UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA PETROLEO

PROYECTO DE CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (HIDRAULICO A GAS LIFT) EN UNA PLATAFORMA DEL ZOCALO CONTINENTAL

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
Para optar el título profesional de:
INGENIERO DE PETROLEO

Guillermo José Villanueva Valdivia
Promoción - 89 I

Lima - Perú
1 9 9 7

PROYECTO DE CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (HIDRAULICO A NEUMATICO) EN UNA PLATAFORMA DEL ZOCALO CONTINENTAL

I. OBJETIVO Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRABAJOS A DESARROLLARSE.

Este estudio ha sido preparado con la finalidad de hacer producir los pozos de la plataforma "B" del área de Litoral (Fig-1 y 2), con el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Neumático (Gas Lift) y recuperar el sistema hidráulico de dicha plataforma, el cual podría ser usado en otra ubicación.

En Junio de 1982 se cambió el sistema de producción de esta plataforma al de Bombeo Hidráulico como parte de un proyecto piloto para convertir toda el área a dicho sistema, debido a que en ese instante se estimó que durante los años siguientes la producción de gas no sería suficiente para mantener el sistema de bombeo neumático (gas lift) operativo.

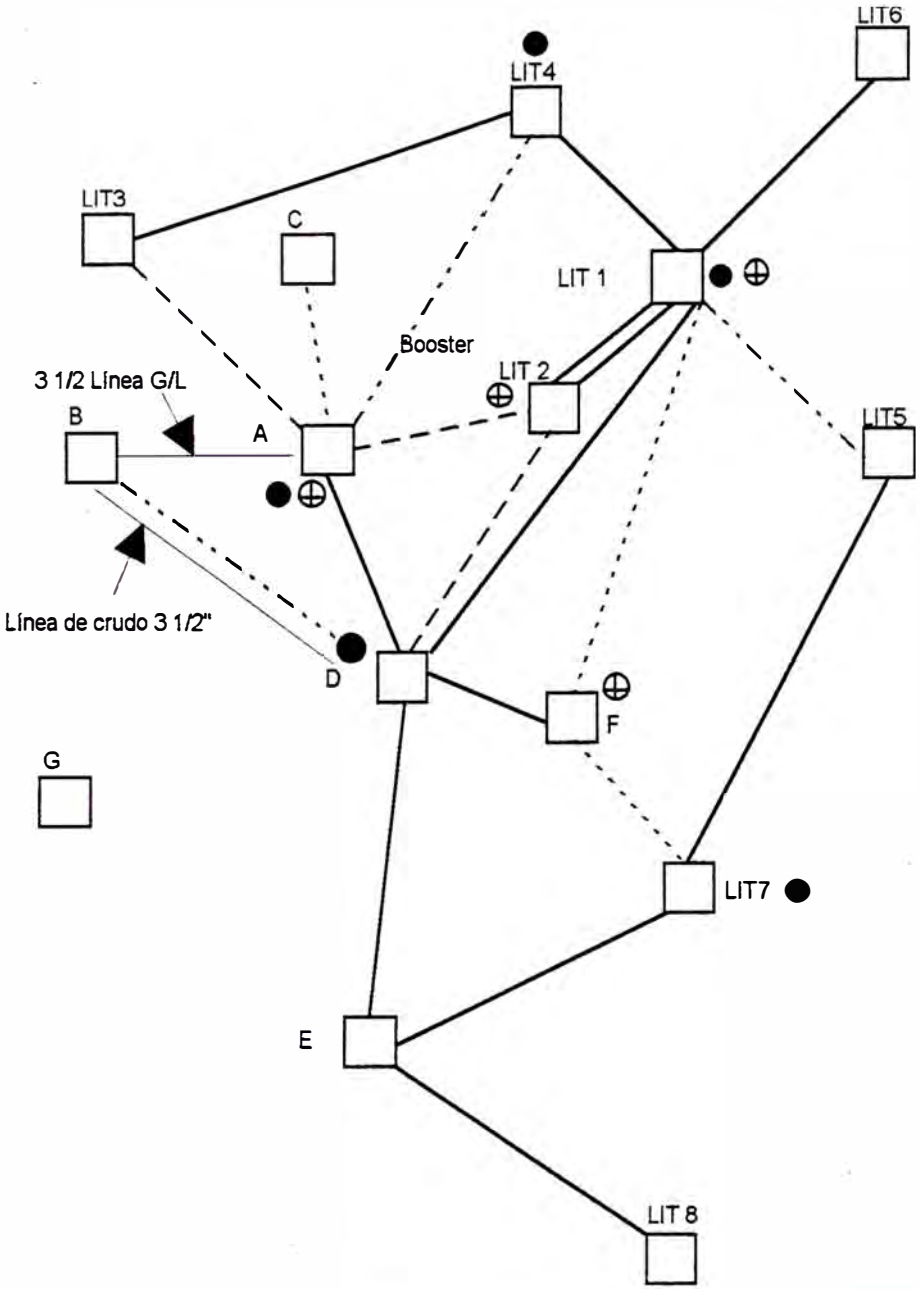
Sin embargo, con el posterior desarrollo del campo de Providencia (cercano), el que a la fecha tiene un exceso de gas que actualmente se transfiere al área de Litoral para ser usado en bombeo neumático o inyección, es que se recomienda cambiar el sistema de producción en la plataforma mencionada.

(Continuamente se han estado transfiriendo ± 1000 MSCFD hasta el mes de marzo, actualmente se transfieren ± 800 MSCFD para proyectos de recuperación secundaria por inyección de gas, pero se podría incrementar ese volumen si fuera necesario).

Este cambio permitirá además poder efectuar normalmente los programas de servicios de pozos, los cuales no se efectúan desde 1992 y que han estado limitados a algunos pozos debido a que la mayoría de componentes del sistema se encuentran en el nivel superior (3ro) de la plataforma (Fig-3).

La secuencia de eventos para conseguir el objetivo propuesto será

a) Inspeccionar y acondicionar la plataforma "B" para poder ubicar el equipo de servicio de pozos.
b) Tender una línea de gas de alta presión entre las plataformas "A" y "B" (± 1600 pies de tub. de 3 1/2" DE).
c) Remover el sistema hidráulico en superficie.
d) Recuperar las instalaciones de subsuelo (HP) en los pozos de la plataforma "B" y equiparlos con instalación BLT (sarta paralela).
e) Instalar el sistema de bombeo neumatico (gas lift) en plataforma "B".
f) El volumen de gas para levantamiento artificial a ser usado en dicha plataforma será aprox. ± 300 MSCFD.El cual ha sido determinado de acuerdo a la profundidad promedio de las válvulas operativas de los pozos. (ver cuadro No 1).



BALANCE DE GAS

AREA LITORAL

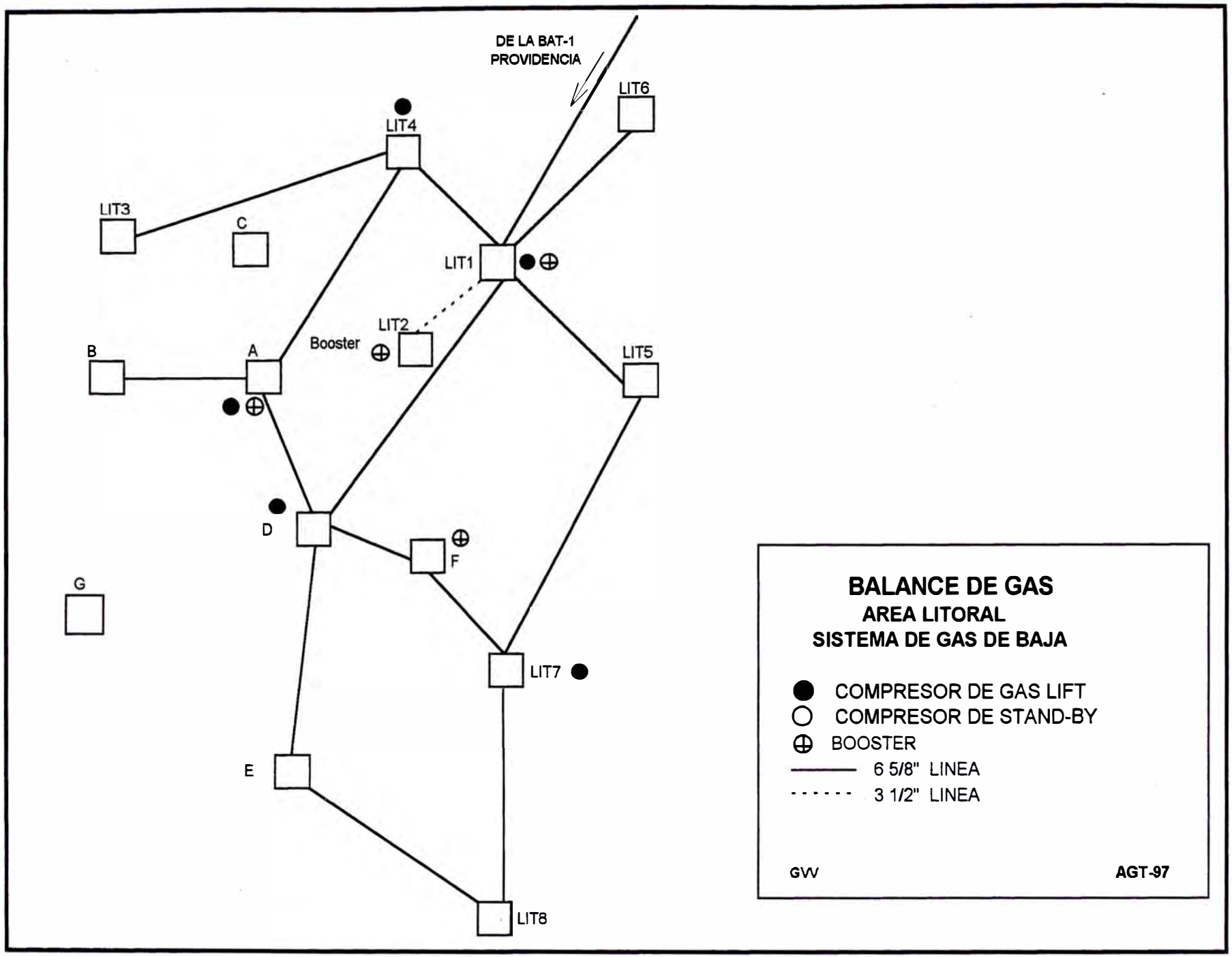
SISTEMA DE ALTA PRESION

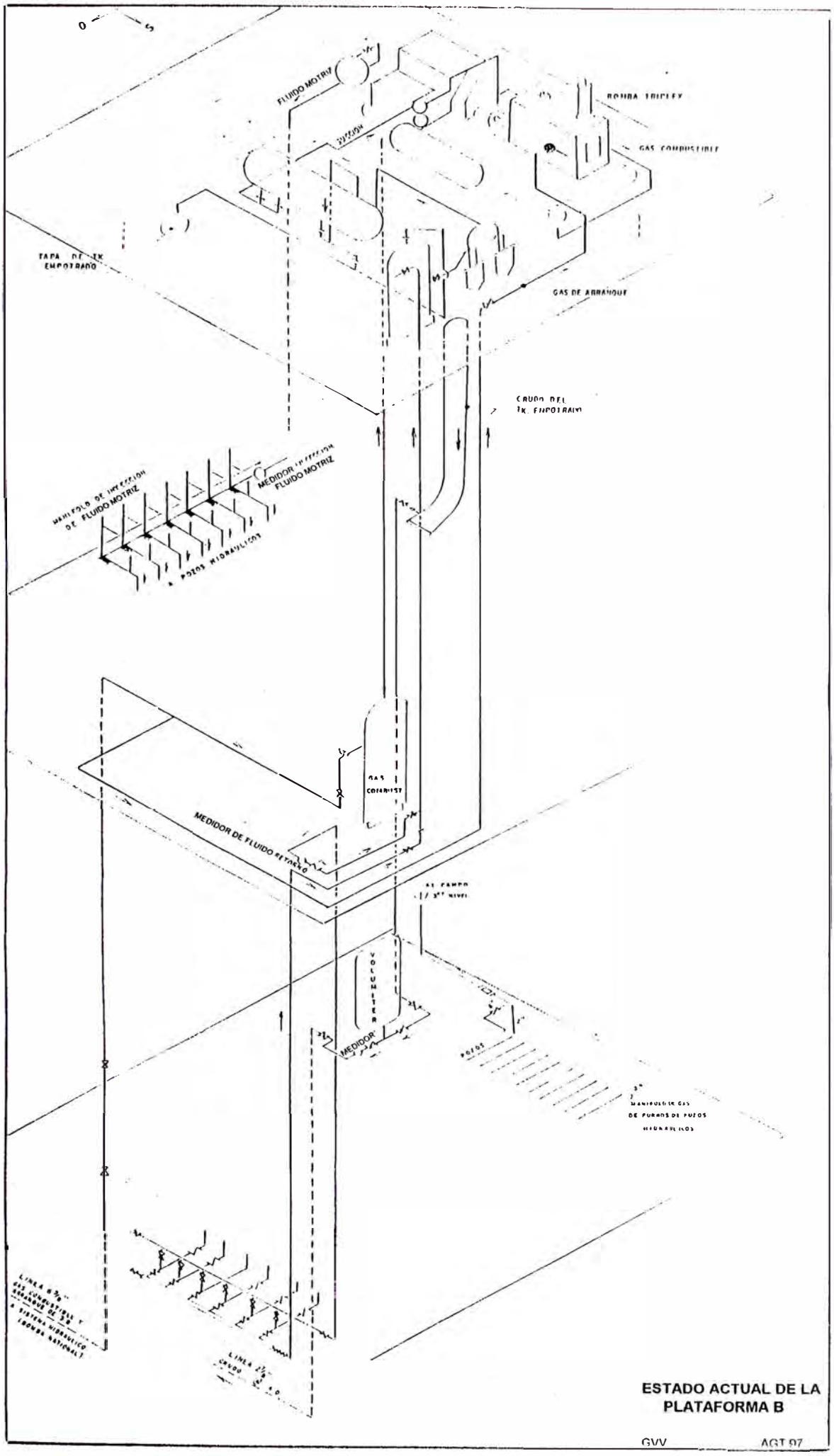
- ● COMPRESOR DE GAS LIFT
- ○ COMPRESOR EN STAND-BY
- ⊕ BOOSTER
- ——— 3 1/2" LINEA DE GAS DE ALTA
- —·—· 2 7/8" LINEA DE GAS DE ALTA
- ····· 3 1/2" LINEA DE GAS DE INYECCION
- — — — 3 1/2" INYECCION DE GAS

GW

AGT 97

FIG. 2


DE LA BAT-1
PROVIDENCIA
LIT6
LIT4
LIT3
C
LIT1
LIT2
Booster
B
A
LIT5
D
F
G
LIT7
E
LIT8
BALANCE DE GAS
AREA LITORAL
SISTEMA DE GAS DE BAJA
COMPRESOR DE GAS LIFT
COMPRESOR DE STAND-BY
BOOSTER
6 5/8" LINEA
3 1/2" LINEA
GVV
AGT-97



ESTADO ACTUAL DE LA PLATAFORMA B

GVV AGT 97

I. HISTORIA DE PRODUCCIÓN, ALTERNATIVAS AL PROYECTO, ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO.

En esta plataforma fueron perforados un total de 10 pozos en el año de 1967 (Tabla-1). En la actualidad solo seis pozos están produciendo de la Formación Pariñas ± 70 BOPD equipados con instalación de bombeo hidráulico, 04 pozos están cerrados, de los cuales en dos de ellos se inyectó gas.

Hasta Julio de 1997 la producción acumulada de toda la plataforma era 3,067 MBO. El Pozo B-3 es el mejor pozo productor en esta plataforma el cual tiene un acumulado de 1,037 MBO con una producción actual de 30 BOPD. Todos los pozos son responsores a un proyecto de recuperación secundaria (ABCJ Pariñas) por inyección de gas. (Ver anexos).

Como se mencionó anteriormente, en Junio de 1982 esta plataforma fue convertida al sistema hidráulico como parte de un proyecto piloto para cambiar toda el área a este sistema, debido a que se consideró que en poco tiempo no habría suficiente gas; sin embargo, actualmente el gas puede ser transferido del área de Providencia.

ANÁLISIS TECNICO-ECONOMICO

- En la actualidad algunos pozos de esta plataforma se encuentran produciendo con un GOR relativamente alto (± 3000 pies cúbicos por barril), esto afecta la eficiencia de las bombas de subsuelo y los costos de recuperación de petróleo tienden a incrementarse cada mes.
- La alternativa del uso de una instalación de sarta paralela (BLT) resulta como la mas conveniente debido a la eficiencia de levantamiento 80% y que pese a la pequeña profundidad de los pozos (someros) el intervalo de producción en la mayoría de ellos es grande ; esto permitiría bajar el punto de inyección mejorando la extracción sin afectar la formación.

- Definitivamente el costo de mantenimiento de un sistema hidráulico es mayor en relación a un sistema de bombeo neumático (gas lift).
- De efectuarse los servicios en los pozos actualmente en producción, se espera obtener un promedio de producción de ± 50 BOPD adicionales, de acuerdo al potencial de los pozos (Ver curvas de declinación en anexos). Expectativas adicionales podran obtenerse al recuperarse a producción los otros pozos B-1, 5 y 8 (± 50 BO).
- Debido al bajo costo del sistema de bombeo neumático(gas lift), se espera una reducción de los costos de producción en ± 20%.
- El retiro del sistema de bombeo hidráulico abre la posibilidad de su uso en alguna otra plataforma. Dos alternativas parecen posibles en ubicaciones remotas (Plataformas en Máncora y Organos) en donde no existen facilidades de líneas de producción o gas de alta presión para ser empleado en bombeo neumático, pero hay pozos con potencial productor a evaluar.

CUADRO No 1

FACTOR DE CONSUMO DE GAS POR PLATAFORMAS
AREA LITORAL

PLATF.	PROF. MEDIA (PIES)	MARZO-1997			RECOMEND. K=1200 MSCFD	RECOMEND. K=900 MSCFD
		BLPD	MSCFD	K**		
A	1408	257	740	2050	430	330
B*	1500	120	300	1670	220	160
C	1505	86	102	790	102	102
D	2172	141	266	870	266	266
E	2187	22	60	1250	60	40
F	2338	29	125	1840	80	60
LIT 1	2073	182	386	1020	386	340
LIT 2	1459	64	138	1480	110	80
LIT 3	1024	39	123	3080	50	40
LIT 4	1357	87	228	1930	140	110
LIT 5	2682	89	237	990	237	210
LIT 6	2593	66	304	1780	210	150
LIT 7	2370	82	364	1870	230	170
LIT 8	2152	17	111	3030	40	30
TOTAL	1916	1281	3484		2561	2088

*** PROPUESTO PARA CONVERTIR AL G/L.**
**** K, Volumen de Gas Inyectado por cada 1000 pies de Prof. de la valvula operativa y por cada barril de fluído a levantar.**

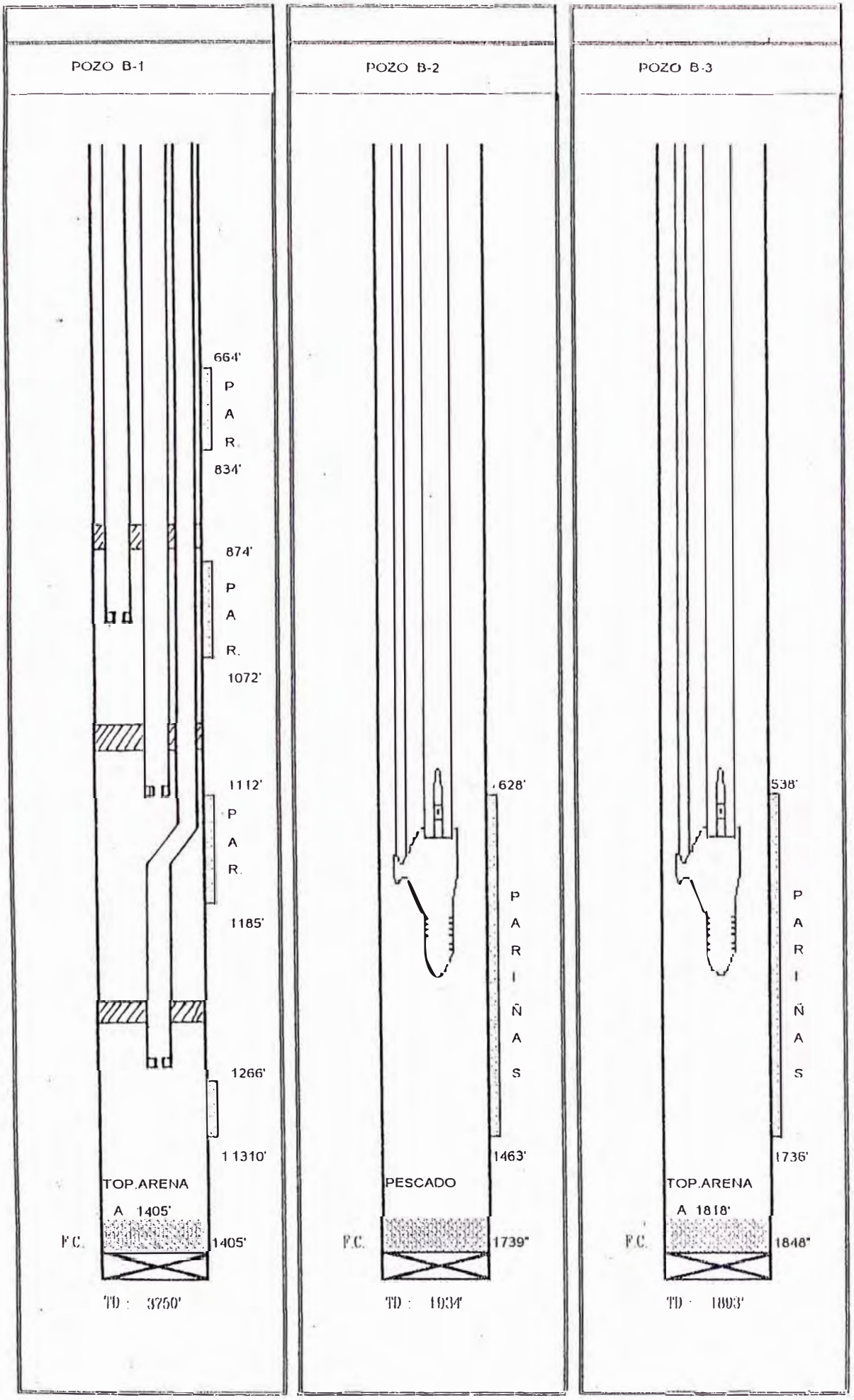
TABLA 1

ESTADO DE LOS POZOS DE PLATAFORMA "B" -JULIO 97
AREA LITORAL

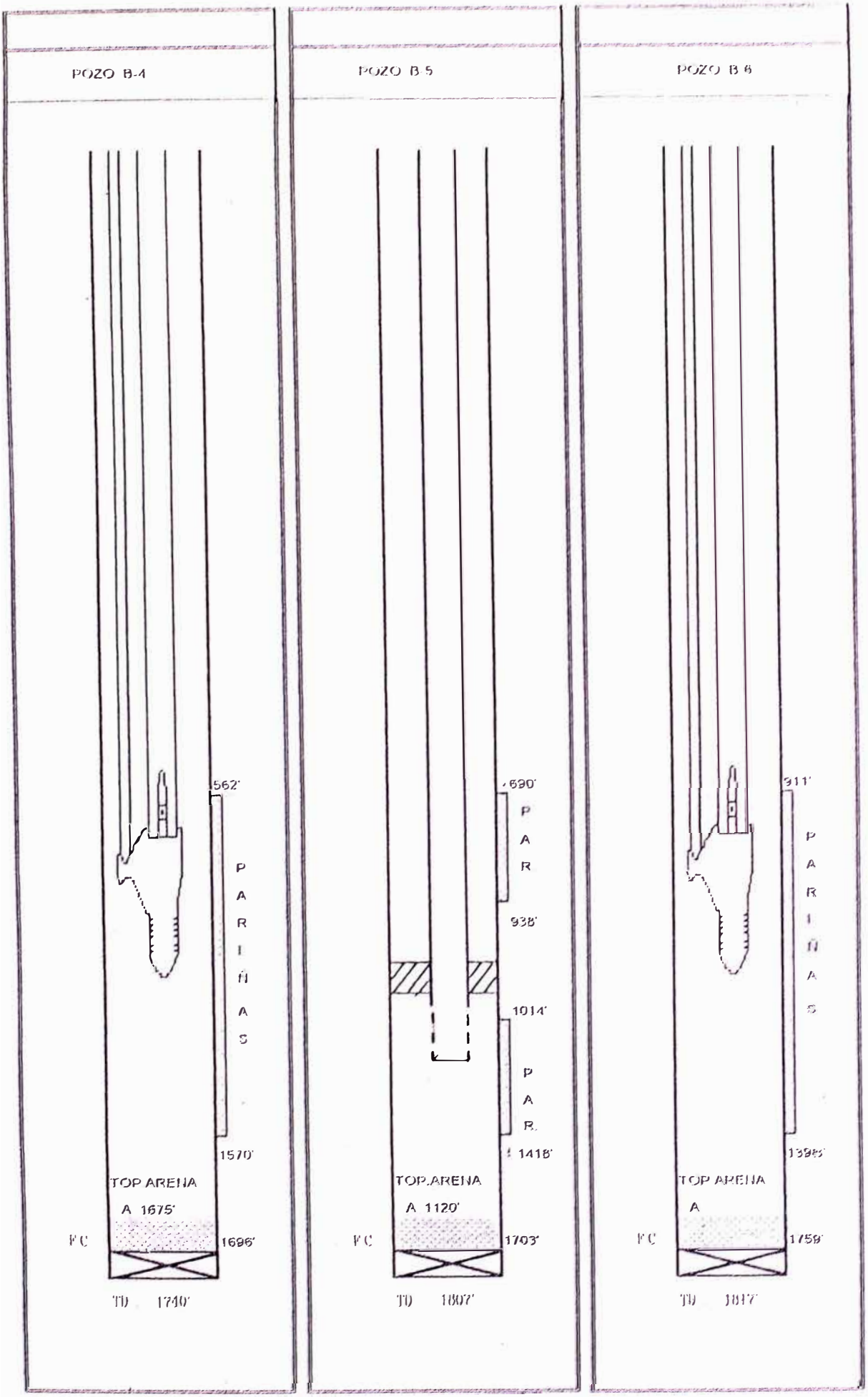
POZO	FORM. ABIERTA	INTERV. (PIES)	TIPO INST.	ESTADO	IPR (BOPD)	ACUMUL. (BLS)	PROD. (BOPD)	POT (BOPD)	OBSERVACIONES	TRABAJOS RECOMENDADOS	GAN.PROD (BOPD)
B-1	PARIÑAS	1310-664	TBG/PKR	C	300	59,429	0	20	Ultimo Servicio en Agt-68.	Recuperar Sarta triple con Pkr-Hidr. tomar BHP.Bajar inst. G/L BLT.	20
B-2	PARINAS	1463-628	HP	HP	650	356,598	10	15	Ultimo Servicio en Ene-84	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	5
B-3	PARINAS	1736-538	HP	HP	450	1,036,623	30	35	Ultimo Servicio en Dic-93. Esta produciendo debajo de Pot.	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	5
B-4	PARINAS	1570-562	HP	HP	380	391,421	7	15	Ultimo Servicio en Ene-84	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	5
B-5	PARINAS	1418-690	TBG/PKR	IG,C	450	173,977	---	—	Fue convertido en inyect.gas en Nov-1971.	Correr Registro de Presión. Es candidato a bajarle inst. G/L BLT	20
B-6	PARINAS	1698-911	HP	HP	220	226,618	6	15	Ultimo Servicio en Ene-82.Tiene fuga en Tub. 1 1/4.	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	10
B-U6	PARINAS	1530-870	HP	HP	300	304,910	8	15	Ultimo Servicio en Dic-92	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	5
B-7	PARINAS	1476-744	HP	HP	230	208,288	12	20	Ultimo Servicio en Ene-84	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	10
B-8	PARINAS	1170-810	--	C	200	136,571	0	10	Ultimo Servicio en Dic-92. Recuperó instalación HP.	Correr Registro de Presión. Es candidato a bajarle inst. G/L BLT	10
B-9	PARINAS	1296-919	HP	C	250	173,036	0	10	Ultimo Servicio en Agt-82.Tiene bomba HP pegada	Recuperar inst. HP. Bajar inst. G/L BLT.	10
				TOTAL ACUMULADO		3,067,471				TOTAL ESPERADO A RECUPERAR	100

GVV

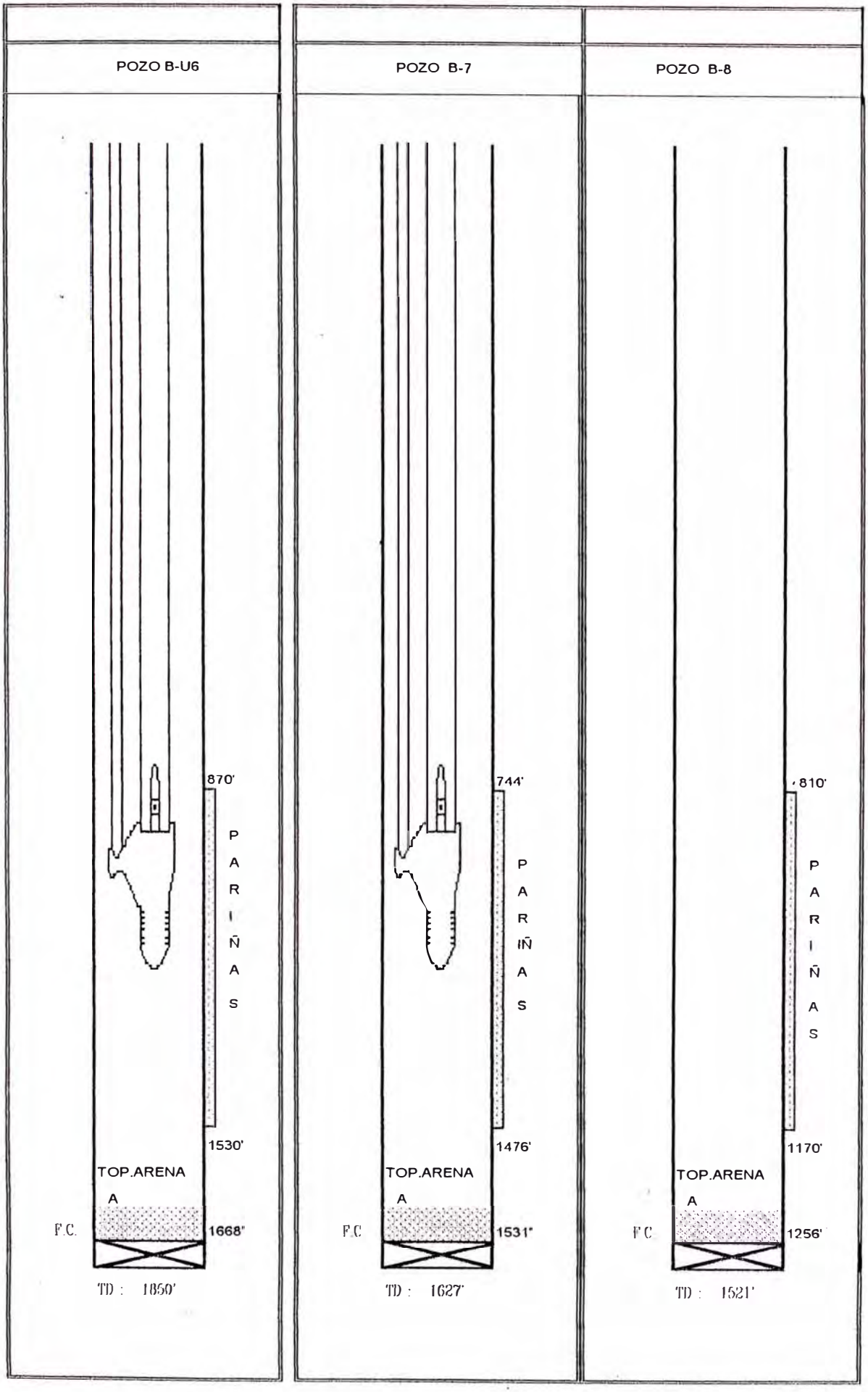
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS



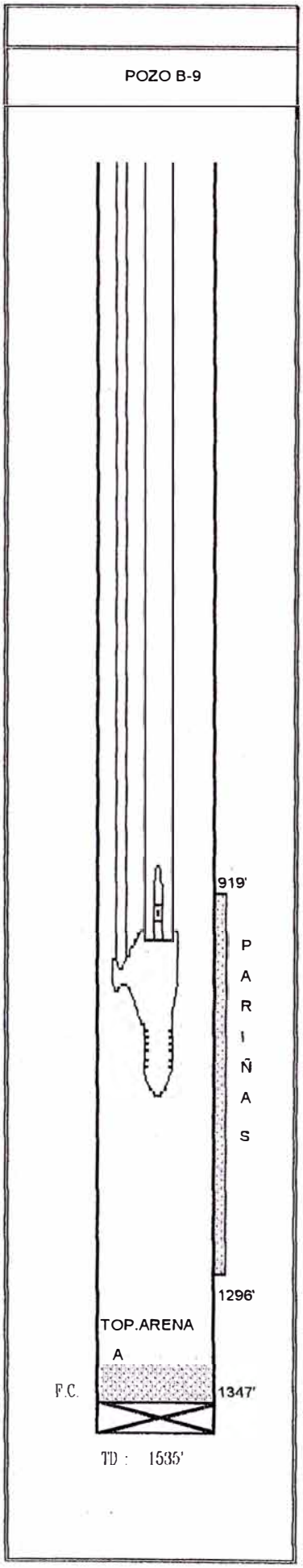
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS



ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS



ESTADO ACTUAL POZO B-9



III. DESARROLLO DEL PROYECTO

- Como primer paso del desarrollo del proyecto, se consideró evaluar el estado mecánico actual de la plataforma "B" para poder recibir a una unidad de servicio de pozos.

  Se ha hecho una inspección determinándose que la plataforma se encuentra en general en buen estado, debiendo realizarse solo algunas reparaciones menores como cambio de planchas en el tercer nivel, así como completar tablones una vez retirado los componentes del sistema hidráulico en el nivel superior.
- El tendido de una línea de 3 1/2" DE de ± 1600 pies entre las plataformas "A" y "B" no debe presentar ningún inconveniente debido principalmente a la poca profundidad del fondo marino (± 60 pies). El costo total del tendido de esta línea, incluyendo los costos de barcaza, materiales, mano de obra, etc. es de US$ 6/pie con un total de US$ 9,600.

  Se recomienda colocar la curva de la línea en el lado sur-este de la plataforma "B" para facilitar los trabajos de integración del múltiple de gas lift que se propone instalar en el lado este del primer nivel.
- La línea actual de 6 5/8" de diámetro que actualmente se usa para enviar gas de alta presión desde la plataforma "A" y cuya presión es reducida en la plataforma "B" para ser usada como gas combustible para la bomba Triplex, deberá ser usada para integrar el sistema de gas de baja luego del cambio de instalación de los pozos. En la actualidad el gas producido por los forros de los pozos se recupera en la misma plataforma.
- Para la remoción de todo el sistema hidráulico de la plataforma se han considerado dos días de trabajos adicionales de barcaza mas dos días para la subida e instalación de la unidad de servicio de pozos con un costo de ± 4080 $/día, haciendo un total de US$ 16,320.
- En el tercer nivel se recuperará la bomba Triplex, la unidad de fluido motriz (Power oil), un acumulador de presión, un tanque empotrado ubicado en la parte interior del piso del tercer nivel el cual impide efectuar servicios en los pozos 1, 2, 6 y 7.

- Del segundo nivel deberá retirarse el múltiple de inyección de fluido hidráulico y un deshidratador de gas combustible para la unidad hidráulica.
- Del primer nivel se recuperará el múltiple de gas de forros de pozos hidráulicos y en su lugar se instalará el múltiple de inyección de gas lift. En la posición del múltiple de inyección del fluído motriz (2do nivel) se instalarán dos separadores del tipo COG.
- En los cuadros 2, 3 y 4 se presenta un resumen del material requerido para el servicio, en donde se considera utilizar parte del material que actualmente forma parte de las instalaciones hidráulicas de sub-suelo. Así como también se presenta (cuadro 4) el costo del material para bombeo neumático y el resumen de los costos en la ubicación . Finalmente el costo neto para convertir la plataforma "B" a bombeo neumático.

MATERIAL REQUERIDO PARA CAMBIAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN PLATF. "B"

MATERIAL PARA BOMBEO NEUMATICO

1) MATERIAL REQUERIDO	POZOS PLATF . B								TOTAL
	1	2	3	4	6	U6	7	9	
TUBERIA 1 1/4"	1300	1550	1750	1600	1650	1550	1450	1300	12150
TUBERIA 2 3/8"	1300	1550	1750	1600	1650	1550	1450	1300	12150
MANDREL KBMG-LT	1	1	1	1	1	1	1	1	8
VALVULA BK1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
STANDING VALVE A3 (2")	1	1	1	1	1	1	1	1	8
NIPLE DE ASIENTO	1	1	1	1	1	1	1	1	8
SLIP JOINT 1 1/4"	1	1	1	1	1	1	1	1	8
CINTA BANDIT TIPO 201 (Rollos)	1	1	1	1	1	1	1	1	8
BONNET 2 3/8" x 1 1/4"	1	1	1	1	1	1	1	1	8
VALVULA SEAL GATE 2" WKM-POW-R	1	1	1	1	1	1	1	1	8
2) MATERIAL A SER RECUPERADO									
TUBERIA 1 1/4"	0	1350	1450	1350	1450	1350	1300	1100	9350
TUBERIA 2 3/8"	1000	1400	1500	1400	1500	1400	1350	1150	10700
STANDING VALVE (2") HIDRAULICO	0	1	1	1	1	1	1	1	7
NIPLE DE ASIENTO 2"	0	1	1	1	1	1	1	1	7
CAVIDAD 201313	1	1	1	1	1	1	1	1	8
LANDING SPEAR	1	1	1	1	1	1	1	1	8

GVV

COSTO DEL MATERIAL PARA BOMBEO NEUMATICO

MATERIAL REQUERIDO	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
TUBERIA 1 1/4"	2800 pies	1.83 $/pie	5,124
TUBERIA 2 3/8"	1450 pies	2.27 $/pie	3,292
MANDREL KBMG-LT	8	1537.3	12,298
VALVULA BK1	8	808.68	6,469
STANDING VALVE A3 (2")	8	965.5	7,724
NIPLE DE ASIENTO 2"	8	346	2,768
SLIP JOINT 1 1/4"	8	588.98	4,712
CINTA BANDIT TIPO 201 (Rollos)	8	27.41	219
BONNET 2 3/8" x 1 1/4"	8	1176.77	9,414
SEAL GATE VALVULA 2" WKM-POW-R	8	859.08	6,873
VALVULA MOTORA	8	510	4,080
MULTIPLE DE INYECCION DE GAS	1	14000	14,000
CONTROL DE INYECCION DE GAS(OTIS)	1	814	814
SEPARADOR TIPO C.O.G.	2	5000	10,000
		SUB-TOTAL ======>	**87,787**

COSTOS EN PLATAFORMA

UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS	16 Dias	3500 $/DIA	56,000
BARCAZA	04 Dias	4080 $/DIA	16,320
LINEA DE GAS DE ALTA (3 1/2")A-B	1, 600 pies	6 $/pie	9,600
		SUB-TOTAL ======>	**81,920**
		TOTAL =======>	**169,707**

GVV

CUADRO 4

COSTO DEL MATERIAL A SER RECUPERADO

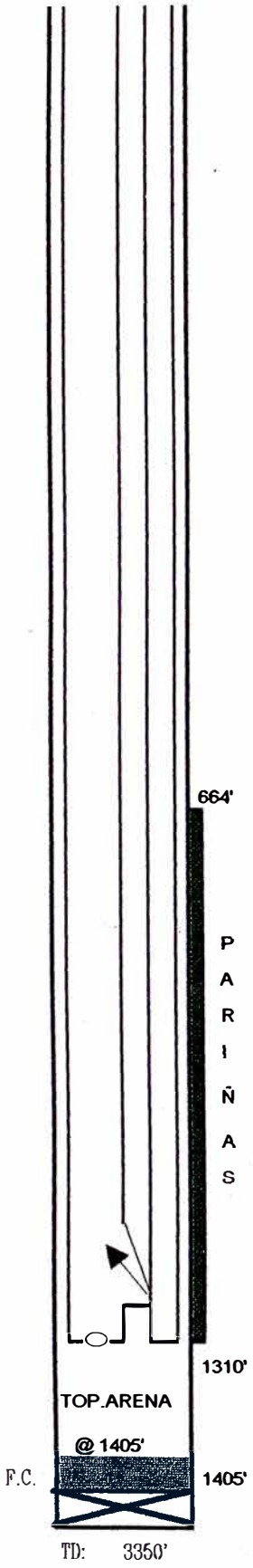
MATERIAL A RECUPERAR	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
STANDING VALVE A3 (2")	8	950	7,600
NIPLE DE ASIENTO 2"	8	25	200
BONNET 2 3/8" x 1 1/4"	8	1000	8,000
SEAL GATE VALVULA 2" WKM-POW-R	8	800	6,400
CROSSOVER SUBS	8	45	360
CAVIDAD 201313	8	2500	20,000
LANDING SPEAR	8	500	3,500
BOMBAS DE SUB-SUELO	7	7000	49,000
		TOTAL ======>	**95,060**

COSTO NETO PARA CONVERTIR LA PLATF. B @ BOMBEO NEUMATICO = 74,647

GVV

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - 1 (OFFICIAL NUMBER) — LITORAL - OFFSHORE (AREA)



INSTALACION B L T
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
27.6' THF	9 5/8" x J-55 x 36 #/ft	13 3/8" x 9 5/8" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE ARENA	AVERAGE ANGLE
1405'	NR	0°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1310' - 664'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : TUBERIAS CON PACKER (TRES SARTAS).

ULTIMO SERVICIO : AGOSTO - 1968 . INSPECCIONO INSTALACION.

ULTIMA PRUEBA	DIA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JUNIO - 15 -97	0	0	0	SI
	JUNIO - 19 -97	0	0	0	SI
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS AL POZO B - 1 .
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER EL ARBOL E INSTALAR BOP.
4) SACAR LA INSTALACION PRESENTE.
5) BAJAR TUB. 2 7/8" CON RIMA A 1400 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF., CONSULTAR CON ING. PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INST. GAS LIFT DE ACUERDO AL DISEÑO ANEXO.
7) SWABEAR EL POZO HASTA 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON GAS LIFT Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMA UN REGISTRO DE PRESION DEL POZO.

INSTALACION A SER BAJADA

1300 PIES DE TUBERIA DE 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1300 PIES.

1300 PIES DE TUBERIA DE 1 1/4" CON PUNTA TAPADA @ 1300 PIES. Y MANDREL DE APOYO.

MANDREL	VALVE	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1270 PIES	1270 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

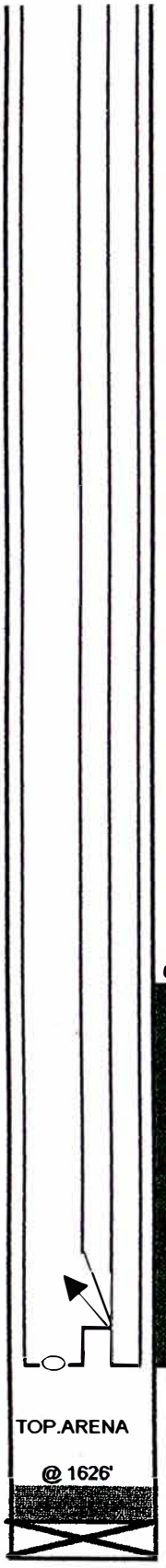
GVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

ZO: B - 2
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION BLT
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
35' CHF	5 1/2" x J-55 x 15.5 #/ft	9 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8"
F. C.	ULTIMO TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1739'	1626 MD (MARZO - 82)	32.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1463' - 628'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE: INSTALACION HP CON CAVIDAD 201313 A 1565

ULT. SERVICIO : ENE - 1984 . SACO INST. HP, BALEO FM. PARIÑAS (867'-628') & BAJO INST. HP.

ULTIMA PRUEBA	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JUL - 30 -97	10	0	NR	HP
	JUL - 31 -97	10	0	NR	HP
OTROS	TIENE 2 ESCOPETAS DE 3 1/2" DE O.D. COMO PESCADO @ 1650' M.D.				

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIO AL POZO B-2.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR TUBING DE 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBERIA DE 2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUB. 2 7/8" CON RIMA A 1626 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA POR ENCIMA DE ESTA PROF., CONSULTAR CON ING. DE PRODUCCION PARA LIMPIAR EL POZO..
6) BAJAR INST. G/L DE ACUERD AL DISEÑO ANEXO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000'SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINST. BONNET.
9) ARRANCAR POZO Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION..

INSTALACION A SER BAJADA

1500 PIES DE TUBING 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1500 PIES.

1500 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON TAPON EN LA PUNTA @ 1500 PIES. CON MANDREL DE APOYO COMO SIGUE :

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1470 PIES	1235 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

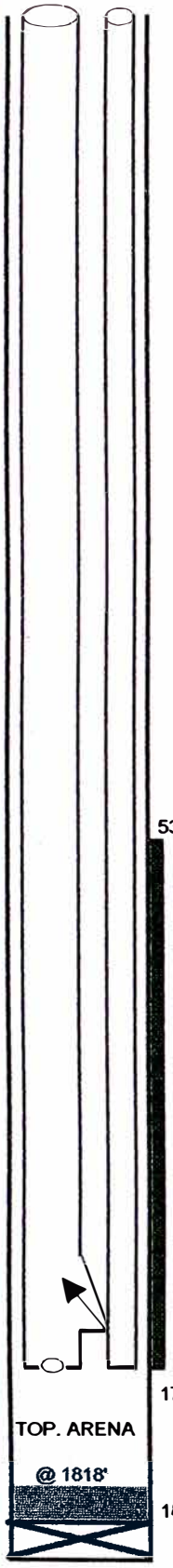
GVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

:O B - 3
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION BLT
TIPO DE INSTALACION'

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
35' CHF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1848'	1818 MD (DIC - 93)	29°
	INTERVALO	FORMACION
ARENA PRODUCTIVA	1736' - 538'	PARIÑAS

INST. PRESENTE : INSTLACION HP CON CAVIDAD 201313 @ 1731' MD.

ULT. SERVICIO : DIC - 1993 . INSPECCIONO INST HP .

ULTIMA PRUEBA	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JUL-30-97	25	0	NR	HP
	JUL - 31 -97	25	0	NR	HP
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICICO AL POZO B-3.
2)DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR TUBING 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBING 2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUBERIA 2 7/8" CON RIMA A 1818 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF., CONSULTAR CON ING. DE PRODUCCION PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INST. G/L DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO HASTA 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR TODO EL BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INST.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1730 PIES DE TUBING 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1730 PIES.

1730 PIES DE TUBING DE 1/4" CON TAPONEN LA PUNTA @ 1730 PIES. Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE :

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1700 PIES	1455 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

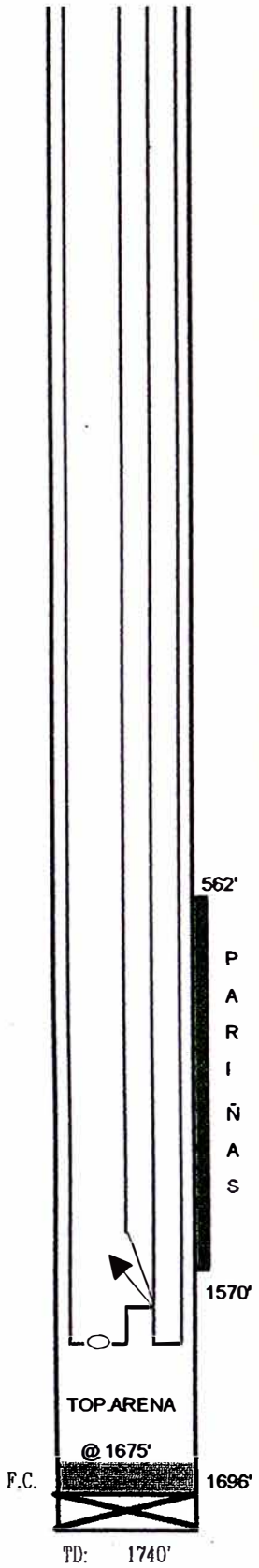
GVV

FECHA : AGOSTO- 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO B - 4
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION BLT
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
34' THF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1696'	1675 MD (JAN - 78)	25.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1570' - 562'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : INSTALACION HP CON CAVIDAD 201313 @ 1536 MD.

ULT. SERVICIOVICE : ENE - 1984 . INSPECCIONO INSTALACION HP.

ULTIMA PRUEBA	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JUL - 30 -97	7	0	NR	HP
	JUL - 31 -97	7	0	NR	HP
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIO AL POZO B-4..
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO..
3) REMOVER CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR TUBING DE 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBING 2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUBING 2 7/8" CON RIMA A 1675 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF., CONSULTAR CON INGENIERIA PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INSTALACION BLT DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR TODO EL BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1600 PIES DE TUBERIA 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1600 PIES.

1600 PIES DE TUBERIA 1 1/4" CON PUNTA TAPADA AL FINAL A @ 1600 PIES. Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE. :

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1570 PIES	1400 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

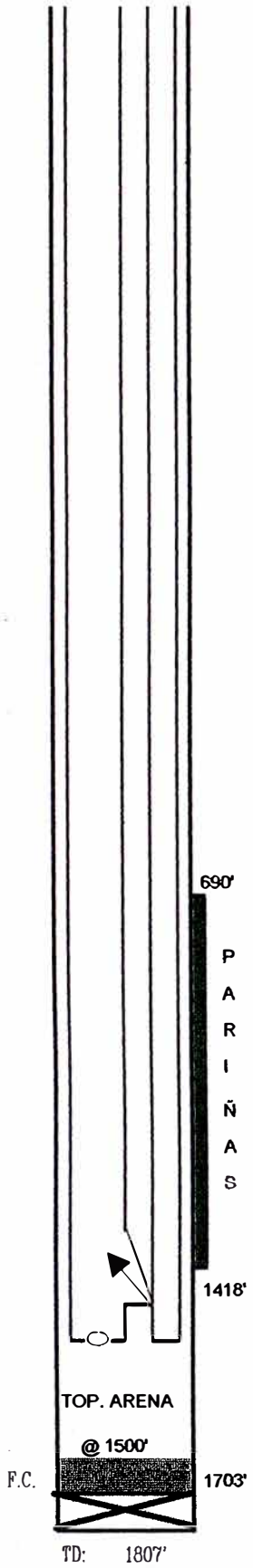
GVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - 5
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION BLT
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
34' THF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULTIMO TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1703'	1120 MD (NOV - 71)	44.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1418' - 690'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : TUBING 2 7/8" CON PACKER GIBERSON @ 987 MD.

ULT. SERVICIO: NOV - 1971 . CONVERT. A INY. GAS LUEGO DE INSP. INSTALACION.

ULTIMAS PRUEBAS	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JULIO - 30 - 97	0	0	0	SI
	JULIO - 31 - 97	0	0	0	SI
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIO AL POZO B-5.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATARLO CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER EL ARBOL E INSTALAR BOP.
4) SACAR LA INSTALACION PRESENTE.
5) BAJAR TUBING CON RIMA 1500 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF. LIMPIAR EL POZO HASTA 1500 USING BELA.
6) BAJAR INSTALACION G/L DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
9) ARRANCAR POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION .
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACIO A SER BAJADA

1430 PIES DE TUBING DE 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1430 PIES.

1430 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON TAPON EN LA PUNTA @ 1430 PIES.
Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE :

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1400 PIES	1050 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

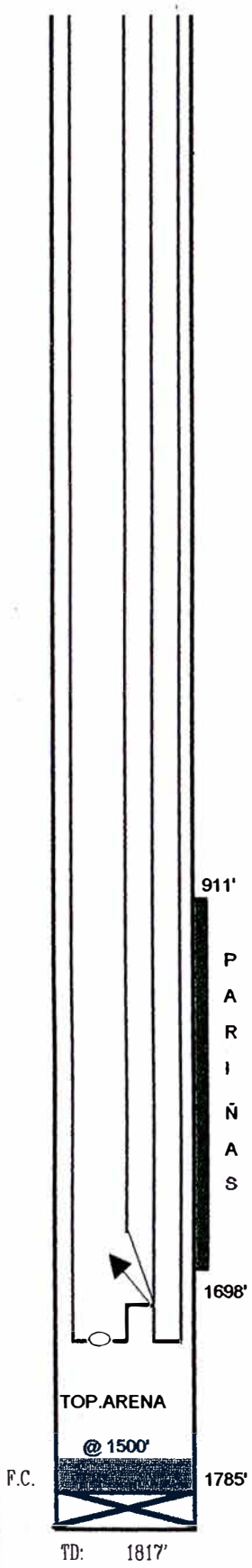
CVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - 6
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION BLT
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
34' THF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULTIMO TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1759'	1759 MD (JUNIO- 82)	38.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1698' - 911'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE: INSTALACION HP CON CAVIDAD 201313 @ 1676 MD.

ULTIMO SERVICIO: JUNIO- 1982 . INSPECCIONO INSTALACION HP.

ULTIMAS PRUEBAS	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JULIO - 30 - 97	6	0	0	HP
	JULIO - 31 - 97	6	0	0	HP
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1)MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIO AL POZO B-6.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO..
3) REMOVER EL CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR TUBING DE 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBING2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUBING 2 7/8" CON RIMA A 1675 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF., CONSULTAR CON ING. DE PRODUCCION PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INSTALACION G/L DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1700 PIES DE TUBING 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1700 PIES.

1700 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON PUNTA TAPADA @ 1700 PIES.

Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE:

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1670 PIES	1315 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

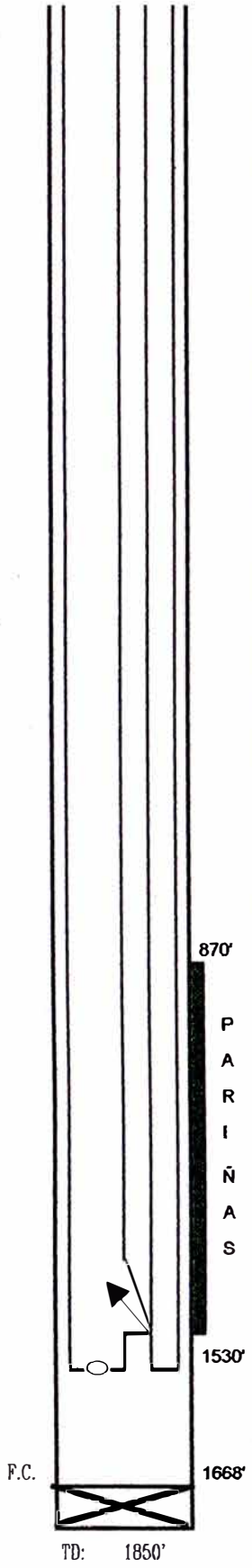
GVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - U 6
NOMBRE OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION B L T
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
30' CHF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1759'	1668 MD (JULIO- 82)	54.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1530' - 870'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : INSTALACION HP CON CAVIDAD 201313 @ 1563 MD.

ULT. SERVICIO JULIO- 1982 . INSPECCIONO INSTALACION HP.

ULT. PRUEBA	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JULIO - 30 - 97	8	0	0	HP
	JULIO - 31 - 97	8	0	0	HP
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIOS AL POZO B-U6.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER EL CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR TUBING DE 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBING DE 2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUBING 2 7/8" CON RIMA A 1668 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF. CONSULTAR CON ING. DE PRODUCCION PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INST. G/L BLT DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1600 PIES DE TUBING 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1600 PIES

1600 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON PUNTA TAPADA AL FINAL @ 1600 PIES.

Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE:

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1570 PIES	1060 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

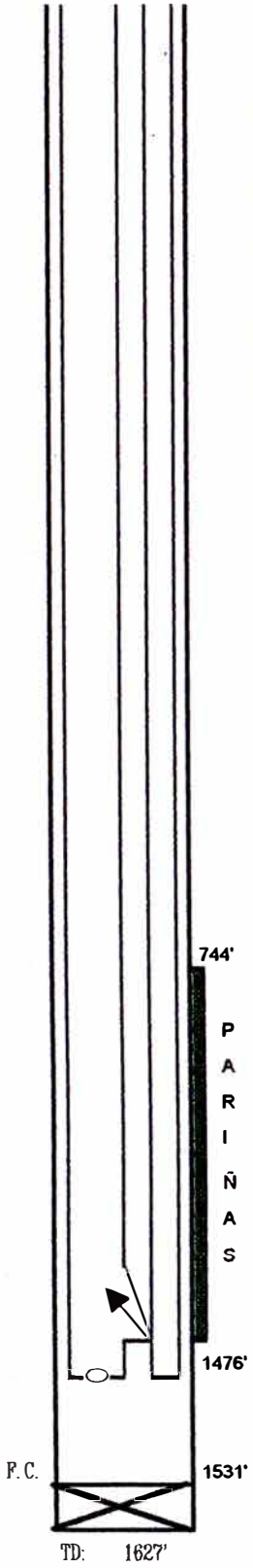
GVV

FECHA : AGOSTO- 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - 7
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION B L T
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
35' CHF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1531'	1531 MD (ENE - 84)	34°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1476' - 744'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : INSTALACION HP CON CAVIDAD 201313 @ 1462 MD.

ULT. SERVICIO ENERO - 1984 . INSPECCIONO INSTALACION HP.

ULTIMAS PRUEBAS	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JULIO - 30 - 97	12	0	0	HP
	JULIO - 31 - 97	12	0	0	HP

OTROS

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIO AL POZO B-7.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR TUBING DE 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBING DE 2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUBERIA 2 7/8" CON RIMA A 1531 MD, SI EL TOPE DE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF. CONSULTAR CON ING. PRODUCCION PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INSTALACION G/L BLT DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1500 PIES DE TUBING DE 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO STANDING VALVE DE 2" @ 1500 PIES.

1500 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON TAPON EN LA PUNTA @ 1500 PIES.

Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE:

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1470 PIES	1133 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

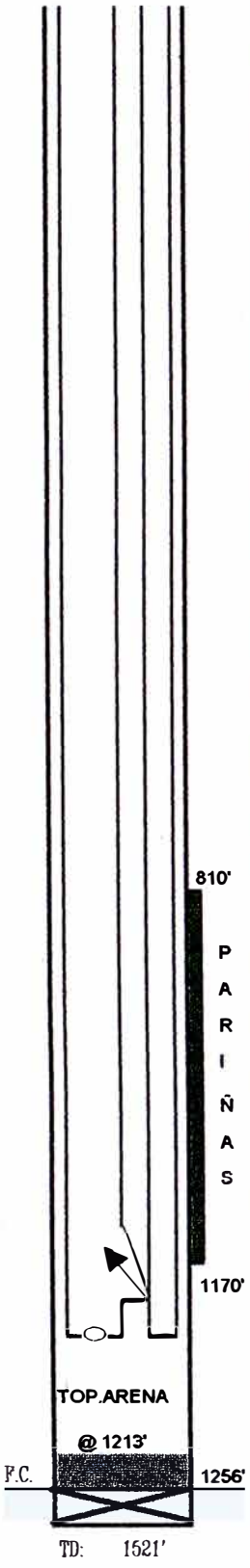
GVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - 8
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION B L T
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
34' THF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1256'	1213 MD (DIC - 92)	37.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1170' - 810'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : NINGUNA

ULTIMO SERVICIO : DICIEMBRE - 1992 . RECUPERO INSTALACION HP.

ULTIMAS PRUEBAS	FECHA	B O P D	B W P D	G O R	STATUS
	JULIO - 30 - 97	0	0	0	SI
	JULIO - 31 - 97	0	0	0	SI
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNIDAD DE SERVICIO AL POZO B-8.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER EL ARBOL E INSTALAR BOP.
4) BAJAR TUBERIA 2 7/8" CON RIMA A 1213 MD, SI EL TOPE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PRPOF. CONSULTAR CON ING. DE PRODUCCION PARA LIMPIAR EL HUECO.
5) BAJAR INSTALACION G/L DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
6) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO..
7) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
8) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION.
9) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR RECORD DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1170 PIES DE TUBING DE 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1170 PIES.

1170 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON TAPON AL FONDO @ 1170 PIES.

Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE:

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1140 PIES	950 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

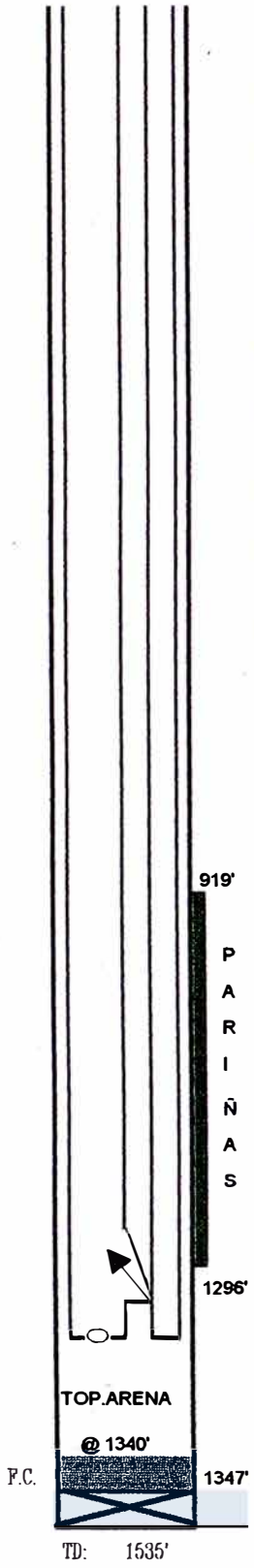
CVV

FECHA : AGOSTO - 97.

TUBERIA DE PRODUCCION

POZO: B - 9
NUMERO OFICIAL

LITORAL - OFFSHORE
AREA



INSTALACION BLT
TIPO DE INSTALACION

DATOS DEL POZO

ZERO POINT	PRODUCTION CASING	WELL HEAD
33' THF	7" x J - 55 x 20 #/ft	10 3/4" x 7" x 2 7/8"
F. C.	ULT. TOPE DE ARENA	ANGULO PROMEDIO
1347'	1340 MD (AGT - 82)	44.5°
ARENA PRODUCTIVA	INTERVALO	FORMACION
	1296' - 919'	PARIÑAS

INSTALACION PRESENTE : INSTALACION HP CON CAVIDAD 201313 @ 1290 MD.

ULTIMO SERVICIO : JUNIO - 1982 . INSPECCIONO INSTALACION HP.

ULTIMAS PRUEBAS	FECHA	BOPD	BWPD	GOR	STATUS
	JULIO - 30 - 97	0	0	0	SI
	JULIO - 31 - 97	0	0	0	SI
OTROS					

PROGRAMA DE TRABAJO

1) MOVER UNA UNIDAD DE SERVICIO DE POZOS AL POZO B-9.
2) DESFOGAR EL POZO Y MATAR CON CRUDO SI FUERA NECESARIO.
3) REMOVER EL CABEZAL HIDRAULICO Y SACAR EL TUBING DE 1 1/4" CON EL LANDING SPEAR.
4) REMOVER BONNET, INSTALAR BOP Y SACAR TUBING DE 2 3/8" CON CAVIDAD 201313.
5) BAJAR TUBING DE 2 7/8" CON RIMA A 1340 MD, SI EL TOPE ARENA ESTA ENCIMA DE ESTA PROF. CONSULTAR CON ING. DE PRODUCCION PARA LIMPIAR EL POZO.
6) BAJAR INSTALACION G/L BLT DE ACUERDO AL DISEÑO ADJUNTO.
7) SWABEAR EL POZO A 1000 MD SI FUERA NECESARIO.
8) REMOVER BOP Y REINSTALAR BONNET.
9) ARRANCAR EL POZO CON G/L Y PROBAR INSTALACION.
10) REPORTAR PRUEBA DE PRODUCCION Y TOMAR REGISTRO DE PRESION.

INSTALACION A SER BAJADA

1300 PIES DE TUBING DE 2 3/8" CON NIPLE DE ASIENTO Y STANDING VALVE DE 2" @ 1300 PIES.

1300 PIES DE TUBING DE 1 1/4" CON TAPON AL FINAL @ 1300 PIES. Y MANDREL DE APOYO COMO SIGUE:

MANDREL	VALVULA	PORT SIZE	M.D.	V.D.	TROP.
KBMG-LT	BK-1	5/16"	1270 PIES	975 PIES	200 PSI

OBSERVACIONES

CVV

FECHA : AGOSTO - 97.

Tal como se observa en la tabla-1, la mayoría de pozos actualmente en producción (por debajo de su potencial), algunos de manera drástica como el caso del pozo B-6 el cual tiene fuga por la tubería de 1 1/4" y el pozo B-9 cuya bomba está pegada en la cavidad y no se le puede hacer servicio desde el mes de agosto 1982; en estos pozos la recuperación de la producción está asegurada luego del servicio y cambio de instalación.

El caso del pozo B-1 es especial, pues tiene una completación triple, es decir, una sarta de producción con 03 tuberías de 2 3/8". Inicialmente este pozo vertical fue perforado hasta los 3350' (Ene-67). Luego de evaluar los registros eléctricos fue colocado un tapón a la profundidad de 1443'. La formación Pariñas presentó dos cuerpos definidos entre los 664'-1072' y 1112'-1310', se decidió evaluar primero el cuerpo superior, fue baleado y produjo de manera fluyente (IPR = 300 BOPD) hasta Julio-67, fecha en la que se realizó un fracturamiento con crudo con resultados positivos (Set-67 : 149 BOPD x 40/70 PSI x THP).

Los primeros días de Ago-68 se mató el pozo con crudo, se limpió arena de fracturamiento y se baleó el intervalo 1112'-1310', fluyendo el pozo con un rate de 172 BOPD.

El 21 del mismo mes se mató el pozo con agua salada, se sacó la tubería de producción y se bajó sarta triple de completación con dos packers hidráulicos (Ver Fig.) con el objetivo de evaluar la inyección de gas y la respuesta en los otros pozos que se estaban perforando.

En el mes de Feb-69 se cortó la inyección de gas debido a la presión del pozo y al poco volumen de gas que tomaban las arenas, desde esa fecha el pozo quedó cerrado.
En el mes de Mar-86 se intentó tomar un registro de presión (BHP) pero al sacar la amerada se rompió el cable, quedando un pescado que hasta la fecha no ha podido ser recuperado.
Debido a las condiciones antes expuestas se recomienda dar servicio a este pozo, recuperar los dos packers superiores y realizar un registro de presión (BHP) para determinar el estado actual del reservorio en el flanco oeste.

Recientemente, un pozo de la plataforma "A" (A-8) fue convertido a inyector de gas y dada la posición estructural de los pozos de la plataforma "B" (lado oeste) es necesario que produzcan lo mas eficientemente posible.

Los servicios adicionales a los pozos 5 y 8 estarán condicionados a los resultados de las pruebas de presión recomendadas.

IV. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como ya se mencionó anteriormente, debido a la condición de producción actual de los pozos en donde la mayoría de ellos producen con relativamente alto GOR afectando la eficiencia de las bombas, los costos de recuperación de petróleo se incrementan cada mes.

El costo total para reemplazar el sistema actual, tal como se muestra en la tabla-4 es de US$ 169,707. Como quiera que existen materiales que van a ser recuperados de los pozos (Tabla-5) cuyo costo asciende US$ 95,060, entonces la inversión para reemplazar el sistema hidráulico por neumático en la plataforma "B" es de US$ 74,647.

Para el análisis económico se ha considerado un volumen muy conservador de las reservas actuales del reservorio ABCJ Pariñas (100 M Bbls) a ser producidas por los pozos.

A continuación los resultados de la evaluación económica se observan en el siguiente resumen

Reservas	(Mbls)	100
Inversión	(M $)	74.65
Valor Actual Neto	(M $)	710.6
Tasa Interna de Retorno	(%)	549.2
Tiempo de Pago	(Meses)	2.1

EVALUACION ECONOMICA

PROYECTO CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (HP POR G/L)

AREA LITORAL-ZOCALO CONTINENTAL

AÑO	PRODUCCION OIL (BOPD)	GANANCIA (M$)	COSTO OPERAC. (M$)	DEPRECIACION (M$)	AMORTIZACION (M$)	SUM IMPONIBLE (M$)	INVERSION TANGIBLE (M$)	INVERSION INTANG (M$)	IMP. (M$)	FLUJO DE CAJA ACTUAL (M$)	FLUJO DE CAJA DESCONT. (M$)
0							0	75		-75	-75
1	100	672	100	0	75	497	0	0	149	423	293
2	90	604	100	0	0	504	0	0	151	353	560
3	84	564	100	0	0	464	0	0	139	325	773
4											
5											
TOTAL	100000	1840	300	0	75	1465	0	75	440	1026	

PARAMETROS BASICOS

RESERVAS (M Barriles)	100.00
INVERSION	
- TANGIBLE (M$)	0.00
- INTANGIBLE (M$)	74.65
PRECIO DEL CRUDO ($/bbl)	18.40
IMPUESTOS (%)	0.30
COSTO OPERACION ANUAL (M$)	100.00
IMP. DESCONTADO (%)	0.15

RESULTADOS

VAN 20% (M$)	710.6
TIR (%)	549.2
PAY OUT (MONTHS)	2.1
R/I DESCONT ($/$)	9.5

CONCLUSIONES Y RESULTADOS FINALES

- En junio-82 la plataforma "B" del campo Litoral fue convertida al sistema hidráulico (HP) como parte de un proyecto piloto para convertir toda el área debido a la declinación del volumen de gas disponible para levantamiento artificial por bombeo neumático (Gas lift).

- Después del desarrollo del campo Providencia, hay un volumen de gas disponible en esa área que ya se transfiere a Litoral, pudiendo incrementarse para satisfacer la demanda por varios años.

- De esta manera se recomienda el cambio de levantamiento artificial en dicha plataforma. Adicionalmente el costo de producción se reduce en aproximadamente un 20%.

- La remoción del sistema hidraulico de superficie permitirá efectuar los servicios de pozos en forma normal. En algunos pozos no se efectúa desde Ago-68. (B-1).

- Con el servicio a los 07 pozos se espera obtener una ganancia de producción de 50 BOPD. Expectativas adicionales (± 50 BOPD) se obtendrían sirviendo a los otros tres pozos, dependiendo de los resultados de las pruebas de presión.

- El sistema recuperado (de superficie) puede ser empleado en alguna otra ubicación que no tenga facilidades de producción (remota). Las alternativas posibles son las plataformas del área de Máncora y Organos que poseen buen potencial.

- La reciente implementación de la inyección de gas en el reservorio ABCJ Pariñas hace necesario que los pozos del flanco oeste del reservorio produzcan de la manera mas eficiente posible.

- De los resultados del análisis económico se desprende la conveniencia de ejecutar el proyecto, con un tiempo de pago (Pay Out) de ± 2.1 meses.

CAMPO LITORAL
RESERVORIO ABCJ-PARIÑAS

RESUMEN

1.- CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

Profundidad,(pies),-ss		**1000**
Promedio de Porosidad (de R.R.E.E),%		**20.4**
Promedio de Saturación de Agua(de R.R.E.E.),%		**47.6**
Permeabilidad Promedio(de núcleos),md.		**112**
Presión original del Reservorio a la Prof. Prom.,psig.		**360**
FVF de oil inicial,Bbls/STB		**1.11**
Temperatura del Reservorio a la Prof. Prom, F		**85**

2.- PETROLEO ORIGINAL INSITU

Area,acres.		**124**
Espesor Promedio, ft verticales		**591**
Volumen Bruto,acres-ft		**73320**
Volumen Poroso del Reservorio, Mbls.		**116038**
Petróleo Original Insitu :	a) Volumetrico, MSTB.	**49320**
	b) Balance de Materia,MSTB.	
Factor de Recuperación, (% OOIP)	a) Primario.	**20.57**
	b) Secundario.	**7.67**
	c) Total	**28.24**

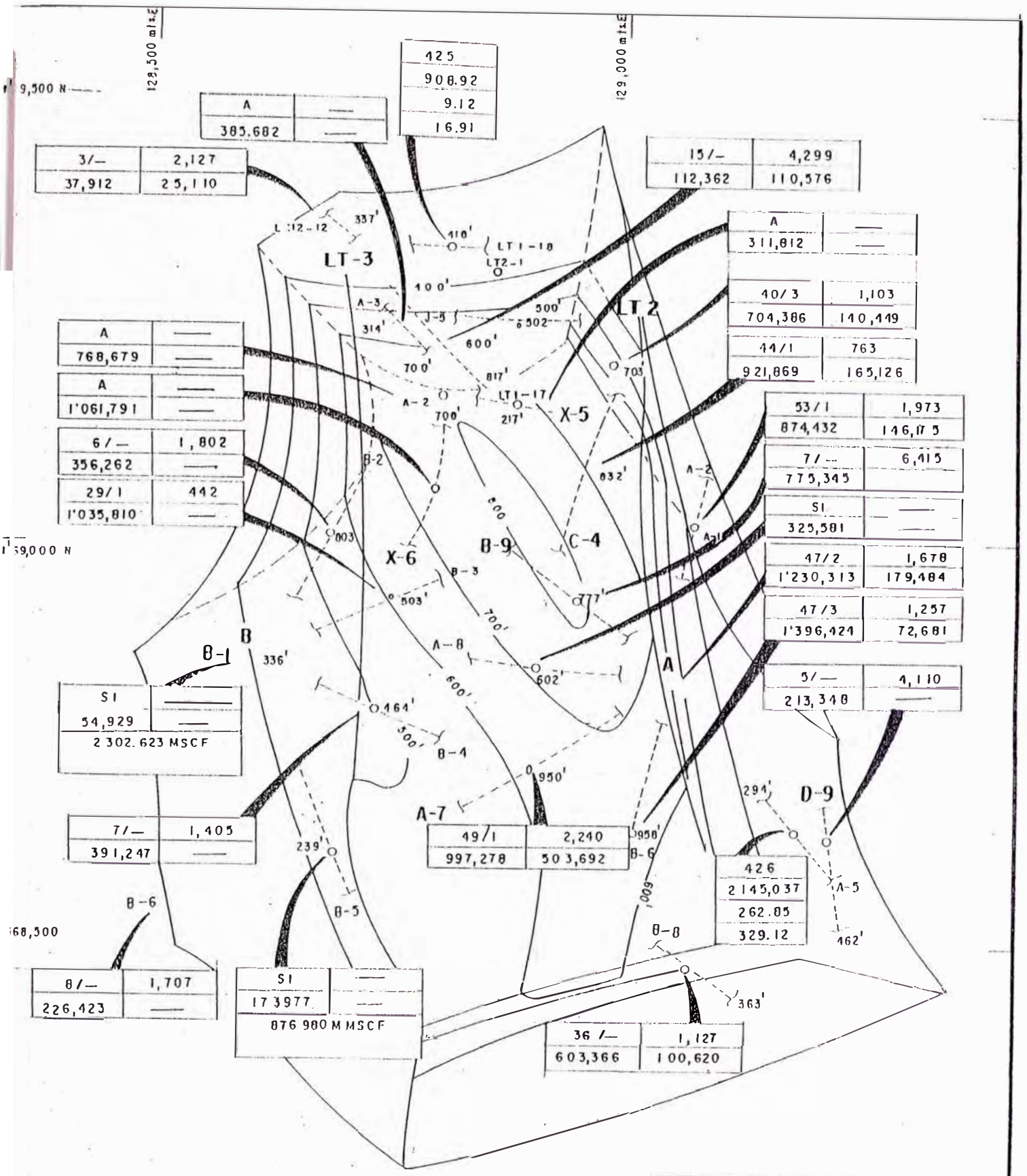
3.- ESTADO AL MES DE JULIO DE 1997

Pozos Completados.		**26**
Pozos Actualmente Productores.		**15**
Pozos Inyectores.		**2**
Espaciamiento de Pozos,acres.		**6 & 5**
Prom. Producción:	BOPD	**364**
	BWPD	**12**
	GOR	**1742**
Prom. de Inyección :	Gas,MCFD.	**851**
	Agua,BWPD.	**0**
Inyección Acumulada:	Gas,MMSCF.	**6147**
	Agua,MBls.	**0**

4.- ESTIMADO DE RESERVAS Y PRODUCCION

Recuperación Final,MSTB.		**13924**
	a) Primaria.	**10143**
	b) Secundaria.	**3781**
Producción Acumulada.MSTB.		**13066**
	a) Primaria.	**9539**
	b) Secundaria.	**3527**
Reservas Remanentes, MSTB		**858**
	a) Primaria.	**604**
	b) Secundaria.	**254**

GVV



LEYENDA

PRODUCTORES	BOPD / BWPD	GOR SCF/STB	PRUEBA POZOS
	OIL, STB	SEC OIL/STB	ACUMULADO

INJECTORES	BWPD / MSCFD	RATE INJECCION
	BBL / MMSCF	ACUMULADO
	MSTB	ACUM. ACEITE
	MMSCF	ACUM. GAS

PETRO-TECH PERUANA S.A.

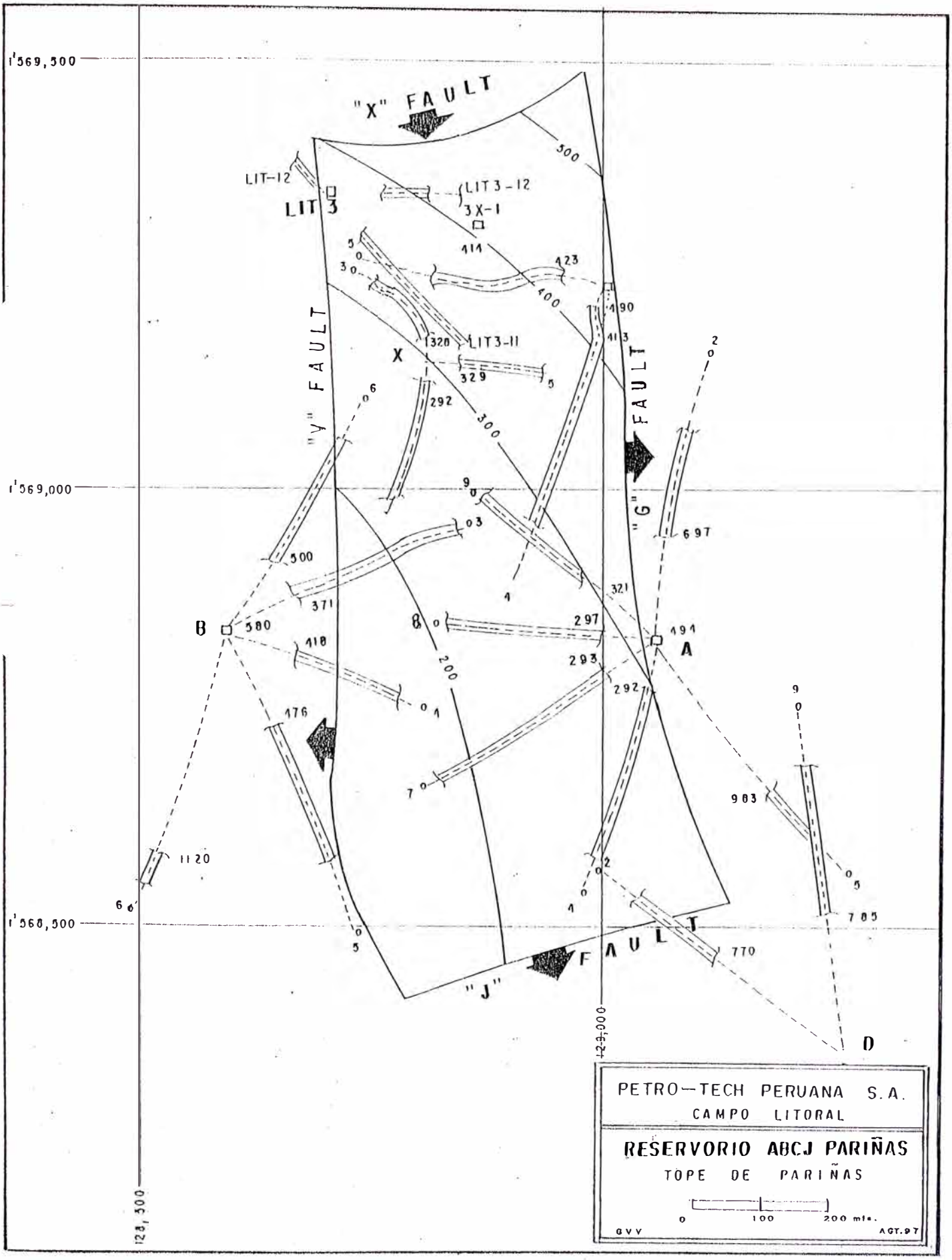
CAMPO LITORAL

RESERVORIO ABCJ PARIÑAS

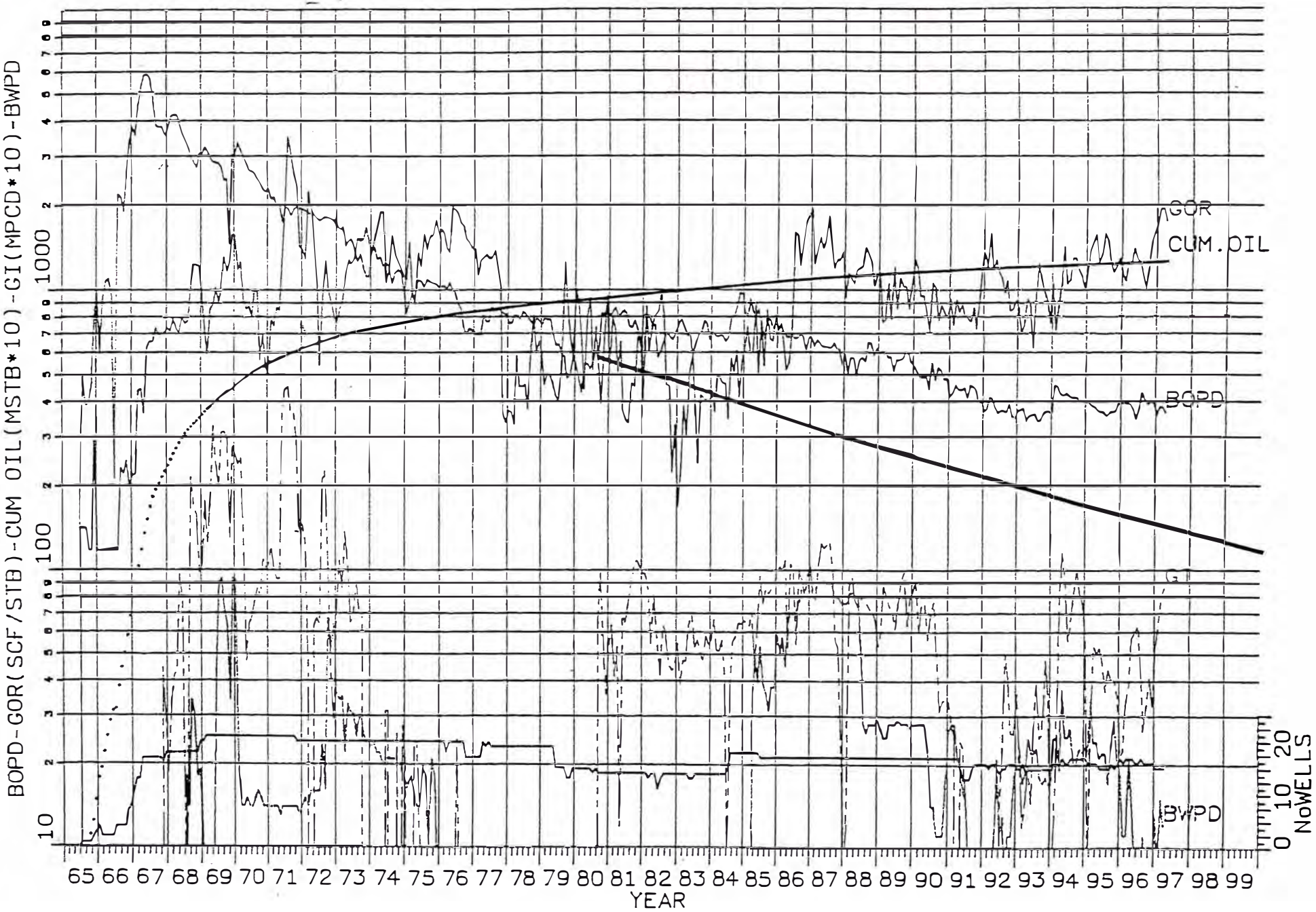
MAPA ISOPACO ARENA NETA

0 100 200 mts.

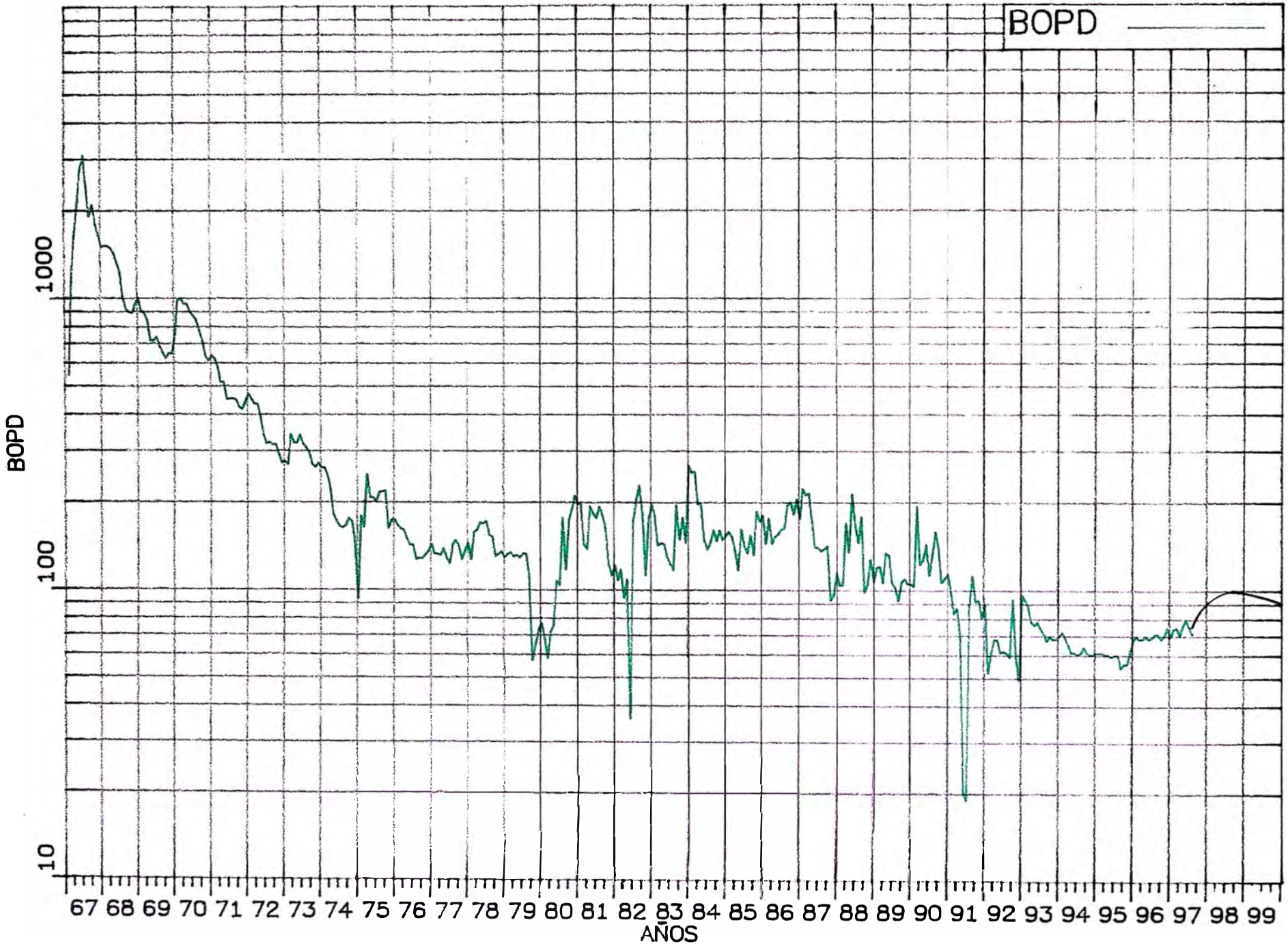
GVV AGT. 97


1'569,500
1'569,000
1'568,500
128,500
129,000
"X" FAULT
"Y" FAULT
"G" FAULT
"J" FAULT
LIT-12
LIT 3
LIT 3-12
3X-1
LIT3-11
X
A
B
D
PETRO-TECH PERUANA S.A.
CAMPO LITORAL
RESERVORIO ABCJ PARIÑAS
TOPE DE PARIÑAS
0 100 200 mts.
GVV
AGT.97

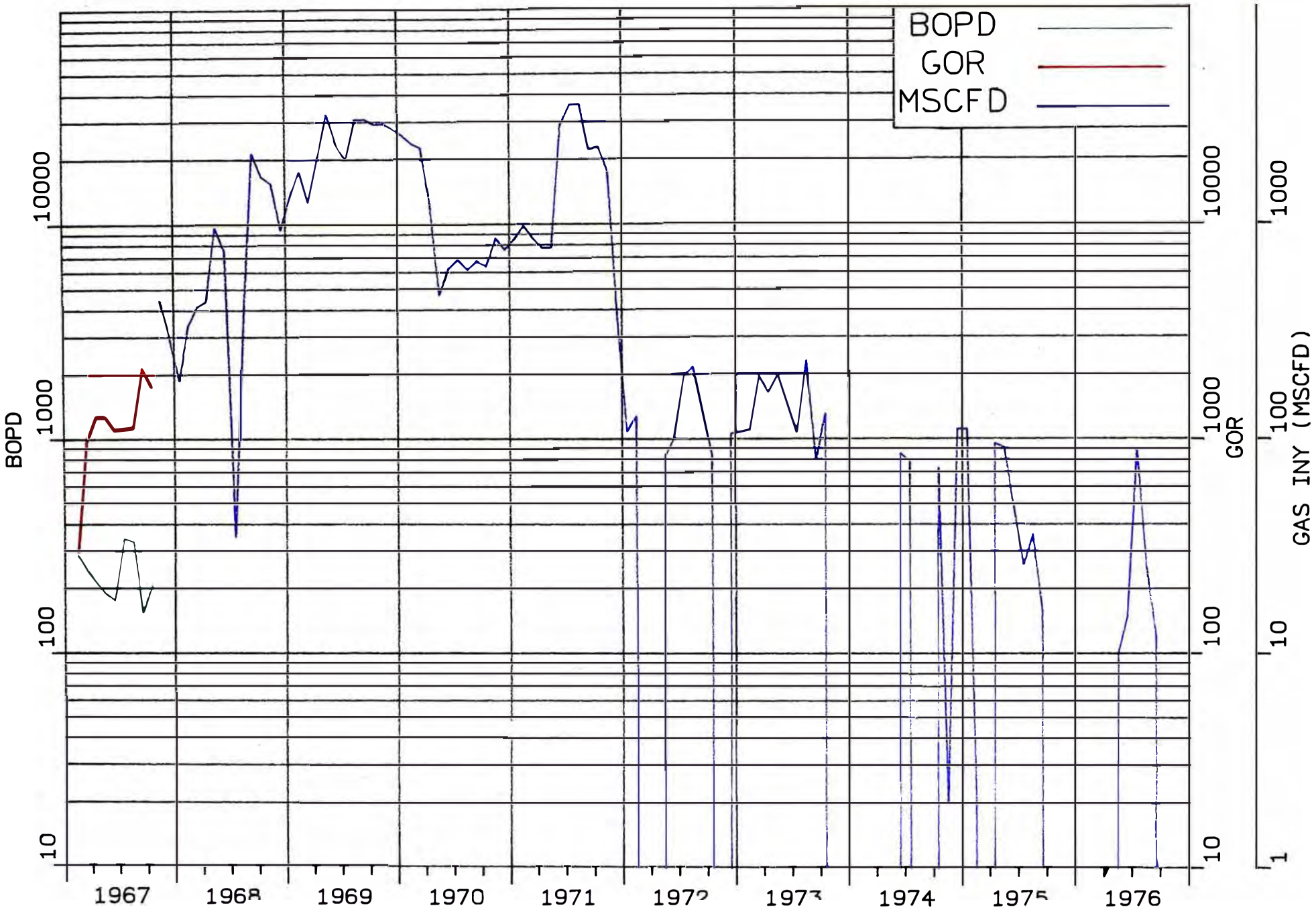
ABCJ PARINAS RESERVOIR
PRODUCTION HISTORY



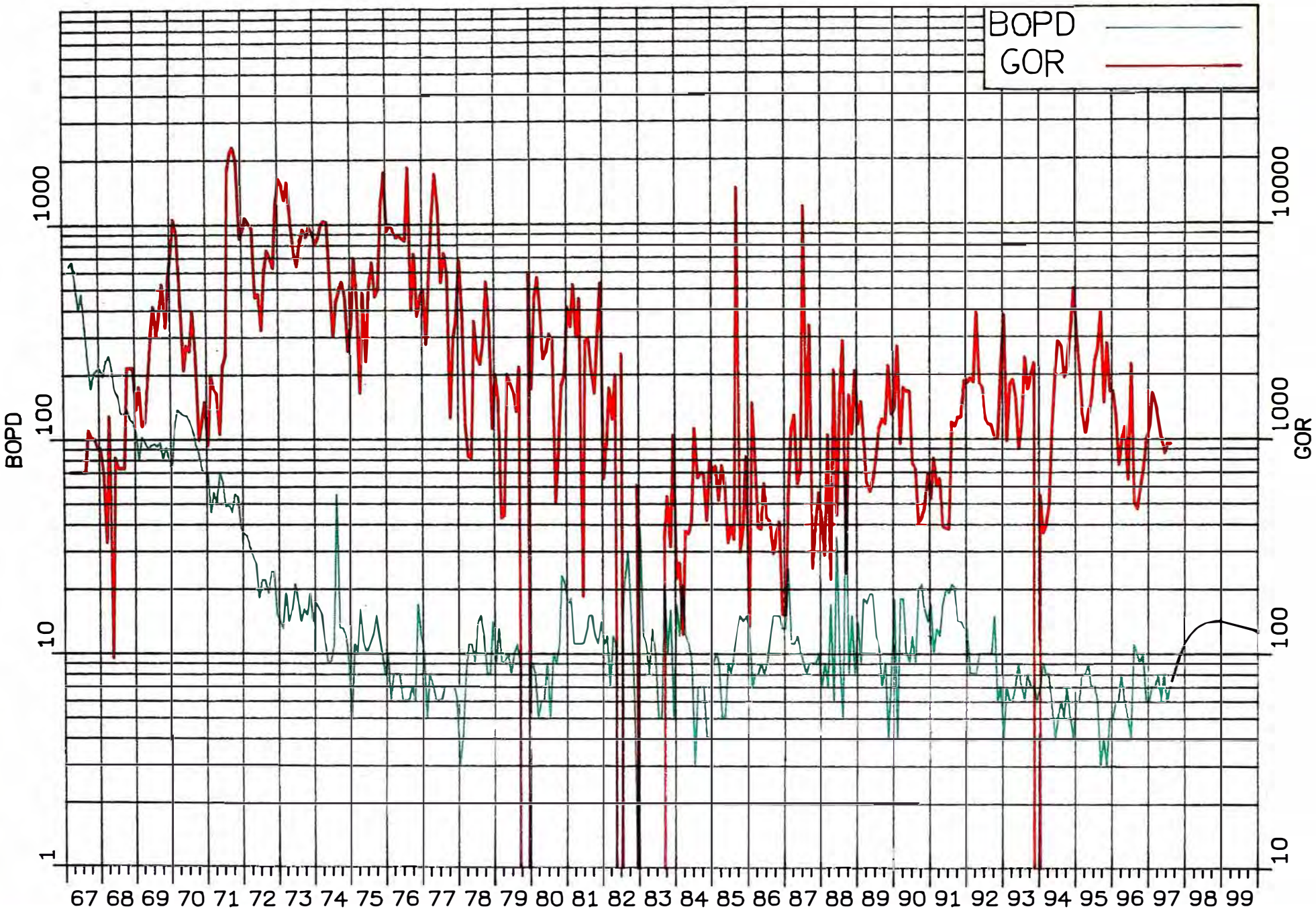
HISTORIA DE PRODUCCION
PLATAFORMA B



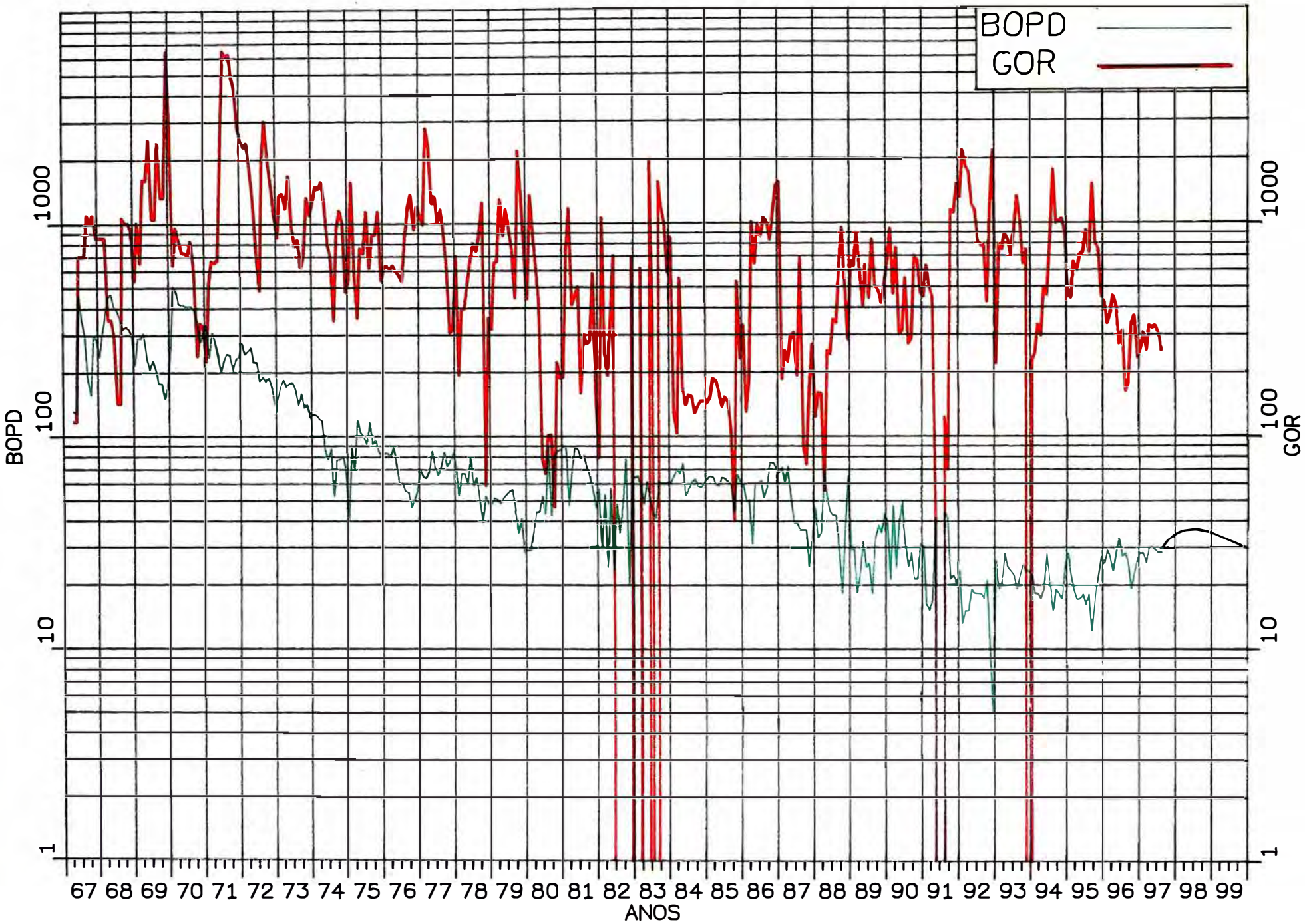
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-1



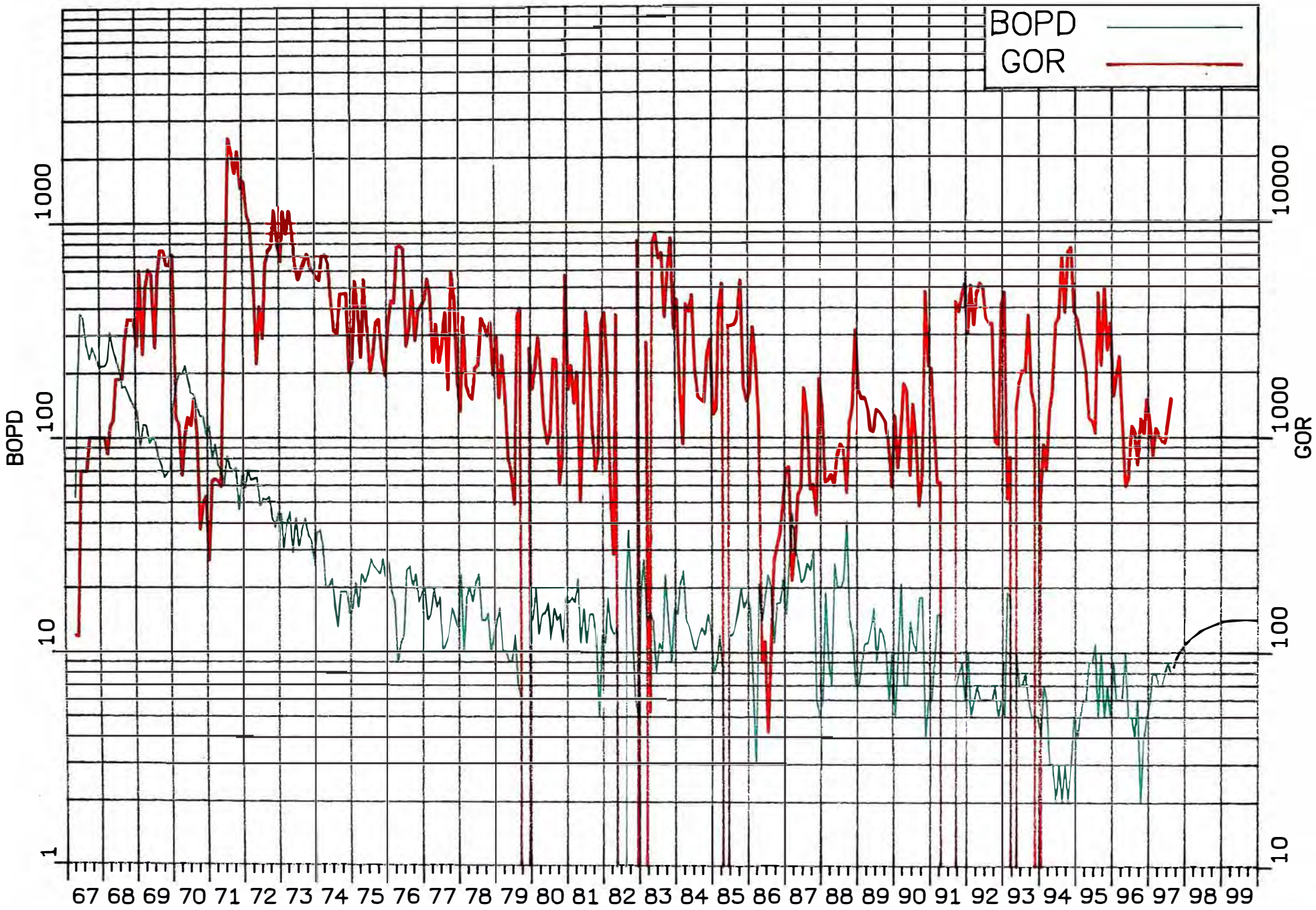
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-2



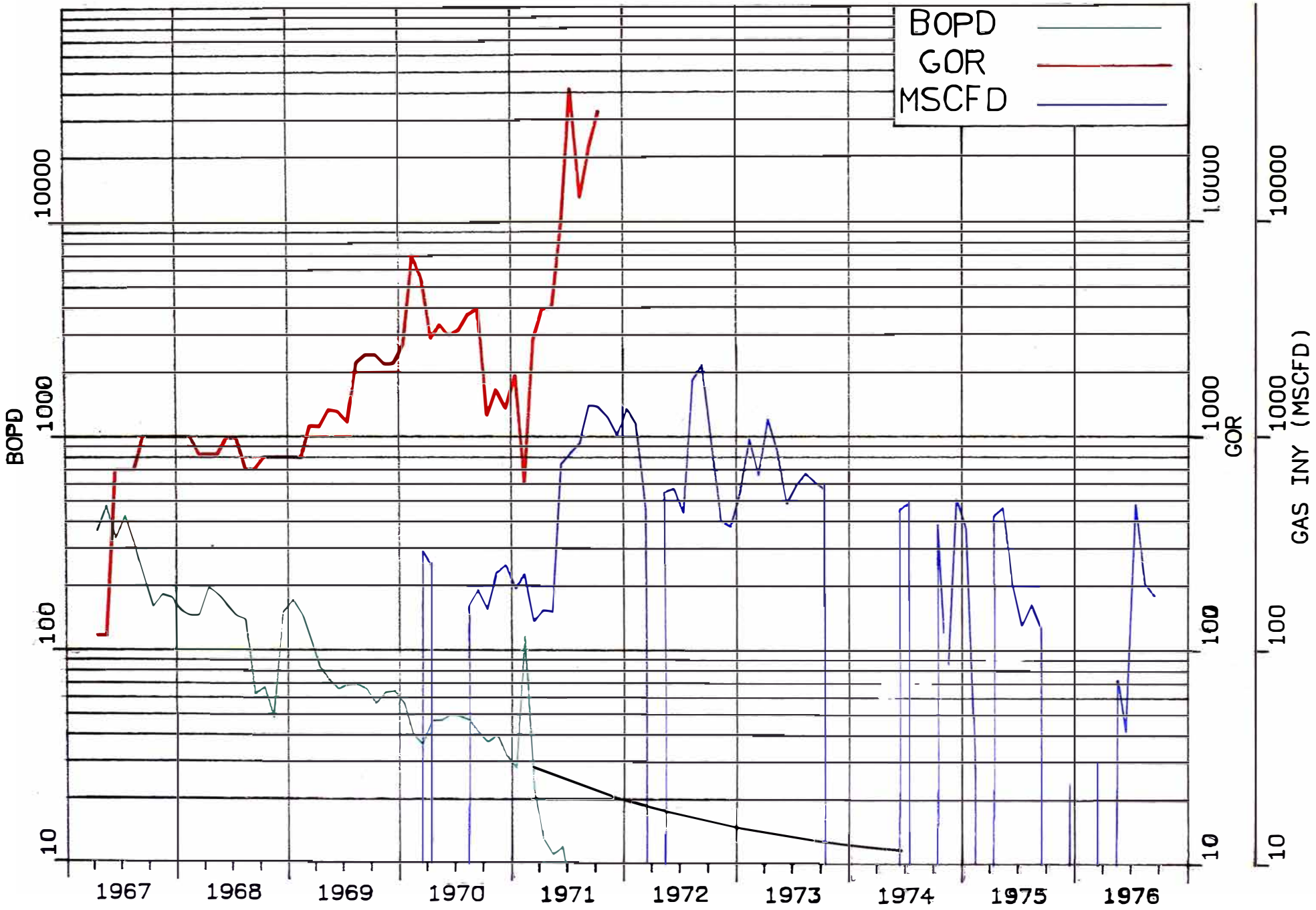
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-3



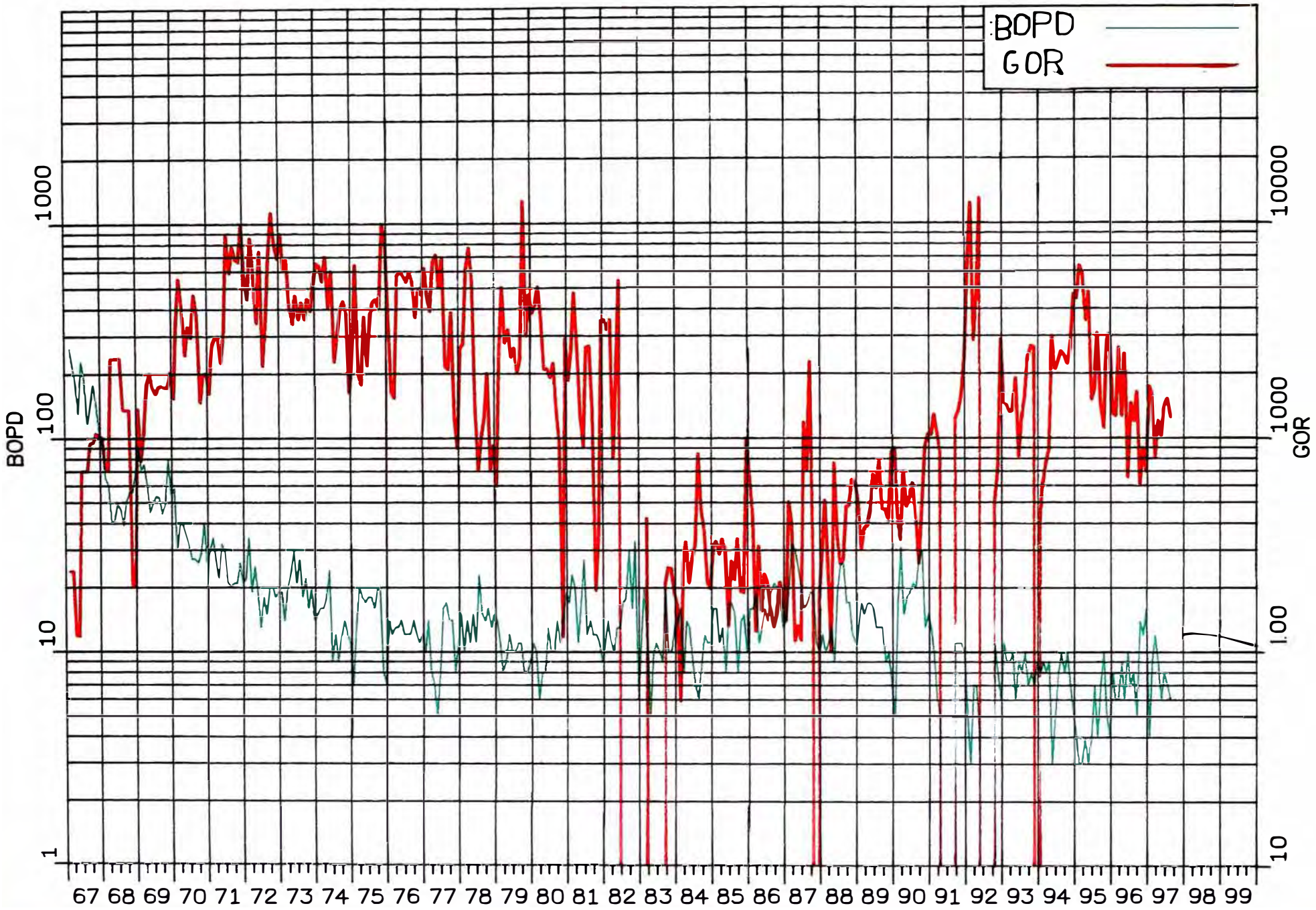
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-4



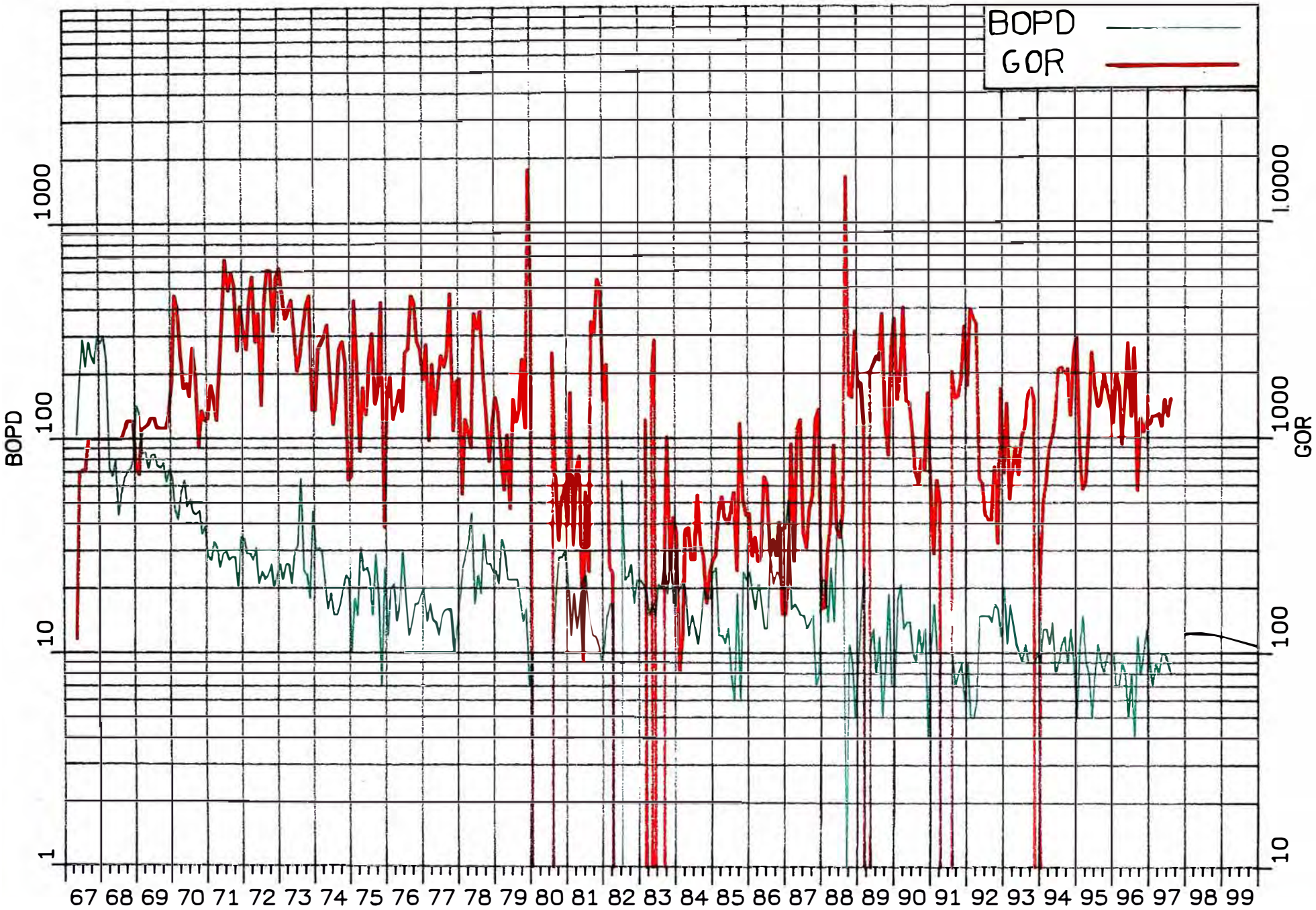
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-5



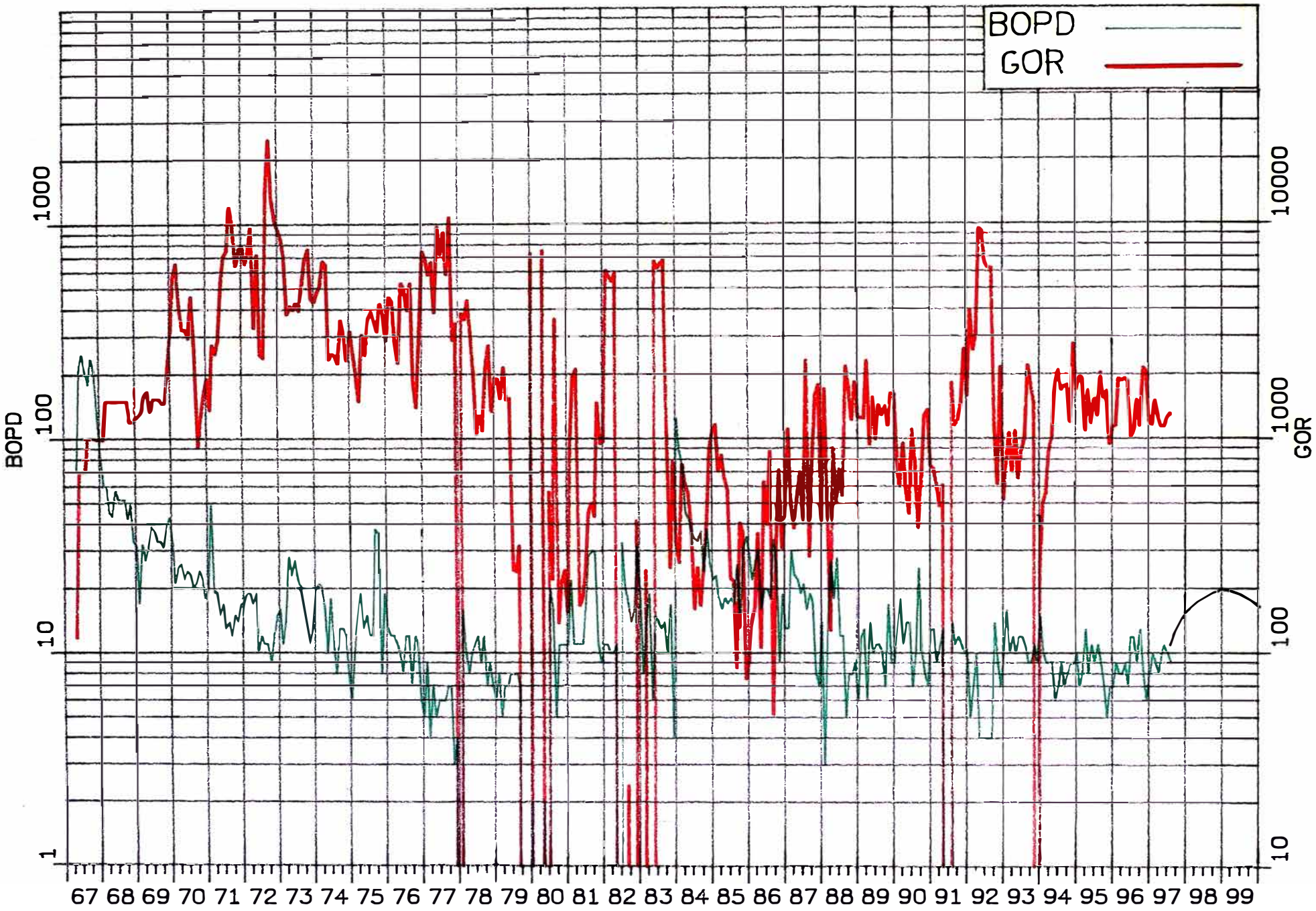
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-6



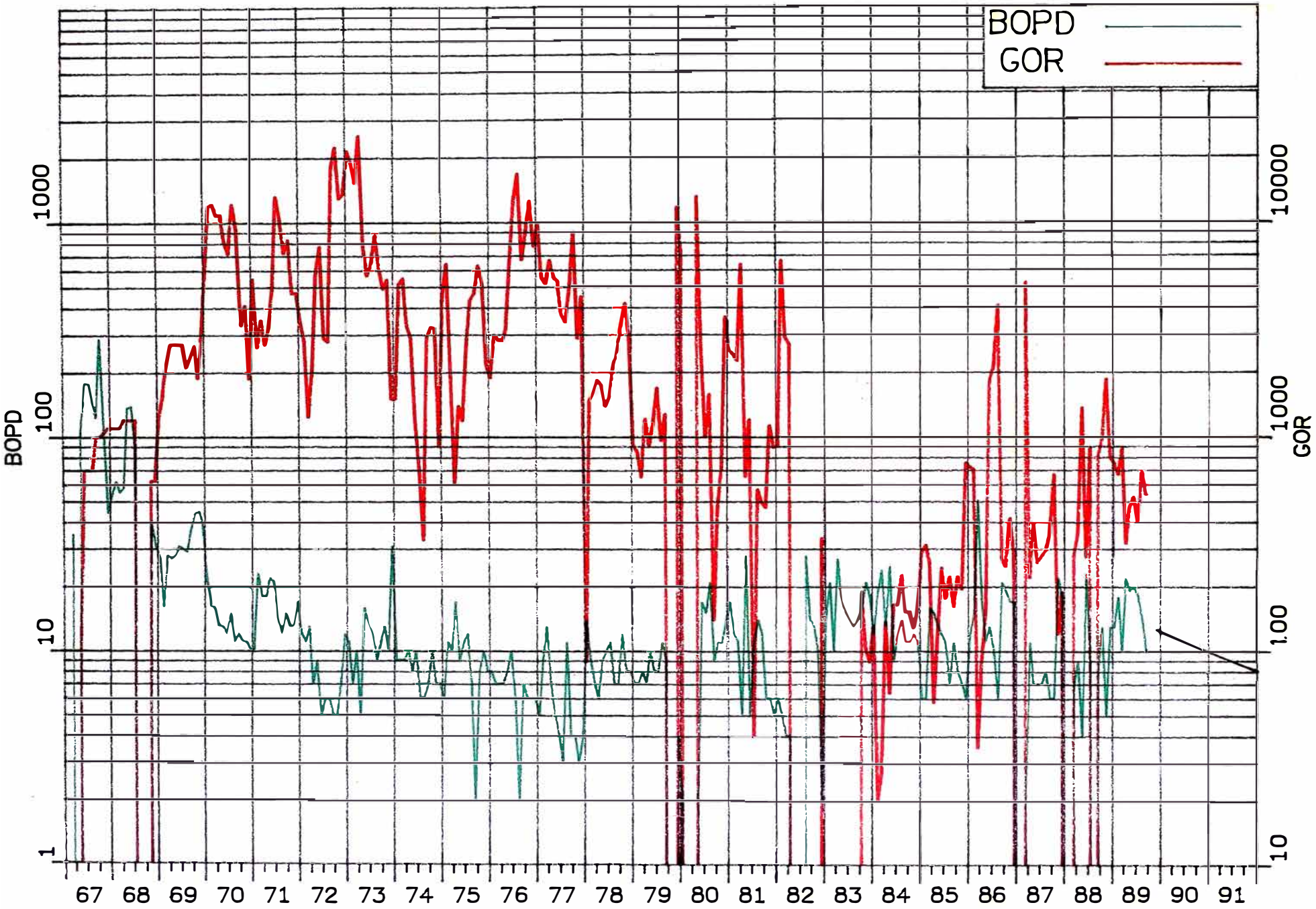
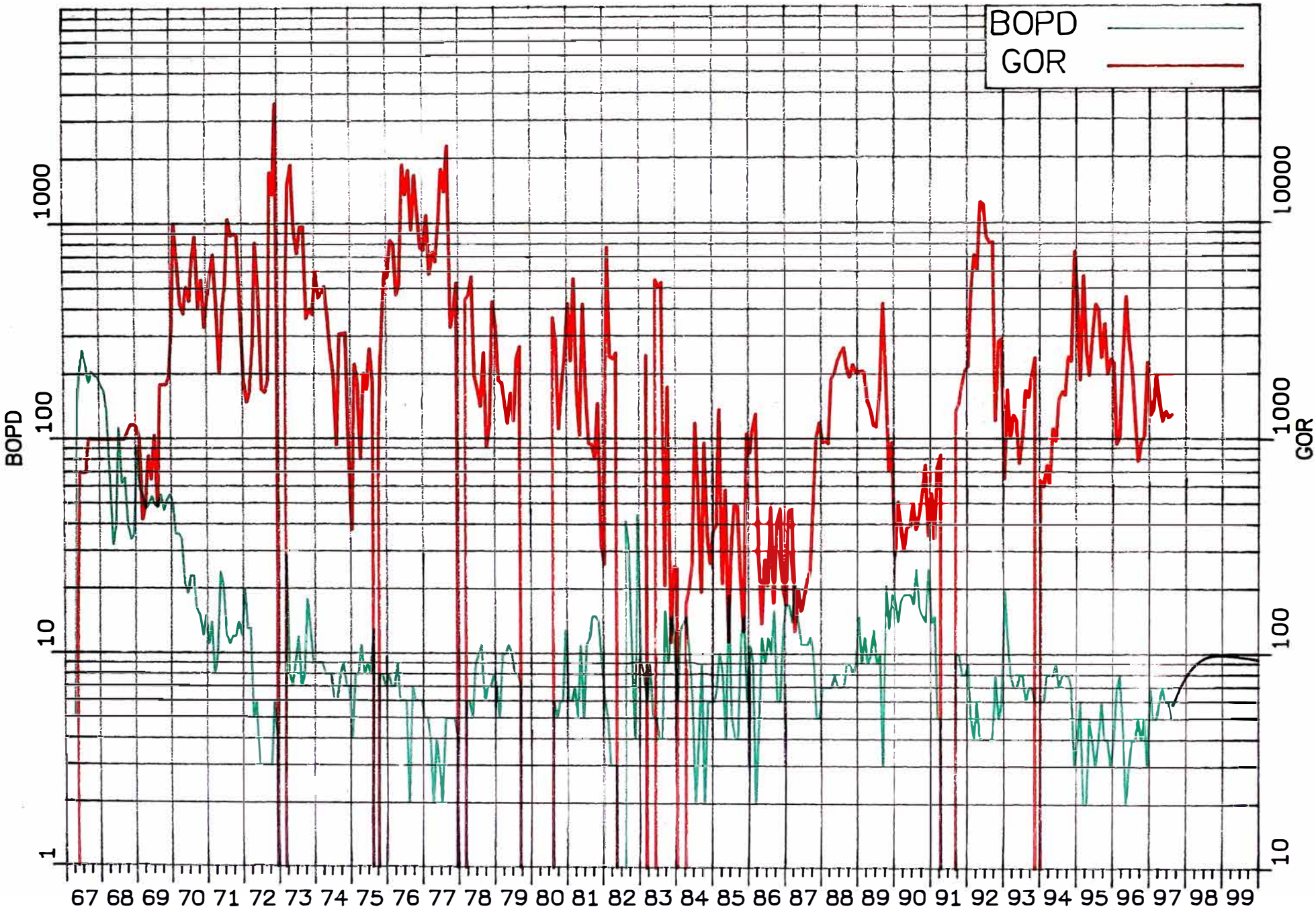
HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-U6



HISTORIA DE PRODUCCIO
POZO B-7



HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-8



HISTORIA DE PRODUCCION
POZO B-9