



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL
DE EXPLOTACION PARA EL CAMPO
KU-MALOOB

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

DIANA GORDILLO MACIAS



MEXICO, D. F.

1992

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

	PAG:
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES.	3
I.1 Bombeo neumático continuo	3
I.2 Bombeo neumático intermitente	5
I.3 Bombeo hidráulico tipo pistón	6
I.4 Bombeo hidráulico tipo jet	6
I.5 Bombeo eléctrico sumergible	7
I.6 Bombeo mecánico	9
I.7 Bombeo electromecánico rotatorio o Cavidad progresiva	10
CAPITULO II	
SELECCION Y EVALUACION DE LOS SISTEMAS.	12
II.1 Selección cualitativa de los sistemas	12
II.2 Evaluación de los sistemas apropiados	15
II.3 Presentación gráfica de resultados	26
CAPITULO III	
ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.	81
III.1 Análisis de los sistemas evaluados	81
III.2 Comparación de los sistemas	87
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
NOMENCLATURA	91
BIBLIOGRAFIA	92

INTRODUCCION

En la Industria Petrolera, una de las tareas de los Ingenieros Petroleros ha sido la extracción de los hidrocarburos mediante la energía propia del yacimiento o por algún sistema artificial de producción.

En la etapa inicial de explotación de un campo petrolero, por lo general el aceite y el gas fluyen en forma natural, desde el fondo del pozo hasta la superficie. No obstante, la producción del campo disminuye gradualmente a medida que avanza la explotación del mismo, como consecuencia del abatimiento de la presión del yacimiento, ocasionando en algunos casos la "muerte" de los pozos.

En la actualidad, antes de que ésto ocurra, se implantan métodos de recuperación secundaria y/o algún sistema artificial de producción.

Este trabajo está orientado a seleccionar el sistema artificial de producción óptimo para la explotación del campo Ku-Maloob, por lo que los métodos de recuperación secundaria no serán tratados.

La selección de un sistema artificial no es un problema simple, ya que dicho sistema debe cumplir con el objetivo de mantener o incrementar la producción, tomando en cuenta diferentes aspectos propios del campo, así como las condiciones de operación de los pozos en el momento del estudio.

Generalmente, al elegir el sistema artificial idóneo para un pozo o campo, se pueden considerar más de uno, por lo que es necesario tomar en cuenta parámetros tales como inversión

inicial, costos de mantenimiento, trabajos de reparación, etc.

Cuando los pozos se encuentran mar adentro se torna aún más difícil la selección debido a la limitación de área que se tiene en las plataformas, ya que es factible tener plataformas satélites con poco espacio, y es necesario mover equipos especiales para realizar la reparación.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES

A continuación se describe brevemente el principio de operación, ventajas y limitaciones de los sistemas artificiales de producción, comúnmente utilizados en la industria petrolera.

I.1 BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

El principio de operación de este sistema de producción consiste en inyectar un volumen continuo de gas a alta presión, con la finalidad de aligerar la columna de fluidos reduciendo la presión ejercida en el fondo, para generar una diferencia de presión en la cara de la formación, y que de ese modo el pozo pueda producir el gasto deseado.

Se recomienda para pozos con gastos grandes y alta presión de fondo estática ya que es cuando proporciona mejores resultados. Es ideal para yacimientos con empuje hidráulico, pozos localizados en el mar, altos índices de productividad y alta relación gas-aceite (en comparación con los demás sistemas artificiales de producción).

También es recomendable cuando se dispone de una alta presión de gas o cuando el costo del gas es bajo. El bombeo neumático continuo utiliza el gas producido más un volumen adicional para disminuir el gradiente de presión fluyente, de tal manera que el pozo aporte los fluidos más eficientemente.

Es indispensable tener un buen suministro de gas durante la vida productiva del pozo para que opere adecuadamente. Si no se dispone del gas necesario, el pozo producirá erráticamente

con mucha fluctuación en la presión a tal grado que puede dejar de fluir.

Las ventajas más importantes del bombeo neumático continuo son:

- a) Es el mejor método artificial para manejar arena o materiales sólidos.
- b) Opera eficientemente en pozos desviados, por lo que resulta importante para pozos localizados en el mar.
- c) Permite el uso de equipo de línea de acero, lo que da posibilidades de efectuar reparaciones a través de la tubería de producción.
- d) Se puede operar con un amplio rango de gastos y alcanzar grandes profundidades.
- e) Se puede utilizar una central para dar servicio a varios pozos o para todo un campo. La centralización generalmente baja los costos de operación y mantenimiento permitiendo mayor control.
- f) El equipo superficial es simple y similar a los pozos fluyentes, sólo se adiciona el regulador de gas y el medidor de flujo.

Algunas de sus limitaciones son:

- a) No opera eficientemente para bajas presiones de fondo.
- b) Requiere de una inversión inicial fuerte, altos consumos de energía y costos de operación.
- c) No opera eficientemente en pozos con alta densidad relativa debido al incremento de las pérdidas de presión por fricción.
- d) No es recomendable para producir bajos volúmenes de aceite o grandes porcentajes de agua.

I.2 BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente un volumen de aceite determinado, impulsado por gas que se inyecta súbitamente en gran cantidad, a alta presión. El gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos: pasa posteriormente a la tubería de producción a través de una válvula. Cuando ésta abre, el fluido proveniente de la formación es impulsado a la superficie en forma de tapón o bache de aceite, debido a la energía del gas. Después de que la válvula cierra, transcurre un tiempo en el cual la formación continúa aportando fluidos al pozo, hasta formar un volumen determinado de aceite con el que se inicie nuevamente el ciclo.

Es un sistema que se usa generalmente cuando el pozo produce bajos volúmenes de fluido. Los pozos candidatos para utilizar este sistema artificial de producción normalmente tienen altos índices de productividad y bajas presiones de fondo o bajos índices de productividad con altas presiones de fondo. Se usa cuando se tienen fuertes problemas de bombeo o donde ya se tiene instalado el bombeo neumático continuo o cuando se dispone de gas a alta presión y bajo costo. La fluctuación en gasto y presión de fondo estática es perjudicial para pozos con producción de arena ya que ésta puede obstruir la tubería de producción o tapan la válvula de pie, así como ocasionar problemas en el manejo de fluidos. Requiere ajustes frecuentes en el volumen de gas inyectado en el ciclo de inyección para mantener el gasto deseado.

I.3 BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON

Este sistema de producción es de tipo de desplazamiento positivo y consiste en un motor reciprocante acoplado a una bomba de pistón. El fluido motriz puede ser agua o aceite y es enviado a través de una tubería para operar el motor hidráulico. La bomba succiona el fluido de la formación a través de una válvula de pie y la mezcla de fluido motriz y fluidos producidos se transporta a través de la tubería de producción hasta la superficie.

El sistema puede operar como abierto o cerrado: en el primer caso, los fluidos se mezclan en la bomba y regresan a la superficie a través de la misma tubería. En el segundo caso cada fluido viaja por tuberías separadas y no se mezclan.

Las ventajas del bombeo hidráulico tipo pistón son:

- a) Opera en pozos direccionales.
- b) Facilidad para agregar inhibidores de corrosión.
- c) Se instala como un sistema integral.
- d) Puede instalarse en áreas reducidas.
- e) Opera para gastos hasta de 5000 BPD.

I.4 BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

El principio de operación del bombeo hidráulico tipo jet se basa en la inyección de un fluido motriz a alta presión, hasta la profundidad de la bomba de fondo. En este punto es dirigido a través de la tobera, la cual transforma la energía potencial (presión) en energía cinética (fluido a alta

velocidad), disminuyendo considerablemente la presión del fluido.

La baja presión del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y a la bomba de fondo al gasto deseado. La alta velocidad del fluido motriz se mezcla con la baja velocidad de los fluidos producidos, en una sección de área constante denominada cámara de mezclado, incrementando su velocidad. A la mezcla de los fluidos se le llama fluido de retorno.

Cuando el fluido de retorno, alcanza la parte final de la cámara de mezclado, tiene baja presión y alta velocidad, por lo que se envía al difusor, para transformar la energía cinética en presión: de esta manera se establece nuevamente alta presión y baja velocidad. La presión de descarga debe ser suficiente para llevar la producción del fluido de retorno hasta la superficie.

Las ventajas de este sistema son principalmente la carencia de partes móviles que permiten manejar fluidos de cualquier calidad, tanto motriz como producido. Permite adaptarse a cualquier profundidad en el pozo.

Entre las características que limitan este tipo de bombeo es que requiere presiones de succión altas y la eficiencia mecánica es baja.

I.5 BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE

En este sistema la energía eléctrica que se genera en la superficie, es transmitida a través del cable, hasta el motor eléctrico colocado en el fondo del pozo, en donde es transformada en energía mecánica. Dicho motor está conectado a

una bomba centrífuga, cuyo objetivo es transferir a los fluidos del pozo la energía mecánica recibida por el motor, en forma de energía cinética, que se emplea para elevar los fluidos del pozo hasta la superficie.

El bombeo eléctrico sumergible es ideal para manejar grandes producciones, alta relación agua-aceite y formaciones con baja relación gas-líquido. Tiene la habilidad de elevar grandes volúmenes de fluidos desde cerca del intervalo productor e inclusive desde el fondo del pozo, a costos razonables.

Este sistema tiene las siguientes ventajas:

- a) Se puede instalar en plataformas marinas en donde el espacio es reducido.
- b) Se puede utilizar en pozos altamente desviados.
- c) El tablero de control superficial prácticamente no causa problemas y requiere poco mantenimiento.
- d) La unidad de bombeo sumergible es fácil de transportar y tiene un alto valor de recuperación.

Las limitaciones más comunes del sistema son:

- a) El diámetro de la tubería de revestimiento limita el diámetro de la bomba y el motor que pueda instalarse en el pozo.
- b) Requiere de suministro de energía eléctrica.
- c) No se recomienda su operación en pozos con temperaturas que excedan los 250 °F, ya que se deberá utilizar cable especial y un motor resistente a altas temperaturas.
- d) El gasto mínimo que se puede operar es de 300 BPD.
- e) No tiene flexibilidad para cambios repentinos en el

ritmo de producción de los pozos.

- f) La bomba electrocentrífuga debe manejarse dentro del rango de aplicación recomendado por el fabricante.
- g) No permite el manejo de grandes volúmenes de gas, producción de sólidos o arena y fluidos con problemas de emulsión.

I.6 BOMBEO MECANICO

El bombeo mecánico es uno de los más antiguos y ampliamente utilizados para la producción de pozos petroleros.

En Estados Unidos más del 80% de los pozos sometidos a un sistema artificial de producción operan con este sistema.

En este sistema la función de la bomba es admitir fluidos del pozo y elevarlos a la superficie: la bomba recibe el impulso desde la superficie por medio de la sarta de varillas de succión. La unidad superficial cambia el movimiento giratorio de la flecha del motor a un movimiento recíprocante en la varilla pulida. En el reductor de engranes se logra disminuir la velocidad de la flecha del motor a una velocidad de bombeo adecuada. El motor principal genera la fuerza impulsora para dar movimiento a todos los componentes descritos.

Este sistema es ideal para pozos con bajo índice de productividad, someros y verticales.

No permite el manejo de:
Grandes volúmenes de gas.
Producción de sólidos.
Producción de arena.
Fluidos con problemas de emulsión.

Acido sulfhídrico.

Parafinas.

I.7 BOMBEO ELECTROMECHANICO ROTATORIO O CAVIDAD PROGRESIVA

El aparejo de bombeo electromecánico rotatorio opera sumergido en el fluido del pozo, suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, es impulsado desde la superficie mediante varillas de succión con movimiento giratorio vertical, impuesto a través de un sistema de transmisión, apropiadamente conectado a la fuente de potencia por medio de poleas, bandas y masas. Adicionalmente, un conjunto de mecanismos de relojería, interruptores y fusibles, permiten controlar la operación de todo el sistema

En el interior del estator gira el rotor impulsado desde la superficie por varillas de succión convencionales. Este movimiento genera cavidades de tal manera que el fluido que llega a la primera es inmediatamente impulsado hacia la siguiente en forma progresiva ascendente, hasta la descarga de la bomba, la cual debe encontrarse permanentemente sumergida en el fluido que se bombea de esta forma. El fluido en su trayectoria hacia la superficie llega hasta la "T" de flujo donde se canaliza hacia la línea de escurrimiento.

El estopero permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide la fuga de fluidos a la superficie. La varilla pulida es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.

El reductor de engranes es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. En él, se logra que el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor, se convierta en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida. Adicionalmente constituye el medio para reducir la velocidad de la flecha del motor a una velocidad de bombeo adecuada. Esta velocidad de bombeo varía en función de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha del motor y la polea montada en la flecha del reductor de engranes.

El movimiento rotatorio de la flecha del motor, se transmite a la flecha del reductor de engranes por medio de bandas que corren sobre dichas poleas.

El tablero de control es parte del aparejo a través del que se alimenta de energía eléctrica al motor, la cual proviene de una línea doméstica que en algunos casos necesita del uso de un transformador, para elevar el voltaje de dicha línea hasta el requerido por el motor.

Las limitaciones que tiene este sistema son:

- a) Maneja gastos bajos.
- b) Opera con temperaturas de fondo hasta de 135 °F.

CAPITULO II

SELECCION Y EVALUACION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES

La implantación de un sistema artificial en el campo Ku-Maloob tiene como objetivo superar o mantener los niveles actuales de producción.

Las características propias del campo hacen necesaria la instalación de un sistema de producción que sea capaz de explotar artificialmente pozos con altas producciones.

El éxito de la aplicación de un sistema a un campo en particular depende en gran medida de los factores que condicionan tal aplicación.

II.1 SELECCION CUALITATIVA DE LOS SISTEMAS

El primer factor a considerar, en la selección de un sistema artificial de producción, debe ser el gasto que es posible obtener en la superficie mediante la aplicación de dicho sistema. Sin embargo, también entran en juego el estado mecánico de los pozos, las características del yacimiento (presión, temperatura, etc.), las propiedades de los fluidos producidos, la disponibilidad de energía, gas y equipo dependiendo del sistema. Entre los factores se pueden mencionar los siguientes:

- a) Gasto requerido
- b) Profundidad del intervalo productor
- c) Estado mecánico de los pozos
- d) Pozos verticales o desviados
- e) Diámetros y longitudes de la línea superficial

- f) Temperatura de flujo
- g) Relación gas-aceite
- h) Porcentaje de agua
- i) Viscosidad del aceite
- j) Presión del yacimiento
- k) Índice de productividad
- l) Presencia de fluidos corrosivos
- ll) Arenamiento
- m) Incrustación de sales
- n) Depositación de asfaltenos y parafinas
- ñ) Declinación de la presión del yacimiento
- o) Disponibilidad de energía eléctrica
- p) Disponibilidad de área para el equipo superficial
- q) Disponibilidad de personal capacitado
- r) Riesgo del sistema
- s) Inversión inicial
- t) Costos de operación y mantenimiento
- u) Localización estructural.

El campo Ku que produce aceite negro comprende las plataformas Ku-A, Ku-F y los Tetrapodos, con un total de 24 pozos. Se tomó un pozo como representativo de ese campo para fines del estudio; cuyas características promedio son:

$$P_{wh} = 25 \text{ Kg/cm}^2$$

$$R = 82 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$P_b = 184 \text{ Kg/cm}^2$$

$$T_s = 90.4 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_r = 111.87 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\gamma_o = 0.926$$

$$\gamma_{gr} = 0.921$$

$$q_o = 9000 \text{ bl/día}$$

$$\alpha = 17 \text{ }^\circ$$

Estado Mecánico

T.P.		T.R	
DIAMETRO	PROFUNDIDAD	DIAMETRO	PROFUNDIDAD
(pg)	(m)	(pg)	(m)
4 1/2	112.7	9 5/8	1702
7	699.2	7	2417
4 1/2	731.3	4 1/2	3053

Empacador = 718.6 m.

Intervalo productor = 3040 - 3065 m.d.

El campo Maloob contempla las plataformas Ku-H y Ku-M con un total de 8 pozos. Se tomó un pozo representativo para el cual las características promedio son:

$$P_{wh} = 9 \text{ Kg/cm}^2$$

$$R = 68 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$P_b = 134 \text{ Kg/cm}^2$$

$$T_s = 57.4 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_r = 109.70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\gamma_o = 0.985$$

$$\gamma_{gr} = 0.93$$

$$q_o = 7000 \text{ bl/día}$$

$$\alpha = 21.2 \text{ }^\circ$$

Estado Mecánico

T.P.		T.R	
DIAMETRO	PROFUNDIDAD	DIAMETRO	PROFUNDIDAD
(pg)	(m)	(pg)	(m)
4 1/2	162.4	9 5/8	1800
7	1775.0	7	3075
4 1/2	1798.7		

Empacador = 1795.8 m.

Intervalo productor = 3060 - 3090 m.d.

Tomando en cuenta las características de cada uno de los sistemas mencionados en el capítulo anterior, y las de los pozos representativos, se hace una selección descartando a los sistemas de Bombeo Neumático Intermitente, Bombeo Hidráulico tipo Pistón, Bombeo Mecánico y Bombeo Electromecánico Rotatorio, principalmente por el gasto que pueden manejar, quedando como sistemas a evaluar BOMBEO NEUMATICO CONTINUO, BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET Y BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE.

II.2 EVALUACION DE LOS SISTEMAS APROPIADOS

Se presenta la metodología general de cálculo, la cual consta de varias etapas que se describen brevemente en seguida.

II.2.1 AJUSTE Y PREDICION DE LA PRESION ESTATICA.

Este parámetro es muy importante ya que de él dependen las estimaciones a futuro de las curvas de IPR.

Para llevar a cabo las predicciones de la presión estática a futuro, se recopila la mayor cantidad de mediciones del pozo, tomadas a diferentes fechas, las cuales en caso necesario se corrigen para referirlas a la profundidad media del intervalo productor. Tabla II.1 y II.2.

Se les ajusta una ecuación mediante el método de mínimos cuadrados, la cual permite estimar la presión estática para cualquier fecha, ¹mediante un programa de cómputo.

¹ Referencias al final

Tabla II.1 REGISTROS DE PRESION ESTATICA DEL POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU.

FECHA	Pws (Kg/cm ²)	PROFUNDIDAD (mv)	ULTIMO GRADIENTE (Kg/cm ² /m)	Pws CORREGIDA (Kg/cm ²)
18/10/84	262.7	3082	0.0740	250.64
6/07/85	236.0	2889	0.0811	238.43
5/03/86	235.1	2949	0.0735	232.89
17/06/86	242.8	3082	0.0760	230.41
18/06/86	223.9	2889	0.0792	226.28
20/07/86	238.1	3079	0.0780	225.62
20/11/86	217.9	2803	0.0800	227.18
25/04/87	215.3	2844	0.0757	220.98
11/08/87	210.6	2857	0.0811	215.63
1/04/88	210.7	2889	0.0754	212.96
24/06/88	104.1	1563	0.0825	215.97
15/04/89	196.7	2844	0.0776	202.52
5/08/89	194.5	2832	0.0740	200.94
12/09/89	191.4	2813	0.0820	200.09
4/10/89	184.7	2744	0.0780	198.35
17/10/89	188.9	2857	0.0760	193.61
1/11/89	190.2	2844	0.0730	195.67
17/09/90	184.8	2832	0.0770	191.50
17/10/90	197.4	3015	0.0769	190.02
21/10/90	180.1	2793	0.0752	189.58
4/11/90	184.1	2845	0.0766	189.77

Tabla II.2 REGISTROS DE PRESION ESTATICA DEL POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB.

FECHA	Pws (Kg/cm ²)	PROFUNDIDAD (mv)	ULTIMO GRADIENTE (Kg/cm ² /m)	Pws CORREGIDA (Kg/cm ²)
1/10/85	243.3	2867	0.0919	243.76
6/04/86	237.3	2867	0.0869	237.73
29/06/88	209.1	2812	0.0870	214.32
27/11/88	204.8	2812	0.0880	210.08

II.2.2 ESTIMACION DE LOS IPR ACTUAL Y FUTURO.

El comportamiento del IPR es importante, dado que está influenciado por las propiedades petrofísicas y geométricas del yacimiento, así como por el comportamiento de fase y reológico de los fluidos contenidos en él.

La manera más confiable de evaluarlo es mediante una prueba de producción realizada al pozo bajo condiciones normales de operación. Con la información obtenida, en la prueba de producción y utilizando la correlación de ²Vogel o la Curva generalizada, se calcula el comportamiento de afluencia al pozo para la fecha en la que se realizó la prueba.

Al efectuar una prueba de producción es conveniente medir simultáneamente la presión en la cabeza del pozo, la relación gas-aceite producida, la temperatura en la boca del pozo y la temperatura de flujo en el fondo del pozo. Estos datos, junto con los de la prueba de producción, permitirán seleccionar las correlaciones óptimas para evaluar las caídas de presión en el aparejo de producción.

En el caso de los dos pozos analizados no se contaba con pruebas de producción, por lo que se utilizó un procedimiento alterno.

Mediante un ¹programa de cómputo se calcularon las presiones de fondo fluyendo para cada uno de los aforos medidos, Tablas II.3 y II.4, con todas las correlaciones contenidas en el programa, Tabla II.5.

Tabla II.3 INFORMACION MEDIDA DE AFOROS DEL POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU.

FECHA	q _o (bl/día)	R (m ³ /m ³)	ESTRAN. (pg)	P _{wh} (Kg/cm ²)	T _s (°C)
29/01/89	13076	81.3	2 1/2	28.5	90
19/02/89	13476	83.0	2 1/2	29.0	95
27/03/89	13051	82.0	2 1/2	28.0	90
4/04/89	12992	80.5	2 1/2	29.0	91
1/05/89	12828	79.7	2 1/2	27.0	95
22/06/89	12634	79.8	2 1/2	27.9	94
8/07/89	12390	79.9	2 1/2	27.0	94
17/08/89	11904	81.6	2 1/2	28.3	90
25/10/89	11770	85.0	2 1/2	27.0	99
9/11/89	11547	83.0	2 1/2	28.0	86
3/12/89	12391	82.0	2 1/2	30.0	86
5/02/90	10196	96.0	2 1/2	28.4	87
10/03/90	10830	66.3	2 1/2	27.7	90
4/07/90	8824	88.9	2 1/2	28.0	87
5/08/90	8824	88.9	1 1/2	28.0	87
6/09/90	8508	81.4	2 3/4	27.7	92
11/11/90	9046	75.9	2 3/4	26.2	84

Tabla II.4 INFORMACION MEDIDA DE AFOROS DEL POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB.

FECHA	q _o (bl/día)	R (m ³ /m ³)	ESTRAN. (pg)	P _{wh} (Kg/cm ²)	T _s (°C)
6/10/85	2408	38.1	1	25.0	34
13/12/88	7740	64.4	2 3/4	12.0	70
14/11/89	9264	71.7	2 3/4	10.5	64
12/12/89	9333	67.6	2 3/4	10.7	58
10/01/90	8136	64.0	2 3/4	10.4	55
11/02/90	8394	65.7	2 3/4	10.3	58
6/03/90	9285	65.5	2 3/4	10.0	53
25/03/90	7693	71.5	2 3/4	10.0	54
4/05/90	7613	67.0	2 3/4	9.1	55
16/06/90	7351	70.9	2 3/4	9.8	53
27/07/90	7438	69.4	2 3/4	9.7	55
13/09/90	7704	67.1	2 3/4	9.5	60
24/03/91	7152	70.2	2 3/4	8.8	54

Tabla II.5 correlaciones contenidas en el programa:

B_o :	R_s :
1.- Vázquez-Beggs	1.- Lasater
2.- Standing	2.- Standing
3.- Oistein	3.- Vázquez-Beggs
4.- Zona Marina	4.- Oistein
	5.- Zona Marina
μ_o :	GRADIENTES DE PRESION:
1.- Beggs-Robinson	1.- Orkiszewski
2.- Beal-Chew-Connally	2.- Hagedorn-Brown
3.- Datos de laboratorio	3.- Beggs-Brill

Una vez obtenidas las presiones de fondo fluyendo se graficaron, con la presión estática ajustada en el punto II.2.1 y tomando en cuenta que el campo maneja índices de productividad altos se seleccionaron las siguientes correlaciones:

Campo Ku

R_s : Zona marina
 B_o : Zona marina
 μ_o : Beal-Chew-Connally
 G_p : Orkiszewski

Campo Maloob

R_s : Standing
 B_o : Standing
 μ_o : Datos de laboratorio
 G_p : Orkiszewski

Teniendo varias "pruebas de producción", de éstas se selecciona la más cercana a las condiciones de operación de los pozos, para tomarla como base en la estimación de las curvas de IPR futuras.

Para calcular las curvas de IPR a futuro, se fijan las fechas deseadas y se estiman las presiones estáticas correspondientes.

Posteriormente utilizando el método de Índice de productividad constante, el de Fetkovich-Vogel (ecuación cúbica) o el de ³Punto pivote, se estiman los gastos máximos para cada fecha, y mediante la Curva Generalizada o la correlación de Vogel se construyen las curvas de IPR futuras.

II.2.3 BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

Para simular el comportamiento en este sistema, se utilizó un ⁵programa de cómputo, con las siguientes variantes:

- a) Establecer los aparejos de producción factibles de instalar.
- b) Las presiones máximas disponibles Pko, con las que se realizarón los cálculos fueron: 70, 105.5, 140.6, 175.8 y 210.9 Kg/cm².
- c) Los volúmenes de gas de inyección de 0, 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5 y 3.0 MMPCD.
- d) Las curvas de IPR están calculadas para las fechas enero de 1992, 1994, 1996 y 1998.
Estos incisos son comunes para ambos pozos.
- e) Para el Pozo representativo del campo Ku se tomaron las presiones en la cabeza de 25 y 15 Kg/cm², y para el pozo

representativo del campo Maloob las presiones de 9 y 4 Kg/cm²

En seguida se muestran los aparejos de producción utilizados en los cálculos, para los pozos analizados:

APAREJOS DE PRODUCCION DEL POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU			
APAREJO 1		APAREJO 2	
DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)	DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)
4 1/2	112.7	4 1/2	112.7
7	491.4	5 1/2	491.4
4 1/2	511.4	4 1/2	511.4
7	708.1	5 1/2	708.1
4 1/2	728.1	4 1/2	728.1
7	886.3	5 1/2	886.3
4 1/2	906.3	4 1/2	906.3
7	1032.8	5 1/2	1032.8
4 1/2	1052.8	4 1/2	1052.8
7	1152.7	5 1/2	1152.7
4 1/2	1172.7	4 1/2	1172.7
7	1232.4	5 1/2	1232.4
4 1/2	1252.4	4 1/2	1252.4
7	1680.0	5 1/2	1680.0
4 1/2	1705.0	4 1/2	1705.0
EMPACADOR A 1690 m		EMPACADOR A 1690 m	
* MANDRILES			
** PUNTO DE INYECCION			
ESTADO MECANICO:			
TUBERIA DE REVESTIMIENTO:			
DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)		
9 5/8	1702		
7	2417		
4 1/2	3053		
INTERVALO PRODUCTOR:			
3040 m. A 3065 m.			

**APAREJOS DE PRODUCCION DEL POZO REPRESENTATIVO
DEL CAMPO KU**

APAREJO 3		APAREJO 4	
DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)	DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)
4 1/2	112.7	4 1/2	112.7
7	491.4	5 1/2	491.4
4 1/2	511.4	4 1/2	511.4
7	697.6	5 1/2	697.6
4 1/2	717.6	4 1/2	717.6
7	862.9	5 1/2	862.9
4 1/2	882.9	4 1/2	882.9
7	995.4	5 1/2	995.4
4 1/2	1015.4	4 1/2	1015.4
7	1101.6	5 1/2	1101.6
4 1/2	1121.6	4 1/2	1121.6
7	1700.0	5 1/2	1700.0
4 1/2	2367.0	4 1/2	2367.0
3 1/2	2387.0	3 1/2	2387.0
EMPACADOR A 2385 m		EMPACADOR A 2385 m	

* MANDRILES
** PUNTO DE INYECCION

ESTADO MECANICO:
TUBERIA DE REVESTIMIENTO:
DIAMETRO PROFUNDIDAD
(pg) (m)
9 5/8 1702
7 2417
4 1/2 3053

INTERVALO PRODUCTOR:
3040 m. A 3065 m.

**APAREJOS DE PRODUCCION DEL POZO REPRESENTATIVO
DEL CAMPO MALOOB**

APAREJO 1		APAREJO 2	
DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)	DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)
4 1/2	162.4	4 1/2	162.4
7	689.4	5 1/2	689.4
4 1/2	709.4	4 1/2	709.4
7	1000.8	5 1/2	1000.8
4 1/2	1020.8	4 1/2	1020.8
7	1229.5	5 1/2	1229.5
4 1/2	1249.5	4 1/2	1249.5
7	1397.5	5 1/2	1397.5
4 1/2	1417.5	4 1/2	1417.5
7	1520.8	5 1/2	1520.8
4 1/2	1540.8	4 1/2	1540.8
4 1/2	1799.0	4 1/2	1799.0
EMPACADOR A 1796 m		EMPACADOR A 1796 m	
* MANDRILES			
** PUNTO DE INYECCION			
ESTADO MECANICO:			
TUBERIA DE REVESTIMIENTO:			
DIAMETRO		PROFUNDIDAD	
(pg)		(m)	
9 5/8		1800	
7		3071	
INTERVALO PRODUCTOR:			
3060 m. A 3082 m.			

**APAREJOS DE PRODUCCION DEL POZO REPRESENTATIVO
DEL CAMPO MALOOB**

APAREJO 3		APAREJO 4	
DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)	DIAMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (m)
4 1/2	162.4	4 1/2	162.4
7	689.4	5 1/2	689.4
4 1/2	709.4	4 1/2	709.4
7	982.4	5 1/2	982.4
4 1/2	1002.4	4 1/2	1002.4
7	1189.9	5 1/2	1189.9
4 1/2	1209.9	4 1/2	1209.9
7	1304.9	5 1/2	1304.9
4 1/2	1324.9	4 1/2	1324.9
7	1386.5	5 1/2	1386.5
4 1/2	1406.5	4 1/2	1406.5
7	1795.0	5 1/2	1795.0
4 1/2	3021.0	5 1/2	3021.0
3 1/2	3041.0	3 1/2	3041.0
EMPACADOR A 3036 m		EMPACADOR A 3036 m	

* MANDRILES
** PUNTO DE INYECCION

ESTADO MECANICO:
TUBERIA DE REVESTIMIENTO:
DIAMETRO PROFUNDIDAD
(pg) (m)
9 5/8 1800
7 3071

INTERVALO PRODUCTOR:
3060 m. A 3082 m.

II.2.4 BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

Para simular el comportamiento en este sistema se utilizó un ⁸ programa de cómputo, los factores considerados son:

a) Tipos de bomba:

National
Trico (Kobe)
Guiberson-Dresser

b) Fluido motriz:

Agua
Aceite

c) Tuberías de inyección:

4 1/2 pg
5 1/2 pg

d) Temperaturas de inyección:

Si el fluido motriz es agua se tomó 30 °C.

Si el fluido motriz es aceite se consideró la temperatura a la que fluye el pozo y 15 °C menos.

- e) Las presiones en la cabeza del pozo son las mismas que se consideraron para bombeo neumático continuo.
- f) Las curvas de IPR se estimaron para las mismas fechas que con el sistema anterior.
- g) Se consideró que la bomba se encuentra en el liner de 9 5/8 pg.
- h) El sistema es abierto.
- i) Se inyecta por TP y se produce por espacio anular.
- j) Presión máxima de inyección en la superficie 421.85 Kg/cm².
- k) Gasto máximo de inyección, dos veces el gasto producido.

II.2.5 BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE.

Para simular el comportamiento en este sistema se utilizó un ⁶ programa de cómputo, los factores que se consideraron fueron:

- a) Tipo de bombas:
 - Odi
 - Reda
- b) Tubería de producción
 - 4 1/2 pg
- c) Relación gas-líquido permisible en la bomba:
 - 12 %
- d) Eficiencia del separador:
 - 0 %
 - 30 %
- e) Frecuencia:
 - 60 Hz
 - 75 Hz
- f) Las presiones en la cabeza del pozo son las mismas que se consideraron para los demás sistemas.
- g) Las fechas son las mismas que para el sistema anterior.
- h) Se consideró que la bomba se encuentra instalada en el liner de 7 pg.

II.3 PRESENTACION GRAFICA DE RESULTADOS

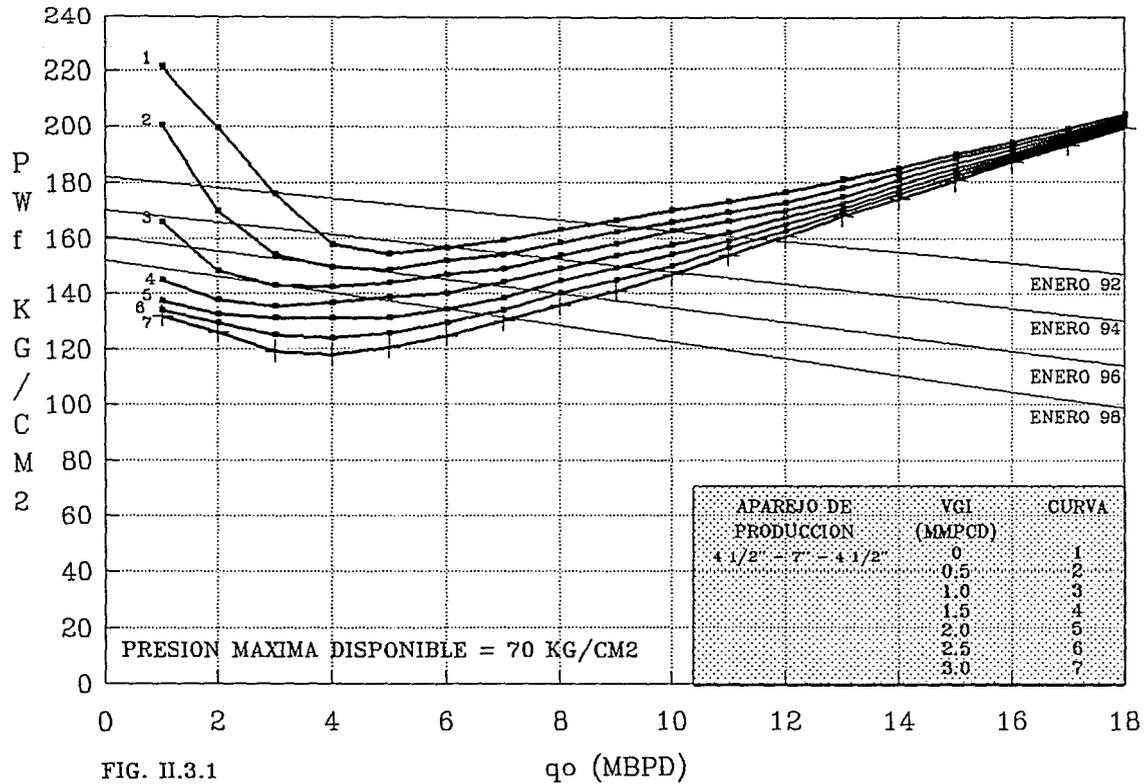
Debido a que el estudio es muy extenso se seleccionaron las gráficas representativas que ilustran los efectos de cada uno de los parámetros.

Se presentan en el orden en que fueron analizados cada uno de los sistemas seleccionados.

BOMBEO NEUMATICO
CONTINUO

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$

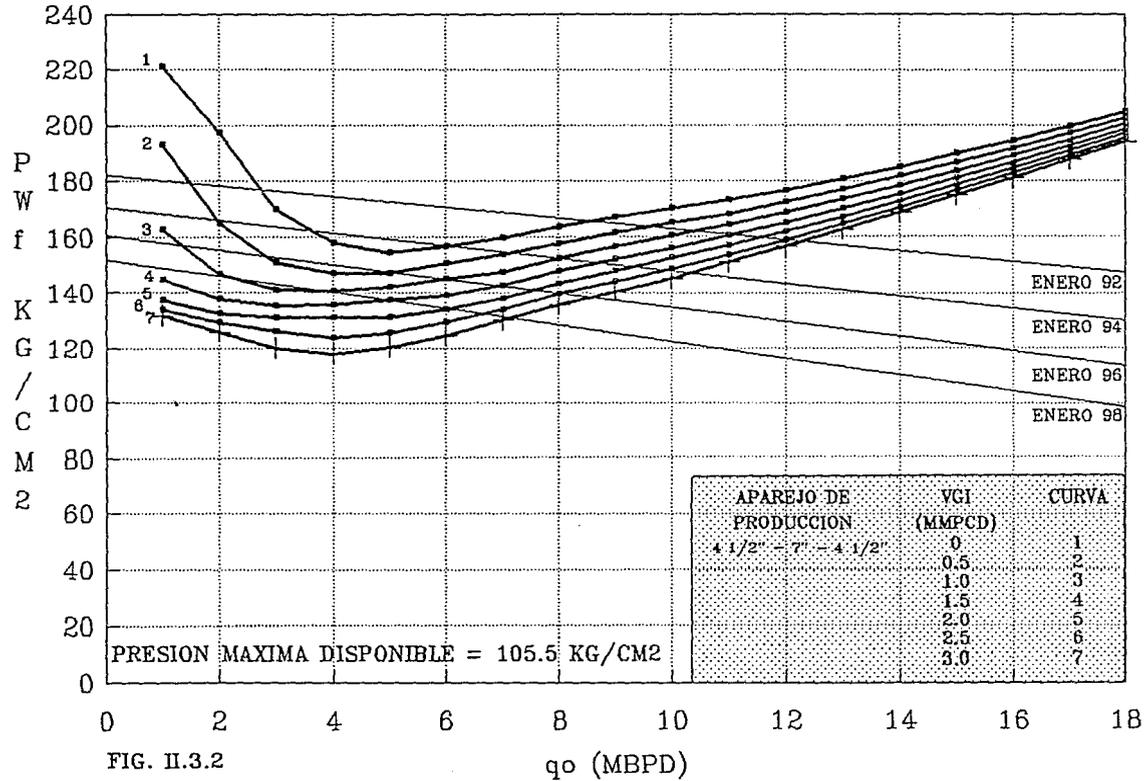
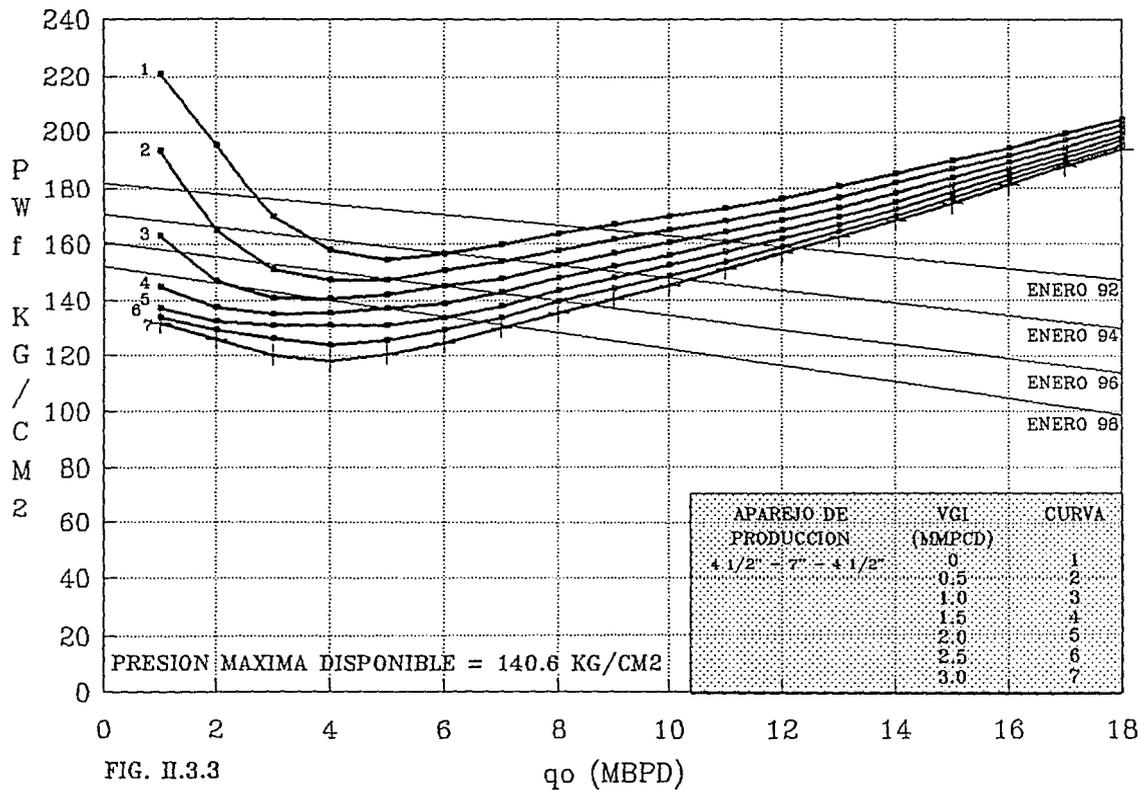


FIG. II.3.2

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²

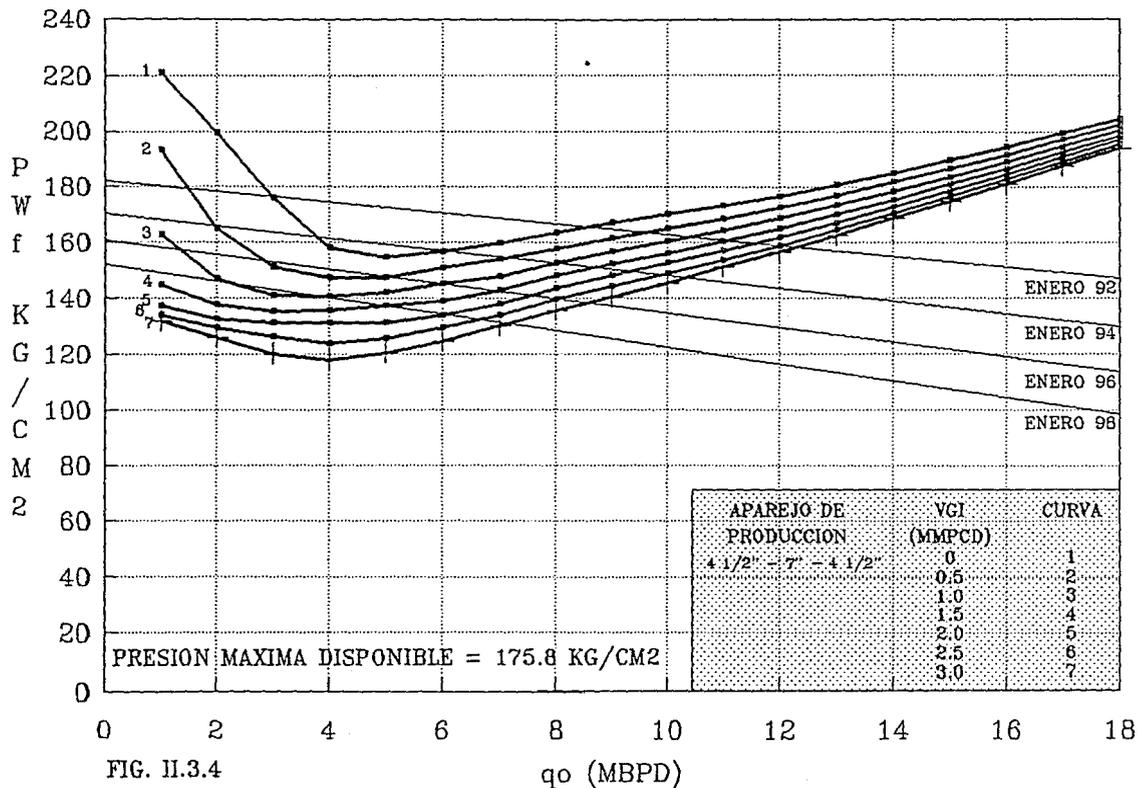


FIG. II.3.4

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²

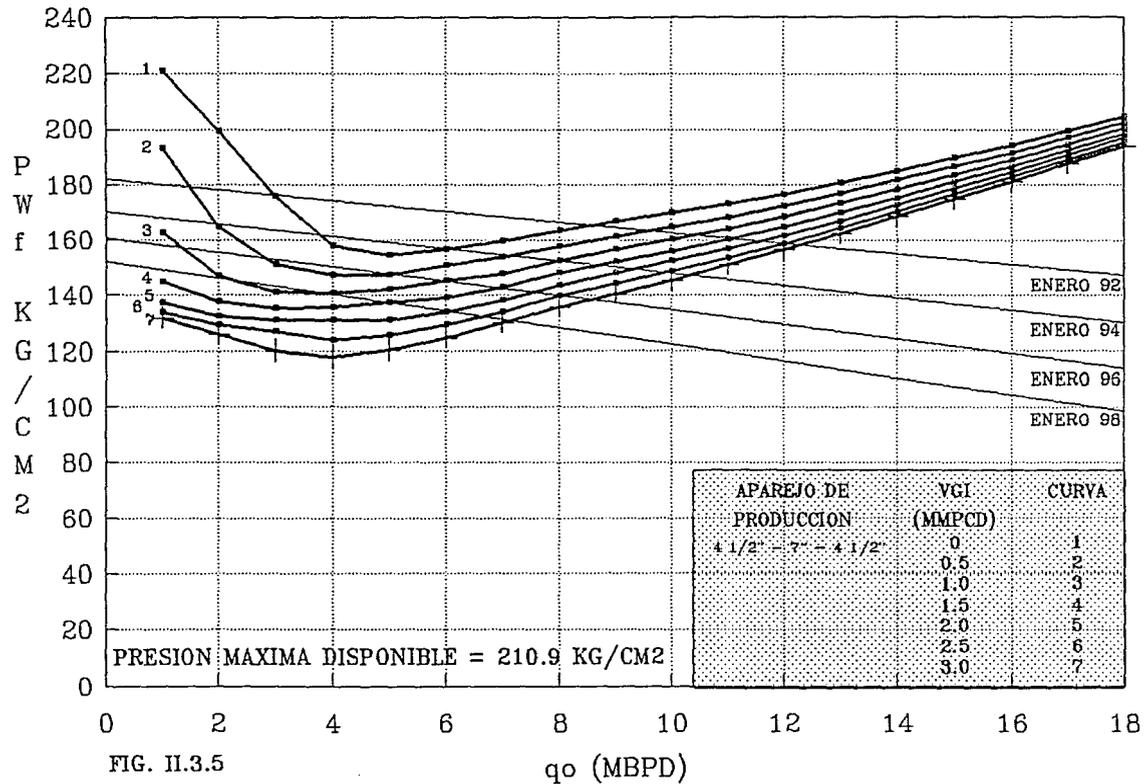
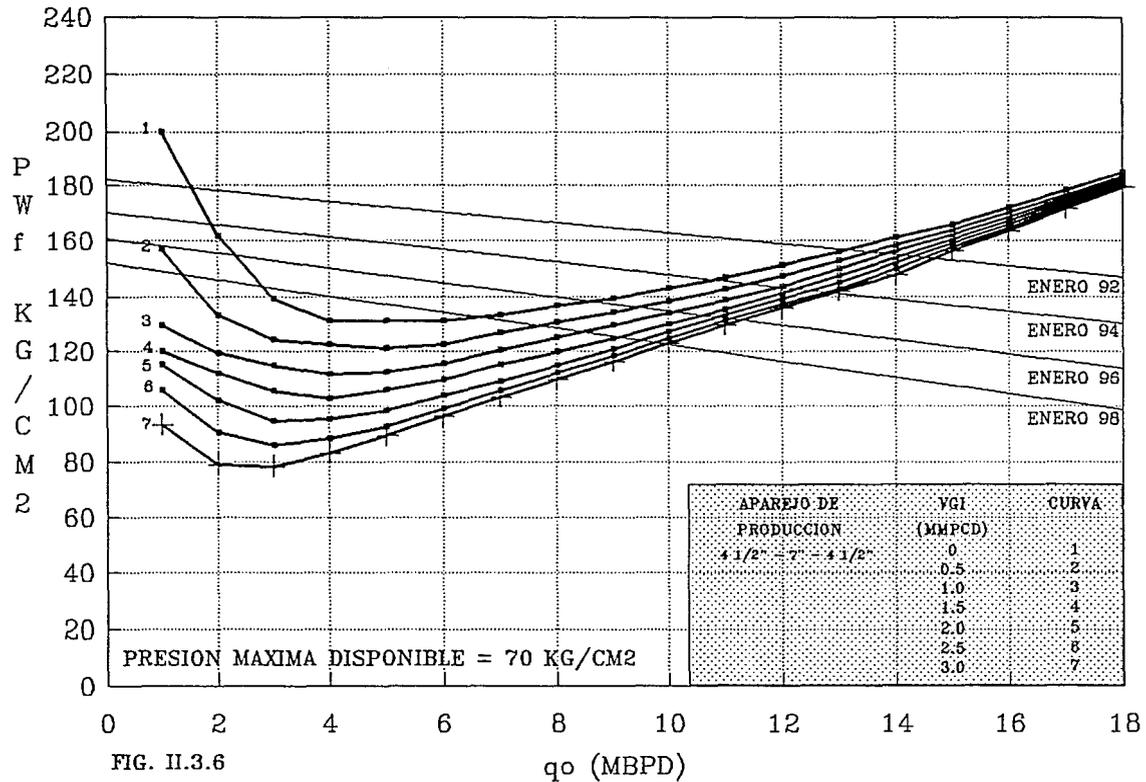


FIG. II.3.5

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 15 kg/cm²



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²

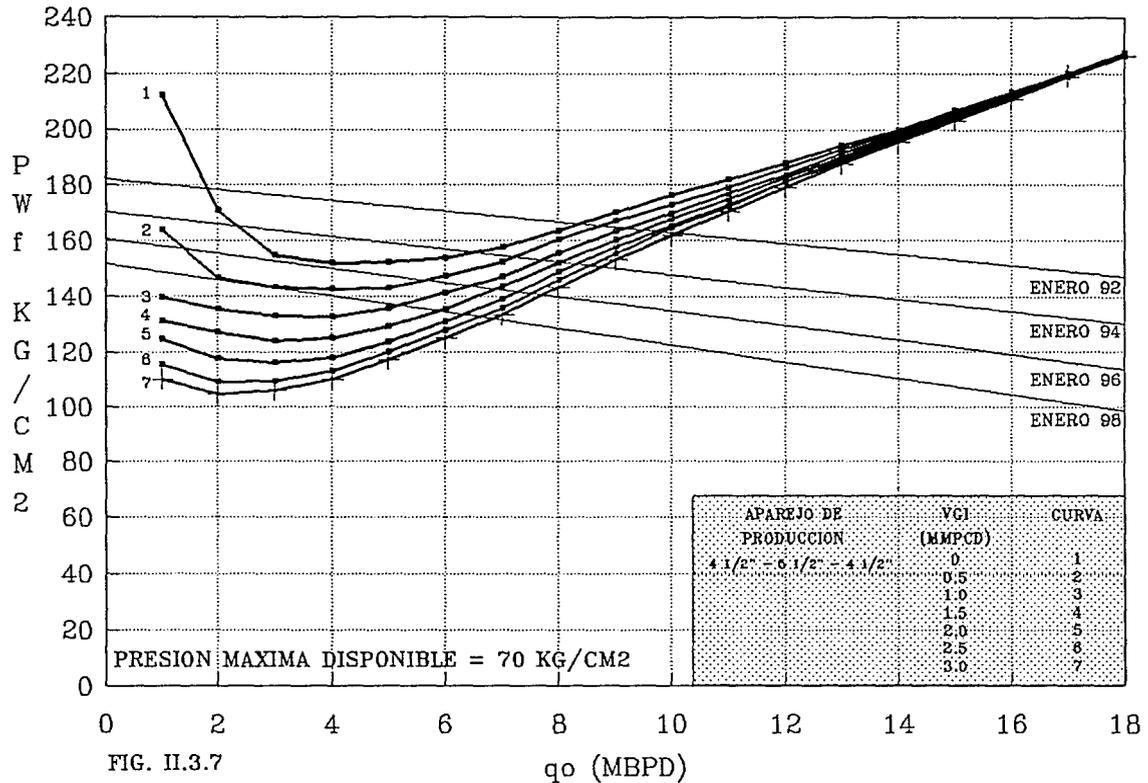
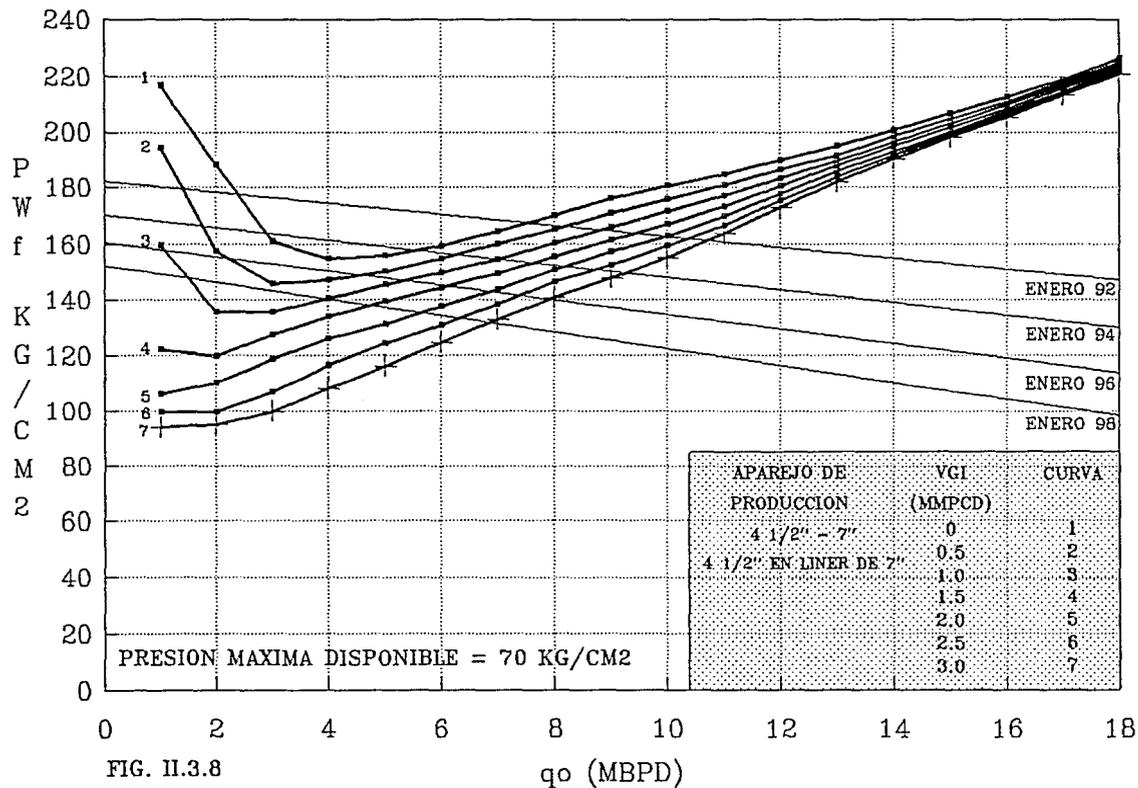


FIG. II.3.7

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$

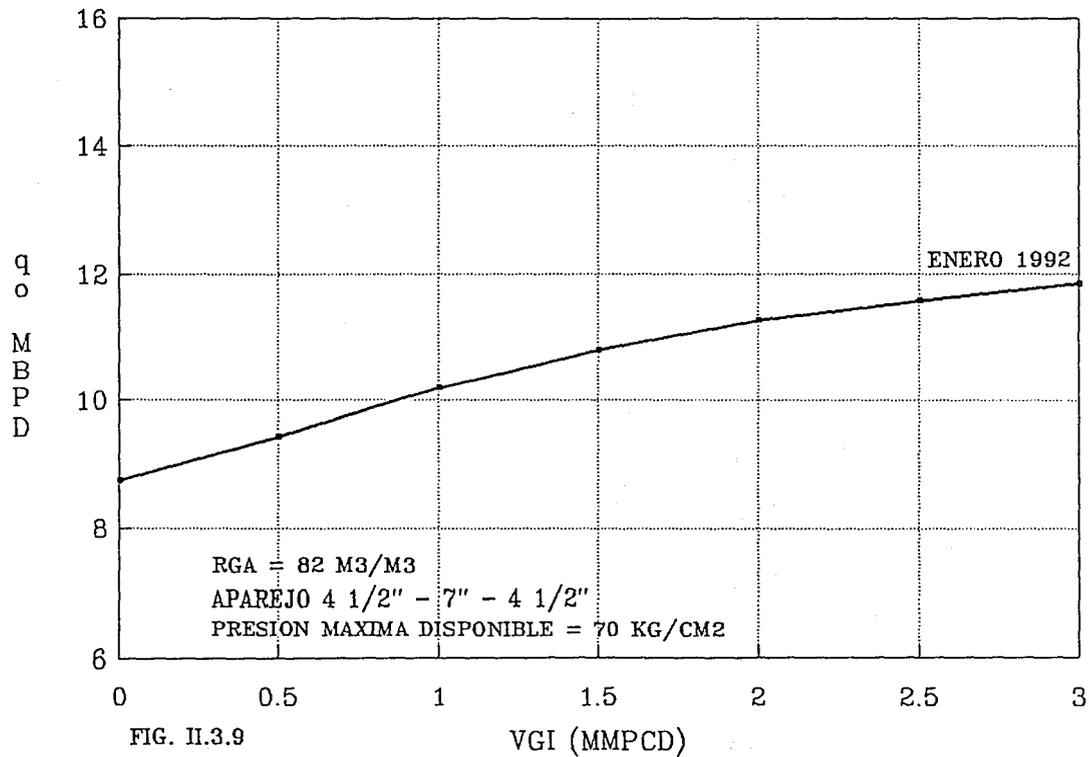
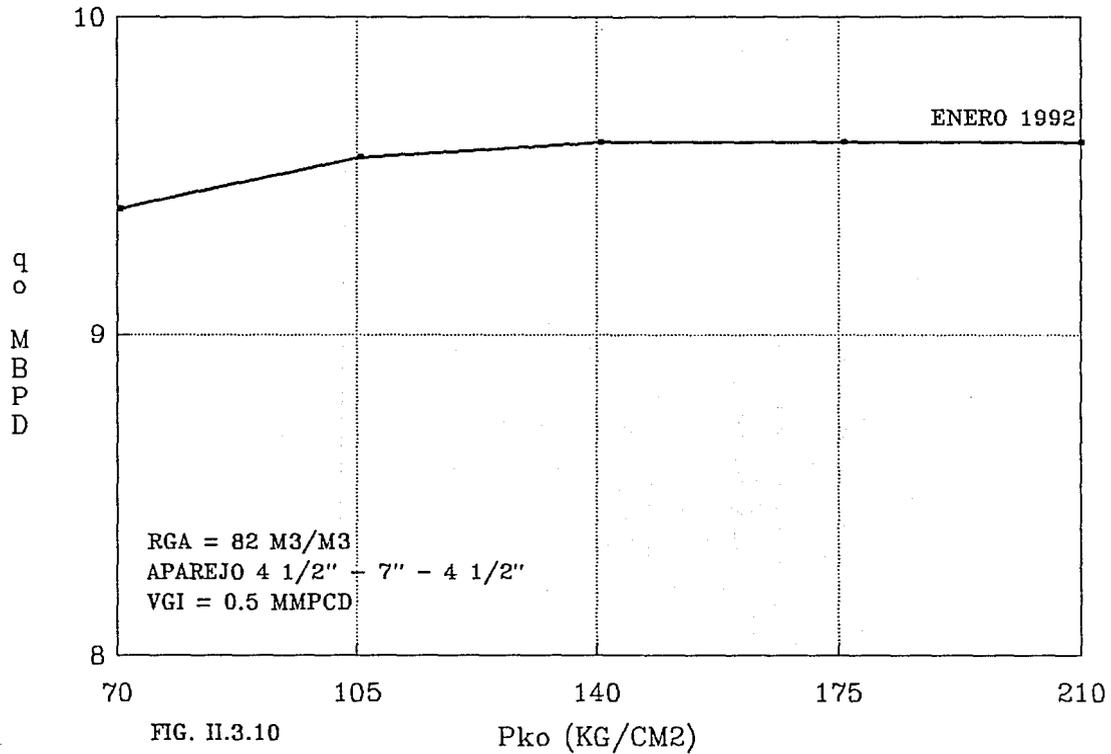


FIG. II.3.9

VGI (MMPCD)

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 15 \text{ kg/cm}^2$

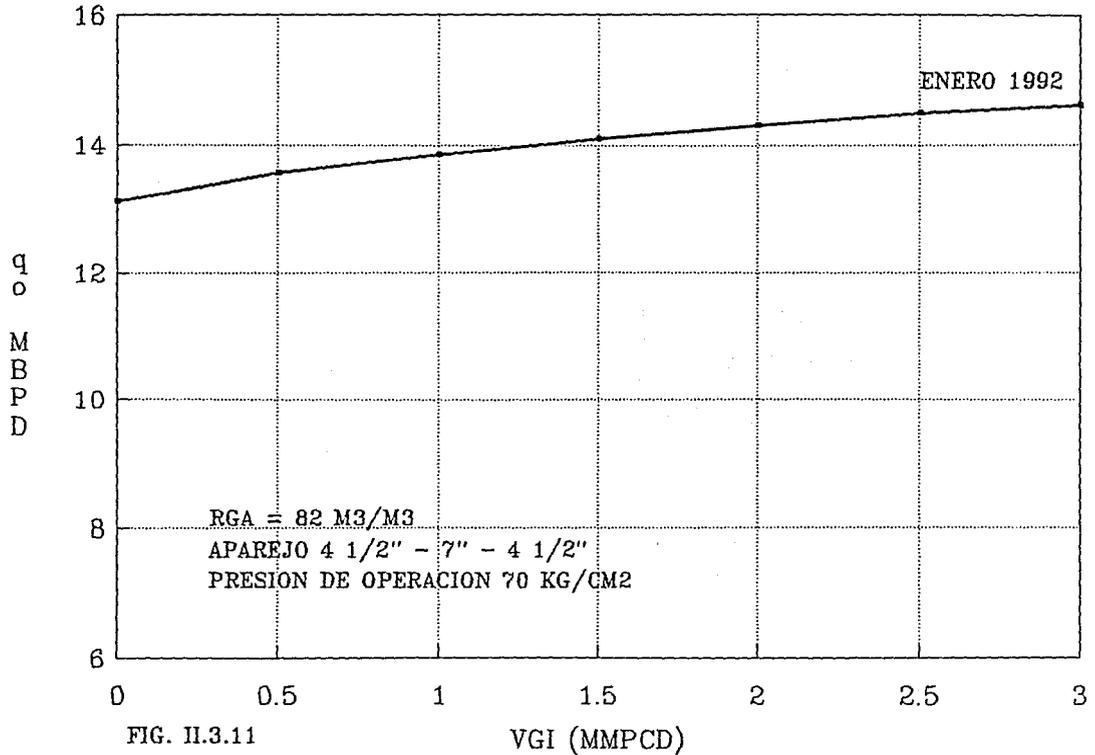
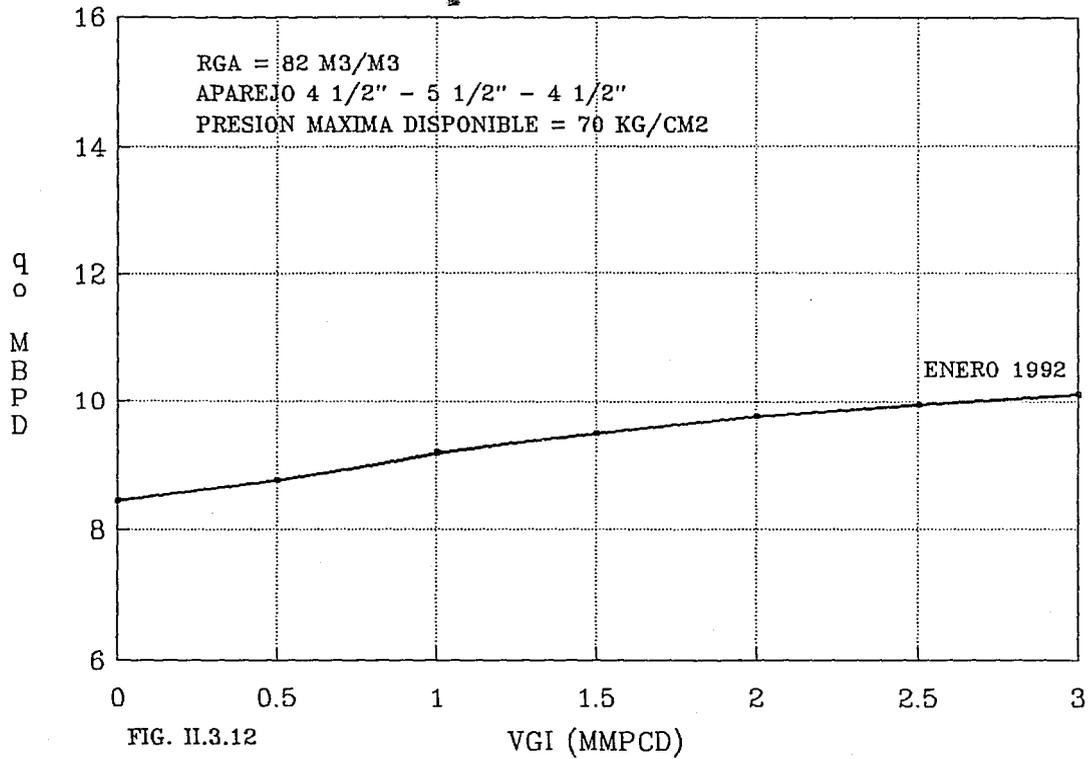


FIG. II.3.11

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²

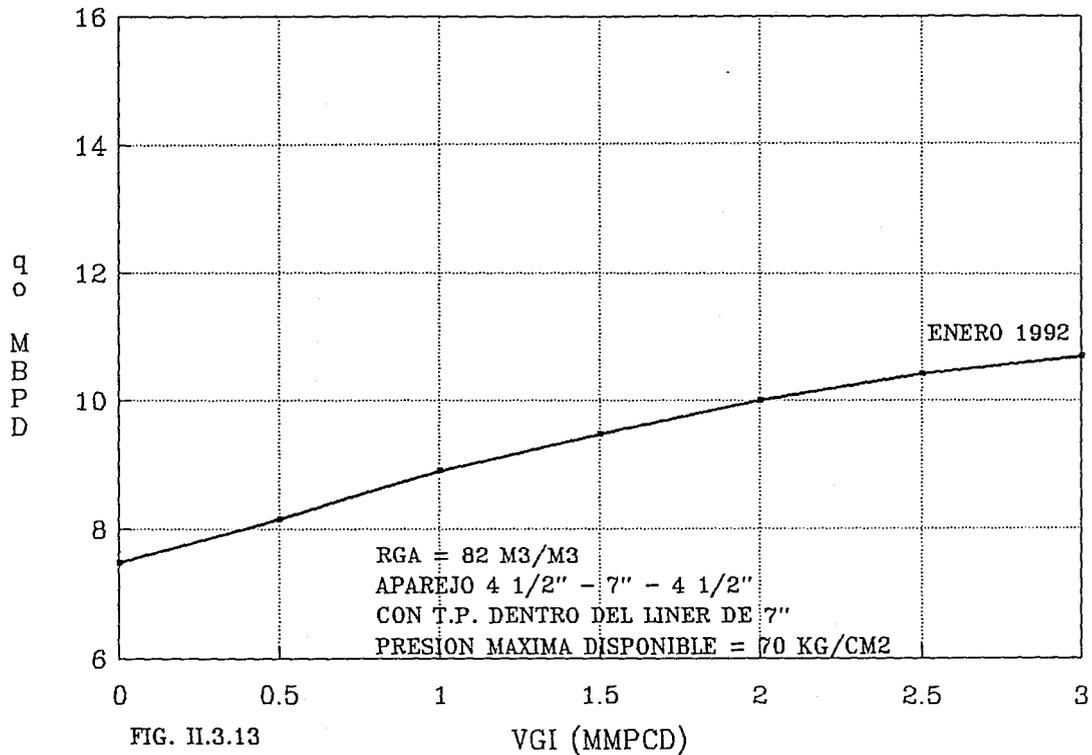
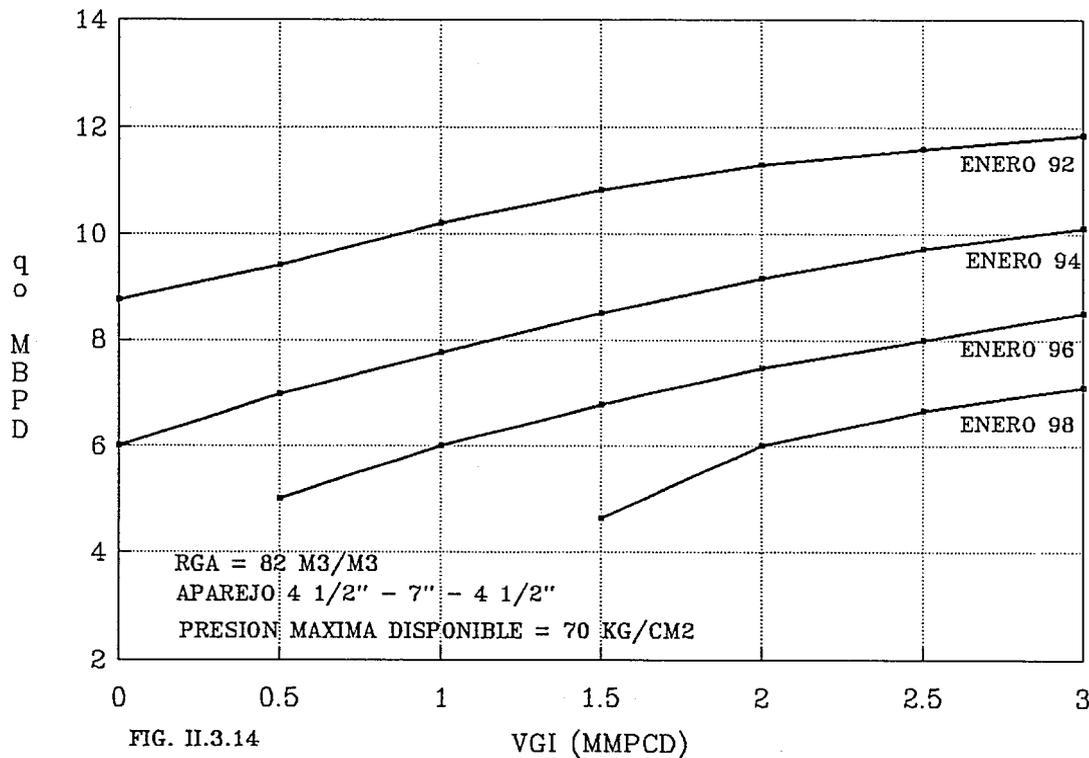


FIG. II.3.13

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

pwh = 9 kg/cm²

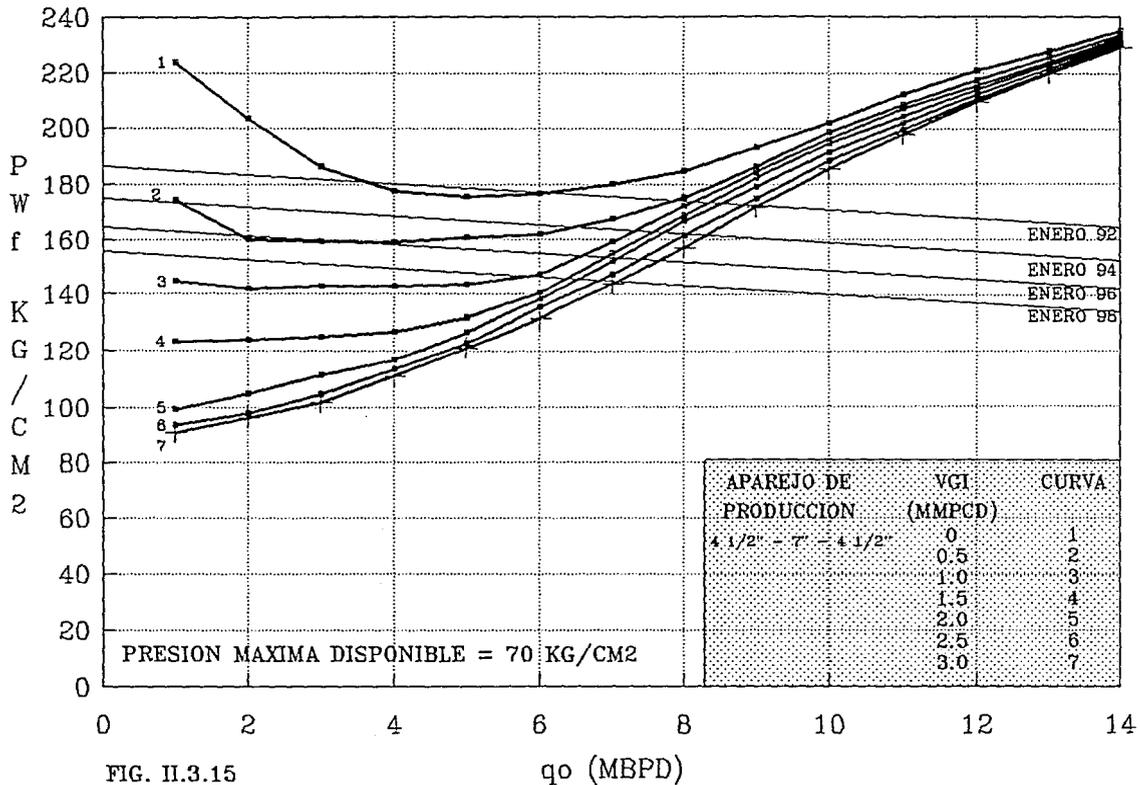
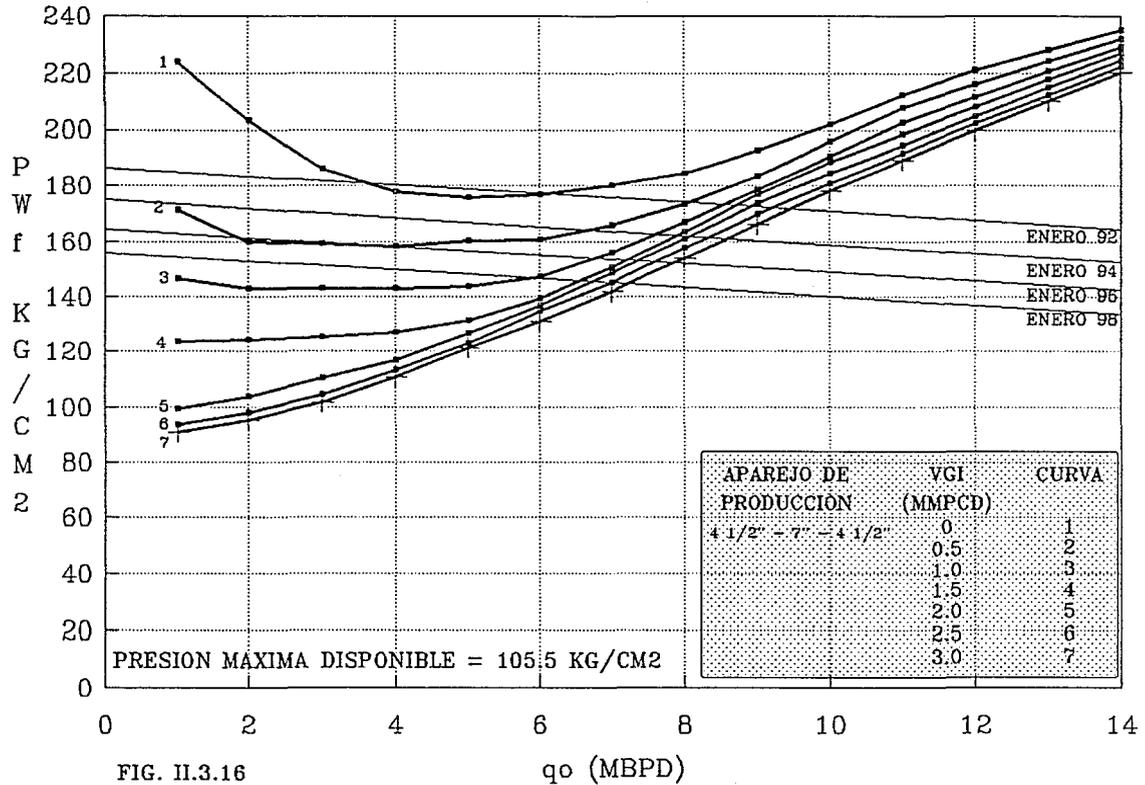


FIG. II.3.15

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

pwh = 9 kg/cm²



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

pwh = 9 kg/cm²

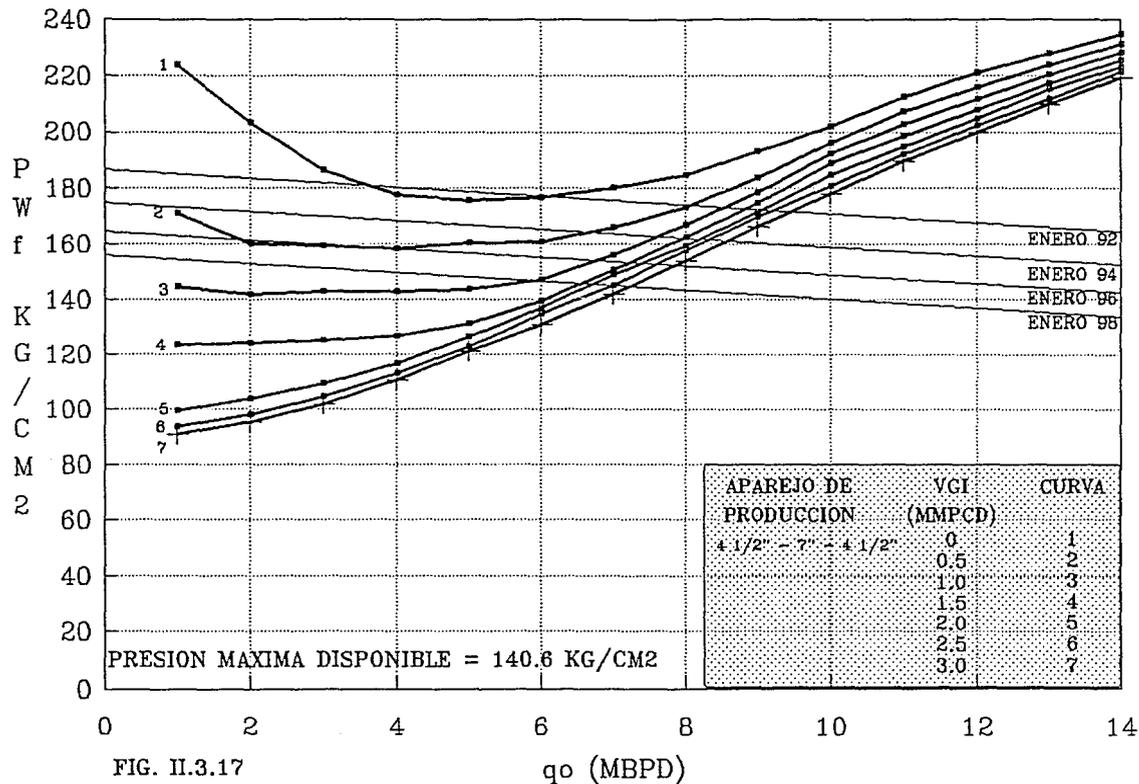


FIG. II.3.17

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

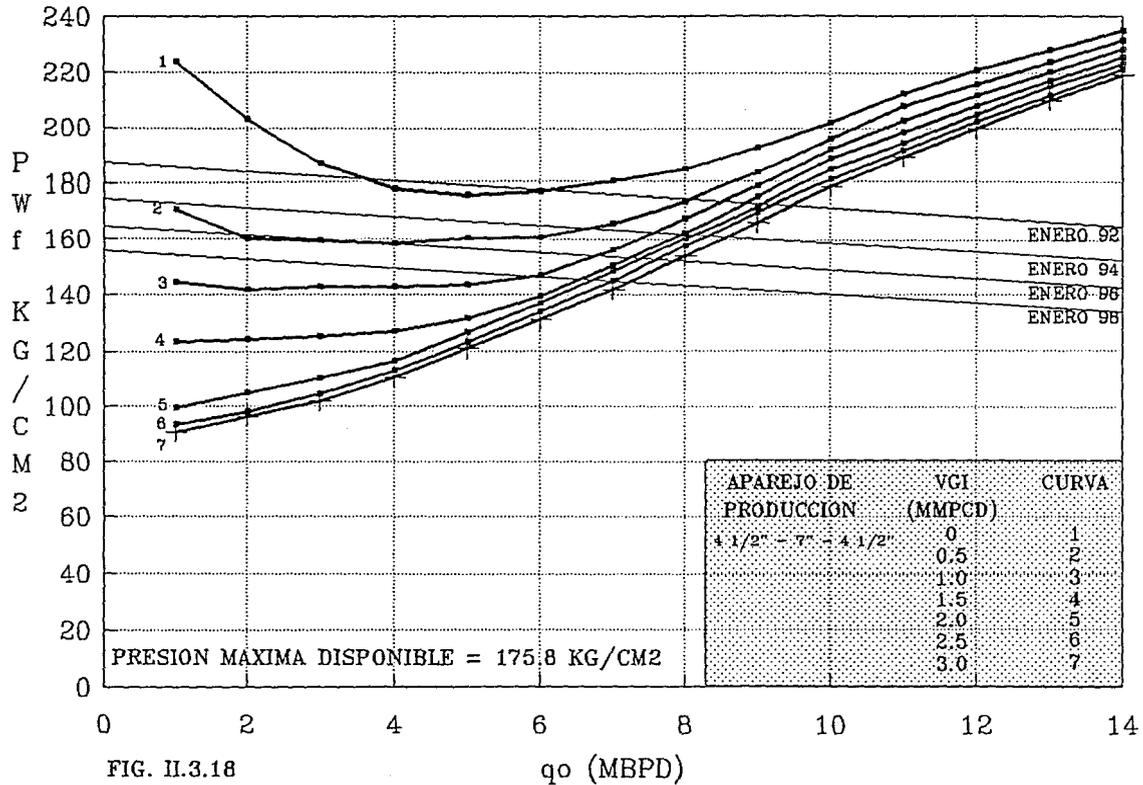
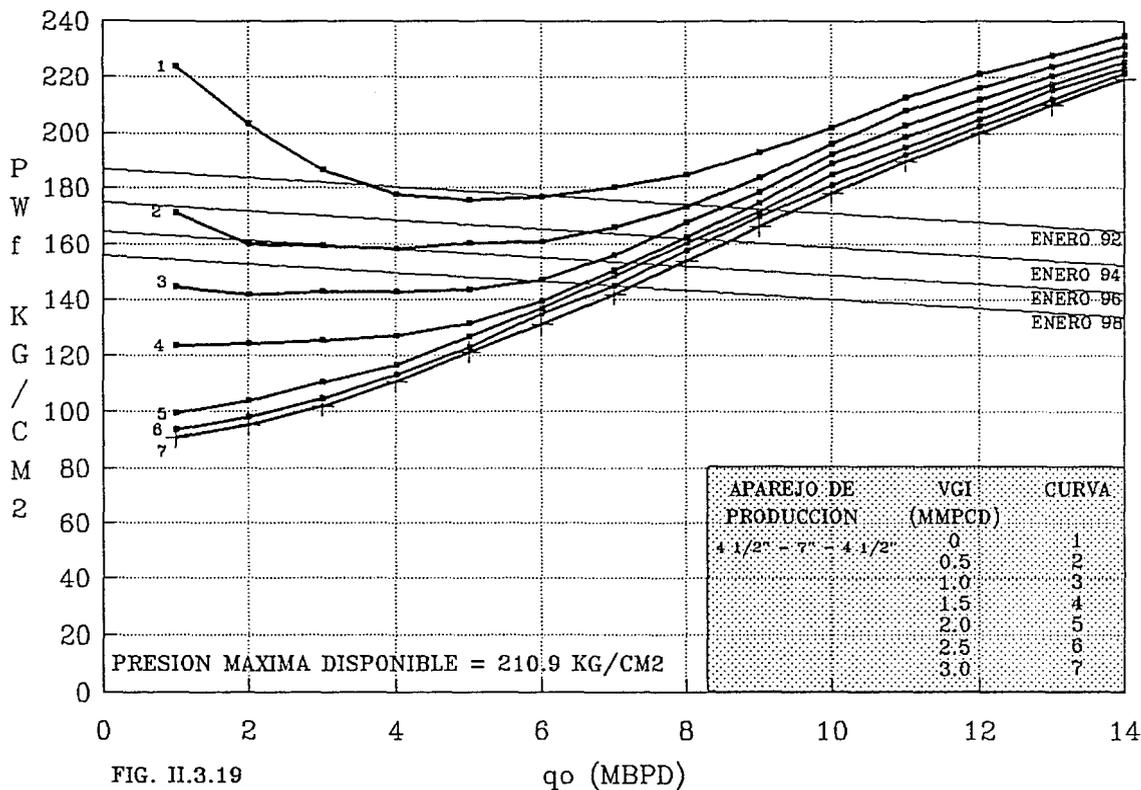


FIG. II.3.18

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 4 \text{ kg/cm}^2$

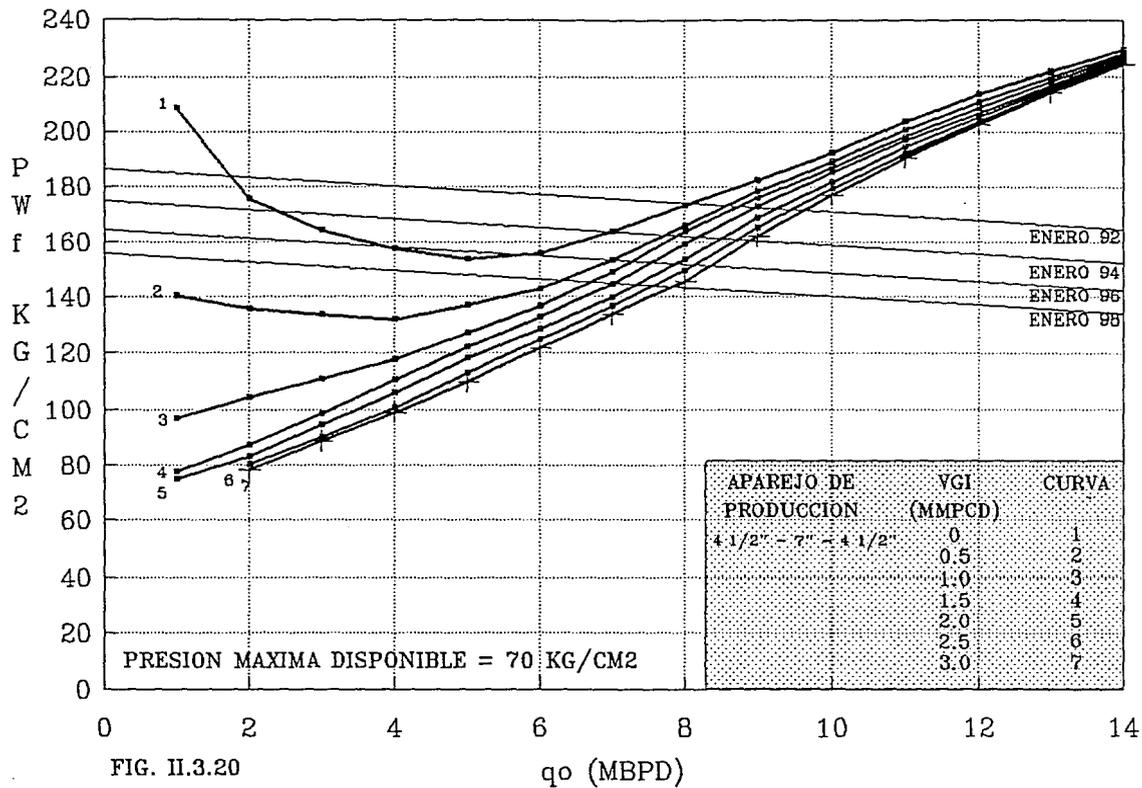
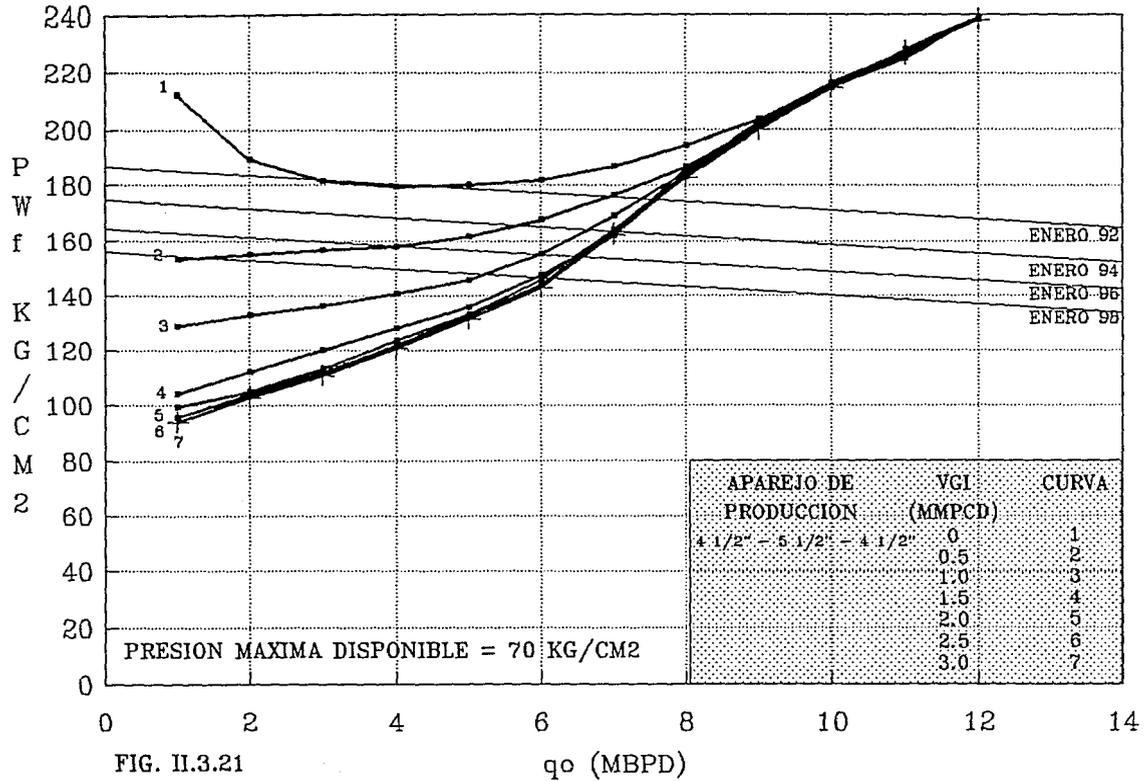


FIG. II.3.20

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

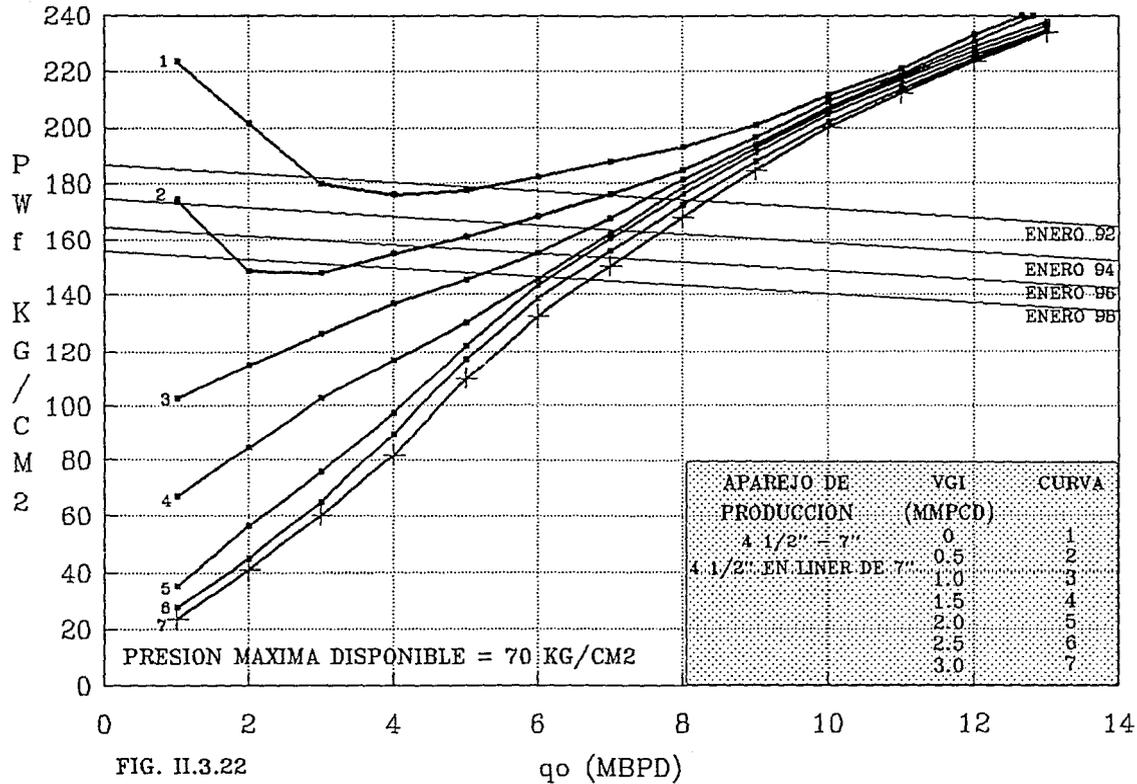
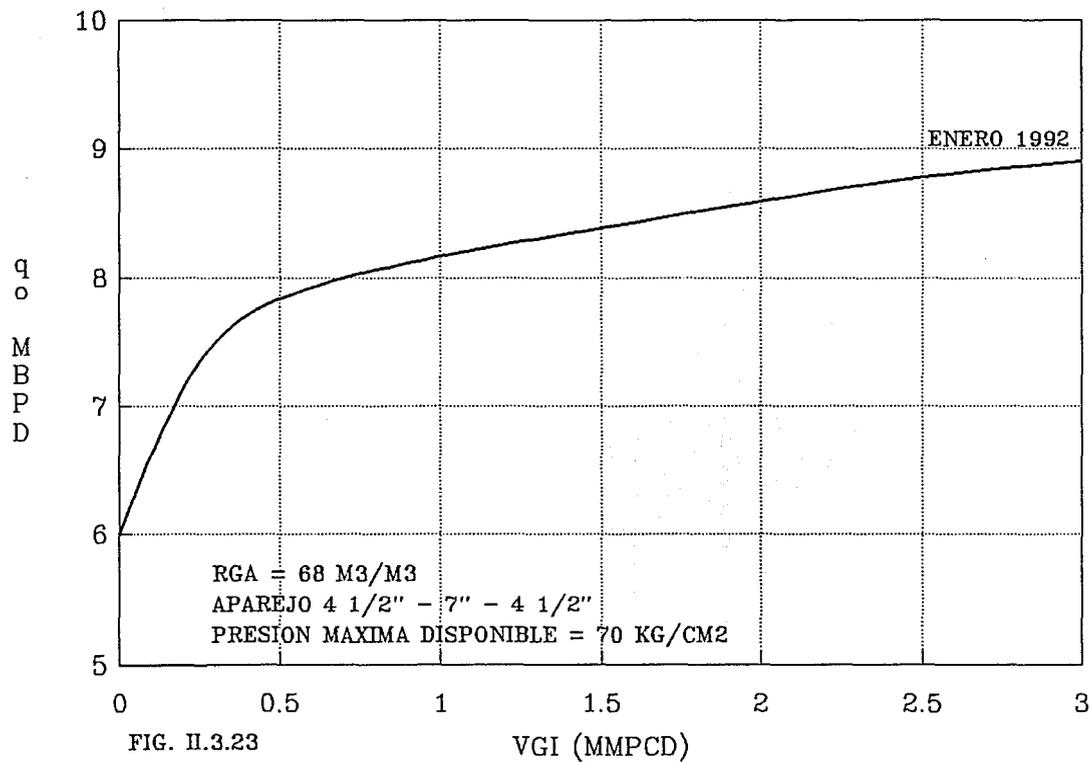


FIG. II.3.22

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

pwh = 9 kg/cm²

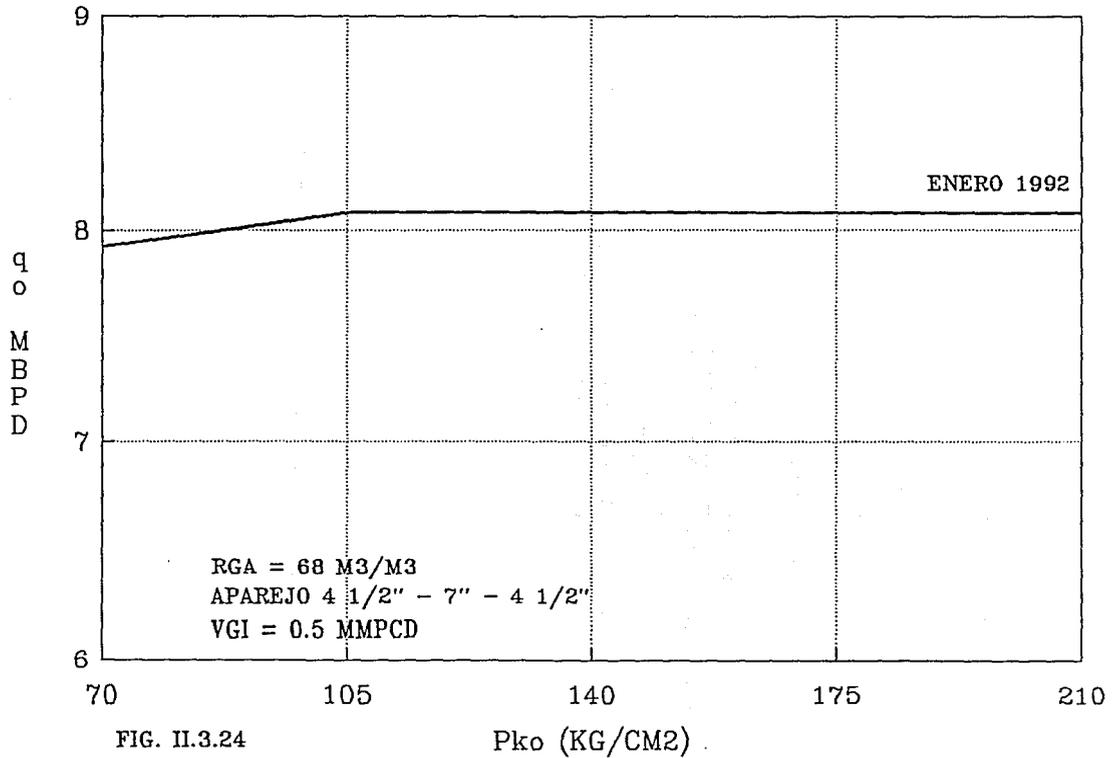


FIG. II.3.24

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 4 \text{ kg/cm}^2$

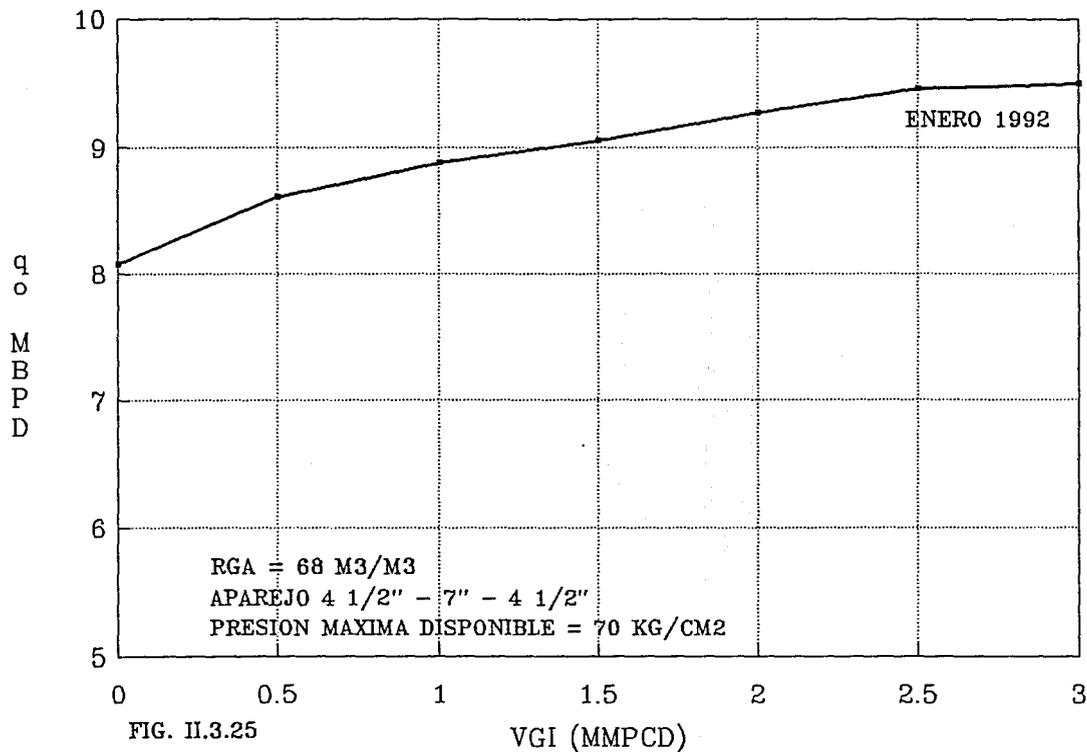
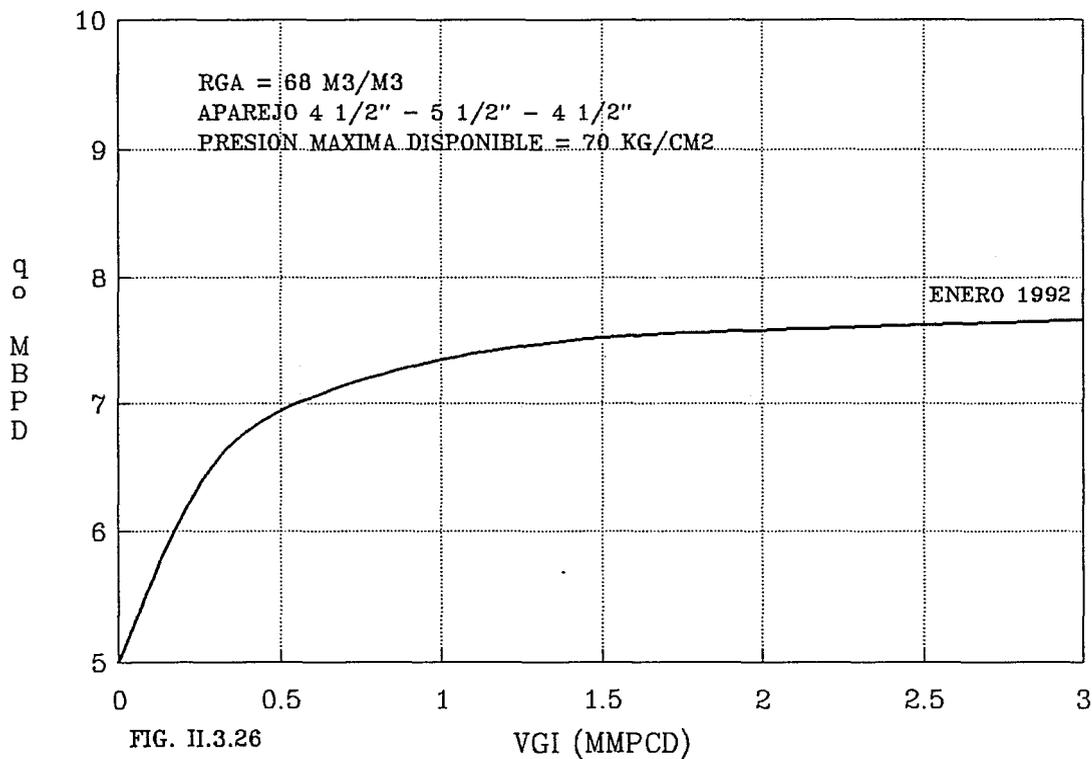


FIG. II.3.25

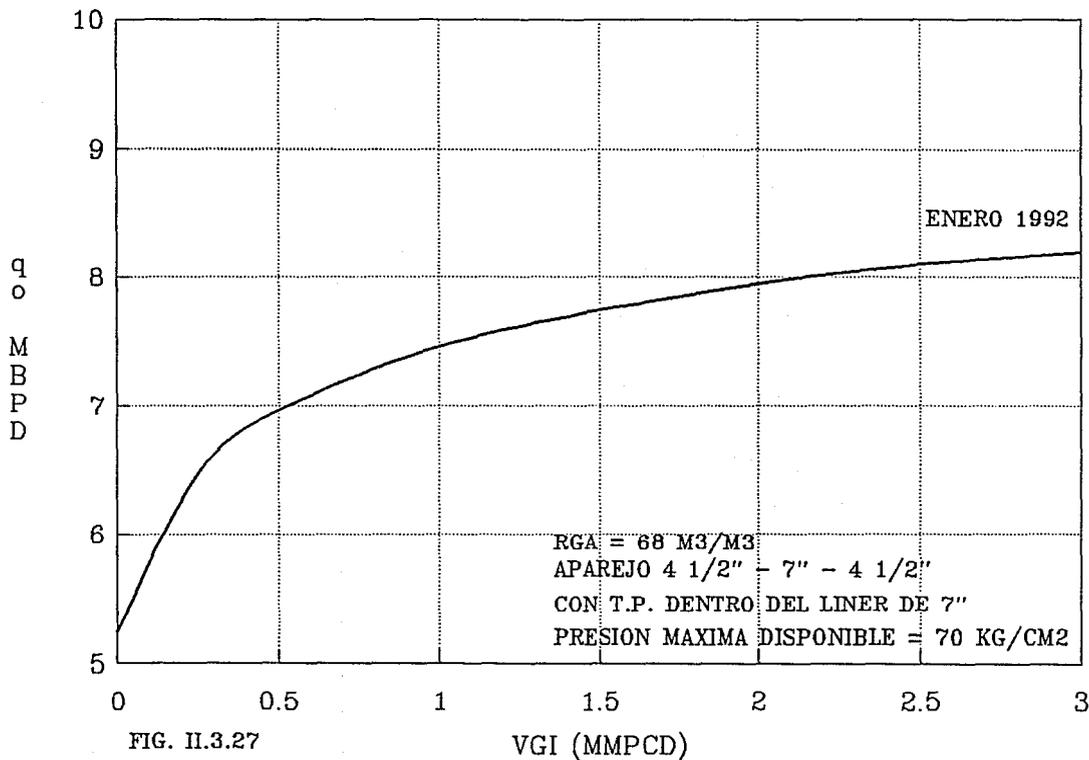
POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$$pwh = 9 \text{ kg/cm}^2$$



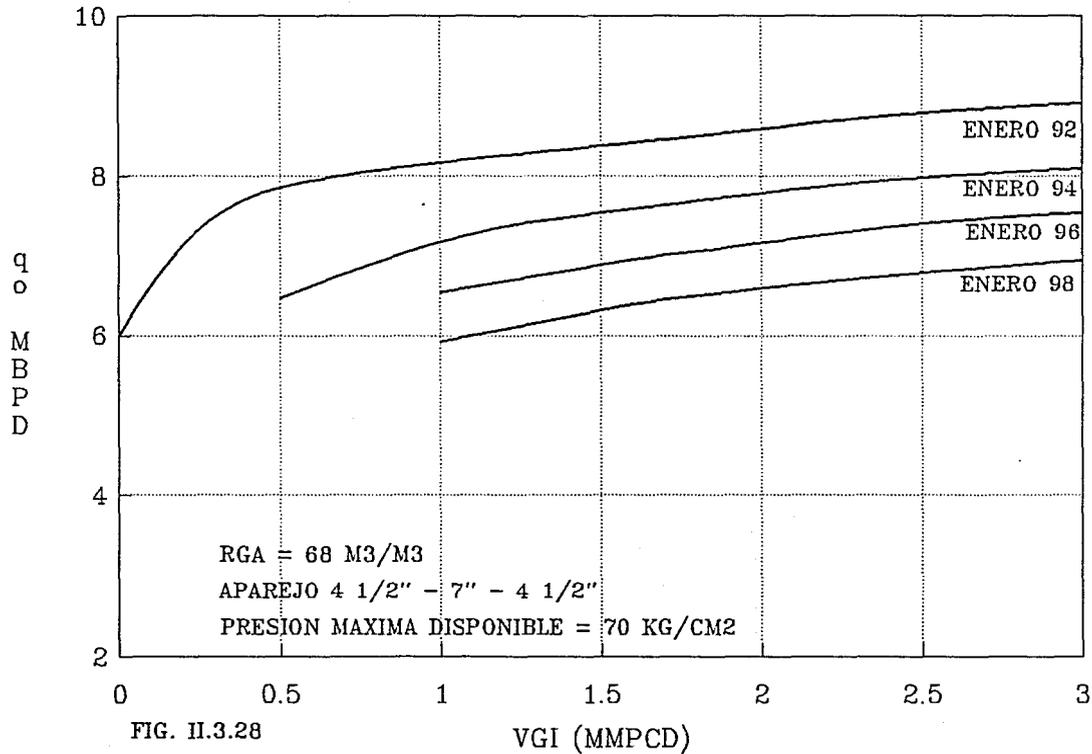
POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$



**BOMBEO HIDRAULICO
TIPO JET**

POZO REPERESNTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$

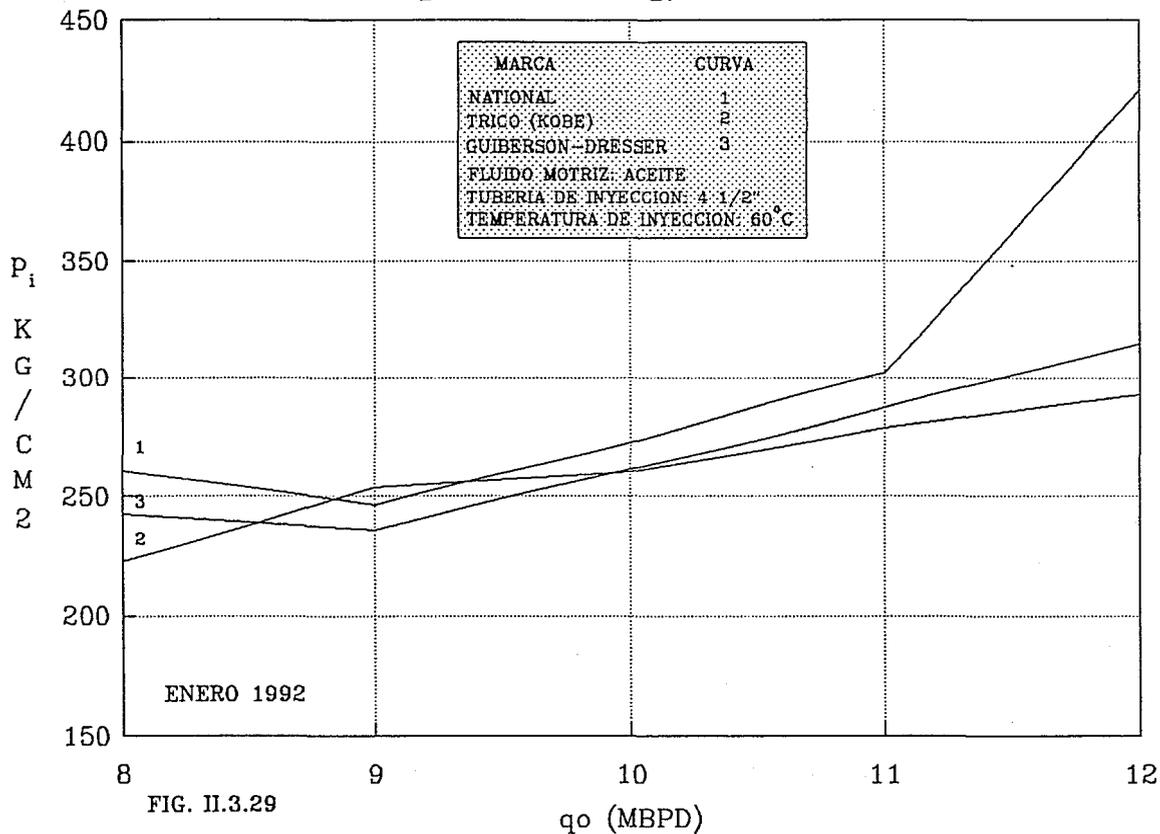


FIG. II.3.29

POZO REPRESENTATIVO DE CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²

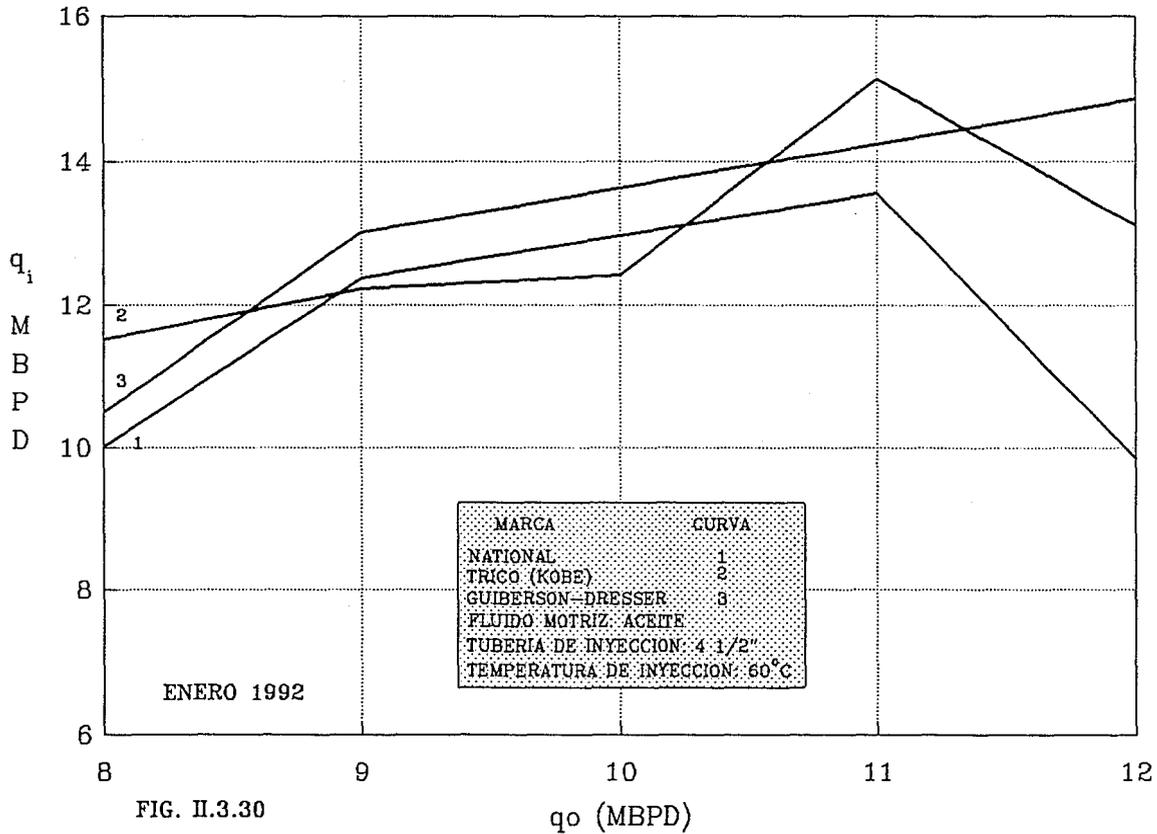


FIG. II.3.30

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$

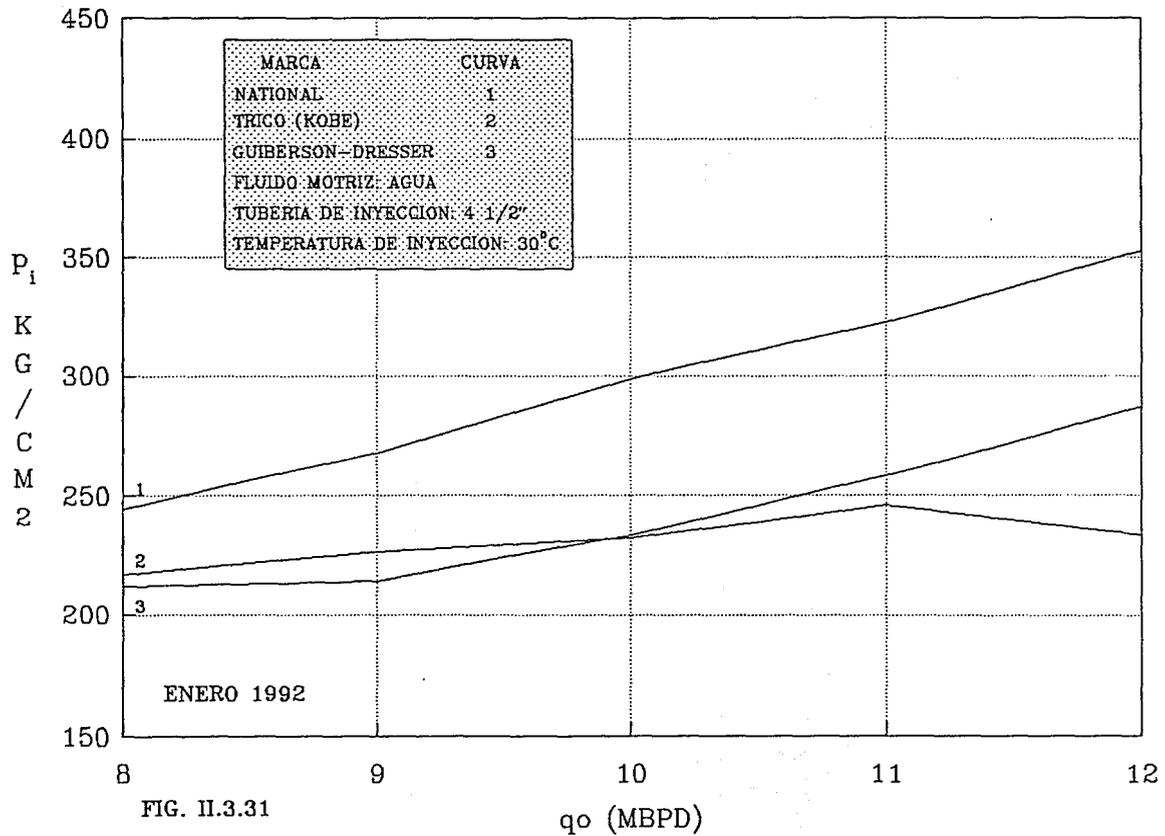


FIG. II.3.31

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$

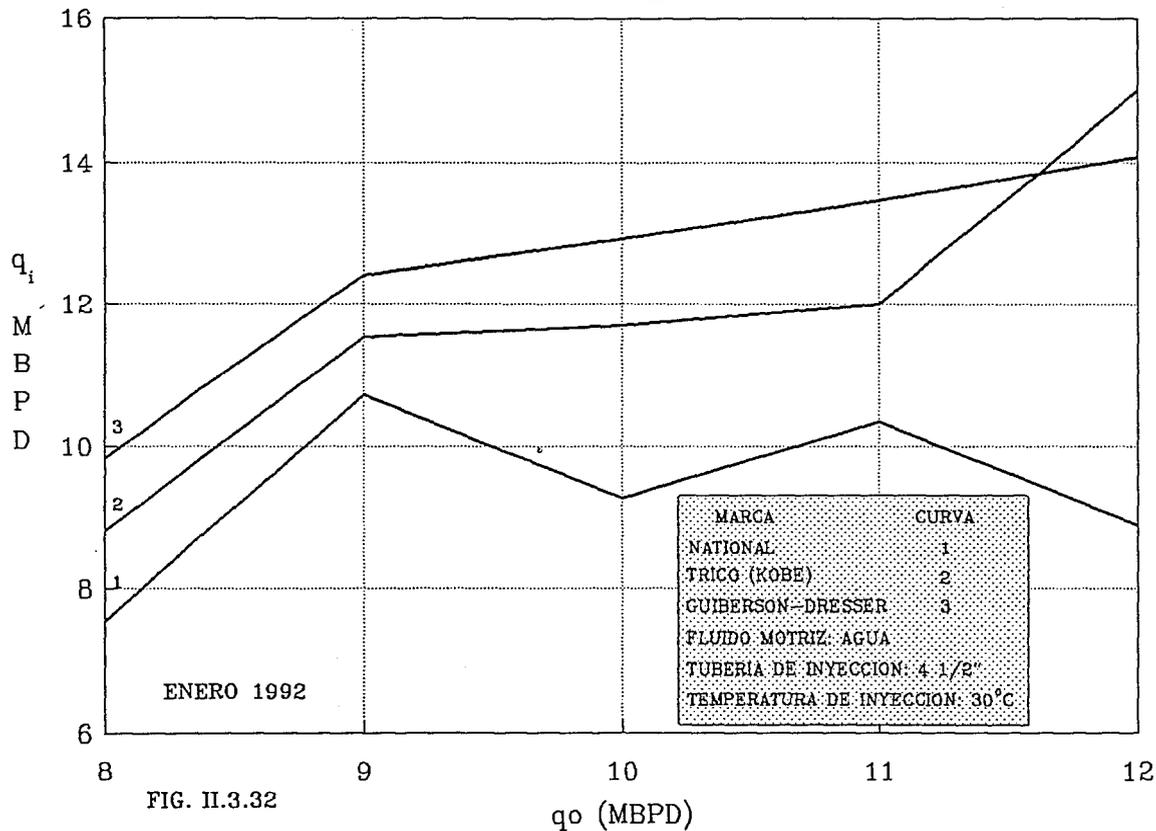
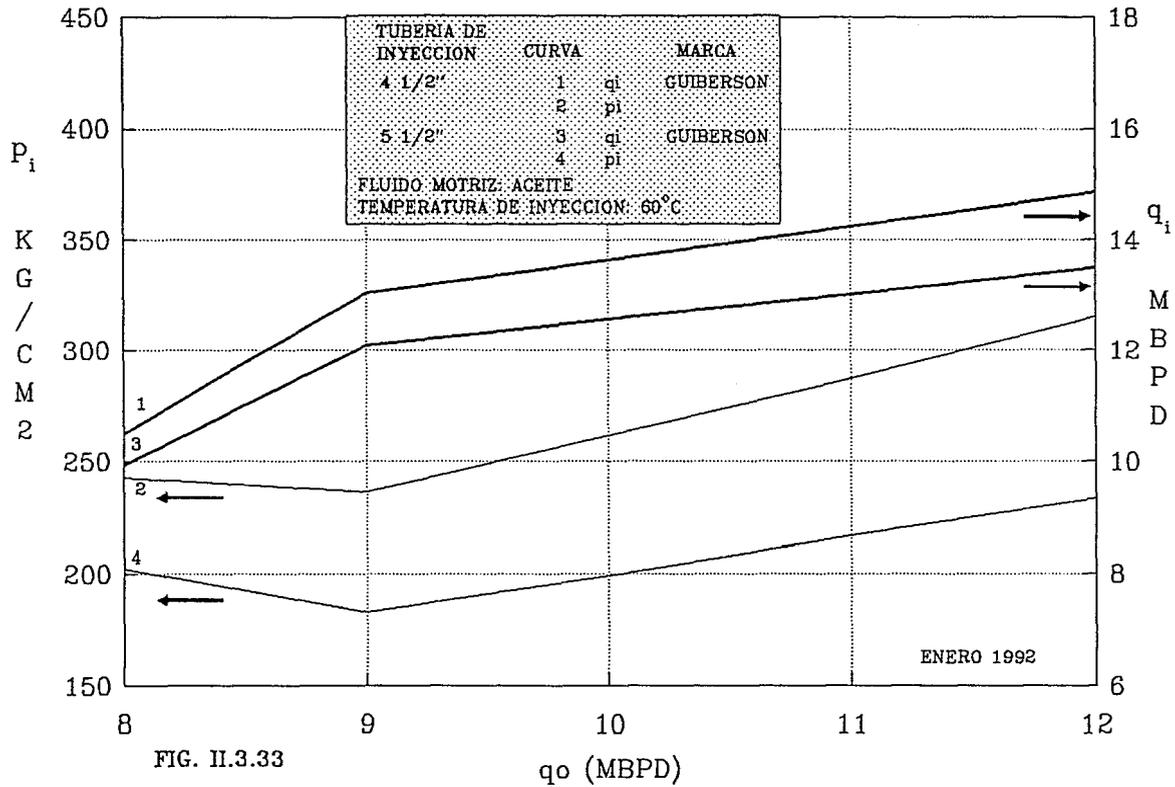


FIG. II.3.32

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 15 kg/cm²

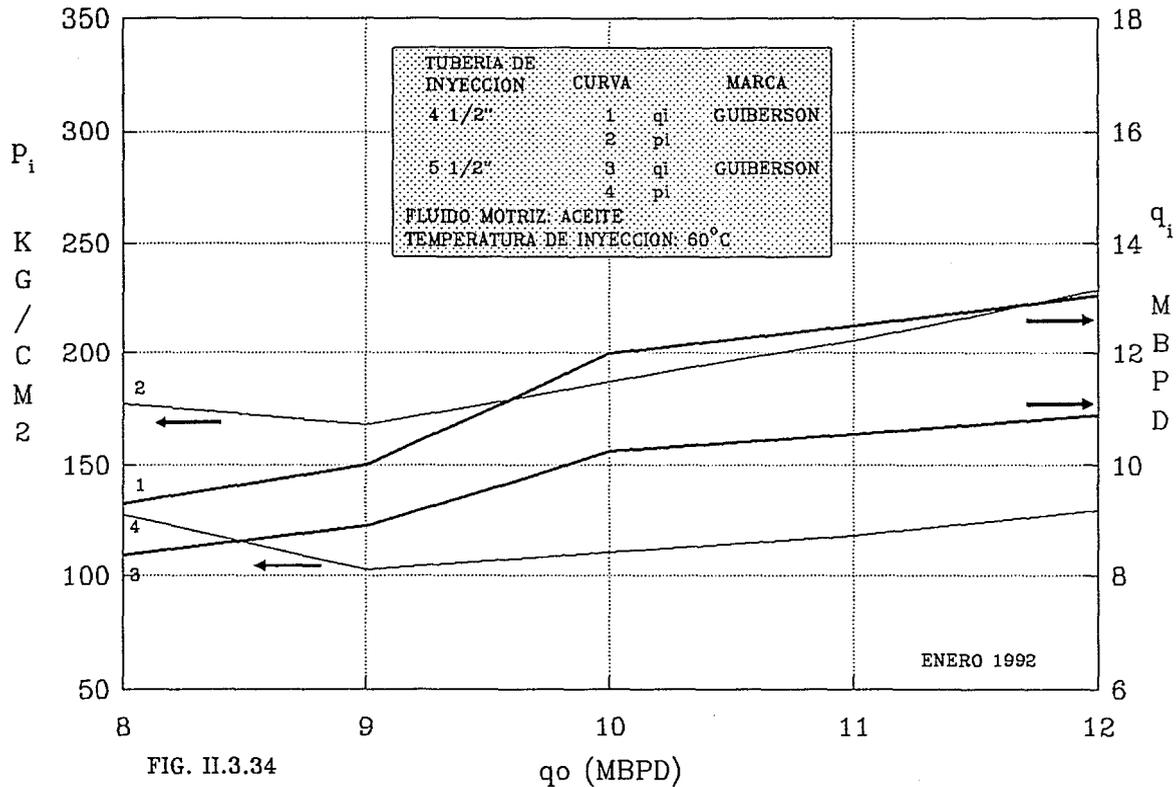
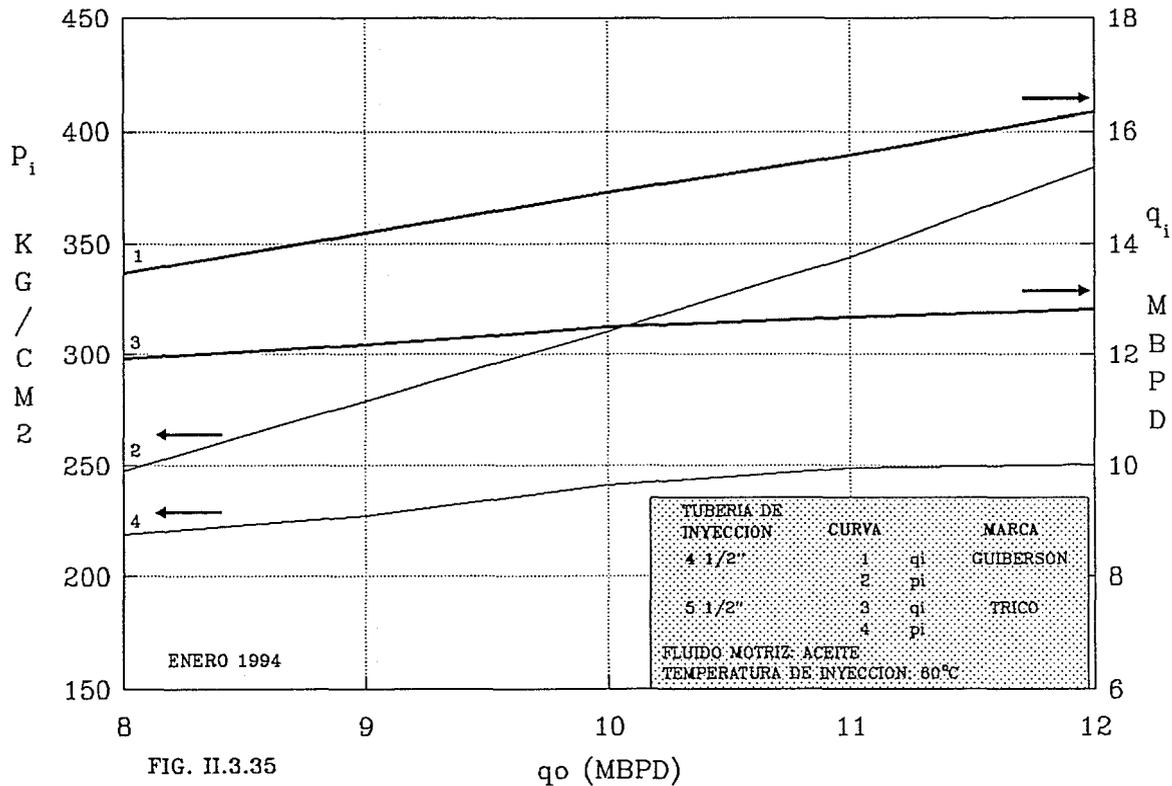


FIG. II.3.34

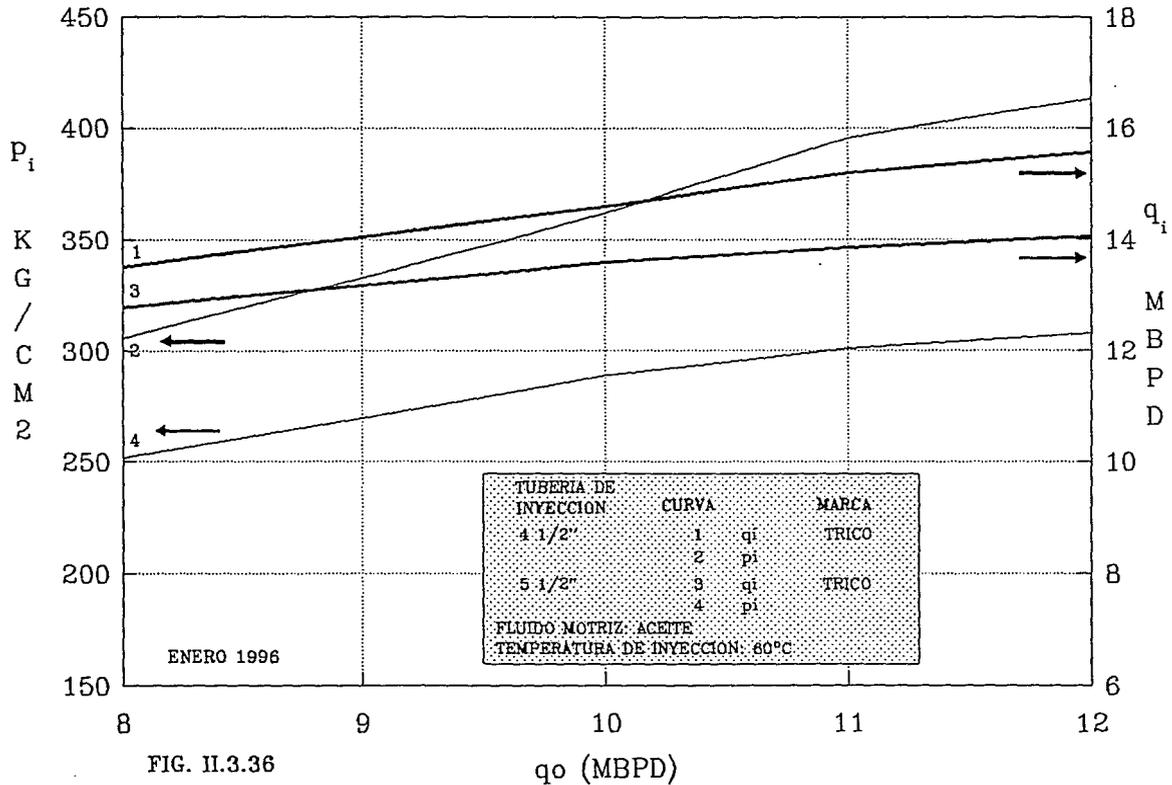
POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²



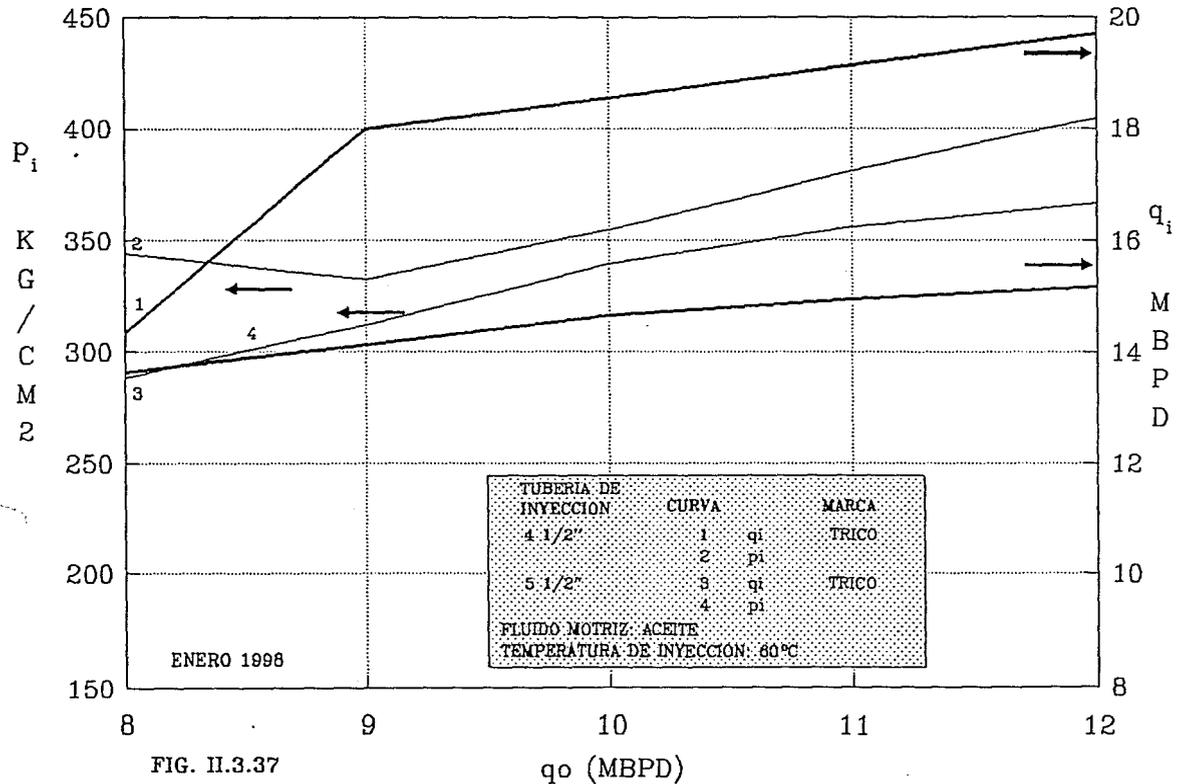
POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

$p_{wh} = 25 \text{ kg/cm}^2$



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO KU

pwh = 25 kg/cm²



POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

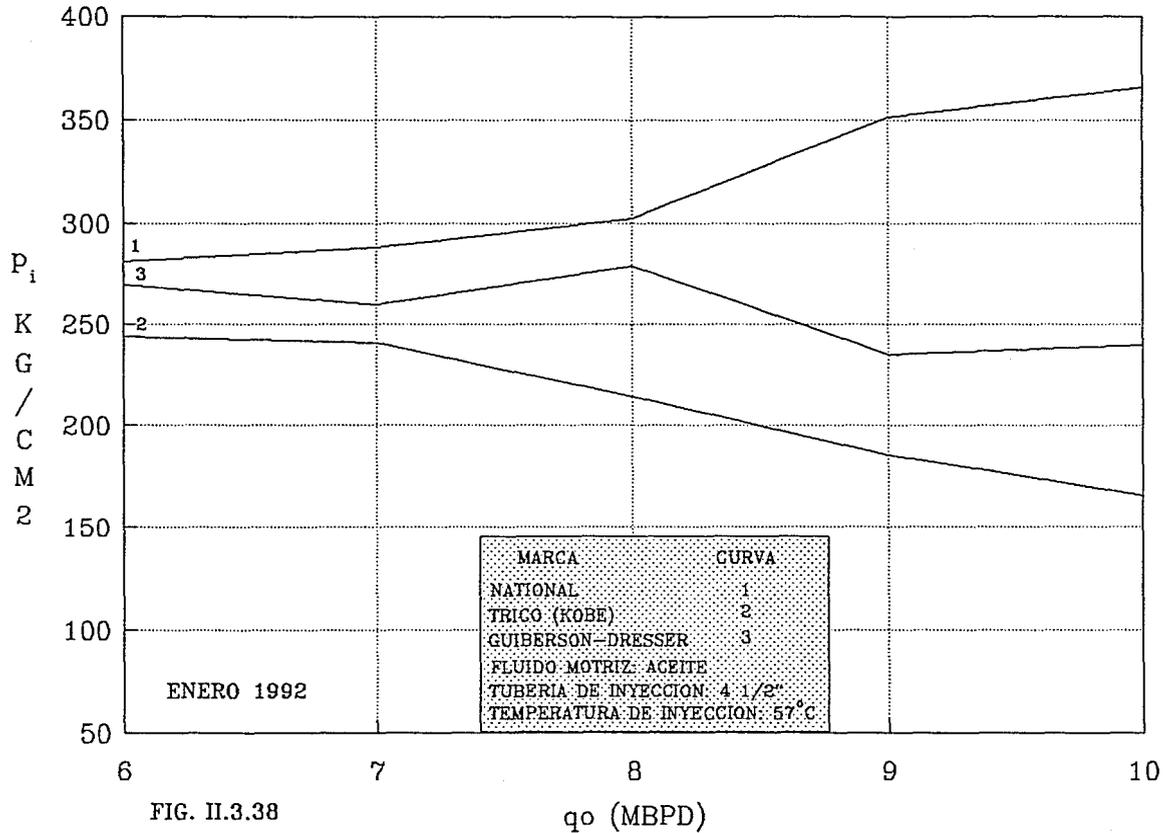


FIG. II.3.38

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

pwh = 9 kg/cm²

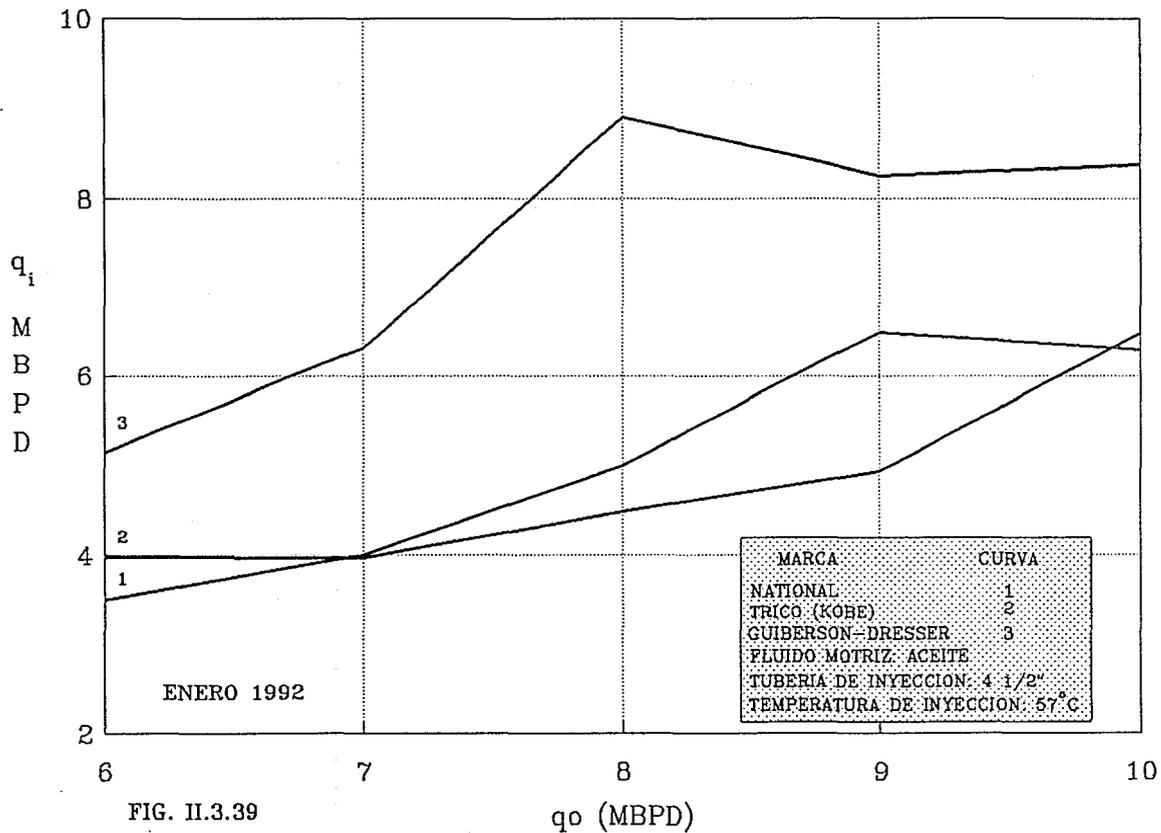


FIG. II.3.39

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

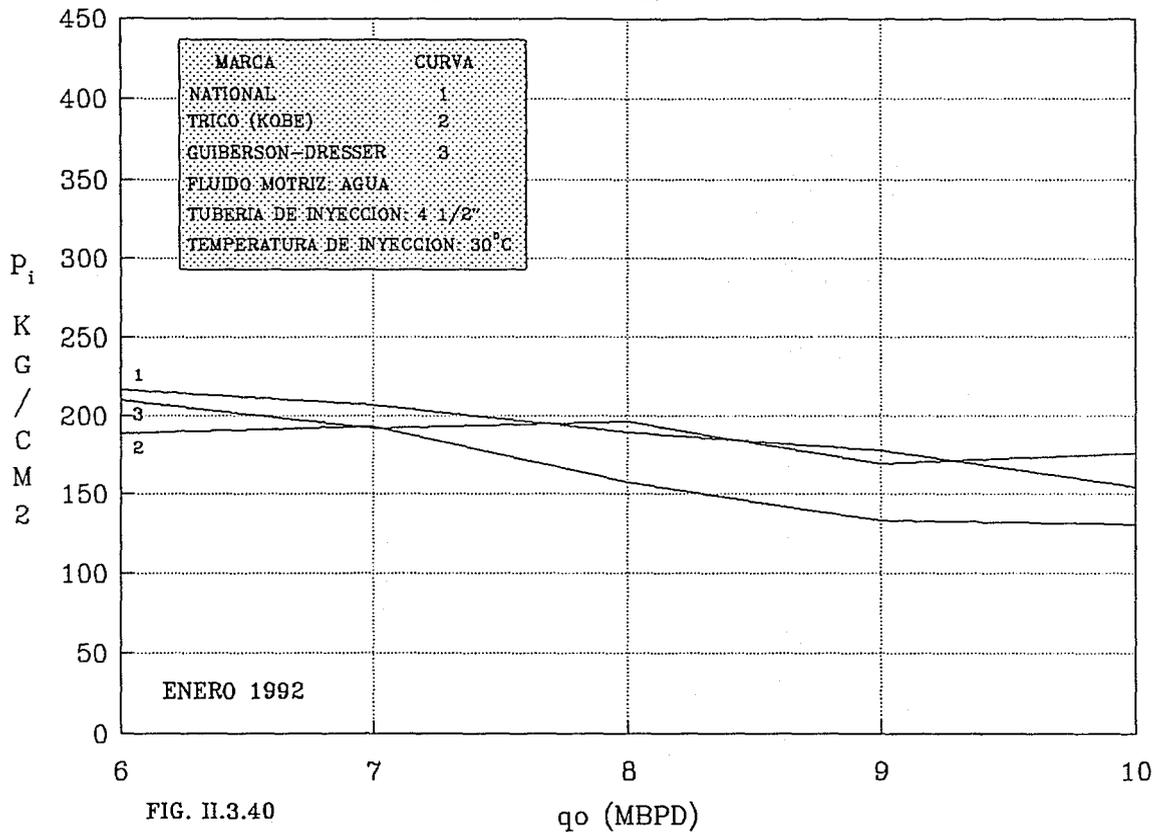


FIG. II.3.40

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

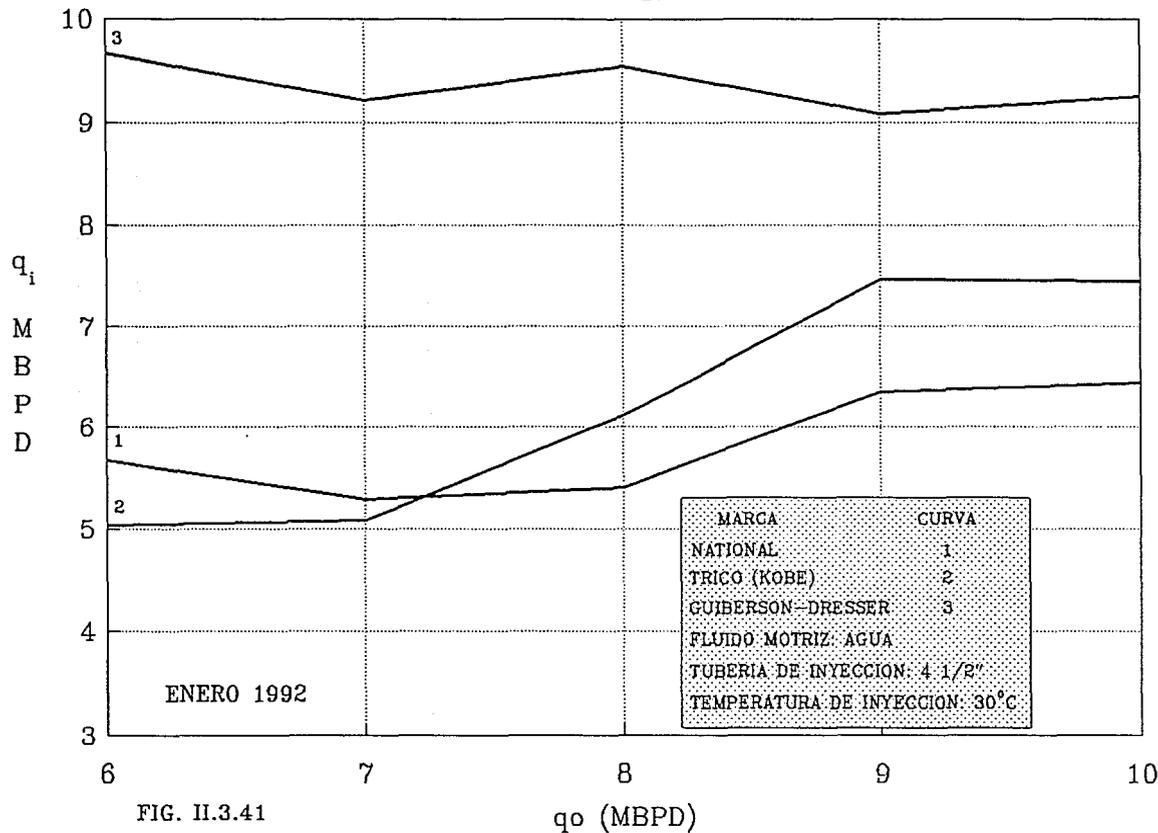


FIG. II.3.41

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

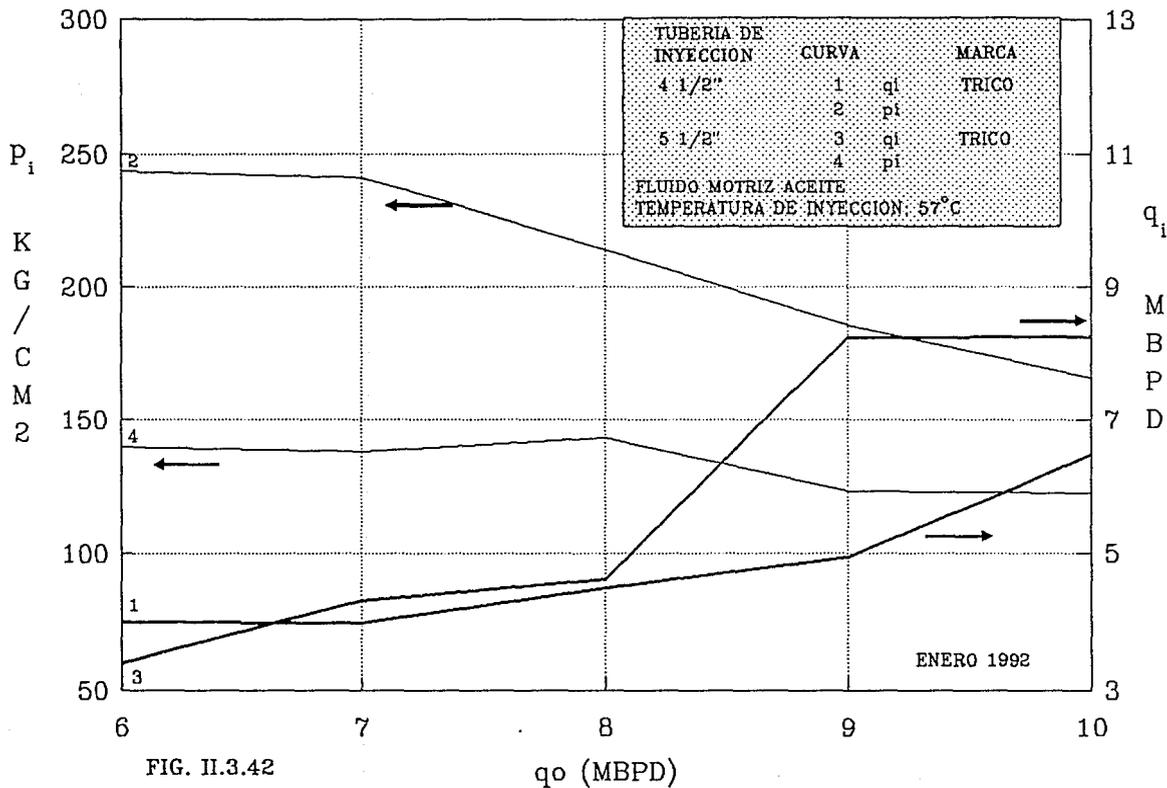


FIG. II.3.42

q_o (MBPD)

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

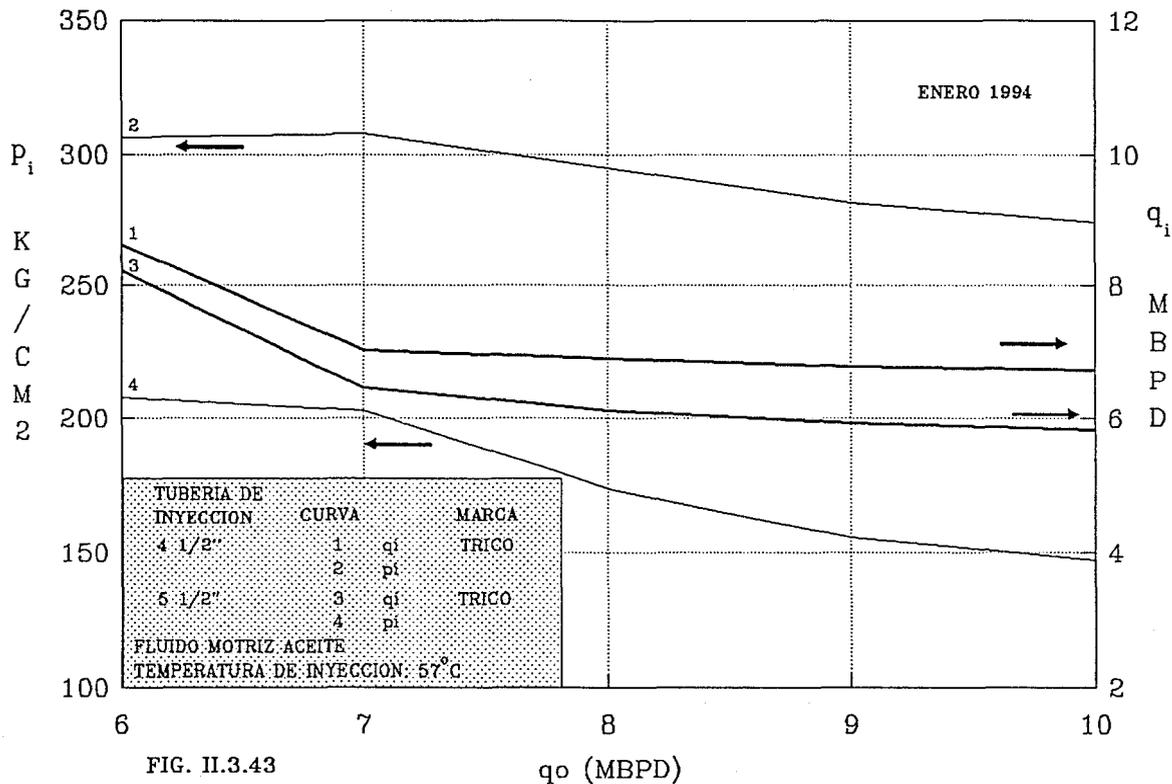


FIG. II.3.43

q_o (MBPD)

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

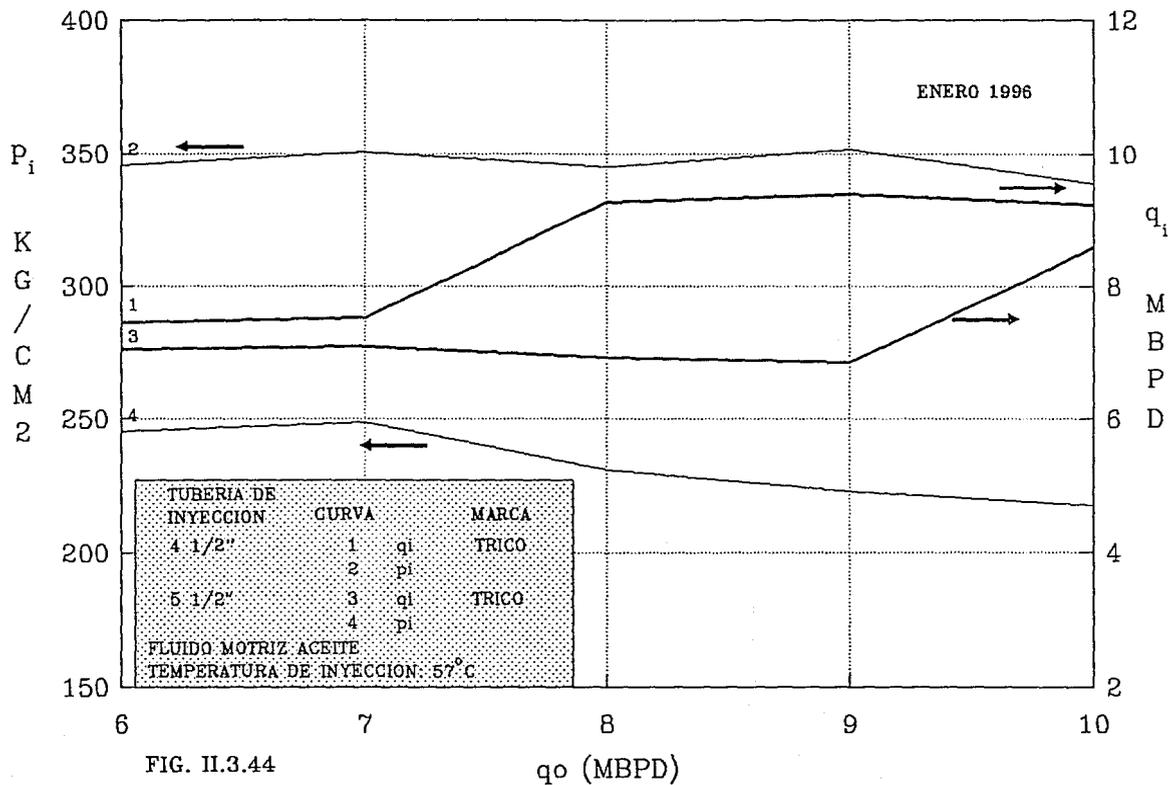
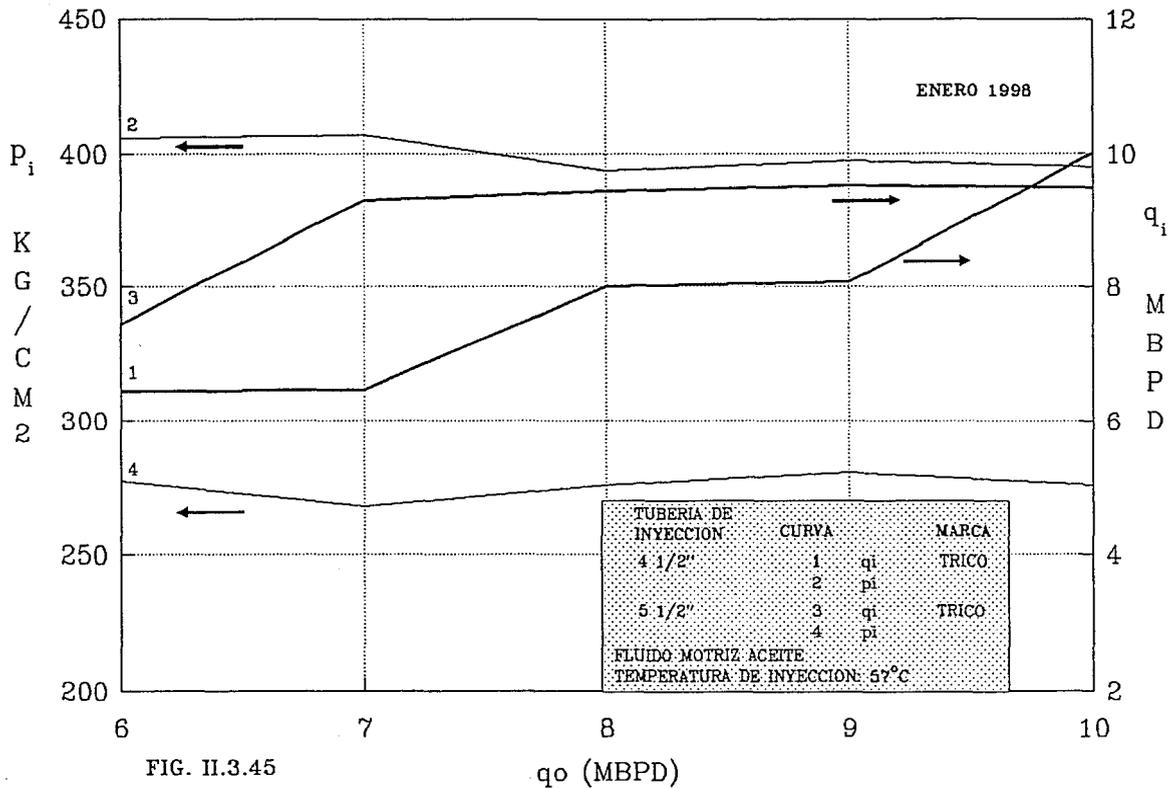


FIG. II.3.44

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$



B O M B E O E L E C T R I C O
S U M E R G I B L E

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

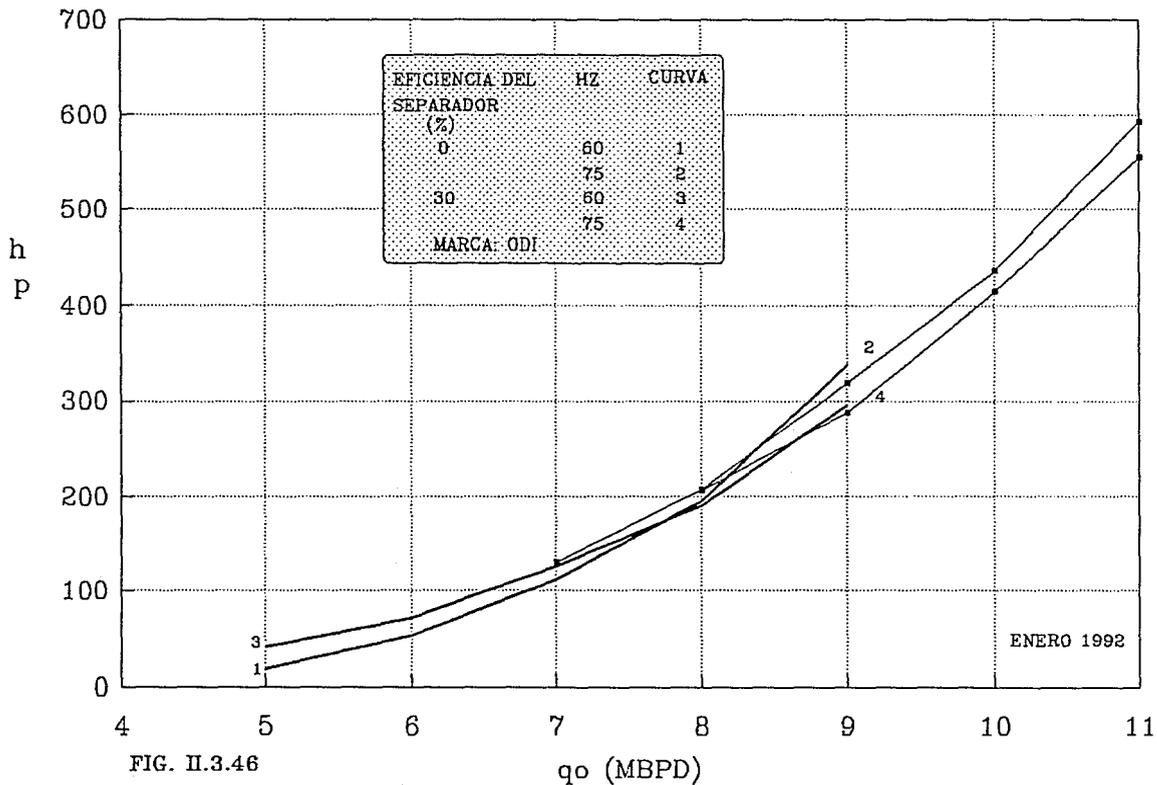


FIG. II.3.46

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

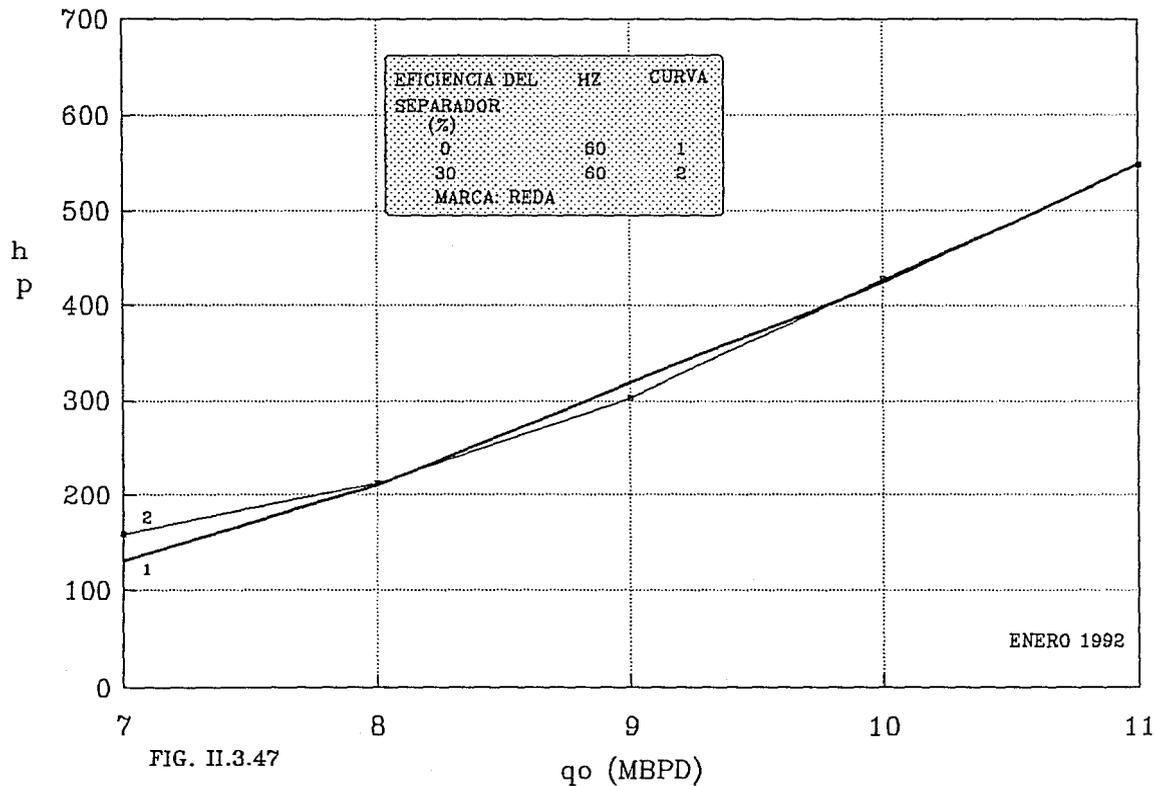


FIG. II.3.47

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

pwh = 4 kg/cm²

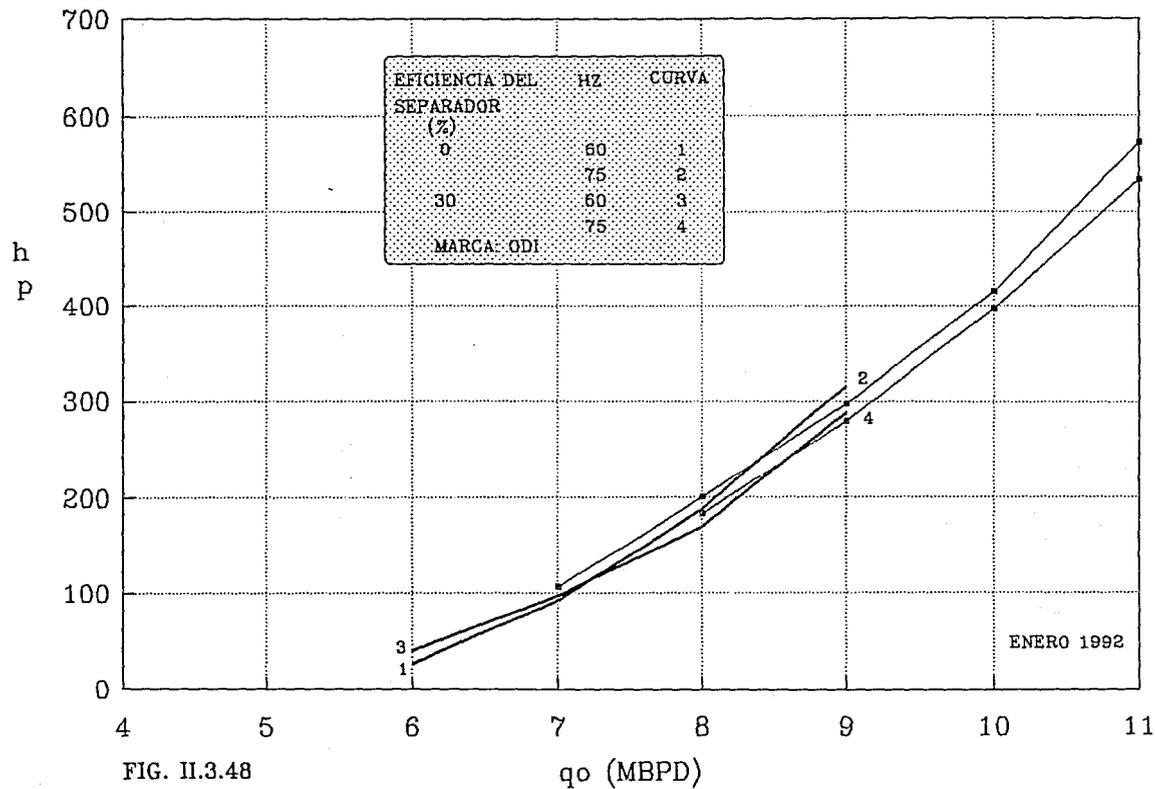


FIG. II.3.48

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

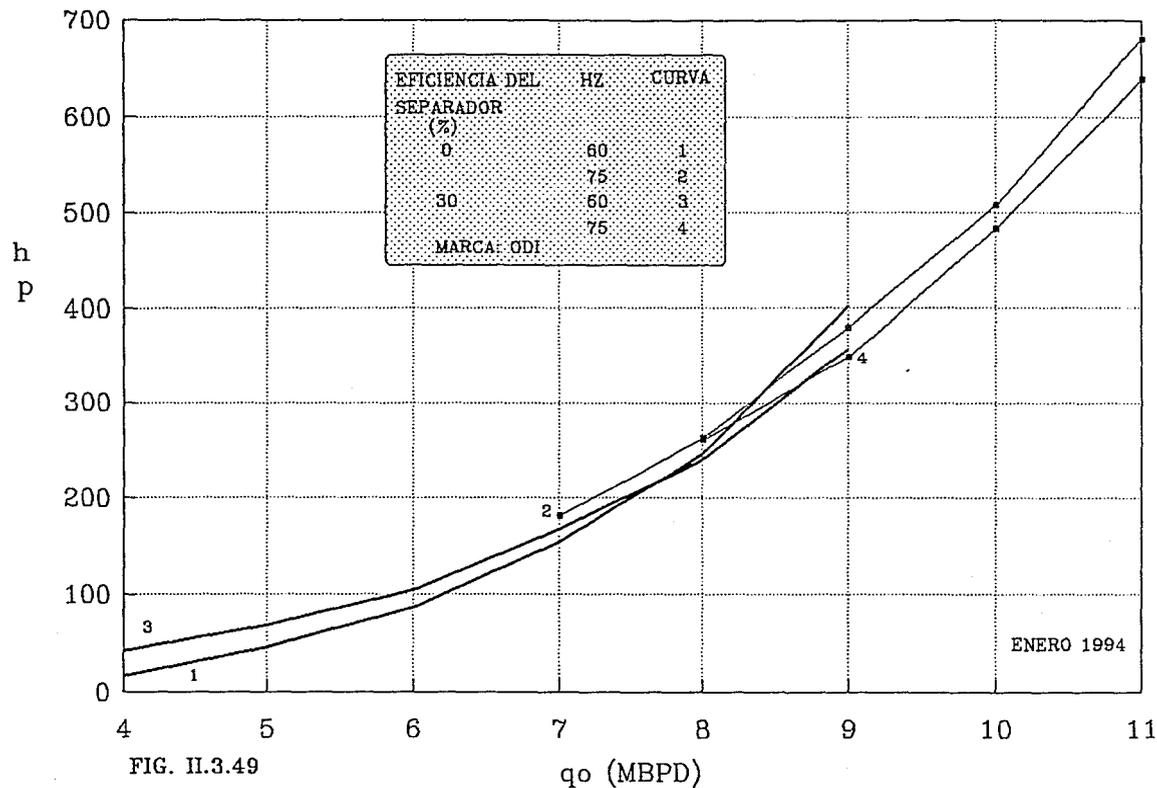


FIG. II.3.49

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

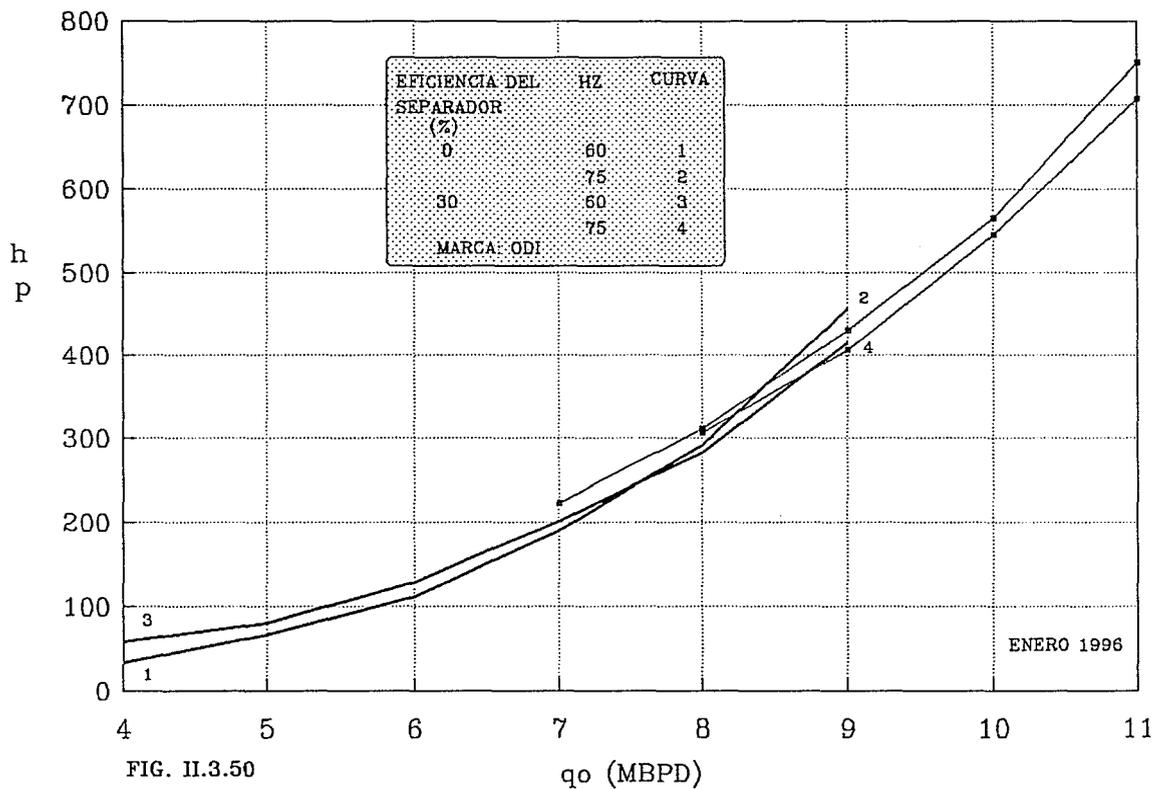


FIG. II.3.50

ESTADÍSTICA DE LA PRODUCCIÓN DE LA ZONA MALOOB

POZO REPRESENTATIVO DEL CAMPO MALOOB

$p_{wh} = 9 \text{ kg/cm}^2$

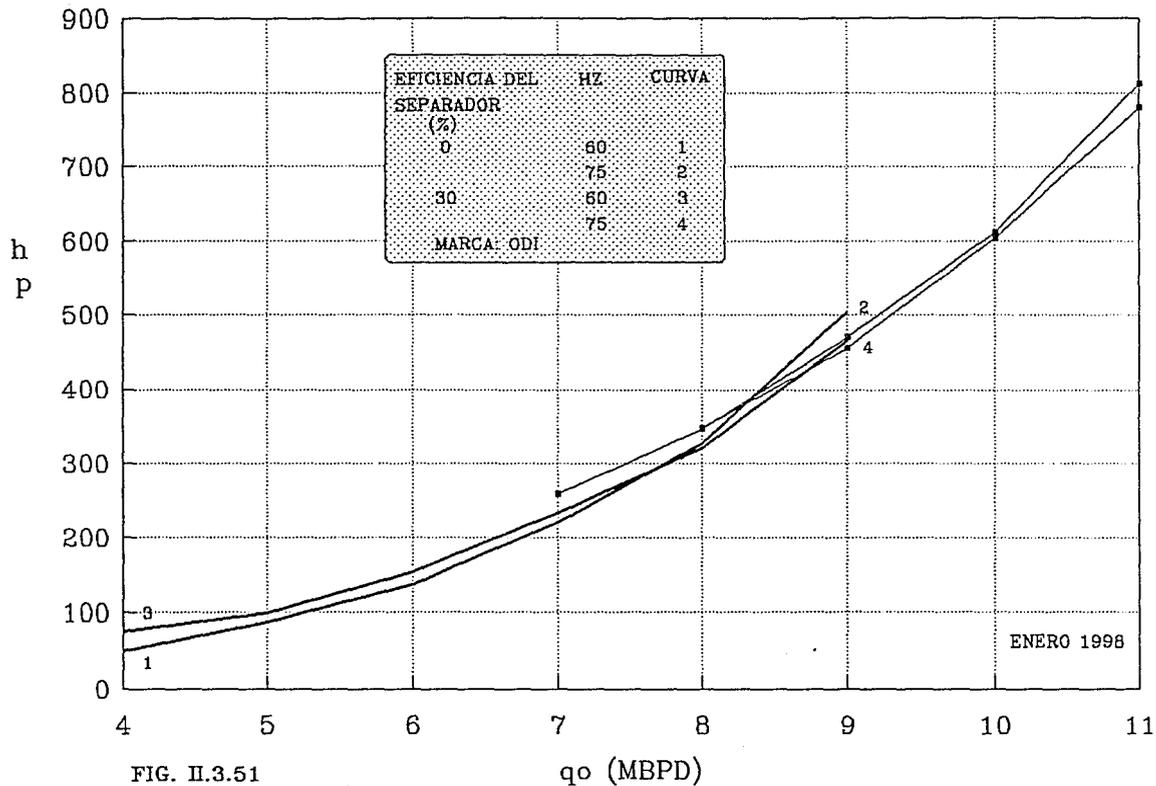


FIG. II.3.51

CAPITULO III

ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS

III.1 ANALISIS DE LOS SISTEMAS EVALUADOS

A continuación, se analizan brevemente cada uno de los sistemas previamente evaluados, con el fin de establecer las condiciones de operación más convenientes en cada caso, así como las ventajas y desventajas al aplicarlo en cada pozo en particular.

III.1.1 BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

Para este sistema se analizaron diversas condiciones de operación, como: variación de la presión máxima disponible, presión en la cabeza, volumen de gas inyectado y cambios en la geometría de flujo de los pozos (aparejos de producción), así como la declinación de la presión estática en función de la recuperación de aceite.

Los comentarios se presentan para cada uno de los pozos en particular, analizando en primer lugar el representativo del campo Ku.

De los resultados de la Fig. II.3.9 se observa que la cantidad de gas idónea para inyectar sería 1 MMPCD y el máximo valor recomendable de 2 MMPCD, ya que para valores mayores, el incremento en volumen de aceite es menor, ésto aunado a los

problemas asociados por el manejo, tratamiento y compresión del gas de inyección, incrementaría los costos de producción por cada barril de aceite.

En relación a la presión máxima disponible, el valor óptimo es de 105 Kg/cm^2 , Fig. II.3.10, ya que para valores mayores el gasto de aceite producido es prácticamente igual y para presiones menores el gasto disminuye. El efecto observado en esta figura al incrementar la presión máxima disponible se debe especialmente a la restricción ocasionada por el empacador, para permitir la profundización del punto de inyección ya que la válvula de inyección debe estar por encima del empacador.

Uno de los factores que más afecta en la producción de aceite, es la contrapresión a la que estén sometidos los pozos. Comparando las Figs. II.3.9 y II.3.11, en donde se observa el incremento en gasto de aceite al disminuir la presión en la cabeza del pozo de 25 a 15 Kg/cm^2 . Además, se nota que el porcentaje del incremento es mayor cuando el pozo produce mediante flujo natural.

Con el fin de determinar el comportamiento de flujo al cambiar el aparejo de producción, se modificó el diámetro de la tubería de producción de 7 pg a $5 \frac{1}{2}$ pg, Fig. II.3.12, observándose una ligera disminución en el gasto de aceite cuando se tiene flujo natural, siendo mayor ésta si se inyecta gas, lo cual es representativo de que dicho aparejo de producción estaría operando a su máxima capacidad de flujo.

Por otra parte, se simuló el comportamiento de flujo con el aparejo de producción de 7 pg, pero considerando T.P. de $4 \frac{1}{2}$ pg corrida dentro del liner de 7 pg, Fig. II.3.13. En este caso, la producción de aceite disminuyó aún más, debido a la disminución en el área de flujo. Al aumentar la presión máxima

disponible se lograría profundizar el punto de inyección, sin embargo, continuaría presentándose la disminución en el gasto de aceite causada por la restricción en el área de flujo.

Finalmente, se analizó el comportamiento de la producción al abatirse la presión estática del yacimiento, para diferentes fechas, Fig. II.3.14. Se observa que para enero de 1996 ya no sería posible producir en forma natural, requiriendo un volumen de 0.5 MMPCD y para 1998 sería necesario inyectar 1.5 MMPCD.

Para continuar con la producción de aceite en este pozo sería conveniente reducir la contrapresión en la cabeza del pozo sin inyectar gas, o bien manteniendo la presión en la cabeza, cambiar el aparejo de producción por otro de menor diámetro.

Efectuando un análisis similar al anterior, para el pozo representativo del campo Maloob, se tienen los siguientes resultados: el volumen de gas que conviene inyectar es 0.25 MMPCD, hasta un valor máximo de 0.5 MMPCD, Fig. II.3.23.

La presión máxima disponible recomendada es de 105 Kg/cm², Fig. II.3.24, al reducir la contrapresión en la cabeza del pozo de 9 Kg/cm² a 4 Kg/cm², el incremento en gasto de aceite sería del orden del 33 % con flujo natural y 9 % con 0.5 MMPCD de gas inyectado, figuras II.3.23 y II.3.25; el aparejo de producción óptimo es el de 4 1/2" - 7" - 4 1/2", considerando que se utilizará el sistema de bombeo neumático continuo, ya que de no hacerlo el pozo dejará de fluir muy pronto.

Para continuar operando el pozo a futuro, se requiere inyectar para enero de 1994 un volumen de 0.5 MMPCD de gas y para 1998 de 1.0 MMPCD figura II.3.28.

III.1.2 BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

Para el análisis de este sistema artificial de producción se consideraron las siguientes variables en la simulación del comportamiento de flujo en los pozos: fluido motriz, temperatura de inyección, diámetro de la tubería de inyección, presión en la cabeza del pozo, tipo de bomba y declinación de la presión estática.

A continuación se describen los resultados obtenidos para el pozo representativo del campo Ku.

En primera instancia se analizó el fluido motriz, considerando el aceite producido por el pozo y el agua de mar, Figs. II.3.29 a II.3.32. En el primer caso se utilizó una temperatura de 60 °C que es aproximadamente menor en 15 °C a la temperatura de flujo en la cabeza del pozo y en el segundo la temperatura de 30 °C. De las figuras antes mencionadas se nota que al manejar agua como fluido motriz, la presión y gasto de inyección requeridos son menores en comparación con el aceite. Sin embargo, al utilizar agua de mar, es necesario darle un tratamiento antes de inyectarla o al desecharla, lo que elevaría los costos de operación y en consecuencia los de producción de aceite. Por lo que se trabajó con aceite como fluido motriz.

La temperatura es otro parámetro que afecta el comportamiento de flujo de los hidrocarburos modificando principalmente el comportamiento de fase y las propiedades reológicas. Por tal razón se realizaron cálculos con varias temperaturas de inyección concluyéndose que para este pozo el efecto causado es mínimo. En vista de lo anterior se utilizó una temperatura de 15 °C menor a la temperatura de flujo en la cabeza del pozo considerando que al usar el aceite producido por

el mismo pozo como fluido motriz, su temperatura disminuye ligeramente en el separador y durante el transporte para su inyección.

En cuanto a la comparación de diámetros de la tubería de inyección, se obtienen mejores resultados al utilizar la tubería de 5 1/2 pg., ya que se requiere menor presión y gasto de inyección del fluido motriz, desde la presión estática actual hasta la estimación realizada para 1998, Figs. II.3.33, II.3.34, II.3.35 y II.3.36. En este lapso, la presión de inyección se debe incrementar en 130 Kg/cm² aproximadamente y el gasto del fluido motriz en 2000 bl/día para sostener la producción con la misma presión en la cabeza del pozo.

Por otra parte, al reducir la contrapresión en la cabeza del pozo de 25 a 15 Kg/cm², se disminuyen los requerimientos de presión de inyección en 93 Kg/cm² aproximadamente y el gasto en 2500 bl/día, Fig. II.3.34.

Finalmente, es importante mencionar que las bombas seleccionadas fueron diferentes al cambiar las condiciones de operación y el tiempo aunque en términos generales se podría concluir que para las condiciones actuales convendría utilizar la marca Guiberson-Dresser, y a futuro la marca Trico (Kobe).

Del análisis de los resultados para el pozo del Campo Maloob, se concluyó lo siguiente:

Al igual que en el pozo anterior, el fluido motriz que se utilizó fue aceite, con una temperatura de inyección de 57 °C, que es la de los fluidos en la cabeza del pozo. Cabe señalar que para valores menores de temperatura de inyección no se obtuvieron resultados al efectuar los cálculos de diseño.

Con base en lo anterior se considera muy limitada la aplicación de este sistema de producción en los pozos del campo Maloob, a menos que se contemple la instalación de una planta de calentamiento para el fluido motriz.

En caso de mantener la temperatura de inyección del fluido motriz, el diámetro de tubería más conveniente para la inyección es de 5 1/2 pg., desde las condiciones actuales hasta 1998, Figs. II.3.42 a II.3.45. Para sostener la producción a futuro, es necesario aumentar la presión de inyección aproximadamente en 130 Kg/cm^2 y en gasto de 3000 bl/día.

El tipo de bomba que proporciona los resultados más convenientes es la marca Trico (Kobe).

Al reducir la contrapresión en la cabeza del pozo a 4 Kg/cm^2 no se obtuvieron resultados satisfactorios.

III.1.3 BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE

Al efectuar los cálculos para diseñar la instalación de bombeo eléctrico sumergible del pozo representativo del campo Ku, no fue posible obtener resultados para las condiciones establecidas en el capítulo anterior.

En principio, no se logró obtener una bomba cuya profundidad de colocación estuviera en el liner de 7 pg., ya que el volumen de gas libre sobrepasa en todos los cálculos el límite permisible especificado de 12 % .

La única forma de obtener algún diseño fue considerando un separador con 50 % de eficiencia y un volumen de gas libre

permisible de 30 % y una bomba para colocarse en TR de 4 1/2 pg.

Respecto al pozo del campo Maloob, los resultados obtenidos son los siguientes:

Las bombas marca Odi y Reda operan prácticamente con los mismos requerimientos de potencia y el gasto máximo de aceite que manejan a las condiciones de superficie es de aproximadamente 11000 bl/día, las bombas Odi con 75 Hz. y las de Reda con 60 Hz., Figs. II.3.46 y II.3.47.

Al simular la disminución de presión en la cabeza del pozo, la potencia requerida por la bomba es similar a la requerida con la presión mayor, sin embargo, para gastos menores a 6000 bl/día, el pozo fluiría en forma natural, figura II.3.48.

En las Figs. II.3.49 a II.3.51 se muestra la variación en potencia requerida por la bomba, al declinar la presión estática del yacimiento para enero de 1994, 1996, y 1998. Se observa que conforme pasa el tiempo es necesario transmitir mayor potencia a la bomba para poder manejar el mismo gasto de aceite. El límite máximo se mantiene en 11000 bl/día.

El tipo de bomba utilizado fue Odi ya que al utilizar el controlador de velocidad variable es factible manejar un rango más amplio de gastos de aceite, y en el programa de cómputo usado para la simulación del sistema no se tiene contemplada esta característica para las bombas Reda.

III.2 COMPARACION DE LOS SISTEMAS

Con el fin de seleccionar el sistema de producción óptimo para la explotación de los Campos Ku-Maloob se comparan cada uno

de los sistemas evaluados anteriormente; a lo largo de este trabajo se han tratado por separado el pozo representativo del Campo Ku y posteriormente el del Campo Maloob, siguiendo con esa secuencia se analizará en primer lugar el pozo del Campo Ku:

El sistema factible de aplicar es el bombeo neumático continuo, quedando descartados el bombeo hidráulico tipo jet, ya que operaría durante un lapso muy corto y el bombeo eléctrico sumergible del cual no se obtuvo diseño.

Es importante hacer notar que con el simple hecho de reducir la contrapresión en la cabeza del pozo de 25 Kg/cm^2 a 15 Kg/cm^2 (sin ningún sistema artificial), la producción se incrementaría en un 33 % , inclusive seguiría siendo mayor si se inyectará 2 MMPCD con bombeo neumático continuo y no se reduce la contrapresión en la cabeza, este efecto se puede ver en la Tabla III.1.

Analizando los sistemas factibles de aplicar en el Campo Maloob se tienen: el bombeo eléctrico sumergible y el sistema de bombeo neumático continuo.

Como primera opción se considera la implantación del sistema de bombeo eléctrico sumergible, ya que es capaz de incrementar la producción y es factible su operación hasta enero de 1998 (año al que se hizo la predicción).

Como segunda opción o alternativa se tiene la implantación del sistema de bombeo neumático continuo, el cual podría operar con un menor gasto de aceite.

Tabla III.1 VOLUMEN DE ACEITE PARA LOS POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO KU-MALOOB.

CAMPO	qo (HBPD)	APAREJO	FLUYE HASTA	P _{wh} (Kg/cm ²)	VGI (MMPCD)
KU					
FLUYENTE	8.6	ACTUAL	ENERO 95	25	
	13.0	ACTUAL	ENERO 99	15	
B. N.	10.0	4 1/2" - 7"	ENERO 98	25	1.0
	11.2		ENERO 98	25	2.0
	13.9		ENERO 98	15	1.0
	14.3		ENERO 98	15	2.0
B. H.	12.0	5 1/2"	ENERO 93	25	
	12.0		ENERO 93	15	
B. E.	NO HAY DISENO				
MALOOB					
FLUYENTE	6.0	ACTUAL	OCTUB 92	9	
	8.0	ACTUAL	FEBRE 96	4	
B. N.	7.5	4 1/2" - 7"	ENERO 93	9	0.25
	7.9		ENERO 96	9	0.50
	8.3		ENERO 98	4	0.25
	8.6		ENERO 98	4	0.50
B. H.	10.0	5 1/2"	ENERO 94	9	
	--			4	
B. E.	11.0	4 1/2"	ENERO 98	9	
	11.0		ENERO 98	4	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se presenta una metodología, para la selección cualitativa como para la selección cuantitativa, que se usa en la implantación de un sistema de producción adecuado para la explotación de un pozo en particular o bien un campo dado.

Este trabajo proporciona una buena idea de las ventajas y limitaciones de aplicación de los sistemas artificiales más comunes en la industria petrolera.

Proporciona el sistema más adecuado para la explotación de los Campos Ku y Maloob. Para el Campo Ku el sistema que mejores resultados aportó fue el bombeo neumático continuo, y para el Campo Maloob el sistema de bombeo eléctrico sumergible.

Señalando en particular que de ser posible para el Campo Ku, se proceda a reducir la contrapresión en la cabeza del pozo y se podrá seguir explotando con mayores beneficios y aún como fluyente.

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION
B _o	Factor de volumen del aceite
G _p	Gradiente de presión, lb/pg ² /pie.
P _b	Presión de saturación, Kg/cm ² .
P _i	Presión de inyección, Kg/cm ² .
P _{k_o}	Presión máxima disponible, Kg/cm ² .
P _{wf}	Presión de fondo fluyendo, Kg/cm ² .
P _{wh}	Presión en la cabeza, Kg/cm ² .
P _{ws}	Presión estática, Kg/cm ² .
q _i	Gasto de inyección, bl/día.
q _o	Gasto de aceite, bl/día.
R	Relación gas aceite, m ³ /m ³ .
R _s	Relación de solubilidad, m ³ /m ³ .
T _f	Temperatura de fondo, °C.
T _s	Temperatura superficial, °C.
TP	Tubería de producción.
TR	Tubería de revestimiento.
VGI	Volumen de gas inyectado, pie ³ /día.
γ _o	Densidad relativa del aceite.
γ _{gf}	Densidad relativa del gas de formación.
α	Angulo de desviación.
μ _o	Viscosidad del aceite, cp.

BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

1. Martínez G. José L.: "PROGRAMAS DE COMPUTO DESARROLLADOS".
2. Vogel, J. V: "INFLOW PERFORMANCE RELATION SHIPS FOR SOLUTION-GAS DRIVE WELLS", J PET.TECH (Enero., 1968), 83-92.
3. Uhri. D. C. y Blount E. M.: "PIVOT POINT METHOD QUICKLY PREDICTS WELL PERFORMANCE," World Oil, (Mayo., 1982), 153-164.
4. Martínez G. José L.: "Selección de aparejos de producción para pozos del campo Cantarell con bombeo neumático". Jornadas Técnicas, Cd. del Carmen, Camp., (julio., 1991).
5. Zúñiga P. Horacio, Mata I. Gerardo: "Desarrollo de un nuevo programa de cómputo para el diseño de instalaciones de bombeo neumático continuo". Proyecto D-3302 "Estudio de sistemas artificiales de producción". Julio de 1986. Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Producción. Instituto Mexicano del Petróleo.
6. Díaz Z. Héctor, Poblano O. Raúl: "Diseño mejorado de aparejos de bombeo eléctrico", Ingeniería Petrolera (julio., 1984).
7. Eddie E. Smart, Guiberson División, Dresser Industries, Inc: "Application of the Current Generation of Oil Well Jet Pumps", Southwestern Petroleum Short Course.

8. Pérez M. Jesús, "Un programa para Diseño y Análisis de Instalaciones de Bombeo Hidráulico Tipo Jet".Jornadas Técnicas , Colegio de Ingenieros Petroleros de México. (Septiembre., 1992).