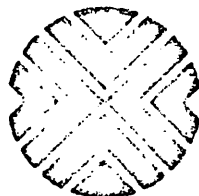


Quisnela

**CARACTERISTICAS DE PRODUCCION Y RECOBRO
EN LA
FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO**

POR

CARLOS J. BORREGALES L.



PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.

VI JORNADAS TECNICAS DE PETROLEO

MARACAIBO - OCTUBRE, 1979

CARACTERISTICAS DE PRODUCCION Y RECOBRO

EN LA

FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

POR

CARLOS J. BORREGALES L.



PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.

ESTE INFORME SERA PRESENTADO EN LAS VI JORNADAS TECNICAS DE PETROLEO

MARACAIBO - OCTUBRE, 1979

SUMARIO

La Faja Petrolífera del Orinoco se considera una de las acumulaciones de hidrocarburos más grandes del mundo. Geológicamente, es un complejo de estructuras y ambientes de deposición diferentes que incluyen tres ciclos sedimentarios de diferentes edades. Las propiedades de los crudos y las rocas varían de un área a otra y la gravedad del crudo varía entre 7 y 18° API. Debido a la temperatura relativamente alta y al gas en solución, aún los crudos más viscosos son móviles a condiciones de yacimiento y por lo tanto se pueden producir por métodos primarios. Los resultados de algunas pruebas de producción efectuadas en pozos ubicados en la parte central y sur de la Faja han indicado producciones entre 50 y 500 B/D dependiendo del espesor de arena neta petrolífera.

Se estima que empuje por gas en solución y posiblemente la compactación serán los principales mecanismos de producción. Para los yacimientos donde solamente actúe empuje por gas en solución el recobro puede ser muy bajo (2 - 8 del POES), dependiendo de la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimientos; en el caso de que la compactación sea un mecanismo importante, la recuperación primaria puede llegar hasta 25% del POES dependiendo de la compresibilidad de las arenas y arcillas.

Basado en la experiencia obtenida con la explotación de los campos ubicados en la margen norte de la Faja, se estima que en general el método más atractivo de recuperación secundaria será la inyección de vapor; sin embargo no se descartan otras técnicas tales como combustión en sitio, inyección de gas, etc. las cuales posiblemente tengan aplicaciones limitadas.

./

Se piensa que el método de producción a seguir será: producción primaria ayuda da con inyección alternada de vapor, seguida posteriormente por inyección conti nua de vapor.

La recuperación de petróleo por inyección continua de vapor dependerá de conside raciones económicas, pero se estima que la misma será de aproximadamente el 30% del petróleo en sitio al momento de iniciarse la inyección continua.

ooo|ooo

UBICACION Y FISIOGRAFIA

La Faja Petrolífera del Orinoco está ubicada en la parte meridional de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y parte del Territorio Federal Delta Amacuro, formando la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Ver figura 1). Toda esta región fué inicialmente conocida como Faja Bituminosa del Orinoco, - debido a la alta viscosidad y baja gravedad API del crudo existente en la misma. Investigaciones recientes han indicado que dicho crudo es movable a condiciones de yacimientos y por lo tanto se pueden producir por métodos primarios. En consecuencia el nombre de Faja Bituminosa fué cambiada a Faja Petrolífera.

La zona de interés tiene una longitud promedio de 700 kms. y un ancho promedio de 60 kms. para un área total de 42.000 Km² (27% más grande que el área total de - asignaciones de toda la industria). La Faja está ubicada en un área de muy poco desarrollo económico; el extremo oriental incluye el Delta del Río Orinoco y el resto forma parte de los llanos con escasa población y pocos cultivos. Toda el área está cruzada por ríos con flujo permanente en dirección norte-sur. La vegetación es baja, básicamente chaparros y paja, excepto a lo largo de las riberas de los ríos donde crece abundantemente la palma Moriche y en las extensiones de - siembras de pino y eucaliptus que adelantan la CVG, CONARE y empresas privadas.

La elevación del terreno varía desde aproximadamente nivel del mar en el Delta - del Orinoco hasta 250 mts. en el Oeste. La temperatura durante el año varía - entre 70°F y 100°F. La época de lluvia normalmente ocurre entre Mayo y Noviem - bre. La precipitación es alta. Los suelos son arenosos. Hay agua subterránea - abundante además de la presencia de ríos, incluyendo el Orinoco.

CARACTERISTICAS GEOLOGICAS

La Faja es un complejo de ambientes de sedimentación y de estructuras que preservan sedimentos de tres ciclos de sedimentación de distintas edades; en consecuencia, las acumulaciones de hidrocarburos son también complejas y requieren un programa intensivo de exploración para definir en detalle los yacimientos e identificar los ambientes de deposición y los factores que controlan las acumulaciones de hidrocarburos.

En el sentido este-oeste, la Faja se puede dividir en cuatro áreas cuyas características de acumulaciones y estado de conocimiento geológico son diferentes, requiriendo programas de exploración específicos para cada una de ellas (fig. 2).

<u>AREA:</u>	<u>SEDIMENTOS:</u>	<u>FORMACIONES PETROLIFERAS:</u>
CERRO NEGRO.	TERCIARIO (Oligo-Mioceno)	OFICINA-
HAMACA.	TERCIARIO-CRETACEO	OFICINA- ¿TEMBLADOR?
ZUATA.	TERCIARIO-CRETACEO-PALEOZOICO.	OFICINA/MERECURE-TEMBLADOR ¿HATO VIEJO?
MACHETE.	TERCIARIO-CRETACEO-PALEOZOICO.	CHAGUARAMAS-ROBLECITO-LA PASCUA- INFANTE-LA CRUZ- ¿HATO VIEJO?

En sentido norte-sur, la Faja Petrolífera se puede dividir en tres zonas: una zona al norte de la "línea de bisagra" con sedimentación terciaria normal de Oficina/Chaguaramas; una zona de plataforma central con espesores de sedimentos acuífidos; y una zona de "monadnocks" (remanentes erosionales del Basamento ígneo-metamórfico) contra los cuales se acuífan y/o truncan los sedimentos al sur.

El factor de entrapamiento de hidrocarburos para la zona norte (norte de la "zona de bisagra") parece ser estructural-estratigráfico, semejante a las áreas conocidas de Oficina, Temblador y Las Mercedes. Para la zona central se piensa que el entrapamiento puede ser predominantemente de tipo estratigráfico, pero controlado por las grandes fallas que buzanan al norte. En la zona sur, los "monadnocks" y algunas fallas de buzamiento norte forman una barrera de acunamiento contra la cual se acumulan los hidrocarburos.

Regionalmente se evidencian tres sistemas de fallas: uno de rumbo noreste-suroeste, que es el principal, con buzamiento al norte (hacia la Cuenca); otro este-oeste, que parece ser secundario al primero, con buzamiento hacia el sur y norte y un tercer sistema cuya tendencia parece de movimiento lateral en dirección noroeste-sureste. Todas las fallas parecen ser normales.

Las profundidades de las acumulaciones de hidrocarburos varían según el área, dependiendo de la edad (ciclo de sedimentación), cambios de litofacies y efectividad de las fallas.

Los datos interpretados de los levantamientos gravimétricos y magnetométricos, indican, en escala regional, las estructuras, fallas regionales, depresiones y espesores de sedimentos en las diferentes áreas de la Faja. Esta información es de gran ayuda para mejorar las interpretaciones sismográficas.

Se requiere para cada área de la Faja de programas exploratorios integrales para que conjuntamente con la información geofísica y de sub-suelo recabada hasta la fecha, se puedan delimitar los yacimientos más importantes y cuantificar mejor sus reservas.

PROPIEDADES DE YACIMIENTOS

Las principales propiedades de los yacimientos petrolíferos terciarios en la Faja son las siguientes:

- Formaciones no consolidadas.
- Porosidad entre 20 y 35%.
- Profundidad: 600' en el sur próximo al Río Orinoco a 7000' en el límite norte.
- Temperatura del yacimiento: 95 - 175° F dependiendo de profundidad.
- Presión inicial: hidrostática.
- Contenido de azufre en el crudo: 2 - 4% por peso.
- Contenido de metales en el crudo: 200 - 500 ppm.
- Viscosidad del crudo: 100 - 20.000 cp a 130° F, dependiendo de la gravedad API. (La figura 3 muestra la relación viscosidad del crudo sin gas y a presión atmosférica versus temperatura).
- Relación gas petróleo original: 50 - 170 pc/b.

PRODUCTIVIDADES

Las pruebas de producción efectuadas hasta la fecha en algunos pozos ubicados en la parte central y sur de la Faja han dado los siguientes resultados (ver figuras 4, 5, 6 y 7).

<u>POZO</u>	<u>INTERVALO</u>	<u>PRODUCCION BPD</u>	<u>° API</u>	<u>COMENTARIOS</u>
PCN-IX	2650'-2670'	170	8,2	
PCN-IX	2650'-2670'	220	8,2	usando diluyente
COGOLLAR IX	2370'-2757'	450	8,5	
HAMACA 3X	3535'-3543'	30	9,9	
HAMACA 3X	3535'-3543'	45	9,9	usando diluyente
HAMACA 3X	3469'-3501'	160	10,0	
HAMACA 2X	3580'-3600'	300	9,5	
HAMACA 2X	3544'-3559'	80	9,4	
PAO IX	966'-1481'	69	8,0	
PAO 2X	796'-810'	90	10,5	

Los resultados de estas pruebas de producción indican que la productividad de estos pozos es muy similar a la de los pozos ubicados en los campos Morichal, Pilón y Jobo y confirman que aún los crudos más pesados existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco son producibles por métodos primarios convencionales. Si estas pruebas resultan ser representativas, se podrá asegurar que los costos de producción serán tolerables.

RESULTADOS DE LA INYECCION ALTERNADA DE VAPOR

Las pruebas piloto de inyección alternada de vapor efectuadas en los Campos Jobo, Morichal y Pilón dieron excelentes resultados. Los resultados de algunas de estas pruebas efectuadas en pozos del yacimiento Grupo II son las siguientes:

CAMPO	POZO	PRODUC. PETROLEO (B/D)		INCREMENTO EN LA PRODUCCION NUMERO DE VECES.
		FRIO	MAXIMA	
JOBO	JOC-15	343	1080	3,2
	JOC-30	270	1500	5,6
	JOC-29	355	1350	3,8
	JOC-33	300	530	1,8
	JOC-32	393	800	2,0
	JOC-37	398	850	2,1
	J-37	350	960	2,7
	J-84	80	300	3,8
	J-40	200	725	3,6
MORICHAL	MPG-7-55	0	255	-
	MPG-5-58	197	469	2,4
	MPG-11-66	256	403	1,6
	MPG-14-156	122	171	1,4

En promedio, la tasa de producción fría se incrementa tres veces después del primer ciclo de inyección alternada de vapor. La relación petróleo/vapor al final del primer ciclo fué entre 10 y 30 bls/ton , indicando lo exitoso de este proceso en estos yacimientos. La producción acumulada por ciclo excede de 100.000 bls/pozo y en algunos casos llega hasta 300.000 bls/pozo. En estos yacimientos no hay dificultades para inyectar vapor y se ha inyectado vapor de alta calidad hasta 4000'. Uno de los principales problemas en esta área radica en los problemas operacionales que surgen como resultado de la inyección de vapor a alta presión. En la parte central y sur de la Faja se esperan resultados parecidos ya que las propiedades de la roca y del petróleo son similares y los yacimientos son menos profundos (o sea menor presión de inyección y menos problemas operacionales durante la inyección).

MECANISMOS DE PRODUCCION Y RECUPERACION PRIMARIA

Los principales mecanismos de producción de los campos ubicados en la margen norte de la Faja son empuje por gas en solución y empuje por agua el cual no es muy efectivo debido a la alta viscosidad del crudo. Las recuperaciones primarias son en general muy bajas, entre 2 y 12% del POES, dependiendo de la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento. Aunque la inyección alterna aumenta el recobro primario, su efecto no ha sido completamente evaluado. Las recuperaciones primarias para algunos de estos campos es como sigue:

<u>CAMPO</u>	<u>GRAVEDAD ° API</u>	<u>RECOBRO PRIMARIO (% POES)</u>
JOBO	8,9	3,2
JOBO	14,0	12,0
MORICHAL	8,7	1,2
MORICHAL	13,0	7,0

Para la parte de la Faja Petrolífera que está ubicada buzamiento arriba de estos campos se estima que el empuje por agua quizás no sea un mecanismo muy efectivo y que el empuje por gas en solución pueda ser el principal mecanismo de producción. En general debido a la alta viscosidad del crudo la eficiencia de este mecanismo será baja.

La Figura 8 muestra una correlación entre recobro por empuje en gas solución y viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento para varios campos de crudos pesados venezolanos.

De la Figura 3 se puede ver que para un yacimiento que tiene un crudo de 8° API y está a 130° F, la viscosidad del crudo a condiciones de superficie será

5000 cp. Asumiendo una relación gas petróleo de 100 pc/b, la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento será solamente 2500 cp y el recobro por empuje por gas en solución será 2% del POES. Si por el contrario el crudo tiene 14° API y una viscosidad a condiciones de yacimiento de 100 cp, entonces el recobro será de aproximadamente 7% del POES.

Es posible que la compactación, al igual que en la Costa Bolívar, sea un mecanismo de producción importante, si se considera que en la Faja Petrolífera las formaciones no son consolidadas y que prácticamente no existe material cementante intergranular.

Aunque, algunas mediciones preliminares de compresibilidad de las rocas efectuadas en algunos núcleos tomadas en el campo Jobo, han indicado un valor muy alto para las arenas, este mecanismo no ha sido determinado en el Oriente del país. Sin embargo, esta falta de evidencia puede ser el resultado de los siguientes factores:

1. No se ha notado hundimiento en la superficie ya que no se han efectuado nivelaciones periódicas a precisas.
2. La presión del yacimiento solo se ha reducido ligeramente.
3. No se ha alcanzado la presión de umbral, a partir de la cual la compactación empieza a ocurrir.

En el caso de que la compactación sea un mecanismo importante de producción, como es el caso en la Costa Bolívar, la recuperación primaria suplementada con inyección alternada de vapor puede ser tan alta como 25% del POES. La Figura 9 muestra que dependiendo de la compresibilidad de las arenas y de la contribución de la compactación de las arcillas al recobro de petróleo, las recuperaciones en el

área de Cerro Negro - Cogollar puede variar entre 8 y 24% del POES, asumiendo una presión de abandono de 200 lpc.

La efectividad de este mecanismo de producción puede retrasar la necesidad de aplicar esquemas de recuperación secundaria y por consiguiente mejorará los aspectos económicos de su aplicación.

RECUPERACION SECUNDARIA

Los recobros primarios que se puedan obtener en los yacimientos de la Faja Petrolífera, determinarán la iniciación de los proyectos de recuperación secundaria.

Tomando en cuenta la viscosidad del crudo, las características de las formaciones y los resultados obtenidos en los Campos Jobo, Morichal y Miga, se estima que los procesos térmicos serán los más adecuados para las condiciones de la Faja.

Inyección alternada de Vapor:

La inyección alternada es un proceso mediante el cual la cantidad de energía que se añade al yacimiento es relativamente poca. Sin embargo, debido al predominio de fuerzas viscosas en los yacimientos de crudos pesados y extra-pesados donde se alcanzan los límites económicos de producción cuando aún la presión del yacimiento es relativamente alta, su aplicación ha sido muy exitosa y en general ha incrementado la recuperación que se puede obtener por métodos primarios.

La recuperación máxima que se puede obtener por inyección alternada de vapor depende de los mecanismos de producción existentes. Si solamente existe empuje por gas en solución los recobros adicionales a la recuperación primaria serán bajos - -

(2 - 4% POES); sin embargo, si la compactación llega a ser un mecanismo importante de producción, las recuperaciones adicionales serán mayores (5 - 15% POES) y la explotación de la Faja se podrá realizar por largo tiempo usando este método, el cual es mucho más económico, sencillo y flexible que cualquier otro proceso de recuperación secundaria aplicable a crudos pesados.

Los resultados obtenidos hasta la fecha utilizando este método en los campos de la margen norte de la Faja han sido exitosos (Ver Figura 10) e indican que su uso puede ser prioritario en la Faja. En general la inyectividad es alta, con ci --- cl --- os de producción de aproximadamente dos años. Se han obtenido producciones iniciales de hasta 2000 B/D con un promedio de 700 B/D. Se estima que las condiciones en la parte central y sur de la Faja son más favorables ya que los yacimientos son menos profundos. A mediados de 1980 se espera iniciar en el área de Cerro Negro un proyecto piloto de este proceso (Ver Figura 11).

Inyección continua de Vapor:

Se estima que la inyección continua de vapor será un proceso muy eficiente para aumentar la recuperación de petróleo en la Faja Petrolífera del Orinoco. Aunque las experiencias de campo en esta área son muy limitadas; los estudios realizados con modelos matemáticos han indicado que la recuperación puede ser 30% del POES o más para una relación petróleo/vapor final de 1,5 - 2,0 b/ton. (Ver Figuras 12 y 13). Un proyecto piloto de inyección continua de vapor se iniciará a mediados de 1980 en el Campo Jobo (Ver Figura 14). Para la explotación de los yacimientos vis --- cos de la Faja Petrolífera se piensa que la estrategia será iniciar su explotación con métodos primarios ayudados con inyección alternada de vapor para ser se --- gui --- do con inyección continua de vapor. En este caso la recuperación final de --- pe --- nde --- rá de los mecanismos de producción y de consideraciones económicas. Asumiendo que la compactación no sea un mecanismo importante, los recobros de la Faja se estiman como sigue:

	<u>RANGO (% POES)</u>	<u>PROMEDIO (% POES)</u>
Primario	0 - 7	5
Primario + Inyección alternada de vapor	2 - 12	8
Primario + Inyección alternada + Inyección continua de vapor	10 - 35	20

En el caso de que la compactación sea un mecanismo importante de producción, los recobros arriba indicados se incrementarán de acuerdo a la contribución que pueda aportar ese mecanismo.

La principal desventaja de la inyección continua de vapor lo constituye el alto consumo energético, ya que una proporción grande del petróleo producido (en términos energéticos equivalente) se debe quemar para generar el vapor. Por ejemplo, si la relación petróleo/vapor final del proyecto es 1,8 b/ton; se estima que aproximadamente 33% del petróleo producido se debe quemar para la generación de vapor. Sin embargo, como probablemente el crudo producido se deba mejorar para convertirlo en un producto de fácil transportación y vendible, los residuos producidos (coke, asfalto, etc) durante el proceso de mejoramiento se quemarán para generar la energía requerida. Por consiguiente para el desarrollo de la Faja se están evaluando sistemas integrados de producción-mejoramiento. La tecnología para la combustión de estos residuos todavía no está completamente desarrollada.

Combustión en Sitio:

Aunque la combustión en sitio también produce altos recobros de petróleo, se considera que este proceso no tendrá una aplicación generalizada en la Faja por las siguientes razones:

1. La Viscosidad del crudo es muy alta (\gt 1000 cp)
2. Alta incidencia de problemas mecánicos.
3. Formación de emulsiones muy difíciles de romper.
4. Las áreas prioritarias para la explotación de la Faja tendrán espesores de arena neta petrolífera grandes.
5. Experiencia limitada en Venezuela.
6. Los problemas de corrosión observados en otros proyectos pilotos en Venezuela todavía no se han resuelto de manera satisfactoria.

Por las razones indicadas se considera que este proceso requiere más desarrollo y evaluación antes de considerar su aplicación en gran escala.

Un proyecto piloto de combustión húmeda que se inició en el Campo Melones y que fué suspendido por razones mecánicas se está rediseñando.

PROCESOS NO TERMICOS

Debido a la alta viscosidad de los crudos de la Faja se estima que los procesos no térmicos no serán de aplicación general.

En el Campo Oveja se ha efectuado de manera exitosa inyección de gas en yacimientos que contienen crudo con viscosidad a condiciones de yacimiento de hasta 90 cps. En algunos casos especiales se esperan obtener recobros de hasta 40% POES. Sin embargo, estos proyectos no han sido completamente evaluados y parece que una combinación de desplazamiento miscible o parcialmente miscible junto con un empuje de agua con canalización y conificación severa han sido responsables del éxito. Sin embargo, para las condiciones de la Faja, la inyección de gas quizás no sea de aplicación general debido a la viscosidad del crudo y el alto valor alternativo del gas natural, el cual podría tener un uso prioritario para la generación

del hidrógeno requerido para el proceso de mejoramiento.

Otros procesos no térmicos que podrían tener aplicación en la Faja son: Inyección de agua, Inyección de soluciones caústicas, Inyección de emulsiones y CO₂. Sin embargo, estos procesos requieren investigaciones de laboratorio antes de ser considerados para proyectos piloto.

CONCLUSIONES

1. La Faja Petrolífera del Orinoco es una de las acumulaciones de Hidrocarburos más importantes en el mundo.
2. El crudo existente en la Faja es básicamente pesado, con gravedades API entre 7 y 18°.
3. Las pruebas de producción realizadas hasta la fecha y la experiencia obtenida con la explotación de los Campos Jobo, Morichal, Pilón, Oveja, Miga, etc. indican que el petróleo es movable a condiciones de yacimiento y producible usando métodos primarios convencionales. La producción primaria varía entre 50 y 500 B/D.
4. Las pruebas piloto de inyección alternada de vapor efectuada en los Campos Jobo, Morichal y Pilón han sido muy exitosas. La inyektividad es alta y la tasa de producción después de la inyección de vapor es tres veces más grande que la producción fría. El ciclo de producción dura dos años y la producción acumulada por ciclo excede 100.000 bls/pozo y en algunos casos excede 300.000 bls/pozo. Resultados similares o mejores se esperan en la parte central y sur de la Faja.

5. La recuperación primaria que se espera obtener dependerá de los mecanismos de producción. Esta será relativamente baja para yacimientos que producen por gas en solución (0 -7%) y puede ser muy alto si la compactación es un mecanismo importante de producción (8 - 24% POES).

6. Los procesos térmicos de recuperación secundaria se consideran los más adecuados para las condiciones de los yacimientos de la Faja. La inyección alternada de vapor seguida de inyección continua de vapor parece ser la estrategia de producción más adecuada. La recuperación de petróleo por inyección continua de vapor se estima que puede ser hasta del 35% del petróleo en sitio al inicio de la inyección continua de vapor.

7. Aunque la combustión en sitio puede producir altos recobros de petróleo, su aplicación en gran escala no parece adecuada para el desarrollo inicial de la Faja y se requieren más investigaciones para evaluar su factibilidad técnico-económica.

8. Los procesos no térmicos no se consideran los más adecuados en los actuales momentos y se requiere más investigación de laboratorio antes de considerar su aplicación en proyectos pilotos.

AGRADECIMIENTO

El autor desea expresar su agradecimiento a PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A. por su autorización para publicar este Informe y así como a las operadoras Lagoven y Mararaven por suministrar los datos técnicos utilizados.

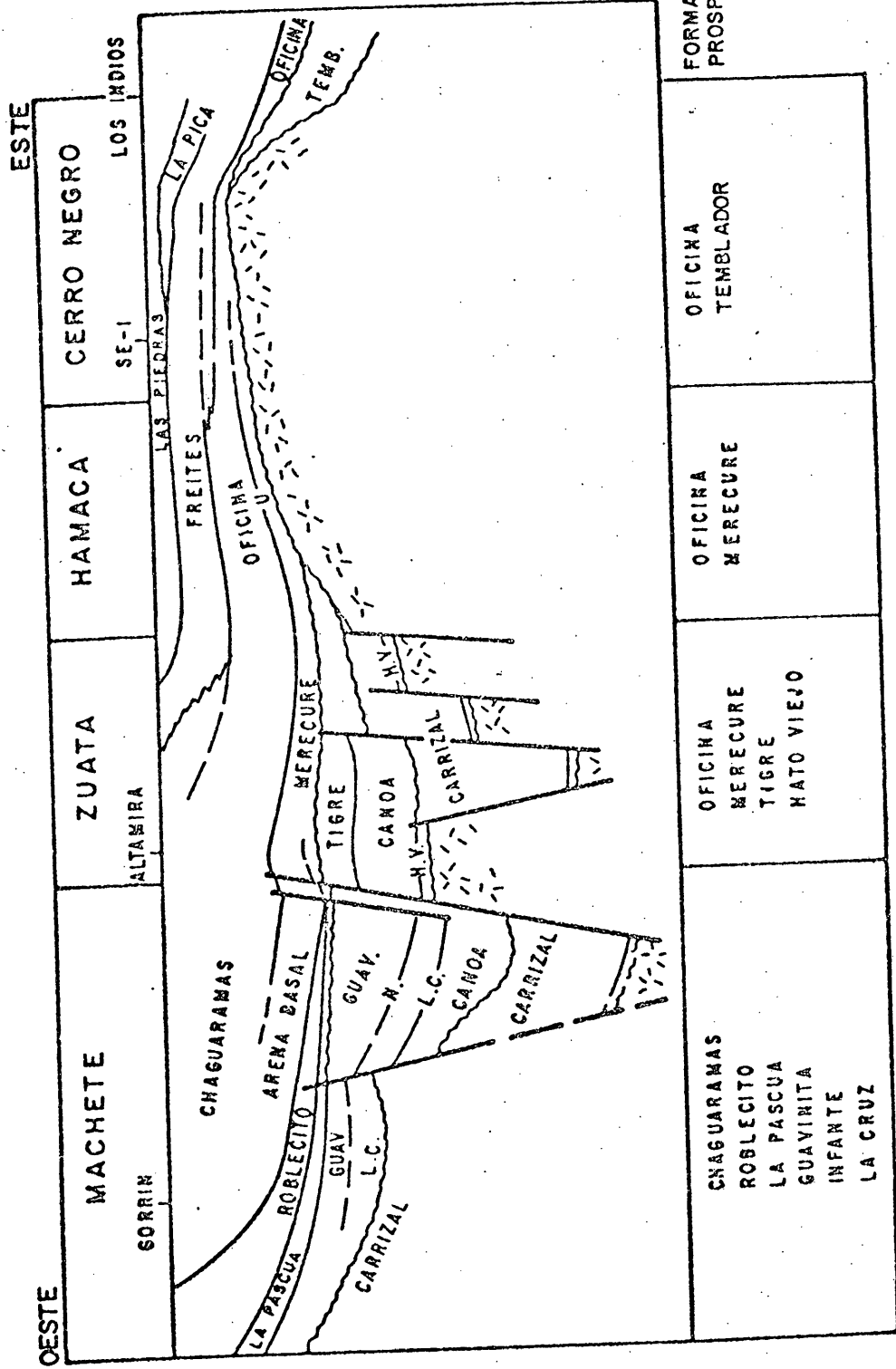
REFERENCIAS

1. BORREGALES, CARLOS. "Faja Petrolífera del Orinoco, Evaluación y Explotación". Informe interno PDVSA, Marzo de 1.978.
2. PETROLEOS DE VENEZUELA. "Evaluación Geofísica y Geológica de la Faja Petrolífera del Orinoco". Informe interno PDVSA, Diciembre 1978.
3. BORREGALES, CARLOS. "Steam Soak on the Bolivar Coast". Simposio Canadá - Venezuela sobre Crudos Pesados. Canadá, Junio de 1.977.
4. LANFRANCHI, EDALFO. "Results of the Application of Alternating Steam Injection in Heavy South-Eastern Venezuela. Simposio Canadá-Venezuela sobre crudos pesados 1977, Canadá, Junio 1977.
5. RIOS, J. "Proyecto Experimental de Inyección Alternada de Vapor, Campos Jobo y Pilon". Simposio de Crudos Extra-Pesados. Maracay, Venezuela, Octubre de 1976.
6. ARNOLD C.W y COLABORADORES. "Estudio de las Secciones Transversales Homóneas. Proyecto Piloto de Inyección continua de Vapor. Jobo Grupo II". Informe Interno Lagoven, S.A. Abril de 1977.
7. FERRER, JOSE y FAROUQ, ALI S.M. "Simulation of Oil Recovery from the Orinoco Petroleum Belt Reservoirs by combination of Steam Injection Processes". Simposio Canadá-Venezuela sobre Crudos Pesados 1977. Canadá, Junio de 1977.

ooo|ooo

FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

SECCION ESTRATIGRAFICA ESTRUCTURAL



(TOMADO DE LA REFERENCIA 2)

RELACION VISCOSIDAD - TEMPERATURA PARA VARIOS CRUDOS PESADOS VENEZOLANOS

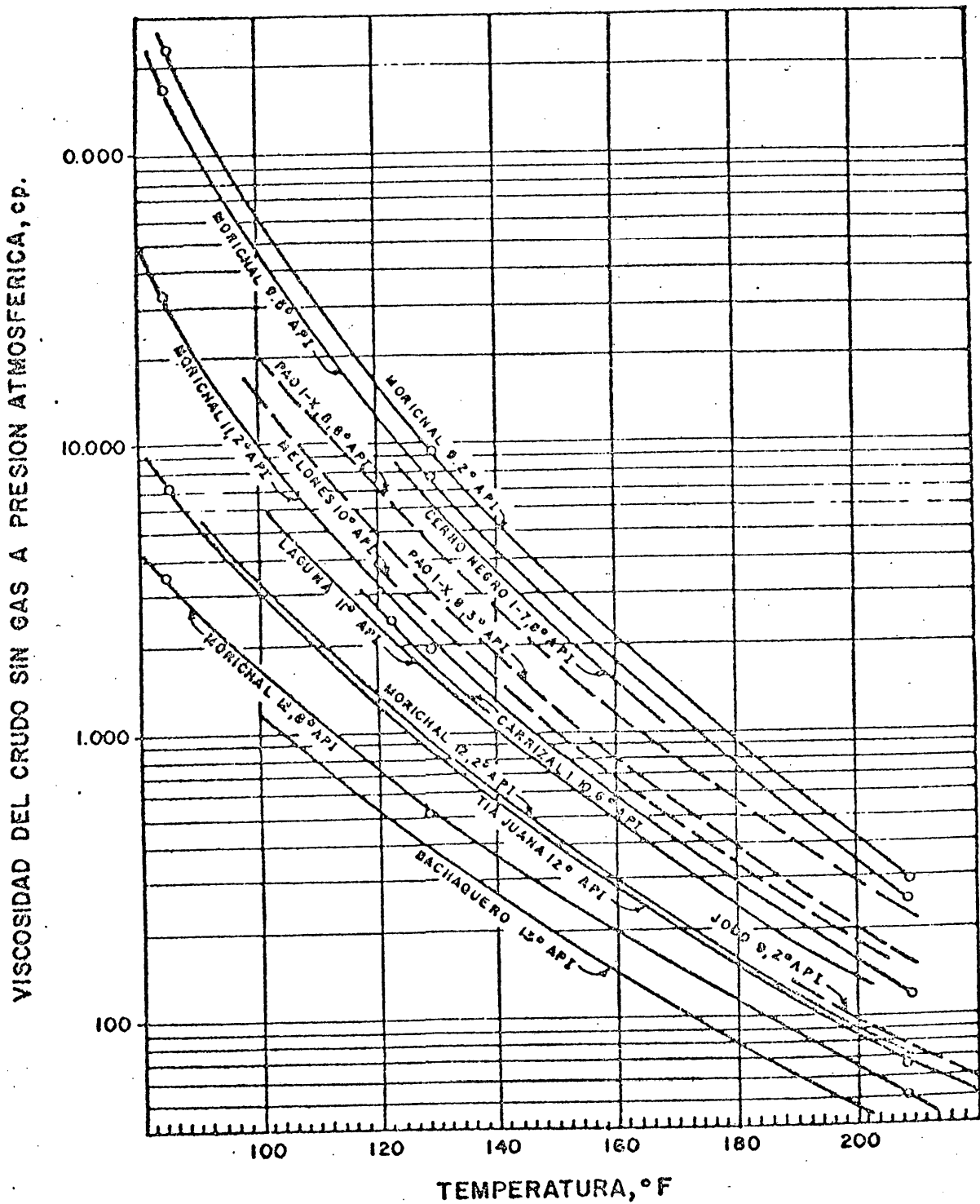


FIG. 3

PCN-1

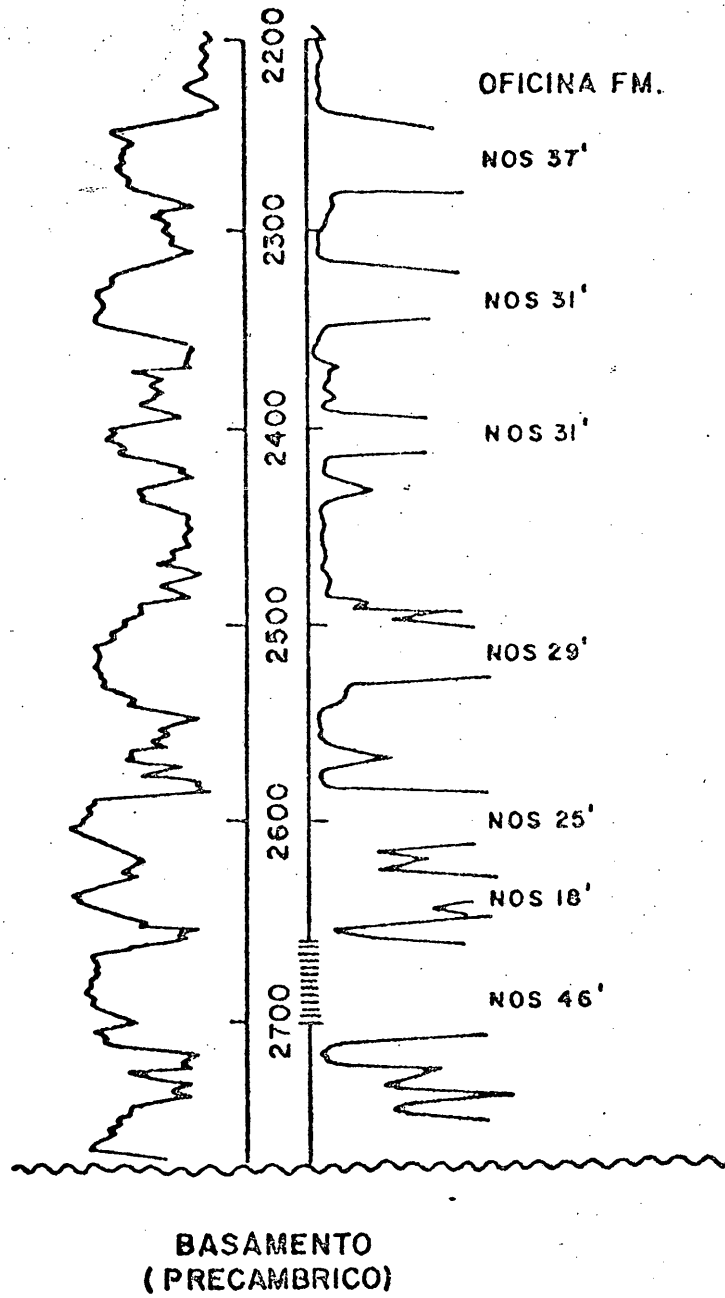


FIG. 4

COGOLLAR - IX

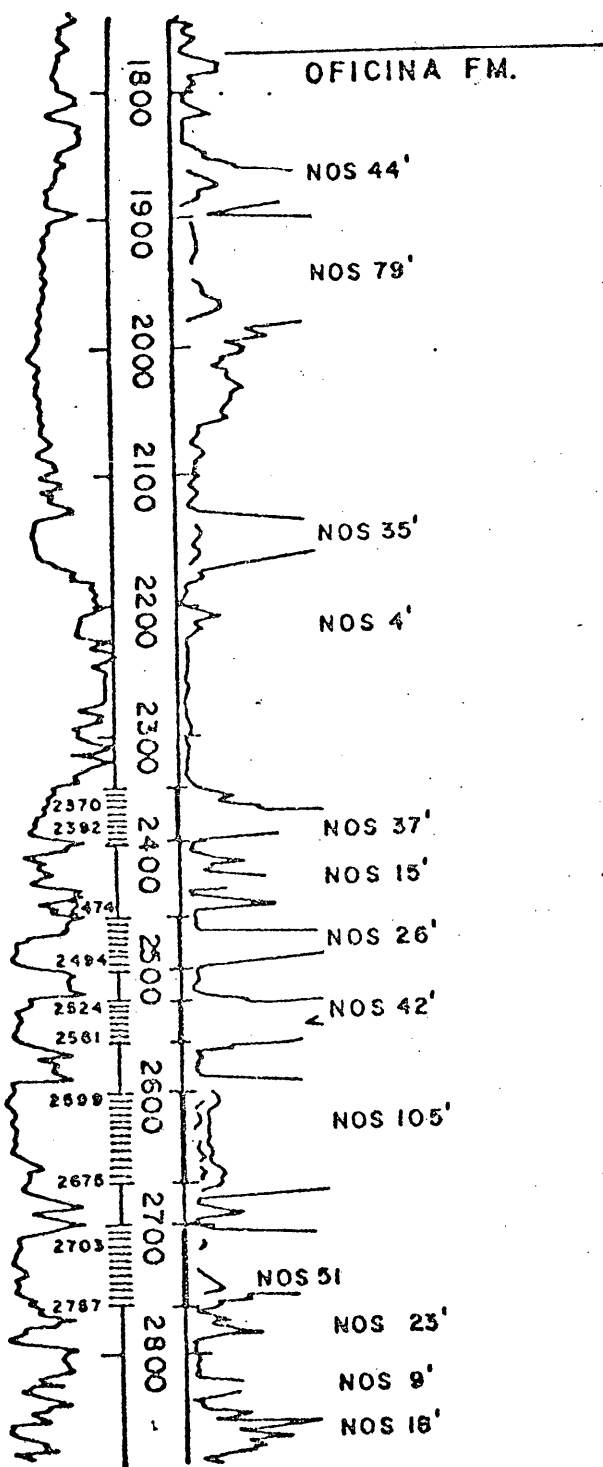


FIG. 5

HAMACA-3X

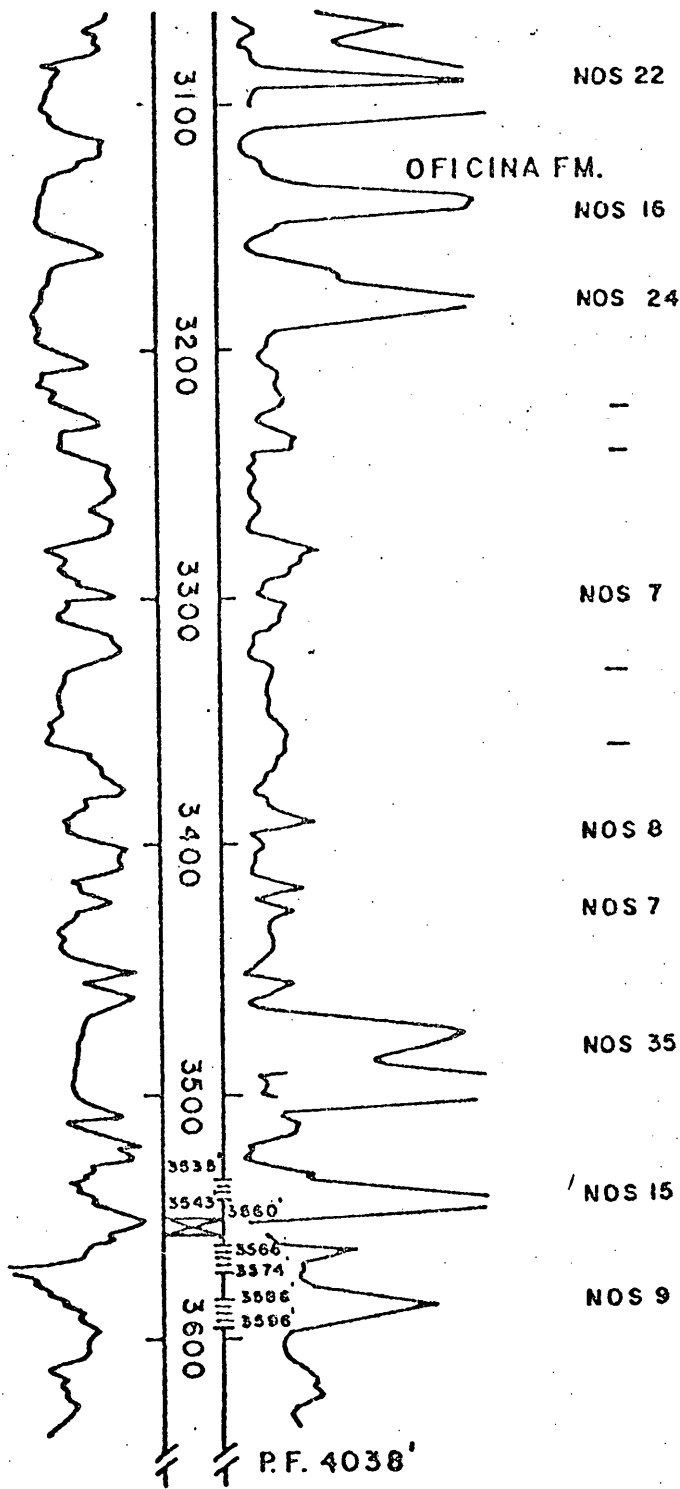


FIG. 6

HAMACA - 2X

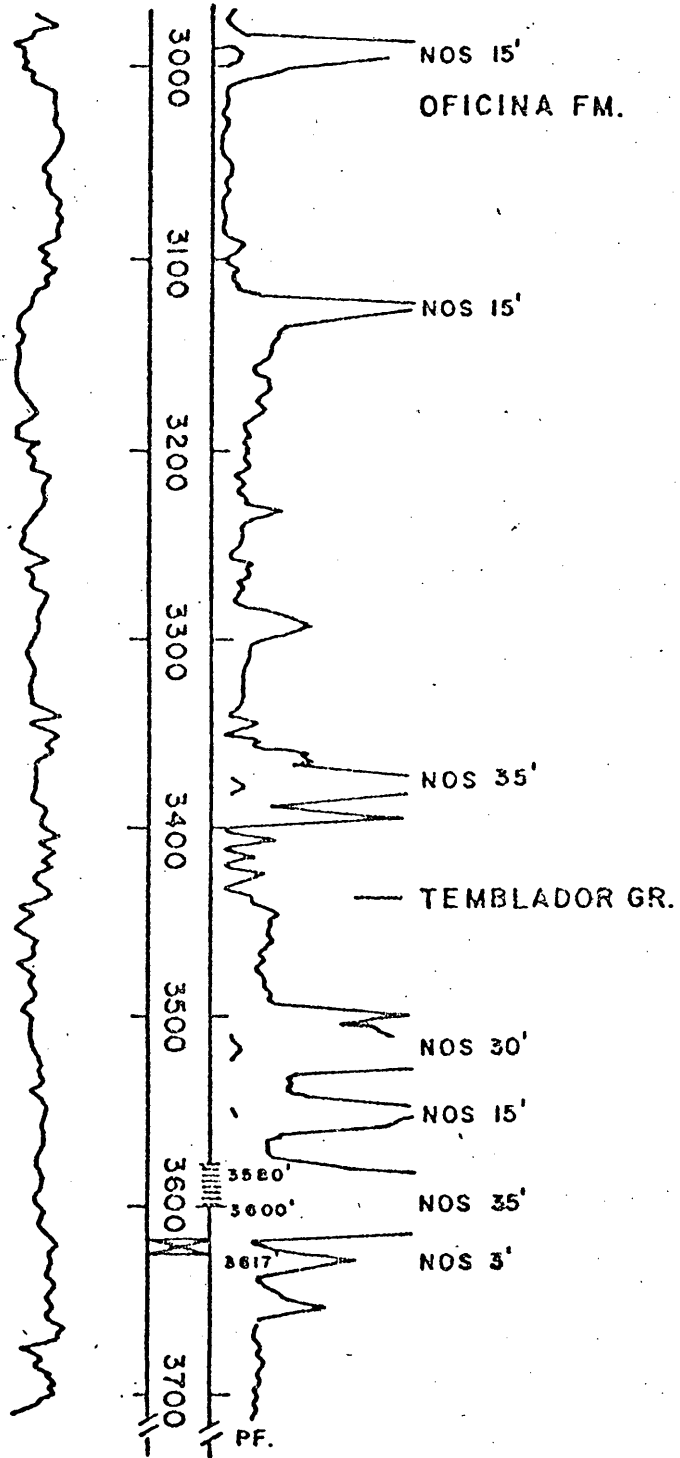


FIG. 7

RECOBRO DE PETROLEO POR EMPUJE POR GAS EN SOLUCION PARA YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS VENEZOLANOS

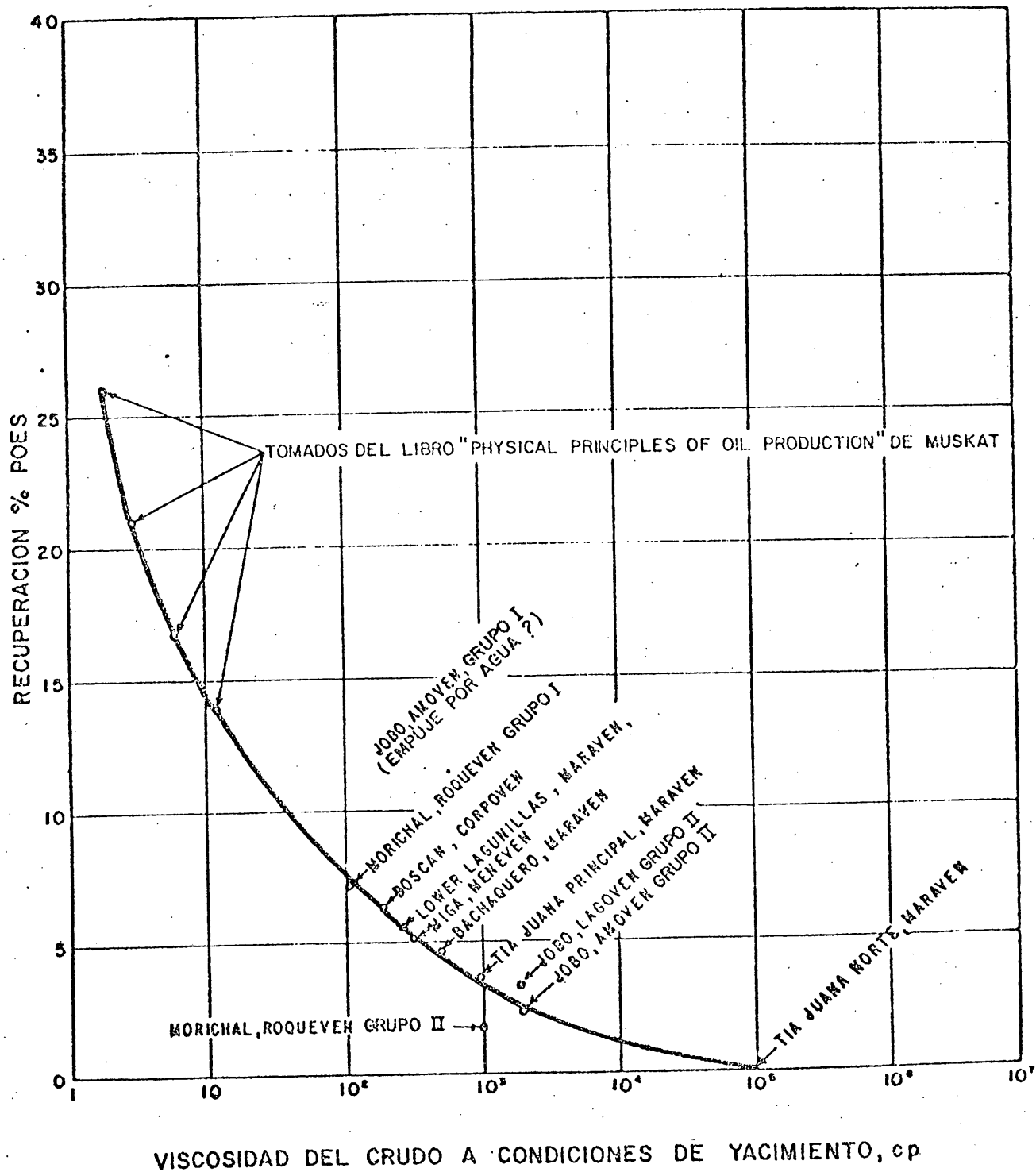


FIG. B

FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

AREA DE CERRO NEGRO

RECUBRO POR COMPACTACION

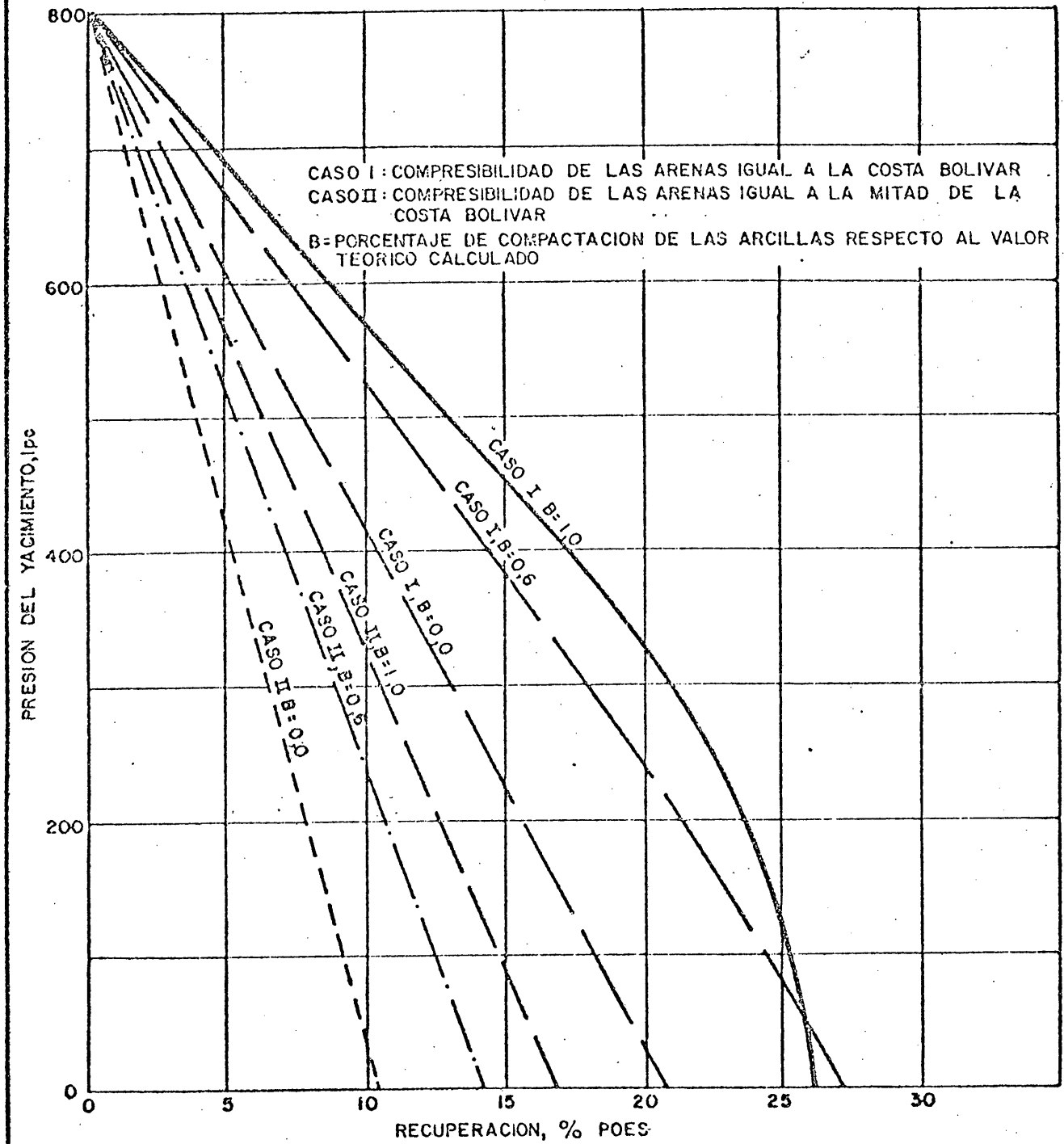


FIG. 9

CAMPO JOBO
YACIMIENTO GRUPO II
RESULTADOS DE LA INYECCION ALTERNADA
DE VAPOR

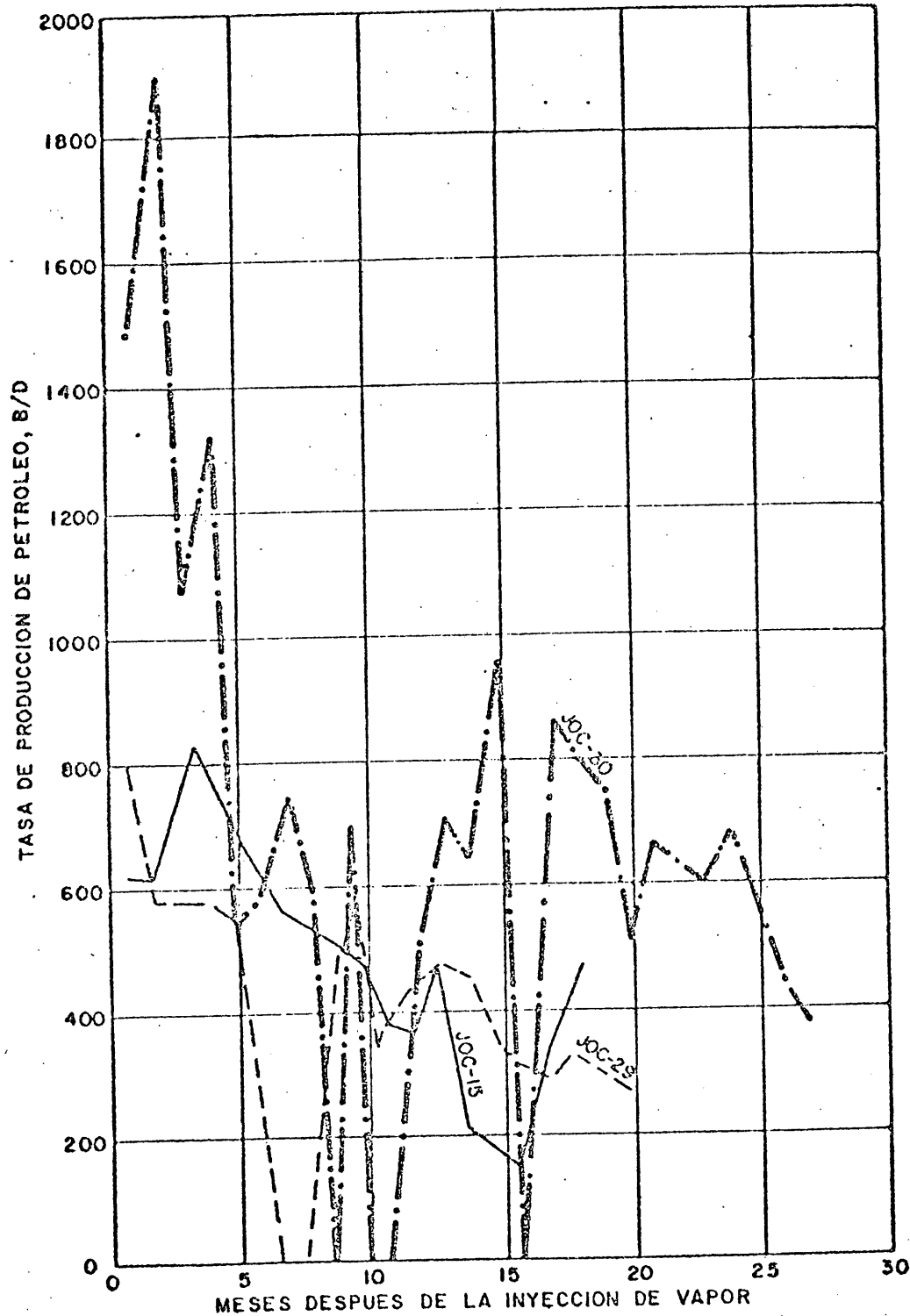


FIG. 10

PROYECTO PILOTO DE INYECCION ALTERNADA DE VAPOR

CERRO NEGRO

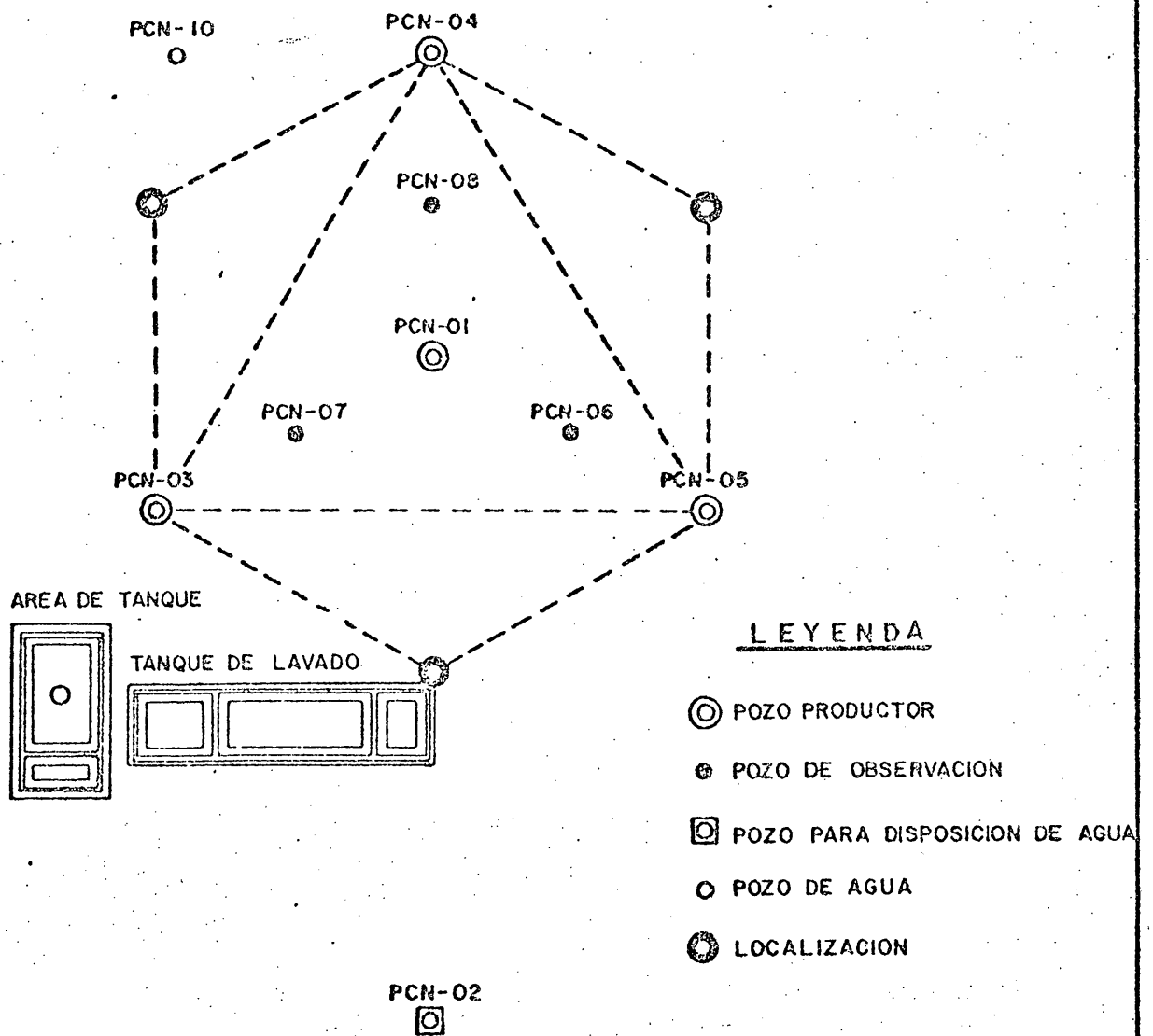


FIG. II

CAMPO JOBO, YACIMIENTO GRUPO II

RECUBRO POR INYECCION CONTINUA DE VAPOR

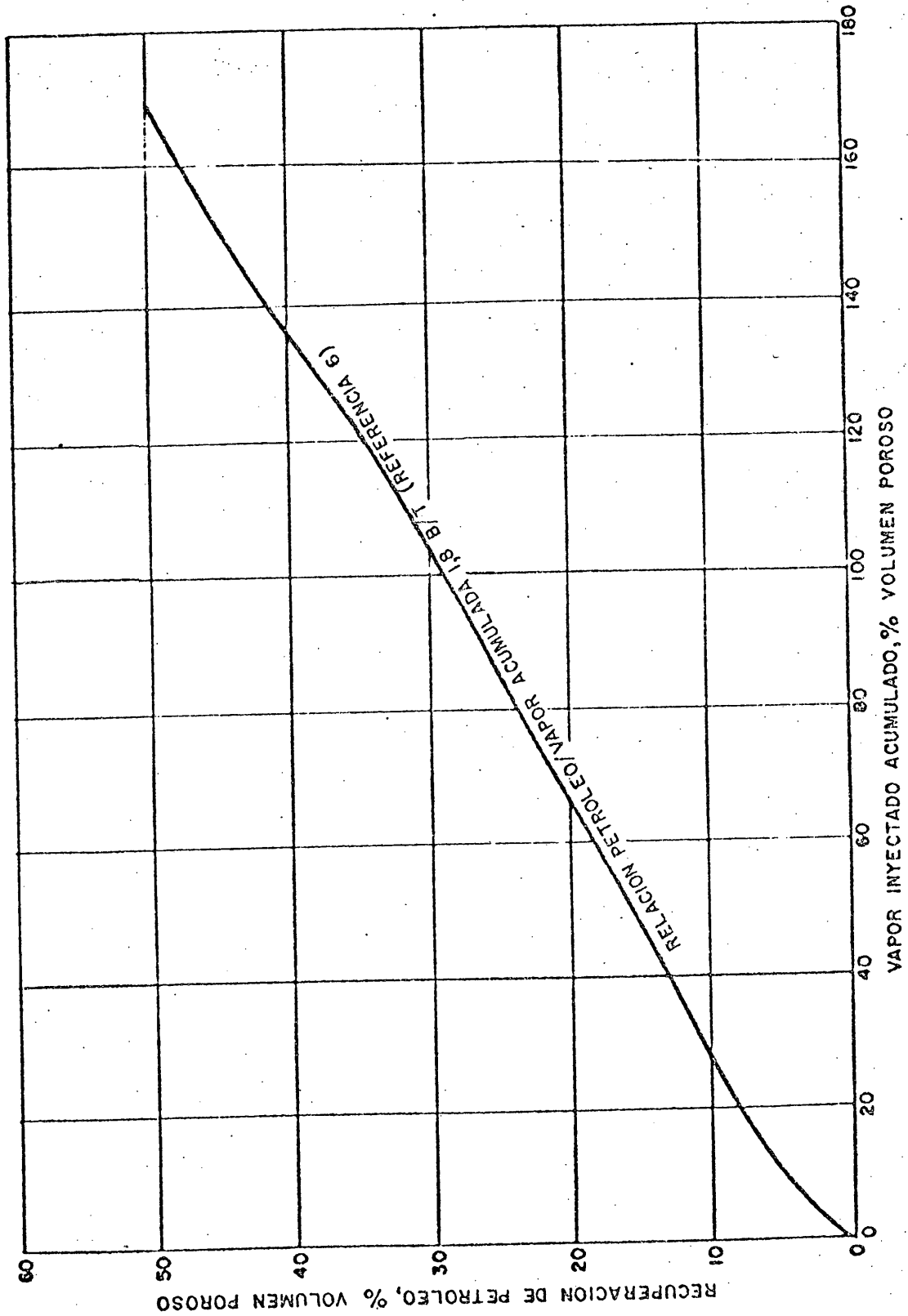


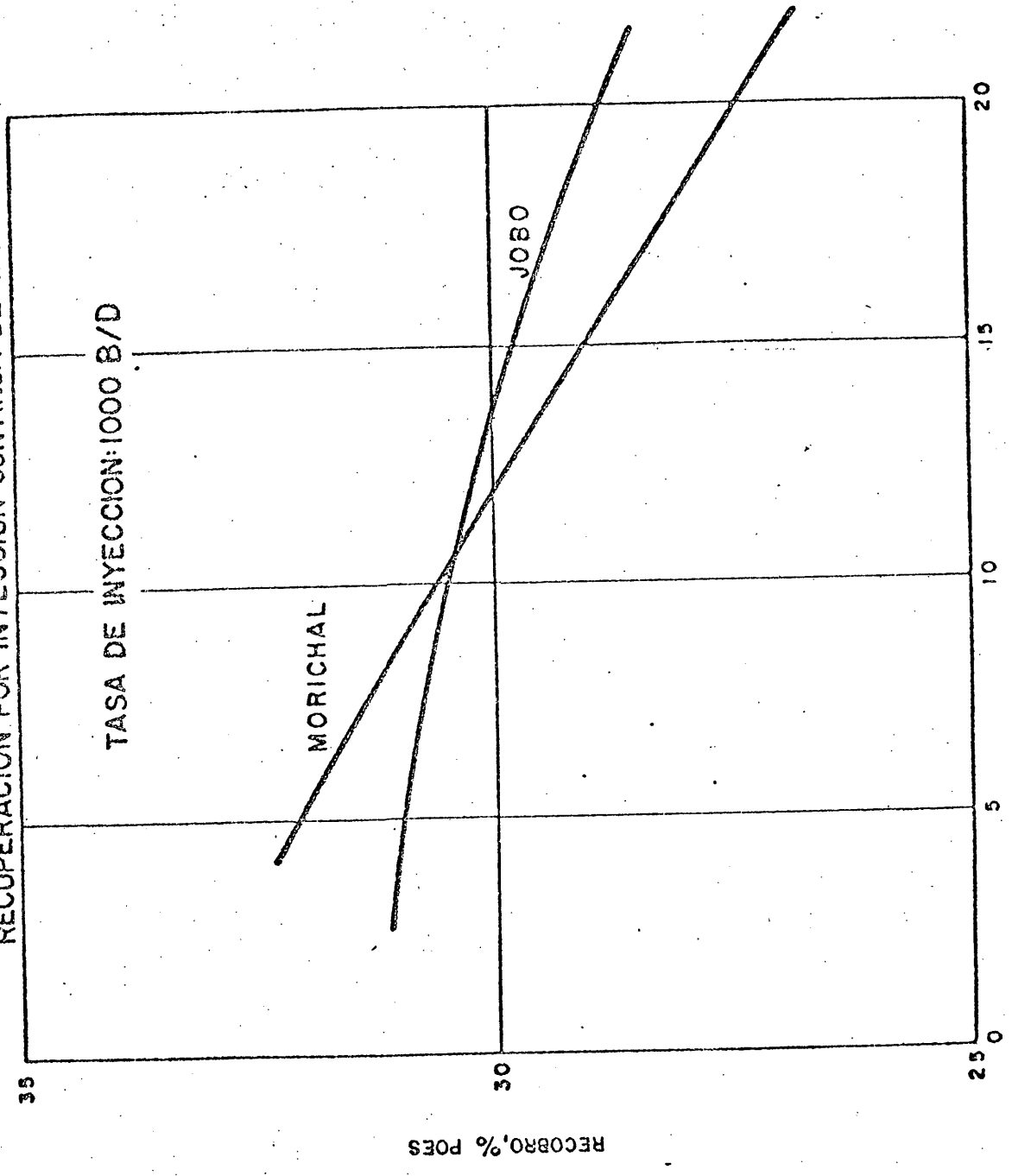
FIG. 12

(REFERENCIA 7)

YACIMIENTO GRUPO II

RECUPERACION POR INYECCION CONTINUA DE VAPOR

TASA DE INYECCION: 1000 B/D



TAMAÑO DEL ARREGLO, ACRES

FIG.13

CAMPO JOBO

PROYECTO PILOTO DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR

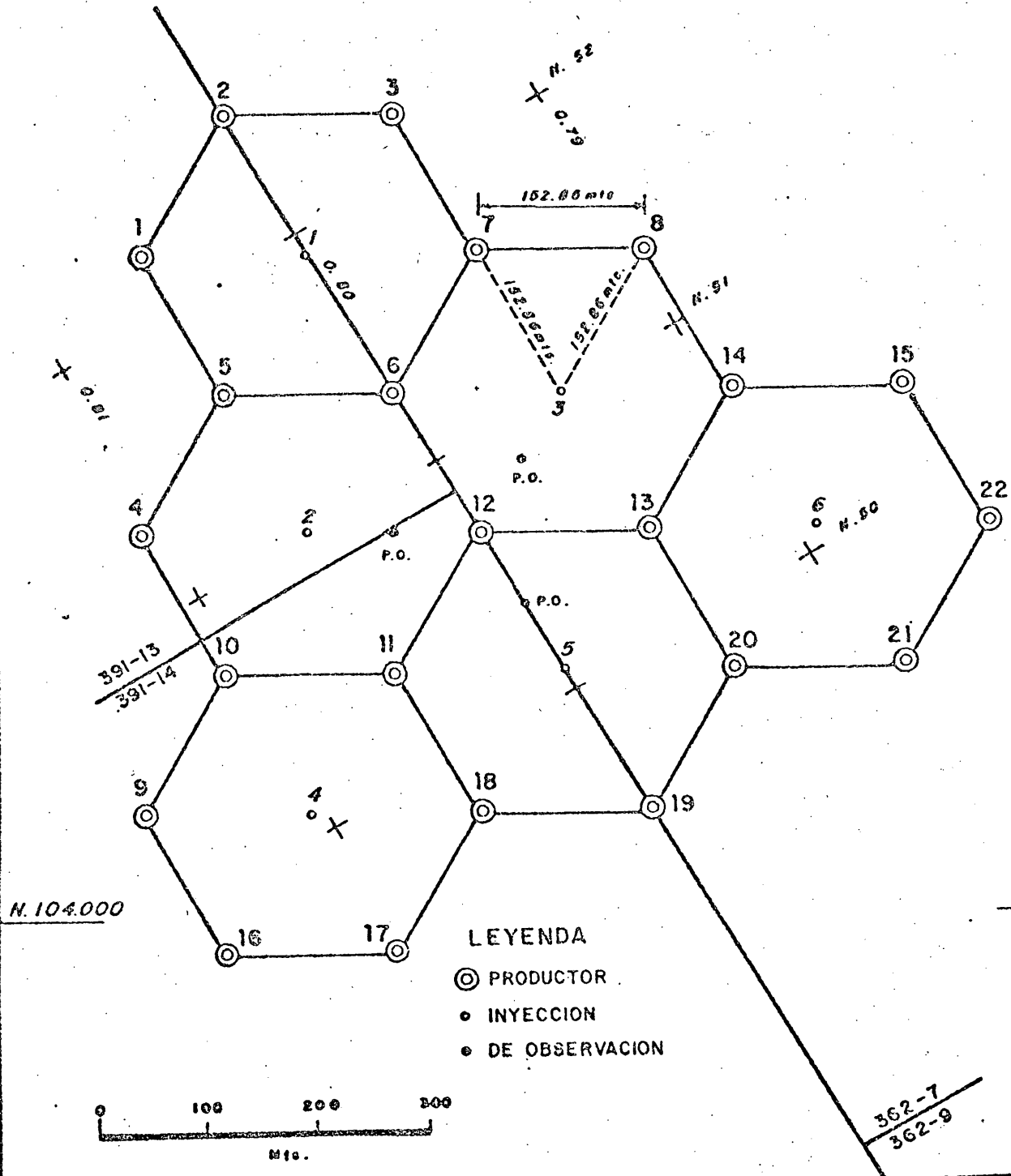


FIG. 14