea exitoso:
  - a) Buena recuperación primaria.
  - b) Buena continuidad de la formación entre inyectores y productores.
  - c) Buena distribución del agua inyectada.
  - d) La inyección de agua en una sola formación permite mejorar la eficiencia de barrido vertical.
- 2) El control de la inyección de agua es muy importante por lo que se debe tener en consideración:
  - a) En el pozo inyector, control de la inyectividad, mediante sentado de packer, taponamiento de arenas de alta admisión, etc.
  - b) En el pozo productor, identificación de arenas con alta producción de agua para posteriormente aislarlas.
  - c) En el pozo inyector, elaborar un Plan para la Toma de Perfiles de Inyectividad y el mantenimiento periódico del equipo de subsuelo.
  - d) Las pruebas de producción e inyección, así como la de las presiones deben ser las más representativas
- 3) Los pozos inyectores en lo posible deben ubicarse alejados de fallas, con la finalidad de evitar altas presiones de inyección.
- 4) La calidad del agua de inyección debe ser optima a fin de evitar taponamiento de la formación y problema de corrosión.
- 5) La identificación del aceite secundario debe efectuarse a nivel de pozo y no por grupo de pozos.
- 6) Para el cálculo del llenado debe usarse el volumen inyectado neto, que equivale al volumen inyectado menos el volumen producido de fluidos.