

T
622.3382
FLO

ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO

BIBLIOTECA



FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

OPTIMIZACION DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
EN LOS CAMPOS CUYABENO Y SANSAHUARI
DEL ORIENTE ECUATORIANO

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentada por:

ANDY P. FLOR BERNAL

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.986



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

AGRADECIMIENTO

Al Ing. MIGUEL CAVIEDES, de la División de Producción en CEPE, y al Ing. RICARDO GALLEGOS, Director de Tesis por la amplia colaboración prestada para el desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA

BIBLIOTECA

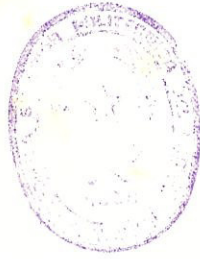


FACULTAD DE CIENCIAS
MINAS Y METALURGIA

A mi madre:

Sra. CARMEN BERNAL AVEIGA,
en reconocimiento al esme-
rado esfuerzo por educar a
sus hijos.

BIBLIOTECA



**FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO**

Ricardo Gallegos

ING. RICARDO GALLEGOS O.

DIRECTOR DE TESIS



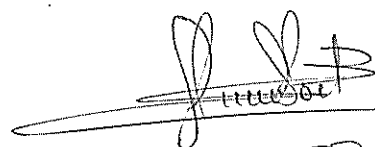
**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

DECLARACION EXPRESA

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

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




.....
ANDY P. VILAR B.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Nombre y firma del autor

RESUMEN



Este trabajo tiene como objetivo fundamental recomendar el método artificial de producción más idóneo para los campos Cuyabeno y Sansahuari operados por CEPE y ubicados en el Oriente Ecuatoriano.

Se analiza: la historia de producción de los yacimientos y las condiciones de producción en que se encuentran las facilidades de superficie que presentan los campos, descripción de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, selección y diseño del sistema de producción más óptimo y finalmente un análisis económico.

La selección del sistema artificial de producción más óptimo es la parte medular de este trabajo porque escoge el sistema adecuado para los campos, para que posteriormente sea diseñado y evaluado económicamente.

La selección está dividida en dos: una natural que compara las ventajas y desventajas que ofrece cada uno de los sistemas para las características en que se encuentran los campos y los yacimientos, y una óptima que analiza técnica y económicamente los sistemas clasificados en la selección natural.

BIBLIOTECA
ESPOL

Para hacer el diseño en cada pozo de los campos, se utilizó un programa de computación que determina el funcionamiento adecuado de la bomba Jet para las condiciones del pozo y calcula el rango de operación de la misma.

El análisis económico es una estimación del costo total de lo que significa instalar y producir con el sistema de levantamiento artificial más óptimo en los campos en estudio.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XIII
INDICE DE GRAFICOS	XIV
INDICE DE TABLAS	XV
INDICE DE MAPAS	XVI
INDICE DE ABREVIATURAS	XVII
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
1. INFORMACION TECNICA Y DATOS DE CAMPO	3
1.1. DESCRIPCION GEOLOGICA	
1.1.1. Arenisca U Superior	
1.1.2. Arenisca U Inferior	
1.1.3. Arenisca T	
1.2. DATOS DE YACIMIENTO	9
1.3. DATOS DE COMPLETACION	11
1.4. DATOS DE PRODUCCION	14
1.5. DATOS DE PREDICCION DE TASAS DE FLUJO	27
1.6. PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION	29
1.7. DATOS DE PREDICCION DE PRESION ESTATICA	31



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

	<u>PAGS.</u>
1.8. RELACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD Vs. PRESION ES TATICA	32
1.9. GRAFICOS IPR CON FLUJO VERTICAL EN TUBERIA.....	33

CAPITULO II

2. REVISION DE LITERATURA	
BREVE DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTI- FICIAL	34
2.1. LEVANTAMIENTO MECANICO	34
2.1.1. Introducción	34
2.1.2. Componentes principales	35
2.1.3. Datos característicos para el diseño	39
2.1.4. Datos obtenidos a partir del diseño	39
2.1.5. Ventajas y Desventajas	40
2.2. BOMBEO NEUMATICO (GAS Lift)	41
2.2.1. Introducción	41
2.2.2. Componentes Principales	45
2.2.3. Datos característicos para el diseño	45
2.2.4. Datos obtenidos a partir del diseño	46
2.2.5. Ventajas y Desventajas	46
2.3. BOMBEO HIDRAULICO	48
2.3.1. Introducción	48
2.3.2. Componentes Principales	49

	<u>PAGS.</u>
2.3.3. Datos característicos para el diseño	57
2.3.4. Datos obtenidos a partir del diseño	
2.3.5. Ventajas y Desventajas	59
2.4. BOMBEO ELECTRICO	60
2.4.1. Introducción	60
2.4.2. Componentes Principales	61
2.4.3. Datos característicos para el diseño	65
2.4.4. Datos obtenidos a partir del diseño	66
2.4.5. Ventajas y Desventajas	66
 CAPITULO III	
3. METODOLOGIA DE OPTIMIZACION TECNICA DEL SISTEMA ARTIFI- CIAL DE PRODUCCION	67
3.1. CRITERIOS DE SELECCION	
3.1.1. Selección natural	
3.1.2. Selección óptima	
 CAPITULO IV	
4. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL OPTIMIZA DO	80
4.1. DISEÑO DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	80
4.1.1. Diagrama de flujo	81
4.1.2. Programa de computación para el diseño	83



BIBLIOTECA FIC
74
ESPOL

	<u>PAGS.</u>
4.2. DISEÑO DE BOMBEO HIDRAULICO PARA TODOS LOS POZOS ..	84
4.3. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE FLUIDO MOTRIZ	103
4.3.1. Diagrama de distribución	103
4.3.2. Diseño del sistema.....	103
4.3.3. Diámetro de tubería requerida	105
4.3.4. Longitud de tubería requerida	105
4.3.5. Valvular requeridas	106
4.3.6. Procedimiento	106
 CAPITULO V	
5. ANALISIS ECONOMICO.....	108
5.1. COSTOS DE MATERIALES Y EQUIPOS	108
5.2. COSTOS DE INSTALACION	109
5.3. COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO POR AÑO	110
5.4. TASAS DE PRODUCCION ESPERADAS POR AÑO DE LOS CAM- POS	110
5.5. RESUMEN DEL ANALISIS ECONOMICO	111
 CAPITULO VI	
6. DISCUSION DE RESULTADOS	112
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116

PAGS.

ANEXO # 1	
GRAFICOS DE IPR PRESENTE Y FUTURO PARA FLUJO VERTICAL EN TUBERIA	121
ANEXO # 2	
GRAFICOS DEL RANGO DE OPERACION DE LAS BOMBAS JET	132
BIBLIOGRAFIA	145

BIBLIOTECA



**FACULTAD DE INGENIERIA
MINAS Y METALURGIA**



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

INDICE DE FIGURAS

Nº	DESCRIPCION	<u>PAGS.</u>
1	BOMBA DE SUBSUELO USADA BOMBEO MECANICO ...	36
2	ESQUEMA DE EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO MECANICO.....	38
3	FLUJO CONTINUO EN BOMBEO NEUMATICO	43
4	FLUJO INTERMITENTE EN BOMBEO NEUMATICO	44
5	VALVULA DE NITROGENO Y RESORTE	47
6	NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET	54
7	CARRERA DESCENDENTE Y ASCENDENTE	58
8	INSTALACION CONVENCIONAL DE BOMBEO ELECTRICO	63
9	DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE FLUIDO MOTRIZ PA RA LOS CAMPOS	104
10	DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE COMPUTADO- RA QUE DISEÑA BOMBEO HIDRAULICO JET	81



BIBLIOTECA FIGI
ESPOL

INDICE DE GRAFICOS

	<u>PAGS.</u>
DATOS DE HISTORIA DE PRODUCCION	15
RELACION IPR PRESENTE Y FUTURO PARA FLUJO VERTICAL EN TUBERIA (ANEXO # 1)	12
RANGO DE OPERACION DE LAS BOMBAS JET (ANEXO # 2)	132



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INDICE DE TABLAS

Nº	DESCRIPCION	<u>PAGS.</u>
I	DATOS DE VALORES PROMEDIOS DE YACIMIENTO	10
II	DATOS DE COMPLETACION	11
III	DATOS DE PRODUCCION	25
IV	DATOS DE PREDICCION DE TASAS DE FLUJO	27
V	PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION	29
VI	DATOS DE PREDICCION DE PRESION ESTATICA	31
VII	SELECCION NATURAL	70
VIII	COMPARACION ENTRE LOS DISEÑOS DE BOMBEO HIDRAULICO JET Y PISTON EN 5 POZOS.....	76

BIBLIOTECA



FABRICA NACIONAL DE
MINAS Y PETRÓLEO

INDICE DE MAPA

Nº	DESCRIPCION	<u>PAGS.</u>
1	UBICACION DE LOS POZOS Y DESCRIPCION DE LOS YA- CIMIENOS	144



BIBLIOTECA VICT
ESPOL

INDICE DE ABREVIATURAS

SIMBOLOS	DESCRIPCION
BNM	BAJO NIVEL DEL MAR.
ET	ELEVACION DEL TERRENO.
EMR	ELEVACION DE LA MESA ROTARIA.
GOR	RELACION GAS-PETROLEO.
Pwh	PRESION FLUYENTE EN LA CABEZA DEL POZO.
Pwf	PRESION FLUYENTE EN EL FONDO DEL POZO.
Pe	PRESION ESTATICA DE YACIMIENTO.
IP	INDICE DE PRODUCTIVIDAD.
Bsw	PORCENTAJE DE AGUA.
Np	PRODUCCION DE PETROLEO ACUMULADA.
T	FORMACION TEMBLON.
U	FORMACION UMBINA.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INTRODUCCION

En la Ingeniería de producción de petróleo, la toma de decisión para implantar un sistema de levantamiento artificial - de producción en un campo petrolero, constituye uno de los problemas más importantes, porque se planifica los costos de acuerdo a la política de explotación de la empresa.

Los campos en estudio: Cuyabeno y Sansahuari, fueron descubiertos mediante la perforación de los pozos Cuyabeno-1, el 6 de Noviembre de 1972 por la compañía Texaco y el Sansahuari-1 el 13 de Noviembre de 1979 por CEPE, los mismos que probaron entrampamiento de hidrocarburos en las areniscas de la formación Napo: U superior y U inferior (La arenisca T no se probó).



Estos campos se encuentran ubicados en el Nor-oriente equatoriano al Sur-oeste de la población de Putumayo, en la Provincia de Napo, con una cota promedio de 900 mts. sobre el nivel del mar.

Actualmente se tiene perforado 12 pozos en Cuyabeno, 6 en Sansahuari.

La topografía del campo es muy irregular, esto obedece a su ubicación en la estribación de la Cordillera Central, situación que permite un espaciamiento adecuado entre pozos pero, en una vista tridimensional la diferencia de altura representa un aspecto muy importante en el diseño de instalaciones superficiales.

Las reservas y las características de los fluidos de estos campos fueron requisitos para que CEPE considerara este proyecto atractivo a la explotación de estos yacimientos.

Teniendo presente que la presión de yacimiento declina rápidamente, que la producción aumenta cuando se limpia o se estimula los pozos, que la composición del gas producido - tiene más del 50% de CO_2 , se considera necesario incrementar la presión en un punto óptimo en la tubería o disminuir la densidad del fluido en el pozo para obtener mayor producción.

BIBLIOTECA VICT
ESPOL

Los argumentos enunciados conducen a la necesidad de producir varios pozos desde la fecha con un sistema de levantamiento artificial de producción óptimo y para los restantes es conveniente planificar su producción.

CAPITULO I

INFORMACION TECNICA Y DATOS DE CAMPO

1.1. DESCRIPCION GEOLOGICA. (4)

Las arenas yacimientos de los campos Cuyabeno y Sansahuari corresponden a la edad Cretácica (Albiano-Santoniano) de origen marino dentro de la formación Napo.

Las areniscas U Superior e Inferior corresponden a la formación Napo Medio, mientras que la arenisca T corresponden a la Napo Inferior.



Las areniscas productoras de petróleo de estos campos tienen la forma de un anticlinal alargado de norte a sur con una depresión, no muy confiable debido a la falta de información entre los dos. El entrapamiento de petróleo se produjo gracias a que hacia el oeste se encuentra una falla confinante (no definida normal o inversa), que corre de norte a sur. Al nor-este y sur lo limita el cierre estructural.

1.1.1. Arenisca U Superior.

a.- Sansahuari.- Este yacimiento se divide en dos, en base a la información del pozo 6 cuyo resultado fue negativo. Obteniéndose la estructura norte con los pozos 1, 3 y la estructura sur con los pozos 4, 2, 5. Restando el pozo 6 que limita las dos estructuras (Mapa 1).

b.- Cuyabeno.- Tiene una estructura alargada de norte a sur, que paulatinamente se va ensanchando hacia el sur en donde las dimensiones casi se igualan tomando una forma triangular.

La estructura tiene dos altos, el más pequeño ubicado al sur oriente con un espesor máximo de 12 pies en el pozo 1 y el otro que abarca el resto de pozos en el norte con un máximo de 16 pies exceptuando los pozos 4 y 5. Entre los dos altos hay un canal de poca deposición de arena inferior a los 10 pies; el espesor promedio neto es de 12,28 pies. Se observa la presencia de contacto agua-petróleo solamente en el pozo 5 a 6887 pies bajo el nivel del mar y corresponden al tope de la estructura en este pozo y es igual al contac



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

to agua-petróleo del campo Sansahuari. Por no ser encontrado contacto en el resto de pozos, se ha tomado el límite inferior probado del pozo 4 que es de -6.886 pies BNM.

Limitando la extensión del yacimiento el pozo 9 hacia el norte y determinando la continuidad hacia el sur el pozo 10.

1.1.2. Arenisca U Inferior.

a.- Sansahuari.- Este yacimiento aparece en todos los pozos perforados, tiene espesores netos que varían desde cero pies en el pozo 3, 24 pies en el pozo 1 hasta 40 pies en el pozo 2, con un espesor promedio para el campo de 25,56 pies.

El yacimiento presenta intercalaciones de lutitas en su composición, aumentando de sur a norte de el 10% en el pozo 2 hasta el 19% en pozo 3. Estos porcentajes se expresan con relación al espesor total de arena. Existe la presencia de un contacto agua-petróleo en los pozos 1 y 2 a 6.995 pies BNM excepto en el pozo 3 en donde es solo acuífero.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

El pozo 6 fue negativo en este yacimiento obteniéndose petróleo residual, el pozo 5 limita prácticamente el yacimiento por el sur (Mapa 1)

b.- Cuyabeno.- En el yacimiento se tienen dos zonas de mayor espesor de arena neta, al centro donde crece desde los 10 pies en el pozo 5 hasta 50 pies en el pozo 7 y la zona del norte del campo en donde la arena aumenta desde los 30 pies en el pozo 2 hasta los 60 pies en el pozo 8.

La arenisca U inferior en este campo tiene intercalaciones de Lutitas en su parte superior, así: en el norte en el pozo 8 se tiene el 2% siendo prácticamente limpia, sin embargo, siguiendo hacia el sur este porcentaje aumenta al 20% en el pozo 3, al 34% en el pozo 2 y, 16% en el pozo 6.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En el flanco este toda la parte superior se vuelve arcillosa, reduciendo considerablemente el espesor bruto de arena de 88 pies de promedio del flanco oeste a 58 pies de promedio en este flanco. El espesor neto promedio de la arena es 32,8 pies.

Con la perforación del pozo 9 se extendió el límite

te del yacimiento hacia el norte encontrándose su tope a 44 pies más profundo que en el pozo 8-6888 pies, esto hace que se reduzca la posibilidad de extenderse hacia el norte, se comprobó con el pozo 10 lo estudiado anteriormente con respecto a la estructura y espesores en el sur.

1.1.3. Arenisca T.

a.- Sansahuari.- El yacimiento en este campo se halla afectado por intercalaciones de lutitas en la parte central del yacimiento, en el pozo 1, el 44% del espesor total corresponde a estas intercalaciones sin embargo, hacia el norte en el pozo 3 y hacia el sur en el pozo 2 se reduce al 6% y 3% respectivamente.

Con la perforación del pozo 5 que está a la misma profundidad que el pozo 4 (-7029 pies), esto hace que la estructura al sur no esté definida.

b.- Cuyabeno.- La arena T tiene intercalaciones de lutitas según se describe: de norte a sur en el flanco Oeste cerca de la falla se tiene intercalaciones de lutitas calcarias en el pozo 8, especialmen



te en la parte inferior del yacimiento en un 33%. En el pozo 3 estas intercalaciones se concentran en la parte superior en 17%, en el pozo 2, todas las intercalaciones se distribuyen en la parte central hacia arriba en un 39% del espesor bruto, en el pozo 6 la distribución es uniforme con el 11%. En el flanco Este hacia el norte en el pozo 4 se tiene el 34%, en el pozo 5 el 20% desde el centro hacia el tope del yacimiento y en el pozo 1 el 11%.

En el centro del pozo 7 la arena se vuelve sucia, especialmente en su parte superior con el 38% de intercalaciones.

El espesor promedio neto para el yacimiento es de 29,1 pies. Con la perforación del pozo 9 se amplió el yacimiento hacia el norte, pues este pozo está estructuralmente más alto que todos, esto hace que la prolongación del campo hacia el norte - sea posible.

Esto confirma la interpretación del registro del - buzamiento del pozo 9 que indica que en el sentido norte-sur no hay buzamiento o sea que los estratos

tos son horizontales por lo que el yacimiento en Cuyabeno y Sansahuari es uno solo como lo ilustra el Mapa 1.

1.2. DATOS DE YACIMIENTOS. (Tabla I).



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA I

DATOS DE VALORES PROMEDIO DE YACIMIENTOS

YACIMIENTO	ESPEJOR h(pies)	POROSIDAD Ø (%)	SATURACION PETROLEO So (%)	PERMEABILIDAD Ko (md)	COMPRESIBILIDAD TOTAL Ct (Lpc ⁻¹)	VISCOSIDAD μ (cps)	FACTOR VOLUMETRICO (By/BN)	PUNTO DE BURBUJEO Pb (lpc)
CAMPO CUYABENO								
U sup	12.78	19.05	66.0	550	1.154 x 10 ⁻⁵	1.363	1.266	1110
U inf	32.8	18.16	73.7	260	1.129 x 10 ⁻⁵	1.366	1.266	1157
T	29.1	16.14	45.9	160	1.074 x 10 ⁻⁵	2.069	1.286	940
CAMPO SANSAHUARI								
U sup	27.4	20.22	70.6	60	1.154 x 10 ⁻⁵	1.363	1.266	1110
U inf	23.2	17.82	73.7	43	1.149 x 10 ⁻⁵	1.357	1.266	1157
T	30.83	17.15	56.8	160	1.070 x 10 ⁻⁵	2.069	1.286	940



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA II

1.3. DATOS DE COMPLETACION

SANSAHUARI

POZO PROFUNDIDAD (Pies)	E.T. (pies)	E.M.R. (pies)	YACIMIENTO	TOPE (pies)	BASE (pies)	ESPESOR ho (pies)	INTERVALO-DISPARADO (pies)	LINEA DE FLUJO (pies)
1 8268	979	999	U sup	-6865	-6910	22	7848 - 7858	2485
			U inf	-6929	-7029	24	7912 - 7936	
			M	-7076	-7166	10	7285 - 7302	
2 8020	822	843	U sup	-6837	-6883	42	7682 - 7726	12222
			U inf	-6897	-6980	40	7740 - 7772	
			T	-7023	-7136	48	7872 - 7910	
3 8127	938	953	U sup	-6880	-6927	5	-	7771
			U inf	-6957	-7026	0	-	
			T	-7063	-7169	18	8012 - 8026	
4 8084	882	901	U sup	-6839	-6889	37	7751 - 7780	4780
			U inf	-6905	-6996	30	7808 - 7840	
			T	-7029	-7150	27	7930 - 7960	
5 7950	882	901	U sup	-6859	-6899	31	-	14850
			U inf	-6905	-6987	22	-	
			T	-7029	-7153	56	7832 - 7860	
6 8100	900	950	U sup	-6884	-6930	3	-	2152
			U inf	-6947	-7008	8	-	
			T	-7045	-7164	26	7999 - 8020	



900
950
901

CUYABENO

1	8157	863	884	U sup	-6848	-6863	12	7734 - 7746	15250
				U inf	-6922	-7005	20	7798 - 7808	
				M	-7052	-7182	22	7164 - 7174	
2	8010	846	857	U sup	-6843	-6861	12	7702 - 7714	7117
				U inf	-6885	-6981	30	7744 - 7785	
				T	-7029	-7138	26	-	
3	7960	778	794	U sup	-6846	-6862	15	7640 - 7656	4295
				U inf	-6886	-6965	40	7680 - 7716	
				T	-7012	-7132	46	7806 - 7840	
4	8010	836	847	U sup	-6873	-6886	8	7718 - 7728	4725
				U inf	-6927	-7013	24	7774 - 7790	
				T	-7053	-7153	16	7790 - 7912	
5	8040	821	871	U sup	-6887	-6899	0	7762 - 7768	9338
				U inf	-6945	-7003	10	7812 - 7820	
				T	-7049	-7162	30	7921 - 7950	
6	8064	788	877	U sup	-6851	-6868	14	7728 - 7745	8252
				U inf	-6889	-6983	42	7763 - 7796	
				T	-7033	-7157	39	-	
7	8030	831	842	U sup	-6851	-6864	10	7693 - 7705	8531
				U inf	-6888	-6974	60	7730 - 7770	
				T	-7023	-7128	44	7900 - 7910	
8	8075	827	843	U sup	-6851	-6867	14	7694 - 7710	12973
				U inf	-6891	-6981	50	7730 - 7774	
				T	-7027	-7143	24	7870 - 7913	



9 8045	U sup	833	853	-6879	-6902	16	7734 - 7742	12317
	U inf			-6932	-6974	18	7786 - 7804	
	T			-7018	-7133	35	7877 - 7921	
10 8150	U sup	879	900	-6865	-6881	12	7748 - 7760	9302
	U inf			-6913	-7001	82	7796 - 7826	
	T			-7053	-7161	9	7940 - 7945	
11 8050	U inf	820	-	-6912	-6945	15	7740 - 7749	1600
	T			-7016	-7054	26	7838 - 7870	



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DIAMETROS DE TUBERIAS

Los datos de tuberías que se presentan a continuación son iguales para todos los pozos.

	ID (pulg)	OD (pulg)	PESO (lb/pie)
Tubería de Revestimiento	6,184	7,0	29,0
	6,276	7,0	26,0
Tubería de producción	2,992	3,5	9,3
Línea de flujo	4,026	4,5	11,0

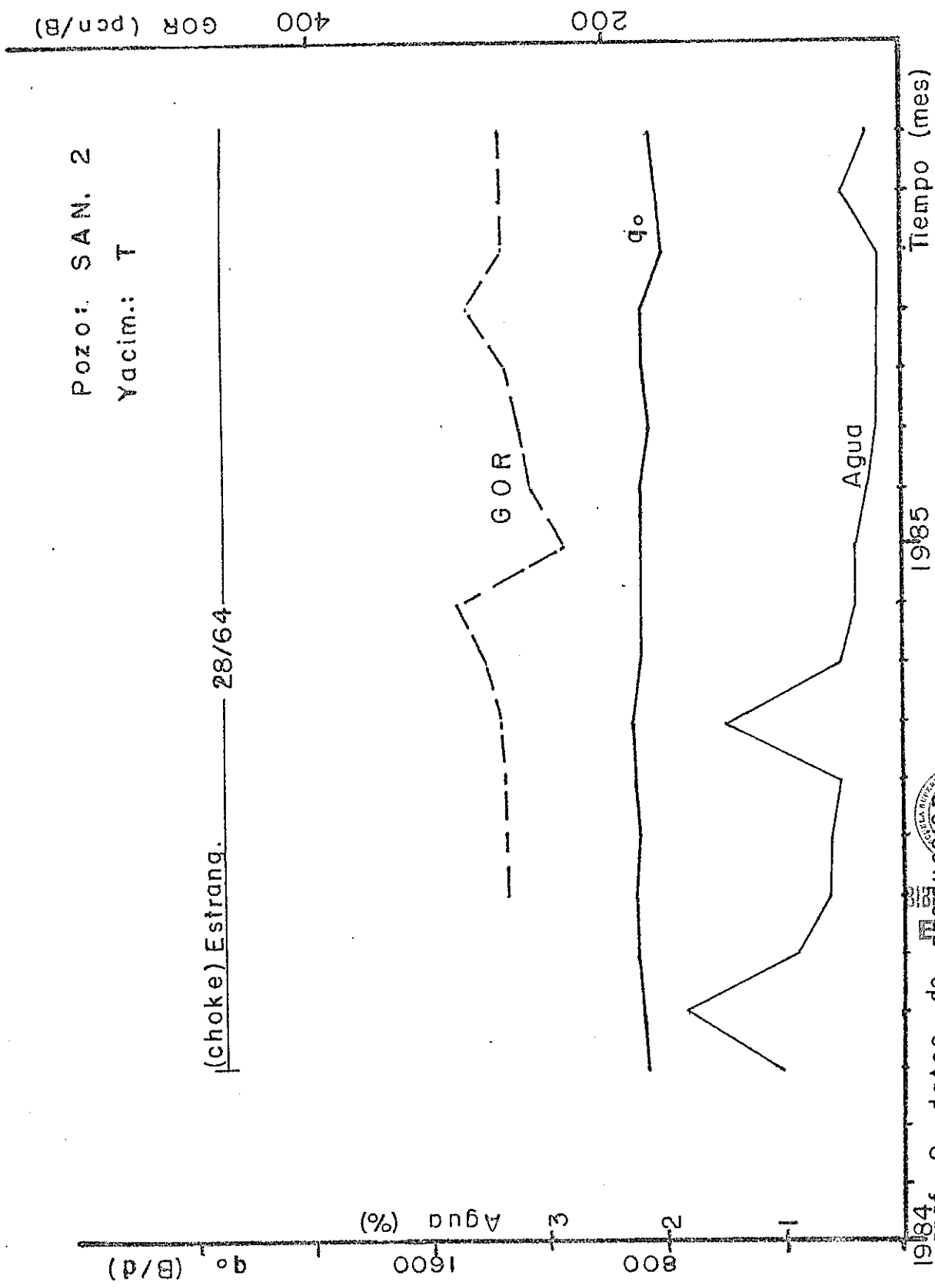
1.4. DATOS DE PRODUCCION

Los datos de historia de producción se presentan a continuación en forma gráfica para facilidad de lectura de los mismos.

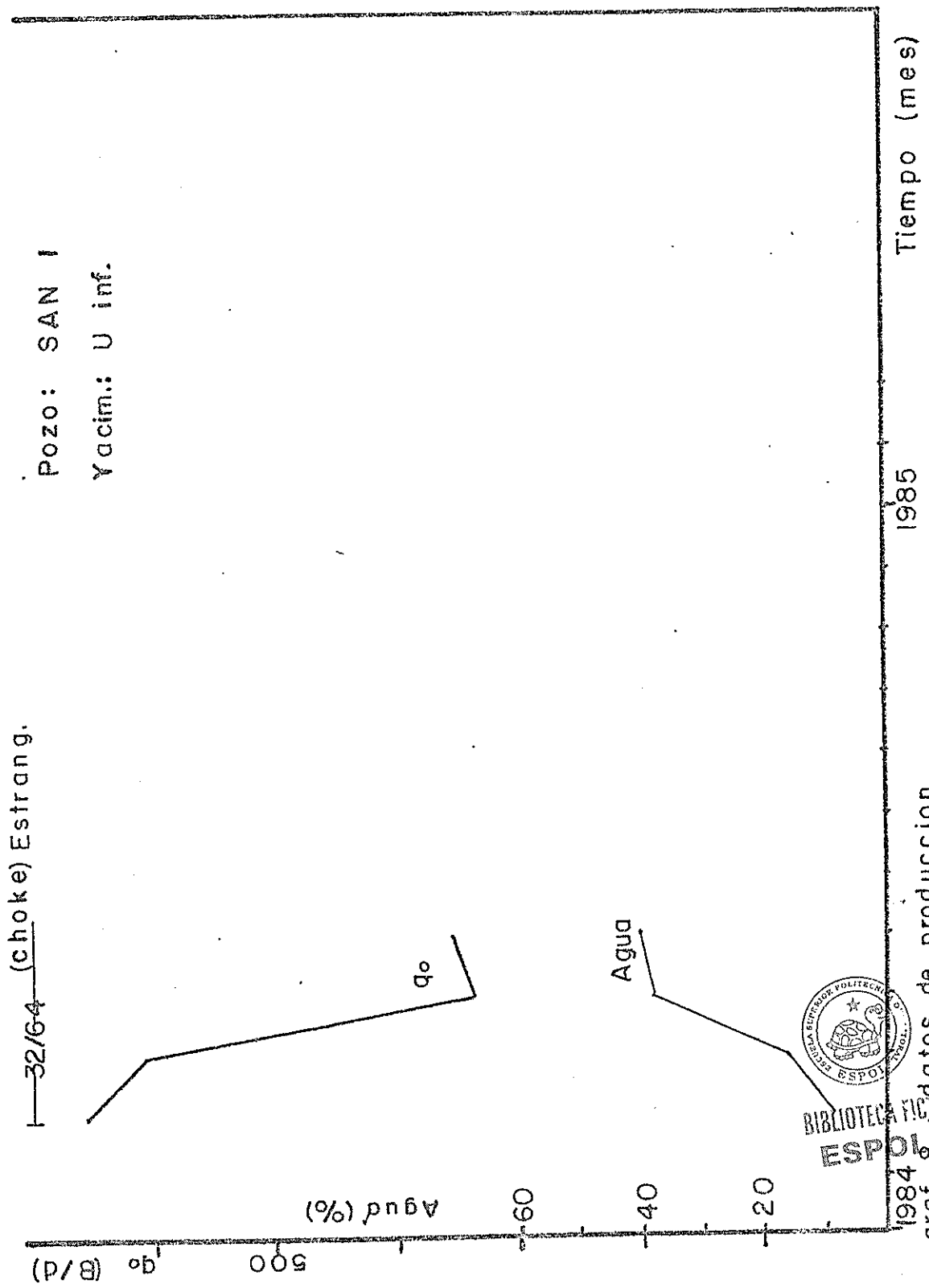


Datos de producción actuales. Tabla III.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

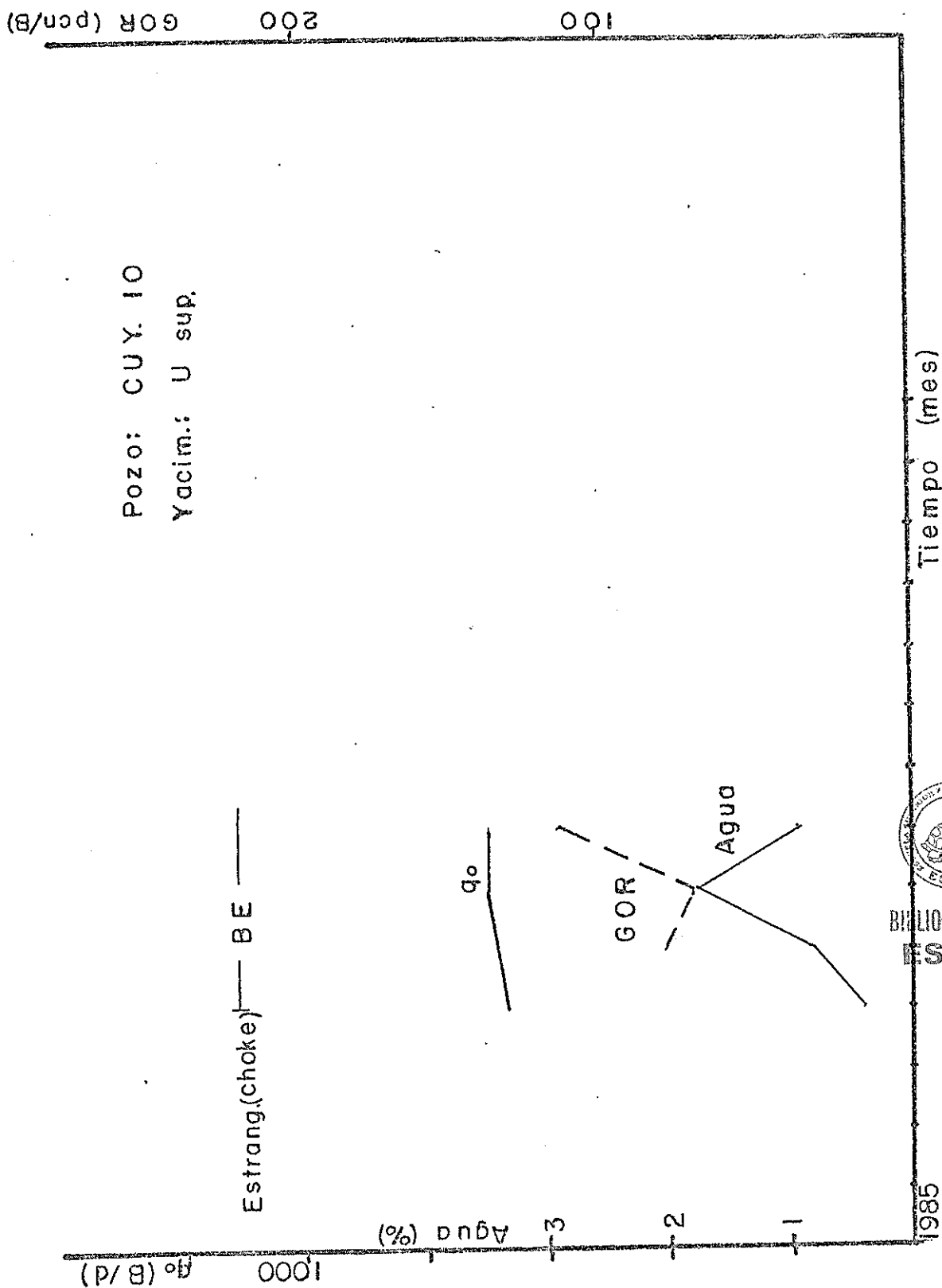


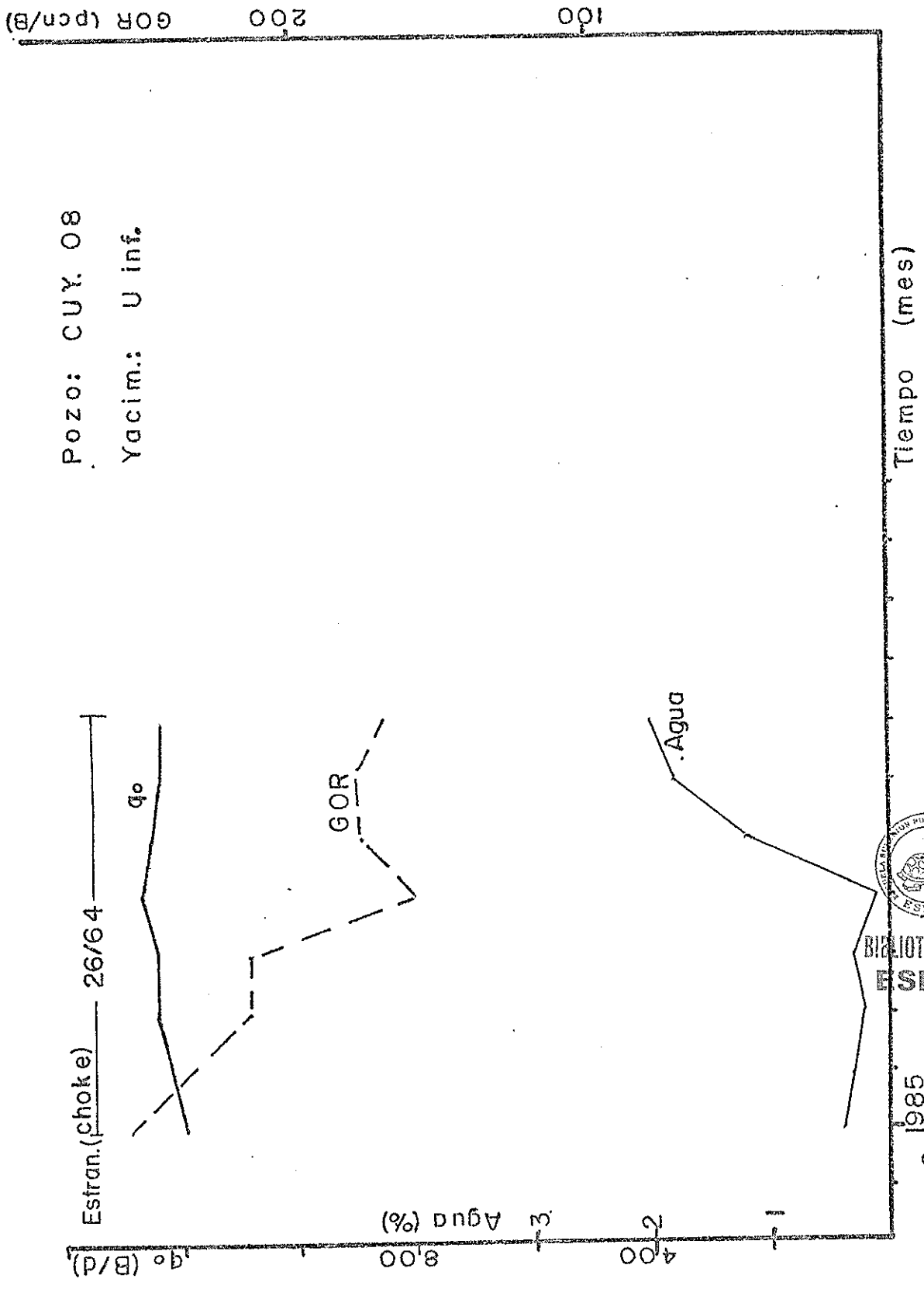
1984 graf. 9 datos de producción



1984
graf. 8 datos de produccion

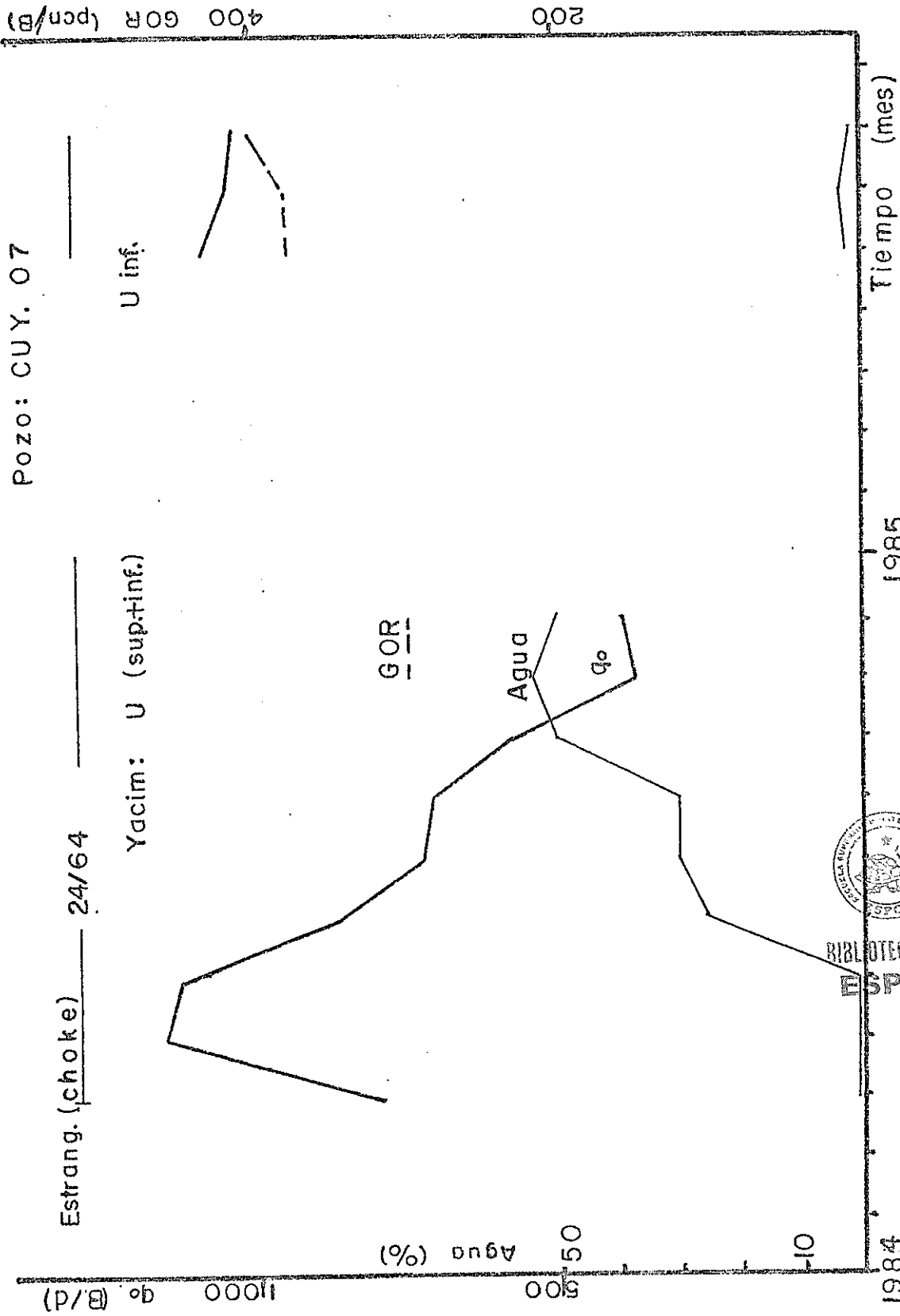




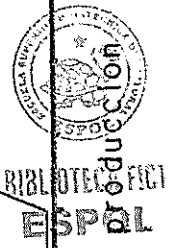


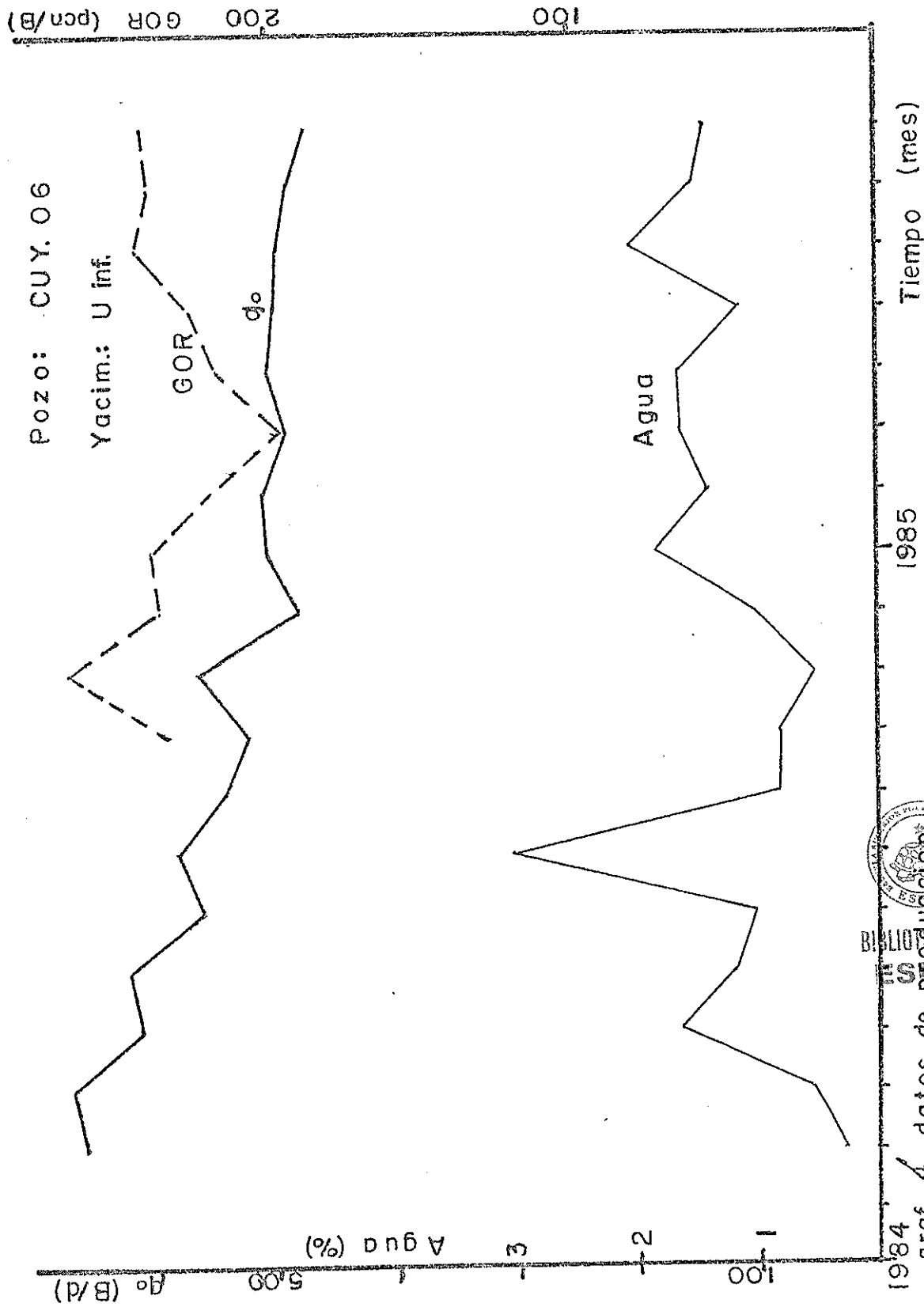
BIBLIOTECA NACIONAL
ESTADAL

graf. 6 1985
datos de producción

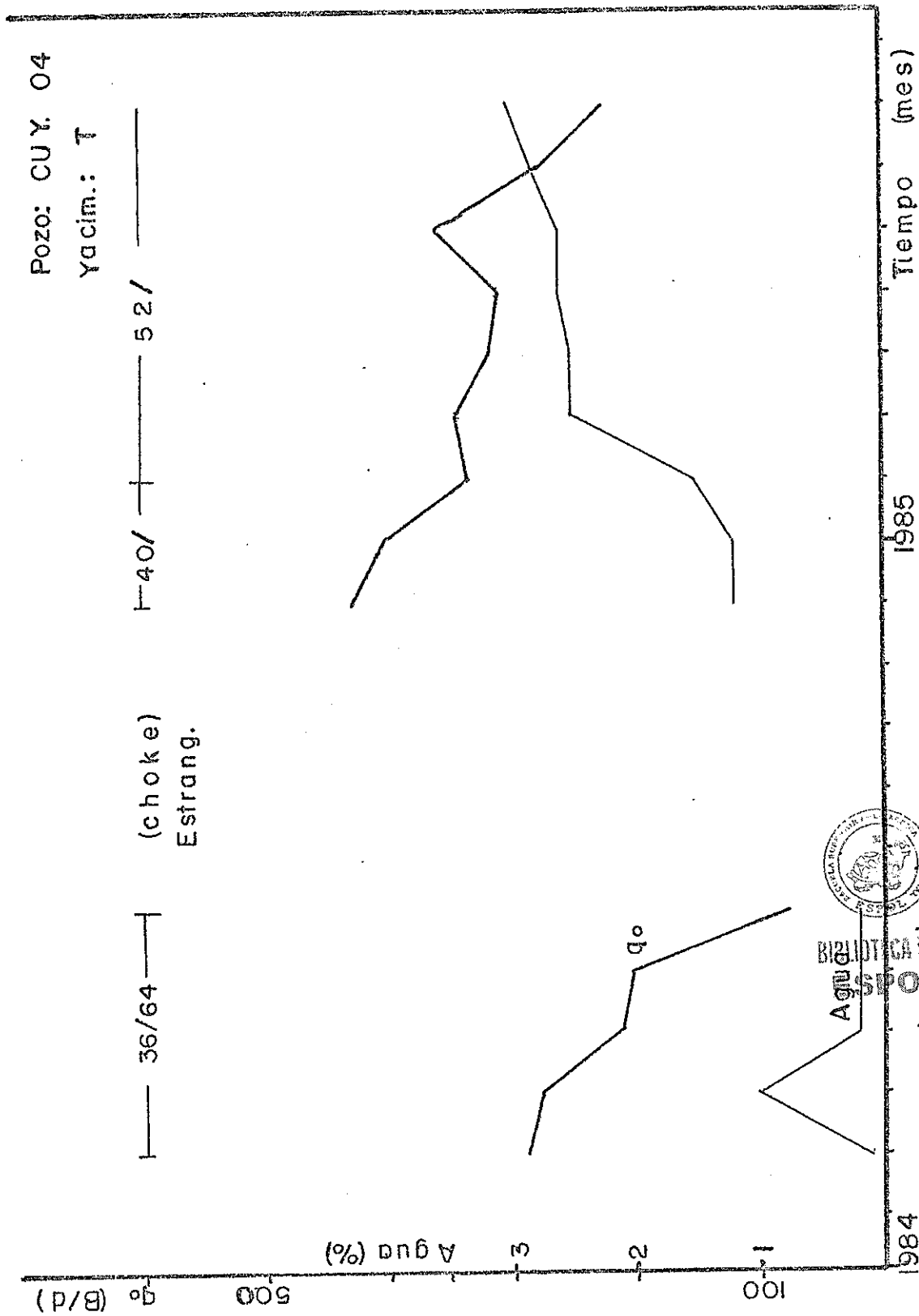


1984 graf. 5 datos de





1984
graf. 4 datos de producción



1984
graf. 3 datos de producción



400 GOR (pcn/B)

200

Pozo: CUY 03

Yacim: T

(choke) Estrang.

40/64

1000 q_o (B/d)

Agua (%)

2

1

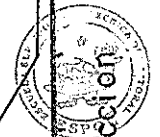


Aguo

Tiempo (mes)

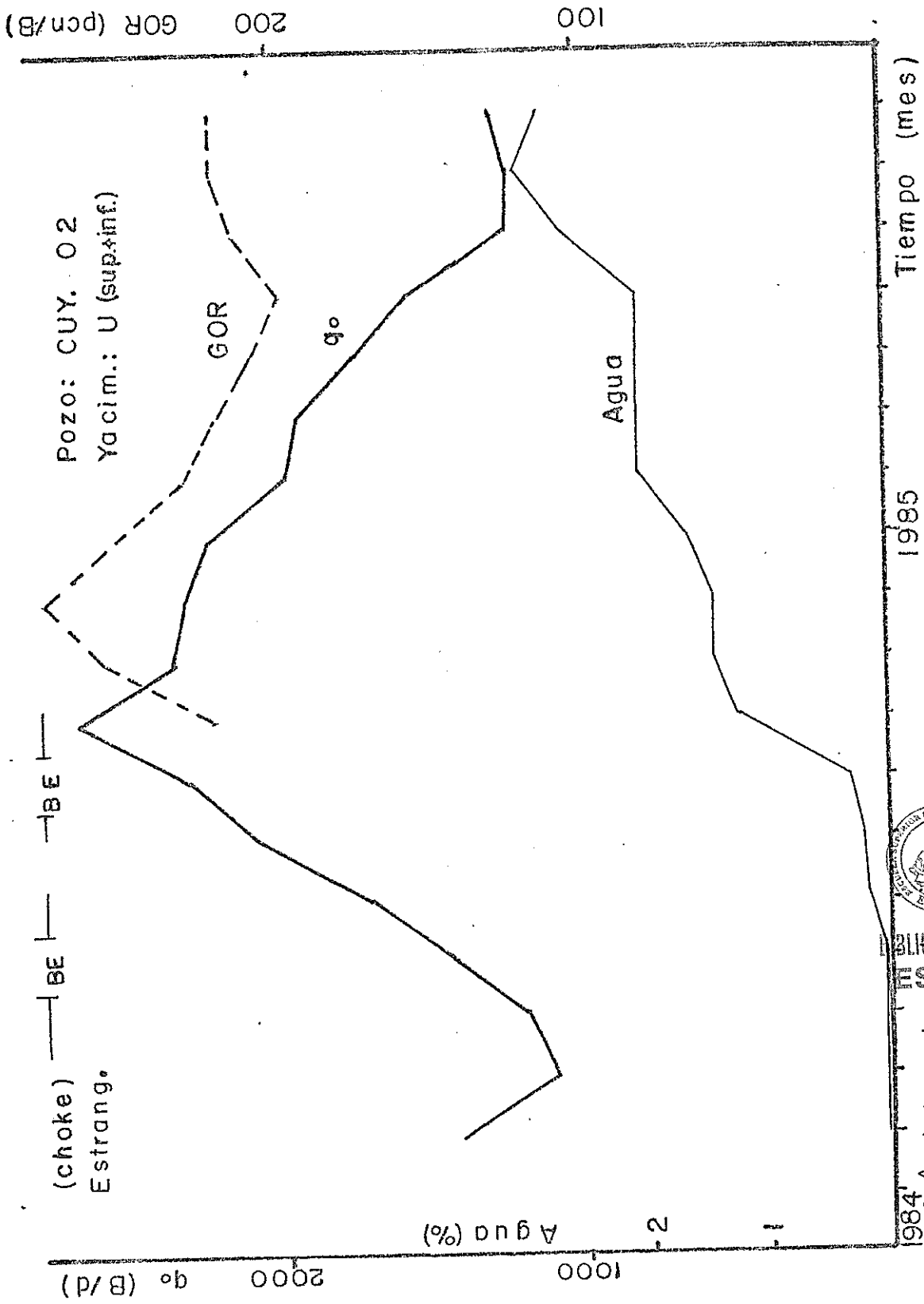
1985

1964



BIBLIOTECA NACIONAL DE PRODUCCION

graf. 2 datos de Produccion



REPUBLICA DE ECUADOR
COMPAÑIA NACIONAL PETROLERA

graf. ↑ datos de producción

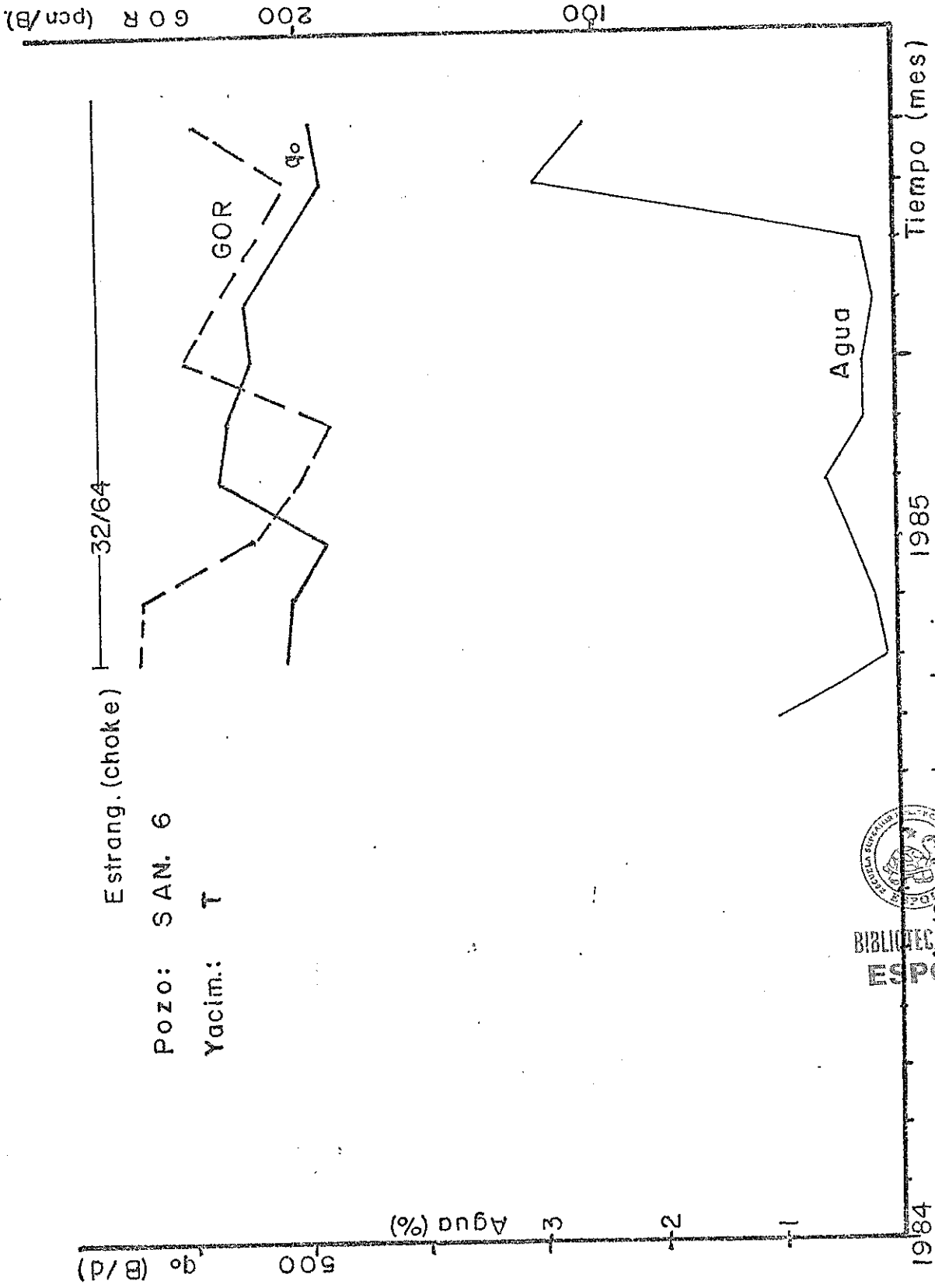


TABLA III
DATOS DE PRODUCCION

POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	API	(BSM%)	GOR (PCS/B)	ESTRAN- GULADOR	Pwh (lpc)	OBSERVACIONES
CUYABENO										
1	U inf	17-7-85	474	408	24.5	14	232	24	200	-
2	U(i+sup)	11-7-85	1765	1271	25	28	220	-	170	Se cambiará complt.
3	T	31-7-85	706	705	29.7	0.2	237	-	70	-
4	T	20-7-85	240	223	29.0	7.0	170	52	15	Produce a tanque muerto.
5										
6	U inf	21-7-85	526	518	27	1.6	189	-	65	-
7	U inf	30-7-85	1043	1028	27.2	1.4	210	48	80	-
8	U inf	12-7-85	1259	1229	25.5	2.0	170	24	350	-
9	T	20-7-85	442	438	29	1.0	350	-	85	Intermitente
10	U sup	15-7-85	702	696	29.5	0.4	116	B/E	150	Reacondicionamiento
11	U inf	-	-	-	-	30	-	-	-	-
SANSAHUARI										
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Muerto.
2	T	19-7-85	851	848	29.7	0.3	272	28	260	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Muerto.
4	U inf	31-7-85	1248	1236	25.6	1.0	116	-	110	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Falta línea flujo.
6	T	16-7-85	503	490	30	2.6	230	32	100	-

Presión Separador = 30 Psi



BIBLIOTECA NAC.
ESPOL

DATOS COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO

	CUY-09-T	CUY-02-U(inf + sup)
	% molar	% molar
CO ₂	59.8	35.3
N ₂	0.97	2.53
C ₁	5.19	14.73
C ₂	4.1	4.13
C ₃	12.32	18.1
iC ₄	3.22	3.7
nC ₄	7.53	8.90
iC ₅	2.16	2.8
nC ₅	1.85	2.71
C ⁶	1.28	2.7
C ⁷⁺	1.58	4.4
Gravedad Específica:	1.587	1.586
Peso molecular:	45.98	45.93
Presión	0.0 Lpcm	0.0 Lpcm



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

1.5. DATOS DE PREDICCIÓN DE TASAS DE FLUJO.

Estos datos son calculados a partir de la tasa permitida por DNH, a esta tasa diaria promedio para el año se le resta un 8,9,10% y así se estima la tasa diaria promedio para el año siguiente. Este cálculo se realizó para todos los pozos obteniendo los siguientes resultados:

TABLA IV

YACIMIENTO T

	POZO	1986 q(B/d)	1987 q(B/d)	1988 q(B/d)	1989 q(B/d)	1990 q(B/d)
CUYABENO	3	1250	1154	1006	876	762
	4	500	453	390	336	289
	5	200	185	161	140	122
	9	1250	1154	1006	876	762
SANSAHUARI	2	1000	900	800	738	658
	3	200	200	182	157	135
	5	1200	800	728	626	542
	6	800	500	455	392	338

YACIMIENTO U inf.

CUYABENO	1	500	462	407	358	315
	2	1400	1295	1138	1005	883
	7	1200	1110	976	860	756
	11	1600	1479	1301	1147	1008
SANSAHUARI	1	700	700	627	536	462
	4	700	700	627	536	462

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

YACIMIENTO U sup.

CUYABENO

6	900	816	701	604	520
8	1500	1350	1150	950	800
10	1000	906	779	671	578



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA V

1.6 PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION

CUYABENO

POZO	YACIMIENTO	TASA q _o (B/D)	% W	GOR (PCS/B)	Pwh (lpc)	Pwf (lpc)	Pe (lpc)	IP (B/D/Lpc)	NP (Bls)	FECHA
3	T	1950	0.2	250	110	2497	3240	2.63	0	22-8-81
3	T	735	0.1	263	65	2237	2701	1.58	312903	14-4-85
4	T	435	2.0	180	45	2232	3153	0.47	40600	28-11-84
4	T	323	2.6	260	15	2008	3034	0.32	93161	30-4-85
8	T	2189	0.5	276	203	2543	2932	5.63	40393	26-1-85
9	T	1890	0.2	300	217	2785	3294	3.71	0	4-6-84
9	T	1345	14	242	90	2566	3222	2.05	16290	1-5-85
11	T	800	1.5	180	30	2271	3099	0.97	0	3-2-85
1	U inf.	835	0.2	200	-	2853	3187	2.5	-	25-7-85
2	U inf.	2309	0.2	287	90	3028	3254	10.24	0	5-1-80
3	U inf.	1836	0.4	130	113	2900	3239	5.43	0	22-8-81
6	U inf.	1507	10	232	60	2555	2968	3.65	135008	12-9-84
6	U inf.	492	2	245	60	2417	2820	1.22	250375	1-5-85
8	U inf.	2888	0.4	174	120	2817	3165	8.3	8787	23-2-85
8	U inf.	3249	1.2	178	200	2814	3140	9.97	105732	16-5-85
9	U inf.	1040	1.2	230	112	2407	3283	1.2	0	6-6-84



BIBLIOTECA NCT
POL

10	U inf.	537	14	180	47	2710	3204	1.1	0	3-9-84
11	U inf.	2642	0.5	180	140	2843	3182	7.8	0	4-2-85
1	U sup.	377	0.8	-	-	2697	3169	0.8	-	30-6-85
2	U sup.	1175	0.2	288	100	2807	3239	2.73	0	6-1-80
3	U sup.	1769	1.2	150	102	2768	3109	5.19	0	24-8-81
8	U sup.	1870	1.6	150	139	2759	3129	5.1	1564	22-2-85
9	U sup.	1226	25	150	-	2822	3231	3.0	0	8-6-84
10	U sup.	1428	1.5	81	72	2717	3090	3.83	0	4-9-84
10	U sup.	1075	0.8	81	120	2673	2931	4.2	13525	3-5-85

SANSAHUARI

2	T	1563	0.7	270	133	2632	3165	2.93	0	19-11-81
2	T	570	0.2	270	-	2852	3083	3.77	360530	1-4-85
6	T	1193	0.3	210	100	2652	3211	2.13	9306	14-7-84
6	T	554	0.3	225	110	2667	3104	1.27	102342	1-4-85



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

1.7. DATOS DE PREDICCIÓN DE PRESIÓN ESTÁTICA.

Esta predicción de presión es obtenida en base a la predicción de producción, estos cálculos solo fueron realizados para el campo Cuyabeno porque en Sansahuari no se tiene información de presión de yacimiento.

TABLA VI

POZO	DIC.1985	DIC. 1986	DIC.1987	DIC.1988	DIC.1989	DIC.1990
	Pe	Pe	Pe	Pe	Pe	Pe
YACIMIENTO T						
1	3237	3084	2920	2767	2633	2516
2	2828	2254	1843	1544	1387	1289
3	2534	2284	1901	1516	1282	1169
4	2801	2627	2466	2391	2161	2038
5	2954	2434	2127	1971	1858	1760
6	3162	2893	2644	2391	2171	1980
7	3084	2756	2452	2144	1876	1642
8	2703	2453	1962	1626	1399	1286
9	2870	2575	2050	1604	1377	1229
10	3220	3054	2893	2730	2588	2454
11	2818	2620	2233	1814	1509	1350
YACIMIENTO U sup.						
1	3028	2854	2458	2225	2024	1850
2	2879	2610	2380	2035	1709	1428
3	2943	2690	2480	2150	1826	1547
4	2943	2496	2091	1743	1443	1185
5	2956	2558	2198	1888	1621	1391
6	2906	2408	1956	1568	1233	945
7	2922	2503	2124	1798	1517	1275
8	2954	2744	2368	2109	1886	1694
9	3106	2916	2744	2590	2460	2359
10	2790	2580	2049	1689	1379	1112
11	2925	2480	2083	1738	1441	1186

NOTA: La presión Pe viene dada en l PC.

POZO	DIC.1985	DIC.1986	DIC.1987	DIC.1988	DIC.1989	DIC.1990
	Pe	Pe	Pe	Pe	Pe	Pe

YACIMIENTO U inf.

1	2992	2670	2424	2233	2078	1949
2	2097	1597	1241	1000	824	689
3	2840	2399	1991	1632	1314	1037
4	3105	2898	2707	2538	2390	2260
5	3110	2903	2712	2543	2395	2265
6	2698	2488	2173	1890	1637	1416
7	2760	2370	2007	1689	1408	1162
8	2980	2543	2139	1784	1471	1195
9	3130	2923	2732	2563	2415	2285
10	2995	2673	2375	2114	1883	1680
11	3036	2800	2381	1943	1643	1422

NOTA: Pe viene dada en lpc.

1.8. RELACION INDICE DE PRODUCTIVIDAD Vs PRESION ESTATICA. (2)

La relación IP/Pe resulta de la división del índice de productividad para la presión estática de todas las pruebas de restauración de presión tomadas y después de obtenidos todos los resultados se obtiene un promedio para cada yacimiento.

YACIMIENTO	IP/Pe (B/d/lpc/lpc)
T	7.059×10^{-4}
U inf.	15.4×10^{-4}
U sup.	13.8×10^{-4}

Esta relación empírica permite estimar la declinación - del índice de productividad para cualquier declinación de presión.

1.9. GRAFICOS IPR CON FLUJO VERTICAL EN TUBERIA. (2)

Estos gráficos contienen IPR presente y futuro para flujo vertical en tubería, son hechos en base a las pruebas de restauración de presión de 1985 y la predicción de presión a diciembre de 1985.

Los gráficos tienen la finalidad de demostrar que en las condiciones actuales la gran mayoría de los pozos necesitan levantamiento artificial y el resto se estima para el final del año 1986.

Estos gráficos están en el anexo # 1.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO II

REVISION DE LITERATURA

BREVE DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

2.1. LEVANTAMIENTO MECANICO. ✓

2.1.1. Introducción. (6)

Este tipo de sistema de producción es el más antiguo de todos. En la etapa final de producción de un yacimiento normalmente se aplica el bombeo mecánico. El hecho de la numerosa aplicación de este sistema ha dado lugar a que sea ampliamente estudiado y que sus equipos, materiales de construcción sean de la más alta tecnología. En Ecuador este sistema está ampliamente difundido en los campos petroleros de la Península, exclusivamente.

2.1.2. Componentes Principales.

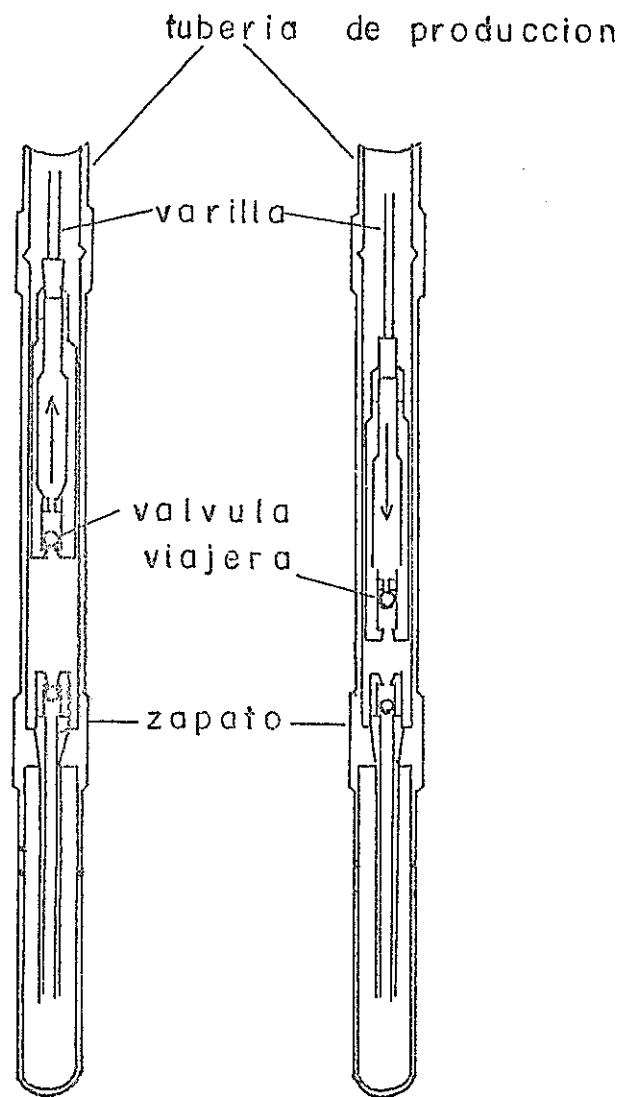
El orden secuencial de importancia desde el fondo hasta la superficie de los componentes que caracterizan el bombeo mecánico es:

- 1.- Bomba de subsuelo.
- 2.- Varilla de transmisión de succión.
- 3.- Equipo de bombeo superficial.
- 4.- Motor primario.

Con el objetivo de establecer sus funciones en el proceso de extracción de hidrocarburos se describen brevemente.

- 1.- Bomba de Subsuelo.- En la figura 1 se establecen los elementos de la bomba y en particular el viaje hacia arriba y hacia abajo de ella. La función de la bomba consiste en admitir fluido de la formación y levantarlo, posteriormente, hasta la superficie.
- 2.- Varilla de transmisión de succión.- La energía proporcionada por el equipo superficial a la bomba de subsuelo se transmite por medio de un conjunto de varillas de acero unidas entre sí en forma de telescopio, las de





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BOMBA DE SUBSUELO

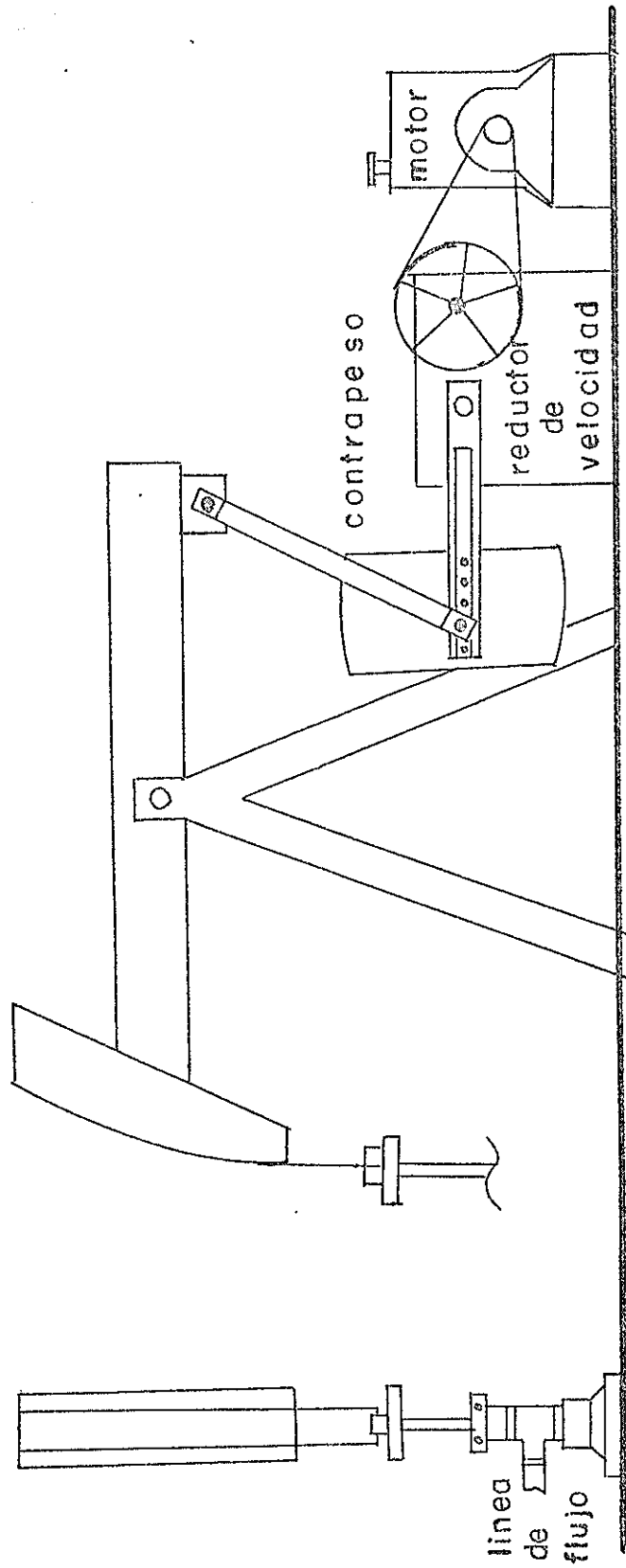
Fig. 1

mayor diámetro se ubican en la parte superior ya que allí se encontrará la mayor tensión debido a que soportan el peso de todas las varillas. Un adecuado diseño de varillas de transmisión representará una disminución sustancial en el costo de este sistema.

3.- Equipo de bombeo superficial.- En la figura 2 se representa en forma esquemática una instalación de bombeo mecánico aliviando los elementos sobresalientes de ella. La función del equipo superficial es el de transferir la energía del motor primario a las varillas de transmisión, es decir, cambiar el movimiento rotatorio del motor primario a un movimiento reciprocante para las varillas.

Las dimensiones del equipo son en función de la profundidad del pozo, del volumen de petróleo que se desea producir y de las condiciones del yacimiento.

4.- Motor primario.- La función del motor primario es generar energía mecánica para transmitir al equipo de bombeo y posteriormente a la bomba para poder levantar fluido. La potencia que debe tener



ESQUEMA EQUIPO SUPERFICIAL

Fig. 2



BIBLIOTECA NACIONAL

Estadística de P.

este motor depende de las tasas de producción que se desean obtener.

2.1.3. Datos característicos del pozo para el diseño de bombeo mecánico.

Debido a que el procedimiento de cálculos involucra el diseño de los componentes del sistema y de cada uno de sus miembros resulta extenso realizar esta presentación, mencionamos los datos del pozo: profundidad total, diámetro del revestimiento, diámetro de la tubería de producción, nivel de fluido (tasa de producción) y presiones de fondo del yacimiento.

2.1.4. Datos obtenidos a partir del diseño de bombeo mecánico.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El diseño consiste en determinar: cantidad de varillas, esfuerzo sobre las varillas, emboladas efectivas de la bomba, desplazamiento de la bomba, contrabalance ideal, torque y potencia requerida por el motor.

2.1.5. Ventajas y desventajas. (5)

Las ventajas principales de este sistema son: El diseño de este sistema de levantamiento es realmente sencillo, las unidades individuales para los pozos son fácilmente cambiables a otros pozos con costos mínimos, levanta fluidos de altas temperaturas y viscosidad, puede utilizar gas o electricidad como fuente de fuerza, es flexible a los cambios de tasas de producción y bajas presiones de fondo.

Entre las desventajas que tiene el sistema se puede anotar: presenta problemas de fricción en pozos desviados la producción alta de sólidos causa problemas, baja su eficiencia volumétrico en pozos de gas es limitado para pozos profundos debido a la capacidad de las varillas, pesado y voluminoso en operaciones costa afuera limitado el diseño a diámetros pequeños.



2.2. BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT).

2.2.1. Introducción. (6)

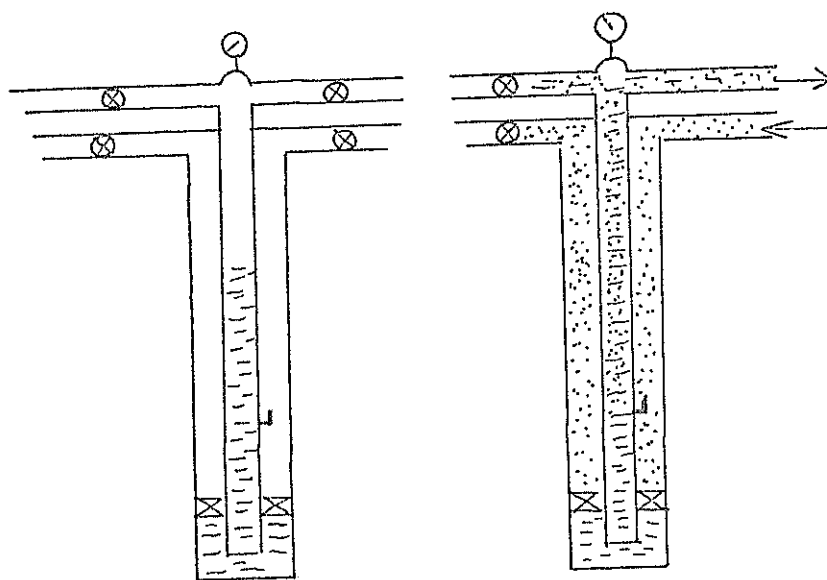
Este tipo de levantamiento artificial tiene su fundamento en el principio básico de disminuir la densidad del aceite que se encuentra en la tubería de producción al disolver el gas en el líquido existente, es decir, aumenta la relación gas-líquido.

Los pozos en que se puede aplicar este sistema, pueden tener altos y bajos índices de productividad con altas o bajas presiones de fondo, que cuantificando numéricamente la condición cualitativa enunciada se tiene: altos índices de productividad se denominan cuando su valor es mayor a 1 y altas presiones de fondo cuando ellas son mayores a la presión que se tiene de una columna de fluido en donde se considera el 70% de la profundidad del pozo, de lo contrario lleva el prefijo de bajos. Se puede concluir que la aplicación del bombeo neumático es muy amplia y comparada con los demás métodos de levantamiento pre-

senta muchas ventajas, de allí que en lo posible se debe analizar siempre la conveniencia de aplicar este método.

El levantamiento artificial por inyección de gas a la tubería de producción es la práctica común, aunque se puede realizar la inyección por el espacio anular, estos procedimientos se los puede realizar de dos formas:

- 1.- Flujo Continuo.- Existe una inyección continua de gas por las válvulas de inyección, como se observa en la figura 3.
 - 2.- Flujo intermitente.- La inyección de gas en este método es instantánea y a grandes volúmenes para un período muy corto de tiempo, dando origen que en la tubería de producción viaje hacia la superficie una cantidad de gas llevando consigo fluido de formación que es impulsado en el trayecto por el resto de válvulas colocadas una más arriba que la otra como lo muestra la fig. 4. Debido a la amplia aplicación y al hecho de que el bombeo neumático usa válvulas especiales en su dise
-



a) pozo cerrado

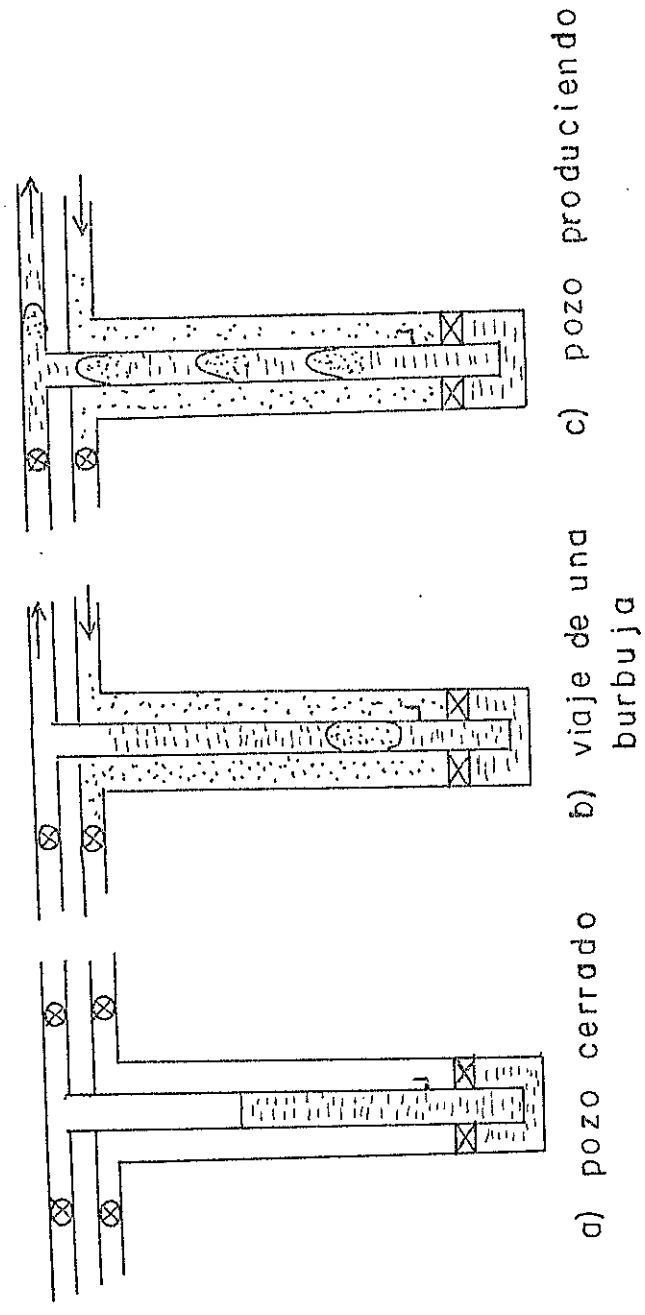
b) pozo fluyendo

FLUJO CONTINUO

Fig. 3



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



FLUJO INTERMITENTE

FIG. 4



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

seño, las compañías que elaboran estas válvulas y especialmente los grupos de investigación han dado un impulso sustancial en los distintos métodos de diseño de válvulas y del espaciamiento entre ellas para ser localizadas en la tubería de producción.

2.2.2. Componentes principales.

En superficie tenemos: líneas de gas, control de inyección, compresores.

En el subsuelo: tubería de producción, obturadores (mandriles), y válvulas.

2.2.3. Datos característicos del pozo para el diseño de bombeo neumático.

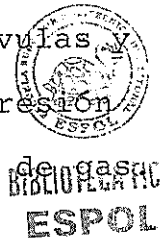
Es necesario anotar que las características de un pozo productor con bombeo neumático es el resultado de combinar las características del pozo y las del equipo, entre las cuales anotamos: presiones de fondo, índice de productividad, relación gas-petróleo, porcentaje de agua producido, diámetros de la tubería de producción y revesti-

miento, profundidad del pozo y esencialmente el mecanismo de empuje en el yacimiento.

Las características del equipo se refiere al espaciamiento y presión de operación de las válvulas, ya que son ellas las que permiten el paso del gas a la tubería de producción. En la figura 5 se muestra un esquema de una válvula con resorte.

2.2.4. Datos obtenidos a partir del diseño de bombeo neumático.

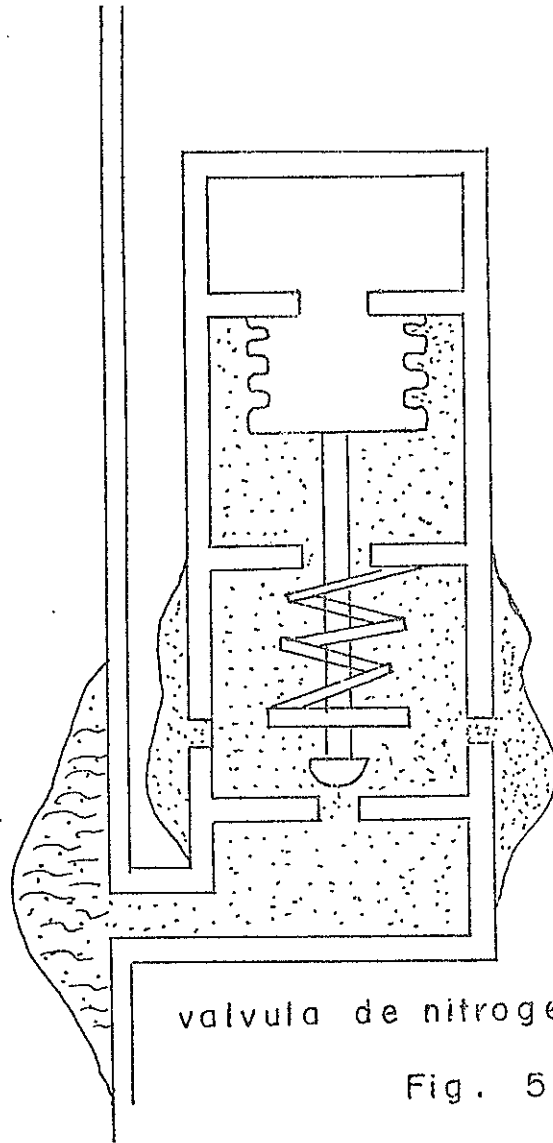
El diseño consiste en: determinar el tipo de válvula, calcular el espaciamiento entre válvulas la presión de operación de cada una, la presión de inyección y estimar los requerimientos de gas.



2.2.5. Ventajas y Desventajas. (5)

Las principales ventajas del bombeo neumático son:

Su flexibilidad, permite que prácticamente se ajuste a cualquier tasa de flujo y profundidad, - tiene una sola unidad de control que puede estar



valvula de nitrogeno con resorte

Fig. 5



BIBLIOTECA FICIT
ESPOL

localizada distante del pozo, se puede convertir de flujo continuo a flujo intermitente con relativa facilidad, es práctico la reparación con unidades de línea de acero, no presenta dificultad para pozos desviados y tiene buena aplicación costa afuera.

Entre las desventajas de este sistema están: es ineficiente para campos pequeños o en pozos individuales, debido a los requerimientos de los equipos de compresión, el gas del levantamiento no es siempre disponible, tiene problemas de condensado en las líneas, no es eficiente para pozos profundos y yacimientos depletados finalmente cuando se manejen altas presiones en las líneas de gas se prestará mucha atención a la seguridad.

2.3. BOMBEO HIDRAULICO.

2.3.1. Introducción. (6)

En la última década se ha desarrollado un nuevo sistema de levantamiento artificial que sus características y principio que lo gobiernan son

los de la hidráulica clásica, es decir, aprovecha la energía del fluido motriz para transmitir al fluido de producción y de esta manera obtener petróleo en la superficie. El bombeo hidráulico se clasifica en dos tipos: Piston y Jet la diferencia entre los dos se debe a las características de la unidad de bombeo. De allí que sea conveniente describir los elementos más relevantes de este sistema:

2.3.2. Componentes principales.

- 1.- Sistema de fluido motriz.
- 2.- Unidades.
- 3.- Bombas de superficie.
- 4.- Bombeo de gas.
- 5.- Cabezal del pozo.
- 6.- Tubería de producción
- 7.- Bomba de subsuelo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A continuación, se describe cada uno de estos elementos:

- 1.- Sistemas de fluido motriz.- Existen dos tipos:
 - a.- Sistema de fluido motriz cerrado (FMC).

El fluido de superficie y de profundidad se mantienen separados en circuito cerrado, es decir, el fluido motriz y el producido no se mezclan.

b.- Sistema de fluido motriz abierto (FMA).-

El fluido motriz se mezcla con el fluido de producción a la profundidad de la formación.

2.- Unidades.- Es un conjunto de instalaciones - adyacentes al pozo, realiza las funciones que normalmente se efectúan en una planta central. Los componentes básicos son: un separador gas-líquido, separadores centrífugos para sacar - los sólidos del fluido motriz y una bomba de superficie.

3.- Bombas de superficie.- Están diseñadas especialmente para servicio de fluido motriz, usualmente utiliza embolos, camisas metálicas y válvulas tipo bola para petróleo limpio a alta presión. Para agua suele usarse embolos y camisas empaquetadas, válvulas de disco. Las líneas de descarga de las válvulas - de alivio y control de contrapresión deben conectarse a una línea independiente de retorno

al tanque.

- 4.- Bombeo de gas.- Las instalaciones de más bajo costo son las que no ventean gas, pero no son factibles en pozos que tienen una baja presión de fondo y una alta relación gas-petróleo.

El venteo de gas de las instalaciones se convierte en una necesidad cuando el GOR es mayor a 500 scf/Bls y la presión de fondo fluvente es menor de 400 LPC.

- 5.- Cabezal del pozo.- Un cabezal debe cumplir - las siguientes funciones:
- a.- Dirigir el fluido motriz hacia abajo para operar la bomba.
 - b.- Dirigir el fluido motriz hacia el conducto adecuado para levantar la bomba.
 - c.- Cerrar la línea de fluido motriz y proveer un medio para liberar la presión de la tubería de producción.
 - d.- Disponer de un dispositivo de seguridad para evitar que la alta presión sea aplicada accidentalmente a la tubería de revestimiento.



BIBLIOTECA NAC

ESPOL

6.- Tubería de producción.- Dado que el sistema de flujo motriz abierto (FMA) es el más utilizado se presenta las disposiciones características de este sistema.

a.- Libre y paralelo.- La unidad de bombeo en esta disposición es asentada por el fluido motriz conducido por la tubería de producción. El petróleo producido más el fluido motriz circulan a través de una tubería paralela y se ventea gas por el espacio anular.

b.- Libre acoplada a la tubería de revestimiento.- Es una disposición similar a la anterior para la producción más el fluido motriz no circula por una tubería paralela sino a través del espacio anular, el gas es producido junto con el petróleo.



BIBLIOTECA FIG.
ESPOL

Dado que el sistema de fluido motriz cerrado no es de amplio uso en la industria petrolera por su alto costo no se presentará una reseña de sus disposiciones de tubería de producción.

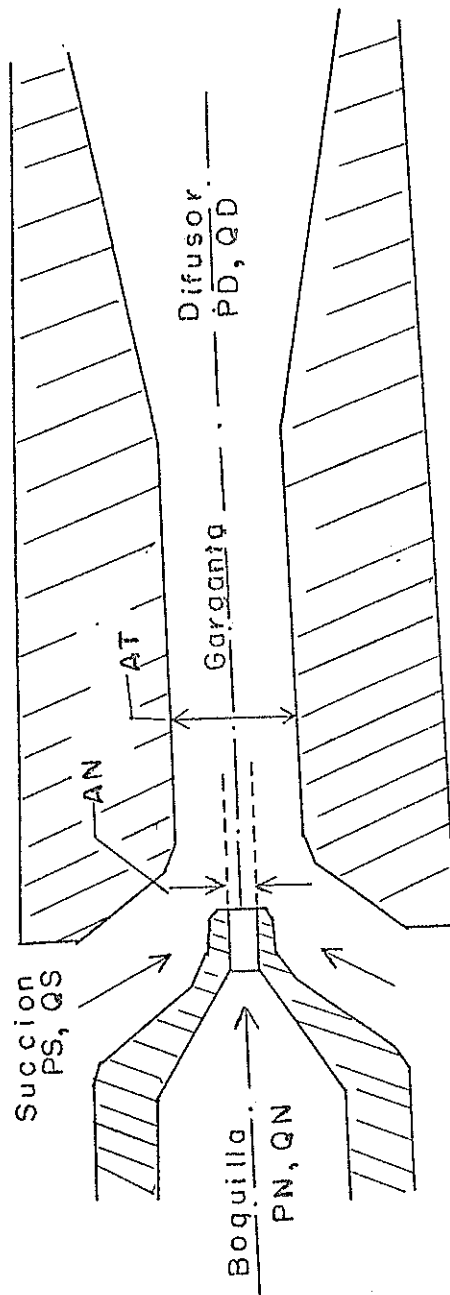
2.3.3. Características entre los tipos de bombeo hidráulico.

2.3.3.1. Bombeo hidráulico tipo Jet.- Se diferencia de las bombas convencionales por no tener parte móviles.

En la figura 6 se presenta en forma esquemática la sección de interés, aquí - la presión del fluido motriz se transforma en energía cinética al aumentar la velocidad debido a la disminución de área en la boquilla.

Otro elemento de la bomba Jet es la garganta, allí ocurre que tanto el fluido motriz como el producido se mezclan, cediendo energía el fluido motriz al producido de la formación, en el difusor de la bomba la mezcla de fluidos deberá tener una presión suficiente que cuando menos permita que esta pueda llegar a superficie.

Para propósitos de diseño el objetivo es



NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET

Fig. 6



tá en determinar la combinación más adecuada de dimensiones de boquilla y garganta, así como su relación de áreas de flujo. Los tipos de bombas jet son:

- a) El fluido se inyecta por la tubería de producción y la mezcla se produce por el espacio anular.
- b) El fluido motriz se inyecta por el espacio anular y la mezcla se produce por la tubería de producción.

Los parámetros que caracterizan el funcionamiento de una bomba hidráulica jet son:

- 1.- Caudal del fluido motriz.
- 2.- Caudal del fluido de producción.
- 3.- Presión del fluido motriz a entrar en la boquilla.
- 4.- Presión del fluido de producción a la entrada de la bomba.
- 5.- Presión de la mezcla a la salida de la bomba.



2.3.3.2. Bombeo hidráulico tipo Piston.- La uni-

dad consta de los siguientes elementos:
a) motor (pistón), b) Bomba hidráulica (pistón).

En el extremo superior del motor el fluido motriz llega a alta presión, mientras que el fluido motriz de retorno, o sea de la parte inferior del pistón es llevado a la zona de alivio de la válvula del extremo del motor descargando al exterior por la bomba. Cuando el pistón del motor llega al final de la carrera descendente, debido a la diferencia de áreas del vástago de la válvula el fluido motriz entra a la parte inferior de la válvula motor y se inicia la carrera ascendente. Aquí las carreras ascendentes del motor y de la bomba son iguales el fluido de producción entra en la parte inferior del cilindro mientras está siendo descargado desde la parte superior del cilindro.

En la carrera descentente el fluido de producción entra por la parte superior



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

del cilindro mientras es descargado por la parte inferior, este proceso lo ilustra la figura 7.

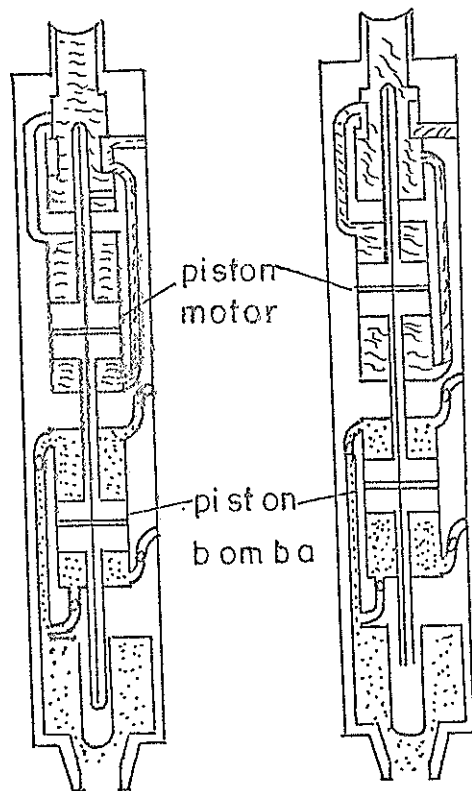
La mayoría de las bombas tipo pistón se instalan o se recuperan como bombas libres, o sea, circulando libremente hacia adentro y/o hacia afuera del pozo.

Para seleccionar una unidad de bombeo hidráulica se debe tomar en cuenta:

- a) Relación de presión (P/E),
- b) Tipo y tamaño de la bomba.

2.3.4. Datos característicos del pozo para el diseño de Bomba Hidráulica.

- 1.- Profundidad total (perforaciones).
- 2.- Tasa de flujo (nivel de fluido)
- 3.- Diámetros de tubería de producción y revestimiento.
- 4.- Propiedades del fluido.
- 5.- Condiciones de presión de fondo del yacimiento.



carrera descendente y ascendente
de los pistones

Fig. 7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.3.5. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico Pistón. (5)

Entre las principales ventajas se anota:

No tiene límite de profundidad y puede levantar grandes volúmenes de fluido a varias tasas, en pozos desviados presenta problemas mínimos, puede usar gas o electricidad como fuente de poder, fácil instalación de la bomba y aplicables a aplicaciones múltiples, y a operación costa afuera.

Las desventajas de este sistema son: La producción alta de sólidos es problemática siendo menos para las bombas Jet, los costos de operación y las instalaciones con venteo de gas son más altos.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.3.6. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico Jet.

Además de todas las ventajas del bombeo hidráulico Pistón el bombeo tipo Jet presenta: no tiene partes móviles lo que significa que no necesita lubricación, las unidades son más durables y más económicas, puede manejar alto GOR, son toleran-

tes a la corrosión y la abrasión.

Su principal desventaja es que su eficiencia no es mayor del 45% y los cuidados que se debe tener al manejar las presiones altas.

2.4. BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIBLE.

2.4.1. Introducción.(6)

El bombeo electrocentrífugo sumergible se ha convertido en un método común para levantar grandes volúmenes de fluido que pueden alcanzar los 20.000 B/d en pozos de hasta 12.000 pies, siendo la electricidad la energía utilizada por este método, es necesario establecer todos los aspectos que implica esta necesidad, en la práctica - es este factor el más importante para considerar o no la implementación de este sistema de levantamiento artificial.

En el País se ha tomado como alternativa para aprovechar el gas asociado en los campos petrolíferos, al implementar turbogeneradores eléctricos.

cos que consumen este recurso. Cuando se dispone de una red eléctrica pública cercana al campo la instalación de este sistema es rápido y las inversiones iniciales son apreciablemente menores. caso contrario implica mayor inversión y además la utilización de una tecnología adecuada al sistema, por lo tanto la diversificación del personal técnico para instalar y operar el sistema.

2.4.2. Componentes Principales. (3)

Equipo de superficie:

- a.- Transformador trifásico.
- b.- Panel de control.
- c.- Caja de empalme.
- d.- Cabezal del pozo.
- e.- Cable de alta tensión.

Equipo de fondo (subsuelo):

- a.- Sensor de presión y temperatura.
- b.- Motor trifásico.
- c.- Separador de gas
- d.- Bombas.
- e.- Cables



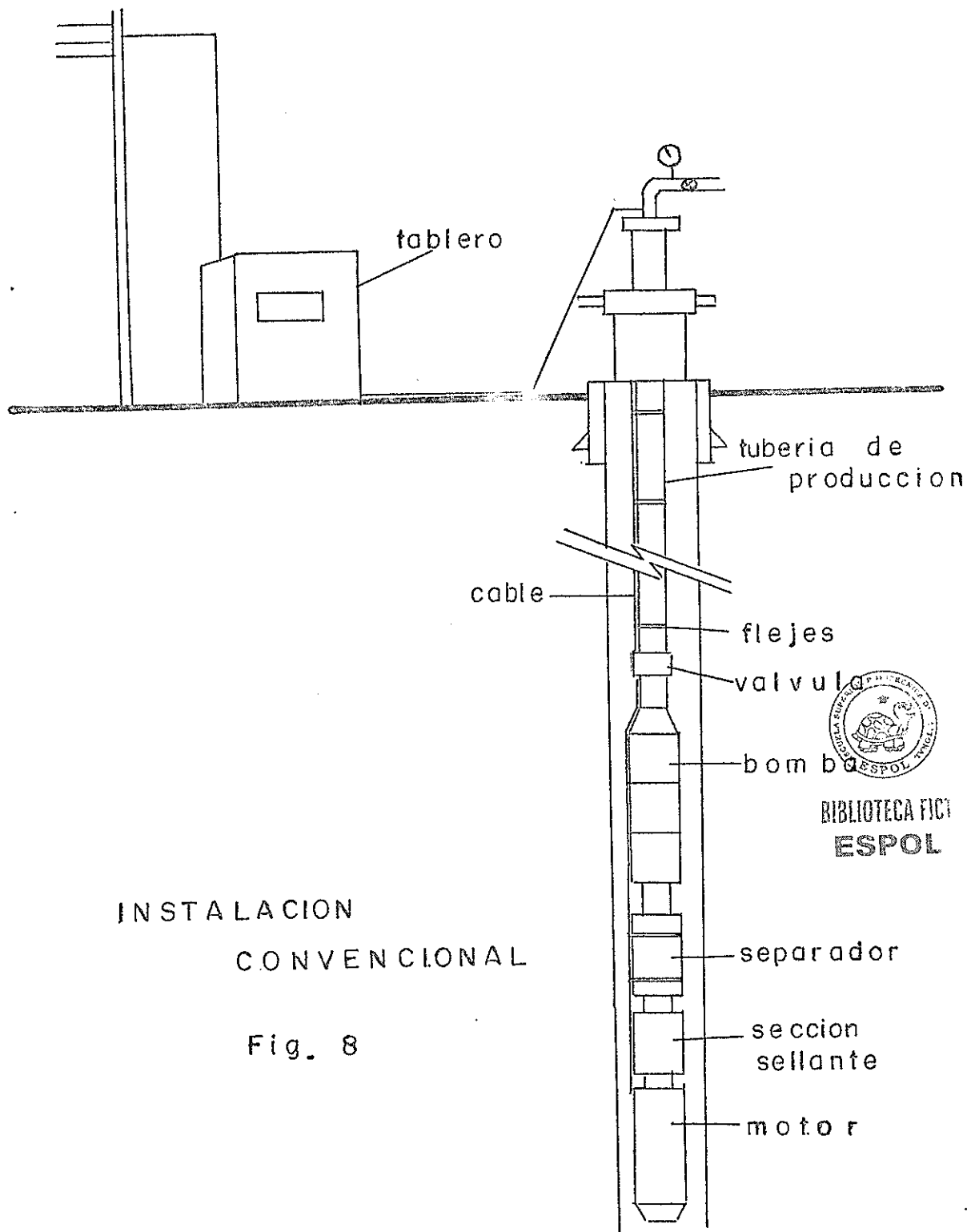
BIBLIOTECA FIL
ESPOL

f.- Válvulas de retención.

La figura 8 indica la forma en que comunmente se dispone una unidad de bombeo de este tipo.

El motor eléctrico se encuentra en la parte inferior del aparejo y recibe a través de un cable eléctrico la energía proveniente de una fuente ubicada en la superficie. El protector o sección sellante está localizado arriba del motor y es utilizado para prevenir que los fluidos del pozo entren en el, está ensamblado herméticamente tanto al motor como a la bomba o al separador de gas si este es necesario para ventear el gas en la instalación, en su interior existe un eje cuya función es transmitir el movimiento del motor a la bomba y al separador de gas.

La bomba es una turbo maquinaria, por consiguiente el principio físico que gobierna su función - se resume así: Cuando el motor transmite un trabajo al álabe este fenómeno genera fuerza entre el álabe y el fluido, cambiando así la cantidad de movimiento. Es decir, se ha suministrado energía al fluido, la misma que puede manifestar-



INSTALACION
CONVENCIONAL

Fig. 8

se como presión o velocidad, que en definitiva transportará al fluido desde el punto de bombeo en el pozo hasta la superficie.

Estas bombas se clasifican en forma general así:

- a.- Bombas de flujo axial.
- b.- Bombas de flujo radial, y
- c.- Mixtas (son una combinación de las anteriores).

Estas bombas se utilizan de acuerdo al caudal y a la carga eléctrica así:

Para caudales grandes con cargas pequeñas se usan las de flujo axial, para caudales medianos y cargas medianas las mixtas y finalmente para cargas relativamente altas y caudales bajos se usan las de flujo radial.

La bomba centrífuga convencional dispone de un conducto de admisión o succión que llega al centro del impulsor, el cual está constituido por un rodete que dirige el flujo radial hacia afue

ra. Un tubo colector o carcaza en forma de espiral conduce el fluido hasta la tubería de descarga.

Se usan álabes fijos en unidades de varios pasos o etapas. El conductor o cable, consiste de tres alambres aislados para resistir todas las contingencias del pozo y daños, el cable está sujeto a la tubería de producción con gramapas y flejes metálicos.

El control eléctrico de superficie consiste primeramente de un interruptor y una división de protección, es recomendable usar un sistema que controle los cambios bruscos de voltaje.

2.4.3. Datos característicos del pozo para el diseño de bombeo eléctrico.

- 1.- Profundidad total (perforaciones).
 - 2.- Tasa de flujo.
 - 3.- Diámetros de tubería de producción y revestimiento.
 - 4.- Presiones de fondo del pozo.
 - 5.- Propiedades del fluido.
-

2.4.4. Datos obtenidos a partir del diseño de bombeo eléctrico.

- 1.- Tipo y tamaño de bomba.
- 2.- Tamaño del motor.
- 3.- Profundidad de asentamiento de la bomba.
- 4.- Presión de admisión.

2.4.5. Ventajas y Desventajas de este sistema. (5)

Especialmente ofrece las siguientes ventajas:

Produce altos volúmenes de petróleo, sencillo de operar, no presenta problemas en pozos desviados aplicable en operaciones costa afuera y sus costos son relativamente bajos para altos volúmenes de producción.



Las desventajas son: La profundidad, la temperatura y calidad de fluido son limitantes para la instalación de este sistema, ya que esto causa incremento en la potencia del motor de superficie y el cable tenga recubrimiento especial lo involucra incremento en la inversión, carece de flexibilidad en la tasa de producción, lo limita el tamaño del revestimiento, y mayor pérdidas de tiempo y producción cuando tiene problemas su unidad de fondo.

CAPITULO III

METODOLOGIA DE OPTIMIZACION TECNICA DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION.

3.1. CRITERIOS DE SELECCION.

Considerando la variedad de sistemas de levantamiento artificial que existen en la industria petrolera y los costos, características que presentan cada uno de ellos, el comportamiento y caracterización del yacimiento, propiedades de los fluidos y condiciones de las instalaciones de superficie, es necesario establecer una metodología para la selección del sistema de levantamiento artificial a usarse en el campo Cuyabeno y Sansahuari.

Los criterios que se toman en consideración son dos: criterio técnico y criterio técnico-económico, en base a estos se clasifica la selección en:

- a.- Selección natural.
 - b.- Selección óptima.
-

3.1.1. Selección Natural. (6)

La selección natural se fundamenta en el análisis de las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial con las siguientes consideraciones:

- 1.- Características de producción.
 - a.- Capacidad de flujo de los pozos.
 - b.- Tasa de producción de líquidos.
 - c.- Corte de agua.
 - d.- Relación gas-líquido.
- 2.- Propiedades de los fluidos.
 - a.- Viscosidad.
 - b.- Factor volumétrico de formación
- 3.- Características del pozo.
 - a.- Profundidad de la formación.
 - b.- Tamaño de los tubulares.
 - c.- Tipo de terminación (completación)
 - d.- Desviaciones.
- 4.- Características del yacimiento.
 - a.- Tipo de empuje que permite producir petróleo del yacimiento.
- 5.- Facilidades de superficie.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- a.- Líneas de flujo de superficie.
 - b.- Presión del separador.
- 6.- Fuentes de energía disponibles.
- a.- Electricidad.
 - b.- Gas natural.
 - c.- Otras fuentes de energía.
- 7.- Problemas de operación.
- a.- Arenas.
 - b.- Parafina.
 - c.- Escala.
 - d.- Corrosión.
- 8.- Personal de operación y disponibilidad de servicio.
- a.- Requerimiento y habilidad.
- 9.- Consideraciones económicas.
- a.- Inversión inicial.
 - b.- Costo de operación.

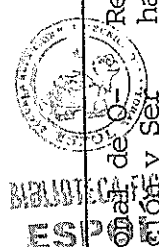
La tabla siguiente ilustra las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas y un comentario del campo para cada una de las consideraciones revisadas.

TABLA VII SELECCION NATURAL

PUNTO	FACTORES QUE AFECTAN SELECCION.	COMENTARIO DEL CAMPO	BOMBEO ELECTRICO	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO MECANICO	BOMBEO NEUMATICO
1ª	a) Capacidad	(300-2000) B/D	SI	SI	SI	SI
	b) Tasa de líquido.	Bajas tasas	SI	SI	SI	SI
			No es flexible a cambios.	Muy flexible	No es flexible a cambios.	Puede pasar de continuo a intermitente.
	c) Corte de agua.	No se preve aumento.	SI	SI	SI	SI
	d) Relación Gas-Líquido.	Baja (Decrece)	SI	SI	SI	NO
2ª	a) Viscosidad	Baja (< 2.1)	SI	SI	SI	SI
	b) Factor volumétrico de formación.	Factor de diseño.	No es problema	No es problema.	No es problema.	No es problema
3ª	a) Profundidad	Entre 7600' - 7900'	SI	SI	SI	SI
	b) Tamaño de tubulares	Revestimiento 7" Tubería 3 1/2"	SI	SI	SI	SI
	c) Tipo de terminación.	Intervalos de paradas verticales	No es problema	No es problema.	No es problema.	No es problema
	d) Desviación	Verticales	SI	SI	SI	SI
					Posibles problemas.	



4 ^a	a) Yacimiento por empuje de gas en solución.	Decrece presión y producción de líquidos rápida mente.	SI	SI	SI	SI
5 ^a	a) Lines de flujo	-4 1/2" -Caída de presión por dis- tancia.	SI	SI	NO Problema Oper.	SI
	b) Presión de se- parador	Bajo (20 -30) lpc	SI	SI	NO Problema Oper.	SI
6 ^a	a) Electricidad	No hay	NO	SI	SI	SI
	b) Gas Natural	Muy poco	SI	SI	SI	NO
	c) Otras fuentes	Transportables	SI	SI	SI	SI
7 ^a	a) Arenas	Bajo porcenta- je.	Favorable	Excelente	Favorable	Excelente
	b) Parafina	Si hay	Favorable	Bueno	Deficiente	Deficiente
	c) Escala	Si hay	Deficiente	Favorable	Favorable	Favorable
	d) Corrosión	CO ₂ ≈ 58%	NO	SI	NO	NO
				Se trata fluido mo- triz		
8 ^a	a) Personal de o- peración y ser- vicio.	Requerimiento habilidad.	NO	SI	NO	NO
			Si necesi- ta.	No necesi- ta.	Si necesi- ta.	Si necesi- ta.



92	a) Inversión Inicial.	Para + 15 pozos	No hay electricidad. Poca producción de líquidos y presencia BSW.	Se debe operar con sistema central.	Se debe utilizar equipo anticorrosivo para baja producción de líquidos.	El gas producido del campo es + 200 Pcs/B.
	b) Costo de Operación		Debido a corrosión, BSW, variación de tasa de flujo.	Debido al tratamiento del fluido motriz.	Bajo costo si utiliza equipo anticorrosivo.	Costo de transporte y tratamiento del gas producido.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

En resumen la tabla anterior dice de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial:

El bombeo eléctrico necesita de electricidad que no la tiene el campo, por lo tanto se debe instalar una planta, además el bombeo eléctrico no es flexible a las variaciones de tasas de flujo, deficiente cuando el fluido contiene arena y no es tolerante a la corrosión.

El bombeo mecánico, necesita equipo anticorrosivo, potente para las profundidades, deficiente - cuando el fluido contiene arena y existe deposición de escala y parafina.

El bombeo neumático necesita el gas de formación que en este campo se obtiene en poca cantidad y además en su mayoría es CO_2 , si se desea instalar este sistema se tendría que transportar gas de los otros campos y tratar el producido. Esto hace que la alternativa no resulte ventajosa por lo económico.

El bombeo hidráulico es la mejor alternativa pa-



BIBLIOTECA NCT
ESPOL

ra este campo porque nos presenta solución al problema de corrosión, tolerancia al cambio de tasa de flujo, escala, parafina y arena.

3.1.2. Selección Optima.

Se recomienda usar cuando la probabilidad de aplicación de dos o más sistemas en un campo es alta, entonces se debe realizar un estudio técnico y análisis económico para determinar el sistema de levantamiento artificial óptimo, es decir, el punto de equilibrio técnico-económico.

También se recomienda este tipo de selección para cuando el campo disponga de la infraestructura necesaria y que en el transcurso de la vida de producción del yacimiento se tenga la opción de cambiar de sistema de levantamiento artificial en los pozos con el objeto de optimizar la producción del campo.



BIBLIOTECA FICP

ESPOL

El establecer una metodología para determinar el sistema de levantamiento artificial tiene como finalidad lograr determinar el sistema más adecuado para las características del yacimiento y del cam

po.

Esta metodología considera dos puntos:

- a) Un análisis comparativo entre los diseños de bombeo hidráulico tipo Jet y tipo Pistón en los pozos de los campos Cuyabeno y Sansahuari.
- b) Análisis económico del mismo levantamiento artificial diseñado en un pozo representativo de las condiciones del campo.

a.- Para este análisis se ha diseñado bombeo hidráulico tipo Jet y Pistón en 5 pozos representativos con información promedio de los campos.



La tabla mostrada a continuación contiene los resultados del diseño de bombeo hidráulico:

BIBLIOTECA
ESPOL

TABLA VIII

POZO	METODO	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QS (B/d)	TIPO
CUY-2-U inf.	JET	1516	776	22	1430	C-7
	PISTON	2706	1885	78	1430	B3x2 1/8-2 1/8
CUY-6-U sup.	JET	1836	1230	43	1150	D-9
	PISTON	2076	1523	49	1150	B3x2 1/8-2 1/8
CUY-10-U sup.	JET	1310	673	17	1100	C-7
	PISTON	1370	1450	31	1100	B3x2 1/8-2 1/8
SAN-2-T	JET	1990	598	23	1000	B-5
	PISTON	1200	1320	25	1000	B3x2 1/8-2 1/8
SAN-6-T	JET	2100	652	26	728	B-5
	PISTON	1690	976	26	728	A3x1 1/4-2 1/8



Las bombas JET son marca GUIBERSON y las bombas PISTON son marca KOBE.

De la comparación, resultó que el bombeo hidráulico Pistón para las condiciones del campo utilizará mayor cantidad de fluido de inyección que significa una gran desventaja sobre el bombeo tipo Jet.

Para esta comparación se escogió bombas simples tipo Pistón y bombas Jet Guiberson por ser más e

conómicas.

- b.- El análisis económico se lo hizo de un pozo representativo, al que se le diseñó bombeo hidráulico, tipo Pistón y Jet, con toda la instalación.

El siguiente cálculo muestra cuanto costaría instalar unidades individuales tanto para bomba Pistón como para bomba Jet, en un pozo.

Condiciones promedios del campo (Cuy-06, -U sup).

Profundidad: 7600 pies. *25712*

ID Revestimiento 6,184 pulg. *6.184*

ID Tubería 2,992 " *2.992*

Tasa (q_o) 1.150 B/d *1420*

Presión (Pe) 2.906 Lpc *2.097*

Indice Productividad (IP): 4 B/d/Lpc. *2.097*

GOR 116 scf/B *280*

BSW 15%

Longitud Línea Flujo: 6.890 pies: ID=2,9 pulg.

CALCULOS TIPICOS. *1.362*

Tipo PISTON

Costo de instalación por pozo:

1.362



BIBLIOTECA FIC.
ESPOL

Fondo:

Bomba \$ 20.000.00
 Cavidad " 10.000.00
 Total \$ 30.000.00

Superficie:

Separador, Desarenador, Control.
 Válvulas..... \$ 12.320.00
 Bomba triplex 100HP-2000 B/D,
 Accesorios " 15.980.00
 Motor eléctrico 100 HP " 1.630.00
 Acople bomba-motor y resguardo. " 500.00
 Válvula " 3.500.00
 Contador de flujo " 800.00
 6890 pies tubería ID=2,9 pulg.. " 26.500.00
 Misceláneos "600.00
 Total ... \$ 61.830.00

TOTAL Costo de instalación. " 91.830.00



Costo de mantenimiento por pozo: (anual)
 Superficie \$ 8.800.00
 Mantenimiento bomba 2 veces/año, 40%
 del costo..... "8.800.00

TOTAL Costo de Mantenimiento. \$ 9.800.00

BIBLIOTECA FICTICIA
 ESPOL

Costo de energía eléctrica del motor:

a 2¢ /KWH $0,746 \times 49 \times 24 \times 365 \times 0,02 = \$6.404/\text{año}$.

Costo de levantamiento por barril.

$(91.830 + 8.800 + 6.404) / 1.150 \times 365 = \$0,255/\text{barril}$

Tipo JET

Costo de levantamiento por pozo.

Fondo: Bomba	\$ 10.000.00
Cavidad	" 10.000.00
Superficie	" <u>61.830.00</u>
Total Costo Levantamiento	\$ 81.830.00

Costo de mantenimiento por pozo.

Superficie \$ 1.000/año

fondo (bomba)

1 vez/año (cambio) " 800

Total \$ 1.800/año

Costo de energía eléctrica del motor.

a 2 ¢ KWH $0,746 \times 43 \times 24 \times 365 \times 0,02 = \$5.620/\text{año}$.

Costo de levantamiento por Barril.

$(81830 + 1800 + 5620) / 1150 \times 365 = \$ 0,213/\text{barril}$

NOTA: Todos los costos están considerado en Dólares USA.

De los cálculos hechos se concluye que es más conveniente utilizar bombeo hidráulico JET por ser más económico, ya que representa ventajas en el precio de las bombas como en el costo de mantenimiento.



BIBLIOTECA PBL
ESPOL

CAPITULO IV

DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL OPTIMIZADO.

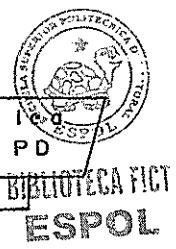
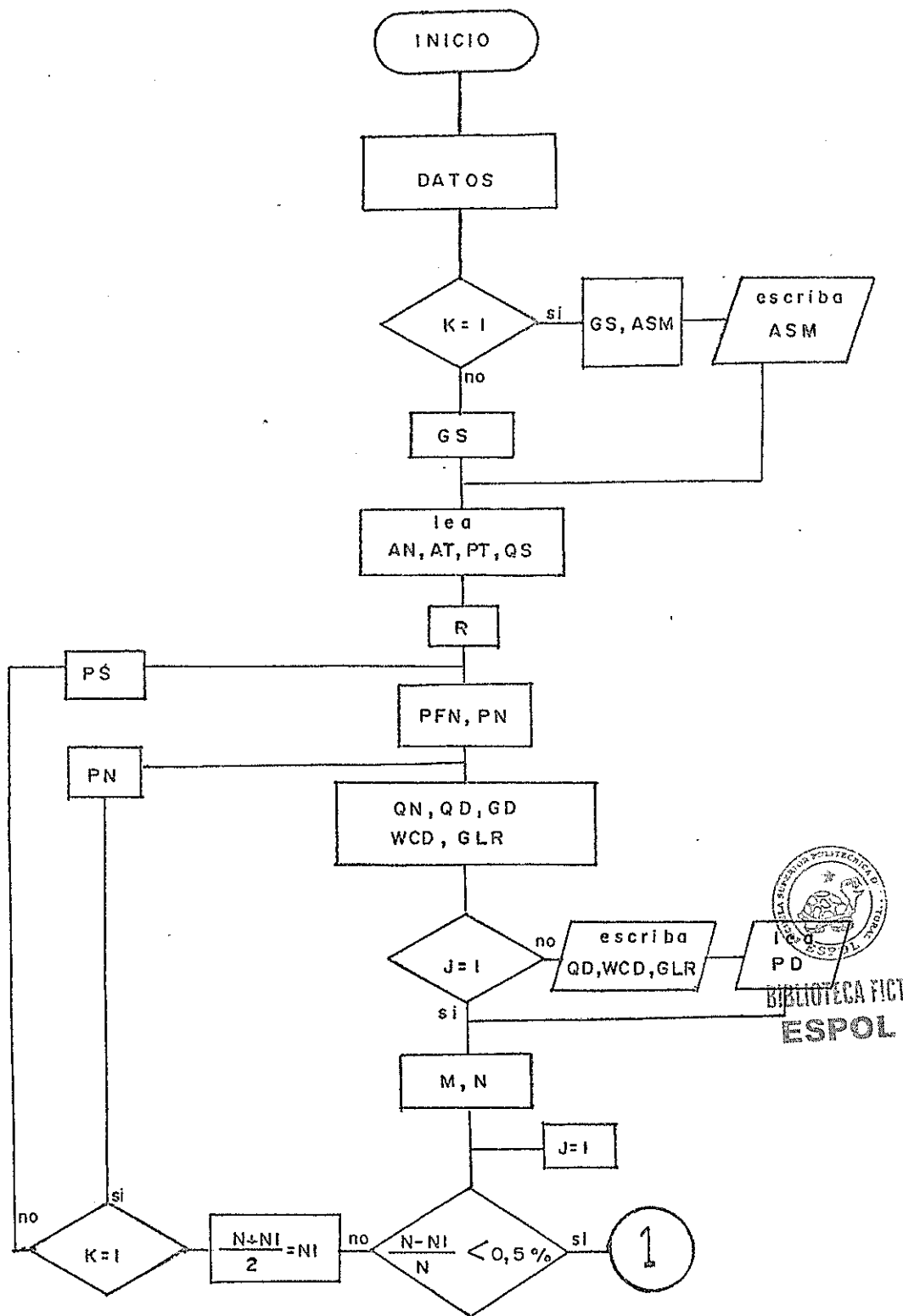
4.1. DISEÑO DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

4.1.1. Diagrama de flujo (Fig. 10)

4.1.2. Programa de computadora para diseñar bombeo hidráulico Jet. (1) (2)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



Continua ...

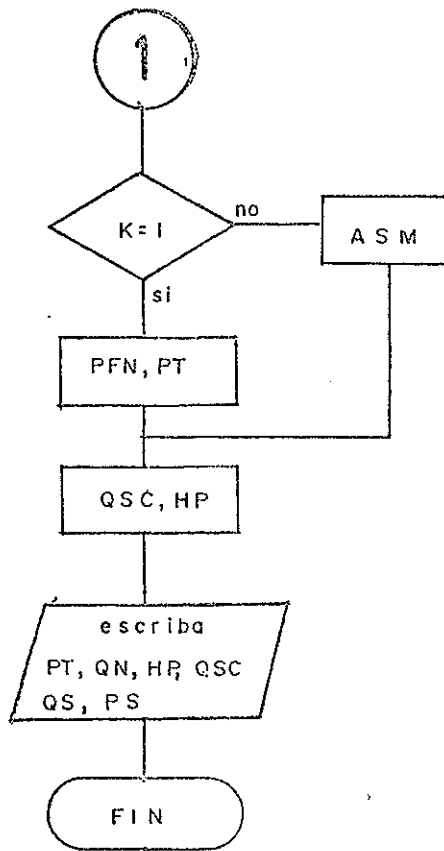


FIG. 10 DIAGRAMA DE FLUJO

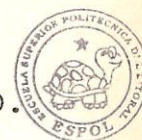


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El programa de diseño de bombeo hidráulico Jet, necesita como dato adicional la presión de descarga (PD) que es una presión de fondo fluyente a la profundidad de la bomba la cual se obtiene de los gráficos de Kermint Brown de flujo multifásico vertical.

El primer resultado que se obtiene del programa es la bomba más adecuada, es seleccionada de acuerdo a la menor presión de operación y a la máxima tasa de flujo - producida por la bomba. El segundo resultado es el rango de operación de la bomba, el cual expresa las condiciones de operación de la bomba cuando se varia la presión de inyección y la producción requerida.

4.2. DISEÑO DE BOMBEO HIDRAULICO. JET POR POZO.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

POZO: CUYABENO - 01 - U inf.

(año 1986)

Profundidad Bomba:	7000 pies.
Longitud tubería:	7770 "
ID Tubería	2.441 pulg.
OD Tubería	2.875 "
ID Revestimiento	4.892 "
PWH:	160 Lpc.
Gradiente Fluido Mot.:	0.391 Lpc/pie.
Gradiente Petróleo:	0.391 " "
Gradiente Agua:	0.442 " "
Viscosidad:	2.02 cps
GOR:	200 pes/B
BSW:	1%
QS:	600 B/d
PS:	2007 Lpc
Pe:	2670
IP:	1.7 B/d/Lpc

Bomba	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
B-4	0.3	1703	622	20	904	600	2007
		1500	627	18	839	400	1766
		1500	581	16	931	600	2110
		1500	538	15	1006	800	2414
		2000	716	27	765	400	1509
		2000	670	26	880	600	1915
		2000	622	24	979	800	2301

POZO: CUYABENO - 02 -- U inf.

API: 25

Profundidad Bomba: 7600 pies.
 Longitud Tubería: 7760 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 pulg.
 ID Revestimiento: 6.184 pulg.
 PWH: 100 Lpc
 Gradiente fluido mot.: 0.389 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.389 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.4 cps.
 GOR: 280 pcs/B
 BSW: 2%
 QS: 1430 B/d
 PS: 2230 Lpc
 Pe: 2446 "
 IP: 8.9 B/d/Lpc




Bomba	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	OSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
C-7	0.23	1516	776	22	1691	1430	2230
		1400	763	20	1671	1000	2186
		1400	721	19	1774	1300	2417
		1400	708	18	1872	1600	2612
		2000	915	36	1503	1000	1838
		2000	866	33	1661	1300	2166
		2000	820	31	1790	1600	2451

BIBLIOTECA NACIONAL DEL ECUADOR
ESPOL.

POZO: CUYABENO - 03 - T

Profundidad Bomba: 7540 pies.
 Longitud tubería: 7770 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 100 Lpc
 Gradiente Fluido Mot.: 0.381 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.381 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.5 pcs/B
 GOR: 260 pcs/B
 BSW: 0.1%
 QS: 1250 B/d
 PS: 1800 Lpc
 Pe: 2701 "
 IP: 1.58 B/d/Lpc



Bomba	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
D-9	0.22	2147	1350	55	2330	1250	1800
		2000	1336	50	2267	1000	1721
		2000	1277	48	2479	1500	1993
		2000	1245	47	2582	2000	2133
		3000	1590	90	2008	1000	1413
		3000	1556	88	2169	1500	1601
		3000	1512	86	2361	2000	1840

TWA = 110
 1741 = 210

POZO: CUYABENO - 04 - T

1/2 219

Profundidad Bomba: 7620 pies
 Longitud Tubería: 7820 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 pulg.
 ID Revestimiento: 6.184 pulg.
 PWH: 100 Lpc
 Gradiente Fluido motriz: 0.379 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.379 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.5 cps
 GOR: 260 pcs/B
 BSW: 2.6%
 QS: 513 B/d
 PS: 1307 Lpc
 Pe: 3034 "
 IP: 0.32 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QSPOL (B/d)	QSC (Lpc)
C-7	0.27	2805	1099	58	1010	513	1307
		2500	1056	50	1027	400	1342
		2500	1019	48	1154	600	1621
		2500	981	46	1268	800	1983
		3000	1141	65	942	400	1167
		3000	1105	63	1082	600	1460
		3000	1068	61	1209	800	1749

1071-110

POZO: CUYABENO - 05 - T

(DATOS ASUMIDOS)

Profundidad Bomba: 7700 pies
 Longitud Tubería: 7850 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 120 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.391 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.391 " "
 Gradiente Agua: 0.442 "
 Viscosidad: 2.02 cps
 GOR: 350 pcs/B
 BSW: 30%
 QS: 286 B/d
 PS: 2080 Lpc
 Pe: 2434 "
 IP: 1 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	ESPOL (Lpc)
A-3	0.23	1814	383	13	756	286	2080

POZO: CUYABENO - 06 - U sup

Profundidad Bomba: 7600 pies
 Longitud Tubería: 7700 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 120 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.389 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.389 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.5 cps
 GOR: 116 pcs/B
 BSW: 15%
 QS: 1150 B/d
 PS: 2070 Lpc
 Pe: 2408 "
 IP: 1 B/d/Lpc

BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
D-9	0.22	1836	1229	43	2859	1150	2070
		1500	1138	32	2898	1000	2122
		1500	1083	31	3055	1500	2339
		1500	1018	29	3225	2000	2587
		2000	1303	49	2725	1000	1894
		2000	1250	47	2911	1500	2139
		2000	1193	45	3090	2000	2389



ESPOL

POZO: CUYABENO - 07 - U inf.

(año 1986)

272

Profundidad Bomba: 7600 pies
 Longitud Tubería: 7700 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 80 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.386 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.386 Lpc/pie
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.5 cps
 GOR: 211 pcs/B
 BSW: 1.4%
 QS: 1230 B/d
 PS: 1960 Lpc
 Pe: 2370 "
 IP: 3 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
D-9	0.22	2243	1349	57	2514	1230	1960
		2000	1302	49	2500	1000	1902
		2000	1245	47	2693	1500	2158
		2000	1187	45	2874	2000	2413
		2500	1448	68	2325	1000	1681
		2500	1393	66	2548	1500	1962
		2500	1336	63	2753	2000	2224

POZO: CUYABENO 08 -- U sup

(año 1986)

Profundidad Bomba: 7600 pies
 Longitud Tubería: 7700 pies
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 120 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.387 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.387 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.4 cps
 GOR: 180 pcs/B
 BSW: 2 %
 QS: 1630 B/d
 PS: 2285 Lpc
 Pe: 2543 "
 IP: 7.37 B/d/Lpc




BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PSPOL (Lpc)
D-8	0.27	973	953	18	2201	1630	2285
		800	821	12	2333	1400	2532
		800	747	11	2440	1600	2741
		800	684	10	2520	1800	2903
		1500	1103	31	2187	1400	2260
		1500	1041	30	2314	1600	2495
		1500	1023	29	2350	1800	2563

POZO: CUYABENO - 09 - T

(Año 1986)

Profundidad Bomba:	7630 pies
Longitud Tubería:	7850 "
ID Tubería:	2.992 pulg.
OD Tubería:	3.5 "
ID Revestimiento:	6.184 "
PWH:	150 Lpc
Gradiente Fluido Motriz:	0.382 Lpc/pie
Gradiente Petróleo:	0.382 " "
Gradiente Agua:	0.442 "
Viscosidad:	1.5 cps
GOR:	242 pcs/B
BSW:	14%
QS:	1450 B/d
PS:	1630 Lpc
Pe:	2870 "
IP:	1.35 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP (B/d)	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
D-9	0.22	3392	1625	104	2274	1450	1630
		3000	1588	90	2118	1000	1448
		3000	1531	87	2381	1500	1762
		3000	1475	84	2612	2000	2062
		3500	1710	113	1931	1000	1241
		3500	1635	109	2228	1500	1576
		3500	1598	106	2483	2000	1891

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

POZO: CUYABENO - 10 - U sup

Profundidad Bomba: 7650 pies
 Longitud Tubería: 7700 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 pulg.
 PWH: - 140 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.388 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.388 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.5 cps
 GOR: 116 pcs/B
 BSW: 10 %
 QS: 1100 B/d
 PS: 2600 Lpc
 Pe: 2931 "
 IP: 4.2 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	ESPOL (Lpc)
C-7	0.23	1310	673	17	2100	1100	2600
		1000	608	11	2100	1000	2600
		1000	541	10	2221	1500	2884
		1000	482	9	2314	2000	3112
		2000	865	33	1912	1000	2187
		2000	802	30	2091	1500	2579
		2000	735	28	2253	2000	2962

POZO: CUYABENO - 11-U inf

(Año 1986)

Profundidad Bomba:									
Longitud Tubería:									
ID Tubería:									
OD Tubería:									
ID Revestimiento:									
PWH:									
Gradiente Fluido Motriz:									
Gradiente Petróleo:									
Gradiente Agua:									
Viscosidad:									
GOR:									
BSW:									
QS:									
PS:									
Pe:									
IP:									
BOMBA:	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	ESPOL (B/d)	PS (Lpc)		
E-9	0.3	1368	1376	35	2736	2000	2470		
		1000	1203	23	2777	1500	2537		
		1000	1155	22	2841	1800	2645		
		1000	997	19	3032	2200	2978		
		1500	1490	42	2622	1500	2286		
		1500	1418	40	2748	1800	2490		
		1500	1320	37	2902	2200	2750		



BIBLIOTECA FIC1

ESPOL

POZO: SANSAHUARI-1- U inf

(Datos Asumidos)

Profundidad Bomba: 7852 pies
 Longitud Tubería: 7852 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 100 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.39 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.39 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 0.77 cps
 GOR: 160 pcs/B
 BSW: 20%
 QS: 910 B/d
 PS: 970 Lpc
 Pe: 2790 Lpc
 IP: 0.5 B/d/Lpc


BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS
F-8	0.48	2790	2905	153	1173	910	970



PUBLICIDAD
 ESPOL

POZO: SANSAHUARI- 2 - T

Profundidad Bomba:	7650 pies
Longitud Tubería:	7890 "
ID Tubería:	2.992 pulg.
OD Tubería:	3.5 "
ID Revestimiento:	6.184 "
PWH:	150 Lpc
Gradiente Fluido Motriz:	0.3797 Lpc/pie
Gradiente Petróleo:	0.3797 " "
Gradiente Agua:	0.442 " "
Viscosidad:	2.06 cps
GOR:	270 pcs/B
BSW:	0.02%
QS:	1000 B/d
PS:	2726 Lpc
Pe:	3083 "
IP:	3.77 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)
B-5	0.25	1990	598	23	1351	1000	2726
		1500	595	17	1203	700	2245
		1500	547	16	1310	1000	2586
		1500	496	14	1404	1300	2908
		2000	702	27	1090	700	1907
		2000	654	25	1220	1000	2299
		2000	590	22	1369	1300	2787

POZO: SANSAHUARI - 3 - T
(Datos Asumidos)


Profundidad Bomba: 7900 pies
 Longitud Tubería: 8000 pies
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 80 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.388 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.388 " "
 Gradiente Agua: 0.437 " "
 Viscosidad: 1.6 cps
 GOR: 180 pcs/B
 BSW: 30%
 QS: 300 B/d
 PS: 2360 Lpc
 Pe: 2790 Lpc
 IP: 1 B/d/Lpc

BOMBA: R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	PS (Lpc)	
A-3	0.23	1329	331	8	882	300	2360



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL.

POZO: SANSAHUARI- 4- U inf
(Datos Asumidos)

Profundidad Bomba: 7600 pies
 Longitud Tubería: 7800 pies
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 120 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.39 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.39 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.6 cps
 GOR: 160 pcs/B
 BSW: 30%
 QS: 1000 B/d
 PS: 2200 Lpc
 Pe: 
 IP: 1.75 B/d/Lpc

BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	BIBLIOTECA FICT OSPOLOS (B/d) (B/d)		PS (Lpc)
B-6	0.21	1967	661	25	1638	1000	2200

POZO: SANSAHUARI - 5 - T
(Datos Asumidos)

Profundidad Bomba:	7500 pies
Longitud Tubería:	7800 pies
ID Tubería:	2.992 pulg.
OD Tubería:	3.5 "
ID Revestimiento:	6.184 "
PWH:	160 Lpc
Gradiente Fluido Motriz:	0.386 Lpc/pie
Gradiente Petróleo:	0.386 " "
Gradiente Agua:	0.442 " "
Viscosidad:	1.6 cps
GOR:	225 pcs/B
BSW:	30%
QS:	1560 B/d
PS:	2346 Lpc
Pe:	3000 "
IP:	2.9 B/d/Lpc



BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	ESPOL (Lpc)
D-9	0.22	2089	1025	48	2924	1560	2346

POZO: SANSAHUARI - 6 - T

Profundidad Bomba: 7940 pies
 Longitud Tubería: 7940 "
 ID Tubería: 2.992 pulg.
 OD Tubería: 3.5 "
 ID Revestimiento: 6.184 "
 PWH: 100 Lpc
 Gradiente Fluido Motriz: 0.379 Lpc/pie
 Gradiente Petróleo: 0.379 " "
 Gradiente Agua: 0.442 " "
 Viscosidad: 1.5 cps
 GOR: 225 cps/B
 BSW: 30%
 QS: 738 B/d
 PS: 2531 Lpc
 Pe: 3104 "
 IP: 1.25 B/d/Lpc



BIBLIOTECA FICT

BOMBA	R	PT (Lpc)	QN (B/d)	HP	QSC (B/d)	QS (B/d)	ESPOL (Lpc)
B-5	0.25	2100	652	26	1596	728	2531
		2000	650	25	1568	600	2445
		2000	636	24	1602	700	2549
		2000	622	24	1636	800	2658
		2500	740	35	1480	600	2178
		2500	727	34	1519	700	2295
		2500	713	34	1560	800	2419

Para ilustración gráfica del rango de operación de las bombas escogidas por el diseño se presentan los gráficos del anexo # 2, los cuales indican la producción de petróleo de la bomba a una presión de operación estimada, la producción máxima u la zona de cavitación de la bomba.

Estos gráficos se encuentran para todos los pozos que tienen información. Los pozos que tienen información asumida no se les calculó el rango de operación de la bomba porque el propósito principal era poder diseñar el sistema de distribución de fluido motriz con tasa de flujos y presión de operación para cada pozo.



BIBLIOTECA FICTA
ESPOL

4.3. SISTEMA DE DISTRIBUCION DEL FLUIDO MOTRIZ.

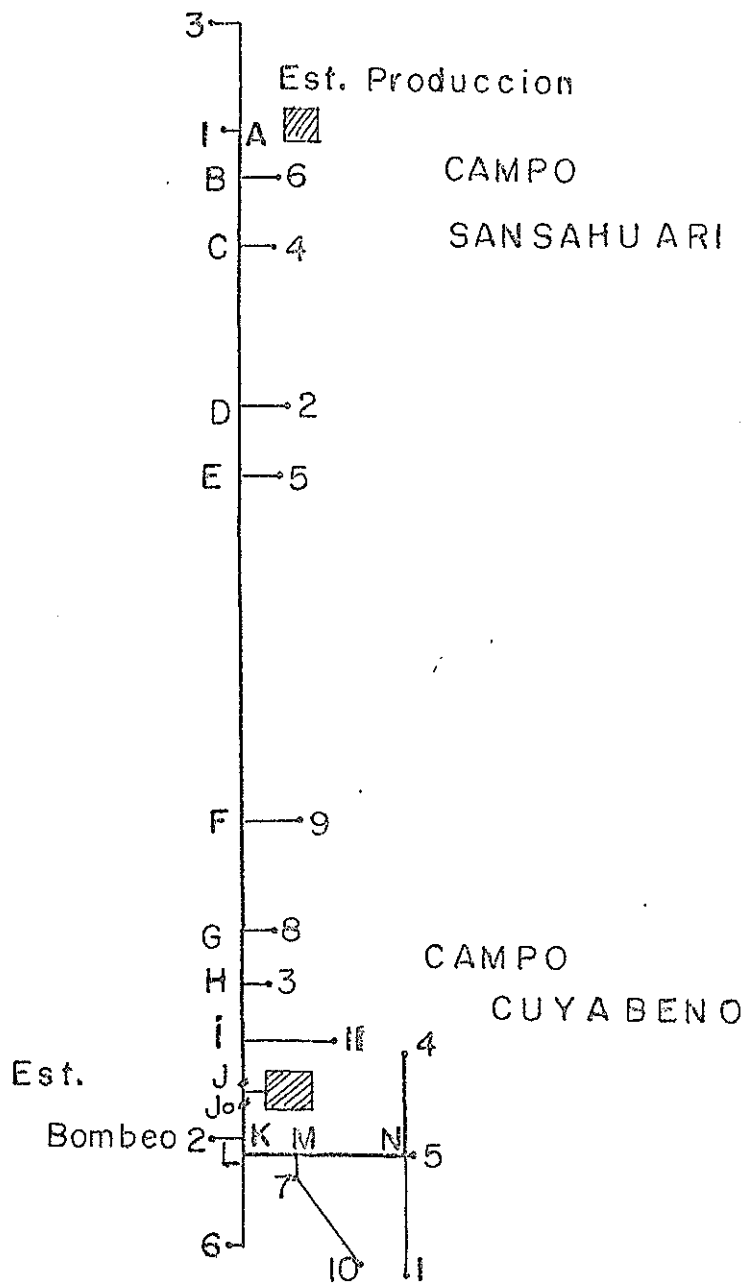
4.3.1. Gráfico de Distribución.

Este gráfico (Fig. 9), muestra la ubicación de los pozos, la posición de la estación de bombeo y la forma en que se distribuirá el fluido motriz a cada uno de los pozos.

4.3.2. Diseño del Sistema de Distribución.

TRAMO	L(Km)	ID(Pulg.)	QN(B/d)	P ₂ (Lpc)
S ₃ -A	1.85	1.940	420	3508
A - B	0.60	3.826	2820	3546
B - C	0.90	3.826	3520	3573
C - D	2.07	5.761	4170	3604
D - E	0.90	5.761	4810	3609
E - F	4.50	5.761	6060	3642
F - G	1.40	7.625	7760	3646
G - H	0.70	7.625	8760	3669
H - I	0.70	7.625	10160	3672
I - J	0.70	7.625	11660	3676
C ₄ -N	1.30	2.900	1100	3016
N - M	1.40	2.900	2800	3087
M - L	0.70	2.900	5000	3195
L - K	0.20	3.826	6300	3206
K - J'	0.60	3.826	7100	3246
J°-Est.	0.30	7.625	18760	3680

BHP = 1305



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Diagrama de Distribucion

Fig. 9

4.3.3. Diámetro de línea de inyección para cada pozo.

CAMPO	POZO	L(Km)	ID(pulg)
CUYABENO	01	1.6	1.94
	02	0.4	1.94
	03	0.3	1.94
	04	1.3	2.9
	05	0.1	1.94
	06	1.2	1.94
	07	0.3	2.9
	08	0.4	1.94
	09	0.7	1.94
	10	1.4	1.94
	11	1.2	1.94
SANSAHUARI	1	0.2	2.9
	2	0.6	1.94
	3	1.85	1.94
	4	0.4	1.94
	5	0.5	1.94
	6	0.5	1.94

4.3.4. Longitudes de cada una de las tuberías requeridas.

ID(Pulg)	L(Km)	L(pies)
1.94	10.65	34950
2.9	4.6	15120
3.826	2.3	7560
5.761	7.47	24510
7.625	3.8	12480



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4.3.5. Válvulas requeridas para el sistema.

ID (Pulg)	#
1.94	15
2.9	5
3.826	2
5.761	3
7.625	4

4.3.6. PROCEDIMIENTO. (7)

El procedimiento seguido para diseñar la línea de distribución de fluido motriz considera las pérdidas de presión por fricción y por elevación, una caída de presión de máximo 200 psi para cada sección del sistema.

Estos cálculos fueron hechos para transportar un petróleo de 27° API, densidad de 55.71 lb/pc, viscosidad de 16 cps a 90° F, con una rugosidad de 0.002 pulg., y una eficiencia de flujo de 90%.

Las fórmulas utilizadas son:

$$p_1 = p_2 + P_f + P_e$$

p_1 presión requerida (Lpc)

P_2 presión de descarga (Lpc)

P_f pérdida de presión por fricción (Lpc)

P_e pérdida de presión por elevación (Lpc)

$P_e = (d/144) Z$

d = densidad del crudo (lb/pc)

Z = diferencia de elevación (pie)

DARCY $P_f = 0.0006026 (f L d q^2 / D^5)$

f = factor de fricción

L = Longitud de tubería (Km)

q = tasa de flujo (B/d)

D = Diámetro interno (pulg)

$f = 64/Re$ para flujo laminar $Re < 2000$

COLEBROOK para etapa de transición; Re entre (2000; 3000)

$1/\sqrt{f} = 1.14 + 2 \log (D/E) - 2 \log (1 + 9.28/Re \sqrt{f})$

$1/\sqrt{f} = 1.14 - 0.86 \ln (E/D)$

para flujo turbulento $Re > 3000$

E = rugosidad absoluta (pulg)

V = Viscosidad (cps)

Re = número de Reynolds

$Re = 1.4758 q d / D V$

BHP= Caballaje del motor

BHP= $q P / 58732 (eff)$

Eff = eficiencia total (bomba+engranaje)=90%.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO DEL CAMPO SOMETIDO A LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL OPTIMIZADO.

5.1. COSTOS MATERIALES - EQUIPOS.

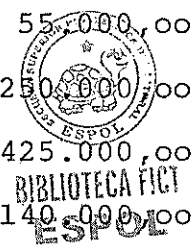
4 Bombas Triplex de 600 HP y 7000 B/D....		\$1'500.000,00	
Válvulas y controles para bombas "	200.000,00	
17 Válvulas y accesorios para pozos "	255.000,00	
17 Cabezal de control y accesorios "	170.000,00	
17 Bombas hidráulicas Jet y Cavidad "	340.000,00	
Protección contra incendio "	220.000,00	
Compresor de aire "	525.000,00	
Material eléctrico "	50.000,00	
Tubería			
ID (pulg)	\$/pie		
1,94	3,4 \$	118.890,00
2,9	3,85 "	58.212,00
3,826	6,85 "	51.786,00
5,761	13,18 "	323.042,00
7,625	23,3 "	<u>290.784,00</u>
	pasan \$4'	102.654,00



		vienen	\$ 4'102.654,00
Válvulas				
	ID (pulg)	\$ c/u		
	1,94	2.000 "	30.000,00
	2,9	3.500 "	17.500,00
	3,826	6.500 "	13.000,00
	5,761	12.500 "	37.500,00
	7,625	21.500 "	<u>86.000,00</u>
		TOTAL	\$ 4'286.654,00
Varios 10%			<u>" 428.665,00</u>
				\$ 4'715.319,00
				=====

5.2. COSTO INSTALACION.

Preparación del sitio	\$ 55.000,00
Fundición de bases	" 250.000,00
Sistema de distribución	" 1'425.000,00
Manifolds	" 140.000,00
Set de motores	" 20.000,00
Trabajos en 17 pozos (\$60.000 c/u)	" 1'020.000,00
1 tanque 20.000 Bls.	" 360.000,00
Cuarto de controles	<u>" 25.000,00</u>
	TOTAL \$ 3'295.000,00



5.3. COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO POR AÑO.

Mant. de 17 pozos(\$50.000 c/u)	\$	850.000,00
Mant. Sist. de distribución al 5% de invers. inicial.	"	400.516,00
Mant. Planta Central	"	240.000,00
Tratamiento de Fluido Motriz	"	200.000,00
Combustible	"	680.000,00
TOTAL		\$	2'370.516,00

5.4. PRODUCCION ESPERADA DE LOS CAMPOS

Tasa promedio de producción diaria esperadas en cada año en los campos Cuyabeno y Sansahuari con levantamiento artificial.

Cuyabeno

AÑO	T qo (B/d)	U sup. qo (B/d)	U inf. qo (B/d)
1986	2700	2400	6300
1987	2493	2175	5825
1988	2173	1870	5123
1989	1892	1611	4517
1990	1646	1387	3970



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Sansahuari

AÑO	T qo (B/d)	U inf. qo (B/d)
1986	3200	1400
1987	2400	1400
1988	2165	1254
1989	1913	1072
1990	1673	924

5.5. RESUMEN DEL ANALISIS ECONOMICO.

<u>AÑO</u>	1986	1987	1988
Inv. inicial (\$)	4'715.319	-	-
Instalación (\$)	3'295.000	-	-
Costo Operac. (\$)	2'370.516	2'370.516	2'370.516
Produc. Anual (Bls)	5'840.000	5'216.945	4'593.525
Costo (\$) Barril	1,78	0,454	0,52

NOTA: Todos los precios y costos están en Dólares



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO VI

DISCUSION DE RESULTADOS

Los campos Cuyabeno y Sansahuari tiene las siguientes instalaciones:

	CUYABENO	SANSAHUARI
TANQUES		
Lavado (Bls)	18130	12590
Estabilidad (Bls)	24680	18130
Operacional (Bls)	22500	16600
SEPARADORES		
Prueba	1 (72 pulg.x10pies)	1 (48pulg.x10pies)
Producción	3 (72 pulg.x10pies)	2 (48pulg.x10pies)
DISTRIBUIDOR	3 (8pulg.x 4 pulg.)	2 (8pulg.x 4 pulg.)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La distribución de fluido motriz desde una planta central colocada en el campo Cuyabeno, tiene la ventaja de utilizar todas las instalaciones de superficie de ambos campos como son: Línea de flujo, distribuidores, separadores, tanques, el oleoducto de Sansahuari i Cuyabeno.

La producción obtenida en los pozos del campo Sansahua-

ri es recogida en el mismo campo, donde es almacenada y luego transportada al campo Cuyabeno.

El sistema de distribución está diseñado para transportar 18760 B/d en una distancia promedio de 16 Km. (dividida en 2 secciones).

Todas estas ventajas hacen de esta alternativa la más conveniente y relativamente más económica.

Otra de las alternativas que se consideró fue la de instalar dos centrales de bombeo, una en Sansahuari y otra en Cuyabeno, pero al analizar esta alternativa resultó ser menos conveniente que la escogida, porque se debe utilizar más equipo central, más personal de operación lo que incrementa la inversión inicial y los costos de operación.



El método de levantamiento artificial diseñado es el bombeo hidráulico Jet, el cual inyecta fluido motriz - por la tubería de producción y se produce fluido de la formación más el fluido motriz por el espacio anular.

Este método tiene como ventajas: No tener restricciones en la producción por efectos de diámetro, utilizar me-

nos potencia de bombeo y es más económico. Todas estas razones hacen que el bombeo hidráulico Jet con flujo anular sea más apropiado que el bombeo con flujo tubular.

El análisis económico del campo sometido a levantamiento artificial optimizado considera todos los precios de fábrica de los equipos y materiales, por este motivo se le agrega un 10% de contingencias y transporte - al total.

Los costos de instalación utilizados en este análisis fueron calculados en base a los costos de implantación de levantamiento artificial realizados en el Consorcio CEPE-TEXACO, y de las instalaciones hechas por



El estudio de toda la información de los yacimientos - demuestra que los campos necesitan levantamiento artificial en el año 1986, por lo tanto, los costos de inversión e instalación deben hacerse ese mismo año, lo que eleva notablemente el costo del barril operacional el primer año de funcionamiento del sistema de producción.

El alcance del análisis económico no considera sueldos

y salarios, gastos administrativos, regalías, etc. dado que sería un estudio muy extenso y difícil por lo que significa CEPE.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1.- La información que se tiene de los yacimientos es limitada, por lo que cualquier estudio es difícil de realizar.
- 2.- Se debe tener muy en cuenta que el mecanismo de empuje es la expansión del gas en solución y por este mismo hecho la presión declina rápidamente con la producción.
- 3.- La metodología de selección para determinar el sistema de levantamiento artificial en un campo petrolero es muy confiable y para la aplicación en los campos Cuyabeno y Sansahuari es suficiente.
- 4.- Aplicando el procedimiento de Selección Natural (Tabla VII) que considera parámetros técnicos, el método de levantamiento artificial seleccionado para los campos objeto del estudio es bombeo hidráulico.
- 5.- Aplicando un análisis económico que considera la inversión inicial, los costos de instalación, el costo de operación y mantenimiento, el costo del barril operacio-



BIBLIOTECA
ESPOL

nal producido con el bombeo hidráulico tipo Jet en los -
3 primeros años es:

AÑO	1986	1987	1988
COSTO/BARRIL	1.78	0.454	0.52

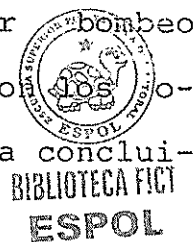
- 6.- El método de producción artificial óptimo (técnica y económicamente) escogido para los campos Cuyabeno y Sansahuari es el bombeo hidráulico Jet, el mismo que inyecta fluido motriz por la tubería de producción y produce por el espacio anular.
- 7.- El bombeo hidráulico Jet permite flexibilidad para manejar las bajas y variables tasas de producción, que son las condiciones actuales de los campos Cuyabeno y Sansahuari.
- 8.- Avanzada la vida de los yacimientos será conveniente el sistema sin realizar una inversión sustancial ya que el bombeo hidráulico tipo Pistón es más eficiente en yacimientos depletados.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

RECOMENDACIONES

- 1.- Se recomienda obtener mayor información del comportamiento del yacimiento, realizando pruebas de restauración de presión por lo menos 2 veces por año en cada pozo y en cada zona.
- 2.- En la actualidad se debe reacondicionar muchos pozos y otros estimular o aislar la entrada de agua, porque se tiene pozos con altas presiones de fondo y altos índices de productividad que no producen ni al 50% de la capacidad.
- 3.- Considerando la información existente del yacimiento, de los fluidos y del campo, se recomienda instalar bombeo hidráulico tipo Jet porque de la comparación con otros sistemas de levantamiento artificial se ha concluido que esta selección es la más lógica.
- 4.- La presencia de CO_2 con el agua forma ácido carbónico que es altamente corrosivo, por lo que el fluido motriz debe contener aditivos químicos con el objeto de controlar la corrosión en la tubería de revestimiento y en la línea de flujo.

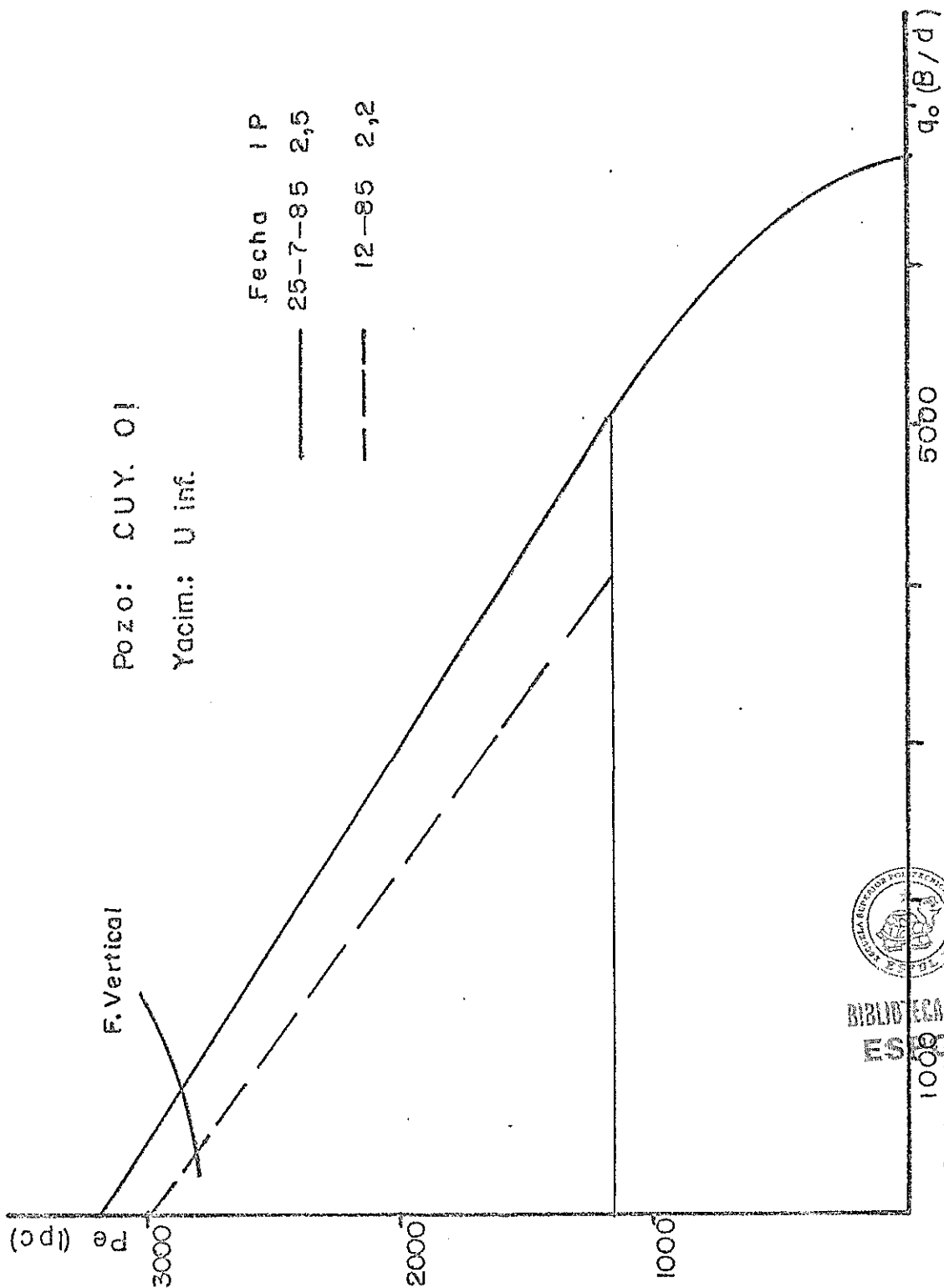


- 5.- El diseño de bombeo hidráulico Jet, para los campos Cuyabeno y Sansahuari se lo realizó a través de un programa de computación el cual es válido para cualquier pozo de petróleo en donde se utiliza como fluido motriz petróleo.
- 6.- Se recomienda la perforación de los pozos Cuyabeno 13,14, Sansahuari 7,8 en la ubicación mostrada en el mapa I, para delimitar totalmente los yacimientos y aumentar la producción del campo.
- 7.- El análisis económico considera costos de inversión, instalación y operación; se recomienda hacer un análisis más completo con un horizonte evaluación de 5 años, donde se consideren también parámetros económicos y todos los rubros de la Corporación Petrolera Ecuatoriana.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A N E X O 1



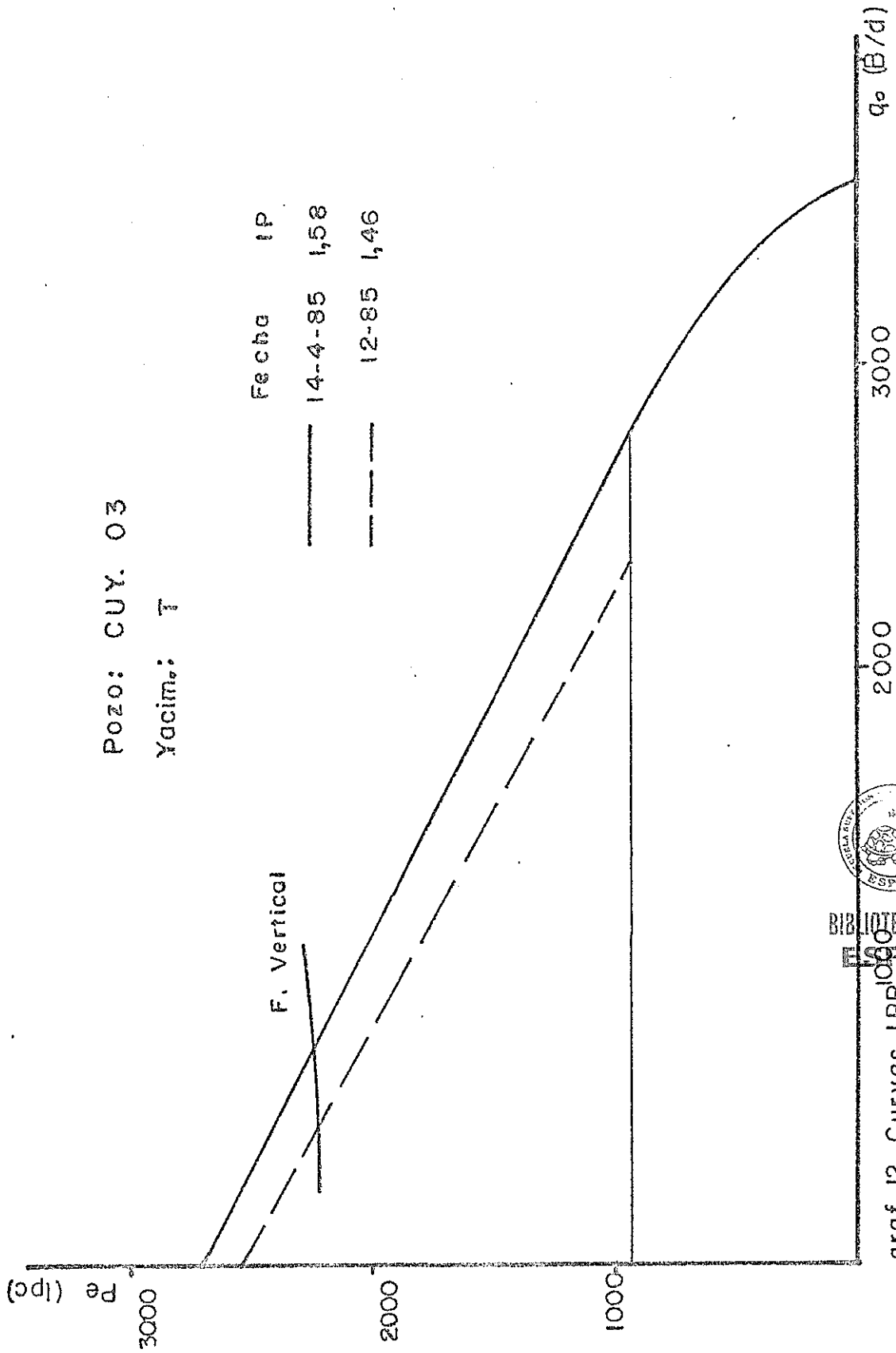
BIBLIOTECA FICT

1000

graf. II IPI

Pozo: CUY. 03

Yacimiento: T



BIBLIOTECA FIC

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

1990

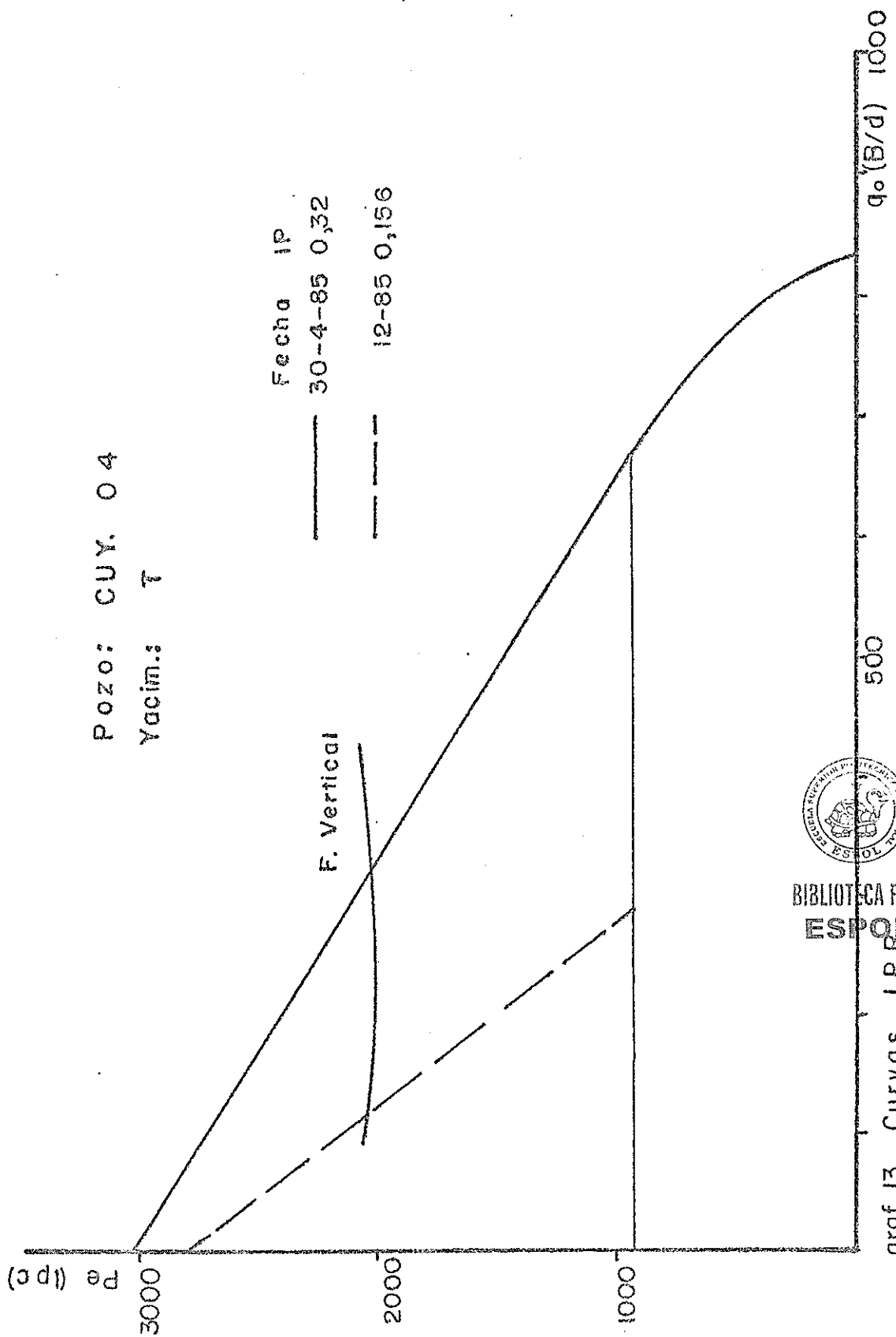
1990

1990

graf. 12 Curvas IPR

Pozo: CUY. 04

Yacim.: T



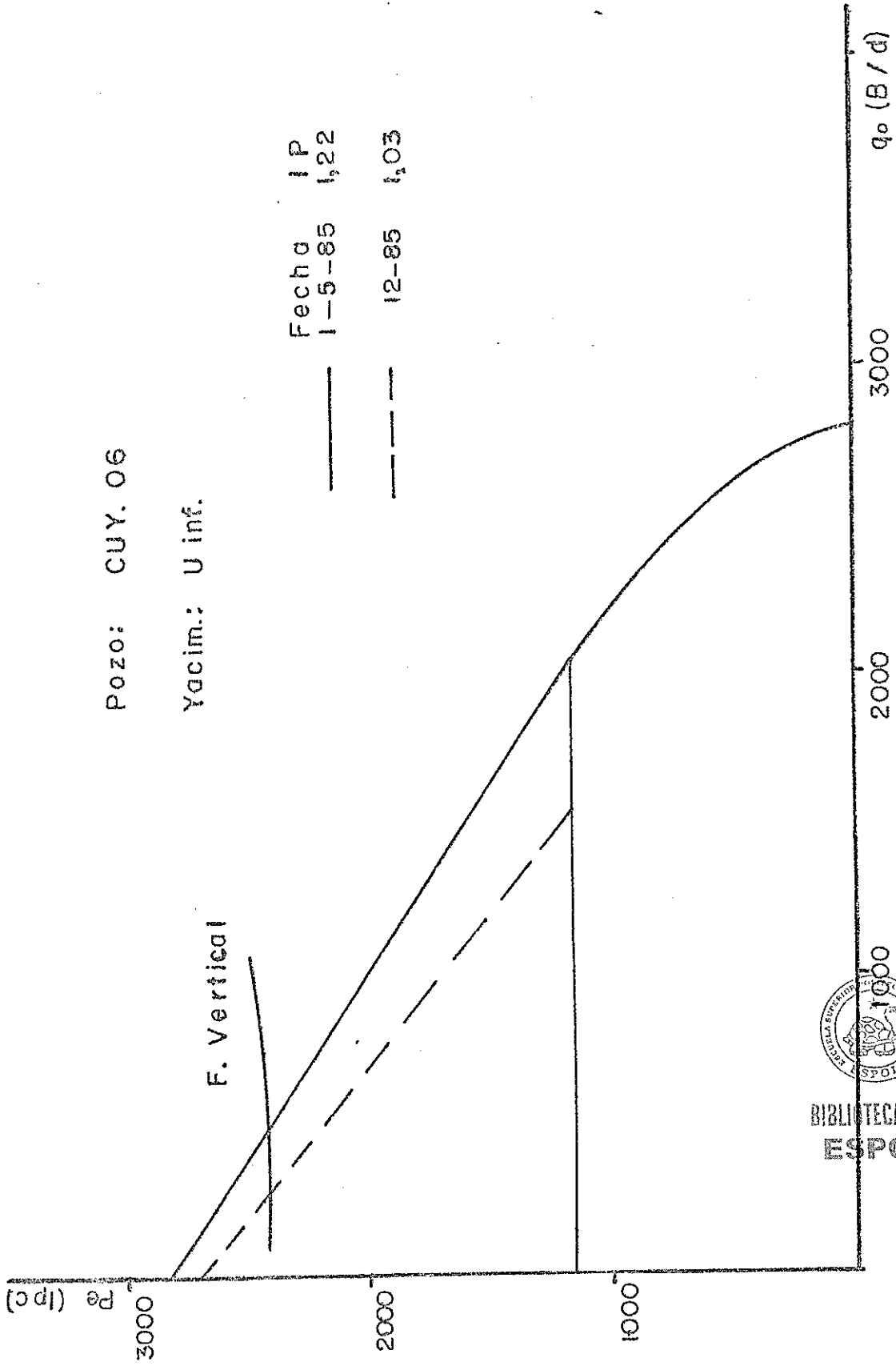
BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

graf. 13 Curvas IPR

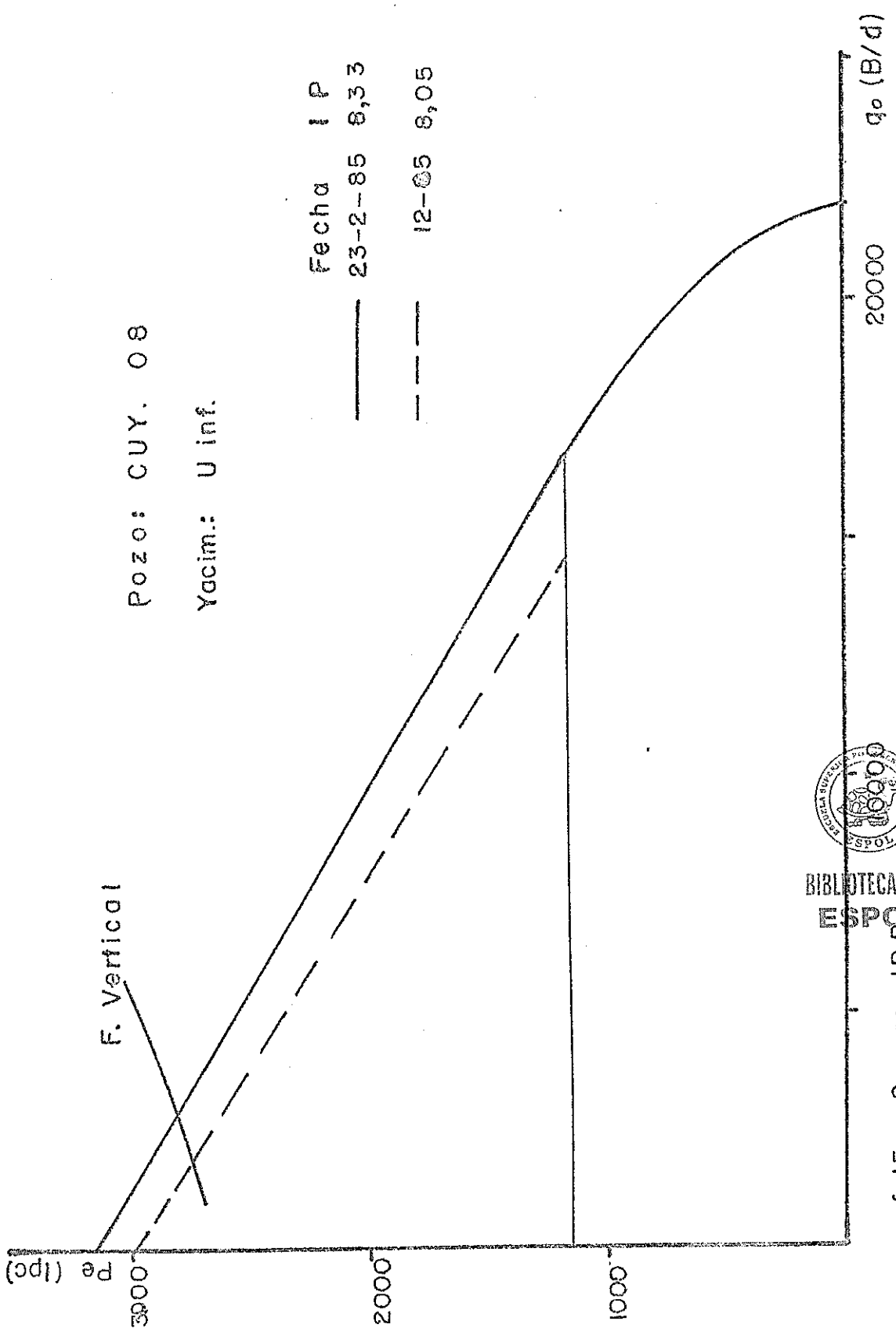
Pozo: CUY. 06

Yacim.: U inf.

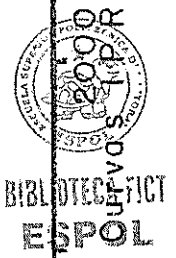
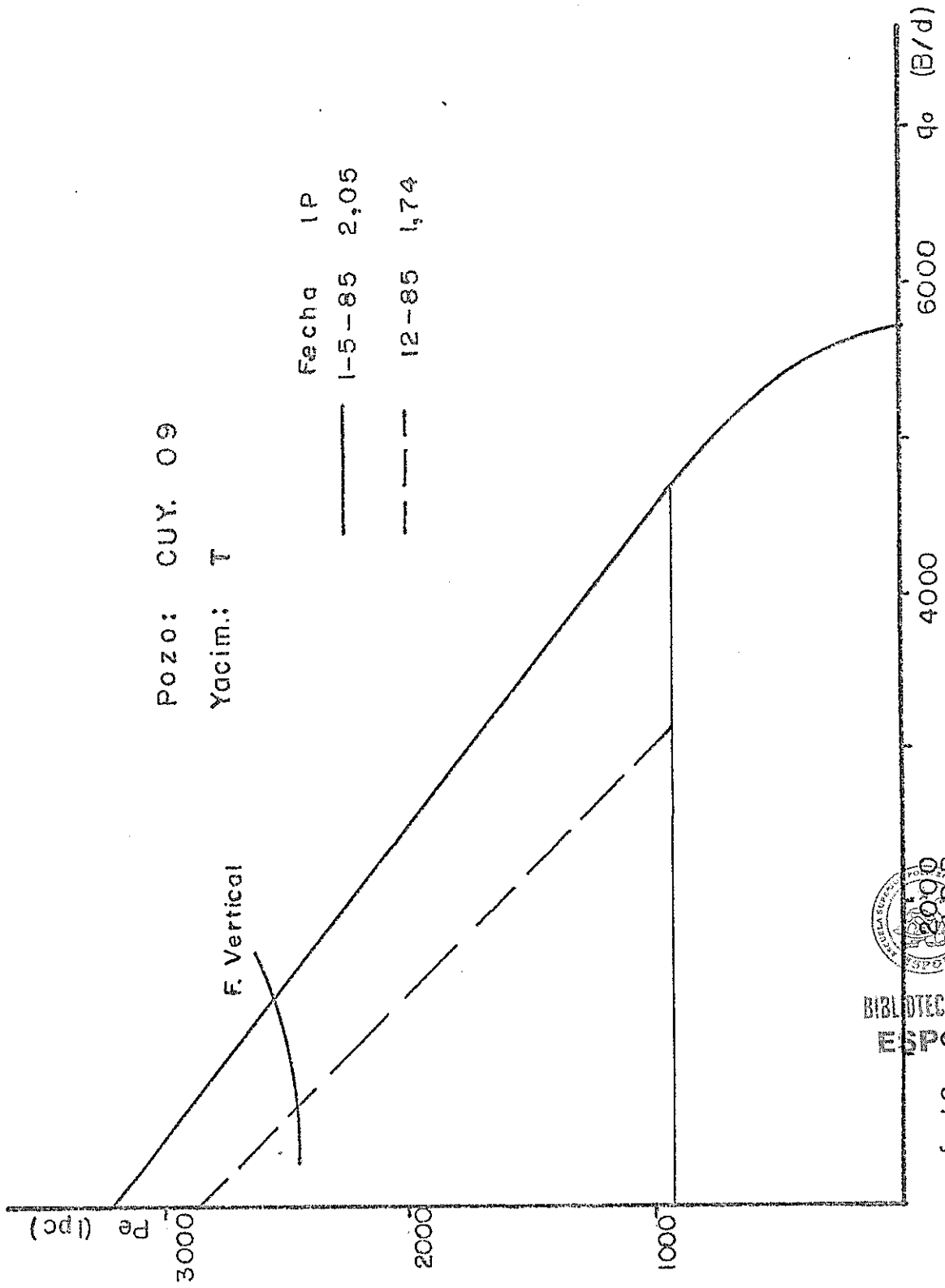
Fecha	IP
1-5-85	1,22
12-85	1,03



graf. 14



graf. 15 Curvas IP R₁



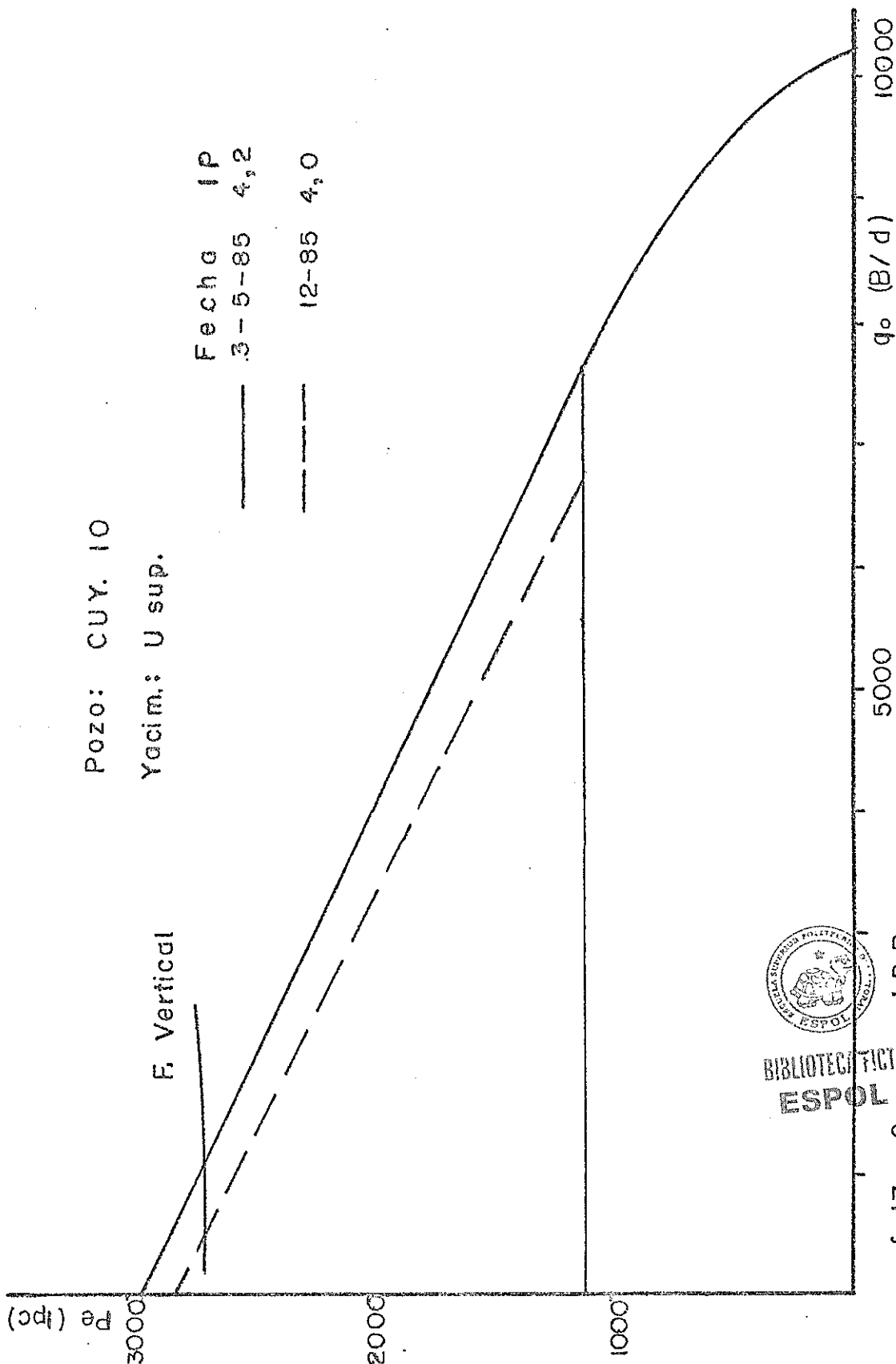
graf. 16

Pozo: CUY. 10

Yacim.: U sup.

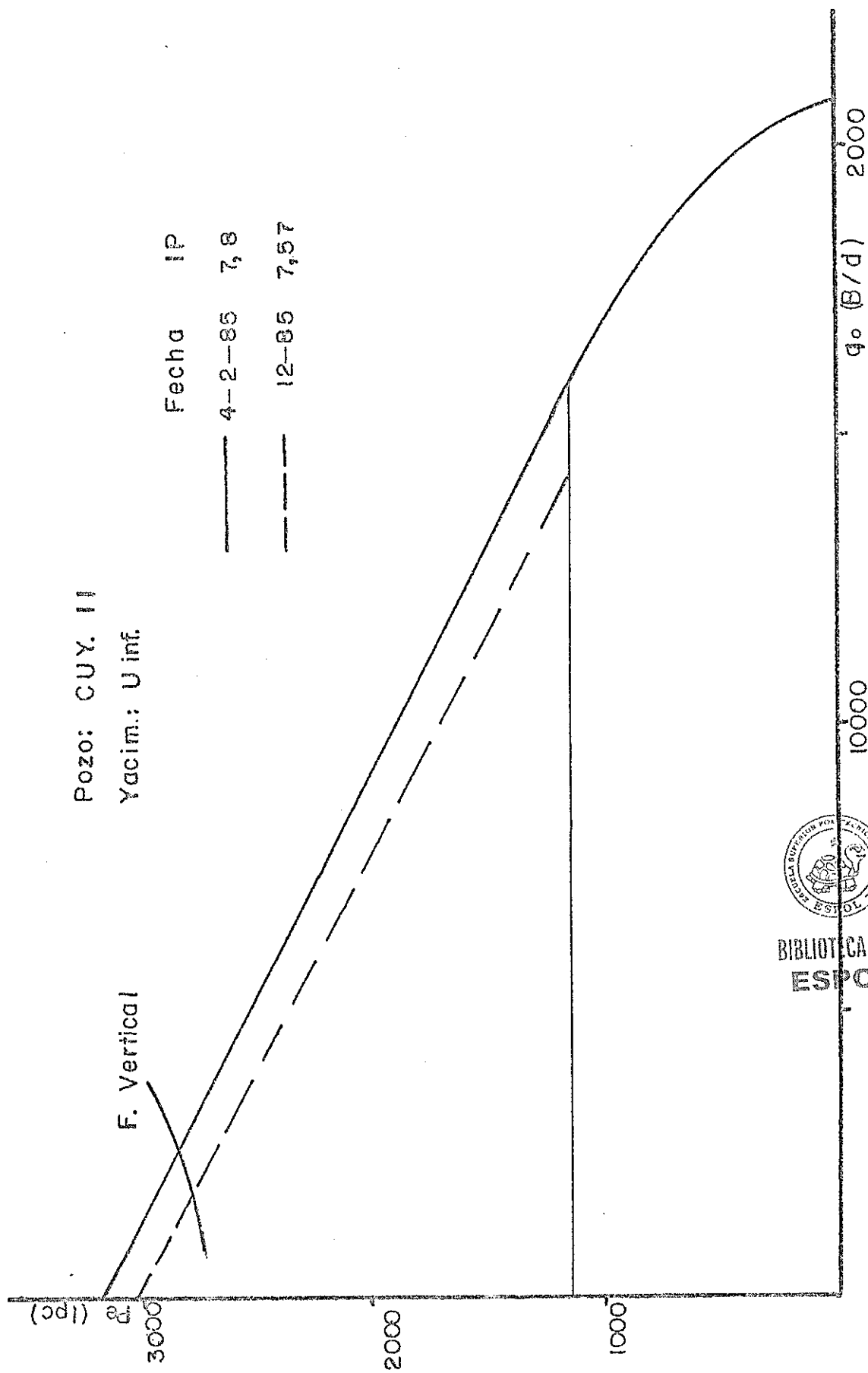
F. Vertical

Fecha	IP
3-5-85	4,2
12-85	4,0



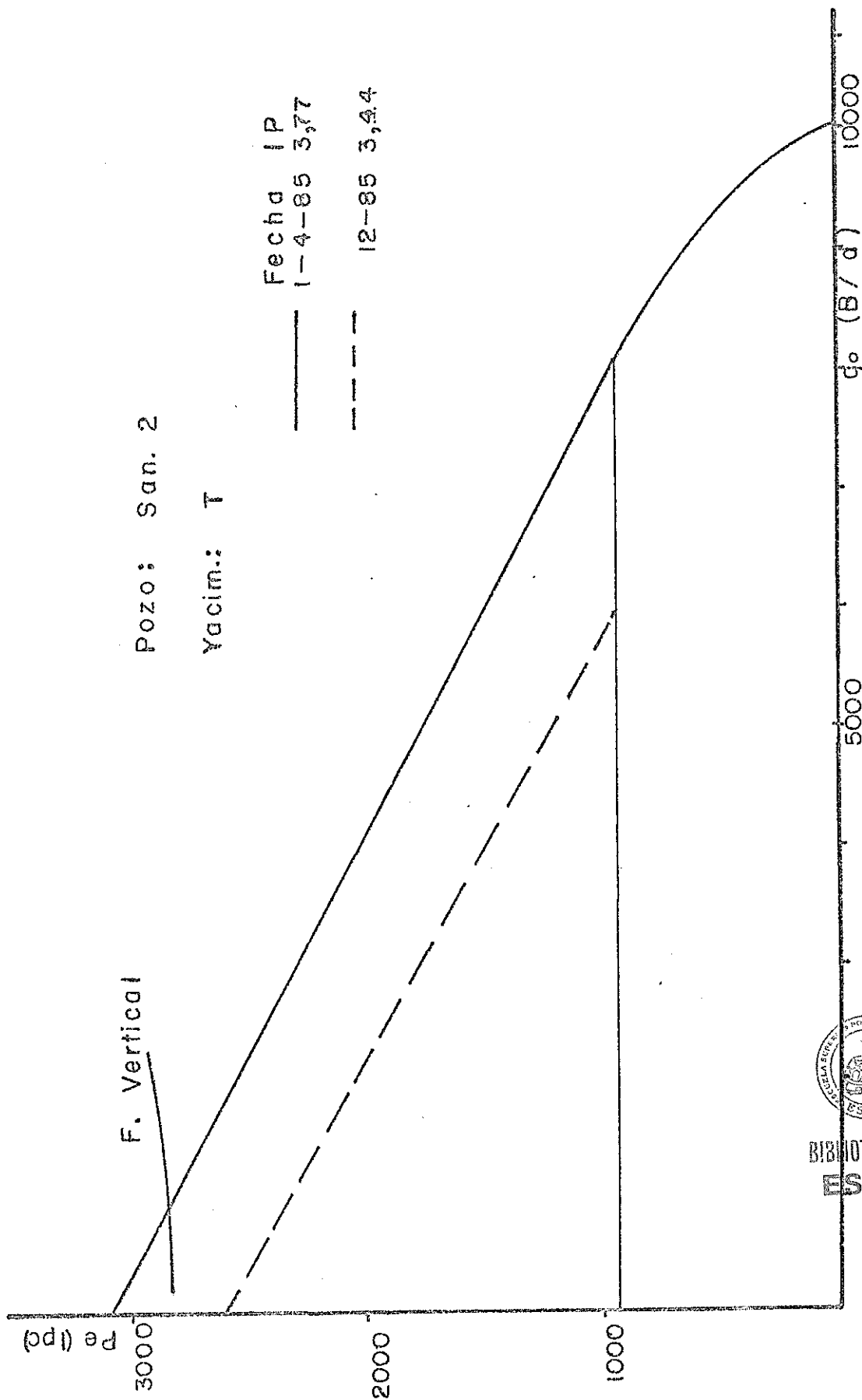
BIBLIOTECA
ESPOL

graf. 17. Curvas IPR



BIBLIOTECA
ESPOP

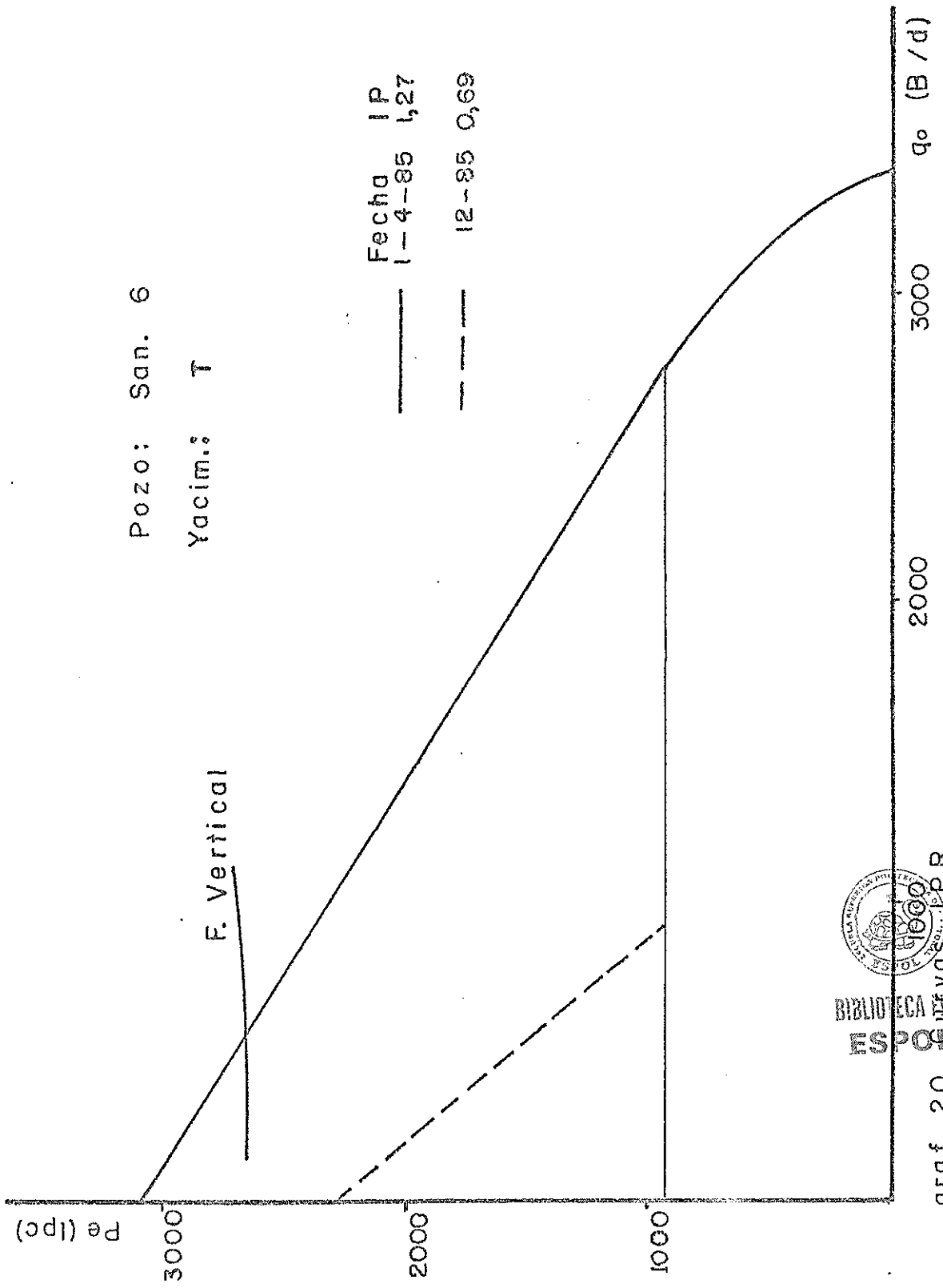
graf. 18 Curvas IP



graf. 19

BIBLIOTECA DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESPOL

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DEL CAJAMARCA
CALLE S. J. DE LOS RIOS 101
CAYMA, PERU



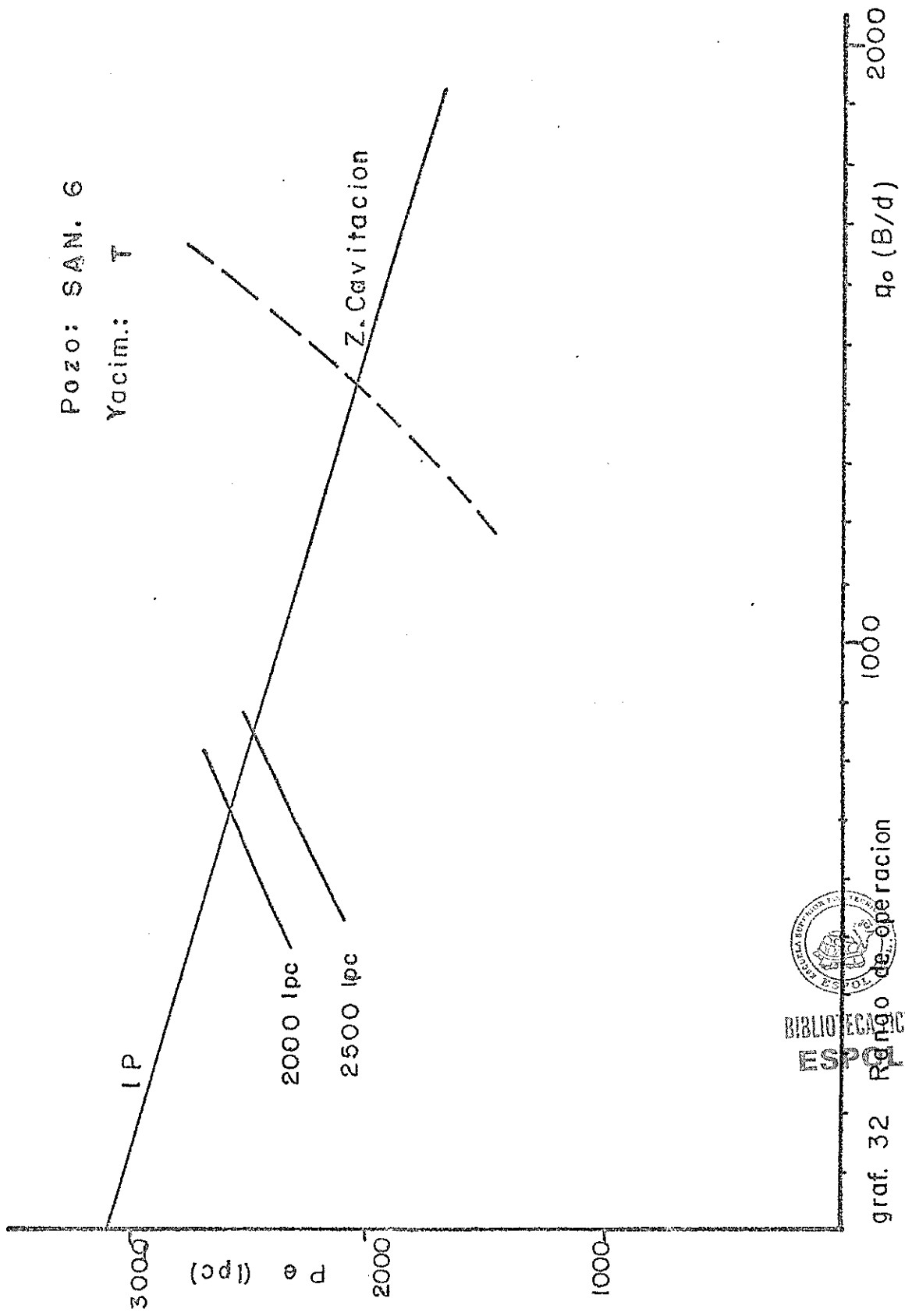
graf. 20 Pe vs q₀ PPR

A N E X O 2

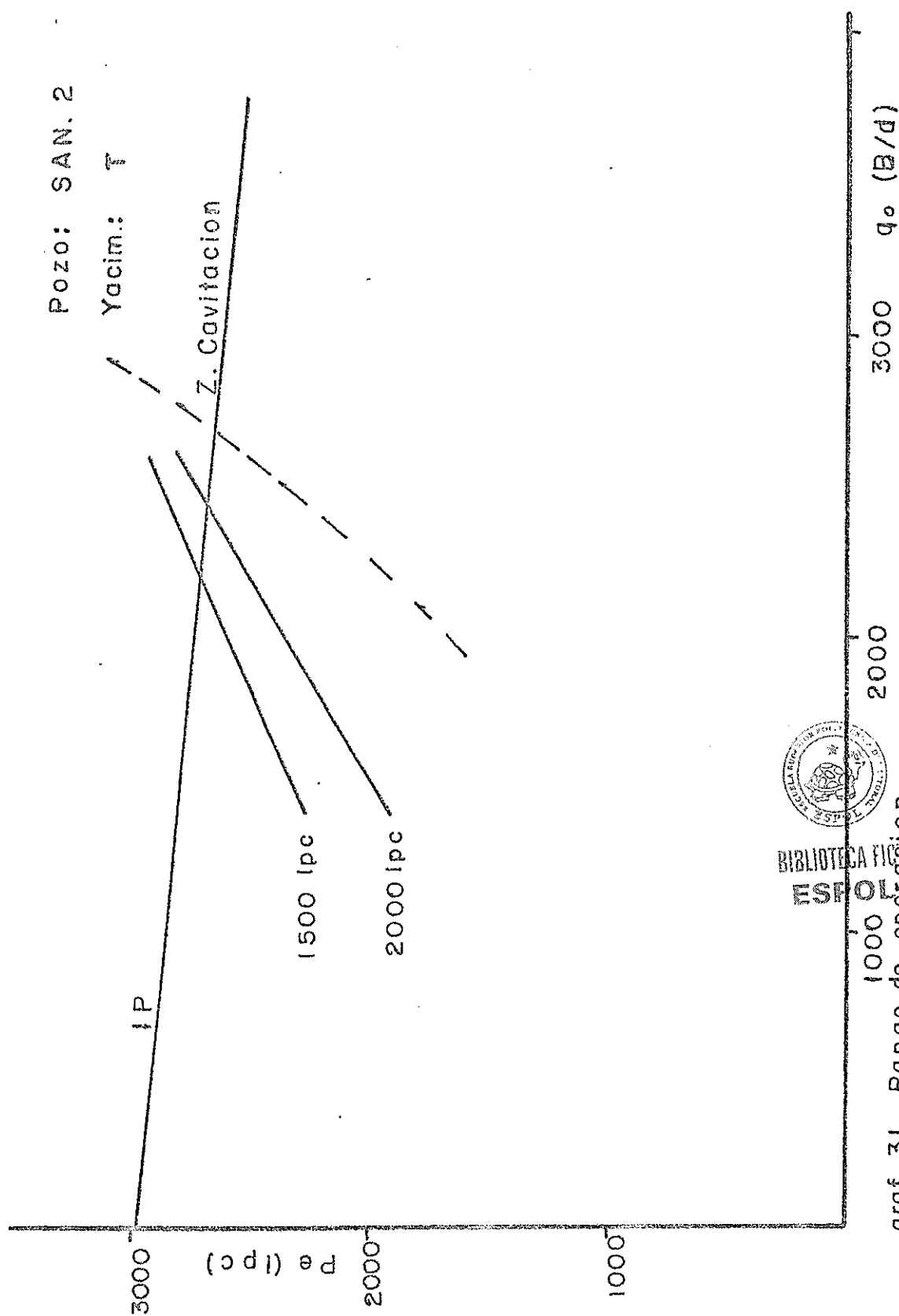


BIBLIOTECA FIG
ESPOL

Pozo: SAN. 6
Yacim.: T

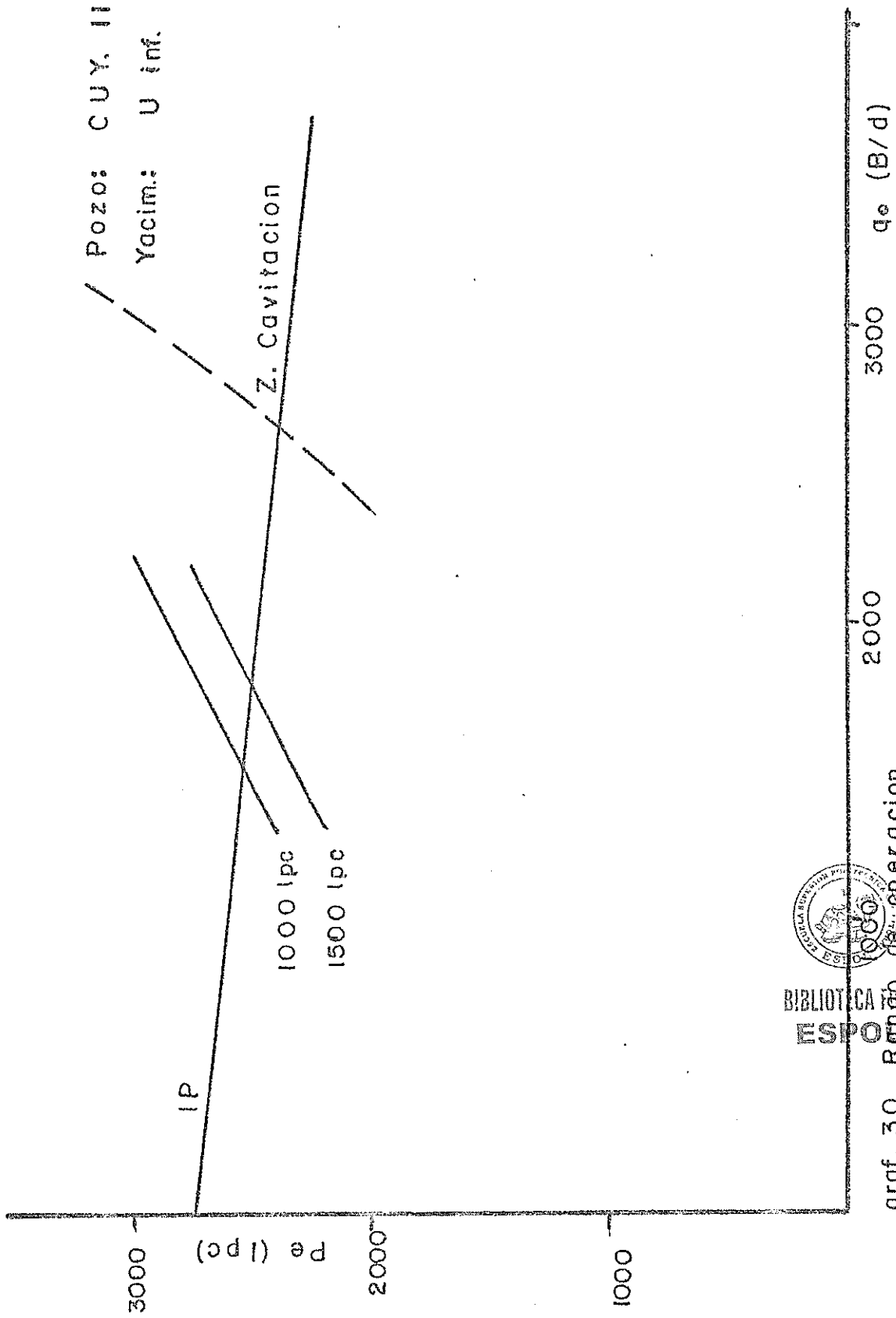


graf. 32 Rango de operacion



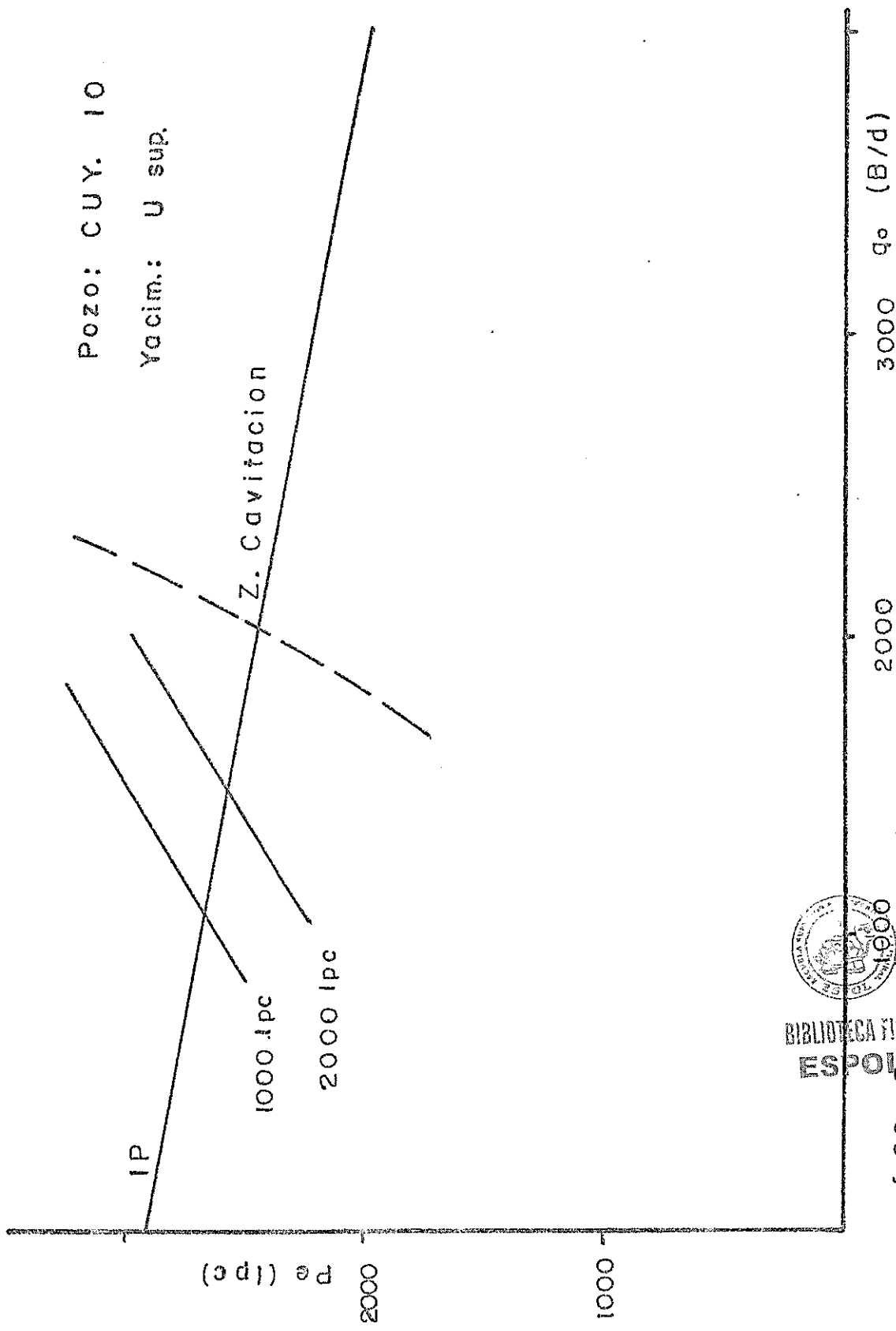
BIBLIOTECA NACIONAL DE MEXICO
ESPOL

graf. 3.1 Rango de operación

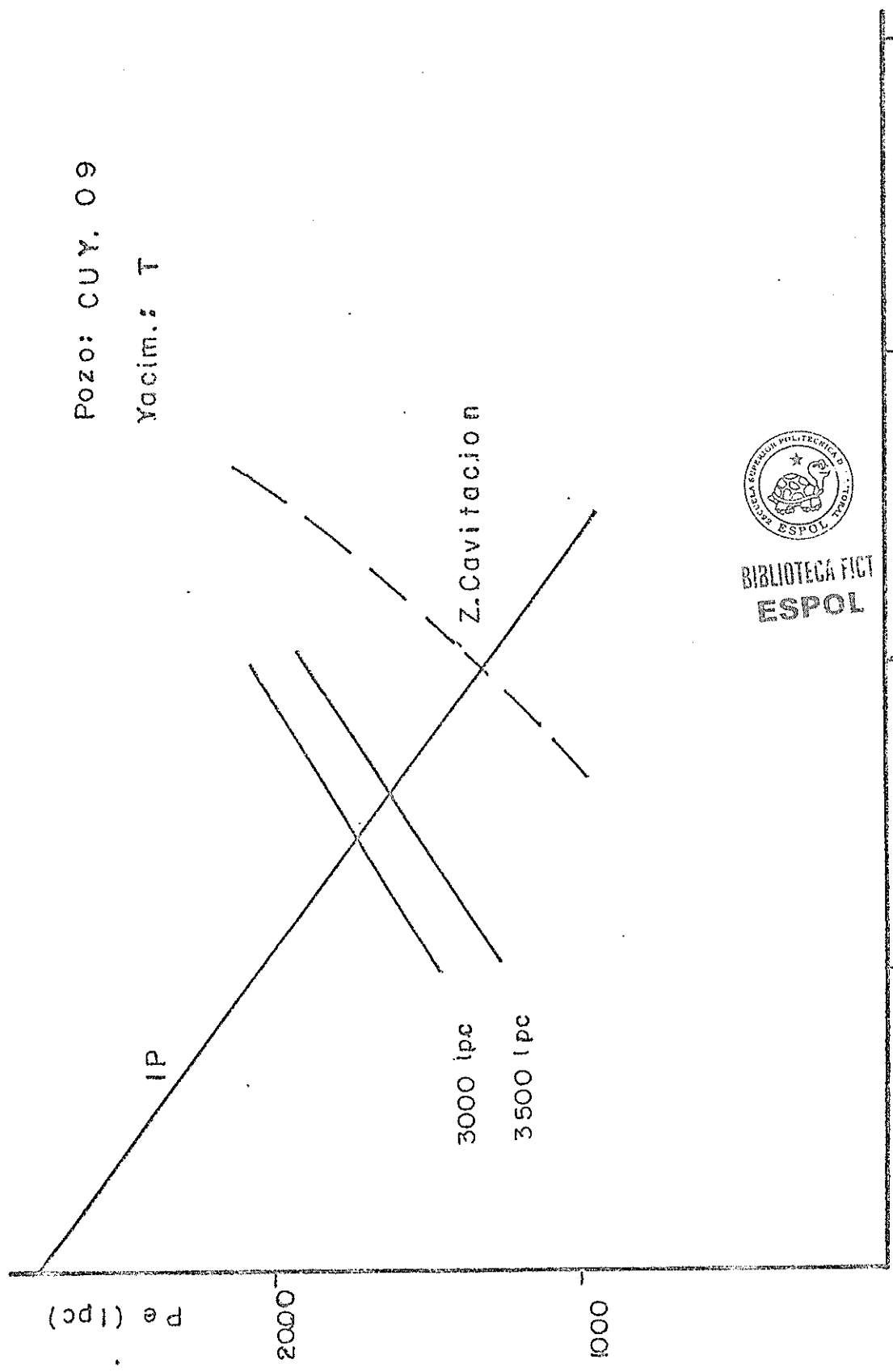


graf. 30 Rango de operacion

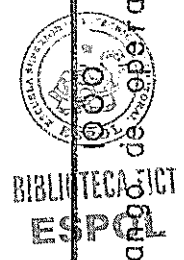
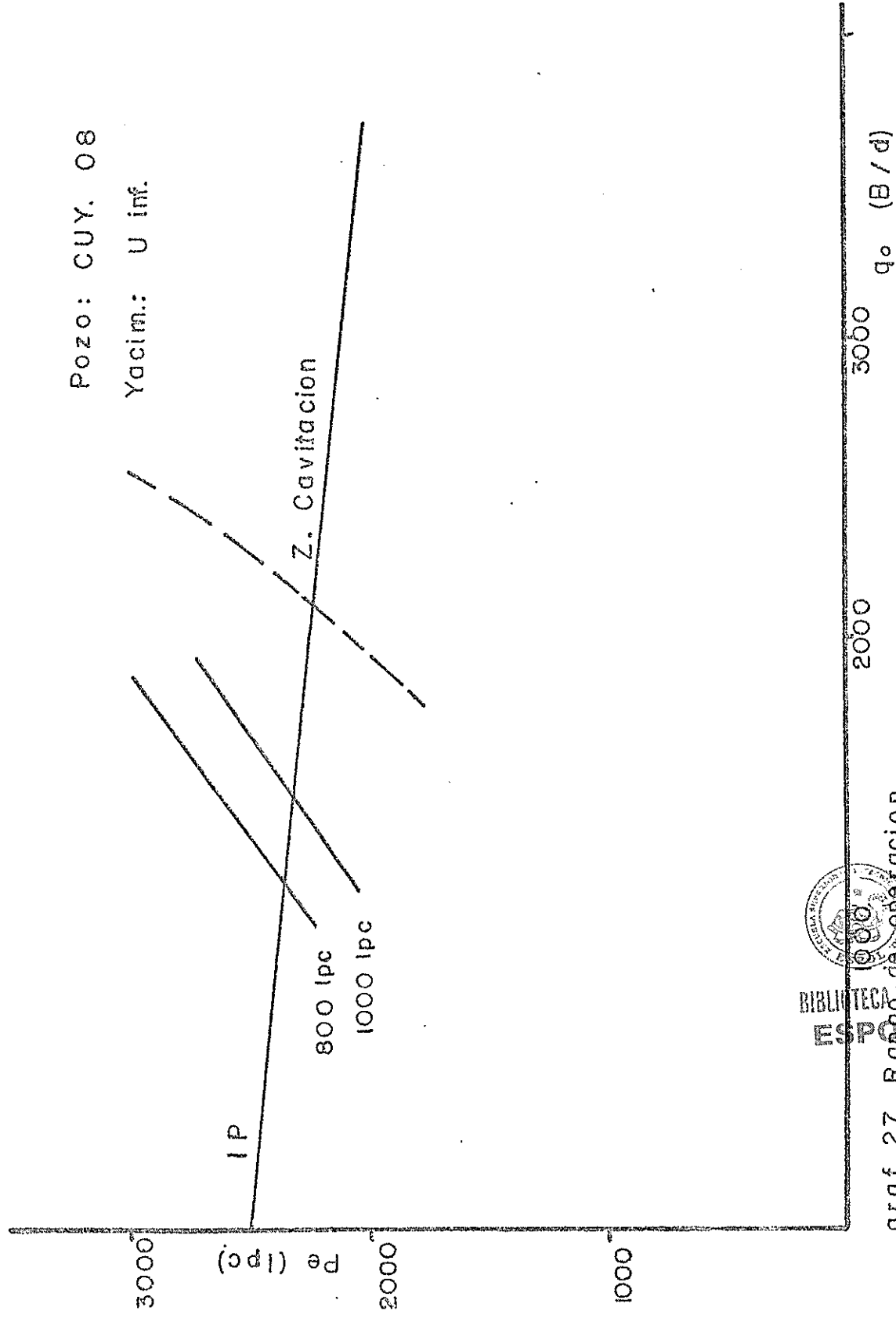




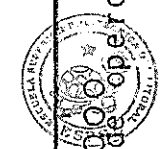
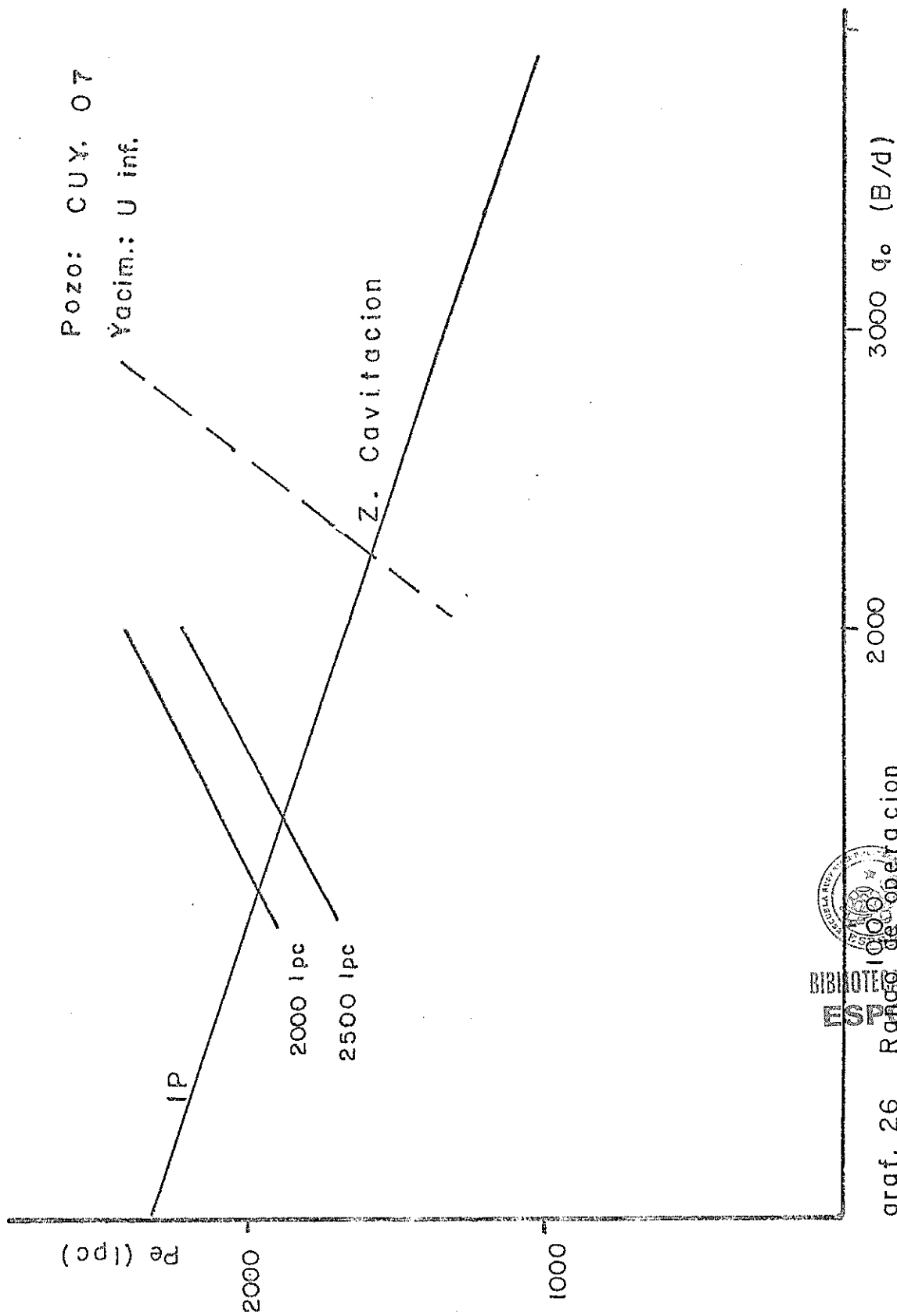
graf. 29 Rango de operacion



graf. 28 Rango de operacion

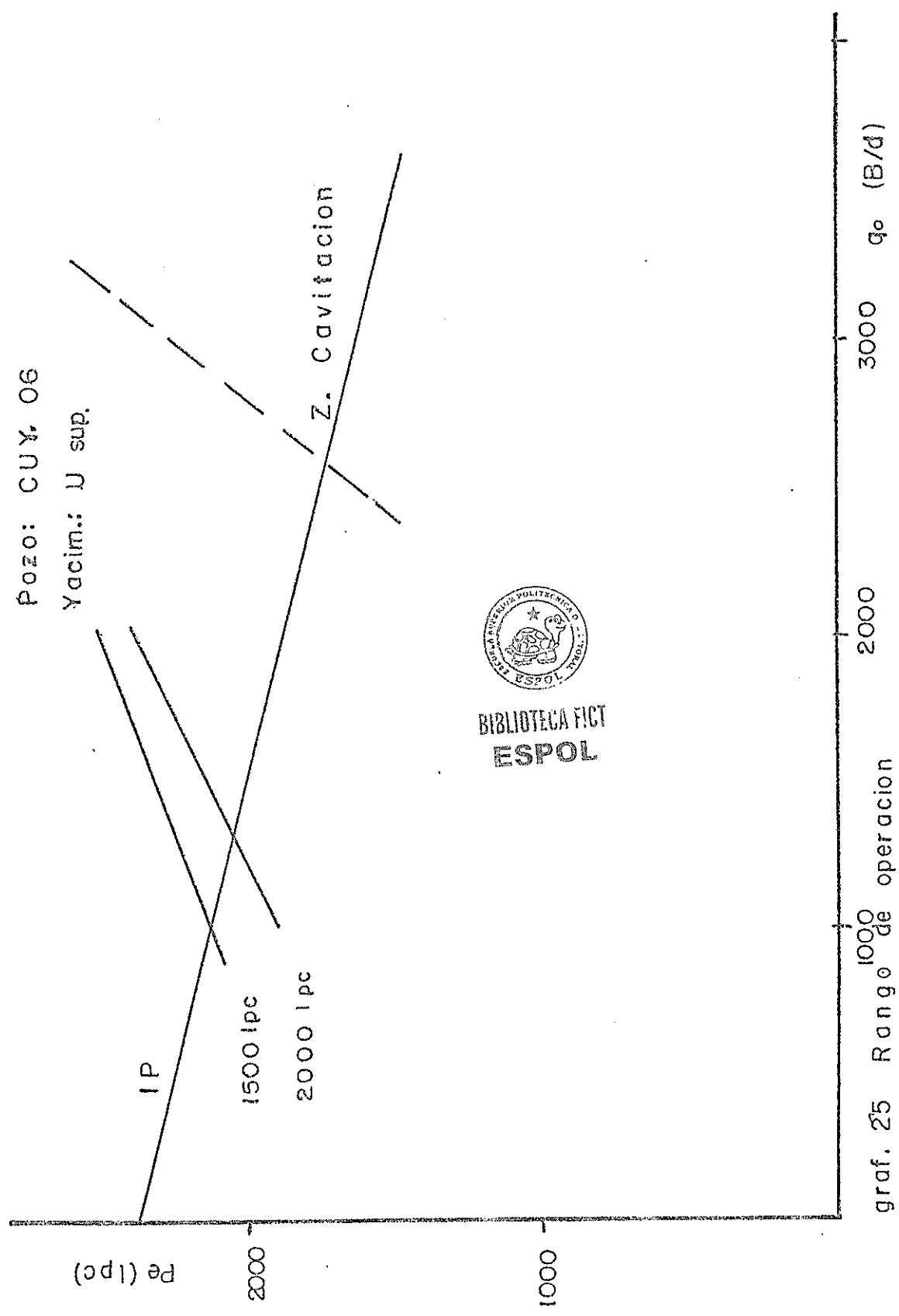


graf. 27 Rapo de operacion



BIBLIOTECA NACIONAL DE CUBA
1969

graf. 26 Rango de operacion

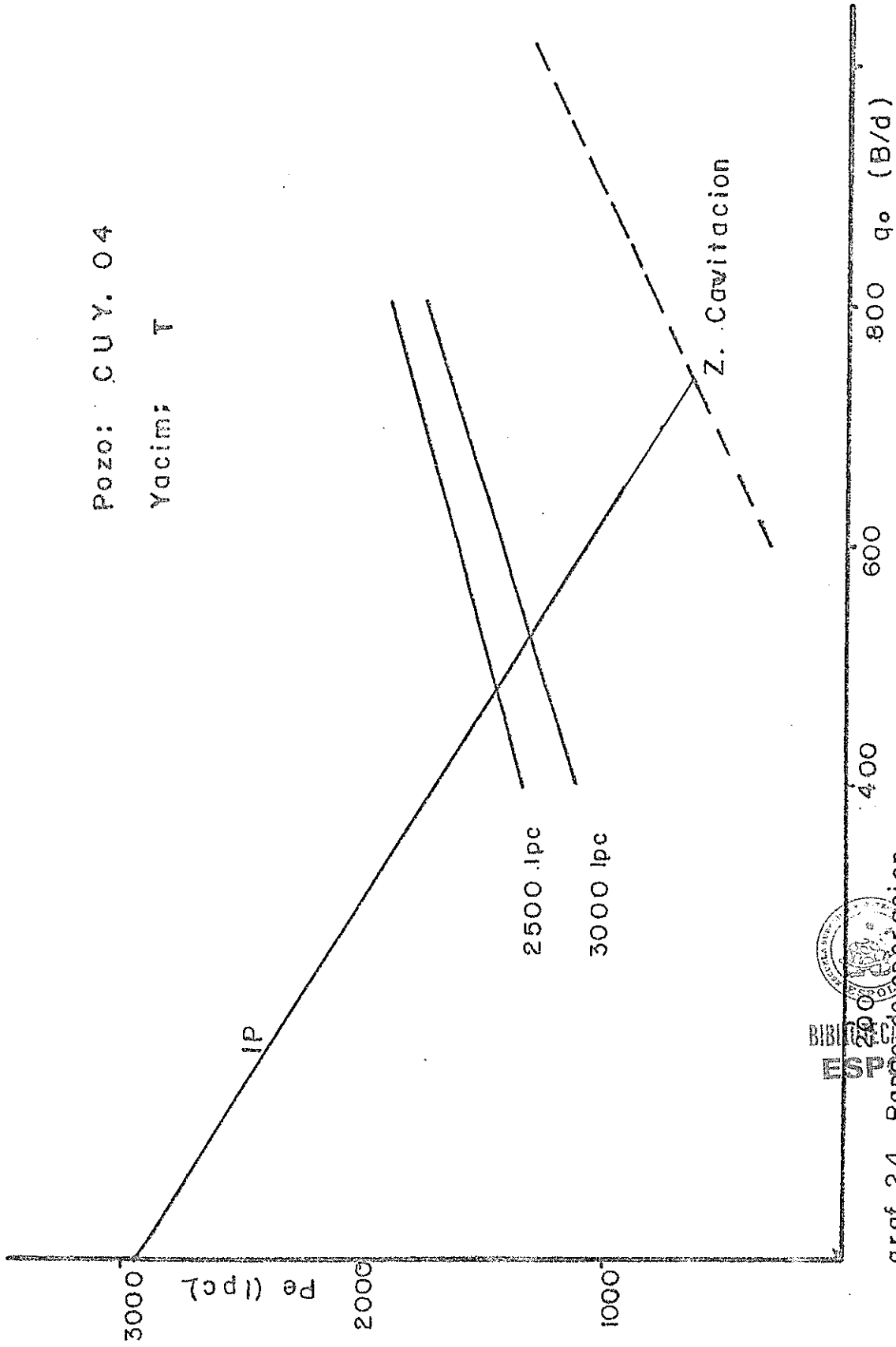


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

graf. 25 Rango de operacion

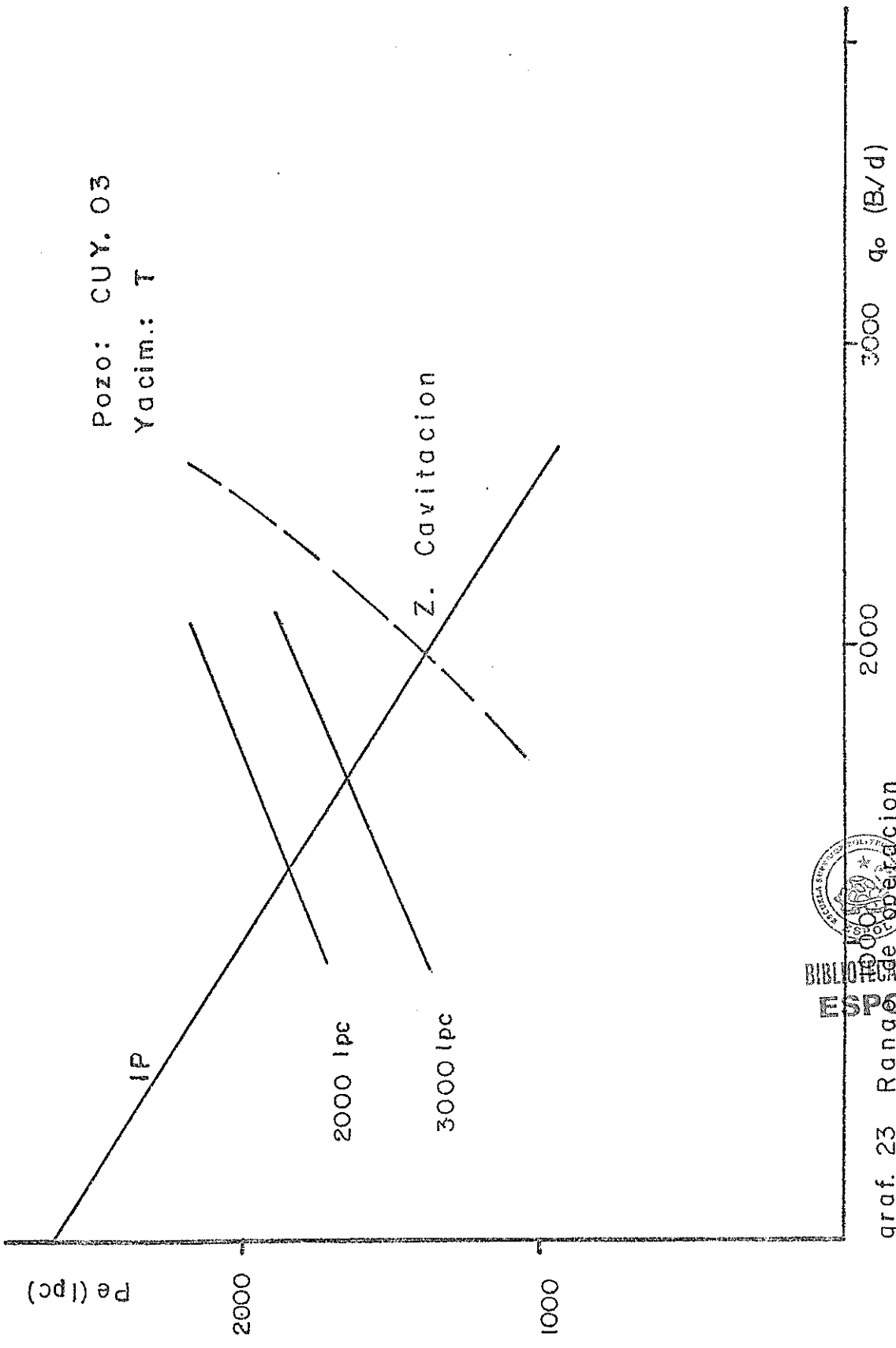
Pozo: CUY. 04

Yacimiento: T

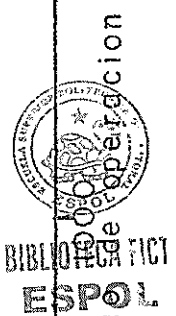


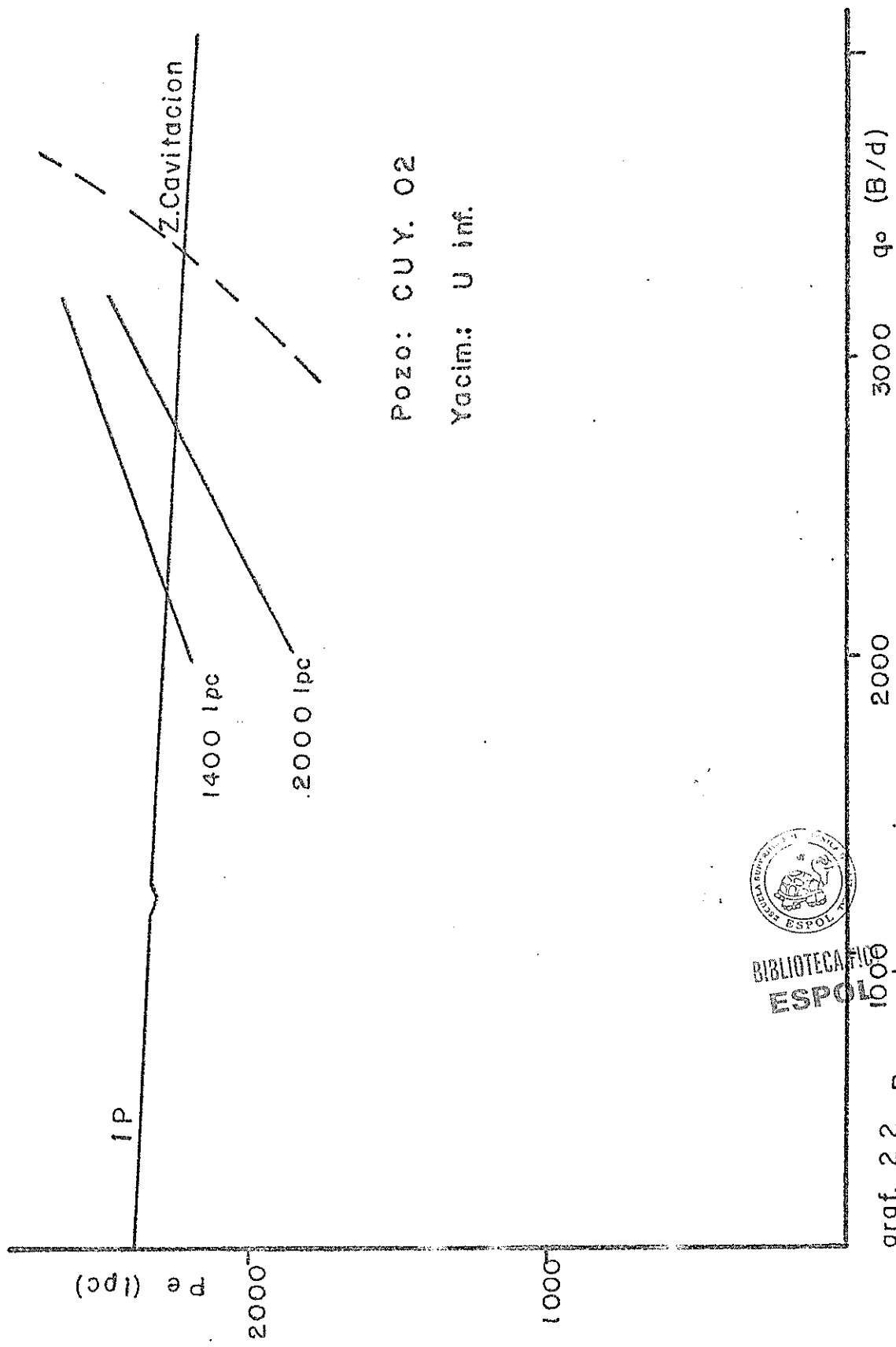
BIBLIOTECA
ESP. DE OPERACION

graf. 2.4 Rango de operacion



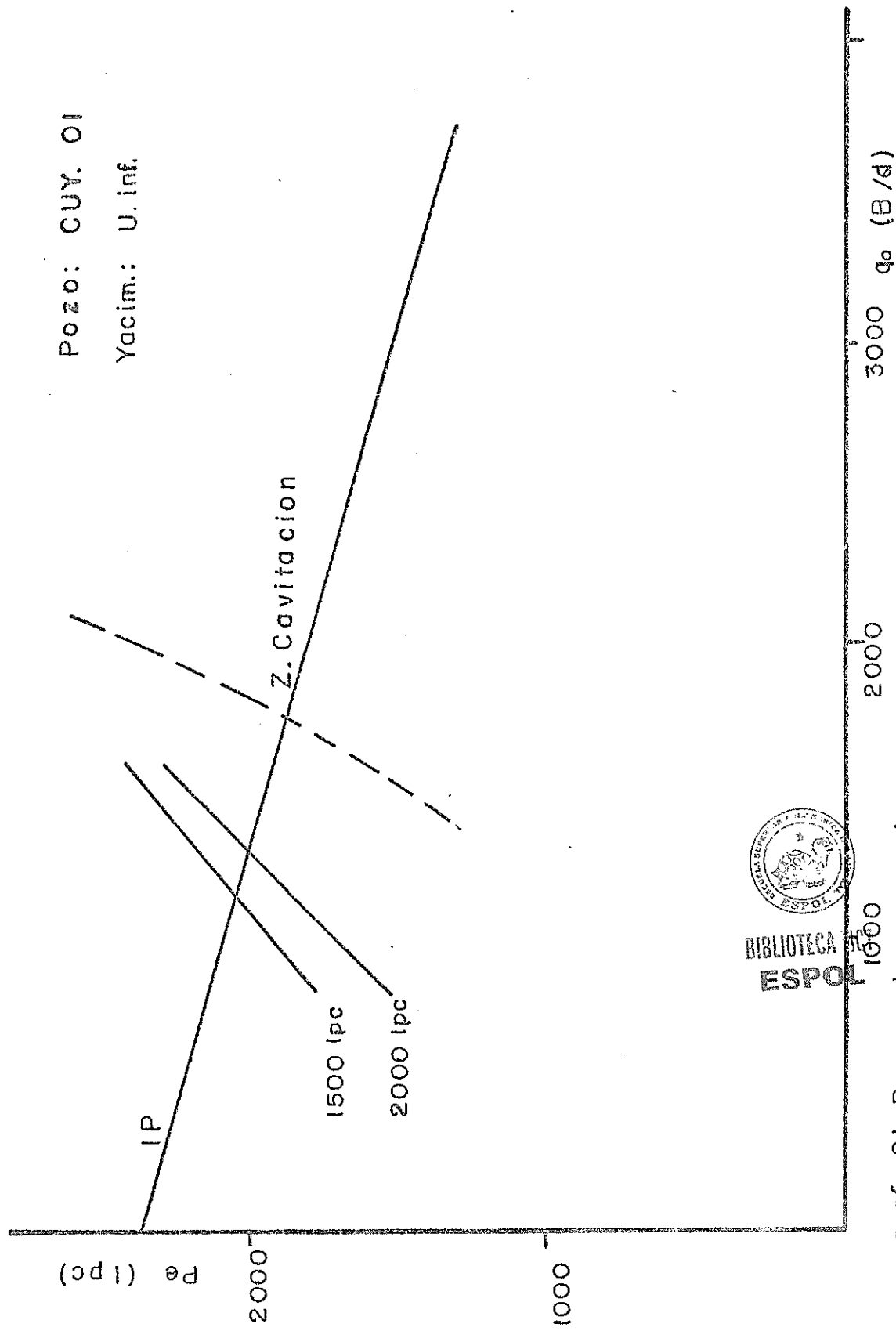
graf. 23 Rangol





BIBLIOTECA
ESPOL

graf. 2.2 Rango de operacion



graf. 21 Rango de operacion

BIBLIOGRAFIA

- 1) ARMCO, National Production Systems, the theory, Hardware and application of the current generation of oil well Jet pumps, south western petroleum short course association, Lubbock Texas, 1983.
- 2) BROWN K., The Technology of artificial lift methods, Vol 1, 2b, Tulsa, 1980, Págs. (8,12, 254) y 452.
- 3) CAICEDO H., Sistemas de Levantamiento artificial TEXACO, Quito, 1985.
- 4) CEPE, División de yacimientos, Reservas de Petr6leo en los Campos Cuyabeno y Sansahuari, Quito, 1983.
- 5) Journal of Petroleum Technology, Texas, Oct. 1982, Pág.2384.
- 6) PAZMIÑO Jorge, Evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial para el campo Bermejo Sur, CEPE, Quito, 1983.
- 7) STREETER Víctor L., Fluid Mechanics, 2^{da} Edición, New York, Mc Graw-Hill Book Company Inc. 1958, Pág. 175 - 186.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL