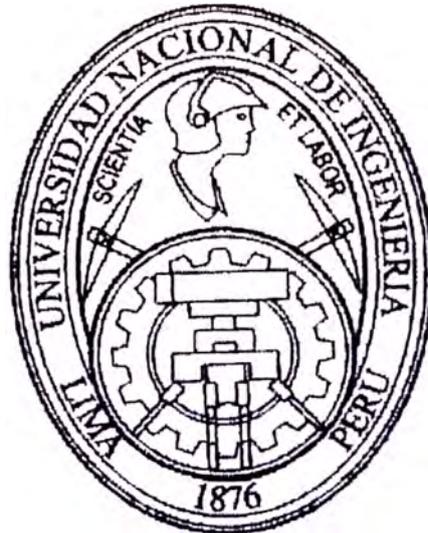


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**"LA INYECCION DE GAS COMO ALTERNATIVA DE
EXPLOTACION EN EL LOTE X"**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO.**

**JOSE LUIS CHUNGA PALACIOS
PROMOCION 93-0**

LIMA – PERU

1 9 9 8

**Dedicado a mis Padres, por el gran
apoyo Brindado durante mis estudios.**

**Con mucho amor y comprensión; a
mi esposa Elva y mis hijas Carmen
y Gabriela por la fuerza que me dan
a seguir luchando en la vida.**

**LA INYECCION DE GAS COMO ALTERNATIVA DE
EXPLOTACION EN EL LOTE X**

LA INYECCION DE GAS COMO ALTERNATIVA DE EXPLOTACION EN EL LOTE X

SUMARIO

I. INTRODUCCION

1.1 OBJETIVOS

1.2 UBICACION

1.3 HISTORIA DE LOS YACIMIENTOS EN EL NOROESTE

II. CONSIDERACIONES GEOLOGICAS PARA PLANIFICAR PROYECTO DE INYECCION DE GAS EN EL LOTE X

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES

2.1.1 GEOLOGIA REGIONAL

2.1.2 TRABAJOS GEOLOGICOS PREVIOS

2.1.3 OBSERVACIONES BASICAS

2.2 CONFECCION DEL MODELO SEDIMENTARIO

2.2.1 DESCRIPCION DE NUCLEOS CONVENCIONALES

2.2.2 UTILIZACION DE PERFILES ELECTRICOS

2.2.3 GEOMETRIA DE CUERPOS SEDIMENTARIOS

2.2.4 ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS

2.2.5 LITOLOGIA

2.3 RELACION ENTRE FACIES SEDIMENTARIAS Y PRODUCCION

2.4 CUADRO ESTRUCTURAL

2.5 CONSIDERACIONES FINALES

III. FUNDAMENTO TEORICO

3.1 MODELOS DE INYECCION DE GAS

3.1.1 MODELO DE BUCKLEY-LEVERETT

3.1.2 MODELO DE DIETZ

- 3.2 EFICIENCIAS DE RECUPERACION DE PETROLEO**
 - 3.2.1 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO**
 - 3.2.2 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL**
 - 3.2.3 EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL**
- 3.3 RAZON DE MOVILIDAD**
- 3.4 TIPOS DE OPERACIONES DE INYECCION DE GAS**
 - 3.4.1 INYECCION DISPERSA DE GAS**
 - 3.4.2 INYECCION EXTERNA DE GAS**
- 3.5 CALCULO DE LA PERFORMANCE POR INYECCION DE GAS**
 - 3.5.1 DATOS REQUERIDOS**
 - 3.5.2 ANALISIS DE LA PERFORMANCE PASADA Y FUTURA**
 - 3.5.3 PRONOSTICO DE LA PERFORMANCE vs. TIEMPO**
- 3.6 MOMENTO OPTIMO PARA INICIAR LA INYECCION DE GAS**

IV. INYECCION DE GAS EN EL LOTE X

- 4.1 RAZONES PARA EJECUTAR PROYECTOS DE INYECCION DE GAS**
 - 4.1.1 RESULTADOS OBTENIDOS**
 - 4.1.2 LA NECESIDAD DE LA INYECCION DE GAS SE BASA EN**
 - 4.1.3 DECLINACION PROMEDIA DE PETROLEO ENTRE 1990-1995**
 - 4.1.4 RECUPERACION PRIMARIA DE PETROLEO**
 - 4.1.5 RESERVAS**
 - 4.1.6 PETROLEO SECUNDARIO A SER OBTENIDO**
- 4.2 DISEÑO PARA EL PROYECTO DE INYECCION DE GAS**
 - 4.2.1 ELECCION DE LA ZONA PARA LA INYECCION DE GAS**
 - 4.2.2 MODELO PARA LA INYECCION**
 - 4.2.3 ESPACIAMIENTO**
 - 4.2.4 COMPLETACION PARA POZOS INYECTORES**
 - 4.2.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LA COMPRESORA**
 - 4.2.6 METODOS DE TRATAMIENTO PARA LAS INSTALACIONES**
 - 4.2.7 EVALUACION DE LA EFICIENCIA DE INYECCION DE GAS**

4.3 FACTIBILIDAD DE INYECCION DE GAS

4.3.1 ISOPRODUCCIONES

4.3.2 FACTIBILIDAD

4.4 RESULTADOS HISTORICOS DE INYECCION DE GAS Y AGUA

4.4.1 EN COMPAÑIA OFFSHORE

4.4.2 EN COMPAÑIA ONSHORE

4.5.3 CONSIDERACIONES PARA EL LOTE X

V. DISTRIBUCION Y DISPONIBILIDAD ACTUAL DE GAS

VI. ESTRATEGIA FUTURA

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

Bibliografía

Anexos

Tablas

Figuras

Gráficos

SUMARIO

El Lote X, que hasta el 17 Diciembre de 1996 estuvo comprendido en las Operaciones Noroeste de Petroperú y dentro de los trabajos que se realizarían para el lote, es llevar a cabo nuevas estrategias, que tienen como objetivo final aumentar la producción de petróleo. Así, esta tesis hace una presentación de programas de mantenimiento de presión, a través de la inyección de gas en los reservorios, basado en los modelos geológicos e ingeniería.

Estos programas tienen como metas, proporcionar a los reservorios energía adicional con el propósito de mantener la presión del reservorio, mediante la reinyección de una parte de gas producido actualmente disponible, en un proceso de desplazamiento inmisible. De esta manera, se disminuye la declinación de la producción de petróleo, obteniéndose un incremento de la recuperación de petróleo, es decir de sus reservas.

El presente trabajo tiene en cuenta las consideraciones geológicas, aspecto muy importante y necesario para tener un conocimiento profundo de las particularidades de cada reservorio, en la planificación de proyectos de inyección de gas.

También se presentan dos modelos analíticos: Modelo de Buckley Leverett, como una representación unidimensional y el modelo teórico de Dietz, como una representación bidimensional, los que consideran un análisis de la eficiencia de la recuperación de petróleo, así como una descripción del comportamiento de las diversas etapas de la vida y performance de los pozos.

Así mismo, se explica las razones para implementar el proyecto de mantenimiento de presión, el momento más apropiado en que se debe iniciar un programa de inyección de gas y las recuperaciones adicionales que se obtendrán en base a la ejecución del proyecto. Se hace referencia de los resultados de inyección de gas y agua de las diferentes empresas operadoras y se presenta un diseño del proyecto de

inyección de gas donde se considera, entre otras el espaciamiento, completación de pozos inyectoros, especificaciones técnicas para el compresor, tratamiento del gas, en las instalaciones de superficie, disponibilidad del gas y su distribución.

Finalmente se indica la disponibilidad del gas y su distribución del mismo dentro del área para ser inyectado; así como la cantidad de gas disponible y para cuántos proyectos de gas alcanzaría y la necesidad total de gas para cubrir un proyecto a gran escala en el lote.

La información fué tomada de archivos de Petroperú, comprendiendo información estadística hasta Diciembre 1995, estudios, proyectos realizados y en ejecución.

I. INTRODUCCION

1.1 OBJETIVOS

1. Presentar una alternativa para la planificación de proyectos de inyección de gas, en base a modelos geológicos y programas de mantenimiento de presión.
2. Con los resultados de inyección obtenidos a la fecha, mejorar el diseño para ejecutar una implementación exitosa en los proyectos de inyección de gas.
3. Estimar el incremento de recuperación de petróleo con la inyección de gas en los yacimientos Reventones y Taiman y predecir el comportamiento productivo futuro de otros yacimientos del lote.
4. Determinar la conveniencia Técnica-Económica, para iniciar la inyección de gas en diferentes yacimientos del lote X.

1.2 UBICACION

El Lote X, está ubicado al Nor-Oeste del Perú en la Cuenca Talara (**FIGURA N° 1**). Los Yacimientos que conforman el Lote X son 16: Ballena, Carrizo, Central, Coyonitas, Laguna, La Tuna, Merina, Organos Sur, Patria, Peña Negra, Reventones, Somatito, Taiman, Tunal, Verde y Zapotal (**FIGURA N° 2**).

Las principales Formaciones productivas en el Lote son: Amotape, Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea, Verdún, Echino (Mbros. Cabo Blanco, Verde y Somatito), Areniscas Talara (Mbros. Hélico, Pariñas y Terebrátula), tal como se muestra en la columna geológica generalizada de la cuenca Talara (**FIGURA N° 3**).

1.3 HISTORIA DE INYECCION DE GAS EN EL NOR-OESTE

En la (**TABLA N° 1**), se hace una presentación sobre la historia de los 16 yacimientos del Lote X, considerando el año de descubrimiento, primer pozo, producción inicial, formación en que fue completada y su desarrollo a la fecha.

El aprovechamiento del gas para incrementar la recuperación de petróleo en los yacimientos del Nor-Oeste del Perú, se inició en el año de 1927 en el área de La Brea y Pariñas, con la inyección de gas en las Formaciones Pariñas, Salina, Verdún, Talara, y Miembros Hélico, Echino y Terebrátula. Debido a los buenos resultados, las operaciones de inyección de gas se extendieron gradualmente a todas las áreas, las que actualmente son operadas por las diferentes empresas petroleras. Se ejecutaron un total de 49 proyectos de inyección: 40 en el área denominada La Brea y Pariñas, 8 en el área denominada Lima y 1 en Los Organos (**TABLA N° 2**).

Desde 1960 hasta 1968 las operaciones de inyección de gas en La Brea y Pariñas decrecieron apreciablemente. En este mismo período dos proyectos fueron ejecutados: Tunel (1963) en La Brea y Pariñas y Lobo II-Fm. Terebrátula (1962) en el área Lima.

Asimismo, se efectuaron 2 proyectos en los yacimientos Leones, Fm. Mogollón y Corral Quemado, Fm. Pariñas (**TABLA N° 9**). De la misma manera se efectuaron 2 proyectos en Taiman y Carrizo; pero fueron descontinuados al no lograrse resultados positivos.

Actualmente están activos los proyectos pilotos de inyección de gas en los yacimientos Carrizo (Bloque "A") y Reventones, Formación Hélico Repetido (Bloque R). Para tal fin, se adquirió, un compresor con capacidad de 2.5 MMPCD, e inició la inyección de gas a mediados del 1996. Este compresor debido a su capacidad, se aprovecharía para otro proyecto piloto al Norte del Bloque "R" en el yacimiento Taiman, Bloque "T".

En este Lote se han perforado 2,209 pozos, de los cuales se tiene 1,234 pozos activos a Diciembre 1995 (**TABLA N° 3**). Tal como puede observarse en el resumen de pozos a Diciembre 1995, el Lote X cuenta con 1 pozo inyector ubicado en el yacimiento Carrizo (**TABLA N° 4**).

II. CONSIDERACIONES GEOLOGICAS PARA PLANIFICAR PROYECTOS DE INYECCION DE GAS EN EL LOTE X

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Estructuralmente el Lote X es complejo. Los numerosos bloques que están dentro de cada yacimiento se encuentran interrumpidos y separados por fallas normales, como se muestran en las (**FIGURAS N° 6 y N° 7**), que viene a ser el Mapa y Sección Estructural B-B' de Merina, La Tuna y Carrizo.

Las rocas sedimentarias consisten de gredas, lutitas, areniscas y conglomerados; y pertenecen desde el Cretáceo tardío hasta el Eoceno Superior en la etapa Terciaria.

Los cambios de deposición en el medio ambiente de las unidades estratigráficas son causadas por los cambios de litología y textura que afectan la continuidad y calidad de los reservorios. Con respecto a las estructuras, la inclusión de fracturas naturales constituye una característica adicional.

La mayor parte de la producción de petróleo del Lote X, proviene del Eoceno y de las areniscas deltaicas, fluviales y turbiditas; aunque una pequeña cantidad de petróleo proviene de rocas Paleozoicas microfracturadas (ligeramente metamorfoseado del Pensilvaniano), donde también se indica las formaciones que han recibido inyección de gas.

2.1.1 GEOLOGIA REGIONAL

Los reservorios productivos de los yacimientos del Lote X, son el resultado de una compleja evolución geológica sedimentaria, que incluye procesos variados de transporte de material, deposición, recubrimiento, compactación, diagénesis y deformación estructural. Los productos finales son cuerpos sedimentarios que tienen una configuración geométrica y estructura definida y una distribución de porosidad y permeabilidad variable, que reflejan la importancia de cada una de las etapas de depositación.

La secuencia estratigráfica atravesada por los pozos del área, en la gran mayoría de yacimientos, está constituida desde rocas metamórficas del Paleozoico (Amotape), rocas terrígenas del Cretáceo y Terciario (San Cristobal, Mogollón, Palegredda, Pariñas y Talara) hasta secuencias clásticas-calcáreas del cuaternario.

La Geología Estructural, consiste de grandes bloques estructurales limitados por fallas de gran desplazamiento vertical, estos a su vez, están formados por bloques pequeños limitado por fallas menores y estas fallas menores se han controlado cuando en el bloque principal se perforó un gran número de pozos, tal como se muestra en las (FIGURAS N° 8 y N° 9), que viene a ser el Mapa y Sección Estructural de Peña Negra, Taiman, Ballena, Central y Verde.

2.1.2 TRABAJOS GEOLOGICOS PREVIOS

El primer paso para una Evaluación Geológica, sobre las formaciones candidatas para un programa de inyección de gas, es la reinspección de afloramientos del intervalo estratigráfico de interés productivo (Por ejemplo Fm. Echino: Mbros. Cabo Blanco, Verde y Somatito) con miras a obtener una guía acerca de la historia geológica del área y conocer factores (por ejemplo la compactación y cementación intergranular), que pudieran afectar o quedar reflejados en medios indirectos de estudio, como son los perfiles eléctricos.

2.1.3 OBSEVACIONES BASICAS

Dentro de las observaciones básicas que deben hacerse figuran: secuencia vertical de litologías, ciclos sedimentarios y estructuras sedimentarias, que pueden reconocerse en núcleos convencionales. En consecuencia, dentro de cada estructura podemos tener una idea acerca de la naturaleza de los contactos entre las diferentes litologías, relación lateral de facies, continuidad de cuerpos arenosos, contenido faunístico y dirección del movimiento del sedimento.

Los cuales al ser complementado con los trabajos geológicos previos, pueden dar indicación acerca de la dirección en que se encontraba la fuente del material sedimentario

2.2 CONFECCION DEL MODELO SEDIMENTARIO

Para el éxito de un programa de inyección de gas, la confección del modelo sedimentario se basa en parámetros básicos, que deberían en lo posible, tratar de reunirlos en su totalidad y obtener un modelo que sea adecuado, confiable y real.

Los parámetros básicos son: descripción de núcleos convencionales, utilización de perfiles eléctricos, geometría de cuerpos sedimentarios, estructuras sedimentarias y litología; considerando de este modo la interrelación de facies y contenido faunístico.

2.2.1 DESCRIPCION DE NUCLEOS CONVENCIONALES

El medio de observación directa de la roca, así como de calibración de perfiles eléctricos, es el Núcleo Convencional. La observación de las litologías presentes y sus contactos, las estructuras sedimentarias y la evidencia de la actividad de los organismos es indispensable, así como la observación de los tipos de estratificación cruzada y las litologías están involucradas en una evaluación final, como factores anisotrópicos de la roca.

Estas observaciones cobran un gran valor, como medios de calibración de perfiles eléctricos, al compararlos con las curvas SP, GR, Resistividad y Porosidad, complementadas con valores de $K(md)$ obtenidos del núcleo.

A partir del análisis de núcleos en todos los yacimientos del Lote X, se ha establecido que los reservorios son altamente heterogéneos.

2.2.2 UTILIZACION DE PERFILES ELECTRICOS

Los perfiles eléctricos (**FIGURA N° 10**, para el pozo 5793-Echino InSitu), son de gran utilidad en la obtención de las primeras apreciaciones sedimentarias de un área, la interpretación y evaluación detallada de la sedimentación.

Si las capas de lutitas representan períodos de baja energía de sedimentación, durante los cuales la cantidad de arena transportada a la cuenca fué mínima y la floculación de arcilla máxima, un mapa de frecuencia de lutitas (**FIGURA N° 11**) dentro de un mismo intervalo estratigráfico, nos dará una idea acerca de la variación areal de la energía de transporte. Dichos mapas reflejan:

- (.) El número de veces con que la energía del medio disminuyó, para permitir la floculación de arcillas.
- (.) Las áreas de mayor erosión relativa, donde pudieron desaparecer horizontes de lutitas previamente depositados y también desaparecer horizontes productivos debido a las fallas (**FIGURA N° 11**).

En base a su forma general, que es reflejo de la granulometría de la roca, el perfil eléctrico característico para los reservorios, es de clase múltiple y representa a un cuerpo sedimentario con intercalación irregular de litología de grano grueso, medio y fino (**FIGURA N° 12**).

Cuando una litología cambia gradual o bruscamente a otra, refleja la rapidez con que el medio ha variado su energía y nos dará información, acerca de la movilidad de una parte de la cuenca de Talara, donde esta ubicado el Lote X .

Las curvas de resistividad, por estar afectadas en mayor grado por el tipo de fluido presente en los poros, son usadas en forma mas limitada. El registro de buzamiento junto con el de Densidad y de Neutrón, que deberían correrse en todos los pozos, muestran algunas veces la estratificación interna de los ciclos

sedimentarios, estratificación que en ciertos casos indica la fuente u origen, grado de dureza de los sedimentos y la dirección general de flujo.

2.2.3 GEOMETRIA DE CUERPOS SEDIMENTARIOS

La geometría de un cuerpo sedimentario es el resultado de la acción de:

- (.) Las fuerzas de transporte de material.
- (.) Las fuerzas de redistribución del mismo.
- (.) Las fuerzas de erosión, que destruyen parcial o totalmente el cuerpo sedimentario originalmente depositado.

La forma de los cuerpos de arena es muy importante, porque mediante la "Correlación de Facies", que viene a ser la comparación de esas formas sedimentarias antiguas con las de depósito recientes, ambos interrumpidos en bloques, se pueda inferir el ambiente de deposición y conocer con mayor detalle la distribución de porosidad, permeabilidad y arena neta del yacimiento.

Se deduce entonces que la forma geométrica de un cuerpo sedimentario, se representa con un mapa isopaco de espesor total (gross), arena neta y mapas de variación de porosidad y permeabilidad.

Finalmente, los cuerpos sedimentarios serán el reflejo del mecanismo, dirección y tipo de energía que transporta el material, el cual podemos concluir, que las direcciones preferenciales de permeabilidad tendrán la misma orientación que los ejes mayores de esos cuerpos en proporción con la dirección del flujo de fluido del reservorio y fluidos inyectados.

2.2.4 ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS

Las estructuras sedimentarias, permiten visualizar el grado de anisotropía de la roca en cuanto a la permeabilidad. Así, puede manifestarse como: clastos o

fragmentos de arcilla, cuevas de gusanos, bioalteración, restos de plantas, rizaduras de corrientes, material carbonáceo, etc. De acuerdo al grado de compactación de las arenas (que relativamente se mide a través de los registros eléctricos: potencial espontáneo, densidad y neutrónico), donde se dá un valor de permeabilidad, cualquier anisotropía, por efecto de combinación de litologías y estructuras sedimentarias, es maximizada o minimizada; de manera que, el efecto total puede preocuparnos o ignorarse y como resultado la permeabilidad es buena o mala.

En los yacimientos que muestran estratificación cruzada, como laminación ondulosa y plana, estructura flaser, moldes de carga, clastos de arcilla, cuevas de callinasa, cuevas de gusanos, bioalteración, ciclos granulométricos positivos, negativos y neutros; sobre todo la estratificación cruzada con sus litologías (arena y arcilla) y combinadas en distinta proporción, introduce anisotropía en la roca, afectando la dirección de la permeabilidad resultante.

Algunas de estas estructuras, son enfatizadas en muestras de núcleos, por el diferente grado de saturación de petróleo mostrado y su efecto se aprecia con los valores de permeabilidad determinados para cada uno de ellas.

2.2.5 LITOLOGIA

Referido al Echino de edad Eoceno Inferior (**FIGURA N° 10**).

CABO BLANCO:

Presenta intercalaciones de areniscas y conglomerados. Las areniscas son de color blanco, los de cuarzo blanco lechoso y hialino de grano bien seleccionado, subredondeado con intercalaciones de lutitas de color gris clara.

VERDE:

Contiene lutitas de color gris claro, con muy pocas lutitas de color verde claro, micáceas, intercaladas con areniscas cuarzosas de grano medio a grueso.

SOMATITO:

Contiene areniscas cuarzosas de color blanco-verdoso, de grano fino a medio, subredondeado; el cuarzo es hialino y lechoso, con intercalaciones de estratos de lutita de color gris acerado con brillo micáceo ; suaves, blandas y masivas.

2.3 RELACION ENTRE FACIES SEDIMENTARIAS Y PRODUCCION

En los yacimientos del Lote X, la interpretación de facies sedimentarias, sea con información de campo (afloramientos), de subsuelo o de ambos, nace de la comparación que se hace de los parámetros geológicos y se ha revisado como:

- (.) Asociación de facies sedimentarias.
- (.) Geometría.
- (.) Litología.
- (.) Estructuras sedimentarias.
- (.) Contenido faunístico.

En relación a los parámetros geológicos, en ambientes recientes siguiendo el método conocido como "Correlación de Facies". Con esa misma comparación, encontramos en el depósito sedimentario antiguo todas las Propiedades-Yacimiento, que nos interesan como: extensión areal, continuidad, variación de porosidad y permeabilidad.

Con la geometría de los depósitos, podemos determinar las direcciones preferenciales de las mejores permeabilidades, siguiendo el eje mayor de los canales si se presentaran y por lo tanto la dirección de flujo, que sería la misma dirección por donde viajaría el gas inyectado, arrastrando al petróleo hacia los pozos productores.

El papel que juega la litología y estructuras sedimentarias es introducir propiedades anisotrópicas a los reservorios y que se reflejan en su permeabilidad horizontal.

Si dentro de la estructura, se presentan canales depositados, bajo un régimen de alta energía que impide cualquier floculación de arcilla, presentará sin lugar a dudas permeabilidad vertical y horizontal con valores considerables y favorecerá la segregación vertical y el éxito de un programa de mantenimiento de presión a través de la inyección de gas.

Si se presentan canales estratificados de grano fino y con matriz arcillosa, los valores de permeabilidad horizontal serán reducidos, donde las arcillas interestratificadas presentarán condiciones para una inyección de agua, siempre que no sea del tipo montmorillonítico, porque se hinchan con el agua,.

Por lo tanto, si la permeabilidad es el factor predominante en la producción de una arena, es lógico suponer, que será también el factor más importante en la inyección de gas (o cualquier fluido) para un programa de mantenimiento de la presión.

2.4 CUADRO ESTRUCTURAL

En los yacimientos en el Lote X, tal como se muestra en las (**FIGURAS N° 7 y N° 9**), los esfuerzos tectónicos han modificado la posición en el espacio de las rocas sedimentarias originalmente horizontales y como resultado predomina el tipo de Bloques Fallados, producto de los esfuerzos tensionales que han dado lugar a un intenso fallamiento normal. En general, las estructuras se dispone para los fluidos de la siguiente manera:

- (.) Como barreras de permeabilidad.
- (.) Facilita la disposición de fluidos en cuanto a su densidad.
- (.) Como elemento generador de fracturas, diaclasas, fallas que modifican las rutas preferenciales de permeabilidad sedimentaria.

Las fallas geológicas o fracturas de las rocas, que muestran desplazamientos a sus lados (salto vertical de falla), pueden presentarse como barreras de permeabilidad y

depende del tipo de roca, que quedan al mismo nivel después del desplazamiento.

El conocimiento de la orientación de las fracturas en un yacimiento, es fundamental para evaluar todas las posibles rutas de permeabilidad preferencial, que pueden influir en el diseño final de inyección de fluidos.

2.5 CONSIDERACIONES FINALES

Cada yacimiento del Lote X, presenta problemas propios que lo individualizan y que impide que se puedan hacer generalizaciones de un área a otra. La actividad del ambiente deposicional original es fundamental, para delinear las áreas con mejores porosidades y permeabilidades y para comprender detalles de la diagénesis, que como proceso modificador y destructor de porosidad y permeabilidad, tiene un papel predominante en las características resultantes de cada reservorio. Por lo tanto, la metodología de estudio, que se considera en el presente estudio de tesis, marca ciertas diferencias para cada reservorio y para cada yacimiento.

III. FUNDAMENTO TEORICO

3.1 MODELOS DE INYECCION DE GAS

Para evaluar los proyectos de inyección de gas, bajo condiciones dinámicas, en éste trabajo se presentan dos modelos de inyección de fluidos: Modelo de Buckley-Leverett y el Modelo de Dietz. En particular, estos modelos consideran tanto las fuerzas capilares como las fuerzas gravitacionales, pero bajo la asunción común de que todos los fluidos involucrados son incompresibles y se comportan en forma inmisible.

3.1.1 MODELO DE BUCKLEY-LEVERETT

La teoría de Bluckley-Leverett, es esencialmente una representación unidimensional de los flujos simultáneos y paralelos de los fluidos desplazantes y desplazados, sin introducir el concepto de interfase de fluidos. Su extensión al espacio multidimensional es posible sólo numericamente. La derivación del modelo para el problema de desplazamiento gas-petróleo (tal como se aplica para el agua-petróleo), está basada en el siguiente grupo de ecuaciones:

continuidad $\partial(\mathbf{f}_g \cdot \mathbf{u}_t) / \partial x = - \emptyset \partial S_g / \partial t \dots\dots\dots(1)$

darcy (petróleo) $\mathbf{u}_o = - \lambda_o (\partial P_o / \partial x - \rho_o \cdot \mathbf{g} \cdot \text{sen } \alpha) \dots\dots\dots(2)$

darcy (gas) $\mathbf{u}_g = - \lambda_g (\partial P_g / \partial x - \rho_g \cdot \mathbf{g} \cdot \text{sen } \alpha) \dots\dots\dots(3)$

capilaridad $P_c = P_g - P_o \dots\dots\dots(4)$

saturación $S_o + S_g + S_{wi} = 1 \dots\dots\dots(5)$

$\mathbf{f}_g = \mathbf{u}_g / \mathbf{u}_t \dots\dots\dots(6)$

$\mathbf{u}_t = \mathbf{u}_o + \mathbf{u}_g = \text{cte} \dots\dots\dots(7)$

combinando las ecuaciones (2) al (7), se llega finalmente a la relación:

$$f_g - \frac{1 + \lambda_o \cdot A / q \cdot [| (dP_c / dS_g) \cdot (\partial S_g / \partial x) | - \Delta \rho_{o-g} \cdot g \cdot \text{sen } \alpha]}{1 + \lambda_o / \lambda_g} \dots\dots\dots(8)$$

Donde u_t , viene a ser la velocidad de inyección, que ha sido reemplazada por la tasa de volumen de inyección por unidad de área en el punto dado: q/A . El ángulo de buzamiento de la formación α es positivo, para una inyección en la parte alta de la estructura (**FIGURA N° 13**) y el valor absoluto en el término de la presión capilar, enfatiza el hecho de que las fuerzas capilares siempre incrementan el flujo fraccional, sin importar la dirección del flujo de la fase desplazante. La presión capilar P_c aquí se define sólo, como la diferencia de presión entre las fases en algún punto, sin referencia a las fuerzas de tensión interfacial. De hecho, el término P_c incluye efectos que no son de capilaridad.

Dado que u_t es constante, si pudiéramos despreciar la presión capilar (como ocurriría si la roca reservorio fuese igualmente mojada al petróleo y al gas), entonces el flujo fraccional del gas sería función sólo de la saturación de gas, esto es: $f_g(S_g)$. Por lo tanto, la ecuación de continuidad (1) puede escribirse como:

$$q/(\phi \cdot A) \cdot df_g/dS_g \cdot \partial S_g / \partial x + \partial S_t / \partial t = 0 \dots\dots\dots(9)$$

Esta es una ecuación diferencial parcial hiperbólica de primer orden, solucionable por el método de las características. La derivada total de la saturación respecto al tiempo esta dada por:

$$dS_g/dt = \partial S_g/\partial x \cdot dx/dt + \partial S_g/\partial t \dots\dots\dots(10)$$

si se compara con la ecuación (9), se genera el siguiente par de ecuaciones diferenciales ordinarias:

$$dx/dt = (q/\phi.A) \cdot dfg/dS_g \dots\dots\dots(11)$$

$$dS_g/dt = 0 \dots\dots\dots(12)$$

La ecuación (12), representa la línea característica a lo largo del cual debe resolverse la ecuación (11). Por eso, el miembro izquierdo de la ecuación (11) conocida como la fórmula de avance frontal, denota el índice de viaje de una superficie plana (en todo flujo cilíndrico, la tasa de viaje no es dr/dt , pero si es dr^2/dt , es decir la tasa de incremento de volumen detrás de la superficie de saturación constante) de cualquier saturación S_g dada; el término dfg/dS_g , se refiere entonces al punto en que la saturación es S_g .

El modelo, está ahora completamente formulado y requiere solamente de la solución de las ecuaciones (8) y (11). Sin embargo, dado que las relaciones analíticas entre las permeabilidades relativas y las saturaciones de fluidos no están generalmente disponibles, el problema se resuelve mejor graficamente.

Ahora ocurre que la curva de fg versus S_g tiene generalmente forma de S (la curva frontal se aproxima a la curva logística matemática para un ciclo simple de crecimiento, empíricamente representado por $y = a_0 / [(1 + \exp (-a_1 (x-x_0))]$

donde a_0 y a_1 , son constantes que deben determinarse y x_0 es un valor referencial.), cuando se desprecia la presión capilar (**FIGURA N° 14a**), de manera que la distribución de saturación (**FIGURA N° 14b**) también tiene forma de "S" o es multivalente. Esto condujo a Buckley-Leverett, a la asunción de que, la gradiente de saturación puede a lo más ser infinita, es decir, no puede revertirse.

Por eso, en base a la conservación de materiales, trazaron la línea vertical **bc** (**FIGURA N° 14b**), de manera que las áreas sombreadas fueran iguales. La distribución de saturación a cualquier tiempo dado, está entonces dada por la curva **abcd**. El punto **bc**, donde la saturación cambia abruptamente se llama el frente, delante del cual la distribución de saturación es todavía la original.

Dado que la ecuación (1), representa la forma de conservación fundamental de los problemas que involucran ondas de choque, se ha sugerido que éste frente agudo de saturación, está en línea con una solución de choque de la ecuación (11). La condición de choque, se desprende de despreciar las fuerzas de disipación como la capilaridad; ahora, cuando la distribución de saturación inicial, es tal que, la saturación de gas está en o por debajo de su valor crítico, Welge acondicionó un método simple para determinar la saturación del frente. Por Balance de Materiales, el volumen acumulado de gas inyectado o invadido, $Q = \int q dt$, deberá ser igual al volumen poral detrás de frente al cambio de S_g , esto es:

$$Q = \phi \cdot A \cdot \Delta x \cdot (S_{gp} - S_{gi}) \dots \dots \dots (13)$$

Donde S_{gp} es la saturación de gas promedio detrás del frente, la sustitución de la ecuación (11) dará:

$$\frac{dfg}{dS_{gf}} = \frac{1}{S_{gp} - S_{gi}} \dots\dots\dots(14)$$

El subíndice f , se refiere a las condiciones en el frente. De la geometría, la saturación promedio S_{gp} está dado por la intersección de la tangente que parte de la saturación de gas inicial S_{gi} en la línea $fg = 1$ (FIGURA N° 14a). La saturación promedio S_{gp} detrás de cualquier saturación S_g , pero mayor que S_{gf} (es decir detrás del frente) es:

$$S_{gp} = \frac{1}{x} \cdot \int_{o \rightarrow x} S_g \cdot dx = \frac{1}{x} \cdot (S_g \cdot x + \int_{(1-S_{or}-S_{wi}) \rightarrow S_g} x \cdot dS_g) \dots\dots\dots(15)$$

Sustituyendo $Q/(\phi A) \cdot dfg/dS_g$ por x en la integral y cambiando los límites de integración, tenemos:

$$S_{gp} = S_g + (1-fg) / (dfg/dS_g), \quad S_g > S_{gf} \dots\dots\dots(16)$$

De la geometría, S_{gp} está dada por la intersección con la línea $fg=1$ de la tangente a fg en S_g . Este es el método de la tangente de Welge. Debe añadirse que la ecuación (16), es válida también para flujo radial, si S_{gp} es el promedio volumétrico.

Si la saturación de gas inicial es mayor que el valor crítico, puede mostrarse por conservación de Balance de Materiales (**ANEXO A**) que la tangente de Welge, debería aún trazarse de la condición inicial (**S_{gi}**, **f_{gi}**) para obtener la saturación en el frente **S_{gf}**. Sin embargo, dado que los valores de **f_g** ploteados son incorrectos y no son conocidos en el rango del frente, debido a las fuerzas capilares desconocidas, esto ha conducido a la sugerencia de que la tangente, debe ser trazada desde el origen. Hasta la fecha no existe evidencia experimental de ninguna conjetura, no obstante estudios numéricos anteriores (Jotfried) para desplazamiento agua-petróleo verificarían la teoría inicial.

Debe considerarse que, cuanto más alta es la saturación inicial de gas (**S_{gi}**) en el reservorio, menor es la oportunidad de formar un frente de desplazamiento. La técnica de la tangente, usando condiciones iniciales, corrobora más este hecho y al mismo tiempo, establece que la saturación en el punto de inflexión (**S_{gf}**) en la curva de flujo fraccional, como el máximo valor de la fase desplazante (gas), a la cual se formaría el frente. Sin embargo, en la práctica la curva de flujo fraccional usualmente tiene una gradiente empinada, debido a la altamente desfavorable razón de viscosidades (**μ_g/μ_o**) durante las operaciones de inyección de gas y la saturación de gas (**S_g**) en el frente, podría variar insignificativamente por cualquier método.

Si profundizamos el análisis de ingeniería, en base a información disponible para la teoría de Buckley-Leverett, integramos la ecuación (11) de avance frontal, sobre toda la longitud **L** del reservorio y obtenemos:

$$\int_{o \rightarrow L} dx = \int_{o \rightarrow t} [q \cdot dt / (\phi A)] \cdot (dfg / dSg) \dots\dots\dots(17)$$

$$o \quad Q_i = \int_{o \rightarrow t} q dt / (\phi A L) = (dfg / dSg)^{-1}, \quad Sg \geq Sgf \dots\dots\dots(18)$$

Luego los volúmenes porales acumulados, de gas inyectado **Qi**, para lograr una saturación de gas, en particular **Sg ≥ Sgf** en el pozo productor, se determina simplemente tomando el recíproco de la pendiente de la curva de flujo fraccional **(dfg/dSg)⁻¹** a **Sg**, correspondiente a la saturación en el pozo.

Por la misma prueba, la razón de producción gas-petróleo cuando **Qi** volúmenes porosos de gas ha sido inyectados será:

$$R = \frac{fg \cdot \beta_o}{(1 - fg) \cdot \beta_g} + R_s \dots\dots\dots(19)$$

Si por el contrario, el gas se disuelve o sale de la solución por falta de equilibrio del gas inyectado, la ecuación (18), debe ser corregida para el gas disuelto. Sea **ΔRs** la cantidad de gas disuelto (negativo si es gas liberado), entonces **Qi** a condiciones de reservorio inyectado, hasta la irrupción es:

$$Sgp - Sgi + (1 - Sgp - Swi) \cdot \Delta R_s \cdot (\beta_g/\beta_o) = (dfg / dSg)^{-1} \dots\dots\dots(20)$$

Donde el miembro derecho corresponde a la tangente, desde **S_{gp}** en la línea **f_g=1**, **S_{gp}** se obtiene por prueba y error de forma que ambos lados de la ecuación se satisfagan usando el ploteo de **f_g vs S_g**.

En conclusión, es importante indicar que la teoría de Buckley-Leverett, asume que no hay transferencia de masa interfacial y que las variaciones de presión, no son grandes a lo largo de todo el volumen del sistema. Cuando se involucran grandes cambios de fases, como en el caso de la condensación a alta presión se requieren técnicas especiales, analizando de ésta manera, el desplazamiento miscible, el cual no corresponde en este trabajo de tesis.

Cabe señalar, que debido a la razón de viscosidad desfavorable, involucrados en desplazamiento gas-petróleo (μ_g/μ_o), el flujo fraccional irrumpe en forma aguda, indicando que hay poca recuperación de hidrocarburos, después de la irrupción del frente. Más aún, las razones Gas-Petróleo pueden estar gobernadas, más por el perfil de permeabilidad y por la eficiencia de barrido areal, que por la distribución distancia-saturación; razón por la cual esta teoría debe usarse sólo para determinar recuperaciones hasta la irrupción. En efecto, los cálculos después de la irrupción del frente son altamente teóricos, particularmente del gas que invade.

3.1.2 MODELO DE DIETZ

A diferencia de la teoría de Buckley-Leverett, el modelo de Dietz es una representación bidimensional del movimiento de la interfase de fluido, que se produce cuando el gas inyectado invade al reservorio de petróleo, como una lengua que sobrepasa al petróleo. Así el Petróleo y Gas fluyen por separado, y el

petróleo se encuentra detrás del contacto gas-petróleo con su valor residual. La (FIGURA N° 15), muestra el modelo de la geometría de Dietz.

Las dos teorías tienen la asumción común, de que la interfase aguda divide al contacto gas-petróleo, mientras que esta asumción es satisfactoria en el modelo de Buckley-Leverett para arenas delgadas, donde las fuerzas capilares tienden a amortiguar la formación de dedos, esto parecería limitar la validez de la teoría de Dietz solo para arenas gruesas. Sin embargo Outmans, ha mostrado que la teoría de Dietz es igualmente válida para arenas delgadas. Con esta asumción, el desarrollo del modelo se inicia a partir del concepto de potencial a través de la interfase mostrada en la (FIGURA N° 15a).

La ley de Darcy en forma de potencial a lo largo del eje x es:

$$u_o = - \rho_o \cdot \lambda_o \cdot \partial\Phi_o / \partial x \quad u_g = - \rho_g \cdot \lambda_g \cdot \partial\Phi_g / \partial x \dots\dots\dots(21)$$

definición del potencial: $\Phi = dp / \rho + g \cdot z \dots\dots\dots(22)$

si z es positivo hacia arriba y los fluidos son incompresibles tenemos:

$$\Phi = dp / \rho + g \cdot z = cte\dots\dots\dots(23)$$

De la (FIGURA N° 15) asumimos que, la interfase es muy larga con relación al espesor (perpendicular) de la formación de tal forma que $\Phi_b \approx \Phi_c$, entonces la diferencia de potencial, a lo largo de la interfase para las fases petróleo y gas está dada por:

$$p_{oa} - p_{ob} + \rho_o \cdot g \, dz = (u_o / \lambda_o)_{a-c} \, dx \dots\dots\dots(24)$$

$$p_{ga} - p_{gb} + \rho_g \cdot g \, dz = (u_g / \lambda_g)_{a-c} \, dx \dots\dots\dots(25)$$

si en la interfase la presión capilar es cte, la ecuación (24) se convierte en:

$$p_{ga} - p_{gb} + \rho_o \cdot g \, dz = (u_o / \lambda_o) \, dx \dots\dots\dots(26)$$

restando la ecuación (26) de la ecuación (25) tenemos:

$$g \cdot \Delta\rho_o - g \cdot dz = (u_o / \lambda_o - u_g / \lambda_g) \cdot dx \dots\dots\dots(27)$$

de la geometría de la (FIGURA N° 15a) tenemos:

$$dz / dx = \text{sen } \beta / \text{cos } (\alpha - \beta) \dots\dots\dots(28)$$

y la ecuación (27), se puede escribir como:

$$\text{sen } \beta / \text{cos } (\alpha - \beta) = (u_o / \lambda_o - u_g / \lambda_g) / (g \cdot \Delta\rho_o - g) \dots\dots\dots(29)$$

si la interfase es estable, se tiene: $u_o = u_g = u$, es cte. a lo largo de las líneas de corriente, que son paralelas a la formación y la ecuación (29) se reduce a:

$$\text{sen } \beta / \text{cos } (\alpha - \beta) = u \cdot (1 / \lambda_o - 1 / \lambda_g) / (g \cdot \Delta\rho_o - g) \dots\dots\dots(30)$$

resolviendo explícitamente y considerando la inclinación de la interfase:

$$\tan \beta = \frac{u \cdot (1 / \lambda_o - 1 / \lambda_g) \cdot \text{cos } \alpha}{g \cdot \Delta\rho_o - g - u \cdot (1 / \lambda_o - 1 / \lambda_g) \cdot \text{sen } \alpha} \dots\dots\dots(31)$$

si las formaciones tienen buzamiento depreciable, la ecuación (31) se simplifica a:

$$\tan\beta = [u . (1 / \lambda_o - 1 / \lambda_g)] / (g . \Delta\rho_{o-g}) \dots\dots\dots(32)$$

Si la interfase no es estable, se debe aplicar la ecuación (29). En flujos separados y linealmente uniforme, las ecuaciones de darcy se escriben como:

$$u_o = - \rho_o . \lambda_o (1 - Y) . \partial\Phi_o / \partial x \dots\dots\dots(33)$$

$$u_g = - \rho_g . \lambda_g Y . \partial\Phi_g / \partial x \dots\dots\dots(34)$$

Donde (1-Y) es el área seccional normalizada (fracción) del flujo de petróleo e Y viene a ser la fracción expuesta al flujo de gas, tal como se muestra en la (FIGURA N° 15b).

Con estas modificaciones, la ecuación (29) es finalmente reacomodada, luego:

$$f_g = \frac{1 - (\lambda_o / q) . A . (1 - Y) . g . \Delta\rho_{o-g} . [\text{sen } \beta / \text{cos } (\alpha - \beta)]}{1 + \lambda_o . (1 - Y) / (\lambda_g . Y)} \dots\dots\dots(35)$$

3.2 EFICIENCIAS DE RECUPERACION DE PETROLEO

La eficiencia de recuperación de petróleo, se obtiene a partir de las operaciones de desplazamiento de gas analizando tres factores:

- (.) Eficiencia de desplazamiento
- (.) Eficiencia de barrido areal

(.) Eficiencia de barrido vertical

Cada eficiencia de recuperación, puede ser considerada como un elemento componente, el cual toma en cuenta la influencia de ciertos parámetros, por la eficiencia de recuperación en conjunto del proceso de desplazamiento. El producto de los tres factores de eficiencia, proporcionan un estimado del porcentaje de recuperación de petróleo, el cual puede esperarse, usando éste proceso de recuperación en un reservorio particular bajo condiciones específicas.

Eficiencia de desplazamiento, como la efectividad con que el fluido desplazante desaloja al petróleo del yacimiento. Porcentaje recuperado respecto al petróleo sometido a desplazamiento en el momento de la ruptura.

Eficiencia de barrido areal, como el porcentaje de área de arreglo que ha entrado en contacto con el fluido desplazante en el momento de la ruptura.

Eficiencia de barrido vertical, como el porcentaje de área vertical del reservorio que ha entrado en contacto con el fluido desplazante en el momento de la ruptura.

Cada una de las tres eficiencias, aumenta con el desplazamiento continuo; por lo tanto, cada uno es función de número de volúmenes de desplazamiento inyectadas. La tasa de aumento, en la eficiencia de recuperación y en una porción dada del reservorio, disminuye a medida que ocurre la irrupción de gas. Por lo tanto, el máximo valor de cada eficiencia componente y en consecuencia la eficiencia de recuperación final, está limitada por consideraciones económicas.

3.2.1 LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

La eficiencia de desplazamiento unitario, es determinado normalmente usando procedimientos analíticos, desarrollados a partir de la ecuación fundamental de Buckley-Leverett. Esencialmente, esta ecuación caracteriza la mecánica de flujo de fluidos de dos fases en estado estable, encontradas en el desplazamiento de petróleo en un fluido inmiscible. Esta ecuación se desarrolló usando los conceptos de permeabilidad relativa y están basados en la ley de Darcy, que describe el flujo de fluidos en estado estable a través del medio poroso.

La ecuación de flujo fraccional, describe cuantitativamente la fracción de gas, fluyendo en términos de las características físicas de un elemento unitario del medio poroso y están desarrolladas bajo las siguientes asunciones:

- (.) Condiciones de la saturación inicial.
- (.) Relaciones de la viscosidad del fluido.
- (.) Relaciones de la permeabilidad relativa.
- (.) Rate e inclinación de la formación.
- (.) Presión capilar.
- (.) Presión del reservorio y propiedades del fluido.

En unidades convencionales la ecuación, similar a la ecuación (8), considerando los términos gravitacionales será:

$$f_g = \frac{1 + 1.127 (K_o \cdot A / \mu_o \cdot qt) [(\partial P_c / \partial S_g) - 0.433 (\rho_o - \rho_g) \cdot \text{sen } \alpha]}{1 + (K_o / K_g) (\mu_g / \mu_o)} \dots\dots(36)$$

Si las fuerzas capilares se consideran despreciables, tenemos:

$$f_g = \frac{1 - [0.488 K A (\rho_o - \rho_g) \text{ sen } \alpha / \mu_o] (k_{ro} / q_t)}{1 + (K_o / K_g) (\mu_g / \mu_o)} \dots\dots\dots(37)$$

Para relacionar la fracción de gas fluyente con el tiempo, Buckley-Leverett desarrollaron la siguiente ecuación (similar a la ecuación 11):

$$X = \frac{5.615 \text{ qt. T}}{\phi \cdot A} (\partial f_g / \partial S_g) \dots\dots\dots(38)$$

El valor de la derivada ($\partial f_g / \partial S_g$) puede ser obtenida, para cualquier valor de la saturación de gas, ploteando F_g vs. S_g de la ecuación (36) y determinando las pendientes en varios puntos de la curva resultante. Este procedimiento gráfico, es generalmente considerado como suficientemente y preciso para evaluar la función ($\partial f_g / \partial S_g$).

La inyección de gas, causa la formación de un frente de desplazamiento, el gas inyectado no moja las superficies de las rocas, pero barre a través del petróleo y tiende a formar una fase de gas continua, a través de todo el reservorio. Muchos experimentos de inyección de gas han dado los siguientes resultados:

- (.) La producción acumulada de petróleo, es directamente proporcional al logaritmo del gas acumulado inyectado.

- (.) Para un volumen dado de gas inyectado, a mayor gradiente de presión aplicada, mayor será el volumen de petróleo producido.

- (.) Para un volumen dado de gas inyectado, a mayor viscosidad de petróleo del reservorio, menor será el volumen de petróleo producido.

Se concluye que, para un alto valor de f_g implica baja eficiencia de desplazamiento. Por otra parte, si el término gravitacional es suficientemente alto, f_g tiende a un valor mínimo cercano a cero o incluso negativo, indicando contraflujo de gas y petróleo; es decir, flujo de gas buzamiento arriba y flujo de petróleo buzamiento abajo, resultando de una eficiencia máxima de desplazamiento.

EJEMPLO DE APLICACION:

Tomado del B.C. Craft y M.F. Hawkings Jr. para el yacimiento: Milla Seis.

$k = 0.3$ darcys	$\gamma_o = 0.78$ (agua 1.0)
$\phi = 0.1625$	$\gamma_g = 0.08$ (agua 1.0)
$S_{wi} = 0.35$	$T = 114^\circ\text{F}$
$\alpha = 17^\circ 30'$	$P = 850$ psia
$A = 1\ 237,000$ ft ²	$q_t = 11,466$ BPD
$\mu_o = 1.32$	$\beta_o = 1.25$ Bbl/STB
$\mu_g = 0.0134$	$R_s = 400$ SCF/STB
$Z = 0.74$	

La (FIGURA N° 16), indican las permeabilidades relativas del petróleo y del gas en función de la saturación del gas del yacimiento Milla Seis. A partir de las Ecuaciones (37) y (38), obtenemos las siguiente TABLA: donde deducimos el avance del gas (x) a partir del flujo gravitacional del gas (fg) :

$$f_g = \frac{1 - [0.488 \times 0.300 \times 1.237 \times 10^6 \times (0.78 - 0.08) \sin \alpha / 1.32] (k_{ro} / 11.466)}{1 + (0.0134 / 1.32) (K_o / K_g)} = \frac{1 - 2.5 K_{ro}}{1 + 0.0102 (K_o / K_g)}, \text{ si } \alpha = 17.30^\circ$$

$$f_g = \frac{1 - 1.25 K_{ro}}{1 + 0.0102 (K_o / K_g)}, \text{ si valor } \frac{1}{2} \text{ yac. ; } X = \frac{5.6156 \times 11,466 \times 100}{0.1625 \times 1,234,400} (\partial f_g / \partial S_g) = 32 (\partial f_g / \partial S_g)$$

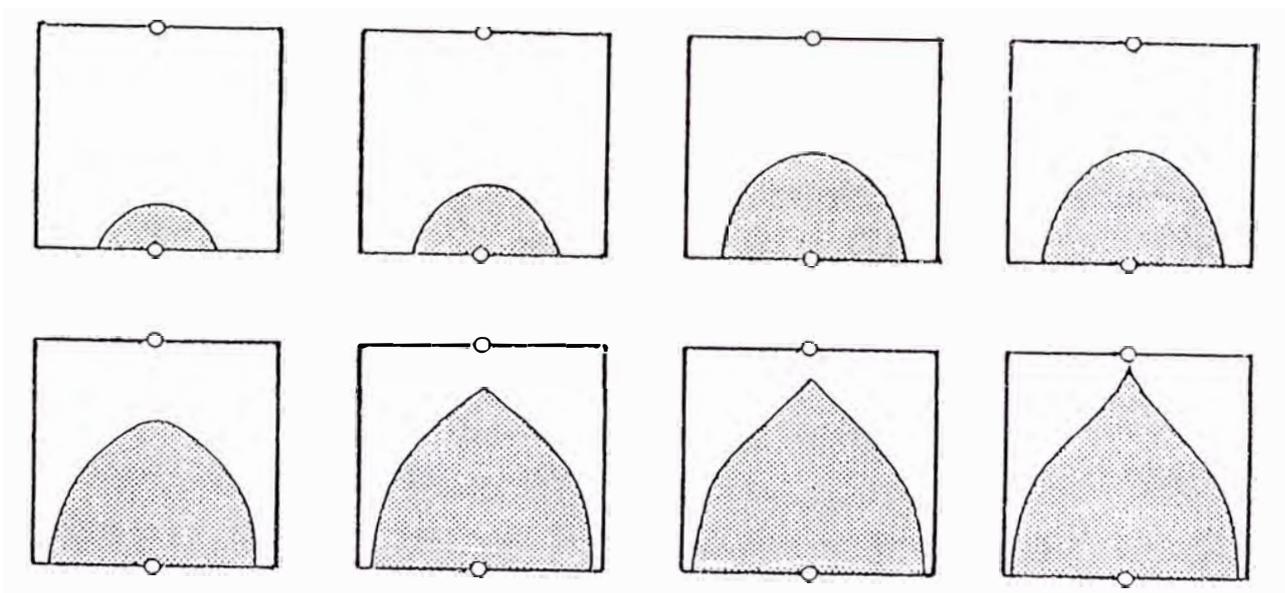
Sg	$\alpha = 0^\circ$				$\alpha = 17^\circ 30'$				$\frac{1}{2}$ valor del Yac Milla Seis			
	ko/kg	fg	$\partial fg / \partial Sg$	X	kro	fg	$\partial fg / \partial Sg$	X	1.25kro	fg	$\partial fg / \partial Sg$	X
0.05	∞	0	-	-	0.770	0	-	-	0.960	-	-	-
0.10	38.00	0.720	7.40	237	0.590	-0.290	3.30	106	0.740	0.190	4.00	128
0.15	8.800	0.918	1.20	38.0	0.440	-0.092	4.40	141	0.550	0.413	3.60	115
0.20	3.100	0.969	0.60	19.0	0.340	0.145	4.30	138	0.425	0.557	2.40	77
0.25	1.400	0.986	0.30	10.0	0.260	0.345	3.60	115	0.325	0.666	1.90	61
0.30	0.720	0.993			0.190	0.516	3.00	96	0.240	0.755	1.50	48
0.35	0.364	0.996			0.140	0.647	2.50	80	0.175	0.822	1.20	38
0.40	0.210	0.998			0.100	0.749	1.95	62	0.125	0.873	1.00	32
0.45	0.118	0.990			0.065	0.840	1.60	51	0.080	0.920	0.80	26
0.50	0.072	1.000			0.040	0.900	1.20	38	0.050	0.950	0.60	19
0.55	0.024	1.000			0.018	0.955	0.80	36	0.023	0.977	-	-
0.60	0.000	1.000			0.000	1.000	-	-	0.000	1.000		

De modo que, al plotear (**fg vs. Sg**) y (**Sg vs. X**), se obtienen los gráficos mostrados en las (**FIGURAS N° 17 y N° 18**).

Los valores de la derivada ($\partial fg / \partial Sg$), han sido determinados graficamente de la (**FIGURA N° 17**); la (**FIGURA N° 18**) muestra los gráficos de la Ecuación (38), donde se obtiene las distribuciones gas-petróleo y la posición del frente de gas después de 100 días.

3.2.2 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

La eficiencia de barrido horizontal, se define como el área total de reservorio de petróleo que es invadido por el fluido de inyección, a medida que avanza desde los pozos inyectoros hacia los pozos productores. Como se muestra en la siguiente **FIGURA**, que indica un sistema de inyección (obtenido de un modelo electrolítico usando papel secante), con empuje en línea recta en condiciones de flujo de estado continuo, en función del tiempo hasta la ruptura, (de Wyckoff, Botset y Muskat).



Esta analogía correlativa del movimiento iónico, es una representación gráfica directa de la historia del movimiento continuo estable del frente y está basada en la analogía matemática, entre el flujo de los iones en un sistema electrolítico y aquel sistema de partículas de fluido en un medio poroso. Los métodos disponibles para determinar la eficiencia de barrido son:

1. **La analítica:** Las técnicas analíticas tiene poca importancia, en modelos irregulares de pozos, el cual no será discutida en forma adicional.

2. **La numérica:** Evidentemente son las más flexibles y pueden ser utilizados en combinación con resultados experimentales.

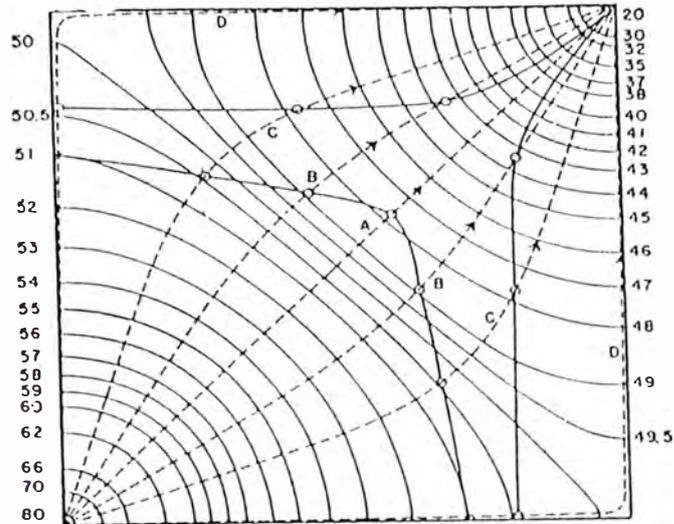
El método de Higgins y Leghton y modificado por Le Blanc y Claude, tiene la ventaja adicional de obtener la inyectividad del pozo, en función del tiempo, el cual es importante para el diseño del equipo. Sin embargo, el método es válido para sistemas con interfase de fluido residente y de inyección estable, en otras palabras la razón de movilidad no puede ser mayor que la unidad.

3. **La numérica-experimental:** Combinados son los más útiles. En efecto, la distribución del potencial de la línea de trabajo del sistema del reservorio, es obtenido experimentalmente (ploteador de campo) y el avance de la partícula se calcula, a lo largo de varias líneas de la trayectoria de flujo.

Matemáticamente, el tiempo requerido para que una partícula se mueva de una posición a lo largo de una línea de flujo "S" es:

$$t = \int_{0 \rightarrow s} (ds/du) = \phi \cdot \mu / K \cdot \int_{0 \rightarrow s} (ds / |dp/ds|) \dots \dots \dots (39)$$

La ecuación (39), es integrada graficamente de un ploteo proveniente de (ds/dp) vs. "S", a lo largo de la longitud completa del tiempo de viaje más rápido de la línea de flujo. El área así obtenida, es proporcional al tiempo requerido para la inyección del frente del gas inyectado, como se ilustra en la siguiente **FIGURA:**



Escencialmente, los pozos están representados por electrodos y un puente de Wheaststone provee la detención de la distribución del potencial. Las corrientes de los electrodos, se regulan a ratas proporcionales a las existentes o asumidas de producción e inyección, normalmente se usa un par de electrodos exploradores para localizar las líneas isopotenciales y transferidas por medio de un pantógrafo a un mapa isópaco. Las líneas de flujo entre pozos, pueden ser trazadas perpendicularmente a las isopotenciales, luego el tiempo de recorrido del frente entre 2 líneas isopotenciales cualesquiera, es directamente proporcional a la distancia “S” entre las líneas e inversamente proporcional a la gradiente de presión dp/ds (voltaje = $\Delta E / \Delta x$).

Finalmente, la eficiencia de barrido a la ruptura, es obtenida midiendo con un planímetro las áreas barridas y el área total.

Los métodos experimentales que miden la eficiencia de barrido, son menores y variados. Para nuestros yacimientos, donde la restricción del modelo de pozo es

irregular. En las operaciones de inyección de gas, cubre el rango de correlación analógica del fluido, eléctrico y de rayos x; el papel conductivo, parece ser el más adecuado y referida a un ploteador de campo, que puede ser hecha a bajo costo y con exactitud satisfactoria.

3.2.3 EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL

Es una medida del avance del perfil de inyección del fluido, originado por la presencia de homogeneidades internas en el fluido y a propiedades de roca a través de toda la formación. Todos los modelos considerados, están basados en la asunción de que no existe flujo cruzado entre capas adyacentes, de lo contrario el problema sería complejo.

Todos los modelos tipo pastel con capas, son usados para determinar la eficiencia de barrido vertical y están basados en la asunción de que, no existe flujo cruzado entre capas adyacentes. Han sido empleadas aproximaciones estocástica y determinística, para estudiar los efectos del flujo cruzado o de la eficiencia de barrido. El problema es complejo en aquel flujo cruzado que está afectado, tanto por los gradientes diferenciales de capilaridad y viscosidad dentro del sistema, los que en cambio, están afectados por la distribución de la saturación de los fluidos. Claro que el flujo cruzado, también depende de la razón de las permeabilidades verticales, respecto a la horizontal.

Podemos generalizar los resultados de varias investigaciones sobre el asunto, en la forma siguiente. Parece que para razones de movilidad desfavorables, como ocurre en el caso de la inyección de gas, el flujo cruzado provoca inestabilidad en el frente y de ese modo se reduce la eficiencia de la recuperación. Por lo tanto, la

omisión del flujo cruzado, en tal sistema verdaderamente estratificado, generaría un comportamiento optimista del sistema, sobreestimando la representación.

En el Miembro Cabo Blanco de la formación Echino (**FIGURA N° 10**), no se presentaría flujo cruzado durante la inyección, por ser un horizonte productivo bien definido con escasas lutitas interestratificadas, incrementándose la eficiencia de barrido vertical. Desde el punto de vista puramente económico, la uniformidad del reservorio no es tan exacta para un requerimiento de inyección de gas exitosa, como lo es para una inyección de agua. Aunque la heterogeneidad trae una irrupción temprana de fluido de inyección; el costo adicional del manejo de la producción excesiva de agua es mayor que aquel asociado con las razones de gas-petróleo elevadas.

3.3 RAZON DE MOVILIDAD

Debido a que las tres eficiencias, dependen críticamente del parámetro común, que viene a ser la razón de movilidad, considero necesario incluir un análisis respectivo.

Para el modelo específico de inyección de gas, la razón de movilidad (λ) viene a ser la razón de movilidad de la fase desplazante (gas), con respecto a la fase desplazada (petróleo):

$$\lambda = \frac{\lambda_g}{\lambda_o} = \frac{K_g / \mu_g}{K_o / \mu_o} = \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \dots\dots\dots(40)$$

Como se puede notar, esta definición involucra cuatro parámetros o el producto de dos razones: la permeabilidad relativa y la viscosidad relativa. La razón de viscosidad (μ_o/μ_g), es función de la presión a la cual el proyecto de inyección está siendo efectuado

y es esencialmente constante. El valor de esta relación, en los proyectos típicos de inyección de gas es grande, normalmente mayor que **100**. En la definición de la razón de permeabilidad relativa, para procesos de desplazamiento de fluido inmiscible, se sugiere que se debería incluir, la distribución de la saturación de la fase de desplazamiento, detrás del frente del fluido inyectado. Tal distribución, es claramente evidente en el modelo de Buckley-Leverett.

El papel que desempeña la razón de movilidad, es la determinación de la eficiencia de desplazamiento, barrido areal y barrido vertical en los proyectos de inyección de gas. Por esta razón, vamos a demostrar que, en sistemas de diferente geometría de inyección de gas (lineales o radiales) antes y después del punto de ruptura, la razón de movilidad tiene valores diferentes.

El flujo en los medios porosos, en una dimensión con flujo paralelo simultáneo de fluidos incompresibles e inmiscibles la ecuación de continuidad similar a la ecuación (11): $\frac{dx}{dt} = (q/\phi.A) \cdot \frac{dfg}{dSg}$, puede ser descrita como:

$$\int_{0 \rightarrow x} A(x) dx = \frac{\int_{0 \rightarrow t} q dt}{\phi} \cdot \frac{dfg}{dSg} \dots\dots\dots(41)$$

o también se escribe como:

$$\Psi (Sg) = \frac{Q(t)}{\phi} \cdot \frac{dfg}{dSg} \dots\dots\dots(42)$$

donde: $Q(t) = \int_{0 \rightarrow t} q dt$ es el volumen acumulado de gas inyectado

debido a que: $\Psi (Sg) = \int_{0 \rightarrow x} A(x) dx \dots\dots\dots(43)$

es una función de monotonía incremental de "x", entonces para un valor

dado de $Q(t)$ tenemos:

$$x = x(S_g) \dots\dots\dots(44)$$

De este modo la diferenciación de la ecuación (42) con respecto a "x" da:

$$A(x) = \frac{Q(t) \cdot d^2 f_g}{\phi \cdot dS_g^2} \cdot \frac{\partial S_g}{\partial x} \dots\dots\dots(45)$$

Para determinar la movilidad efectiva de la fase desplazante, consideramos la forma de la ecuación de Darcy el cual describe la tasa de flujo volumétrico como:

$$q(t) = \frac{\lambda_g \cdot A(x)}{f_g} \cdot \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots(46)$$

al integrar la ecuación (46) tenemos:

$$\Delta p = \frac{q(t) \cdot \mu_g}{k} \cdot \int_{o \rightarrow x} \frac{f_g \cdot dx}{k r_g A(x)} \dots\dots\dots(47)$$

Si nosotros asumimos, una saturación completamente uniforme detrás del frente, entonces la ecuación (47), podemos representarlo como:

$$\Delta p \sim \frac{q(t) \cdot \mu_g \cdot \bar{f}_g}{k g} \cdot \int_{o \rightarrow x} \frac{dx}{A(x)} \dots\dots\dots(48)$$

De este modo, la movilidad efectiva detrás del frente de desplazamiento es:

$$\lambda_g = \frac{k g}{\mu_g \cdot \bar{f}_g} = \frac{\int_{o \rightarrow x} dx}{\mu_g \cdot \int_{o \rightarrow x} [(f_g dx) / k r_g \cdot A(x)]} \dots\dots\dots(49)$$

Delante del frente de desplazamiento, la saturación (S_{gi}) y el flujo fraccional (f_{gi}) de la fase desplazante son uniformes, luego tenemos:

$$\lambda_o = \frac{k_o \cdot (S_{gi})}{\mu_o \cdot (1 - f_{gi})} \dots\dots\dots(50)$$

Entonces la razón de movilidad efectiva, puede ser obtenida de la división de las ecuaciones (49) y (50) :

$$\lambda = \frac{\mu_o \cdot (1 - f_{gi})}{\mu_g \cdot k_o \cdot (S_{gi})} \cdot \frac{\int_{o \rightarrow x} dx}{\int_{o \rightarrow x} [f_g \cdot dx / k_g \cdot A(x)]} \dots\dots\dots(51)$$

Empleando la ecuación (45) y cambiando la variable de integración la ecuación (51) se convierte en :

$$\lambda = \frac{\mu_o \cdot (1 - f_{gi})}{\mu_g \cdot k_o \cdot (S_{gi})} \cdot \frac{\int_{S_{g1} \rightarrow S_{g2}} \frac{f_g''}{A^2(S_g)} dS_g}{\int_{S_{g1} \rightarrow S_{g2}} \frac{f_g \cdot f_g''}{k_g \cdot A^2(S_g)} dS_g} \dots\dots\dots(52)$$

donde el número primo escrito por duplicado (f_g'') denota la segunda derivada con respecto a la saturación.

Las (FIGURAS N° 19 y N° 20), muestran los resultados experimentales de la ecuación (52) en sistemas de diferente geometría con inyección de gas, para sistemas lineales [$A(x) = \text{constante}$] y para sistemas radiales [$A(x) = a + b(x)$] antes y después del punto de ruptura.

Estos resultados muestran claramente, un efecto geométrico definido sobre la razón de movilidad y para razones de viscosidad muy adversas ($\mu_o / \mu_g \sim 100$), como son característicos de la inyección de gas. Se observa que la razón de movilidad, antes del punto de ruptura, alcanza valores menores a 7 y después del punto de ruptura, la razón de movilidad se incrementa apreciablemente (**FIGURA N° 20**).

Si consideramos el método de la saturación promedio, se sobreestima ligeramente la razón de movilidad efectiva, para razones de viscosidad usualmente encontradas en inyecciones de gas. La diferencia ocurre, porque para razones de viscosidad alta existe una gradiente de saturación empinada (con pendiente), detrás del frente de desplazamiento y el empleo de la saturación promedio, el cual implica una gradiente nula, que no representa normalmente una aproximación adecuada.

Los resultados explicados, indican que las razones de movilidad efectiva mayores de 10, pueden ser raramente encontrados en operaciones de inyección de gas y que, el mecanismo de desplazamiento es innatamente estable. Esto explica el gran éxito de los modelos de desplazamiento, los cuales están principalmente diseñados para sistemas con razones de movilidad no demasiado mayores que la unidad y sin consideración del fenómeno de formación de dedos de flujo.

3.4 TIPOS DE OPERACIONES DE INYECCION DE GAS

Las operaciones de mantenimiento de presión por inyección de gas, son clasificadas por lo general en dos tipos distintos, dependiendo en que lugar del reservorio es introducido el gas relativo a la zona de petróleo.

3.4.1 INYECCION DISPERSA DE GAS

Definida como la inyección que se realiza en los reservorios, exactamente dentro del intervalo productivo o banco de petróleo; debido a la ausencia del ángulo de buzamiento, es decir la capa de gas está ausente y el gas fluiría radialmente desde el pozo inyector, conduciendo al petróleo hacia el pozo productor. Tal como se

muestra en la (FIGURA N° 21), la Formación Echino con los Pozos 7536 y 7137, con ángulo de buzamiento reducido.

Las operaciones de inyección de gas, utilizan normalmente algún arreglo geométrico de pozos de inyección, con el propósito de uniformizar la distribución del gas inyectado a través de todas las partes productivas del reservorio. Los arreglos entre pozos de inyección y pozos de producción varían desde las configuraciones de modelos regulares convencionales (arreglo de 5, 7 y 9 puntos), hasta patrones las cuales están aparentemente distribuidas con pobre uniformidad relativa. La selección de un arreglo de inyección, está basado, por lo general, sobre consideraciones de la configuración del reservorio con respecto a la estructura, continuidad de arena, variaciones de la permeabilidad, porosidad, número y posiciones relativas de los pozos existentes. La inyección dispersa de gas, se adapta a reservorios, que tienen bajo relieve estructural, con bajas permeabilidades específicas y debido a la gran densidad de pozos, en los bloques de los yacimientos del Lote X, para estos casos, proporcionaría una rápida respuesta de presión y de producción reduciéndose de este modo el tiempo necesario para depletar el reservorio.

Limitaciones :

- (.) La baja eficiencia de recuperación, es derivada a partir de la posición estructural o drenaje gravitacional ($\alpha = 0^\circ$).
- (.) Las eficiencias de barrido areal, son por lo general menores que para operaciones externas de inyección de gas.
- (.) La digitación del gas, es causada por las altas velocidades de flujo, que tienden por lo general, a reducir la eficiencia de recuperación, sobre aquella que podría haberse esperado a partir de la inyección externa .
- (.) La densidad de pozos inyectoras, contribuye a mayores costos de instalación y operación.

El reciclaje del gas producido, solamente puede hacer declinar la presión en forma lenta y no detener dicha declinación. El gas secundario adicional, debe ser obtenido ya sea de un reservorio adyacente o desde una línea de tubería de gas. Es sencillo calcular la cantidad de gas requerido para el mantenimiento completo de la presión. Si consideramos un reservorio de petróleo, produciendo a un GOR igual a **R**, tal que **R = R_s + R_c** (el GOR de producción es igual a la suma del GOR en solución y el GOR en exceso debido a la circulación de gas libre), donde **R_c = (β_o K_g μ_o) / (β_g K_o μ_g)**. La producción de un volumen unitario de petróleo a condiciones de tanque, le corresponde una extracción de un volumen de fluido del reservorio de: **β_o + R_c . β_g**, mientras que la producción de gas de superficie es: **R_s + R_c**. Si el **I** % de gas producido es reinyectado, su volumen a condiciones de reservorio será: **I (R_s + R_c) β_g**. y el mantenimiento completo de la presión, es asegurada cuando los volúmenes del reservorio producidos e inyectados son iguales y es cuando:

$$I = \frac{\beta_o + R_c \cdot \beta_g}{(R_s + R_c) \cdot \beta_g} \dots\dots\dots(53)$$

Para petróleos normales este valor de **I** es mayor de **1**. De este modo, el cálculo indica la necesidad de una fuente de gas externa (gas original).

Las ecuaciones usadas para el mantenimiento de la presión a través de la inyección de gas tipo disperso, en reservorios con empuje de gas en solución, serán los siguientes:

$$\Delta n_p = \frac{(1 - n_{pi}) \cdot \Delta(\beta_o/\beta_g - R_s) - \beta_{ob} \cdot \Delta(1/\beta_g)}{(\beta_o/\beta_g - R_s) + R_{avg}(1 - I)} \dots\dots\dots(54)$$

$$SL = S_w + (1 - S_w) (\beta_o / \beta_{ob}) (1 - np) \dots\dots\dots(55)$$

$$R = R_s + (K_g / K_o) (\mu_o / \mu_g) (\beta_o / \beta_g) \dots\dots\dots(56)$$

Y los requerimientos de inyección de gas, para el mantenimiento completo de la presión en el punto de burbuja está dada por la ecuación:

$$I = 1 + \frac{[(\beta_o/\beta_g) - R_s]}{R_s} \dots\dots\dots(57)$$

3.4.2 INYECCION EXTERNA DE GAS

Las operaciones de inyección externa de gas, referidas frecuentemente como capa de gas, se observa en las (FIGURAS N° 22 y N° 23), que corresponde a las Secciones Estructurales de los yacimientos Ballena y Verde. En Ballena pueden usarse como pozo inyector el 5937, ubicado en las parte estructuralmente más altas del reservorio y en general, en la capa de gas primaria o secundaria y como pozos productores el 7953 y 2519. En el yacimiento Verde, como pozo inyector el 1837 y como productor el pozo 5547. El número de pozos de inyección, requeridas en un reservorio específico, dependerán de la inyectividad del pozo y del número de pozos necesarios, obteniéndose una adecuada distribución areal.

La inyección externa, es generalmente considerada superior a la inyección de tipo dispersa, por el beneficio del drenaje gravitacional. Además, la inyección externa dará como resultado un mayor barrido areal.

Cuando una capa de gas existe desde el principio en un reservorio, o cuando sólo se ha formado por segregación durante la producción primaria, la inyección de gas ayuda a mantener la presión del reservorio, mientras se fuerza el gas al interior de la zona petrolífera y empuja al petróleo hacia los pozos productores.

Las ecuaciones usadas para el mantenimiento de la presión externa, a través de la inyección de gas en las partes altas de la estructura serán:

$$\Delta n_p = \frac{(1-np_i) \cdot \Delta (\beta_o/\beta_g - R_s) - (1+m) \cdot \beta_{ob} \cdot \Delta (1/\beta_g)}{(\beta_o/\beta_g - R_s) + R_{avg} (1-I)} \dots \dots \dots (58)$$

Además se consideran las ecuaciones (55), (56) y (57) de la sección 3.4.1 :

$$S_L = S_w + (1 - S_w) (\beta_o / \beta_{ob}) (1 - np)$$

$$R = R_s + (K_g / K_o) (\mu_o / \mu_g) (\beta_o / \beta_g)$$

$$I = 1 + \frac{[(\beta_o/\beta_g) - R_s]}{R_s}$$

3.5 CALCULO DE LA PERFORMANCE POR INYECCION DE GAS

Los estimados de performance de la inyección de gas, están basados por lo general, en la solución simultánea de una o más formas de las ecuaciones convencionales de Balance de Materiales y de las ecuaciones de desplazamiento discutidas anteriormente. Sin embargo, puesto que cada reservorio de petróleo es único, para el análisis final, se debe confiar en la experiencia y desarrollar técnicas basadas en la teoría fundamental, para el reservorio bajo consideración. El análisis completo para evaluar las operaciones de inyección de gas, se basa en las siguientes 3 fases:

- (.) Datos requeridos.
- (.) Análisis de la performance anterior y futura.
- (.) Pronóstico de la performance vs. tiempo.

3.5.1 DATOS REQUERIDOS

La validez y por lo tanto la utilidad de cualquier análisis de ingeniería, está determinado principalmente por la calidad y cantidad de datos básicos. Los datos requeridos, para el análisis de las operaciones de inyección de gas, con muy pocas excepciones, son las mismas que los requeridos para el análisis de otros tipos de operaciones de inyección de fluidos.

En el (ANEXO B), incluye un esbozo de los requerimientos de Datos usuales para análisis de ingeniería, en cuanto a las operaciones de inyección de gas.

3.5.2 ANALISIS DE LA PERFORMANCE PASADA Y FUTURA

Por lo general, las proyecciones de la performance del mantenimiento de la presión parcial, ya sea para la inyección de gas del tipo externo o disperso, puede ser hecho usando las técnicas convencionales de desplazamiento de Buckley-Leverett y de Balance de Materiales en combinación con las determinaciones de la eficiencia de recuperación.

Los resultados para dichos análisis (ecuaciones (54) al (58)), determinarán los métodos a ser usados y pronosticar la performance del mantenimiento de la presión de inyección del gas; así, usando la ecuación de Balance de Materiales de Schilthuis, éste proveerá la presión actual del reservorio y las condiciones de la distribución de la saturación de uso en dicho pronóstico. Asimismo, el análisis apropiado de la performance pasada, ayudará a suministrar y establecer la fiabilidad de los datos requeridos en la proyección de la performance.

Las decisiones con respecto a la instalación de las operaciones de inyección de gas, deben hacerse sobre la base de los beneficios relativos, para ser derivados a partir de dichas operaciones en la medida que se compare con las técnicas de recuperación competitivas. Por consiguiente, cualquier análisis completo de las operaciones de inyección de gas, podrían incluir la proyección de la performance futura bajo las operaciones de producciones actuales. Tal como se muestra, en las (FIGURAS N° 24 y N° 25) en dos reservorios ideales, la performance por inyección de gas dispersa (gas en solución) y externa (capa de gas) respectivamente y aplicando diferentes casos de reinyección del gas producido. Estos ejemplos, consideran la determinación de la eficiencia de desplazamiento y de la presión, el GOR de producción y la performance de recuperación.

3.5.3 PRONOSTICO DE LA PERFORMANCE vs TIEMPO

Para hacer las comparaciones económicas, de diversos tipos de operaciones futuras, son necesarios el pronóstico de la performance futura de la inyección de gas. Como se ha visto en las (**FIGURAS N° 24 y N° 25**), donde se muestra la performance de inyección de gas y podemos usarlos para pronosticar estimados en función del tiempo:

- (.) Presiones del reservorio.
- (.) Rates de producción de petróleo, agua y gas.
- (.) Rates de inyección de gas.
- (.) Relaciones Gas-Petróleo.
- (.) Recuperación acumulada de petróleo, gas y agua.
- (.) El acumulado del gas inyectado.
- (.) Número de pozos de producción, de inyección y pozos cerrados.
- (.) Los productos recuperables en planta, si es aplicable.

Para estimar estas cantidades, es necesario desarrollar relaciones entre la distribución de hidrocarburos del reservorio expuesto y las posiciones de los pozos de inyección y de producción. Luego con el rate de inyección, calculamos con la Ecuación (38) el tiempo necesario, para que el frente de gas alcance incrementalmente los puntos del reservorio seleccionado.

En reservorio impulsados por capa de gas y con relieve estructural significativo, es conveniente relacionar el volumen poroso de hidrocarburos, área de la sección transversal e intervalos de completación del pozo y asumiendo que, el frente de avance del gas se ajustará a la profundidad estructural, entonces se usa las ecuaciones de desplazamiento, pronosticando el rate de avance del frente de gas en el reservorio. Así, la producción de petróleo y gas están controlados por las productividades de los pozos productores delante del frente, luego el GOR de

producción limitada económicamente y están controladas por la saturación del gas delante del frente.

Con el mantenimiento completo de la presión, en reservorios que tienen bajo relieve estructural o donde el frente de gas, esté probablemente avanzando paralelo a las capas de la formación; la distribución acumulativa de hidrocarburos, el área de la sección transversal y la productividad del reservorio, pueden estar relacionados con la distancia entre los pozos de inyección y los de producción.

3.6 MOMENTO OPTIMO PARA INICIAR LA INYECCION DE GAS

Si bien es cierto que la mayoría de yacimientos del Lote X son antiguos, existe dentro de ellas áreas no perforadas y pozos no reprofundizados (los cuales están presentes los horizontes productivos como: Mogollón, Basal Salina y San Cristobal; así como formaciones no completadas, como la Fm. Verdún).

Para estos yacimientos, el momento óptimo para iniciar un proyecto de inyección de gas, puede haberse pasado. En algunos casos, la pregunta no es la del momento óptimo, sino en la determinación del mejor proceso de ampliación de la explotación. A veces la pregunta es, si un cambio, puede restablecer la oportunidad para llevar a cabo una operación mejorada.

Como los reservorios son de baja permeabilidad y algunas veces, con petróleo de alta contracción, pueden clasificarse para el uso inmediato de un proyecto de mantenimiento de la presión, manteniendo la productividad del pozo y prevenir las pérdidas por contracciones altas.

En función del proceso disponible, también debe considerarse un desplazamiento inmiscible con gas, cuando se tiene arenas con regular permeabilidad, después que el reservorio alcance una presión baja, puesto que a bajas presiones, el costo de compresión del gas, para reemplazar un barril del reservorio es relativamente bajo.

Además se considera que el mantenimiento de la presión, es de un valor práctico limitado, debido al número excesivamente grande de variables las cuales deben ser tomados, desde un punto de vista económico y de la mecánica de reservorios que es, el de gas en solución.

Las condiciones generalmente más favorables para la inyección de gas, están presentes cuando el reservorio está ligeramente por debajo de la presión de saturación del fluido del reservorio.

En todos los casos, se reconoce la necesidad de la inyección de gas en los reservorios del Lote X, con el fin de obtener información, pensando que ésta información en el futuro, será muy útil en proyectos de recuperación mejorada.

IV. INYECCION DE GAS EN EL LOTE X

4.1 RAZONES PARA EJECUTAR PROYECTOS DE INYECCION DE GAS

4.1.1 RESULTADOS OBTENIDOS

En On-Shore desde el inicio las operaciones de inyección de gas hasta diciembre de 1987, se han inyectado 450 MMMPC en 49 proyectos para los diferentes yacimientos del Noroeste (**TABLA N° 5**). Como consecuencia, se atribuye una recuperación adicional de 89 MMBls, con una relación de gas inyectado por petróleo recuperado de **5,055 PC/Bls**. Las Fms. con respuesta a la inyección son: Salina, Pariñas Inferior-Superior y Basal Salina; y las que no han tenido respuesta a la inyección son: Fms. Verdún, Hélico y Echino. La inyección se ha efectuado desde el inicio de la vida productiva.

En el área La Brea y Pariñas, el incremento de la recuperación de petróleo, por efecto de la inyección de gas, asciende al **6%** del petróleo In Situ, es decir 84,731M Bls. (**TABLA N° 6**). Asimismo, al comparar los proyectos de inyección de fluido (Gas, GLP y Agua) observamos en la (**TABLA N° 7**), que la inyección de gas ha sido significativamente mayor que la inyección de otros fluidos, tanto en números de proyectos como de petróleo recuperado.

Para el yacimiento Milla Seis, el mantenimiento de la presión en la formación Pariñas ha sido un éxito excepcional, como consecuencia del relieve estructural de la formación de 15° a 20° de buzamiento, la buena permeabilidad (de 780 md), baja viscosidad de fluido y alta gravedad del petróleo de 39.7° API.

En la (**TABLA N° 8**) y en el (**GRAFICO N° 1**) se muestra el comportamiento productivo del yacimiento Milla Seis y los efectos de la inyección de gas.

Para el yacimiento Lobo II (1962), los resultados de la inyección de gas en la formación Terebrátula ha sido satisfactoria, lográndose un eficiente control de la RGP de producción, aún con la presencia y desventajas de variaciones de

propiedades que muestran los 4 cuerpos arenosos que conforman el reservorio, a la depletación del mismo antes de iniciar la inyección de gas y al desconocimiento inicial de los límites del área, que respondería a la inyección de gas, ya que no se tenía pruebas de la comunicación existente entre los pozos perforados de los diferentes bloques. Al 31 Dic. 1970, la producción acumulada de petróleo fué de 1'743,043 Bls (24.5 %) y 4'237,538 MPC de gas. A esa fecha se inyectó un total de 3'904,941 MPC de gas.

En el (**GRAFICO N° 2**), muestra que la historia de inyección-producción de la formación Terebrátula, es un excelente ejemplo por drenaje gravitacional, con un efectivo mantenimiento de la presión y en un reservorio heterogéneo.

Asimismo, se presenta (**TABLA N° 9**) y en las (**FIGURAS N° 4 y N° 5**) el estado de la inyección de gas en los yacimientos de Leones (Fm. Mogollón) y Corral Quemado (Fm. Pariñas) a Abril de 1995. En el yacimiento Leones, la mayoría de los pozos se ha observado un incremento del GOR; sin embargo, no se puede concluir que sea efecto de la canalización de gas a través del reservorio Mogollón, por ser valores irregulares y que no muestra continuidad y más bien sea atribuible a problemas de mediciones de gas producidos.

En Off-Shore se desarrollan proyectos de inyección de gas, en las áreas cercanas al Lote X. Hasta el tercer Trimestre de 1995, se han inyectado un total de 120.6 MMMSCF, obteniéndose como resultado la producción de 15.2 MMBls de petróleo secundario (**TABLA N° 10**).

La (**TABLA N° 11**), presenta los proyectos de inyección de gas en áreas Offshore cercanas al Lote X, para las diferentes formaciones, en las cuales se destaca la formación Cabo Blanco y Pariñas.

4.1.2 LA NECESIDAD DE LA INYECCION DE GAS SE BASA EN:

- (.) El mecanismo de impulsión predominante en el Lote X, es el de Gas en Solución. Este se basa en que el petróleo es producido debido al arrastre que origina el flujo de gas. Si dentro del reservorio no existe el volumen de gas suficiente para llevar a cabo tal acción, entonces la producción de petróleo del reservorio hacia el pozo se reduce y se detiene.

- (.) A diferencia de las operaciones de inyección de agua, las operaciones de inyección de gas se desarrollan por lo general, sin considerar la regularidad del modelo del pozo y con muchos más pozos productores que pozos inyectoros, muy adecuado en los bloques irregulares del Lote.

- (.) En proyectos de inyección de gas, la producción de grandes volúmenes de gas inyectado (reciclo), no involucra problemas operacionales costosos como, por ejemplo, en el caso de la inyección de agua.

4.1.3 DECLINACION PROMEDIA DE PETROLEO ENTRE 1990-1994

Para conseguir la declinación promedia, se ha preparado una curva promedia por pozo, para cada campaña de perforación. Se ha colocado cada una de estas curvas desde un mismo punto de inicio.

Se puede observar en el (**GRAFICO N° 3**) la tendencia de declinación de la producción de petróleo para las diferentes campañas de perforación. Se observa que en los dos últimos años de perforación, es muy acentuada e incide directamente sobre la recuperación final de los pozos. Se ha logrado establecer una declinación promedia por pozo, de acuerdo a cada programa de perforación, como se muestra en la (**TABLA N° 12**) y a la vez se ha determinado un aumento en el porcentaje de la declinación.

4.1.4 RECUPERACION PRIMARIA DE PETROLEO

La producción acumulada para el Lote X, hasta finales del año 1995 ha sido de 220 MMBls de petróleo y de 213 MMMPC de gas (**TABLA N° 13**).

La recuperación primaria de petróleo, proviene de reservorios que tienen una profundidad promedio de 3,950' para pozos someros y de 7,000' para pozos profundos. En la (**TABLA N° 14**), se muestran las características principalmente de los reservorios.

Para extraer el petróleo, se ha recurrido principalmente a sistemas de levantamiento de bombeo artificial por balancín (Unidad de Bombeo). La mayor cantidad de petróleo (95%) corresponde al tipo HCT y el (5%) de LCT de petróleo crudo. En la (**TABLA N° 15**), muestra la gravedad API del crudo 60°F y 1 Atmósfera de presión y el tipo de crudo para cada yacimiento.

Bajo las condiciones operativas presentes, para el Lote X, se estima una recuperación primaria de petróleo de 260 MMBls. y de 253 MMMPC de gas. Información proveniente de la declinación del (**GRAFICO N° 3**), al límite económico de 4,930 BPDC total del Lote.

4.1.5 RESERVAS

Para estimar el volumen de reservas, se prepararon los gráficos especializados de BOPD vs Tiempo y BOPD vs Acumulado en semilog.

Año 1990

El **GRAFICO N° 4**, presenta el comportamiento productivo (BOPD vs Tiempo) y en el **GRAFICO N° 5**, se muestra el estimado de la Recuperación Final promedia por pozo considerando como límite económico 4 BOPD/pozo. El volumen de reservas estimado es del orden de **83 MBIs/pozo** productor. Se estima un tiempo de vida promedio de 17 años. Por regresión tenemos:

Caudal Inicial	:	90 BOPD
Tiempo vida	:	17 años
Tendencia	:	Armónica
Factor Declin (D)	:	1.26470569

<u>AÑO</u>	<u>BOPD</u>	<u>DECLIN. (%)</u>
0	90.0	--
0.5	55.1	25.3
1.5	31.1	14.3
2.5	21.6	9.9
3.5	16.6	7.6
4.5	13.5	6.2
5.5	11.3	5.2
6.5	9.8	4.5
7.5	8.6	3.9
8.5	7.7	3.5
9.5	6.9	3.2
10.5	6.3	2.9
11.5	5.8	2.7
12.5	5.4	2.5
13.5	4.9	2.2
14.5	4.7	2.2
15.5	4.4	2.0
16.5	4.1	1.9
		100.0

Año 1991

El **GRAFICO N° 6**, se presenta el comportamiento productivo (BOPD vs Tiempo) y en el **GRAFICO N° 7**, se muestra el estimado de la Recuperación Final promedia por pozo considerando como límite económico 4 BOPD/pozo. El volumen de reservas estimado es del orden de **70 MBIs/pozo** productor. Se estima un tiempo de vida promedio de 15 años. Por regresión tenemos:

Caudal Inicial	:	80 BOPD
Tiempo vida	:	15 años
Tendencia	:	Armónica
Factor Declin (D)	:	1.2666667

<u>AÑO</u>	<u>BOPD</u>	<u>DECLIN. (%)</u>
0	80.0	--
0.5	48.9	26.4
1.5	27.6	14.9
2.5	19.2	10.4
3.5	14.7	7.9
4.5	11.9	6.4
5.5	10.0	5.4
6.5	8.7	4.7
7.5	7.6	4.1
8.5	6.8	3.7
9.5	6.1	3.3
10.5	5.6	3.0
11.5	5.1	2.7
12.5	4.8	2.6
13.5	4.4	2.4
14.5	4.1	2.2
		100.0

Año 1992

El **GRAFICO N° 8**, se presenta el comportamiento productivo (BOPD vs Tiempo) y el **GRAFICO N° 9**, se muestra el estimado de la Recuperación Final promedia por pozo considerando como límite económico 4 BOPD/pozo. El volumen de reservas estimado es del orden de **70 MBIs/pozo** productor. Se estima un tiempo de vida promedio de 15 años. Por regresión tenemos:

Caudal Inicial	:	80 BOPD
Tiempo vida	:	15 años
Tendencia	:	Armónica
Factor Declin (D)	:	1.2496483

<u>AÑO</u>	<u>BOPD</u>	<u>DECLIN (%)</u>
0	80.0	--
0.5	49.2	26.2
1.5	27.8	14.8
2.5	19.4	10.3
3.5	14.9	7.9
4.5	12.1	6.4
5.5	10.2	5.4
6.5	8.8	4.7
7.5	7.7	4.1
8.5	6.9	3.7
9.5	6.2	3.3
10.5	5.7	3.0
11.5	5.2	2.8
12.5	4.8	2.6
13.5	4.5	2.4
14.5	4.2	2.2
		100.0

Año 1993

El **GRAFICO N° 10**, se presenta el comportamiento productivo (BOPD vs Tiempo) y en el **GRAFICO N° 11**, se muestra el estimado de la Recuperación Final promedia por pozo considerando como límite económico 4 BOPD/pozo. El volumen de reservas estimado es del orden de **64 MBIs/pozo** productor. Se estima un tiempo de vida promedio de 13 años. Por regresión tenemos:

Caudal Inicial	:	100 BOPD
Tiempo vida	:	13 años
Tendencia	:	Armónica
Factor Declin (D)	:	1.8357651

<u>AÑO</u>	<u>BOPD</u>	<u>DECLIN. (%)</u>
0	100.0	--
0.5	52.1	30.8
1.5	26.6	15.7
2.5	17.9	10.6
3.5	13.5	7.9
4.5	10.8	6.4
5.5	9.0	5.3
6.5	7.7	4.5
7.5	6.8	4.0
8.5	6.0	3.5
9.5	5.4	3.2
10.5	4.9	2.9
11.5	4.5	2.7
12.5	4.2	2.5
		100.0

Año 1994

En el **GRAFICO N° 12**, se muestra el estimado de la Recuperación Final promedia por pozo con límite económico 4 BOPD/pozo. Las reservas es de **60 MBls/pozo** productor. Por regresión tenemos:

Caudal Inicial	:	100 BOPD
Tiempo vida	:	12 años
Tendencia	:	Armónica
Factor Declin (D)	:	1.9581495

<u>AÑO</u>	<u>BOPD</u>	<u>DECLIN (%)</u>
0	100.0	--
0.5	50.5	32.0
1.5	25.4	16.1
2.5	16.9	10.7
3.5	12.7	8.1
4.5	10.2	6.5
5.5	8.5	5.4
6.5	7.3	4.6
7.5	6.4	4.1
8.5	5.7	3.6
9.5	5.1	3.2
10.5	4.6	2.9
11.5	4.3	2.7
		100.0

Finalmente del análisis de reservas obtenidas, como también se muestra en la **(TABLA N° 16)** de las campañas de perforación durante el período 1990-1995, se obtiene el siguiente promedio de reservas por cada pozo productor:

<u>Año</u>	<u>Pozo productor (MBIs)</u>
90	83
91	70
92	70
93	64
94	60
95	50

Como puede observarse, el volumen de reservas promedio por pozo productivo ha estado reduciéndose. Esto sería como consecuencia de:

- (.) Zonas con regular a pobre calidad de reservorio o falladas.
- (.) Zonas depletadas.
- (.) Zonas con alta saturación de agua.
- (.) Pozos mal completados.

4.1.6 PETROLEO SECUNDARIO A SER OBTENIDO

En 4.1.1, se observó el acumulado de petróleo por la inyección de gas, durante el período de inyección en los yacimientos del Noroeste. Por 1 barril de petróleo recuperado en superficie, en promedio se ha inyectado 5,055 PC de gas.

De acuerdo a estos resultados obtenidos en áreas vecinas, debido a la inyección de gas, se estima una recuperación adicional en todo el Lote X, aproximadamente 5% de petróleo recuperado (11MMBIs), equivalente a una recuperación potencial de 92MMBIs igual al 5% OOIP=1,833MMBIs. y el acumulado 220MMBIs. representa el 12% del OOIP, valor que representa el petróleo movible. El petróleo primario remanente o reservas probadas asciende

a 28MMBls por la producción primaria, obteniendo un remanente igual 64MMBls. El estimado de pérdidas por remanente es 25% igual a 16MMBls, por lo que la inundación remanente ascendería a 48MMbbs, que por efecto del barrido areal (0.65) y vertical (0.40), obtendríamos 12.48MMBls. de petróleo secundario y total de petróleo recuperable, aproximadamente igual al 5% (11MMbbs), de recuperación adicional respecto al acumulado del Lote X (220MMBls). El 5% también es el valor promedio por efecto de cálculos mediante los métodos de tanteo de la declinación de la presión y en las partes relativas del frente de avance de gas, tal como se aprecia en la (TABLA N° 17), como un ejemplo elaborado para el yacimiento Reventones, al introducirse ecuaciones de balance de materiales de Shiltsius, en el caso de depletación natural y asumiendo una reinyección del 50% del gas producido, se obtiene finalmente un incremento del $\Delta n_p=6.35\%$ de petróleo In Situ.

En el (ANEXO C), se incluyen la determinación de las propiedades del gas, así como las propiedades del petróleo, Krg vs. S_L y valores necesarios, para la elaboración de la (TABLA N° 17).

4.2 DISEÑO PARA PROYECTOS DE INYECCION DE GAS

4.2.1 ELECCION DE LA ZONA PARA LA INYECCION DE GAS

Los **GRAFICOS N° 13: 13.BA, 13.CA, 13.CE, 13.CO, 13.LG, 13.LT, 13.ME, 13.OS, 13.PA, 13.PN, 13.RE, 13.SO, 13.TA, 13.TU, 13.VE, 13.ZA,** corresponden a Isoproducciones Acumuladas de Petróleo para cada yacimiento.

A partir de estos gráficos, se realiza una evaluación inicial, tanto de las áreas que han aportado la mayor cantidad de petróleo y otras áreas con menor aporte.

Para el programa de inyección de gas, se consideran las zonas con mayor producción de petróleo. Esto se debe a que la producción primaria, indicará la existencia de reservas a ser obtenidas por la inyección de gas y si consideramos la analogía: **A BUENA RECUPERACION PRIMARIA, DETERMINARA UNA BUENA RECUPERACION MEJORADA**. Tal como se muestra en la (TABLA N° 18), indicándose que aún se tiene Reservas Probables por yacimiento, parte de las cuales serían recuperados a través de la inyección de gas; estas cifras de reservas Probables, pasarían a ser reservas Probadas al ser confirmado el éxito de la inyección de gas. La Tabla también muestra las Reservas Probadas como aquellas que serían recuperadas mediante mecanismos actuales de producción y Reservas Posibles referidas a la exploración en los yacimientos del Lote X.

Para el presente trabajo de tesis, al elegir la zona para la inyección de gas, se ha considerado la producción Isoacumulada (**GRAFICOS N°s 13**) por pozo, de todos los yacimientos del Lote X y dos ejemplos de la producción normalizada, con respecto a la formación Echino y Echino Repetido de los yacimientos Taiman, Reventones y Peña Negra, tal como se muestra en los (**GRAFICOS N° 14 y N° 15**).

La normalización de la producción de petróleo, viene a ser la producción segregada, es decir DEL TOTAL DE PRODUCCION DE UN POZO, determinar mediante historiales de producción, espesores de formación y miembros, a través de registros eléctricos, propiedades de roca (porosidad y permeabilidad) e información de pozos vecinos, CUANTO DE PETROLEO PUEDE APORTAR CADA ARENA PRODUCTIVA, es decir considerar el máximo número de parámetros, para obtener mapas de isoacumulados cada vez mas refinados, bajo las mismas condiciones de equilibrio.

Una vez obtenidos los mapas de producción isoacumulada, los pozos involucrados considerados para el programa de inyección de gas, se encuentran dentro de una o varias áreas específicas, áreas en las cuales, nos indica una mayor producción dentro del yacimiento. Este trabajo, una vez preparado por Ingeniería, se envía al departamento de Geología, con la finalidad de ubicar los bloques existentes dentro del áreas seleccionada y retornando a Ingeniería con mayor información y consideraciones geológica, los que incluye: número de pozos por bloque, perfiles de pozos, continuidad de la arena productiva entre pozos al interior del bloque; espesor y buzamiento de la arena candidato a inyección; mapas de isoporosidad e isopermeabilidad, mapa de frecuencia de lutitas, etc. Con toda esta información se realiza el diseño de la inyección de gas, eligiendo una zona tanto areal como estructural, adecuada para la inyección de gas en los yacimientos del Lote X.

Por ejemplo, se ha determinado mediante el Softward SURFER, la producción Isoacumulada del Yacimiento Taiman (**GRAFICO N° 13.TA**), después en Geología se construyeron los Mapas de Espesor Total (Gross) de la Fm. Echino (**FIGURA N° 26**), Mapa de Espesor Total (Gross) del Mbro. Cabo Blanco (**FIGURA N° 27**), Contornos Estructurales en el tope del Mbro. Cabo Blanco (**FIGURA N° 28**) y finalmente, el Mapa de Arena Neta Petrolífera (que varían de 0' hasta 40'), del Mbro. Cabo Blanco en la Fm. Echino (**FIGURA N° 29**).

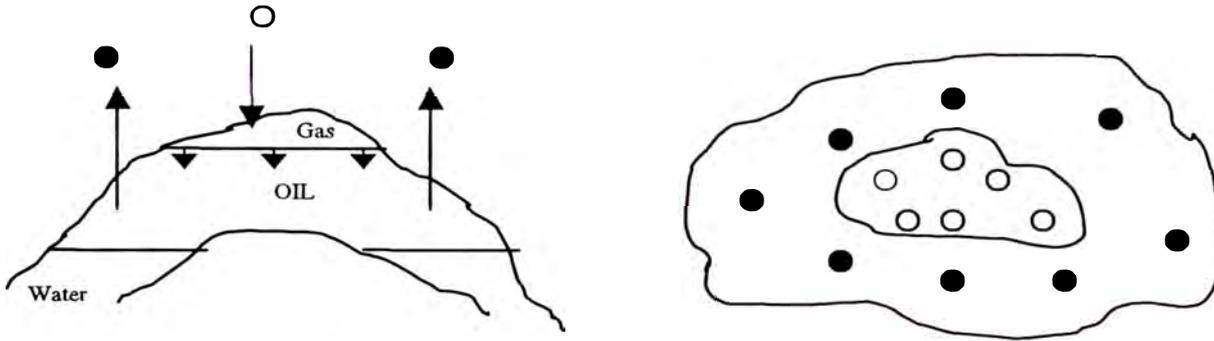
La continuidad del Mbro. Cabo Blanco, se observa en la Sección Estratigráfica del Bloque, correlacionando los pozos: 7541, 1922, 5768, 5836, 7971 y 7988 (**FIGURA N° 30**).

En la construcción del Mapa de Arena Neta, se ha tomado los valores de los perfiles eléctricos, usando tanto la curva SP, Resistividad y descontando todas las intercalaciones de lutitas y arenas de muy bajo valor de SP.

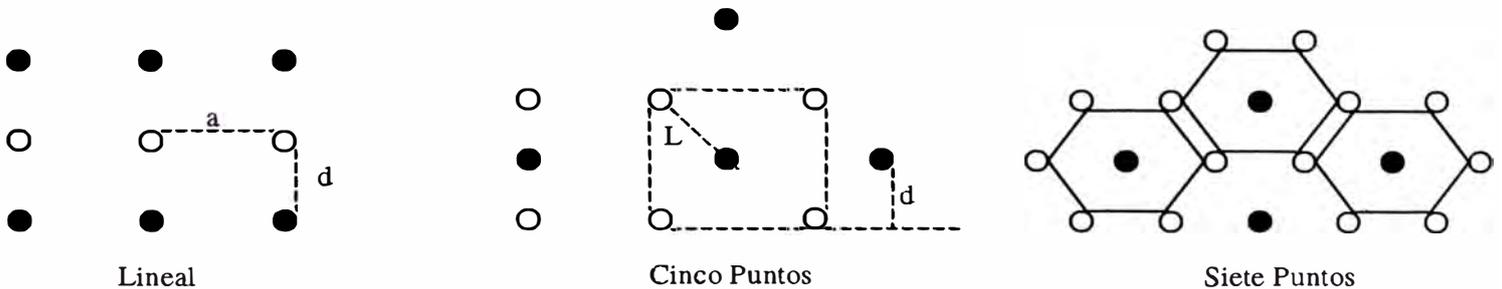
4.2.2 MODELO PARA LA INYECCION

De acuerdo a los aspectos teóricos existentes, tenemos que:

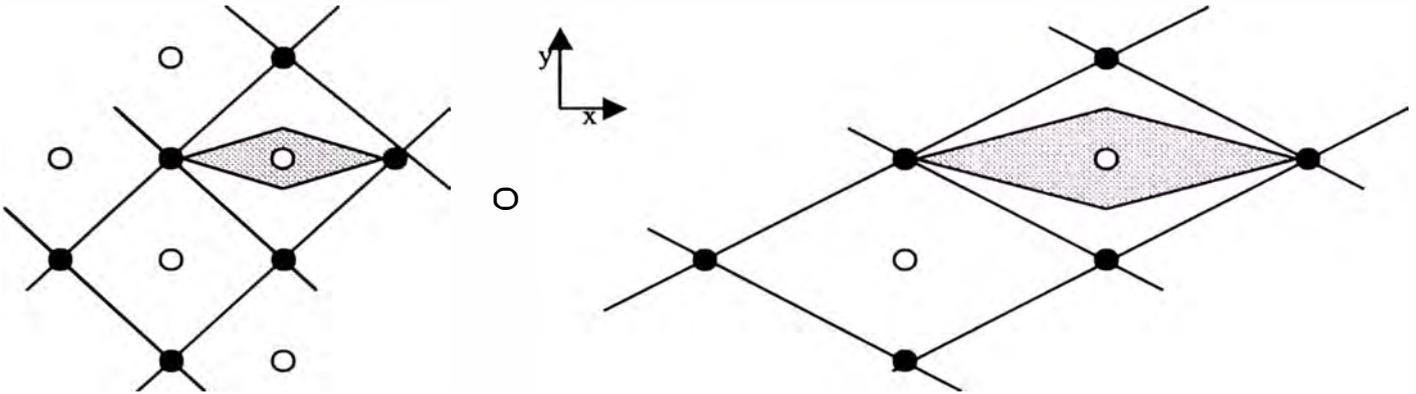
- (.) La ubicación de los pozos inyectoros de gas, deben estar localizados arriba de la estructura (inyección externa en la capa de gas) y localizados arealmente, donde se concentre la mayor cantidad de saturación de gas.



- (.) El patrón de flujo puede estar compuesto de un arreglo sencillo o múltiple de pozos: EMPUJE LINEAL, cuando la ubicación de pozos inyectoros y productores son uniformes y opuestos (ver Figura), donde **a** viene a ser el espaciamiento entre pozos inyectoros o productores y **d** es el espaciamiento entre pozos inyectoros y productores; CINCO PUNTOS, cuando el pozo inyector está ubicado en el centro de un cuadrado definido por 4 pozos productores y **L** es el espaciamiento entre pozos inyectoros y productores; SIETE PUNTOS, si los pozos inyectoros están ubicados en las esquinas de un hexágono con un pozos productor en el centro.



La Anisotropía influye y un patrón de inyección no puede ser necesariamente el mas eficiente. Es decir, si ($k_x > k_y$) el área de barrido a la irrupción es pequeño, pero si incrementamos el espaciamiento en la dirección x , manteniendo el espaciamiento en la dirección y , observamos un incremento en la eficiencia de barrido areal en la irrupción, proporcionando gas necesario y maximizar la recuperación de petróleo.



- (.) Los rates de inyección (q_{iny}), se diseñan considerando: la permeabilidad (k), espesor de las arenas a ser inundadas por gas (h), factor de Fanning (f), profundidad (D), radio de drenaje (r_e), radio del pozo (r_w), daño por completación (S), presión de formación (P_s), presión de cabeza (P_c) y presión de inyección (P_{iny}). Así:

$$q_{iny} = \frac{2\pi k h f D}{(\ln r_e/r_w + S)} (P_s + P_c - P_{iny}) \dots\dots\dots(59)$$

Antes de efectuar la inyección de gas, es conveniente considerar una corrida de registro de temperatura, que detectará la presencia de zonas ladronas y pueden causar las canalizaciones o irrupciones prematuras.

Para los bloques de Reventones y Taiman, se ha estimado un caudal promedio de inyección que varía entre 0.7 MMPCD y 1.0 MMPCD.

La tasa de inyección de gas, se incrementa después del punto de ruptura en la medida que se incrementa el GOR de producción.

- (.) La presión de inyección, debe ser menor que la presión de fractura.

$$P_{iny} < P_{frac}$$

$$P_{iny} = \frac{q_{iny} (\ln r_e/r_w + S)}{2\pi k h f . D} + P_s + P_c \dots \dots \dots (60)$$

Para los bloques pilotos de inyección de gas de Reventones y Taiman, se ha estimado una presión promedio que varía de 1500 psi a 2000 psi, a la profundidad correspondiente de 3000' y 3200' respectivamente, a la temperatura de 120°F y 130°F.

Al inyectar arealmente, en zonas donde se ubican pozos nuevos (**GRAFICO N° 13.RE**), desde el punto de vista de la máxima recuperación a condiciones de tanque, la presión óptima a la que se debe inyectar el gas es la presión de burbuja, obteniéndose los siguientes factores favorables:

Los productores tienen el máximo índice de productividad.

Por estar el reservorio lleno de líquido, no hay demora en la respuesta de inyección de gas.

- (.) El gas disponible, tiene que ser comprimido para ser inyectado dentro de la formación y la estación para el compresor, debe estar ubicado de acuerdo al equilibrio entre la capacidad del compresor y por otro lado la presión y caudal de inyección total para los pilotos, considerando la ubicación de varios bloques pilotos.

- (.) El número de pozos inyectores, ya sean nuevos o productores convertidos a inyectores en cada bloque, depende de las reservas que se pronostica extraer, de la geología estructural y estratigráfica; y depende de las siguientes consideraciones:

Tamaño del bloque, a mayor tamaño del bloque mayor será el número de pozos inyectores.

Al encontrarse fallas dentro del bloque, dependería de la comunicación y continuidad entre la arena productiva; si el salto de la falla geológica es mayor que el espesor de la arena productiva, entonces no hay comunicación entre una misma arena y se requeriría de un mayor número de pozos inyectores; si por el contrario, el salto de la falla geológica es menor, la arena estaría en comunicación y se requeriría de un menor número de pozos inyectores.

Espesor de la formación, que depende de la variación o grado de comunicación estratigráfica vertical, es decir, a mayor número de miembros o arenas productivas dentro de una misma formación (aisladas por horizontes de lutitas), por lo general requiere un mayor número de pozos inyectores. Para reducir los números de pozos, se diseña una completación múltiple y la inyección de gas se realizará a través de forros y tubing con Packer. Si por el contrario, la arena productiva es uniforme, (Mbro. Cabo Blanco-Fm. Echino), requiere de un menor número de pozos inyectores.

Grado de admisión de gas en la formación, si la arena productiva admite poco gas (0.1 - 0.3 MMPCD), debe considerarse un pozo inyector adicional, al disponerse de la capacidad del compresor.

- (.) A mayor profundidad de la arena productiva, mayor es la presión requerida para inyectar el gas, por lo tanto, mayor es la capacidad de requerimiento del compresor. Esta consideración incide sobre la formación Mogollón por tener una profundidad promedio de 7,000'.
- (.) Indicar el grado de comunicación entre los pozos. Antes de cualquier proyecto de inyección de gas se analiza las Secciones Estratigráficas (**FIGURA N° 30**), las pruebas de pozos para conocer la comunicación entre pozo y pozo, distribución areal de transmiscibilidad, almacenamiento, presencia de daño en los pozos, presencia de fallas y finalmente historiales de presión.
- (.) La inyección de gas es normalmente alternada, cuando el porcentaje de fluido inyectado en la producción alcanza el límite económico, en este momento, las capas menos permeables aun contienen cantidades considerables de petróleo In-Situ.
Es conveniente, realizar una recompletación, cementando las capas con mayor producción de gas o modificando el patrón de inyección.
- (.) Con información de Geología y de Ingeniería, incluir si fuera posible, un estudio de Isotropía del yacimiento, para detectar la presencia de canalizaciones, grado de anisotropía, el estado de los pozos y fallas en los sistemas de inyección, que vienen a ser la influencia de los pozos inyectoros sobre los productores.

4.2.3 ESPACIAMIENTO

En los yacimientos de Lote X, la irregularidad de ubicación de los pozos presta todas las facilidades para un programa de inyección de gas, donde la geometría del espaciamiento uniforme debería de considerarse de importancia secundaria,

al programar pozos inyectoros de gas en los diferentes bloques. Es necesario que el espaciamiento esté en función de la tasa total de diseño, presión de inyección y de la inyektividad promedio.

Las operaciones de inyección de gas, se desarrollarán generalmente sin considerar la regularidad del modelo de distribución de pozos y con muchos más pozos productores que pozos inyectoros. Esto se debe en parte, al factor de que las operaciones de inyección de gas, son llevadas a cabo para propósitos de mantenimiento de la presión.

Se analizó el efecto del espaciamiento en el Lote X, como consecuencia de la perforación, se preparó un gráfico del Espaciamiento vs. Reservas obtenidas (**GRAFICO N° 16**) y no hay una tendencia definida, lo cual es indicativo de:

- (.) Zonas de baja recuperación primaria de petróleo, debido al alto grado de depletación, como consecuencia de la continuidad existente en las arenas productivas.

- (.) Zonas de alta recuperación primaria de petróleo, debido al alto grado de discontinuidad existente, por factores estratigráficos o estructurales (bloques aislados) y a pesar del espaciamiento reducido de 5.5 acres.

En base a lo anterior, es necesario un análisis correspondiente, a fin de localizar zonas de alto grado de discontinuidad en las arenas productivas, ya que éstas son las adecuadas (áreas no depletadas) para la inyección de gas.

4.2.4 COMPLETACION PARA POZOS INYECTORES

Cuando se cree necesario convertir pozos productores a inyectoros, hay que tener en cuenta su historial productivo, porque con frecuencia los pozos productores más pobres, con frecuencia crean pozos inyectoros más pobres.

En general, el incremento de la recuperación de petróleo, que la inyección de gas pueda proveer, no garantiza o justifica la perforación de un gran número de pozos inyectoros nuevos, luego la mayor parte de pozos inyectoros son obtenidos de la conversión de pozos productores existentes.

Hay que tener en cuenta que, los pozos productores candidatos para ser pozos inyectoros, por lo general han sido fracturados en el intervalo productivo. Inyectar gas en el mismo horizonte crearía incertidumbre y desconocimiento de la ruta que seguiría el gas inyectado.

En la (**FIGURA N° 31**), se muestra la completación típica de tres pozos, para el yacimiento Reventones.

Si se tratara de pozos productores existentes y para convertirlo a pozos inyectoros, se debe realizar los siguientes procedimientos y recomendaciones:

1. Si el pozo tiene Liner, debe extraer la completación antigua.
2. Limpiar el intervalo del reservorio por raspado o lavado químico.
3. Chequear el forro y reparar cualquier escape o filtración.
4. Es conveniente que la completación se realice de acuerdo al tipo de inyección, sea del tipo de inyección disperso o externo:
 - (.) En Inyección Externa, el intervalo productor de petróleo es taponeado y el forro es perforado al nivel de la capa de gas.

- (.) En Inyección Dispersa, no es necesario cambiar el intervalo de completación. Es necesario detectar zonas con alta permeabilidad al gas que causan el "corto circuito", zonas que deben ser aisladas con Packers o Squeeze de cemento y limitar ésta zona de inyección; un buen trabajo de cementación, en el intervalo de alta permeabilidad entre tope y base, evitaría un programa de rebaleo en el intervalo de interés de la inyección.
5. Si se piensa inyectar gas a varios reservorios, como por ejemplo: Mbro. Cabo Blanco y Fm. Mogollón, las completaciones serán múltiples.
 6. Para pozos productores con alto GOR, es necesario detectar canalizaciones preferenciales de gas, zonas que deberían ser aisladas.
 7. Si la inyección de gas, es del tipo externo; en los pozos productores, el límite superior del intervalo productor debe ser aislado a medida que el contacto Gas-Petróleo descienda con el tiempo de inyección. En la práctica se corre Packers, para excluir la producción de gas.
 8. Programar pruebas de Microfrac y Minifrac a fin de obtener información, que permita diseñar fracturas hidráulicas de corta penetración y buena conductividad, requisitos para fracturar pozos inyectoros. En consecuencia, la inyektividad del gas sería uniforme en el intervalo de inyección.

La ejecución de este programa, mediante la inyección de materiales radioactivos y la interpretación de Registro de Temperatura y Rayos Gama (G.R.), permite determinar la distribución del fluido fracturante, altura de fractura y el estado de cementación en la zona de interés.

Para obtener información de las principales características físicas y mineralógicas de la formación a inyectarse, es necesario extraer muestras, para que se efectúen los análisis respectivos y a partir de ellos poder elegir la alternativa más adecuada del fluido a usarse, en el diseño de tratamiento de estimulación de la formación.

En el (**ANEXO D**), se proporciona la preparación del fluido fracturante, procedimiento del fracturamiento hidráulico, secuencia de bombeo y los puntos que fueron considerados en la evaluación final de los trabajos de los pozos 6946, 6948 , entre otros pozos del yacimiento Carrizo.

9. Correr un registro RST (Reservoir Saturation Tool) al pozo, que mide la saturación del reservorio con baja salinidad, para determinar con mayor certeza el volumen de petróleo movable.

4.2.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LA COMPRESORA

Los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación y suministro de un conjunto Moto-Compresor, compuesto de un compresor reciprocante de gas del tipo separable, accionado por un motor a gas serán:

1. El compresor debe ser del tipo separable de alta presión y reciprocante accionado por un motor a gas (**FIGURA N° 32**).
2. El diseño de los separadores de líquidos, anillos de compresión y válvulas de succión y descarga del compresor, deberá considerar que el gas a comprimir es del tipo asociado (rico) de las características indicadas, tal como se muestra en la (**TABLA N° 19**), con la finalidad de asegurar una eficiente operación y performance del compresor.

3. El compresor debe ser independiente del motor a gas; sin embargo, debe estar conectados por medio de un acoplamiento flexible de discos.
4. Dentro del diseño el conjunto Moto-Compresor debe considerar todas las facilidades de mantenimiento menor y mayor, los accesorios y la inspección rutinaria.
5. El sistema de enfriamiento del motor y de cada una de las etapas del compresor, será de ciclo cerrado, incluyendo los accesorios necesarios para efectuar un tratamiento y control anticorrosivo efectivo.
La compresión del gas, no es ni isotérmica, ni perfectamente adiabática y la ley para el gas sería $P.V \exp(n) = Cte.$ y $\gamma = cp/cv$. Durante la compresión, la temperatura del gas se incrementa y consecuentemente requiere de un enfriamiento:
 - (.) Después de cada etapa de compresión.
 - (.) Solamente después de la última etapa.
 - (.) Si la razón de compresión de la etapa final es baja.
6. El motor deberá tener un arrancador de acción dual gas/aire, para este fin se dispone de gas natural de 150 psig.
7. El conjunto Moto-Compresor deberá ser suministrado montado en una base común de acero estructural tipo patín, diseñada para soportar cargas mecánicas y térmicas durante el transporte, manipuleo, montaje y operación. Además, deberá considerarse en el diseño de esta base las características adecuadas para ser fácilmente reubicable en el futuro.
8. El sistema de instrumentación y protección de este conjunto, deberá ser digital y todos sus sub-sistemas estar montados en un Panel de Control.

9. Los separadores de líquidos del compresor, deberán tener un sistema de evacuación automático, además de disponer de vasos de nivel.
10. El conjunto Moto-Compresor, debe contar con un sistema de control informativo a distancia (Telemetría) acondicionado a un sistema de control operativo en la base.
11. Toda inspección inicial debe considerar todos los repuestos, herramientas e instrumentos de inspección y verificar el correcto funcionamiento de todos los dispositivos de seguridad, alarmas, de protección, dispositivos de medición, controles automáticos de temperatura, presión y de nivel.

En el (ANEXO E), indica el diseño completo del compresor de gas: Performance del Compresor, Especificaciones del Motor, Enfriador y Sistemas del Proceso del Gas, para el proyecto de mantenimiento de la presión por inyección de gas en los yacimientos Reventones y Taiman

4.2.6 TRATAMIENTO PARA LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Dentro de las instalaciones de superficie, todas las fuentes de inyección de gas como recolectores y separadores de gas, gases inertes de campos vecinos, por lo general, contienen las siguientes impurezas:

- (.) Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).
- (.) Dióxido de Carbono (CO_2).
- (.) Oxígeno (O_2).
- (.) Vapor de agua (H_2O)

Estas impurezas, causan corrosión en la superficie de la tubería de trabajo y del equipo de fondo del pozo, especialmente con la presencia de indicios de agua; además de formar los precipitados, los cuales pueden dañar y taponear la formación. La presencia de vapor de agua, bajo condiciones de presión y temperatura, causan la formación de hidratos bloqueando la tubería.

A. DESULFURIZACION

El gas se hace pasar por una columna de ABSORCION, donde entra en contacto con una solución química, la cual mas tarde puede ser regenerada. Los reactivos usados son:

- (.) Solución de Carbonato de Sodio Na_2CO_3 , y se hace la regeneración por corriente de aire.
- (.) Fenolato de Sodio y Aminas, donde la regeneración se hace por calentamiento.

B. DESHIDRATACION

Se emplean varios secantes tanto sólidos como líquidos:

- (.) Entre los sólidos tenemos: Sílica Gel, Aluminio Activado, Sulfato de Calcio, Anhidrita, Fluorita, etc.
- (.) Entre los líquidos tenemos a los Glicoles.

Para la remoción de Oxígeno del gas no hay método económico; pero deben tomarse las precauciones, para evitar su introducción accidental dentro de la tubería en superficie.

C. FILTRACION

La inyección de gas, debe estar libre de partículas sólidas y líquidas. El uso de rascadores y filtros, se instalan al sistema para evitar el acceso de las partículas de unos cuantos micrones hacia el intervalo de inyección.

Con frecuencia los filtros, están situados en el centro del tratamiento y en cada pozo inyector.

4.2.7 EVALUACION DE LA EFICIENCIA DE INYECCION DE GAS

Para la evaluación de la Eficiencia de Inyección de Gas, es necesario un monitoreo del avance del gas inyectado, cuando éste viaje conjuntamente con sustancias radioactivas a través de los medios porosos del reservorio.

Normalmente se usa trazadores radioactivos, que son productos químicos, como el Formaldehído, Ioduro de Etilo, Nitratos, Dicromatos, Iodine 131, Etc. Los trazadores se inyectan conjuntamente con el gas inyectado y son percibidos dentro de los fluidos producidos que salen de los pozos productores, siendo identificados los trazadores a través de análisis de laboratorio; de esta manera, se determina el barrido de gas, continuidad, heterogeneidad y anisotropía del reservorio. Con este procedimiento, es posible seguir de cerca al gas inyectado dentro del área limitada (Bloque), desde el pozo inyector de gas hacia los pozos productores de petróleo.

Dentro del programa de inyección de gas, no se requiere una inyección continua del trazador, solamente es necesario un volumen inicial de gas, el cual si necesita ser seguido de cerca durante el monitoreo.

4.3 FACTIBILIDAD DE INYECCION DE GAS

La elección del gas como fluido de inyección se basa en :

1. Fluido disponible en el Nor-Oeste. Actualmente se esta liberando al aire un volumen aproximado de 3.00 MMPCD de gas. Se requiere efectuar el análisis correspondiente, a fin de conseguir un mayor volumen. De acuerdo al programa de distribución de gas (**TABLA N° 20**), se puede aumentar la disponibilidad de gas de acuerdo a la siguiente recomendación:

- (.) Reducción de entrega de gas como combustible en un 50%.
- (.) Reducción de entrega de gas a la Planta de gas Natural en un 50%.

Dicha reducción aumentaría la disponibilidad de gas, hasta un volumen aproximadamente de 10 MMPCD para proyectos pilotos posteriores.

2. No requiere tratamiento especial para su inyección.
3. En caso de ocurrir canalización (reciclo), su producción no requiere de tratamiento costoso. El reciclo reduce inversión y evita la compra de gas.
4. En pozos productores con unidad de bombeo al producirse gas inyectado, se obtiene una reducción de los costos de levantamiento artificial, desde que la inyección de gas reduce la densidad del petróleo en la columna.
5. En el Lote X, las estaciones acondicionan las facilidades para instalar un compresor de gas y estár ubicado dentro del área del Yacimiento Reventones y alimentaría a los pilotos ubicados en Taiman (Block T) y Reventones (Block R).

Las áreas más interesantes para iniciar dichos proyectos se encuentran dentro de (9) Yacimientos: Ballena, Carrizo, Laguna, Peña Negra, Reventones, Somatito, Taiman, Verde y Zapotal, estos se muestran en los **GRAFICOS N° 13.BA, 13.CA, 13.LG, 13.PN, 13.RE, 13.SO, 13.TA, 13.VE y 13.ZA.**

Consideramos que en éstas áreas, existen zonas con apreciable depletación debido a la alta producción acumulada de petróleo. Esta alta producción de Petróleo y Gas Asociado obtenida, está asociada a la capacidad de almacenamiento (porosidad) y a la mayor facilidad de fluir (permeabilidad), por lo que debe existir fluido (petróleo con muy poco gas) que requiere energía complementaria para poder ser producido.

4.3.1 ISOPRODUCCIONES

Se elaboraron los mapas (**GRAFICOS N° 13**) de Isoproducciones Acumulada de petróleo por pozo y para cada yacimiento con información a Abril 1995. Se observa claramente zonas de alta producción acumulada, lo cual es un indicio de alta depletación, pero a la vez de alta capacidad de almacenamiento y comunicación en los poros.

En base a lo anterior es necesario, posterior a un análisis detallado de Geología e Ingeniería, efectuar una inyección de gas a fin de lograr un mantenimiento de presión y alcanzar un mayor factor de recuperación de petróleo.

4.3.2 FACTIBILIDAD

La factibilidad de estos proyectos para la inyección de gas, se mencionará tomando en cuenta algunas de las áreas en desarrollo o para desarrollarse y que serían ejecutadas.

YACIMIENTO CARRIZO (Fm. Hélico Superior).

Como formaciones productivas tiene el Basal Salina, Mogollón, Ostrea, Echino (Mbro. Cabo Blanco) y Talara (Mbro. Hélico).

Se estuvo inyectando gas en el "Bloque A", tal como se muestra en los Contornos Estructurales y Sección Estructural E-E' de las (**FIGURAS N° 33 y N° 34**), a través del pozo 6573 y en el Mbro. Hélico Superior a un rate de 0.8 MMPCD y P= 1,000psi. La respuesta a la inyección fué bastante baja, al observarse en la curva de producción de petróleo secundario, quedando pendiente su evaluación.

En este mismo yacimiento (Carrizo) hacia el Noreste, como se muestra en el (**GRAFICO N° 13.CA**), existen otras áreas, donde también podemos encontrar

zonas candidatas a ser inyectada por gas y también se espera adicionalmente obtener un 4% del petróleo In-Situ, en el transcurso de 8 años. Para llevar a cabo este proyecto, se requiere de un volumen de inyección de 1 MMPCD por pozo inyector y por bloque potencialmente explotable, bajo un programa de recuperación por inyección de gas.

YACIMIENTO REVENTONES (Mbro. Hélico-Fm.Talara) y

YACIMIENTO TAIMAN (Mbro. Cabo Blanco-Fm.Echino).

Representa un proyecto de inyección de gas. El compresor adquirido se instaló en la estación 996-Punta Restín (**FIGURA N° 2**), para comprimir gas que es inyectado en el “Bloque R” de Reventones y en un futuro en el “Bloque T” de Taiman. Se inyecta gas a través de los pozos 5668, 7893 en Reventones, para efectos del mantenimiento de la presión sobre los pozos nuevos y obtener un factor de recuperación final por encima del 20%. Además, se inyectaría a través del pozo 7988 en Taiman (**FIGURA N° 28**), por estar ubicado estructuralmente en la parte más alta del bloque. La presión de succión será de 14 psi y comprimirá al gas hasta una presión de 1500 psi, tal como se indica en la (**FIGURA N° 35**), que muestra un esquema de las líneas de succión, compresión y descarga que seguirá el gas desde su producción hasta ser conducido hacia los pozos inyectores.

Del pronóstico del Petróleo Secundario (**TABLA N° 21**), se espera obtener 429M barriles de petróleo secundario, correspondientes de los proyectos de Reventones y Taiman, inyectando un promedio de 1.0 MMPCD, hacia el Miembro Hélico-Reventones y 0.8 MMPCD hacia el Miembro Cabo Blanco-Taiman, es decir un total de 1.8 MMPCD. Si existe problemas de baja inyectividad, la inyección se realizará en forma intermitente.

Para este volumen de inyección, se ha requerido de un compresor con capacidad de 2.5 MMPCD, además de las instalaciones necesarias indicado en la (TABLA N° 22), indicándose adicionalmente los costos aproximados de la implementación y equipos necesarios para el proyecto de inyección de gas.

De la corrida económica para los Bloques Reventones y Taiman (TABLA N° 23), indica que los dos proyectos son factibles y se llevará a cabo por el monto total de inversión, bajo riesgo y adecuada rentabilidad de 1,420MUS\$. Considerando el incremento de la producción de 429M barriles de petróleo, se obtiene un VAN al 20% de 323 MUS\$, con un TIR de 27% y PAY OUT en 6.8 años, tal como también se muestra en la (TABLA N° 24).

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

Inversión total (MUS\$).....	1,420.00
Producción adicional de Petróleo (MBl.).....	429.00
Volumen de gas a inyectar (MMPC).....	4,052.00
Tipo de cambio (\$/US).....	2.42
VAN al 20% (MUS\$).....	323.00
TIR (%).....	27.00
PAY OUT (años).....	6.80

Finalmente en la (TABLA N° 25), se muestra la cantidad de áreas por yacimiento, número de bloques aproximados por yacimiento, las formaciones candidatas, el número de compresores para cada yacimiento que se requerirían, siempre y cuando se disponga de un mayor volumen de gas para ser inyectados, volumen de gas que en el futuro podemos obtenerlo de:

- (.) Las reservas de gas detrás del casing.
- (.) La exploración por gas de áreas inmaduras (respecto a su descubrimiento) en la cuenca Talara y áreas vecinas, tal es el caso de Corvina-Zorritos.

4.4 RESULTADOS HISTORICOS DE INYECCION DE GAS Y AGUA

4.4.1 EN OPERACIONES OFFSHORE

Información a Setiembre 1995 (TABLAS N° 10 y N° 11) presentan lo siguiente: se ha recuperado 15,179.6 MBls de petróleo secundario y se inyectó 120,595.5 MMPC (7,945 PCG / barril de petróleo secundario).

Cuenta con 29 proyectos de inyección de gas, de los cuales 17 se encuentran activos. En los 12 proyectos considerados suspendidos, se ha recuperado 2,947 MBls de petróleo secundario y se ha inyectado un volumen de 18,914 MMPC, es decir 6,418 PC de gas por cada barril de petróleo secundario.

Desde 1987, se ha conservado 17 proyectos de inyección de gas, obteniéndose un incremento de 7.1 MMBls de petróleo secundario inyectándose un total de 37,666 MMPCD, destacándose la formación Pariñas y Cabo Blanco, como las que tienen mejor aporte. Se estima obtener entre 14 a 53 % de recuperación adicional, tomando como base la recuperación primaria.

4.4.2 EN OPERACIONES ONSHORE

Asimismo, se puede mencionar que en el área de operación cercano al Lote X, se estimó obtener como petróleo secundario (a diciembre 1995), un volumen aproximado de 11.8 MMBls. como consecuencia de la inyección de agua, tal como se muestra en la (TABLA N° 26), proveniente principalmente de los yacimientos Somatito, Zapotal, Central y Carrizo.

4.4.3 CONSIDERACIONES PARA EL LOTE X

Si consideramos sólo un 5% de recuperación adicional (respecto de la producción acumulada, el cual asciende a 220 MMBls. para los yacimientos mencionados líneas arriba), se podría recuperar cerca de 11 MMBls de petróleo secundario debido a la inyección de gas.

Este volumen sería el mínimo a obtenerse, de acuerdo a los resultados obtenidos en las áreas vecinas.

V. DISTRIBUCION Y DISPONIBILIDAD DE GAS

La disponibilidad de gas, que el Lote X pueda proporcionar, se encuentra en la siguiente **TABLA**. Esta distribución del gas producido durante 1995 está destinado hacia las plantas de absorción, gas usado como combustible y gas usado en inyección. Se puede observar que, existe un volumen aproximado de 3.00 MMPCD de gas que es liberado a la atmósfera. Este gas puede ser aprovechado para la inyección a los reservorios.

	<u>MMPCD</u>				
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
Gas a Planta de Gas Natural	6.72	6.65	6.78	7.63	7.44
Gas usado en combustible	6.52	6.45	5.69	5.58	5.15
Gas liberado a la atmósfera	2.30	2.54	2.24	2.12	3.26
Gas usado en inyección	0.78	0.62	0.74	0.62	0.54
TOTAL	16.32	16.26	15.46	15.95	16.39

Actualmente, se inyecta gas en el reservorio Hélico del yacimiento Carrizo-Bloque A, a un régimen de aproximadamente 0.5 MMPCD.

Tal como se puede apreciar en la (TABLA N° 3), actualmente el Lote X tiene aproximadamente 1,234 pozos activos, si consideramos un pozo inyector para un promedio de 8 pozos productores por bloque, el número total aproximado de pozos inyectores será:

$$\begin{array}{r}
 1 \text{ pozo inyector} \dots\dots\dots 8 \text{ pozos productivos} \\
 x ? \dots\dots\dots 1,234 \text{ pozos productivos}
 \end{array}$$

Luego en el Lote X, aproximadamente tendríamos: **x = 154 pozos inyectores**

El rate de inyección diario, por cada pozo inyector varía de 0.5 MMPCD a 1.0 MMPCD. Si tomamos la cifra mayor, porque la mayor parte de los pozos en el Lote X, están depletados y se necesita de un mayor rate de inyección (siempre y cuando la formación admita), entonces la cantidad de gas requerido será:

1 MMPCD..... 1 pozos inyector
Vol ? 154 pozos inyectores

Luego: Volumen requerido para el Lote X, será aproximadamente: **Vol.: 154 MMPCD**

que viene a ser la mayor cantidad de volumen de gas requerido por día, para ser inyectado en la mayoría de yacimientos del Lote X.

En términos reales, se produce un total de 16 MMPCD, parte del cual se esta inyectando al “Bloque A”-Carrizo. Si consideramos una redistribución del gas en un 50% a la Planta Gas Natural y un 50% de gas usado en combustible en las unidades de bombeo (conversión a sistema eléctrico) y el recoleccionamiento del gas que se libera hacia la atmósfera, se dispondría aproximadamente una cantidad de 10 MMPCD, donde ésta cantidad alcanza solamente para 10 pozos inyectores equivalentes a 10 proyectos pilotos y 4 compresores de 2.5 MMPCD y en términos generales solamente representaría el **6.5%** de la demanda total del Lote X.

VI. ESTRATEGIA FUTURA

En base a lo expuesto, es necesario tomar las siguientes acciones:

1. Continuar con los estudios de geología, elaborando modelos geológicos de detalle en bloques para cada yacimiento del Lote X y sean considerados dentro de la planificación de recuperación, a través de la inyección de gas.
2. El "fingering" del gas, puede controlarse reduciendo el diámetro de los estranguladores, cerrando los pozos por un período limitado de tiempo y también aislando el nivel superior de las perforaciones en los intervalos abiertos a producción.
3. Realizar pruebas de solubilidad y miscibilidad, antes de ejecutar el proyecto de inyección de gas a mayor escala y tener la seguridad de que el gas inyectado, entrará en solución a las condiciones deseadas.
4. Determinar con mayor precisión el volumen de reservas de gas almacenada por inyección, así como también la fecha y puesta en práctica de un programa de extracción del gas, tomando en consideración el reemplazo parcial o total de la inyección de gas por agua, manteniendo la energía en los reservorios para futuros proyectos.
5. Reducir los porcentajes de declinación de la producción de petróleo (cada vez mayores), en base a programas pilotos agresivos de inyección de gas, el cual debería implementarse en el más breve plazo. Actualmente se libera al aire un volumen aproximado de 3.00 MMPCD. De ser necesario efectuar las gestiones correspondientes a fin de disponer de un mayor volumen para dicho proyecto, hasta lograr una meta de 10 MMPCD del gas que se dispone.

6. El pronóstico de gas disponible para los años 1999, 2000, hasta el 2010, se determina a partir de la producción de petróleo y el GOR, así como también de la producción diaria de Gas vs. Tiempo. Podemos calcular el gas producido mediante la siguiente fórmula: $qg = qo \times GOR$

Naturalmente el requerimiento de gas, va a ser mayor en la medida que pasa el tiempo. Obviamente, la disponibilidad de un mayor volumen de gas, esta directamente relacionado con el incremento de la producción.

7. Los costos esperados por la inyección de 10 MMPCD, será aproximadamente cuatro veces mayor al requerido para el proyecto de inyección de gas en “Block R” y “Block T” de Reventones y Taiman, empleando una bomba compresora de capacidad de 2.5 MMPCD, es decir éste proyecto efectuará una inversión de 1,420 MUS\$. Luego para inyectar los 10 MMPCD, requeriría de un total de 5,680 MUS\$, incluyendo el tendido de 60,000ft de líneas de tubería, cabezales, separadores, registradores, packers entre otros equipos y herramientas.
8. Obviamente que los 3 MMPCD ó 10 MMPCD de gas que se dispondría diariamente no alcanzará para realizar una buena inyección en todo el Lote X. Pero con esta misma cantidad si se haría una buena inyección en varios Proyectos Pilotos para diferentes Bloques y en diferentes yacimientos.
9. Si la inyección de gas no se llevaría a cabo, no hay incremento de producción debido a la inyección de gas y se limitaría el conocimiento de los reservorios.

Desde el punto de vista Técnico-Económico, en la medida que los yacimientos están produciendo, con el tiempo es cada vez más difícil extraer Un Barril de Petróleo y la presión disminuye con el tiempo debido a la producción. Terminada esta presión aún queda petróleo, denominada petróleo movible, de manera que,

si no inyectamos gas, éste petróleo movable se quedará atrapado para siempre en el reservorio.

10. Como otra alternativa de inyección, al disponerse de la Planta de Agua (que estuvo a cargo de Oxy-Bridas) en el Lote X, se puede aplicar la técnica combinada por desplazamiento por inyección de gas y agua, el cual es muy beneficioso y por efecto un incremento significativo de la eficiencia de desplazamiento. Se obtiene las siguientes ventajas:

- (.) La inyección de gas junto con el agua, reduce la movilidad del agua y mejora la cobertura volumétrica.
- (.) Es un buen método para controlar el Fingering.
- (.) Mejorará el barrido vertical. El gas alcanzará las partes altas no alcanzadas por el agua, debido al efecto de la segregación gravitacional, cuando se incrementa la permeabilidad hacia abajo.
- (.) Como el agua ocupa las partes menos conductoras en los espacios porosos, mientras que el gas en las partes más conductoras, ambos gas y agua mejoraría la cobertura volumétrica de desplazamiento efectivo.
- (.) Se requiere de menor cantidad de gas, que el requerido para una inyección de gas regular; siendo muy oportuno para los yacimientos del Lote X por su limitada producción de gas.

Esta alternativa es muy ventajoso para yacimientos que inicialmente han sido inundados por agua, el cual requiere de un estudio más amplio.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

1. La sedimentación y estructura, son los aspectos más importantes que se consideran en los estudios geológicos para la planificación de inyección de gas.
2. La confección de un modelo sedimentario, determina la relación que existe entre las arenas depositadas en distintas facies, con diferentes propiedades de roca y fluido, incluyendo las rutas de permeabilidad preferencial.
3. Entre 1990-1995 las reservas promedio por pozo productivo, ha estado reduciéndose y la declinación promedio por pozo se incrementó, siendo la inyección de gas una alternativa para remediar esta situación.
4. Los resultados obtenidos en la perforación de pozos a acreaje reducido, demuestra por un lado la existencia de zonas de alta depletación y/o pobre calidad de arena reservorio, pero también muestran áreas muy atractivas para la inyección de gas.
5. Con la presentación de los dos modelos de Buckley Leverett y Dietz, se ha examinado y determinado, el comportamiento dinámico de los procesos de desplazamiento de fluidos inmiscibles en medios porosos.
6. La inyección de gas ofrece un medio efectivo para incrementar la recuperación de petróleo en un **5%** del petróleo In-Situ.
7. Los programas de inyección de gas, ha sido significativamente mayor que en el caso de la Inyección por Agua, sin considerar la regularidad del modelo del pozo.
8. Con una redistribución de gas producido se cuenta con 10MMPCD disponible para ser usado en proyectos pilotos de inyección de gas en el lote.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

1. Obtener modelos de las heterogeneidades del yacimiento, lo suficientemente confiables, como una representación sedimentaria estructural.
2. Intensificar los programas de Coreo o imágenes eléctricas en las paredes del pozo, así como estudios petrográficos, constitución mineralógica y ambientes deposicionales. En efecto, se conocerá la influencia que tienen las anisotropías sedimentarias, para preveer los fenómenos de flujo.
3. Reducir la declinación de la producción, tanto de los pozos en actual producción como en los nuevos prospectos a perforarse. Tal reducción, es factible a través de la implementación en el corto plazo de proyectos pilotos de inyección de gas, con el propósito de mantener la presión. El fluido más adecuado es el gas natural proveniente de los pozos del Nor-Oeste.
4. Incrementar la producción de gas en el Lote X, a partir de las reservas de gas que se encuentran detrás del casing o arenas abandonados por gas y pozos de gas, a fin de disponer de dicho fluido.
5. Evaluar los resultados de los proyectos pilotos de inyección de gas exitosos, para extenderlos en todo el Lote X, muy necesario en la aplicación de otros proyectos en el Nor-Oeste.

BIBLIOGRAFIA

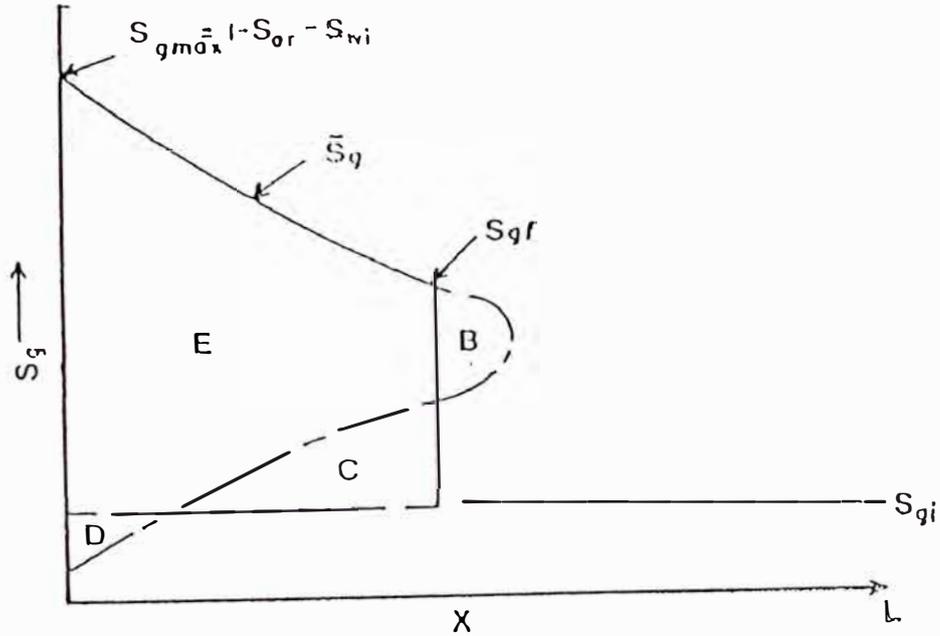
BIBLIOGRAFIA

1. “Applied Petroleum Reservoir Engineering” - B.C. Craft, 1990.
2. “Dynamics Of Petroleum Reservoirs Under Gas Inyection”
R. Sandrea And R. Nielsen, 1974.
3. “Enhanced Oil Recovery”
M. Latil, 1980.
4. “Oil Reservoir Engineering”
Pirson
5. “Aspectos de la Ingeniería de la Inyección de Agua”
Forrest F. Craig Jr.
6. “Evaluación Preliminar y Planificación Operaciones Secundarias Noroeste”
IT-1044- G. Alvarez C., A. NuñezM., V. Salirrosas C., 1986.
7. “Importancia de los Estudios Geológicos en la Planificación de Proyectos de
Recuperación Secundaria”
Palomino Roger- Boletín Técnico Arpel, 03/1981.
8. “Resultados de la Inyección de Gas- Formación Terebrátula”
Silvia Faura, Siancas Bergerie Reynaldo- Boletín Técnico Arpel - 10/1972.
9. “Estudio de Factibilidad Técnico-Económico de la Inyección de Agua
Carrizo Bloque A, Año-1985”
V. Salirrosas C.

ANEXOS

ANEXO A

EXTENSION DEL METODO DE LA TANGENTE DE WELGE



De la figura: el volumen total de gas inyectado = $E + B + D = \phi A \int_{S_{gc} \rightarrow S_{gmax}} x \, dS_g$ (A1)

y de la (ECUACION 11) tenemos:

$$x = \frac{Q}{\phi A} \frac{df_g}{dS_g} \dots\dots\dots(A2)$$

donde $Q = \int_{0 \rightarrow t} q \, dt$

sustituyendo la ecuación (A2) en (A1) tenemos:

$$Q = E + B + D \dots\dots\dots(A3)$$

ahora el volumen de gas D del área barrida fluyente

$$D = \phi A \int_{S_{gc} \rightarrow S_{gi}} x \, dS_g = Q f_{gi} \dots\dots\dots(A4)$$

y de la figura tenemos:

$$E + C = (S_{gf} - S_{gi}) \times \phi A + \phi A \int_{S_{gf} \rightarrow S_{gmax}} x dS_g = (S_{gf} - S_{gi}) Q f'_{gf} + Q (1 - f_{gf}) \dots (A5)$$

donde el primo (') denota diferenciación con respecto a la saturación y el suñijo (f) está referido al frente, pero:

$$E + C = Q - D = Q (1 - f_{gi}) \dots (A6)$$

comparando las ecuaciones (A5) y (A6) tenemos:

$$S_{gf} = S_{gi} + \frac{(f_{gf} - f_{gi})}{f'_{gf}} \dots (A7)$$

y demuestra que la tangente de Welge puede ser hecha a las condiciones iniciales f_{gi} , S_{gi} .

ANEXO B

A DATOS ANALITICOS

- (.) Análisis de núcleos a partir de un número representativo de pozos.
 - Porosidad (\emptyset).
 - Permeabilidad (**K**).
 - Saturación de agua (**Sw**).

- (.) Análisis especiales de núcleos sobre un suficiente número de muestras para cubrir el rango de permeabilidad del reservorio.
 - Datos de presión capilar (**Pc**).
 - Permeabilidad relativa gas-petróleo (**krg/kro**).
 - Permeabilidad relativa del petróleo (**kro**).

- (.) Análisis de la composición de hidrocarburos.
 - Capa de gas, muestras atrapadas y de la cabeza del casing.
 - Muestras del fluido del reservorio.

- (.) Análisis de las propiedades del fluido del reservorio
 - Solubilidad (Flash y Diferencial).
 - Volumen de petróleo relativo (Flash y Diferencial).
 - Viscosidad del petróleo (μ_o).
 - Densidad del petróleo (ρ_o).
 - Viscosidad del gas (μ_g).
 - Densidad del gas (ρ_g).

B DATOS DE CAMPO

- (.) Historia en el abandono si lo hay.

- (.) Historia de la producción (Petróleo, Agua y Gas).
- (.) Historia de inyección, si lo hay (Gas y Agua).
- (.) Historia de presión.
- (.) Datos del índice de productividad por pozo.
- (.) Contactos Gas-Petróleo y Petróleo-Agua (original y actual)
- (.) Datos de prueba y del pozo.
- (.) Drill-Steam Test (**DST**).
 - . Pruebas de producción.
 - . Muestras cortadas.
 - . Descripciones de los núcleos.
 - . Registros eléctricos y radioactivos.
- (.) Temperatura promedio del reservorio.
- (.) Esquema de completación de pozos.

C DATOS INTERPRETATIVOS

Preparados a partir de registros eléctricos y datos enumerados arriba.

- (.) Mapas estructurales
 - . Tope de la zona.
 - . Base de la zona.
- (.) Mapas isópacos.
 - . Arena neta total.
 - . Arena neta de gas.
 - . Arena neta de petróleo.
- (.) Distribución del volumen del reservorio
 - . Volumen vs Profundidad bajo el nivel del mar.
 - . Volumen por unidades de producción-inyección.
- (.) Area de la sección transversal.
 - . Area vs Profundidad bajo el nivel del mar.

- . Area perpendicular a las capas por unidades de producción-inyección.
- (.) Datum del volumen ponderado del reservorio.
- (.) Propiedades del fluido del reservorio, en función de la presión:
 - . Factor de volumen de formación del petróleo (β_o).
 - . Factor de volumen de formación del gas (β_g).
 - . Viscosidad del petróleo (μ_o).
 - . Viscosidad del gas (μ_g).
 - . Gravedad del petróleo (γ_o).
 - . Gravedad del gas (γ_g).
 - . Factor de desviación del gas (Z).
 - . Solubilidad diferencial del gas (R_s).
 - . Composición promedio del petróleo y gas.
 - . Compresibilidad del petróleo y del agua (C_o, C_w).
- (.) Presiones promedio del volumen.
- (.) Distribución de la permeabilidad.
- (.) Propiedades de la roca reservorio promedio.
 - . Porosidad (\emptyset).
 - . Permeabilidad (K).
 - . Saturación del agua connata (S_w).
 - . Permeabilidad relativa del gas (k_{rg}).
 - . Permeabilidad relativa del petróleo (k_{ro}).
- (.) Productividades del reservorio.
 - . Como una función de la profundidad bajo el nivel del mar.
 - . Por unidades de inyección-producción.
 - . Indices de productividad.

ANEXO C

Determinación de las Propiedades del Petróleo Yacimiento Reventones

(1) P	(2) Bo	(3) Pr	(4) Tr	(5) Z	(6) Bg	(7) a	(8) b	(9) uod	(10) uo	(11) u/u1	(12) ug
1164	1.2129	1.75	1.54	0.855	0.00122	0.4156	0.4547	3.93946	0.7752	1.210	0.0148
1100	1.2075	1.65	1.54	0.866	0.00131	0.4204	0.4582	3.93946	0.7879	1.190	0.0146
1000	1.1904	1.50	1.54	0.873	0.00145	0.4299	0.4654	3.93946	0.8137	1.170	0.0143
900	1.1864	1.35	1.54	0.884	0.00163	0.4406	0.4733	3.93946	0.8431	1.140	0.0139
800	1.1821	1.20	1.54	0.893	0.00185	0.4420	0.4743	3.93946	0.8469	1.120	0.0137
700	1.1736	1.05	1.54	0.908	0.00215	0.4546	0.4835	3.93946	0.8821	1.090	0.0133
600	1.1453	0.90	1.54	0.922	0.00255	0.4916	0.5097	3.93946	0.9888	1.080	0.0132
500	1.1296	0.75	1.54	0.932	0.00309	0.5170	0.5270	3.93946	1.0648	1.050	0.0128
400	1.1116	0.60	1.54	0.946	0.00392	0.5520	0.5502	3.93946	1.1737	1.040	0.0127
300	1.0926	0.45	1.54	0.961	0.00531	0.5995	0.5802	3.93946	1.3282	1.030	0.0126
200	1.0718	0.30	1.54	0.973	0.00807	0.6694	0.6216	3.93946	1.5697	1.020	0.0125
100	1.0489	0.15	1.54	0.987	0.01636	0.7901	0.6858	3.93946	2.0232	1.010	0.0124
50	1.0357	0.07	1.54	0.995	0.03299	0.9026	0.7383	3.93946	2.4837	1.005	0.0123
14.7	1.0279	0.02	1.54	1.000	0.11278	1.0000	0.7785	3.93946	2.9077	1.000	0.0122

donde

P = información de pruebas de presión DST

Bo = correlación de Standing

$Bo = 0,9759 + 0,000120 * [Rs + (\gamma_g/\gamma_o) + 1,25 (T - 460)]$

$Pr = P / 664.713$

$Tr = (T + 460) / 379.821$

Z = Gráfico adjunto del factor de compresibilidad

$Bg = 0,002829 Z T / P$

$a = 10,715 (Rs + 100) ^{-0,515}$

$b = 5,44 (Rs + 150) ^{-0,338}$

$uod = 10^X - 1$

$X = Y \cdot (T - 460)^{1.163}$

$Y = 10^Z$

$Z = 3,0324 - 0,02023 \cdot API$

$uod = 3,93946$

$uo = a (uod) b$

$u/u1$ u/u1 del gráfico adjunto

$ug = 0,01223 * (u/u1)$

API = 37°

T = 126 F

$\gamma_g = 0,66$

**Determinación de las Propiedades del Gas
Yacimiento Reventones**

(1) Compuesto	(2) Fracción Molar	(3) PM	(4) Pc	(5) Tc	(6) Σ (PM) (2)*(3)	(7) Σ (Pc) (2)*(4)	(8) Σ (Tc) (2)*(5)
C1	0.8721	16.043	666.4	343.0	13.991	581.167	299.130
C2	0.0620	30.070	706.5	549.6	1.864	43.803	34.076
C3	0.0315	44.097	616.0	665.8	1.389	19.404	20.971
i-C4	0.0099	58.123	527.9	734.2	0.575	5.226	7.268
n-C4	0.0112	58.123	550.6	765.3	0.651	6.167	8.572
i-C5	0.0064	72.150	490.4	828.8	0.462	3.139	5.304
n-C5	0.0025	72.150	488.6	845.5	0.180	1.222	2.114
C6	0.0002	86.177	436.9	913.3	0.017	0.087	0.087
CO2	0.0042	44.010	1070.0	547.6	0.185	4.498	2.299
O2	0.0000	32.000	736.9	278.6	0.000	0.000	0.000
N2	0.0000	28.020	493.1	227.2	0.000	0.000	0.000

TOTAL 19.3144 664.713 379.821

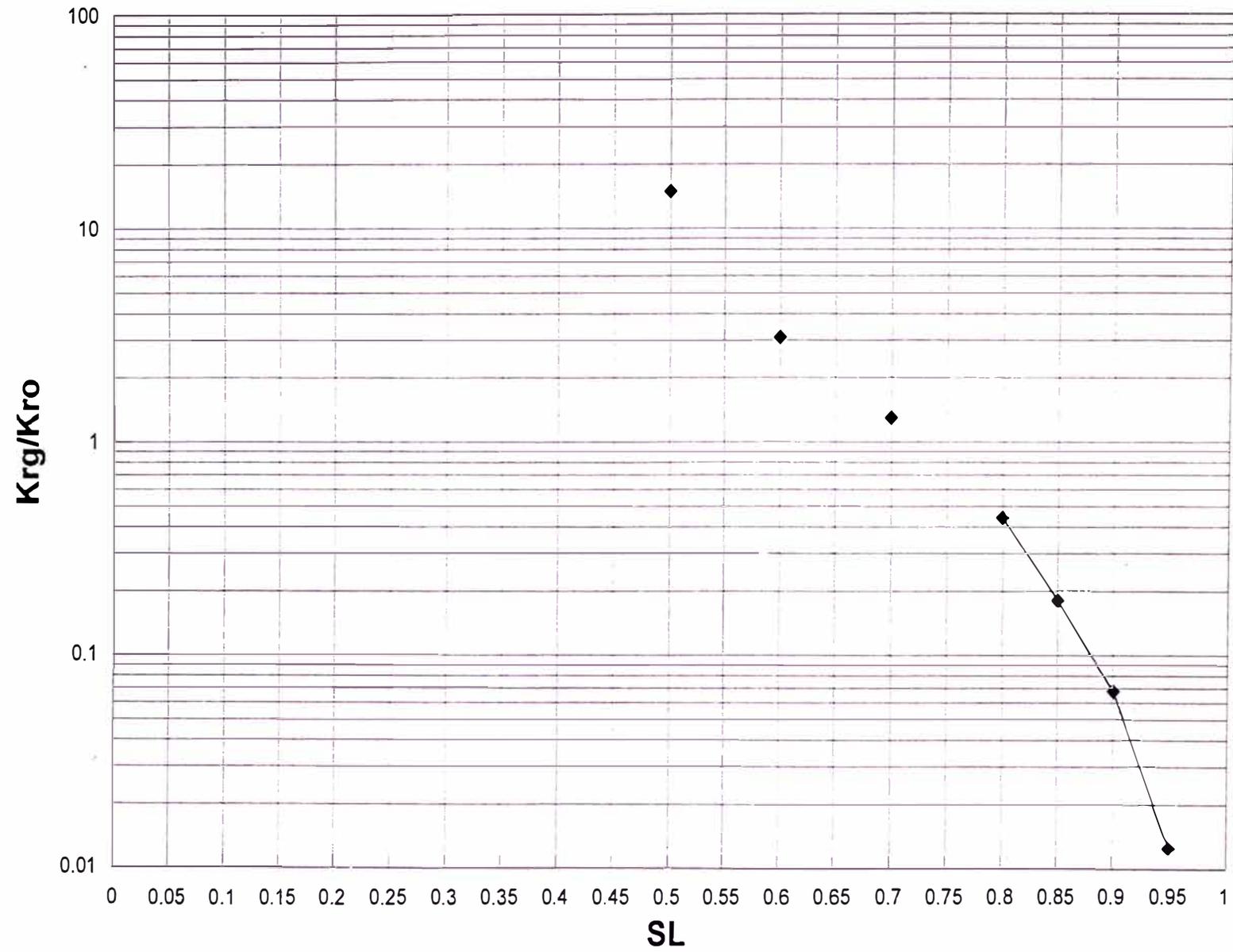
Luego $\gamma_g = 19,3144 / 28,97 = 0,66$ (gravedad específica del gas)

$Pr = P / 664.713$ (presión pseudoreducida)

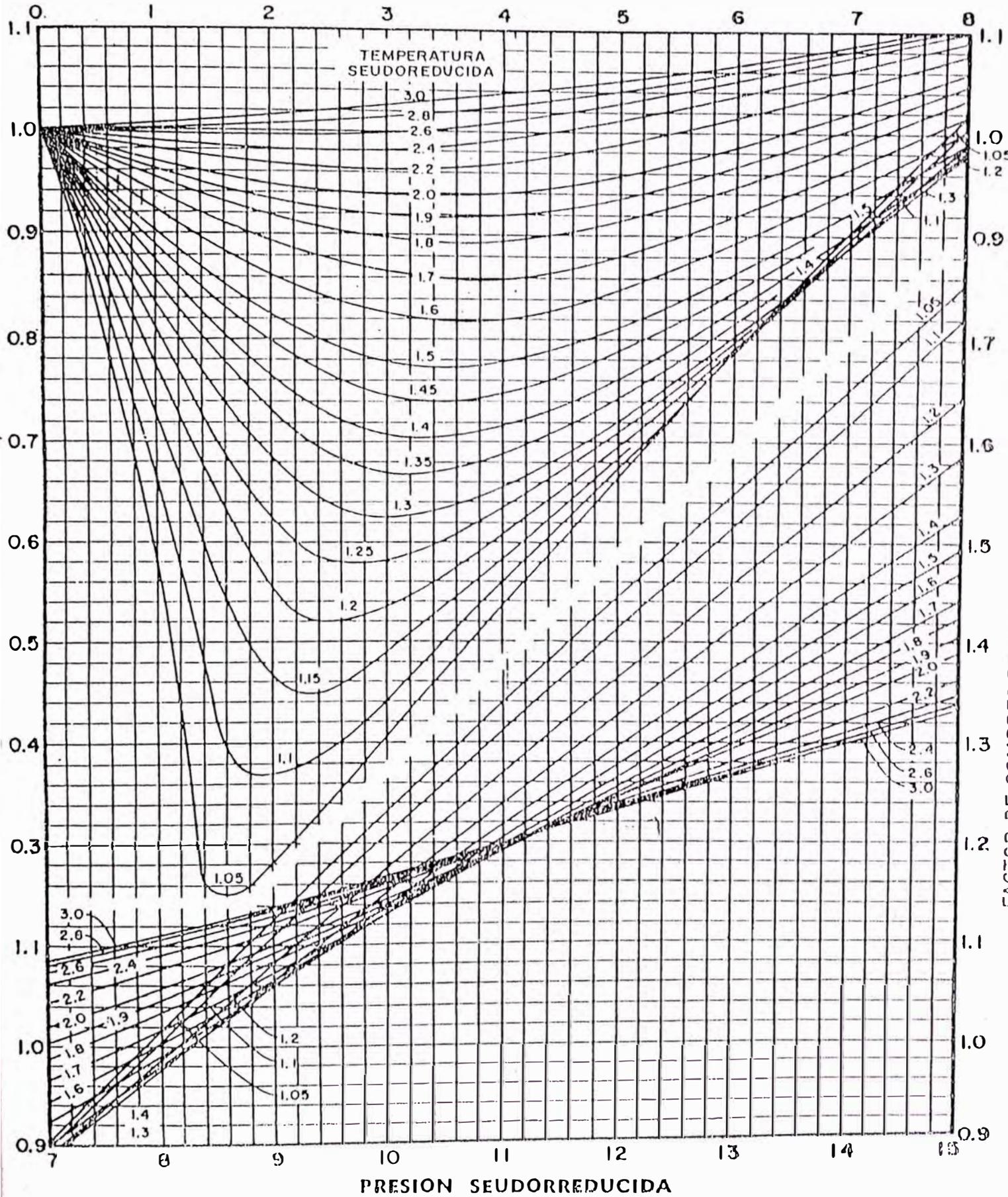
$Tr = (T + 460) / 379.821$ (temperatura pseudoreducida)

Krg/Kro vs. SL

Yacimiento Reventones



PRESION SEUDORREDUCIDA



Factores de compresibilidad de gases naturales. (Tomado de Standing y Katz²⁷, Actas del AIME.)

ANEXO D

OBJETIVOS:

DIMENSIONAR EL FLUIDO FRACTURANTE PARA LOGRAR FRACTURAS CORTAS y BUENA CONDUCTIVIDAD.

DETERMINAR LA ALTURA DE FRACTURA.

DISTRIBUCION DEL FLUIDO FRACTURANTE

CONDICION DE LA CEMENTACION DE LA ZONA FRACTURADA

DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO UTILIZADO

I. TOMA DE REGISTROS DE TEMPERATURA Y RAYOS GAMMA

Previo a la inyección de fluidos, se registró 300' por encima y por debajo de las zonas a tratar. A estos registros se le llamó registro base.

II. PUNZONAMIENTO DEL INTERVALO A TRATAR.

Cada zona de interés fue baleada con el menor número de tiros posible y probada en forma independiente y secuencial. Se usó empaques y tapones recuperables para su aislamiento.

III. PRUEBAS DE FORMACION

Para determinar la permeabilidad y el nivel de energía de la zona de interés.

IV. PREPARACION DEL FLUIDO FRACTURANTE

A. FLUIDO BASE

80 % (en volumen) de agua dulce.

20 % (en volumen) de alcohol isopropílico.

2 % (en peso) de cloruro de potasio.

2.0 gal/1000gal. FRACFLO (surfactante).

2.0 gal/1000gal. CLASTA II (inhibidor de arcilla).

1.5 gal/1000gal. ENWAR -288 (reductor de tensión superficial).

0.25 gal/1000gal. MUSOL - A (solvente mutual).

5.0 lbs/1000 gal. PERCHECA (reductor de oxígeno).

B. FLUIDO GELIFICADO BASE

100 % (en volumen) de fluido base.
10.0 lbs/1000gal. de WG-11 (gelificante).
6.0 lbs/1000gal de HYG-3 (controlador de PH).

C. FLUIDO GELIFICADO ACTIVADO

100 % (en volumen) de fluido gelificado base.
0.5 gal/1000gal. de MYF-10 (activador).
0.5 lbs/1000gal. de GBW-3 (rompedor).

D. MATERIAL RADIOACTIVO USADO

Sistema FRAC-MAR con Iodine 131.
Silver 110 mezclado con arena de fracturamiento.

V. SECUENCIA DE BOMBEO

- A. 450 gal. de fluido base a caudal escalonado entre 3 a 20 gal/min.
- B. 5000 gal. de fluido base a caudal de fractura (8 bls/min.). Durante estas pruebas se realizó una secuencia de bombeo de 2min. para determinar la presión de fondo (ISIP). Durante esta inyección se dosificó el material radioactivo (sistema FRAC MAR) preparado con 12mci. de Iodine 131.
- C. 2800 gal. de fluido gelificado activado a caudal de fractura de (8 bls/min.).

VI. SECUENCIA PARA LA REALIZACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

- A. Se bajó tubería 2 7/8" J-55 (por falta de tubería N-80) con tapón RBP y empaque RTTS para limitar la zona a estimular.
- B. Se fracturó a 8 bls/min. con el volumen de fluido fracturante determinado en las pruebas de minifrac. En esta etapa se inyectó el material radioactivo mezclado con la arena de fracturamiento. En la siguiente Tabla se presenta la secuencia típica de bombeo durante el fracturamiento hidráulico:

Fluido Base: 80 % agua dulce + 20 % alcohol isopropílico.

Rate +/- 8 bls/min.

<u>VOL</u> <u>(gal)</u>	<u>CONC.</u> <u>(lbs/gal)</u>	<u>ARENA</u> <u>Sx</u>	<u>ACUM.</u> <u>(Sx)</u>	<u>MAT. RADIOAC.</u> <u>(latas)</u>	<u>MALLA</u>
2000	-	-	-	-	-
200	2	4	4	½	12/20
200	4	8	12	½	12/20
200	6	12	24	1	12/20
200	8	16	40	1	12/20
200	10	20	60	1	12/20
200	12	24	84	2	12/20
200	-	-	-	-	Blender Flush

Desplazamiento.

- C.** Se descargó y resentó las herramientas en la próxima zona a fracturar y repitió el paso (2). Esta secuencia se realizó en forma consecutiva hasta fracturar todas las zonas seleccionadas.
- D.** Se recuperaron las herramientas usadas y se bajó tubería con punta libre hasta 100' por debajo del primer baleo y se procedió a circular fluido para limpiar el casing de residuos radioactivos. Se sacó la tubería.
- E.** Se tomó un registro de rayos gamma a través de toda la zona fracturada para determinar las zonas que habían admitido arena de fracturamiento y conocer la altura de la fractura empaquetada.
- F.** Posteriormente se efectuó la evaluación de perfiles con la finalidad de determinar lo siguiente.
- (.) Zonas y regímenes de admisión.
 - (.) Altura de fractura creada.
 - (.) Altura de fractura empaquetada.
 - (.) Zonas mal cementadas.

En la siguiente TABLA presenta información de cada uno de los fracturamientos realizados en el proyecto de inyección de agua en el yacimiento Carrizo Este.

POZO	INTERV.	VOL. BOMB. (GAL)	FLUIDO	RATE (B/M)	PRES. PROM. (PSI)	ARENA DISEÑO (SX)	SILV.110 DISEÑO LATAS	ARENA INYECT. A FM. (SX)	SILV.110 INYECT. LATAS
6946	4331' - 4311'	3770	GEL. ACT.	8	3000	84	4	34	2
	4290' - 4266'	6000	GEL. ACT.	8	3200	81	9	40	5
	4214' - 4189'	5500	GEL. ACT.	11-8	2700	85	10	85	10
6947	4313' - 4275'	4790	GEL. ACT.	13-9	2400	66	1,5	30	1
	4258' - 4244'	5060	GEL. ACT.	12-9	3000	54	1,5	36	1
	4171' - 4152'	4610	GEL. ACT.	14-9	2600	84	1,5	40	1
	3985' - 3968'	5960	GEL. ACT.	12-9	2650	54	1,5	54	1,5
6948	4330' - 4213'	3306	GEL. ACT.	8	2800	84	1,5	50	3,5
	4183' - 4127'	4578	GEL. ACT.	8	2500	84	1,5	105	5
6949	4198' - 4164'	4750	GEL. ACT.	14-8	2300	54	2	38	1,5
	4150' - 4132'	5240	GEL. ACT.	13-8	2900	54	2	30	1,5
	4105' - 4086'	5340	GEL. ACT.	14-9	2900	54	1,5	50	1,5
	3991' - 3942'	5560	GEL. ACT.	15-9	1700	84	1,5	50	1
6951	4383' - 4360'	5544	GEL. ACT.	9	2600	84	6	40	2
	4336' - 4319'	5166	GEL. ACT.	9	2900	72	5	43	3
	4278' - 4207'	5166	GEL. ACT.	10	2200	84	6	55	2
	4028' - 4011'	5502	GEL. ACT.	9	2100	84	6	70	2
6952	4407' - 4382'	5580	GEL. ACT.	15-10	3150	48	6	48	6
	4352' - 4331'	5580	GEL. ACT.	16-10	3025	54	6	54	6
	4282' - 4234'	5560	GEL. ACT.	16-10	2350	84	6	84	6
	4058' - 4006'	5380	GEL. ACT.	16-10	1700	84	6	70	5
6953	4397' - 4355'	5580	GEL. ACT.	8-2	2450	84	6	18	3
	4312' - 4293'	5130	GEL. ACT.	10-9	3000	48	6	19	3
	4218' - 4190'	5140	GEL. ACT.	11-9	1900	84	6	39	4

ANEXO E

DISEÑO DEL COMPRESOR DE GAS PARA PROYECTO DE INYECCION DE GAS EN REVENTONES Y TAIMAN

1. DISEÑO DEL COMPRESOR

1.1 DATOS DEL LUGAR

- A. SERVICIO/OPERACION: Inyección de gas/operación continua.
- B. LOCACION: Yacimiento Reventones - 30Km. al norte de Talara.
- C. ALTITUD SOBRE EL NIVEL DEL MAR: 90 ft.
- D. PRESION BAROMETRICA: 14 psi.
- E. TEMPERATURA AMBIENTE: 95 °F.
- F. CLASIFICACION DEL AREA: Campo despoblado.
- G. SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA: No disponible.
- H. AIRE DE INSTRUMENTOS / PRESION DE GAS: No requerida.
- I. AIRE DE ARRANQUE / PRESION DE ARRANQUE: 150 psi.
- J. GAS COMBUSTIBLE: 50 psi.
- K. AIRE DE ARRANQUE / PRESION DE ARRANQUE : 150 psi.
PESO MOLECULAR : 18.794
PODER CALORIFICO BRUTO : 1157.5

1.2 DATOS DEL GAS A PROCESAR

- A. PRESION DE SUCCION: 15 psi.
- B. TEMPERATURA DE SUCCION: 85 °F
- C. PRESION DE DESCARGA: 2000 psi.
- D. CAPACIDAD a 14.7 psi y 60 °F: 2.5 MMPCD
- E. TIPO DE GAS A COMPRIMIR: Gas Natural Asociado.
- F. ANALISIS DE GAS: Ver (TABLA N° 19).

PESO MOLECULAR : 18.794
 VALOR K : 1.25
 GRAVEDAD ESPECIFICA : 0.6489

1.3 DATOS DEL FRABRICANTE DEL COMPRESOR

A. FABRICANTE : INGERSOLL RAND
 B. N° TROWS/TIPO/ETAPAS : 4 / RDS / 4
 C. RPM MAX/MIN : 1000 / 600
 D. RPM DISEÑO : 950
 E. HP FRABRICA @ RPM DISEÑO : 690
 F. VELOCIDAD PISTON @ RPM DISEÑO : 870
 G. STROKE, IN : 5.500

1.4 DATOS DE LOS CILINDROS DEL COMPRESOR

A. ETAPAS DE COMPRESION.	1	2	3	4
B. NUMERO DE CILINDROS/ETAPAS.	1	1	1	1
C. DIAMETRO (in).	15.50	9.50	6.00	4.00
D. DOBLE-SIMPLE ACCION.	DA	DA	DA	DA
E. PRES. NOMINAL DESCARGA, PSI.	71	216	610	2000
F. MAX. PRES. TOLERABLE DE TRAB.	80	240	670	2200
G. PRES. HIDROST. DE PRUEBA (psi)	200	480	1340	4400
H. CLEARANCE, AJUSTABLE (si/no)	SI	SI	SI	SI

2. PERFORMANCE DEL COMPRESOR

2.1 ETAPAS.	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>
2.2 NUMERO DE CILINDROS	1	1	1	1
2.3 DIAMETRO (in)	15.5	9.5	6	4
2.4 CARRERAS (in)	5.5	5.5	5.5	5.5

2.5	DA / SA.	DA	DA	DA	DA
2.6	DESPLAZ. DEL PISTON CFM @ 1000 RPM.	1189.9	439.9	168.7	68.7
2.7	CLEARANCE, (%)	14.0	15.0	17.5	20.0
2.8	PRESION DE SUCCION, (PSI).	15	68	211	601
2.9	PRESION DE DESCARGA, (PSI).	71	216	611	2000
2.10	RELACION DE COMPRESION	2.896	2.780	2.770	3.274
2.11	TEMP. DE SUCCION, (°F).	85	95	105	110
2.12	TEMP. DE DESCARGA, (°F).	214	221	233	263
2.13	CAPAC. MMPCD (14.7 psi y 60°F)	2.580			
2.14	BHP REQUERIDO / ETAPA.	175	175	175	195
2.15	HP ACCESORIOS REQUERIDOS	30			
2.16	BHP TOTAL REQUERIDO	761			

3. ESPECIFICACIONES DEL MOTOR

3.1 DATOS DE DISEÑO

A.	FABRICANTE	: WAUKESHA
B.	MODELO	: L5108 GSI
C.	TIPO DE COMBUSTION	: TURBO CARGADO
D.	RADIO DE COMPRESION	: 8:2:1
E.	CICLOS	: 4
F.	CILINDROS DE FUERZA	
	- NUMERO	: 12
	- DESPLAZAMIENTO, (CUB. IN).	: 5108
	- DIAMETRO x CARRERA, (IN)	: 8.5 x 7.5
G.	VELOCIDAD MAX / MIN, (RPM).	: 1200 / 600
H.	VELOCIDAD DE DISEÑO, (RPM).	: 950
I.	POTENCIA REQUER. DISEÑO COMPRESOR	: 721
J.	POTENCIA REQUERIDA, ACCESORIOS	: 30

K.	POTENCIA TOTAL DE DISEÑO	: 751
L.	RATE DE POTENCIA CONTINUA	: 780
M.	CONSUMO GAS COMBUSTIB., (BTU/BHP-HR)	: 8000

3.2 EQUIPOS ESTANDAR PARA MOTOR A GAS

- A. REFERENTE AL BOLETIN PARA TODOS LOS EQUIPOS ESTANDAR.

3.3 SISTEMA ARRANQUE AIRE/GAS

- A. SISTEMA DEBE INCLUIR VALVULA DE BLOQUEO MANUAL, FILTRO, BOTON DE ARRANQUE, VALVULA DE RELAY, LUBRICADOR Y TUBERIAS.
- B. ARRANCADOR INGERSOLL RAND (AIRE / GAS).
- C. VALVULA SEGURIDAD PARA INSTRUMENTOS: aire/gas – 150psi
- D. LINEA DE DESFOGUE.

3.4 SISTEMA GAS COMBUSTIBLE

- A. DEBE INCLUIR VALVULA DE BLOQUEO MANUAL, REGULADOR DE ALTA PRESION, VALVULA DE SEGURIDAD, VALVULA SHUTOFF DE VENTEO, REGULADOR DE BAJA PRESION Y TUBERIA.
- B. DISEÑO PARA SUMINISTRO DE 150 PSI.

4. ENFRIADOR (COOLER)

4.1 DISEÑO GENERAL

- A. ENFRIADOR CON AIRE, CON TUBOS DE INTERCAMBIO DE CALOR.
- B. ENTRADA HORIZ. VENTILADOR VERTICAL, DESCARGA DE AIRE VERTICAL.
- C. TUBOS DE ACERO ALETEADOS (ALETAS DE ALUMINIO) PARA LAS SECCIONES DE GAS Y AGUA.
- D. VENTILADOR ACCIONADO CON FAJAS POR EL MOTOR
- E. NUMERO DE VENTILADORES : UNO
VELOCIDAD PUNTA : 14000 FMP MAXIMO.

- F. PALETAS DEL VENTILADOR DE ALUMINIO.
- G. PERSIANA MANUAL EN SECCIONES DE GAS, SIMULTANEAMENTE OPERADA.

4.2 SECCION DE AGUA

- A. MEDIO DE ENFRIAMIENTO : AGUA.
- B. TEMP. SECCION DE AGUA MOTOR, ENTRADA : 180 °F
SALIDA : 165 °F
- C. SECCION AUXILIAR DE AGUA ENTRADA : 165 °F.
SALIDA : 130 °F
- D. PRESION DE DISEÑO : 125 PSIG.

4.3 SECCION DE GAS

- A. HUMEDAD RELATIVA: 100 % A CONDIC. DE DISEÑO SUCCION
- B. FACTOR FAULING : 0.002
- C. PRESIONES DE DISEÑO Y TEMPERATURA (4 ETAPAS).

CUERPO O PAQUETE	1	2	3	4
PRESION DE DISEÑO (psi)	150	300	900	3000
TEMPERATURA DE ENTRADA (°F)	220	230	240	280
TEMPERATURA DE SALIDA (°F)	95	105	110	120
CAIDA DE PRESION (psi)	3	5	10	20
FLUJO DE GAS (MMPCD)	2.5	2.5	2.5	2.5

- D. REQUERIMIENTO DE FABRICACION:
ASME SECCION (8), DIVISION (1). LAS CONECCIONES SON BRIDADAS.

5. SISTEMA GAS DE PROCESO

5.1 SEPARADORES DE GAS

A. CUATRO SEPARADORES DE SUCCION

ETAPA	1	2	3	4
PRES. DISEÑO (PSIG)	150	300	900	3000
TEMP. DISEÑO (°F)	200	200	200	200

B. UN SEPARADOR DE DESCARGA (CUARTA ETAPA) - 3000 PSIG.

C. ACCESORIOS:

SISTEMA DE DRENAJE AUTOMATICO.

SISTEMA MANUAL DE DRENAJE.

VALVULA DE SEGURIDAD.

VASO DE NIVEL.

MESH PAD (DEMISTER).

5.2 BOTELLAS DE PULSACION COMPRESOR

A. CUATRO BOTELLAS DE PULSACION PARA SUCCION.

B. CUATRO BOTELLAS DE PULSACION PARA DESCARGA.

TABLAS

RELACION DE TABLAS

1. Historia de los Yacimientos del Lote X.
2. Sumario de Proyectos de Inyección de Gas.
3. Estado de los pozos de petróleo en el Lote X a Diciembre de 1995.
4. Resumen de Pozos Activos e Inactivos indicándose el único pozo inyectador del Lote X.
5. Proyectos de Inyección de Gas por yacimiento y por formación.
6. Inyección de Gas con Factor de Recuperación del 6 % del OIP, en la Brea y Pariñas.
7. Recuperación Secundaria con Gas, GLP y Agua.
8. Comportamiento productivo del Yacimiento Milla Seis.
9. Inyección de Gas en los Yacimientos de Leones y Corral Quemado.
10. Información de Proyectos de Inyección de Gas en Cía Offshore.
11. Respuesta de la Fms. Cabo Blanco y Pariñas a la Inyección de Gas en Cía. Offshore.
12. Declinación Promedio por Pozo Productor durante las Campañas de Perforación 1990-1994.
13. Estado de Explotación de Petróleo en el Lote X a diciembre de 1995.
14. Características principales de los reservorios del Lote X.
15. Gravedad API del crudo a 60°F.
16. Reservas por pozo productor durante las campañas de perforación 1990-1995.
17. Con la inyección de gas lograríamos un $\Delta n_p = 6.35\%$, para el yacimiento Reventones.
18. Reservas por yacimiento del Lote X.
19. Características del Gas Asociado. Yacimiento Reventones.
20. Producción y Distribución del Gas a Setiembre de 1995.
21. Pronóstico de Inyección-Producción. Yacimiento Reventones y Taiman.
22. Implementación para la Inyección de Gas en Proyectos de Reventones y Taiman
23. Corrida Económica del Proyecto de Inyección de Gas en Reventones y Taiman..
24. Resultados de la Evaluación Económica del Proyecto Reventones y Taiman..
25. Información de Areas, Bloques, Formaciones y Compresores requeridos a nivel Lote.
26. Revisiones de Reservas Secundarias a Diciembre de 1995 en Cía Vecina al Lote X.

TABLA N° 1**HISTORIA DE LOS YACIMIENTOS DEL LOTE X**

YACIMIENTOS	DESCUBRIMIENTO AÑO	POZO	FORMACION	BOPD INICIAL	MAXIMA PRODUCCION		PRODUCCION @ 04-94	# POZOS @ DIC-95
					AÑO	BOPD		
BALLENA	1924	95	ECHINO	29	1966	2,410	1,489	165
CARRIZO	1953	AX16	MOGOLLON	872 MPC	1982	3,558	973	187
CENTRAL	1925	122	ECHINO	30	1971	605	365	83
COYONITAS	1956	PX6	ECHINO	97	1969	1,220	34	38
LAGUNA	1967	1715	MOGOLLON	2,173	1970	8,288	1,073	163
LA TUNA	1953	AX11	MOGOLLON	146	1954	2,509	355	87
MERINA	1954	AX43	HEL-ECHINO	48	1968	1,027	918	170
ORGANOS SUR	1949	854	ECHINO	9	1977	1,121	228	92
PATRIA	1950	PN5	ECHINO	15	1965	2,213	103	66
PEÑA NEGRA	1916	10	ECHINO	11	1962	6,045	518	149
REVENTONES	1910	1	TALARA-HEL.	3	1967	3,534	2,413	150
SOMATITO	1958	1520	ECHINO	35	1966	2,565	429	54
TAIMAN	1925	115	ECHINO	37	1964	3,097	2,437	535
TUNAL	1960	TX1	MOGOLLON	134	1966	842	82	52
VERDE	1954	1130	ECH-TEREB.	548	1967	2,873	437	106
ZAPOTAL	1953	1106	ECHINO	18	1987	6,050	1,295	112

TABLA N° 2

SUMARIO DE PROYECTOS DE INYECCION

AREA: LA BREA Y PARIÑAS - LIMA - EL ALTO

FORMACION	N° PROYECTOS	INYECCION ACUMULADA (MMPC)	RECUPERACION SECUNDARIA (MMBlS)
LA BREA Y PARIÑAS			
VERDUN	2	4592	-
TALARA	1	42	-
PARIÑAS	28	379910	76.4
PARIÑAS INF.	2	304	-
SALINA	7	30819	8.3
SUBTOTAL	40	415,667	84.7
AREA LIMA			
PARIÑAS	4	24595	4
HELICO	2	3205	-
ECHINO	1	25	-
TEREBRATULA	1	4614	0.3
SUBTOTAL	8	32,439	4.3
AREA LOS ORGANOS			
VERDUN	1	2311	-
SUBTOTAL	1	2,311	-
TOTAL	49	449,919	89

TABLA N° 3

ESTADO DE LOS POZOS DE PETROLEO A DICIEMBRE DE 1995 LOTE X

	PERFORADOS	SECOS	APA/ATA	ACTIVOS
VALLENA	165	7	24	134
VARRIZO	187	24	37	126
CENTRAL	83	7	31	45
COYONITAS	38	9	17	12
LAGUNA	163	12	50	101
LA TUNA	87	9	31	47
MERINA	170	14	37	119
ORGANOS SUR	92	23	24	45
PATRIA	66	13	35	18
PEÑA NEGRA	149	4	71	74
REVENTONES	150	7	37	106
SOMATITO	54	9	13	32
TAIMAN	535	20	288	227
TUNAL	52	23	18	11
VERDE	106	10	44	52
ZAPOTAL	112	10	17	85
TOTAL	2,209	201	774	1,234

TABLA N° 4

RESUMEN POZOS ACTIVOS E INACTIVOS A DICIEMBRE DE 1995 LOTE X

POZOS ACTIVOS

SURGENTES		2
BOMBEO MECANICO:	GAS	526
	ELECTRICO	502
BOMBEO HIDRAULICO		3
GAS LIFT		45
POZOS DE SWAB		136
POZOS DE DE DESFOGUE		14
POZOS DE INYECCION DE GAS		1
ESPERANDO SERVICIOS		5
	SUBTOTAL	1,234

POZOS INACTIVOS

SECOS		201
APA		282
ATA		492
	SUBTOTAL	975

TOTAL **2,209**

TABLA N° 5

PROYECTOS DE INYECCION DE GAS POR YACIMIENTO y POR FORMACION

AREA: LA BREA Y PARIÑAS - LIMA - EL ALTO

YACIMIENTOS	FORM. PROD.	PROF. (ft)	AREA (ac.)	AÑO DE DESCUBRIM.	PERIODO DE INY.		INYECC. ACUM. (MMPC)	REC. PETROLEO (M BIs)
					INICIO	FINAL		
LA BREA Y PARIÑAS								
ANCHA	VERDUN	1,300	2450	1924	1929	1955	4,429	-
BELLAVISTA	PARIÑAS	2,107	400	1927	1931	1967	8,920	857
CARRIZAL	L. PAR.	2,600	321		1929	1935	65	-
CHIVO	PARIÑAS		400		1955	1970	3,208	1,499
COLINA	PARIÑAS	3,490	67	1947	1950	1972	4,060	857
CORR. QUEM.	PARIÑAS	3,220	385	1928	1940	1967	1,422	1,896
CONCHA	PARIÑAS	1,410	80	1941	1942	1946	122	185
HUACO	PARIÑAS	3,350	130	1942	1948	1975	6,258	2,160
HONDA	PARIÑAS	4,285	720	1939	1950	1981	8,096	2,183
JABOLLINAL	L. PAR.	1,950	350	1933	1929	1940	239	-
JAB. NUEVO	PARIÑAS				1971	1972	241	-
LAGUNITOS	VERDUN	1,280	1200	1909	1932	1934	163	-
LOMITOS	PARIÑAS	860	1070	1929	1952	1974	34,031	-
LOMITOS	SALINA	860	3820		1928	1943	10,728	-
LOMITOS	TALARA	860	175		1936	1936	42	-
LLANO	PARIÑAS	3,420	194	1941	1942	1979	57,540	9,279
MALACAS	PARIÑAS				1958	1964	2,825	-
MILLA SEIS	PARIÑAS	2,720	350	1922	1933	1974	40,561	14,228
MISCELANEAS	PARIÑAS				1943	1967	39	-
MONTE	PARIÑAS	1,910	65	1949	1949	1968	3,771	971
NEGRITOS	SALINA	1,200	4135	1872	1928	1956	1,458	3,691
PATO	SALINA				1970	1972	325	-
POZO	SALINA	4,250	1160	1945	1948	1970	15,894	3,434
PLAYA	SALINA	2,910	320	1942	1943	1943	6	410
PUEBLO	PARIÑAS	2,080	195	1916	1930	1953	7,645	4,143
PUERTO RICO	PARIÑAS	3,710	194	1944	1948	1951	1,481	659
RINCONADA	PARIÑAS	1,710	104	1924	1928	1960	1,143	816
RIO VERDE	PARIÑAS	1,580	385	1923	1929	1940	2,095	3,073
RIO BRAVO	PARIÑAS	2,310	495	1939	1940	1981	56,327	10,496
SAN PEDRO	PARIÑAS	2,930	163	1946	1947	1972	6,156	416
SAN JUAN	PARIÑAS	1,560	-	1939	1957	1968	1,376	-
SAN JUAN	SALINA	1,560	247	1939	1941	1943	47	281
SANDINO	PARIÑAS	1,610	70	1927	1929	1972	8,023	-
SECCION 16	PARIÑAS	1,600	295	1928	1933	1973	30,604	7,664
SIETE VIENTOS	PARIÑAS	2,100	466	1913	1928	1969	10,390	-
SILLA	PARIÑAS	3,540	290	1946	1948	1978	38,321	3,056
TABLAZO	PARIÑAS	2,000	140	1922	1932	1933	29	1,329
TUNEL	SALINA				1963	1969	2,361	523
VERDUN ALTO	PARIÑAS	1,630	974	1925	1927	1972	41,153	10,409
VICHAYO	PARIÑAS	3,160	92	1951	1952	1972	4,073	216
AREA LIMA Y EL ALTO								
BONANZA	PARIÑAS	4,300	278	1950	1951	1981	10,229	886
CARRIZO	HELICO				1965	1985	2,707	-
CRUZ I	PARIÑAS				1954	1975	2,743	1,266
CRUZ II	PARIÑAS				1954	1965	1,672	447
LOBO II	TEREB.		258		1962	1975	4,614	300
MILLON	PARIÑAS				1953	1975	9,951	1,381
TAIMAN	ECHINO				1963	1963	25	-
LOS ORGANOS	PARIÑAS							
COYONITAS	VERDUN						2,311	-
TOTAL 49 PROYECTOS							449,919	89,011

LUEGO LA RELACION PROMEDIA DE INYECCION:

R= 5,055 PC/BIs.

TABLA N° 6

INYECCION DE GAS CON FACTOR DE RECUPERACION DEL 6% IN-SITU AREA: LA BREA Y PARIÑAS

RESERVORIO	FORMACION	ACUMULADO		RECUPERACION FINAL (a)				
		AL 31-12-68 (M BLS)	% (b)	TOTAL (M BLS)	PRIMARIO %	SECUNDARIO %	(M BLS)	
MANTENIMIENTO DE PRESION ACTIVOS								
OLINA	PARIÑAS	601	60.3	1,979	34.2	1,122	26.1	857
HIVO (c)	PARIÑAS	1,272	34.4	5,316	24.7	3,817	9.7	1,499
ONDA	PARIÑAS	1,963	32.8	8,522	24.4	6,339	8.4	2,183
JACO	PARIÑAS	1,696	43.7	5,974	27.9	3,814	15.8	2,160
LANO	PARIÑAS	8,473	65.4	21,907	37.7	12,628	27.2	9,279
ONTE	PARIÑAS	934	61.3	2,281	35.2	1,310	26.1	971
ILLA SEIS	PARIÑAS	13,553	64.0	34,363	37.5	20,135	26.5	14,228
LO BRAVO (c)	PARIÑAS	9,612	59.3	25,185	34.6	14,689	24.7	10,496
AN PEDRO (d)	PARIÑAS	383	28.8	2,707	24.4	2,291	4.4	416
SECCION 16	PARIÑAS	6,915	51.2	21,098	32.6	13,434	18.6	7,664
LLA (c)	PARIÑAS	2,634	37.3	11,805	27.6	8,749	9.7	3,056
CHAYO (d)	PARIÑAS	160	35.7	870	26.8	654	8.9	216
JZO (c)	SALINA	3,036	50.5	8,354	29.7	4,920	20.8	3,434
JNEL	SALINA	344	24.0	1,793	17.0	1,270	7.0	523
Sub-Total		51,576	50.7	152,154	31.7	95,172	19.0	56,982
RECICLO DE GAS ACTIVO								
OMITOS	PARIÑAS	-	23.9	52,218	23.9	52,218	-	-
ETE VIENTOS	PARIÑAS	-	20.7	18,966	20.7	18,966	-	-
ERDUN ALTO (c,d)	PARIÑAS	10,042	35.7	47,468	27.9	37,059	7.8	10,409
Sub-Total		10,042	26.8	118,652	24.4	108,243	2.4	10,409
MANTENIMIENTO DE PRESION DESCONTINUADOS								
NCHA (c)	VERDUN	-	14.4	20,596	14.4	20,596	-	-
AGUNITOS	VERDUN	-	18.2	10,227	18.2	10,227	-	-
OMITOS	TALARA	-	23.9	753	23.9	753	-	-
ELLAVISTA (c)	PARIÑAS	782	29.6	5,499	25.0	4,642	4.6	857
ONCHA	PARIÑAS	184	32.1	840	25.0	655	7.1	185
ORRAL QUEMADO	PARIÑAS	1,860	32.3	8,590	25.2	6,694	7.1	-
UEBLO (c)	PARIÑAS	4,092	49.7	11,221	31.3	7,078	18.4	4,143
UERTO RICO	PARIÑAS	615	35.6	2,666	26.8	2,007	8.8	659
INCONADA (c)	PARIÑAS	766	48.2	2,520	32.6	1,704	15.6	816
IO VERDE	PARIÑAS	2,968	51.9	8,198	32.4	5,125	19.5	3,073
ABLAZO (c)	PARIÑAS	1,277	44.9	3,985	29.9	2,656	15.0	1,329
ARRIZAL (c)	PARIÑAS INF.	-	14.7	4,125	14.7	4,125	-	-
ABOLLINAL	PARIÑAS INF.	-	13.0	1,633	13.0	1,633	1.896	-
OMITOS	SALINA	-	23.9	43,121	23.9	43,121	-	-
IEGRITOS (c)	SALINA	3,571	21.8	23,483	18.4	19,792	3.4	3,691
LAYA	SALINA	348	29.5	2,548	24.8	2,138	4.7	410
AN JUAN (d)	SALINA	241	20.8	2,081	18.0	1,800	2.8	281
ESO	SALINA	-	17.0	4,299	17.0	4,249	-	-
Sub-Total		16,074	22.9	156,335	20.4	138,995	2.5	17,340
TOTAL		78,322	30.0	427,141	24.0	342,410	6.0	84,731

a) RECUPERACION ATRIBUIDA SOLO A LOS EFECTOS DE LA INYECCION DE GAS.

b) LOS PORCENTAJES DE RECUPERACION ESTAN REFERIDOS AL PETROLEO ORIGINAL EN EL RESERVORIO.

c) RESERVORIOS QUE HAN RECIBIDO TAMBIEN INYECCION DE AGUA.

d) RESERVORIOS QUE HAN RECIBIDO TAMBIEN INYECCION DE LPG.

TABLA N° 7**RECUPERACION SECUNDARIA CON GAS, GLP y AGUA****AREA: LA BREA Y PARIÑAS - LIMA - EL ALTO**

AREA	<u>INYECCION DE GAS</u>		<u>INYECCION DE GLP</u>		<u>INYECCION DE AGUA</u>	
	N°	(MMBLS.)	N°	(MMBLS.)	N°	(MMBLS.)
LA BREA Y PARIÑAS	40	84.7	7	2.1	15	9
LIMA	8	4.3	-	-	-	-
LOS ORGANOS (EX-EPF)	1	-	-	-	-	-
TOTAL	49	89	7	2.1	15	9

TABLA N° 8

COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL YACIMIENTO MILLA SEIS

FECHA	P a 2,200' (psi)	CONTACTO GOC (b.n.m.)	P GOC (psi)	ACUM. PETROLEO (MMBl.s.)	F.R. IN-SITU %	ACUM. GAS (MMPC)	ACUM. AGUA (MMBl.s.)	GOR (PC/Bl.s.)	INY. ACUM. GAS (MMPC)
descubrim.	965	1875	856	0.0	0.0	0.0			
30-09-33	952	1875	743	0.4	0.7	0.2		366	
30-09-34	838	1975	763	2.8	5.4	1.2		363	0.70
31-03-36	886	2110	854	8.6	16.7	3.5		341	3.50
31-01-38	876	2250	876	17.6	34.0	6.5		468	8.60
31-10-39	874	2310	874	22.2	42.9	9.1		616	11.50
30-04-42	826	2340	826	25.1	48.5	10.9		900	13.80
30-04-44	839	2360	839	26.8	51.8	13.8		2,594	16.40
30-09-45	831	2370	831	27.6	53.3	15.7		2,512	18.40
31-07-46	765	2380	765	28.2	54.4	18.0	0.01	1,039	19.20
30-09-48	786	2390	786	29.5	57.0	19.7	0.03	1,718	21.50
31-01-50	770	2395	770	30.0	58.0	21.1	0.06	3,250	23.30
31-05-51	762	2400	762	30.5	58.8	22.3	0.10	2,931	25.00
31-06-53	733			31.0	59.8	24.0	0.19	3,981	26.80
31-10-54	786			31.2	60.3	24.8	0.24	2,180	27.90
30-11-55	781			31.4	60.7	25.3	0.27	2,601	29.10
31-10-56	795			31.6	61.0	25.8	0.30	3,190	29.90
31-10-57	787			31.8	61.4	26.4	0.33	3,587	30.50
31-10-58	785			31.9	61.6	26.9	0.36	3,789	31.10
31-10-59	782			32.0	61.9	27.5	0.38	5,124	31.90
31-11-60	792			32.2	62.1	28.4	0.41	7,529	32.70
30-11-61	773			32.3	62.3	29.1	0.43	7,213	33.40
31-10-62	749			32.4	62.6	29.8	0.50	4,555	34.10
28-02-64	721			32.6	62.9	31.0	0.56	9,046	35.00
30-04-65	702			32.7	63.1	32.0	0.64	11,033	36.30
30-09-66	657			32.8	63.3	33.4	0.70	18,462	37.60
30-06-67	585			32.9	63.4	34.3	0.74	14,847	38.00
31-10-70	450			33.1	63.9	37.4	0.93	37,643	39.80
31-01-71	467			33.1	63.9	37.5	0.94	15,925	39.90

YACIMIENTOS DE LEONES Y CORRAL QUEMADO

YACIMIENTO DE LEONES				YACIMIENTO DE CORRAL QUEMADO				
FORMACION		MOGOLLON				PARÍNAS		
Nº POZOS		10				12		
GAS INYECTADO (MMPC)		888.12				2,073.50		
PETROLEO SECUNDARIO (MBO):								
		PRODUCIDO	23			PRODUCIDO	35	
		RESERVAS	13			RESERVAS	5	
		TOTAL	36			TOTAL	40	
POZOS RESPUESTA EN MBO								
		POZO 7233	12	(LOTE VI)			POZO 2633	12
		POZO 7237	14	(LOTE VI)			POZO 2728A	14
		POZO 7344	10	(LOTE IX)			POZO 2910	10
					-		POZO 3176	4
							POZO 3294	1
PRODUCCION DIARIA TOTAL (BO)		30				15		
PETROLEO SECUNDARIO (BO)		16				15		
REGIMEN Y PRESION DE INYECCION								
POZO 6962		1.4 MMPCD @ 1,400#				CERRADO		
				POZO 3082				
				POZO 3044		1.2 MMPCD @ 1,400#		
				POZO 3142		0.5 MMPCD @ 1,400#		
INYECCION ACUMULADA (MMPC)								
		POZO 6015	41.9			POZO 3082	47.12	
		POZO 6962	846.22			POZO 3044	1,563.86	
							POZO 3142	462.52
		TOTAL	888.1			TOTAL	2,073.50	

TABLA N° 10

INFORMACION PROYECTOS DE INYECCION DE GAS

A SETIEMBRE DE 1995

CIA. OFFSHORE

YACIMIENTO (*)	INYECCION DE GAS ACUMULADA (MMPC)	PETROLEO SECUNDARIO ACUMULADO (MBIs.)	PRODUCCION DIARIA (BOPDC)	R (PC/Bl..)	% INCREMENTO RESPECTOS A REC. PRIMARIA
A	54,653.5	7,752.3	1,182	7,050	14-53
B	41,435.4	1,576.2	227	26,288	24-33
C	5,961.0	380.3	60	15,674	40
D	18,545.5	5,470.8	407	3,390	17-47
TOTAL	120,595.5	15,179.6	1,876	7,945	

(*) En yacimientos cercanos al Lote X

TABLA N° 11

RESPUESTA DE LA FORMACION CABO BLANCO y PARIÑAS A LA INYECCION DE GAS

AREAS OPERADAS POR CIA. OFFSHORE

FORMACION	N° DE PROYECTOS	<u>A JUNIO DE 1995</u>		<u>A DICIEMBRE DE 1987</u>	
		INYECCION ACUMULADA (MMPC)	RECUPERACION SECUNDARIA (MMBlS.)	N° DE PROYECTOS ACTIVOS	RECUPERACION SECUNDARIA
TEREBRATULA	2	2,014.8	0.2	1	0.1
RIO BRAVO	2	9,428.4	0.3	3	0.5
PARIÑAS	7	7,613.1	2.9	6	3.6
CABO BLANCO	2	9,947.4	3.0	2	6.4
PEÑA NEGRA	1	2,893.9	0.1	1	0.2
MOGOLLON	2	4,793.9	0.5	3	0.4
BASAL SALINA	1	975	0.1	1	0.2
TOTAL	17	37,666.2	7.1	17	11.4

TABLA N° 12

DECLINACION PROMEDIO POR POZO PRODUCTOR

Campañas de Perforación 1990-1994

LOTE X

Año	1990	1991	1992	1993	1994
0.5	25.3	26.4	26.2	30.8	32.0
1.5	14.3	14.9	14.8	15.7	16.1
2.5	9.9	10.4	10.3	10.6	10.7
3.5	7.6	7.9	7.9	7.9	8.1
4.5	6.2	6.9	6.4	6.4	6.5
5.5	5.2	5.4	5.4	5.3	5.4
6.5	4.5	4.7	4.7	4.5	4.6
7.5	3.9	4.1	4.1	4.0	4.1
8.5	3.5	3.7	3.7	3.5	3.6
9.5	3.2	3.3	3.3	3.2	3.2
10.5	2.9	3.0	3.0	2.9	2.9
11.5	2.7	2.7	2.8	2.7	2.7
12.5	2.5	2.6	2.6	2.5	
13.5	2.2	2.4	2.4		
14.5	2.2	2.2	2.2		
15.5	2.0				
16.5	1.9				
TOTAL	100	100	100	100	100

TABLA N° 13

ESTADO DE EXPLOTACION DE PETROLEO

A DICIEMBRE DE 1995 - LOTE X

YACIMIENTO	PRODUCCION DIARIA			ACUMULADA		
	BOPD	BWPD	MPCD	MMBO	MMBW	MMMPC
BALLENA	1,128	484	1,092	15.1	1.7	11.9
CARRIZO	919	589	4,211	14.7	1.8	46.1
CENTRAL	247	112	28	5.4	0.4	2.8
COYONITAS	80	70	777	1.4	0.3	10.9
LAGUNA	1,349	1,678	1,268	32.8	13.6	27.1
LA TUNA	319	178	613	9.0	0.8	15.2
MERINA	805	581	749	9.8	2.1	12.0
ORGANOS SUR	237	129	376	4.7	0.7	7.3
PATRIA	84	97	9	4.2	0.7	0.8
PEÑA NEGRA	963	309	884	20.9	2.7	11.2
REVENTONES	1,914	361	2,850	20.5	1.2	24.1
SOMATITO	340	184	180	6.0	1.6	3.8
TAIMAN	2,560	545	2,125	47.6	2.8	22.4
TUNAL	55	130	43	1.5	1.0	0.2
VERDE	573	239	733	13.8	1.4	11.4
ZAPOTAL	981	1,004	742	12.5	7.3	5.7
TOTAL	12554	6,690	16680	219.9	40.2	212.8

TABLA N° 14

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS RESERVORIOS

LOTE X

- PRINCIPALES RESERVORIOS PRODUCTIVOS

AMOTAPE, BASAL SALINA, SAN CRISTOBAL, MOGOLLON, OSTREA, VERDUN, ECHINO, HELICO, TEREBRATULA, Ars. TALARA

- EL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO PRINCIPAL ES EL DE IMPULSION POR EXPANSION DE GAS DISUELTO, COMPLEMENTADO POR LA SEGREGACION GRAVITACIONAL

- EN PROMEDIO LA CALIDAD DEL PETROLEO PRODUCIDO ES 32 API, LA SALINIDAD DEL AGUA DE Fm. ES DE 10,000 - 20,000 ppm NaCl., LA PERMEABILIDAD (K) VARIA ENTRE 0.1 - 20 md.

- LOS FACTORES DE RECUPERACION MEDIANTE EXPLOTACION PRIMARIA ESTAN EN EL ORDEN DE 8 - 15 %

- CASI LA TOTALIDAD DE LOS RESERVORIOS SON FRACTURADOS HIDRAULICAMENTE

TABLA N° 15**GRAVEDAD °API DEL CRUDO A 60 °F**

Yacimientos	°API	CRUDO
BALLENA	33.40	HCT
	33.20	LCT
CARRIZO	34.30	HCT
CENTRAL	33.80	HCT
	34.30	LCT
COYONITAS	30.00	HCT
LAGUNA	30.50	HCT
LA TUNA	30.80	HCT
MERINA	29.50	HCT
ORGANOS SUR	39.00	HCT
	38.40	LCT
PATRIA	37.00	HCT
PEÑA NEGRA	34.20	HCT
	37.10	LCT
REVENTONES	31.90	HCT
SOMATITO	30.30	HCT
	31.10	LCT
TAIMAN	35.40	HCT
	37.50	LCT
TUNAL	21.00	HCT
VERDE	34.20	HCT
ZAPOTAL	28.90	HCT
	31.10	LCT
PROMEDIO	30.50	HCT
	34.70	LCT

TABLA N° 16

RESERVAS PROMEDIA POR POZO PRODUCTOR

CAMPAÑAS DE PERFORACION 1990 - 1995
LOTE X

<u>AÑO</u>	<u>(MBls.)</u>
1990	83.0
1991	70.0
1992	70.0
1993	64.0
1994	60.0
1995	50.0

Las reservas promedio por pozo productivo se reduce, a consecuencia de:

- (.) ZONAS CON REGULAR A POBRE CALIDAD DE ARENA RESERVORIOS O FALLADAS.**
- (.) ZONAS DEPLETADAS.**
- (.) ZONAS CON ALTA SATURACION DE AGUA.**
- (.) POZOS MAL COMPLETADOS.**

TABLA N° 18**RESUMEN RESERVAS DE PETROLEO (MBIs.)
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1994**

Yacimientos	PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES
	DESARRO-LLADAS	NO DESA-RROLLADAS	TOTAL		
BALLENA	2,227	670	2,897	1,418	0
CARRIZO	1,664	635	2,299	2,732	2,400
CENTRAL	472	55	527	918	700
COYONITAS	135	120	255	469	0
LAGUNA	2,599	185	2,784	1,273	1,000
LA TUNA	724	160	844	1,506	0
MERINA	1,953	180	2,133	1,131	1,500
ORGANOS SUR	495	150	645	694	1,200
PATRIA	277	0	277	292	0
PEÑA NEGRA	878	540	1,418	1,477	1,200
REVENTONES	3,264	1,050	4,314	3,066	1,200
SOMATITO	737	125	862	936	0
TAIMAN	4,686	480	5,166	1,478	0
TUNAL	200	0	200	776	800
VERDE	726	295	1,021	2,510	0
ZAPOTAL	2,335	30	2,365	350	0
TOTAL	23,372	4,675	28,047	21,026	10,000

TABLA N° 19
CARACTERISTICAS DEL GAS ASOCIADO
YACIMIENTO REVENTONES

	<u>DESCARGA ESTACION 953</u>	<u>DESCARGA ESTACION 996</u>
	P= 520 psi T= 240 °F	P= 730 psi T= 230 °F
	%	%
C1	87.20710	87.20490
C2	5.08103	6.19530
C3	3.08283	3.14066
C4	1.02023	0.98630
nC4	2.21280	1.11402
iC5	0.66956	0.63802
nC5	0.33896	0.28439
C6	0.00195	0.01999
CO2	0.41795	0.41653
O2	0	0
N2	0	0
	100.0	100.0
BTU (B)	1181.84	1178.77
sp-gr	0.67070	0.66368

TABLA N° 20

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS A SETIEMBRE DE 1995

A. PRODUCCION	MMPCD
GAS ASOCIADO	14.8
GAS NO ASOCIADO	2.2
B. DISTRIBUCION	
ENTREGA A PTA. G/N.	8.5
COMBUSTIBLE	5.4
AL AIRE	2.5
INYECCION	0.6
TOTAL	17.0

TABLA N° 21

PRONOSTICO DE INYECCION - PRODUCCION

YACIMIENTOS: REVENTONES Y TAIMAN

AÑO	Gas a Inyectarse (MMPC)			Petróleo Secundario (MBIs)		
	Reventones	Taiman	Total	Reventones	Taiman	Total
1996	91.25	45.62	136.87	0.00	0.00	0.00
1997	178.50	178.50	357.00	4.10	6.13	10.23
1998	171.88	171.88	343.76	11.17	10.16	21.33
1999	175.52	175.52	351.04	15.45	14.10	29.55
2000	182.90	182.90	365.80	19.65	17.59	37.24
2001	182.50	182.50	365.00	23.79	20.63	44.42
2002	182.50	182.50	365.00	24.91	21.98	46.89
2003	182.50	182.50	365.00	25.61	23.11	48.72
2004	182.50	182.50	365.00	26.92	25.38	52.30
2005	182.50	182.50	365.00	22.13	22.05	44.18
2006	182.50	182.50	365.00	18.94	19.69	38.63
2007	182.50	182.50	365.00	15.30	15.17	30.47
2008	182.50	182.50	365.00	12.28	12.76	25.04
TOTAL	2,260	2,214	4,474	220.25	208.75	429.00

TABLA N° 22

IMPLEMENTACION PARA LA INYECCION DE GAS YACIMIENTOS TAIMAN Y REVENTONES

(1) COMPRESOR DE GAS PARA 2.5 MMPCD	2,229.5
COSTO DE INSTALACION	243.7
ARANCELES DE IMPORTACION	338.8
INSPECCION DE PRE-EMBARQUE	24.2
SUMINISTROS	363
(2) CABEZAL 9 5/8" x 5 1/2" x 3000 psi	-
(2) SEPARADORES TRIFASICO DE ALTA	48.4
(2) REGISTRADORES DE FLUJO DE ALTA	36.3
(4) PACKER'S DE 5 1/2"	36.3
15,000' DE TUBERIA DE 2 7/8"	236.0
ACCESORIOS, MEDIDORES Y REGISTRADORES	48.4
IMPREVISTOS	31.5
TOTAL M S/.	3,436.40

TABLA N° 23

DPTO. PLANEAMIENTO Y EVALUACION DE GESTION
AREA EXPLORACION PRODUCCION

FECHA: 10-Jul-95

DATOS DEL POZO		PARAMETROS				PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUS\$)		TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO					
PROPIEDAD	NOROESTE	PRE.BASE (\$/BL);(\$/MPC)				16.72		PERF. Y COMPLET.		1,420.0		1,420.0	V.A.N. al 20% (MUS\$)	323				
POZO	inyeccion de gas	VAR.PRECI (US\$/API)						POZO SECO					V.A.N. al 15% (MUS\$)	656				
RESERVORIO		G.O.VAR (\$/BL);(\$/MPC)				0.04	0.39	FACILID. DE PRODUCCION					T.I.R. (%)	27				
PROFUND. (PIES)		G.O.FIJO (M\$/POZO-AÑO)				7.61		BOMBEO ARTIFICIAL					PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	6.77				
DURACION (DIAS)		TASA IMPOSITIVA (%)				30		REACONDICIONAMIENTOS					INDICE DE VALOR ACTUAL	0.23				
R.P.I. (BPD)		TASA DE DESCUENTO (%)				20		PRIMER W.O.										
EQUIPO		POZO SECO (%)						SEGUNDO W.O.										
VOL.CRUDO.FRAC.	(M.Gls)	LUCRO CESANTE (%)						TERCER W.O.										
RESERVA	PETROLEO (MBIs)	GAS (MMPC)		PORC.UTIL.GAS (%)			100											
	PRIM SECUND	PRIM	SECUND	ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)		4		INVERSION NUEVA	1,420.0		1,420.0							
OBJETIVO					PRECIO VARIABLE		(1:SI ; 0:NO)	EJECUTADO				SENSIBILIDAD						
*API					PRODUCCION	DECLINACION		INVERSION TOTAL	1,420.0		1,420.0							
MINIMAS					DEFASE PRIMARIO	MESES		AÑO INSTALACION BOMBA				RESERVAS MIN. PETROLEO (MBLS)						
PROBABL	429	4,052		DEFASE SECUNDARIO		MESES		AÑO PRIMER W.O.				RESERVAS MIN. GAS (MMPC)						
MAXIMAS					RELACION GAS/PETROLEO	(1:SI ; 0:NO)		AÑO SEGUNDO W.O.				INV.MAX.PERF.Y COMPLT. (MUS\$)						
PROBAB. (%)						MUS\$		AÑO TERCER W.O.				PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)						
MINIMAS						MBIs						PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)						
PROBABL	100	100	100	100		MMPC						GTO.OPER.FIJO MAX. (MUS\$/POZO)						
MAXIMAS						BPD						GTO.OPER.VAR.PROD.PET.MAX. (US\$/BL)						
					* API BASE	25						GTO.OPER.VAR.PROD.GAS MAX.(US\$/MPC)						
												TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)						
PRODUCCION																		
No. POZOS	AÑO	PETROLEO (MBIs)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES D IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES D IMPUESTOS	DESEMBOLSOS		FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ.	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULA	
		O.PRIM	O.SEC	O.PRIM	O.SEC				INTANGIBLE	TANGIBLE				INVERSION NUEVA	GASTOS PROVISION			FLUJO DE EFECTIVO
	1	12.73		306.86		212.9	120.2	9.7		42.1	40.8	12.2	28.6	1,420.0		(1,339.6)	(1,339.6)	
	2	30.67		296.13		512.7	116.7	23.4		101.5	271.1	81.3	189.7			314.7	252.2	
	3	41.35		302.40		691.3	119.6	31.6		136.9	403.2	121.0	282.3			450.7	313.0	
	4	44.03		315.11		736.2	124.7	33.7		145.8	432.2	129.7	302.5			481.9	278.9	
	5	42.02		314.42		702.5	124.3	32.1		139.1	407.0	122.1	284.9			456.1	220.0	
	6	37.64		315.27		629.4	124.5	28.8		124.6	351.5	105.5	246.1			399.5	160.5	
	7	26.46		314.42		442.4	123.7	20.2		87.8	210.9	63.3	147.7			255.5	85.6	
	8	26.65		314.42		445.6	123.7	20.4		88.2	213.3	64.0	149.3			257.9	72.0	
	9	33.96		314.42		567.7	124.0	26.0		112.4	305.4	91.6	213.8			352.1	81.9	
	10	38.43		315.28		642.6	124.5	29.4		127.2	361.5	108.5	253.1			409.7	79.4	
	11	39.90		314.42		667.1	124.2	30.5		132.1	380.3	114.1	266.2			428.8	69.3	
	12	41.23		314.42		689.3	124.3	31.5		136.5	397.0	119.1	277.9			445.9	60.0	
	13	13.94		314.42		233.0	123.2	10.7		46.1	53.1	15.9	37.1			93.9	10.5	
	14																	
	15														328.00	(328.0)	(30.7)	
	16																2,679.2	
	17																2,679.2	
	18																2,679.2	
	19																2,679.2	
	20																2,679.2	
ERR	TOTAL	429.0		4052.00		7,172.9	1,597.4	328.0		1,420.0	3,827.4	1,148.2	2,679.2	1,420.0	328.0	2,679.2	323.1	2,679.2

TABLA N° 24

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

YACIMIENTOS: REVENTONES y TAIMAN

INVERSION TOTAL (MUS\$)	1,420
PRODUCCION ADICIONAL DE PETROLEO (MBls.)	429
VOLUMEN DE GAS A INYECTAR (MMPC)	4,475
TIPO DE CAMBIO (S/. / U.S.)	2.42
VAN AL 20% (MUS\$)	323
TIR (%)	27
PAY OUT (años)	6.8

TABLA N° 25**INFORMACION DE AREAS, FORMACIONES, BLOQUES y
N° DE COMPRESORES REQUERIDOS EN EL LOTE X**

Yacimientos	Formación	N° Bloques	N° Compresores
BALLENA, CENTRAL, REVENTONES	Mogollón	12	6
PEÑA NEGRA y TAIMAN	Echino I.S.	17	8
	Hélico	5	3
CARRIZO, MERINA y LA TUNA	Mogollón	6	3
	Hélico	10	5
COYONITAS	Mogollón	3	1
ORGANOS SUR	Mogollón	5	2
PATRIA	Mogollón	3	2
TUNAL	Mogollón	2	1
VERDE	Mogollón	4	2
	Echino I.S.	7	3
LAGUNA, ZAPOTAL y SOMATITO	Mogollón	11	5
	Echino I.S.	8	4

TABLA N° 26

REVISIONES DE RESERVAS SECUNDARIAS DURANTE 1995

COMPAÑIA OXY-BRIDAS

(MBls.)

CAMPO	FINAL 1994	REVISIONES 1994	FINAL DE 1995
ORG. NORTE	0	0	0
PATRIA	8	0	8
ORG. SUR	261	20	281
SOMATITO	2,322	60	2,382
ZAPOTAL	3,224	110	3,334
CENTRAL	3,483	129	2,612
CARRIZO	2,117	41	2,158
CRUZ	47	(1)	46
FOLCHE	0	0	0
TOTAL	11,462	359	11,821

FIGURAS

RELACION DE FIGURAS

1. Mapa de Ubicación de los Lotes en las Operaciones Noroeste.
2. Distribución de los Yacimientos del Lote X.
3. Columna Geológica Generalizada.
4. Inyección de Gas en Leones. Mapa Estructural en el tope de la Formación Mogollón.
5. Proyecto de Inyección de Gas en Corral Quemado.
6. Sección Estructural B-B' de los Yacimientos de Merina-La Tuna-Carrizo.
7. Mapa Estructural en el Tope de la Formación Mogollón de Merina-La Tuna-Carrizo.
8. Sección Estructural B-B' de los Yacimientos de Peña Negra-Verde-Taiman-Ballena.
9. Mapa Estructural en el Tope de la Formación Mogollón de los Yacimientos Ballena, Central, Verde, Taiman, Peña Negra y Reventones.
10. Perfil Eléctrico del Pozo 5793. Mbro. Cabo Blanco-Fm.Echino.
11. Mapa de Frecuencia de Lutitas.
12. Curvas Eléctricas Característica de los Reservorios del Lote X.
13. Modelo Geométrico de Buckley-Leverett.
14. Distribución de Flujo Fraccional y Saturación.
15. Geometría del Modelo de Dietz.
16. Permeabilidad Relativa del Yacimiento Milla Seis.
17. Gráfico de f_o vs. S_g del Yacimiento Milla Seis.
18. Gráfico de S_g vs. X del Yacimiento Milla Seis.
19. Razón de Movilidad Efectiva antes del punto de ruptura para un empuje de Inyección de gas.
20. Razón de Movilidad Efectiva, después del punto de ruptura en una de Inyección de gas.
21. Sección Estructural B-B' de la Formación Echino-Yac. Zapotal.
22. Sección Estructural C-C' del Yacimiento Ballena.
23. Sección Estructural C-C' del Yacimiento Verde.

24. Performance de Inyección de Gas Dispersa.
25. Performance de Inyección de Gas Externa.
26. Mapa de Espesor (Gross) de la Formación Echino Insitu. Yacimiento Taiman.
27. Mapa de Espesor (Gross) del Mbro. Cabo Blanco - Fm. Echino. Yacimiento Taiman.
28. Contornos Estructurales en el Tope de Mbro.Cabo Blanco-Fm. Echino.
29. Mapa de Arena Neta Petrolífera del Mbro. Cabo Blanco-Fm. Echino.
30. Secciones de los pozos 7541, 1922, 5768, 5836, 7971 y 7988 : Fm Echino - Taiman.
31. Esquema de Completación de los Pozos 107, 1562 y 6523 del Yacimiento Reventones.
32. Modelo del Compresor de Gas.
33. Mapa de Contornos Estructurales (Block A) en el Marcador Mbro. Hélico - Carrizo Este.
34. Sección Estructural E-E' (Block A) del Yacimiento Carrizo Este.
35. Diseño Elemental de Líneas de Proceso para el Proyecto de Inyección de Gas.

FIGURA N° 1

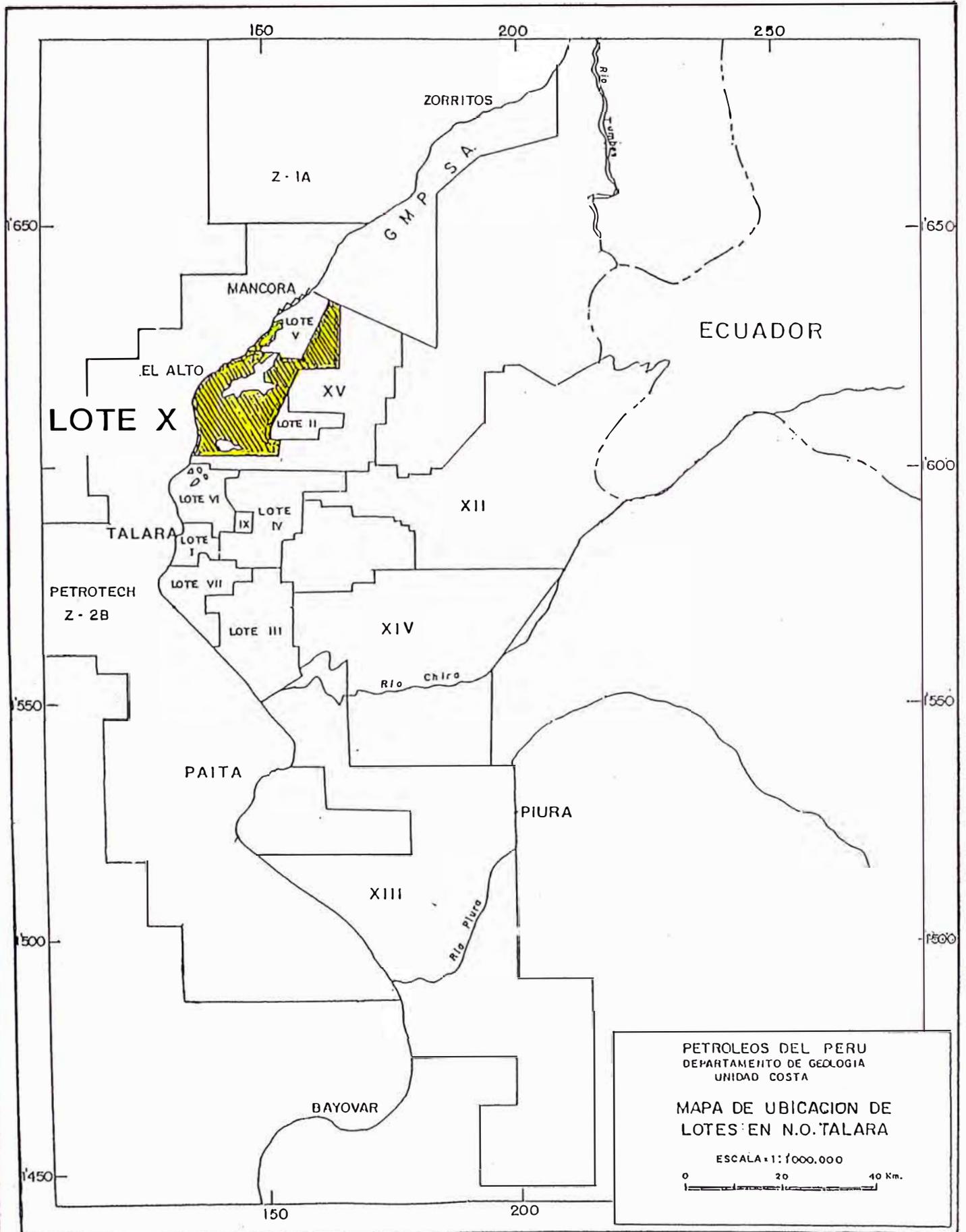
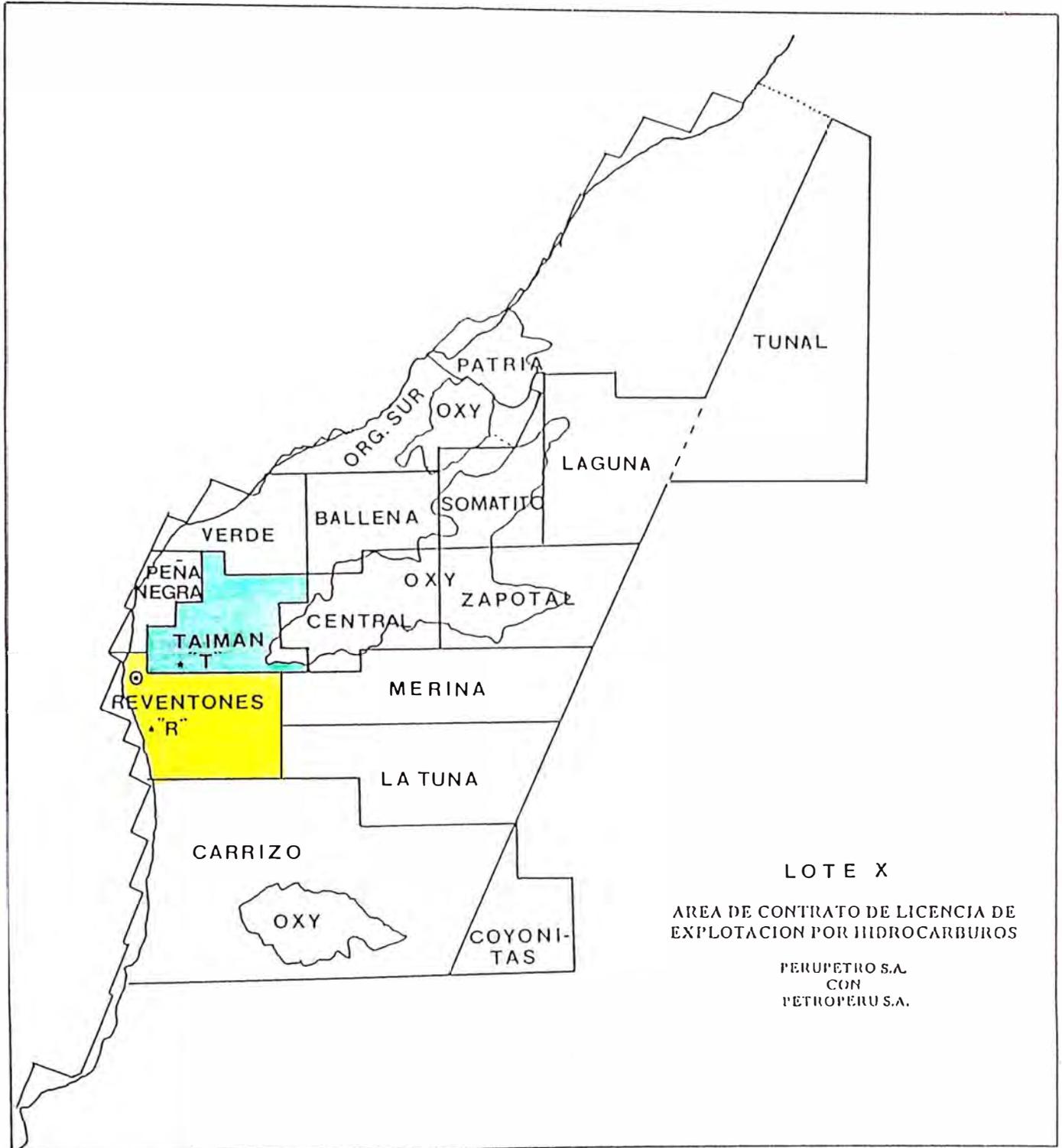


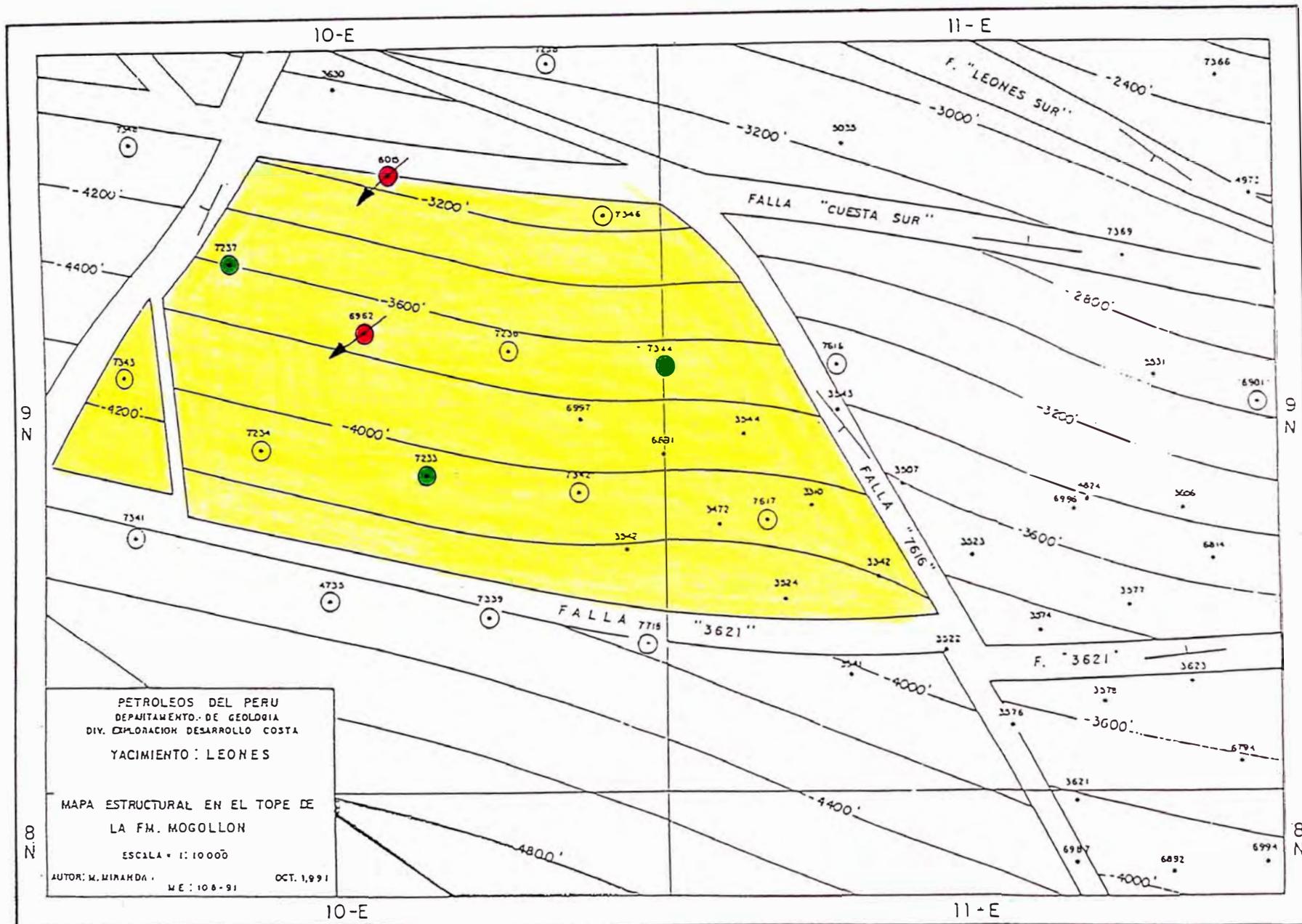
FIGURA N° 2

DISTRIBUCION DE LOS YACIMIENTOS
LOTE X



* BLOCK
⊙ ESTACION 996

PROYECTO DE INYECCION DE GAS YACIMIENTO LEONES



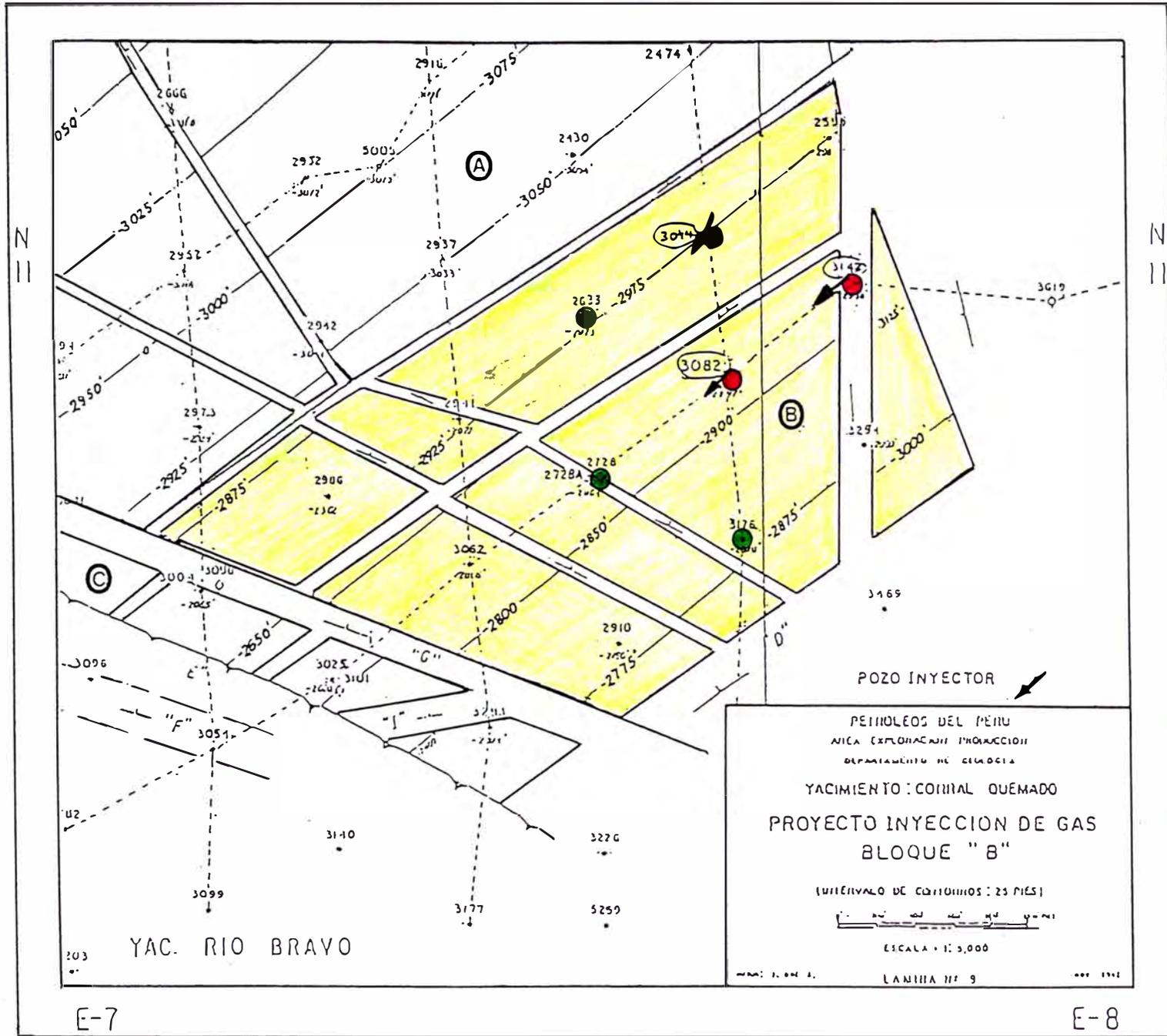
PETROLEOS DEL PERU
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 DIV. EXPLORACION DESARROLLO COSTA
 YACIMIENTO : LEONES

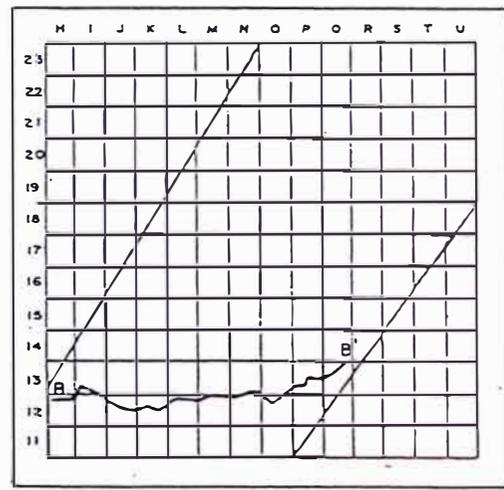
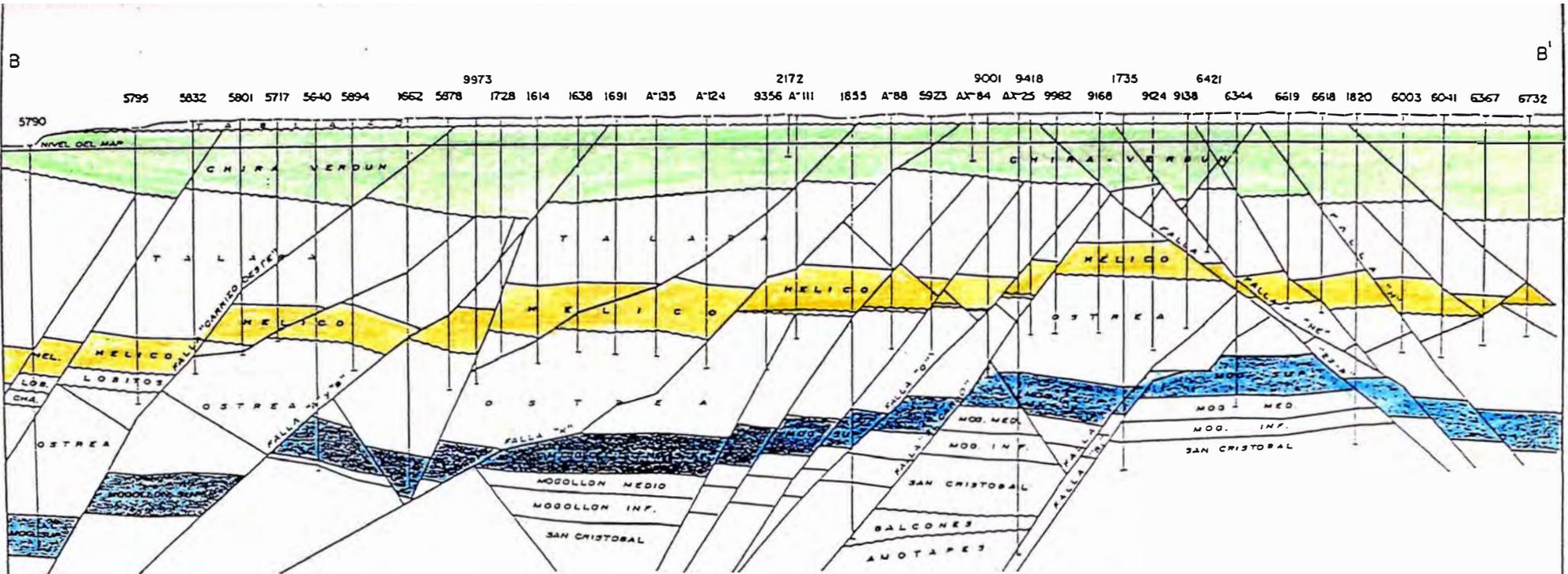
MAPA ESTRUCTURAL EN EL TOPE DE
 LA FM. MOGOLLON

ESCALA = 1:10000

AUTOR: M. MIRANDA OCT. 1991
 M.E.: 108-91

FIGURA N° 5





PETROLEOS DEL PERU S.A.
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 DIV. EXPLORACION Y DESARROLLO NOROCCIDENTE

YACIMIENTOS: MERINA-LA TUNA-CARRIZO

SECCION ESTRUCTURAL B - B'



FIGURA N° 7

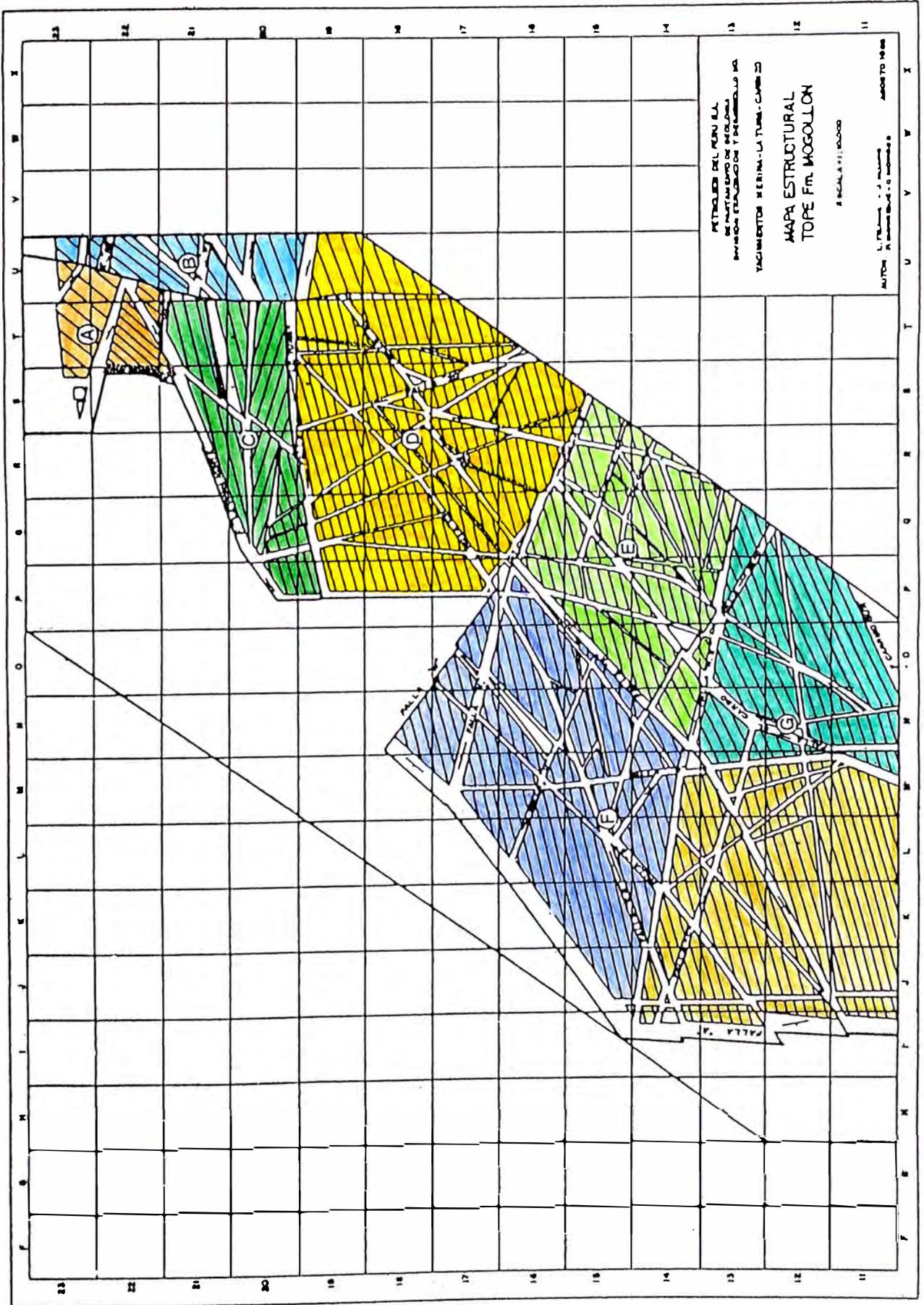
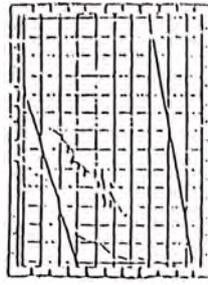


FIGURA N° 8



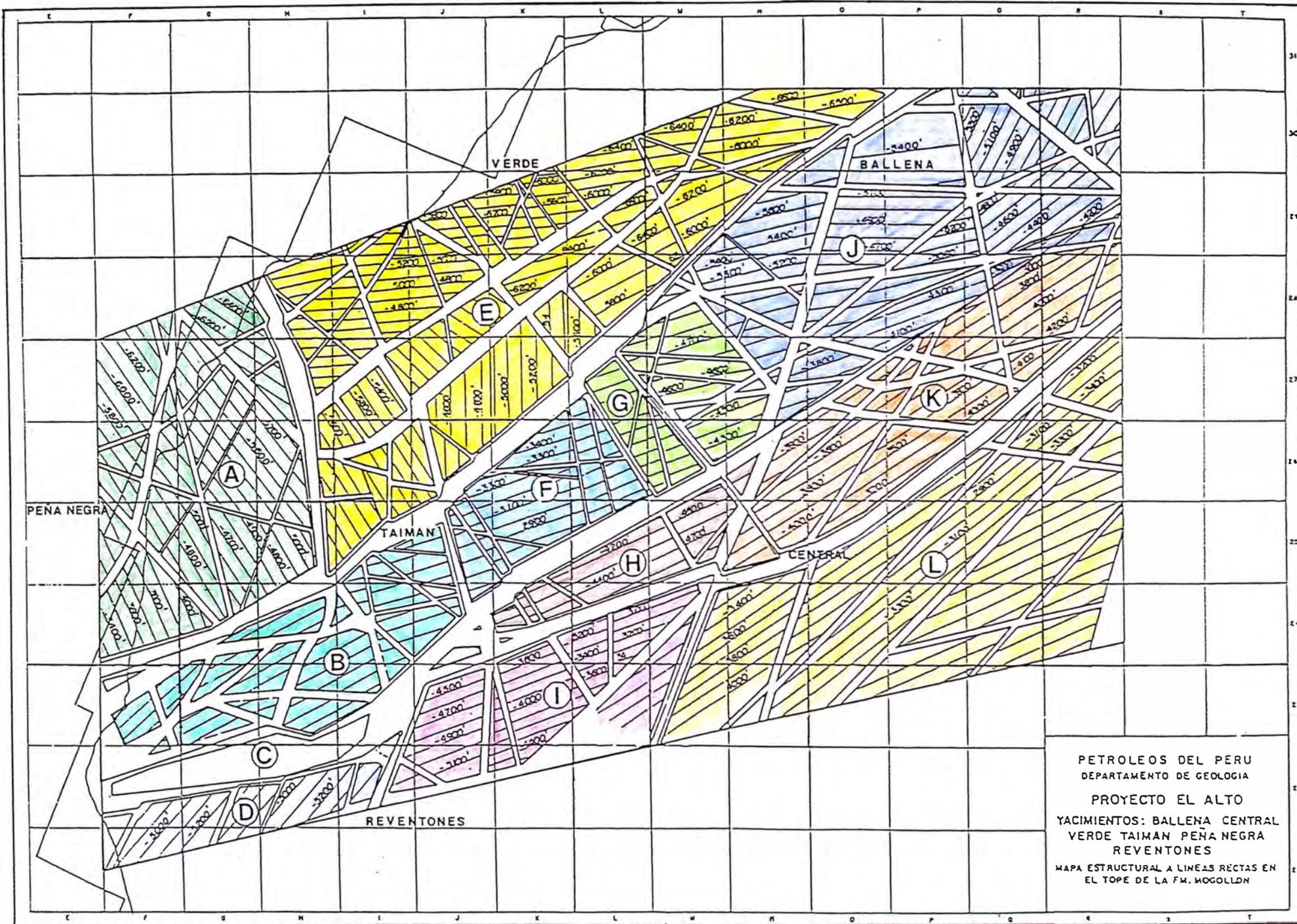
PETROLEOS DEL PERU S.A.
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
DIVISION DE EXPLORACION Y DESARROLLO NOROCCIDENTAL
YACIMIENTO: BALLENA
VERDE TAIMAN, PEÑA NEGRA

SECCION ESTRUCTURAL B-B

ESCALA: 1:5000

FECHA: 1970

HOJA: 11



PETROLEOS DEL PERU
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 PROYECTO EL ALTO
 YACIMIENTOS: BALLENA CENTRAL
 VERDE TAIMAN PEÑA NEGRA
 REVENTONES
 MAPA ESTRUCTURAL A LINEAS RECTAS EN
 EL TOPE DE LA FM. MOGOLLON

FIGURA N° 10

POZO 5793

YACIMIENTO TAIMAN

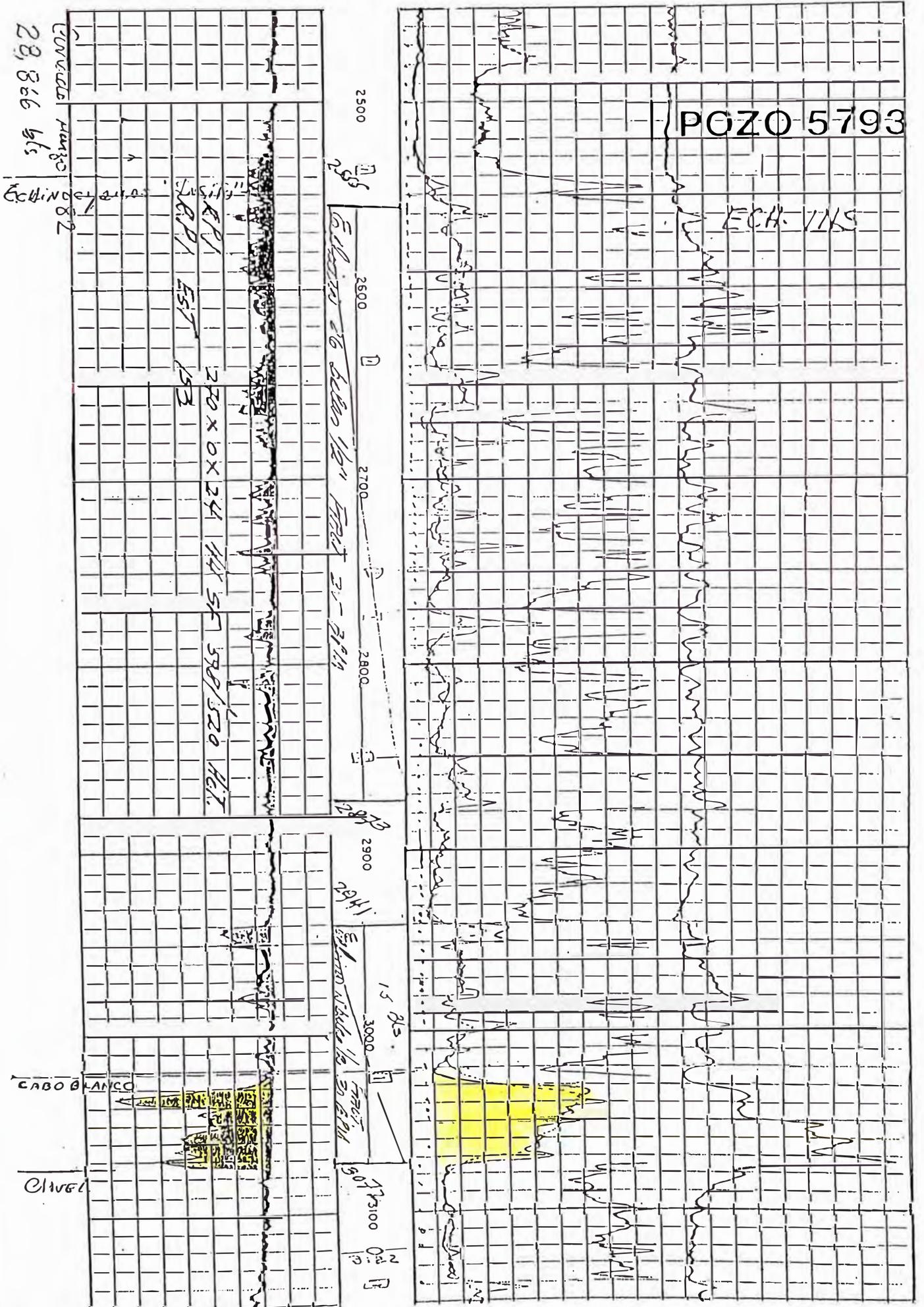


FIGURA N° 11

MAPA DE FRECUENCIA DE LUTITAS *

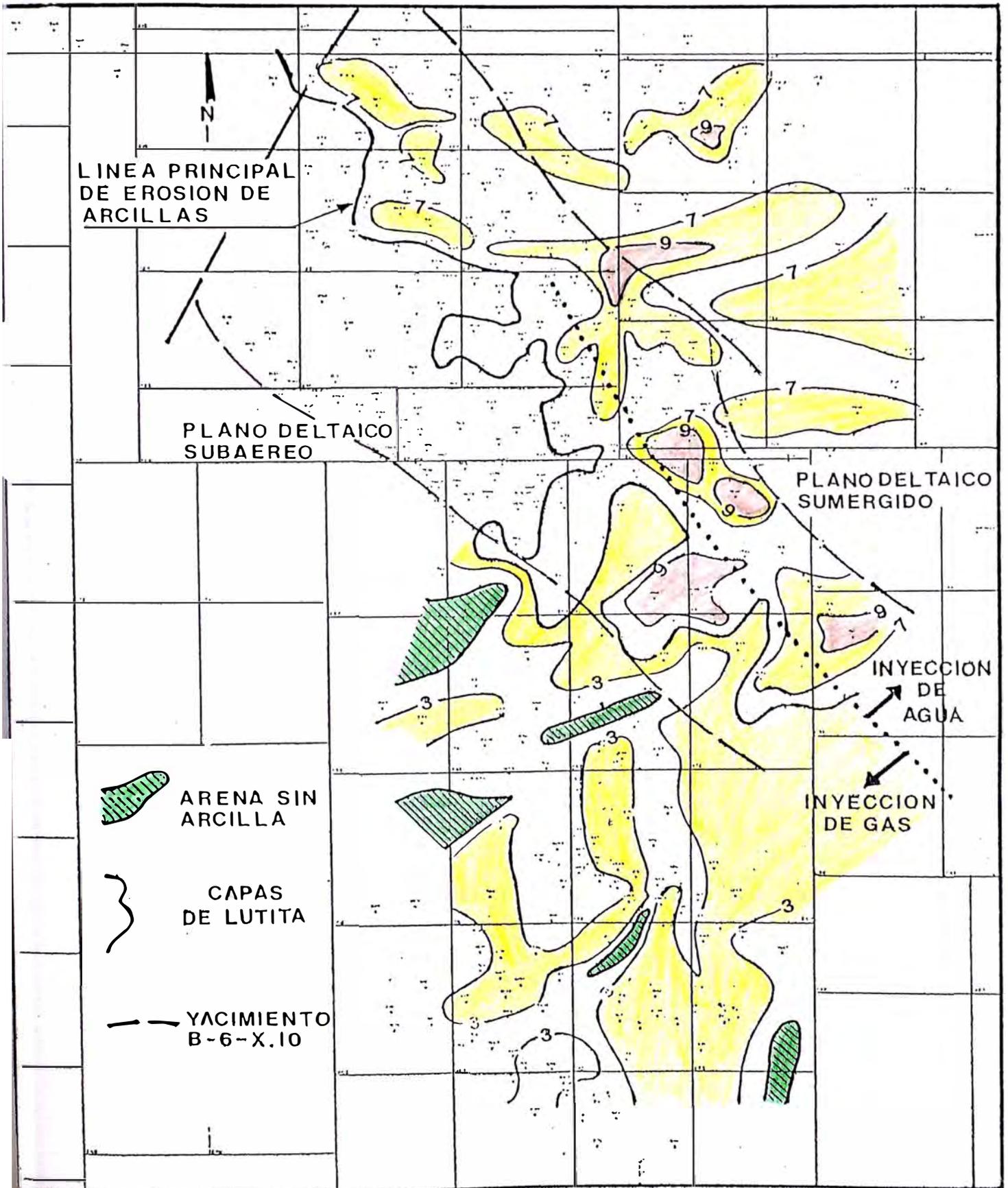
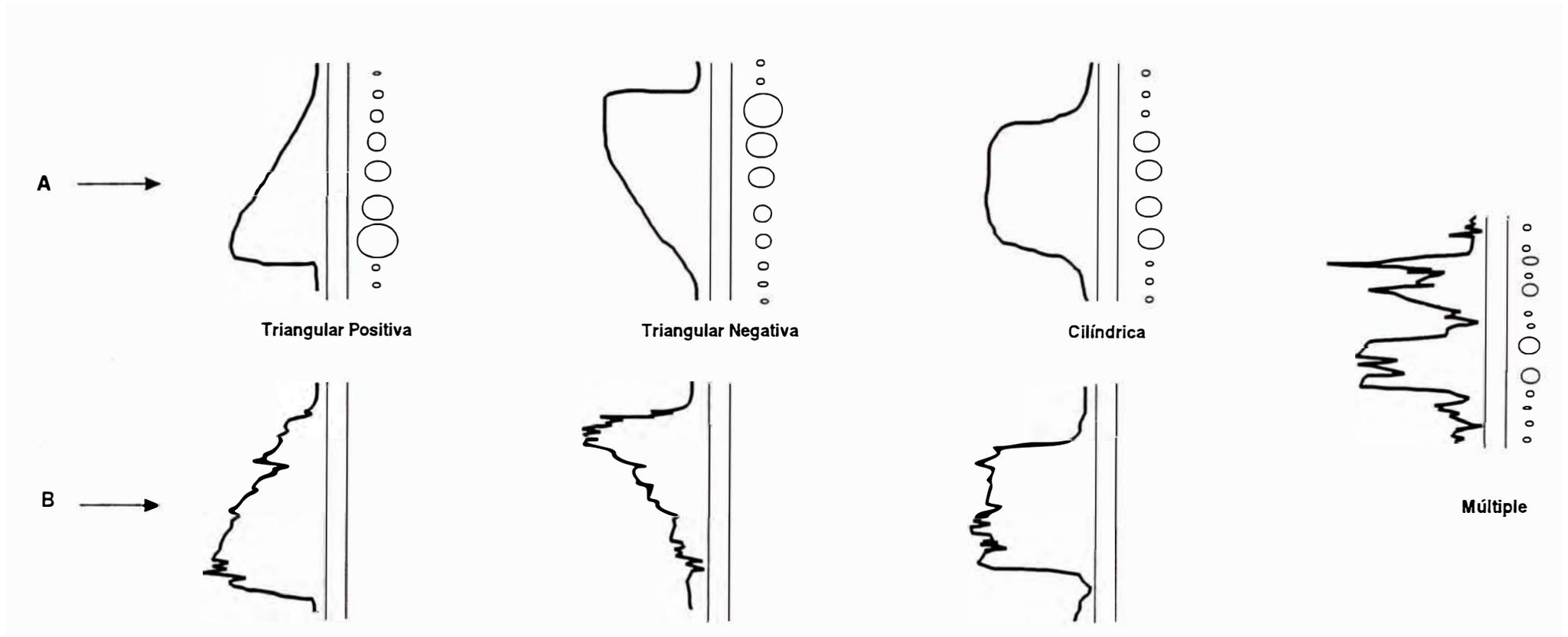


FIGURA N° 12

CURVAS SP (GR) MODELOS QUE REFLEJAN EFECTOS DE ARCILLOSIDAD

Distribución del Tamaño de Grano y Contacto



- Tamaño del Grano
- A Contactos Abruptos
- B Contactos Gradacionales

FIGURA N ° 13

MODELO GEOMETRICO DE BUCKLEY - LEVERETT

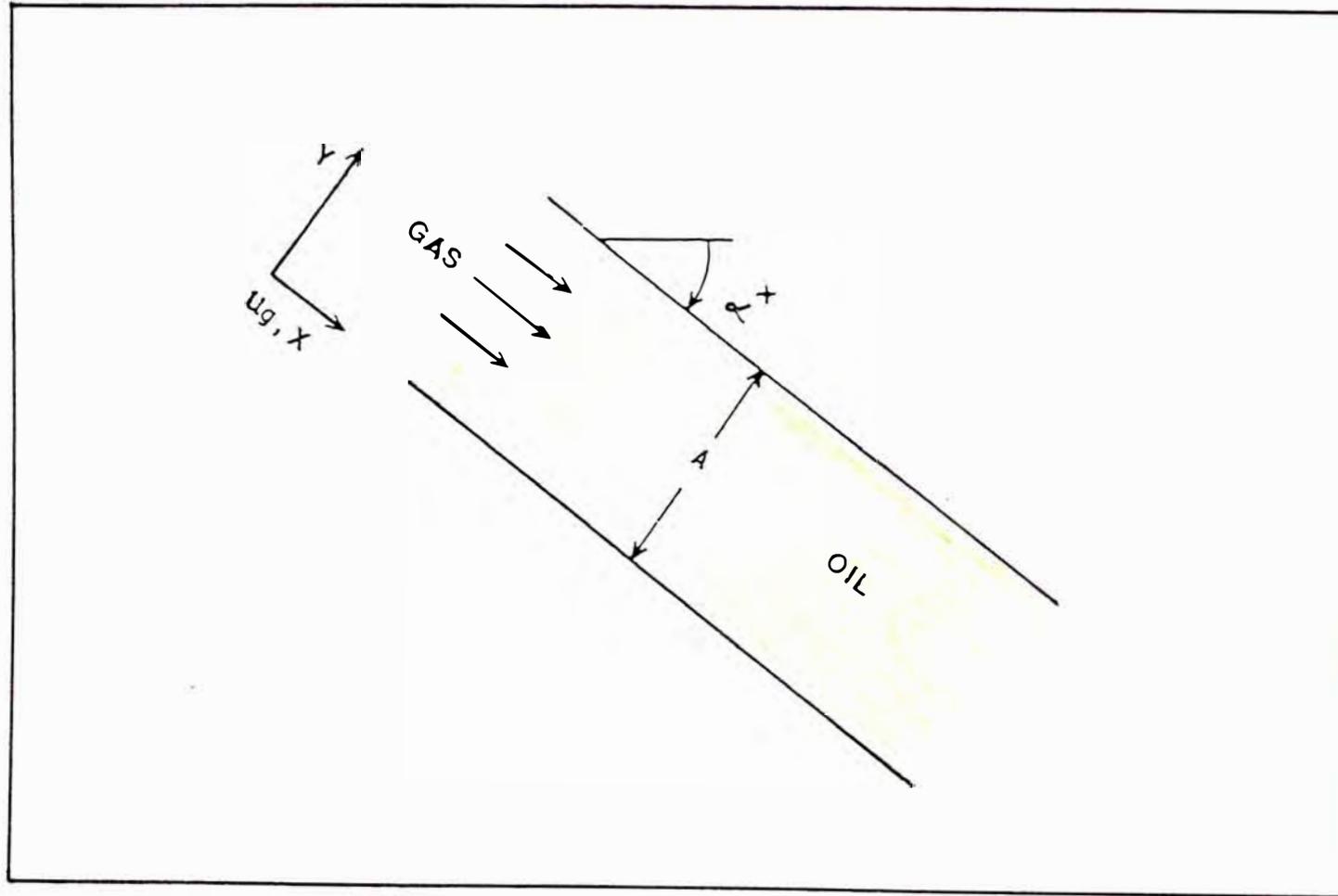


FIGURA N ° 14

DISTRIBUCION DEL FLUJO FRACCIONAL Y SATURACION

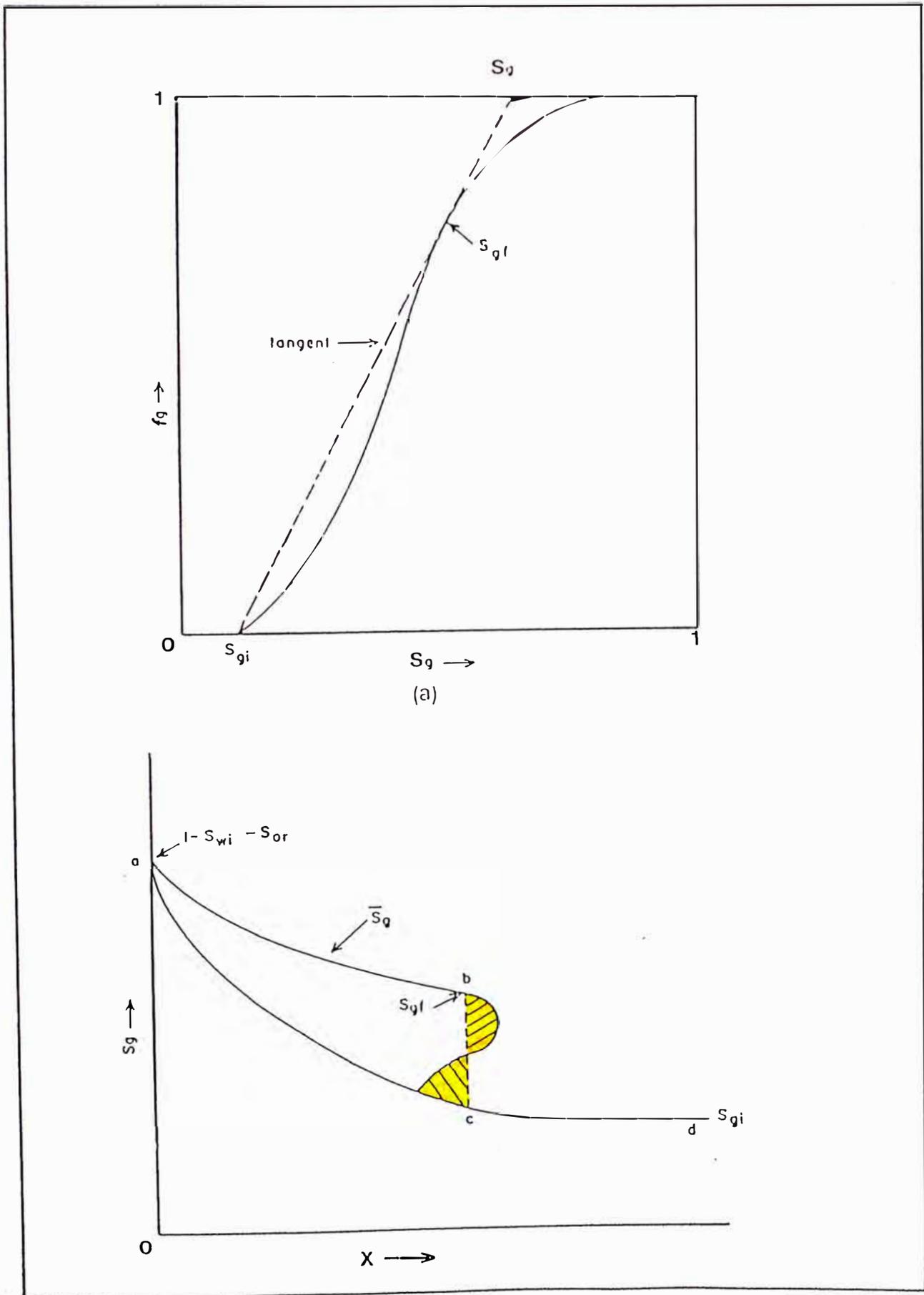


FIGURA N° 15

GEOMETRIA DEL MODELO DE DIETZ

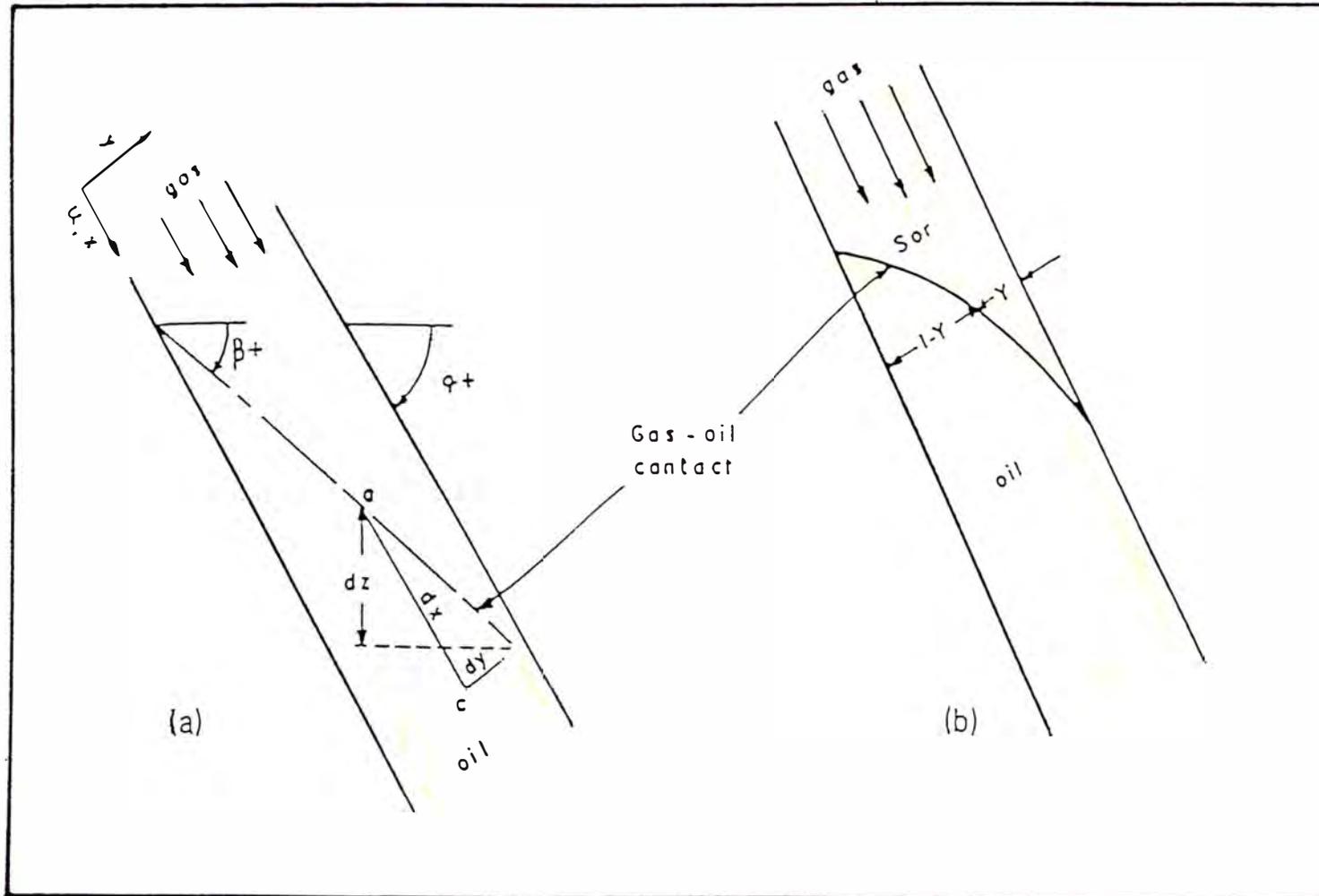


FIGURA N° 16

PERMEABILIDAD RELATIVA

Yacimiento Milla seis

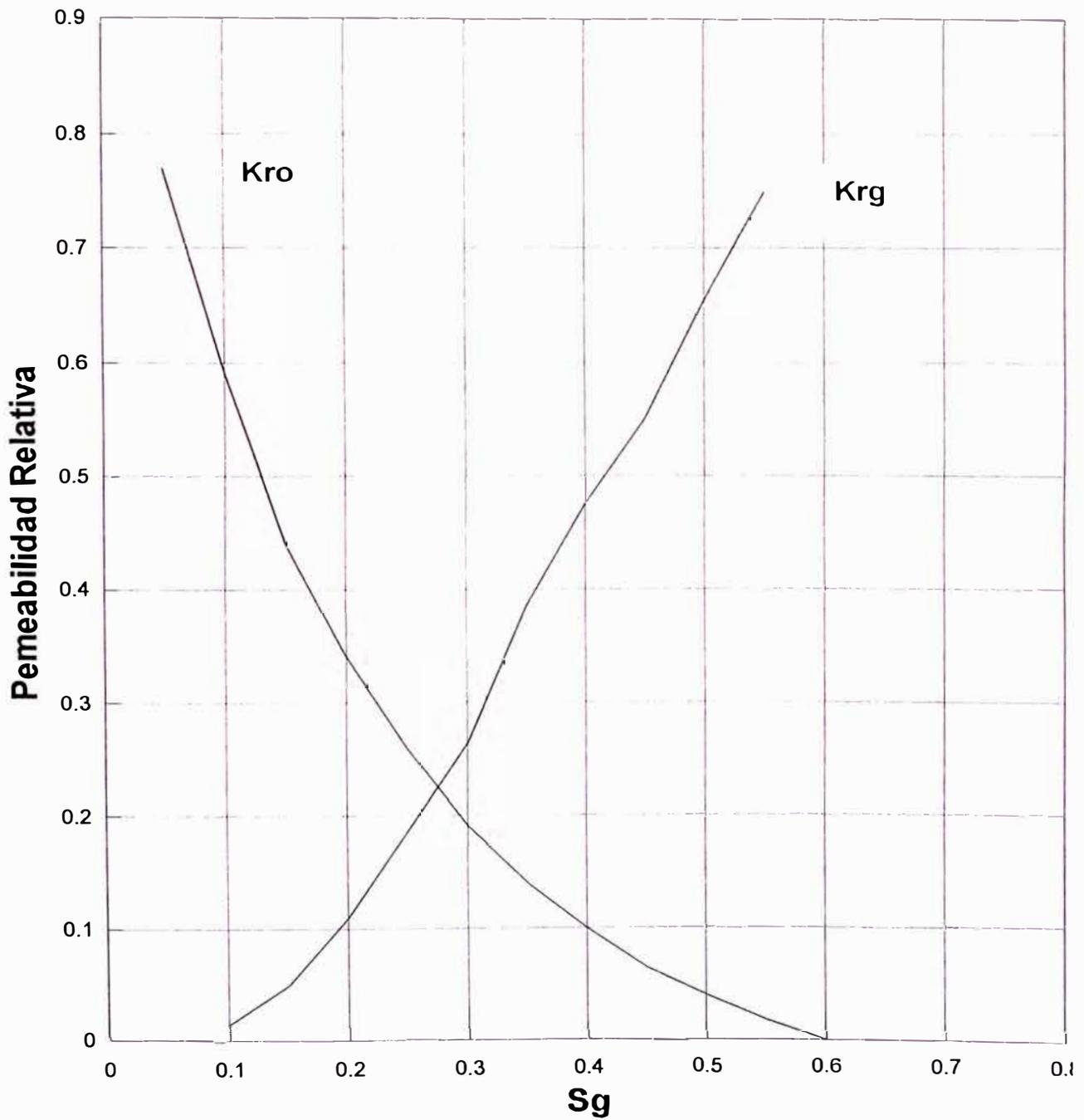
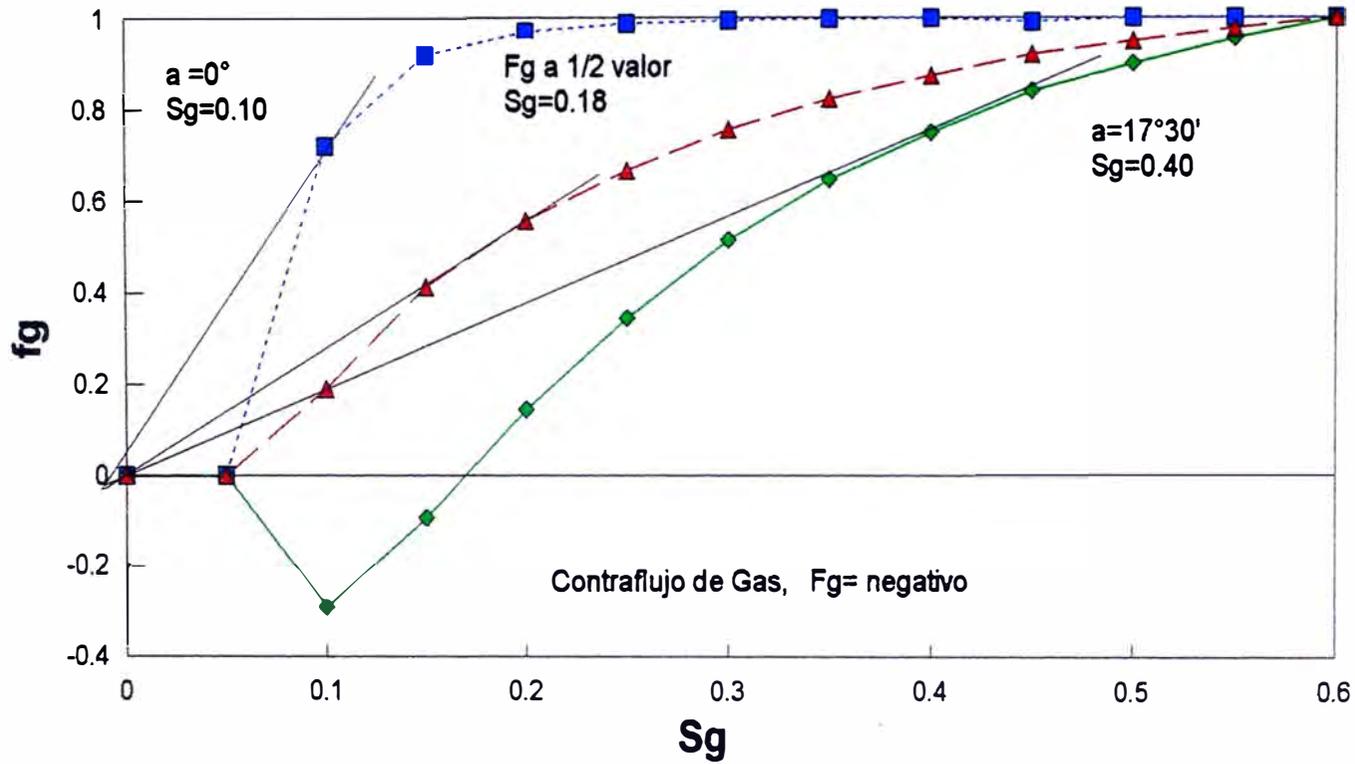


FIGURA N° 17

GRAFICO de f_g vs. S_g

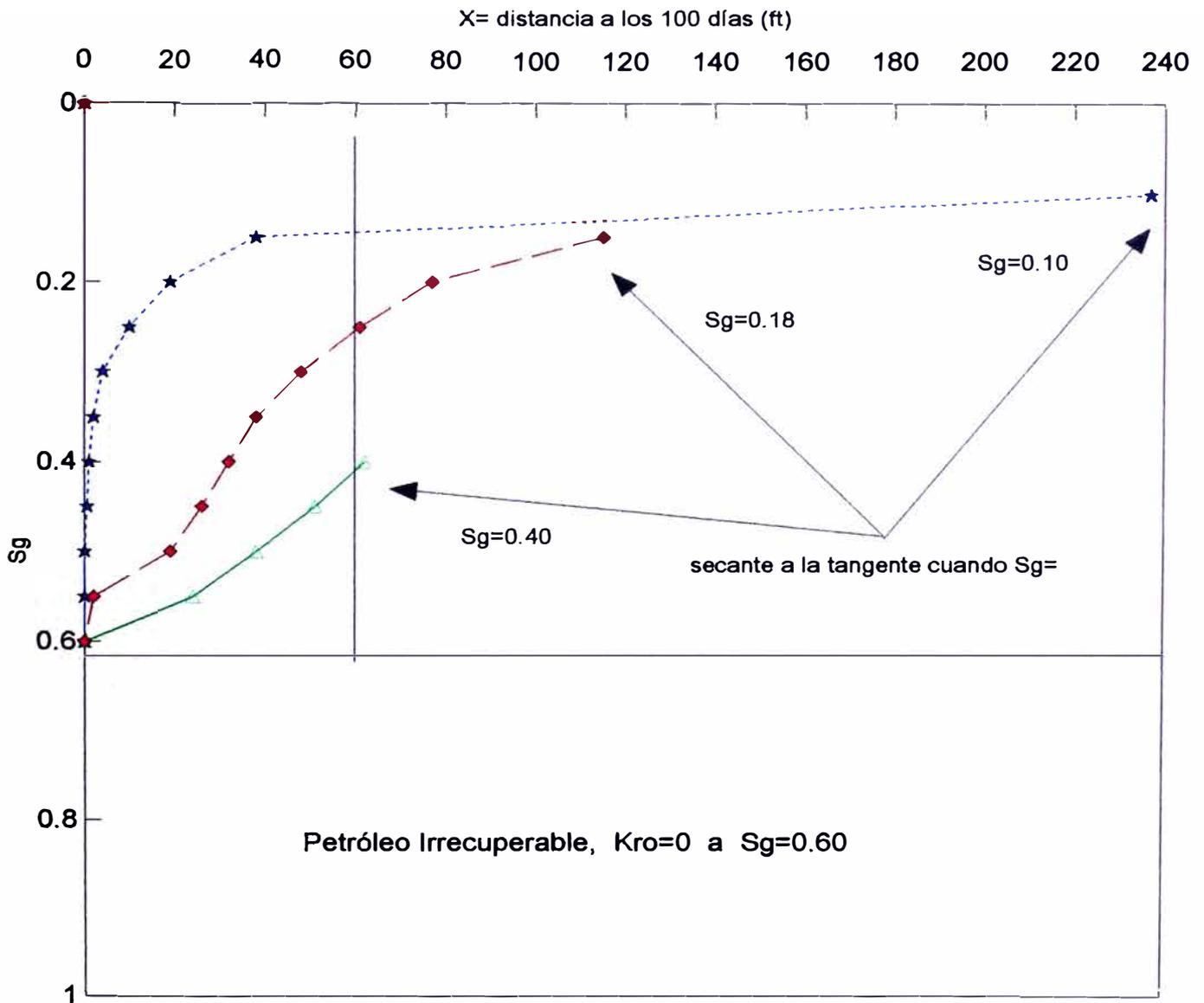
Yacimiento Milla Seis



- No existe término gravitacional
- Término gravitacional = 1/2 valor del yac. Milla Seis
- Término gravitacional, cuando el ángulo = 17°30'

FIGURA N° 18

GRAFICO DE S_g vs. X Yacimiento Milla Seis



- - - - - No existe fuerza gravitacional
- - - - - Término gravitacional = 1/2 valor del yac. Milla Seis
- Término gravitacional, cuando el ángulo = $17^{\circ}30'$

FIGURA N ° 19

RAZON DE MOVILIDAD EFECTIVA ANTES DEL PUNTO DE RUPTURA PARA UN EMPUJE DE INYECCION DE GAS

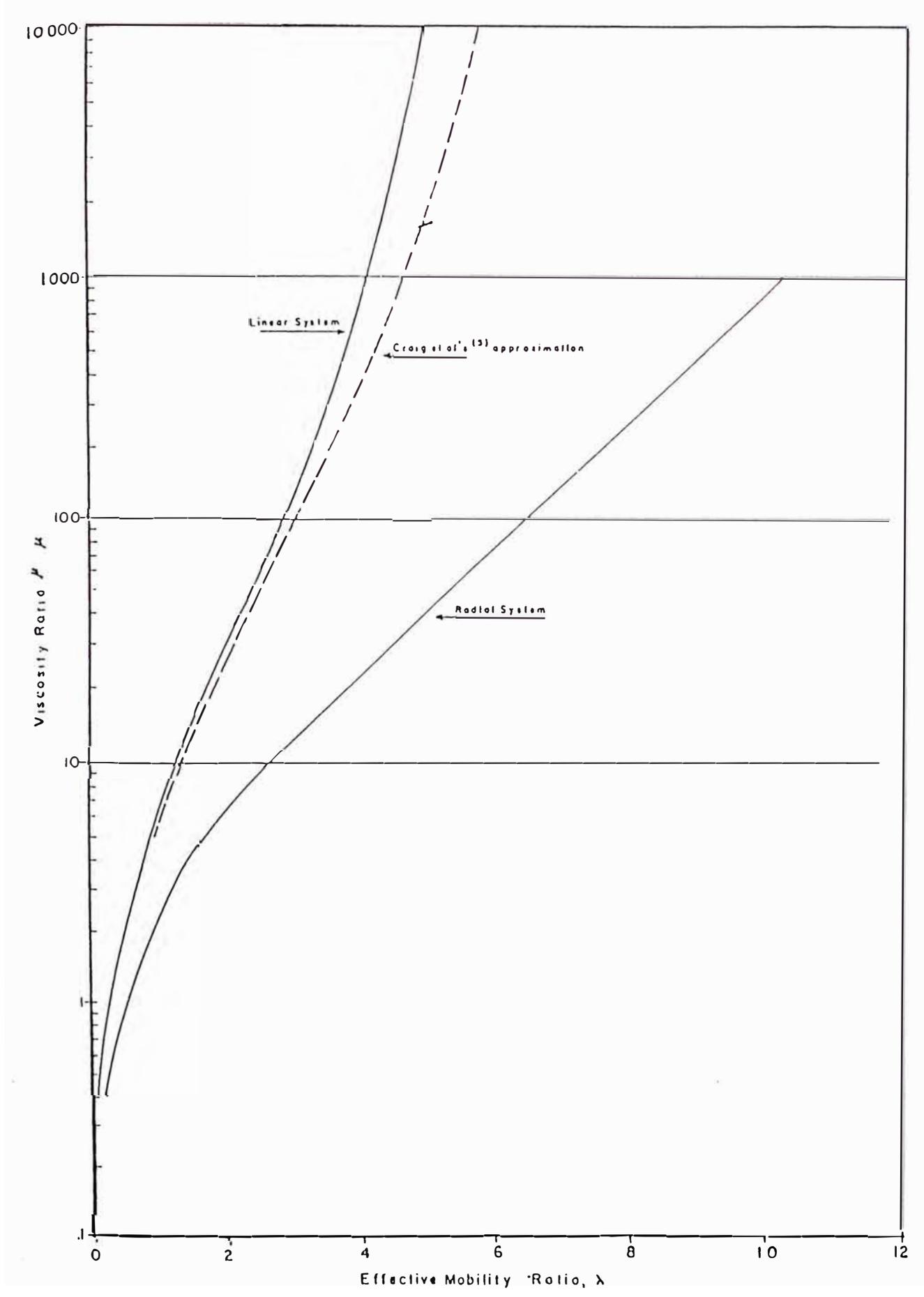
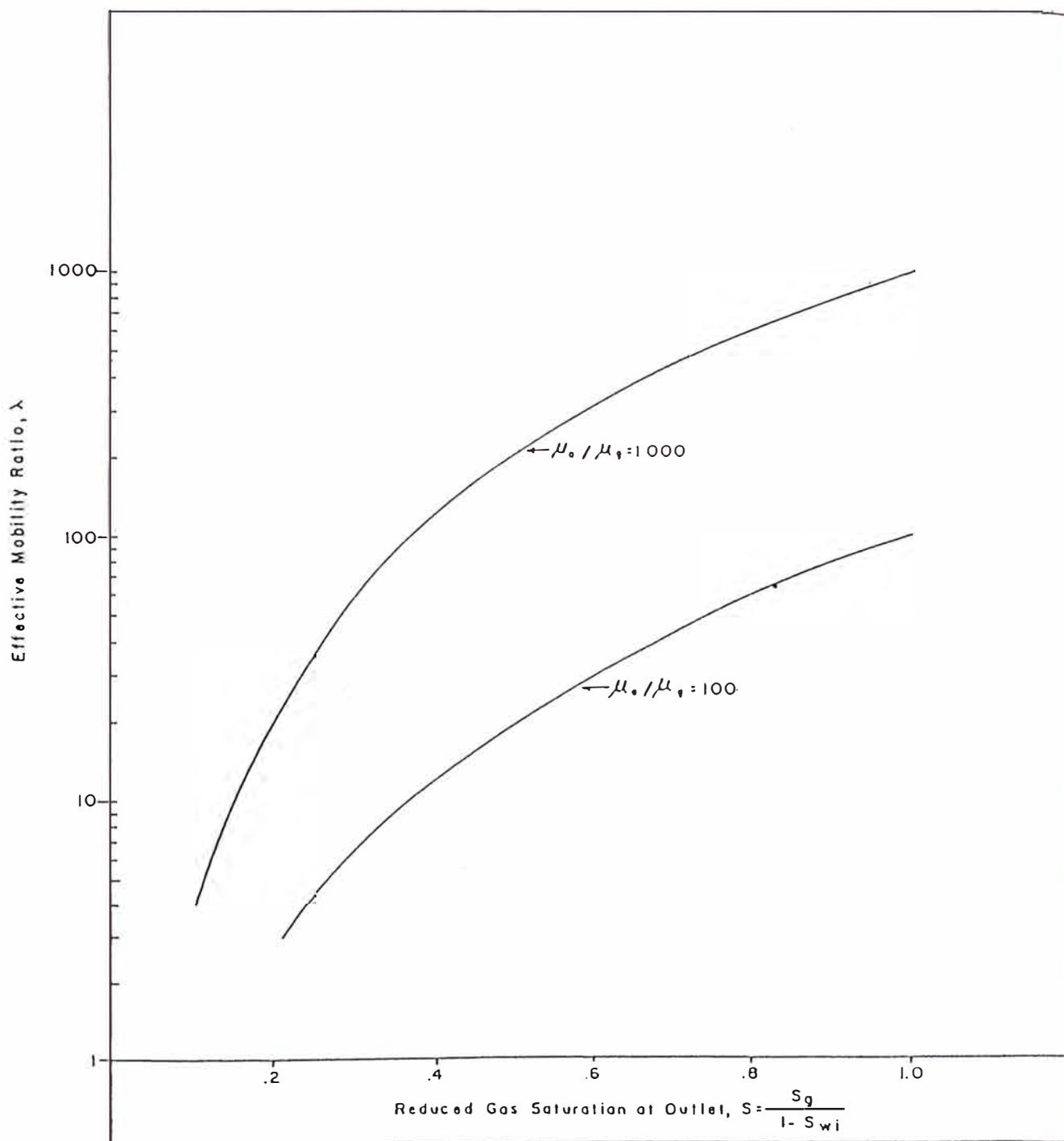


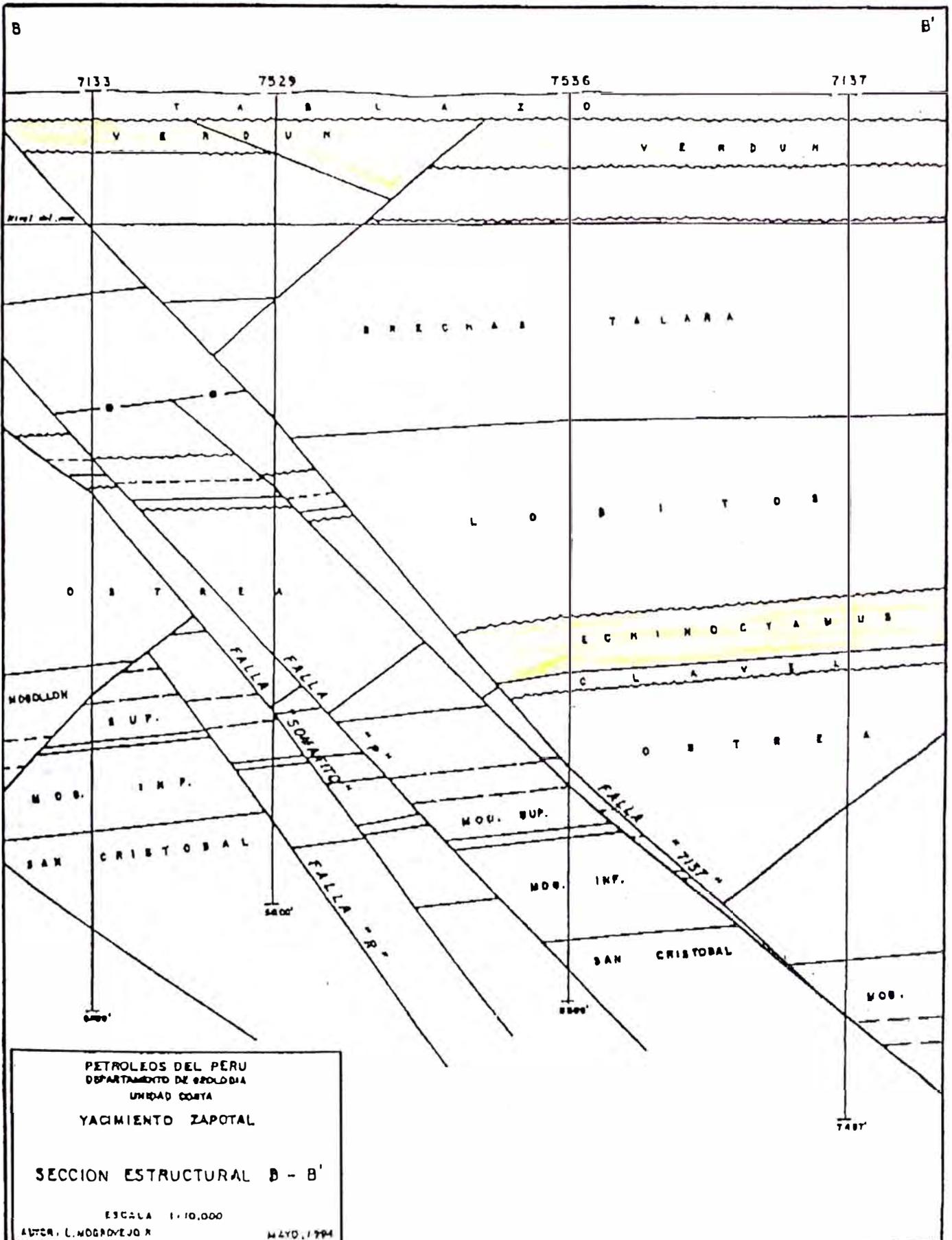
FIGURA N ° 20

RAZON DE MOVILIDAD EFECTIVA DESPUES DEL PUNTO DE RUPTURA PARA UN EMPUJE DE INYECCION DE GAS



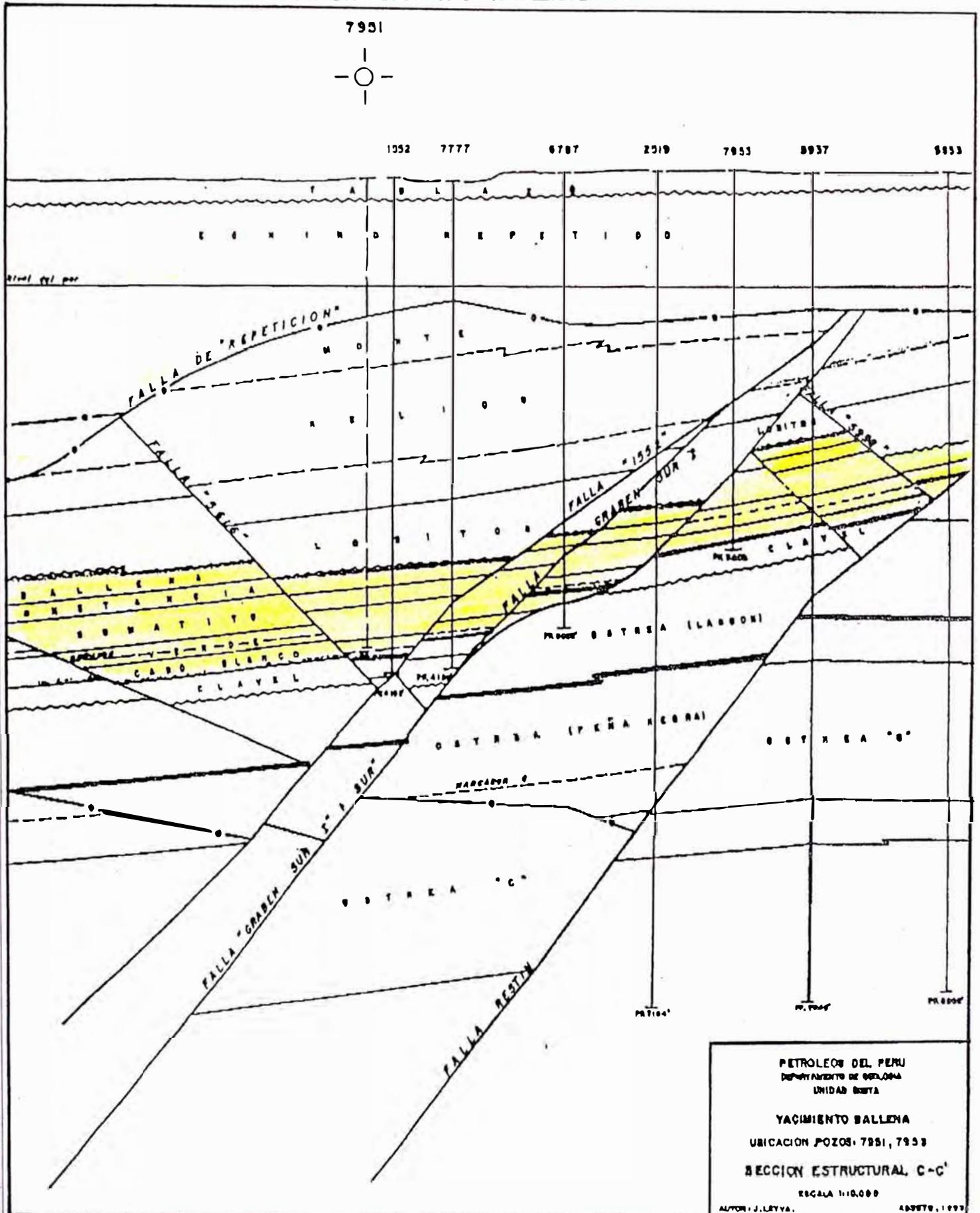
SECCION ESTRUCTURAL B - B'

FORMACION ECHINO - YACIMIENTO ZAPOTAL



SECCION ESTRUCTURAL C - C'

YACIMIENTO BALLENA



PETROLEOS DEL PERU
 DEPARTAMENTO DE GEOLÓGIA
 UNIDAD BARRIL

YACIMIENTO BALLENA
 UBICACION POZOS: 7951, 7953

SECCION ESTRUCTURAL C-C'

ESCALA 1:10,000

AUTOR: J. LEYVA. ABRIL 1957

FIGURA N° 24

PERFORMANCE DE INYECCION DE GAS DISPERSA Tipo Gas en Solución

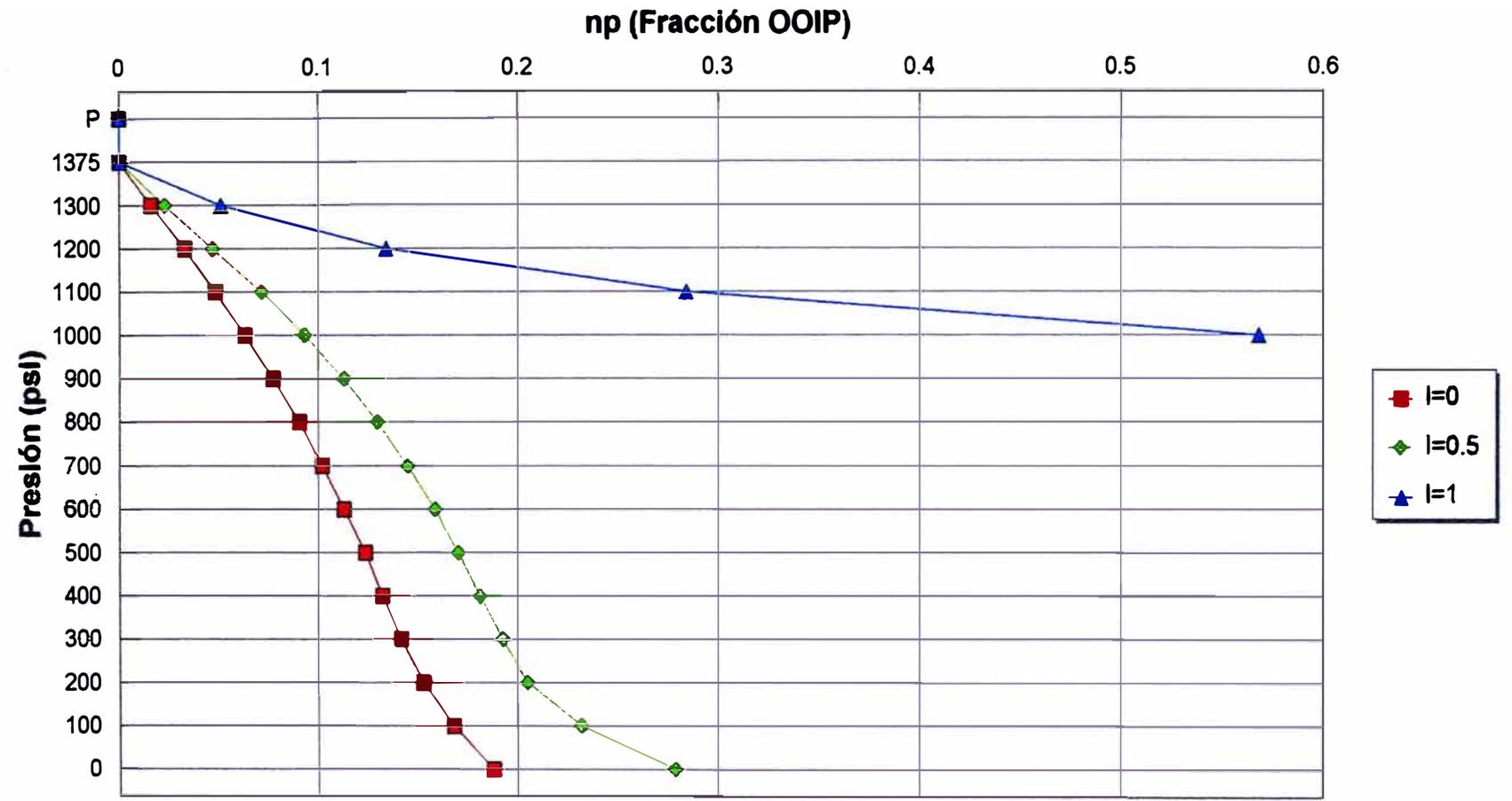
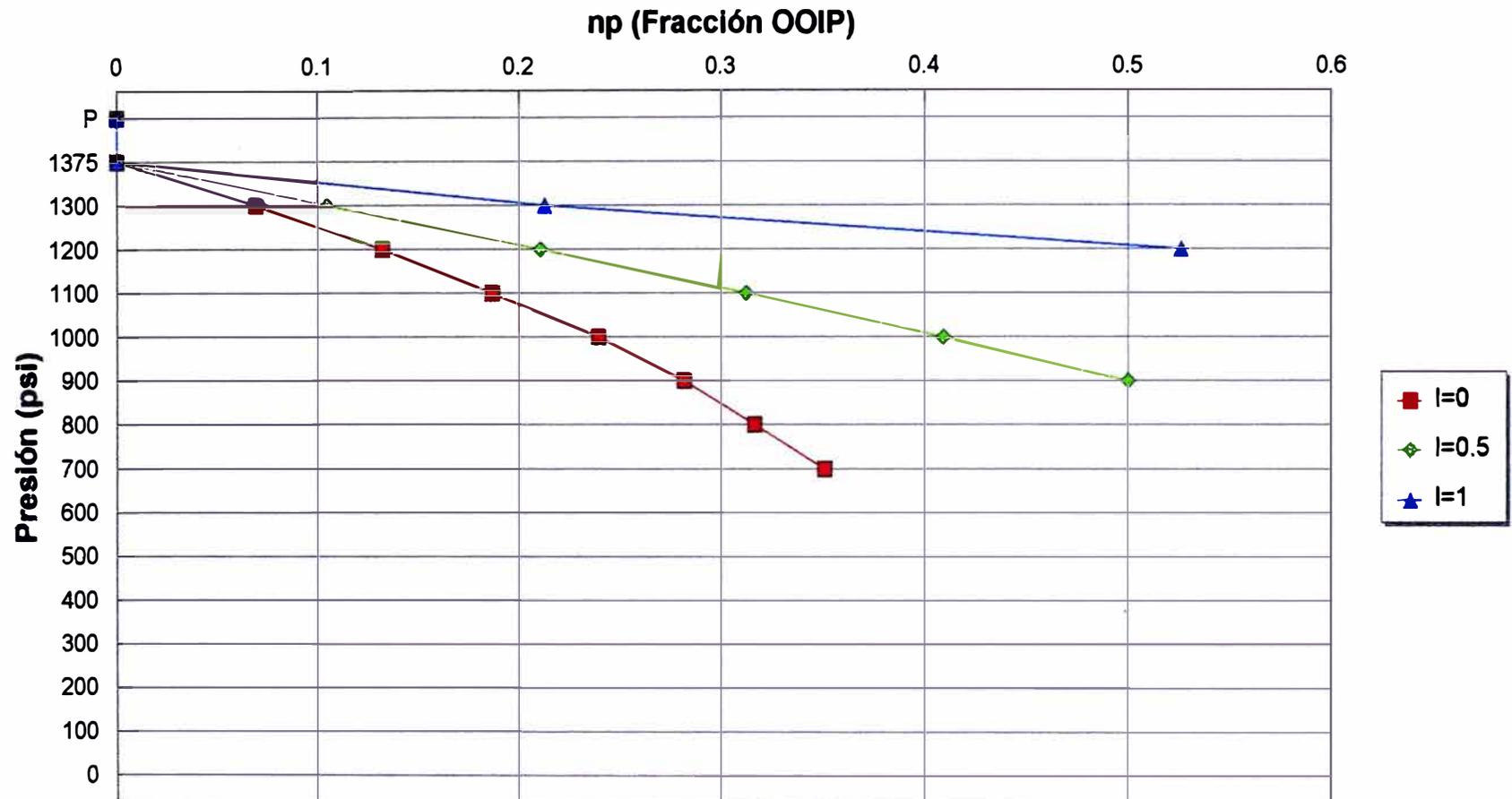


FIGURA N° 25

PERFORMANCE DE INYECCION DE GAS EXTERNA Expansión por Gas Cap



MAPA DE ESPESOR TOTAL FORMACION ECHINO INSITU - TAIMAN

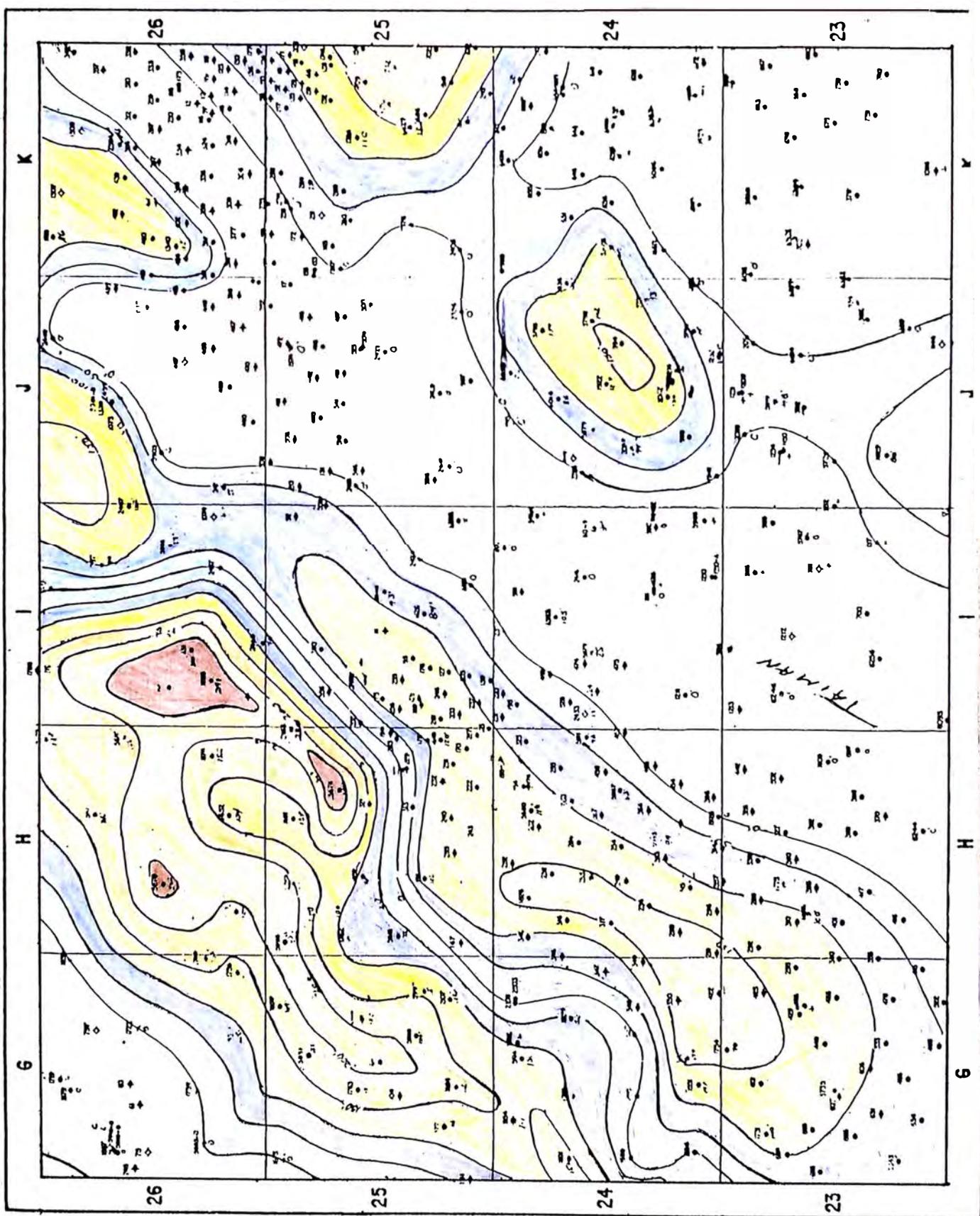
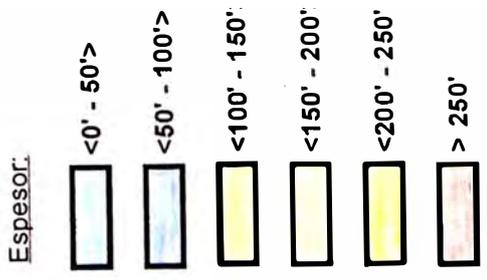


FIGURA N° 27

MAPA DE ESPESOR TOTAL MIEMBRO CABO BLANCO (ECHINO INSITU) - TAIMAN

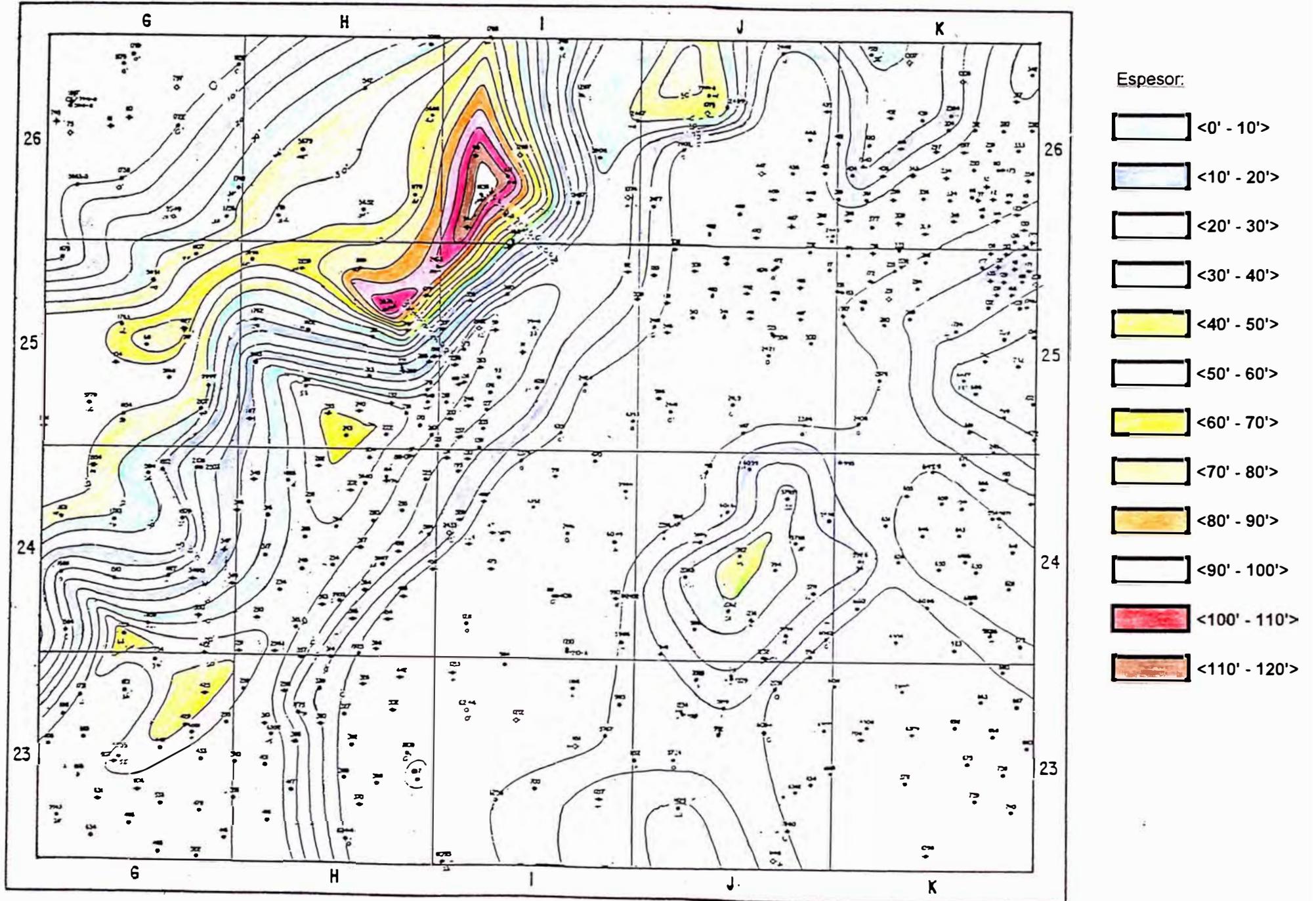
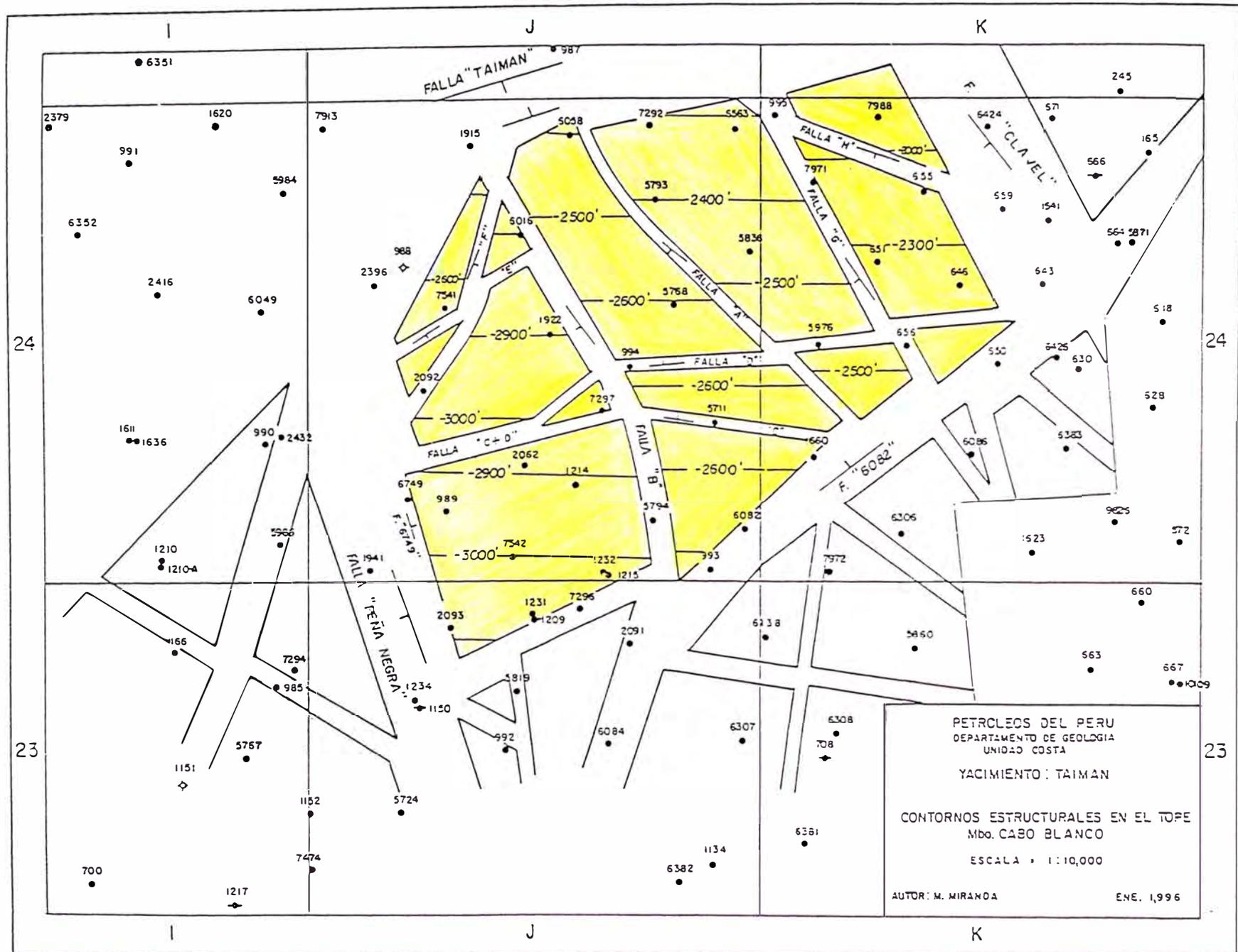
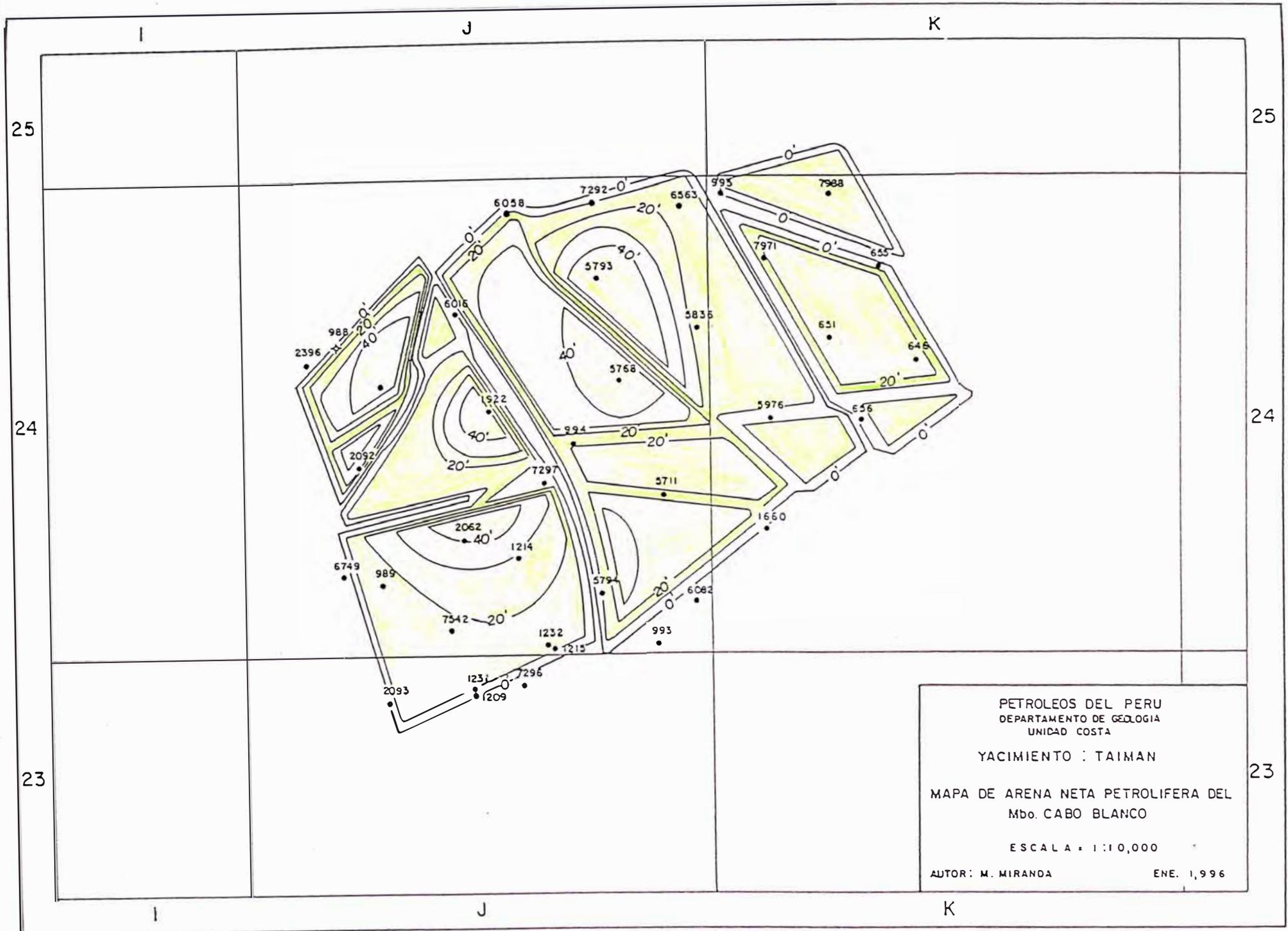


FIGURA N° 28





PETROLEOS DEL PERU
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 UNIDAD COSTA

 YACIMIENTO : TAIMAN

 MAPA DE ARENA NETA PETROLIFERA DEL
 Mbo. CABO BLANCO

 ESCALA = 1:10,000

 AUTOR : M. MIRANDA
 ENE. 1,996

FIGURA N° 30

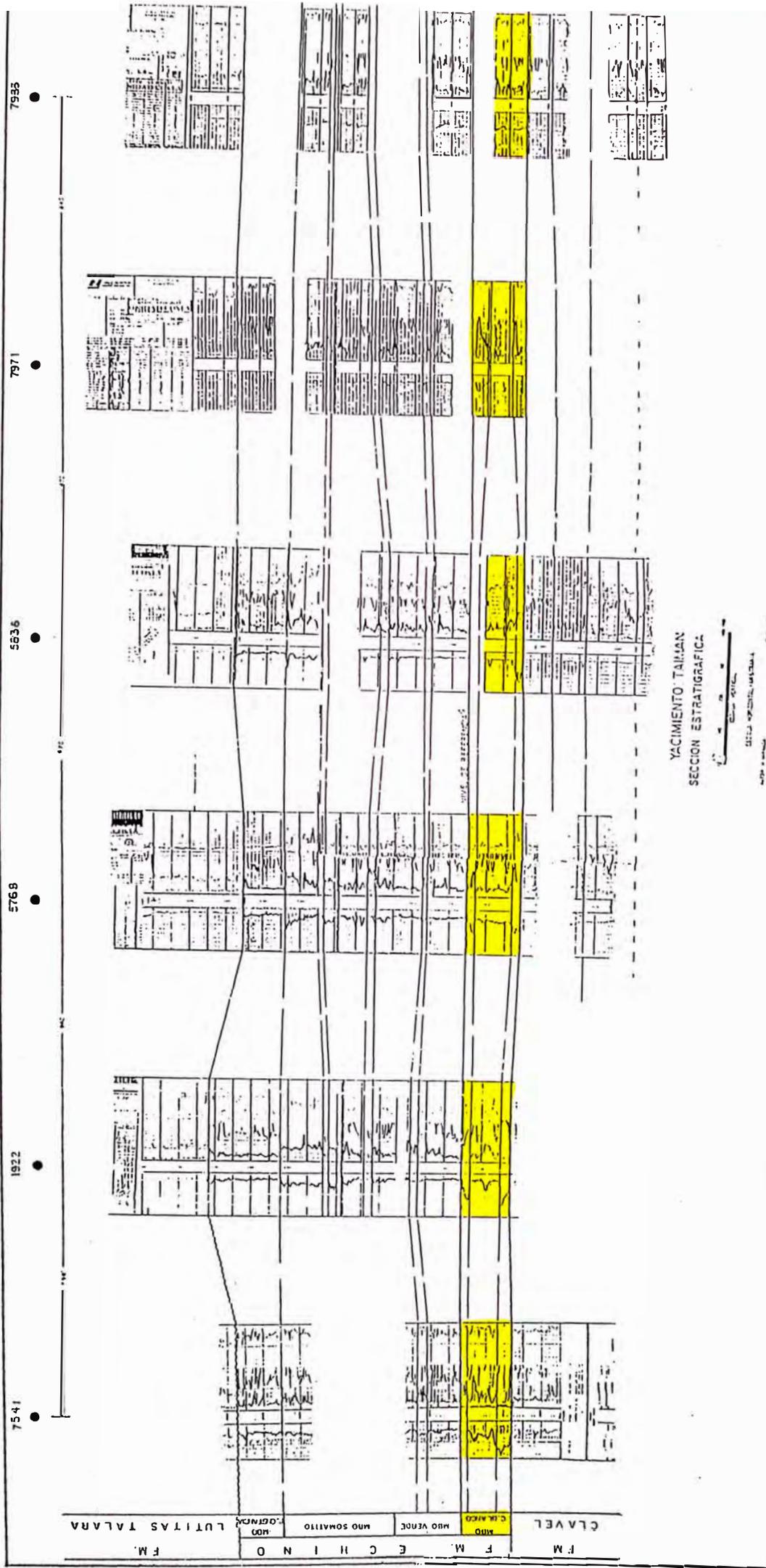
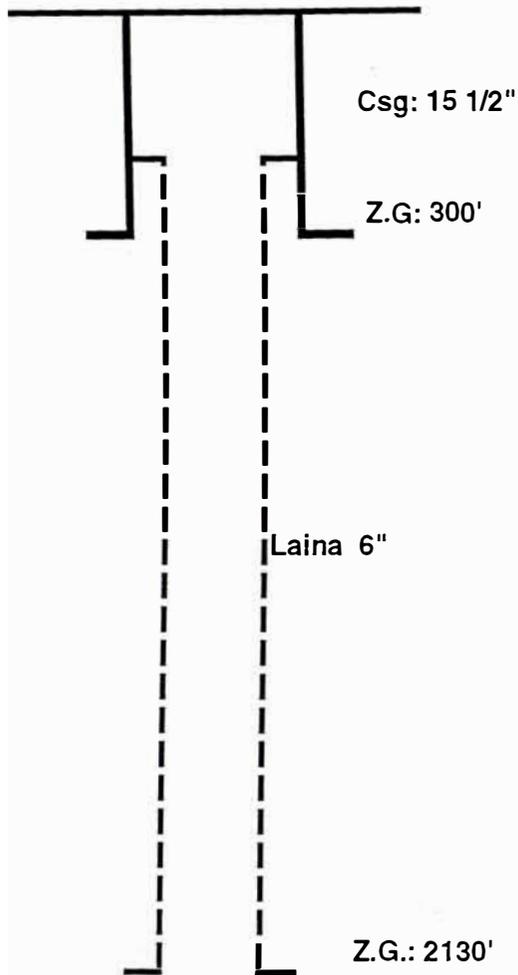


FIGURA N° 31

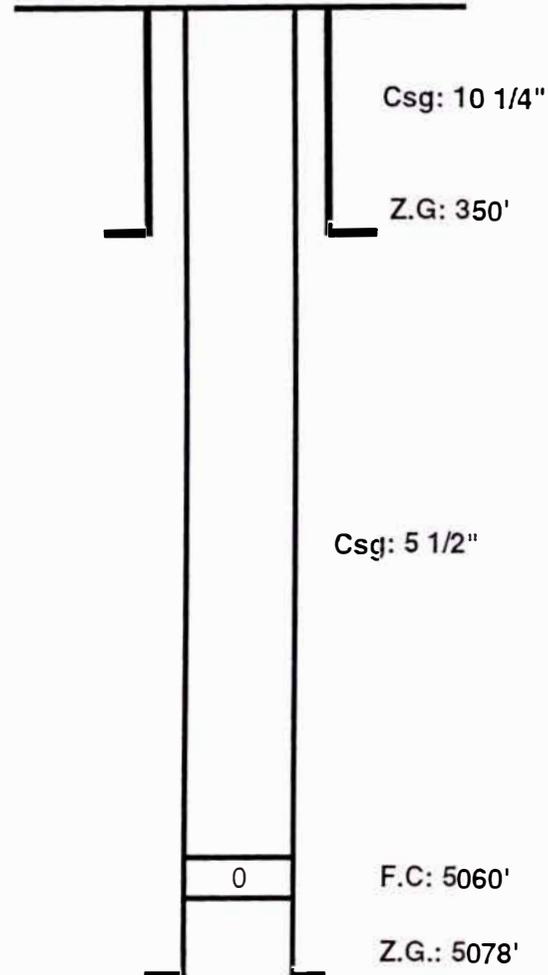
ESQUEMA DE COMPLETACION DE POZOS

Yacimiento Reventones

POZO 107
año 1925



POZO 1562
año 1958



POZO 6523
año 1982

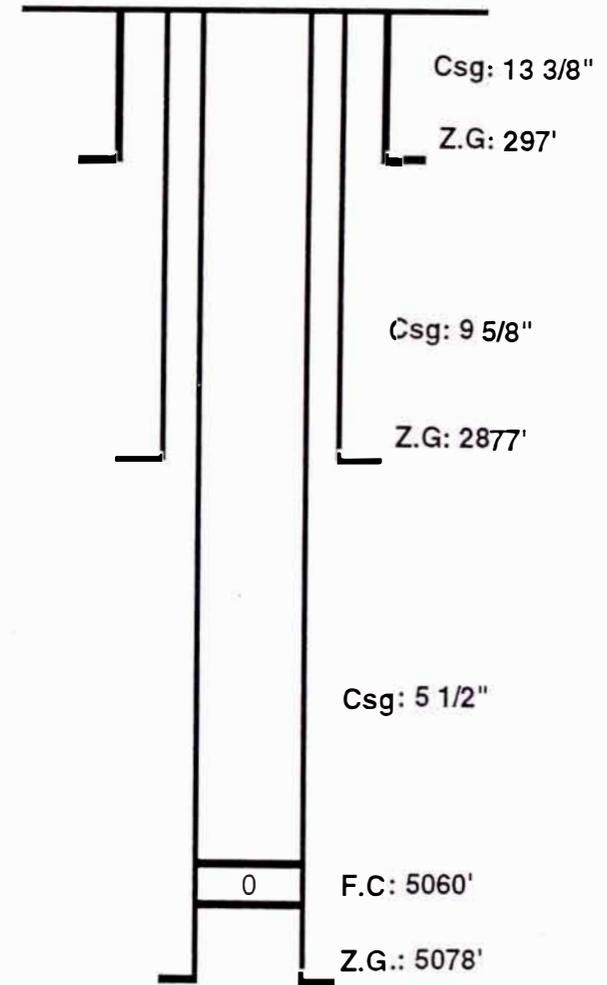




FIGURA N° 32

**Heavy-Duty
Crankshaft**

**Precision
Bearings**

**Direct,
Full-Pressure
Lubrication
of Crosshead**

**Easy Access for
Inspection**

**Non-Metallic
Plate Valve**

**Ion-Nitrided
Piston Rods**

**Ion-Nitride
Hardened
Cylinder Bore**

**Large
Gas Passages**

**Durable
Cast Iron Piston**

**Precision
Fitted
Tie-Bar**

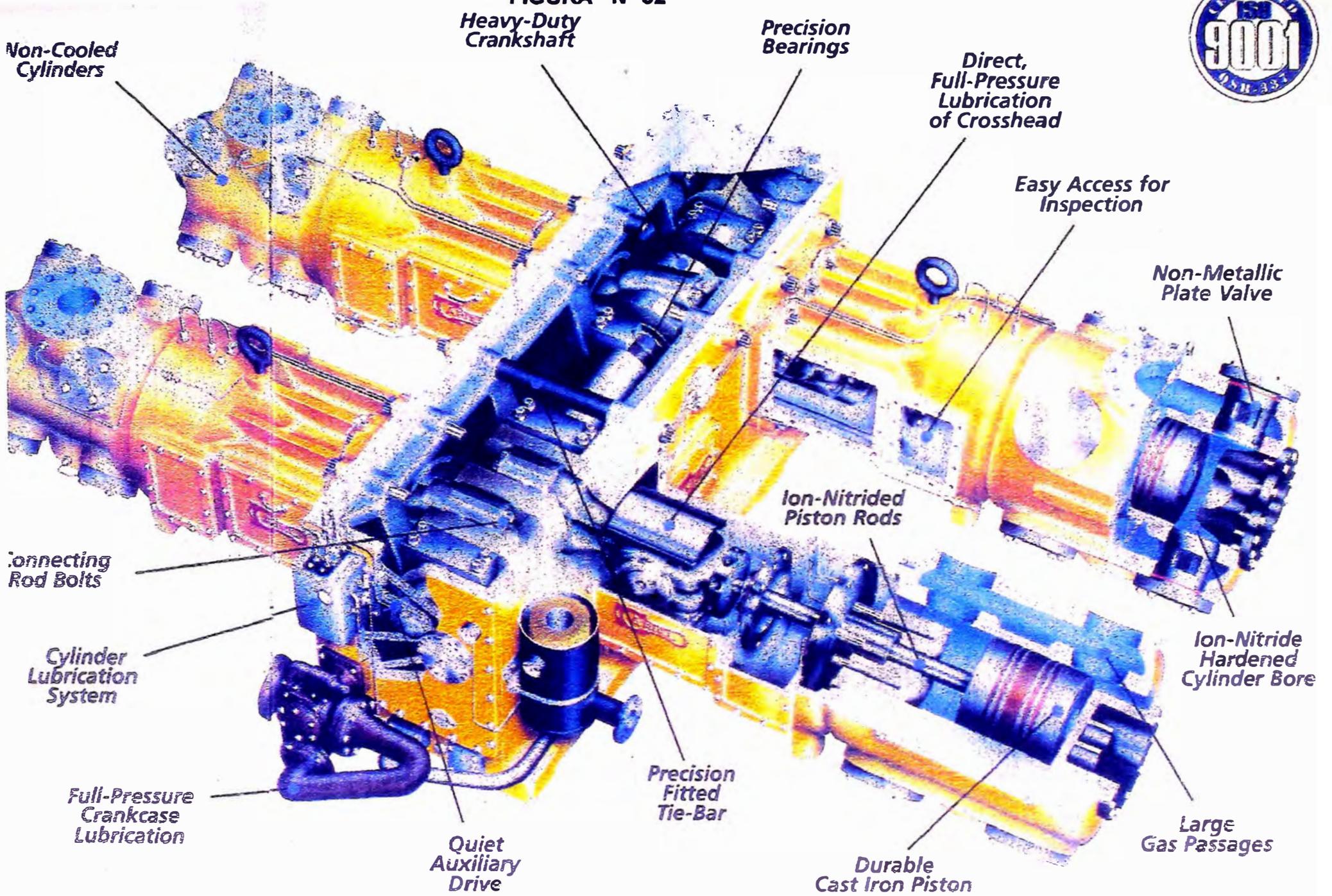
**Quiet
Auxiliary
Drive**

**Full-Pressure
Crankcase
Lubrication**

**Cylinder
Lubrication
System**

**Connecting
Rod Bolts**

**Non-Cooled
Cylinders**



MODELO DEL COMPRESOR DE GAS

FIGURA N° 33

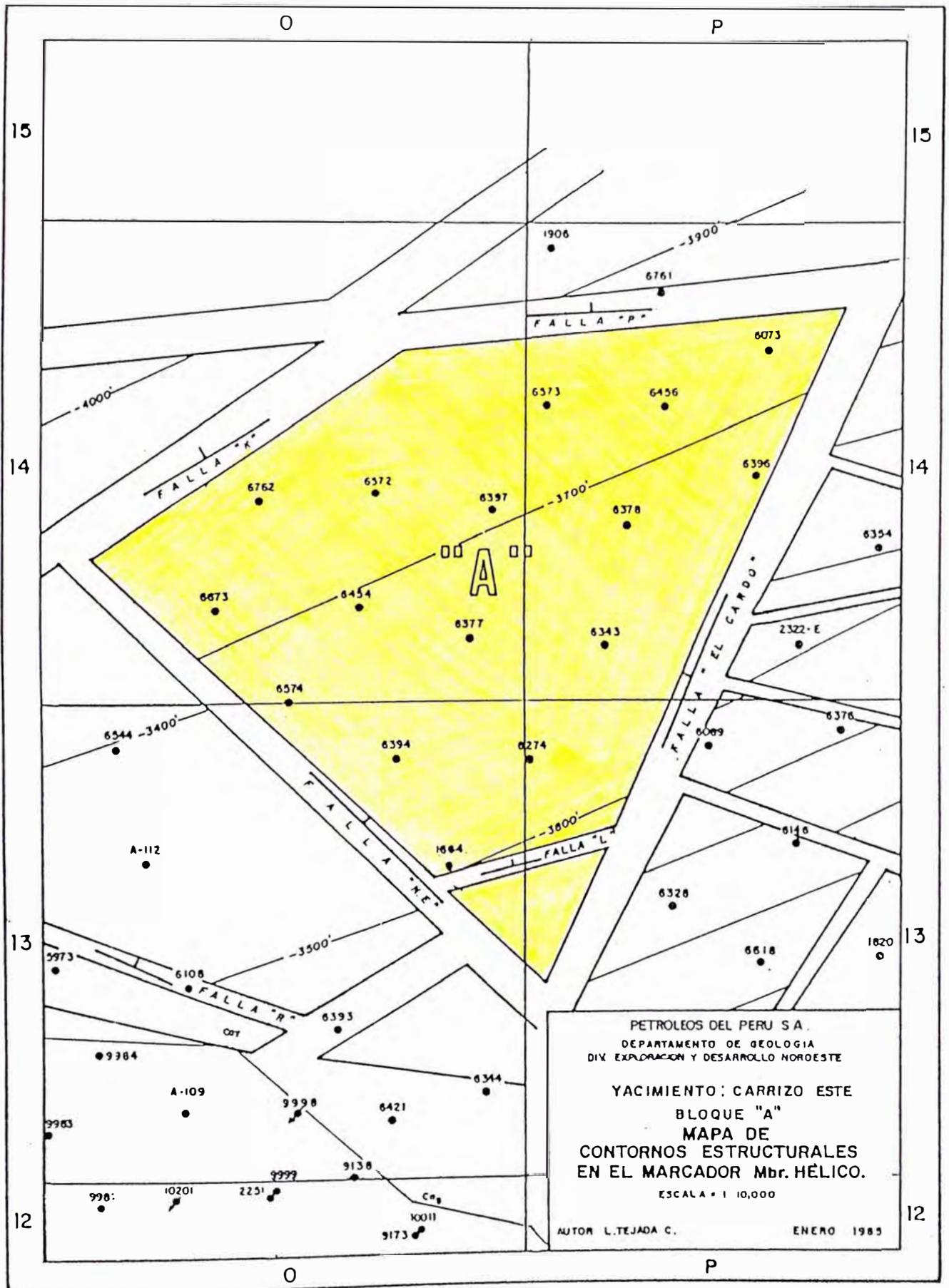
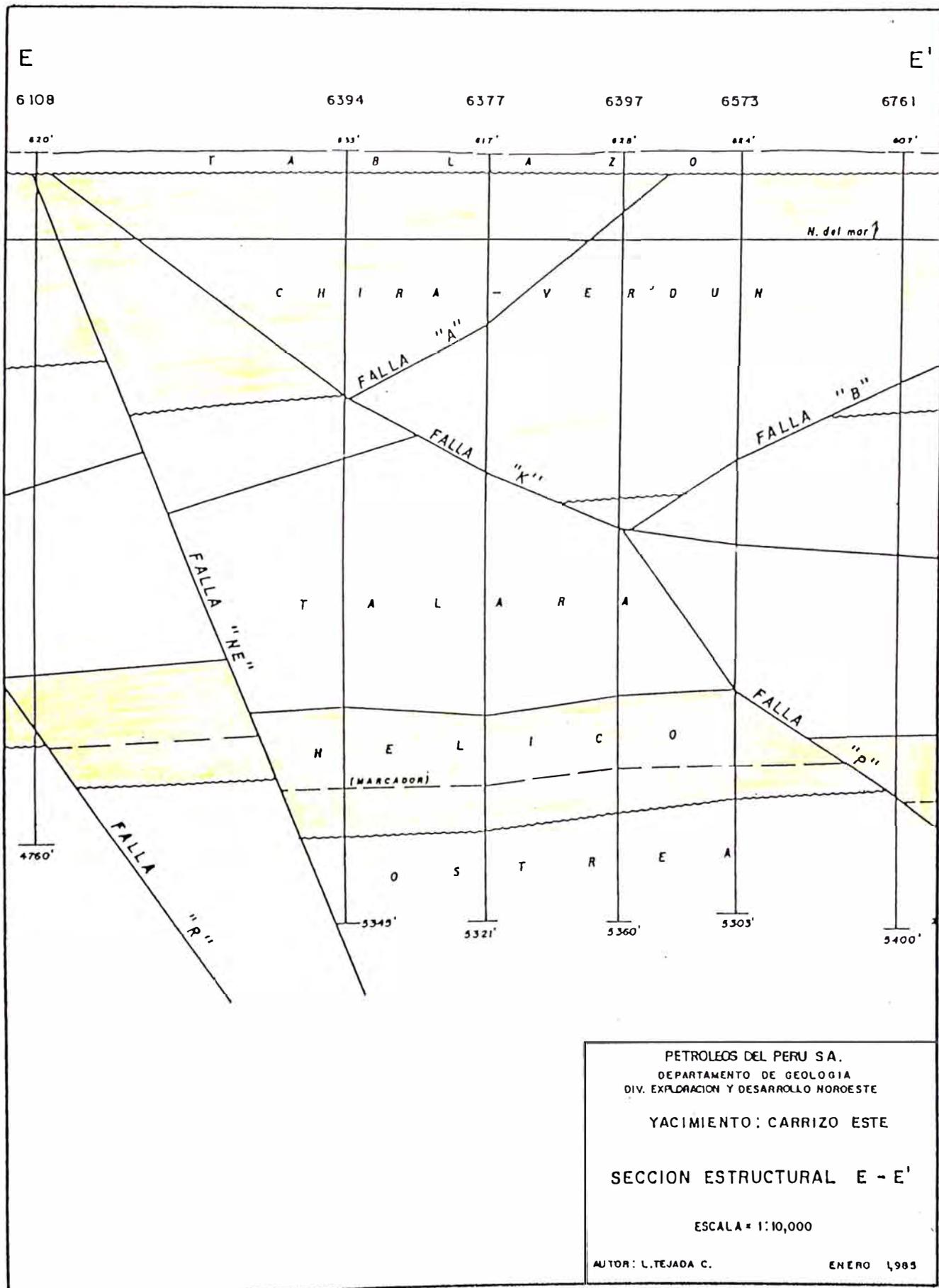


FIGURA N° 34



GRAFICOS

RELACION DE GRAFICOS

1. Historial Productivo del Yacimiento Milla Seis (Formación Pariñas).
2. Historial Productivo del Yacimiento Leones (Formación Terebrátula).
3. Aporte de Producción debido al Programa de Perforación en los años 1990-1995.
4. BOPD vs t (semilog). Campaña de perforación en 1990.
5. BOPD vs Acum(semilog). Campaña perforación 1990.
6. BOPD vs t (semilog). Campaña perforación 1991.
7. BOPD vs Acum(semilog). Campaña perforación 1991.
8. BOPD vs t (semilog). Campaña perforación 1992.
9. BOPD vs Acum (semilog). Campaña perforación 1992.
10. BOPD vs t (semilog). Campaña perforación 1993.
11. BOPD vs Acum (semilog). Campaña perforación 1993.
12. BOPD vs Acum (semilog). Campaña perforación 1994.
13. Isoproducciones Acumuladas de Petróleo por cada Yacimiento en el Lote X.

13.BA	Yacimiento Ballena.
13.CA	Yacimiento Carrizo.
13.CE	Yacimiento Central.
13.CO	Yacimiento Coyonitas.
13.LG	Yacimiento Laguna.
13.LT	Yacimiento La Tuna.
13.ME	Yacimiento Merina.
13.OS	Yacimiento Organos Sur.
13.PA	Yacimiento Patria.
13.PN	Yacimiento Peña Negra.
13.RE	Yacimiento Reventones.
13.SO	Yacimiento Somatito.
13.TA	Yacimiento Taiman.
13.TU	Yacimiento Tunal.
13.VE	Yacimiento Verde.
14. Isoproducciones Acumuladas de Petróleo de la formación Echino Insitu de los Yacimientos Taiman, Reventones y Peña Negra.
15. Isoproducciones Acumuladas de Petróleo de la formación Echino Repetido de los Yacimientos Taiman, Reventones y Peña Negra.
16. Reservas vs. Espaciamiento de la Campaña de Perforación 1990-1994.

GRAFICO N° 3

APORTE DE PRODUCCION DEBIDO A LA PERFORACION 1990-1994. PRONOSTICO DE INYECCION DE GAS 10 VECES MAYOR AL PROYECTO DE REVENTONES Y TAIMAN

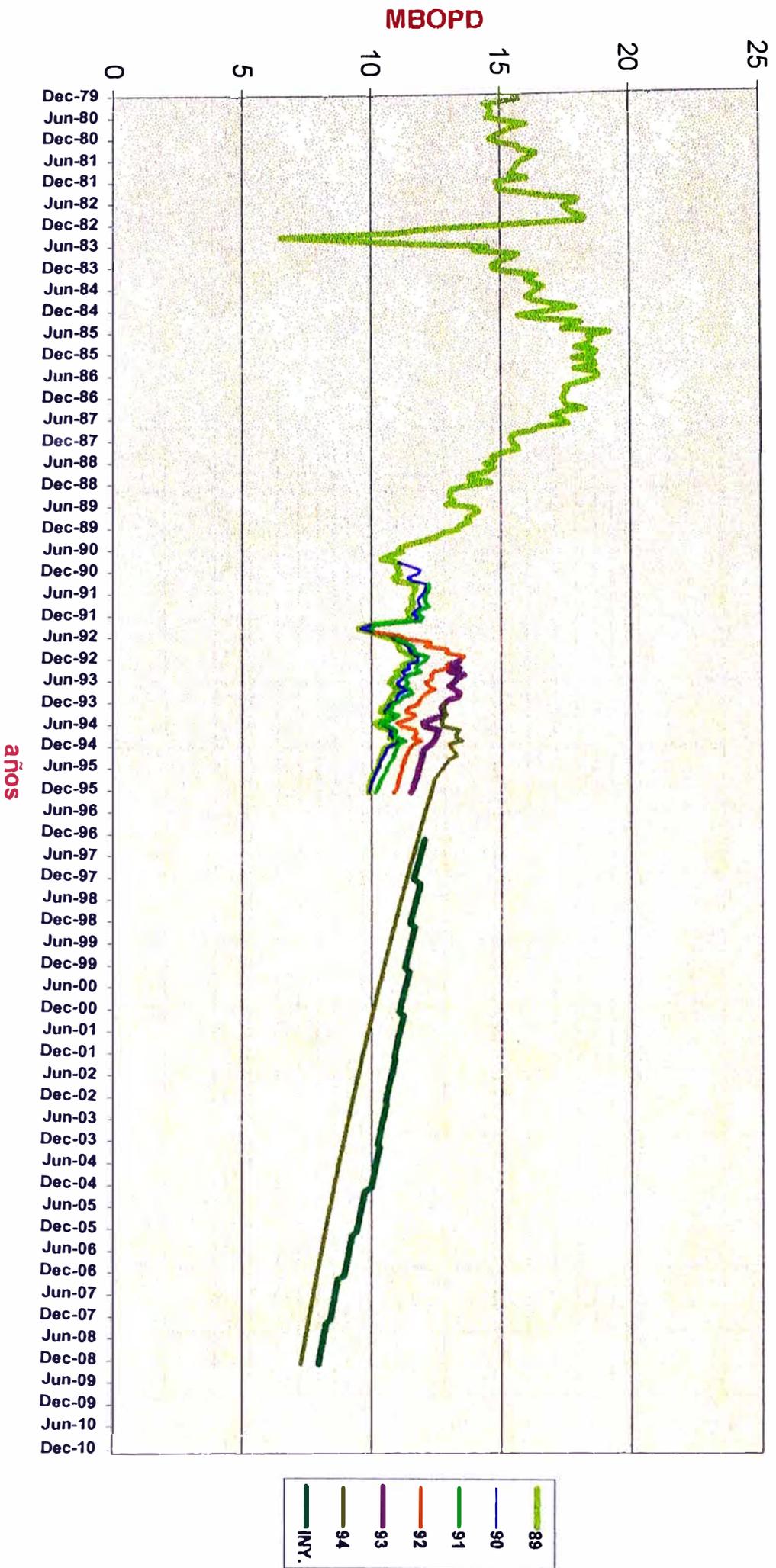


GRAFICO N° 4

PERFORACION 1990 - LOTE X

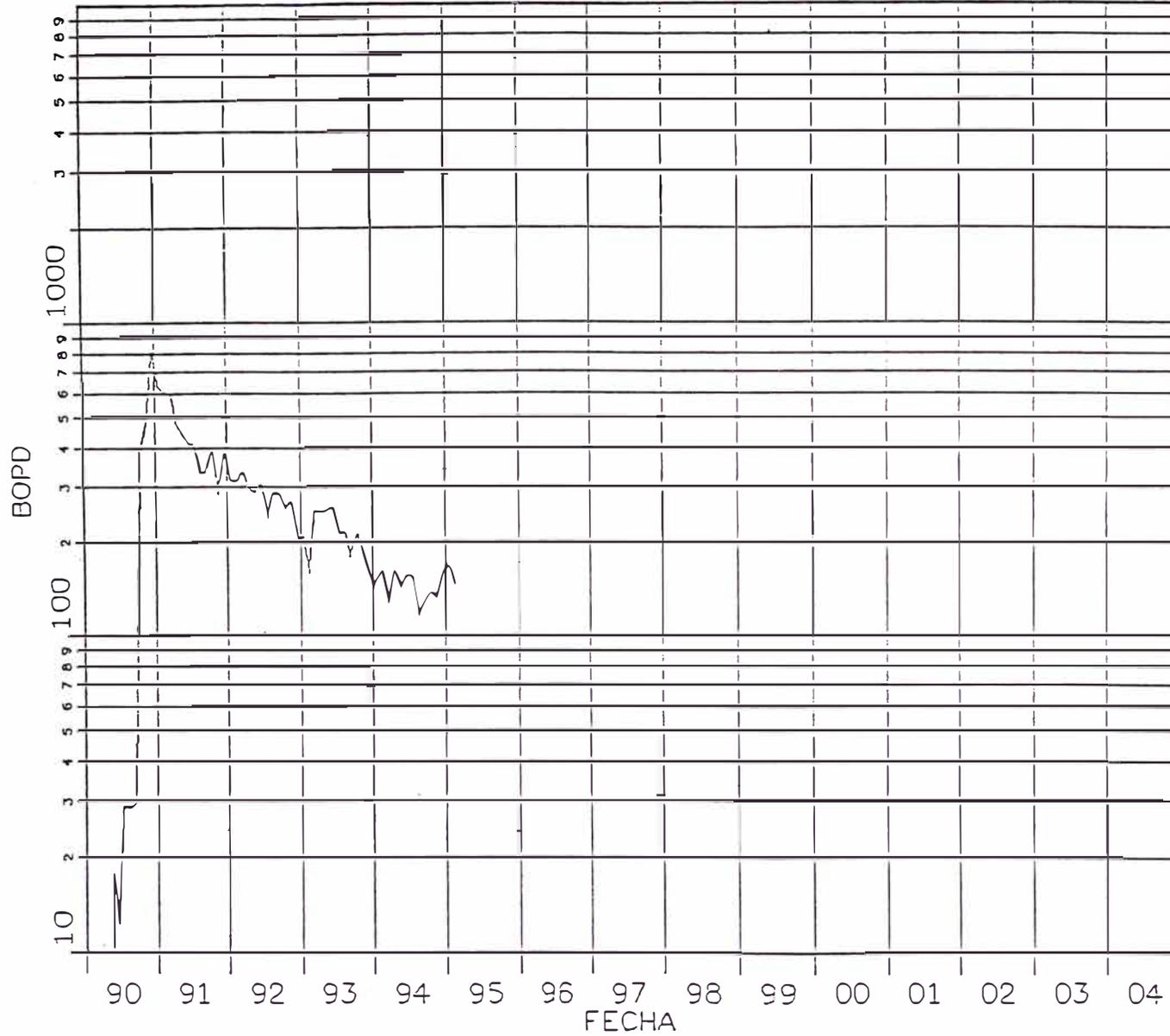


GRAFICO N° 5

PERFORACION 1990 - LOTE X

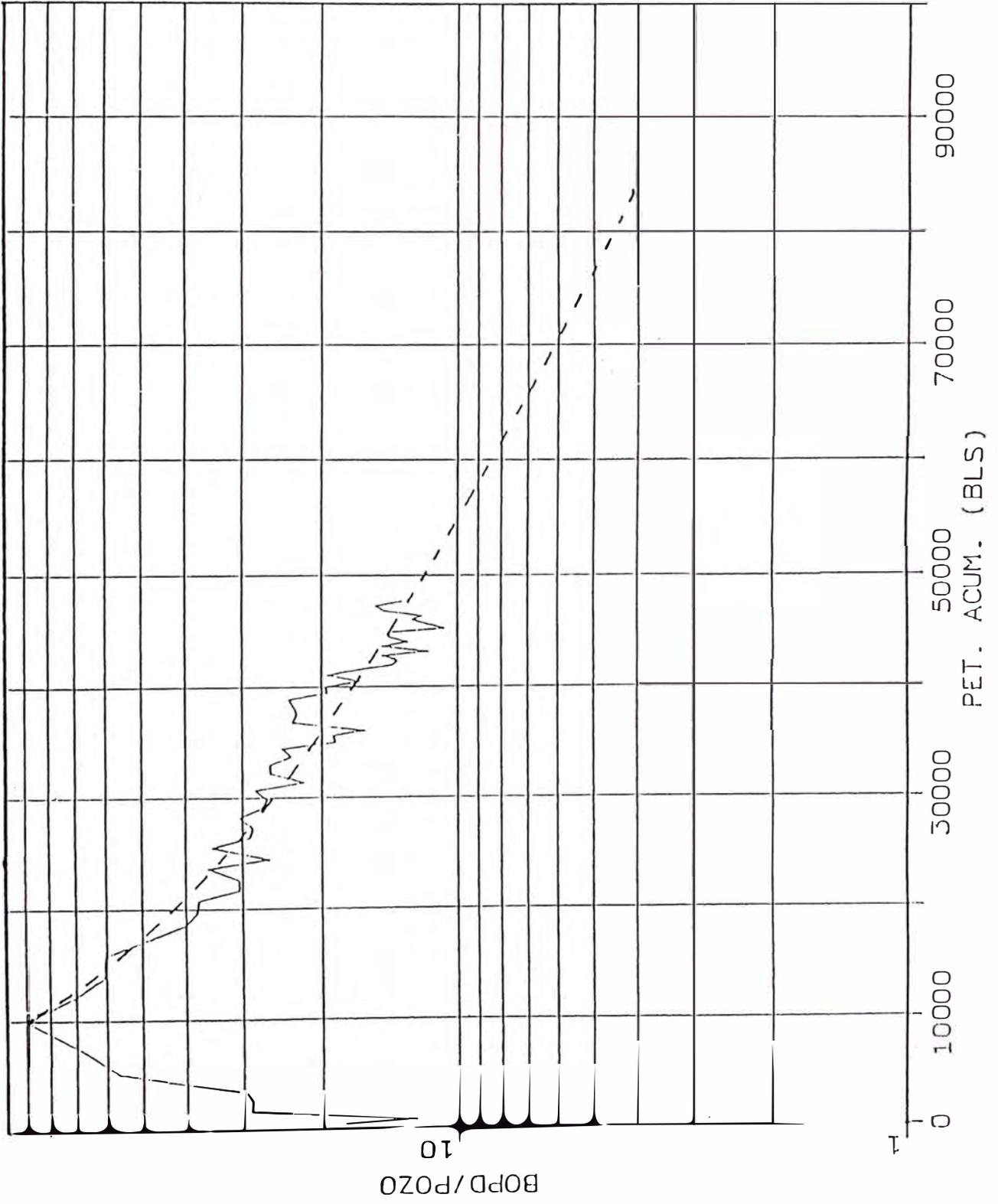
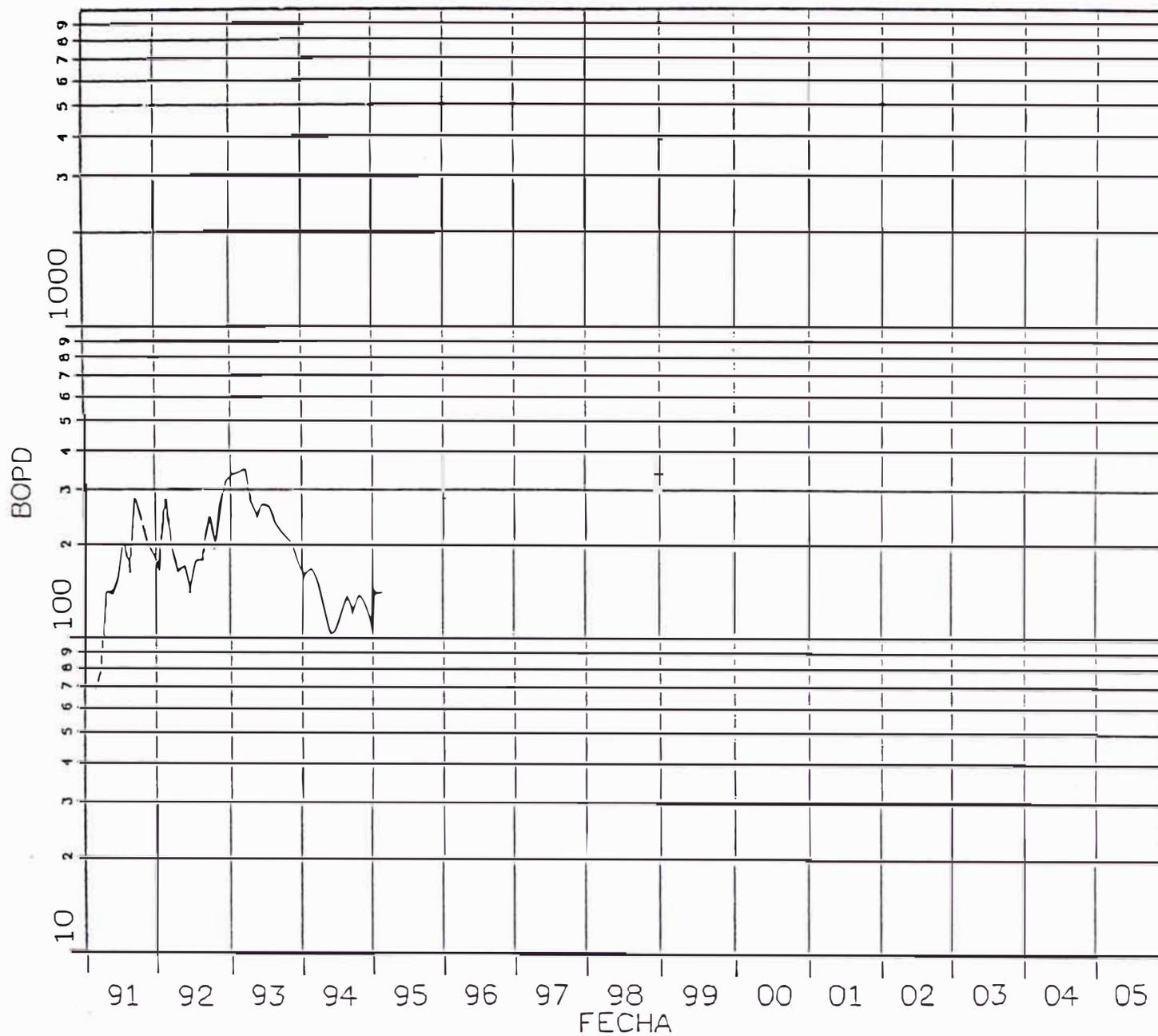


GRAFICO N° 6

PERFORACION 1991 - LOTE X



PERFORACION 1991 - LOTE X

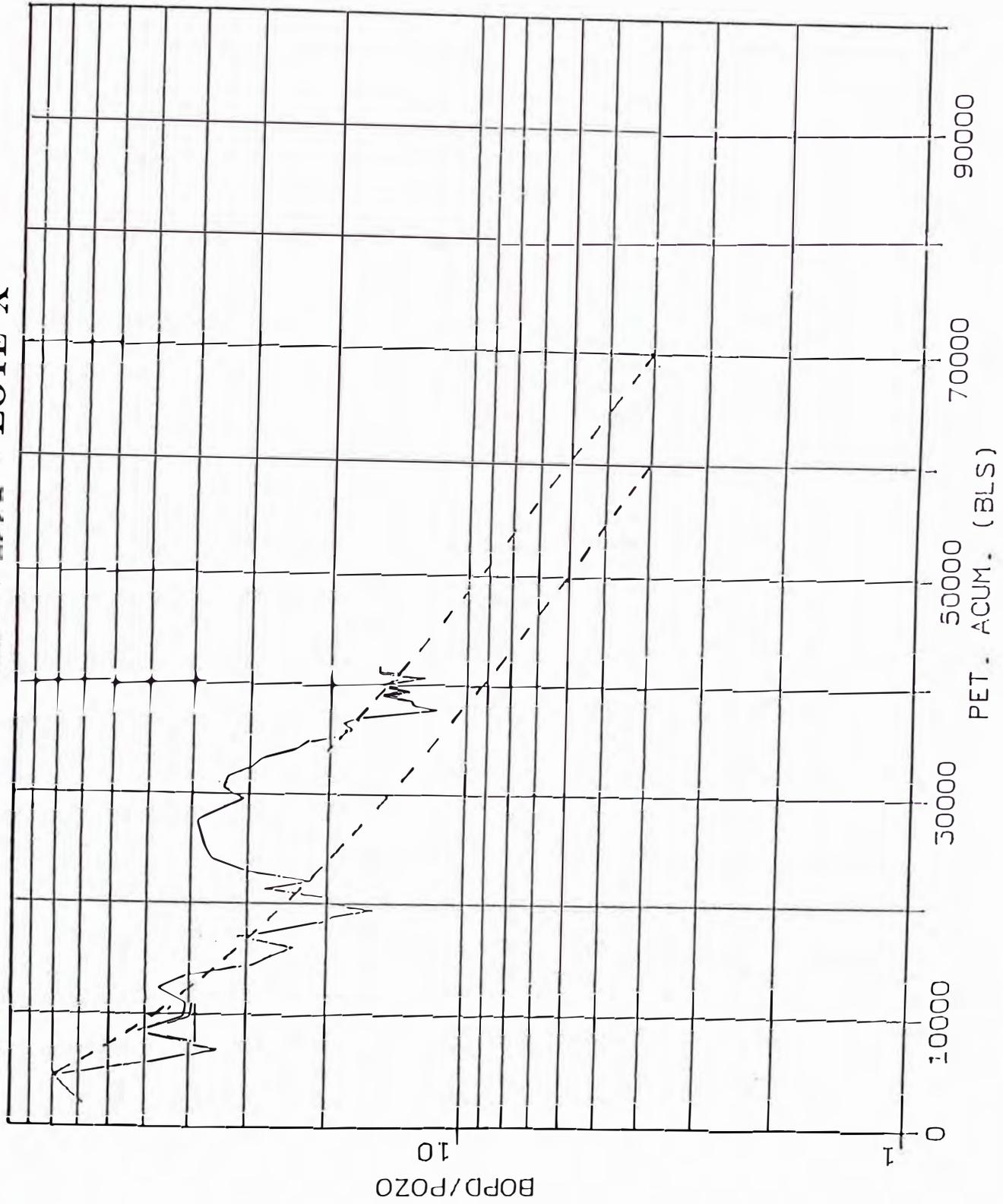


GRAFICO N° 8
PERFORACION 1992 - LOTE X

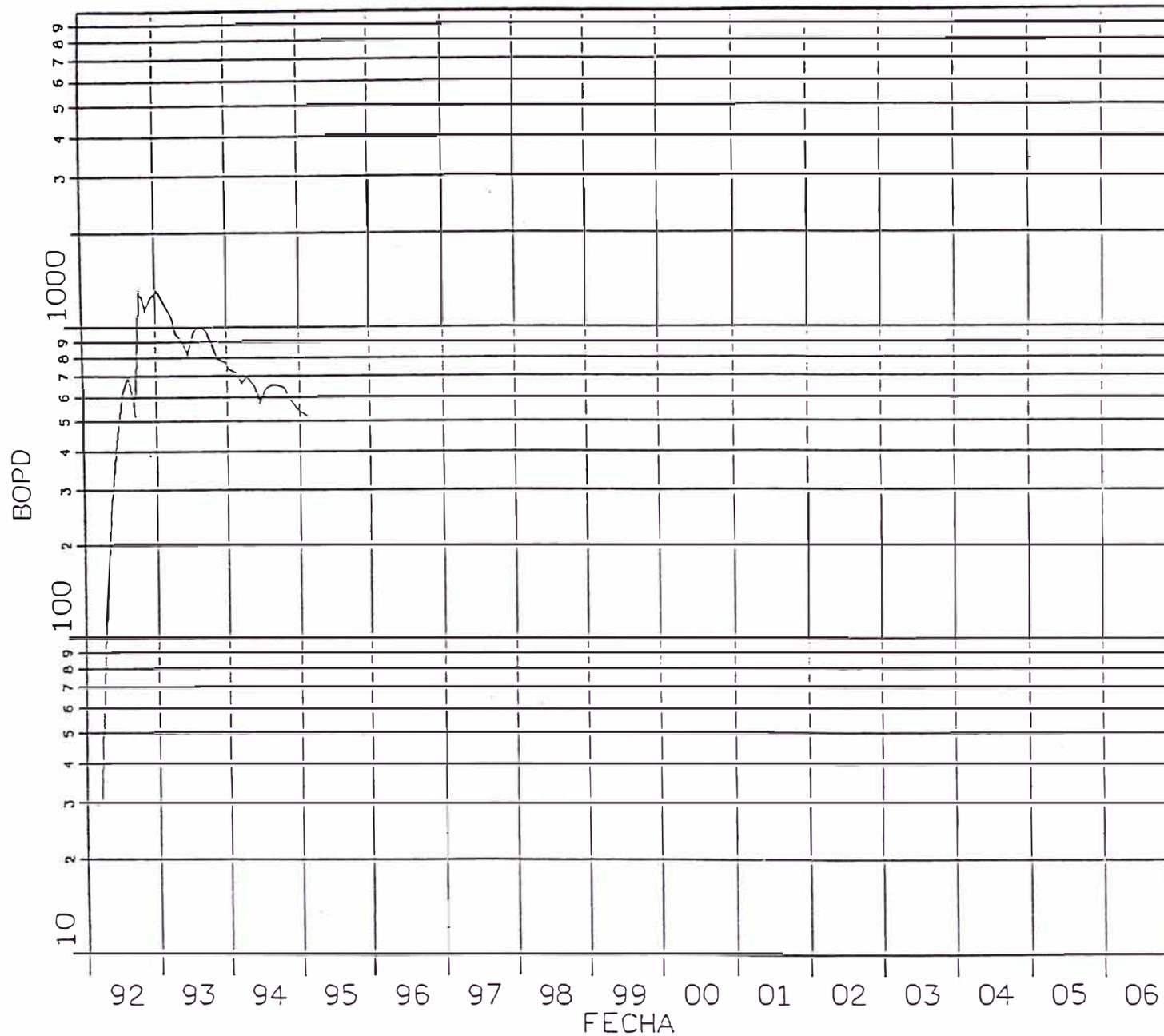


GRAFICO N° 9

PERFORACION 1992 - LOTE X

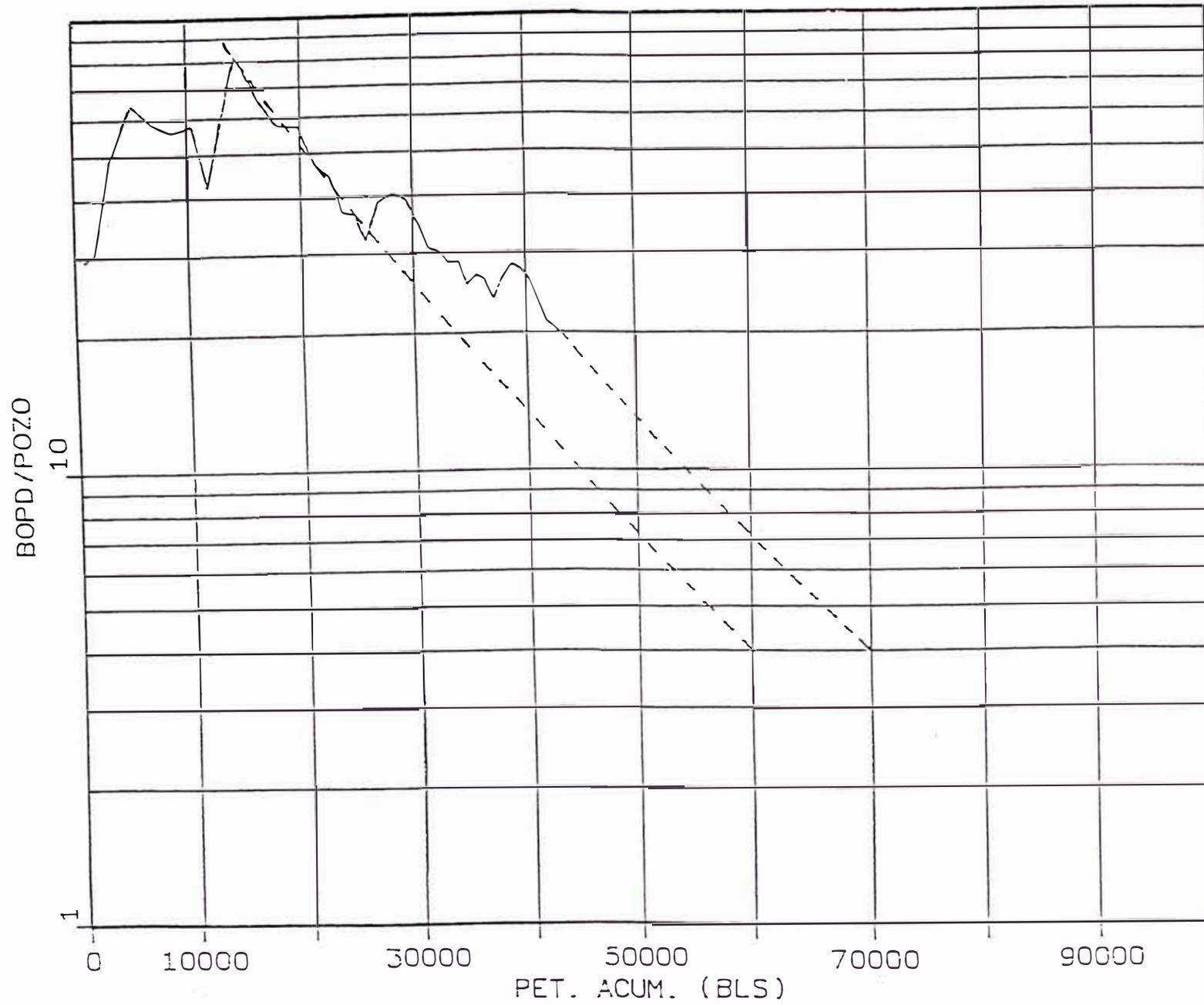


GRAFICO N° 10

PERFORACION 1993 - LOTE X

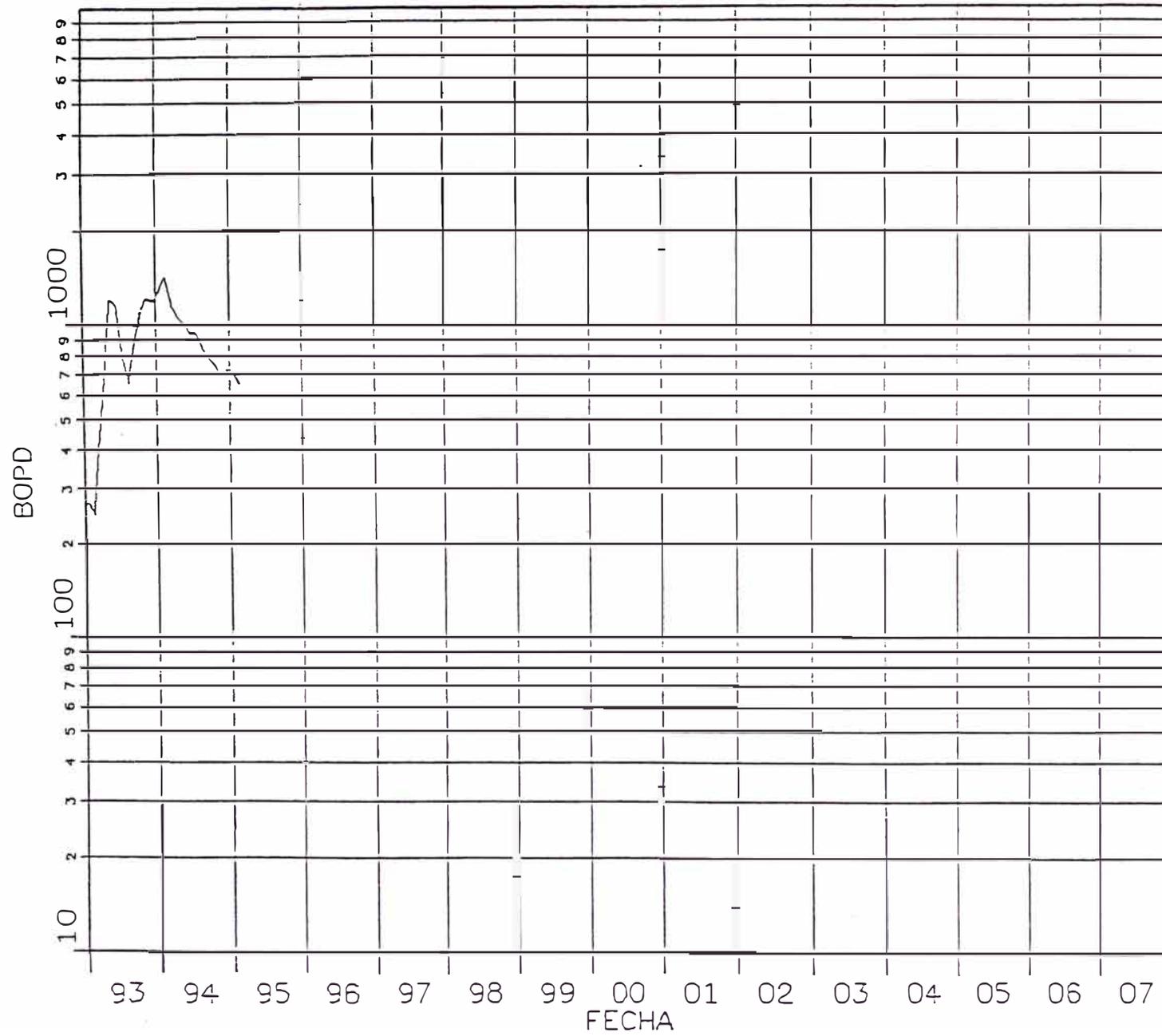


GRAFICO N° 11
PERFORACION 1993 - LOTE X

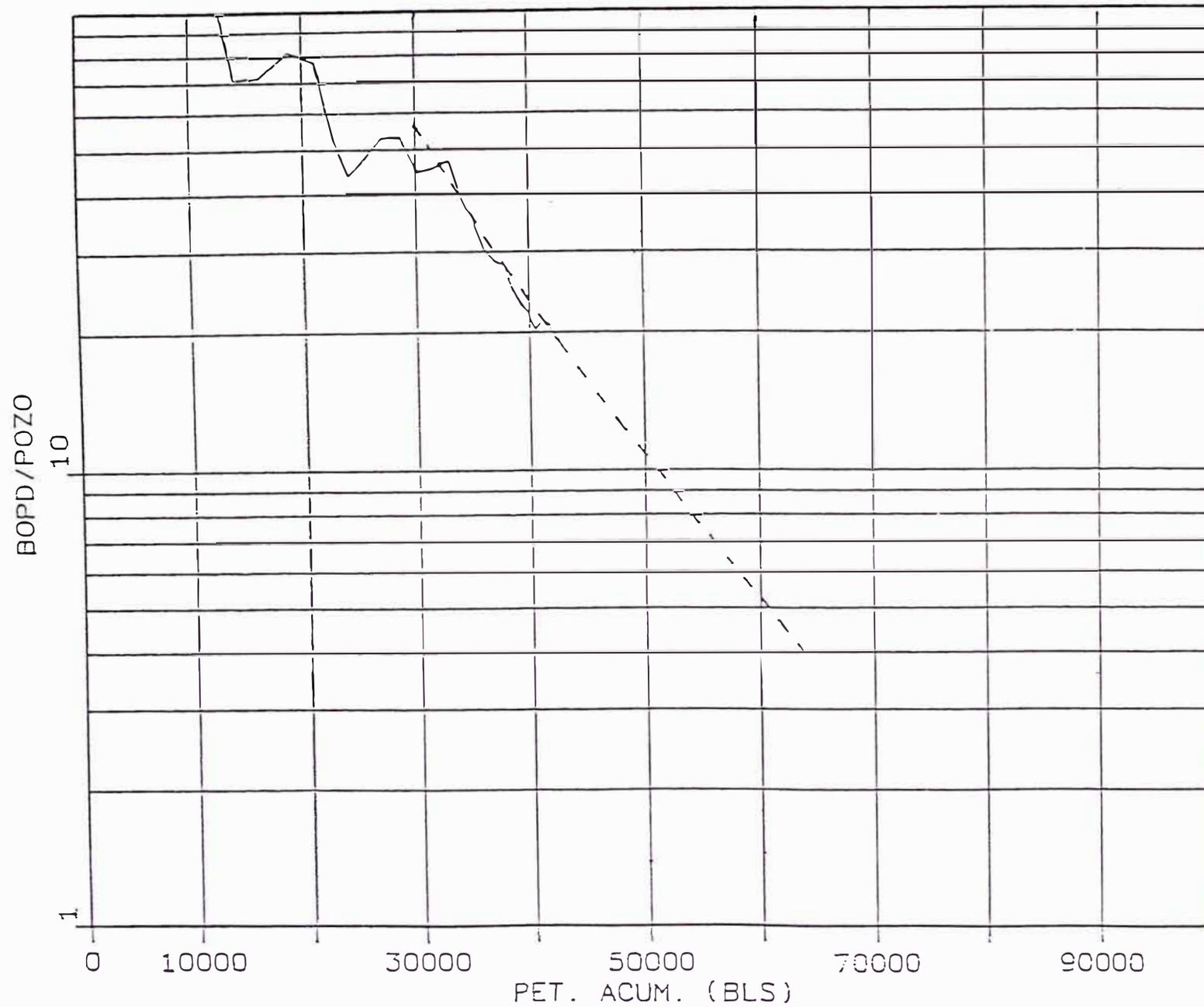


GRAFICO N ° 12

PERFORACION 1994 - LOTE X

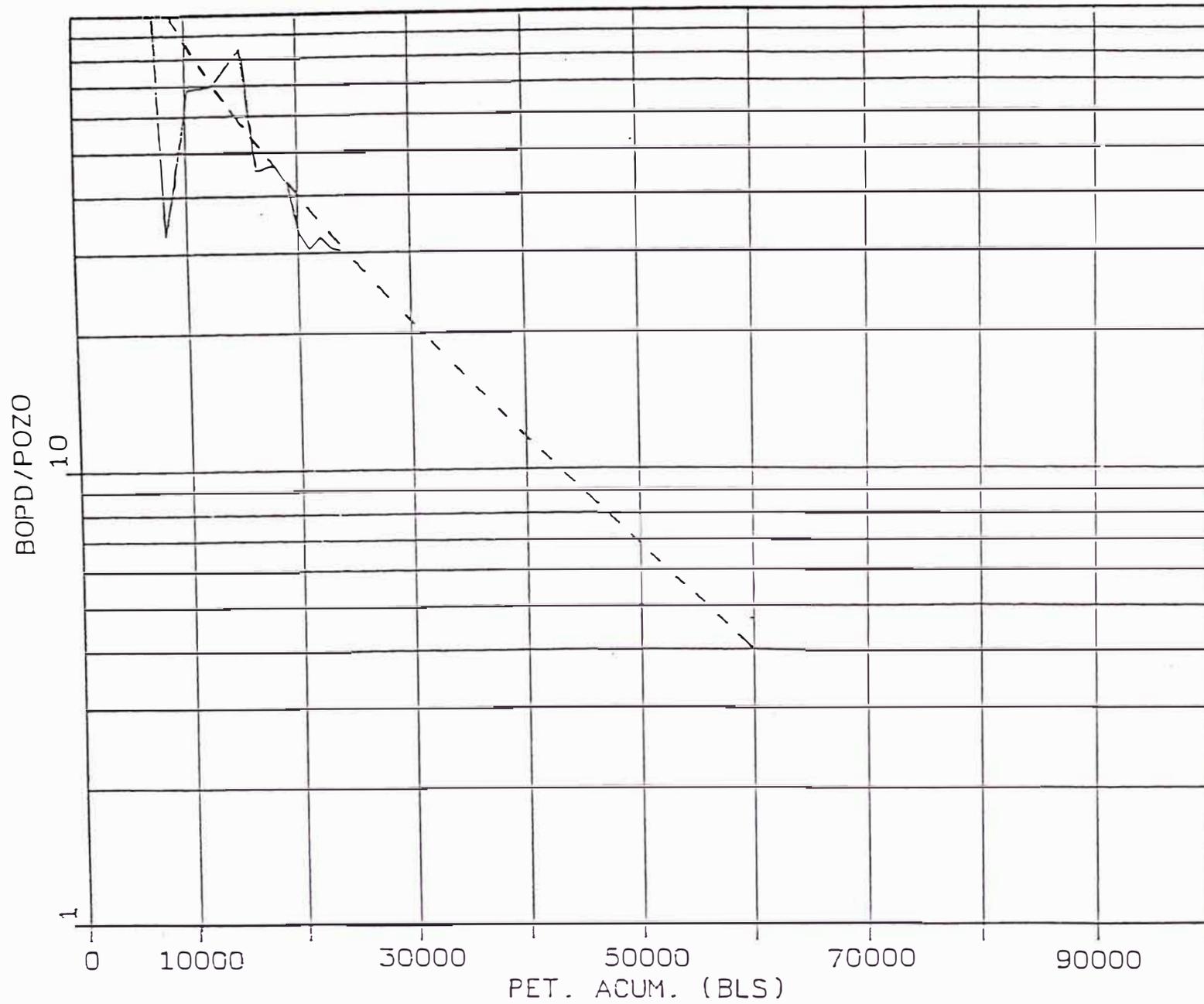
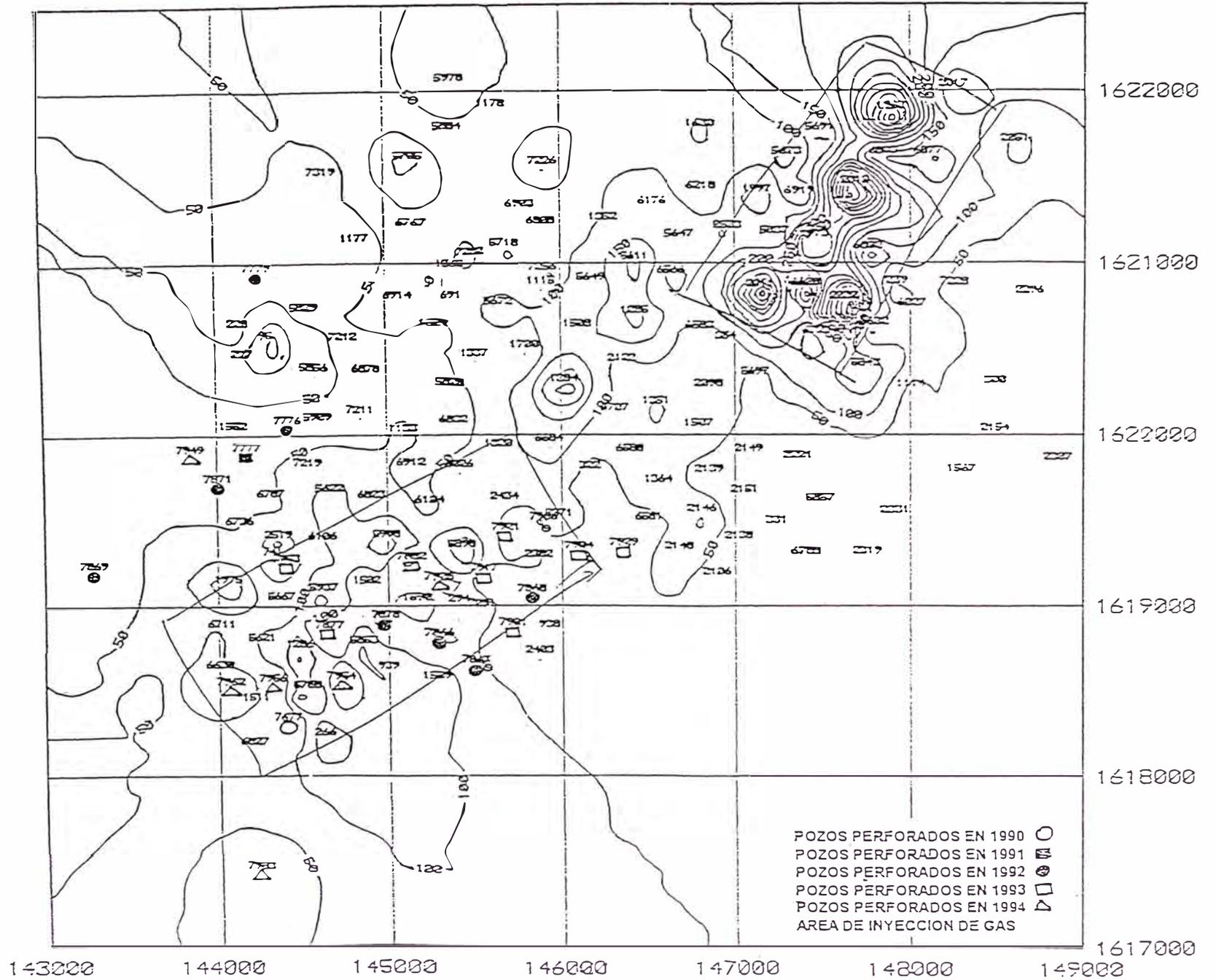
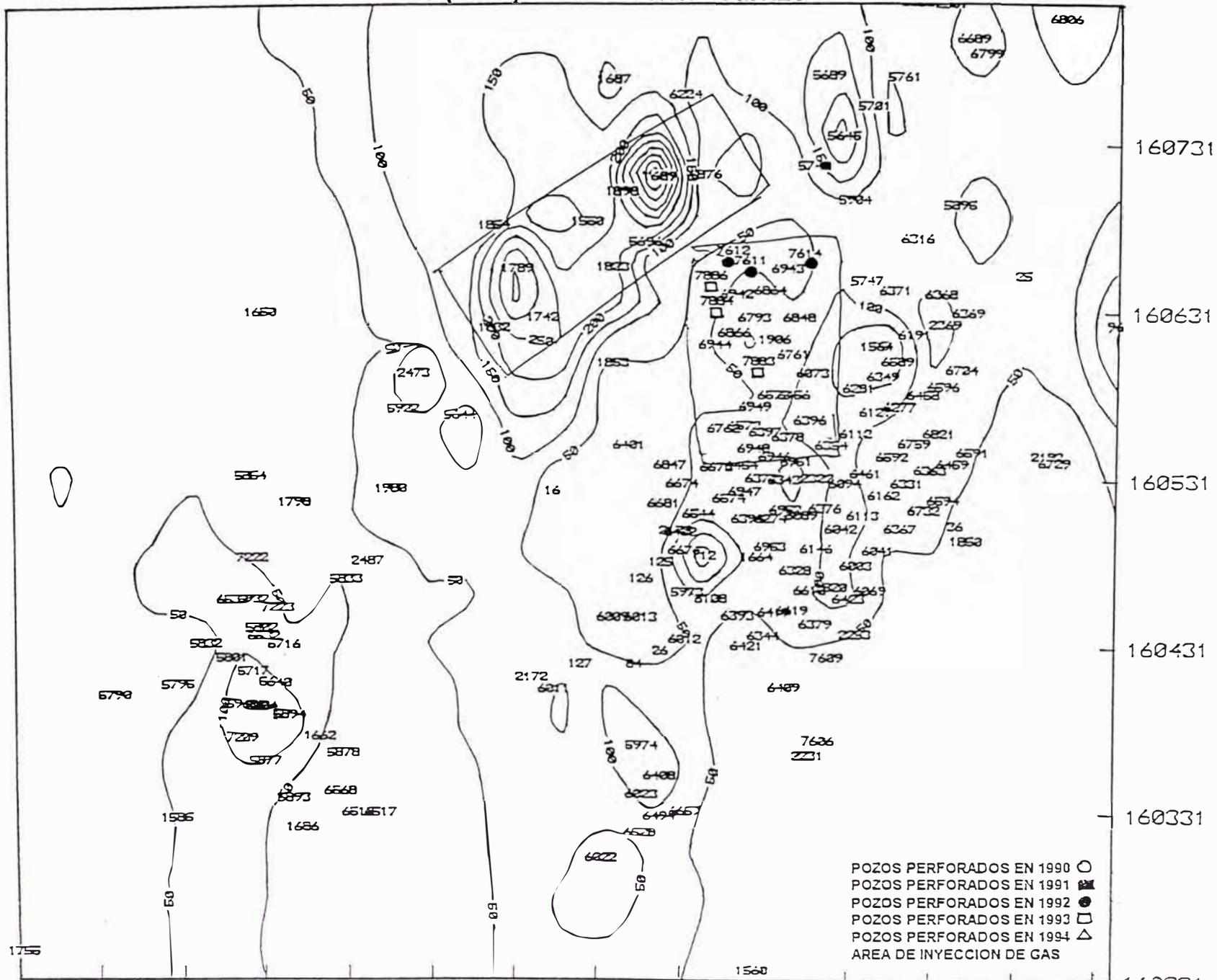


GRAFICO N° 13 - BA
 Isoacumulado (Mbls) - Yacimiento Ballena



○ POZOS PERFORADOS EN 1990
 □ POZOS PERFORADOS EN 1991
 ◇ POZOS PERFORADOS EN 1992
 △ POZOS PERFORADOS EN 1993
 ▭ AREA DE INYECCION DE GAS

GRAFICO N° 13 - CA
 Isoacumulado (Mbls) - Yacimiento Carrizo



POZOS PERFORADOS EN 1990 ○
 POZOS PERFORADOS EN 1991 □
 POZOS PERFORADOS EN 1992 ●
 POZOS PERFORADOS EN 1993 □
 POZOS PERFORADOS EN 1994 △
 AREA DE INYECCION DE GAS

GRAFICO N° 13 - CE
 Isoacumulado (Mbls) - Yacimiento Central

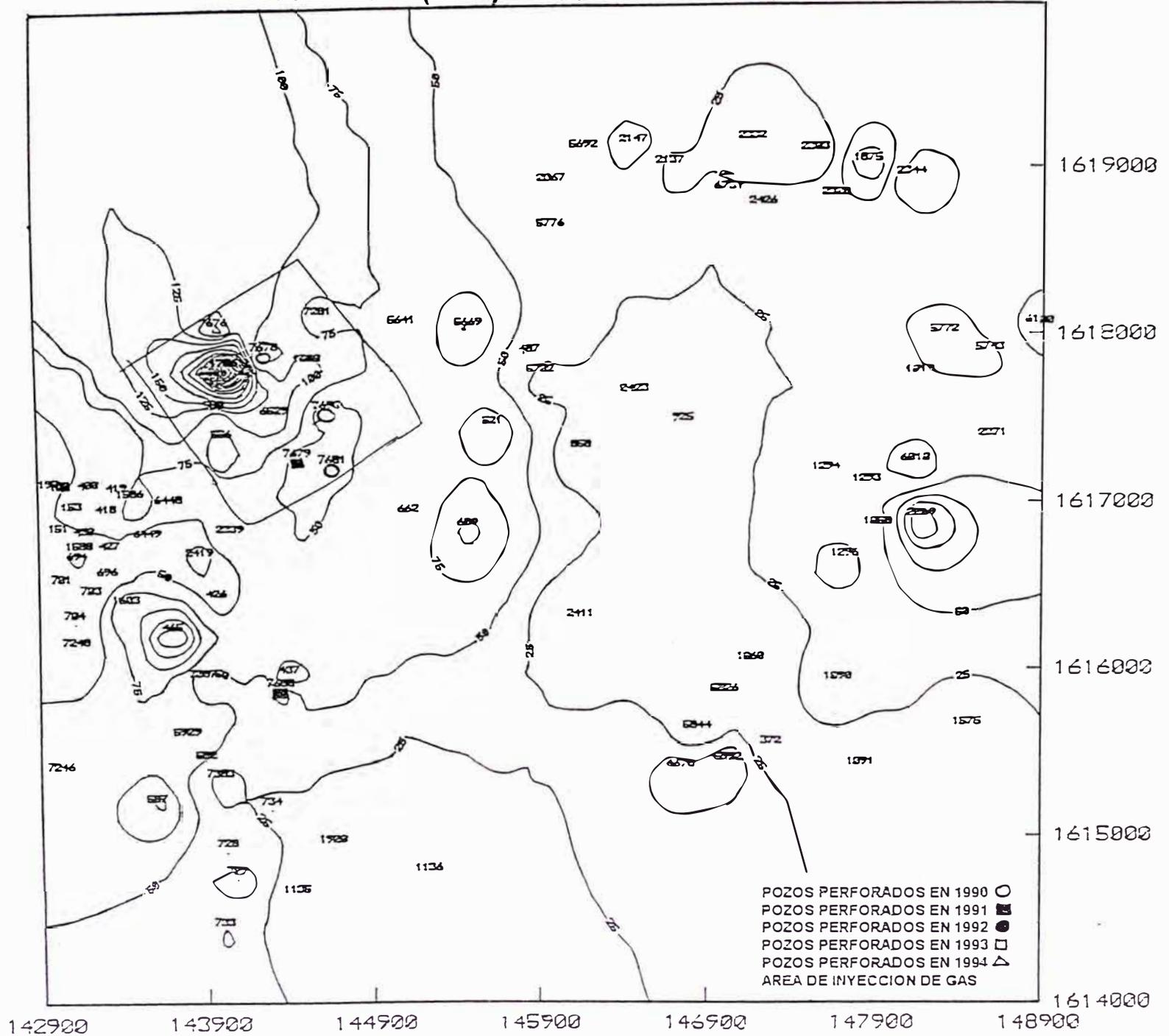


GRAFICO N° 13 - CO
Isoacumulado (Mbls) - Yacimiento Coyonitas

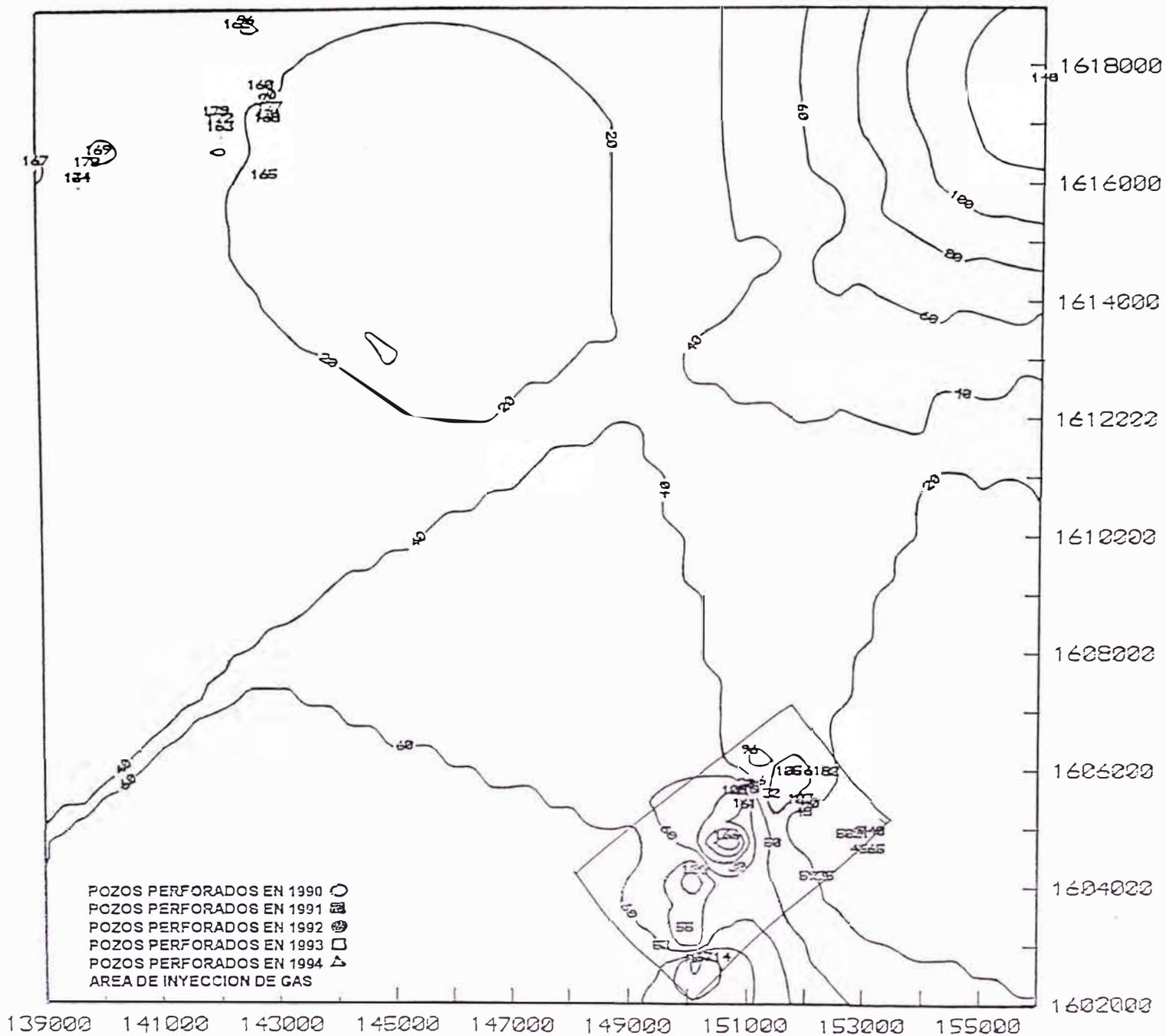
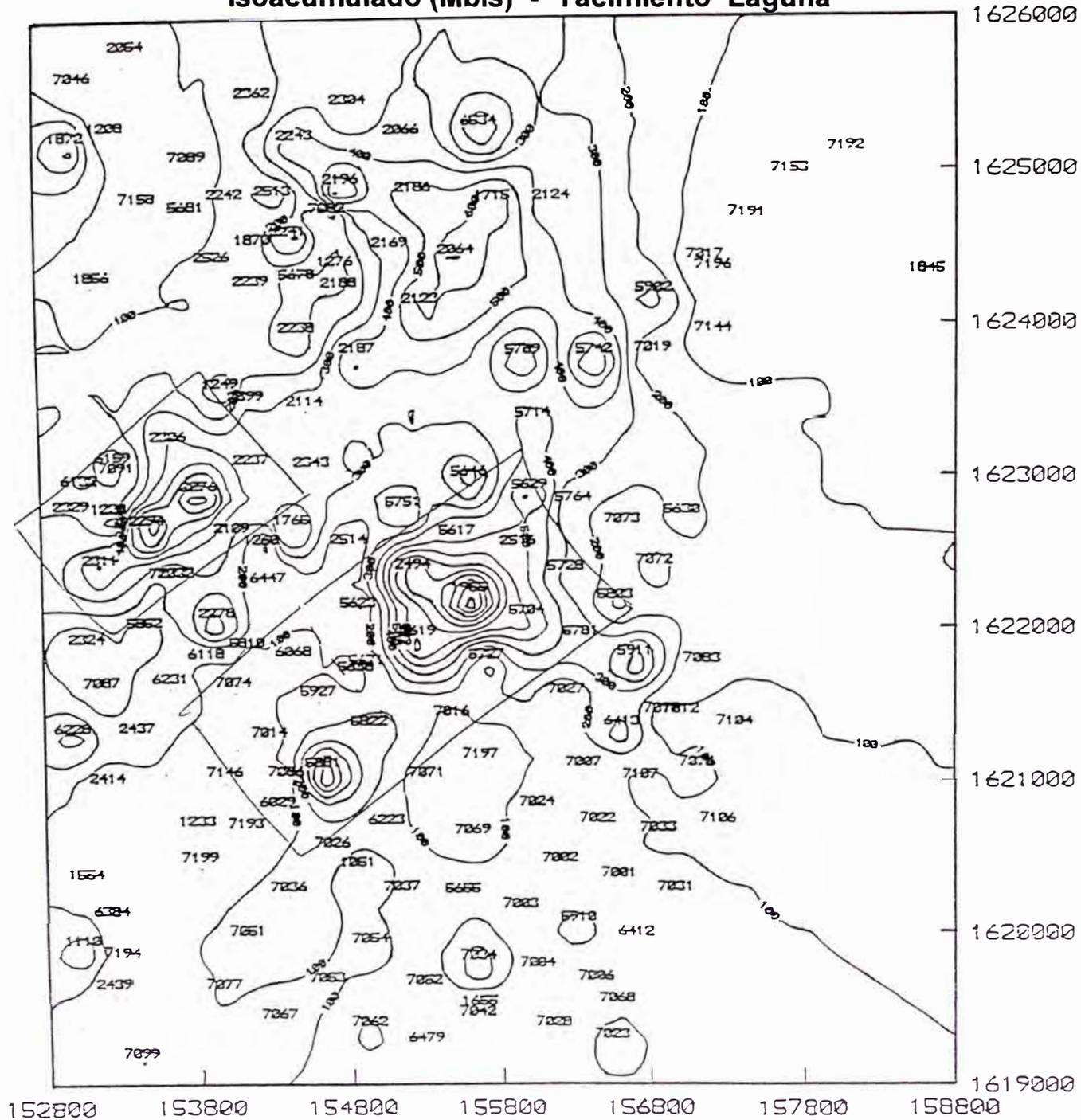


GRÁFICO N° 13 - LG
Isoacumulado (Mbls) - Yacimiento Laguna



- POZOS PERFORADOS EN 1990 ○
- POZOS PERFORADOS EN 1991 □
- POZOS PERFORADOS EN 1992 ◆
- POZOS PERFORADOS EN 1993 ▲
- AREA DE INYECCION DE GAS

GRAFICO N° 13 - LT
Isoacumulado (Bls) - Yacimiento La Tuna

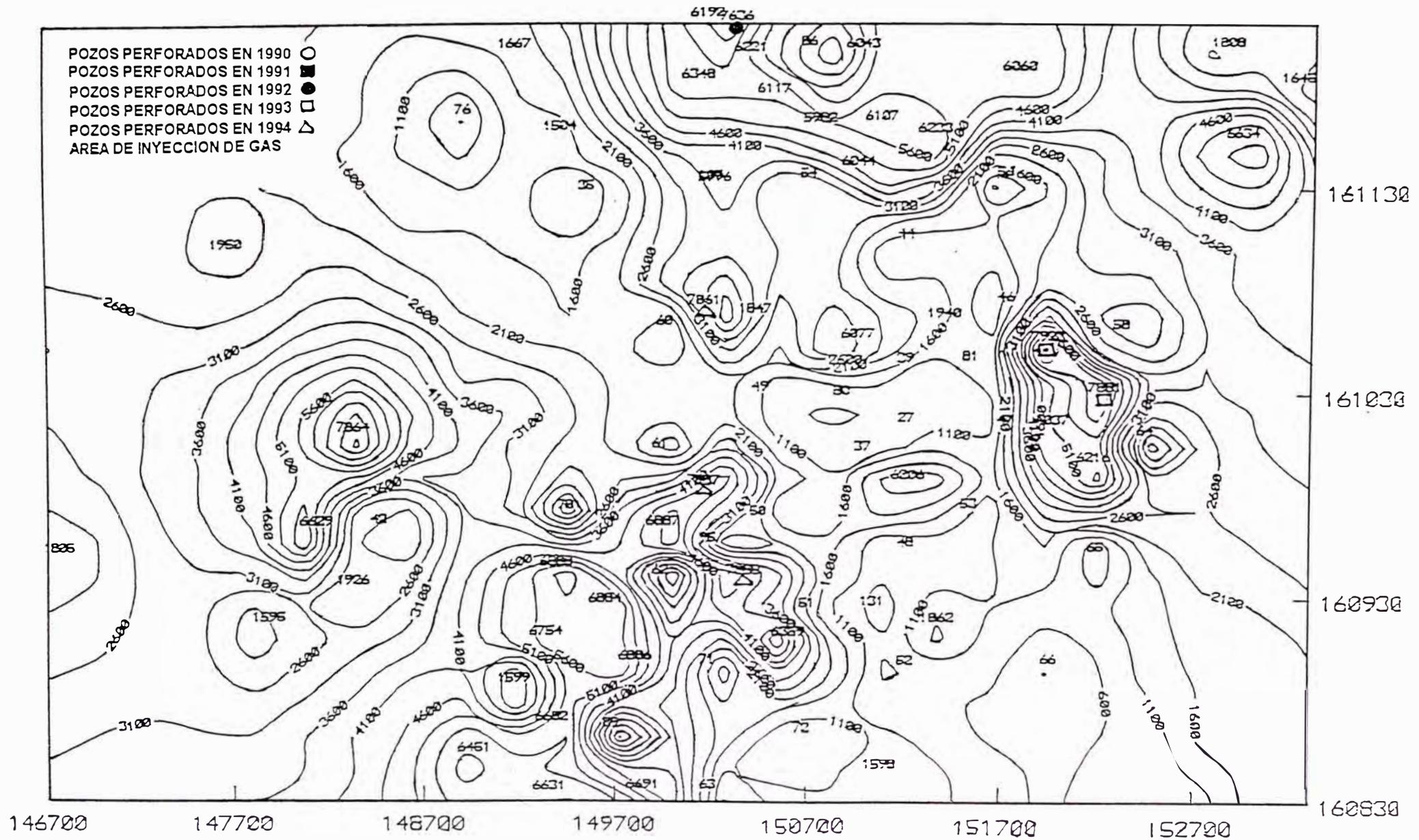


GRAFICO N° 13 - OS

Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Organos Sur

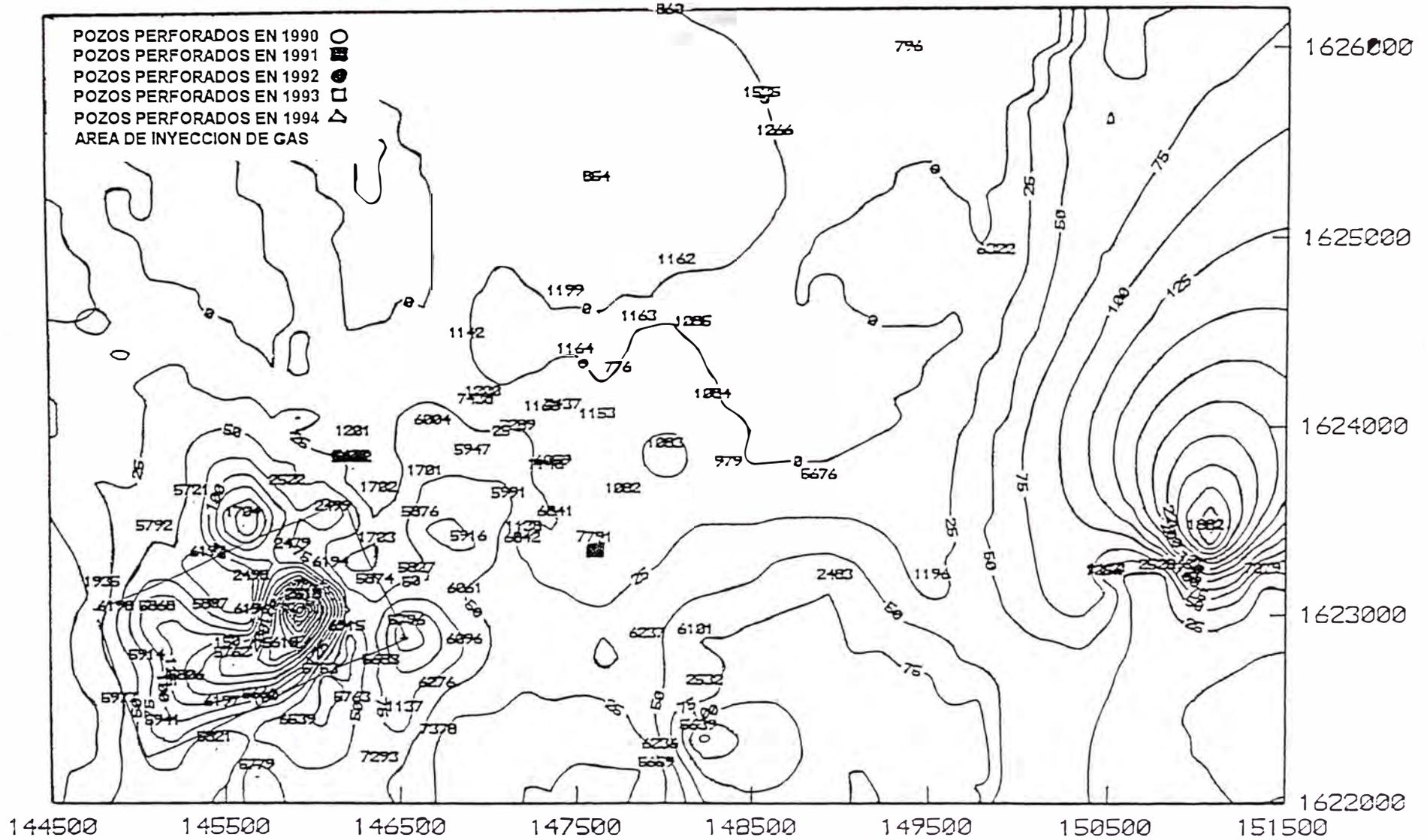


GRAFICO N° 13 - PA
Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Patria

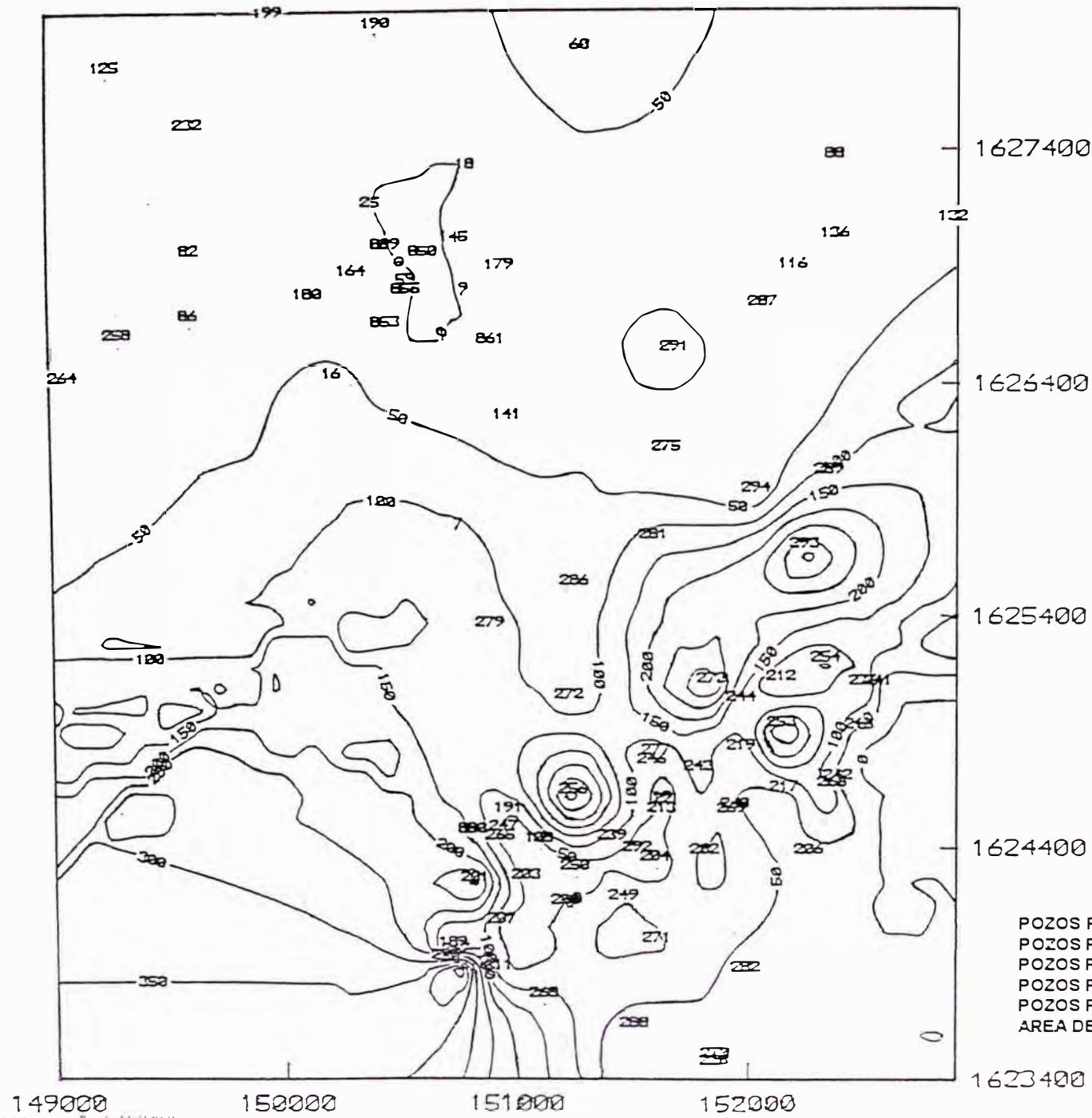
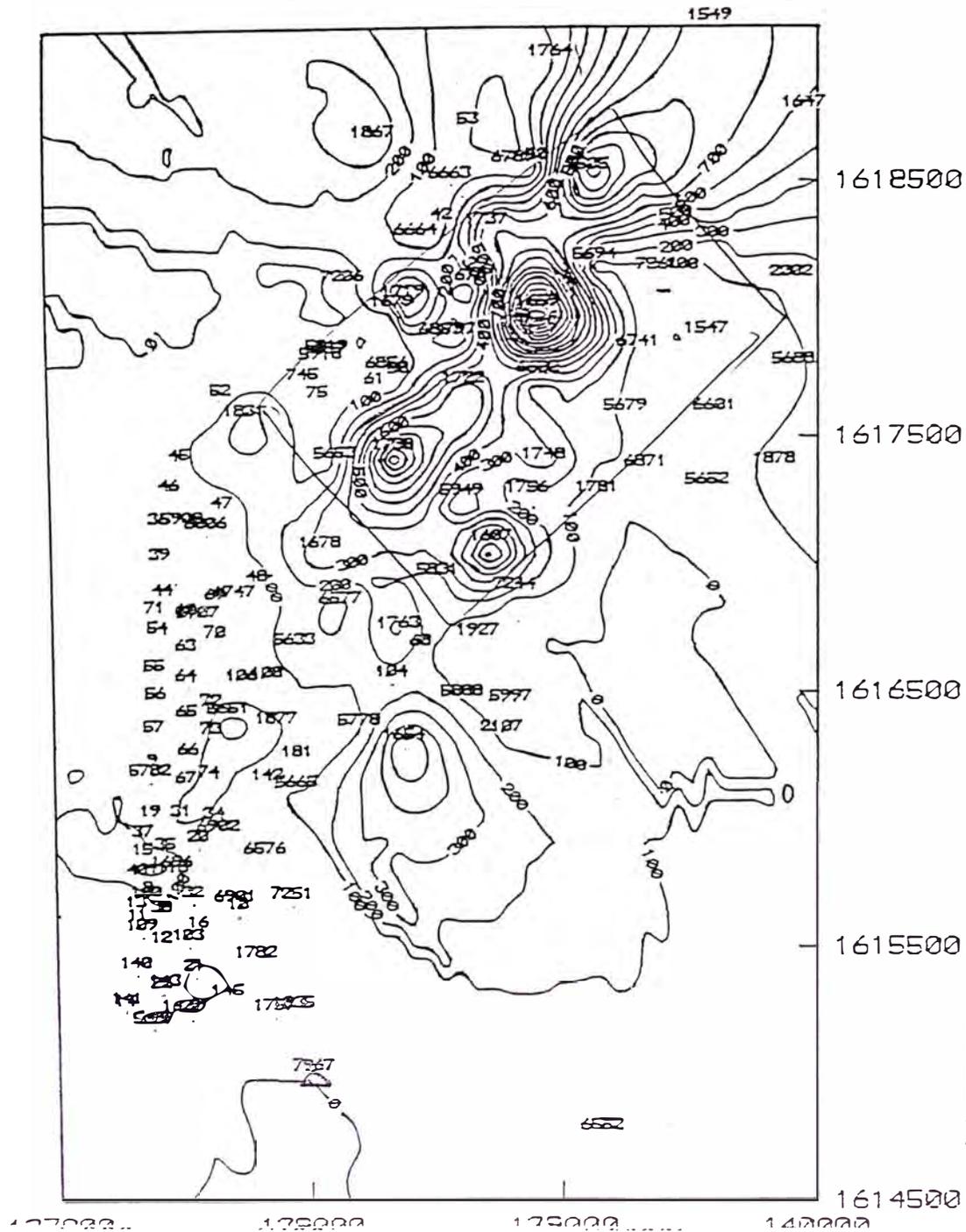


GRAFICO N° 13 - PN
Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Peña Negra



- POZOS PERFORADOS EN 1990 ○
- POZOS PERFORADOS EN 1991 □
- POZOS PERFORADOS EN 1992 ⊙
- POZOS PERFORADOS EN 1993 ⊠
- POZOS PERFORADOS EN 1994 △
- AREA DE INYECCION DE GAS

GRAFICO N° 13 - RE
Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Reventones

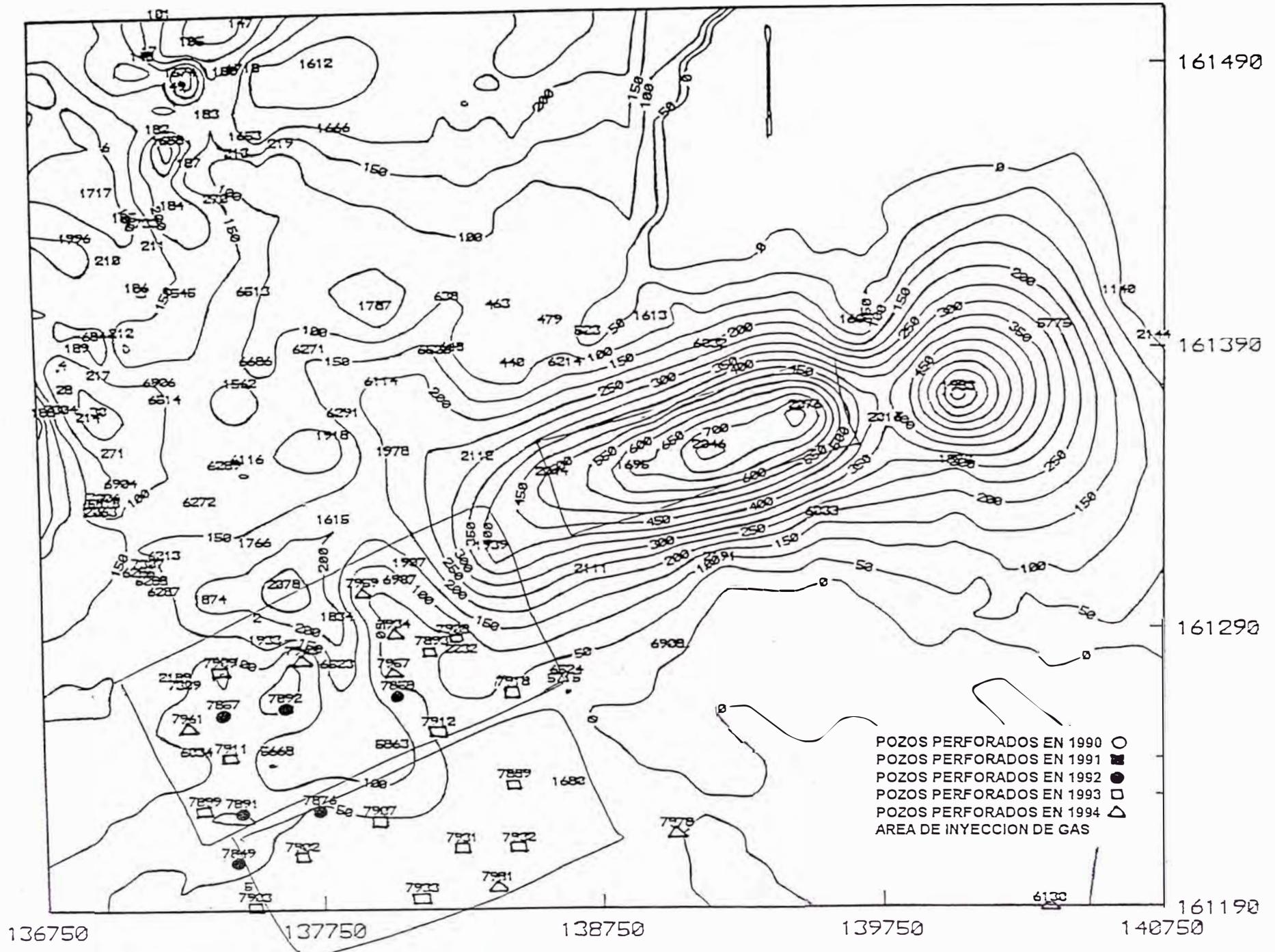
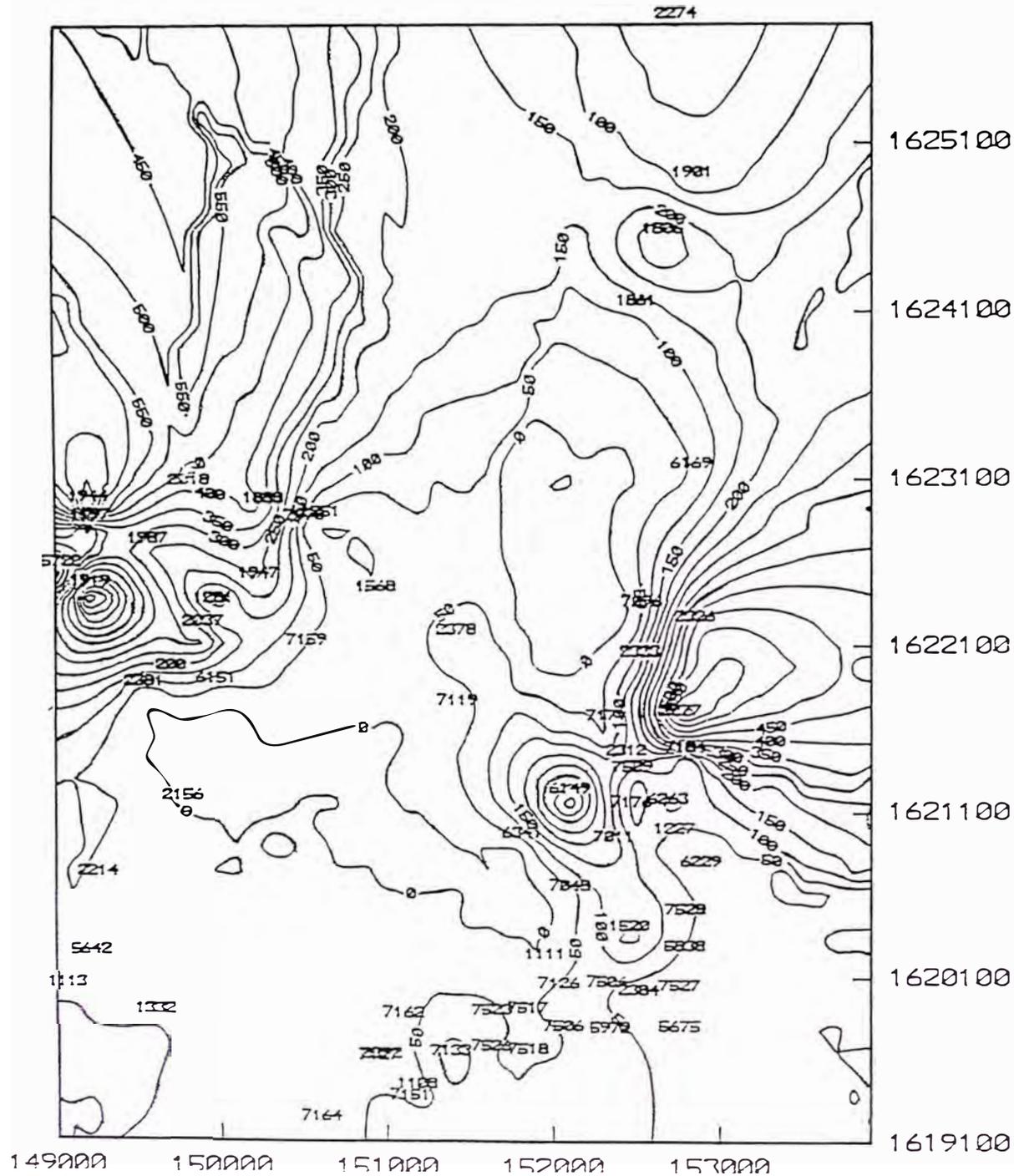


GRAFICO N° 13 - SO
Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Somatito



- POZOS PERFORADOS EN 1990 ○
- POZOS PERFORADOS EN 1991 ■
- POZOS PERFORADOS EN 1992 ●
- POZOS PERFORADOS EN 1993 ◻
- POZOS PERFORADOS EN 1994 ◻
- AREA DE INYECCION DE GAS

GRAFICO N° 13 - TU
 Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Tunal

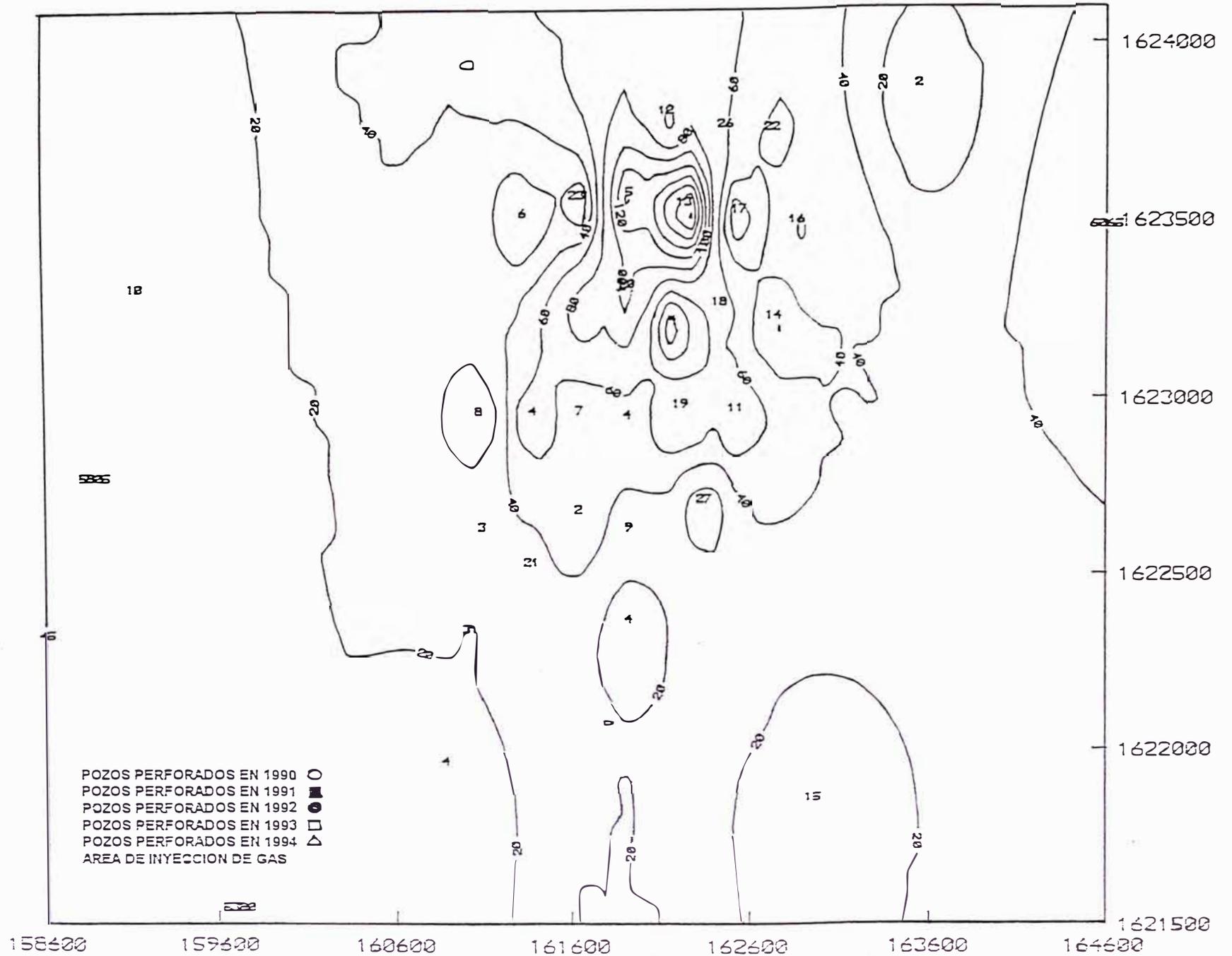
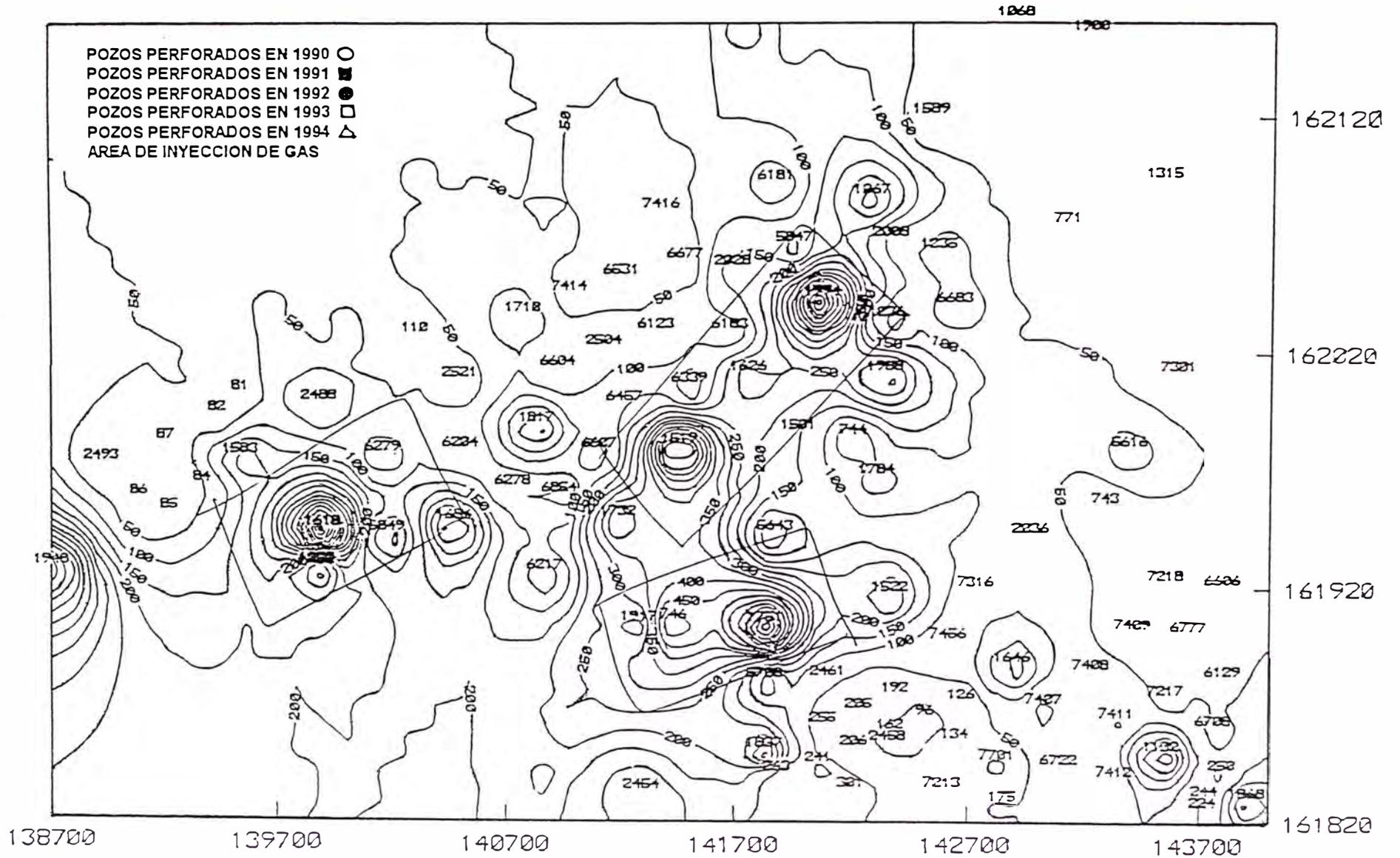
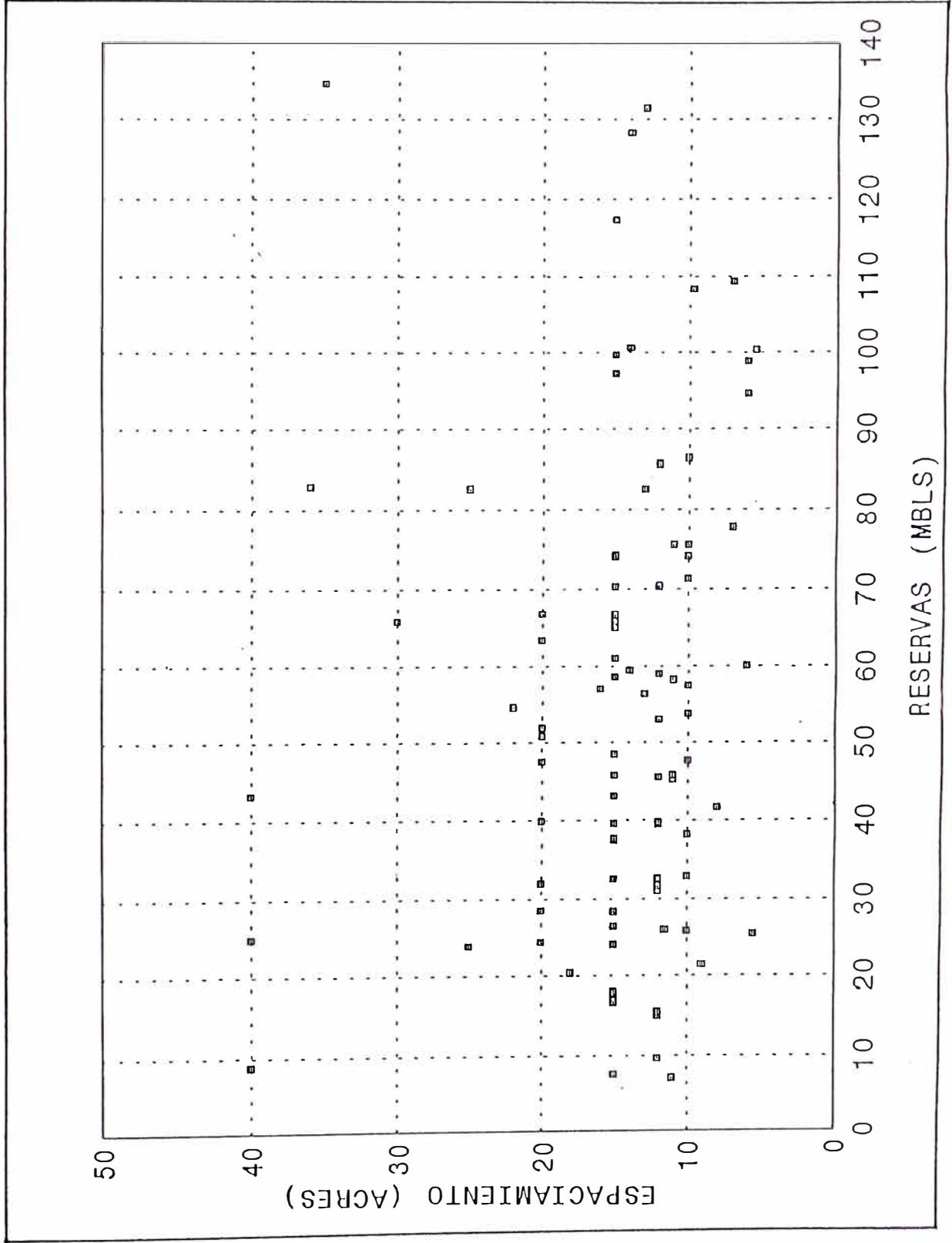


GRAFICO N° 13 - VE
Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Verde



RESERVAS VS ESPACIAMIENTO LOTE X



SIMBOLOS (En Unidades de Campo)

a	constante empírica
A	área normal al flujo (ft ²)
b	constante empírica
β_o	factor de volumen de formación del petróleo (BBL/STB)
β_{ob}	factor de volumen de formación del petróleo @ P _b (BBL/STB)
β_g	factor de volumen de formación del gas (PC/STB)
f	factor de fanning
fg	flujo fraccional del gas
GOR	razón gas-petróleo de producción
g	constante gravitacional (1/144)
h	espesor de formación (ft)
I	fracción de gas producido a ser reinyectado
k	permeabilidad absoluta (md)
k_o	permeabilidad efectiva del petróleo (md)
k_g	permeabilidad efectiva del gas (md)
k_{ro}	permeabilidad relativa del petróleo (md)
k_{rg}	permeabilidad relativa del gas (md)
ln	logaritmo natural, base e
L	medida de longitud (ft)
m	razón de volumen inicial de la capa de gas a la zona de petróleo
np	producción de petróleo acumulado (fracción del petróleo In-Situ)
Δnp	incremento de producción de petróleo
p_o	presión del reservorio de la fase petróleo (psia)
p_g	presión del reservorio de la fase gas (psia)
P_c	presión capilar (psia)
P_{iny}	presión de inyección (psia)
P_{frac}	presión de fractura
P_b	presión de burbuja
P_s	presión de fondo
P_c	presión de cabeza
q	caudal de inyección (q _{iny} = ft ³ /día)
q_o, q_g	caudal de petróleo y gas (ft ³ /día)
Q	volumen inyectado o gas invadido (ft ³ /día)
Q_i	volumen inyectado o gas invadido por volumen poral (ft ³ /día)
R_s	razón de solubilidad gas-petróleo (SCF/STB)
R	razón de solubilidad instantanea gas-petróleo (SCF/STB)
R	razón de solubilidad promedia gas-petróleo (SCF/STB)
R_c	razón de solubilidad debido a la circulación de gas libre (SCF/STB)

re	radio de drenaje del pozo (ft)
rw	radio del pozo (ft)
s	distancia a lo largo de una línea (ft)
Sf	máxima saturación en el frente
So	saturación del petróleo
Sg	saturación del gas
Sgi	saturación de gas inicial
Swi	saturación de agua inicial
Sgf	saturación de gas en el frente
Sor	saturación de petróleo residual
SL	saturación total de la fase líquida
S	daño de formación
T	temperatura del reservorio (°F)
t	tiempo (días)
u	velocidad de darcy del petróleo o gas (ft/día)
ut	velocidad de inyección (ft/día)
uo	velocidad de darcy de la fase petróleo (ft/día)
ug	velocidad de darcy de la fase gas (ft/día)
x	coordenada espacial (ft)
Y	fracción del área de la sección cruzada expuesta al flujo de gas
z	coordenada espacial (ft)
Z	factor de compresibilidad del gas
α	ángulo de buzamiento (°)
β	ángulo de la interfase inclinada (°)
Δ	operador diferencial
ϕ	porosidad (%)
Φ_o	potencial de la fase petróleo (psia)
Φ_g	potencial de la fase gas (psia)
γ_o	gravedad específica del petróleo
γ_g	gravedad específica del gas
λ	razón de movilidad ($\lambda = \lambda_o / \lambda_g$)
λ_o	movilidad del petróleo (k_o / μ_o)
λ_g	movilidad del gas (k_g / μ_g)
μ_o	viscosidad del petróleo (cps)
μ_g	viscosidad del gas (cps)
ρ_o	densidad del petróleo ($\#/ft^3$)
ρ_g	densidad del gas ($\#/ft^3$)

GRAFICO N° 13 - TA
Isoacumulado (MBIs) - Yacimiento Taiman

- POZOS PERFORADOS EN 1990 ○
- POZOS PERFORADOS EN 1991 ■
- POZOS PERFORADOS EN 1992 ●
- POZOS PERFORADOS EN 1993 □
- POZOS PERFORADOS EN 1994 △
- AREA DE INYECCION DE GAS

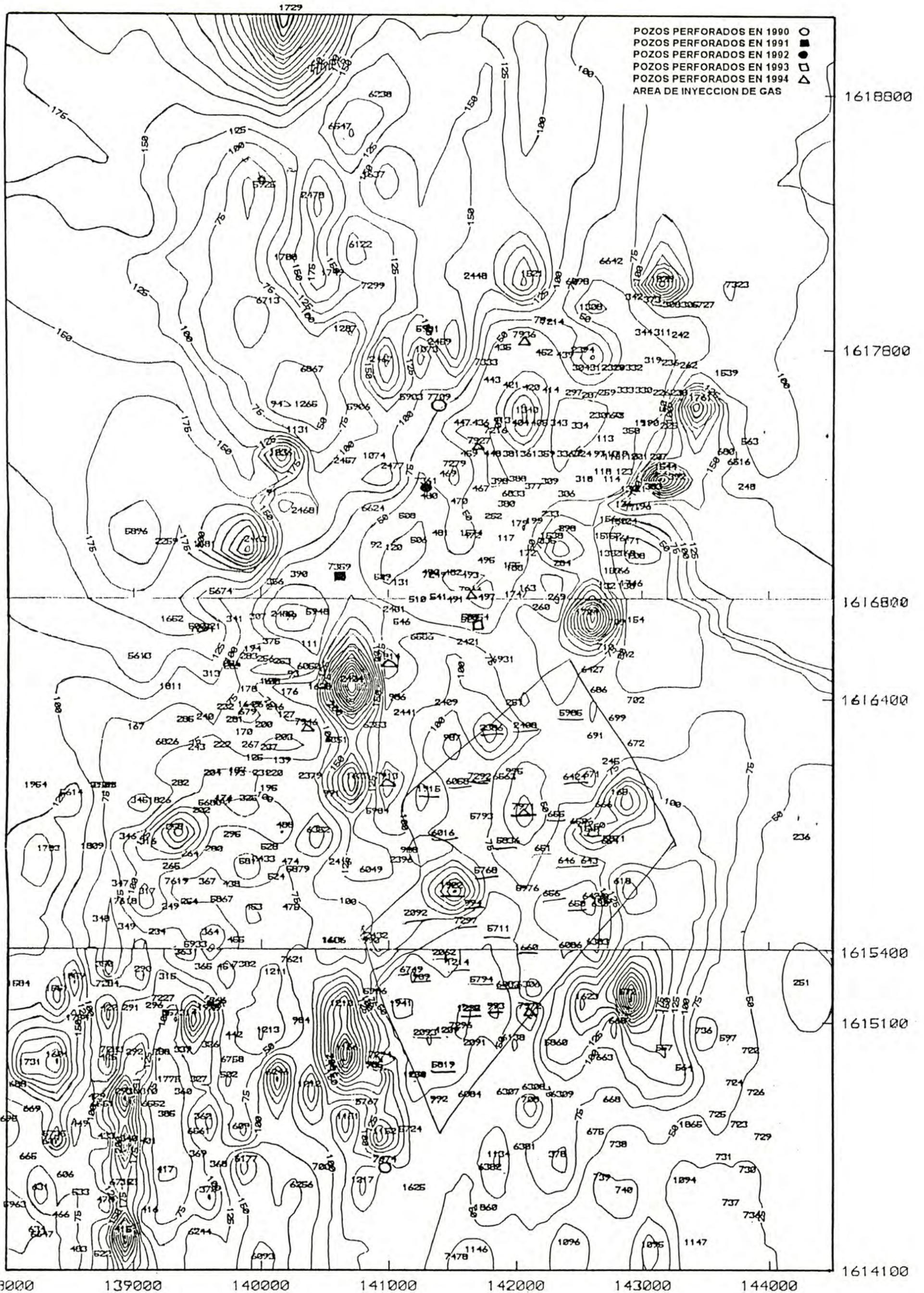


GRAFICO N° 14

ISOACUMULADO (MBIs) - Fm. ECHINO

Yacimientos: Taiman - Reventones y Peña Negra

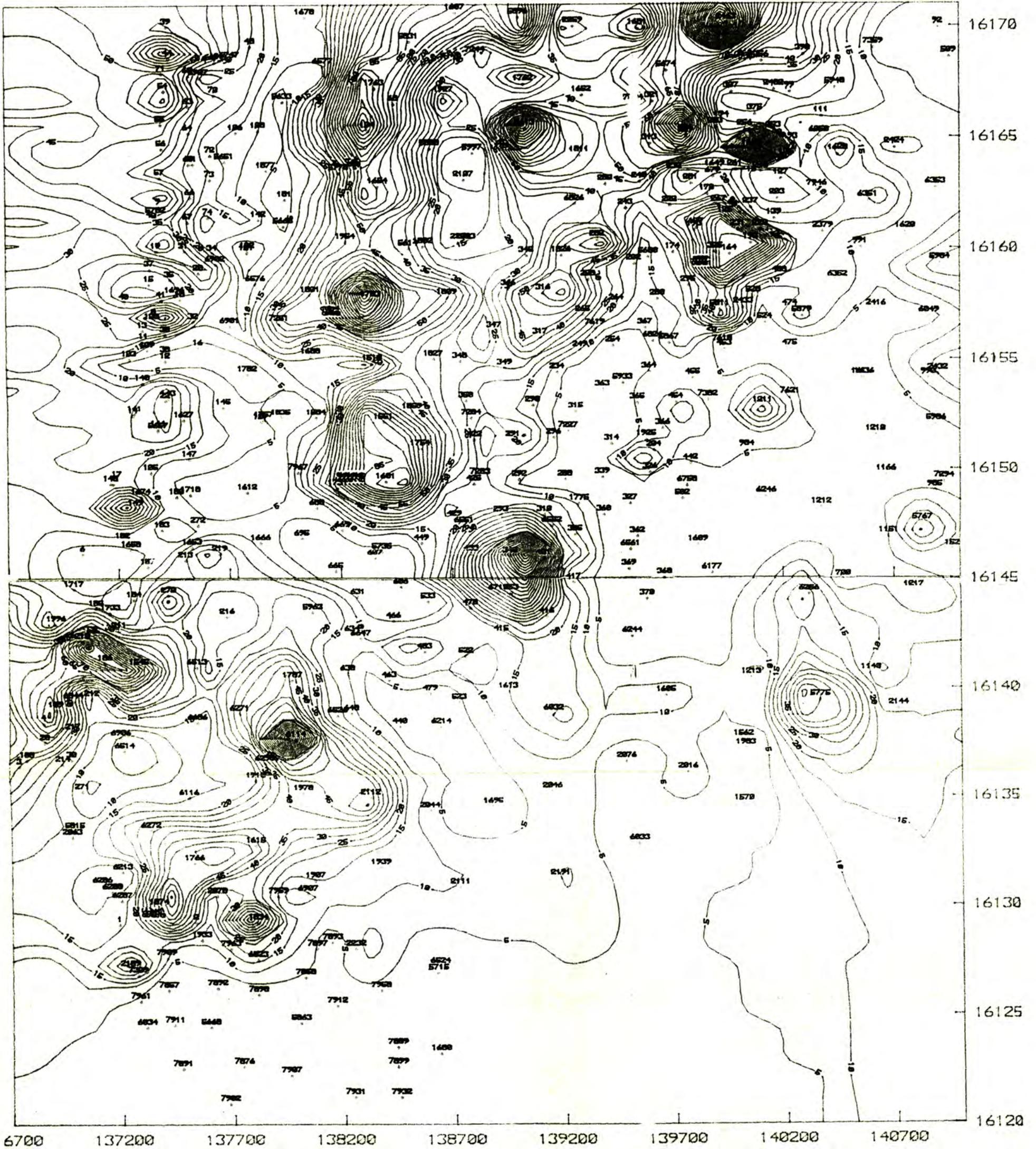


GRAFICO N° 15

ISOACUMULADO (MBIs) - Fm. ECHINO REPETIDO

Yacimientos: Taiman - Reventones y Peña Negra

