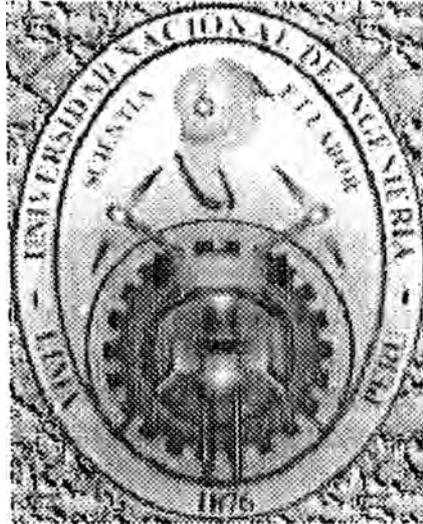


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LOS
METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN EL NOROESTE
PERUANO”**

TESIS

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

Mardonio Guillen Pacheco

Promoción 96-0

LIMA, PERU - 1999

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE APLICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN EL NOROESTE PERUANO

-SUMARIO

-OBJETIVOS

-INTRODUCCION

1.- RECUPERACION MEJORADA DE PETROLEO (EOR)

1.1.- DEFINICION

1.2.- CLASIFICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

1.3.- FUNDAMENTOS DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

1.3.1 .-METODOS TERMALES :

1.3.2.- INYECCIÓN MISCIBLE

1.3.3.- METODOS QUIMICOS

1.3.4.- RECUPERACIÓN MEJORADA MICROBIANA (MEOR)

2.0.- ORGANIZACION Y PLANIFICACION DEL ESTUDIO DE RECUPERACION MEJORADA

2.1.- PLANTEAMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL ESTUDIO DE RECUPERACION MEJORADA

2.2.- ASPECTOS BASICOS PARA CONCEBIR POSIBLES PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA

3.0.- ASPECTOS DE INGENIERIA

3.1.- PROPIEDADES DE ROCA RESERVORIO

4.0.- ESTADO ACTUAL DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN EL MUNDO

4.1.- NECESIDAD DE APLICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

4.2.- MEDICION Y ANALISIS DE LA ESTADISTICA MUNDIAL DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN EL MUNDO

5.0.- ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA CUENCA TALARA

5.1.- DESCRIPCION DE LA CUENCA TALARA

6.0.- PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA EJECUTADOS EN EL NOROESTE PERUANO

6.1.- COMPLETACIÓN

6.2.- INYECCION DE GAS

6.3.- INYECCION DE LPG

6.4.- INYECCION DE AGUA

7.0.- CRITERIOS TECNICOS DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA PARA SU APLICACIÓN EN EL NOROESTE PERUANO

7.1.- CRITERIOS GENERALES

7.2.-CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA LOS RESERVORIOS DEL NOROESTE PERUANO.

7.3.- DISPONIBILIDAD DE LAS FUENTES DE LOS FLUIDOS DE INYECCIÓN

8.0.- IDENTIFICACIÓN DE RESERVORIOS - YACIMIENTOS CON RESERVAS POTENCIALES DE RECUPERACION MEJORADA

8.1.- METODOLOGÍA

8.2.-SELECCIÓN DE YACIMIENTOS

8.3.- PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

9.0.-CRITERIOS ECONOMICOS DE LOS METODOS DE RECUPERACION
MEJORADA

9.1.- APLICACIONES

9.2.- IMPACTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO SOBRE LOS PROYECTOS
DE RECUPERACIÓN MEJORADA

10.0.- EVALUACION ECONOMICA PRELIMINAR DEL PROYECTO
POTENCIAL

BIBLIOGRAFIA

SUMARIO

Actualmente los trabajos de Recuperación Mejorada no están muy desarrollados debido a los discretos precios del crudo, pero ciertamente este no es el único factor. Un rol más importante y vigoroso para los procesos de Recuperación Mejorada es inevitable en el futuro ya que el petróleo seguirá constituyendo por varias décadas más la principal fuente de energía en el mundo.

El reto de la industria petrolera es hacer el trabajo de Recuperación Mejorada técnicamente y económicamente viable, a través de numerosos posibles métodos:

1. Optimización de los procesos activos actualmente
2. Uso de nuevas herramientas tecnológicas en conjunción con los procesos de Recuperación Mejorada existentes tales como pozos horizontales, multilaterales, coiled-tubing, etc.
3. Desarrollo de nuevos procesos
4. Implementación de esfuerzo del equipo multidisciplinario para una correcta y mejor política de gerenciamiento del reservorio desde la etapa de concepción del proyecto.

OBJETIVOS

El presente estudio tiene como objetivos realizar el análisis inicial de factibilidad de realización de los métodos de Recuperación Mejorada en el Noroeste Peruano, para su posible aplicación y el desarrollo de los mismos de modo que se logre el desarrollo tecnológico de la industria nacional en lo que concierne a Recuperación Mejorada.

Lo anterior se logrará a través del estudio del comportamiento de cada uno de los métodos en el mundo, de modo que logremos realizar una caracterización de los mismos, las características de reservorio y las condiciones en que se desarrollaron.

Referido a lo anterior de manera breve se realizará una evaluación de los proyectos de recuperación mejorada realizados anteriormente en el Noroeste Peruano. En tal sentido se plantea los lineamientos básicos para el desarrollo de operaciones de recuperación mejorada, para lo cual en este estudio se presentan las consideraciones técnico económico mas significativas.

RECUPERACION MEJORADA DE PETROLEO (EOR)

INTRODUCCION

Todo yacimiento explotado con la ayuda de la energía natural que posee produce sólo una parte del hidrocarburo original, por lo que al poco tiempo se volverá incapaz de seguir aportando por sí solo todo su volumen de hidrocarburo original.

Generalmente los reservorios petrolíferos alcanzan su límite económico o se aproximan a él, cuando apenas ha cedido el 17 a 25 % de su potencial petrolífero original y como consecuencia de este fenómeno se tiene una gran cantidad de petróleo no recuperado, pero factible con el empleo de mecanismos adicionales, (energía externa que le permita salir hacia el pozo). Luego de haber alcanzado el punto económico más bajo por recuperación de petróleo por energía natural, una parte del horizonte productivo del reservorio correspondiente a la vecindad inmediata de los pozos se encontrará completamente drenada.

Sin embargo existen zonas alejadas en que la roca reservorio permanecerá altamente saturada de petróleo, debido a la disminución de la energía natural y al aumento de dificultades que ofrecen los espacios porosos diminutos al paso de fluidos.

La extensión de las operaciones realizadas directamente por PETROPERU en el Noroeste, cubren un área total de 0.725 MM acres, de los cuales 0.388 MM corresponden al Area de La Brea y Pariñas, 0.237 MM acres al área Lima y 0.1 MM acres al Area Los Organos mientras que solo el área desarrollada cubre 0.25MM acres.

Dentro de dicha extensión, se tienen 149 yacimientos, y 18 reservorios productivos (78 % de ellos pertenecen al Eoceno). A Diciembre de 1997, La producción total de dichas operaciones alcanza un total de 40 MBOPD, habiéndose acumulado aproximadamente 1345.8 MM Bls. de petróleo.

La necesidad de incrementar los volúmenes de reservas probadas, (sobre todo teniendo en consideración los resultados poco exitosos y altos costos de los programas de exploración), así como el requerimiento de reducción del déficit de producción que actualmente se viene produciendo, plantean la opción de ejecución de operaciones de recuperación secundaria.

Antes de elegir el método a emplearse en el proyecto de recuperación mejorada es necesario e imprescindible realizar un estudio completo de sus requerimientos de operación (facilidades de suministro del fluido inyector, locación etc.) así como las características del reservorio en estudio (propiedades petrofísicas). Debe darse principal importancia al estudio de las curvas de producción que reflejaran el comportamiento del reservorio su carácter y propiedad, los fluidos producidos mecanismo impulsor, etc.

1.- RECUPERACION MEJORADA DE PETROLEO (EOR)

1.1.- DEFINICION

El termino Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), se define como la recuperación de petróleo por la aplicación de algún método, que le va a suministrar energía externa al reservorio. Estas acciones mayormente incluyen :

Métodos Termales

Inyección de Fluidos Miscibles / Inmiscibles

Métodos Químicos

Otros

Así por definición el termino Recuperación Mejorada de Petróleo, engloba todos los métodos de recuperación de petróleo que tienen como finalidad aumentar la recuperación final de petróleo existente en dicho reservorio. La Figura N°1 muestra los diversos métodos disponibles actualmente y / o en proceso de desarrollo, de acuerdo al mecanismo de desplazamiento de petróleo.

1.2.- CLASIFICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

De acuerdo a lo sostenido por Guntis Moritis, editor de la publicación técnica Oil & Gas Journal (OGJ, abril del 96), la clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada dentro del contexto general de la vida de un campo de petróleo desde su inicio es tal como se presenta en la Figura N° 2 (ver anexo), en donde podemos diferenciar recuperación convencional de petróleo de lo que es Recuperación Mejorada

Cabe resaltar que la definición de Recuperación Mejorada, no es limitante para una fase en particular en la vida productiva del reservorio. Incluye los procesos de inyección de fluidos en reservorios en avanzado estado de agotamiento, así como también las operaciones de mantenimiento de presión que se efectúan en reservorios nuevos o que están sólo parcialmente agotados.

1.3.- FUNDAMENTOS DE LA RECUPERACION MEJORADA DE ACUERDO A LOS METODOS EMPLEADOS

1.3.1 .- METODOS TERMALES :

1.3.1.1.-INYECCION DE VAPOR

La inyección de vapor es el proceso térmico que proporciona el calor necesario para incrementar la temperatura del reservorio y la energía para desplazar petróleo. La inyección de vapor continua es llamada empuje de vapor.

A.- Inyección Continua de Vapor

Como podemos apreciar en la Figura N° 3, el calor desde el vapor inyectado al reservorio de petróleo facilita la movilidad del crudo a través de la formación hacia los pozos productores.

El vapor disminuye la viscosidad del petróleo e incrementa su movilidad. Se condensa en el agua como vapor frío. En un proceso de empuje de vapor, el vapor es inyectado continuamente en el reservorio a través de los pozos inyectoras, el condensado es empujado a través del reservorio a los productores.

B.- Inyección Cíclica de Vapor

El principal efecto de una inyección de vapor cíclica es estimular a la formación a producir a un caudal más alto. Sólo cuando ciertas características específicas del reservorio están presentes (reservorios de petróleo someros con alta inclinación y alta permeabilidad lateral) hace que la inyección cíclica de vapor estimule un efecto de drenaje y gravitación e incremente el factor de recuperación.

En un proceso de inyección de vapor cíclico, el agua condensada es producida con el flujo de petróleo por el mismo pozo productor.

La inyección de vapor cíclico (huff and puff) es un proceso en un único pozo e involucra la inyección de vapor por 2 a 6 semanas dentro del pozo productor. Figura N° 4. Después de un corto periodo de remojo de 3 a 6 días, el pozo produce a alto caudal por varios meses al año.

La estimulación de vapor es un método muy útil para incrementar la producción de petróleo especialmente cuando la roca reservorio es discontinua. El método es también usado en otros procesos de recuperación para estimular a los productores y limpiar la formación alrededor del pozo.

Cuando los reservorios de petróleo someros tienen gruesa formación productiva o alta inclinación y buena permeabilidad lateral, la operación de inyección de vapor cíclico proporciona una alta recuperación de petróleo por efecto gravitacional.

El efecto benéfico de la inyección de vapor sobre el desplazamiento de petróleo y recuperación, depende de la cantidad de calor transmitido a la formación misma y del volumen poroso barrido por los fluidos calientes. Para evaluar este efecto, debe conocerse la cantidad de calor cedida a los estratos adyacentes.

La cantidad de calor cedido a las formaciones adyacentes es sustraída de la cantidad total de vapor inyectado como vapor húmedo dentro de la formación. El calor remanente aumenta la temperatura de la roca y los fluidos contenidos sobre la temperatura del reservorio.

El área calentada se expandirá continuamente con el tiempo y asumiendo una formación homogénea e isotrópica, la expansión sería radial. Ya que el calor cedido por la sobrepresión se incrementa con el tiempo y el caudal de inyección es constante, los resultados obtenidos usando ecuaciones son correctos en tanto que el caudal caliente de inyección es superior al caudal de calor consumido, los proyectos de empuje de vapor son evaluados usando modelos más complejos.

Este método ha sido aplicado a reservorios teniendo en cuenta la Tabla N° 1 donde se muestra las principales características del reservorio y propiedades del crudo que influyen en el éxito de un proyecto de inundación por vapor.

La inyección ha sido también aplicada a reservorios con petróleo crudo liviano e intermedio con densidades de 20 a 40 °API y bajas viscosidades (4 a 6 Cp.).

La inyección de vapor en estos casos es conocido como empuje destilado de vapor. Su primer objetivo es reducir la saturación de petróleo residual debajo de lo obtenido por empuje de agua e incrementar la recuperación de petróleo.

CRITERIOS DE SELECCIÓN

Basados en los resultados obtenidos en el campo se establecieron criterios de selección para averiguar si un reservorio de petróleo es un "buen candidato" para la inyección de vapor. Nuevos resultados de campo ayudaron grandemente a la aplicabilidad de rangos de inyección de vapor. Por ejemplo considerando la limitación a procesos de inundación solamente, Chu (1985) desarrolló una valorable guía de criterios basada en resultados de 28 proyectos de inundación de vapor. Tabla N° 2

Factores adversos a la inyección de vapor :

Grandes reservorios no uniformes, contenido de arcillas altamente sensibles al agua, poca comunicación entre los pozos, reservorios que presenten alta heterogeneidad.

La inyección de vapor es el proceso de Recuperación Mejorada de petróleo más eficiente basado en la cantidad de petróleo producido. Aunque la inyección de vapor cíclico contribuye bastante a la producción de petróleo, su aplicación futura estará en la estimulación y preparación de pozos para inundación por vapor y combustión in situ.

1.3.1.2.-INYECCION DE AGUA TEMPERADA

La Inyección de Agua Caliente, no obstante un simple proceso en concepto, no es un método termal popular. La razón por la cual la inyección de agua caliente es menos preferido a la Inyección de Vapor es que el vapor es mucho mas efectivo en el calentamiento del reservorio.

Tenemos un simple ejemplo hipotético de cálculo de la energía calorífica, ilustrado en este punto para una unidad de volumen del reservorio con una porosidad del 40 %

Para 400 ° F, el vapor alcanza lo 1,201 BTU/lb de calor y tiene un volumen específico de 1.84 ft³/lb. Comparado así con el agua caliente que tiene unos 375 BTU / lb un volumen específico de 0.0186 ft³ / lb. Por tanto el calor total que se desprende cuando el agua caliente es inyectada es

$$(0.4 \text{ ft}^3)(375 \text{ BTU} / \text{lb}) / 0.0186 \text{ft}^3 / \text{lb} = 8,064 \text{ BTUs}$$

Ahora, si el vapor es inyectado, y es condensado para igual volumen :

$(0.4 \text{ ft}^3)(1,201 \text{ BTU / lb}) / 0.018 \text{ ft}^3 \text{ de condensado} = 25,828 \text{ BTU's}$

Así la relación entre calor del vapor y del agua caliente es :

$(25828 / 8064) = 3.2$

Por lo tanto el vapor es 3.2 veces mas efectivo que el agua caliente.

Más aún, la inyectividad del vapor es alta. Incluso, hablando relativamente la pérdida de calor en la cara de la formación en un proceso de inyección de agua caliente puede ser tan alto como el 30%. La ausencia del calor latente en este proceso hace siempre el proyecto menos atractivo.

Sin embargo existen algunos reservorios candidatos y situaciones en donde este proceso puede ser considerado. Estos son: zonas delgadas, formaciones conteniendo arcillas sensibles al agua (para prevenir el daño de formación por vapor), formaciones someras, petróleos de baja viscosidad, necesidad de un mayor calentamiento efectivo en arenas productivas fracturadas.

1.3.1.3.-PROCESO ELECTROTHERMAL

Los procesos Electrotermales utilizan la electricidad o la energía electromagnética para estimular reservorios constituidos por arenas y crudos pesados. Muchos procesos han sido propuestos, y una revisión del estado existente de la tecnología específica es presentado por Chute y Vermeylen (1988) y por Pautz y colaboradores (1990).

El proceso involucra calentamiento de la formación que permita disminuir la viscosidad del petróleo al punto donde este pueda fluir o ser desplazado por el vapor. Este incremento de temperatura es alcanzado con energía electromagnética producida por uso de pozos adyacentes como electrodos. Los reservorios, pueden incluso, ser calentados por frecuencias de radio (RF). En

este caso estructuras monopolo o dipolo de antenas son introducidas a una profundidad dada para aplicar la energía RF al reservorio, Esquema de la Figura N° 5

1.3.1.4.-COMBUSTION IN SITU

La combustión insitu es uno de los métodos termales más significativos que involucran la recuperación de petróleo. Es aplicado en campos de gravedades específicas bajas o donde la viscosidad del petróleo es desfavorable por métodos de recuperación convencional, la combustión insitu es la mejor técnica para la recuperación final de petróleo, por las características del reservorio.

Este proceso termal incrementa la temperatura del reservorio, el efecto más aparente es reducir la viscosidad del petróleo. Los crudos más viscosos muestran un mayor cambio.

El coque remanente o combustible puede ser usado por el proceso en el fondo y es solamente una fracción de petróleo original en la formación, además a altas temperaturas la tensión superficial y las fuerzas capilares son reducidas o minimizadas.

A.- Descripción Conceptual

El proceso de Combustión Insitu es básicamente un frente de combustión que se mueve lentamente desde un pozo de inyección hacia uno o más pozos de producción. El proceso es iniciado por la inyección de aire dentro de un pozo de inyección localizado centralmente y rodeado por un arreglo determinado de pozos de producción.

Después que la permeabilidad al gas es desarrollada, el frente de combustión se mueve radialmente lejos del pozo de inyección. El aire, gases con cantidades variables de oxígeno u oxígeno puro puede ser usado para mantener la combustión. Figura N° 6

La combustión es iniciada en la formación por la inyección de aire que es calentado de 400 a 1200°F, dependiendo primeramente de las características de las temperaturas de oxidación del petróleo crudo que será encendido.

Usualmente el aire es precalentado en la cara de la arena del pozo de inyección por un quemador de gas, calentador eléctrico o algún otro método conveniente. Sin embargo, el petróleo es encendido espontáneamente en algunos reservorios después de que el aire ha sido inyectado durante algún tiempo. Esta reacción es sensitiva a la temperatura.

De este modo reservorios profundos a altas temperaturas de fondo pueden encenderse en unas pocas horas, mientras que formaciones someras requieren de varias semanas para encenderse. Muchos reservorios pueden nunca encenderse. El frente de combustión se mueve radialmente desde el pozo de inyección a un régimen gobernado principalmente por el tipo y cantidad de combustible encendido, el régimen de inyección de aire, y el contenido de oxígeno del aire inyectado

Como el frente de combustión se mueve lejos del pozo de inyección, varias zonas distintas son desarrolladas y un número diferente de mecanismos operan, pero que están íntimamente relacionados. Estas zonas ilustradas en la Figura N° 6, la cual describe una sección transversal de una zona del frente de combustión entre un pozo de inyección y algún pozo de producción. La sección superior de la Figura N° 7 ilustra la temperatura correspondiente en un proceso de combustión.

B.- Tipos de Desplazamiento

1) Desplazamiento del Vapor Condensado

Como el aire inyectado reacciona con el combustible residual del frente de combustión, el vapor es uno de los productos formados. Este vapor se produce a lo largo por vaporización del agua intersticial de la formación, se mueve directamente y en contacto con la arena fría delante. El vapor caliente se perderá rápidamente en la formación, y resultará un tipo de desplazamiento de vapor condensado. La gran cantidad de calor latente desprendido por la condensación de este vapor imparte una energía sustancial al petróleo y delante de la zona de vapor. La viscosidad del petróleo decrece gradualmente e incrementa la movilidad, con la cual se mejora el desplazamiento del petróleo.

2) Desplazamiento Miscible

Los hidrocarburos gaseosos que se desarrollan por la destilación normal con los hidrocarburos gaseosos formados en la reacción de craqueo y la combinación de las corrientes se mezclan y condensan delante en el banco de petróleo, cuando los gases condensan hacen al petróleo más movable mejorando su desplazamiento.

3) Desplazamiento por Gas

Un desplazamiento muy efectivo por gas se formará durante el proceso de combustión. Los gases generados por la combustión en el frente de combustión transfieren calor al petróleo, a su vez, el CO₂ disuelto parcialmente en el petróleo reducirá la viscosidad de éste.

4) Desplazamiento Termal

Los mecanismos de desplazamiento resultantes de la Combustión Insitu, en el frente de combustión son mantenidos por la inyección de aire comprimido. Aunque otras mezclas de gases pueden ser usadas. El aire, gas natural ó reciclaje de gases han sido usadas exitosamente en pruebas de campo. Vapor, gases pobres de combustión y aire también pueden ser inyectados para mover calor a través del reservorio.

C.- Tipos de Combustión

Existen dos procesos de Combustión Insitu :

1) Combustión Directa

En la combustión directa el reservorio es encendido en la vecindad del pozo inyector de aire, y el frente de combustión se propaga lejos del pozo. La inyección continua de aire mantiene la combustión y el frente de combustión se desplaza a través del reservorio en la dirección general del flujo de aire. Es evidente que si la inyección de aire es invertida, es decir si la inyección de aire en el pozo inyector es detenida y luego desviada al pozo de producción, el banco de petróleo será forzado a moverse en la dirección inversa y a través de la zona de encendido (Figura Nº 8) , mientras el frente continua moviéndose sin ningún cambio de dirección.

2)- Combustión Inversa

Aunque la combustión inversa nunca ha sido aplicada para la producción de petróleo, es generalmente usada para proyectos de gasificación de carbón. El proceso de combustión inversa es iniciado primeramente como un proceso de combustión directa por la inyección de aire a través de los que eventualmente cambiaran a pozos productores de petróleo.

Después de realizada la combustión a una distancia corta de los pozos de ignición, el aire de inyección es enviado a los pozos adyacentes. La inyección continua del aire en los pozos adyacentes desplaza el petróleo hacia los pozos previamente encendidos mientras el frente de combustión viaja en dirección opuesta hacia los pozos adyacentes como se aprecia en la Figura N° 8.

D.- Aspectos Considerados

Los siguientes aspectos serán considerados para la realización del estudio de factibilidad de los procesos termales.

1) Profundidad de la Formación

La inversión y costos de operación se incrementan con la profundidad. Proyectos más profundos usualmente operan a mayores presiones y las características del reservorio y caudales de inyección afectan la presión del proyecto. Estos factores deben ser estudiados con la profundidad como factor de control, de tal forma que la presión de sobrecarga no sea excedida. En la mayoría de los reservorios sin embargo, la profundidad del reservorio no es el factor más crítico, y todos los reservorios disponibles deberían ser evaluados para recuperación termal.

2) Características del Reservorio

La alta porosidad y saturación del petróleo son características del reservorio deseadas para el desplazamiento con vapor. La alta permeabilidad es también conveniente para menores presiones y costos de operación. Sin embargo la baja porosidad usualmente encontrada en reservorios consolidados a mayores profundidades, frecuentemente tienen muchas características que hacen factible las aplicaciones de desplazamiento termal.

En general, los reservorios encontrados a grandes profundidades son mas competentes. Por lo tanto los reservorios mas profundos se presurizan con mayor facilidad cuando el aire es inyectarlo.

Los reservorios más profundos operados a altas presiones ofrecen otras tres ventajas. La temperatura del reservorio es más alta de tal forma que la viscosidad es mas baja. La perdida de calor es reducida y la solubilidad del gas es mucho mayor a altas presiones.

El proceso de combustión es aplicable a formaciones con profundidades de menos de 10,000 pies hasta las profundidades de los 3,000 pies.

3) Características del Fluido a Recuperar

3.1) Gravedad del Petróleo

Las gravedades aplicables para la recuperación termal son de 7 a 40 ° API. La mayoría de los petróleos en el rango de 7° API requerirán un proceso secundario para calentar los pozos de producción previo a la llegada del frente de calor.

3.2) Viscosidad

El rango de viscosidad encontrado en campos produciendo por Combustión In situ es de 2 a 500,000 cps. Probablemente un máximo practico para combustión directa es cerca de 100 a 2,000 cps. A la presión y temperatura del reservorio. A partir de 5,000 a 50,000 cps., alguna forma de calor suplementario es requerido en los pozos de producción previo a la llegada de calor al pozo. Para reservorios produciendo petróleo con una viscosidad encima de 50,000 cps. La combustión reversa y vapor son requeridos.

3.3) Movilidad

Cada reservorio debe ser estudiado individualmente para predecir como reaccionará al desplazamiento termal. La clave para la productividad de un pozo es la movilidad del petróleo.

Un reservorio con un potencial de producción promedio entre 5 y 10 BOPD, previo a la iniciación de las operaciones de recuperación termal, puede responder tempranamente a la Combustión Insitu u operación con vapor.

Si el arreglo es de 10 acres ó menos, el incremento en la producción causada por la presión de desplazamiento por la inyección de aire puede ser de 50 a 100 %, previo a la llegada del frente de calor. Este tipo de respuesta ocurre en reservorios permeables con buena saturación residual.

Las Características del Reservorio son dadas en la Tabla N° 3

3.4) Geología y Estructura

Las características estructurales del reservorio usualmente pueden ser usadas para mejorar el rendimiento del desplazamiento termal.

Cuando se está produciendo petróleo de alta viscosidad y/o baja movilidad, estas características son a menudo ventajosas para el proceso termal.

Los requerimientos estructurales adicionales, aplicables a cualquier reservorio incluyen lo siguiente.

1.- Una componente lutácea o capa de roca impermeable debe estar encima del reservorio para así mantener la presión de la formación, ver esquema de la Figura N° 6

2.- Una comunicación directa del petróleo con un acuífero es permisible en la mayoría de los casos. Los pozos deberían ser completados encima de la zona

de transición y las altas presiones en la cara de las formaciones deberían ser permitidas hasta un corto tiempo.

3.- Varios crudos viscosos, de baja gravedad son los más convenientes para una Combustión Insitu porque proveen el combustible necesario para la combustión. Aunque la razón de aire/petróleo requerido para crudos pesados es alta.

3.5) Problemas Operacionales Reportados por Operaciones de Combustión Insitu:

- 1.- Formación de emulsiones agua petróleo el cual causa problemas de bombeo, reduce la productividad del pozo y aumenta los costos de tratamiento del petróleo producido.
- 2.- Producción de agua caliente de PH's bajo (acidez), abundancia de sulfatos y hierro, presentándose problemas de corrosión en los pozos de producción.
- 3.- Incremento de la producción de arena, el cual causa el taponamiento de la lina del pozo.
- 4.- Taponamiento del hueco del pozo debido a la deposición del carbón y cera, como un resultado del craqueo termal del petróleo, ver esquema de la Figura N° 6
- 5.- Producción de gases peligrosos cercanamente, tales como el monóxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.
- 6.- Fallas en la lina y tubería de producción debido a excesivas temperaturas en los pozos de producción.

3.6) Recuperación de Petróleo

La recuperación promedio de petróleo, de la Combustión Insitu está en el rango de 30 a 50 %. Altos porcentajes de recuperaciones ocurren antes de la irrupción de la zona de combustión. Sin embargo en el caso de crudos viscosos, la mitad de la recuperación ocurre después de la irrupción.

La irrupción de la zona de combustión es reconocida por el incremento del agua separada del petróleo producido y aumento del régimen de producción de gas y contenido de oxígeno, resultado de un agudo aumento de la temperatura de fondo del pozo en orden de 100 a 200° F. Al mismo tiempo, una notable variación ocurre en el PH del agua producida, este incremento en la acidez del agua es usualmente acompañado por problemas de corrosión en la tubería de producción.

E .- Desventajas del Proceso de Combustión insitu

Las desventajas del proceso de Combustión Insitu pueden ser resumidas como sigue:

1.- El proceso de combustión tiene la tendencia de barrer la parte superior de la zona de petróleo, sin embargo el barrido vertical en formaciones muy gruesas es probablemente pobre. El frente de combustión produce vapor por evaporación del agua intersticial y por la reacciones de combustión. El vapor moviliza y desplaza gran parte de la zona del petróleo delante del frente, pero cuando el agua condensada del vapor, se establece debajo, vapores y gases de combustión migran hacia la parte superior, causando un flujo ineficiente en la parte inferior de la zona de petróleo.

2.- Mucho del calor generado por Combustión Insitu no es utilizado en el calentamiento de petróleo.

La Combustión Insitu es factible cuando es menor el material de roca a ser calentado, es decir cuando la porosidad y saturación son altas y el espesor es moderado.

3.- Las instalaciones requeridas para una Combustión Insitu necesitan de una gran inversión. Aunque las instalaciones de superficie consumen menos combustible que aire caliente o unidades de generación de vapor.

1.3.2.- INYECCIÓN MISCIBLE

Desplazamiento miscible

Cuando dos fluidos son miscibles uno en otro, las fuerzas de tensión interfacial (IFT's) y la presión capilar (P_c), se disipan y esto resulta en un incremento sustancial de recuperación de petróleo. Hay muchas condiciones que afectan la miscibilidad; entre ellas están la composición y características de los fluidos, presión y temperatura.

La miscibilidad termodinámica puede ser explicada con la ayuda de un típico sistema ternario como se muestra en la Figura N° 9. El sistema es una mezcla comprimida de: Componentes ligeros; principalmente Metano y Nitrógeno, Componentes intermedios; etano a hexano, y Componentes pesados (C_7^+). Donde se ha podido observar que los componentes intermedios (C_2-C_6), tienen una mayor influencia en el equilibrio termodinámico.

Algunos fluidos de inyección, se mezclan con el petróleo del reservorio en todas proporciones y sus mezclas permanecen como una sola fase. Estos fluidos son llamados miscibles de primer contacto. Otros fluidos forman una zona de transición; están continuamente mezclándose y son llamados miscibles de contacto múltiple.

Como las mezclas del petróleo y el solvente en la zona de transición permanecen como una sola fase, ambos tipos de fluidos, el de primer contacto

y el de contacto múltiple, no afectan la permeabilidad relativa al solvente y al petróleo.

La Inyección Miscible es uno de los procesos más activos de Recuperación Mejorada hoy en día, y comprende una gran variedad de procesos:

1.3.2.1 Inyección de Hidrocarburos Miscibles.

a .- Impulsión por Gas Vaporizante (Inyección de gas a alta presión):

La Figura N° 10, muestra un diagrama ternario de un proceso de impulsión por gas vaporizante. Este proceso es también llamado inyección de gas a alta presión y es aplicado a formaciones de alta presión (formaciones profundas) con el petróleo rico en componentes intermedios.

Los solventes inyectados son gas natural, gas fuel, N_2 y CO_2 . La miscibilidad es obtenida encima de la mínima presión de miscibilidad, el cual toma distintos valores para distintos gases inyectados y a distintas condiciones de reservorio.

La miscibilidad de múltiple contacto resulta de la transferencia insitu de los componentes a través de la vaporización de componentes intermedios del petróleo dentro del gas inyectado. Los componentes intermedios ($C_2 - C_6$), son vaporizados y el petróleo y el gas alcanzan la miscibilidad a través de múltiples contactos.

Como se muestra en la Figura N° 10, el gas en el punto G_1 , no es fácilmente miscible con el petróleo en O_1 , y se forma un proceso inmisible en el desarrollo de la línea que une el punto "Ot" con el punto " G_1 "; debido a que corta la región de dos fases. Como los cambios de fase continúan tomando lugar entre ellos, el gas llega

a ser enriquecido con los componentes intermedios del petróleo, por lo que el petróleo llega a mezclarse con el gas.

Eventualmente, la inyección de gas asume una composición que se muestra como la línea "O₁A", la cual está sobre la derecha de las dos fases desarrolladas. El punto Op denota el límite de la composición del petróleo en el cual el petróleo no intercambia mucho sus componentes con el gas. El petróleo en Op llega a ser no recuperable. En la Figura N° 12, se muestra un esquema idealizado de este tipo de inyección. La miscibilidad es alcanzada de la misma manera con el gas fuel, y el N₂

Una vez que la miscibilidad alcanza la frontera miscible es usualmente conducida por un gas inerte, que reduce el uso del gas natural más caro, en este caso el gas inerte típicamente usado es N₂.

Para obtener mejores resultados en los proyectos de inyección de gas de alta presión, es necesario aplicarlos a reservorios que tengan las siguientes características

Gravedad API > 35°
Presión de inyec. > 3000 < 6000 psia.
Petróleo rico en C₂-C₆

b.- Impulsión por gas condensado :

La impulsión por gas condensado, también conocido como el proceso de impulsión de gas enriquecido, usa de 10 a 20% del volumen poroso de gas natural, enriquecido con componentes intermedios de modo que el gas pueda transferir sus componentes C₂-C₆ y llegar a ser miscible con el petróleo. Para ayudar a explicar el proceso se usa frecuentemente la Figura N° 11, reproducida por Latij_g (1980).

En este caso, las composiciones iniciales del gas y del petróleo están en los puntos B y O respectivamente en la Figura N° 11, y no son miscibles cuando la línea BO corta las dos fases desarrolladas. De manera similar que en procesos de impulsión de gas por vaporización, la miscibilidad es alcanzada en el punto O_1 debido al "progresivo intercambio" de los componentes intermedios entre el solvente inyectado y el petróleo. Durante este proceso, el gas libera sus componentes intermedios (C_2 a C_4) y alteran la composición del petróleo insitu por lo que el petróleo se hace miscible con el gas. En O_1 , todo el petróleo llega a ser móvil.

Los procesos de impulsión de gas enriquecido son adecuados para reservorios con las siguientes características:

Crudos Pesados	API < 16
Presión y Temperatura promedio	500 y 120 °F
Presión inyección.	2000 a 3000 psi.

La inyección del gas debe de ser continuamente mantenida hasta que exista una suficiente reserva de gas enriquecido detrás del frente de Impulsión. Esta medida preventiva es requerida cuando la miscibilidad alcanzada en estos procesos no es estable, como en la impulsión de gas por vaporización. La Figura N° 12, muestra un esquema del mecanismo de impulsión.

c .- Inyección cíclica de LPG seguido por gas a alta presión.

Los gases licuados de petróleo (LPG), tales como el etano, propano y butano son considerados como fluidos de primer contacto mientras ellos permanezcan en el estado líquido. A temperaturas sobre sus temperaturas críticas, el LPG se convierte en gas por debajo de ciertas presiones y de esta manera se convierte en un fluido inmiscible con el petróleo. La Tabla N° 4,

muestra los valores de presión y temperatura para mantenerlos como líquido.

El LPG esta compuesto por Etano, Propano y Butano. Estos componentes son miscibles con el petróleo solo cuando se encuentren en estado líquido. Aunque ellos toman características gaseosas, cuando se excede la temperatura crítica del hidrocarburo, los cuales son de 90° F para el etano, 206° F para el propano, y 305 °F para el butano normal. La presión requerida para que el hidrocarburo sea líquido varía con la temperatura.

Así la miscibilidad entre el petróleo y el LPG no es difícil de alcanzar. Sin embargo con el fin de hacer el proceso de desplazamiento por LPG económico, por lo general es realizado en un desplazamiento miscible con otro fluido mas barato, tal como gas inerte a alta presión, nitrógeno o gas flue (gas de chimenea).

En este proceso, también conocido como el proceso de tapón miscible (pistón) entre 30 y 50 % del volumen poroso de tampón miscible de LPG, es inyectado dentro del reservorio. Los bancos miscibles se forman en el reservorio de petróleo los cuales son conducidos con agua o seguidos por un gas seco. Cuando se usa seguido de un gas, este también permanece miscible con el LPG debido a que la presión del reservorio es más alta que la presión crítica de la mezcla de gas con LPG. Figura N° 13

1.3.2.2 Inyección Miscible de CO₂

La inyección de CO₂ ha empezado a ser uno de los más efectivos métodos de Recuperación Mejorada en regiones donde este gas es abundante. Alrededor del mundo hay cerca de 75 proyectos activos de inyección de CO₂, y la mayoría de ellos se han implementado en reservorios de performance razonable.

Básicamente hay dos tipos de inyección de CO₂

A .- Inyección Miscible, en el cual el gas está sobre la mínima presión de miscibilidad (MMP).

B .- Inyección Inmiscible en la cual la inyección de gas es conducida por debajo de la MMP.

El presente trabajo se centra en lo que respecta a la inyección miscible ya que a nivel mundial reporta el mayor número de trabajos realizados.

La Inyección miscible favorece más a petróleos livianos o medios, mientras la inyección inmiscible es aplicada a reservorios de petróleos pesados. La información estadística mundial indica que, inyecciones miscibles de CO₂, han sido aplicadas para reservorios de petróleo con una gravedad API en el rango de 25° - 44° y una viscosidad en el rango de 0.36-6.0 Cps.

La máxima profundidad y temperatura de los reservorios reportados, donde se ha utilizado este método son 12,762 pies y 248° F, respectivamente. En contraste la inyección inmiscible de CO₂ han tenido performance en reservorios de petróleo con bajas gravedades API.

En el esquema de la Figura N° 14, podemos ver un proceso de CO₂ miscible, en forma idealizada, un volumen relativamente pequeño de gas es inyectado en un modo gas alterno con agua (WAG).

Existen otras alternativas de utilización de CO₂ en un proceso de Recuperación Mejorada, los cuales son:

- Donde el CO₂ es muy caro, la utilización del gas es reducida para la primera inyección de un tapón predeterminado de CO₂ con el fin de un abaratamiento del costo del gas. De esto, el gas CO₂ es conducido por otros grandes volúmenes por un gas barato, como es el Nitrógeno. En algunos casos, puede ser posible usar agua como un fluido de empuje del tapón de CO₂ como se observa en forma idealizada en la Figura N ° 14.

Independientemente del proceso de inyección de CO₂, la recuperación del petróleo es afectado por algunos de los siguientes mecanismos, los cuales deben tomar lugar en un modo sinérgico:

- a.- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- b.- Dilatación del volumen de petróleo
- c.- Incremento de la miscibilidad con el petróleo
- d.- Incremento de la inyektividad.
- e.- Disminución de las fuerzas de tensión interfacial

La sinergia de estos mecanismos hace que las relaciones entre éstas sean muy complejas. Un breve análisis y descripción de estos mecanismos se muestran a continuación :

- a.- Reducción de la viscosidad del petróleo.

Simon y Graue (1965), propusieron correlaciones generalizadas para predecir el comportamiento de la viscosidad de un sistema CO₂ - petróleo como función de la viscosidad del petróleo. En la Figura N° 15 se muestra un juego típico de tales correlaciones para un petróleo saturado con CO₂ a 49° C, donde, μ_o es la viscosidad del petróleo y μ_m es la viscosidad de la mezcla de petróleo crudo- CO₂. Es evidente, que para altas presiones de saturación, corresponde a una gran reducción de viscosidad de la

mezcla. También, es interesante notar que la magnitud de la reducción de la viscosidad es más pronunciada para el petróleo con una alta viscosidad original. Para el agua, sin embargo, el CO₂ tiene un efecto opuesto; causa un pequeño incremento en la viscosidad del agua.

Por esta razón el CO₂ facilita una relación más favorable de movilidad, esto es, (K_o / μ_o) incrementa, mientras la movilidad del agua (K_w / μ_w) decrece.

b.- Dilatación del volumen de petróleo

Estudios realizados por Simon y Grue también muestran como el CO₂ ayuda a la dilatación del petróleo como una función del contenido de CO₂ en el petróleo y el peso molecular del petróleo escogido.

La Figura N° 16, muestra un grupo típico de correlaciones para el factor de dilatación del petróleo crudo, el cual es expresado como la relación del volumen de petróleo saturado en CO₂ al volumen de petróleo libre de CO₂ a la misma temperatura en diferentes fracciones molares de CO₂ para petróleos con pesos moleculares entre 175 y 475.

Debido a que el petróleo residual detrás del frente de empuje se dilata, el volumen neto del petróleo efectivamente será inferior en términos de volumen de STB. Esto mejora la situación de la permeabilidad relativa al petróleo por la dilatación que sufre en los poros, cuyo resultado es el desplazamiento del agua desde estos poros.

c.- Incremento de la miscibilidad con el petróleo:

El CO₂ por si solo no es realmente miscible con el petróleo de la mayoría de reservorios. Frecuentemente la miscibilidad es obtenida a través de contactos múltiples (miscibilidad dinámica). Aun si la miscibilidad obtenida es pobre, se puede bajar las fuerzas de tensión interfaciales (IFT). Como hemos notado e la Figura N° 16-a, en la correlación entre el número de capilaridad y las saturaciones de petróleo residual, una baja de las fuerzas de tensión interfaciales (IFT), ayuda a reducir la saturación del petróleo residual, esto es, resulta en una mejora del petróleo recuperado.

La miscibilidad dinámica con el CO₂ es posible a través de un mecanismo de impulsión por gas vaporizante. La diferencia entre el mecanismo de gas vaporizante de CO₂ con el gas natural (metano) es que la miscibilidad dinámica con el CO₂ no requiere de la presencia de hidrocarburos de peso molecular intermedio en el fluido del reservorio. La extracción de un amplio rango de hidrocarburos desde el reservorio de petróleo, frecuentemente causa miscibilidad dinámica, ocurriendo a una presión razonable la cual es inferior que la presión de miscibilidad del LPG.

d.- Incremento de la inyectividad.

El CO₂ trae un mejoramiento de la inyectividad por desenvolvimiento parcial de la roca matriz a través de una serie de reacciones, y por reducción del hinchamiento de las arcillas. Las reacciones son:



Ambos $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ y $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ son solubles en agua. Sin embargo, hay un efecto dañino por la formación del H_2CO_3 porque es una sustancia corrosiva.

e.- Disminución de las fuerzas de tensión interfacial

La vaporización y solubilidad contribuyen a la reducción de las fuerzas de tensión interfacial (IFT's). Simon en 1,977 obtiene niveles bajos de las IFT's para sistemas CO_2 -petróleo crudo. Un estudio realizado por Marlin en 1,951, define que el CO_2 reacciona con el petróleo crudo para formar surfactantes los cuales reducen las IFT'S. Sin embargo, estos datos no son muy confiables desde que no tienen suficiente fundamento técnico.

1.3.2.2.1 ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA INYECCIÓN DE CO_2 .

Previo a la implementación en el campo de un proceso de inyección de CO_2 , es necesario realizar los estudios de viabilidad con parámetros específicos de los reservorios candidatos y del gas CO_2 .

Los estudios de viabilidad comprenden principalmente pruebas de laboratorio, estudios teóricos y simulaciones de reservorios. Es necesario realizar un adecuado estudio de viabilidad, principalmente en lo referente a los siguientes parámetros:

- a.- Presión mínima de miscibilidad (MMP).
- b.- Características del sistema CO_2 - petróleo crudo con respecto a la dilatación y la reducción de la viscosidad del petróleo.
- c.- Precipitación de asfáltenos.
- d.- Datos de PVT.
- e.- Problemas de corrosión del agua carbonatada.
- f.- Fuentes del gas CO_2 .
- g.- Requerimientos de CO_2 .

h.- Aplicaciones de campo

a.- Presión Mínima de Miscibilidad (MMP):

Como se ha indicado anteriormente, el CO₂ y el petróleo no son miscibles en el primer contacto bajo condiciones normales de presión. Sin embargo, a altas presiones el CO₂ puede alcanzar una miscibilidad dinámica cuando se vaporiza el CO₂ ó se extrae los hidrocarburos intermedios desde crudos pesados.

La Presión Mínima de Miscibilidad (MMP), está definido como la más baja presión a la cual el CO₂ puede desarrollar miscibilidad con el crudo del reservorio a la temperatura de reservorio. Una discusión sobre los factores que afectan a la Presión Mínima de Miscibilidad del CO₂ tienen que ser definidos.

Siendo estos factores

- La paridad de la densidad entre el gas CO₂ y el petróleo.
- La temperatura del reservorio (una alta temperatura resulta en un alto valor de la Presión Mínima de Miscibilidad).
- Composición del crudo (componentes C₅ - C₃₀ resultan en bajos valores de Mínima Presión de Miscibilidad).
- Distribución del peso molecular de los hidrocarburos C₅ - C₃₀ bajos pesos moleculares promueven un bajo valor de Mínima Presión de Miscibilidad.
- Tipos de hidrocarburos (los aromáticos proveen alto valor de Mínima Presión de Miscibilidad).

Un reciente estudio por Hagedorn y Orr (1993) sugiere que existe una influencia del tamaño molecular y la estructura de los componentes sobre un sistema CO₂ -petróleo crudo. Componentes Multi anillos aromáticos influyen

desfavorablemente dentro de la fase rica de CO₂ y en la fase de estos y otros componentes con similar tamaño molecular.

El petróleo contiene una cantidad significativa de multianillos aromáticos que tienen correspondientemente altos valores de Mínima Presión de Miscibilidad. Sin embargo, la presencia de cantidades significativas de multi-anillos aromáticos en un petróleo crudo permite una disminución prematura del desarrollo de la miscibilidad. Hagedorn y Orr iniciaron estudios usando tres muestras diferentes de petróleo, incluyendo un petróleo del campo Kubiki. De las tres muestras de petróleo crudo, el petróleo Kubiki tiene el más alto número de multi-anillos aromáticos (9.03% 2 - anillos y 8.98% 3 + anillos aromáticos) y bajos porcentajes de n-alcano (5.55%). La Tabla N° 4-a muestra las distribuciones, la temperatura de reservorio y la Mínima Presión de Miscibilidad para el crudo de estos tres yacimientos.

La Mínima Presión de Miscibilidad es estimado en el laboratorio para el petróleo seleccionado. De cualquier modo, en la ausencia de datos de laboratorio, es estimado por teorías computarizadas o por el uso de una apropiada correlación disponible. El uso de tales teorías o correlaciones no son preferibles porque ellas no nos dan valores exactos de Mínima Presión de Miscibilidad para el petróleo seleccionado sin embargo, las pruebas de laboratorio son recomendados.

b.- Características del sistema CO₂- petróleo crudo con respecto a la dilatación y la reducción de la viscosidad del petróleo.

Como ya se mencionó en el punto anterior en los estudios de Simon & Grue como el CO₂ como interviene en la reducción de la viscosidad y ayuda a la dilatación del petróleo como puede observarse en las Figuras N°s 15 y 16.

c.- Precipitación de asfaltenos

Si están presentes asfaltenos, en gran porcentaje del petróleo escogido, puede causar ciertos problemas de precipitación, lo cual puede causar bloqueo de los poros. El petróleo escogido debería, por lo tanto, ser analizado para verificar el contenido de asfaltenos. Una simple y arduada prueba conduce a un valor de precipitación con pentano.

d.- Datos de PVT

Los datos de PVT que necesitan ser estimados son : GOR, densidad, compresibilidad y composición del vapor y las fases líquidas.

e.- Problemas de corrosión

La corrosión del tubing debido a la formación del ácido carbónico (reduce el PH del agua) puede ser un serio problema. El gas CO_2 debería ser deshidratado antes de ser comprimido y transportado, y un buen programa de inhibición de la corrosión debería ser llevado a cabo. También es esencial tener un buen conocimiento de las propiedades termodinámicas del gas que se utiliza.

f.- Fuentes de CO_2

Como se ha enfatizado al inicio, se debe disponer de una fuente que asegure el suministro del CO_2 para la inyección del reservorio. En algunos casos, puede ser posible utilizar el gas de otras fuentes tales como grandes plantas de energía. Por ejemplo en la Cuenca Pérmica (E.U.A.), un gran sistema de suministro por gasoductos para CO_2 está disponible para bajos costos comparado con el metano, y los gasoductos están siendo extendidos para más campos.

g.- Requerimientos de CO₂

De acuerdo al reporte del DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos), para recuperar un barril de petróleo son requeridos entre 8MSCF a 13MSCF dependiendo en la etapa en que se halla el proceso. Parte de este gas es tratado y reinyectado al reservorio.

h.- Aplicaciones de campo:

La Inyección de CO₂ , es uno de los métodos de recuperación mejorada que mas optimistas en el Mundo. Numerosos reportes están disponibles reportada de las aplicaciones de inyección de CO₂ Holm 1987 y Mungan (1981) tiene algunas reflexiones sobre las destacadas. Tabla N° 5, adaptada por Holm, presenta los 20 proyectos de CO₂ miscible más grandes en Estados Unidos.

1.3.2.3 Inyección Miscible de Nitrógeno (N₂)

El nitrógeno producido por separación del aire y comprimido a grandes presiones tiene muchas aplicaciones potenciales, para intensificar o aumentar la recuperación de gas y petróleo. Se puede utilizar como gas de empuje del CO₂ y en algunos casos para desplazamiento miscible. También puede considerarse aplicaciones como el desplazamiento de la capa de gas de un yacimiento, la recirculación de yacimientos de condensados y la conservación de la presión del yacimiento.

En la Figura N° 17 se aprecia en forma esquemática como es obtenido e inyectado el nitrógeno de modo que éste sirva como gas de empuje del costoso CO₂, en reservorios profundos con crudo de alto °API, para formar un tapón miscible que ayude a liberar el

crudo del reservorio, disminuyendo la viscosidad de modo que la eficiencia de desplazamiento aumente.

1.3.2.3.1.- Producción de Nitrógeno

Mediante el uso de tecnología moderna el nitrógeno se puede separar del gas natural asociado que se produce. El reemplazo del gas natural por el nitrógeno, permitirá desarrollar proyectos de Recuperación Mejorada, y en algunos casos, resultará en mayores tasas de recuperación que las esperadas con inyección de gas natural.

1.3.2.3.2.-Criterios para su Aplicación

El fenómeno de desplazamiento por nitrógeno de los fluidos miscibles del reservorio, solamente ocurre en un estrecho rango de temperatura, presión, volumen y composición del fluido. Por consiguiente, el número de reservorios candidatos para recuperación por este método es limitado.

En adición a la miscibilidad, se deben considerar los siguientes factores:

1.-Prevenir la caída de presión en el reservorio, que puede causar pérdida de fluido por condensación retrógrada.

2.-La inyección de nitrógeno puede ser aplicada a reservorios de baja permeabilidad, lo cual puede ser inadecuado para otros métodos de recuperación mejorada de petróleo que usan líquidos.

3.-Se debe prevenir la migración de fluidos en una capa original con atenuante pérdida de crudo.

4.- El reemplazo de gas natural en la capa de gas y zona barrida de petróleo de tal manera que este gas se quede en el reservorio al final.

5.-Mejoramiento del drenaje gravitacional. El nitrógeno es un gas ligero y estará en la capa de gas.

6.-Los reservorios que contienen crudo con °API de 35 o más son los que presentan mejores prospectos para aplicar este método.

7.-La profundidad del reservorio debe ser lo suficiente grande para asegurar que la presión de miscibilidad pueda ser alcanzada sin que ocurra un fracturamiento en la formación y pueda originar una migración no deseada.

1.3.2.3.3.- Ventajas del proceso

1.-Una ventaja principal del Nitrógeno sobre el gas natural es económica. Dependiendo de la presión, la cantidad y ubicación de la Planta, el nitrógeno puede costar entre una cuarta parte y la mitad del gas natural.

2.- La producción de gas inerte es económicamente ventajosa. Por ejemplo la instalación de una planta de generación de Gas-Fuel en el bloque 31 de un campo de Texas (TX) permitió ahorrar la adquisición de 30 a 40 MM PCPD de gas natural, lo que posibilitó la utilización de 20 a 30 MM scf/d de gas producido y aseguró un buen abastecimiento de gas para el reservorio.

3.- El nitrógeno es casi siempre un buen desplazante al igual que el gas natural. Si el desplazamiento es realizado a una presión suficientemente alta, se obtiene una alta recuperación por desplazamiento miscible. Esto ocurre igualmente a pesar que el gas inyectado no es miscible con el petróleo en el primer contacto a la presión de inyección.

1.3.2.3.4.- Desventajas del proceso

1.-La la desventaja simple más importante de operación cuando se usan calderas y/o turbinas de escape de gas para desplazamiento miscible de petróleo es la corrosión. Debido a que el vapor de agua, CO₂ y óxidos nitrosos están presentes en el gas, se formarán ácidos débiles, carbónico y nítrico al enfriarse el gas y se condensa vapor de agua. Si estos ácidos no son tratados, irá aumentando la concentración conforme el gas se mueve desde las diferentes etapas de compresión hasta alcanzar niveles inaceptables y los niveles de corrosión sobre los equipos serán mayores.

2.-La irrupción del gas inyectado en los pozos productores es un serio y costoso problema, el nitrógeno baja el contenido de calor del gas producido y representa un serio problema si el gas producido y vendido para combustible en el campo. Varios esquemas han sido proyectados para resolver este problema. Una inadecuada aplicación del método seleccionado aumenta la carga económica al igual que disminuye el tiempo de vida del proyecto.

3.-Una gran inversión inicial es requerida para proyectos de inyección de nitrógeno. Todas las desventajas y costos pueden ser cuidadosamente medidos y comparados con las ventajas y el incremento de producción esperado.

1.3.3.- METODOS QUIMICOS

1.3.3.1.- INYECCION DE POLIMEROS

1.3.3.1.1.- Generalidades:

La inundación de los polímeros consiste en adicionar polímeros al agua de inyección, resultando en un incremento de la viscosidad, lo que ocurre con algunos polímeros que causan una disminución de la relación de la movilidad. Esto incrementa la eficiencia del frente de inundación y también la eficiencia de barrido disminuyendo más la zona de saturación de petróleo.

La saturación irreductible de petróleo no disminuye, no obstante la saturación de petróleo remanente sí, acercándose a la S_{or} , tanto para el agua de inundación como para la inundación de polímeros, la mayor eficiencia de recuperación constituye un incentivo económico para la aplicación del método de inundación de polímeros cuando este es aplicable, generalmente una inundación de polímeros resulta económico sólo cuando la relación de movilidad del agua de inundación inicialmente es alto, también en reservorios muy heterogéneos (altamente fallados) o en una combinación de ambos casos.

1.3.3.1.2.-Conceptos Fundamentales

A.- Movilidades de Petróleo y agua

Cuando el agua desplaza al petróleo a través del espacio poral, la velocidad de desplazamiento es proporcional a la movilidad del agua.

$$\lambda_w = \frac{K_w}{\mu_w}$$

Donde K_w es la permeabilidad efectiva al agua y μ_w es la viscosidad del agua. El agua es la fase desplazante y el petróleo

la fase desplazada.

El petróleo también tiene una movilidad de:

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o}$$

Donde K_o , es la permeabilidad efectiva al petróleo y μ_o es la viscosidad del petróleo. Debido a que el flujo es tomado bajo una misma gradiente de presión, la velocidad de flujo es la misma en el área de barrido del agua y en la zona del banco de petróleo, cuando la relación siguiente se cumpla:

$$\lambda_w = \lambda_o$$

Razón de Movilidad

El concepto de razón de movilidad descrito por Craig (1980) es definido como la movilidad de la fase desplazante entre la movilidad de la fase desplazada. En un proceso de inyección de agua:

$$M_{w-o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K_w * \mu_o}{\mu_w * K_o}$$

Dividiendo por la permeabilidad absoluta, la razón de agua petróleo es :

$$M_{w-o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K_{rw} * \mu_o}{\mu_w * K_{ro}}$$

Donde K_{rw} , es la permeabilidad relativa del agua a la saturación promedio detrás del frente de agua y K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreductible.

Es obvio que la relación de movilidad es mayor que la unidad, desde que μ_w es menor que μ_o , el agua fluye a altas velocidades a través de la vía de menor resistencia y rompe a través de los pozos productores prematuramente. La relación de movilidad en este caso es probable que sea desfavorable.

El rol de los polímeros solubles en el agua es incrementar la viscosidad del agua y también reduce la permeabilidad efectiva al agua, en otras palabras reduce la razón de movilidad de agua-petróleo reduciéndose a la unidad o menos.

Entonces, la eficiencia de barrido volumétrica (areal x vertical) será mejorada y una alta recuperación de crudo será obtenido en proyectos de inyección de polímeros, más que con agua.

Después de que el agua irrumpa el frente en los pozos productores, el flujo de las dos fases (petróleo y agua) en el área barrida del reservorio es controlada por la ecuación de flujo fraccional de Buckley & Leveret (1942).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o * \mu_w}{\mu_o K_w}} \quad \text{Ec. Buckley \& Leveret}$$

Donde:

f_w = Fracción de agua en cualquier punto de la corriente de flujo en el área barrida (es decir el Corte de agua).

K_o, K_w = Permeabilidad efectiva al petróleo y al agua respectivamente, a una saturación en un punto del reservorio (Graig 1980)

μ_o, μ_w = Viscosidades de petróleo y agua.

Asimismo simplificando e ignorando la presión capilar y efectos gravitacionales, pueden también ser expresadas usando las permeabilidades relativas de petróleo y agua.

Nuevamente es fácil de observar que cuando la viscosidad del agua incrementa y la permeabilidad efectiva al agua decrece, el flujo fraccional de petróleo incrementa, mejorando el caudal de recuperación del petróleo.

De este modo tendremos una reducción de la permeabilidad al agua y un aumento de la viscosidad del agua, incrementará la resistencia al flujo de la solución de polímeros desviando estos hacia áreas no barridas por el agua.

$$f_o = 1 - f_w = 1 - \frac{1}{1 + \frac{K_o * \mu_w}{\mu_o K_w}}$$

Como un ejemplo se presentan las curvas de permeabilidad relativas de un reservorio de petróleo Figura N° 18.

18 y la relación de viscosidades $\mu_o/\mu_w = 6$, procedemos a calcular la razón de movilidades petróleo-agua M_{w-o} y el corte de agua f_w @ $S_w=50\%$.

Asumiendo que el petróleo residual en el área de inyección de agua del reservorio, $S_{or} = 0.20$, y la saturación de agua irreductible en el banco de petróleo delante del frente del agua inyectada es $S_{wi} = 0.20$, leemos:

$$K_{rw} = 0.57 @ S_{or} \text{ y } K_{ro} = 1.0 @ S_{wi}$$

La razón de movilidades agua-petróleo:

$$M_{w-o} = K_{rw} * \mu_o / \mu_w * K_{ro} = 0.57 * 6 / 1 = 3.4$$

En $S_w = 50\%$

El corte de agua:

$$K_{rw} = 0.13 \text{ y } K_{ro} = 0.24$$

$$\text{luego } f_w = 1 / (1 + (0.24 * 1) / (6 * 0.13)) = 0.76$$

Descripción del Método :

En la inyección de polímeros una pastilla viscosa es inyectada en el reservorio precedido por una inyección de una pastilla de salmuera de baja salinidad. Un esquema de las instalaciones de superficie y del reservorio es mostrado en la Figura N° 19

La solución de polímeros es seguida por otra pastilla de agua fresca y continua de inyección de agua. El esquema de la sección transversal de la inyección de un polímero es mostrado en el esquema de la Figura N° 20

La solución de polímeros es inyectada entre dos colchones de agua con el propósito de atenuar el contacto directo con la salinidad del agua de formación. La salinidad del agua reduce la viscosidad de la solución de polímeros.

La inyección de polímeros no reduce la saturación de petróleo residual, esto mejora la recuperación de petróleo sobre la de inyección por agua, debido al incremento del volumen contactado.

También si comparamos la inyección de agua con la inyección de polímeros, este acelera la producción de petróleo y una alta recuperación es obtenida en la ruptura del frente.

La inyección de polímeros es satisfactoria cuando es aplicada en estados tempranos de una inyección de agua, o cuando es aplicado al inicio cuando la movilidad del petróleo es alta. Este tiene un pequeño o ningún efecto en la uniformidad de la inyección del agua a reservorios que contengan crudo de baja viscosidad o teniendo alta saturación de agua al inicio del proceso.

Los polímeros pueden ser usados en la producción de petróleo de tres maneras:

- 1.- Como tratamiento cercano al pozo para mejorar la performance de los inyectores de agua ó en la producción de agua por bloqueo de las zonas de alta conductividad.
- 2.- Como agentes que pueden atravesar como un eslabón in situ para taponear las zonas de alta conductividad en la profundidad del reservorio.
- 3.- Como agentes para disminuir la movilidad del agua o la relación de movilidad agua - petróleo.

En reservorios con alta variación de permeabilidades, el agua de inyección rápidamente irrumpe el frente en los pozos productores y una baja recuperación de petróleo puede estar relacionada.

B.- Tipos de Polímeros

Hay dos principales tipos de polímeros que pueden ser usados en aplicaciones en el campo y estos son :

- b1. POLIACRILAMIDA HIDROLIZADOS (HPAM)
- b2. BIOPOLIMEROS POLISACARIDOS (Xantthan gum)

b1.- POLIACRILAMIDAS

Estos son obtenidos por la polimerización de monómeros acrilamida.

A través de la hidrólisis algunos de los monómeros acrilamida son convertidos a grupos carboxílicos y con carga negativa.

La poliacrilamida hidrolizada tiene de un 20% a 40% de grado de hidrólisis, un peso molecular tan alto como $3 \cdot 10^6$ y una estructura lineal de cadena molecular. La longitud de la cadena molecular de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, en solución con agua fresca facilita el flujo a través del espacio poral de la roca reservorio como se aprecia en las Figuras N°s 21 y 22.

En agua salada los electrolitos en solución forman las moléculas en espiral (to coil). Estas obstruyen el flujo a través de los espacios porales y reducen la viscosidad de la solución.

La solución de poliacrilamida hidrolizada es sensitiva a la sal y debe ser preparada con agua fresca. Otras susceptibilidades de las soluciones HPAM son causadas por la presencia de oxígeno, el cual es una fuente de inestabilidad y degradación química de temperatura y degradación mecánica.

La longitud de la cadena de moléculas HPAM, puede romperse, especialmente a condiciones de altas velocidades y temperaturas, cuando la solución inyectada pasa a través de los intervalos baleados de los pozos y fluye a través del espacio poral de la formación cerca al wellbore.

Es menos caro y provee alta resistencia residual a la impulsión por inyección de agua, la poliacrilamida es el más usado en el campo que los polisacaridos como agente de control de movilidad del agua. Asimismo, recientes pruebas muestran ahora que el ataque microbial de la poliacrilamida pueden ocasionar potencialmente serios problemas (Greela y Sewell, 1982) y biocidas tal como el

formaldehído, puede ser usado para prevenir la pérdida de viscosidad causado por los microbios.

b2.- POLISACARIDOS

El biopolímero polisacárido es obtenido a partir del azúcar en procesos de fermentación causados por la bacteria *XANTHOMONAS CAMPESTRIS*. La estructura molecular del polisacárido da a las moléculas una gran rigidez. Fig. N° 22 (Needham and Doe, 1987). Como una consecuencia al contraste con el polímero polyacrilamida, la viscosidad de una solución biopolímero polisacárido no es afectado por la salinidad, y a efectos que puedan ser tolerados.

En contraposición de estas ventajas los biopolímeros polisacáridos son caros y la estabilidad degrada a partir de los 200°F. La biodegradación por encima de polímeros polisacáridos es también común y los resultados usualmente se presentan en el decrecimiento en la viscosidad en la solución. El formaldehído es el más efectivo biocida adicionado al biopolímero para prevenir la biodegradación.

C.- Viscosidad aparente y factor de resistencia

Los polímeros son usados en bases acuosas a bajas concentraciones de 300 ó menos que 2000 partes por millón ó menos que 0.20 %. Los valores de viscosidad de las soluciones de polímeros son medidos con el viscosímetro de Ostwald, para diferentes concentraciones, prácticamente son graficados como una línea recta en un papel semilog. La viscosidad medida de los polímeros de bajas concentraciones de la solución polímera usada en el campo es sólo de 1 a 1.5 cp.

Es interesante observar que el comportamiento en un medio poroso de estas bajas concentraciones de la solución polímera está sujeta a altas viscosidades. La viscosidad de la solución polímera fluyendo en el reservorio es 5 a 25 veces mayor que la calculada indirectamente usando la ecuación de Darcy (viscosidad aparente), asumiendo la misma permeabilidad efectiva, Figura N° 23

En realidad, la permeabilidad efectiva de la formación a una solución polímera es menor comparada a la del agua sin polímero. Es difícil separar el efecto de la reducción de la permeabilidad con el incremento de la viscosidad. Como señalamos, lo que es importante es que el efecto total puede ser expresado como una reducción en la movilidad y éste puede ser medido.

D.- Factor de resistencia

La medida de la reducción de la movilidad es conocido como el factor de

resistencia R :

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{K_{rw} / \mu_w}{K_{rp} / \mu_p} = \frac{K_{rw} \mu_p}{\mu_w K_{rp}} = \frac{M_{w-o}}{M_{p-o}}$$

donde:

- λ_p = Movilidad del polímero soluble en el agua.
- K_{rw}, K_{rp} = permeabilidades relativas al agua y solución polímera respectivamente
- μ_p = viscosidad de la solución polímera (aparente)
- M_{w-o}, M_{p-o} = Relación de movilidades agua-petróleo y solución polímero-petróleo respectivamente.

Un gráfico del factor de Resistencia "R" como función de la relación V_{inj} / V_p (Volumen acumulado de inyección por volumen poroso) es mostrado en la Figura N° 24

Los datos fueron obtenidos por inyección a 300 ppm de una solución polímera a través de un volumen poroso de una muestra de núcleo. Un rápido incremento del factor de resistencia de 1 a 8 fue observado en los 20 primeros volúmenes de porales inyectados.

Continuando la inyección de la solución polímera, el valor del factor de resistencia prácticamente permanece constante. Esta tendencia del factor de resistencia para estabilizar más lo observado en las pruebas de laboratorio para valores R menores que 10 ó 12, es realizado a fin de evitar en el campo altas presiones de inyección o bloqueo.

Como una cuestión de hecho, los polímeros con altos factores de resistencia pueden ser usados para mejorar el perfil del fluido tapón siendo mas permeable en línea cerca a los inyectores y para reducir la variación en permeabilidad.

La ventaja de los polímeros como agente de control de movilidad del agua en un medio poroso están indicados por el largo valor del factor de resistencia obtenido usando contenido de agua y bajas concentraciones de polímero y por su habilidad para estabilizar la resistencia al flujo.

E.- Factor de Resistencia Residual

La medida de la reducción de la permeabilidad de la roca al agua después del flujo del polímero es conocido como factor de resistencia residual, R_R .

$$R_R = \frac{\left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right) \text{ antes del flujo del polímero}}{\left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right) \text{ después del flujo del polímero}}$$

La reducción de la permeabilidad es observada después de la inundación con salmuera seguido por la inyección de una solución de polímeros, a una muestra de núcleo de Arena Berea. La permeabilidad original de la muestra, habiendo sido reducida por la adsorción en la superficie de la roca y por el entrapamiento mecánico de las moléculas del polímero, no puede ser recuperada.

La existencia de los efectos de resistencia residual tienen importancia económica. Los gastos por el polímero ocurren solo durante el período de inyección. Mucho después el efecto del factor de resistencia residual continúa sin adicionar el costo.

Los Biopolímeros polisacáridos, no son retenidos por la superficie de la roca. Esta es la razón por la que ellos no exhiben el efecto de resistencia residual.

F.- Retención de polímeros

La retención de polímeros, expresada por la adsorción de la poliacrilamida en la superficie de la roca y por el entrapamiento de las moléculas del polímero en pequeños espacios porosos, explica la reducción de la permeabilidad.

G.- Adsorción y Entrampamiento

El polímero poliacrilamida es adsorbido en la superficie por la mayoría de las rocas reservorio, el carbonato de calcio tiene una mayor afinidad por el polímero que por la sílica. Las capas de polímero adsorbidas representan a la vez una resistencia adicional al flujo y una pérdida de polímero.

Por lo tanto, cuando la adsorción ocurre, las soluciones de polímeros que dejan el medio poroso, tienen menores concentraciones que antes. La concentración del polímero reducida es usada en la medida de la adsorción. Cuanto más alta sea la concentración del polímero antes de fluir a través del medio poroso, mayor será la adsorción en la superficie de la roca.

El espacio poroso en una roca reservorio ofrece una variedad de tamaños de aberturas. La cadena larga de las moléculas del polímero pueden fácilmente fluir dentro de un poro grande; pero no pueden salir si el otro lado tiene una abertura menor. Entonces la molécula del polímero es entrapada. El entrapamiento también puede tomar lugar; cuando el flujo es restringido o parado. Luego la molécula pierde su tamaño elongado y se encoge. Cuando el flujo de las moléculas de polímero a través del medio poroso está restringido por poros de pequeñas aberturas solo permiten el paso de salmuera.

Las pequeñas aberturas no contactadas por las moléculas del polímero que ha fluido son llamados: volumen inaccesible (Dawson y Lang, 1972) Encima del 30% del volumen poroso total podría no ser accesible a las moléculas de polímero. esto le permite a las soluciones de polímeros el avanzar y desplazar el petróleo a un régimen más rápido que el producido.

En otras palabras, la porosidad efectiva para una solución de polímeros es menor que la porosidad efectiva a la salmuera.

H.- Peso Molecular y Factor Screen

Las pruebas de laboratorio en soluciones poliacrilamidas hidrolizadas de 500 ppm con pesos moleculares en un rango de $3 \cdot 10^6$ a $10 \cdot 10^6$ mostraron que la reducción de la movilidad, factor de resistencia, y reducción de la permeabilidad incrementan cuando el peso molecular incrementa. El factor de resistencia y la reducción de la permeabilidad, respectivo al peso molecular del polímero, ha sido correlacionado por el llamado *factor screen* (Jenning et al. 1971).

La medida es hecha mediante la comparación del tiempo requerido para un volumen dado de solución de polímeros, para que corra a través de una ruta determinada comparado con el tiempo requerido para drenar el mismo volumen de solvente (agua). El tiempo requerido para ser leído entre las dos marcas guías, correspondientes a 2.44 pulg^3 (40 cc) es 8 a 10 seg para el agua. Una típica correlación del factor de resistencia es dado en la Figura N° 25.

Como se observa el viscosímetro Sreen, Figura N°, 26 no mide la viscosidad debido a que es más sensitiva a los cambios de la calidad del polímero que la viscosidad de la solución.

El viscosímetro Screen, mide los efectos del flujo debido a las propiedades viscoelásticas de la solución del polímero, esto es una medida cualitativa.

Puede decirnos en el campo si una solución específica tiene un factor de resistencia que es mucho menor o mucho mayor y tiene que ser eliminado en lugar de ser inyectado en el reservorio.

1.3.3.1.2.- Guías para la Aplicación de Polímeros

Características del Reservorio:

a.- Profundidad

La profundidad del reservorio es un factor crítico sólo cuando está asociado a la temperatura del reservorio, las temperaturas menores que 200°F aseguran una solución de polímeros estable.

b.- Presión de reservorio

La presión de reservorio no es un factor crítico si es que permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura del reservorio y no es tan alta que requiere el uso de un equipo de bombeo, podemos tomar como máximo 3500 psi.

c.- Porosidad

La porosidad de la roca reservorio debe ser de media a alta (mayor que 18%) para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

d.- Permeabilidad

La permeabilidad absoluta de la roca reservorio es considerada buena para valores mayores de 50 md. Valores de permeabilidad moderados entre 15 y 50 md causan mayores presiones de inyección. Valores de permeabilidad considerados excelentes entre 100 y 250 md y mayores que 1000 md aseguran altos recobros con el desplazamiento con agua y hacen que la inyección de polímeros sea difícil de justificar.

El concepto de variación de permeabilidad conectada con heterogeneidad del reservorio es mejor que la permeabilidad sola para determinar áreas para la aplicabilidad del desplazamiento por polímeros. Reservorios heterogéneos son buenos candidatos para el desplazamiento por polímeros por dos razones:

- Primero, la solución del polímero reduce la permeabilidad de la roca a la solución.

- Segundo, la solución tiene la tendencia a divertirse en aquellas zonas en las que el desplazamiento por agua no ha sido tan satisfactorio.

e.- Características de los fluidos

La viscosidad del petróleo que directamente controla la relación de movilidad agua-petróleo no debe de ser mayor que 100 cp. Viscosidades menores que 20 cp son aún más recomendables. Los Métodos térmicos de recobro son competitivos cuando las viscosidades del petróleo son demasiado altas. Cuando son bajas, menores que 5 cp. la impulsión por agua y/o otros métodos de recobro secundario son recomendables.

La relación agua-petróleo al inicio de la inyección puede ser bastante favorable. Esto significara mayor saturación de petróleo movable. La impulsión por polímeros aplicada desde un inicio como un proceso de recobro secundario en lugar de la impulsión por agua permitirá mejores oportunidades que la inyección de agua.

f.- Selección del Reservorio

Como se expresó anteriormente, el desplazamiento por polímeros es exitoso aplicado al recobro secundario cuando la saturación de petróleo movable se mantiene alta en el reservorio. El efecto del desplazamiento por polímero es el de mejorar las eficiencias de barrido areal y vertical, reduciendo la relación de movilidades agua-petróleo y distribuyendo el fluido inyectado a través de extensas áreas del reservorio.

El desplazamiento por polímeros no mejora la eficiencia de desplazamiento, desde que no tiene efecto en las fuerzas capilares existentes y en las tensiones interfaciales.

Reservorios de petróleo de impulsión por agua pueden ser también buenos candidatos para el desplazamiento por polímeros. Esto es cierto sólo sin embargo cuando un alto WOR es causado ya sea por una alta relación de

movilidad agua-petróleo (reservorios de petróleo viscoso) y por conificación de agua o por una baja eficiencia vertical (reservorios heterogéneos). Bajo estas condiciones, los reservorios aún tienen una alta saturación de petróleo movable que puede ser reducido por el efecto de dispersión del desplazamiento por polímero y por el incremento de la eficiencia de barrido vertical.

Entonces, el uso de polímeros como un método terciario (después del desplazamiento) es atractivo sólo si el alto valor de la relación de agua y petróleo producido (WOR), se ha producido y es debido a la conificación del agua, zonas de alta permeabilidad, o de alta viscosidad de petróleo. Areas de grandes capas de gas y acuíferos extensos pueden ser evadidos.

g.- Recobro de petróleo incremental

La técnica es la de comparar el recobro de petróleo esperado mediante el uso de inyección continua de agua con el recobro de petróleo esperado usando las propiedades de flujo modificadas para el desplazamiento por polímeros.

La técnica está basada sobre la correlación de cuatro variables, llamadas:

v = *variación de la permeabilidad*

S_{wi} = *saturación de agua inicial*

M = *relación de movilidades agua-petróleo*

E_r = *recobro fraccional del petróleo insitu, a un especificado WOR*

Las Figuras N°s 27, 28, 29 y 30, muestran ploteos de correlación: *v* (*variación de la permeabilidad*), Razón de Movilidad *M*, *S_w* y *E_R* (Eficiencia de desplazamiento), para valores de WOR de: 1, 5, 25 y 100 respectivamente.

La variación de la permeabilidad, "*v*" (Craig, 1980) mide el efecto de la estratificación de la permeabilidad en el desarrollo de la inyección. Desde que las permeabilidades de la roca usualmente tienen una distribución logarítmica normal, los porcentajes de los valores totales de permeabilidad desde un orden descendente son ploteados en un papel logarítmico de probabilidades, una línea

recta es dibujada a través de los puntos. La variación de la permeabilidad está dada por :

$$v = \frac{k - k_{\sigma}}{K}$$

donde: K = la permeabilidad media (la permeabilidad con 50% de probabilidad)

k_{σ} = la permeabilidad a 84.1% de la muestra acumulada.

Los valores de " v " varían entre 0 y 1, para un reservorio uniforme tiene variaciones de cero.

Para un valor calculado de la distribución de la variación de la permeabilidad "v" y una relación de movilidad agua-petróleo, la expresión $E_r (1-c \cdot S_w)$ puede ser leído en el punto de intersección en el gráfico para un WOR de 1, Figuras N°s 27, 28, 29 y 30. El mismo procedimiento aplicado para WOR de 5, 25 y 100 hace posible el conocer la variación del recobro fraccional de petróleo insitu, el E_r para diferentes WOR caracterizan un desplazamiento de agua convencional. La propiedad modificada para el desplazamiento por polímero es el de reducir la movilidad agua-petróleo por un valor numérico de el factor de resistencia R.

Usando esta nueva relación de movilidad, el recobro fraccional de petróleo insitu E_r , puede ser obtenido para diferentes WOR de producción caracterizando una inyección continua de polímeros. La diferencia en el recobro de petróleo para un WOR dado representa la cantidad incremental de petróleo debido al proyecto de polímeros. El método asume flujo lineal como un desplazamiento tipo pistón y sin ninguna producción adicional de petróleo después del paso del frente. Como señalamos, el método es como una pantalla que compara dos tipos de desplazamiento bajo las mismas condiciones de flujo y da como resultado una respuesta relativamente buena.

También el método asume 100% de eficiencia de barrido volumétrico e inyección de polímero en forma continua, si el recobro adicional de petróleo con la inyección de polímero corresponde a un incremento de 8 a 9% del petróleo insitu

sobre el obtenido por la inyección de agua. El reservorio de petróleo puede ser seleccionado como un candidato para la inyección de polímero.

A.- Uso de Polímeros Orgánicos

Un polímero está conformado por unidades básicas que se repiten en cierto número de veces para formar una molécula de cadena larga. La unidad básica del monómero acrilamida tiene la conformación mostrada en la Figura N° 21.

Combinando químicamente esta unidad básica un cierto número de veces, da como resultado la molécula del polímero Poli(acrilamida). Figura N° 21

Esta molécula puede aún ser modificada químicamente, reemplazando algunos grupos Amídicos por grupos Carboxílicos. A éste proceso se denomina hidrólisis y su porcentaje indicará el número de grupos Amídicos reemplazados por grupos Carboxílicos. Ambos grupos son polares, lo cual hace que el polímero tenga alta afinidad con el agua y puede ser adsorbidos en las superficies rocosas. Figura N° 21

B.- Cuidados Durante la Manipulación de Polímeros

El manipuleo de polímeros secos, desde su fabricación en planta hasta su inyección final en un pozo, exige una serie de cuidados que, en algún caso pueden limitar su aplicación. Durante el proceso de secado en planta, algunos de los grupos Amídicos pueden reaccionar para formar amidas o anhídridos ácidos. Estos compuestos actúan como "crosslinkers" y dan lugar a la presencia en el polímero, de gránulos insolubles que se hidratan en el agua y forman los microgeles que pueden obturar la cara de la formación.

Otra limitación de los polímeros es la susceptibilidad a ser degradados por cizallamiento, este fenómeno ocurre durante la mezcla o dosificación del polímero durante la inyección de la solución, al pasar a través de las válvulas de las bombas y los orificios del punzado en el pozo.

Para contrarrestar las limitaciones señaladas, ha sido desarrollado un método relativamente nuevo que se denomina monómero/polímero M/P. La idea de este proceso es similar a la aplicación de las soluciones gelificantes de silicato.

En el proceso M/P, se prepara una solución diluida de acrilamida activada (Monómero) y se inyecta a la formación. Esta solución de monómero tiene inicialmente una viscosidad de 1.2 cp. Concluida la inyección del monómero y luego de un tiempo pre-determinado se produce la polimerización "insitu" del monómero.

En este proceso, se elimina la posibilidad de degradación por cizallamiento, ya que durante la mezcla y la inyección de la solución, todavía no está presente el polímero. No es necesaria la exclusión del oxígeno durante la mezcla del monómero en condiciones de superficie y sólo se requiere un equipo de bombeo convencional.

La resistencia durante la inyección es mínima dada la reducida viscosidad de la solución del monómero. No existe la posibilidad de la formación de microgeles. El polímero formado "insitu" no ha estado sujeto a secado ni pulverizado con las consecuentes ventajas sobre los polímeros secos.

Algunas aguas de formación pueden afectar el proceso de polimerización. Es por esta razón que se recomienda agua dulce como medio de dilución del monómero. También, se recomienda utilizar un colchón de agua dulce tratada para separar la solución de monómero del agua de inyección.

El tiempo de polimerización del monómero es función de la temperatura y se regula con la concentración del activador. Siguiendo el tratamiento de M/P se recomienda un tiempo de reposo de 4 a 5 días, luego del cual se reinicia la inyección de agua.

Como la presencia de polímero ha reducido la permeabilidad del intervalo tratado, la inyección del agua se desviará a otra sección de la formación, incrementando así la eficiencia vertical de barrido. Con el tiempo, se produce un flujo dendrítico del agua de inyección a través del banco de polímero. Dada la

miscibilidad del sistema polímero - agua de inyección, esta última va arrastrando al polímero por acción mecánica y por difusión.

Una vez que se produce la irrupción del agua a través del banco de polímero, el agua habrá ganado viscosidad, debido a la incorporación de polímero, modificando la relación de movilidad y mejorando la Eficiencia de Barrido Areal.

La comparación de los registros de inyección antes y después del tratamiento pueden mostrar la efectividad del tratamiento, si el volumen de sobredesplazamiento no ha sido excesivo.

C.- Los Procesos Polímeros Misceláneos (MP)

La Inyección de Polímeros Misceláneos (MP) es cualquier proceso que inyecta un agente de superficie activa (surfactante) para causar mejoras a la recuperación de petróleo. Esta definición elimina la inyección de alcalinos donde el surfactante es generado insitu y otros procesos de Recuperación Mejorada, donde la disminución de las fuerzas capilares no es el principal medio de recuperación de petróleo.

La Inyección de Polímeros Misceláneos (MP) aparece en la literatura técnica bajo muchos nombres: tales como: Detergentes, surfactantes, baja tensión, petróleo soluble, microemulsión, e inyección química.

Usaremos el término inyección de Polímeros Misceláneos (MP) porque éste es el menos ambiguo (inyección química, por ejemplo puede describir todo proceso de Recuperación Mejorada no termal) y más comprensivo (otros nombres no implican al componente polímero). Por otra parte, muchos nombres implican una secuencia específica y un tipo de fluidos de inyección además de la naturaleza específica del petróleo recuperado del mismo tapón del MP. Aunque hay diferencias entre procesos en este capítulo enfatizaremos las similitudes más numerosas e importantes.

El proceso es usualmente aplicado a recuperación mejorada y es siempre implementado de manera similar que la inyección de polímeros (continuo o cíclico).

"PREFLUSH" es un volumen de solución salina cuyo propósito es cambiar (usualmente bajar) la salinidad de la solución salina residente, este es mezclando con el surfactante, puede no causar pérdida de la actividad interfacial. El "PREFLUSH" tiene un rango en dimensiones de 0 a 100 % del volumen poroso inundable (V_{PF}) de un reservorio. En algunos procesos, un agente de sacrificio es añadido para mejorar la subsecuente retención de surfactantes (Holm, 1982).

El tapón de polímero misceláneo, es un volumen, que varía de 5 a 20% del volumen poroso inundable (V_{PF}), en aplicaciones de campo, contiene el principal agente de recuperación de petróleo, el surfactante primario. Muchos otros químicos son necesariamente usados para alcanzar los objetivos del propósito.

El "Mobility Buffer" es una solución diluida de un polímero soluble en agua cuyo propósito es conducir al tapón polímero misceláneo (MP) y al fluido barrido a los pozos de producción.

El "Taper" (Amortiguador de movilidad) es una solución salina contenida en el polímero, haciendo una escala de grado desde la movilidad "buffer" hacia el frente final de cero en el retorno. El gradual decrecimiento en concentración modera los efectos opuestos a la movilidad del radio entre la movilidad "buffer" y el agua del canal

El agua de Impulsión tiene como propósito reducir los costos de inyección de polímeros continuamente. Si el "taper" y el amortiguador de movilidad "buffer" tienen un propósito común, el tapón MP podría producir antes de que éste sea penetrado por el agua de impulsión.

1.3.3.2.-Inyección de Surfactantes

Un surfactante típico está compuesto de una parte apolar (lipófila), y otra parte polar (hidrófila); el monómero completo algunas veces es llamado anfífilo por su naturaleza dual.

En la Figura N° 31, se muestra la estructura molecular de dos surfactantes comunes e ilustra una notación abreviada para monómeros surfactante: El monómero es representado por un símbolo "tadpole", con la mitad apolar la cola y siendo polar la cabeza. Los surfactantes son clasificados en cuatro grupos dependiendo de su mitad polar:

1.- Aniónicos.- Como se requiere por electroneutralidad, la molécula surfactante (distinto a monómero) aniónica (carga negativa) está sin carga con un metal catión inorgánico (usualmente sodio) asociado con el monómero. En una solución acuosa, la molécula se ioniza a cationes y monómeros aniónicos. Surfactantes aniónicos son los mas comunes en la inyección de polímeros misceláneos porque ellos son surfactantes relativamente resistentes a retención estable y pueden ser relativamente baratos.

2.- Catiónicos. si la mitad polar es cargada positivamente, los surfactantes son catiónicos. En ese caso la molécula surfactante incluye un anión inorgánico para el balance de carga. Surfactantes catiónicos son poco usados en inyección de MP porque ellos son altamente adsorbidos por las superficies aniónicas de lodo interfacial.

3.- No iónicos. Una clase de surfactante que es de uso extensivo en MP, mayormente como cosurfactante pero cada vez más como surfactante primario, es el no-iónico. Estos surfactantes no están unidos en forma iónica pero, cuando se disuelven en solución acuosa, exhiben propiedades surfactantes por diferencia de electronegatividades entre sus constituyentes. Los no iónicos son tan tolerantes de alta salinidad como los aniónicos.

4.- Anfóteros. Esta clase de surfactantes contienen aspectos de 2 ó más de las otras clases. Por ejemplo, un anfótero puede contener ambos grupos aniónico y apolar. Este surfactante no se usa en recuperación de petróleo. En la Tabla N° 6 observamos la clasificación de los surfactantes.

Dentro de cualquiera de las clases, hay una inmensa variedad de surfactantes posibles. La Figura N°: 31, muestra algunas de estas variedades por diferentes ilustraciones apolar C_{12} para "Sodium dodecyl sulfato" (SDS) versus C_{12} para Texas N°1 todo dentro de la misma clase de surfactantes aniónicos.

La Tabla N° 7, muestra algunas propiedades típicas de sulfonatos comerciales. El peso molecular típico varia de 350 a 450 Kg/ Kg-mol , con valores bajos indicando gran solubilidad al agua. En algunos cálculos, es mejor usar el peso equivalente de surfactantes (peso molecular dividido por la carga) en lugar del peso molecular. Estos pesos equivalentes (masa por equivalente) y peso molecular son idénticos para mono sulfonatos.

En la siguiente discusión ignoraremos distinciones entre clase de surfactantes por tratamiento simple al surfactante como la estructura "tadpole" de la Figura N° 31

Si un surfactante aniónico es disuelto en una solución acuosa, se produce la disociación de un surfactante en un catión y en un monómero. Si la concentración de surfactante está entonces incrementada, la mitad lipófila de el surfactante comienza a asociarse entre ellas mismas para juntar formas misceláneas conteniendo varios monómeros.

La Figura N° 32 es una gráfica de concentración de surfactantes monómero versus concentración total de surfactantes, esta curva se incrementa en forma constante y entonces empieza a nivelarse para caer en la Concentración Crítica Miscelánea (CCM). Arriba de la CCM, todo incremento en concentración de surfactantes causa sólo incremento en la concentración del surfactante misceláneo. Debido a su CCM, son típicamente muy pequeños (cerca a 10^{-5} a 10^{-4} Kg-mol/m³), en aproximadamente toda concentración práctica para

inundación MP, los surfactantes están predominantemente en la forma miscelánea.

Ese es el origen del nombre de Inyección Micellar-Polímero.

1.3.3.3 .- INYECCION DE ALCALIS

1.3.3.3.1.- Breve Descripción del Método

En la inyección alcalina un banco de agua connata y solución alcalina precede al tapón y comienza el desplazamiento de petróleo, tal como en una inyección de agua convencional. El petróleo que no ha sido desplazado por este banco será contactado por la solución alcalina, al comienzo bien diluida, luego más concentrada, como resultado la mezcla se halla dispersa en el borde del tapón.

En algún punto la concentración del álcali ya no se incrementa y posee una tensión interfacial suficientemente baja para movilizar o mejorar el desplazamiento. En el esquema de la Figura N° 33 en forma idealizada podemos apreciar la inyección alcalina.

1.3.3.3.2.- Mecanismo

- 1.- Los álcalis reducen la tensión interfacial en la superficie de contacto agua - petróleo permitiendo de esta manera obtener más petróleo movable.
- 2.- Los cambios en la tensión interfacial afectan el desplazamiento de petróleo por agua.
- 3.- Se determina algunas características del proceso cáustico de inundación

1.3.3.3.3.-Tipos de reservorios en los que se puede aplicar el método

Al investigar un gran número de reservorios objetivos, algunos criterios de investigación que deberán ser considerados son los siguientes

- 1.-El reservorio deberá ser susceptible al empuje por agua. La adición de cáustica incrementará el petróleo recuperado por encima de lo que se esperaba con sólo la inyección de agua.
- 2.-No deberán haber fracturas externas o zonas escondidas. Si la emulsificación y el entrampamiento es el mecanismo, el mejoramiento de la eficiencia del barrido volumétrico puede resultar mejor debido al flujo de emulsión en medios porosos.
- 3.-El Reservorio no deberá contener una capa de gas. lo importante a este respecto es que la cantidad sustancial de petróleo movable pueda trasladarse para restaurar la capa de gas.
- 4.-La temperatura del reservorio deberá ser menor de 200 °F. Si la temperatura es mayor, el consumo excesivo de cáustica y la estabilidad de la emulsión tienen problemas.
- 5.-Los reservorios de areniscas son los preferidos ya que la reacción de este con el componente silicio es muy lenta e incompleta para presentar un problema.

1.3.3.3.4.- Criterios para usar el método :

A: Características que debe tener el fluido:

1.-La viscosidad del petróleo deberá ser menor de 200cp. Para petróleos de viscosidad mayor los procesos térmicos serán más aplicables.

2.-La gravedad API del petróleo en reservorios en los que se puede aplicar este método se encuentra entre los 20 y 35 °.

3.-El coeficiente de acidez del petróleo (número ácido) deberá ser mayor que 0.2 mg KOH/gm de crudo.

4.-La tensión interfacial entre el crudo y la solución cáustica deberá ser menor que 0.01 dinas /cm.

1.3.3.3.5.-*Características o propiedades que son aceptadas cuando usamos este método*

1.-Un mecanismo que mejora la recuperación de petróleo por inyección de cáustica es la inversión de la mojabilidad de la roca de oleófila a hidrófila. Se reconoció que el mejoramiento de recuperación de petróleo resultó de los cambios favorables en las permeabilidades relativas del agua y el petróleo. Este mecanismo es dependiente de la temperatura a la que trabaja el pozo.

2.-Un mecanismo también presente en la inyección cáustica es la emulsión y entrapamiento, se ha demostrado que si la tensión interfacial era lo suficientemente baja, el petróleo residual en un núcleo hidrófilo podría ser emulsificado y trasladado flujo abajo y ser almacenado nuevamente en espacios porosos muy pequeños para que el petróleo penetre hacia otros lugares antes inaccesibles.

3.-La emulsificación insitu del crudo e inclusión en una fase continua de agua cáustica fluyente es un mecanismo más. Las aguas cáusticas tienen capacidad para prevenir adherencias de petróleo a superficies acuosas.

4.-Finalmente otro mecanismo presente en la inyección de las cáusticas es la solubilidad de las películas rígidas que suelen formarse en la interface agua petróleo. Si se forman dichas películas rígidas, las fuerzas viscosas durante la inyección de agua no pueden ser lo suficiente para reemplazar el petróleo, residual.

1.3.4.-RECUPERACIÓN MEJORADA MICROBIANA (MEOR)

1.3.4.1.-Definición

El tratamiento involucra inyecciones potenciales de especies bacteriales dentro del pozo (que producen menos de 10 bbl/día) acompañados de apropiados nutrientes; después de un período de cierre el metabolismo generado durante la fermentación de ácidos orgánicos, solventes, surfactantes y gases tienen la característica de liberar al petróleo. Sin embargo, las primeras pruebas de campo no han sido aún definitivas.

La primera sugerencia para usar las bacterias en un proceso de recuperación mejorada, fue hecha a principios de 1926; el primer estudio detallado fue dirigido por Zobell. Observó que la bacteria reductora de sulfatos conduce a una separación gradual del petróleo o alquitrán de la roca.

El metabolismo que ocurre dentro del reservorio cambia la naturaleza química de los fluidos de la formación; la bacteria a menudo produce productos tales como surfactantes, polímeros y co-surfactantes (alcoholes) quienes cambian las propiedades de las fase acuosa generando interacción entre las fases fluidas y la matriz. En particular, cambios en la tensión interfacial pueden estar relacionados con la eficiencia de barrido microscópico. La producción de gases está relacionada con casi toda la actividad biogénica.

Este gas puede disolverse en los fluidos dentro del poro, o existir como una fase simple; para el último caso se pueden cambiar las condiciones de permeabilidad relativa (K_r) en el medio y la presencia de gas libre puede afectar la saturación residual de petróleo (S_{or}). La presencia de cuerpos de células en el medio poroso también origina cambios en las características del reservorio.

La liberación del crudo fue explicada por medio de los siguientes fenómenos:

- * Descomposición de carbonatos inorgánicos.
- * Evolución de los gases reductores de la viscosidad (CO₂).
- * Reducción de la tensión interfacial debido a las bacterias producidas por sustancias de superficie activa.

Otro aspecto del método de recuperación mejorada (MEOR) se refiere al taponamiento selectivo en zonas de alta permeabilidad. Jack y Doblasio reportaron el uso de la bacteria productora de asfalto para taponar selectivamente zonas de alta permeabilidad.

En este proceso se inyectaron células bacteriales en un medio poroso no consolidado; seguido por la iniciación de la síntesis de asfalto extracelular en un medio sacaroso. Los experimentos en el laboratorio mostraron una drástica reducción de la permeabilidad; esta técnica de taponamiento fue después probado en el campo, aún cuando estas pruebas resultaron un fracaso, esto dió una percepción del proceso y aportó mucho para posteriores investigaciones.

La bacteria puede existir tanto en la fase de agua fluyente como pegada a lo largo de las paredes del poro; la bacteria pegada ocupa un espacio dentro de los poros, reduciendo el volumen disponible para el flujo y por lo tanto reduce la porosidad efectiva y la permeabilidad.

En casos donde el origen de la bacteria es proporcionada por la salmuera inyectada, el desarrollo se concentra preferentemente en las trayectorias de flujo de la fase acuosa. Cuando estas trayectorias son bloqueadas por las células, se deben forzar

inyecciones subsecuentes de salmuera para conseguir otra trayectoria de flujo

En la Figura N° 34, se muestra el tratamiento de inundación de agua de la siguiente manera:

- La solución biológica se mezcla en una estación de inyección de agua y luego es bombeado al reservorio mediante los pozos inyectoros de agua.
- Las bacterias se transportan a lo largo del reservorio y establecen así mismo la interface petróleo-agua.
- Las bacterias metabolizan el petróleo residual para producir bioquímicos como solventes, surfactantes y dióxido de carbono.
- Los bioquímicos mejoran la movilidad de petróleo por la reducción de la viscosidad y reducción de la tensión superficial entre la superficie del agua, roca y petróleo.

La producción es mejorada incrementándose inmediatamente luego que el petróleo inmóvil se moviliza y es barrido hacia los pozos productores.

En la Figura N° 35, se muestra el tratamiento en un pozo productor el cual presenta lo siguiente:

- Las bacterias metabolizan el petróleo residual para producir bioquímicos como solventes, surfactantes y dióxido de carbón.
- Los bioquímicos mejoran la movilidad del petróleo por la reducción de la viscosidad y reduce la tensión interfacial entre la superficie del agua, roca y petróleo.

Son varios los cambios químicos que se presentan como resultado del proceso microbial el cual afecta los fluidos del reservorio. El proceso resulta de un cambio en la permeabilidad relativa relacionado por la presencia del gas biogénico. El metabolismo de muchos microorganismos da por resultado la producción de dióxido de carbono, hidrógeno y posiblemente metano los cuales pueden crear una fase de gas libre a baja presión dentro del reservorio.

Holmgren y Morse, estudiaron las recuperaciones con inyección de agua variando la saturación de gas y petróleo y observaron que incrementando la saturación de gas libre inicial se produce la reducción de la saturación de petróleo residual.

La presencia de la fase de gas causa una disminución de la saturación de petróleo residual (S_{or}) de 6 a 10 % del volumen poroso, y puede ser considerado en ciertos casos de un quinto a un tercio del petróleo residual recuperado después de la inyección de agua.

Kyte y colaboradores realizaron experimentos en núcleos mojables al agua y mojables al petróleo y encontraron que la mas baja saturación de petróleo residual se obtenía con sucesivas etapas de inyección cuando el gas se encontraba presente. Altas reducciones de la saturación de petróleo residual, pueden ocurrir debido a incremento de la saturación de gas movable por encima de 15 %. Con incrementos adicionales en la saturación de gas irreductible (S_{gi}), la reducción de la saturación de petróleo residual comenzó a ser menos pronunciada.

Casi todas las zonas productoras tienen permeabilidad variable debido a la estratificación y el medio de deposición. Este fenómeno junto con la relación de movilidad afecta creando trayectorias de flujo preferenciales para el fluido desplazante (agua). El fluido invadido se mueve más rápidamente a través de

las zonas de más alta permeabilidad y más lentamente en las zonas menos permeables.

En el acto se establece una continua trayectoria de flujo entre el pozo inyector y el pozo productor, incrementando la porción de agua inyectada a lo largo de esta trayectoria. Así, más petróleo es barrido de las zonas altamente permeables y menos en las porciones de menor permeabilidad, esta heterogeneidad en el reservorio afecta grandemente la eficiencia de recuperación del proceso de desplazamiento de fluido.

Los taponamientos selectivos de las zonas altamente permeables por los microorganismos pueden mejorar la eficiencia de barrido. Se han identificado dos tipos de procesos microbianos: Taponeando mediante células no viables y mediante microorganismo viables.

Crawford fue uno de los primeros investigadores en sugerir el desarrollo insitu de la bacteria pudiendo modificar la estratificación de la permeabilidad ya que la inyección de agua tiende a seguir la trayectoria de menor resistencia o zonas altamente permeables, las bacterias y nutrientes transportados con la inyección de agua se concentran en aquellas partes del reservorio. Como la habilidad de los microorganismos de multiplicarse insitu, pueden bloquear zonas de alta permeabilidad mediante esta masa de células y consecuentemente dirigir el flujo a las zonas menos permeables.

1.3.4.2.- Criterios de Selección y Tratamiento de un Proyecto de Recuperación Mejorada Microbial

Se debe tener en cuenta que para un tratamiento de campo varía de un lugar a otro por ello para diseñar el tratamiento óptimo se debe considerar varios factores:

- El tratamiento indicado de Recuperación Mejorada Microbial y la composición del crudo.
- La completación del pozo y configuración del levantamiento artificial.
- Los regímenes de producción de petróleo y agua, el nivel de fluido bombeado, la temperatura y presión del reservorio, la salinidad del agua de formación.
- El máximo tiempo de cierre permitido.
- La historia de operación previa del pozo bajo métodos convencionales.

1.3.4.3.-Criterios Técnicos Operativos

Los siguientes criterios deben ser utilizados para la selección de un tratamiento microbial:

1. Obtener los datos del pozo y reservorio. Para establecer un mejoramiento básico. Composición del petróleo, temperatura de fondo del pozo.
2. Obtener muestras representativas de agua y petróleo.
3. Realizar las pruebas de laboratorio tanto para las muestras de petróleo y agua.

4. Pruebas de laboratorio con núcleos.
5. Selección específica de los microbios a ser utilizados para el tratamiento.
6. Diseño del programa de Recuperación Mejorada Microbial y evaluación de ingeniería. Implementación de Simulación Numérica que nos permita realizar predicciones para el proceso.
7. Inicio del tratamiento.
8. Monitoreo del comportamiento productivo del pozo y de las muestras de petróleo y agua.
9. Realizar un informe del comportamiento en cada período previamente establecido.

1.3.4.4.-Conclusiones

De los estudios y trabajos realizados, se puede concluir lo siguiente:

- La bacteria generadora de surfactantes parece ser el más importante factor que contribuye al mejoramiento de la producción de petróleo inmóvil, sin embargo es necesario mayor información experimental antes de hacer una conclusión definitiva.
- Aumentando la cantidad convencional de los datos de laboratorio o modelando un sistema tridimensional o unidimensional que simule en forma efectiva el proceso es factible se logre mejores resultados
- Los mecanismos mencionados anteriormente obtenidos de núcleos experimentales no pueden explicar plenamente la producción de petróleo adicional debido a la contribución a la recuperación de otros mecanismos que aún no han podido ser identificados.

- La producción de gas biogénico disminuye la saturación de petróleo residual, (S_{or}) debido a que cambia la permeabilidad relativa (K_r), asociada con la creación de la fase de gas libre en el núcleo. Esto puede explicar la recuperación hasta hoy de la tercera parte del petróleo dejado después de las inyección de agua.

2.0 ORGANIZACION Y PLANIFICACION DEL ESTUDIO DE RECUPERACION MEJORADA

2.1.- PLANTEAMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL ESTUDIO DE RECUPERACION MEJORADA

Obtener la mayor recuperación de petróleo mediante la correcta aplicación de los métodos de recuperación mejorada disponibles, para lo que realizaremos las siguientes actividades:

Adquisición de información estadística de los distintos métodos que se han realizado y se vienen realizando en el mundo, de modo tal que construyamos una base estadística de los métodos de Recuperación Mejorada en el Mundo.

Adquisición de información estadística de los trabajos de Recuperación Mejorada realizados en el Noroeste de modo que nuestro criterio de los reservorios en estudio de aplicación sea mas completo y poder contrastar sus resultados con los obtenidos en el mundo

Con esto se desea caracterizar el comportamiento, de cada Método de Recuperación Mejorada en cada tipo de reservorio y las condiciones técnicas operativas en que se realizaron y su factibilidad de aplicarse dada las características de los reservorios, de modo que con este criterio podamos recomendar el o los métodos que serían factibles de aplicarse a los reservorios del Noroeste del Perú.

2.2.- ASPECTOS BASICOS PARA CONCEBIR POSIBLES PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA

La decisión de concebir un proyecto de Recuperación Mejorada debe basarse en el análisis de una serie de características de los reservorios y yacimiento en cuestión. Estas características son las siguientes:

2.2.1.- Geometría de los Reservorios

Una característica de la mas importante con respecto a la aplicación de los métodos de Recuperación Mejorada es, si todas o algunas de las fallas que dominan la estructura de los reservorios, son o no sellos. Puede aceptarse que las fallas mayores son generalmente sellos, excepto posiblemente cuando ellas cortan areniscas de espesor apreciable como las de Hélico en El Alto.

En las áreas de la Brea y Pariñas y Lobitos, existe evidencia que los reservorios están limitados mayormente por fallas, adelgazamientos de las arenas o pérdidas de permeabilidad.

Experiencia en las operaciones de mantenimiento de presión en la Brea y Pariñas, ha conducido a la opinión que el gas inyectado se propaga a los bloques fallados a través de las fallas menores que cortan las arenas. Existen poderosas razones para sospechar que en las áreas de El Alto y Los Organos existen fallas y fracturas abiertas que permiten la comunicación horizontal y vertical a través de las secciones de gran potencia, como Hélico y Echino Insitu, y sobre grandes extensiones como la mostrada en Zapotal.

Dentro de los bloques fallados, los estratos están usualmente buzando en ángulos que varían entre 5° a 45° y en cada reservorio existe generalmente un lado levantado y un lado hundido. En ciertos lugares como Los Organos, existen semblanzas de plegamiento domal.

Para la eficiente aplicación de los métodos de Recuperación Mejorada, será muy importante conocer no solamente los límites de cada reservorio, sino también la orientación y desplazamiento de las fallas y fracturas dentro del reservorio, que podrían limitar o mejorar el flujo de los fluidos a lo largo de los estratos, de una parte a otra del reservorio o verticalmente en un mismo estrato o de un estrato a otro.

Por otro lado, en la mayoría de los yacimientos del Eoceno en el Noroeste Peruano se identifican diferentes paquetes de arena claramente separados en sentido vertical, pero correlacionados horizontalmente. Esto permite programar en forma eficiente la ejecución de proyectos de inyección de agua para los diversos paquetes. Sin embargo, se presentan casos en los cuales, contrastes de permeabilidad y heterogeneidades, hacen poco atractiva la inyección.

Existen evidencias, confirmadas por estudios sedimentológicos de detalle de Oxy, según las cuales no obstante existir continuidad lateral de arenas, no se tiene comunicación entre estas arenas, por tratarse de deposiciones en diferentes ambientes sedimentarios.

2.2.2 Definición del Modelo Geológico

Considerando el punto anterior del análisis de los datos geológicos y petrofísicos, se define el modelo geológico del área, el cual permita definir la estructura, espesor, porosidad, permeabilidad, fallas y otras consideraciones físicas del reservorio.

La descripción geológica es muy importante y normalmente es reevaluado durante el ajuste de historia en un proceso de simulación de reservorios. Por lo tanto es necesario remarcar que en la definición del modelo geológico necesariamente debe lograrse lo siguiente:

- Establecer la litología y ambiente deposicional de la roca reservorio
- Establecer la forma estructural, continuidad areal y vertical; las tendencias del espesor total de la roca reservorio en términos de porosidad y propiedades de capilaridad.

La información necesaria para caracterizar el modelo es a partir de análisis, ya sea mediante observaciones y correlaciones de las muestras de núcleos debidamente seleccionados y obtener los parámetros de reservorio representativos, así como las pruebas de presión para evaluar el grado de continuidad de los reservorios, determinar barreras al flujo de fluidos y presencia de posibles fracturas. El modelo resultante a menudo contiene la zonación lateral y vertical esperada de las propiedades del reservorio, las cuales están relacionados a estimados cuantitativos de porosidad, permeabilidad y saturación.

3.0.- ASPECTOS DE INGENIERIA

3.1.- PROPIEDADES DE ROCA RESERVORIO

3.1.1.-Porosidad

Esta propiedad mide la capacidad de almacenamiento de fluido de la roca. Esta puede ser de dos tipos : porosidad absoluta y efectiva; la porosidad absoluta representa todo el volumen poral, saturado a un solo fluido, mientras que la porosidad efectiva solo esta referida a los poros interconectados, que es la que nos interesa.

La porosidad no es un factor determinante de control para determinar la factibilidad de realización de proyectos de inyección, pero es importante porque esta relacionada con el petróleo insitu. Alta porosidad no significa una alta recuperación, es posible que arenas de baja porosidad, permitan una mayor recuperación de petróleo, por ofrecer mejores características para un proceso de desplazamiento por agua.

Por lo general la porosidad disminuye con la profundidad, compactación cementación y edad geológica de los sedimentos.

Esta propiedad puede ser medida mediante registros eléctricos tales como densidad, neutrónico, acústico y resistividad.

3.1.2.-Permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la capacidad de flujo de la roca (conductividad). Su medida puede ser determinada en laboratorio (análisis de cores) y/o mediante los registros eléctricos y elaboración de correlaciones.

Es una de las propiedades petrofísicas más importantes a tenerse en cuenta en los proyectos de Recuperación Mejorada. Alta permeabilidad para reservorios profundos es un factor esencial, ya que nos permitirá inyectar suficiente agua a través de pocos pozos y con un gran espaciamiento y mantener altos niveles de líquido en los pozos productores y por consiguiente, minimizar costos de levantamiento artificial a esas profundidades.

Altas permeabilidades en campos someros son muy importantes para que se pueda inyectar grandes cantidades de agua a bajas presiones de inyección.

En todos los casos es muy importante que la distribución de permeabilidades tenga un pequeño rango de variación, para obtener los mejores resultados en proyectos de inyección de fluidos, ya que permite la formación de un frente agua-petróleo uniforme, y de esta manera evitar la irrupción prematura del frente. Esta condición afecta el comportamiento del reservorio debido a problemas de canalización y conificación alrededor de los pozos productores.

Puesto que para nuestro interés de ingeniería nos interesa aquella permeabilidad que sea paralela al plano de sedimentación, ya que constituye la dirección del barrido del fluido atrapado y la que más contribuye a empujar el fluido hacia el pozo.

De acuerdo a la clasificación convencional, la permeabilidad es clasificada del modo siguiente:

Pobre a regular	1.0 - 15.0 md
Moderada	15 - 50 md
Buena	50 - 250 md
Muy buena	250 - 1000 md
Excelente	1000- 1000+

3.1.3.-Relación Arena Neta - Arena Total.-

La relación que existe entre el valor de la arena neta petrolífera a la arena total, es un valor que nos permite medir la calidad del reservorio a someterse a inyección, mientras esta relación este mas cercana al valor de 1 (uno), se tendrán mas probabilidades de tener éxito en proyectos de Recuperación Mejorada.

3.1.4.- Contenido y Calidad de Arcillas

Un factor de mucha importancia en la evaluación de las formaciones para un proceso de recuperación por inyección de agua, es el contenido de arcillas hidratables y finos, presentes dentro de las arenas. Cualquier alteración que se produzca en las arcillas, por efecto de la inyección de fluidos incompatibles con la formación, tendrá como consecuencia la reducción de la permeabilidad (daño a la formación). En muchos casos esta reducción de la permeabilidad puede ser tan drástica que al poco tiempo de iniciada la inyección, la inyectividad se puede reducir a valores cercanos a cero.

El contenido de arcillas es de poca trascendencia en proyectos de inyección de gas debido a que éstas no sufren alteraciones, hinchamientos, con el gas de inyección.

3.1.5.- Mojabilidad de la Roca.-

La mojabilidad esta definida como el grado de preferencia que muestra la superficie de una roca a los diferentes fluidos existentes en el medio poroso;

Medida de la Mojabilidad.- Se mide por el ángulo de contacto entre el fluido y las paredes de la superficie y se simboliza con la letra theta (θ)

La medida de la mojabilidad esta relacionada a la medida de la tensión interfacial (energía entre las superficies en contacto).

De la Figura N° 36 : $\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cdot \cos \theta$

Donde :

σ_{os} = Energía interfacial, petróleo - sólido

σ_{ws} = Energía interfacial, agua - sólido

σ_{ow} = Energía interfacial o tensión petróleo - agua

θ = Angulo de contacto medido hacia la zona de agua

Los métodos para la determinación de la mojabilidad fueron escritos por Bobek. Lo primero consiste en determinar que fluido desplaza a otro de una muestra mediante un proceso de imbibición, así como la cantidad que es desplazada.

Se ha determinado experimentalmente que las rocas que tienen una mojabilidad preferente al agua son buenos candidatos a la inyección de agua, por permitir la formación de un banco de petróleo. Para el caso del Moroeste, existen evidencias según las cuales las rocas reservorios pueden ser clasificadas como mojables al agua, existiendo ciertas dudas con respecto a la formación Mogollón, lo cual debe ser confirmado por pruebas de laboratorio a efectuarse en núcleos frescos.

3.1.6.-Angulo de Buzamiento

Este parámetro, en correlación con las propiedades de segregación entre el petróleo y el gas, constituye un factor importante en la decisión de posibles proyectos, pudiendo ser determinante para la selección de opciones como:

- Inyección de gas en yacimientos con buena segregación (Buzamiento 15°). Por ejemplo Milla Seis.
- Inyección de agua en arreglos o de flancos
- Inyección combinada de gas en la parte alta de la estructura y agua en la parte baja

3.1.7.-Saturacion de Petróleo Movable y Gas Libre

La presencia de una adecuada cantidad de petróleo insitu al inicio de un proyecto de Recuperación Mejorada es muy importante. La cantidad de petróleo remanente después de la producción primaria es una medida de la ineficiencia del mecanismo de producción que previamente ha sido operado. Como sabemos el menos eficiente es el de gas en solución y el mas eficiente el de drenaje gravitacional.

En aquellos reservorios que se ha obtenido una baja recuperación primaria por efecto del mecanismo de producción de gas en solución, es muy común encontrar altas saturaciones de petróleo y por ende, bajas saturaciones de gas libre, lo cual es muy favorable para proyectos de inyección de agua.

La saturación de gas en el reservorio determina la cantidad de agua que deberá inyectar para completar el llenado del espacio vacío dejado por la producción de fluido en la etapa de producción primaria y lo cual esta relacionado con el tiempo en que se tendrá la respuesta a la inyección. En aquellos reservorios en que la

saturación de gas es muy alta (mayor de 25%), el tiempo en que ocurrirá la primera respuesta, será muy grande, y difícilmente hará atractivo un proyecto de inundación de agua.

En operaciones de inyección de gas la saturación de gas libre no debe exceder la saturación crítica, debido a que el banco de petróleo en el frente no será formado, y consecuentemente la producción de petróleo será acompañada inmediatamente por una alta producción de gas.

Mediante el uso de análisis especiales de núcleos en el laboratorio, se determina la saturación irreducible del petróleo, este valor es de suma importancia ya que nos permite determinar la cantidad de petróleo movable en el reservorio y que es susceptible "desplazarlo" mediante la inyección de un fluido de desplazamiento.

Para Reservorios que tienen indicios de ausencia de capa de gas libre, se considera que todo el gas estuvo disuelto en el petróleo. Este tipo de Reservorios es conocido como bajo saturados y las saturaciones iniciales se pueden representar como

$$S_o + S_w = 100 \%$$

3.1.8.-Inyectividad y Perfil de Inyección

Estos dos parámetros tienen una gran importancia en el diseño de las facilidades de inyección y de las completaciones de los pozos inyectoros.

La inyectividad en especial, puede constituir factor crítico en la decisión de implantar un proyecto de inyección de fluidos, ya que al tratar de compensar la baja inyectividad con aumentos de presión, puede conducir a fracturamientos de la formación.

En lo relativo al perfil de la inyección, una pobre distribución vertical del fluido inyectado a causa de severas heterogeneidades de permeabilidad, presión y depletación, puede ser causa directa para descartar un proyecto de inyección de fluidos.

3.1.9.-Viscosidad del Petróleo.-

Todos los fluidos presentan oposición al desplazamiento ante la presencia de una fuerza externa, a esta resistencia que ofrecen los fluidos se le denomina viscosidad, la cual es medida en Cps.

Las viscosidades del petróleo y del fluido desplazante juegan papeles importantes en la determinación de la facilidad con que el petróleo es expulsado a través del espacio poroso de la arena reservorio y el grado en que el petróleo se adhiere a los granos de arena del reservorio para permanecer como petróleo residual.

Cuando un petróleo de alta viscosidad es empujado por un fluido de baja viscosidad , el petróleo de preferencia se pega a las paredes de los canales porosos, permitiendo que el fluido desplazante de baja viscosidad se mueva hacia adelante.

De allí que bajas recuperaciones de petróleo generalmente se obtienen en proyectos de inyecciones de fluidos miscibles de reservorios donde se tienen petróleo de alta viscosidad. Cuando se reduce la presión, los componentes ligeros dejan la mezcla para formar la fase gaseosa, ocasionando que el petróleo remanente sea mas pesado. Como consecuencia de este cambio la viscosidad se incrementa, como puede apreciarse en la Figura N° 37

Existen yacimientos del Eoceno en el Noroeste con niveles de viscosidad relativamente bajos, por tratarse de petróleos livianos y hacen que por lo general, la razón de movilidades sea favorable para la inyección de fluidos. Para el caso de la inyección de gas, el

factor viscosidad es menos determinante, sin embargo, también debe ser baja.

3.1.10.- Espaciamiento - Profundidad.-

El espaciamiento de los pozos en el desarrollo de los campos está básicamente determinado por las características del reservorio, tales como permeabilidad, grado de comunicación (fallamiento, lenticularidad), espesor de arena neta, capacidad productiva de la formación, profundidad, etc., siendo el factor determinante para la selección apropiada del espaciamiento la parte económica.

En proyectos de inyección de fluidos se debe tener un espaciamiento y un arreglo de pozos inyectoros y productores de tal manera que nos permita inyectar volúmenes adecuados y obtener una respuesta a la inyección en un tiempo razonable, a su vez tratar de que el arreglo cubra la mayor área posible para obtener el máximo de eficiencia de barrido.

La profundidad de los reservorios, también juega un rol importante, ya que si se trata de reservorios someros, se tiene el problema que no tolerarán presiones de inyección altas. Mientras que en reservorios profundos, si bien es cierto que no se tienen problemas con altas presiones, sí existen problemas en cuanto a la disminución de la permeabilidad y principalmente por los costos de perforación y levantamiento artificial.

3.1.11.- Solubilidad - Miscibilidad

A la facilidad de una cantidad limitada de una sustancia para mezclarse con otras sustancias y formar una fase homogénea simple se le denomina " solubilidad " ; A la facilidad con que dos o

mas sustancias se mezclan en todas proporciones para formar una sola fase simple se le denomina " miscibilidad " .

Para reservorios de petróleo la miscibilidad se define como la condición física entre dos o mas fluidos que les permitirá mezclarse en todas proporciones sin la existencia de una interfase.

Existe una tensión interfacial (IFT) entre las fases, cuando estas son inmiscibles, existiendo dos fases fluidas.

3.1.12.-Permeabilidad Relativa

El concepto de permeabilidad relativa es usado para comprender la relativa competencia de cada fluido inmiscible al flujo dentro del medio poroso. Es obtenido por normalización de la permeabilidad efectiva (K_j) con respecto a la permeabilidad absoluta K , y denotado por K_{ri}

como : $K_{ro}(S_w) = K_o(S_w) / K$ Sistema Petróleo-agua

$K_{rg}(S_o) = K_g(S_o) / K$ Sistema gas-Petróleo

Es conveniente indicar que la permeabilidad relativa se relaciona con la saturación, observándose que la permeabilidad efectiva disminuye con una disminución en la saturación de la fase.

También es importante notar que las permeabilidades relativas y las razones de estas se miden en el laboratorio, en muestras de núcleos obtenidas de los reservorios. Cuando se trata de reservorios que presentan mas de un fluido se debe considerar la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) y la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}).

3.1.13.-Razón de Movilidad (M)

Es definida como la relación de las movilidades de la fase desplazante a la fase desplazada. Asimismo es usual representarlo de la siguiente manera:

$$M = [K_{\text{desplazante}} / \mu_{\text{desplazante}}] / [K_{\text{desplazada}} / \mu_{\text{desplazada}}]$$

Para efectos de recuperación mejorada se busca que esta relación no sea demasiado grande lo cual haría que el fluido desplazante pase a través del espacio poral con un reducido efecto de barrido sobre el petróleo, lo que se traduce en bajas recuperaciones de petróleo.

3.1.14.-Eficiencias de Barrido Areal (E_A)

La eficiencia de barrido, E_A es la fracción de área del reservorio que es contactado por el fluido desplazante, y es función del patrón o arreglo de pozos, razón de movilidad y distribución de permeabilidades. Razones de movilidad con valores cercanos a la unidad corresponden a altos valores de E_A . Variaciones de la permeabilidad, por ejemplo reservorios heterogéneos, zonas de fractura, entre el inyector y productor, pueden disminuir drásticamente el valor de la eficiencia de barrido (E_A).

4.0.- ESTADO ACTUAL DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN EL MUNDO

4.1.- NECESIDAD DE APLICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

Las razones principales por las que son necesarios las técnicas de Recuperación Mejorada (EOR) son :

i. Un porcentaje significativo del petróleo original insitu (OOIP) permanece aun en el reservorio luego que la producción primaria llega a su limite económico. Esto se acentúa mas si se tiene mecanismos de producción primarios muy ineficientes tal como el de gas en solución.

ii. Existe la necesidad de mantener el suministro estable de fluidos de reservorio, frente al desgaste de los mismos, ya que nuevos y grandes reservorios cada vez son mas escasos.

iii. El descubrimiento de nuevos campos petrolíferos ha incrementado su costo así como mas actividades han ido desarrollándose y nuevos ambientes hostiles se han dado. El costo del petróleo producido por Recuperación Mejorada puede ser inferior frente a nuevos descubrimientos de nuevos campos.

Estas necesidades son bien reflejadas por la expansión de las actividades de Recuperación Mejorada realizadas en el mundo. Por ejemplo en los Estados Unidos y Canadá, donde la producción de los campos petrolíferos conocidos ha declinado mas rápidamente que la adición de nuevos campos petrolíferos. Existe y han sido significantes las actividades de Recuperación Mejorada; ambos en términos de investigación y aplicaciones de campo. Del total de la producción por Recuperación Mejorada al año 1996 en el mundo correspondió cerca de 2.2 millones de barriles diarios de petróleo y el 56 % proviene solamente de Norteamérica. Podemos apreciar en la Tabla N° 9 y Figura N° 38

4.2.- MEDICION Y ANALISIS DE LA ESTADISTICA MUNDIAL DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN EL MUNDO

4.2.1.- MEDICION Y ANALISIS DE LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO POR RECUPERACION MEJORADA

El estimado de la producción mundial de petróleo por proyectos de recuperación mejorada (EOR) y proyectos de petróleos pesados, hasta el inicio de 1996, ha sido cerca de 2.2 millones de barriles diarios de petróleo, de acuerdo a la Conferencia bianual " EOR Survey of O & G J".

Esto representa cerca del 3.6 % de la producción mundial de petróleo, y es mayor que la producción estimada de 1.9 millones de barriles diarios de petróleo al inicio de 1994.

La medida del Jornal O & G, encontró que la producción de los Estados Unidos se incrementó en 2 % para el año 1,995, a 724 mil barriles diarios de petróleo, producción por Métodos de Recuperación Mejorada. Tabla N° 10 y Fig. N°39. Este valor iguala al 11 % de la producción total de Estados Unidos en 1995 cuyo promedio es de 6.54 millones de barriles diarios de petróleo.

La producción por Recuperación Mejorada alcanzó un pico en la medición de 1992 y el numero de proyectos en Estados Unidos ha disminuido subsecuentemente desde 1986. Figuras N°s 39 y 40

En los Estados Unidos cerca del 60 % de los 700 mil barriles diarios de petróleo producido por Recuperación Mejorada es por procesos termales. La inyección de gas (Hidrocarburos ligeros, Co₂, y Nitrógeno) son los mayores de los métodos restantes. Tabla N° 10

Aunque los precios bajos del petróleo desde 1986, han reducido el número de proyectos de recuperación mejorada, Un incremento de la producción se puede notar en el último año. Tabla N° 10.

Como se observa en la Tabla N° 11 el incremento en el número de proyectos desde 1971 a la fecha, este es el único método que ha continuado creciendo en producción desde el inicio de la inyección de CO₂ hace más de 35 años.

Para tener una idea general del comportamiento de los distintos métodos de Recuperación Mejorada aplicados actualmente en el mundo, se ha preparado una clasificación por países.

En las Tablas N°s 12, 13 y 14, se presenta en forma resumida el comportamiento de los métodos de Recuperación Mejorada por mecanismos Termales, Miscibles y Químicos respectivamente, en los Estados Unidos. En estas tablas están consignadas las características más importantes de reservorio, avance del proyecto, resultados obtenidos, y pronósticos de desarrollo futuro del proyecto.

En la Tabla N° 12, conformada por los métodos termales, puede decirse que los valores de permeabilidad son bastante altos para este método, (>250md) los valores de grado API están en 12° (promedio) y de acuerdo a la saturación inicial y final de cada uno de los proyectos, la recuperación por este proceso está en el orden del 30% de petróleo adicional recuperado, este a su vez es el método con mejores resultados obtenidos en términos de recuperación mejorada.

En la Tabla N° 13, que conforman los métodos de inyección de CO₂ y otros gases puede decirse que los valores de permeabilidad tienen amplio rango de aplicación (0.1md - 2800 md), para este método, los valores de grado API están en 30° (promedio) y de

acuerdo a la saturación inicial y final de cada uno de los proyectos, la recuperación adicional de petróleo por estos procesos están en el orden del 20% , constituyendo los métodos de mayores resultados obtenidos en términos de recuperación mejorada después de los térmicos.

En la Tabla N° 14, que conforman los métodos Químicos en los cuales puede decirse que los valores de permeabilidad tienen rango de variación de 1md - 200 md , para este método, los valores de grado API están en 25° (promedio) y de acuerdo a la saturación inicial y final de cada uno de los proyectos, la recuperación adicional de petróleo están en el orden del 10%, constituyendo los de menores resultados obtenidos en términos de recuperación mejorada comparada con los otros métodos revisados.

En la Tabla N° 15, podemos visualizar en forma resumida el comportamiento de los métodos de Recuperación Mejorada por mecanismos Termales, Miscibles e inmiscibles y Químicos en Canadá. En estas tablas están consignadas las características más importantes de reservorio, avance del proyecto, resultados obtenidos y pronósticos de desarrollo futuro del proyecto.

Los valores de permeabilidad poseen un amplio rango de aplicación para los métodos miscibles (1 - 5000 md), los valores de grado API están en 38° (promedio) y de acuerdo a la saturación inicial y final de cada uno de los proyectos, la recuperación por estos procesos tienen un amplio rango de variación y están entre 10 y 67 % de petróleo adicional recuperado .

En la Tabla N° 16, están consignados las características mas importantes de los proyectos de recuperación mejorada en el mundo (excepto E.E.U.U y Canadá).

Los métodos químicos incluyendo el microbial se hallan mas desarrollados en China (12 proyectos), como podemos apreciar en

las Tabla N° 16, estos métodos actualmente se hallan poco desarrollados en vista de que son los que menos resultados de recuperación adicional de petróleo han reportado.

El método microbial aún se halla en etapa de investigación de allí el reducido número de proyectos a nivel mundial.

En las Tablas N°s 17 y 18, y Figuras N°s 41, 42, 43, 44 y 45, podemos analizar de forma global el comportamiento de los métodos de Recuperación Mejorada por métodos termales, miscibles (CO₂ y otros gases) y químicos en el mundo a través del número de proyectos económicos, no económicos y en evaluación.

La recuperación por métodos termales a nivel mundial (Inyección de Vapor y Combustión insitu) es el proceso dominante en métodos de recuperación mejorada en el mundo con cerca del 50 % (O&GJ) del total de proyectos, como puede apreciarse en las Figuras N° 41 y 42, le siguen los métodos miscibles y químicos en orden descendente de recuperación de petróleo.

Los mayores proyectos que se hallan en etapa de evaluación lo constituyen los métodos químicos. Figura N° 45.

En la Tabla N° 18 se muestra los resultados económicos de acuerdo a las propiedades de roca y fluido del reservorio (valores promedio) versus cada uno de los métodos de recuperación mejorada. Figuras N°s 46, 47, 48, 49, 50 y 51.

En la Figura N° 46, podemos apreciar que los metodos aplicados en reservorios de mayor porosidad son los de inyección de vapor, inyección de agua caliente y los métodos inmiscibles (porosidades promedio de 30 a 33%), mientras que en los reservorios de menores valores de porosidad (8 - 15 %) se aplican métodos miscibles.

En la Figura N° 47, podemos apreciar que los métodos aplicados en reservorios de mayores valores promedio de permeabilidad son los termales y nitrógeno miscible (aprox. 1000md), mientras que se inyecta CO₂ y nitrógeno inmisible en los reservorios de menores valores promedio de permeabilidad (15 md).

En la Figura N° 48, podemos apreciar que los métodos aplicados en reservorios de mayores de valores promedio de °API son los de hidrocarburos miscibles con crudo (aprox. 40 ° API), mientras que en los reservorios con crudo de menores valores promedio de °API (14-16° API) se aplican los métodos termales tal como el método de Inyección de vapor.

En la Figura N° 49, se aprecia que los métodos aplicados en los reservorios conteniendo crudo muy viscoso son los termales(aprox. 4970 Cps) tal como la inyección de vapor. En correspondencia, en los reservorios que contienen crudo de menor viscosidad (aprox. 1.2 Cps), se aplican métodos por hidrocarburos miscibles.

En la Figura N° 50, podemos apreciar que los métodos aplicados en los reservorios conteniendo mayores valores promedio de saturación inicial (aprox. de 70% del volumen poroso), son los procesos miscibles.

En la Figura N° 51, podemos apreciar que los métodos aplicados a rservorios mas profundos son los métodos de miscibles (6000 - 12000 pies) mayores valores promedio de profundidad requeridos, por ejemplo en la inyección de nitrógeno; se requieren profundidades de 10000 a 12000 pies para alcanzar la miscibilidad con el petróleo. Los métodos que se aplican a profundidades menores es el de inyección de vapor (150 a 4500 pies).

5.0 ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA CUENCA TALARA

5.1.-DESCRIPCION DE LA CUENCA TALARA

Para poder comprender los resultados de los proyectos ejecutados en el Noroeste Peruano, presentaremos primero una descripción de la Cuenca y en forma posterior los proyectos.

5.1.1 GEOLOGIA REGIONAL

Geológicamente la Cuenca Talara, junto con las cuencas Progreso al norte y Sechura al sur, constituyen una unidad geotectónica denominada Zócalo de la Costa (Montoya A. 1986).

El Zócalo de la Costa es un tipo de plataforma costanera móvil, la que a través del tiempo geológico ha estado sujeta a fallamientos, unas veces sumergida constituyendo fuentes de sedimentación y otras, emergida estando sometida a erosión (Montoya A., 1986).

Los sedimentos de la Cuenca Talara son de edad cretácea y terciaria, alcanzan un espesor de más de 20,000 pies y se han depositado en discordancia angular sobre rocas de edad paleozoica, al que se considera como "Basamento" de la región.

La secuencia estratigráfica presente en la Cuenca Talara está bien determinada y comprende formaciones cuya edad abarca desde el Paleozoico al Reciente, presentándose varias discordancias entre ellas. La edad, relaciones y características estratigráficas de estas formaciones han sido registradas y reconocidas a través de estudios regionales y de perforación de pozos que han permitido determinar los diferentes ciclos deposicionales de la cuenca.

Litológicamente la secuencia estratigráfica de la Cuenca Talara consiste en sedimentos marinos y fluvio-deltaicos, clásticos que vienen desde

calizas hasta conglomerados en todos los rangos intermedios.

Los sedimentos del paleozoico presentan metamorfismo incipiente y se encuentran de moderada a intensamente fracturados (porosidad secundaria), mientras que los del cretáceo y terciario presentan porosidad primaria y a menudo también porosidad secundaria de fracturas (en calizas, areniscas y conglomerados bien compactados).

El rasgo estructural predominante en el Zócalo de la Costa del Noroeste del Perú es el intenso fallamiento normal en bloques, como resultado de esfuerzos tectónicos tensionales a que ha estado sometido el área, principalmente durante la Orogénia Andina, desde mediados del Cretáceo hasta el Plioceno.

Este fallamiento normal ha dado lugar a grandes contrastes estructurales con áreas relativamente levantadas, denominadas "Altos" y áreas negativas denominadas "Artesa". Ambas tienen un eje principal con dirección general Este-Oeste y se alternan sucesivamente en dirección Norte-Sur. Lo anterior se puede observar en la Figura N° 52. Se muestra los altos mencionados. Dentro de tales áreas, fallas intermedias definen campos individuales, los cuales a su vez son también subdivididos en bloques fallados. En este último caso, dependiendo del espesor de las arenas productivas en relación al desplazamiento vertical de la falla, el fallamiento puede o no afectar la comunicación del reservorio.

Localmente el fallamiento normal delimita el área de los yacimientos individualizándolos de los vecinos y controlando la distribución de fluidos en cada uno de los reservorios presentes en el mismo.

Durante el paleozoico, las aguas marinas invadieron la región, principalmente en el Devónico, Missisipiano, Pensilvaniano y Pérmico, siendo las rocas del grupo Amotape las representantes de este evento. Estas rocas, posteriormente fueron expuestas a la erosión durante la orogenia del Paleozoico Tardío.

En el mesozoico se depositaron las calizas Muerto-Pananga y los conglomerados de Sandino, las lutitas calcáreas de Redondo, las arenas y lutitas de Monte Grande, las arenas conglomeráticas de Ancha y las lutitas de Petacas.

En el Cenozoico, durante el Paleoceno se depositaron las arenas de la formación Mesa y las lutitas de Balcones.

A principios del Eoceno Inferior se reinicia la sedimentación de los conglomerados de Basal Salina, siguiendo las lutitas de San Cristobal, los conglomerados y areniscas de la formación Mogollón y las secuencias de Cerro Pardo, Cerro Tanque, Palegredda, Pariñas y Chacra, en el sur; y las arenas y areniscas del Ostrea, Cabo Blanco y Echinocyamus en el norte.

En el Eoceno Medio, se depositan los sedimentos de las formaciones Talara y Pozo con algunos depósitos de canal (Formación Hélico). En el Eoceno Superior se depositan los sedimentos de las formaciones Verdún, Chira, Mirador, Cone Hill. Durante el Pleistoceno, se llevó a cabo la depositación de las terrazas marinas denominadas Tablazos, las cuales no muestran efecto alguno de fallamiento.

5.1.2 ESTRATIGRAFIA Y PROPIEDADES DE ROCA - FLUIDOS

La secuencia estratigráfica presente en el área está representada por formaciones cuyas edades varían desde el Paleozoico (Formación Amotape) hasta el Reciente (Formación Tablazo). Las Formaciones han sido reconocidas en el subsuelo mediante la interpretación de Registros eléctricos y por análisis de muestras de roca.

En la Figura N° 53, se muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Talara, mostrando las variaciones de la zona norte y de la zona sur.

Geológicamente el área se caracteriza por su intenso dislocamiento debido a la presencia de fallas Normales, que han dado origen a un gran número de bloques mayores distribuidos en Altos y Bajos estructurales los cuales a su vez están formados por bloques menores de diferentes formas y tamaños, limitados por fallas menores que han sido controladas en los Yacimientos, cuando se han perforado un gran Número de pozos.

Dos tipos de fallas, de origen y naturaleza diferente, dominan la estructura del área : las fallas de resbalamiento y las fallas normales.

Las fallas de resbalamiento se habrían originado por violentos hundimientos de las formaciones a lo largo de amplios planos de menor resistencia originando que las formaciones resbalen a lo largo de pequeños ángulos de buzamiento hacia el oeste, de modo que las formaciones mas antiguas se han sobreescorrido sobre las formaciones mas jóvenes, por lo que la misma formación puede repetirse más de una vez en el mismo pozo.

Estas fallas de resbalamiento, aparentemente tuvieron lugar antes de que el ciclo de deposición se completara y antes de que hubiera mucha consolidación y endurecimiento de los sedimentos. El efecto de estas

fallas ha sido añadir un factor mas a las irregularidades deposicionales.

Probablemente los resbalamientos antecedieron a las fallas normales y han sido cortados por éstas del mismo modo que lo han sido los planos de sedimentación.

Las fallas normales se presentan aparentemente en dos sistemas principales : uno, aproximadamente paralelo al plano de la costa , y el otro, mas o menos perpendicular a ésta. Algunas de estas fallas tienen desplazamientos de varios cientos y aun miles de pies, pero la extensión y la magnitud del desplazamiento cambia rápidamente en cortas distancias. En ciertos lugares las fallas mayores muestran zonas trituradas.

Dentro del sistema anterior, las fallas mayores o principales, existe un intrincado manto de bloques fallados, que son los que mayormente definen los reservorios.

La Figura Nº 54, muestra dos secciones estructurales generalizadas en las que se puede apreciar la compleja naturaleza del fallamiento del bloque, a lo largo de los Altos de La Brea - Negritos y Jabonillal. En toda el área Sur de la cuenca, estas fallas originan reservorios usualmente no mayores de 200-300 acres de extensión. Cada bloque fallado contiene su propia columna de gas, petróleo y agua, lo cual indica que la mayoría de las fallas, aun las mas pequeñas son del tipo sello.

Aparentemente en los campos de El Alto, los bloques reservorios son mayores, porque debido a la naturaleza y espesor de los sedimentos, es posible que no todas las fallas sean sellos, de modo que los reservorios pueden extenderse a través de algunas de las fallas y por lo tanto ser mas extensas que en otras áreas.

En adición a las fallas principales y de segundo orden, las que casi siempre son reconocibles en los afloramientos superficiales y/o en los registros eléctricos, el resquebrajamiento se extendió en innumerables fallas menores de corto desplazamiento y mucho fracturamiento. Mientras que las fallas normales son mayormente de alrededor de 45°, las fracturas son casi verticales y prácticamente no muestran desplazamiento.

A continuación presentamos una muy breve descripción geológica de las formaciones más importantes por constituir reservorios productores y que son factibles de aplicar proyectos de Recuperación Mejorada:

(.) Amotape : Profundidad promedio de 8000' Espesor bruto penetrado en promedio de 400', productor en el Yacimiento Laguna. Esta constituida por rocas metamórficas, en su mayoría por una alternancia de cuarcitas y argillitas fracturadas, constituyendo un reservorio de porosidad secundaria.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son:

Porosidad (%)	4-8
Permeabilidad (md) :	0.1-100
°API del crudo	30-36

(.) Basal Salina : Profundidad promedio de 6800' Espesor neto productivo 250 pies, productor en los Yacimientos Peña Negra, Reventones y Carrizo. Está constituida por conglomerados masivos de cuarzo hialino y areniscas arcósicas blanca a grisáceos de grano fino a medio, subredondeado.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son:

Porosidad (%)	6-12
Permeabilidad (md)	1-30
API del crudo	28-33

Viscosidad (Cp)	12-26
Contenido de arcilla:	10-30 (% Volumen matricial)

(.) San Cristobal : Profundidad promedio de 6500' Espesor bruto 1200 pies, productor en los Yacimientos Peña Negra, Reventones, Central.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	6-10
Permeabilidad (md) :	1-10
API del crudo	28-30
Viscosidad (Cp)	20-26
Contenido de arcilla:	15-30 (% Volumen matricial)

(.) Mogollón : Profundidad promedio de 4800' Espesor bruto que varia entre 800-3000 pies, dependiendo de la existencia de fallas inversas tal como ocurre en el yacimiento Zapotal. Es el reservorio de mayor producción actual de la Cuenca Talara.

La formación Mogollón es el tipo de relleno longitudinal axial de la parte norte de la Cuenca Talara; se ha depositado en por lo menos cuatro sistemas yuxtapuestos, que abarcan desde el medio fluvial en el norte, el de conos de depositación sumergidos y finalmente turbiditas en el sur, pero sin un delta intermedio (Carozzi A. , 1975). Esta subdividido en los miembros Mogollón Superior, Medio e inferior.

La Formación Mogollón Superior presenta su vez tres unidades bien diferenciadas por sus características litológicas y valores electrográficos en los perfiles de pozos, Chorro Superior, Chorro Inferior y Fuente.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	6-12
Permeabilidad (md) :	0.01-10

API del crudo	28-34
Viscosidad (Cp)	12-20
Contenido de arcilla:	14-30 (% Volumen matricial)

(.) Ostrea : Profundidad promedio de 4200' Espesor bruto entre 400-1200 pies, productor en los yacimientos Peña Negra, Reventones, Carrizo, Central, Ballena, Taiman, verde. Se han reconocido cinco miembros de los cuales producen el miembro Peña Negra y el Ostrea "D". El miembro Peña Negra esta constituido por areniscas blancas a gris cuarzosas, de grano fino a medio poco friable, algo carbonosas, ligeramente calcáreas y con intercalaciones de lutitas de color gris oscuro micáceas, carbonosas.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	8-14
Permeabilidad (md)	0.1-10
API del crudo	31-36
Viscosidad (Cp)	7-16
Contenido de arcilla: (% Volumen matricial)	15-22

(.) Echinocyamus Profundidad promedio de 3600 ' Espesor bruto de 600 pies, productor en la mayoría de los yacimientos de la parte norte de la Cuenca Talara. Se han reconocido cinco miembros bien diferenciados : Ballena está conformado por areniscas blancas a gris clara, ligeramente verdosa de cuarzo hialino y lechoso de grano fino a muy fino; Constancia está conformado por lutitas gris verdosas bentonítica no calcárea y limolita gris verde micromicácea poco calcárea; Somatito constituido por areniscas cuarzosas de color blanco a gris clara ligeramente verdosa, de grano fino a medio, subredondeados, con intercalaciones lutaceas de color gris acerado; Verde constituido por lutitas de color gris claro a verdosas, micaceas, intercaladas con areniscas blanca cuarzosas de grano medio a grueso; y Cabo blanco constituido por intercalaciones de areniscas y conglomerados de color blanco lechoso de granos bien seleccionados, subredondeados que tienen escasa intercalaciones delgadas de lutitas de color gris clara.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	12-18
Permeabilidad (md)	1-50
API del crudo	30-36
Viscosidad (Cp)	12-16
Contenido de arcilla: (% Volumen matricial)	5-27

(.) Terebratula : Profundidad promedio de 2500 ' Espesor bruto de 250 pies. productor en Reventones, Peña Negra y Punta Restin. Está constituido por areniscas de color gris verdoso, de grano grueso, angular a subangular, presenta intrusiones de fragmentos liticos, calcárea, con intercalaciones de lutita marrón, firme micromicacea, masivo.

(.) Helico : Profundidad promedio de 4000' Espesor bruto de 600 pies. Productor en los yacimientos Peña Negra, Carrizo, Merina, La tuna, Central, Reventones y Ballena. Es una secuencia de conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo color gris verdosa, separados por intercalaciones de estratos de lutita gris marrón, en parte calcárea.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son :

Porosidad (%)	10-15
Permeabilidad (md)	0.1-25
API del crudo	35-40
Viscosidad (Cp)	5-10
Contenido de arcilla: (% Volumen matricial)	5-66

(.) Areniscas Talara : Profundidad promedio de 2300' Espesor bruto de 500 pies productor en los yacimientos Reventones, central y Carrizo. Está definida por facies turbidicas constituidas por areniscas gris claras

de grano fino a medio.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	10-14
Permeabilidad (md)	1-20
API del crudo	33-38
Viscosidad (Cp)	5-15
Contenido de arcilla: (% Volumen matricial)	24-25

(.) Verdun : Profundidad promedio de 800' Espesor bruto de 300 pies. Esta constituido por areniscas blanca cuarzosa de grano grueso a medio subangular, conglomerádico, en parte con inclusiones de chert y cuarcita hacia la base.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	6-12
Permeabilidad (md)	0.1-20
API del crudo	28-32
Viscosidad (Cp)	5-15

La Parte Sur de la Cuenca Talara está gobernado por los altos "Levantamiento Jabonilla", "Levantamiento de la Brea", y el "Alto de Portachuelo".

La secuencia estratigráfica presente en el área está representada por formaciones cuyas edades varían desde el Paleozoico (Fm. Amotape) hasta el Reciente (Fm. Tablazo). Las Formaciones han sido reconocidas en el subsuelo mediante la interpretación de Registros eléctricos y por análisis de muestras de roca.

A continuación presentamos una breve descripción geológica de las formaciones más importantes por constituir reservorios productores y que son factibles de aplicar proyectos de Recuperación Mejorada:

(.) Salina-Mogollon : Profundidad promedia de 4000' con un espesor de 3100'. El grupo salina está compuesto por las formaciones La draga, Basal Salina, San Cristobal, Mogollón, Cerro Pardo y Cerro Tanque.

La Formación Salina esta constituida por areniscas de color blanco grisáceo, de grano fino a grueso y conglomerados de 20 a 30 pies de espesor que se encuentran estratificados por lutitas y limolitas de color gris. El espesor de la Formación Salina llega a 1000 pies. Conforme la formación Salina Mogollón se acerca al sur de la Cuenca Talara no existe diferenciación de las formaciones mencionadas líneas arriba, en los yacimientos Portachuelo-Mirador la formación consta de 46 reservorios con espesores variables entre 5 y 40 pies siendo cada uno de ellos una unidad de flujo diferente.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	10-24
Permeabilidad (md)	0.1-200
API	34-38
Viscosidad (Cp)	1-12

(*) Formación Basal Salina: Está constituida por arenas de color blanco grisáceo, de grano fino a grueso y conglomerados de 200 a 300 pies de espesor que se encuentran estratificados por lutitas y limolitas de

color gris. El espesor de la Formación Basal Salina llega a 400 pies.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	6-20
Permeabilidad (md)	1-350
API del crudo	34-38
Viscosidad (Cp)	2-10

(.) Pariñas Profundidad promedio de 3500' Espesor bruto entre 120-600 pies, es el más prolífico de la Cuenca Talara, ha sido altamente explotado en toda la parte sur de la Cuenca debido a sus buenas propiedades petrofísicas, en algunas áreas recibe el nombre de formación Río Bravo, Chivo y en algunas áreas se ha diferenciado como Pariñas Superior y Pariñas Inferior.

La formación Pariñas inferior está constituida de areniscas de grano fino a medio, homogénea compactas y cemento calcáreo, la matriz es arcillosa, con intercalaciones delgadas de lutitas y limolitas. Corresponde a un depósito marino de plataforma de aguas someras con barras y canales de plataforma.

El espesor máximo alcanzado es de 600 pies en el Yacimiento Alvarez Oveja en tierra, de los cuales el espesor neto petrolífero está en el orden de 150 pies, mientras que en el zócalo llega a desarrollarse entre 600 y 800 pies.

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	8-18
Permeabilidad (md)	0.1-150
API del crudo	30-38
Viscosidad (Cp)	2-15
Contenido de arcilla:	5-20 (% Volumen matricial)

La formación Pariñas Superior esta constituida por estratos de areniscas de grano grueso, limpias, porosas y permeables, con finas intercalaciones de lutitas de amplia distribución. Están relacionados a depósitos de canal en un ambiente fluvio-deltaico y de islas barrera. El espesor máximo se encuentra en los bloques hundidos entre las fallas BATANES SUR - ZORRO y BODEGA-MONTE PAMPA, llegando a 600'. En el yacimiento Milla Seis el espesor neto petrolífero máximo es de 300'

Los rangos de variación de sus principales propiedades son

Porosidad (%)	12-28
Permeabilidad (md)	5-1200
API del crudo	34-40
Viscosidad (Cp)	1-15
Contenido de arcilla:	0-12
(% Volumen matricial)	

En las Tablas N° 19-a, 19-b y 19-c se muestra el promedio de porosidad obtenido de las muestras laterales y de núcleos por yacimiento. De ella se puede observar que existe una gran variación de este valor para cada yacimiento y lo mismo sucede a nivel bloque.

Lo anteriormente expuesto obliga a un estudio geológico y de ingeniería muy detallado, a fin de extraer el máximo volumen de petróleo en cada bloque fallado. Es por esto que cualquier proyecto deberá ser abordado

en lo posible en términos de un eficiente desarrollo por bloque fallado, en vez de tratarlo como un desarrollo a nivel campo. La experiencia ha demostrado que los diseños de recuperación mejorada deben ser realizados en forma individual por bloques, para así ajustarse al tamaño y configuración geométrica individual de cada bloque fallado. Esto resultará en numerosas pequeñas operaciones de inyección de fluidos que puede ser operado en forma individual con una adecuada supervisión técnica.

6.0.- PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA EJECUTADOS EN EL NOROESTE PERUANO

En el Noroeste Peruano durante el desarrollo de los yacimientos se han efectuado proyectos de Recuperación Mejorada consistentes en:

- Inyección de gas como mantenimiento de presión y desplazamiento.
- Inyección de Agua.
- Inyección de LPG.

Estos procesos en la actualidad son considerados como procesos de Recuperación Mejorada (EOR) no térmicos, habiendo sido desarrollados desde la década de los años 30 hasta el presente por las diferentes compañías operadoras, tales como IPC, BELCO Petroleum, Petróleos del Perú, OXY.

6.1 COMPLETACIÓN

6.1.1.- Historia.-

Desde el inicio de la explotación de la Cuenca Talara (1,869) hasta aproximadamente el año 1,955, la completación de los pozos se realizó con lina ranurada de 5", 5 1/2", 6 5/8" frente a las formaciones productivas. En todos los pozos que se perforaban por objetivos profundos, se utilizaron forros intermedios de 9 5/8"Ø y 6 5/8"Ø, como puede verse en la Figura N° 55

Entre los años 1,955 a 1,960 los pozos que se perforaban eran completados con forros de 6 5/8"Ø cementados, entre los años 1,960 a 1,965, se utilizaron forros de 4 1/2"Ø cementados frente a las formaciones productivas.

Gran número de pozos han formado parte de proyectos de inyección de agua suspendidos en la década del 60, y es de esperar que se

encuentren en mal estado, principalmente debido a problemas de corrosión y a cementación, por contener pescados no pueden ser considerados en proyectos de recuperación mejorada, por lo cual deberían realizarse trabajos de abandonamiento.

Cabe mencionar que en las operaciones de inyección de agua en el área de Negritos, el agua inyectada se perdía por un área extensa próxima a la ciudad de Negritos, por no tener una adecuada cementación y/o forros rotos de los pozos inyectoros.

En la mayoría de los campos, debido al mal estado en que se encuentran los pozos, se debe considerar la perforación de pozos para convertirlos en pozos inyectoros ya que los pozos viejos, tan solo pueden ser usados como pozos productores dentro de los arreglos para recuperación mejorada.

A partir del año 1,965, hasta la fecha todos los pozos perforados en el área son completados con forros de 5 1/2" (138 mm) cementados hasta superficie.

En relación a las facilidades e instalaciones de superficie, para la mayoría de los campos se debe considerar el reemplazo casi total de las instalaciones en que se encuentran y al aumento de fluidos como resultado de la inyección de agua.

6.1.2.- Completación de Pozos Inyectores

En la completación de pozos inyectores tiene gran importancia que el cemento esté por lo menos 100pies encima del intervalo a inundar, como en el caso de los pozos convertidos a inyectores. En el caso de perforarse un nuevo pozo inyector, este deberá ser cementado hasta la superficie.

El objetivo básico de la completación del pozo inyector es lograr la comunicación del pozo con el reservorio. Los requisitos incluyen entre otros lo siguiente

- Perforación y estimulación que aseguren buena comunicación entre las arenas a inundar.
- La estimulación debe ser poco penetrante con el fin de que no reduzca la eficiencia de barrido.
- Los fluidos de completación sean compatibles con la formación.

El procedimiento de completación de pozos puede resumirse en:

- Solamente perforación (baleo).
- Tratamiento químico.
- Fracturamiento Hidráulico.

La perforación es en algunos casos de un tiro por pie, en otros casos, dependiendo del tipo de tratamiento, se suele completar con un espaciamiento de hasta un tiro cada seis pies. El fluido de tratamiento puede ser agua salada, agua dulce tratada o crudo. El procedimiento de completación debe incluir perfil de adhesión de cemento (CBL) como una medida de seguridad para evitar fracturar otra formación no deseada.

En la actualidad en el Noroeste Peruano se utiliza el método de

fracturamiento selectivo usando crudo normal, crudo o agua gelificada como fluido fracturante, con regímenes de inyección que varían entre 20 y 32 BPM, altas concentraciones de arena y presiones promedio que varían entre 1,500 y 8,000 psi.

En el área se han realizado fracturamientos empleando agua, obteniéndose resultados de producción variables. Igualmente, se han realizado trabajos de acidificaciones en las Formaciones Basal Salina, San Cristóbal y Mogollón, con buenos resultados productivos.

6.1.3.- ESTIMULACION

Los pozos perforados hasta aproximadamente el año 1940, por ser completados con lina ranurada no fueron estimulados. Posteriormente, se trató de estimular con explosivos de cargas de Nitroglicerina (NITROSHOT) obteniéndose resultados variables.

A partir del año 1955, los pozos fueron completados con forros cementados. Para la apertura a producción se emplearon balas a una densidad de un tiro por pie de arena neta. Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico se realizaron a bajos regímenes de inyección (8-16 BPM) y bajas concentraciones de arena con poco fluido. La característica más común de los pozos estimulados con este método era el bajo régimen de producción y un tiempo de vida productivo prolongado.

Los sistemas antiguos de completación no permitían evaluar el aporte de cada reservorio debido a que una vez estimulada una formación, inmediatamente se continuaba en el baleo y estimulación de la parte superior.

6.1.4 MECANISMO DE PRODUCCION

En el Noroeste, el principal mecanismo de producción natural que gobierna la producción de petróleo, es el de impulsión por expansión de gas disuelto y de segregación gravitacional, siendo necesario la instalación de unidades de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico), para facilitar la extracción de fluido desde el pozo hasta superficie.

Si consideramos:

- La complejidad geológica evidenciada en lo estructural, estratigráfica y deposicional
- Las heterogeneidades de los reservorios, evidenciadas por las variaciones (horizontales y verticales) de las propiedades petrofísicas de las rocas reservorio
- Las variaciones de las propiedades de fluidos y roca-fluidos para cada reservorio-bloque.
- El mecanismo de producción natural de gas en solución que origina el mas bajo factor de recobro dentro de los mecanismos de producción natural a pesar de un alto grado de depletación.
- La complejidad de la completación, dada por la necesidad de fracturar a la mayoría de reservorios para lograr una producción económica.

La implementación de un proyecto de Recuperación Mejorada deberá plantearse a nivel de una formación productora (considerando sus unidades de flujo) a nivel de bloque, permitiendo de este modo la mejor caracterización posible y utilizar modelos de simulación numérica que nos permitan predecir en forma adecuada los resultados del proyecto a implementar.

6.2 INYECCION DE GAS

El principal factor involucrado en los proyectos de inyección de gas ejecutados en el Noroeste Peruano, fué la disponibilidad del gas considerado no comercial por ser un subproducto y no tener otro uso, situación que en la actualidad ha cambiado al tener el gas un valor comercial (combustible para generación eléctrica, fertilizantes y otros usos).

La inyección de gas tuvo la finalidad de mantener y/o incrementar la producción y por consiguiente el factor de recuperación. Lo anterior se realizó mediante el mantenimiento de presión (inyección de gas desde el inicio de producción primaria) y en algunos casos como desplazamiento y/o reciclo de gas.

En la Tabla N° 20, se muestran proyectos de inyección de gas en tierra, que han sido ejecutados y cuentan con información.

De la tabla anterior se puede observar que la mayoría se han ejecutado en la Fm. Pariñas y la diferencia en las formación Salina.

En la Tabla N° 21, se muestran proyectos de inyección de gas en el zócalo marino, suspendidos y activos en el Lote Z-2B (zócalo), están consignados los acumulados de inyección, para cada reservorio así como la recuperación adicional de petróleo acumulado por inyección de gas.

De la tabla anterior se puede observar que la mayoría se han ejecutado en la Fm. Pariñas y la diferencia en las formaciones, Terebrátula, Cabo Blanco, Peña Negra y Mogollon.

En el área del Noroeste peruano las razones por las que se ha inyectado en la Formación Pariñas es que ésta posee excelentes propiedades de roca reservorio, como porosidad y permeabilidad, así como continuidad

y mínima cantidad de arcillas.

En el zócalo marino la profundidad promedio de los reservorios varía entre 1000 a 3800 pies, las áreas varían entre 20 y 344 acres.

La mejor respuesta a la inyección de gas ha sido obtenida en la formación Cabo Blanco (Proyecto Peña Negra-Cabo Blanco1), con una recuperación mejorada de 5.2 MM Bls de petróleo. Tabla N° 21

De acuerdo a las Tablas N° 20, se han preparado las siguientes Figuras:

- Fig. N° 56 Factor de Recuperación Vs. Porosidad
Se puede apreciar que existe una relación directa entre el factor de recuperación obtenido con la porosidad promedio del Reservorio. Se ha obtenido mejores factores de recobro cuando la porosidad ha estado encima del 16%.
- Fig. N° 57 Factor de Recuperación Vs. Buzamiento
Se observa que existe una relación directa entre Buzamiento y el factor de recobro, a mayor Buzamiento se ha obtenido un mayor factor de recobro, siendo el Buzamiento mas adecuado entre 14 y 20°.
- Fig. N° 58 Factor de Recuperación Vs. Espesor Neto
Se ha inyectado en reservorios con espesores netos productivos entre 65 y 200'. Se observa asimismo que se ha obtenido un mayor factor de recobro para un mayor espesor.
- Fig. N° 59 Factor de Recuperación Vs. Area de inyección
Se ha inyectado en reservorios cuya Area ha variado entre 4135 y 20 Acres. Asimismo se observa que se ha obtenido un mayor factor de recobro para una menor área.
Lo anterior se puede explicar adecuadamente por lo siguiente:

Para un yacimiento pequeño y menor área, el estudio geológico permite un mayor control estructural y estratigráfico, permitiendo por lo tanto un diseño adecuado del arreglo de pozos, caudal de inyección, presiones, monitoreo del avance etc.

- Fig. N° 60, Factor de Recuperación Vs. Relación del volumen de gas Inyectado (MSCF)/Petróleo recuperado (Bls).

La cantidad de gas inyectado para obtener un barril de Petróleo posee una relación directa con el factor de recobro. Los mejores resultados se han obtenido para una relación mayor de 3 y menor de 6 MSFC/Bl.

Actualmente las operaciones de inyección de gas continúan realizándose en el Lote Z-2B, en los yacimientos de Peña Negra, Lobitos, Providencia y Litoral como un programa permanente de recuperación mejorada.

6.3 INYECCION DE LPG

6.3.1.- Historia

Este método de recuperación mejorada se implementó en el año de 1941, en la formación Pariñas del yacimiento Verdún Alto, y puede considerarse como pionero en su clase dentro de la industria, pues está ligado a las investigaciones iniciales de este tipo de inyección.

El volumen de gas licuado de petróleo (LPG) extraído en el Noroeste del Perú excedió, por muchos años, la demanda de este producto en el mercado. Este exceso de LPG fue almacenado entre 1941 a 1951 en el Block C-2 del Yacimiento Verdún Alto, al cual se le consideró como reservorio depletado.

Como consecuencia de la inyección de LPG en la formación Pariñas del Yacimiento Verdún Alto se observó un incremento de la producción en algunos pozos marginales que aun estaban activos en el reservorio.

En Octubre de 1951 se inició la inyección de LPG en forma experimental y bajo condiciones controladas en el pozo 3794 del yacimiento San Pedro en el Bloque "D", en la formación Pariñas. El objeto de la inyección de LPG es construir un frente miscible, que forme un banco de petróleo, el que luego es desplazado por la inyección de gas inerte (N_2 o gas flue) para empujar el banco hacia los pozos productores.

En 1954, se inicio un segundo proyecto planificado de inyección de gas licuado, en la formación Pariñas del yacimiento Vilchayo, el cual también resulto ser exitoso no obstante haber estado el yacimiento previamente sometido a un proyecto de inyección de gas.

Como consecuencia del incremento en el mercado de la demanda de gases licuados de petróleo (LPG) y al no haber disponibilidad de ellos para la inyección en los reservorios, no se iniciaron nuevos proyectos de

inyección de LPG hasta 1958.

Las operaciones de inyección de LPG toman un impulso apreciable en 1958, como resultado del aumento substancial (750 BPD) en la disponibilidad de GLP por la ampliación de la Planta de Gasolina de Verdún y la limitada capacidad de demanda del mercado interno. Como resultado las operaciones de inyección de GLP se expandieron a otros cuatro proyectos de inyección de LPG:

Yacimientos:	Tipo de Proyecto
Sandino Norte	Banco de LPG
San Juan	Banco de LPG
Sandino Sur	Gas pre-enriquecido
Malacas	Gas rico en etano

La Figura N° 61, presenta la ubicación de los yacimientos en los cuales se han aplicado procesos miscibles para la recuperación de petróleo.

Hasta la fecha se han desarrollado seis proyectos, sin embargo ninguno se encuentra activo. Estos proyectos de LPG a excepción de Malacas, tienen como característica común haberse efectuado en reservorios superficiales. Todos han sido reservorios pequeños (menores de 140 acres) y con límites bien determinados. Estas características han permitido observar la reacción del reservorio a la inyección en el menor tiempo, así como evaluar los resultados.

Los volúmenes de inyección de LPG y gas fueron 2.63 MMBIs y 28.3MMM PC respectivamente, atribuyéndose a estos efectos una recuperación de 2.2 MMBIs. de petróleo, como puede apreciarse en la Tabla N° 22.

No se cuenta con una evaluación actualizada de los resultados de la inyección. Sin embargo se cree que en la mayoría de los proyectos el ciclo de recuperación del LPG ya ha finalizado debido a que ya se

recirculó todo o casi todo el LPG inyectado a los reservorios.

Luego de la implementación de estos cuatro proyectos, no fue posible iniciar otros proyectos de inyección de LPG ya que la demanda de LPG en el mercado nacional se incrementó notablemente, situación que se mantiene hasta la fecha.

6.3.2.- Información de los Reservorios y Resultados Ohtenidos

La totalidad de los proyectos de inyección de solventes ya sea como LPG o como gas enriquecido, realizados en el Noroeste del Perú, se ejecutaron en la formación Pariñas a profundidades que varían entre los 1000 y 7500 pies.

La Tabla N° 22, presenta las características petrofísicas y de los yacimientos sometidos a inyección de solventes así como los volúmenes acumulados de inyección efectuados para obtener el petróleo, así como la recuperación final obtenida por inyección miscible.

En la Tabla N° 23, se muestra un resumen de los resultados obtenidos, en términos de recuperación primaria y mejorada, así como la relación de recuperación mejorada de petróleo obtenido a la cantidad de GLP inyectado.

De todos los proyectos realizados se observa que en el yacimiento Sandino Sur se ha obtenido la mejor respuesta en términos de recuperación por solventes con respecto al petróleo original. Dicha respuesta puede deberse a que durante el periodo de inyección del gas enriquecido para represurizar el yacimiento, se mantuvieron cerrados todos los pozos productores lo cual permitía una buena miscibilidad con el petróleo del reservorio; la producción de los pozos recién se reinició al momento de efectuarse la inyección de gas seco para el desplazamiento del banco miscible.

6.3.3.- Comportamiento de Pozos Respuesta a la Inyección de solventes.

El comportamiento productivo de los pozos productores como efecto de la inyección de gas ha sido variado, dependiendo este comportamiento principalmente de la ubicación del pozo con respecto al pozo inyector, así tenemos por ejemplo los casos típicos siguientes:

Pozo 3807.- San Pedro - La respuesta a la inyección de LPG en forma significativa se observó a los 9 meses de iniciada la inyección (1951), no obstante que la primera manifestación de LPG (inyectado) ocurrió a los tres meses .

La Figura N° 62, presenta el gráfico del historial de producción del Pozo 3807 - San Pedro, en la cual se puede apreciar que el pico de producción de la respuesta supera al pico alcanzado por la producción primaria.

Pozo 4487.- Sandino Sur- En el caso del Yacimiento Sandino Sur los pozos productores fueron cerrados durante la etapa de inyección de LPG, lo cual se muestra en la Figura N° 63, en la cual también se observa durante el año 1960 una producción mínima, debido a que el pozo no fue puesto a producir en forma continua (solo se realizaron algunas pruebas de producción) y recién a fines del año 1960 se puso en producción el pozo en forma continua.

En este pozo se obtuvo excelente respuesta a la inyección de LPG, la cual superó en forma muy significativa el pico máximo obtenido por producción primaria, la respuesta continuó por aproximadamente doce (12) años. Comportamientos similares se observaron en los otros pozos respuesta del yacimiento.

Pozo 4323 - Vichayo - En el yacimiento originalmente se inyectó algo de gas, posteriormente LPG y finalmente se desplazó el banco miscible con gas. La Figura N° 64, muestra que el pozo 4323 - Vichayo tuvo una

buena respuesta, no obstante que el pico de producción no superó a la obtenida por producción primaria; La producción por recuperación mejorada fue bastante sostenida por aproximadamente 15 años

Pozo 4432 - Vichayo - En este pozo se obtuvo excelente respuesta a la inyección de LPG, ya que por un periodo alrededor de 7 años se tuvo una producción mayor que la máxima alcanzada en la producción primaria, siendo el periodo de respuesta total igual a 20 años, lo cual se observa en la Figura N° 65

6.3.4.- Recuperación del LPG inyectado

La mayor parte del LPG inyectado a los yacimientos fue recuperado en los fluidos producidos y fue calculado en base a los análisis de hidrocarburos del gas y del petróleo. Este volumen obtenido de los análisis, fue disminuido para compensar la cantidad de LPG que se esperaba recuperar en la producción primaria.

6.3.5.- Aplicaciones Futuras de los Desplazamientos Miscibles (LPG)

No obstante que la recuperación adicional de petróleo por inyección de LPG en yacimientos ya depletados por procesos primarios es factible de realizar, tal como se ha demostrado con el éxito técnico de los proyectos realizados; en la actualidad no es factible realizar nuevos proyectos por no disponer de LPG en las operaciones.

6.4.-INYECCION DE AGUA

6.4.1.- Historia.-

La inyección de agua en los reservorios de petróleo del Noroeste Peruano en los campos de La Brea y Pariñas se ha utilizado con la finalidad de incrementar la producción y por consiguiente el factor de recuperación.

La inyección de agua se ha llevado a cabo desde 1933. Estas operaciones iniciales pueden considerarse como (proyectos pilotos), pues fueron muy limitadas y no dieron resultados concluyentes, obteniéndose muy poca información útil que pudiera servir de base para la selección, diseño y operación de futuros proyectos y por tanto para la posterior expansión de las operaciones de inyección. En base a investigaciones mas intensivas, en 1947, se inicia la inyección de agua en el reservorio Pueblo, en la formación Pariñas. En 1950 la inyección en Pueblo se expande a otros bloques del reservorio, y puede decirse que es el punto de partida de las operaciones sistemáticas posteriores.

6.4.2.- Area Operada por Petroperú

En el área que fue operada por Petroperú se han desarrollado 15 proyectos o unidades de inyección que fueron desarrollados en el período 1948-1968; el volumen de inyección de agua fue de 128.4 MMBls., habiéndose obtenido una recuperación de 9.0 MMBls. de petróleo por recuperación mejorada (Tabla N° 24) .Casi todos los proyectos han sido efectuados en reservorios ya agotados o en avanzado estado de depletación, y que previamente habían recibido la inyección de gas o la inyección agua o recibieron simultáneamente la inyección de gas y la inyección agua.

Estas unidades de inyección alcanzaron diferentes grados de desarrollo y por tanto mostraron diferentes grados de reacción. Algunos pueden calificarse como exitosos, otros como medianamente exitosos y algunos como no exitosos. Sin embargo diversas razones motivaron el abandono progresivo de

los proyectos antes que estos alcanzaran fases avanzadas de desarrollo, es decir, antes que se inundaran porciones considerables del reservorio.

Como se ha dicho anteriormente, las características físicas de los reservorios de la costa Noroeste del Perú varían considerablemente, de modo que el comportamiento y, por lo tanto, las recuperaciones finales obtenidas por las operaciones primarias y de recuperación mejorada varían considerablemente.

Sin embargo, puede decirse que en general los beneficios de la recuperación mejorada en las áreas operadas directamente han sido numerosos, pudiendo citarse entre los principales:

- (a) Mantener los regímenes de producción de los reservorios afectados.
- (b) Prolongar la vida productiva de los pozos, reduciendo los costos de producción
- (c) Incrementar las reservas.

6.4.3.- Area del Contrato Oxy - Bidas

La Compañía OXY hacia finales de los 70' realizo el proyecto mas ambicioso de inyección de agua en el Noroeste peruano. En este proyecto la Compañía, implemento la inyección en un área de 17,762 acres, en 9 yacimientos, los cuales son : Carrizo, Central, Cruz, Folche, Organos Norte, Organos Sur, Patria, Somatito y Zapotal. Tabla N° 24

Para lo anterior la Compañía realizo lo siguiente:

- Para implementar el proyecto perforo 997 pozos, debido a que los pozos entregados por PETROPERU (1219), operaban desde la década del 20.
- Construyó una planta de tratamiento de agua de mar, localizada en la costa al norte del El Alto, que está constituida por tres bombas que captan agua de mar, cada una de 150 MBPD, cuatro filtros cada uno de con una capacidad de 150 MBPD, tres torres de vacío de 150 MBPD

cada uno, tres bombas de transferencia al campo de 112.5 MBP cada una, además de los equipos auxiliares.

El agua tratada se bombea a baja presión desde la planta de tratamiento a través de una tubería de 24" al Punto de Unión Central, de allí se bombea por una tubería de 18" hasta las estaciones de inyección de agua ubicadas en Zapotal y Carrizo. En cada una de estas estaciones existen dos bombas de inyección: en Carrizo de 27,000 BPD y 3100 psi de presión, y en Zapotal de 44,000 BPD y 2100 psi de presión, que bombean el agua a alta presión hacia los múltiples de inyección y desde allí hasta los pozos individuales.

- Construyó facilidades de recolección del crudo producido de los pozos a las baterías y de allí a los puntos de almacenamiento y fiscalización.
- Construyó facilidades de almacenamiento y fiscalización de los crudos HCT con capacidad de 55 MBPD y LCT con capacidad de 19 MBPD.
- Construyó Baterías para el tratamiento de los fluidos producidos.
- Construyó plantas de generación eléctrica, con su sistema de distribución de tal manera que los motores de las unidades de bombeo trabajen con energía eléctrica.

Al iniciar sus operaciones Occidental recibió el Area con una producción aproximada de 6000 BPD en agosto de 1978, alcanzando un pico de producción de 20,000 BPD en 1981. La producción acumulada en el período 1978-1995 es de 57.103 MM BIs, de los cuales se estimó como Petróleo secundario 11.524 MM BIs.

Las principales formaciones que fueron inundadas son las arenas de Hélico, Echinocynamus y Ostrea.

Los problemas específicos encontrados incluyeron lo siguiente

- **Alta Producción de Agua.-**
Originalmente se estimó que sería necesario 232 MMBls. de agua para llenar los reservorios incluidos en el proyecto. Sin embargo en varios yacimientos (ejemplo: Somatito, Zapotal), la respuesta ocurrió solo de 3 a 6 meses después que comenzó la inyección. En adición, se reportó que muchos de los nuevos pozos experimentaron producción inicial de agua, en yacimientos en los cuales anteriormente no se había reportado producción de agua.
- **Falta de Respuesta .-**
En muchos casos no se alcanzó la respuesta con el patrón de inyectores y productores usados. Esto puede atribuirse a la compleja geología del Noroeste Peruano, como por ejemplo que las fallas que se asumieron como sellos no lo fueron (lo que originó pérdida de agua a los bloques vecinos), o inversamente, fallas cuya existencia se desconocía, están restringiendo la comunicación entre inyectores y productores.
- **Temprana irrupción del agua.-**
Causada posiblemente por efectos de permeabilidad direccional. Tales efectos son característicos del ambiente deposicional en el cual fueron depositadas las arenas productoras.
- **Altas presiones de inyección.-**
En el yacimiento Carrizo se detectaron altas presiones de inyección. Esto puede estar relacionado con la continuidad de las arenas (sellamiento), taponamiento de la formación o hinchamiento de arcillas.

En resumen, de la experiencia de Oxy-Bridas se puede resaltar los riesgos técnicos asociados con los proyectos de recuperación mejorada e introduce un factor importante a tener en cuenta

(prudencia), en las posteriores operaciones de recuperación mejorada que se realicen en el Noroeste Peruano.

Sin embargo, la experiencia de Oxy-Bridas no puede ser representativa de los resultados que pueden ser alcanzados en las otras áreas como en La Brea y Pariñas, por varias razones.

La calidad de los reservorios ubicados en la parte norte de la Cuenca Talara, donde se encontraban ubicados los yacimientos de Oxy-bridas es inferior a los reservorios de la parte Central (Lomitos), y Sur (Negritos) de la Cuenca.

La arcillosidad presente en los reservorios es probablemente el factor principal para diferenciar la calidad de los mismos en el área del proyecto Oxy-Bridas comparado con las áreas potenciales para desarrollo de recuperación mejorada, ubicadas en el área de La Brea y Pariñas.

La intensidad y complejidad del fallamiento es mas severa en el área operada por Oxy-Bridas que en La Bre y Pariñas.

A pesar de lo anterior es posible controlar muchos de los problemas operacionales encontrados por Oxy, por ejemplo, optimar el tratamiento del agua, de tal manera que reúna los requerimientos necesarios para minimizar el taponamiento de la formación, hinchamiento de arcillas, crecimiento de bacterias y formación de incrustaciones. Si existieran en los reservorios arcillas inestables y migración de finos, será necesario efectuar tratamientos para estabilización de las arcillas.

La experiencia de Oxy-Bridas ilustra el peligro de comenzar operaciones de recuperación mejorada en el tipo de ambiente geológico como el del Noroeste del Perú, sin un cuidadoso y detallado análisis de reservorios, y un detallado mapeo

estructural, antes de diseñar un patrón de inyección.

6.4.4.- Zócalo Noroeste Peruano.- Area del Contrato Petro -Tech Peruana S.A.

La producción de petróleo se inició en el año 1955, cuando en esta área operaba la compañía Belco Petroleum Corporation. En diciembre de 1985, se nacionaliza y luego en Enero de 1986 se crea PETROMAR S.A., filial de Petroperu que se hace cargo de las operaciones de la Ex-Cía. Belco.

Las áreas actualmente en explotación son : Lobitos, Peña Negra, Litoral y Providencia.

Las operaciones de inyección de gas y agua se iniciaron en los años 1966 y 1969, respectivamente.

En la Tabla N° 25, se muestran los proyectos ejecutados en el zócalo marino de la Cuenca Talara, que se ha recopilado desde el periodo de BELCO hasta PETROTECH.

Presentamos los proyectos activos y suspendidos actuales de inyección de agua , están consignados los volúmenes acumulados de inyección de agua para cada reservorio inyectado, así como la recuperación adicional de petróleo acumulado por inyección de agua.

De la tabla anterior se puede observar que 5 de ellos se han ejecutado en la Fm. Pariñas, 1 en Mogollón, 1 en la Fm Cabo Blanco y la diferencia en la formación Basal Salina Y Peña Negra.

La principal razón por la cual se ha inyectado en la formación Pariñas es que ésta posee excelentes propiedades de roca reservorio en el zócalo marino de la Cuenca Talara, poseen mejor porosidad, permeabilidad, continuidad y mínima cantidad de arcillas, que el resto de formaciones presentes en la Cuenca.

En el zócalo los reservorios tienen una profundidad vertical que varía entre 1600 y 7000 pies, las áreas varían de 120 a 695 acres.

La mejor respuesta a la inyección de agua es en la formación Pariñas (HOT I, II y III - Lobitos), registrando una recuperación mejorada de 3 MM de Bls de petróleo.

En base a la Tabla N° 24, se han preparado las siguientes Figuras:

- Fig. N° 66, Factor de Recuperación Vs. Porosidad

Se puede apreciar que existe una relación directa entre el factor de recuperación obtenido con la porosidad promedio del Reservorio. Se ha obtenido mejores factores de recobro cuando la porosidad ha estado encima del 16%.

- Fig. N° 67, Factor de Recuperación Vs. Espesor Neto

Se ha inyectado en reservorios con espesores netos productivos entre 52 y 438'. Se observa asimismo que se ha obtenido un mayor factor de recobro para un menor espesor. La explicación para esta relación es que se obtiene una mejor eficiencia de barrido en un espesor mas delgado y por lo tanto presentará menores heterogeneidades.

- Fig. N° 68, Factor de Recuperación Vs. Area de inyección

Se ha inyectado en reservorios cuya Area ha variado entre 3285 y 44.7 Acres. Asimismo se observa que se ha obtenido un mayor factor de recobro para un área menor.

Lo anterior se puede explicar adecuadamente por lo siguiente:

Para un yacimiento pequeño de menor área, el estudio geológico permite mayor control estructural y estratigráfico si está densamente perforado, facilitando un diseño adecuado del arreglo de pozos, caudal de inyección, presiones, monitoreo del avance etc. ;

- Fig. N° 69, Factor de Recuperación Vs. Relación del volumen de agua Inyectada (Bls) / Petróleo recuperado (Bls).

La cantidad de agua inyectada para obtener un barril de petróleo, en el Noroeste peruano ha tenido relación directa, dependiendo de las características del reservorio. En algunos proyectos de baja recuperación, el agua inyectada se ha conificado y digitado del pozo inyector al pozo productor ocasionando una baja eficiencia de barrido.

Esto es válido en aquellos bloques donde no se establecieron adecuadamente los límites debido al intenso fallamiento del Noroeste Peruano.

Existen proyectos con factores de recobro mayores de 4% que muestran una relación de agua inyectada a Petróleo recuperado entre 12 y 6, el cual es el valor aceptado en la industria.

7.0.- CRITERIOS TECNICOS DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA PARA SU APLICACIÓN EN EL NOROESTE PERUANO

7.1.- CRITERIOS GENERALES

Un conjunto de criterios generales son presentados previo a la elección del proceso de recuperación mejorada a implementar en nuestro estudio. Estos criterios no son absolutos y universales en sus aplicaciones, pero pueden ayudar mucho como un "primer paso" , en la selección del mas adecuado método de Recuperación Mejorada.

Los criterios económicos deberán ser específicos esto es, mayormente, dependerá de los precios actuales del petróleo, políticas gubernamentales y empresariales, y las características de los fluidos de los resevorios candidatos. Con esta advertencia, estos cuatro criterios básicos son sugeridos.

1.- Petróleo insitu Actual.

Un estimado confiable de la saturación de petróleo residual (S_{or}), actual es probablemente el criterio más importante para decidir si realizamos un proceso de Recuperación Mejorada. Obviamente una alta " S_{or} " es frecuentemente deseada, aunque esto no es muy común en el Noroeste peruano.

Una " $S_{or} \geq 0.35$ " es deseado para un proceso de Recuperación Mejorada de alto rendimiento, por métodos más costosos tales como Procesos Termales. Con una economía favorable del proceso a implementar, reservorios de baja " S_{or} " pueden ser seleccionados para este tipo de recuperación mejorada bajo ciertas condiciones especiales.

2.- Historia de la Perfomance Pasada.

El pasado es un buen criterio para el futuro. Una buena base de datos es esencial, tal como corroborar si el reservorio ofrecerá características para la aplicación de los métodos de Recuperación Mejorada. Sobre todo ayudará al

mayor entendimiento de la geología del reservorio y el mecanismo de flujo. La expectativa general es que un reservorio con algunos problemas en el pasado igualmente tendrá algunos problemas para el éxito futuro de un proyecto de Recuperación Mejorada.

3.- Cuidados Extremos.

Mayormente se tendrá cuidado en la aplicación de los siguientes tipos de reservorios:

- Razones de espesor de reservorio, con espesor neto productivo, muy altas (ht / hn)
- Pequeñas áreas extendidas (zonas no homogéneas).
- Reservorios de alta heterogeneidad, fallados y/o fracturados.
- Espesor productivo delgado con un extenso acuífero.
- Gravedades API del petróleo con valores extremadamente bajos.
- Reservorios demasiado profundos y calientes.
- Presencia de arcillas

4.- Criterios económicos, geopolíticos, políticos y empresariales.

En muchos casos no es posible implementar un método de Recuperación Mejorada técnicamente factible debido a tales criterios. Precios actuales del crudo y la escena del futuro geopolítico, así como las decisiones de gerencia que están a la vanguardia en un proceso de investigación de Recuperación Mejorada.

Por ejemplo: Si el precio del petróleo permanece en los actuales niveles bajos, debido a exceso de producción en relación con la demanda, lo que afecta directamente los precios del petróleo, existe menos posibilidad que un proceso de inyección de químicos tenga amplia aplicación en el campo. Sin embargo, incentivos gubernamentales tales como incentivos e impuestos preferenciales, pueden cambiar la visión empresarial de la gerencia.

En esencia la presentación de los criterios mencionados incluyen tres consideraciones básicas y elementales: técnicas, económicas y políticas.

7.2.-CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA LOS RESERVORIOS DEL NOROESTE PERUANO.

En la Tabla N° 26, se presenta en forma esquematizada un cuadro guía de criterios técnicos de selección como una herramienta de selección preliminar, para todos los métodos de Recuperación Mejorada. Los cuales han sido obtenidos de información estadística de los proyectos ejecutados de Recuperación Mejorada en el mundo y de la información bibliográfica obtenida de cada uno de los métodos.

Este cuadro de criterios técnicos se puede utilizar como una herramienta de selección preliminar del método a aplicar y una vez realizado esto, es conveniente realizar estudios mas extensos que comprenden : geología, caracterización del reservorio-yacimiento, realizar estudios de simulación numérica y física del método seleccionado para determinar la factibilidad técnica, operativa, así como la disponibilidad del fluido a inyectar y a partir de allí determinar la factibilidad económica-financiera.

En la Tabla N° 26, están consignados los requerimientos mínimos para la aplicación de cada método; estos criterios no pueden considerarse absolutos y rígidos en la selección del método de Recuperación Mejorada mas adecuado para aplicar a un campo en estudio, por ejemplo, si el requerimiento para un método es de una porosidad $> 20\%$, no quiere decir que el método no será aplicable a un reservorio con porosidad de 18 o 19 % .

La información estadística de los proyectos de recuperacion mejorada en el mundo (Tabla N° 18), fué comparada con los parámetros característicos de la formación Pariñas (Capítulo 5). Como resultado de esta comparación, presentamos la Tabla N° 27. En esta tabla se aprecia la similitud de característica comunes entre la formación Pariñas y aquellas en las cuales se aplicó los métodos de recuperación mejorada (valores promedio).

Por las características contrastadas entre los reservorios del mundo con el reservorio Pariñas dado en la Tabla N° 27. Los métodos de Recuperación Mejorada que presentan menores limitaciones técnicas para su aplicación en la formación Pariñas son: Inyección N₂ inmiscible, Inyección de agua, Polímeros, Microbial é Inyección CO₂ miscible LPG alternado con gas N₂.

La inyección de CO₂, no obstante de requerir mayores estudios, podría ser un método viable técnicamente en el Noroeste Peruano, Como mencionamos antes, este es el único método que ha continuado creciendo en producción desde su inicio, hace mas de 35 años.

7.3.- DISPONIBILIDAD DE LAS FUENTES DE FLUIDOS DE INYECCIÓN

Se refiere fundamentalmente a fuentes de gas natural, nitrógeno y agua.

Gas Natural.-

Para las operaciones de mantenimiento de presión por inyección de gas, se ha usado exclusivamente el gas asociado. En el pasado fué necesario instalar un sistema de gasoducto y compresores para recolectar este gas.

Paulatinamente fue decreciendo la disponibilidad de este gas natural, debido a la construcción de Plantas Industriales, el estado de agotamiento de los reservorios y también debido a que no se han descubiertos nuevas reservas.

PETROPERÚ, tuvo disponible en operaciones (Planta Pariñas), compresores de 2,000 psi para inyección de gas del sistema,. El volumen teórico manejable para estos compresores era de 8.0 MMPCD.

PETROMAR S.A. tuvo instalados compresores de gas en todas sus áreas, los cuales fueron empleados para gas lift en su mayoría.

Las fuentes de gas para inyección, podrían ser factibles de obtener según lo siguiente:

- Existe evidencia de la presencia de volúmenes considerables de gas en el área del Block Z1 y Z3
- La estructura Corvina, que se halla en el Lote Z1 es la única estructura donde se ha probado con la perforación de pozos la existencia de gas. Las reservas probables son 12 MMM ft³ y se estima que con la perforación de un pozo confirmatorio ampliar las reservas en otros 12 MMM ft³.

- En el área de Coyonitas existen reservas probables de gas no asociado del orden de 33.4 MMM ft³ provenientes principalmente de la formación Mogollón las cuales pueden ser explotadas de forma optima

Nitrógeno.

El nitrógeno (99.99%puro), producido por separación del aire, es posible conseguirlo mediante un proceso criogénico. La idea de usar nitrógeno o gases de chimenea (88% N₂, 12% CO₂) , para mejorar la producción de petróleo y gas se remonta a la década del 50. Esto no tuvo gran acogida debido a los bajos precios de los hidrocarburos. Actualmente debido a los incrementos en el precio del gas, ha vuelto a interesar el uso de nitrógeno.

Entre los tipos de proyectos donde puede ser usado el nitrógeno se incluyen:

- Mantenimiento de presión.
- Uso del nitrógeno como gas de empuje de LPG, CO₂ , y otros fluidos.
- Recuperación del petróleo del ático.

Las fuentes del nitrógeno en el Noroeste son los gases de combustión, que salen por las chimeneas de la Planta Termoeléctrica de Malacas, mechero de la Refinería Talara y por la chimenea de calderos.

También se ha logrado establecer consultas con la compañía Praxair S.A. dedicada a la venta e instalación de plantas de gas nitrógeno a efectos de tener información económica de la factibilidad de la instalación de una planta. Estableciéndose que mientras mayores sean los caudales de inyección de nitrógeno el costo del gas inyectado US\$ / MPC disminuirá de manera subsecuente.

Para lograr obtener un proyecto atractivo podría establecerse un volumen entre 10 a15 MMPCD, a la presión de 3000-6000 psig.

Agua.-

Las fuentes de agua son el mar , rios, pozos productores de agua. La instalación de plantas de tratamiento de agua son inherentes a todo proyecto de inyección de agua. No obstante, solo con propósitos informativos, a continuación se presentan algunas consideraciones respecto a posible utilización de fuentes de agua ya instaladas.

La Contratista Oxy-Bridas instaló en el noroeste una Planta de Tratamiento de Agua de Mar, sistema de distribución de agua de baja y de alta presión que cubrió toda el área de contrato.

8.0.- IDENTIFICACIÓN DE RESERVORIOS - YACIMIENTOS CON RESERVAS POTENCIALES DE RECUPERACION MEJORADA

8.1 METODOLOGÍA

Con el fin de identificar reservorios - yacimientos potenciales para recuperación mejorada, se procedió de la manera siguiente:

- (i) Se efectuó una búsqueda y recolección de información técnica relacionada con los criterios básicos discutidos anteriormente. Sobre este punto habría que mencionar que la información obtenida es muy escasa y dispersa, está fundamentalmente referida a nivel pozo y a intervalos muy pequeños de las formaciones productivas. Se preparó información estadística de acumulados de producción de petróleo, por reservorio - yacimiento.
- (ii) Se revisó los estudios anteriores efectuados, tanto por PETROPERU S.A. como por compañías consultoras.
- (iii) Basados en el análisis de resultados obtenidos en los proyectos de inyección de gas y agua previos del área de La Brea y Pariñas, así como los proyectos ejecutados por BELCO, Oxy-Bridas, PETROMAR S.A. y PETRO-TECH PERUANA S.A., se obtuvieron factores que relacionan la inyección acumulada de gas con la recuperación acumulada así como la recuperación mejorada obtenida en términos porcentuales con respecto al petróleo insitu para cada uno de los reservorios productivos. Tablas N° 20, 21, 24 y 25.

8.2.- SELECCIÓN DE YACIMIENTOS

No obstante el alto numero de yacimientos potenciales resultantes, para efectos prácticos de aplicación se ha elegido aquellos yacimientos que técnica y operativamente aparecieran mas viables para desarrollar proyectos de recuperación mejorada. Para la ubicación de yacimientos se ha tenido en consideración lo siguiente:

- Reservas por yacimiento mayores de 1000 MBIs.
- Formaciones con profundidades menores a 5000 pies.
- Ubicación geográfica.
- Estado actual de los campos

Como resultado de lo anterior para efectos prácticos de aplicabilidad del presente estudio, se ha seleccionado dos casos I y II de inyección de agua y gas respectivamente, ambos en la formación Pariñas, con los cuales se estima (en forma preliminar), obtener 5.7 MMBIs. de reservas por recuperación mejorada estimadas.

Es del caso mencionar que existen factores de riesgo técnico económicos. El riesgo técnico es debido a la complejidad geológica y principalmente a la falta de información de reservas por recuperación mejorada potenciales. El riesgo económico es debido a la fuerte tendencia a la baja del precio del petróleo. Estos factores de riesgo serán evaluados en los estudios de factibilidad técnico económico previos a la implementación de los proyectos.

8.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Los pronósticos de producción para el proyecto seleccionado, fueron calculados haciendo uso del método modificado de Bush & Helander. Los resultados se indican en la Tabla N° 28

9.0.- CRITERIOS ECONOMICOS DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

9.1.- APLICACIONES

Debido a que las decisiones de los futuros proyectos de Recuperación Mejorada están basados mas sobre el aspecto económico que sobre el criterio de selección, los futuros precios del petróleo serán de vital importancia.

9.2.- IMPACTO DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO SOBRE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Mayores y nuevos proyectos de recuperación mejorada se iniciarán solo si son rentables. Esto dependerá de la percepción de los futuros precios del petróleo.

El impacto de los precios inferiores desde 1986 en los Estados Unidos finalmente se manifestó en 1994 cuando la producción por recuperación mejorada (excepto la inyección de CO₂), disminuyó por primera vez debido a la disminución del numero de los proyectos. El numero de proyectos ha ido declinando subsecuentemente desde 1986, año en que los precios de petróleo cayeron. Tabla N° 11

9.3 Expectativas del Futuro Técnico y Mejora Económica

Actualmente, aún con los bajos precios internacionales del petróleo, existen muchos avances tecnológicos que continúan interesando a las compañías en invertir en Proyectos de Recuperación Mejorada. Estos incluyen:

- Sísmica tridimensional- para determinar donde se halla nuestro posible objetivo de petróleo, tanto en campos viejos como en nuevos.

- Uso de inyección horizontal de los pozos así como la producción de los pozos.
- Inyección horizontal económica en pozos con multilateral, radio corto.
- Métodos mas eficientes de simulaciones de reservorio.
- Espuma para el control de movilidad, especialmente en inyección de CO₂.
- Uso de Tecnología de alta resolución en el monitoreo de la inyección de fluidos en los reservorios.

Estos y otros avances tecnológicos tienen expectativas para mejorar el proceso en forma eficiente (exactitud) y optimizar los proyectos de Recuperación Mejorada en el futuro.

10.0.- EVALUACION ECONOMICA PRELIMINAR DEL PROYECTO

Procederemos a evaluar el atractivo económico de dos posibles proyectos: Inyección de agua y gas, por separado para luego establecer las diferencias, que nos permitan, el análisis técnico económico. En su ejecución se ha adoptado el análisis metodológico y parámetros usados por anteriores proyectos realizados de inyección agua y gas implementados en el Noroeste Peruano.

Se ha tratado de establecer estimados realistas de tiempo para el desarrollo de estudios y de los proyectos. Los estimados de inversiones y costos de operación están basados en estudios efectuados anteriormente debidamente actualizados.

A manera de aplicación práctica se presenta dos casos uno de inyección de agua y otro de inyección de gas, ambos en el mismo campo de tierra "PS", desarrollados en la formación Pariñas :

10.1 CASO I: Inyección de agua.

La inversión en perforación representa aproximadamente el 30% de la inversión total del proyecto. Los costos de perforación se han estimado en 100 US\$ por pie, la inversión total considera la construcción e instalación de facilidades para plantas de captación y tratamiento de agua.

Para el cálculo del número total de pozos a perforarse (productores e inyectores), en base a la información estadística, se determinó la relación de productores a inyectores. El cálculo para las facilidades de inyección - producción se efectuó también en base a información de campo (de estudios anteriores), debidamente actualizada.

La inversión por barril desarrollado tiene un valor de 3.75 US\$, para la inyección de agua, lo cual se considera razonablemente aceptable.

A continuación se presenta un sumario de los parámetros y/o criterios principales usados para las simulaciones económicas.

Inversión (MUS\$)	21,000
Precio del Petróleo (US\$/Bl.)	12.5
Gastos de Operación	
Costo Variable, US\$/ Bl.	1.97
Costo Fijo, MUS\$/ pozo-año	47.7
Impuestos %	30
Tasa de Descuento %	20

El Cuadro N° 1, presenta los resultados económicos obtenidos .

El sumario de los resultados económicos se muestra a continuación :

Inversión, MUS\$	21,000
Reservas por	
Rec. Mejorada, MBIs.	5,600
VAN al 20%, MUS\$	- 3,864
TIR, %	11.56
Inv. US\$ / Bl. Desarrollado	3.75

10.2 CASO II : Inyección de gas.

Se presenta un proyecto de inyección de gas en donde se minimizan costos, debido a la existencia de instalaciones en buen estado, que pueden ser usadas en la inyección de gas (En el área anteriormente se ha realizado una inyección de gas).

El cálculo para las facilidades de inyección - producción, se efectuó también en base a información de campo (de estudios anteriores), debidamente actualizados.

La inversión por barril desarrollado tiene un valor de 2.95 US\$ / BL., lo cual se considera razonablemente aceptable.

A continuación se presenta un resumen de los parámetros y/o criterios principales usados para las simulaciones económicas.

Inversión (MUS\$)	16, 528.1
Precio del Petróleo (US\$/Bl.)	12.5
Gastos de Operación:	
Costo Variable (US\$/ Bl.)	1.97
Costo Gas de inyección US\$/Bl.	1.5
Impuestos %	30.0
Tasa de Descuento %	20.0

El Cuadro N° 10, muestra los resultados económicos obtenidos

Los resultados económicos se muestran a continuación

Inversión, MUS\$	16, 528.1
Reservas por Rec. Mejorada, MBIs.	5,600.0
VAN al 20%, MUS%	- 703.04
TIR, %	18.28
Inv. US\$ / Bl. Desarrollado	2.95

10.3 Análisis de Sensibilidad

Se Procedió a realizar varias simulaciones económicas para ambos casos de inyección, variando los parámetros económicos mas importantes (precio del petróleo, gastos operativos, inversión y reservas) en + / - 40%, para cada parámetro de modo tal que logramos un ajuste adecuado a partir del cual se obtuvo resultados positivos. A continuación se muestran los resultados

SIMUL. N°:	INY. AGUA	INY. GAS	VARIACION
1	Precio	Precio	+40%
2	Precio	Precio	-40%
3	Gastos Op	Gastos Op.	+40%
4	Gastos Op	Gastos Op.	-40%
5	Inversión	Inversión	+40%
6	Inversión	Inversión	-40%
7	Reservas	Reservas	+ 40%
8	Reservas	Reservas	- 40%

Los resultados económicos se presentan en la Tabla N°s 29. Asimismo estos resultados se muestran en los gráficos de las Figuras N°s 70 y 71, en donde se hace el análisis del Valor Actual Neto vs variación porcentual de cada uno de los parámetros.

De lo anterior se infiere lo siguiente:

- **Inyección de agua .-**

Se ha logrado obtener resultados óptimos en las simulaciones 1 y 7 en las que se adoptaron las siguientes variables:

Inversión: 21.0 MMUS\$

Incremento Precio del petróleo de 22.5%

VAN: 20 % positivo (simulación 1).

Inversión: 21.0 MMUS\$
Incremento de las reservas de 30%
VAN: 20 % positivo (simulación 7).

- **Inyección de gas .-**

Inversión: 16.5 MMUS\$
Incremento Precio del petróleo:5%
VAN: 20 % positivo (simulación 1).

Inversión: 16.5 MMUS\$
Disminución de los gastos operativos de 12%
VAN: 20 % positivo (simulación 4).

Inversión: 16.5 MMUS\$
Disminución de las inversiones de 7%
VAN: 20 % positivo (simulación 6).

Inversión: 16.5 MMUS\$
Incremento reservas de 6%
VAN: 20 % positivo (simulación 7).

CONCLUSIONES

1.- Los métodos de Recuperación Mejorada en el Noroeste Peruano que presentan menores limitaciones técnicas para su aplicación son: Inyección de N₂ inmisible, Inyección de agua, Polímeros, Microbial é Inyección CO₂ miscible LPG alternado con gas N₂ (especialmente en la Formación Pariñas).

2.- El nitrógeno solo podría ser empleado como gas de empuje de otros fluidos mas costosos. Por requerir altas presiones de miscibilidad, no es posible aplicar en una inyección miscible, mientras que en el caso del CO₂ dependerá que la presión de miscibilidad sea alcanzada.

3.- Los métodos de Recuperación Mejorada por inyección de agua, a excepción de los proyectos en que se obtuvieron resultados negativos debido a que no contaron con un buen estudio de estructura y estratigrafía a nivel de cada bloque potencial, han sido también técnicamente exitosos como es el caso de los yacimientos Overales y Lobitos HOT II ambos en la formación Pariñas.

4.- Una de las dificultades actuales para el desarrollo de proyectos de inyección de gas está dada por la falta de gas para inyectar, así como la falta de programas agresivos de inyección de gas que implementen la infraestructura adecuada.

5- Las heterogeneidades de los reservorios que se presentaron así como un limitado estudio de ingeniería, no permitieron el éxito de varios proyectos de inyección de gas y/o agua.

6.- Los proyectos de inyección de agua llevados a cabo en el Noroeste Peruano se pueden clasificar de regular a exitosos técnicamente, las mayores dificultades encontradas se debieron a lo siguiente:

- Pobre comunicación entre pozos inyectoros y productores, debido al

severo fallamiento existente y a problemas estratigráficos.

- Ineficiencias de barrido por el agua inyectada, esto debido a que existen formaciones que están constituidas por unidades de diferente porosidad y permeabilidad. Características de reservorios heterogéneos.
- Baja eficiencia de barrido vertical y areal. Esto es el resultado de lo indicado líneas arriba en adición al fracturamiento hidráulico que es necesario realizar a los pozos inyectoros y productores.

6.- Los métodos térmicos de Recuperación Mejorada, no tienen experiencia de aplicación alguna en el Noroeste por lo que requieren mayores estudios, a fin de tener un criterio mas amplio de juicio y poder recomendar su aplicabilidad.

7.- Actualmente no es económico el inicio de nuevos proyectos de inyección de solventes (LPG), debido al costo de los mismos, lo que podría mejorarse si es inyectado en un proceso alternado con nitrógeno.

8.- Si la situación de precios mejora y se tiene en cuenta que el petróleo primario en el Noroeste es cada vez mas escaso y que en los reservorios existe una gran cantidad de petróleo a ser recuperado por métodos de recuperación mejorada; los desplazamientos miscibles son una alternativa a considerarse para el futuro.

9.- EL criterio técnico de selección de los Métodos de Recuperación Mejorada (Tabla Nº 26), no representa un criterio excluyente para los reservorios que presenten parámetros de reservorio cercanos a los valores promedio a los establecidos en la tabla mencionada, puesto que este solo representa un criterio inicial de factibilidad de aplicación de la selección del método.

10.- El origen de las fuentes naturales de CO₂ no está bien definido, pero uno de los mecanismos a los que se atribuye la generación del gas es la existencia de colonias de bacterias en contacto con el petróleo produciendo una serie de

reacciones químicas las cuales producirían subproductos (surfactantes y CO₂ y otros gases).

11.-Existe la necesidad de mantener el suministro estable de hidrocarburos de los reservorios, frente al desgaste de los mismos, ya que nuevos y grandes reservorios son cada vez mas escasos, siendo los métodos de Recuperación Mejorada una alternativa para lograr este objetivo .

12.- Solamente de Norteamérica (E.U.A. y Canadá) proviene el 56% de la Producción de petróleo por Recuperación Mejorada. en el mundo

13.- Aunque precios bajos desde 1986 hasta 1990 han reducido el numero de proyectos de Recuperación Mejorada, a partir del año 1996 la producción por Recuperación Mejorada se ha incrementado en los Estados Unidos.

14.- En el caso de la Inyección de agua, con una inversión de 21 MMUS\$ y un incremento en el precio del petróleo en 22.5% se ha obtenido un VAN al 20 % lográndose obtener resultado positivo, en esta simulación.

15.-En la Inyección de gas con una inversión de 16.5 MMUS\$ y un incremento en el precio del petróleo de 5% se ha obtenido un VAN al 20 % lográndose obtener resultado positivo en esta simulación.

RECOMENDACIONES

1.- Realizar estudios posteriores mas extensos para los métodos de Recuperación Mejorada técnicamente factibles expuestos en el presente trabajo, y que tienen expectativas de ser económicos en el Noroeste Peruano.

2.- Para superar las limitaciones presentadas en los proyectos de inyección de agua y de gas en el Noroeste es recomendable realizar lo siguiente:

- Realizar estudios detallados de estructura y estratigrafía, a nivel de cada bloque potencial, para así ajustarse al tamaño y la configuración geométrica individual de cada bloque fallado. Esto resultará en numerosas pequeñas operaciones de inyección de agua o gas que pueden ser operados en forma individual con una adecuada supervisión técnica.
- Caracterizar los reservorios en unidades de flujo en sección horizontal y vertical, haciendo uso de técnicas como geoestadística, y de herramientas de registro a hueco entubado.
- Análisis de porosidad y permeabilidad de muestras de núcleos (evaluación de la saturación de fluidos), mediante el uso de herramientas de alta resolución, que nos permiten el análisis de la estructura de los poros de la roca que están siendo inyectados .
- Utilizar técnicas de simulación numérica de reservorios, para determinar la factibilidad técnica de realizar la inyección de agua y/o gas, antes de implementar proyectos piloto en el campo.
- Implementar los proyectos con modernos simuladores que nos permitan realizar pronósticos exactos y tomar la mejor alternativa de inyección y optimizar el diseño de simulación numérica, que nos permita predecir en forma adecuada los resultados del proyecto a futuro.

- Realizar proyectos pilotos de inyección de agua y/o gas, que sirvan para ajustar los modelos de simulación numérica antes de iniciar la ampliación de los pilotos a proyectos de mayor envergadura.

Adicionalmente es recomendable tener en cuenta:

- Existe evidencia de volúmenes considerables de gas del área del Lote Z-1 y Z-3, en el Zócalo del Noroeste.
- Realizar una evaluación de la condición mecánica de los pozos con posibilidad de convertirse en inyectores. Los pozos mas antiguos lógicamente requerirán de un acondicionamiento previo a la conversión a pozo de inyección.
- Tomar las medidas preventivas ante la presencia de corrosión de instalaciones tales como el uso de inhibidores de corrosión a fin de minimizar los efectos en las instalaciones de producción e inyección de fluidos.

3.- Una vez elegido el reservorio candidato debemos evaluar cuales son sus características técnicas operativas favorables y desfavorables a fin de tener un conocimiento completo de cuales son nuestras limitaciones técnico operativa para aplicar el método de Recuperación Mejorada elegido.

4.- El proyecto que resulte con las mejores características técnicas para su aplicación en el Noroeste Peruano, debe de estar justificado, además sobre la base de utilidades económicas sobre la inversión. Es importante advertir, que actualmente que los recursos económicos escasean se debe, evitar errores que nos impliquen resultados negativos.

5.- Adquirir los conocimientos tecnológicos recientes usados en los procesos de Recuperación Mejorada en el mundo, con el objetivo de lograr resultados óptimos tanto en el diseño como en la ejecución del proceso.

6.- Intercambiar información con otras compañías en el exterior que están realizando trabajos similares a fin de contar con mayor información y criterios mas amplios para el método a aplicarse.

7.- Luego de tomada y puesto en ejecución la decisión, el tiempo nos indicará si fue la mejor. Debemos hacer lo posible para que tenga éxito, pero si en el camino debemos replantearla no dudemos en hacerlo, el ser obsecado y el tratar de imponer criterios sin asideros cuantificables, sin corregir a tiempo las fallas, nos llevará a ahondar el problema, todo cambio debe ser permeable a las mejoras, apenas se detecte que algo no camina bien.

ANEXO I

1.-Combustión insitu

1.1.- Aplicaciones de Campo : Yacimiento Suplacu de Barbacau (Rumania)

El yacimiento de Suplacu de Barbacau está ubicado al N.O. de Rumania. Constituido por arenas ligeramente esquistasas con un tamaño de grano grueso e inconsolidado en promedio. Las principales propiedades de este reservorio son dadas en la Tabla N° 1

La recuperación por métodos primarios ha sido estimado en " 9 % del petróleo insitu ". Se decidió que el uso de métodos térmicos sería el único camino para un aumento substancial de la recuperación. la falta de generadores de vapor de gran capacidad y el inadecuado equipamiento de los pozos, eliminó la posibilidad de la inyección de vapor y se opto por el proceso de la Combustión Insitu.

1.2.-Prueba piloto

En 1,964 se inició un experimento de combustión seca, en un arreglo de cinco pozos invertidos de 54,000 ft². La producción se incremento de 18.9 BOPD a 628 BOPD por pozo, por lo que se extendió el proceso a un arreglo nueve pozos de 216,000 ft², usando el mismo pozo inyector.

Los principales resultados son dados en la Tabla N° 2 :

La alta recuperación y la baja relación aire / petróleo origina una gran recuperación fuera del alineamiento.

1.3.-Operacion Semi - Industrial

Entre 1,967 y 1,971 el proyecto se extendió a 8 arreglos en línea de 9 pozos de 432,000 ft² ubicados en la parte alta del campo.

La cantidad total de aire inyectado en esta zona alcanzo 15.8×10^6 ft³/ día. La relación aire / petróleo fue de aproximadamente 8426.7 ft³ / bbl entre 1,963 y 1,967.

Conjuntamente a la aplicación de la combustión en la zona, se realizaron análisis de laboratorio para determinar varios parámetros de la combustión.

Se realizaron ensayos en un tubo de combustión para seguir al frente de combustión durante la inyección combinada de aire y agua.

La velocidad del frente de combustión húmeda, resulto levemente mayor que la velocidad del frente de combustión seca, a pesar de reducir en un tercio (1/3) la densidad del flujo de aire. Para la relación agua / aire considerada, esto provoco que disminuyera en un tercio el requerimiento de aire. El requerimiento de aire es definido como la relación entre la densidad de flujo de aire y la velocidad del frente de combustión.

Además se realizaron dos ensayos de laboratorio para determinar las ventajas de la inyección de agua después de un barrido parcial con un frente de combustión seco. Durante el primero el tubo guía seco totalmente, mientras que en el segundo, sólo una parte del tubo fue barrido con una combustión seca, inyectando posteriormente agua (cuando dejo de producir petróleo).

La producción de petróleo continuó aun después de interrumpir la inyección de aire. Bajo las condiciones de ensayo descritas, la inyección de agua detrás del frente de combustión permite recuperar una cantidad adicional del 11% del petróleo insitu.

Esto permitió la extensión del proceso a un área mayor, relacionando combustión seca, combustión húmeda e inyección de agua en las zonas barridas por el frente de combustión.

1.4.- Operación industrial

El proceso de Combustión Insitu continuó aplicándose en la parte alta del reservorio y se extendió hacia el Este y Oeste, siendo el desplazamiento normal entre pozos de 328 pies. La configuración de un pozo inyector central rodeado de pozos productores puede apreciarse en el esquema de la Figura N° 1

El frente de combustión se mueve pendiente abajo desde la línea de pozos inyectores mejorando así el barrido horizontal.

La capacidad de compresión del aire, que era de 19.4×10^6 ft³/d. en 1974 se incremento a 74×10^6 ft³/d, con la puesta en marcha de una nueva estación compresora capaz de suministrar 5.64×10^6 ft³ /d de aire a una presión de 15 bar. El flujo de aire que se inyecta ahora es de 6.35×10^7 ft³ /d. El incremento en el flujo de aire provoco el correspondiente incremento del numero de pozos inyectores, de 11 que había en 1974 a 19 en 1975, 32 en 1977 y finalmente 38 pozos.

La combustión húmeda ensayada en nueve pozos en 1976 y 1977, se extendió a 20 pozos en 1978 y 1979. El ciclo de inyección es de 10 días de inyección de aire y dos días de inyección de agua. La relación entre agua y aire inyectado esta entre 2.82 y 5.64×10^{-3} ft³/bbl, la cual es inferior a los valores determinados en el laboratorio.

La inyección de agua en la zona barrida por el frente de combustión se realiza en pozos distanciados a 656 pies (21 líneas) del frente de combustión. Los caudales de inyección son aproximadamente de 1264ft^3 /d x pozo. El programa de inyecciones de : 3 días inyectando, 3 días de no inyección , y así sucesivamente, para evitar una posible canalización del agua hacia el frente de combustión, que

puede producirse si se inyecta continuamente. La formación de emulsiones muy estables demanda el desarrollo de instalaciones para el tratamiento.

La polución de petróleo de la zona afectada por la combustión (pozos produciendo gases de la combustión) se elevó de un promedio de 1200ft³/d en 1974 (84 pozos productores afectados) a 2822ft³/d a fines de 1977 (175 pozos afectados) y cerca de 3528ft³/d en 1979 (205 pozos afectados). Este incremento en la producción se originó por el aumento de la capacidad de compresión, una mayor extensión del frente de combustión que tiene ahora unos 13120 pies de largo, la perforación de nuevos pozos productores, la inyección de agua detrás del frente de combustión y la combustión húmeda.

La producción de petróleo de la zona afectada por la combustión es de cerca del 70 % del total de la producción del campo, cubriendo el área afectada por la combustión solo el 6% del total del campo.

Como se muestra en la Figura N° 2, el incremento de la producción de petróleo correspondió al incremento en la capacidad de inyección de aire. Así, la producción de petróleo desde la zona influenciada promedió 2200 bbl/d en 1974, con 84 pozos productores influenciados por combustión. Esto alcanza los 6300 bbl/d en 1978 y 10400 bbl/d en 1987 con aproximadamente 600 pozos en total afectados por el proceso.

La razón promedio de aire/petróleo fué mantenida entre 9.5M scf/bbl y 11.3Mscf/bbl en el período 1973-1979 y se incrementó a 14.2 Mscf/bbl después de 1985.

El conocimiento de la posición del frente de combustión es de gran importancia, especialmente para operaciones en escala industrial.

Para determinar la posición y velocidad del frente de combustión se recurrió a dos métodos originales.

El primero consiste en medir la temperatura del fluido en la cabeza del pozo para obtener curvas de igual temperatura para un instante dado. Se pueden comparar mapas isotérmicos en diferentes fechas y determinar así las direcciones preferenciales de propagación y las velocidades del frente de combustión.

El segundo método consiste en analizar los datos obtenidos en la línea de pozos direccionales N-S, perpendicular al frente de combustión de dirección E-O, los caudales de gas y petróleo, el oxígeno contenido en el gas y las temperaturas del fondo del pozo.

Estos datos dan importante información sobre la existencia de discontinuidades en el frente de combustión o cualquier cambio natural o inducido del proceso y sirven para definir los procedimientos dirigidos a regularizar el proceso de combustión y la velocidad del frente.

Para controlar la propagación del frente de combustión se utilizan los siguientes métodos :

- * Disminución de la producción de gas en pozos productores por estrangulación o eventual cierre.
- * Estimularon de pozos productores mediante la inyección de vapor.
- * Creación de un frente de combustión secundario perpendicular al principal, en la zona donde el frente de combustión no sigue las isobaras.
- * Combinación de la inyección de aire y agua

Cuando se realiza una operación a escala industrial, se plantean varios problemas operacionales, algunos ejemplos de soluciones a ellos son

El enfriamiento de los pozos productores cuando el frente de combustión está cerca se realiza inyectando agua en el espacio anular. (105 a 140 ft³/ d).

La construcción de chimeneas diseñadas para la evacuación de grandes volúmenes de gases de combustión entre ellos CO.

En Julio de 1,970 se realizó una evaluación inicial de la recuperación obtenida por Combustión Insitu, y se estimó que llegaba al 35%. En 1,975 la recuperación llegó a 38.2 % debido a la perforación de pozos adicionales, cambios de locación de pozos inyectores y la inyección de agua en la zona barrida por el frente de combustión. En 1,980 debido a la combustión húmeda y a la inyección de agua detrás del frente de combustión y la recuperación alcanzo el 47.5 %.

Las evaluaciones posteriores elevaron al 52.7 % el índice de recuperación del crudo.

Estos resultados justifican la continuidad de la explotación industrial del Campo Suplacu de Barbacau por Combustión Insitu. De acuerdo a la cantidad de aire inyectado y petróleo producido, este proyecto puede ser considerado como la más importante operación de Recuperación Mejorada por Combustión Insitu en el mundo.

Conclusiones

Es evidente que el diseño conveniente de un proyecto de Combustión Insitu depende grandemente de la correcta evaluación de los parámetros involucrados. Mientras las Figuras presentadas en la sección anterior son de ayuda en la determinación de la magnitud de los parámetros, no son suficientemente confiables para diseñar un proyecto específico.

Por esta razón es esencial que investigaciones de laboratorio, estudios de simulación a un bloque definido sean realizadas para el reservorio considerado para una Combustión Insitu, para medir los parámetros diferentes y formular una estrategia para la implementación del campo.

2.- INYECCION DE NITROGENO

2.1.-Aplicación de la Inyección de Nitrógeno

A continuación se presenta un caso típico de aplicación de la inyección de nitrógeno:

Los campos Jay/Iec descubiertos en 1960 producen petróleo de reservorios de rocas carbonatadas en Florida, Panhandle y South Alabama, Los campos fueron unificados y se inicio la inyección de agua durante 7 años . Se seleccionó el nitrógeno porque tiene propiedades similares a las del gas natural y es mas económico que este ya que el gas natural tiene un valor como combustible evaluado en 1\$/MMBtu. Es mejor que el gas CO₂, porque ser económico y presenta menos problemas en su manejo en comparación con el CO₂ este esencialmente como agente corrosivo del tubing.

El Nitrógeno es comprado a un proveedor y sometido a una subsecuente compresión a 7600Psig. y distribuido a los pozos inyectoros existentes mediante un amplio sistema existente de distribución en el campo, además se cuenta con una planta de desecho del Nitrógeno. Los motores eléctricos serán la fuente principal de impulsión; la inyección empezó en diciembre de 1981.

La Tabla N° 3 refleja las características de reservorio que se tienen operando

2.2.-Recuperación Adicional Estimada

El proyecto base implica una inyección inicial de 20% del volumen poroso de hidrocarburo con Nitrógeno a un régimen de 67 MMPCD que empezó a finales de 1981, continuando la inyección de agua hasta su depletación en 1992, el petróleo producido por inyección de agua se estima en 37.5 MMBbl.

Se estima que la inyección de nitrógeno no afectara en la recuperación durante el primer año de inyección y esta declinará hasta 40 MBOPD, a partir del cual empieza la recuperación terciaria durante los siguientes doce años de inyección de nitrógeno que termina a finales de 1996 y que seguirá por una rápida declinación hasta su depletación en 2004 con lo que se recuperará 84.7 MMBls , si restamos el

petróleo recuperado por inyección de agua se tendrá 47.2MMBls. de petróleo obtenido por recuperación mejorada, lo que representa un incremento del 6.5% de los 728 MM Bbls. de petróleo original insitu.

La recuperacion mejorada se debe principalmente a la inyección de nitrógeno miscible a un alto régimen, la respuesta llega en corto tiempo como es notable.

Otras opciones son:

1.-Iniciar el proyecto tan pronto como sea posible usando la inyección de gas natural disponible.

2.-Inyectar nitrógeno a alto régimen (50, 100 a 150 MMPCD), Si se inyecta nitrógeno más allá de 1996, la producción no declinaría tan rápidamente, obteniéndose un mayor volumen de recuperación terciaria.

3.- INYECCION DE POLIMEROS

3.1.- Aplicación de la Inyección de Polímeros

Unidad Sleepy Hollow Reagan, Estados Unidos

El caso del reservorio Reagan (Christopher, et al. 1988) muestra que la selección del reservorio para la inyección del polímero fue hecha debido a la desfavorable relación de movilidad bajo desplazamiento por agua (la viscosidad del petróleo era de 24 Cp y la viscosidad del agua de inyección era de 0.71 Cp) .

Pruebas de laboratorio fueron desarrolladas primero para determinar la viscosidad, el factor Screen, y la degradación por cizallamiento (shear) de diferentes muestras de fluido usando agua de baja salinidad. Después de escoger el polímero poliácridamida, el cual proveía los mejores resultados, pruebas de desplazamiento en el medio poroso usando soluciones de polímeros y saturaciones residuales de un petróleo refinado fueron desarrolladas para determinar la medida del factor de resistencia y el factor de resistencia residual.

El recobro incremental de petróleo fué de 10.1% del petróleo original por aplicación de la inyección de polímeros. Fue estimada usando el flujo fraccional predecido por Patton et, al 1971. La viscosidad de 22 Cp. de la solución de polímero fluyendo a través del medio poroso (viscosidad aparente) desplaza hacia la derecha el flujo fraccional en la curva, Figura N° 3

El valor del corte de agua producida fue reducido a la vez que la solución de polímero fue dirigida hacia una zona no barrida o pobremente barrida del reservorio. Usando técnicas de simulación, las características del reservorio fueron descritas por un macheo de historia del desarrollo del desplazamiento por agua en un simulador de petróleo negro 3D.

La solución de polímero en el reservorio fue simulada usando los resultados del macheo de historia, y una óptima concentración de 750 ppm y un tapón de un 48% de el volumen poroso fue recomendado.

Usando un factor de resistencia de 28.63 y una relación de movilidad reducida de 0.26 a la saturación de petróleo residual, el simulador predijo incremento de recobro de 8% del petróleo original.

Una prueba de inyektividad es realizada con el objetivo "desarrollar la experiencia en mezclas de polímeros en el campo, y así evaluar la inyektividad y detectar algún significativo taponamiento del pozo lo cual dio buenos resultados y también evaluar la calidad insitu de la solución del polímero" (Christopher et. al, 1988)

Pruebas de presión Fall off, que muestran la performance de producción, muestras de Swab fueron analizados, concentración del polímero y los rastreadores fueron medidos. De los resultados del campo que se realizaron con las pruebas, estas mostraron una regular pérdida de inyektividad, también la degradación del polímero. Decidieron el uso conservador de polímero de bajo peso molecular con una solución viscosa de 10 Cp. a 1000 ppm de concentración de polímero.

3.2.- Instalaciones de Producción

Las instalaciones de producción están mostrados en la Figura N° 4 y donde están diseñados para un régimen de inyección máxima de 25M BWIPD @ 250 Psig y un mínimo de 8 días de capacidad de tanque de polímero.

El polímero de alta concentración de solución es transportado al tanque por camiones cisterna hasta el lugar, luego es inyectado el agua para su mezcla a un caudal tal que al final se tenga la concentración diseñada; es importante que la mezcla y las líneas de inyección del fluido permanezcan estables.

Adicionalmente 10 Pozos productores fueron convertidos a inyectores y un sistema de control de calidad fue instalado.

Los parámetros de control de calidad tal como el factor Screen y la viscosidad de la emulsión concentrada de la solución diluida fueron tomados de la mezcla de planta

y de cada cabeza de pozo. Para reducir el cizallamiento y la caída de presión en el sistema de tubería, bobinas de tubing se usan como restricción al flujo y filtros de cabeza de pozo con filtros de grandes áreas.

La performance de la inyección de polímeros se muestra en la Figura N° 5. El régimen de producción de petróleo se incrementa desde comienzos de la inyección del polímero y el corte de agua (WOR) ha decrecido substancialmente. Los resultados actuales son favorables, especialmente considerando la implementación de la inyección de polímeros en un período corto de un reservorio con impulsión de agua.

BIBLIOGRAFIA

- Larry W. Lake Enhanced Oil Recovery Ed. 1979
- Kenji Ono Hemanta Sarma "Introduction to EOR Methods & Applications"
Enhanced Recovery Laboratory - Technology Research Center - Japan
National Oil Corporation. Chiba - Japan.
- SPE REPRINT SERIES Nº7 THERMAL RECOVERY PROCESSES:1979
- SPE REPRINT SERIES Nº 23 EOR FIELD CASE HISTORIES:1987
- Applied Enhanced Oil Recovery Aurel Carcoana Ed. 1992.
- Evaluación Preliminar y Planificación de Operaciones de Recuperación
Secundaria Noroeste. Dpto. Ingeniería de Reservorios PETROPERU 1986
- Mungan N. World Oil Set 1981 -
- Petróleo Internacional Set- Oct. 1979
- Petróleo Internacional Set- Oct. 1984
- Oil & Gas Journal Abril 1996
- Holm L.W. JPT Nov 1987 245-
- Evaluación de los Proyectos de Recuperación Mejorada por Inyección de GLP
en el Noroeste. INGEPET 1990
- J.J. Taber, SPE F.D. Martin & R.S. Seright JPT Ago. 97 vol.12 Nº 3

CLASIFICACION GENERAL DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

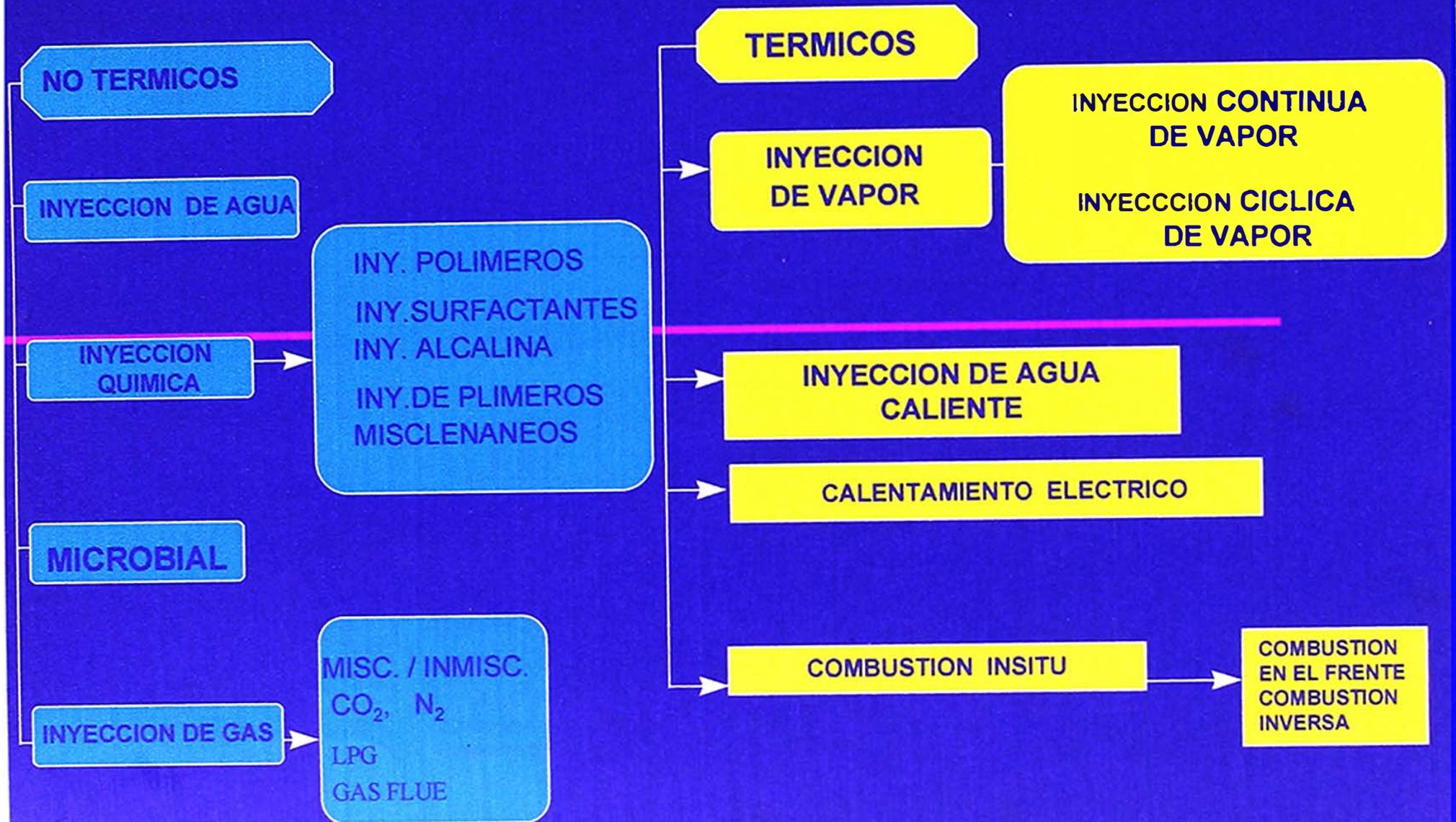


FIGURA N° 1.1

CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA EN LA VIDA PRODUCTIVA DE UN YACIMIENTO DE PETROLEO

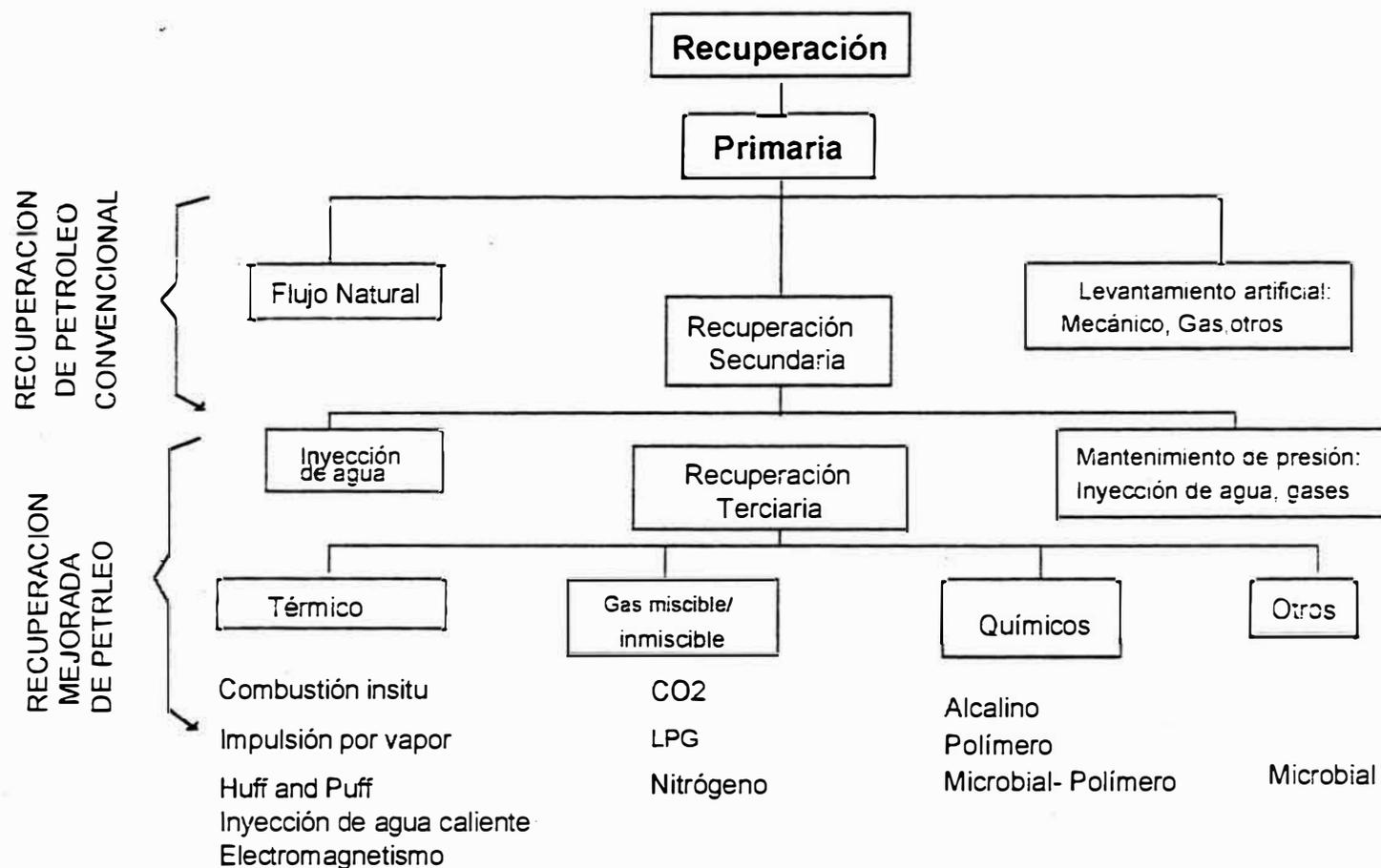


Figura Nº 2

ESQUEMA DE UN PROCESO DE INYECCION DE VAPOR Y PLANTA DE GENERACION DE VAPOR Y PLANTA DE GENERACION DE VAPOR

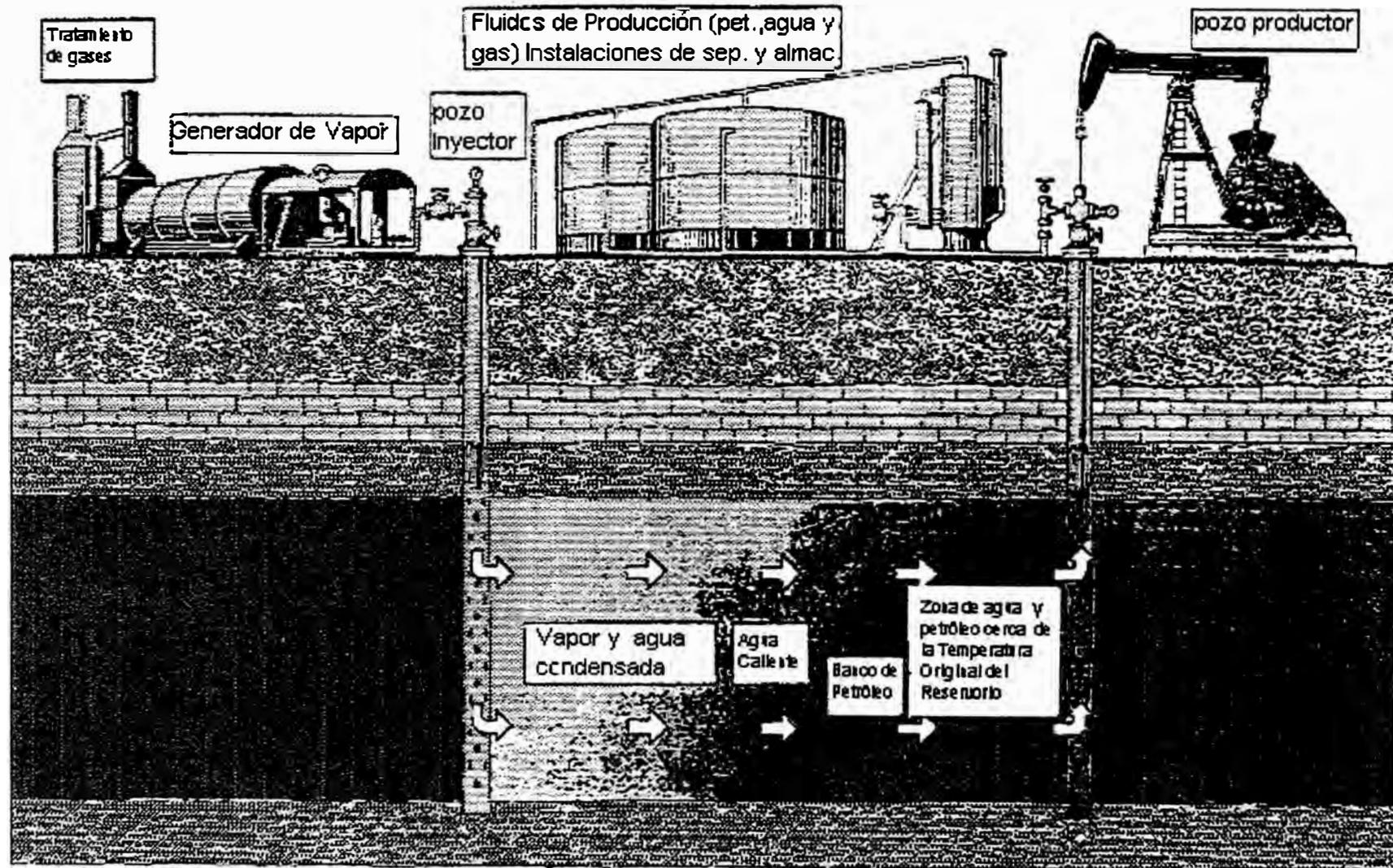


FIGURA N° 3

ESQUEMA DE LA SECUENCIA DEL PROCESO DE INYECCION DE VAPOR CICLICO

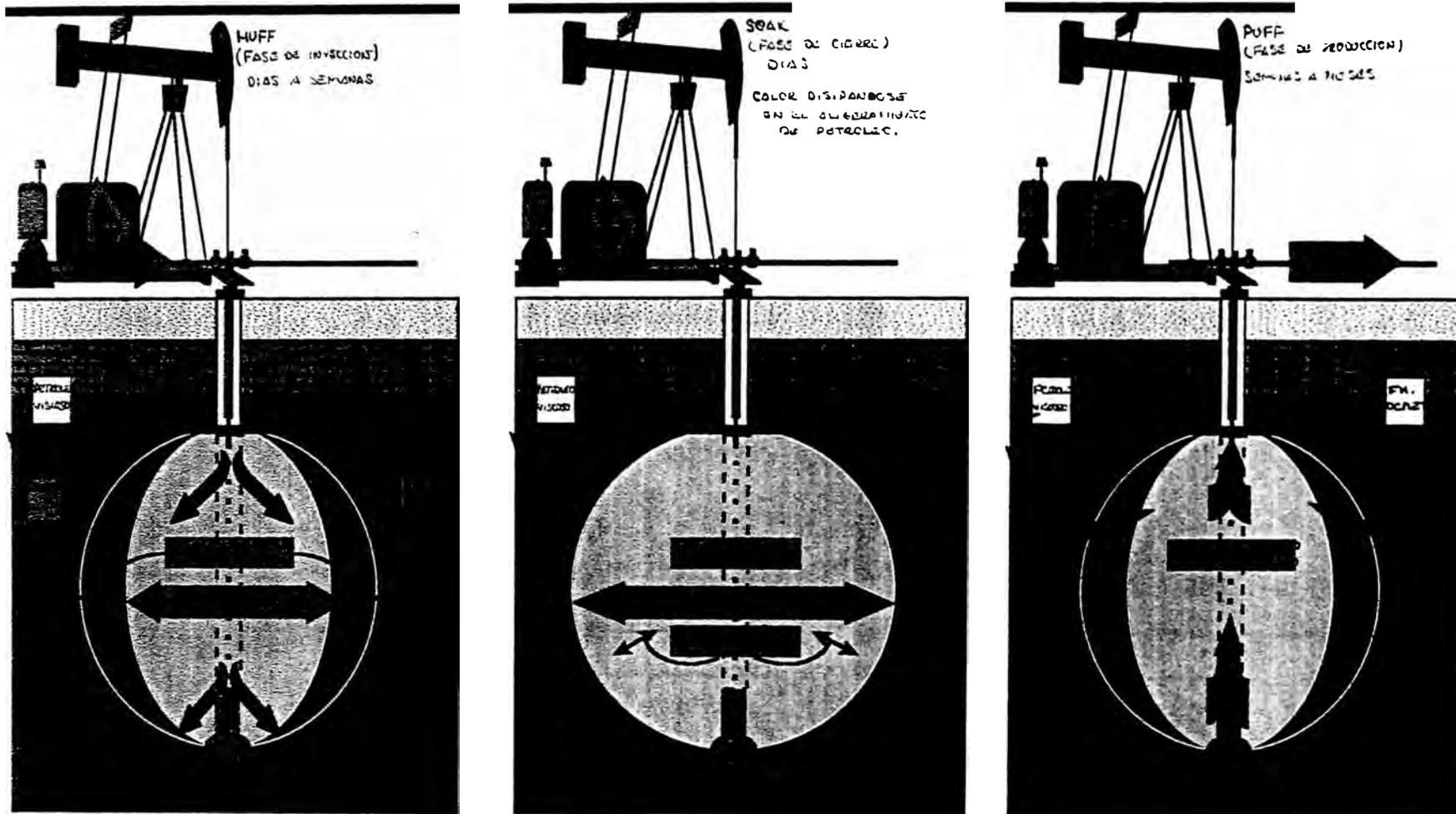


FIGURA N° 4

Proceso Electrotermal Diseñado para un pozo

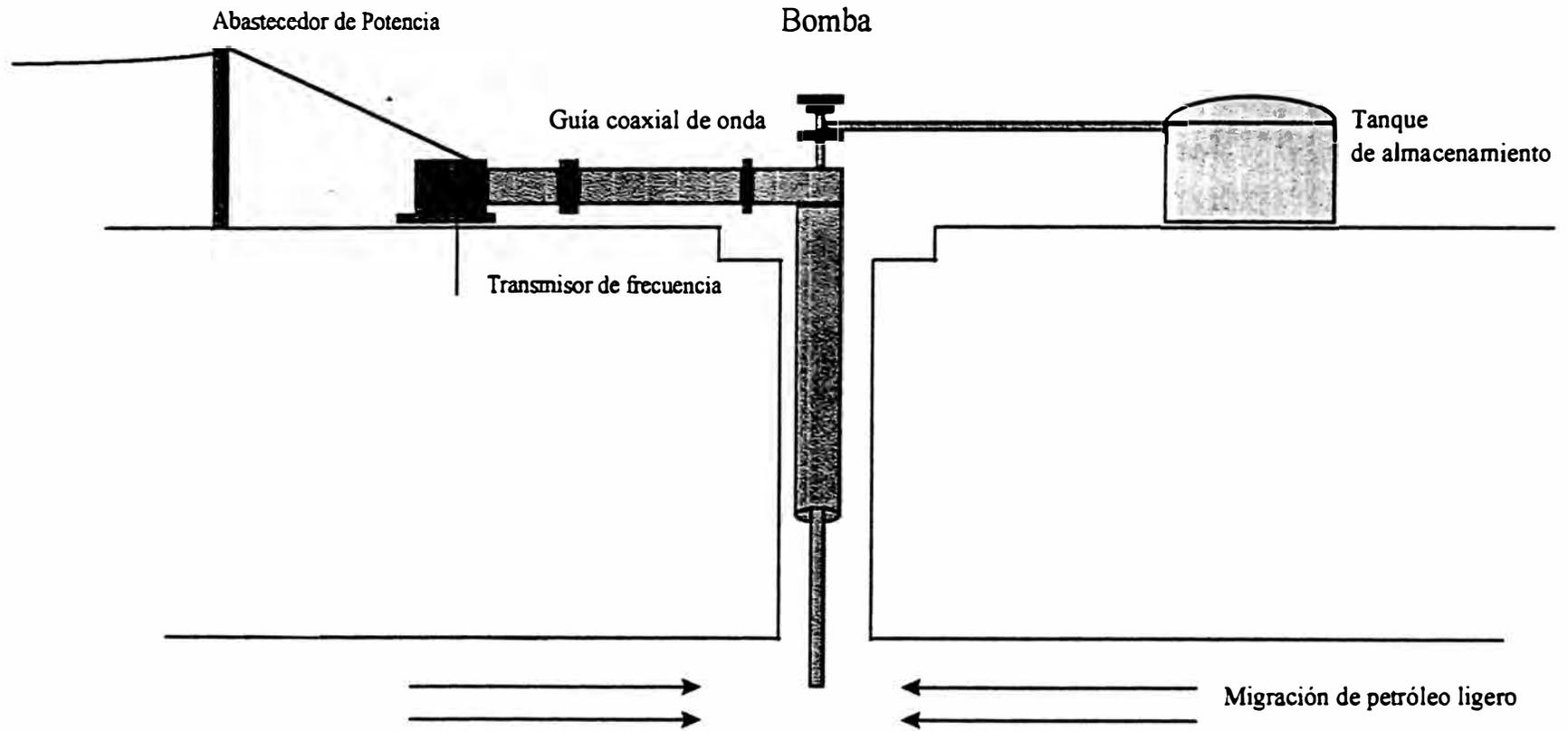


FIGURA N° 5

ESQUEMA DEL PROCESO DE COMBUSTION IN SITU

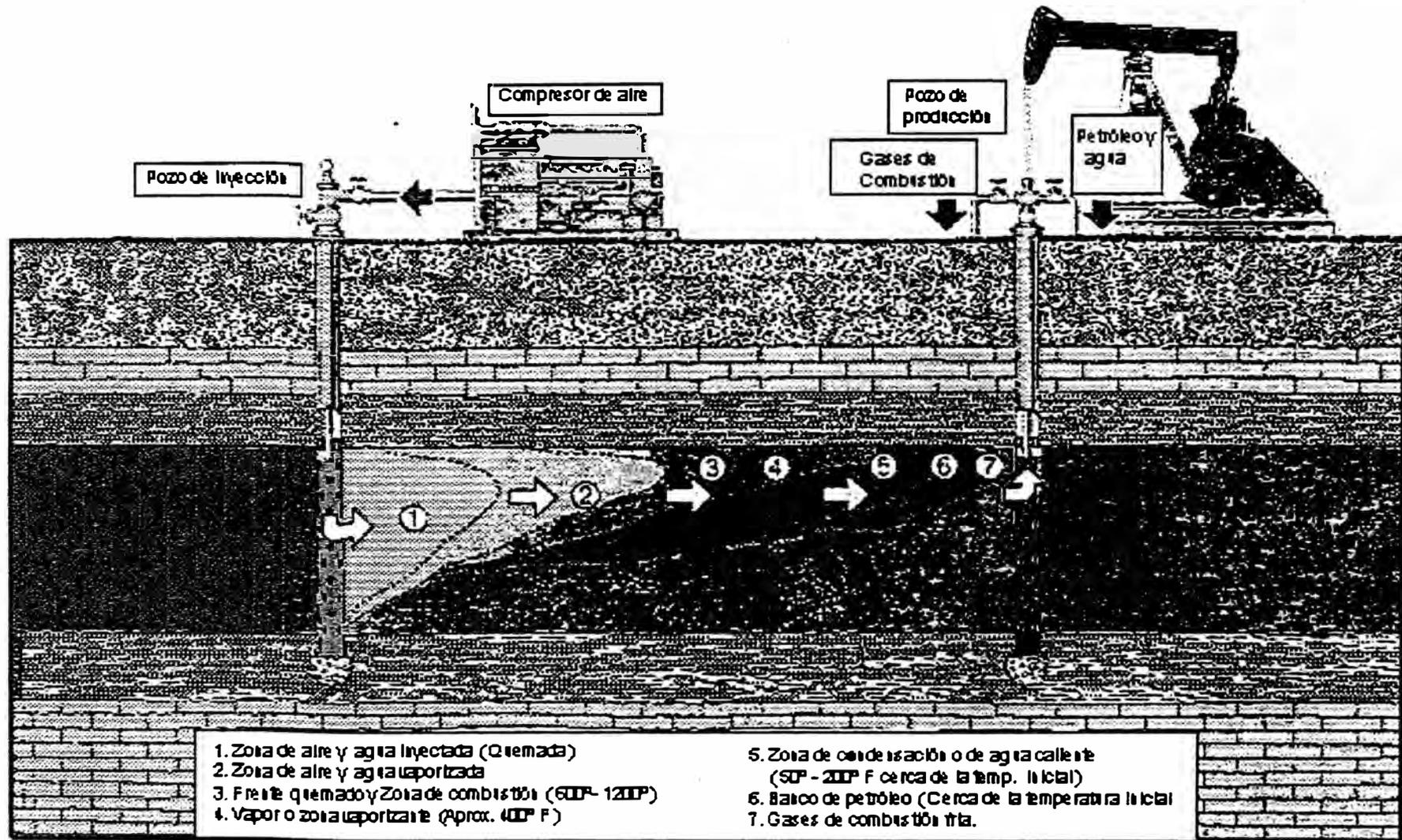
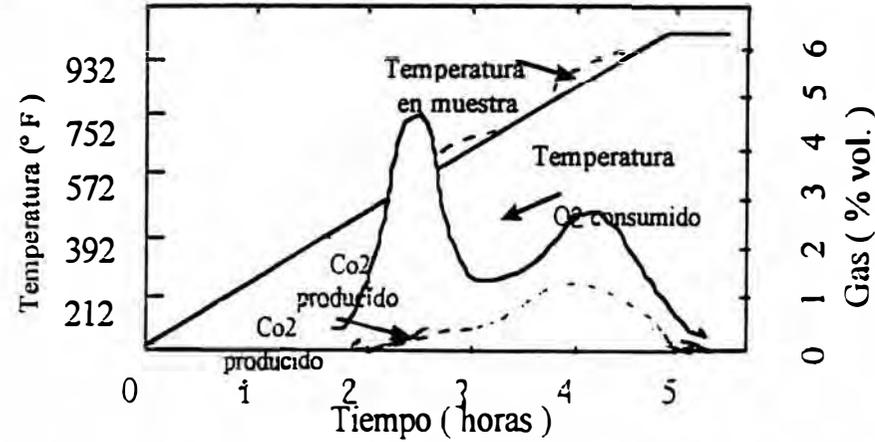


FIGURA N° 6

ANALISIS DE LA DEFERENCIA TERMAL DE UN PETROLEO



Perfiles de Temperatura en combustion seca y humeda

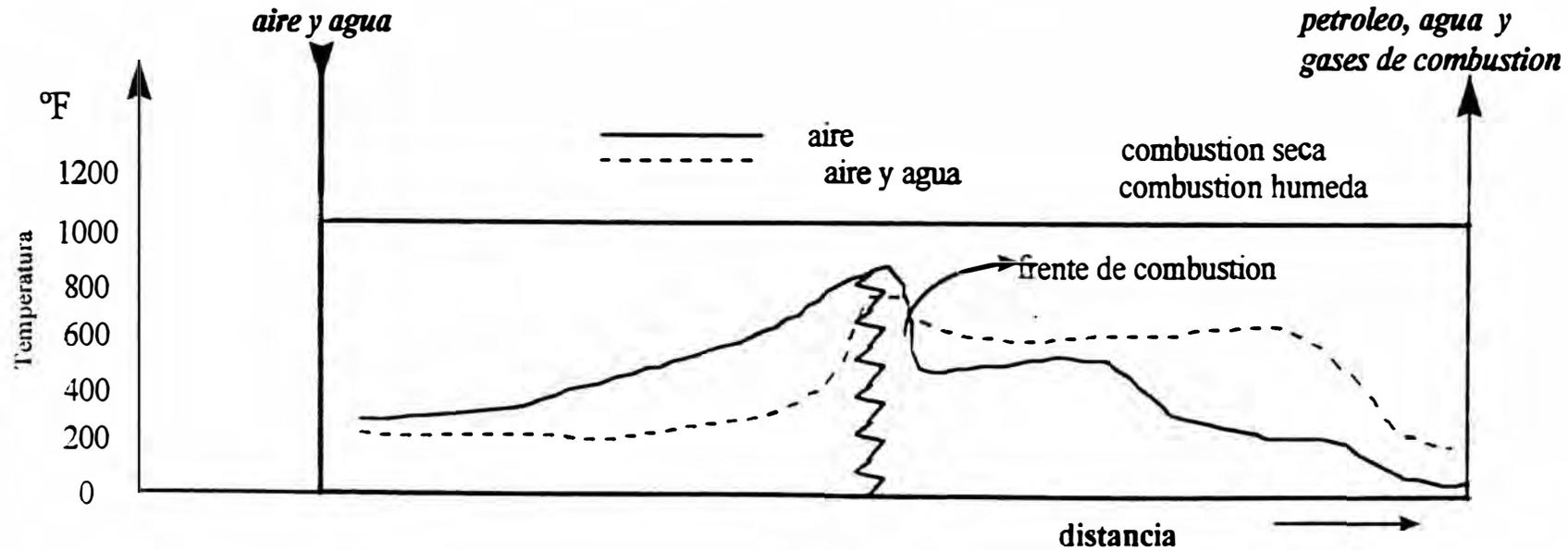


FIGURA Nº 7

Combustión Reversa

Perfiles de temperatura de una combustión inversa

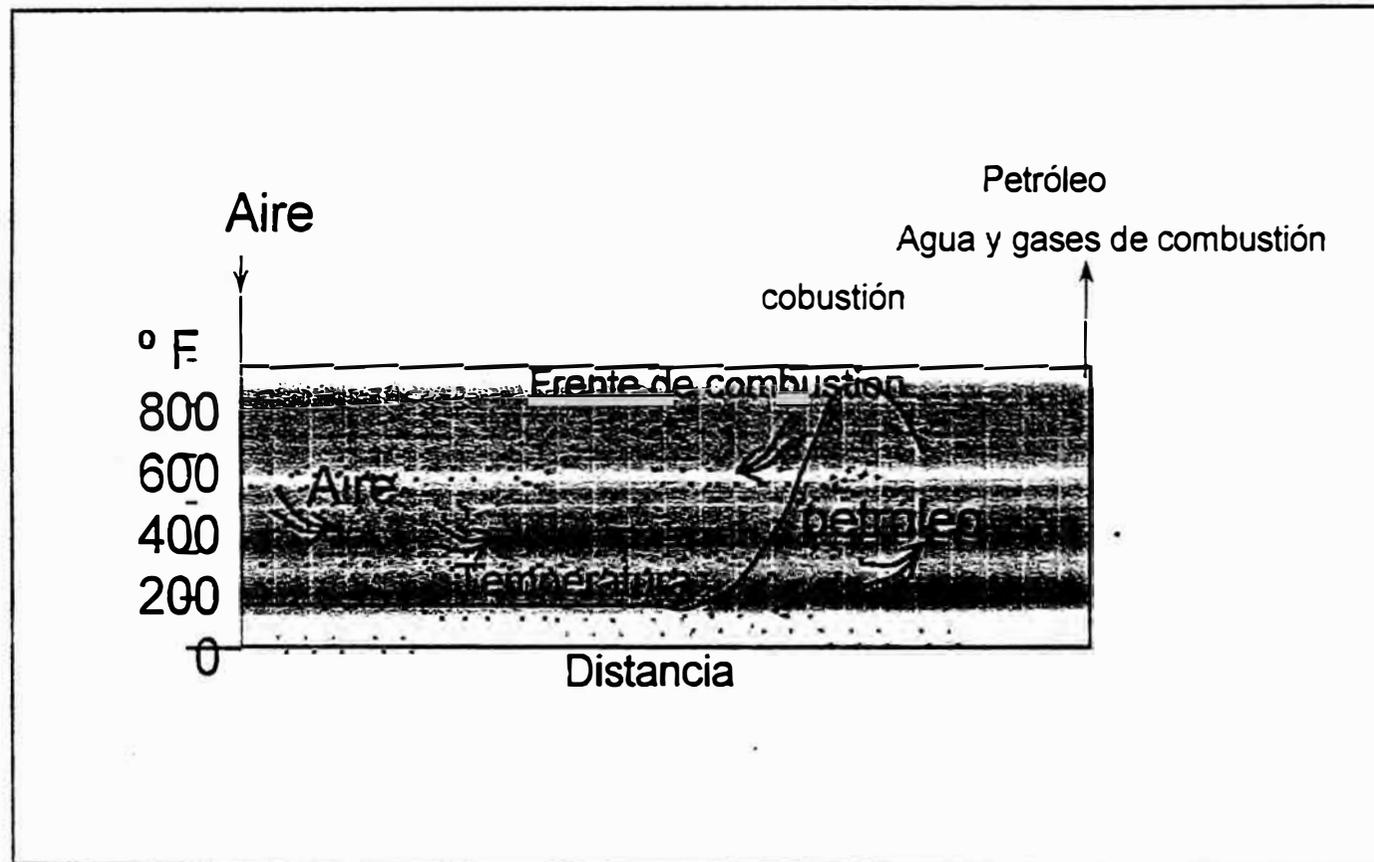


FIGURA N° 8

**DIAGRAMA TERNARIO DEL SISTEMA PETROLEO Y GAS INYECTADO
A TEMPERATURA Y PRESION DEL RESERVORIO**

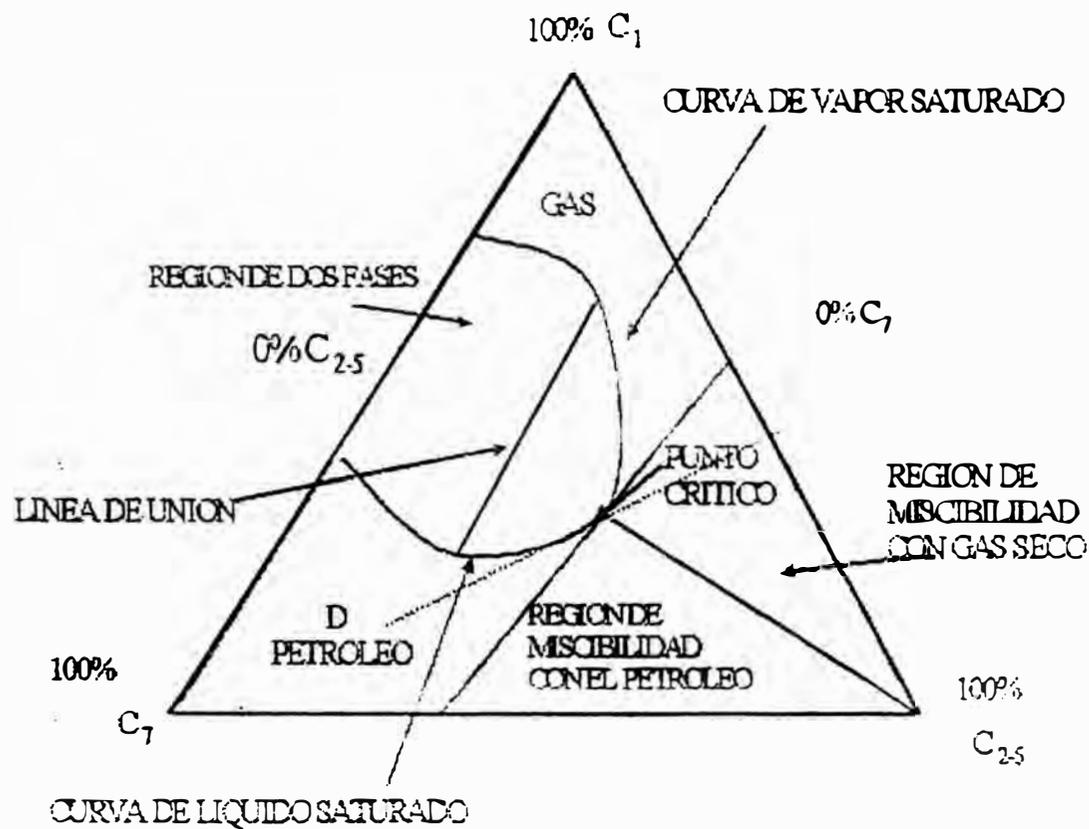


FIGURA Nº 9

**DIAGRAMA TERNARIO DEL SISTEMA PETROLEO Y GAS INYECTADO
A ALTA PRESION (GAS VAPORIZANTE)**

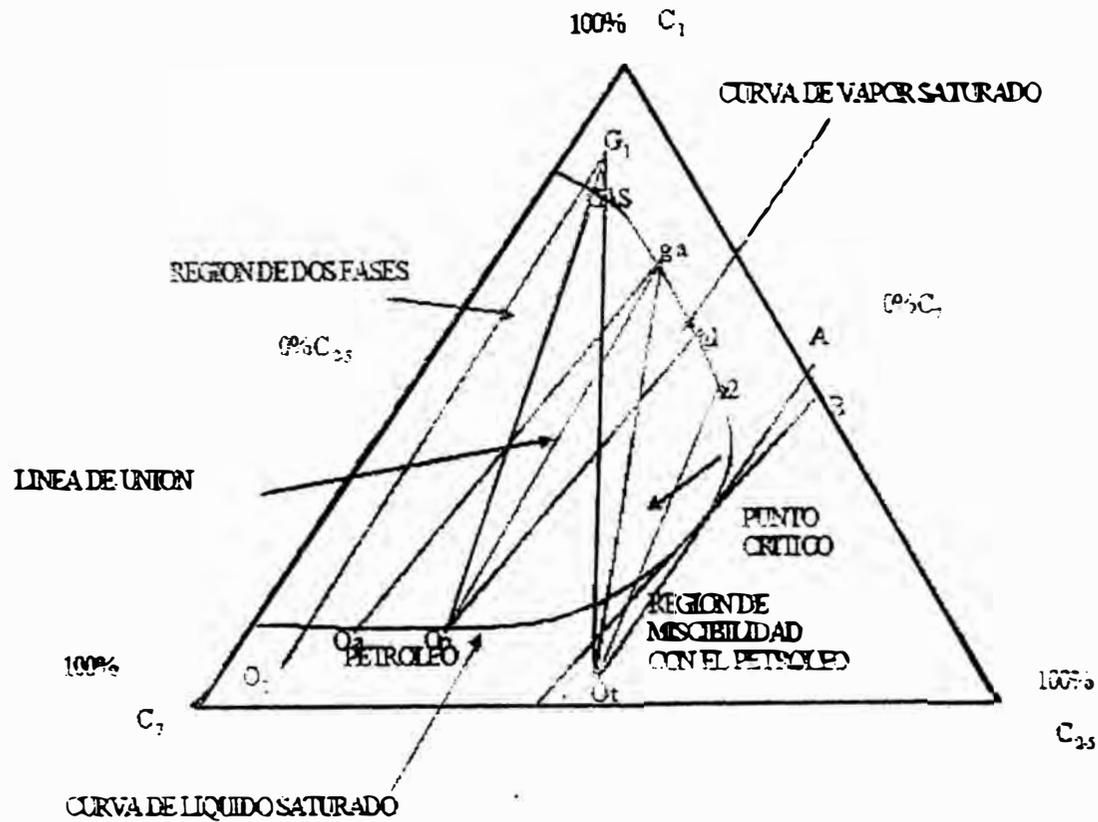


FIGURA N° 10

TERMINO DEL SISTEMA
"PETROLEO Y GAS INYECTADO"
GAS ENRIQUECIDO (GAS CONDENSANTE)

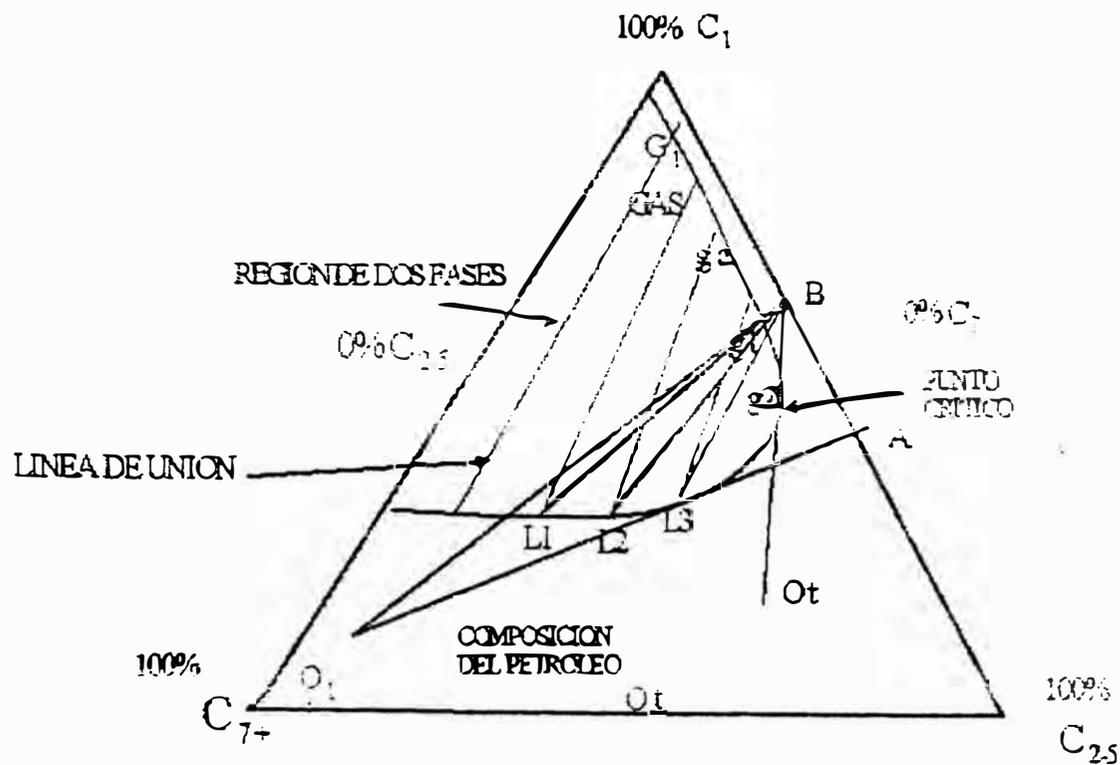
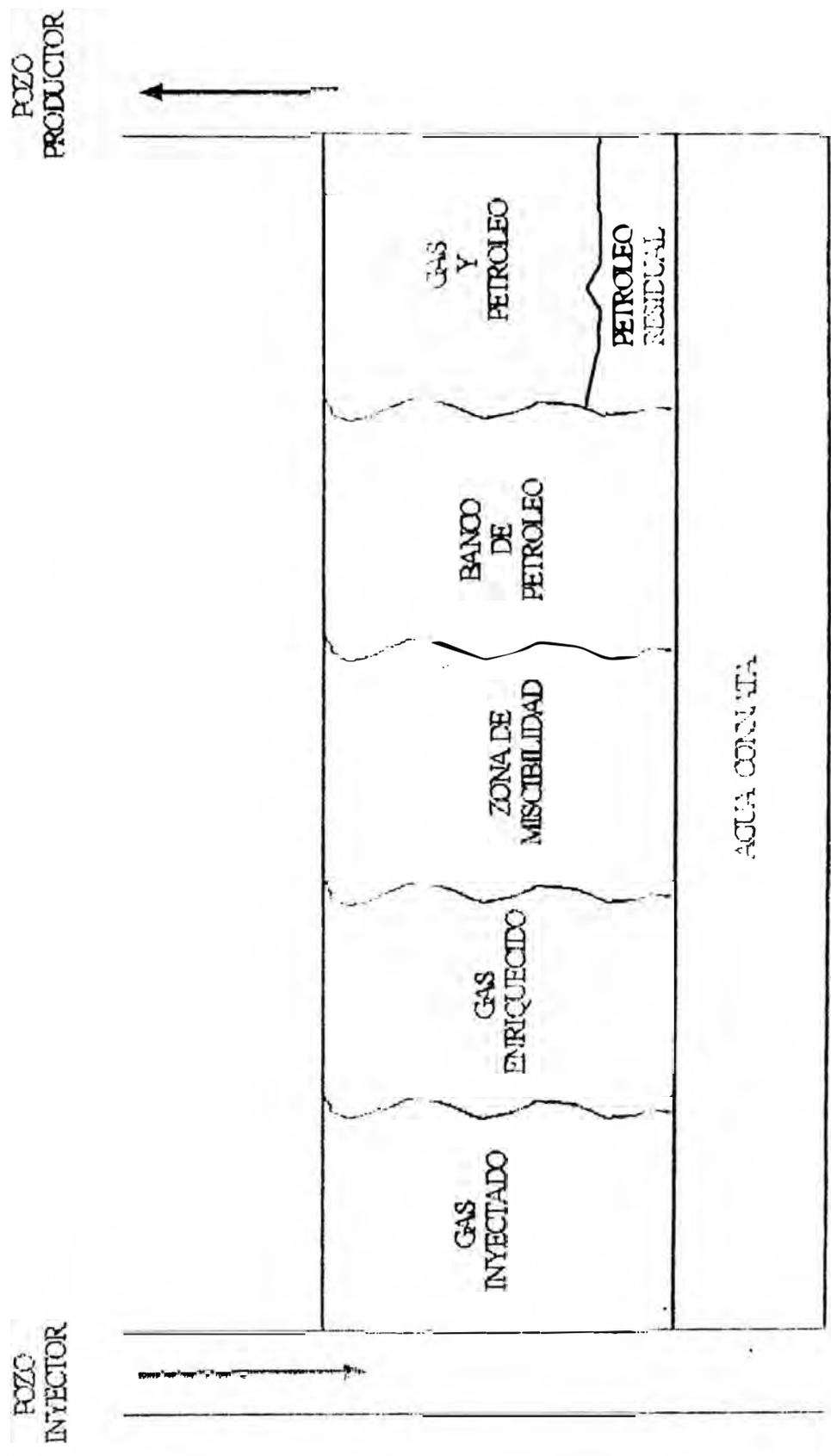


FIGURA N° 11

ESQUEMA IDEALIZADO DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE POR MÚLTIPLES CONTACTOS



FIGURAN° 12

ESQUEMA IDEALIZADO DE INYECCION DE LPG
SEGUIDO POR GAS
(MISCIBILIDAD DE PRIMER CONTACTO)

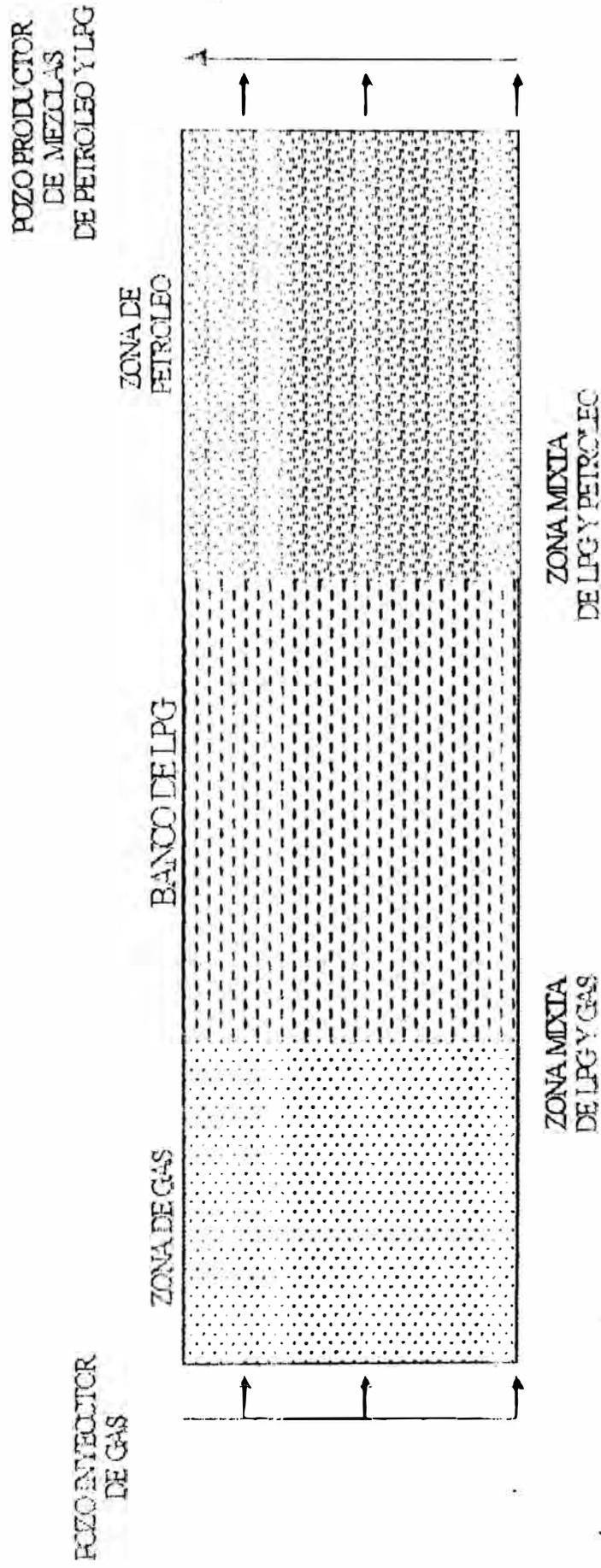


FIGURA N° 13

ESQUEMA DE LA INYECCIÓN DE CO₂ Y PLANTA SEPARADORA DEL GAS PARA REINYECCIÓN

Este metodo es un proceso de desplazamiento miscible aplicable a muchos reservorios. Un tapon de CO₂ es seguido por una inyección alternada de agua y CO₂ (WAG), hace usualmente el método mas económico

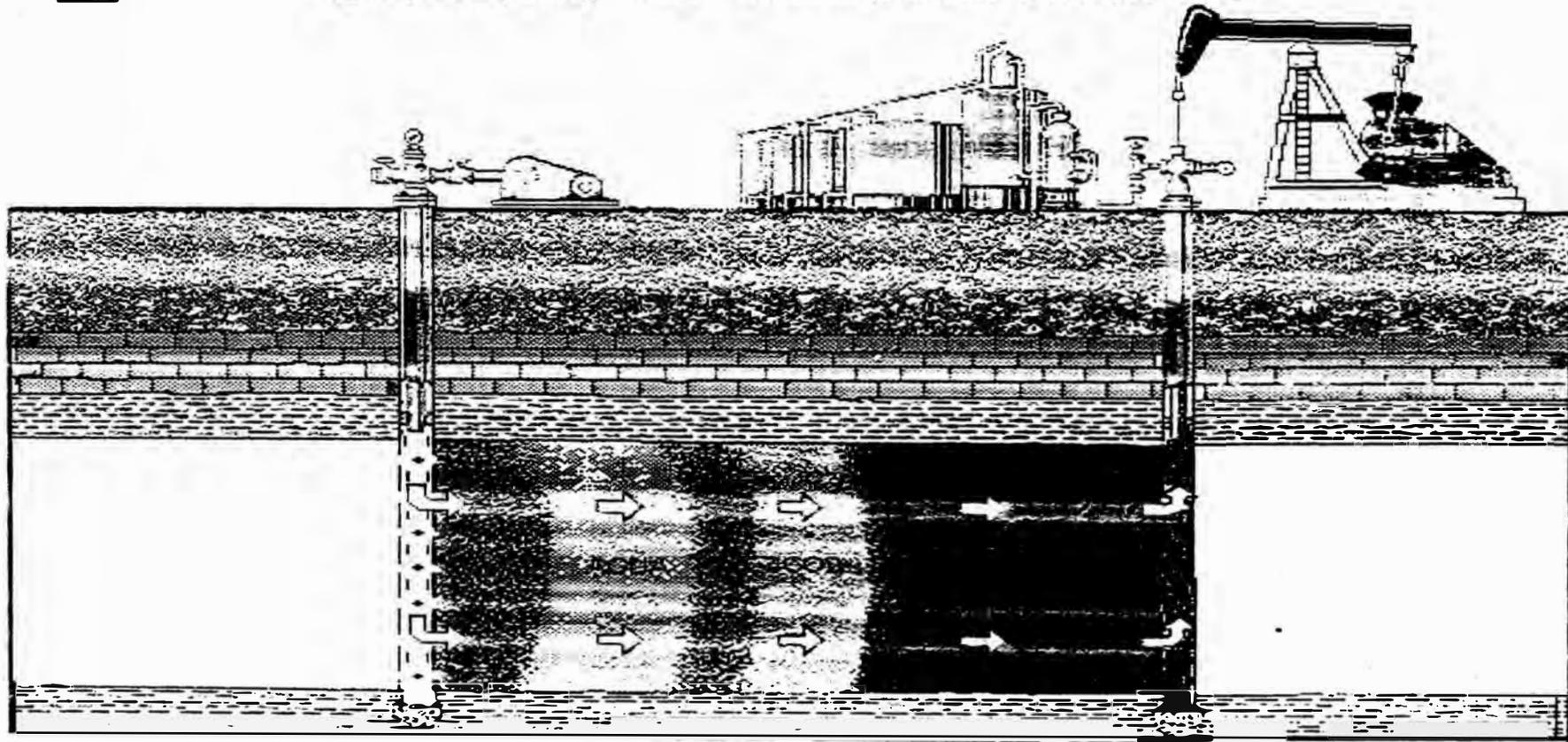
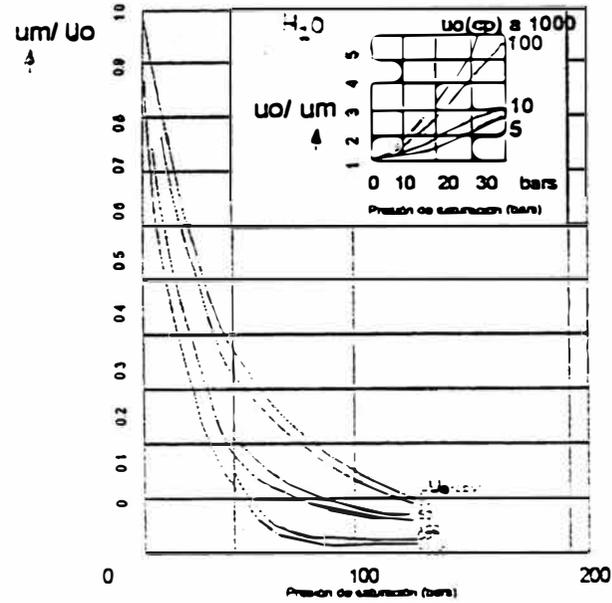
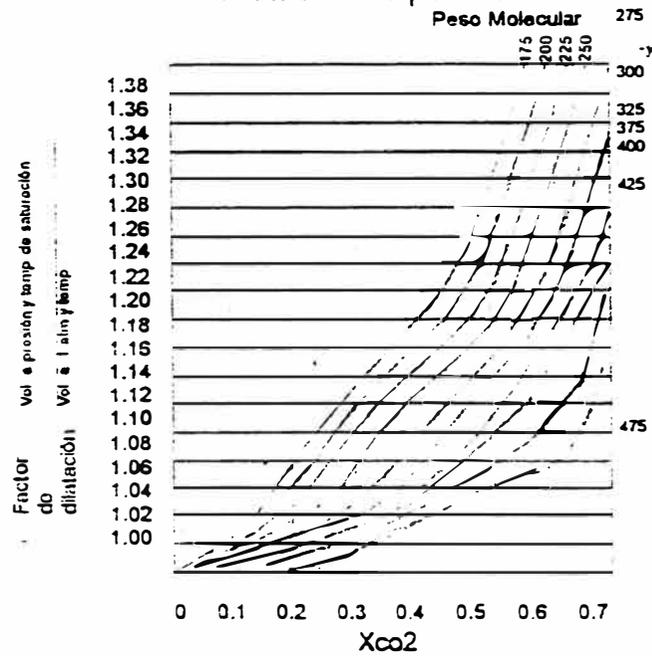


FIGURA N° 14

Reducción de la viscosidad por CO₂



Dilatación de petróleo



FIGURAS N^os 15 Y 16

Curva del Numero Capilar vs Petróleo Remanente

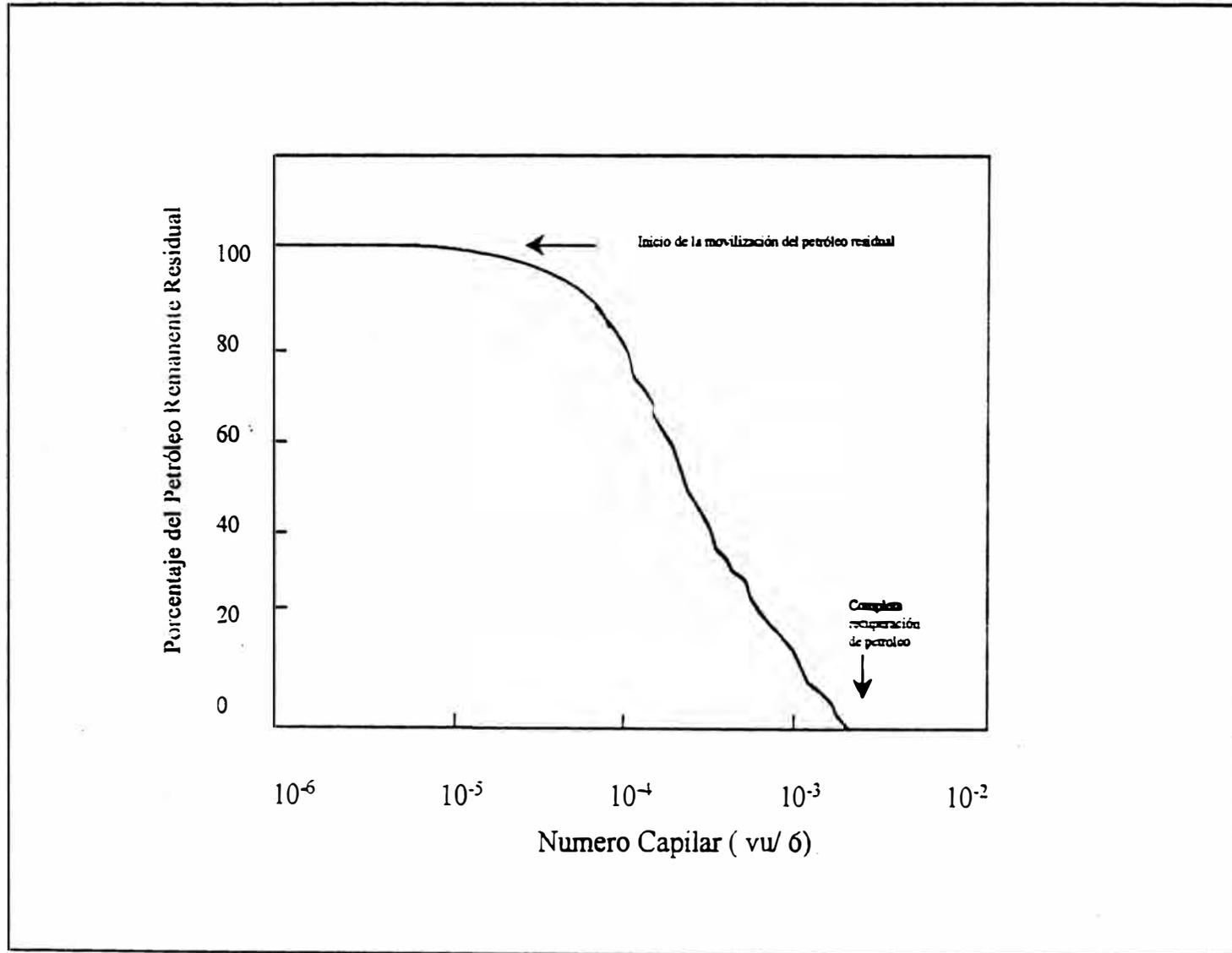


FIGURA N  16-A

ESQUEMA DE LA INYECCION DE N₂ Y PLANTA SEPARADORA DEL GAS PARA REINYECCION

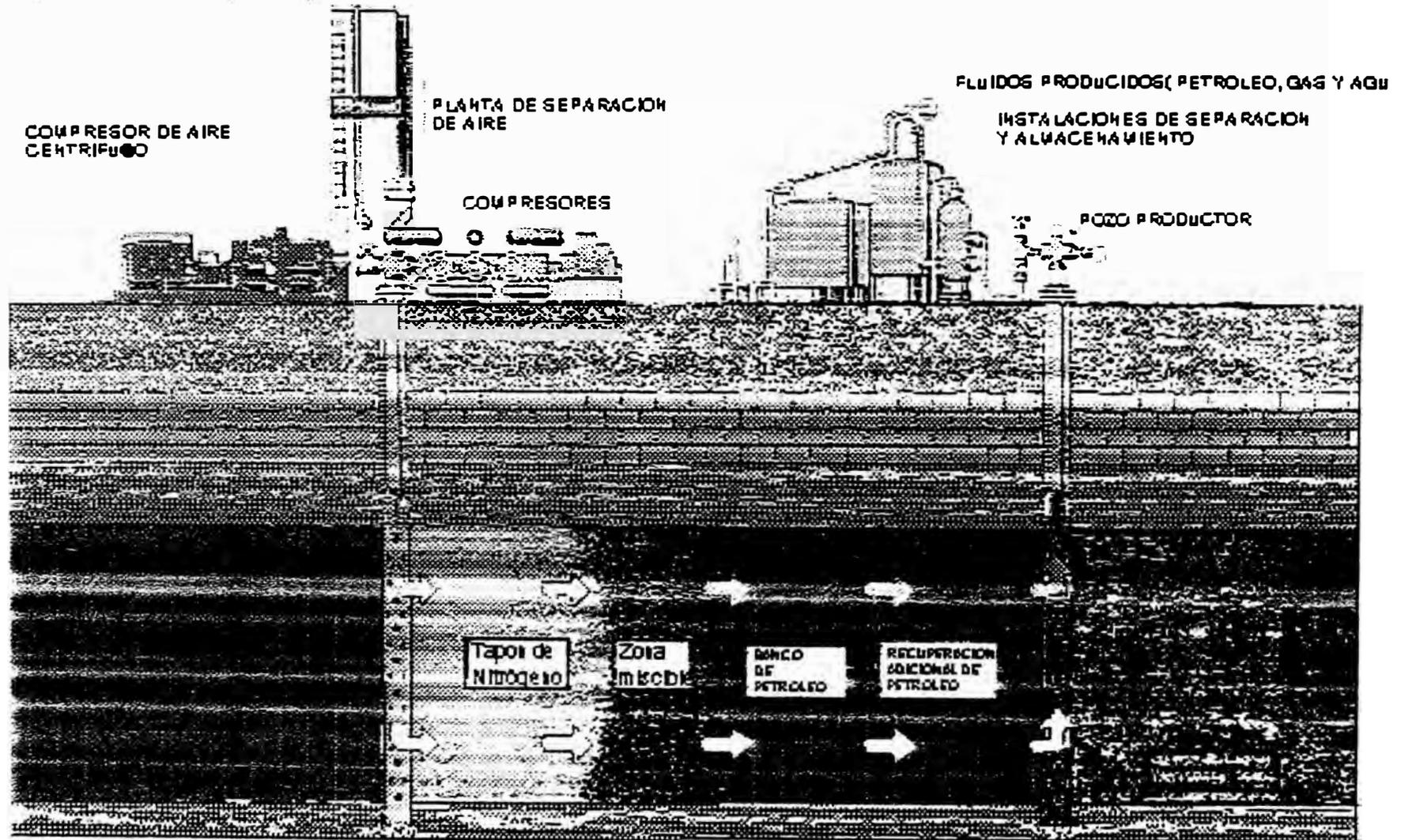


FIGURA N° 17

ESQUEMA DE LA INYECCION DE POLIMEROS E INSTALACIONES DE SUPERFICIE

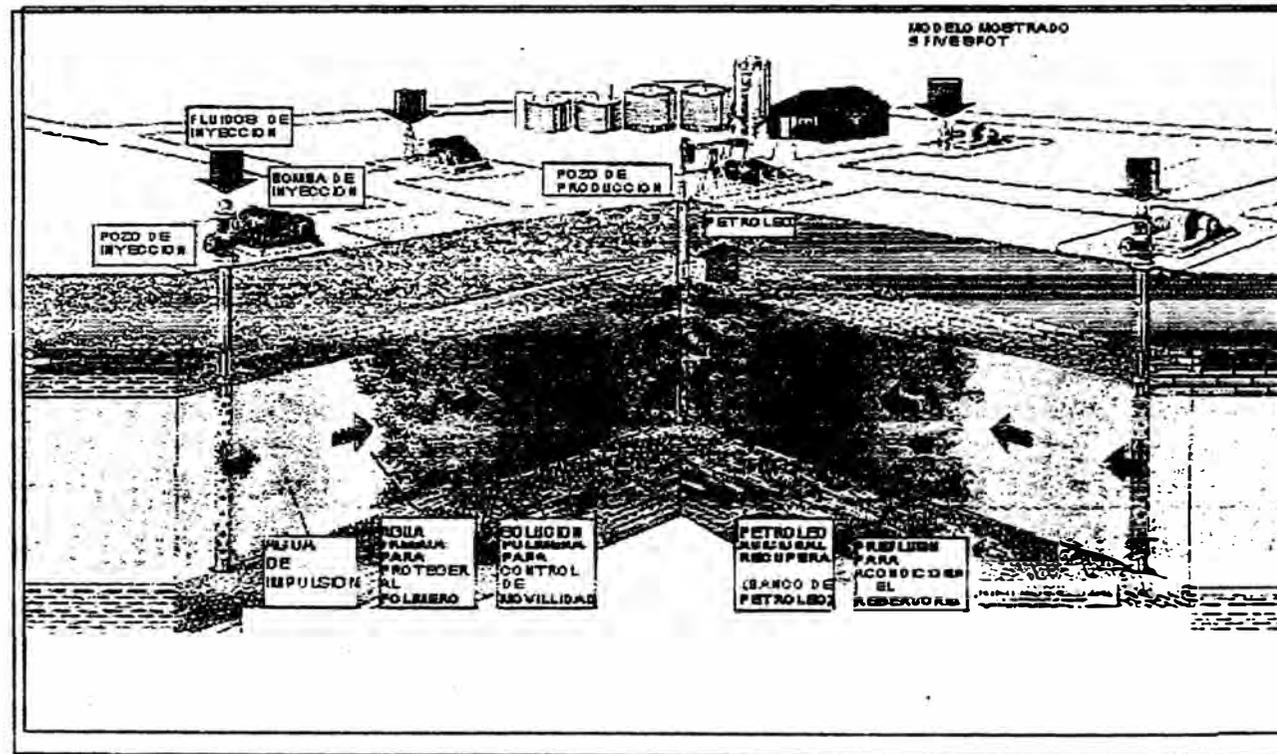


FIGURA N° 19

INYECCION DE POLIMEROS

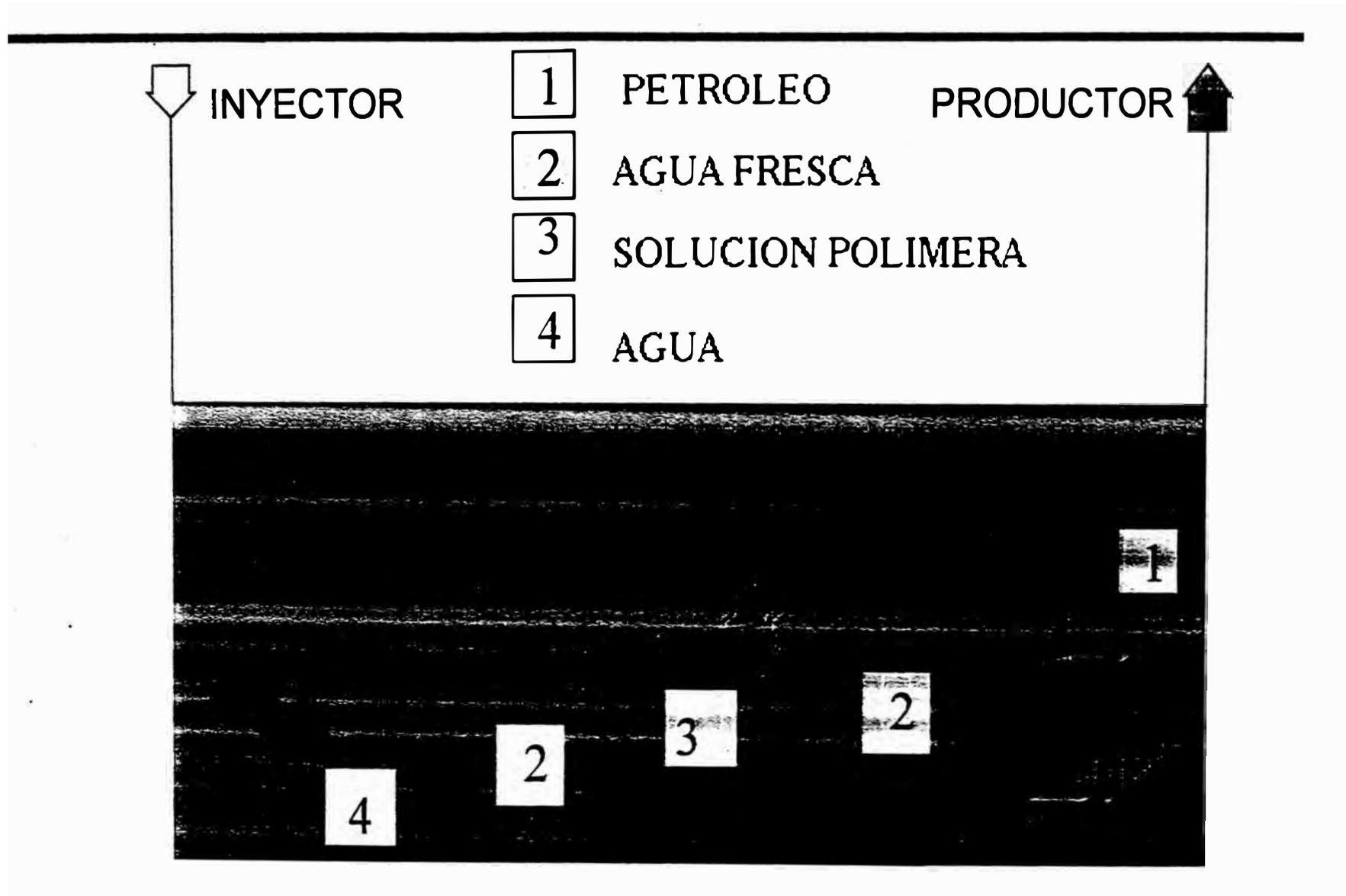
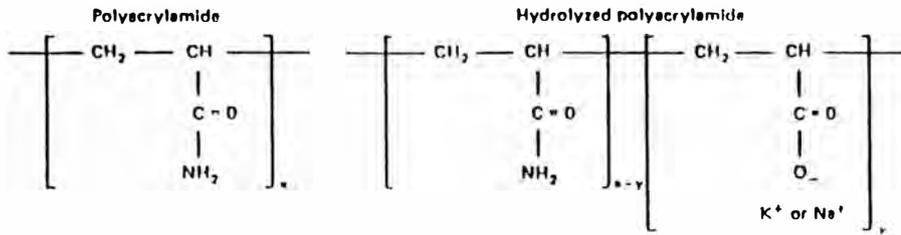
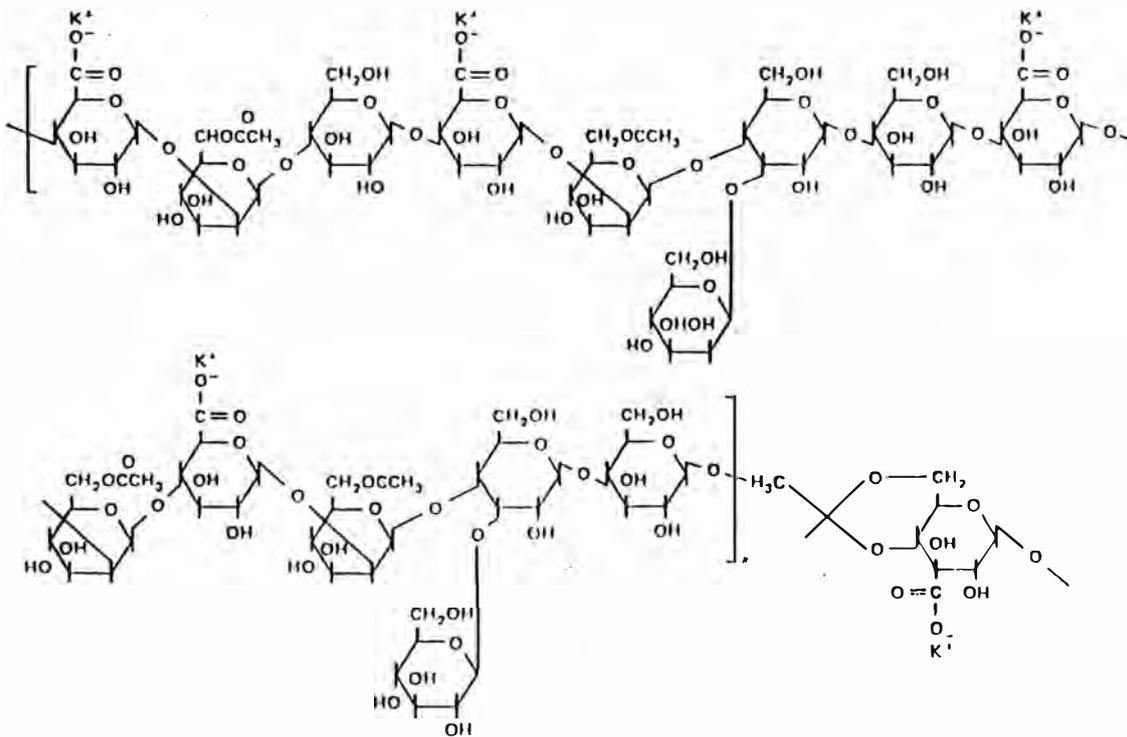


FIGURA N° 20

Estructuras Moleculares de Polímeros



Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada

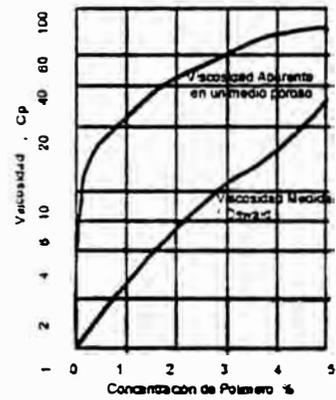


Polisacrido Biopolimero

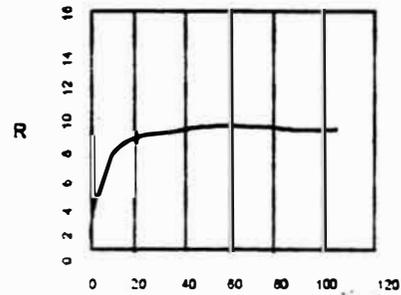
FIGURA N° 21 Y 22

VISCOSIDAD Y FACTOR DE RESISTENCIA

Efecto de la solución polimera sobre la viscosidad



Efecto de Resistencia de una solución Polimera



El Factor de Resistencia "R" como una Función del Volumen Inyectado Acumulado

FIGURAS N°s 23 Y 24

CORRELACION TIPICA DEL FACTOR DE RESISTENCIA CON EL FACTOR SCREEN

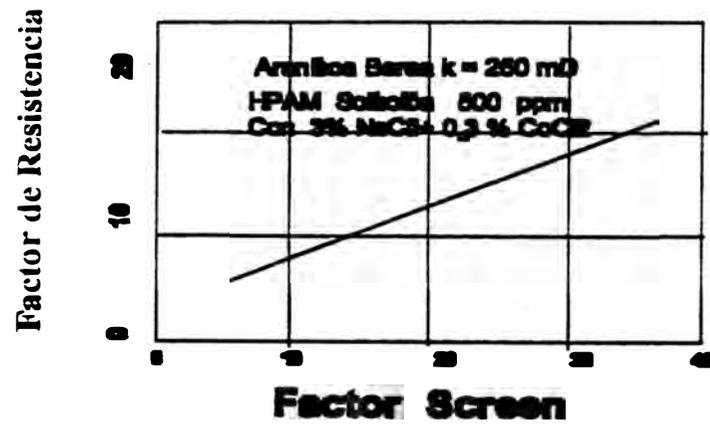


FIGURA N° 25

VISCOSIMETRO SCREEN

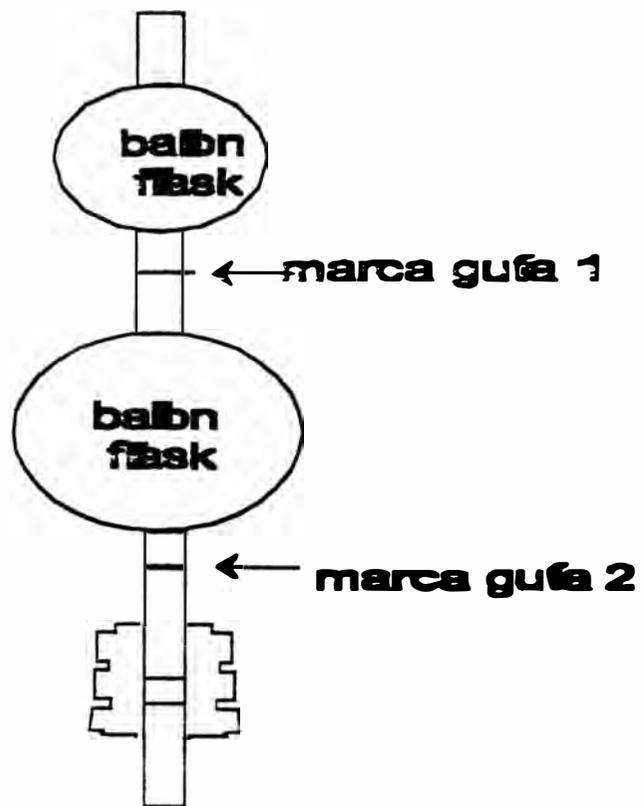


FIGURA N° 26

Correlación de la Variación de la Permeabilidad, Relación de Movilidad Saturación de agua, y Recuperación Fraccional de Petróleo para un WOR de 1

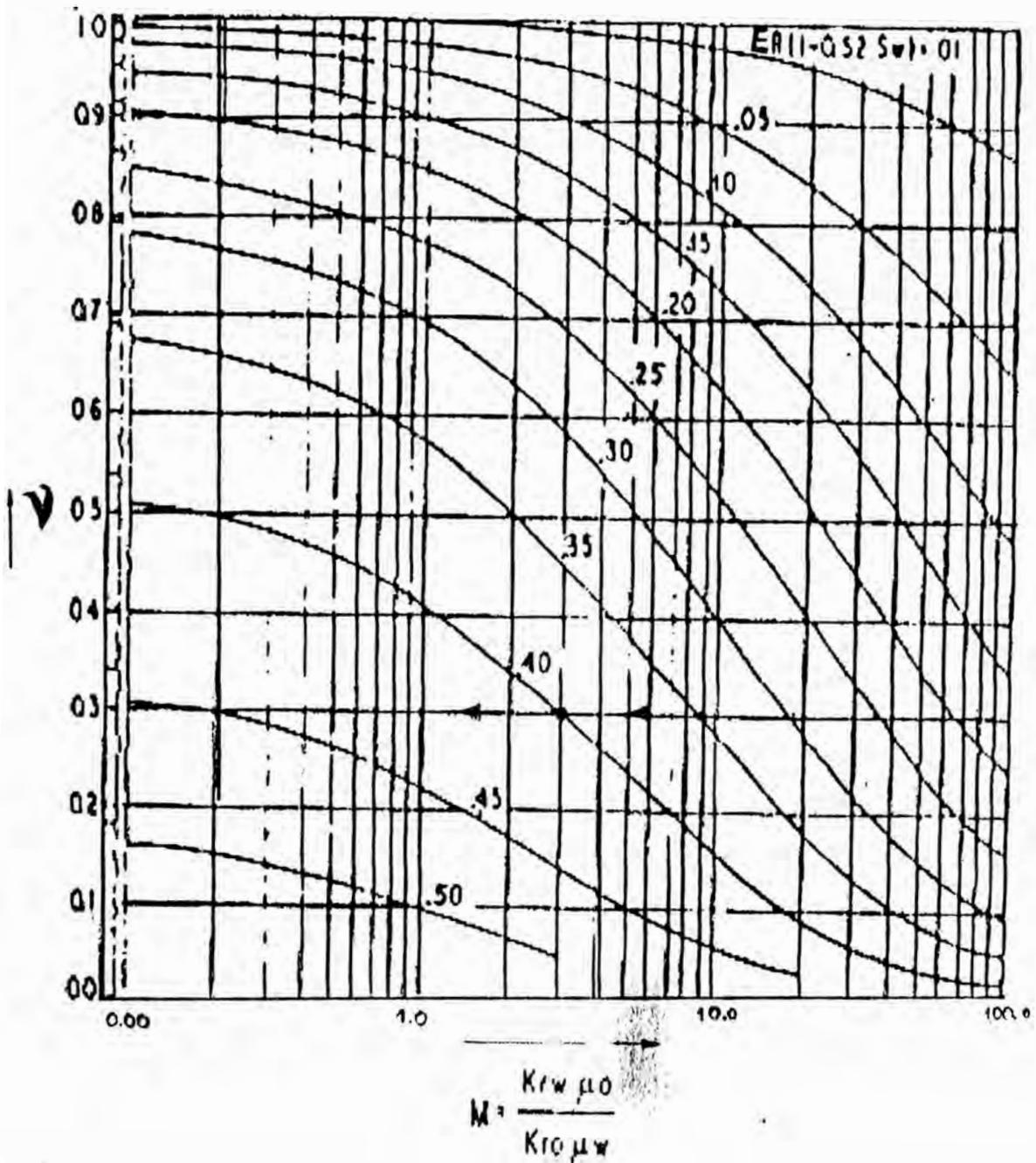


FIGURA N° 27

Correlación de la Variación de la Permeabilidad, Relación de Movilidad Saturación de agua, y Recuperación Fraccional de Petróleo para un WOR de 5

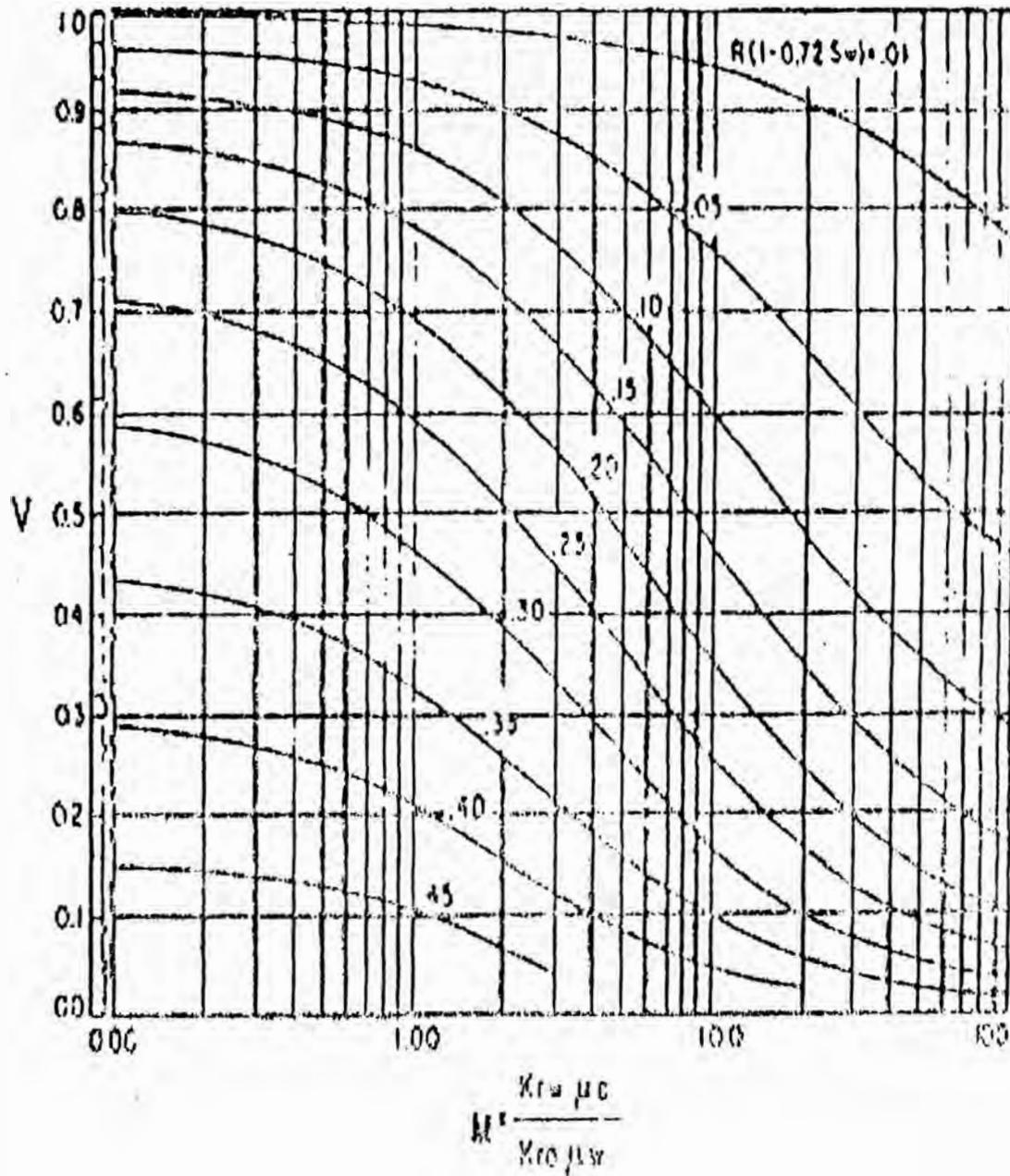
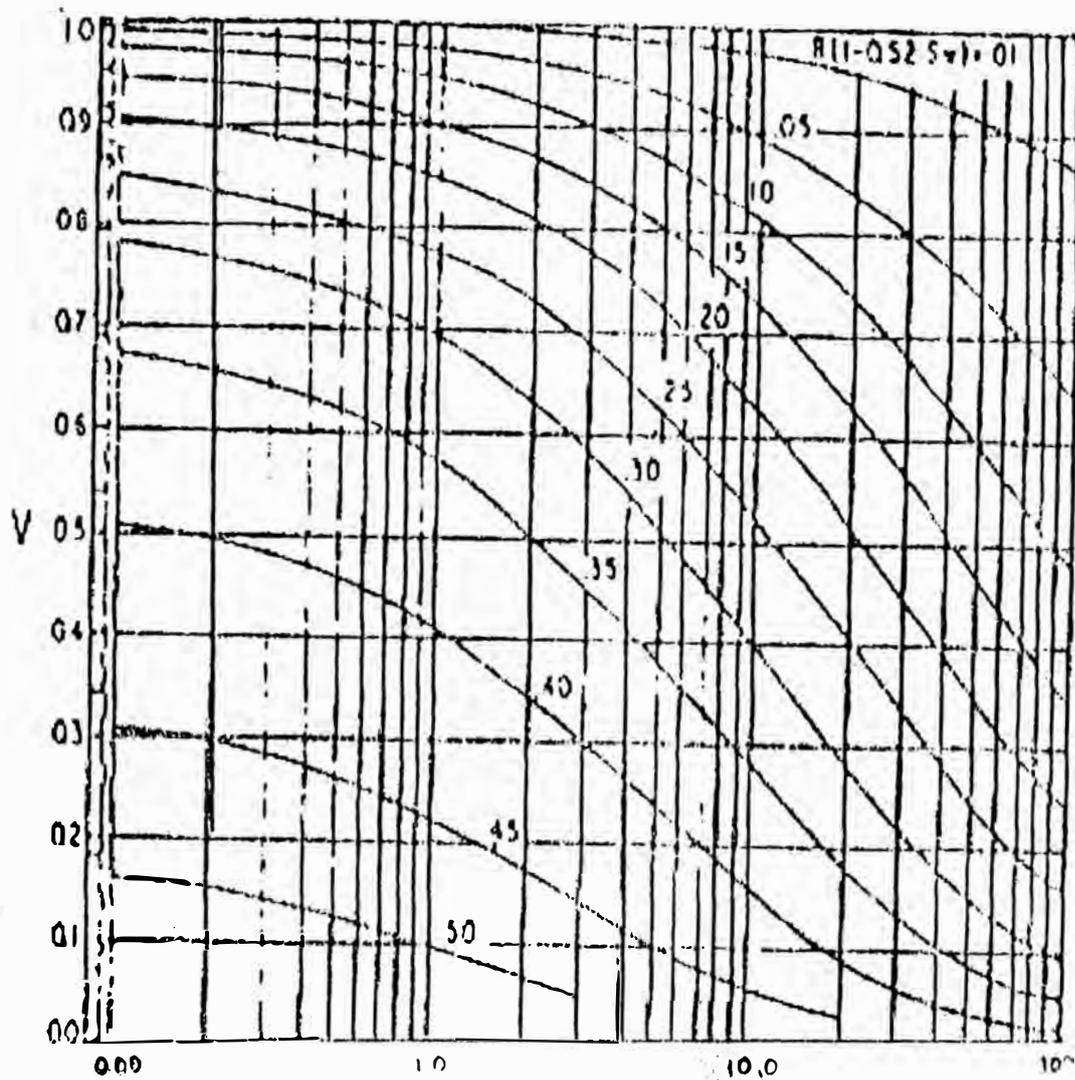


FIGURA N° 28

Correlación de la Variación de la Permeabilidad, Relación de Movilidad Saturación de agua, y Recuperación Fraccional de Petróleo para un WOR de 25



$$M = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

FIGURA N° 29

Correlación de la Variación de la Permeabilidad, Relación de Movilidad, Saturación de agua, y Recuperación Fraccional de Petróleo para un WOR de 100

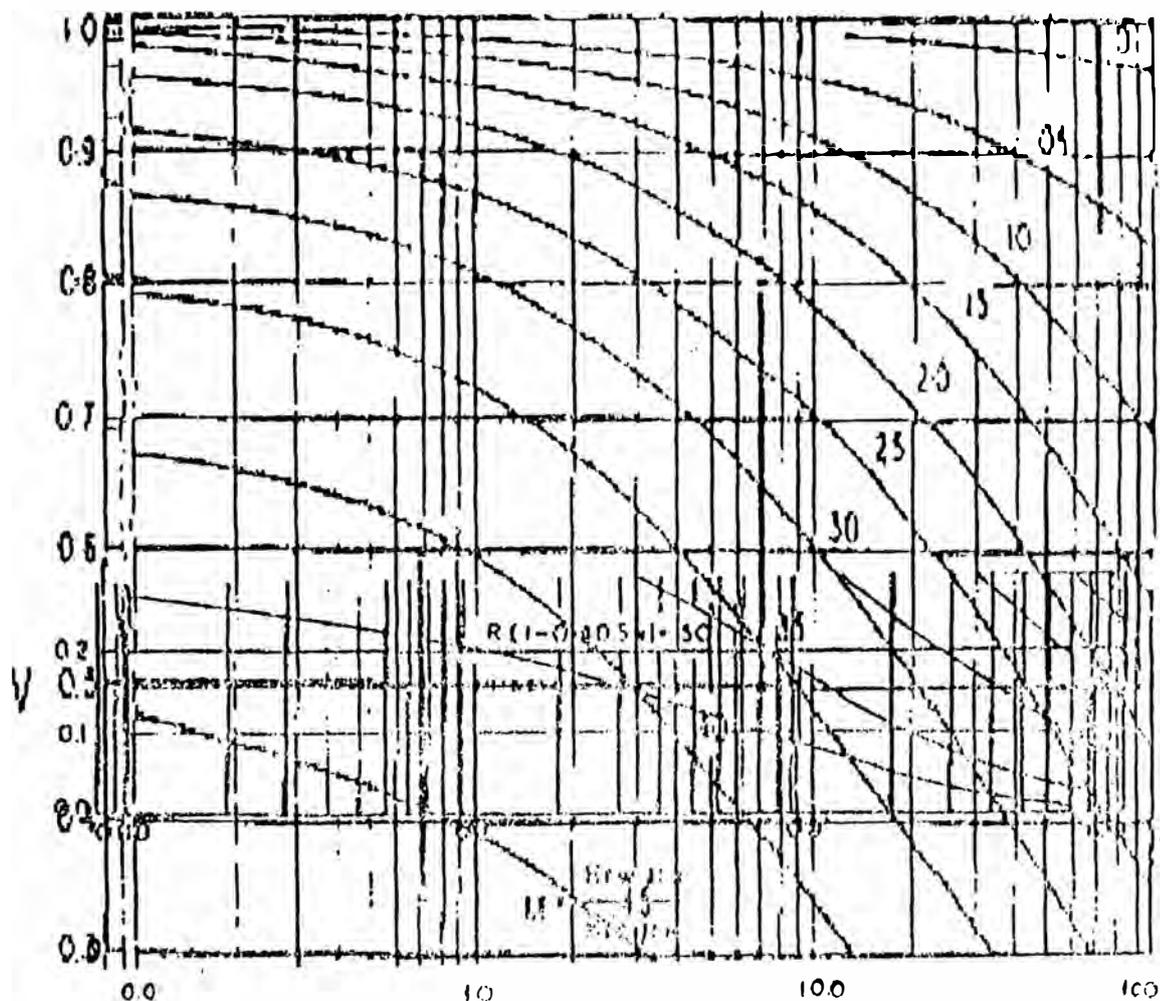


FIGURA N° 30

TIPOS DE SURFACTANTES USADOS

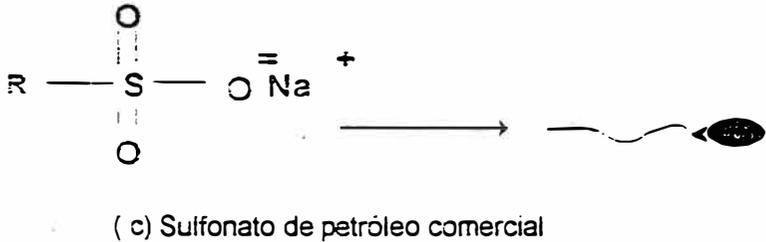
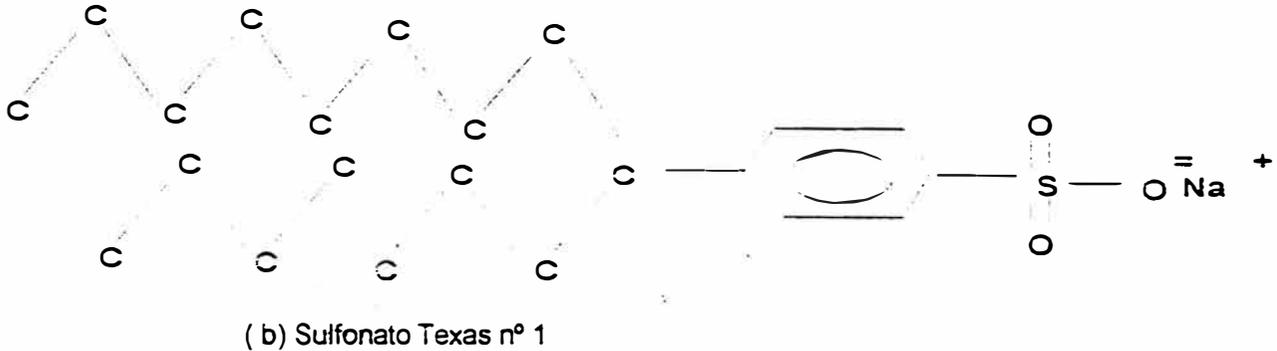
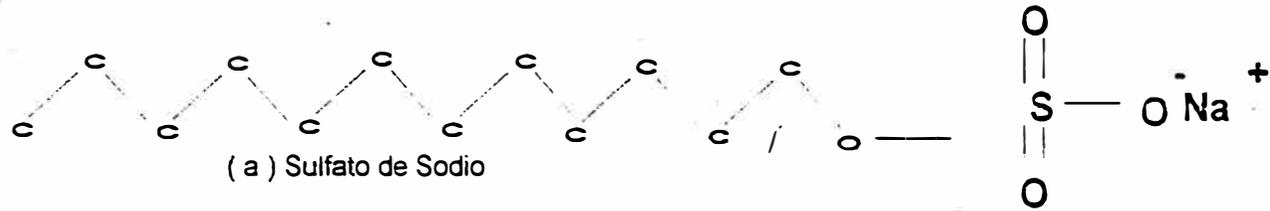


FIGURA N° 31

Definición Esquemática de la concentración crítica miscelánea

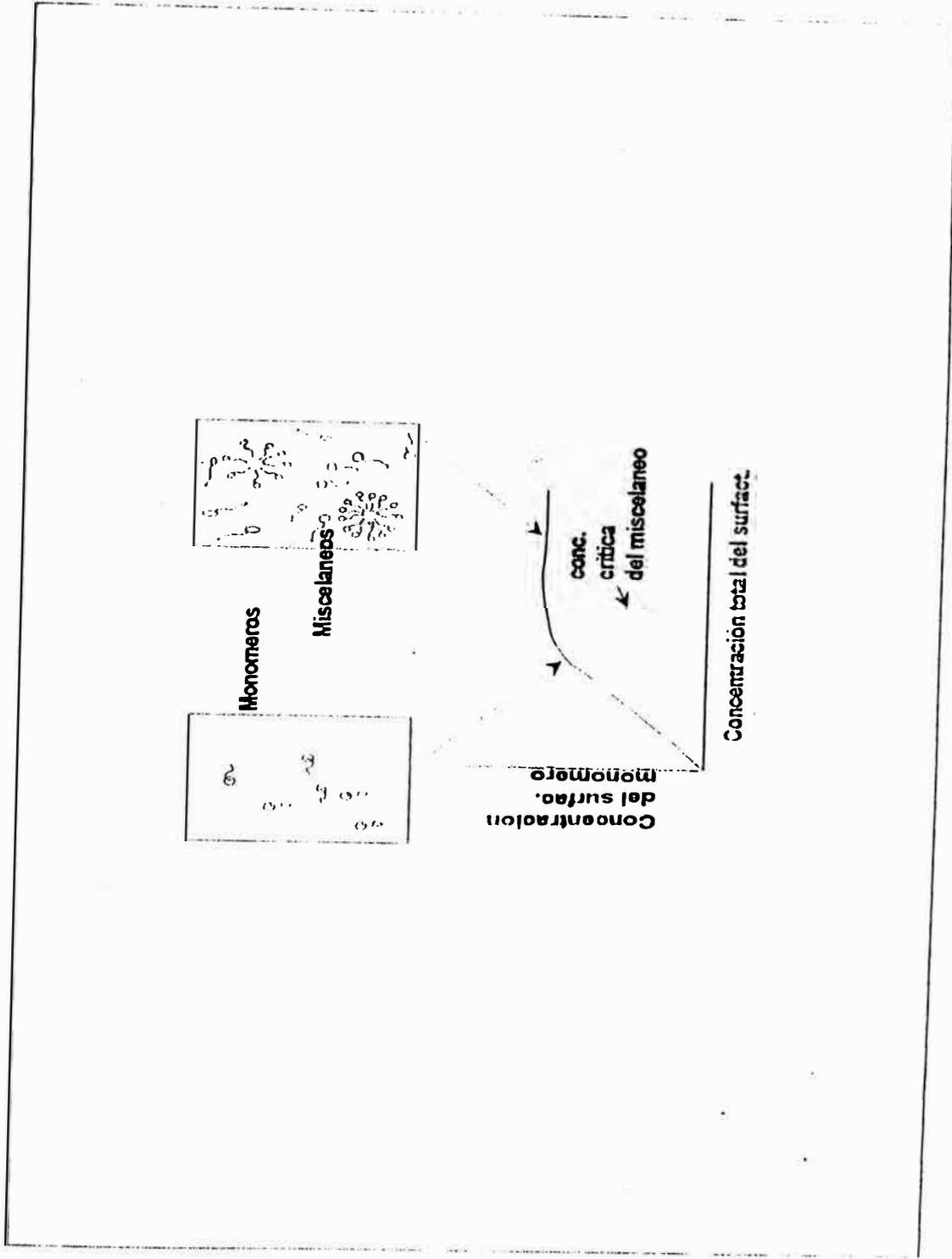
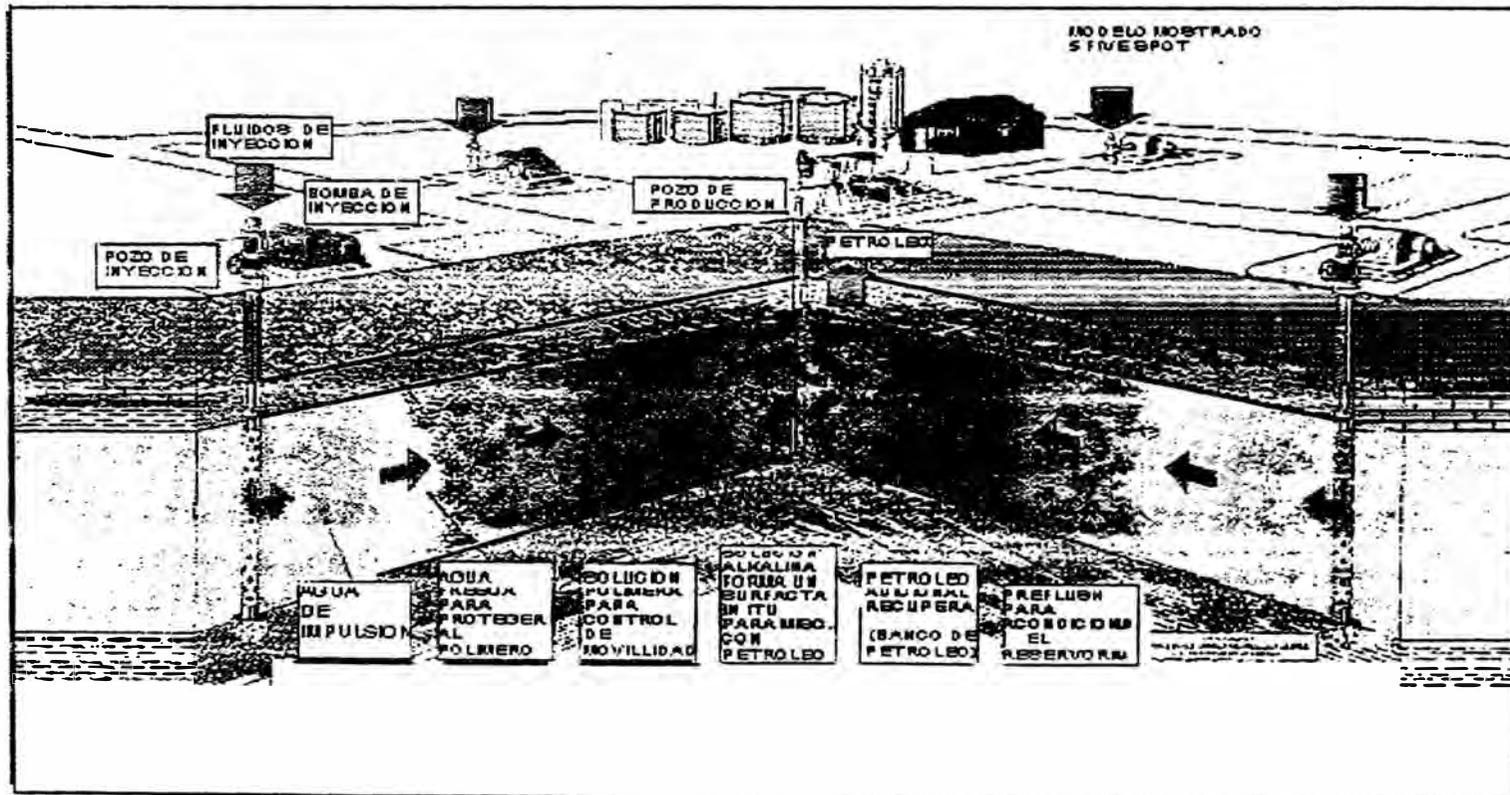


FIGURA Nº 32

ESQUEMA DE LA INYECCION DE ALKALINOS E INSTALACIONES DE SUPERFICIE



FIGURANº 33

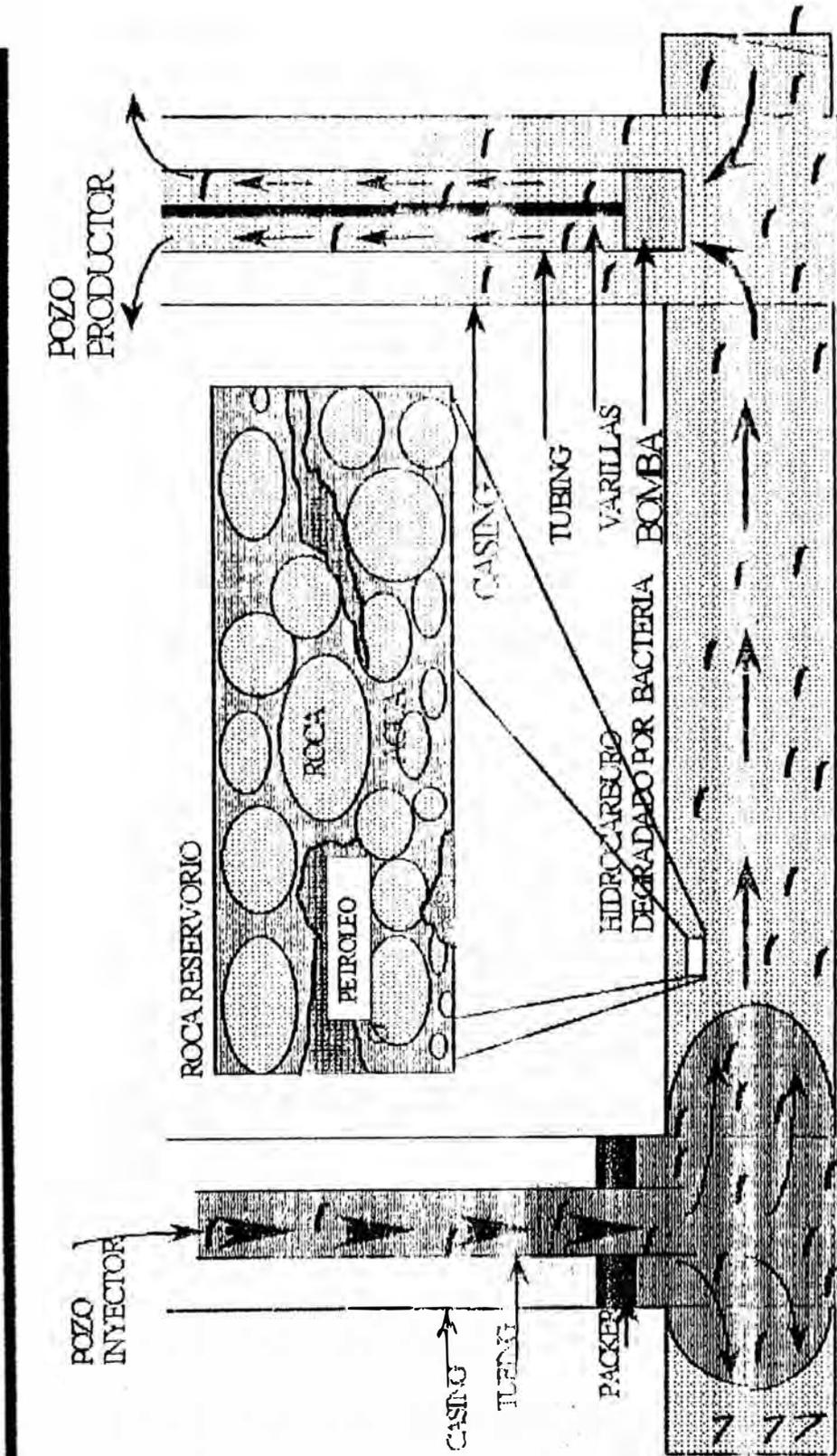


FIGURA N° 34

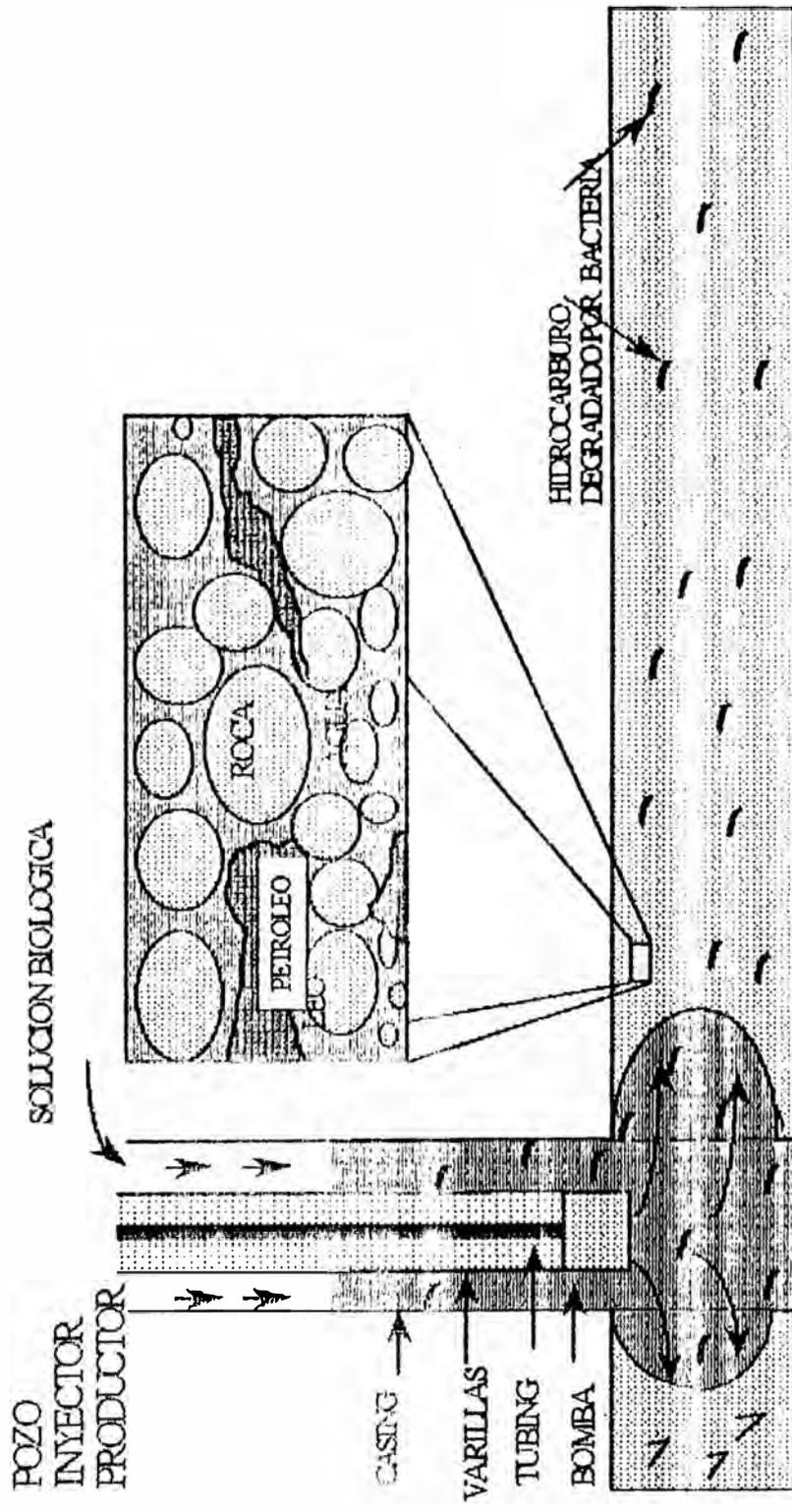


FIGURA. Nº 35

MEDIDA DE LA TENSION INTERFACIAL

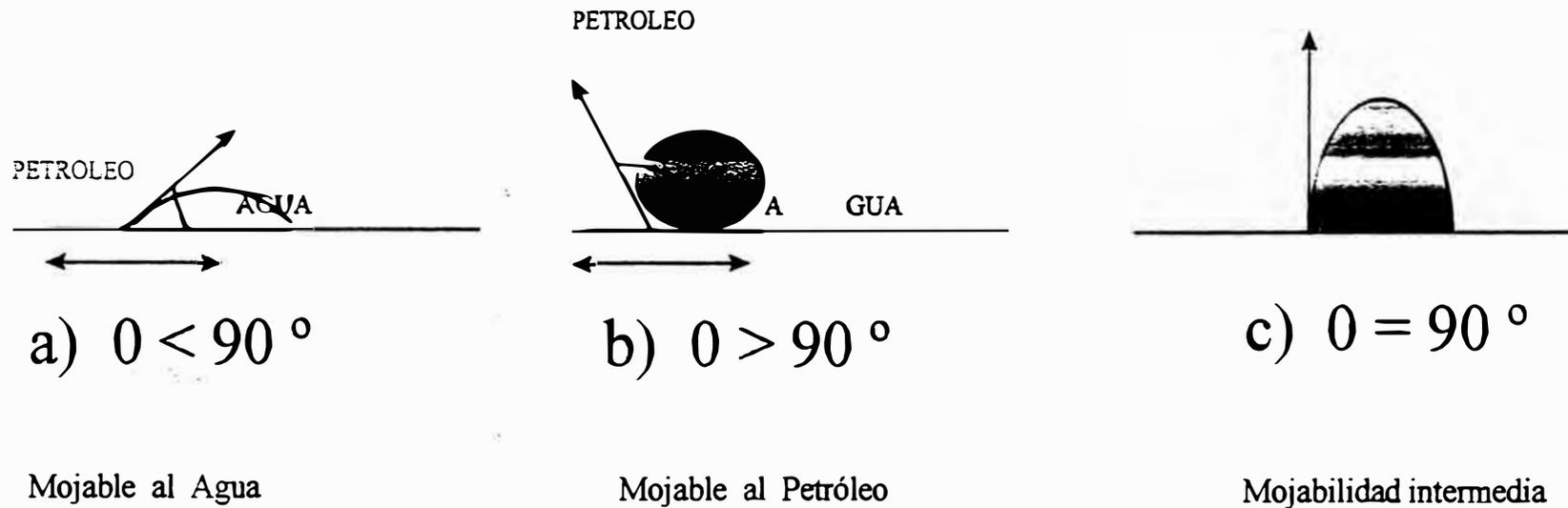


FIGURA N° 36

VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO CON LA PRESION

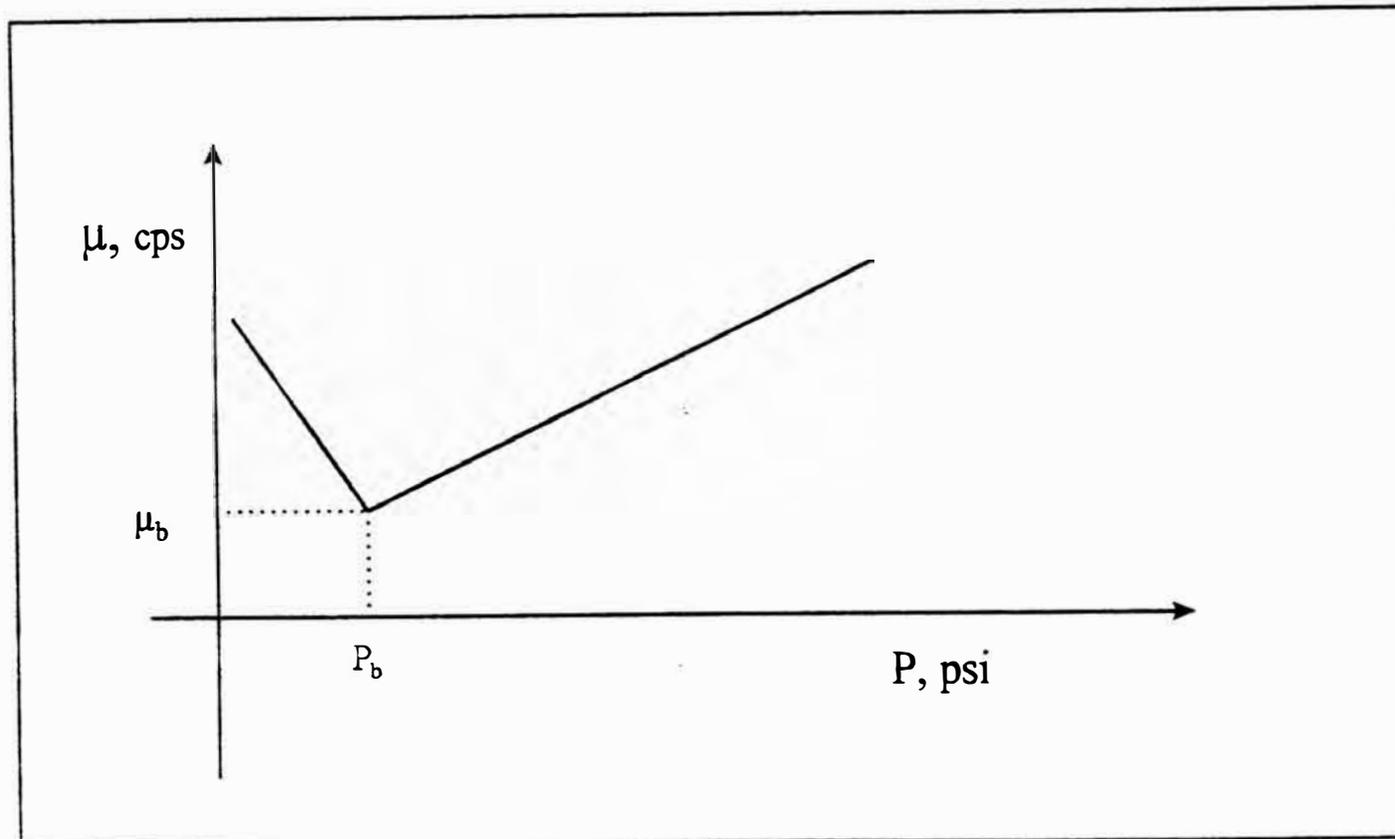


FIGURA N° 37

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO POR METODOS EOR (MLS DE BLS/D)

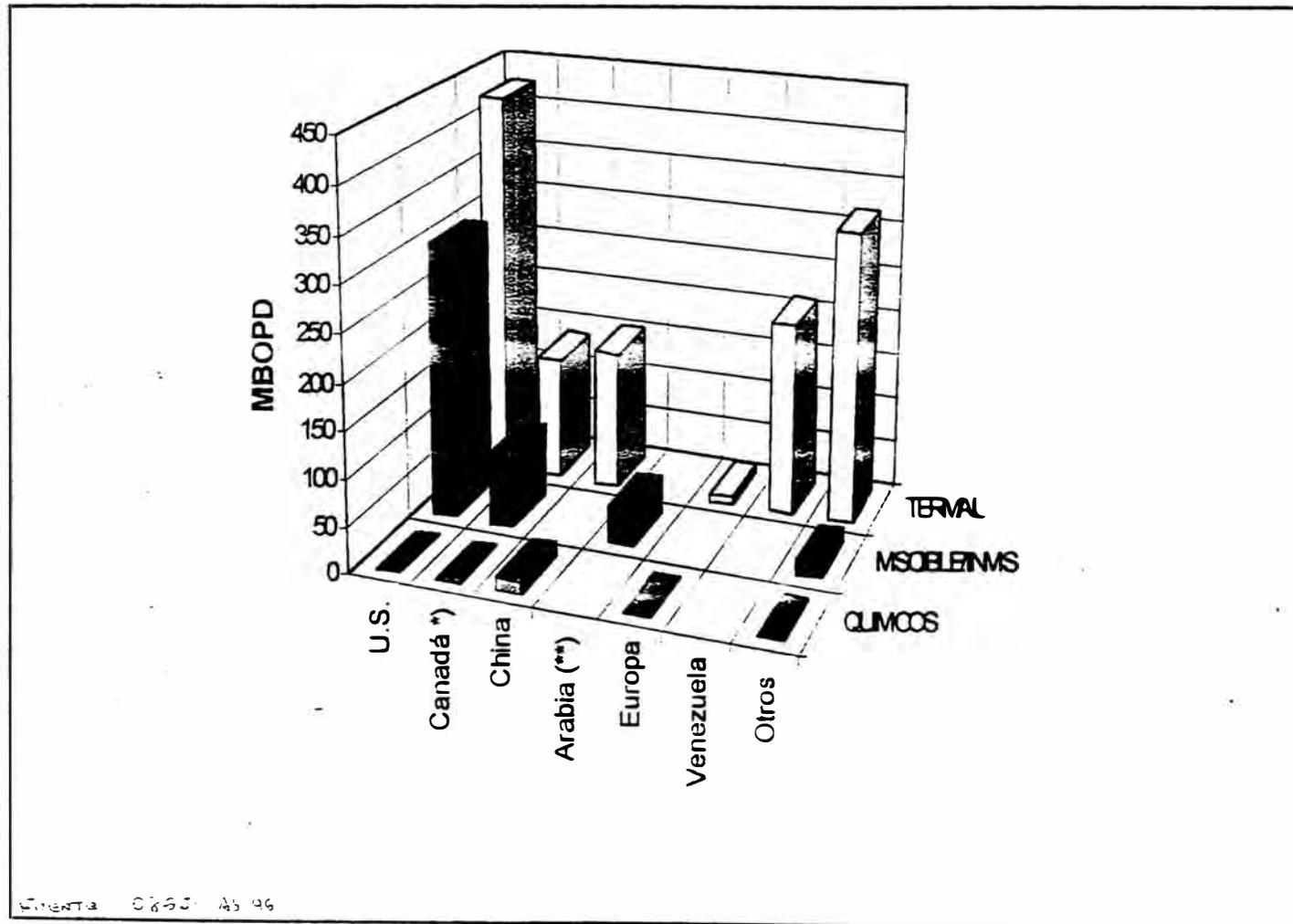


FIGURA N° 38

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION POR RECUPERACION MEJORADA EN LOS ESTADOS UNIDOS

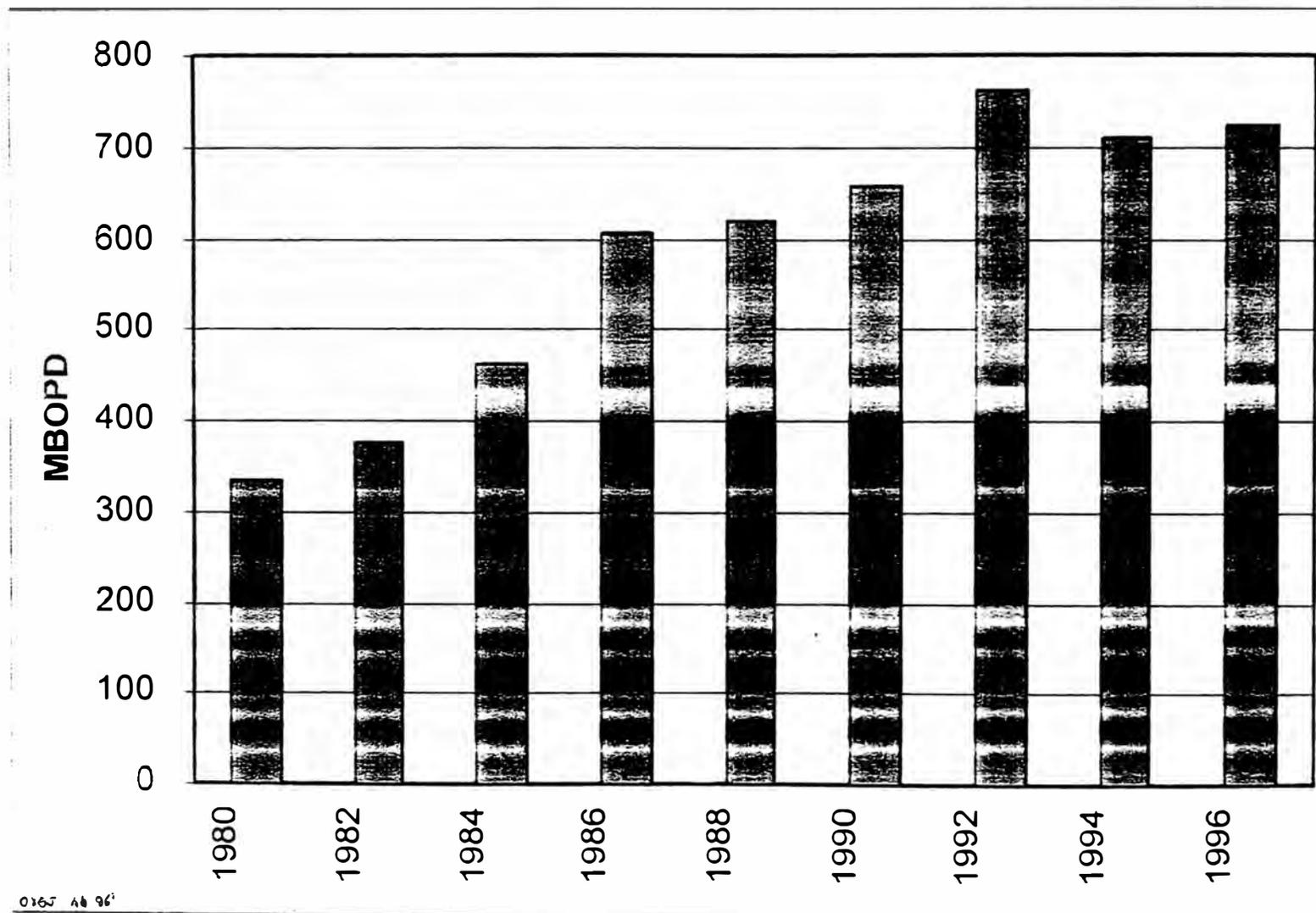


FIGURA N° 39

COMPORTAMIENTO DEL NUMERO DE PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA EN LOS ESTADOS UNIDOS

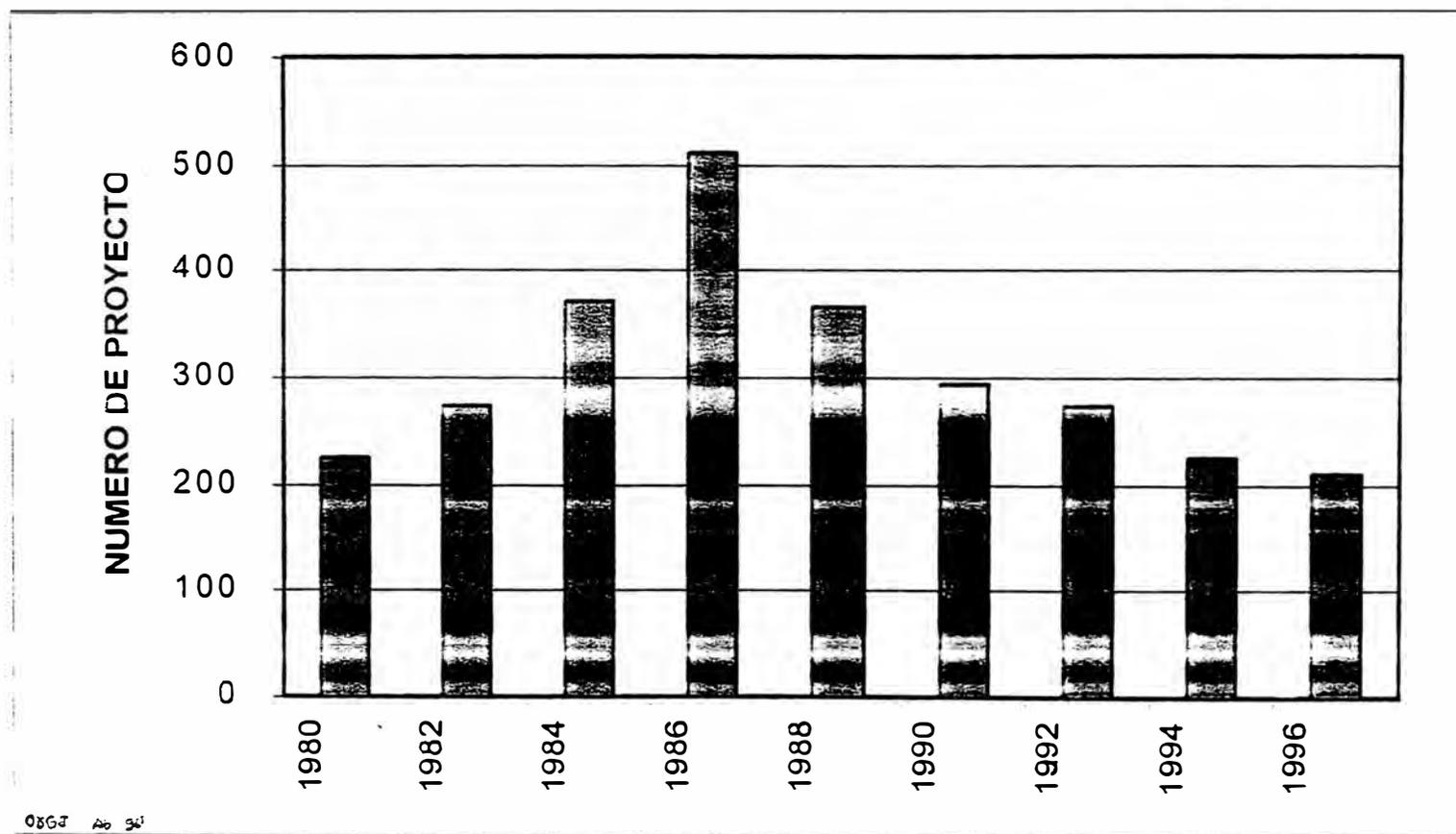
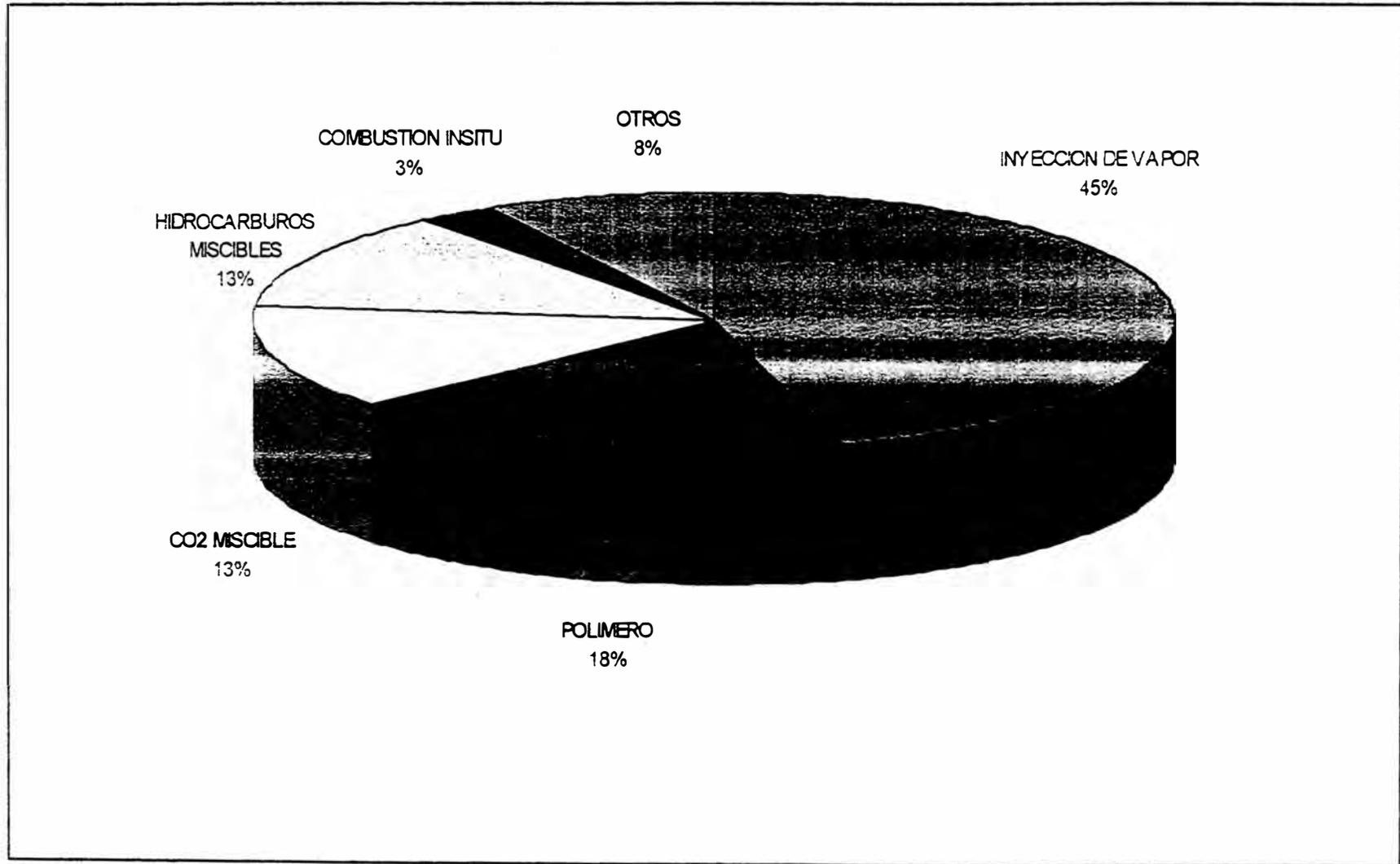


FIGURA N° 40

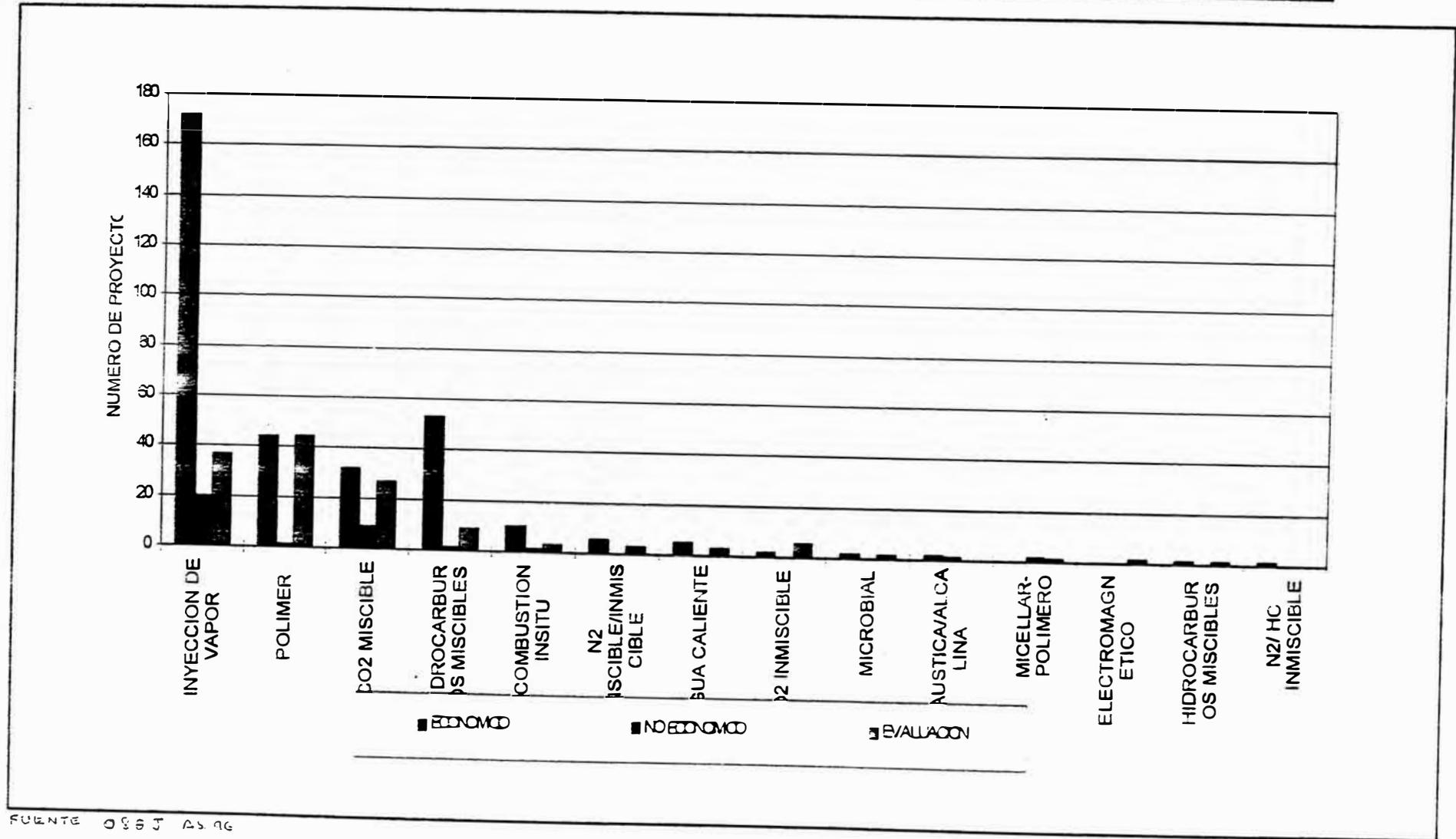
PROYECTOS EOR EJECUTADOS Y EN EJECUCION TOTAL PROYECTOS EN EL MUNDO



PUENTE 2006 01 45 44

FIGURA N° 41

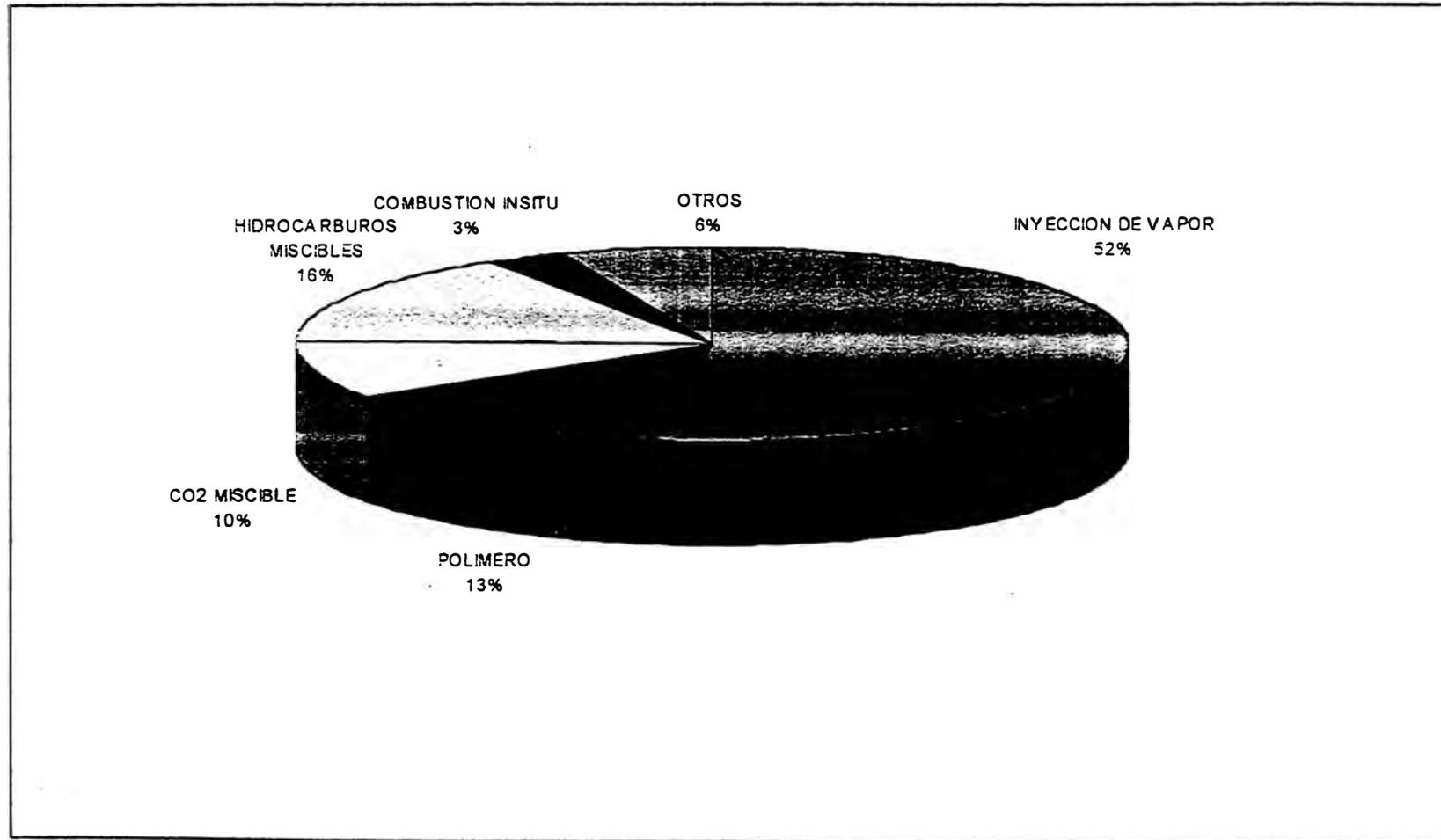
PROYECTOS POR EJECUTADOS Y EN EJECUCION TOTAL PROYECTOS EN EL MUNDO (COMPARACION DE RESULTADOS)



FUENTE: O&S J A3 96

FIGURA N° 42

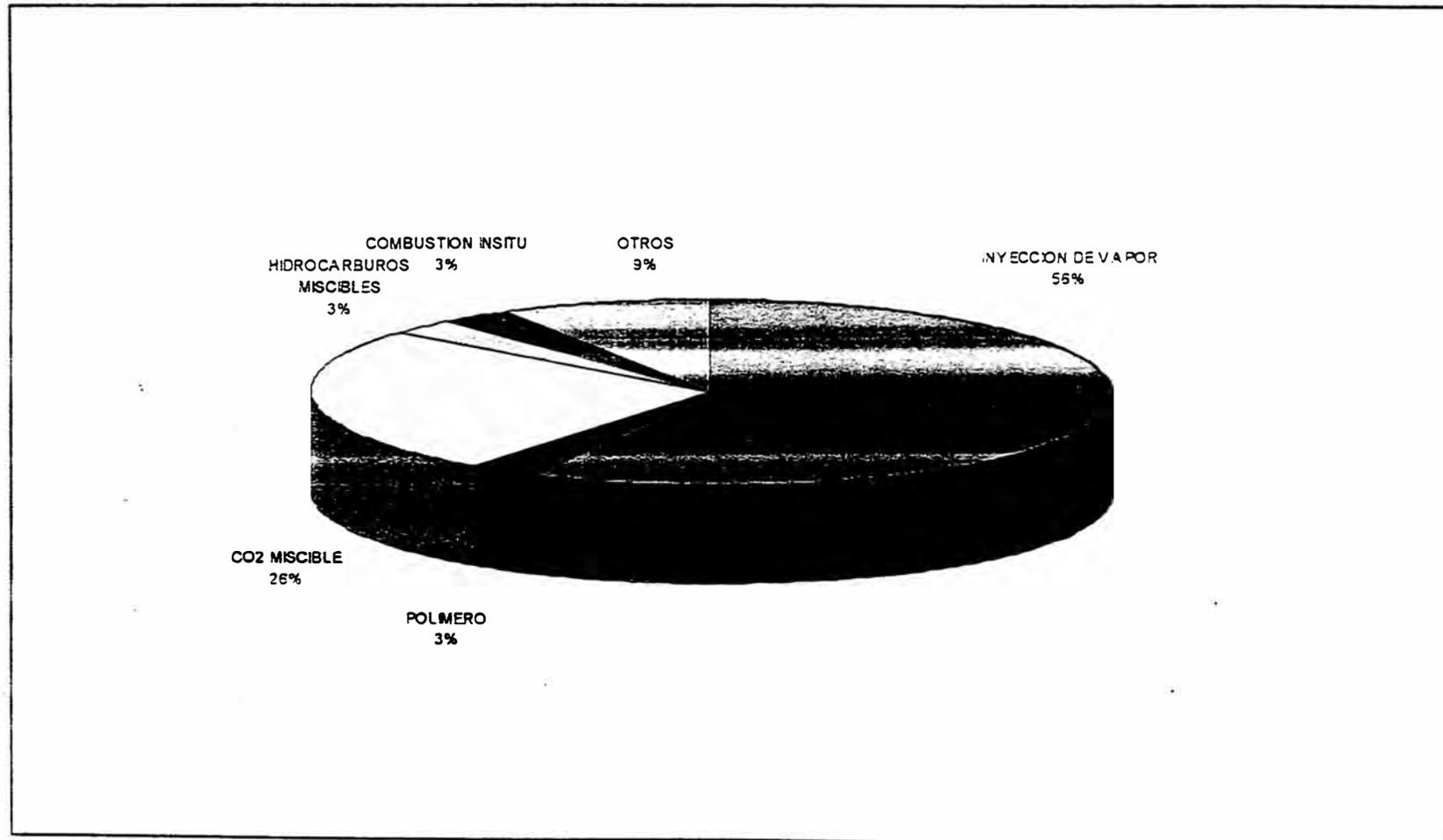
PROYECTOS EOR EJECUTADOS Y EN EJECUCION EN EL MUNDO (PROYECTOS ECONOMICOS)



FUENTE OSEJ. Ab. 96

FIGURA N° 3

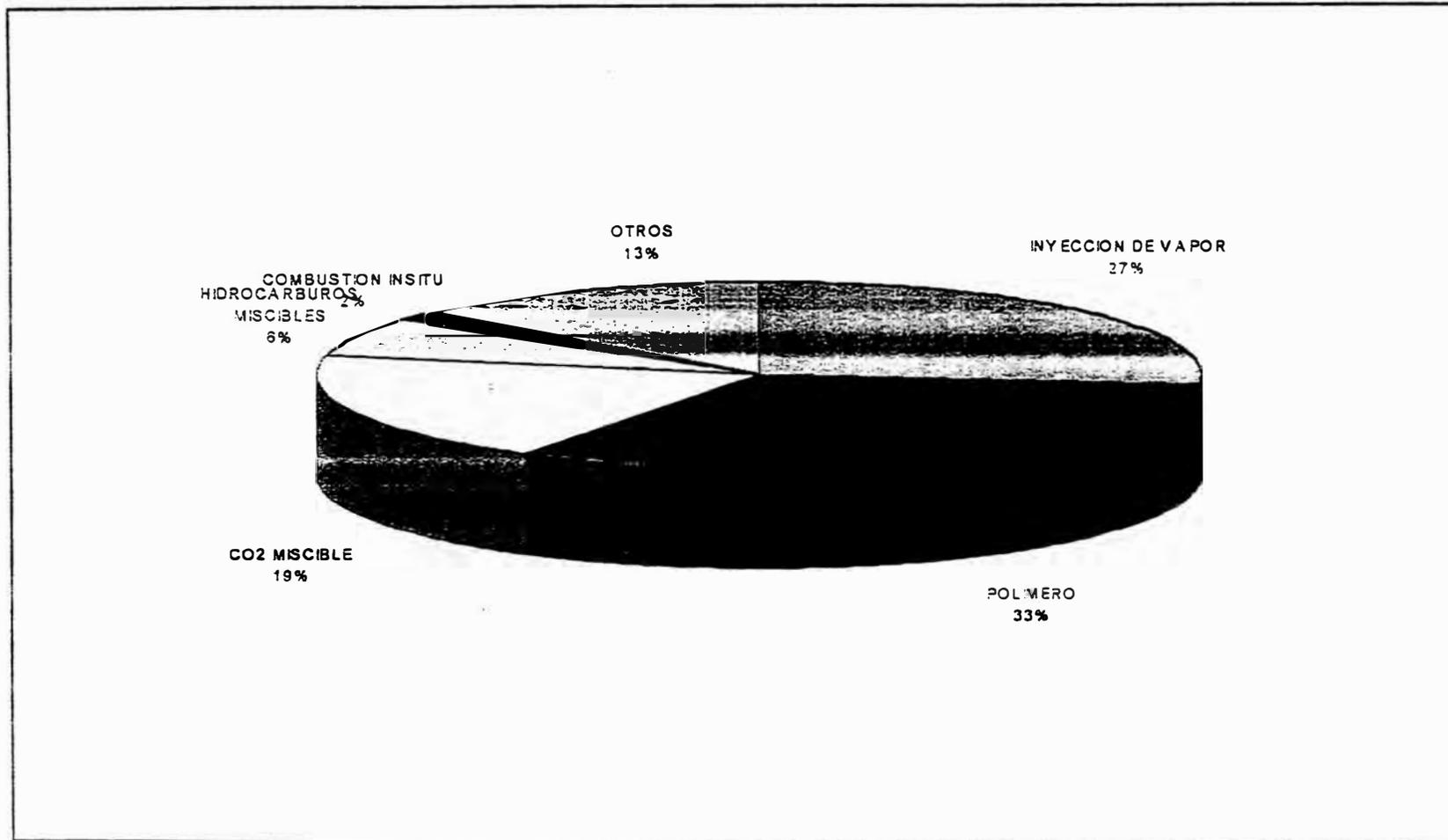
PROYECTOS EOR EJECUTADOS Y EN EJECUCION EN EL MUNDO (PROYECTOS NO ECONOMICOS)



FUENTE: O&G J. 125 96

FIGURA N° 44

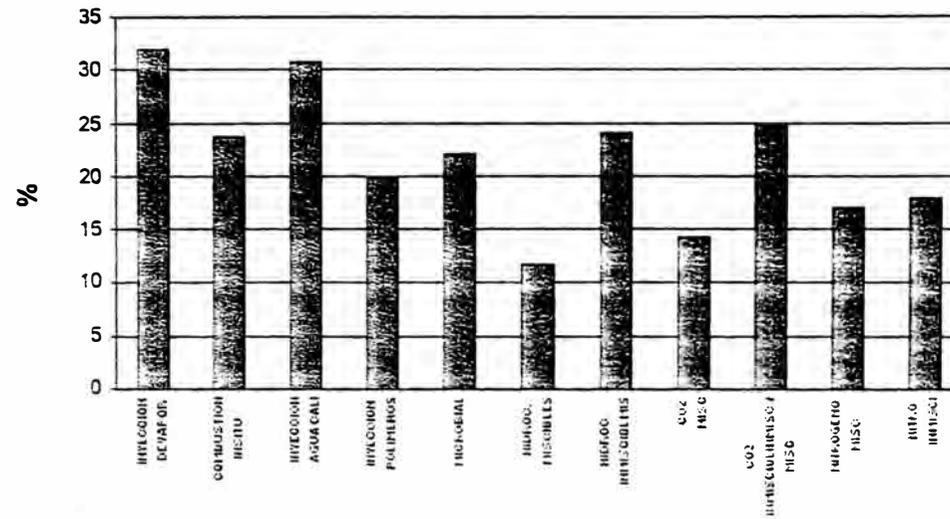
PROYECTOS EOR EJECUTADOS Y EN EJECUCION EN EL MUNDO (PROYECTOS EN EVALUACION)



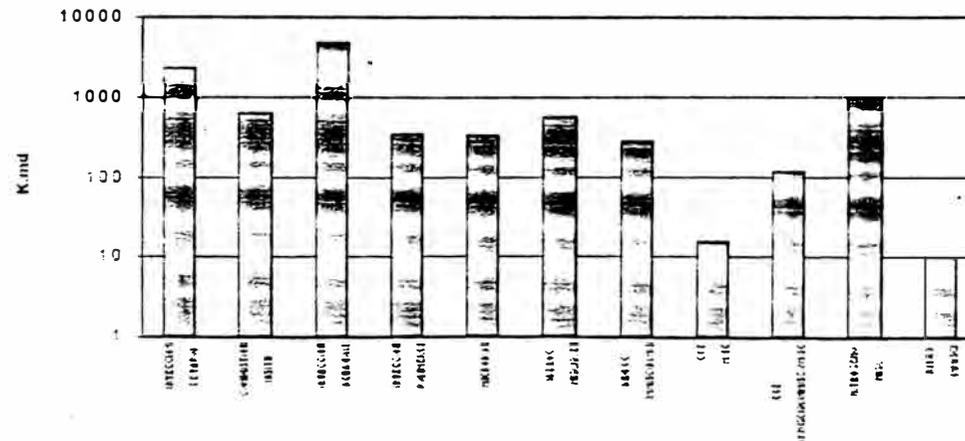
0 9 6 5 . 1 4 7 9 6

FIGURA N° 45

VARIACION DE LA POROSIDAD, %
CON LOS METODOS DE EOR (VALOR PROMEDIO)

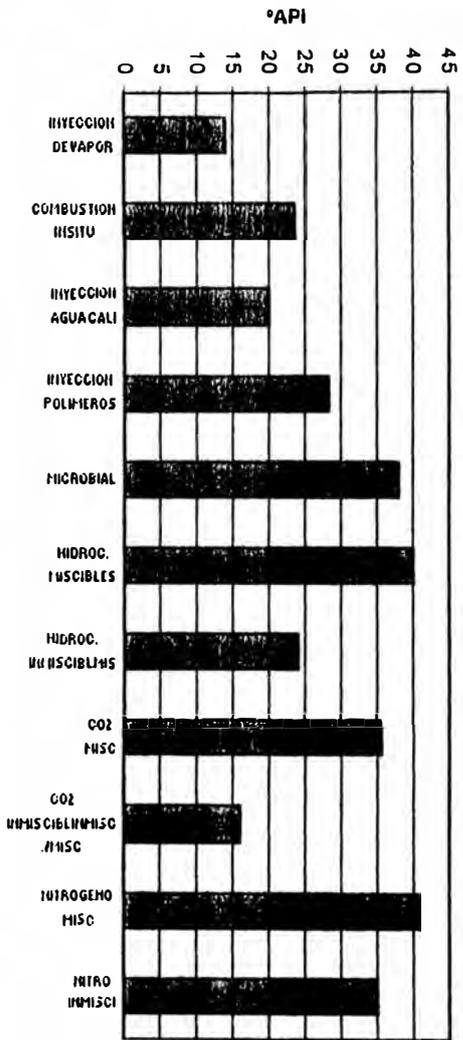


VARIACION DE LA PERMEABILIDAD, md
CON LOS METODOS DE EOR

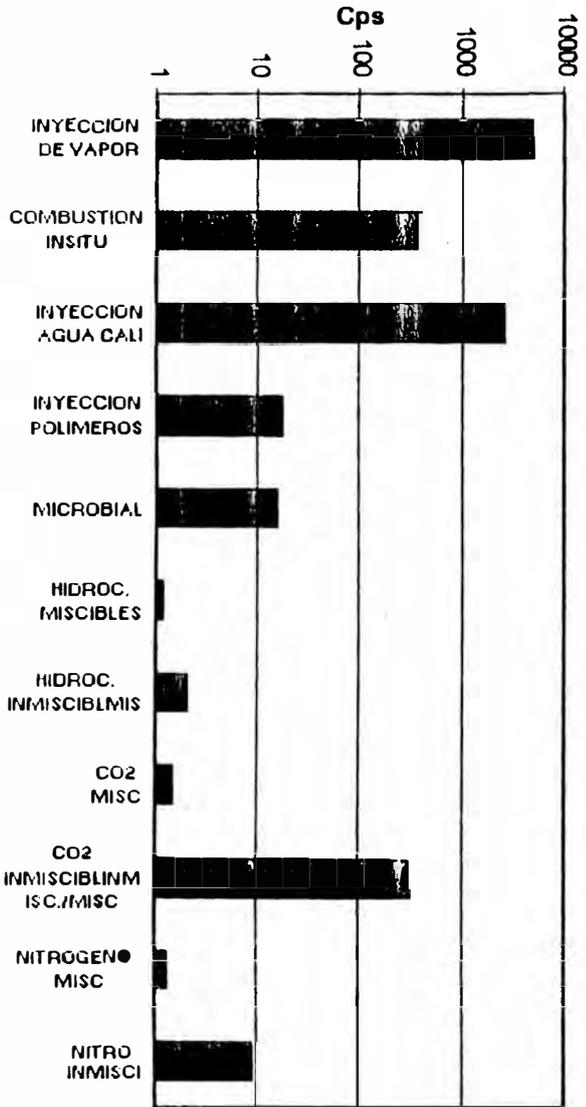


FIGURAS N°s 46 Y 47

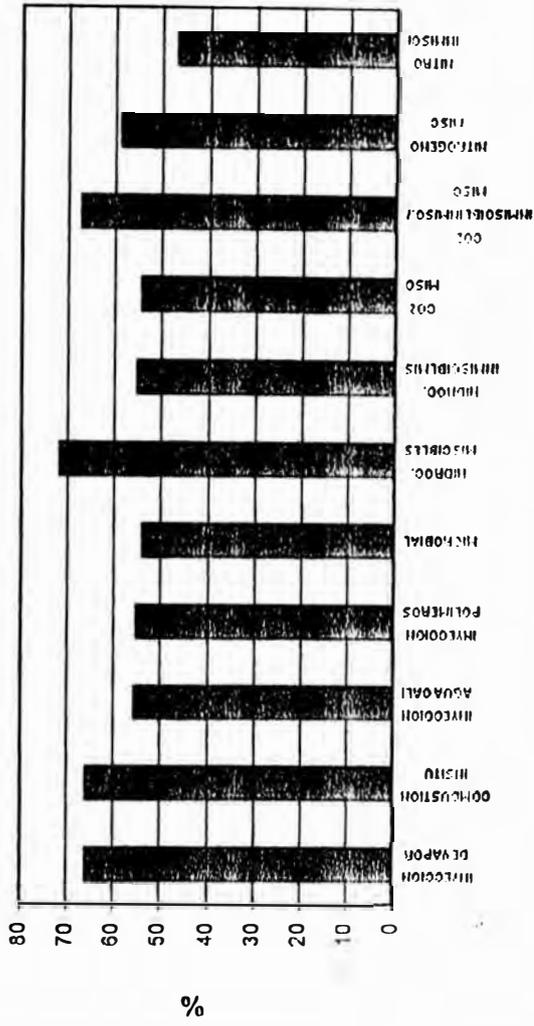
VARIACION DEL GRADO API
CON LOS METODOS DE EOR



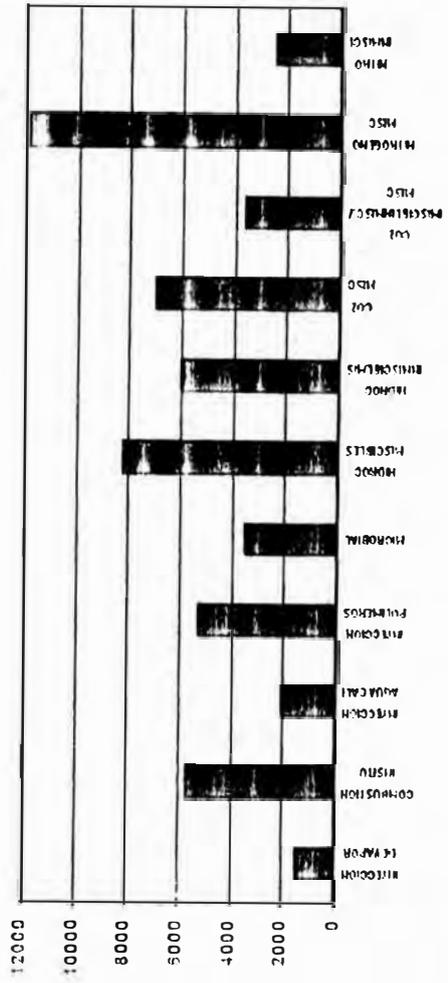
VARIACION DE LA VISCOSIDAD, CPS
CON LOS METODOS DE EOR



VARIACION DE LA S_o (%), AL INICIO DEL METODO DE EOR



VARIACION DE LA PROFUNDIDAD, PIES CON LOS METODOS DE EOR



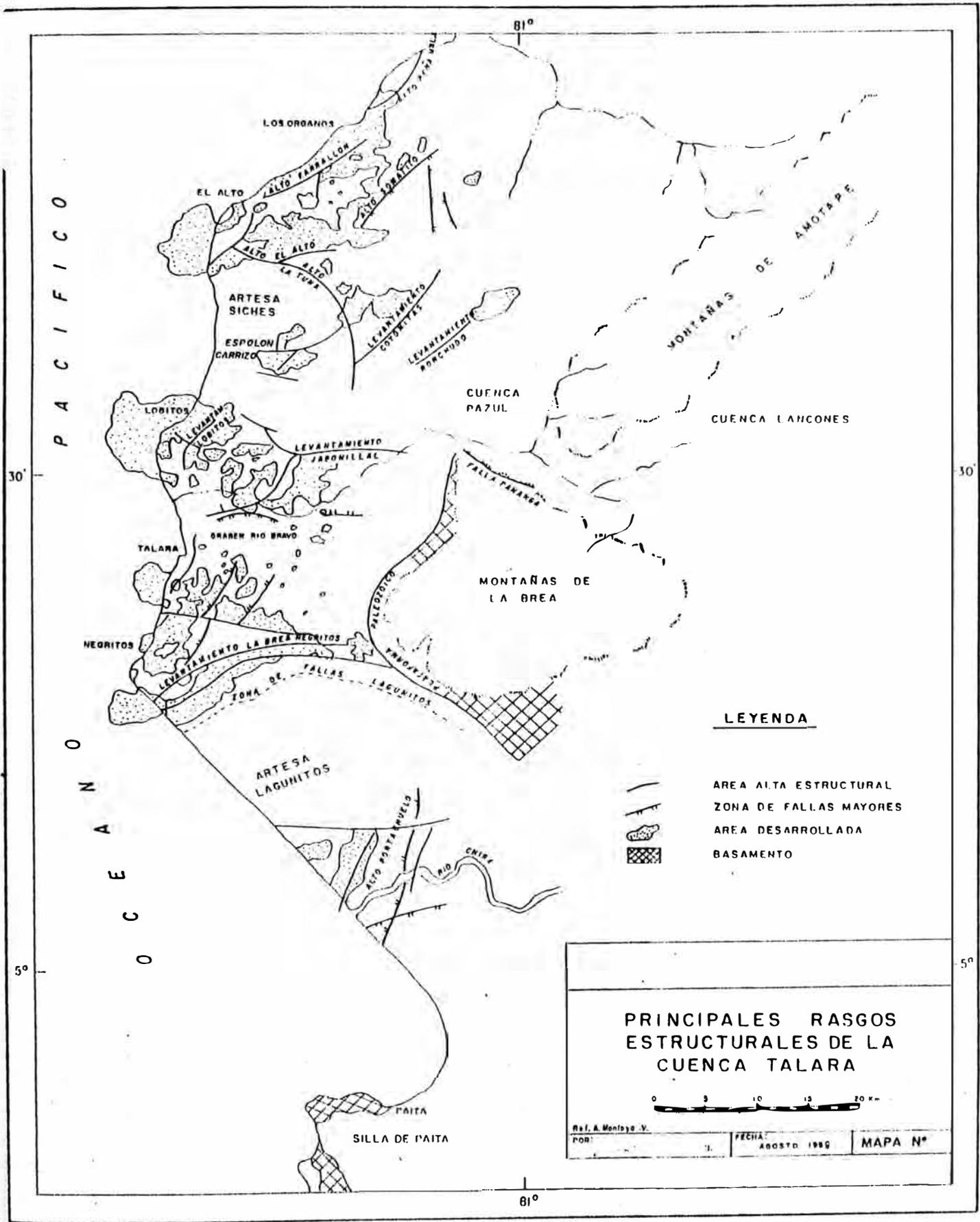
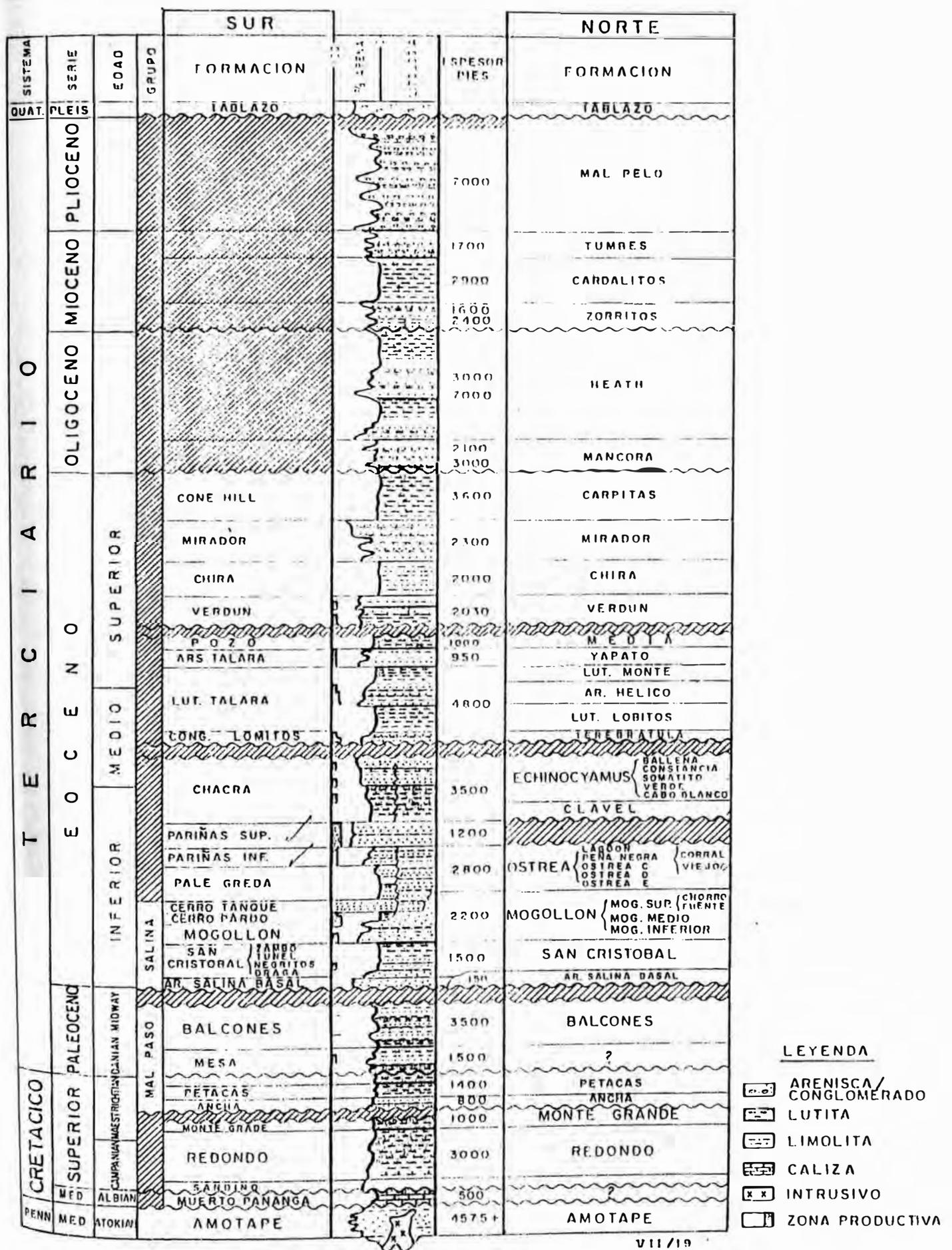


FIGURA N° 52

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA NOROESTE - PERU



- LEYENDA**
- ARENISCA/ CONGLOMERADO
 - LUTITA
 - LIMOLITA
 - CALIZA
 - INTRUSIVO
 - ZONA PRODUCTIVA

FIGURA N° 53

OESTE

A

NEGRITOS

VERDUN

LOMITOS

RIO VERDE

ANCHA

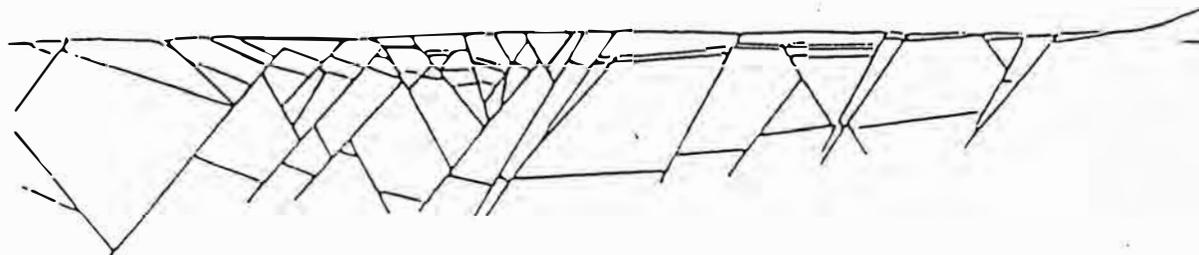
LA BREA

AMOTAPE
MIS.

ESTE

A'

NIVEL DEL MAR



NEGRITOS A MONTANAS AMOTAPE A LO LARGO DEL LEVANTAMIENTO LA BREA NEGRITOS

LEVANTAMIENTO
JABONILLAL

LEVANTAMIENTO
LA BREA NEGRITOS

NORTE

SATIOS CARRIZAL BRAYO

MILE SIX SEC. SIXTEEN VERDUN EXT

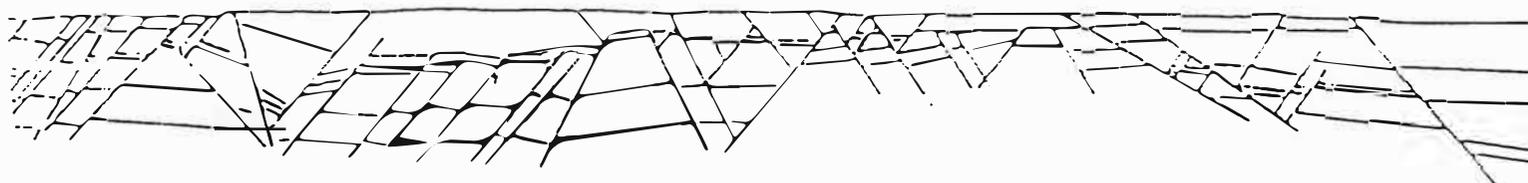
LOMITOS

LLANO CENTINELA

SUR

B'

NIVEL DEL MAR



SECCION NORTE - SUR A TRAVES DE LAS AREAS PRODUCTORAS

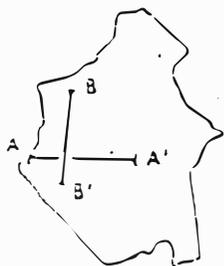
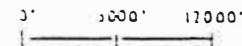


FIGURA N° 54

CORTE TRANSVERSAL



TIPO DE COMPLETACIONES EN NOROESTE

ANTIGUAS

MODERNA

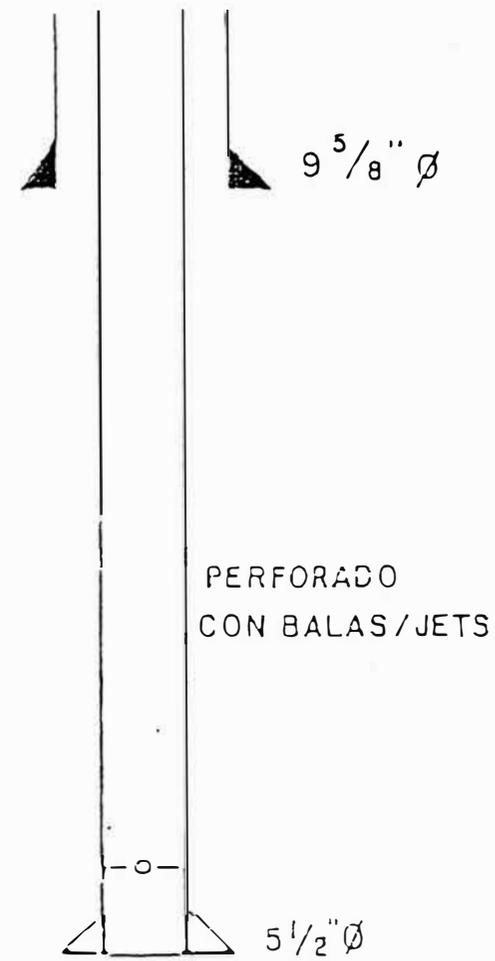
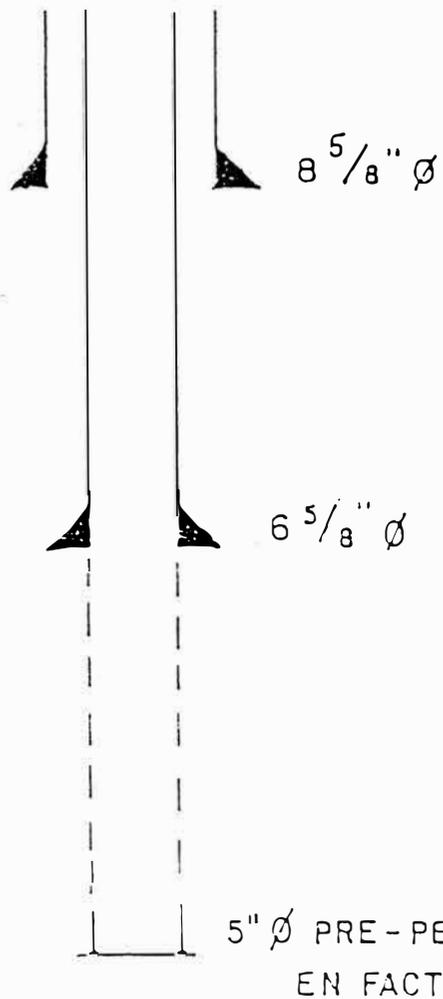
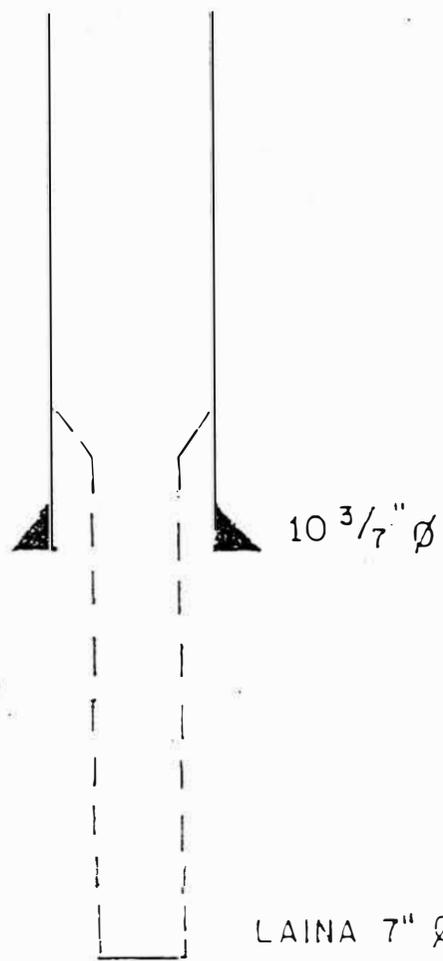


FIGURA N° 55

INYECCION DE GAS - CUENCA TALARA
FACTOR DE RECUPERACION vs. POROSIDAD (%)

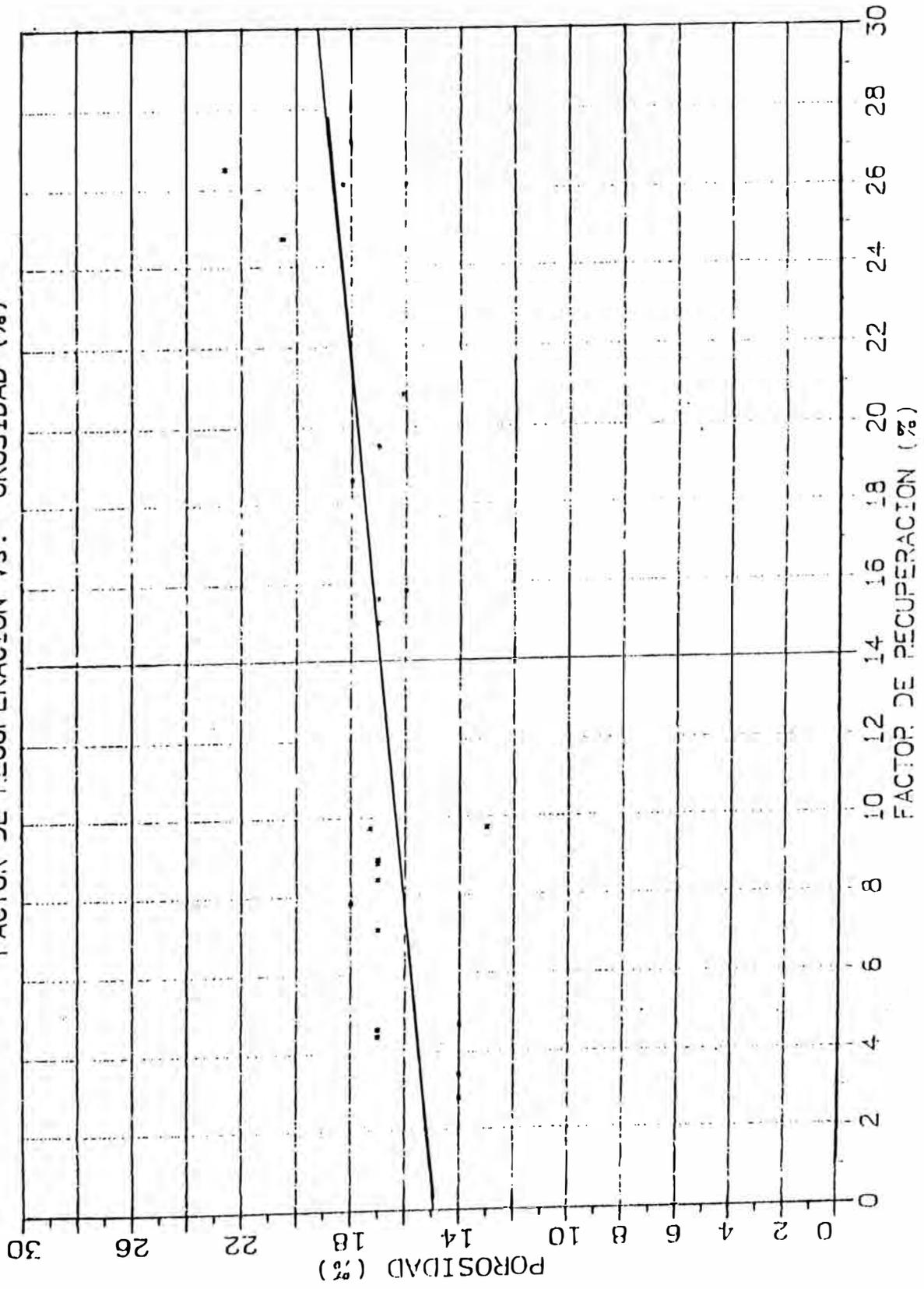


FIGURA N° 56

INYECCION DE GAS - CUENCA TALARA
FACTOR DE RECUPERACION Ys. PERMEABILIDAD

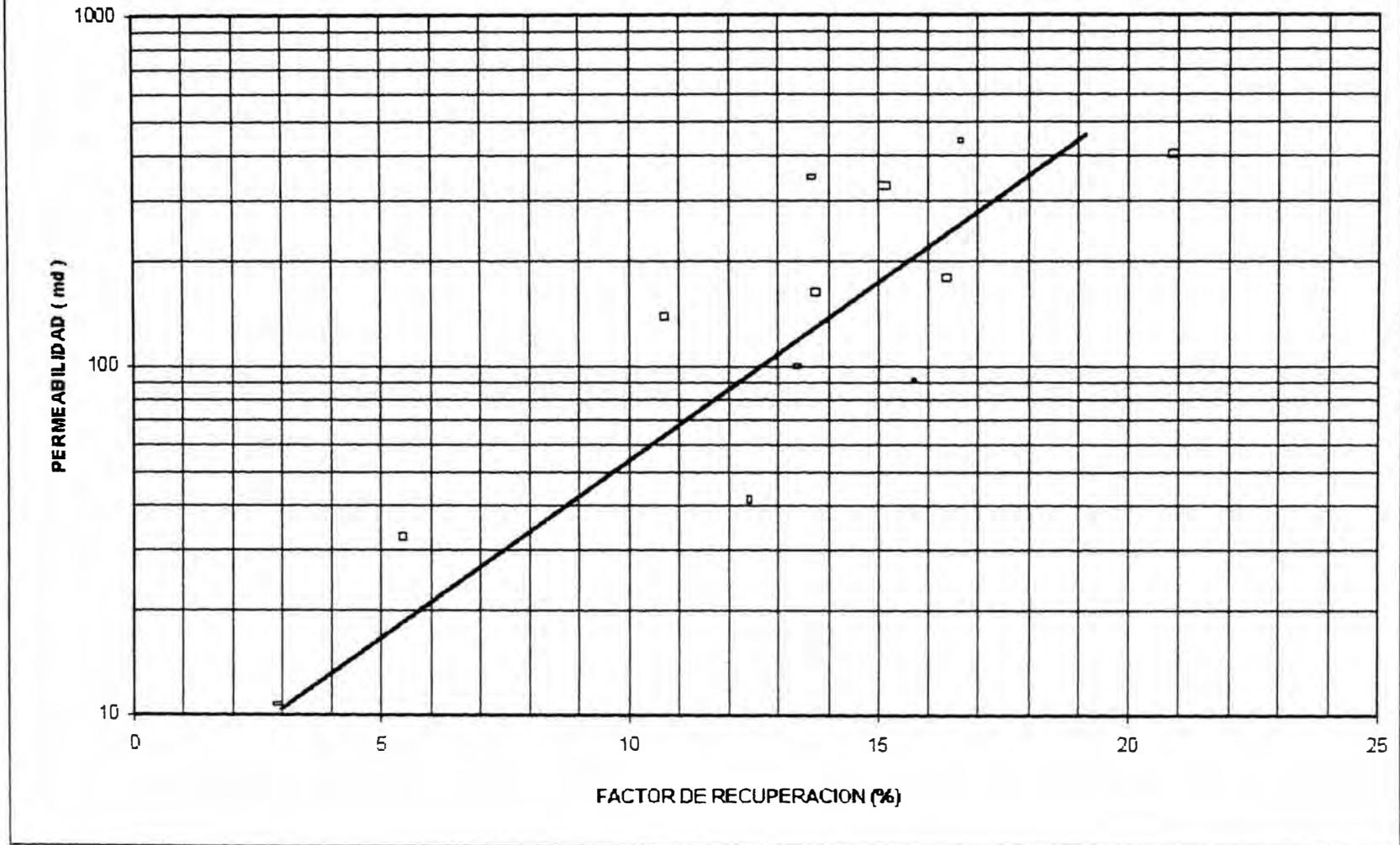


FIGURA Nº 56-a

INYECCION DE GAS - CUENCA TALARA
 FACTOR DE RECUPERACION vs. BUZAMIENTO

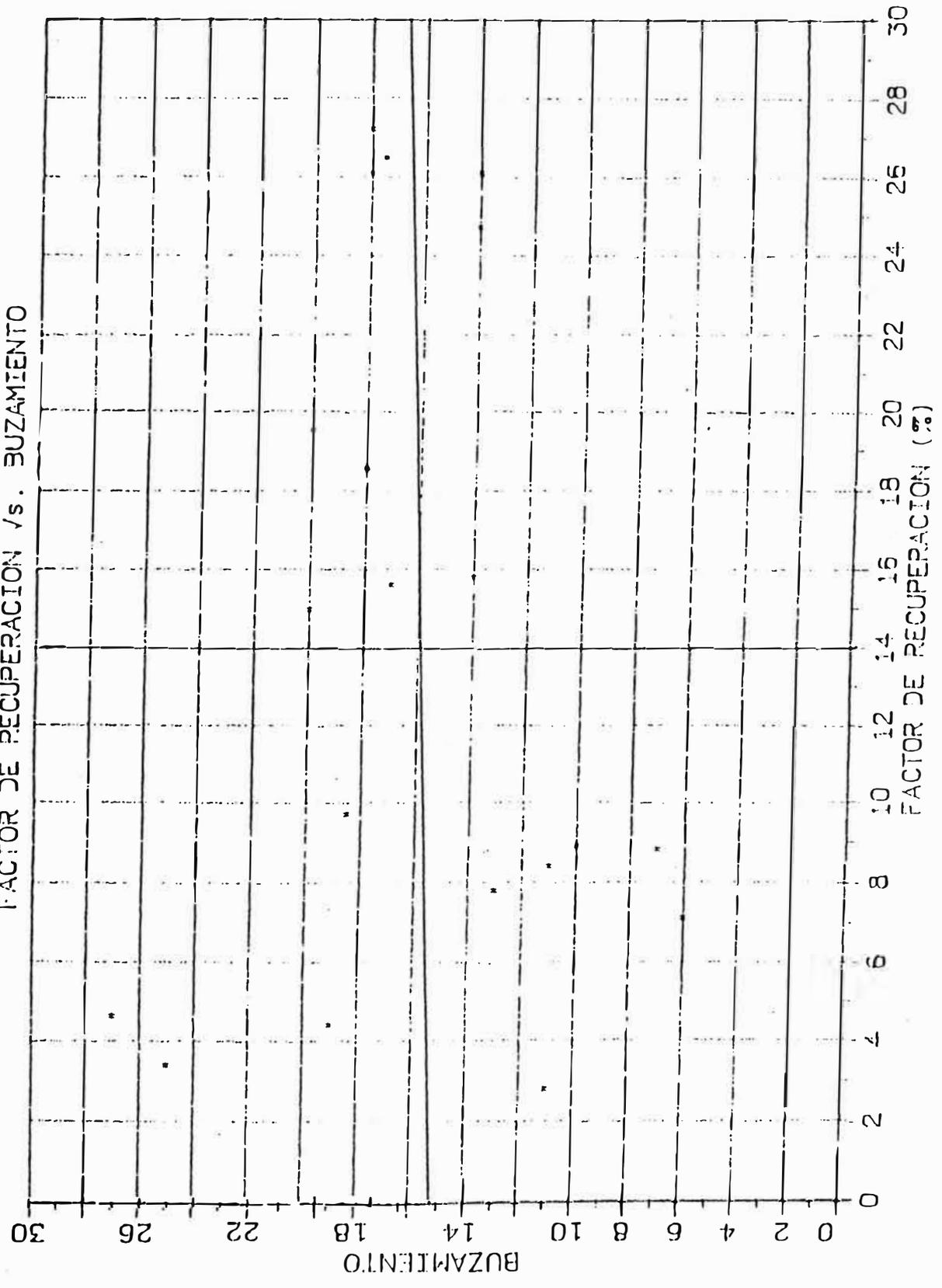


FIGURA N° 57

INYECCION DE GAS · CUENCA TALARA
 FACTOR DE RECUPERACION vs. ESPESOR NETO PRODUCTIVO

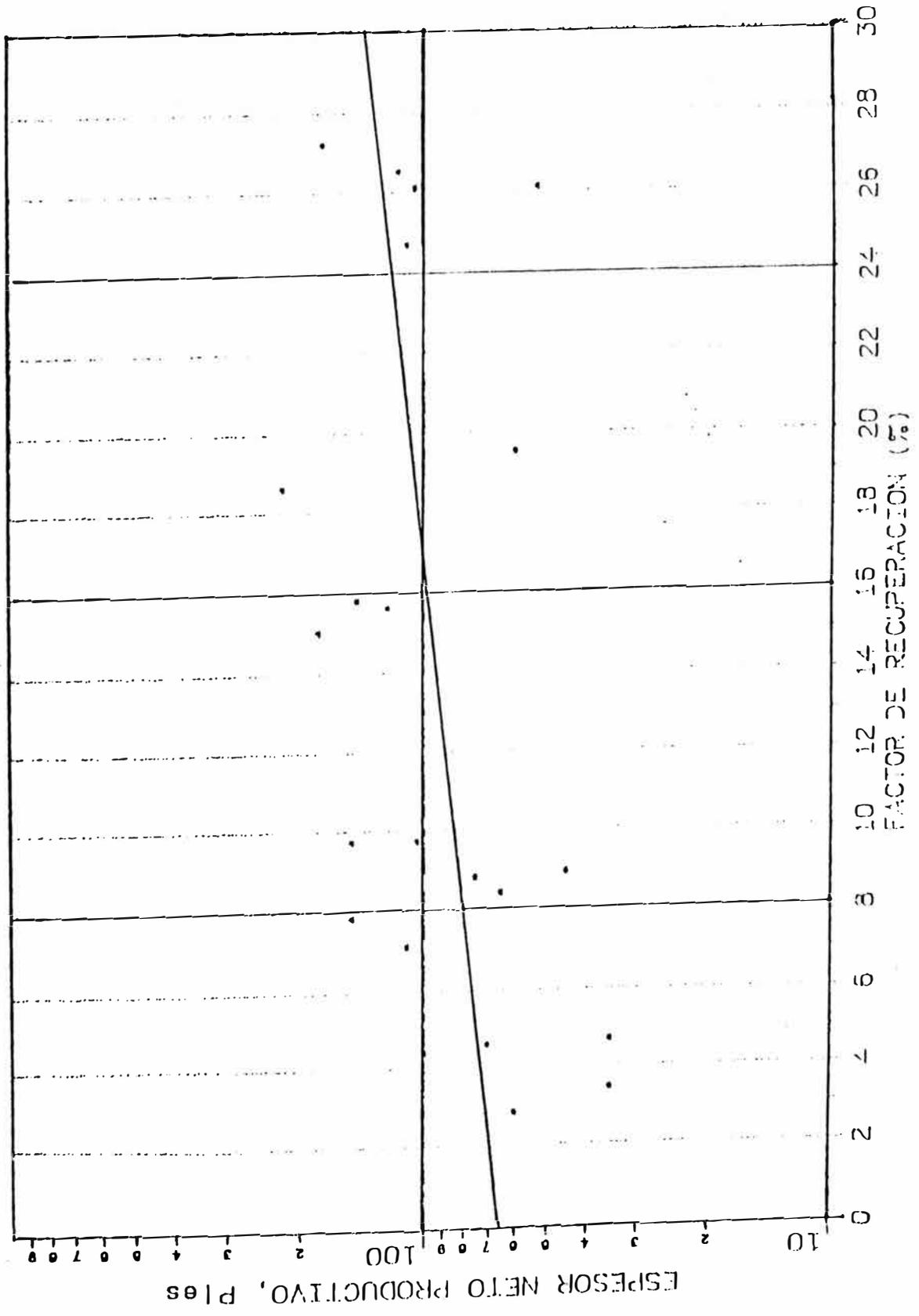


FIGURA N° 58

INYECCION DE GAS - CUENCA TALARA
 FACTOR DE RECUPERACION vs. AREA

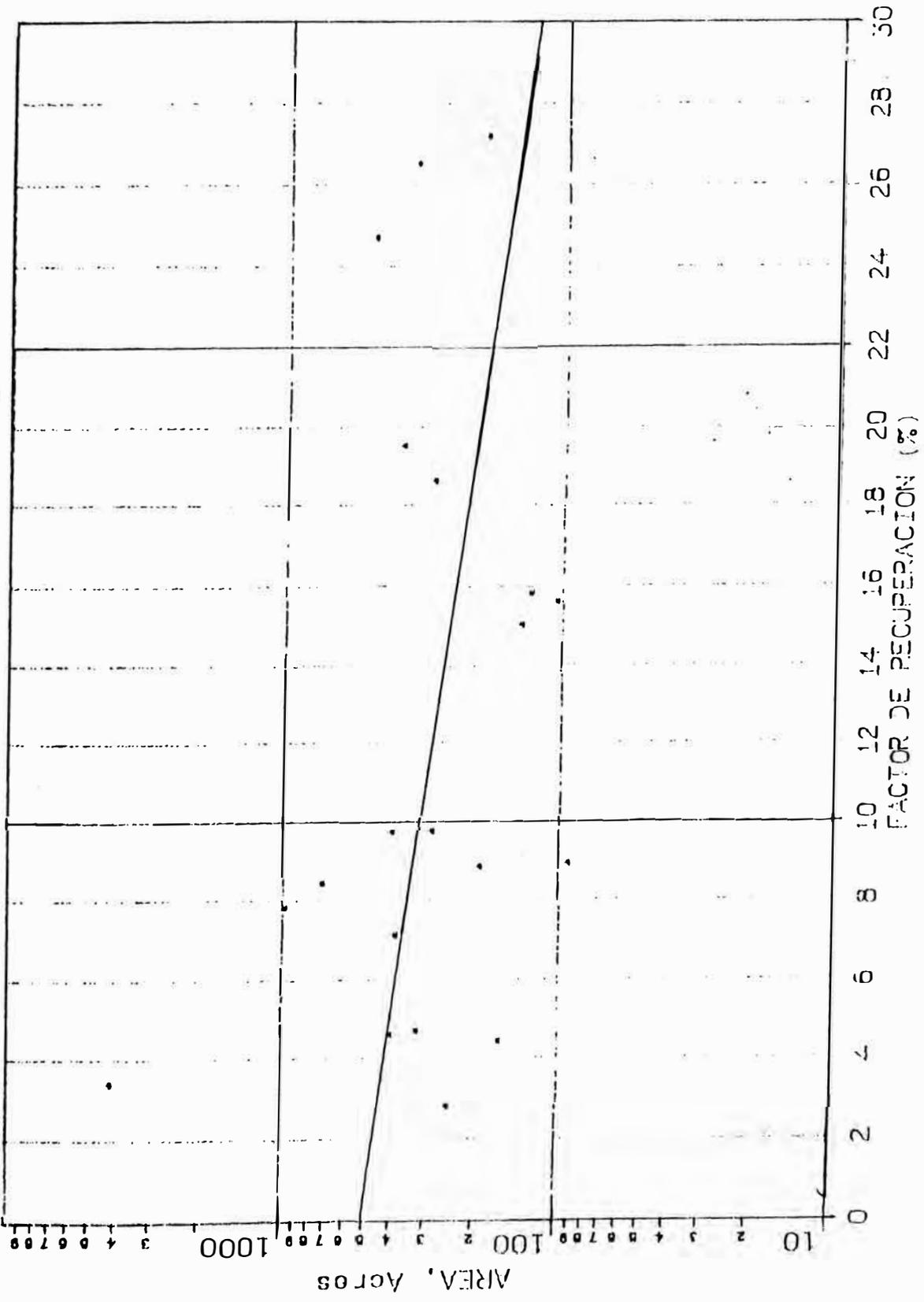


FIGURA N° 59

INYECCION DE GAS - CUENCA TALAPA
 FACTOR DE RECUP. Vs. GAS INYECTADO/PETROLEO RECUPERADO

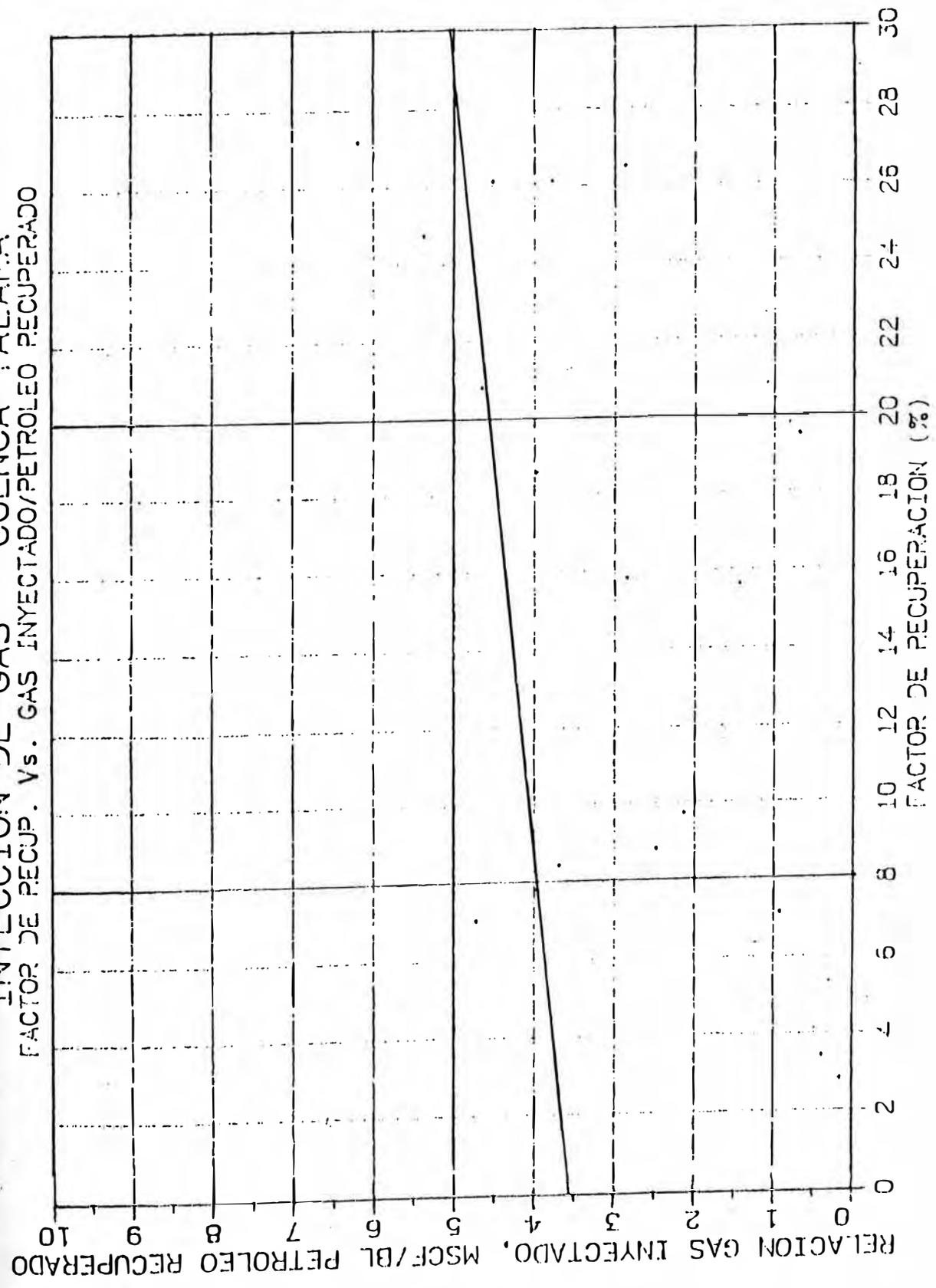


FIGURA N° 60

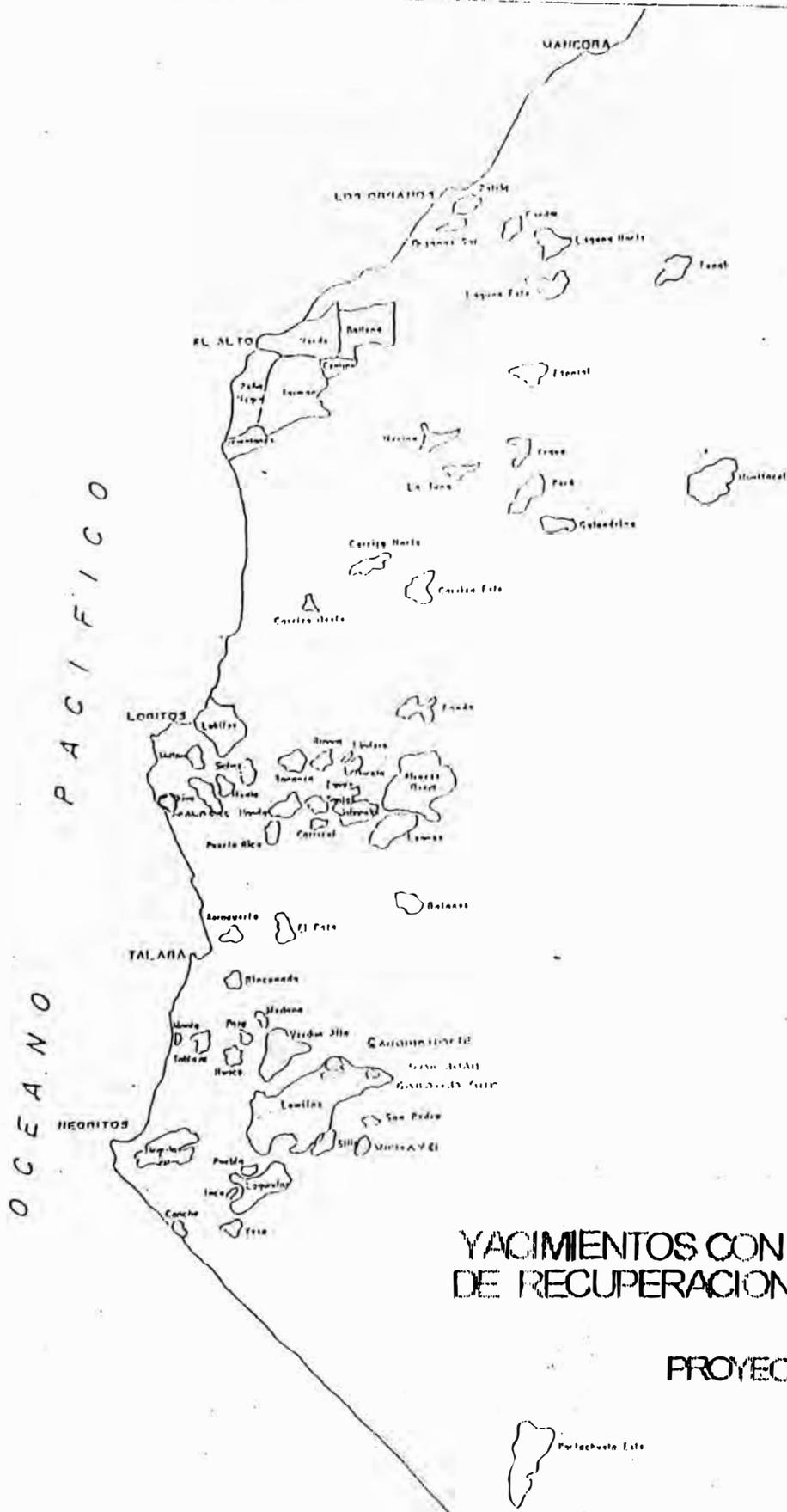


FIGURA N° 61

HISTORIA DE PRODUCCION
 POZO 3807 - SAN PEDRO

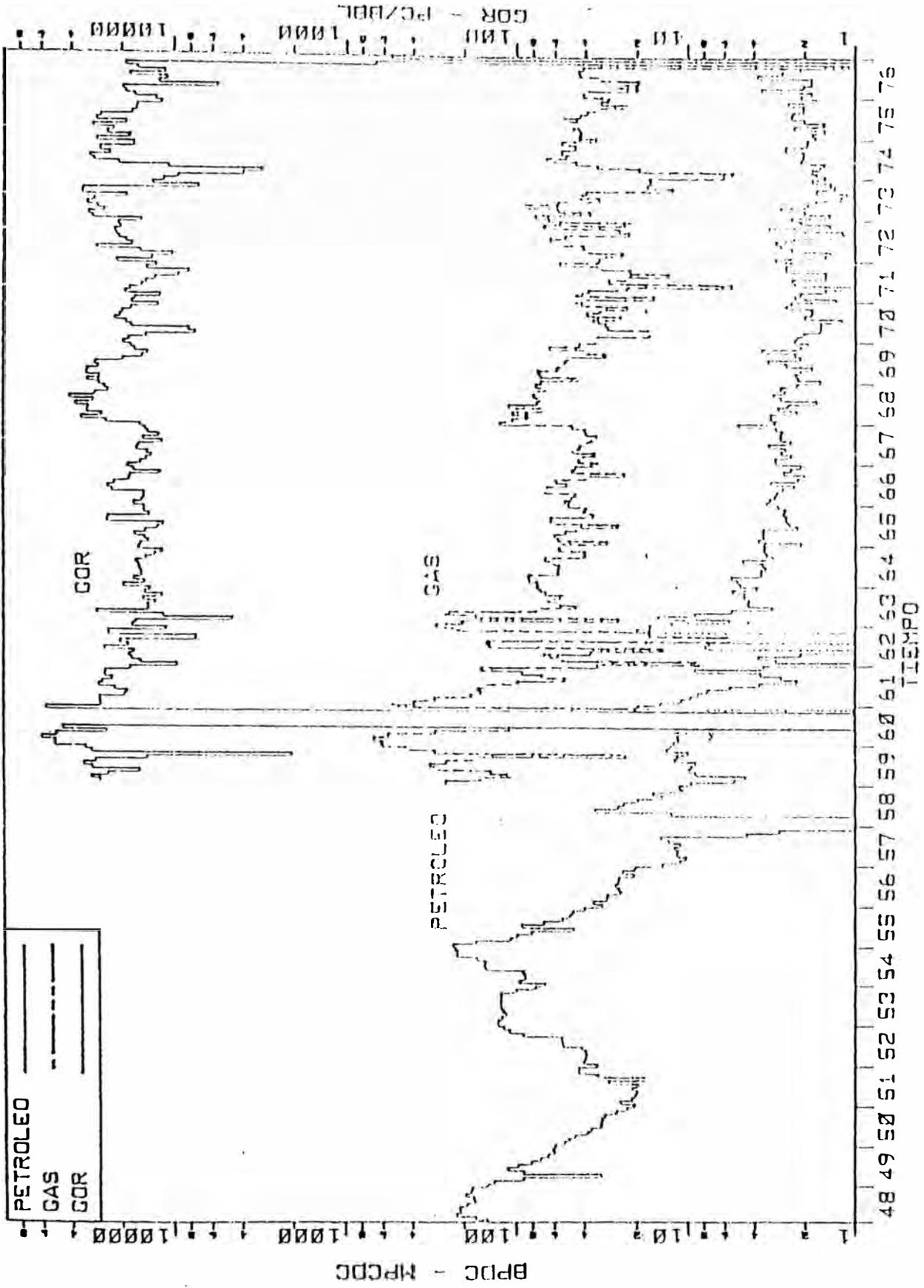
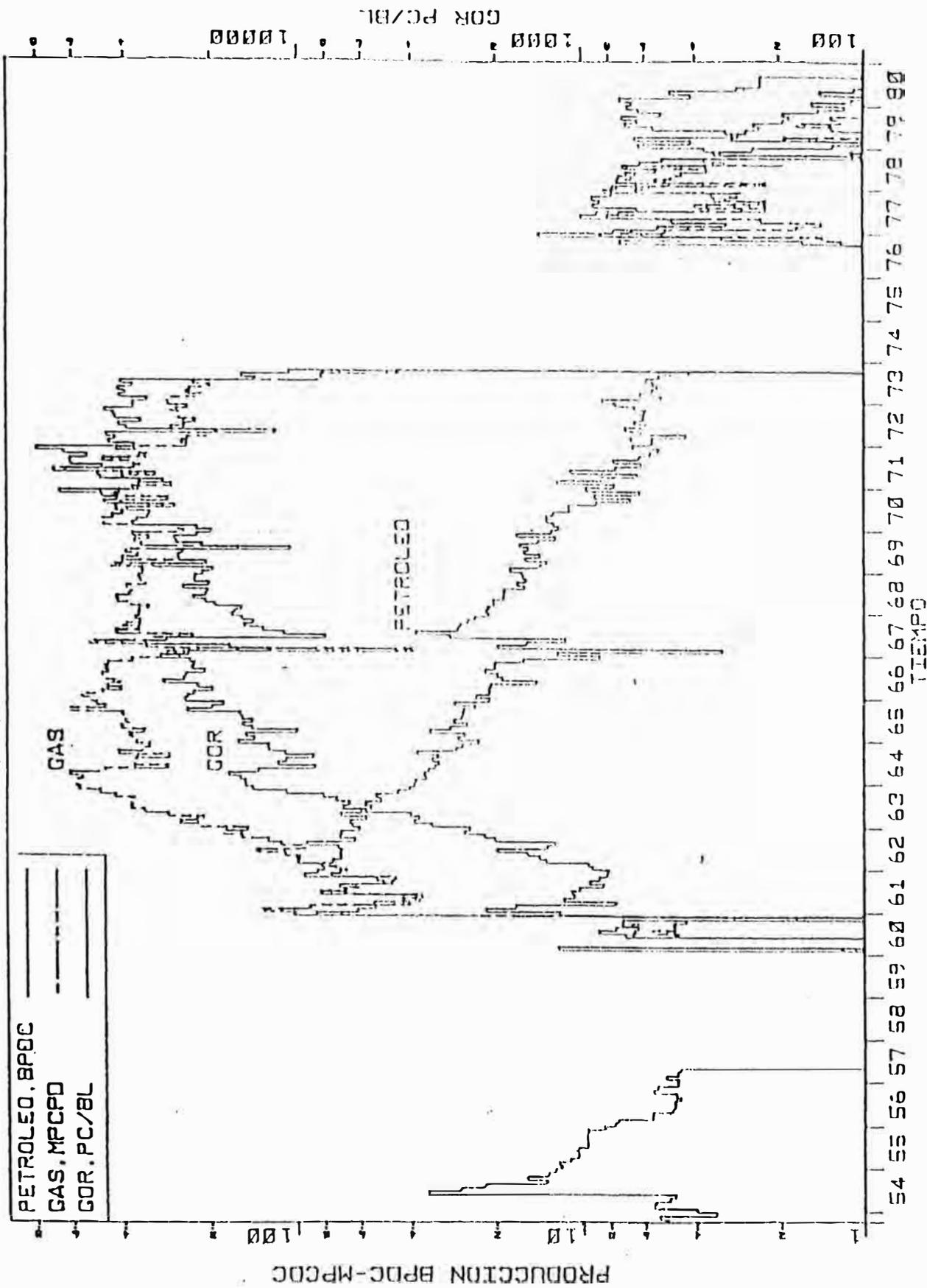


FIGURA N° 02

HISTORIA DE PRODUCCION
 POZO 4487 - SANDINO SUR



HISTORIA DE PRODUCCION
POZO 4323 - VICHAYO

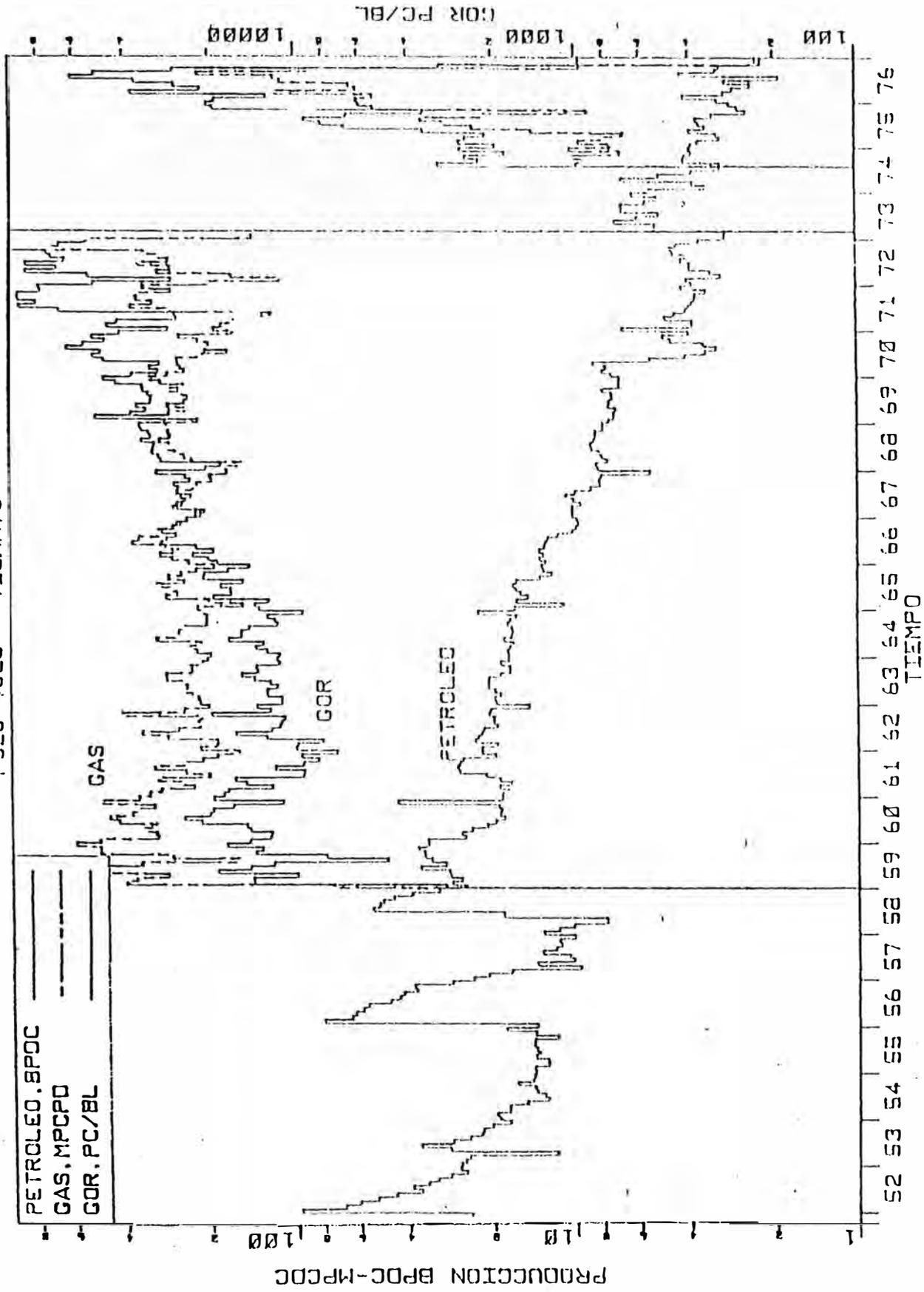


FIGURA N° 64

HISTORIA DE PRODUCCION
 POZO 4432 - VICHAYO

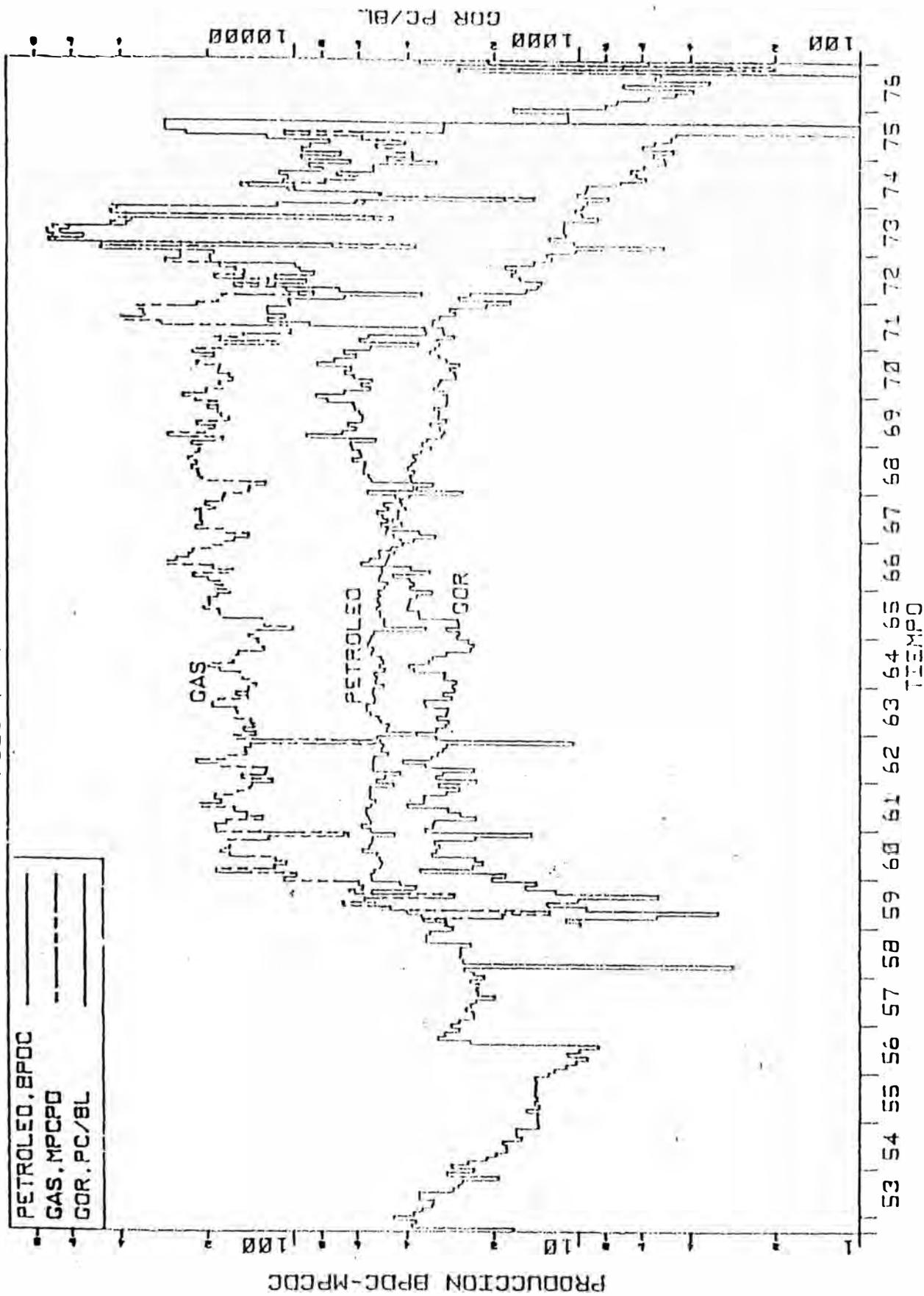


FIGURA N° 65

INYECCION DE AGUA - CUENCA TALARA
FACTOR DE RECUPERACION vs. POROSIDAD (%)

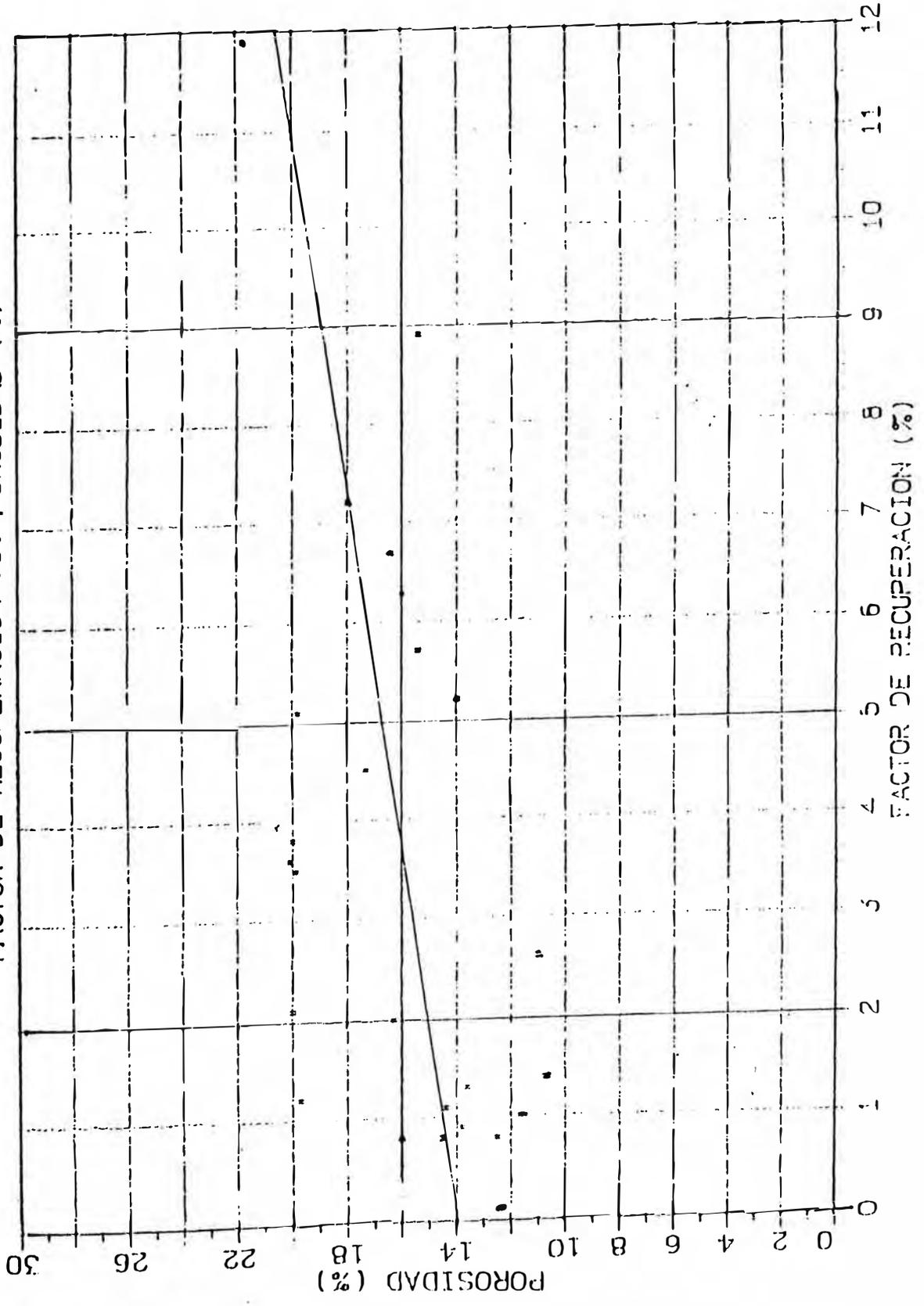


FIGURA N° 66

INYECCION DE AGUA - CUENCA TALARA
 FACTOR DE RECUPERACION vs. ESPESOR NETO PRODUCTIVO

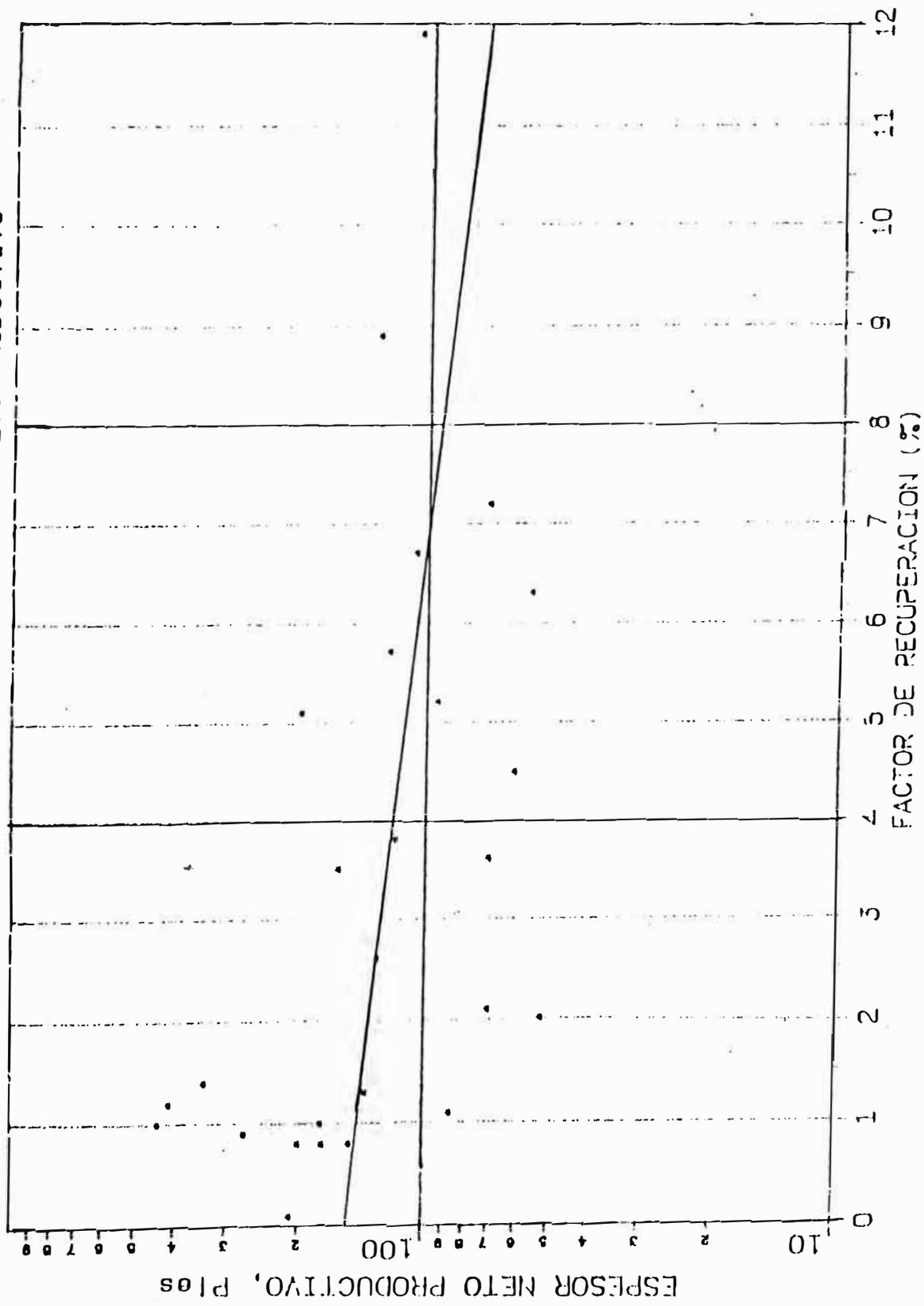


FIGURA N° 67

INYECCION DE AGUA - CUENCA TALARA
FACTOR DE RECUPERACION vs. AREA

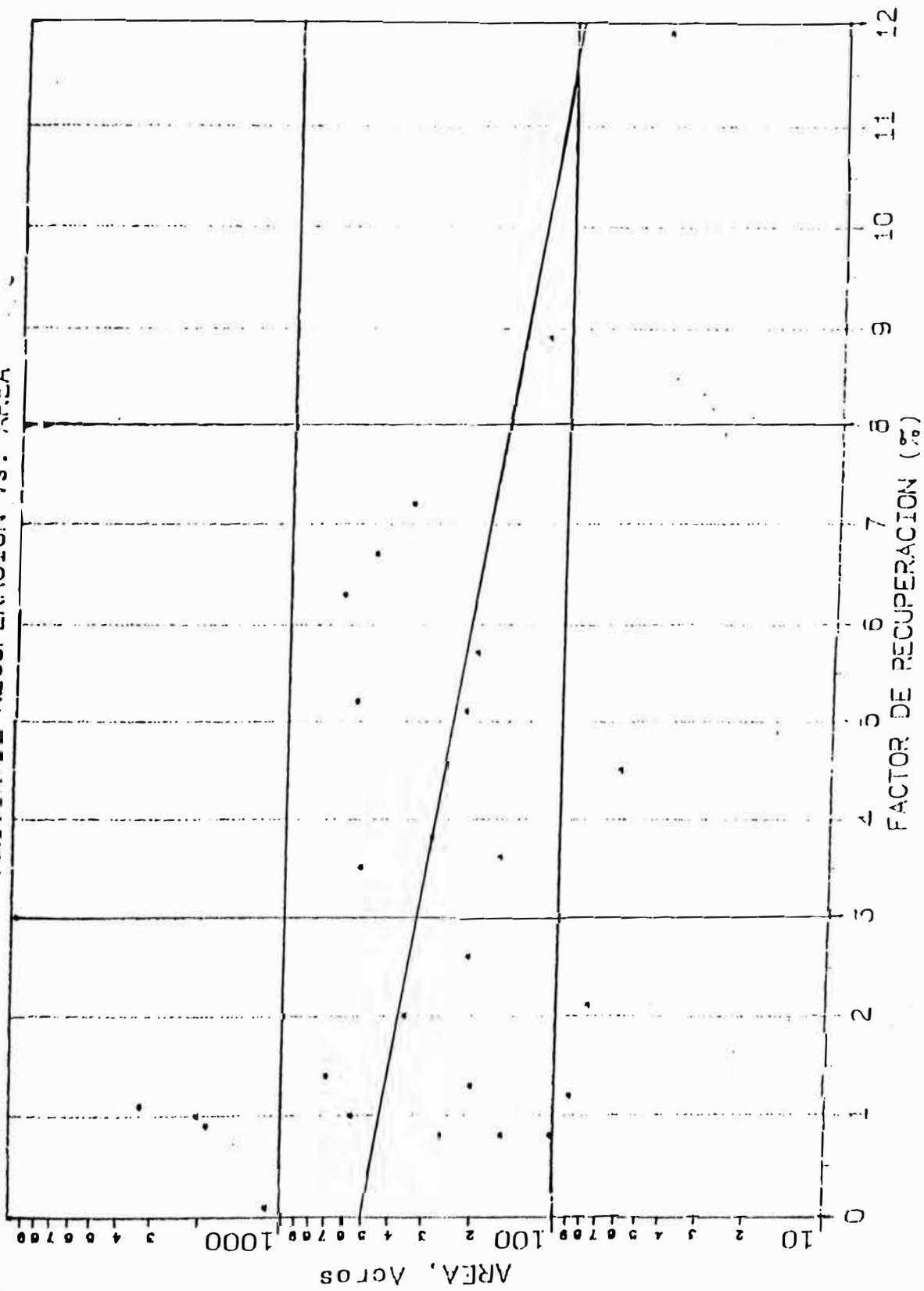


FIGURA N° 08

INYECCION DE AGUA - CUENCA TALAPA
 FACTOR DE RECUP. vs. AGUA INYECTADA/PETROLEO RECUPERADO

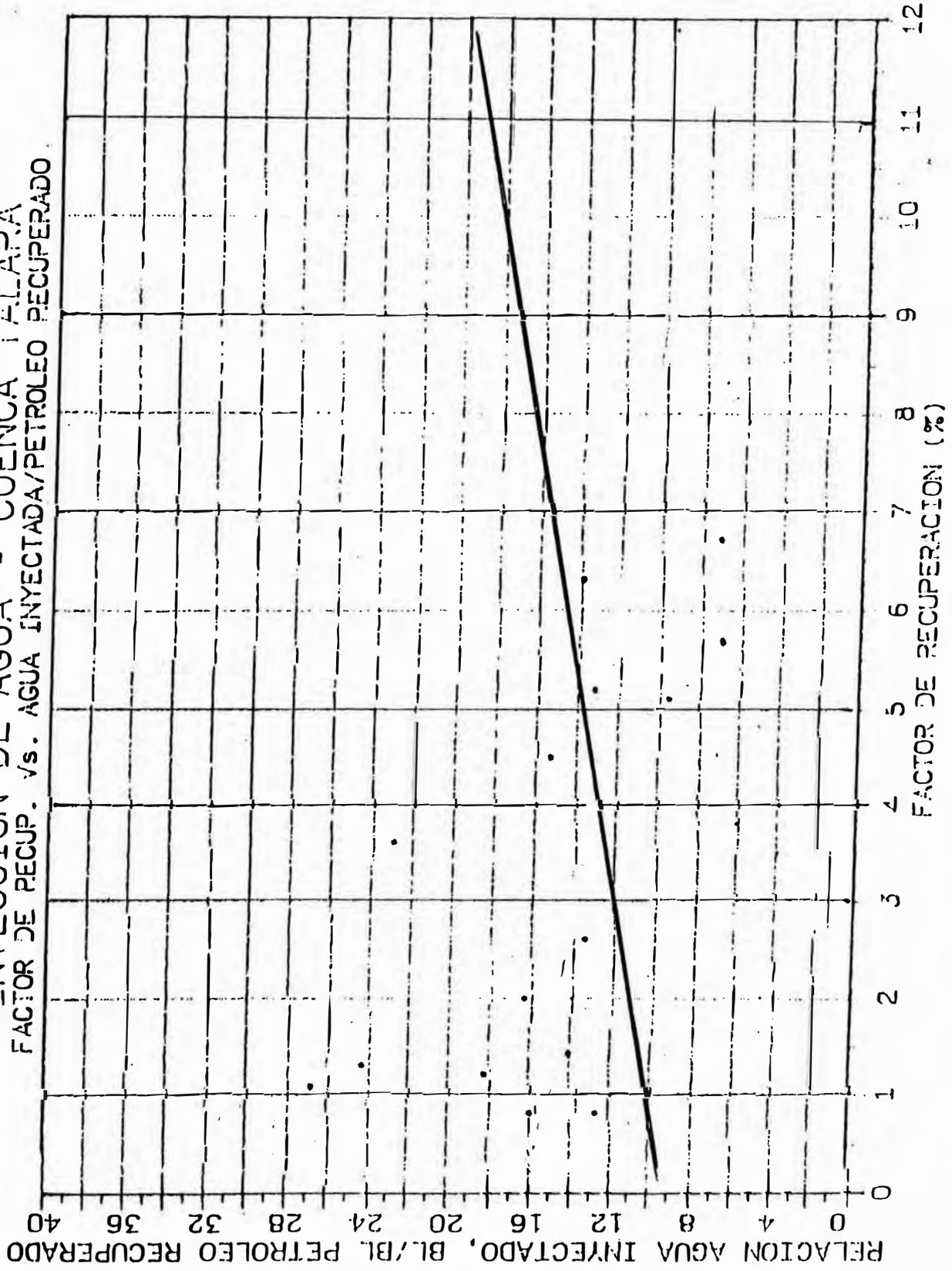


FIGURA N° 69

ANALISIS DE SENSIBILIDAD INYECCION DE AGUA

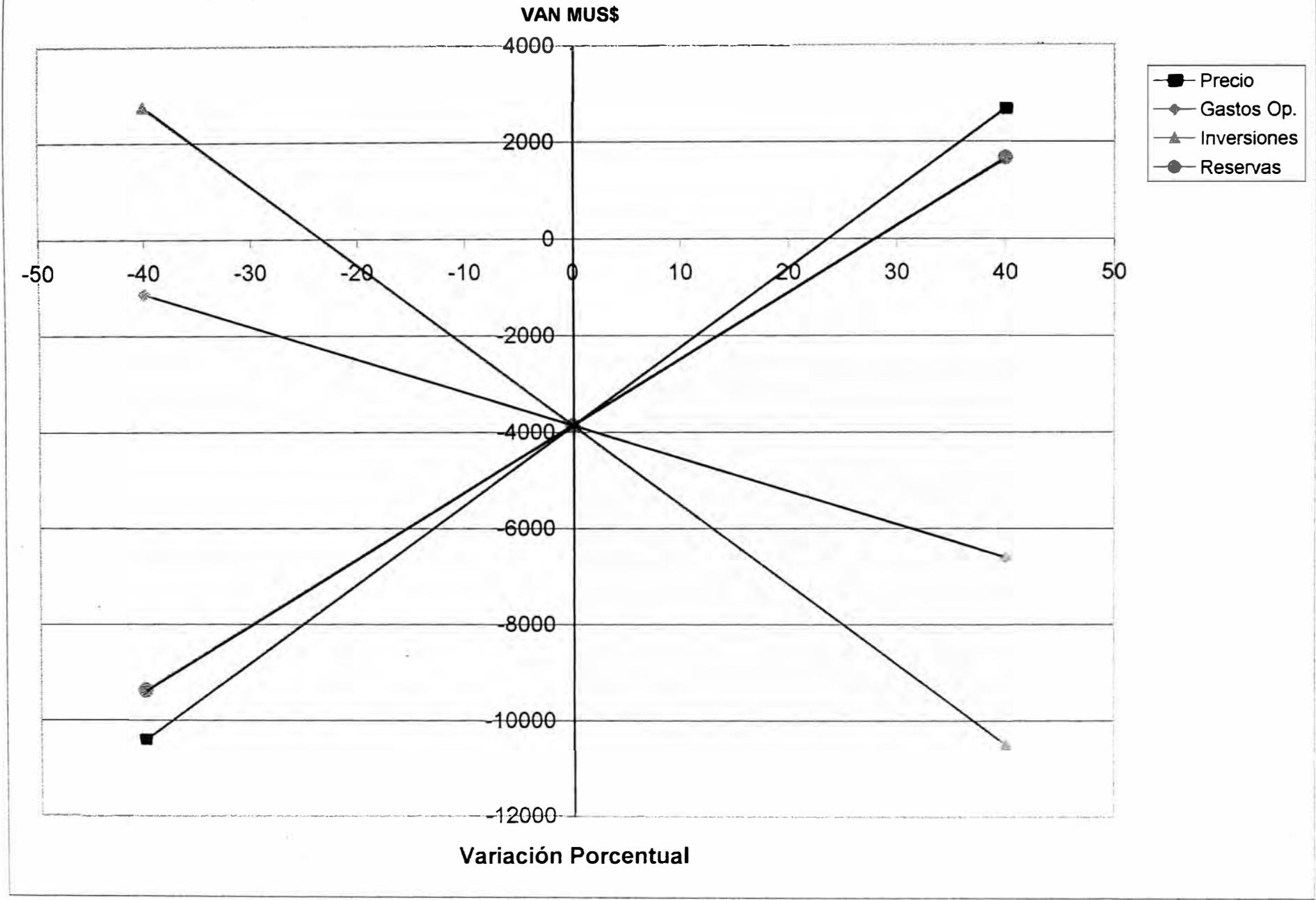


FIG. Nº 70

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA INYECCION DE GAS

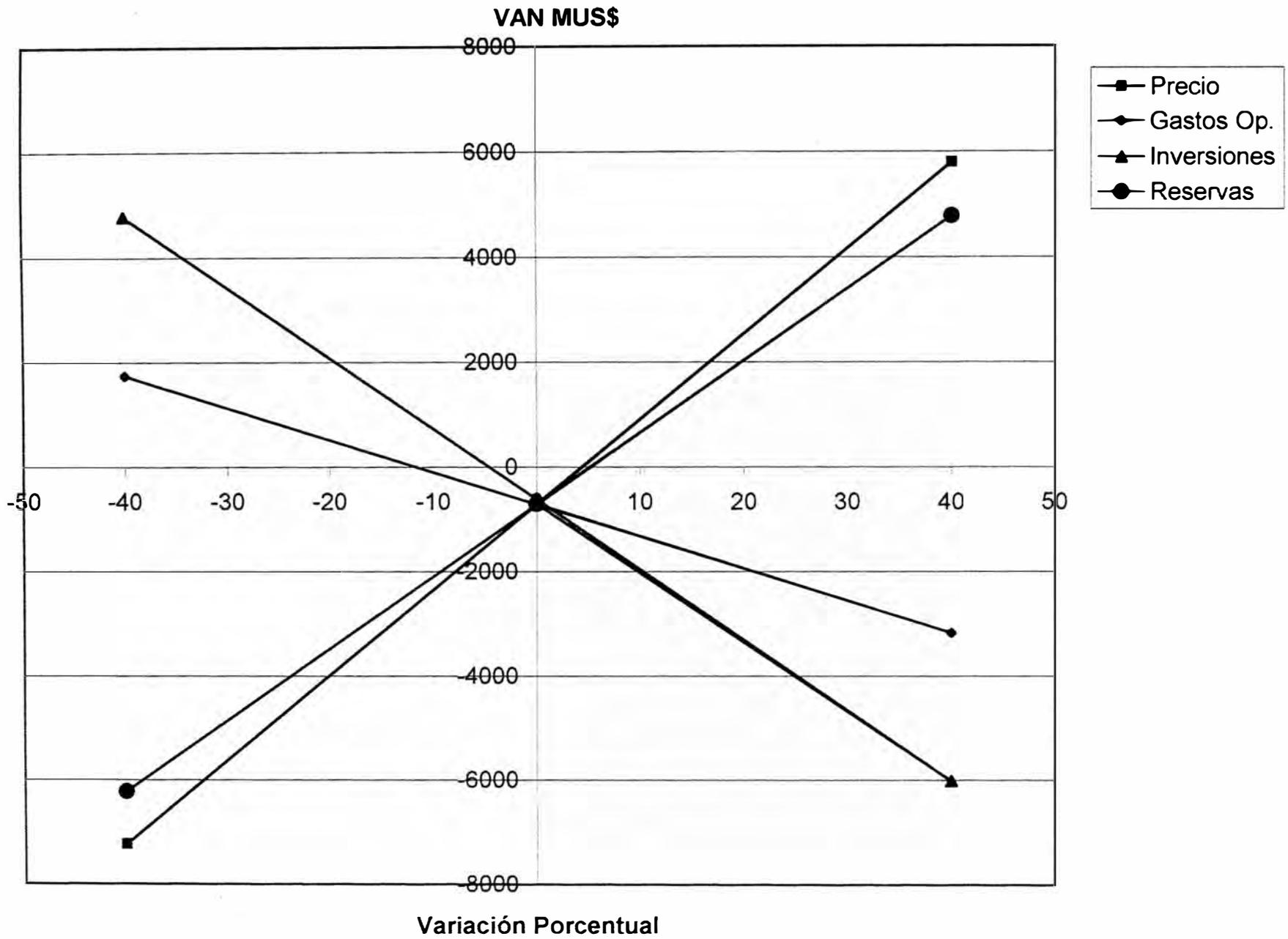


FIG. N° 71

Diagrama de Modelo de Inyección de pozos Combustión in situ

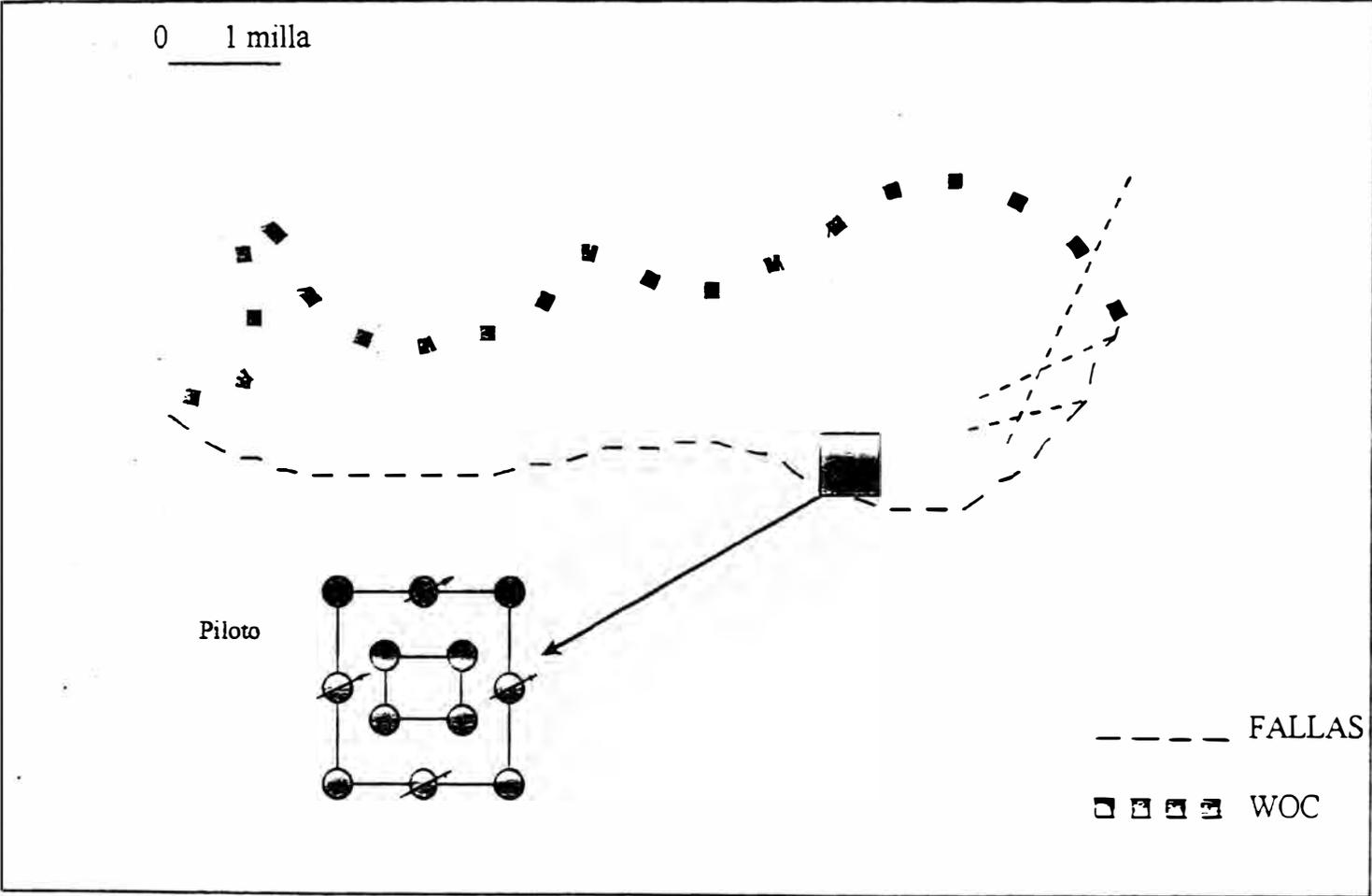


Figura Nº 1

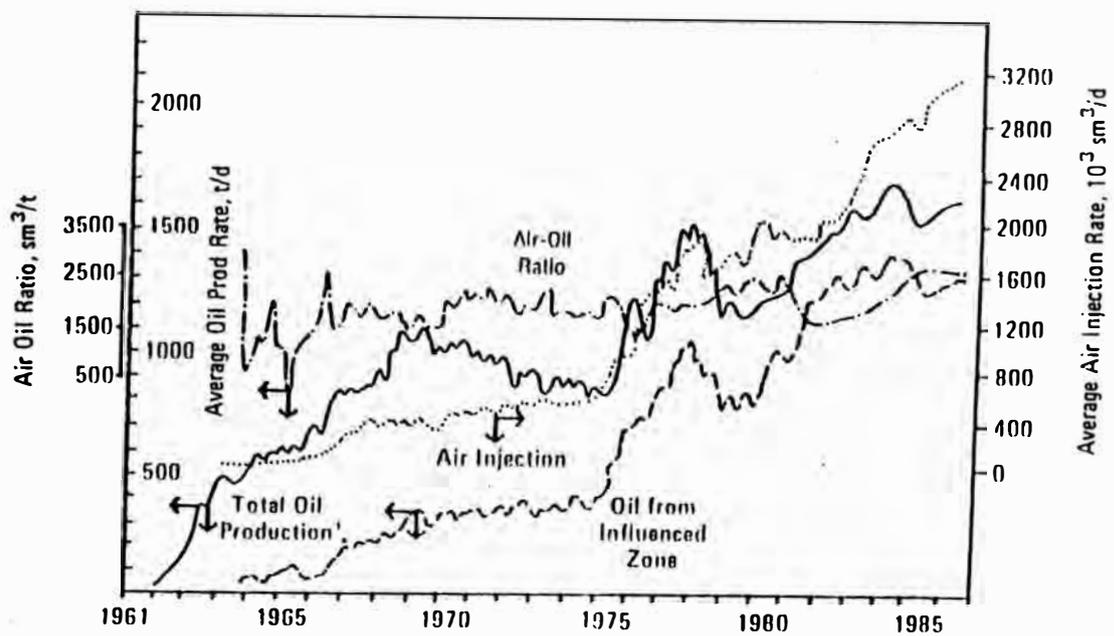


Figura N° 2 Performance de Campo

CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL PARA AGUA Y SOLUCION DE POLIMERO

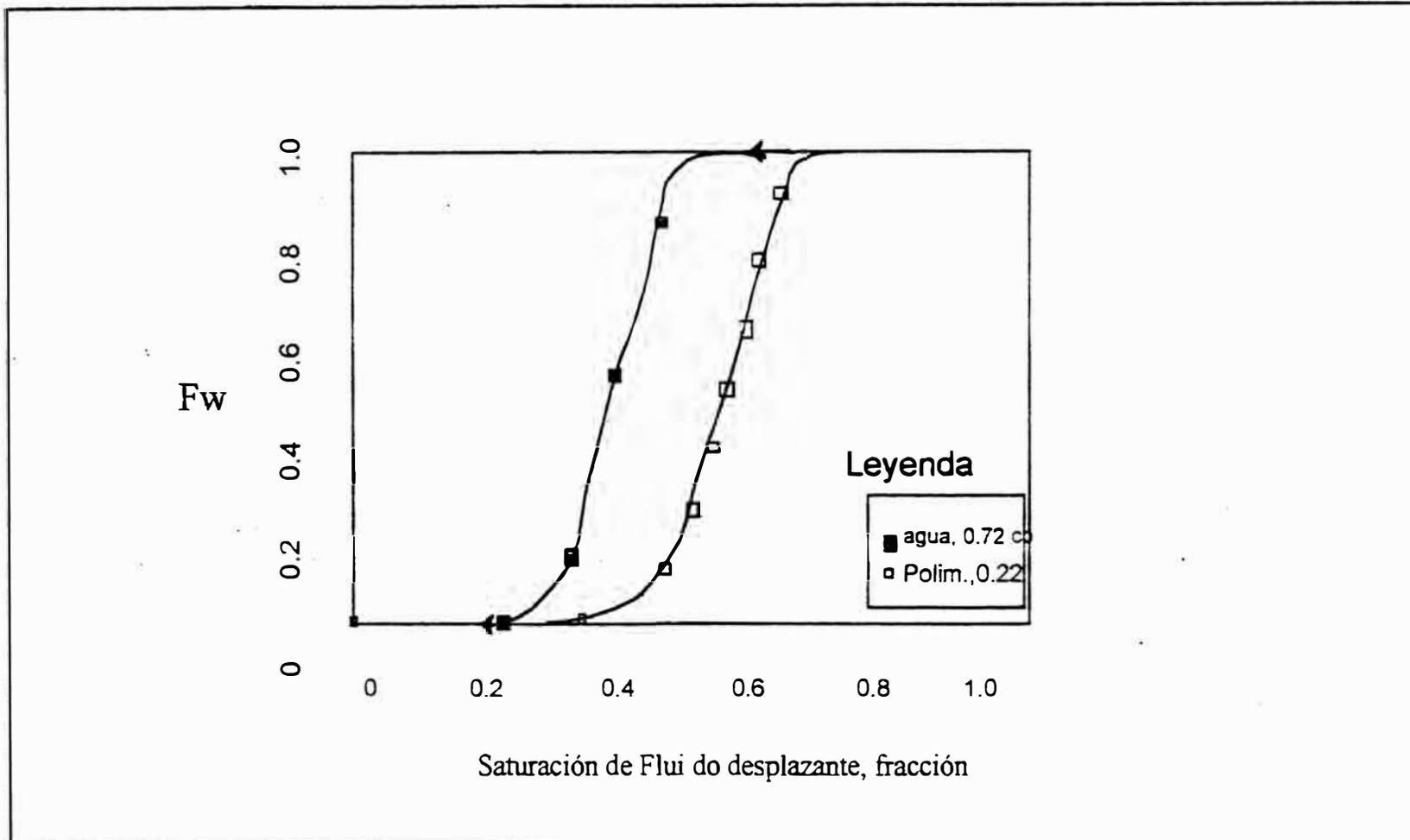


FIGURA Nº 3

Esquema de las instalaciones de campo una planta mezcladora de polimeros

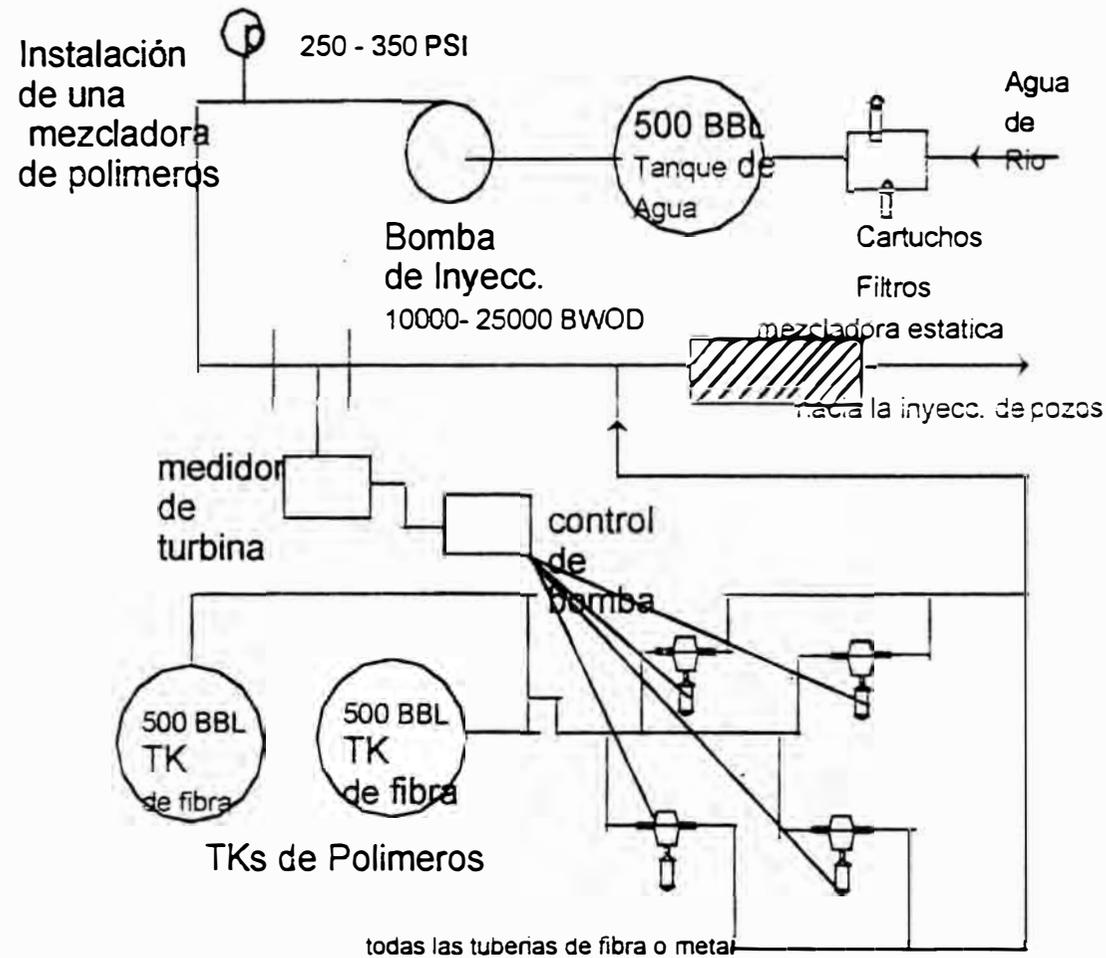
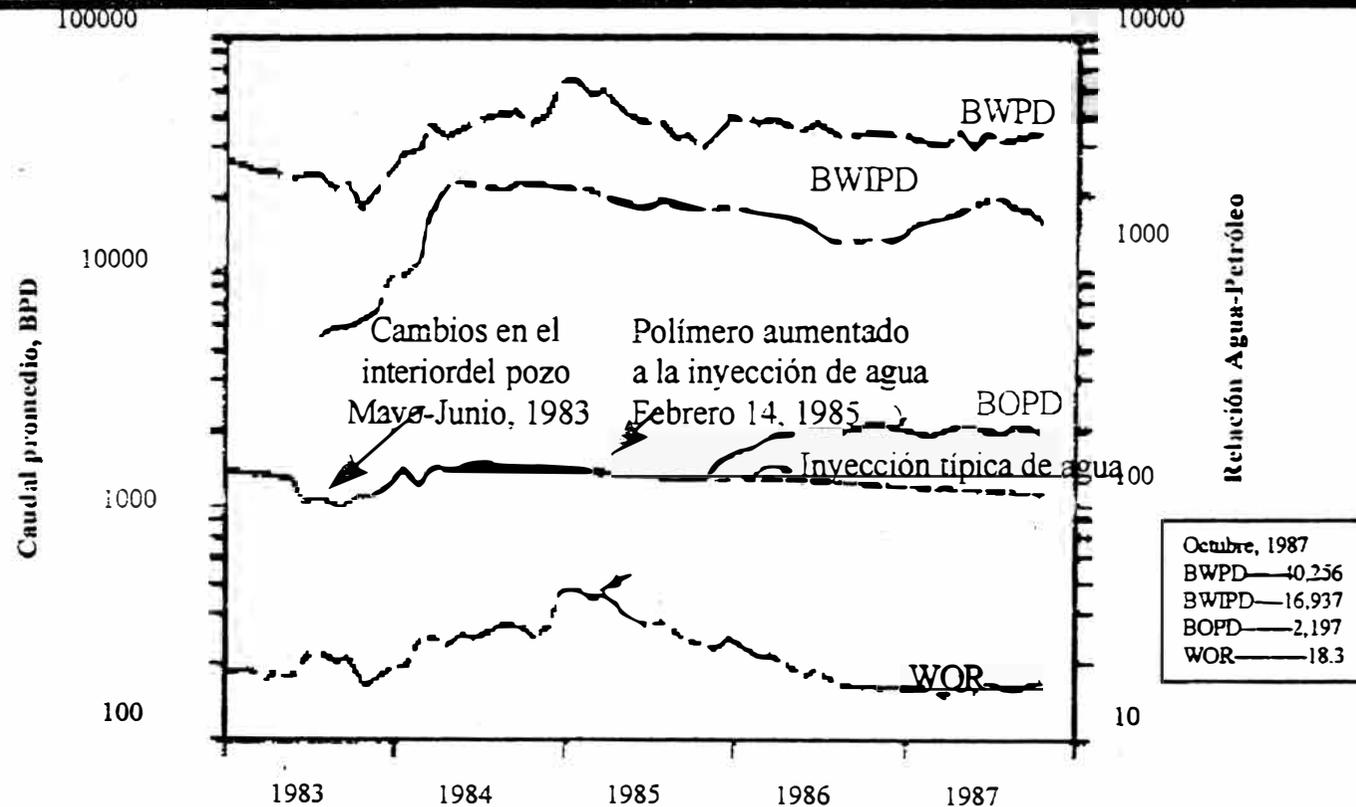


FIGURA N° 4

Relaciones de áreas en la inyección de polímeros



Caudales de inyección y producción de áreas inyectadas con polímeros, mostrando el incremento de producción de petróleo sobre la predicción en la inyección de agua

Figura N 5

RECUPERACION MEJORADA POR INYECCION DE VAPOR CARACTERISTICAS DE ROCA FLUIDO		
CARACTERISITCAS DE FLUIDO	RANGO RECOMENDADO	RANGO DE PROYECTOS ACTUALES
Gravedad API	> 8 - 25 <	> 8 - 27 <
Viscosidad, Cps.	>500 A 200000	4700
Composición	N.C.	
CARACTERISITCAS DE ROCA		
Saturación de Petróleo	>40	<35 - 90>
Espespr neto, pies	>20	
Permeabilidad, prom., md.	>200	<63 - 1000>
Tipo de Formación	arena/ arenisca	arena/ arenisca
Profundidad, pies	< 5000	150 a 4500
Porosidad, %	> 20	> 20
Temperatura °F	N.C.	150 a 4500

Fuente A. Carroana

TABLA Nº 1

PROYECTOS DE INYECCION DE VAPOR EN EL MUNDO
RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS MAS IMPORTANTES DE LOS PROYECTOS

N°	Locacion del Campo (Operador)	Año de Inicio	Tipo de Desarrollo	Formacion	Profundidad pies	Espesor Bruto Productivo pies	Espesor Neto Productivo pies	Desv.	Porosidad %	Permeabilidad md	Tempe. ° F	Presión Inic. psi	° API	Viscosidad	Area (Acres)	N° Pozos Inj.	N° Pozos Prod.	Prod. BPD
1	Smackover, AR (Phillips)	1964	P	Nacatoch	1940		15		0.36	5000	110	5	19	75	10	1	4	100
2	Smackover, AR (Phillips)	1971	F	Nacatoch	1920	130	25-20	0.5	0.35	2000	110	7	20	75	985	9	120	1167
3	Brea, CA (Shell)	1964	P	Lower T S	4800-5000	300-800	189-504	66	0.22	70	175	110	24	6	5	1-2	13	240
4	Coalinga, CA (Shell)	1977	P	Tumbler Zo	800-1700	200	150	21	0.3	1000	95	147-400	12	3000	10	4	9	600
5	E. Coalinga, CA (Shell)	1963	P,F	Tumbler Zo	900-2200	300	50	14	0.31	3000	100		23	54.8		1.3	30	687
6	Huntington Beach, CA (Socal)	1965	P	Upper Tar L	2000-2400		100-50	0	0.38	2300	110	600-1200	13-12	700-2000	34	2	23	440
7	Inglewood, CA (Chevron - Socal)	1965	P	Upper Inve	1000		43	0	0.39	5900	100	120	14.5	1200	2.6	1	5	1229
8	Kern River, CA (Chevron)	1968	P,F	Kern River	800	55	70	4	0.35	1900	85	60	14	2710	100	25	50	1800
9	Kern River, CA (Getty)	1971	F	Kern River	930	80	70	4.5	0.35	2400	90	80	14	4500	310	114	85	500
10	Midway Sunset, CA (Chevron)	1975	P	Monarch St	976	350	260		0.27	520	105	75	14	1500	23	6	15	520
11	Midway Sunset, CA (Sta.Fe-Doe)	1975	P	ZOO Sand	400	200	150	10	0.3	2245	90	100	11	6500	9.4	4	10	160
12	Midway Sunset, CA (Tenneco)	1970	F	Melton	1050		354	70	0.34	2000	100	0-130	12	3000		18		1050
13	Mount Poso, CA (Shell)	1970	F	Upper Vedic	1800	70	55	10	0.33	24000	110	100	15	280	290	41	159	18000
14	Shiells Canyon, CA (Texaco)	1973	P	203 Zona	850		160	35	0.205	140	105	95	34	5		2	10	230
15	S.B. Eridge, CA (Mobil)	1969	F	Tulare Zon	1009-1197	210	91	7	0.35	3000	95		13	1600	204	15	41	1100
16	Yorba Linda, CA (Shell)	1971	F	Upper Coar	650		325	12	0.3	600	85		13.5	6400		16	74	7000
17	El dorado, KA (Cities)	1965	P	El Dorado	650		17		0.26	141	70		37	4	6.4	9	4	20
18	Deerfield, MO (Esso-Humble)	1965	P	Warner	160		28		0.235	450	60	50	18	1000	5.625	9	16	6.7
19	Tatums, OK (Shell)	1964	F	Des Moines	850-2000	68	37	45	0.28	500	75		13-15	1800	60	4	20	650
20	Franklin Heavy Pool (Pennzoil)	1965	P	1st Venang	450-800	70	50		0.12	800	58		43.8	47	1	4	1	14
21	Charco Redondo, TX (Texaco)	1965	P		200		10		0.325	2500	72	0-20	18	95	2.5	1	4	30
22	Slocum, TX (Shell)	1967	F	Carizo	520	34	32	2.5	0.34	3500	80	120	18-19	2000	258	49	258	1400
23	Winkleman Domo, WY (Pan Ame)	1964	F	Nugget	1225	190	57	> 25	0.236	481	81		14	900	110.	15.	21	850
24	Schoonebeek, Netherlands (Nede)	1961	P	Valanginian	2450-2850		82	6.5	0.3	3160	100	120	25	200	65.5	4	8	1900
25	Schoonebeek, Netherlands (Nede)	1972	F	Middle and	2800		123	6	0.32	3160	104		25	160		2	5	2100
26	Tia Juana, Venez.c-3/c-4 (Shell)	1961	P	Lower Lagu	> 1430 <- 1700	150-100	120-80	3	0.33	2000	113	175-350	12	1300-5000	79.94	7	24	6338
27	Tia Juana, Venez.M-6 (Maraven)	1975	F	Lower Lagu	1624	250	125	2.5	0.381	2800	113	100	12	1887	1831	19	131	1700
28	Georgsdorf, W. Germany (BEB)	1975	P	Valanginian	2460	140	125	14	0.25	1150	104	465	27	160	160	2	12	1250

SPE series 1982

**RECUPERACION MEJORADA POR COMBUSTION INSITU
CARACTERISTICAS DE ROCA FLUIDO**

PARAMETRO	INTERVALO
Profundidad	3500 - 11500
Tipo de Formación	arena/ arenisca
Espespr neto. pies	30 - 550
Buzamiento. grados	0 - 70
Porosidad. %	> 15 - 25 <
Permeabilidad.prom...md.	> 50
Gravedad API	> 8 - 27 <
Viscosidad, Cps.	600 - 3000<
Temperatura °F	>100 - 135 +

Fuente A. Carcoana

TABLA N° 3

TABLA

RELACIONES DE TEMPERATURA - PRESION PARA MANTENER EL ESTADO LIQUIDO

<u>E T A N O</u>		<u>P R O P A N O</u>		<u>N - B U T A N O</u>	
Temp.	Presión	Temp.	Presión	Temp.	Presión
(°F)	(PSIA)	(°F)	(PSIA)	(°F)	(PSIA)
50	460	50	92	50	22
90*	709	100	190	100	52
		150	360	150	110
		200	590	200	198
		206*	617	250	340
				300	530
				305*	550

(*) Temperatura crítica.

Distribución química para tres tipos de Petróleo : Medio W y Kubiki

Tipos	Medio (%)	Petróleo W (%)	Kubiki (%)
n-alcano	30.27	5.01	5.55
br alcanos	23.26	34.19	19.67
ciclo alcanos	24.7	27.02	32.77
1- anillo aromático	12.37	11.52	3.28
2-anillo aromáticos	2.71	6.83	9.03
3+-anillo aromáticos	0.95	0.11	8.98
tetralin	1.33	2.79	4.46
decalin	2.37	11.79	12.11
Indeno	0	0	0.56
Bifenil	0.39	0.45	1.26
Sulfuro	1.33	0	0
NSO	0	0	1.33
Desconocido	0.33	0.29	1

Temp (°F)	105	170	125
MMP (psia)	1200	3100	3950

Fuente: Enhanced oil recovery. Kern, Cno. 1983

TABLA N° 4-a

Tabla de los veinte proyectos de inyección de CO2 mas grandes en los Estados Unidos

(Arreglados en orden decreciente del tamaño de campo)

Nombre del Campo	Estado	Fecha	Area	Numero de pozos	Numero de pozos	Prod.	Producc.
		Inicio	Acres	Prod.	Inyec.	BOPD	mej. BOPD
SACROC Unit	Tex.	Jan-72	49,000	887	379	43,863	16,000
Wasson (Denver Unit)	Tex.	Apr-83	20,000	840	280	46,000	1,200
Rangely	Col.	Jul-86	20,000	360	360	30,000	
Seminole	Tex.	Apr-83	15,700	328	133	41,800	
McElmo Creek Unit	Utah.	Feb-85	13,440	170	100	5,600	
Greater Aneth	Utah.	1982	13,357	140	21		
Northwest Purdy	Okla.	Sep-82	8,320	106	102	3,500	950
Litle Creak	Miss.	Dec-85	8,200	110	40	3,300	3,300
Wasson (ODC Unit)	Tex.	Dec-84	7,800	316	250	13,000	
Means (San Andres)	Tex.	Nov-83	6,700	248	176		
Dollarhida	Tex.	May-85	6,183	62	43	1,900	
Slaughter- (Central Mallet Unit)	Tex.	Dec-84	5,700			7,500	
Vacuum	Nuevo Mexico	Feb-81	4,900	237	97	12,400	80
Twofreds	Tex.	Jan-74	4,392	42	33	892	892
Ford Geraldine	Tex.	Feb-81	3,850	198	123	395	395
Welch	Tex.	Feb-82	2,675	129	132	3,100	300
Alvord South Field	Tex.	1980	2,291	245	10	680	200
Slaughter(Frazier Unit)	Tex.	Dec-84	1,600	64	37	3,000	
Crossett	Tex.	Apr-72	1,500	23	11	2,000	2,000
Farnsworth, North	Tex.	Jun-80	1,472	8	6		
Wellean	Tex.	Jul-82	1,400	29	2	7,000	

FUENTE ENHANCED OIL RECOVERY ARIEL CARCOANA

CLASIFICACION DE LOS SURFACTANTES				
TIPO	ANIONICOS	CATIONICOS	NO IONICOS	ANFOTEROS
EJEMPLO	SULFONATOS	ACIDOS	AMINO SULFONATOS	CARBOXILATOS

Nombre	Peso Molecular	Actividad	Petróleo	Agua	Sal	Tipo
SIPONATE DS-10	350	98				sulfonato de sodio dodecil benceno
SIPONATE A-168	350	70				
AES 14125		58.3	1.7			sulfato etilico anionico
AES 1412A		60	3			sulfato etilico anionico
RL 3070	334	60	14	25.2		sulfonato de sodio alkyl aril
RL 3011	375	64.4	25.2	10		sulfonato de sodio alkyl aril
RL 3030	390	66	24	9.5		sulfonato de sodio alkyl aril
RL 3031	391	65	26.5	8.1		sulfonato de sodio alkyl aril
RL 3032	460	60	31.4	8.1		sulfonato de sodio alkyl aril
RL 2917	515	65.7	25.7	8.5		sulfonato de sodio alkyl aril
LS 8203	330	65		53		sulfonato lineal alkyl
LS 8202	480	44.1	54.8	0.06		sulfonato lineal alkyl
LEONOX E		94	2		2	
LEONOX D	350	94	2		3	sulfato alfa olefina
LION AJS-2	375	35				
LEONOX K	570	30				sulfato etilico anionico
ENORDET AOS 310 - 40	317	38		61	<1	sulfonato de alcohol etoxico
ENORDET LXS 370 - 60	375	60.1		38	1.9	sulfonato lineal alkyl xileno
ENORDET LXS 395 - 60	395	60		37.4	2.6	sulfonato lineal alkyl xileno
ENORDET LXS 420 - 60	417	60.6		36.6	2.8	sulfonato lineal alkyl xileno
ENORDET 3ES-441 - 60	441	59.3		29.5	1.2	sulfonato lineal alkyl xileno
PS HMW		50.7	24.4	22.1		
PS MMW		53.2	18.4	26.6		
PS 360	360	65.8	18.9	12.4		
PS 420	420	56.1	13	28.8		
PS 465	464	58.7	14.9	24.2		
TRS 40	330-350	40 - 43	18	40		
TRS 10-410	415-430	61-63	33	4 - 5		
TRS 16	440-470	61-63	32.5	4 - 5		
TRS 18	490-500	61-63	32.5	4 - 5		

ESTADISTICA DE INYECCION DE POLIMEROS

	Numero de Proyectos	Promedio	Mínimo	Máximo
Recup.de Pet. (% del OIP remanente)	50	3.58	0	25.3
Recup. de Petróleo (% VP)	88	3.1	0	24.3
Variación de la Permeabilidad fr.	118	0.7	0.08	0.98
Sat. de pet movable fr.	62	0.27	0.03	0.51
Viscosidad Petróleo, Cp.	153	21.4	0.072	435
Salinidad del agua connata (lb / R3)	10	2.5	0.3	8.3
Razón de movilidad de agua /pet.	87	5.88	0.1	51.8
Conc. promedia del polímero (lb/R3)	93	0.021	0.003	0.231
Temperatura °F	172	115	47	235
Permeabilidad prom. md	187	0.349	1.5	7400
Porosidad prom. %	193	20	7	38

Datos adaptados desde Manning, 1982
Incluyen proyectos comerciales y pilotos

TABLA Nº 8

**DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO
POR METODOS EOR (MLS DE BLS/D)**

PAIS	QUIMICOS	MISCIBLE/INMIS	TERMAL	TOTAL EOR	% Total
U.S.	0.139	299.345	424.084	723.57	33.56
Canadá *)	0.66	78.113	135.7	515.00	23.89
China	14.342		151.651	165.99	7.70
Arabia (**)		40.3		200.00	9.28
Europa	0,509		8.685	8.69	0.40
Venezuela			210	210.25	9.75
Otros	0	15	317	332.43	15.42
TOTAL	15.541	432.908	1247.246	2155.92	100.00

PRODUCC. MUNDIAL ESTIMADA POR EOR (OGJ . ABR-1996)

(*) ESTAN TABULADOS 300 M BOPD DE OTROS PROY.

(**) ESTAN TABULADOS 160 M BOPD DE OTROS PROY.

Producción por Recuperación Mejorada de Petróleo en Estados Unidos

	bpd									Variación con respecto a 1994 %
	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	
Termal										
Vapor	243,477	288,396	358,115	468,692	455,484	444,137	454,099	415,001	419,349	0.0%
Combustión in situ	12,133	10,328	6,448	10,272	3,535	6,690	4,702	2,520	4,485	78.0%
Agua caliente				705	2,836	3,995	1,330	250	250	0.0%
Total Termal	255,610	298,724	364,563	479,669	461,855	454,822	460,131	417,771	424,084	1.3%
Químicos										
Polímeros Misceláneos	930	802	2,202	1,403	1,533	617	154	44	0	-100.0%
Polímeros	924	2,527	10,232	15,313	20,992	11,219	1,340	2,828	139	-92.0%
Cáustico/alkalino	550	580	234	135						
Surfactante						30				
Total Químicos	2,404	4,009	12,668	16,851	22,525	11,826	2,174	2,872	139	-48.7%
Gas										
Hidrocarburos miscible/immiscible	15,448	12,615	14,439	33,787	25,935	55,326	113,072	99,693	96,262	-3.4%
CO2 miscible	21,532	21,953	31,200	28,440	64,192	95,591	144,573	161,486	170,715	5.7%
CO2 immiscible		490	702	1,349	420	95	35			
Nitrogeno miscible/immiscible	2,027	1,400	7,170	18,510	19,050	22,260	22,530	23,050	28,617	21.5%
Gas Fuel (miscible e immiscible)	35,200	35,200	29,400	26,150	21,400	17,300	11,000	0	0	
Otros	600	370					5,300	4,400	4,350	-1.1%
Total Gas	74,807	71,938	86,811	108,236	111,097	170,582	296,500	288,829	299,947	4.7%
Otros										
Microbiol							2	2	3	-100.0%
Total otros	0	0	0	0	0	0	2	2	3	-100.0%
Gran Total	332,821	373,661	460,969	604,736	619,403	656,709	758,807	709,094	724,033	2.0%

FUENTE: OCSJ, 4b, 20

TABLA Nº 10

Proyectos Activos por Recuperación Mejorada en Estados Unidos

	Número de proyectos													1994 %
	1971	1974	1976	1978	1980	1982	1984	1985	1989	1990	1992	1994	1996	
Termal														
Vapor	53	64	85	99	133	118	133	181	133	137	119	109	105	-3.7%
Combustión in situ	38	19	21	15	17	21	18	17	9	8	8	5	9	60.0%
Agua caliente								2	10	9	6	2	2	0.0%
Total Termal	91	83	106	115	150	139	151	201	152	154	133	116	115	-0.3%
Químicos														
Polímeros Misceláneos	5	7	13	22	14	20	31	20	9	5	3	2	3	-100.0%
Soluciones	14	9	14	21	22	55	106	172	111	42	44	27	11	-59.3%
Cáustico/alkalino		2	1	3	5	10	11	8	4	2	2	1	1	1.0%
Surfactante										1				
Total Químicos	19	16	28	46	42	85	148	200	124	50	49	29	12	-62.0%
Gas														
Hidrocarburos miscible/immiscible	21	12	15	15	9	12	15	25	22	23	25	15	14	-6.7%
CO2 miscible	1	6	9	14	17	28	40	38	49	52	52	54	60	11.1%
CO2 immiscible						1	18	28	8	4	2	1	1	9.0%
Nitrógeno miscible/immiscible					1	4	7	9	9	9	7	9	9	12.5%
Gas Fuel (miscible e immiscible)					3	3	3	2	2	3	2	0	0	
Otros					4	2					1	1	0	-100.0%
Total Gas	22	18	24	29	34	50	74	104	82	41	39	79	81	6.0%
Otros														
Misceláneos								1			2	1	1	0.0%
Total otros	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1	2	1.0%
Gran Total	132	119	158	190	326	274	373	612	366	295	273	226	212	-6.3%

FUENTE: OAGJ Ab '96

TABLA N° 11

Producción por Recuperación Mejorada Térmica en USA

Tipo	Operador	Campo	Estado	Prov.	Fecha Inicio	Área, Acres	Pozos Prod.	Pozos Inj.	Zona Productiva	Formación tipo	Porosidad %
Vapor											
Amoco		Winkelman Dome	Wyo.	Fronton	Jan-64	160	19	13	Nugget	S	22.8
ARCO		Kern River	Calif.	Kern	Jan-70	90	112	33	Kern River	S	31
ARCO		Kern River	Calif.	Kern	Jan-70	95	71	29	Kern River	S	33
ARCO		Kern River	Calif.	Kern	Sep-72	38	32	16	Kern River	S	31
ARCO		Kern River	Calif.	Kern	Jan-72	50	41	20	Kern River	S	31
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jan-72	8	31	4	Potter	S	32
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	May-65	108	98	15	Potter	S	34
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jan-83	34	13	2	L. Monarch	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jan-81	40	70	10	Monarch	S	32
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Aug-72	9	35	4	Monarch	S	32
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jan-84	15	12	0	Sub Lakeville	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jan-69	50	60	15	Metsour	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Feb-72	200	50	3	Potter	S	32
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern		40	139	1	Potter/Tul	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	May-05	107	210	18	Potter	S	36
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jun-05	40	77	0	Potter	S	27
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern		80	95	11	Potter/Tul	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern		70	59	4	Potter/Tul	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Mar-90	80	188	5	Potter/Cic	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Mar-90	120	247	4	Potter	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern		80	36	4	Marviz	S	30
ARCO		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Jan-65	160	236	80	Potter	S	26
ARCO		Flacerita	Calif.	Los Ange	Jan-86	95	70	17	L. Kraft	S	28
Berry		North Mid-Sun	Calif.	Kern	Jan-65	160	120		Potter	S	30
Berry		South Mid-Sun	Calif.	Kern	Jan-64	300	650		Monarch	S	30
Chevron		Cymric 26W	Calif.	Kern	Oct-89	30	31	19	Tularo/Ann	S	33
Chevron		Cymric 35/36W	Calif.	Kern	May-75	285	130	47	Tularo/Ann	S	33
Chevron		Cymric 6Z	Calif.	Kern	Feb-86	30	31	19	Tularo/Ann	S	33
Chevron		Cymric 5Z	Calif.	Kern	Feb-91	12	14	4	Tularo/Ann	S	36
Chevron		Cymric 7Z	Calif.	Kern	May-91	177	30	30	Tularo	S	36
Chevron		Kern River KCI	Calif.	Kern	Oct-75	118	67	42	Kern River	S	33
Chevron		Kern River HCI	Calif.	Kern	Apr-76	132	120	76	Kern River	S	34
Chevron		Kern River MCI	Calif.	Kern	Apr-71	80	129	30	Kern River	S	34
Chevron		Kern River Soc	Calif.	Kern	Sept-68	424	345	155	Kern River	S	34
Chevron		Kern River Soc	Calif.	Kern	Jun-78	156	200	64	Kern River	S	34
Chevron		Kern River Soc	Calif.	Kern	Jan-92		8		Kern River	S	34
Chevron		Kern River-AMC	Calif.	Kern	May-74	160	177	82	Kern River	S	32
Chevron		Midway-Sunset	Calif.	Kern	May-78	23	36	5	Potter	S	36
Chevron		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Nov-75	84	243	81	Monarch	S	32
Chevron		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Oct-83	84	44	10	Webster	S	32
Chevron		West Coalinga	Calif.	Fresno	Mar-89	100	70	21	Tembler	S	33
Chevron		West Coalinga	Calif.	Fresno	Jul-84	105	131	18	Tembler	S	33
Chevron		West Coalinga	Calif.	Fresno	Feb-82	120	89	31	Tembler	S	33
Chevron		West Coalinga	Calif.	Fresno	May-73	550	182	104	Tembler	S	35
Chevron		West Coalinga	Calif.	Kern	May-80	36	131	95	Tembler	S	29
Carrizo		Camp Hill	Tex.	Anderson	Apr-89	58	45	24	Carrizo	S	37
Exxon		Midway-Sunset	Calif.	Kern	Aug-90	200	136	75	Monarch Sa	S	30
Exxon		South Belridge	Calif.	Kern	Dec-87	90	48	24	Tularo	S	38
Flour Dan		Tsapot Dome III	Wyo.	Natrona	Oct-85	90	190	30	Shannon	S	18
MacPherson		Mt. Poso Field	Calif.	Kern	May-89	240	40	2	Vedder	US	35

1/6

TABLA Nº 12

Producción por Recuperación Mejorada Termal en USA

Permeabilidad md	Profundidad ft.	Gravedad °API	Viscosidad cp	Temperatura Oil. °F	Producción Prev.	Saturación Iniciale %	Saturación Final %	Medio Reción Proj.	Total Prod. b/d	Prod. Mejorada b/d	Evaluación Proyecto	Estado Económico Projecto
481	1.225	14	1.000	81	Prim.	71		cercos terr.	140	140	Satisfac.	FF
2.000	600	13	5.000	78	Prim.	63	15	cercos terr.	700	700	Satisfac.	SI
4.000	1.200	13	8.000	90	Inund. va	55	20	cercos terr.	1.000	1.000	Satisfac.	SI
2.500	900	13	7.000	84	Prim.	70	15	medio terr.	400	400	Satisfac.	SI
2.000	800	13	8.000	90	Inund. va	60	15	cercos terr.	1.100	1.100	Satisfac.	SI
1.675	1.200	12	2.000	100	Inund. va	65	15	medio terr.	880	880	Satisfac.	SI
3.700	1.500	11.5	7.000	65	Inund. va	67	15	medio terr.	3.800	3.800	Satisfac.	SI
2.000	1.500	13	5.000	10	Vapor. Cl	60	30	medio terr.	1.300	1.300	Satisfac.	SI
1.500	1.200	13	30	200	Inund. va	50	10	medio terr.	2.475	2.475	Satisfac.	SI
1.500	1.000	13	1.500	100	Inund. va	50	10	reción info.	405	405	Satisfac.	SI
4.500	1.300	13	4.000	90	Prim.	60	35	medio terr.	105	105	Satisfac.	SI
3.000	1.100	11.4	500	130	Prim.	75	57	reción info.	1.125	1.125	TETT	LV
2.500	1.200	14	1.500	100	Prim.	65		cercos terr.	900	900	Satisfac.	SI
3.500	1.500	12	4.000	105	Prim.	70	15	cercos terr.	2.100	2.100	Satisfac.	SI
2.000-5.0	600	13	6.000	110	Inund. va	70	8-12	medio terr.	7.000	7.000	Satisfac.	SI
2.200	700	11.9	74.000	80	Prim.	60	15	medio terr.	750	750	Prod.	LV
1.500-3.0	800	12	10.000	95	Prim.	70	15	cercos terr.	900	900	Satisfac.	SI
3.500	800	12	10.000	95	Inund. va	70	15	cercos terr.	600	600	Satisfac.	SI
2.500	900	11.5	10.000	95	Inund. va	60	15	reción info.	5.000	5.000	Prod.	LV
3.500	900	11.5	10.000	95	Prim.	60	15	reción info.	7.000	7.000	Prod.	SI
300	1.100	12.7	1.500	104	Inund. va	65	15	medio terr.	650	650	Satisfac.	SI
4.000	810	13	10.000	90	Inund. va	70	15	cercos terr.	3.200	3.200	Prod.	SI
3.000	1.800	12	7.500	100	Prim.	62	15	reción info.	2.550	2.550	Prod.	FF
3.000	1.300	14	4.000		Prim.	70	15	medio terr.	1.000	700	Satisfac.	SI
2.000	1.000	13	8.000	80	Prim.	70	15	medio terr.	7.000	5.000	Satisfac.	SI
2.900	1.200	12	5.500	100	Inund. va	51	15	medio terr.	1.461	1.461	Satisfac.	SI
1.800	1.200	13	4.000	100	Inund. va	52		cercos terr.	6.518	6.518	Satisfac.	SI
2.900	1.200	12	5.500	100	Inund. va	51	15	medio terr.	900	900	Satisfac.	SI
2.900	1.200	12	5.500	100	Prim.	51	15	medio terr.	591	591	Satisfac.	SI
2.900	600	12	5.500	100	CS	53	15	cercos terr.	70	70	Satisfac.	SI
3.100	1.400	14	7.000	90	Prim.	65		medio terr.	379	379	Satisfac.	SI
2.800	960	14	2.000	90	Prim.	50		medio terr.	2.072	2.072	Satisfac.	SI
2.800	960	14	2.000	90	Prim.	50		medio terr.	2.274	2.274	Satisfac.	SI
3.383	775	14	2.000	90	Prim.	55		medio terr.	0.340	0.340	Satisfac.	SI
3.000	850	14	7.000	90		60		medio terr.	3.778	3.778	Satisfac.	SI
3.000	800	14	7.000	90	Inund. va	55		medio terr.	158	158	Satisfac.	SI
3.000	1.000	14	2.000	90	Prim.	55		medio terr.	3.643	3.643	Satisfac.	SI
3.900	1.400	14	900	120	Inund. va	61	20	cercos terr.	1.600	1.600	Satisfac.	SI
1.100	1.300	14	1.500	150	Inund. va	58	20	medio terr.	7.381	7.381	Satisfac.	SI
2.000	1.800	12	7.000	90	Inund. va	60		medio terr.	2.251	2.251	Satisfac.	SI
2.300	1.700	13	6.000	100	Inund. va	44	15	reción info.	1.382	1.382	Satisfac.	SI
2.400	1.500	13	5.700	100	Inund. va	49	15	medio terr.	689	689	Satisfac.	SI
2.400	1.600	13	6.000	100	Inund. va	50	15	medio terr.	617	617	Satisfac.	SI
1.000	1.200	13	1.000	90	Prim.	46	15	cercos terr.	2.465	465	Satisfac.	SI
1.000	2.500	12	2.300	100	Prim.	50	12	medio terr.	5.441	5.411	Satisfac.	SI
2.500	400	18.4	1.200	75	Prim.	63	33	cercos terr.	200	200	Satisfac.	No
2.500	1.500	12	11.000	95		95		medio terr.	1.200	1.200	Satisfac.	SI
2.000	1.250	13	450	95		95		medio terr.	1.100	800	Satisfac.	SI
63	325	33	10	65	Prim.	50	15	cercos terr.	700	500	Satisfac.	SI
2.000	2.500	17		105	Prim.	50	20	reción info.	250	150	TETT	LV (Exp)

4,000	950	13	800	85	Prim.	64	53	medio tera.	8,300	0,300	Satisfac.	SI	FV
1,000	1,000	12	2,000	100	Prim.	65	30	medio tera.	10,600	10,500	Satisfac.	SI	FV
2,000	2,300	12	1,000	130	Inund.va	55	27	medio tera.	1,900	1,900	Satisfac.	SI	FV
1,500	350	14	1,500	95	Inund.va	55	20	recien info.	2,500	2,400	Prca	SI	FV
1,000	200	13	1,500	82	Inund.va	60	20	recien info.	1,600	1,400	Prca	SI	FV
2,260	2,100	11	3,000	125	Inund.va	55	27	medio tera.	3,000	3,000	Satisfac.	SI	P (Exp.
3,000	1,000	14	1,600	95	Inund.va	62.9	21.1	medio tera.	41,000	41,000	Satisfac.	SI	Exp. I.
3,000	1,000	14	1,600	95	Prim.	64.5	60.6	cerca tera.	460	460	Satisfac.	SI	Exp. I.
2,800	1,000	14	2,000	90	Prim.	50	15	cerca tera.	550	550	Satisfac.	SI	FV
3,250	300-1,500	14	1,525	95	Prim.	50	15	recien info.	5,400	5,400	Satisfac.	SI	FV
2,500	800	13.6	450	130	Prim.	63	49	medio tera.	166	66	Prca	No	FV
100-3,000	1,200	14	1,900	75	Inund.va	45	15	medio tera.	650	400	Satisfac.	SI	LV
100-3,000	850-1800	14	1,400	75	Inund.va	35	15	cerca tera.	560	500	Satisfac.	SI	LV
4,000-6.0	530	11	3,500	70	Prim.	65	25	medio tera.	180	150	Satisfac.	SI	Exp. I.
2,500	1,500	12	4,000	100	Inund.va	60	20	medio tera.	11,500	11,000	Satisfac.	SI	FV
2,500	1,300	12	4,000	100	Prim.	60	33	medio tera.	16,000	15,200	Satisfac.	SI	FV
2,250	900	11.5	6,500	100	Prim.	50	33		3,200	2,700	Satisfac.	SI	FV
1,300	1,200	11	5,000	100	Prim.	50	43		400	350	Satisfac.	SI	Exp. I.
2,250	1,700	13	5,000	100	Inund.va	60	25	medio tera.	375	300	Prca		Exp. I.
1,300	1,300	11	5,000	100	Inund.va	50	20	medio tera.	100	100	Prca		P
1,100	650	14	2,200	100	Inund.va	65	25	medio tera.	2,000	2,000	Satisfac.	SI	FV
1,500-2.2	100-900	13	1,500-15,000	90	Prim.	46	37	medio tera.	5,000	5,000	Satisfac.	SI	FV
500-800	200-2,000	13-15	2,500-3,000	80-100	Prim.	56		recien info.	1,300	1,100	Prca		FV
2,400	400-1,400	13	1,900	95	Prim.	65		medio tera.	39,000	39,000	Satisfac.	SI	FV
500-1,000	500-4,500	6-12		90-150	Prim.	55		propuneln		TETT	SI	FV	
200-2,500	825-1,650	12-13	2,000-1E4	84-98	Prim.	60	10	cerca tera.	2,100	2,100	Satisfac.	SI	FV
800-1,000	650-1000	9-10		80-90	Prim.	55		medio tera.	5,000	5,000	Satisfac.		FV
500-2,500	150-1,500	12-13	1E5-2E5	78-85	Prim.	55	10	medio tera.	12,000	11,300	Satisfac.	SI	FV
1,500-2.5	900	13	2,235	90	Prim.	70		medio tera.	900	000	Satisfac.	SI	FV
700-2,500	800	11.6	5,000	90	Prim.	70		recien info.	1,700	1,500	Prca		LV
2,000-3.0	1,080	13	1,000	100	Prim.	80		medio tera.	6,000	5,900	Satisfac.	SI	FV
	500-1,400	8.5-14		95	Prim.	75		medio tera.	7,500	7,500	Satisfac.	SI	FV
900	1,300	13	2,700	95	Inund.va	75		medio tera.	2,200	2,200	Satisfac.	SI	FV
2,000-10.	1,500-1.8	15-18	275	90-130	Prim.	55	10	cerca tera.	3,400	2,400	Satisfac.	SI	FV
1,000-2.0	1,000	11-14	1,000-2,000	95-105	Prim.	65		recien info.	5,500	5,500	Satisfac.	SI	LV
1,000-2.0	600	10-12		90-100	None	60		recien info.	2,500	2,500	Prca		LV
500-3,000	500-1,000	10-14		70-100	Inund.va	66	20	cerca tera.	1,000	750	Satisfac.	SI	FV
1,000	2,000	13		80	Inund.va	70		recien info.	500	400	Satisfac.	SI	Exp. I.
2,000	400	13	10	250	Inund.va	63	30	cerca tera.	1,200	1,200	Satisfac.	SI	LV
2,000	200	13	20	220	Inund.va	70	30	cerca tera.	1,000	1,000	Satisfac.	SI	LV
4,000	1,000	13	4,060	90	Prim.	50	20	medio tera.	90,000	90,000	Satisfac.	SI	FV
2,800	1,000	13	35	220	Inund.va	60	30	medio tera.	115	115	Disc.	No	P
3,400	1,000	13	1,500	220	Vapor	60	20	medio tera.	2,400	1,462	Satisfac.	SI	FV
2,000	1,600	12	6,500	230	Inund.va	55	20	recien info.	700	590	TETT	SI	FV
3,000	1,600	14		230	Inund.va	61	21	medio tera.	1,800	1,061	Satisfac.	SI	FV
3,000	1,600	14		90	Inund.va	61	21	recien info.	640	121	TETT	No	FV
5,000	950	12	1,500	280	Vapor	60	20	cerca tera.	1,100	025	Satisfac.	SI	FV
3,000	1,500	12	5,000	115	Inund.va	50	20	recien info.	60	60	Disc.	No	P
5,500	1,900	11	1,200	135	Clatico	58	15	recien info.	2,200	2,200	TETT	No	P (Exp.
1,500	2,500	14	300	123	Inyecc	55	20	medio tera.	2,800	2,800	Satisfac.		LV
1,500	1,100	11.8	2,921	100	Prim.	65	45	cerca tera.	6,654	6,319	Satisfac.	SI	FV
3,700	1,100	11.4	10,000	110	Inund.va	57.2	32.3	medio tera.	727	700	Satisfac.	SI	FV
1,146	700	11.4	10,000	100	Prim.	54	37.8	medio tera.	1,002	1,050	Satisfac.	SI	FV
1,500	1,000	11.3	100	220	Inund.va	55	34	cerca tera.	1,659	1,520	Satisfac.	SI	FV
1,500	1,000	11.3	500	170	Prim.	57	35	cerca tera.	2,255	1,980	Satisfac.	SI	FV
Total Vapor. b/d									429,073	419,149			

4,000	950	13	800	85	Prim.	64	53	well to terra.	8,300	0,300	Satisfac.	SI	FF	
1,000	1,000	12	2,000	100	Prim.	65	30	well to terra.	10,500	10,500	Satisfac.	SI	FF	
2,000	2,300	12	1,000	130	Inund. va	55	27	well to terra.	1,900	1,900	Satisfac.	SI	FF	
1,500	350	14	1,500	95	Inund. va	55	20	recien info.	2,500	2,400	Prim.	SI	FF	
1,000	200	13	1,500	82	Inund. va	60	20	recien info.	1,600	1,600	Prim.	SI	FF	
2,260	2,100	11	3,000	125	Inund. va	55	27	well to terra.	3,000	3,000	Satisfac.	SI	P (Exp.	
3,000	1,000	14	1,600	95	Inund. va	62.9	21.1	well to terra.	41,000	41,000	Satisfac.	SI	Exp. I.	
3,000	1,000	14	1,600	95	Prim.	64.5	60.6	cerca terra.	460	460	Satisfac.	SI	Exp. I.	
2,800	1,000	14	2,000	90	Prim.	50	15	cerca terra.	550	550	Satisfac.	SI	FF	
3,250	300-1,500	14	1,525	95	Prim.	50	15	recien info.	5,400	5,400	Satisfac.	SI	FF	
2,500	800	13.6	450	130	Prim.	63	49	well to terra.	166	66	Prim.	No	FF	
100-3,000	1,200	14	1,900	75	Inund. va	45	15	well to terra.	650	600	Satisfac.	SI	LV	
100-3,000	850-1800	14	1,900	75	Inund. va	35	15	cerca terra.	550	500	Satisfac.	SI	LV	
4,000-6,000	530	11	3,500	70	Prim.	65	25	well to terra.	180	150	Satisfac.	SI	Exp. I.	
2,500	1,500	12	4,000	100	Inund. va	60	20	well to terra.	11,500	11,000	Satisfac.	SI	FF	
2,500	1,300	12	4,000	100	Prim.	60	33	well to terra.	16,000	15,200	Satisfac.	SI	FF	
2,250	900	11.5	6,500	100	Prim.	60	33		3,200	2,700	Satisfac.	SI	LV	
1,300	1,200	11	5,000	100	Prim.	50	43		400	350	Satisfac.	SI	Exp. I.	
2,250	1,700	13	5,000	100	Inund. va	60	25	well to terra.	325	300	Prim.		Exp. I.	
1,300	1,300	11	5,000	100	Inund. va	50	20	well to terra.	100	100	Prim.		P	
1,100	650	14	2,200	100	Inund. va	65	25	well to terra.	2,000	2,000	Satisfac.	SI	FF	
1,500-2,200	100-900	13	1,500-15,000	90	Prim.	5	46	37	well to terra.	5,000	5,000	Satisfac.	SI	FF
500-800	200-2,000	13-15	2,500-3,000	80-100	Prim.	56			recien info.	1,300	1,100	Prim.		FF
2,400	400-1,400	13	1,900	95	Prim.	65			well to terra.	39,000	39,000	Satisfac.	SI	FF
500-1,000	500-4,500	6-12		90-150	Prim.	55			propuesto		TEFT	SI	FF	
200-2,500	825-1,650	12-13	2,000-1800	84-98	Prim.	60	10		cerca terra.	2,100	2,100	Satisfac.	SI	FF
800-1,000	650-1000	9-10		80-90	Prim.	55			well to terra.	5,000	5,000	Satisfac.		FF
500-2,500	150-1,500	12-13	185-285	78-85	Prim.	55	10		well to terra.	12,000	11,300	Satisfac.	SI	FF
1,500-2,500	900	13	2,235	90	Prim.	70			well to terra.	900	900	Satisfac.	SI	FF
700-2,500	800	11.6	5,000	90	Prim.	70			recien info.	1,700	1,500	Prim.		LV
2,000-3,000	1,080	13	3,000	100	Prim.	90			well to terra.	6,000	5,300	Satisfac.	SI	FF
	500-1,400	8.5-14		95	Prim.	75			well to terra.	7,500	7,500	Satisfac.	SI	FF
900	1,300	13	2,700	95	Inund. va	75			well to terra.	2,200	2,200	Satisfac.	SI	FF
2,000-10,000	1,500-1,800	15-18	275	90-130	Prim.	55	10		cerca terra.	3,400	2,400	Satisfac.	SI	FF
1,000-2,000	1,000	11-14	1,000-2,000	95-105	Prim.	65			recien info.	5,500	5,500	Satisfac.	SI	LV
1,000-2,000	600	10-12		90-100	None	60			recien info.	2,500	2,500	Prim.		LV
500-3,000	500-1,000	10-14		70-100	Inund. va	66	20		cerca terra.	1,000	750	Satisfac.	SI	FF
1,000	2,000	13		90	Inund. va	70			recien info.	500	400	Satisfac.	SI	Exp. I.
2,000	400	13	10	250	Inund. va	63	30		cerca terra.	1,200	1,200	Satisfac.	SI	LV
2,000	200	13	20	220	Inund. va	70	30		cerca terra.	1,000	1,000	Satisfac.	SI	LV
4,000	1,000	13	4,060	90	Prim.	50	20		well to terra.	90,000	90,000	Satisfac.	SI	FF
2,800	1,000	13	35	220	Inund. va	60	30		well to terra.	115	115	Disc.	No	P
3,400	1,000	13	1,500	220	Vapor	60	20		well to terra.	2,400	1,462	Satisfac.	SI	FF
2,000	1,600	12	6,500	230	Inund. va	55	20		recien info.	700	590	TEFT	SI	FF
3,000	1,600	14		220	Inund. va	61	21		well to terra.	1,000	1,061	Satisfac.	SI	FF
3,000	1,600	14		230	Inund. va	61	21		recien info.	640	121	TEFT	No	FF
5,000	950	12	1,500	280	Vapor	60	20		cerca terra.	1,100	975	Satisfac.	SI	FF
3,000	1,500	12	3,000	115	Inund. va	50	20		recien info.	60	60	Disc.	No	P
5,500	1,900	11	1,200	135	Ciel. lco	58	15		recien info.	2,200	2,200	TEFT	No	P (Exp.
1,500	2,500	14	300	123	Inyecc.	55	20		well to terra.	2,800	2,800	Satisfac.		LV
1,500	1,100	11.8	2,921	100	Prim.	65	45		cerca terra.	6,654	6,319	Satisfac.	SI	FF
3,700	1,100	11.4	10,000	110	Inund. va	57.2	32.3		well to terra.	-727	700	Satisfac.	SI	FF
1,146	700	11.4	10,000	100	Prim.	54	37.8		well to terra.	1,002	1,050	Satisfac.	SI	FF
1,500	1,000	11.3	100	220	Inund. va	55	34		cerca terra.	1,559	1,520	Satisfac.	SI	FF
1,500	1,000	11.3	500	170	Prim.	57	35		cerca terra.	2,255	1,980	Satisfac.	SI	FF
Total Vapor, b/d									629,073	419,149				

3,000	900	13.5	000	20	Vapor	30	20	medio term.	150	150	Satisfac.	SI	FD
3,000	2,200	13.0	000	100	Vapor	30	31.0	resisten info.	100	100	TEFT	SI	FD
Total Agua Caliente, b/d									250	250			
650	400	19.0	660		Prim.	24	49.0	medio term.	420	120	Satisfac.	SI	FD
85	11,300	18.0-2		321	Prim.	80		carga term.	200	200	Satisfac.	SI	FD
950	5,000	10	060	135		63	32	resisten info.	400	100	Tras	No	FD
500-4,000	1,700	11.5	2,770	110	Intund va	70	11.5	medio term.	1,000	200	Satisfac.	SI	Exp. L.
14.9	9,500	39	0.40	210	Prim.	52	30	medio term.	855	575	Satisfac.	SI	FD
10	8,450	30	2.1	215	Prim.	55	20	carga term.	590	575	Satisfac.	SI	FD
10	8,450	30	2.1	215	Prim.	55	20	medio term.	330	285	Satisfac.	SI	FD
10	8,450	30	2.1	215	Prim.	55	20	medio term.	1,220	1,110	Satisfac.	SI	FD
Total Combustión, b/d									5,015	4,485			
Total Total, b/d									475,139	420,004			

- Recuperación Mejorada mediante CO2 y otros gases

Tipo	Operador	Campo	Estado	Prov.	Fecha Inicio	Área, Acres	Pozos Prod.	Pozos Inj.	Zona Prod.	Formación Tipo	Porosidad %
CO2 miscible											
	Amerada Hess	Seminole Unit	Tex.	Gaines	01-Jul	15.699	408	160	San Andres	Dolo.	10
	Amoco	Cedar Lake	Tex.	Gaines	Aug-84	2.500	175	166	San Andres	Dolo.	14
	Amoco	Lost Soldier	Wyo.	Sweetwat	May-89	1.345	54	60	Tonsleep	S	9.9
	Amoco	Lost Soldier	Wyo.	Sweetwat	May-89	790	20	41	Darwin-Mad	LS-Dolo	10.3
	Amoco	North Cowden	Tex.	Ector	Feb-85	200	30	18	San Andres	Dolo.	10
	Amoco	Slaughter (Central)	Tex.	Hockley	Jan-84	6.412	175	134	San Andres	Dolo. / LS	10.8
	Amoco	Slaughter East	Tex.	Hockley	Dec-84	5.700	135	161	San Andres	Dolo. / LS	10
	Amoco	Slaughter Fra	Tex.	Hockley	Dec-84	1.600	59	52	San Andres	Dolo. / LS	10
	Amoco	Wasson ODC	Tex.	Yoakum	Nov-84	7.000	293	290	San Andres	Dolo. / LS	9
	Amoco	Wertz	Wyo.	Carbon	Oct-86	1.400	28	41	Tonsleep	S	10
	ARCO	Wasson-Willard	Tex.	Yoakum	Jan-86	8.000	282	226	San Andres	Dolo.	10
	Chevron	North Ward Est	Tex.	Ward	Mar-89	3.840	190	194	Yates	S	10
	Chevron	Rangely Weber	Colo.	Rio Blar	Oct-86	15.000	204	200	Weber SS	S	12
	Conoco	Ford Geraldine	Tex.	Reeves	Feb-81	3.850	91	69	Delaware	S	23
	Conoco	Maljamar	N.M.	Lea and	Jan-89	1.760	94	2	Grayburg-S	Dolo. / S	10.8
	Conoco	East Huntley	Tex.	Garza	Jan-84	700	38	15	San Andres	Dolo.	16.2
	Conoco	South Huntley	Tex.	Garza	Jan-84	560	31	7	San Andres	Dolo.	15.1
	Exxon	Cordona Lake	Tex.	Crane	Dec-85	2.084	42	30	Devonian	Tripol.	22
	Exxon	Means (San An)	Tex.	Andrews	Nov-83	8.500	480	286	San Andres	Dolo.	9
	Exxon	Slaughter	Tex.	Hockley	May-85	569	36	15	San Andres	Dolo.	12.5
	Exxon	Wasson (Corner)	Tex.	Yoakum	Jul-85	1.923	62	51	San Andres	Dolo.	8.6
	Fasken	Hanford	Tex.	Gains	Jul-85	1.120	23	26	San Andres	Dolo.	10.5
	George R.	Rose City North	Tex.	Orange	Apr-81	800	3	5	Hackberry	S	37
	George R.	Rose City South	Tex.	Orange	Jan-81	900	4	5	Hackberry	S	37
	Henry Petco	Sho-Vel-Tum	Okla.	Stephens	Sep-82	1.100	60	40	Sims	S	16
	Meridian	El Mar	Tex.	Loving	Apr-84	6.000	32	17	Delaware	S	21.8
	Mitchell	Alvord South	Tex.	Wise	Jan-80	2.291	12	3	Caddo	Congl.	12.8
	Mobil	GMK South	Tex.	Gaines	Jan-82	1.143	24	24	San Andres	Dolo.	9.8
	Mobil	Greater Aneth	Utah	San Juan	Feb-85	13.440	143	120	Ismay Desc	LS	14
	Mobil	Postel	Okla.	Texas	Nov-85	11.000	140	110	Morrow	SS	16
	Mobil	Salt Creek	Tex.	Kent	Oct-93	12.000	85	48	Canyon	LS	20
	Mobil	Slaughter	Tex.	Hockley	Jun-89	2.495	84	47	San Andres	Dolo.	10.3
	Mobil	Wasson	Tex.	Yoakum	Oct-85	640	30	26	San Andres	Dolo.	13
	Orla Petco	East Ford	Tex.	Reeves	Jul-95	1.953	12	8	Delaware	S	23
	Oxy USA	Northeast Pur	Okla.	Garvin	Sep-82	3.400	75	44	Springer	S	12
	Oxy USA	South Welch	Tex.	Dawson	Oct-93	2.800	80	57	San Andres	Dolo.	15.5
	Penncoill	SACROC Unit	Tex.	Scurry	Jan-72	49.900	400	230	Canyon Ree	LS	3.93
	Phillips	Vacuum	N.M.	Lea	Feb-81	4.900	192	100	San Andres	Dolo.	11.7
	Shell	Bennett Ranch	Tex.	Yoakum	Jun-95	160	15	7	San Andres	Dolo.	10
	Shell	N. Cross	Tex.	Crane &	Apr-72	1.155	25	12	Devonian	Tripol	22
	Shell	S. Cross	Tex.	Crockett	Jun-88	1.200	21	10	Devonian	Tripol	21
	Shell	Little Creek	Miss.	Lincoln	Dec-85	6.200	19	19	Lower Tusc	S	22
	Shell	Olive	Miss.	Pike	Oct-87	1.280	8	4	Lower Tusc	S	26
	Shell	Wasson (Denver)	Tex.	Yoakum &	Apr-83	27.848	735	365	San Andres	Dolo.	10
	Shell	Wasson (South)	Tex.	Gaines	Jan-86	4.960	105	70	Clearfork	Dolo.	6
	Shell	West Mallaliet	Miss.	Lincoln	Nov-86	5.760	6	2	Lower Tusc	S	25
	Stanberry	Farnsworth, N	Tex.	Ochiltre	Jul-80	1.431	9	5	Marmaton F	LS	11.5
	Stanberry	Hansford Marine	Tex.	Hansford	Jun-80	2.010	9	10	Marmaton	S	18.1
	Texaco	Mabee	Tex.	Andrews	Jan-92	12.824	390	85	San Andres	Dolo.	9

Producción por Recuperación Mejorada mediante CO2 y otros gases

Permeabilidad md	Profundidad ft.	Velocidad API	Viscosidad Cp	Temperatura Oil °F	Prod. Prev.	Satur. Inic %	Satur. Final %	Maduración Proj	Total	Prod	Evaluación Proyecto	Económico	Específico Proyecto
									Prod. B/D	Mejorada B/D			
1.3-123	5.300	35	1.07	104	Inyecc. agua			medio term.	35.035	10.000	Satisfac.	Si	FV
5	4.700	32	2.40	103	Inyecc. agua			recien inic.	6.365	1.741	TETT	Si	LV
31	5.000	35	1.30	178	Inyecc. agua			medio term.	6.000	4.700	Satisfac.	Si	FV
4	5.400	35	1.40	181	Inyecc. agua			recien inic.	1.600	1.100	Proa.	Si	FV
2-5	4.200	34	1.46	91	Inyecc. agua			recien inic.	17.600	830	TETT	Si	LV
2	4.900	31	1.40	105	Inyecc. agua			medio term.	4.400	2.600	Satisfac.	Si	FV
5	4.950	31	1.40	105	Inyecc.			medio term.	7.400	4.200	Satisfac.	Si	FV
4	4.950	31	1.40	105	Inyecc.			medio term.	2.500	1.600	Satisfac.	Si	FV
5	5.100	32	1.30	110	Inyecc.			medio term.	11.313	1.300	Satisfac.	Si	FV
20	6.000	35	1.16	163	Inyecc. agua			cerca term.	1.000	1.300	Satisfac.	Si	FV
1.5	5.100	32	2.01	105	Inyecc.	55.5	41	recien inic.	6.000	4.900	Satisfac.	Si	FV
37	2.600	35	1.40	83	Inyecc.	25	10	medio term.	1.491	1.491	Disc.		Exp. III
10	6.000	35	1.70	160	Inyecc.	30	29	recien inic.	23.081	11.881	Satisfac.		FV
64	2.680	40	1.4	83	Prim. ZWF	31	35	cerca term.	1.300	1.300	Satisfac.	No	FV
5	650-4.200	37	1	95	Prim. GL	55.6	40	cerca term.	1.300	200	TETT	No	Exp. III
5.6	3.100	37	2.1	100	Inyecc.	45	31	recien inic.	430	130	TETT	TETT	FV
6	3.400	37	2.6	105	Inyecc.	45	34	recien inic.	1.000	150	TETT	TETT	FV
4	5.500	40	0.50	101	Inyecc. agua			medio term.	1.450	1.320	Proa.	Si	LV
20	4.300	29	6.00	97	Inyecc.			medio term.	11.900	8.700	Satisfac.	Si	FV
6	4.900	32	1.30	110	Inyecc.			medio term.	1.200	530	Satisfac.	Si	LV
2	4.500	33	1.00	106	Inyecc.			medio term.	1.000	1.100	Proa.	Proa.	LV
4	5.500	32	1.38	104	Prim.	60.7	18.7	medio term.	840	710	Satisfac.		LV
4.500	8.200	37	2.00	180	Inyecc.	50	35	cerca term.	100	100	Proa.	Si	FV
4.500	8.200	37	2.00	180	Inyecc.	50	35	medio term.	350	350	Proa.	Si	FV
70	6.200	30	3.30	115	Inyecc.	50	42	medio term.	1.700	1.700	Satisfac.	Si	LV
24	4.500	40.5		97	Prim. ZWF	40.3		recien inic.	160	160			RV
55	5.700	44	0.39	154	Inyecc.	60	52	cerca term.	80	80	Proa.	No	FV
3	5.400	30	2.57	101	Inyecc.	55	28	recien inic.	1.300	400	Satisfac.	Si	LV
5	5.600	41	0.50	125	Prim.	50		recien inic.	6.000	3.000	Satisfac.	Si	LV
30	6.100	36	1.30	147	Inyecc.	37	25	recien inic.	2.200	0	TETT		Exp. I
12	6.300	39.2	0.95	125	Inyecc.	89	15	recien inic.	25.000	10.000	Satisfac.	Si	Exp. I
3	5.000	32	1.60	107	Inyecc.	45	8	recien inic.	5.000	1.500	Satisfac.	Si	LV
6	5.100	33	0.97	110	Inyecc.	54.4	39.2	medio term.	1.700	300	Satisfac.	Si	LV
64	2.680	40	0.77	83	Prim.	49	36	recien inic.			TETT		FV
44	9.400	38	1.20	148	Inyecc.	46	40	medio term.	2.600	1.950	Satisfac.		FV
4	4.900	34	2.40	95	Inyecc.	50	38	recien inic.	1.900	950	TETT		RV (Exp)
19	6.700	41	0.35	130	Prim. ZWF	63.3	46.8	cerca term.	10.000	10.000	Satisfac.	Si	FV
11	4.500	38	1.00	101	Prim.	70	50	medio term.	8.200	4.500	Satisfac.	Si	FV
7	5.200	33	1.20	105	Inyecc.	55	37	recien inic.	3.200	100	TETT		P
5	5.300	44	0.42	106	Inyecc.	49	21	medio term.	1.345	1.345	Satisfac.	Si	FV
4	5.200	43	0.60	104	Inyecc.	43	24	recien inic.	1.570	1.500	Proa.		Exp. I
33	10.640	39	0.40	248	Inyecc.	15	2	cerca term.	850	850	Proa.		FV
50	10.500	39	0.34	250	Inyecc.	17	2	cerca term.	320	320	Satisfac.	Si	FV
8	5.200	33	1.24	105	Inyecc.	51	30.5	recien inic.	36.600	10.700	Satisfac.	Si	FV
2	6.700	35	1.00	105	Inyecc.	60		recien inic.	5.000	1.000	Proa.		FV
20	10.365	38	0.50	245	Prim.	15	1	cerca term.	225	225	Disc.		P (Exp)
140	6.400	44	1.61	131	Inyecc.	57		cerca term.	200	200	Satisfac.	Si	FV
48	6.500	44	1.56	142	Prim.	43		medio term.	390	390	Satisfac.	Si	FV
4	4.700	32	2.30	104	Inyecc.	36	10	recien inic.	6.736	2.167	Proa.	No	FV

Tabla Nº 43

Texaco	Slaughter	Sunr	Tex	Hockley	Jan-94	8,685	280	187	San Andres	Dolo.	11
Texaco	Paradis		La.	St. Char	Feb-82	347	20	1	Lower 9.00	S	26
Texaco	Paradis		La.	St. Char	Jan-88	44	1	1	9,500 ft.	S	24
Texaco-MVI	Paradis		La.	St. Char	May-89	298	4	2	#16 Sand	S	24
Texaco-MVI	Paradis		La.	St. Char	May-90	102	1	1	10,000 ft.	S	26
Texaco	Garden Island		La.	Plaquem	Dec-95	91	1	1	3,500 Sand	S	29
Texaco	Port Neches		Tex.	Orange	Jul-93	235	5	4	Marginulin	S	30
Unocal	Dollarhide		Tex.	Andrews	May-85	6,183	83	66	Devonian	Dolo. Trip	13.5
Unocal	Dollarhide (C)		Tex.	Andrews	Nov-95	160	21	4	Clearfork	Dolo.	11.5
Weiser Oil	Wellman		Tex.	Terry	Jul-83	1,400	14	9	Wolfcamp	LS	9.2
Whiting	Sable		Tex.	Yoakum	Mar-84	825	33	32	San Andres	Dolo.	8.4

CO2, H2O, flue gas immiscible

Marathon (Yates)			Tex.	Pecos &	Jan-85	14,300	619	29	Grayburg/S	Dolo.	17
------------------	--	--	------	---------	--------	--------	-----	----	------------	-------	----

Hydrocarbon Miscible

ARCO	Kuparuk River		Alas.		Jun-88	5,800	27	26	A & C Sand	S	24
ARCO	Kuparuk River		Alas.		Aug-93	2,900	13	13	A&C Sand	S	24
ARCO	Prudhoe Bay		Alas.		Dec-82	3,650	42	11	Sadlerochi	S	23
ARCO	Prudhoe Bay		Alas.		Feb-87	55,000	450	190	Sadlerochi	S	22
Exxon	South Pass Bl		OCS		Dec-83	204	15	7	X and Y Se	S	26
Exxon	South Pass Bl		OCS		Jul-89	20	3	3	X Series	S	26
Hunt	Fairway		Tex.	Anderson	Mar-66	22,618	92	51	James	LS	12.6
Kerr-McGee	North Buck Dr		Wyo.	Campbell	Dec-88	5,700	11	8	Dakota	S	9.3
Kerr-McGee	Sand Dune (Mur)		Wyo.	Converse	Jul-91	12,438	15	9	Muddy	S	11.8
Oryx	Fordoche W-12		La.	Pt. Couj	May-80	3,400	7		Wilcox	S	19
Oryx	Fordoche W-8		La.	Pt. Couj	May-80	3,300	8		Wilcox	S	20
True Oil	Red Wing Creel		W. Dak.	McKenzie	Jan-82	640	8	1	Mission Ca	LS	10
Phillips	Chatom		Ala.	Washingt	Aug-76	3,200	7	2	Smackover	Dolo.	22

Hydrocarbon immiscible

ARCO	Kuparuk River		Alas.		Feb-86	50,000	170	157	A & C Sand	S	24
------	---------------	--	-------	--	--------	--------	-----	-----	------------	---	----

Nitrogen & Hydrocarbon immiscible

ARCO	Block 31		Tex.	Crane	Jun-49	7,840	152	77	Devonian	LS	15
------	----------	--	------	-------	--------	-------	-----	----	----------	----	----

Nitrogen miscible

Exxon	Jay-Little Es		Fla/Ala.	Santa Ro	Jan-81	14,415	56	30	Smackover	LS	14
Unocal	Chunchula Fie		Ala.	Mobile	Apr-82	2,600	33	8	Smackover	Dolo.	12.35
Phillips	Binger		Okla.	Caddo	Jan-77	12,960	55	23	Marchand	S	7.5

Nitrogen immiscible

Chevron	East Painter		Wyo.	Uinta	Nov-83	1,500	17	7	Nugget	S	11
Chevron	Painter		Wyo.	Uinta	Jun-80	1,360	33	13	Nugget	S	11.9
Exxon	Hawkins		Tex.	Woodbine	Jul-87	2,800	24	6	Woodbine	S	28
Exxon	Hawkins		Tex.	Woodbine	Jan-94	7,790	264	17	Woodbine	S	28
Unocal	Chunchula Fie		Ala.	Mobile	Apr-82	26,000	33	8	Smackover	Dolo.	12.35

6	4.950	33	1.40	105	Inyecc.	41	25	recien inic.	3.000	TETT	51	LV	
70	10.400	37	0.50	205	Prim.	62	48	medio term.	100	100	Proa.	Ro	RV
152	9.800	38	35.0	192	Prim.	45	33	medio term.	100	100	Proa.	Ro	RV
145	9.950	38	35.0	190	Prim.	44	24	medio term.	270	270	Proa.	Ro	P
162	11.400	38.5	0.30	192	Prim.	45	33	medio term.	40	40	Proa.	Ro	RV
500	8.000	36	0.50	190	Prim.	48	31	recien inic.	0	0	TETT		P
150	5.800	38	2.40	165	Inyecc.	30		recien inic.	225	225	TETT	Ro	RV
9	8.000	40	0.44	122	Prim. & In	35	22	recien inic.	2.350	200	Yes		FV
1	6.500	40	0.44		Prim. & In			recien inic.	355		TETT		P
100.0	9.800	43.5	0.54	151	Inyecc.	35	10	medio term.	3.200	3.200	Satisfac.		FV
3	5.200	32	1.45	107	Inyecc.			carga term.	520	100	Satisfac.	51	FV
Total CO2 miscible, b/d									201.491	170.715			
175	100-1,700	30	5.50	82	Inyecc. gas			medio term.	54.400		Satisfac.		FV
Total CO2 immiscible, b/d									54.400	0			
50-500	6.000	24	2.00	160	Inyecc.	50	25	recien inic.	17.000	8.000	Satisfac.	51	P
50-500	6.000	24	2.00	160	Hyd. Imm	50	25	recien inic.	8.000		Satisfac.		P
300	8.800	27	0.90	200	Prim.	65	25	carga term.	7.000	5.000	Satisfac.		P (Exp)
400	8.800	27	0.90	210	Inyecc.	50	25	medio term.	220.000	25.000	Satisfac.		FV
100-1.500	9.500	3.0-40	0.40-0.60	165	Prim.			medio term.	7.700	3.100	Satisfac.	51	RV
1.000	11.000	38	0.70	165	Prim.			carga term.	1.450	580	Satisfac.	51	RV
11	9.900	48	0.15	260	Prim.	73	36	medio term.	6.010.	6.010	Satisfac.	51	FV
3	12.450	46	0.12	282	Prim.	85	35	recien inic.	11.000	8.000	Satisfac.		RV
70	12.500	41	0.30	240	Prim.	83	40	recien inic.	10.000	10.000	Satisfac.	51	FV
5	12.650	45	0.13	274				carga term.	47	47	Satisfac.	51	FV
9	13.200	44	0.12	267				carga term.	96	96	Satisfac.	51	FV
0.1	9.000	40	0.25	241	Prim.	60	20	recien inic.	1.200		Satisfac.	51	FV
12	15.900	54	0.04	293	Prim.			carga term.	410	130	Satisfac.	51	FV
Total hidrocarburos miscibles, b/d									209.911	96.263			
50-500	6.000	24	2.00	160	Inyecc.	55	50	recien inic.	150.000		Proa.	51	FV
Total hidrocarburos immiscible									150.000	0			
5	8.600	48	0.25	130	Prim.			carga term.	4.350	4.350	Satisfac.	51	FV
Total N2 & hidrocarburos immiscibles, b/d									4.350	4.350			
75	15.400	51	0.20	285	Inyecc.			carga term.	11.100	11.100	Satisfac.	51	FV
10	18.500	54	0.07	325	Prim.	80	45	recien inic.	7.100	2.300	Satisfac.	51	FV
0.2	10.000	38	0.30	190	Prim.	76	59	medio term.	1.050	1.050	Satisfac.	51	FV
Total N2 miscible, b/d									19.250	14.450			
3	12.000	46	0.20	185	HC	98.5	52	medio term.	9.065	9.065	Satisfac.		FV
4	11.500	46	0.20	174	HC	47		medio term.	1.102	1.102	TETT		FV
2.800	4.600	24	3.70	168				medio term.	1.100	1.100	Satisfac.	51	RV
2.800	4.600	24	3.70	168				recien inic.	9.500		Proa.		RV
10	18.500	54	0.07	325	Prim.	80	45	recien inic.	7.100	2.300	Satisfac.	51	FV
Total N2 immiscible, b/d									27.067	13.567			
Total gas, b/d									827.291	299.345			
Tabla N° 13													

Producción por Recuperación Mejorada mediante el uso de Químicos y microbiales en E.U.A.

Tipo		E.U.A.									
Operador	Campo	Estado	Prov.	Fecha Inicio	Area, Acres	Pozos Prod.	Pozos Inj	Zona Prod	Formación Tipo	Porosidad %	
Polimeros											
Bison Prod	N. Kremlin	Okla.	Garfield	Jan-84		10	8	Misener	S	10.4	
Gallagher	Stewart East	Wyo.	Campbell	Jul-82		4	1	Minnelusa	S	15.7	
Kerr-McGeer	Horse Creek	Wyo.	Campbell	Feb-88	24,200	69	61	Sussex	S	12	
Mitchell IAlba	Northeast	Tex.	Wood	Jul-80	410	7	3	Sub-Clarke	S	21.4	
Mitchell IAlba	SEFR Unit	Tex.	Wood	Feb-72	731	12	6	Sub-Clarke	S	21.0	
Mitchell IAlba	North Cor	Tex.	Wood	Jan-91	512	11	6	Sub-Clarke	S	21	
Mitchell IAlba	West Unit	Tex.	Wood	Dec-91	567	8	8	Sub-Clarke	S	21	
Coleman OJ	Jacksboro S.	Tex.	Jack	May-82	270	5	6	Strawn	S	19.9	
Plans Fet	Bracken Unit	Wyo.	Campbell	Jun-86	120	3	2	Minnelusa	S	16.5	
Presidio Culp	Draw Unit	Wyo.	Campbell	Jul-85		40	43	Shannon	S		
Presidio Table	Mountain	Wyo.	Campbell	Aug-91		18	8	Shannon	S		
Alkalino/surfactant/polimero											
True	Driscoll	Wyo.	Crook	Dec-95	1	1	1	Minnelusa	S	16	
Microbial											
Hughes Eas	North Blowhorn	Ala.	Lamar	Jan-94		14	4	Carter	S	12	

Producción por Recuperación Mejorada mediante el uso de Químicos y microbiales en E.U.A.

Permeabilidad md	Profundidad ft.	Viscosidad °API	Densidad cp	Temper. Oil. °F	Prod. Prev. °F	Satur. Inic %	Satur. Final Proj	Mineralización	Total		Evaluación Proyecto	Expendo			
									Prod b/d	Mejorada b/d		Económ.	Proyect		
10	6.300	42.5		136							TETT	SI	P		
215	7.950	20	20	124							Satisfac	SI	FV		
14	8.200	36	0.96	179	Prim.	59	35	resoln inic	1.450		TETT	SI	FV		
471	4.100	15.1	75	150	Inyecc.	62.6	52.1	cerca toza	70	20	Disc	SI	FV		
525	4.200	15.5	75	150	Prim.	60.5	51.8	cerca toza	100	100	Satisfac	SI	FV		
471	4.010	15	75	150	Prim.	62	56	resoln inic	150	150	Proa	TETT	FV		
471	4.050	15	75	150	Prim.	65	56	resoln inic	110	110	Proa	TETT	FV		
86	1.975	40	1.73	100	Prim.	50	22	cerca toza	20	20	Satisfac	SI	FV		
173	7.150	20.2	16.6	150	Prim.	76.1	59.4	medio toza	189	130	Satisfac	SI	FV		
	Prim.				cerca toza			Satisfac						SI	FV
	Prim.				medio toza			Satisfac						SI	Exp. I.
Total polimeros , b/d									189	130					
60	5.300	22	16	155	Inyecc.	43.5		resoln inic	50	0	TETT	TETT	FV		
1-200	2.300	33	15	90	Inyecc.	50	45	resoln inic	290	0	Proa	TETT	P. Exp		
					Total Químicos y Microbial. b/d			529						130	
Total EOP. b/d										221.560					

Proyectos EOR Produciendo en Canadá												
Tipo	Fecha	Area	Pozos	Pozos	Forma-			Permea-			Gravidad	
Operador	Campo	Inicio	Acres	Prod.	Inj.	Zona	Producti	Porosidad	Permeabilidad	Profundidad	*API	
							tipo	%	md	ft.		
CO2 miscible												
Shell Canada	Hazmaton East	Aug-88	1,600	20	8	Mississippi	Dolo	14		10-300	8,500	39
Shell Canada	Midale	Jan-92	2,560	60	8	Mississippi	Lia/Dolo	10-35		1-100	4,500	27
Vikor	Joffre Viking	Aug-85	400	6	2	Viking	Arenisca	13		500	5,140	42
Vikor	Joffre Viking	Jun-88	400	4	1	Viking	Arenisca	13		500	5,075	42
Vikor	Joffre Viking	Nov-91	1,700	5	2	Viking	Arenisca	13		500	5,000	42
Combustión												
Hobil Oil Canada	Battara Field	Oct-66	4,970	94	15	Battara-Rosera	Arenisca	26		1,265	2,900	18
Hobil Oil Canada	Battara Field	Aug-67	2,400	35	7	Battara-Rosera	Arenisca	25		930	2,900	18
Hobil Oil Canada	Battara Field	Nov-65	600	22	3	Rooney	Arenisca	27		930	2,900	18
Hidrocarburos miscibles												
Amoco Canada	Bigoray Nisku I	Feb-80	751	5	1	Nisku D-2	Liasita	5		1,130	7,500	34
Amoco Canada	Keybob South	Jul-84	8,000	40	2	Triassic	Dolo.	11.5		92	6,981	40
Amoco Canada	Hipisi	Feb-84	20,400	168	60	Oilwood	Arenisca	10		200	5,500	41
Canadian Hunter Expl	Brassey	Aug-89	6,043	13	7	Arlex Triassic	Arenisca	16.6		137	9,850	57
Chevron Canada	Rosou Acheson D-3A	Jul-87	650	16	1	Leduc D3	Dolo.	17		5,000	5,000	39
Chevron Canada	Rosou Mitsue Stage 1	May-85	17,280	140	55	Oilwood	Arenisca	13.4		282	5,000	41
Chevron Canada	Rosou Peabins Nisku I	Jun-86	200	3	1	Nisku F	Dolo.	12.7		660	8,000	40
Imperial Oil	Peabins 'G' Pool	Sep-89	328	2	1	Nisku	Dolo.	8		900	9,541	43.2
Imperial Oil	Peabins 'K' Pool	Jan-84	126	1	1	Nisku	Dolo.	12.7		2,020	9,469	43.6
Imperial Oil	Peabins 'L' Pool	Jan-85	625	4	2	Nisku	Dolo.	10.5		1,060	9,415	40.9
Imperial Oil	Peabins 'M' Pool	Jan-83	192	2	1	Nisku	Dolo.	9		540	9,333	41.1
Imperial Oil	Peabins 'O' Pool	Jan-83	346	2	1	Nisku	Dolo.	11.0		3,100	9,332	43.4
Imperial Oil	Peabins 'P' Pool	Oct-83	420	3	1	Nisku	Dolo.	10.3		2,400	9,531	45.4
Imperial Oil	Peabins 'Q' Pool	Feb-85	301	2	1	Nisku	Dolo.	9.0		1,970	9,421	41.3
Imperial Oil	Vizard Lake	Jan-69	2,725	49	14	Leduc D-3A	Dolo.	10.5		1,375	6,500	38
Imperial Oil	Judy Creek A Pool	May-85	29,050	96	64	Beaverhill Lek	Liasita	9.5		43	8,850	41.6
Imperial Oil	Judy Creek B Pool	Jan-87	8,290	30	15	Beaverhill Lek	Liasita	9.2		41	9,150	42.1
Imperial Oil	Rainbow 'FF' Pool	Sep-71	102	2	1	Key River	Dolo.	7.7			4,160	37
Imperial Oil	Rainbow 'T' Pool	Jun-69	222	2	1	Key River	Dolo.	8.6			4,330	40
Imperial Oil	Rainbow 'Z' Pool	Feb-71	221	6	2	Key River	Dolo.	4.25			4,040	38
Gulf Canada	Fenn-Big Valley	Apr-83	1,260	26	7	Nisku	Dolo.	8		400	5,249	42.8
Gulf Canada	Goose River	Oct-86	2,847	24	7	Beaverhill Lek	Liasita	8		240	9,200	41
Home Oil	Svan Hille	Oct-85	19,440	150	50	Beaverhill Lek	Liasita	8.5		54	8,300	41
Husky Oil	Rainbow B Pool	Jun-84	2,500	32	10	Key River	Liasita	8		300	6,000	39
Husky Oil	Rainbow E Pool	Jun-72	173	6	1	Key River	Liasita	12		300	5,932	39
Husky Oil	Rainbow EEE Pool	Apr-70	150	2	1	Key River	Liasita	16.0		500	6,085	37
Husky Oil	Rainbow G Pool	Oct-72	163	3	1	Key River	Liasita	8		300	6,151	39
Husky Oil	Rainbow H Pool	Jun-73	165	3	1	Key River	Liasita	9.4		200	6,210	39
Husky Oil	Rainbow KRA Pool	Dec-68	633	17	2	Key River	Dolo.	10.1		100	6,380	43
Husky Oil	Rainbow KRD Pool	Mar-76	85	1	1	Key River	Liasita	10		200	6,310	40
Husky Oil	Rainbow O Pool	Feb-70	703	9	1	Key River	Dolo.	6		150	6,053	42
Husky Oil	Rainbow South I	Mar-94	320	2	2	Key River	Liasita	9.1		50	6,300	
Husky Oil	Rainbow South C	May-95	180			Key River	Dolo.	8		50	6,500	39
Mobil Oil Canada	Rainbow	Jul-83	320	5	1	Key River	Dolo./LS	8.5		100-5,000	5,500	39
Mobil Oil Canada	Rainbow	Sep-72	800	14	2	Key River	Dolo./LS	8.6		100-5,000	5,500	39
Mobil Oil Canada	Rainbow South	Aug-72	490	5	2	Key River	Dolo.	6		40	6,200	40
Petro-Canada	Brazeau River I	Sep-81	640	2	1	Nisku	Liasita	7		50	10,091	42
Petro-Canada	Caroline	Sep-84	8,600	16	11	Cardium	Arenisca	10		12	8,200	46
Shell Canada	Virginia Hills	Nov-89	4,575	50	14	Beaverhill Lek	Liasita	9		1-500	9,500	34
Hydrocarbon immiscible												
Husky Oil	Rainbow F Pool	Jun-93	1,920	12	4	Key River	Dolo.	5		1,000	6,000	48
Inyecc. agua Caliente												
Alberta Energy	S. Jenner Up. I	Sep-89	2	3	1	Oligocenic	Arenisca	25.0		1,560	2,950	14
Polimero												
Encor Energy	Rapden Unit	Jan-86	440	12	5	Upper Shaunovo	Arenisca	17		85	4,500	23
Vapor												
Norcen	Provost	Mar-86	20	8	1	McLaren	Arenisca	27-30.0		4,000	2,430	12
Sceptro Resources	Tangleflags No	Dec-87	205	8	17	Lloydminster S	Arenisca	32.5		3,000-5,000	1,476	13
Sceptro Resources	Tangleflags Est	Sep-94	412	4		Lloydminster S	Arenisca	33		3,000-5,000	1,924	11.5

Proyectos FOR Produciendo en Canadá											
Viscosidad Cp	Temperatura Oil. °F	Prod. Prev.	Batur. Inicio	Batur. Final	Maduración Proy.	Total		Prod.		Evaluación Econó alica	Especiati va Proyeci
						Prod. b/d	Medios b/d	Proyeci	alica		
0.2	190	WF	40		Medio Terain	600	500	Proa.		Exp. 1.	
	145	WF	50		Resien inici	750	250	Proa.		10% del campo	
1.14	133	WF	30	20	Cerca compl			Satisfac.		FV	
1.14	133	WF	36	20	Medio Terainado			Satisfac.		FV	
1.14	133	WF	30	20	Medio Terainado			Satisfac.		FV	
70.2	110	Prim.	66		Medio Terain	1,200	1,200	Satisfac.	SI	FV	
70	110	Prim.	67		Medio Terain	1,200	1,200	Satisfac.	SI	FV	
70	110	Prim.	70		Medio Terain	1,350	1,350	Satisfac.	SI	FV	
1.4	169	Prim.	70	30	Medio Terain	600	600	Satisfac.	SI	FV	
0.410	190	WF	46	31	Cerca compl	1,000	400	Proa.	SI	FV	
0.84	131	WF	30	5	Medio Terain	12,570	6,000	Satisfac.	SI	FV	
0.097	210		90	33	Medio Terain	4,000	4,000	Satisfac.	SI	FV	
0.8	139	Prim.	90	10	Cerca compl	1,600	1,600	Satisfac.	SI	FV	
0.65	147	WF	30	19	Cerca compl	9,200	0,000	Satisfac.	SI	FV	
0.5	208	WF	75	43.3	Cerca compl	2,271	205	Satisfac.	SI	FV	
0.32	204	Prim.	80	5	Cerca compl	700	700	Satisfac.	SI	FV	
0.37	198	Prim.	87	5	Cerca compl	864	864	Satisfac.	SI	FV	
0.42	199	WF	88	5	Cerca compl	2,250	2,250	Satisfac.	SI	FV	
0.14	190	Prim.	93	5	Cerca compl	1,649	1,649	Satisfac.	SI	FV	
0.37	190	Prim.	84	5	Cerca compl	565	565	Satisfac.	SI	FV	
0.36	200	Prim.	87	5	Cerca compl	1,105	1,105	Satisfac.	SI	FV	
0.47	196	Prim.	91	5	Cerca compl	704	704	Satisfac.	SI	FV	
0.54	167	Prim.	93	5	Cerca compl	2,000	2,000	Satisfac.	SI	FV	
0.38	206	WF	84	10	Cerca compl	9,500	9,500	Satisfac.	SI	FV	
47	206	WF	81	10	Cerca compl	1,200	1,200	Satisfac.	SI	FV	
0.59	180	Prim.	90		Cerca compl	250	250	Satisfac.	SI	FV	
0.64	188	Prim.	80		Cerca compl	400	400	Satisfac.	SI	FV	
0.547	190	Prim.	73.5		Cerca compl	2,200	2,200	Satisfac.	SI	FV	
1.34	136	Prim.	31		Medio Terain	500	500	Satisfac.	SI	FV	
0.4	234	WF			Medio Terain	2,600	3,014	Proa.		Exp.	
0.4	225	WF	30	5	Resien inici	17,500	4,900	Satisfac.	SI	FV (Exp. 1.)	
0.83	180	WF	52	23	Resien inici	4,635	4,635	Proa.	SI	FV	
0.439	175	Prim.	91	27	Medio Terain	1,900	1,900	Satisfac.	SI	FV	
0.547	180	Prim.	95	29	Cerca compl	70	70	Satisfac.	SI	FV	
0.485	185	Prim.	92	20	Medio Terain	1,520	1,520	Satisfac.	SI	FV	
0.596	187	Prim.	92	20	Medio Terain	577	577	Satisfac.	SI	FV	
0.29	195	Prim.	90	30	Medio Terain	2,610	2,610	Satisfac.	SI	FV	
0.426	195	Prim.	90	27	Cerca compl	141	141	Satisfac.	SI	FV	
0.20	180	Prim.	87	26	Cerca compl	650	650	Satisfac.	SI	FV	
0.39	195	WF	67	0.5	Resien inici	900		TRTT		FV	
0.4	195	WF	67	0.5	Resien inici	500		TRTT		FV	
0.46	190	WF	45	15	Medio Terain	600	600	Proa.	SI	FV	
0.47	184	OI/WF	92	15	Cerca compl	1,100	1,100	Satisfac.	SI	FV	
0.3	183	Prim.			Cerca compl	1,075	955	Satisfac.	SI	FV	
0.30	216	Prim.	90	35	Cerca compl	1,200	1,200	Satisfac.	SI	FV	
0.25	173	SI	85	45	Medio Terain	900	850	Satisfac.	SI	FV	
0.53	221	WF	56	36	Medio Terain	0,000	4,000	Satisfac.		Exp. 1.	
0.25	180	WF	50	40	Resien inici	2,800	400	TRTT		FV	
170	90	Prim	75		Resien inici	35		TRTT		P	
10	132	WF	55	43	Medio Terain	800	660	Satisfac.	SI	P(Exp.1.)	
2.000	00	Prim.	02	45	Resien inici	420	420	Proa.	SI	P(Exp.1.)	
13.000	66	Prim.	90	30	Resien inici	3,773	3,773	Satisfac.	SI	FV	
32.000	68	Prim.	75	40	Resien inici	509	250	TRTT		P	
Total Canada								89,474	0		

Tabla Nº

Producción por EOR de Proyectos fuera de Estados Unidos y Canadá

País	Tipo	Fecha	Área	No.	No.	Zona	Tipo	Porosidad	Permeabilidad	Profundidad
				Campo	Inicio					
China										
Microbial										
CNPC-Jilin	Fuyu	Ene 94		44	44		Arenisca	22-26	100	935-1,572
Vapor										
CNPC-Shengli Bureau	Sengasi	Ene 84	3,162	200		Hg. Ea. El.	Arenisca	30	5,000	3,673-3,938
CNPC-Shengli Bureau	Leao	Ene 89	10,613	658		Ea. Hg	Aren/Conq.	15-30	3,000-4,500	2,885-3,132
CNPC-Liaohu Bureau	Geoshen 2-3	Ene 82	3,583	450		3rd sand	Aren/Dolo.	20-25	2,200	5,081-5,740
CNPC-Henan Bureau	Jinglou	Ene 86	1,210	177		E	Arenisca	32	1,500-2,000	459-1,936
CNPC-Henan Bureau	Gusheng	Ene 87	1,655	132		E	Arenisca	27-34	1,751-2,174	517-1,627
CNPC-Liaohu Bureau	Shu I 7-5	Ene 90	237	30	11	Middle	Arenisca	25.6	1,601	7,345
CNPC-Liaohu Bureau	Shu I	Ene 84	5,718	1,140		Middle & Up	Arenisca	23-28	560-1500	2,755-5,051
CNPC-Liaohu Bureau	Xiao Va	Ene 92	2,100	311		2nd Dongyin	Arenisca	27.5	1,683	3,772-4,592
CNPC-Liaohu Bureau	Huoxiling	Ene 85	7,067	1,818		2nd and 3rd	Arenisca	32	150-512	2,050-3,440
CNPC-Xinjiang Bureau	Karabay 9-1	Ene 84	469	128	41	Qigu	Arenisca	32	3,170	820
CNPC-Xinjiang Bureau	Karabay 9-2	Ene 86	444	79	21	Qigu	Arenisca	32	2,290	754
CNPC-Xinjiang Bureau	Karabay 9-3	Ene 86	115	62	31	Qigu	Arenisca	11	1,730	525-1,180
CNPC-Xinjiang Bureau	Karabay 9-4	Ene 88	963	358	32	Qigu	Arenisca	30	3,000	656-1,312
CNPC-Xinjiang Bureau	Karabay 9-5 - 9-9	Ene 91	2,495	1,136		Qigu	Arenisca	32	1,350-2,000	721-1,146
CNPC-Xinjiang Bureau	Karabay 6	Ene 89	963	211	45	Qigu	Arenisca	31	2,500-3,100	853-1,016
Polimero										
CNPC-Daqing	Lanadian-2	Jan-94	516	21	9	K	Arenisca	26	580	3,212
CNPC-Daqing	Sarto	Jan-93	273	36	25	K	Arenisca	25	871	3,376
CNPC-Daqing	Lanadian-1	Jun-94	559	25	16	K	Arenisca	26	622	3,215
CNPC-Henan	Shuanghe	Feb-96	744	12	3	E	Arenisca	28	173	4,568
CNPC-Jilin	Fuyu	Jun-93	519	86	21	K	Arenisca	25	180	1,311
CNPC-Liaohu Bureau	Ruankiling-16	Mar-93	346	11	3	B	Arenisca	28.5	900	4,626
CNPC-Shengli Bureau	Guodeo, Pilpt	Sep-92	138	10	4	N	Arenisca	32	875	3,911
CNPC-Shengli Bureau	Guodong	Jan-91	1,008	52	39	H	Arenisca	33	901	3,921
CNPC-Shengli Bureau	Guodeo	Dec-94		82	40	N	Arenisca	32	875	3,911
CNPC-Dagang	Gongxi 3-2, Ver	Dec-91	255	19	6	H	Arenisca	31	412	3,238
CNPC-Dagang	Dagang-West	Oct-91	277	11	6	H	Arenisca	31	538	3,346
Colombia										
Polimero										
Onimex	Teca	Feb-84	3,448	342		Oligocene A	Arenisca	28	1,200	2,100

Producción por EOR de Proyectos fuera de Estados Unidos y Canadá

Gravedad. °API	Viscosidad. Cp	Temperatu Oil. °F	Prod. Prev.	Satur. Inici. %	Satur. Final %	Maduración Proy.	Total	Prod.	Evaluación Proyecto	Expec	
							Prod	Mejorada		Econó	Estiva
							b/d	b/d		mico	Project
31.5	19-31	86		54		Cerca compl.			Satisfac.	Si	Exp. I.
11-19	9,200	131	Prim.	65		Medio Terminado	9,116	9,116	Satisfac.		FU
11-18	10,000-40,000	129	Prim.	60		Medio Terminado	21,735	21,735	Satisfac.		FU
16-19	1,000-2,000	150	Prim.	65		Medio Terminado	10,136	7,868	Satisfac.		FU
16-25	9,600-16,000	70-90	Prim.	65		Medio Terminado	1,965	1,965	Satisfac.		FU
14-22	6,000-137,000	66	Prim.	65-73		Medio Terminado	1,663	1,663	Satisfac.		FU
13	15,000-18900	129	C	65		Medio Terminado	2,117	920	Satisfac.		FU
13-20	670-25,900	118-134	Prim.	65		Medio Terminado	22,124	25,760	Satisfac.		FU
11-13	4,000-11,000	115-122	Prim.	65		Recien inicio	15,020	15,020	Satisfac.		FU
14	700-14,000	104	Prim.	65		Medio Terminado	59,595	42,177	Satisfac.		FU
16-24	2,000	66	Prim.	65		Medio Terminado	1,329	1,329	Proa		FU
16-24	2,240	66	Prim.	65		Medio Terminado	951	951	Proa		FU
16-24	4,000	65	Prim.	65		Medio Terminado	913	913	Disc		FU
16-24	7,200	66	Prim.	65		Medio Terminado	2,709	2,709	Proa		FU
16-24	5,400-54,000	66	Prim.	65		Medio Terminado	16,632	16,632	Satisfac.		FU
16.5-23	6,400-80,000	66	Prim.	65		Medio Terminado	2,948	2,948	Satisfac.		FU
33	10	108	WF	70		Medio Terminado	3,313	1,492	Proa		Exp. I.
34	9	115	WF	72		Cerca compl.	9,913	4,149	Satisfac.		Exp. I.
33	10	108	WF	70		Medio Terminado	7,620	4,884	Satisfac.		Exp. I.
33	7	162	WF	68		Cerca compl.	953	391	Satisfac.		Exp. I.
31.5	32	87	WF	73		Recien inicio	812	53	Proa		FU
30	17	133	WF	65		Medio Terminado	1,179	696	Satisfac.		Exp. I.
15.5	46	154	WF	69		Cerca compl.	1,072	387	Satisfac.		Exp. I.
14	80	149	WF	71		Medio Terminado	2,084	707	Proa		Exp. I.
15.5	46	158	WF	69		Cerca compl.	3,984	1,026	Proa		FU
21	19	127	WF	60		Cerca compl.	1,082	446	Satisfac.		Exp. I.
21	22	123	WF	60		Cerca compl.	365	211	Satisfac.		Exp. I.
12.8	2,965	108	Prim.	57		Cerca compl.	13,000	8,000	Satisfac.	Si	FU

Vapor									
Omixon	Teca	Jan-91	60	20	12	Oligocene B Arenisca	20	1.200	2.100
Francia									
Polimero									
Elf Aquitaine	Chateaufort	Jan-89	250	12	4	Neocenas Arenisca	30	2000	1950
Alemania									
Vapor									
REB	Ruhlerdorf II	Aug-86	360	37	4	Valanginian Arenisca	27-31	600-1.000	1.700-2.100
REB	Georgsdorf I	Jan-75	165	15	1	Valanginian Arenisca	25	460-1.150	2.130-2.730
REB	Georgsdorf II	Dec-79	144	15	3	Valanginian Arenisca	25	1.000-1.300	2.130-2.730
REB	Georgsdorf II	Oct-90	60	6	1	Valanginian Arenisca	25	1.000-1.200	2.130
REB	Ruhlerdorf I	Nov-80	220	30	4	Valanginian Arenisca	20-30	300-1.000	2.070-2.460
REB	Ruhlerdorf III	Dec-87	400	40	5	Valanginian Arenisca	25-28	300-800	1.700-2.100
Wintershall AG	Ruchlertsvist	Dec-78	237	26	2	Valanginian Arenisca	20	5000	2650
Wintershall AG	Emlichheim 11	Mar-92	00	10	3	Valanginian Arenisca	20	5500	2800
Wintershall AG	Emlichheim 10	Jun-94	47	7	1	Valanginian Arenisca	30	5000	2600
Polimero									
Preussag AG	Vorhop-Knesbeck	Nov-89	345	3	1	Dogger-Beta Arenisca	28	1000	3600
RWE-DEA	Plehn OST	Jan-89	30	3	1	Dogger-Beta Arenisca	19	200-1.500	9400
Agua caliente									
Wintershall AG	Emlichheim 17	Oct-74	01.5	9	1	Valanginian Arenisca	30	6000	2300
Wintershall AG	Emlichheim 1	Oct-67	115	7	1	Valanginian Arenisca	30	6000	2560
Wintershall AG	Emlichheim 3	Jun-90	95	6	1	Valanginian Arenisca	30	6000	2500
India									
Polimero									
ONGC	Jhalora	Jun-93	11	4	1	Kalol Sand Arenisca	33	5.000	4.000
Combustión									
ONGC	Balol	Mar-90	6	4	1	Kalol Sand Arena /no	28	8.000-15.000	3.440
ONGC	Lansa	Aug-92	10	4	1	Kalol Sand Arena /no	30	8.000-15.000	3.440
Indonesia									
Vapor									
PT Caltex		Apr-85	7020	1654	703	Pertama - K Arena /no	34	1550	625
Polimero Misceláneos									
Total		Jan-82	4	1	3	Arenisca	30	1000	4500
Libia									
IOC miscible	Zueitina Oil	Jan-69	3325	20	6	D' Reef Llanita	23.9	226	8840

12.8	2.965	100	SS	57	10	Medio Termino	1.000	500	Diec	Si	F (Exp. III)
27	40	86	Prim.	45		Medio Termino	635	459	Satisfac	Si	FF
25	120		Prim.	78		Medio Termino	1940	1620	Satisfac	Si	
27	120	95	Prim.			Cerca compl	690	610	Satisfac	Si	Exp. III
27	120	95	Prim.			Cerca compl	500	200	Satisfac	Si	Exp. I
27	120	95	WF	65		Recein inicio	700	630	Proa		
25	120	96	Prim.			Medio Termino	1310	1160	Satisfac	Si	
25	120	96	WF			Medio Termino	2410	1840	Satisfac	Si	Exp. I
25	175	100	WF	51	42	Cerca compl	760	750	Satisfac	Si	F (Exp. I)
24.5	175	100	HW	71	45	Medio Termino	880	870	Satisfac	Si	FF
24.5	175	100	WF,HW	72	50	Recein inicio	710	710	TETT		FF
33	4	133	WF	65.5	55.2	Medio Termino	250	50	Satisfac	Si	F (Exp. I)
35	1.3	195	WF	34		Cerca compl					F
24.5	175	95	WF	66	55	Cerca compl	295	295	Satisfac	Si	FF
24.5	175	95	WF	76	62	Medio Termino	240	200	TETT		FF
24.5	175	95	WF	72	60	Medio Termino	235	225	TETT		FF
25.7	10	185	Prim.	82		Medio Termino			TETT		F
15.6	100-150	150	Prim.	70		Cerca compl	190	190	Satisfac		F (FF)
13.5	550	150	Prim.	80		Medio Termino	165	165	Proa		F (Exp. I)
22	157	101	Prim.	62	25	Recein inicio	100000	300000	Satisfac	Si	Exp. I
33	0.4	115	WF	35			400	400			
39.2	0.46	226		80	18	Cerca compl	40000	40000	Satisfac	Si	FF

Trinidad										
CO2 immiscible										
Petrotrin	Area 2102	Jun-76	50	6	2	Forest Sand	Arenisca	32	175	3000
Petrotrin	Area 2121	Jan-74	29	2	2	Forest Sand	Arenisca	30	150	2600
Petrotrin	Area 2124	Jan-86	104	3	1	Forest Sand	Arenisca	31	300	4200
Petrotrin	Oropouche	Jun-90	175	4	3	Retrench	Arenisca	30	36	2400
Vapor										
Petrotrin	Cruise E	Aug-70	531	125	29	Cruise E	Arenisca	25	250	2300
Petrotrin	Cruise E	Feb-86	66	17	7	Cruise E	Arenisca	31	95	1400
Petrotrin	Perrylands	Jul-81	86	20	10	Forest	Arenisca	30	500	1100
Petrotrin	Project III	Jul-65	135	36	12	Forest Zone	Arenisca	33	340	1100
Petrotrin	Phase I Cyclic	Aug-76	50	10	0	Forest Sand	Arenisca	31	205	1200
Petrotrin	Phase I West	Dec-88	50	10	10	Forest Sand	Arenisca	30	430	1500
Petrotrin	Fyzabad Forest	Aug-79	120	37	11	Forest	Arenisca	28	275	1100
Petrotrin	Fyzabad Cruise	Aug-79	150	29	4	Cruise	Arenisca	25	19	2000
Petrotrin	Central Los Ba	Feb-74	280	123	34	LMLE	Arenisca	28	250	1500
Petrotrin	Palo Seco Montl	Nov-69	430	170	62	LMLE	Arenisca	28	250	1700
Petrotrin	Palo Seco B V	Nov-85	150	49	10	LMLE	Arenisca	28	250	1200
Petrotrin	Apex Quarry	Feb-81	278	06	18	LMLE	Arenisca	28	250	2100
Premier Consolidated Oil	Fyzabad	Jan-89	21	19	3	Lower Force US		20	350	350-700
Turkie										
CO2 immiscible										
TPAO	Bati Rasen	Mar-86	10709	145	41	Garzan	Limonita	18	58	4265
UAE										
Hydrocarbon misc.										
Total	Abu Al Bu Khoor	Aug-91	50	3	1	Arab D	Limonita	15	200	8000
Venezuela										
Vapor										
Corpoven S.A.	Bere (F.O)	Mar-85	16,452	55	40	U1.3(YAC HF Arena /nc		31.9	6,600	2,650
Corpoven S.A.	Bere (F.O)	Mar-87	8,066	66	65	U2.3(YAC HF Arena /nc		20.6	5,000	3,050
Corpoven S.A.	Arecuna (F.O.)	Feb-85	1,668	5	5	5 Arena /nc		30.7	5,800	2,850
Corpoven S.A.	Arecuna (F.O)	Dec-83	1,544	15	15	T(YAC HFA-5 Arena /nc		30.6	4,500	3,150
Lagoven S.A.	B E P.-Cerro M	Jan-84	49,090	106		Horichal-He	Arenisca	35	10,000	2,000
Lagoven S.A.	Jobo	Dec-69	25,410	80		Jobo Member	Arenisca	31	2,500	3,260
Lagoven S.A.	Jobo - P.E.T.C	Aug-85	267	17		Horichal	Arenisca	30	5,000	3,600
Lagoven S.A.	Jobo	Dec-69	34,099	301		Horichal	Arenisca	30	5,000	3,600
Lagoven S.A.	Vest Pilon	Dec-69	1,065	8		Oficina-1	Arenisca	31	0,000	3,350
Lagoven S.A.	Bachaquero	Dec-80	343	2		Bachaquero	Arenisca	23	1,500	3,400
Lagoven S.A.	Lagunillas	Feb-71	9,343	522	2	Bachaquero	Arenisca	34	4,000	2,690
Lagoven S.A.	Tia Juana	Feb-70	1,692	25		Lagunillas	Arenisca	31	1,250	2,537

19	16	120	Prim.	56		Medio Terminado	270	270	Satisfac	Si	FV
17	32	120	Prim	60		Medio Terminado	50	50	Prox		FV
25	6.2	130	WF	44		Medio Terminado	77	77	Prox		FV
29	4.5	120	Prim.	53	48	Medio Terminado	88	88	Prox		P
14	3500	108	Prim.	65		Medio Terminado	1500	1500	Satisfac	Si	FV
17	175	110	Prim.	58	18	Medio Terminado	310	310	Prox		P
11	6500	104	Prim.	75	20	Medio Terminado	300	300	Satisfac	Si	FV
15	140	110	Prim.	70	20	Cerca compl	800	800	Satisfac	Si	FV
19	32	105	Prim.	57	15	Cerca compl	50	50	Disc	No	FV
17	160	105	Prim.	67	25	Region inicio	50	50	Disc	No	FV
14	220	98	Prim.	70		Cerca compl	230	230	Satisfac	Si	FV
20	150	105	Prim.	65		Cerca compl	120	120	Satisfac	Si	FV
16	550	102	Prim.	70		Medio Terminado	1800	1800	Satisfac	Si	FV
16	550	102	Prim.	70		Medio Terminado	2500	2500	Satisfac	Si	FV
21	160	98	Prim.	70		Medio Terminado	400	400	Satisfac	Si	FV
19	185	105	Prim.	65		Medio Terminado	1100	1100	Satisfac	Si	FV
14	1100	100	Prim.	70	40	Region inicio	120	94	Prox		P
13	592	129		78		Cerca compl	14000	13500	Satisfac	Si	FV
32		200	Prim.	45	25	Region inicio	500	300	TETI	Si	
9.3	376	131	Prim.	88	75	Medio Terminado	13,401	23,385	Satisfac	Si	FV (Exp. L)
9.2	351	136	Prim.	83	75	Medio Terminado	6,305	4,013	Satisfac	Si	FV (Exp. L)
10	370	135	Prim.	82	74	Cerca compl.	703		Disc	No	P (Exp. UL)
9.8	560	140	Prim.	80	72	Cerca compl	230	41	Prox	Si	FV
8.5	5.500	125	Prim.	80		Medio Terminado	25,000	15,000	Satisfac	Si	P (Exp. L)
13.5	138	130	Prim.	80		Medio Terminado	4,200	1,870	Satisfac	Si	FV
9	1.952	132	Prim.	85		Cerca compl.	1,531	875	Satisfac	Si	P (Exp. L)
9	1.952	132	Prim.	85		Region inicio	34,960	16,500	Satisfac	Si	FV
10	727	139	Prim.	82		Region inicio	2,360	1,260	Satisfac	Si	FV
14	185	135	Prim.	85		Region inicio			TETI	No	P (Exp. L)
12	600	128	Prim.	84		Medio Terminado	24,000	11,000	Satisfac	Si	FV
15	93	119		72		Medio Terminado				Si	

Maraven S.A.	Lagunillas	Apr-65	420	59	U L H	Arenisca	15		2,300
Maraven S.A.	Lagunillas	Aug-64	76	7	L L	Arenisca	11.7		2,050
Maraven S.A.	Lagunillas	Jul-67	618	54	U L H	Arenisca	15		2,300
Maraven S.A.	Lagunillas	Jan-70	3,025	147	L L	Arenisca	11.7		2,050
Maraven S.A.	Lagunillas	Apr-70	2,565	220	U L H	Arenisca	15		2,300
Maraven S.A.	Lagunillas	Aug-70	2,114	175	U L H	Arenisca	15		2,300
Maraven S.A.	Lagunillas	Nov-71	3,101	261	L L	Arenisca	11.7		2,050
Maraven S.A.	Lagunillas	Oct-80	3,565	297	U L H	Arenisca	15		2,300
Maraven S.A.	Bechequero	Nov-84	7,795	640	Post-Eoceno	Arenisca	11.5	575	2,000
Maraven S.A.	East Tia Juana	Apr-59	141	32	L L	Arenisca	11.5		1,500
Maraven S.A.	East Tia Juana	Feb-61	35	7	L L	Arenisca	10.1	1,300	1,746
Maraven S.A.	East Tia Juana	Sep-64	411	36	L L	Arenisca	10	1,000	1,250
Maraven S.A.	East Tia Juana	May-68	2,755	201	L L	Arenisca	10.1		1,200
Maraven S.A.	East Tia Juana	Aug-68	1,218	250	L L	Arenisca	10.1	1,000	872
Maraven S.A.	East Tia Juana	Dec-68	1,961	160	L L	Arenisca	10		1,250
Maraven S.A.	East Tia Juana	Mar-69	1,768	115	L L	Arenisca	10.1	780	1,200
Maraven S.A.	East Tia Juana	Aug-69	1,612	148	L L	Arenisca	10.1	1,300	1,250
Maraven S.A.	East Tia Juana	Dec-69	392	36	L L	Arenisca	10.1		1,000
Maraven S.A.	East Tia Juana	Nov-74	1,848	135	L L	Arenisca	10.1	780	1,597
Maraven S.A.	East Tia Juana	Sep-86	1,300	80	L L	Arenisca	16	1,000-1,000	760
Maraven S.A.	Main Tia Juana	Oct-63	967	82	L L	Arenisca	10.1	1,400	1,750
Maraven S.A.	Main Tia Juana	Jun-66	144	15	L L	Arenisca	10.1	675	1,250
Maraven S.A.	Main Tia Juana	Jul-67	1,271	111	L L	Arenisca	10	675	1,209
Maraven S.A.	Main Tia Juana	Jul-67	1,500	134	L L	Arenisca	10.1	1,000	1,400
Maraven S.A.	Main Tia Juana	Oct-67	2,323	197	L L	Arenisca	10.1	1,000	1,746
Maraven S.A.	Main Tia Juana	Oct-67	1,286	86	L L	Arenisca	10.1	1,000	1,746

Abreviaturas
 S arenisca
 Ls limonita
 Dolo dolomita
 TETT: deca. todo pronto para decidir
 Prop.: propietario
 P: proyecto piloto
 FU: expansion al yac
 LV: expansion al lote
 RV: expansion al reservorio

11.4	3.500	117	Prim.	75	44	Cerca compl.	1.181	3.091	Satisfac.	Si	FV
15.2	2.500	125	Prim.	80	50	Cerca compl.	127	118	Satisfac.	Si	P
11.4	3.500	117	Prim.	75	46	Cerca compl.	4.835	4.438	Satisfac.	Si	FV
15.2	2.500	122	Prim.	87	51	Medio Terminado	1.220	1.307	Proa	Si	FV
11.8	7.000	115	Prim.	75	54	Medio Terminado	21.017	12.045	Proa	Si	FV
11.4	3.500	118	Prim.	75	63	Medio Terminado	11.478	11.120	Proa	Si	FV
15	580	126	Prim.	87	66	Medio Terminado	6.053	4.160	Proa	Si	FV
11	20.000	125	Prim.	75	63	Medio Terminado	26.106	21.089	Proa	Si	FV
13	500	117	Prim.	84.5	40	Recien inicio	12.048	29.104	Proa	Si	FV
12	1.000	108	Prim.	85	48	Medio Terminado	673	365	Proa	Si	FV
13.6	13.000	100	Prim.	85	45	Cerca compl.	65		Proa	Si	F
12	3.000	104	Prim.	85	65	Medio Terminado	760	493	Proa	Si	FV
12	750	104	Prim.	85	64	Medio Terminado	6.878	4.150	Proa	Si	FV
12	5.000	104	Prim.	81	74	Medio Terminado	6.115	4.201	Proa	Si	FV
12	7.500	106	Prim.	85	67	Medio Terminado	9.651	8.879	Proa	Si	FV
12.1	2.000	111	Prim.	85	67	Medio Terminado	6.623	3.566	Proa	Si	FV
10	12.000	102	Prim.	85	77	Medio Terminado	6.350	5.018	Proa	Si	FV
11.1	10.000	95	Prim.	85	72	Medio Terminado	1.572		Proa	Si	FV
12	1.000	111	Prim.	85	46	Medio Terminado	3.799	2.097	Satisfac.	Si	FV
9-11	5.000-30.000	110	Prim.	85	82	Medio Terminado	10.595		Proa	Si	FV
13.1	750	113		85	57	Cerca compl.	1.546	195	Proa	Si	FV
13.1	1.300	104	Prim.	85	65	Cerca compl.	160	32	Proa	Si	FV
13.1	5.000	123	Prim.	85	61	Medio Terminado	5.403	639	Proa	Si	FV
13.1	1.000	110	Prim.	85	65	Medio Terminado	3.827	2.438	Proa	Si	FV
13.1	4.100	110	Prim.	85	62	Medio Terminado	6.328	5.346	Proa	Si	FV
13.1	1.200	110	Prim.	85	76	Medio Terminado	3.107	2.622	Satisfac.	Si	FV
Total Producc. Termal China							178.953	151.651			
Total Producc. Polimoron China							31.377	14.342			
Total Venezuela							127.209	210.247			
Total Países							228.114	758.723			
Total países excepto China							717.784	592.730			

**RESUMEN ESTADISTICO DE PROYECTOS EJECUTADOS Y EN EJECUCION
CLASIFICACION SEGUN RESULTADOS ECONOMICOS**

TERMAL	ECONOMICO	NO ECONOMICO	EVALUACION TOTAL	
INYECCION DE VAPOR	172	20	37	229
COMBUSTION INSITU	10	1	3	14
AGUA CALIENTE	5		3	8
SUBTOTAL	187	21	43	251
QUIMICO				
MICELLAR-POLIMERO		2	1	3
POLIMERO	44	1	45	90
CAUSTICA/ALCALINA	2	1		3
SUBTOTAL	46	4	46	96
GAS				
HIDROCARBUROS MISCII	53	1	9	63
HIDROCARBUROS INMISI	1		1	2
CO2 MISCIBLE	32	9	27	68
CO2 INMISCIBLE	2		6	8
N2 MISCIBLE	3			3
N2 INMISCIBLE	3		3	6
SUBTOTAL	94	10	46	150
OTROS				
MICROBIAL	2		2	4
ELECTROMAGNETICO			2	2
N2/ HC INMISCIBLE	1			1
SUBTOTAL	3	0	4	7
GRAN TOTAL	330	35	139	504

ORIG. Ab. 88

TABLA N° 17

PROYECTOS EJECUTADOS Y EN EJECUCION
PROPIEDADES DE ROCA - FLUIDO PROMEDIO, DE ACUERDO A LOS RESULTADOS ECONOMICOS

	INYECCION DE VAPOR			COMBUSTION IN SITU			AGUA CALIENTE			POLIMERO			MICROBIAL		
	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL
NUMERO DE PROYECTOS	172	20	37	10	1	3	5		3	44	1	45	2		2
Porosidad, (%)	31,9	30,8	25,1	23,8	28,0	30,3	30,8		28,3	19,8	23,0	22,2	22		16,0
Permeabilidad, md	2388	2257	2035	616	950	3100	4800		4520	332	4000	813	320		58
API	14,1	16,0	14,9	23,6	10,0	13,3	20,0		21,0	28,3	34,0	25,6	37,9		33,5
Viscosidad, Cp	4796	1763	15500	365	1060	1850	2505		173	17,1	11	28,7	15		7,5
So al inicio del metodo,	65,8	62,8	64,4	65,9	63,0	73,0	55,5		74,3	55,0	39,0	61,9	54		55,0
Espaciamiento, Acres	8,4	10,7	4,1	105,0	15,7	1,3	4,6		11,2	46,0	11,4	10	8,4		6,2
Pozo Prod./Pozo Iny.	4,8	3,3	3,9	4,0	4,8	4,0	2,9		5,3	1,6	4,0	2,1	1,2		2,7
BOPDC/Pozo prod., EOR	32,4	16,8	28,0	28,9	4,0	31,3	12,7		26,6	73,3	7,0	36,8	3,1		NR
BOPDC/Total pozos, EOR	26,9	12,9	22,3	23,0	3,3	25,0	9,4		22,4	45,6	5,6	24,9			NR
	HIDROC. MISCIBLES			HIDROC INMISCIBLES			CO2 MISCIBLE			CO2 INMISCIBLE			N2 INMIS/MISCIBL		
	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL	ECON.	NO ECO.	EVAL
NUMERO DE PROYECTOS	53	1	9	1		1	32	9	27	2		6	6		3
Porosidad, (%)	11,8	12,0	13,6	24,0		15,0	14,3	19,4	15,2	25,0		19,4	17		17,0
Permeabilidad, md	550	5000	116	275		1000	15	284,6	101	116		430	942		336
API	40,0	39,0	29,8	24,0		48,0	35,4	38,5	37,5	16,0		24,5	40,8		38,7
Viscosidad, Cp	1,2	0,8	0,9	2		0,2	1,5	0,9	1,2	304		26,2	1,3		1,4
So al inicio del metodo,	71,7	30,0	66,2	55,0		50,0	54,1	46	40,0	67,0		52	59		72,8
Espaciamiento, Acres	130,0	NR	79,0	152,9		120,0	26,6	27,8	15,7	55,0		16,5	213		30,3
Pozo Prod./Pozo Iny.	2,5	NR	2,3	1,0		3,0	1,5	3,7	2,0	3,5		2,5	2,7		3,5
BOPDC/Pozo prod., EOR	238,2	NR	114,4	33,3		NR	54,1	6,8	15,7	25,5		22,4	88,8		32,4
BOPDC/Total pozos, EOR	170,0	NR	79,6	25,0		NR	27,3	5,4	10,4	18,7		16,1	64,7		29

DATOS DE POROSIDAD PROMEDIA POR YACIMIENTOS

Lobo	Patifias Superior	Convencional	19.0
Overales	Patifias Superior	Convencional	18.9
Jabonilla Nuevo	Pat. Inf. / Paleg	Convencional	18.8
Puerto Rico	Patifias Superior	Convencional	18.8
Rinconada	Patifias Superior	Convencional	18.8
Negrillos	Basal Salina	Side Wall Core	18.7
Tablazo	Patifias Superior	Convencional	18.5
Extensión Verdún	Patifias Superior	Convencional	18.2
Folche	Patifias Superior	Convencional	18.2
Pueblo	Patifias Superior	Convencional	18.2
Lobo	Terebrátula	Convencional	18.1
Corral Quemado	Patifias Superior	Convencional	18.0
Bellavista	Palegreda	Convencional	17.9
Zapotál	Verdún	Convencional	17.8
Zapotál	Verdún	Side Wall Core	17.8
Somatito	Echinocyamus	Convencional	17.6
Negrillos	Salina Superior	Side Wall Core	17.4
Batanes	Patifias Interior	Convencional	17.2
Silla	Patifias Superior	Convencional	17.0
Yeso	Verdún	Convencional	17.0
Zapotál	Echinocyamus	Convencional	16.9
Portachucló	Salina	Convencional	16.8
Organos Norte	Verdún	Convencional	16.4
Millón	Patifias Superior	Convencional	16.3
Algarroba	Patifias Interior	Convencional	16.2
Algarroba	Patifias Interior	Side Wall Core	16.2
Negrillos	Salina Inferior	Side Wall Core	16.2
Organos Sur	Echinocyamus	Convencional	16.1
Pozo	Basal Salina	Convencional	16.1
Lobo	Salina Mogollón	Side Wall Core	16.0
Quemado	Patifias Interior	Convencional	16.0
Yeso	Patifias Superior	Convencional	16.0
Lagunitos	Verdún	Convencional	15.8
Algarroba	Pat. Inf. / Paleg	Convencional	15.7
Organos Norte	Echinocyamus	Convencional	15.7
Siches	Patifias Superior	Convencional	15.7
Negrillos	Salina Inferior	Convencional	15.6
Ancha	Verdún	Convencional	15.4
Organos Sur	Ostrea	Convencional	15.0
Huaco	Patifias Superior	Convencional	14.7
Carrizo	Hélico	Convencional	14.5
Central	Echinocyamus	Convencional	14.0
Oveja	Pat. Inf. / Paleg	Convencional	13.8
Oveja	Patifias Inferior	Convencional	13.3
Negrillos	Basal Salina	Convencional	13.1
Bronco	Patifias Superior	Convencional	13.0
Chivo	Patifias Superior	Convencional	13.0
Máncora	Patifias Inferior	Convencional	13.0
Santos	Talara	Convencional	13.0
Zapotál	Ostrea	Convencional	12.7
Central	Hélico	Convencional	12.5
Carrizal	Patifias Inferior	Convencional	12.0
Zapotál	Ostrea	Side Wall Core	11.7
Bonanza	Patifias Superior	Convencional	11.5

DATOS DE POROSIDAD PROMEDIA POR YACIMIENTOS

Yeso	Manta	Convencional	11.4
Lobo	Salina Mogollón	Convencional	11.3
Lobitos	Patifias Interior	Convencional	11.2
La Brea	Salina Mogollón	Convencional	10.4
La Tuna	Pat. Inf. / Paleg.	Convencional	10.4
Talara	Talara	Convencional	10.1
Vichayo	Verdún	Convencional	10.0
La Tuna	Patifias Interior	Convencional	9.2
Verde	Salina Mogollón	Convencional	9.2
Fondo	Patifias Interior	Convencional	9.1
Lobitos	Palegreda	Convencional	9.0
Verdún Alto	Manta	Convencional	9.0
Manta	Manta	Convencional	8.6
Alvarez	Patifias Interior	Convencional	8.3
La Tuna	Talara	Convencional	8.2
Jabonillal Nuevo	Salina Mogollón	Convencional	8.0
Ancha	Palegreda	Convencional	7.1
Fondo	Palegreda	Convencional	7.0
Oveja	Salina Mogollón	Convencional	7.0
Siches	Salina Mogollón	Convencional	6.6
La Tuna	Salina Mogollón	Convencional	6.0
Bonanza	Patifias Interior	Convencional	5.6
Bonanza	Palegreda	Side Wall Core	5.3
Ronchudo	Salina Mogollón	Convencional	5.0
Malacas	Palegreda	Convencional	4.7

Tabla N° 19 - c

SUMARIO DE RESULTADOS OBTENIDOS POR INYECCION DE GAS - NOROESTE PERUANO

YACIMIENTO	FORMACION	PROF. (PIES)	PERIODO DESCUBR.	PERIODO DE INYECCION		AREA (ACRES)	ESPESOR (PIES)	BUZAM. (GRADOS)	POROS. (%)	Swc (%)	GOR SCF/STB	BoI BBL/STB	API	INYECC. ORIGINAL (MILES)	INYECC. AGN (MILES)	RESP. BOLSAS (MILES)	MILES PET.	TIEMPO INYECC. AÑOS	RECUP. RELATIVO %
				INICIAL	FINAL														
Ancha	Verdún	1300'	1924	1929	1955										4429				
Bellavista	Pariñas	2107'	1927	1931	1967		70						0.34	8920	857	10.410	36	4.600	
Carrizal	L. Pariñas	2600'		1929		321	61	7 -13	14.0	30.0					65				
Chivo	Pariñas			1955	1970	400	104		13.0				0.54	3208	1499	2.1	15	9.7	
Colina	Pariñas	3490'	1947	1950	1972	67	53	14	16.0	39.1	415	1.293	40	0.48	4060	857	4.5	22	26.1
Carral Quemado	Pariñas	3220'	1928	1940	1967		110	6	17.0	47.0	360	1.2	36	0.54	1422	1892	0.8	27.000	7.1
Concha	Pariñas	1410'	1941	1942	1946	80	85	22	17.0	45.0					122	185			7.1
Huaco	Pariñas	3350'	1942	1948	1975	130	145	14	16.0	39.1	415	1.293	40	0.39	6258	2160	2.9	27	15.8
Honda	Pariñas	4285'	1939	1950	1981	720	65	11	17.0	47.0	620	1.36	33	0.85	3096	2183	3.7	31	8.4
Jabollinal	L. Pariñas	1950'	1933	1929	1940	350	52			30.0					239				
Jabollinal Nuevo	Pariñas			1971	1973				14.0						241				
Lagunitos	Verdún	1280'	1909	1932	1934	1200	90								163				
Lomitos	Pariñas	860'	1929	1952	1974	1070	100	16	13.0	35.0					34031				
Lomitos	Salina	860'		1928	1943	3820	50		17.0	30.0					10728				
Lomitos	Talara	860'		1936	1936	175	30								42				
Llano	Pariñas	3420'	1941	1942	1979	184	175	18	16	35.0	361	1.180	33	4.5	37540	3279	6.19	27	27.0
Malacas	Pariñas			1958	1954										2325				
Milla Seis	Pariñas	2720'	1922	1933	1974	350	155	17.5	22.5	35.0	325	1.194	40	1.54	40561	14229	2.86	41	26.5
Miscelánea	Pariñas			1943	1967										13				
Monte Negritos	Pariñas	1910'	1949	1949	1968	65	105	18	18.3	49	215	1.129	38	0.51	3771	971	3.77	19	26.1
Negritos	Salina	1200'	1872	1928	1956	4135	35							0.65	1458	3691	0.39	28	3.4
Pato	Salina			1970	1972										325				
Pozo	Salina	4250'	1945	1948	1970				16.1					0.29	15394	3434	4.65	22	20.3
Playa	Salina	2910'	1942	1943	1943	320	35							0.01	6	410	0.0	0	4.7
Pueblo	Pariñas	2080'	1916	1930	1953	195	200	6 -22	17	47.0	360	1.200	43	1.23	7645	4143	1.9	23	18.4
Puerto Rico	Pariñas	3710'	1944	1948	1951	194	75	7	17	45.0	525	1.264	38	1.01	1481	659	2.5	3	3.8
Rinconada	Pariñas	1710'	1924	1928	1960	104	122	17	17	45.0	200	1.106	35	0.13	1143	816	1.4	32	15.6
Río Verde	Pariñas	1580'	1923	1929	1940	385	60	20	17	40.0	230	1.125	38	0.59	2095	3073	0.7	11	19.5
Río Bravo	Pariñas	2310'	1939	1940	1981	485	110	0 -17	10.5	40.0	345	1.240	39	0.57	56327	10496	5.4	41	24.7
San Pedro	Pariñas	2930'	1946	1947	1972	163	100							0.64	6156	416	15.39	25	4.4
San Juan	Pariñas	1560'	1939	1957	1968	247	60								1376				
San Juan	Salina	1560'	1939	1941	1943									0.24	47	281	8.17	2	2.3
Sandino	Pariñas	1610'	1927	1929	1972	70	55			35					3022	7664			
Sección 16	Pariñas	1600'	1928	1933	1973		220	18	18	55	225	1.12	37	2.04	30604		3.97	40	19.5
Siete Vientos	Pariñas	3100'	1913	1926	1969	466	270	17 -34	17	40					10390	3056			
Silla	Pariñas	3540'	1946	1948	1978	230	150	14 -23	17.3	47	400	1.216	33	3.43	38321	1329	2.54	30	9.7
Tebiano	Pariñas	3000'	1922	1932	1933		130	20	17	40	243	1.122	29	0.16	29	523	0.02	1	15
Túnel	Salina			1963	1969									0.92	2361	10409	4.72	6	7
Verdun Alto	Pariñas	1620'	1925	1927	1972		150	13	18	27	240	1.13	38	0.21	41153	216		45	7.3
Vichayo	Pariñas	3160'	1951	1952	1972	32	45	10	17	35					4073		0.14		
															415667	84727			

FUENTE: PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA PETROPERU

RESUMEN DE PROYECTOS DE INYECCION DE GAS EN ZOCALO MARINO LOTE Z 2B
PROYECTOS SUSPENDIDOS DE INYECCION DE GAS

PROYECTOS	FORMACION	FECHA	ACUM INYECCION M
PENA NEGRA		FINALIZACION	MMSCF
BB-KK CABO BLANCO	CABO BLANCO	NR	619.75
NN PENA NEGRA	PENA NEGRA	NR	1179.89
LL MOGOLLON (LL-1 x X21)	MOGOLLON	NR	3742.97
AA-3 MOGOLLON	MOGOLLON	NR	2248.46

LOBITOS

LO3 RIO BRAVO	RIO BRAVO	ENERO 98	20167
Y-LO10 PARINAS	PARINAS	NR	2880.473
ZZ-PARINAS	PARINAS	OCTUBRE	1248.62
MM-VV RIO BRAVO	RIO BRAVO	NR	381.26
HOT-II PARINAS	PARINAS	JULIO 80	1469.29
I SAND	I SAND	NR	3128.55

LITORAL

LT6 TEREBRATULA	TEREBRATULA	NR	1020.852
DEF PARINAS	PARINAS	MARZO 74	519.09
EE-LT3 PARINAS	PARINAS	NR	75.9
I SAND		NR	3128.55

NOTA: LAS FECHAS DE ALGUNOS PROYECTOS NO HAN SIDO REGISTRADAS, POR ENDE TOMALOS COMO PROYECTOS DE LA ERA BELCO

BELCO: HASTA 1985

PETROMAR: 1986 - 1993

PETROTECH: 1994 -

PROYECTOS ACTIVOS DE INYECCION DE GAS

PROYECTOS	FORMACION	ACUMULA INYECCION MMSCF	ACUMULADO PETROLEO SEC. MSTB
PENA NEGRA			
CABO BLANCO 1	CABO BLANCO	22342.516	5274.112
CABO BLANCO 2	CABO BLANCO	6957.077	2599.978
MOGOLLON 1	MOGOLLON	11629.942	1446.518
PENA NEGRA 1	PENA NEGRA	10307.278	1539.218
MOGOLLON 2	MOGOLLON	2290.339	0
MOGOLLON 3	MOGOLLON	1689.102	29.834
CABO BLANCO 3	CABO BLANCO	707.426	66.568
MOGOLLON 4	MOGOLLON	533.8	0
LOBITOS			
RIO BRAVO 1	RIO BRAVO	18838	1100.259
BASAL SALINA 1	BASAL SALINA	1221.506	46.327
BASAL SALINA 2	BASAL SALINA	1376.673	0
PROVIDENCIA			
BS.SALINA 3	BASAL SALINA	3277.282	416.226
LITORAL			
PARINAS 1	PARINAS	1051.545	50.491
PARINAS 2	PARINAS	1933	750.117
PARINAS 3	PARINAS	6533	3888.272
TEREBRATULA 1	TEREBRATULA	2367.68	190.173
PARINAS 4	PARINAS	2522	402.693
PARINAS 5	PARINAS	1131.779	286.249
PARINAS 6	PARINAS	2113	201.307
PARINAS 7	PARINAS	2319.744	0

RELACION DE PROYECTOS PREVIOS DE INYECCION DE LPG DESARROLLADOS POR PETROPERU
NOROESTE

YACIMIENTO	FORMACION	INICIO DEL PROYECTO	AREA Acres	PROFUNDIDAD pies	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD md	ACUMULADO DE		RECUPERACION DE PETROLEO
							INYECCION		
							GLP	GAS	
Malacas	Paríñas	1958	310	7500	15	30	NR	2.3	0.1
San Juan	Paríñas	1958	23	1000	17	150	0.1	1.4	0.1
Sandino S.	Paríñas	1958	50	1800	17	150	0.3	6.4	0.372
Sandino N.	Paríñas	1958	140	1500	17	150	0.45	1.6	0.194
San Pedro	Paríñas	1951	20	2300	16.5	155	0.2	0.8	0.13
Verdón Alto	Paríñas	1941	120	1200	19	-	1.15	11.202	1.036
Vichayo	Paríñas	1954	92	3000	17	150	0.4	4.07	0.284
						Total	2.6	29.272	2.216

Proyectos de Recuperación Mejorada , Petroperu INGEPE 90

RESUMEN DE PROYECTOS DE INYECCION DE SOLVENTES

FORMACION: PARIÑAS

YACIMIENTO	VERDUM ALTO	SAN PEDRO	VICHAYO	SAN JUAN	S. NORTE	SAND. SUR	MALACAS
FECHA INICIO INYECCION LPG	1941	1951	1954	1958	1958	1958	1958
FECHA INICIO INYECCION GAS	1929	1954	1952	1961	1968	1960	1958
AREA, acras	120	20	92	23	140	30	310
BUZAMIENTO	15	4	18	20	20	14	11
INyec. ACUMULADA LPG, Mbls	1149	222	400	99	454	311	0
INyec. ACUMULADA GAS MMpc	11202	802	4074	1376	1576	3447	28.26
INYECCION LPG, bls/acre-pie	31.92	193.37	96.62	122.98	32.36	11.07	0
INYECCION GAS, MPC/acre-pie	311.17	489.02	984.05	1709.32	216.48	2302.50	162.79
PETROLEO ORIGINAL, mbls	34464.19	944.86	2952.62	583.52	5315.01	2044.23	7168.85
PETROLEO PRODUCIDO, mbls	13292	377	949	213	946	941	1041
RECUPERACION, %	38.6	39.9	32.1	36.6	17.8	46.0	14.5
PETROLEO PRIMARIO, mbls	12560	247	665	120	758	569	1041
RECUP. PRIMARIA, %	35.56	26.14	22.52	20.60	14.15	27.83	14.52
PETROLEO SECUNDARIO, mbls	1036	130	284	93	194	372	92.5
RECUP. SECUNDARIA, %	3.01	13.76	9.62	15.97	3.65	18.20	1.29
PETROLEO SEC / INYEC. LPG	0.90	0.59	0.71	0.94	0.48	1.20	0.00

FUENTE: PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA SOLVENTES INGEPEP '90

SUMARIO DE RESULTADOS OBTENIDOS POR INYECCION DE AGUA - NOROESTE PERUANO

YACIMIENTO	FORMACION	PROF. (PIES)	PERIODO DESCRIP.	PERIODO DE	FINAL	AREA (ACRES)	ESPESOR (PIES)	HUZZM. (GRADOS)	POROS. (%)	Spc (%)	GOR SCF/STB	Boi BBL/STB	API	INYECC. INICIAL	INYECC. ACUM.	RECUP. SECUND	BLS AGUA BLS FET.	TIEMPO INYECC.	RECUP. SECUND.
TABLARO	PARINAS	2000	1922	1957	1961	229	120	20	19.2	45.0	243	1.13	29.4	1900	6.335	—	—	4	—
POZO	B. SALINA	4400	1945	1956	1961	483	70	10 - 15	14.6	31.0	500	1.25	39.1	3500	3.864	—	—	5	—
RIO BRAVO	PARINAS	2500	1939	1956	1968	540	162	0 - 17	19.9	33.4	345	1.2	39.7	400	9.938	2.516	3.9	12	3.5
NEGRITOS A	B. SALINA	1500	1872	1953	1967	640	56	25	16.0	17.0	360	1.15	36	1000	28.330	2.032	13.9	14	6.3
NEGRITOS B	B. SALINA	1500	1872	1956	1967	363	71	25	18.0	17.0	160	1.15	36	1000	13.598	1.860	7.3	11	7.2
ANCHA	VERDUN	500	1924	1957	—	225	200	—	19.8	44.0	—	1.15	33.4	2100	23.300	2.100	11.1	—	6.2
SILLA	PARINAS	3400	1946	1957	1967	296	119	14 - 23	20.0	33.5	400	1.21	34	2000	7.029	1.143	6.1	10	3.8
OVERALES	PARINAS	500	—	1951	1967	44.7	107	—	21.8	31.0	—	1.03	34.5	1200	6.256	0.641	9.8	16	11.9
RINCORADA	PARINAS	1800	1924	1956	1961	164	70	17	20.1	42.5	200	1.11	33.9	3000	7.717	0.336	23.0	5	3.6
PUEBLO ESTE	PARINAS	2080	1916	1950	1966	67	412	6 - 22	19.7	25.0	360	1.18	42	700	5.909	0.323	18.3	16	1.2
LANCA	SALINA	3720	—	1950	1960	211	130	—	11.0	40.0	—	1.25	43	500	3.926	0.290	13.5	10	2.6
CHIVO SUR	PARINAS	5500	—	1957	1964	260	175	—	14.5	37.5	—	1.3	39.1	1400	2.544	0.200	12.7	7	0.9
CARRIZAL	PAR. INFERIOR	3400	—	1956	1966	50	51	7 - 13	17.3	42.0	350	1.3	37.2	300	1.658	0.108	15.4	10	4.5
BELLAVISTA	PARINAS	3400	1927	1957	1966	77	70	27	20.0	39.0	225	1.12	34	200	4.800	0.290	24.0	9	2.1
ALV. OVEJA	PARINAS	1300	—	1957	1962	102	150	—	16.0	45.0	—	1.2	32.5	700	3.100	0.100	31.0	5	0.8
PATRIA	ECHINO INSITU			1982	1992	466	157		12.3	49.0		1.132	41	3000	25.984(*0.008(*	3235.5(*		10	0.0
PATRIA	ECHINO REP. I			1982	1992	328	373		14.2	50.0		1.100	41					10	
PATRIA	ECHINO REP. II			1982	1992	377	321		13.4	49.0		1.116	41					10	
ORGANOS NORTE	ERIA, ERI, ERII, EIS			1982	1992	2740	137		13.9	50.0	2458	1.118	41	2000	6.651(*	-	N.R. (*	10	0.0
CARRIZO	HELICO			1980	1994	2077	176		11.5	50.4	1143	1.221	37	800	39.615(*2.136(*	46.6(*		14	1.0
CARRIZO	OSTREA			1980	1994	1342	172		12.2	48.4		1.381	37					14	
CENTRAL	HELICO			1980	1996	3285	96		14.4	63.4	0	1.109	32	1000	02.053(*3.523(*	26.9(*			1.1
CENTRAL	ECHINO INSITU			1980	1996	2442	194		12.8	43.3		1.135	32						
SOMATITO	ECHINO INSITU			1980	1996	1873	270		13.8	45.9	54	1.150	32	1000	71.003(*2.347(*	30.3(*			0.9
ZAPOTAL	HELICO			1980	1998	202	138		13.6	55.0	39	1.092	32	7000	72.777(*3.259(*	24.3(*			1.3
ZAPOTAL	ECHINO REP.			1980	1996	121	382		14	34.3		1.071	32						
ZAPOTAL	ECHINO INSITU			1980	1996	2285	219		13.4	43.4		1.139	32						
ORGANOS SUR	ECHINO INSITU			1981	1996	1127	209		12.4	51.9	88	1.201	41	15000	14.936(*0.270(*	166.4(*			0.1
ORGANOS SUR	ECHINO REP.			1981	1996	1196	384		14.1	49.5		1.140	41						

(* Se refiere al total del yacimiento p.ej: INYECC.ACUM. (MMBLS) = 25.984, corresponde al volumen total inyectado a las FAs. Echino Insitu, echino rep. I y II del Yacimiento PATRIA.

FUENTE PROYECTOS DE RECUPERACION MEJORADA PETROPERU NOROESTE

RESUMEN DE PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA EN ZOCALO MARINO LOTE Z 2B

PROYECTOS SUSPENDIDOS DE INYECCION DE AGUA

PROYECTO	FORMACION	FECHA FINALIZACION	ACUM. AGUA INYECCION BBLs	ACUM PETROLEO SECUNDARIO MBO
PENA NEGRA				
FF-YY-PN6 PENA NEGRA	PENA NEGRA	NR	7856.923	210
Z-AA CASO BLANCO	CASO BLANCO	Set. 85	15090.884	1.195
Z-KK PENA NEGRA	PENA NEGRA	Abr. 81	990.849	0
S-FF-PN (before R-PN5)	PENA NEGRA	Jun. 84	904.627	425
R-FF-YY II PENA NEGRA	PENA NEGRA	Jun. 84	1981.557	0
AA-TT MOGOLLON	MOGOLLON	May. 73	1192.932	0

LOBITOS

MM-VV RIO BRAVO	RIO BRAVO	Jun. 93	22661.315	698
HOT-I PARINAS	PARINAS	Set. 94	12012.448	1.314
HOT-I PARINAS	PARINAS	Set. 94	9641.578	1.235
HOT-I PARINAS	PARINAS	Set. 94	7091.757	528
HOT-I PARINAS	PARINAS	Ago. 81	744.52	0
CHACRA SANDS y WELL T-U3	CHACRA	NR	13.924	0

LITORAL

DE PARINAS	PARINAS	Ene 98	5249.234	0
------------	---------	--------	----------	---

PROVIDENCIA

PROVID. II BS.SALINA	BASAL SALINA	Jun. 85	8022.247	560
----------------------	--------------	---------	----------	-----

NOTA: LAS FECHAS DE ALGUNOS PROYECTOS NO HAN SIDO REGISTRADAS. POR ENDE TOMAMOS COMO PROYECTOS DE LA ERA BELCO.

PROYECTOS ACTIVOS DE INYECCION DE AGUA

PROYECTOS	FORMACION	ACUM. AGUA INYECTA	ACUM PETROLEO SEC.
PROVIDENCIA	BASAL SALINA	19.616	2.034
PENA NEGRA	MOGOLLON	17.407	1.248

PETROTECH PERUANA S.A. EN 94

CRITERIOS TECNICOS DE SELECCION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

Característica de Reservorio	POLIMERO	ALCALINO POLIMERO	SURFACTANTE / POLIMERO	CO2 MISCIBLE	LPG	N2 MISCIBLE	GAS INMISCIBLE	VAPOR CICLICO	INYECCION DE VAPOR	VAPOR / DRENAJE GRAVITAC.	COMBUSTION IN SITU	INYECC AGUA	INYECC GAS	ELECTRO MAGNETISMO	MICROBIAL
Tipo de Formación	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca carbonato	Arenisca Carbonat o min. Pres. frac.	Arenisca Carbonat o min. Pres. frac.	NC				Arenisca /arenas permeables	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Profundidad, pies	<9000	>9000- 3250	>9000- 3251	>2500	>4000	>6000	>1800		<5000	<4000	<11500- 3500	<4000		Limitado por la cantidad de voltaje	<5700
Temperatura °F	<200- 140	<200- 80	<200- 80	NC	NC	NC	NC		N.C.		>100- 135		NC		<250
Permeabilidad, md avg	>10+ 800+	>10+ 450+	>10+ 450+	si Qi es mayor	NC, reserv. Hom.	NC	NC	>200 - 2540+	>200	>100	>50	>10+ 450+	>10		>16
Porosidad, %					>8	>8		>20	>20	>20	>15 Ad 18-26		>10		>20
Espesor neto productor, pies	NC	NC	NC	Amplio rango	Delgado & no ser sea inclinadas	Delgado a no ser in	NC si es inclinado y/o	>20	>20	>20	>10	NC	>10		
Saturación de Petróleo, % VP	>50+ , 80+	>35+ , 50+	>35+ , 53+	>20+ 55+	>30+ 80+	>40+ 75+	>35+ , 70+	>40+ 66+	>40		>50+ 72+	>50+ , 80+	>30		>50
Presión Inicial, Psia				>MMP				<2500	<2500	<2500					
Presión Actual, Psia				>MMP				<2500	<2500	<2500					
Salinidad del agua, ppm	<100000	<100000	>100000												<100000
Dureza del agua, ppm	<5000	<3000	<3000												
Gravedad* AP	>15	>20+ 35+	>20+ 35+	>22+ 36+	>23+ 41+	>35+ 45+	>12 21.9<	<47	>6 - 13.5, 25<	47-16	>10+ 16 27<	>15	>20+ , 35		>30
Viscosidad del Petróleo a coná. de Reserv.Cps	>10 , <150	<35- , 13-	<20	<10- 1.5-	<3- 0.5-	<0.4- 0.2-	<600	>50	>500 : <200000 (4700)		<5000. 1200	>10 , <150	<10-		>5
Permeabilidad vertical, md										>0.5				>100	
Arcilla presente		No	No					No	No	No			No		
Presencia de Gas Cap	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No				
Presencia de Agua de fondo	No	No	No				No				No				
Presencia de Fracturas	No			No					No		No	No	No		
Impulsión de agua activa	No	No	No				No								
Movilidad del petróleo, md/Cps	>0,1	>0,1	>0,1					>0,02							
Transmisibilidad, md-pies. Cps.									>16	>16	>16				
Buzamiento, <				>15 +								<25	>6		
Producción Previa	Primaria /Iny. de agua	Primaria /Iny. de agua	Primaria /Iny. de agua	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria /Iny. de agua
Composición Hidrocarburo	NC	Ligeros, intermed. d. algunos		% C5 +a C12	% C2 +a C7	% C1 +a C7	NC	NC	NC		Algunos comp. estabiles				n-alcanos

Tabla N° 26

RECUPERACION MEJORADA
PROPIEDADES ROCA - FLUIDOS VALORES PROMEDIO DE ACUERDO A RESULTADOS ECONOMICOS
COMPARADOS CON LA FORMACION PARIÑAS

	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE VAPOR	COMBUSTION INSITU	INYECCION AGUA CALIENTE	INYECCION POLIMEROS	MICROBIAL	HIDROC.		CO2		NITROGENO		FORMACION PARIÑAS
							MISCIBLES	INMISCIBLE	MISCIBLES	INMISCIBLE	MSC	INMISCI	
PROYECTOS													
ECONOMICOS		172	10	5	44	2	53	1	32	2	6	7	
Porosidad, (%)	18	31,9	23,6	30,6	19,8	22,0	11,6	24,0	14,3	25,0	17,0	18	6-28
Permeabilidad, md	300	2388	616	4600	332	320	550	275	15	116	942	19	0,1- 1200
API	33	14,1	23,6	20,0	28,3	37,9	40,0	24,0	35,4	16,0	40,5	35	10-36
Viscosidad, Cp	10	4796	365	2506	17,7	15	1,2	2	1,5	204	13	9	12-15
Salinidad del Proyecto	45	65,8	65,9	65,5	65,0	64,0	71,7	65,0	64,1	67,0	69,0	47	47
Españamiento, Acres	20	8,4	105,0	4,6	46,0	3,4	130,0	182,9	26,6	55,0	213,0	12	12
Profundidad, Pies	3000	1500	6700	2070	5300	3500	6200	6000	7500	3500	11900	2500	3500
Pozo Prod./Pozo iny.		4,8	4,0	2,9	1,6	1,2	2,5	1,0	1,5	3,5	2,8	2,9	
BOPOD/Pozo prod., EOR		32,4	28,9	12,7	73,3	3,1	236,2	33,3	45,6	25,5	86,9	88,10	
BOPOD/Total pozos, EOR		26,9	23,0	9,1	65,7		173,0	25,0	27,3	18,7	54,8	64,9	
Numero de Variables Similares	5	1	3	2	4	5	5	3	4	2	3	3	

FUENTE: OGCUB 90/ PETROPERU

TABLA N° 27

**PRONOSTICO DE PRODUCCION DE PETROLEO
DEL PROYECTO
(MBOPD)**

AÑO	PRODUCCION
1	0.1
2	0.3
3	1.6
4	2.5
5	2.5
6	1.8
7	1.2
8	1
9	0.8
10	0.7
11	0.6
12	0.6
13	0.5
14	0.4
15	0.4
16	0.3
TOTAL	15.3
MMBIs	5.6

TABLA N° 28

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES ECONOMICAS REALIZADAS EN LOS PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA Y GAS (Variación % vs. M\$US)

Variacion %	VAN (Px)	VAN (G. Op.)	VAN (Inv.)	VAN (Reservas)
0	-3864	-3864	-3864	-3864
+40	2676.94	-6607.57	-9218.13	1629.47
-40	-10406.04	-1134.62	1488.9	9377.71

Variacion %	VAN (Px)	VAN (G. Op.)	VAN (Inv.)	VAN (Reservas)
0	-703.04	-703.04	-703.04	-703.04
+40	5838.45	-3181.44	-5047.33	4790.88
-40	-7244.52	1775.37	3657.51	- 6217

TABLA Nº 29

Propiedades de Roca y Flido del Yacimiento Suplacu de Barbacau

Parametro	Intervalo
Prondidad, pies	50 - 200
Porosidad, %	32
Temperatura, °F	64.4
Permeabilidad absoluta, dc	1.7
Saturación de petróleo	0.85
Gravedad API°	16
Viscosidad, Cps	200

Tabla N° 1

Resultados de Campo de la Combustión in Situ	
Parametro	
Total volumen de aire inyectado ,ft3/d	15.8x 10 ⁵
Total gas producido, ft3	1704x 10 ⁶
Relación de aire producido	900
Requerimientos de aire, Mft3 / bbl	9.5-14.2
Requerimientos de petróleo como combustible, Kg / ft3	2.2
Recuperación de petróleo, %	52.7
Velocidad promedio del frente de combustión, ft/d	0.3
Producción de petróleo MBOPD	6.3-10.4

Tabla N° 2

PROPIEDADES DEL RESERVORIO Y FLUIDO	INTERVALO
POROSIDAD, %	14
PERMEABILIDAD md	35.4
SAT. DE AGUA, %	12.7
Bo, RB/STB.	1.76
VISC. DEL PETRÓLEO, Cps.	0.18
GRAVEDAD DEL CRUDO, ° API	51
RELAC. GAS EN SOLUCION Mscf/bbl	1806
CONTENIDO DE H2S, %MOLAR	8.8
RAZON DE MOVILIDAD	0.3
DATUM PLANE, Ft.SNM.	15400
PRESIÓN ORIGINAL, psia	7850
PRESIÓN ACTUAL , psia.	6085
PRESIÓN DE SATURACION, psia.	2830
TEMPERATURA oF.	285
AREA DE PRODUCCIÓN, ACRES	14415
ESPESOR NETO, fts.	95
Ni , MMSTB.	728
TASA DE PROD. PET. MSTB/D.	90
TASA DE INY.DE AGUA MSTB/D	240

Tabla N° 3 .

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %) :	3,754.06
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %) :	(1,871.66)
RESER.(MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %) :	(3,864.55)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %) :	(6,211.93)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %) :	(7,346.23)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %) :	(7,973.18)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %) :	(8,076.31)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,002.0		VAN (70 %) :	(8,101.77)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	30.0			
							TIR	11.56
				INVERSION TOTAL	21,000.0		PAYOUT	9.77

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									2,709.0	(2,709.0)
2	38.0	38.0	475.0	1,362.57	4,578.0	86.7	(5,552.3)	(3,886.6)	10,185.0	(9,406.9)
3	91.0	91.0	1,137.5	1,466.72	3,016.0	207.6	(3,552.8)	(2,487.0)	5,901.0	(5,164.4)
4	599.0	599.0	7,487.5	2,464.94	622.0	1,366.5	3,034.1	2,123.8	2,037.0	2,075.3
5	913.0	913.0	11,412.5	3,081.95	25.0	2,082.8	6,222.8	4,355.9	105.0	6,358.7
6	902.0	902.0	11,275.0	3,060.33	16.0	2,057.7	6,141.0	4,298.7	63.0	6,309.4
7	664.0	664.0	8,300.0	2,592.66		1,515.7	4,191.6	2,934.1		4,449.8
8	442.0	442.0	5,525.0	2,156.43		1,008.3	2,360.3	1,652.2		2,660.5
9	343.0	343.0	4,287.5	1,961.90		782.5	1,543.1	1,080.2		1,862.7
10	299.0	299.0	3,737.5	1,875.44		682.1	1,180.0	826.0		1,508.1
11	263.0	263.0	3,287.5	1,804.70		600.0	882.3	618.0		1,218.0
12	234.0	234.0	2,925.0	1,747.71		533.8	643.5	450.4		984.2
13	204.0	204.0	2,550.0	1,688.76		465.4	395.3	277.1		742.5
14	179.0	179.0	2,237.5	1,639.64		408.3	189.6	132.7		541.0
15	157.0	157.0	1,962.5	1,596.41		358.2	7.9	5.5		363.7
16	138.0	138.0	1,725.0	1,559.07		314.8	(148.9)	(104.2)		210.6
17	120.0	120.0	1,500.0	1,523.70		273.7	(297.4)	(208.2)		65.5
	5,586.0	5,586.0	69,625.0	31,582.8	8,257.0	12,744.1	17,241.0	12,068.7	21,000.0	14,778.3

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUS\$	RESULTADOS		MUS\$
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	17.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %)	:	14,368.35
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %)	:	6,356.91
RESER. (MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %)	:	2,676.94
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %)	:	(1,846.17)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %)	:	(4,241.01)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %)	:	(5,570.16)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %)	:	(6,311.22)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,002.0		VAN (70 %)	:	(6,712.50)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	80.0				
				INVERSION TOTAL	21,000.0		TIR		25.11
							PAYOUT		5.08

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									2,709.0	(2,709.0)
2	38.0	38.0	665.0	1,362.57	4,578.0	86.7	(5,362.3)	(3,753.6)	10,185.0	(9,273.9)
3	91.0	91.0	1,592.5	1,466.72	3,016.0	207.6	(3,097.8)	(2,168.5)	5,901.0	(4,845.9)
4	599.0	599.0	10,482.5	2,464.94	622.0	1,366.5	6,029.1	4,220.3	2,037.0	4,171.8
5	913.0	913.0	15,977.5	3,081.95	25.0	2,082.8	10,787.8	7,551.4	105.0	9,554.2
6	902.0	902.0	15,785.0	3,060.33	16.0	2,057.7	10,651.0	7,455.7	63.0	9,466.4
7	664.0	664.0	11,620.0	2,592.66		1,515.7	7,511.6	5,258.1		6,773.8
8	442.0	442.0	7,735.0	2,156.43		1,008.3	4,570.3	3,199.2		4,207.5
9	343.0	343.0	6,002.5	1,961.90		782.5	3,258.1	2,280.7		3,063.2
10	299.0	299.0	5,232.5	1,875.44		682.1	2,675.0	1,872.5		2,554.6
11	263.0	263.0	4,602.5	1,804.70		600.0	2,197.8	1,538.5		2,138.5
12	234.0	234.0	4,095.0	1,747.71		533.8	1,813.5	1,269.4		1,803.2
13	204.0	204.0	3,570.0	1,688.76		465.4	1,415.8	991.1		1,456.5
14	179.0	179.0	3,132.5	1,639.54		408.3	1,084.5	759.2		1,167.5
15	157.0	157.0	2,747.5	1,596.41		359.2	792.9	555.0		913.2
16	138.0	138.0	2,415.0	1,559.07		314.8	541.1	378.8		693.5
17	120.0	120.0	2,100.0	1,523.70		273.7	302.6	211.8		485.5
	5,586.0	5,586.0	97,755.0	31,582.9	8,257.0	12,744.1	45,171.0	31,619.7	21,000.0	34,329.9

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	7.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %) :	(6,860.23)
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %) :	(10,100.23)
RESER. (MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %) :	(10,406.04)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %) :	(10,577.69)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %) :	(10,451.46)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %) :	(10,176.20)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %) :	(9,841.41)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,002.0		VAN (70 %) :	(9,491.03)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	80.0			
				INVERSION TOTAL	21,000.0		TIR	#IDIV/0!
							PAYOUT	IRRECUPERABLE

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									2,709.0	(2,709.0)
2	38.0	38.0	285.0	1,362.57	4,578.0	86.7	(5,742.3)	(4,019.6)	10,185.0	(9,539.9)
3	91.0	91.0	682.5	1,466.72	3,016.0	207.6	(4,007.8)	(2,805.5)	5,901.0	(5,482.9)
4	599.0	599.0	4,492.5	2,464.94	622.0	1,366.5	39.1	27.3	2,037.0	(21.2)
5	913.0	913.0	6,847.5	3,081.95	25.0	2,082.8	1,657.8	1,160.4	105.0	3,163.2
6	902.0	902.0	6,765.0	3,060.33	16.0	2,057.7	1,631.0	1,141.7	63.0	3,152.4
7	664.0	664.0	4,980.0	2,592.66		1,515.7	871.6	610.1		2,125.8
8	442.0	442.0	3,315.0	2,156.43		1,008.3	150.3	105.2		1,113.5
9	343.0	343.0	2,572.5	1,961.90		782.5	(171.9)	(120.3)		662.2
10	299.0	299.0	2,242.5	1,875.44		682.1	(315.0)	(220.5)		461.6
11	263.0	263.0	1,972.5	1,804.70		600.0	(432.2)	(302.5)		297.5
12	234.0	234.0	1,755.0	1,747.71		533.8	(526.5)	(368.6)		165.2
13	204.0	204.0	1,530.0	1,688.76		465.4	(624.2)	(436.3)		28.5
14	179.0	179.0	1,342.5	1,639.64		408.3	(705.4)	(493.3)		(65.5)
15	157.0	157.0	1,177.5	1,596.41		358.2	(777.1)	(544.0)		(195.8)
16	138.0	138.0	1,035.0	1,559.07		314.8	(838.9)	(587.2)		(272.4)
17	120.0	120.0	900.0	1,523.70		273.7	(997.4)	(628.2)		(354.5)
	5,586.0	5,586.0	41,895.0	31,582.9	8,257.0	12,744.1	(10,689.0)	(7,482.3)	21,000.0	(4,772.2)

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %) :	(735.83)
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %) :	(5,312.36)
RESER. (MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	2.75	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %) :	(6,598.41)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	66.78	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %) :	(8,069.74)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %) :	(8,727.79)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %) :	(8,953.97)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %) :	(8,953.97)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,002.0		VAN (70 %) :	(8,835.01)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	80.0			
				INVERSION TOTAL	21,000.0		TIR	4.19
							PAYOUT	IRRECUPERABLE

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									2,709.0	(2,709.0)
2	38.0	38.0	475.0	1,907.60	4,578.0	86.7	(6,097.3)	(4,268.1)	10,185.0	(9,788.4)
3	91.0	91.0	1,137.5	2,053.40	3,016.0	207.6	(4,139.5)	(2,897.7)	5,901.0	(5,575.1)
4	599.0	599.0	7,487.5	3,450.91	622.0	1,366.5	2,048.1	1,433.7	2,037.0	1,385.2
5	913.0	913.0	11,412.5	4,314.72	25.0	2,082.8	4,990.0	3,493.0	105.0	5,495.8
6	902.0	902.0	11,275.0	4,284.46	16.0	2,057.7	4,916.8	3,441.8	63.0	5,452.5
7	664.0	664.0	8,300.0	3,629.72		1,515.7	3,154.6	2,208.2		3,723.9
8	442.0	442.0	5,525.0	3,019.00		1,008.3	1,497.7	1,048.4		2,056.7
9	343.0	343.0	4,287.5	2,746.65		782.5	758.3	530.8		1,313.3
10	299.0	299.0	3,737.5	2,625.61		682.1	429.8	300.9		983.0
11	263.0	263.0	3,287.5	2,526.57		600.0	160.9	112.6		712.6
12	234.0	234.0	2,925.0	2,446.79		533.8	(55.6)	(38.9)		494.3
13	204.0	204.0	2,550.0	2,364.26		465.4	(279.7)	(195.8)		269.6
14	179.0	179.0	2,237.5	2,295.49		408.3	(466.3)	(326.4)		31.3
15	157.0	157.0	1,962.5	2,234.37		358.2	(630.7)	(441.5)		(83.3)
16	138.0	138.0	1,725.0	2,182.70		314.8	(772.5)	(540.7)		(225.3)
17	120.0	120.0	1,500.0	2,133.18		273.7	(906.3)	(634.8)		(361.1)
	5,586.0	5,586.0	69,825.0	44,216.0	8,257.0	12,744.1	4,607.3	3,225.5	21,000.0	5,935.6

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUS\$	RESULTADOS		MUS\$
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %) :	8,243.95	
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %) :	1,569.04	
RESER. (MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	1.18	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %) :	(1,130.69)	
		- FIJO (M\$/ANUAL)	28.62	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %) :	(4,354.12)	
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %) :	(5,964.67)	
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %) :	(6,792.39)	
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %) :	(7,198.66)	
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AC	2,002.0		VAN (70 %) :	(7,368.52)	
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	80.0				
							TIR	17.61	
				INVERSION TOTAL	21,000.0		PAYOUT	6.64	

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$	FLUJO DE EFECTIVO ACTUAL 10%
					INTANG.	TANG.					
1									2,709.0	(2,709.0)	(2,709.0)
2	38.0	38.0	475.0	817.54	4,578.0	86.7	(5,007.2)	(3,505.1)	10,185.0	(9,025.4)	(8,204.9)
3	91.0	91.0	1,137.5	880.03	3,016.0	207.6	(2,966.1)	(2,076.3)	5,901.0	(4,753.7)	(3,928.7)
4	599.0	599.0	7,487.5	1,478.96	622.0	1,366.5	4,020.0	2,814.0	2,037.0	2,765.5	2,077.8
5	913.0	913.0	11,412.5	1,849.17	25.0	2,082.8	7,455.5	5,218.9	105.0	7,221.7	4,932.5
6	902.0	902.0	11,275.0	1,836.20	16.0	2,057.7	7,365.1	5,155.6	63.0	7,166.3	4,449.7
7	664.0	664.0	8,300.0	1,555.60		1,515.7	5,228.7	3,660.1		5,175.8	2,921.6
8	442.0	442.0	5,525.0	1,293.86		1,008.3	3,222.3	2,256.0		3,264.3	1,675.1
9	343.0	343.0	4,287.5	1,177.14		782.5	2,327.9	1,629.5		2,412.0	1,125.2
10	299.0	299.0	3,737.5	1,125.26		682.1	1,930.1	1,351.1		2,033.2	862.3
11	263.0	263.0	3,287.5	1,082.82		600.0	1,604.7	1,123.3		1,723.3	564.4
12	234.0	234.0	2,925.0	1,048.53		533.3	1,342.6	939.8		1,473.6	516.5
13	204.0	204.0	2,550.0	1,013.26		465.4	1,071.3	749.9		1,215.3	387.2
14	179.0	179.0	2,237.5	983.78		408.3	845.4	591.8		1,000.1	289.7
15	157.0	157.0	1,962.5	957.84		358.2	646.5	452.5		810.7	213.5
16	138.0	138.0	1,725.0	935.44		314.8	474.8	332.3		647.1	154.9
17	120.0	120.0	1,500.0	914.22		273.7	312.1	218.5		492.2	107.1
	5,586.0	5,586.0	69,825.0	18,949.7	3,257.0	12,744.1	29,874.2	20,911.9	21,000.0	23,622.0	3,243.9

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS		MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION	10,500.0		VAN (10 %)	:	(2,556.83)
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	4,900.0		VAN (15 %)	:	(8,854.96)
RESER. (MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS	5,600.0		VAN (20 %)	:	(10,484.23)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION	4,230.7		VAN (30 %)	:	(12,218.42)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %)	:	(12,856.68)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	761.6		VAN (50 %)	:	(12,974.89)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	492.9		VAN (60 %)	:	(12,835.93)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,802.8		VAN (70 %)	:	(12,571.23)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	112.0				
				INVERSION TOTAL	29,400.0		TIR		2.67
							PAYOUT		IRRECUPERABI

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									3,792.6	(3,792.6)
2	38.0	38.0	475.0	1,362.57	4,578.0	86.7	(5,552.3)	(3,886.6)	14,259.0	(13,480.9)
3	91.0	91.0	1,137.5	1,466.72	3,016.0	207.6	(3,552.8)	(2,487.0)	8,261.4	(7,524.8)
4	599.0	599.0	7,487.5	2,464.94	622.0	1,366.5	3,034.1	2,123.8	2,851.8	1,260.5
5	913.0	913.0	11,412.5	3,081.95	25.0	2,082.8	6,222.8	4,355.9	147.0	6,316.7
6	902.0	902.0	11,275.0	3,060.33	16.0	2,057.7	6,141.0	4,298.7	88.2	6,284.2
7	664.0	664.0	8,300.0	2,592.66		1,515.7	4,191.6	2,934.1		4,449.8
8	442.0	442.0	5,525.0	2,156.43		1,008.3	2,360.3	1,652.2		2,660.5
9	343.0	343.0	4,287.5	1,961.90		782.5	1,543.1	1,090.2		1,862.7
10	299.0	299.0	3,737.5	1,875.44		682.1	1,180.0	826.0		1,508.1
11	263.0	263.0	3,287.5	1,804.70		600.0	882.8	618.0		1,218.0
12	234.0	234.0	2,925.0	1,747.71		533.8	643.5	450.4		984.2
13	204.0	204.0	2,550.0	1,688.76		465.4	395.8	277.1		742.5
14	179.0	179.0	2,237.5	1,639.64		408.3	189.6	132.7		541.0
15	157.0	157.0	1,962.5	1,596.41		358.2	7.9	5.5		363.7
16	138.0	138.0	1,725.0	1,559.07		314.8	(148.9)	(104.2)		210.6
17	120.0	120.0	1,500.0	1,523.70		273.7	(297.4)	(208.2)		65.5
	5,586.0	5,586.0	69,825.0	31,582.9	8,257.0	12,744.1	17,241.0	12,068.7	29,400.0	7,462.4

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION		4,500.0	VAN (10 %) :	10,064.94
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.		2,100.0	VAN (15 %) :	5,111.64
RESER. (MBLS) :	5586.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS		2,400.0	VAN (20 %) :	2,755.13
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION		1,813.1	VAN (30 %) :	(205.43)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL		0.0	VAN (40 %) :	(1,835.79)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS		326.4	VAN (50 %) :	(2,771.48)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI		211.3	VAN (60 %) :	(3,316.70)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG		1,201.2	VAN (70 %) :	(3,632.30)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD		48.0		
							TIR	29.09
				INVERSION TOTAL		12,600.0	PAYOUT	4.85

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									1,525.4	(1,525.4)
2	38.0	38.0	475.0	1,362.57	4,578.0	86.7	(5,552.3)	(3,886.6)	6,111.0	(5,332.9)
3	91.0	91.0	1,137.5	1,466.72	3,016.0	207.6	(3,552.8)	(2,487.0)	3,540.6	(2,804.0)
4	599.0	599.0	7,487.5	2,464.94	622.0	1,366.5	3,034.1	2,123.8	1,222.2	2,890.1
5	913.0	913.0	11,412.5	3,081.95	25.0	2,082.8	6,222.8	4,355.9	63.0	6,400.7
6	902.0	902.0	11,275.0	3,060.33	16.0	2,057.7	6,141.0	4,298.7	37.8	6,334.6
7	664.0	664.0	8,300.0	2,592.66		1,515.7	4,191.6	2,934.1		4,449.8
8	442.0	442.0	5,525.0	2,156.43		1,008.3	2,360.3	1,652.2		2,660.5
9	343.0	343.0	4,287.5	1,861.90		782.5	1,543.1	1,080.2		1,862.7
10	299.0	299.0	3,737.5	1,875.44		682.1	1,180.0	826.0		1,508.1
11	263.0	263.0	3,287.5	1,804.70		600.0	982.8	618.0		1,218.0
12	234.0	234.0	2,925.0	1,747.71		533.8	643.5	450.4		984.2
13	204.0	204.0	2,550.0	1,688.76		465.4	395.8	277.1		742.5
14	179.0	179.0	2,237.5	1,639.64		408.3	189.6	132.7		541.0
15	157.0	157.0	1,962.5	1,596.41		358.2	7.9	5.6		363.7
16	138.0	138.0	1,725.0	1,559.07		314.8	(148.9)	(104.2)		210.6
17	120.0	120.0	1,500.0	1,522.70		273.7	(297.4)	(208.2)		55.5
	5,586.0	5,586.0	69,825.0	31,532.9	8,257.0	12,744.1	17,241.0	12,068.7	12,600.0	22,095.2

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %) :	13,252.59
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %) :	5,486.77
RESER. (MBSL) :	7953.2	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %) :	1,976.59
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %) :	(2,329.57)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %) :	(4,599.08)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %) :	(5,846.22)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %) :	(6,530.32)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,002.0		VAN (70 %) :	(6,890.32)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	80.0			
				INVERSION TOTAL	21,000.0		TIR	23.79
							PAYOUT	5.58

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBSL)	TOTAL (MBSL)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									2,709.0	(2,709.0)
2	53.2	53.2	665.0	1,392.44	4,578.0	86.7	(5,392.1)	(3,774.5)	10,185.0	(9,294.8)
3	127.4	127.4	1,592.5	1,538.24	3,016.0	207.6	(3,169.3)	(2,218.5)	5,901.0	(4,895.9)
4	838.6	838.6	10,482.5	2,935.75	622.0	1,366.5	5,558.3	3,890.8	2,037.0	3,842.3
5	1,278.2	1,278.2	15,977.5	3,799.56	25.0	2,082.8	10,070.1	7,049.1	105.0	9,051.9
6	1,262.8	1,262.8	15,785.0	3,769.30	16.0	2,057.7	9,942.0	6,959.4	63.0	8,970.1
7	1,062.4	1,062.4	13,280.0	3,375.52		1,515.7	8,388.8	5,872.1		7,387.8
8	618.8	618.8	7,735.0	2,503.84		1,008.3	4,222.9	2,956.0		3,964.3
9	480.2	480.2	6,002.5	2,231.49		782.5	2,988.5	2,092.0		2,874.5
10	418.6	418.6	5,232.5	2,110.45		582.1	2,440.0	1,708.0		2,390.1
11	368.2	368.2	4,602.5	2,011.41		600.0	1,991.1	1,393.8		1,993.8
12	327.6	327.6	4,095.0	1,931.63		533.8	1,629.6	1,140.7		1,674.5
13	285.6	285.6	3,570.0	1,849.10		465.4	1,255.5	878.8		1,344.2
14	250.6	250.6	3,132.5	1,780.33		406.3	943.9	660.7		1,069.0
15	219.8	219.8	2,747.5	1,719.81		358.2	669.5	468.6		826.3
16	193.2	193.2	2,415.0	1,667.54		314.8	432.7	302.9		617.7
17	168.0	168.0	2,100.0	1,618.02		273.7	208.3	145.8		419.5
	7,953.2	7,953.2	99,415.0	36,234.4	8,257.0	12,744.1	42,179.5	29,525.6	21,000.0	32,235.7

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE AGUA

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS		INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLETACION	7,500.0		VAN (10 %) :	(5,191.67)
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	3,500.0		VAN (15 %) :	(8,806.70)
RESER. (MBLS) :	3351.6	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION POZOS	4,000.0		VAN (20 %) :	(9,377.71)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	47.70	SISTEMA DE INYECCION	3,021.9		VAN (30 %) :	(9,891.39)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0.0		VAN (40 %) :	(9,963.32)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS Y ACUADUCTOS	544.0		VAN (50 %) :	(9,814.17)
				FACILIDADES PRODUC./FISCALI	352.1		VAN (60 %) :	(9,563.94)
				COSTO DE TRATAM./INYECC. AG	2,002.0		VAN (70 %) :	(9,272.64)
				PRUEBA DE INYECTIVIDAD	80.0			
							TIR	-5.74
				INVERSION TOTAL	21,000.0		PAYOUT	IRRECUPERABLE

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. M US\$	GASTOS DE OPERAC. M US\$	DEPRECIACION M US\$		INGRESOS A IMPUES M US\$	INGRESOS D IMPUES M US\$	INVERSION M US\$	FLUJO DE EFECTIVO M US\$
					INTANG.	TANG.				
1									2,709.0	(2,709.0)
2	22.8	22.8	285.0	1,332.70	4,578.0	86.7	(5,712.4)	(3,998.7)	10,185.0	(9,519.0)
3	54.6	54.6	682.5	1,395.19	3,016.0	207.6	(3,936.3)	(2,755.4)	5,901.0	(5,432.8)
4	359.4	359.4	4,492.5	1,994.12	622.0	1,366.5	509.9	356.9	2,037.0	308.4
5	547.8	547.8	6,847.5	2,364.33	25.0	2,082.8	2,375.4	1,662.8	105.0	3,665.6
6	541.2	541.2	6,765.0	2,351.36	16.0	2,057.7	2,339.9	1,638.0	63.0	3,648.7
7	398.4	398.4	4,980.0	2,070.76		1,515.7	1,393.5	975.5		2,491.2
8	265.2	265.2	3,315.0	1,809.02		1,008.3	497.7	348.4		1,356.7
9	205.8	205.8	2,572.5	1,692.30		782.5	97.7	68.4		350.9
10	179.4	179.4	2,242.5	1,640.42		682.1	(80.0)	(56.0)		626.1
11	157.8	157.8	1,972.5	1,597.98		600.0	(225.5)	(157.8)		442.2
12	140.4	140.4	1,755.0	1,563.79		533.8	(342.6)	(239.8)		294.0
13	122.4	122.4	1,530.0	1,528.42		465.4	(463.3)	(324.7)		140.7
14	107.4	107.4	1,342.5	1,498.94		409.3	(564.7)	(395.3)		13.0
15	94.2	94.2	1,177.5	1,473.00		359.2	(653.7)	(457.6)		(99.4)
16	82.8	82.8	1,035.0	1,450.60		314.8	(730.4)	(511.3)		(196.5)
17	72.0	72.0	900.0	1,429.38		273.7	(803.1)	(562.2)		(288.5)
	3,351.6	3,351.6	41,895.0	27,192.3	9,257.0	12,744.1	(6,298.4)	(4,408.9)	21,000.0	(1,698.8)

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES	MUS\$	RESULTADOS	MUS\$
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	6,750.0	VAN (10 %) :	4,872.18
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,902.0	VAN (15 %) :	1,574.99
RESER. (MBLS) :	5466.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION F	2,000.0	VAN (20 %) :	(713.88)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,000.0	VAN (30 %) :	(3,496.70)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0	VAN (40 %) :	(4,955.75)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	544.0	VAN (50 %) :	(5,733.70)
		COSTO GAS INYECCION	1.50	FACILIDADES PRODUC./F	352.1	VAN (60 %) :	(6,139.31)
				COSTO GAS INYECTADO	3,900.0	VAN (70 %) :	(6,332.57)
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	30.0		
						TIR	18.24
				INVERSION TOTAL	16,528.1	PAYOUT	6.90

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									2,709.00	(2,709.00)
2	38.0	38.00	475.00	1,169.67	3,478.0	86.7	(4,259.37)	(2,981.56)	8,185.0	(7,601.86)
3	91.0	91.00	1,137.50	1,273.32	1,315.0	207.6	(2,158.92)	(1,511.24)	3,901.0	(3,389.64)
4	599.0	599.00	7,487.50	2,272.04	622.0	894.5	3,698.97	2,589.28	1,565.1	2,540.68
5	913.0	913.00	11,412.50	2,889.05	25.0	1,082.8	7,415.66	5,190.96	105.0	6,193.76
6	902.0	902.00	11,275.00	2,867.43	16.0	2,057.7	6,333.87	4,433.71	63.0	6,444.41
7	664.0	664.00	8,300.00	2,399.76		1,315.7	4,584.54	3,209.18	0.00	4,524.88
8	442.0	442.00	5,525.00	1,963.53		808.3	2,753.17	1,927.22	0.00	2,735.52
9	343.0	343.00	4,287.50	1,769.00		632.5	1,836.01	1,285.20	0.00	1,967.70
10	299.0	299.00	3,737.50	1,682.54		582.1	1,472.87	1,031.01	0.00	1,613.11
11	263.0	263.00	3,287.50	1,611.80		550.0	1,125.71	787.99	0.00	1,337.99
12	234.0	234.00	2,925.00	1,554.81		503.8	366.39	606.47	0.00	1,110.27
13	204.0	204.00	2,550.00	1,495.86		445.4	608.74	426.12	0.00	971.52
14	179.0	179.00	2,237.50	1,446.74		403.3	382.47	267.73	0.00	676.03
15	157.0	157.00	1,962.50	1,403.51		358.2	200.30	140.56	0.00	498.76
16	138.0	138.00	1,725.00	1,366.17		314.3	44.03	30.82	0.00	345.62
	5,466.00	5,466.00	68,325.00	27,165.69	5,956.00	19,299.40	24,904.91	17,433.44	16,528.10	17,159.74

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	17.5	PERFORACION Y COMPLET	6,750.0		VAN (10 %) :	15,395.07
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,902.0		VAN (15 %) :	9,758.68
RESER. (MBLS) :	5466.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION F	2,000.0		VAN (20 %) :	5,804.88
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,000.0		VAN (30 %) :	379.50
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0		VAN (40 %) :	(1,847.42)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	544.0		VAN (50 %) :	(3,429.58)
				FACILIDADES PRODUC./F	352.1		VAN (60 %) :	(4,373.79)
		COSTO GAS INYECCION	1.50	COSTO GAS INYECTADO	3,900.0		VAN (70 %) :	(4,943.13)
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	80.0			
							TIR	32.65
							PAYOUT	4.72
				INVERSION TOTAL	16,528.1			

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									2,709.00	(2,709.00)
2	38.0	38.00	665.00	1,169.67	3,478.0	36.7	(4,069.37)	(2,348.56)	3,185.0	(7,468.86)
3	91.0	91.00	1,592.50	1,273.82	1,815.0	207.6	(1,703.92)	(1,192.74)	3,901.0	(3,071.14)
4	599.0	599.00	10,482.50	2,272.04	622.0	894.5	6,693.97	4,685.78	1,565.1	4,637.18
5	913.0	913.00	15,977.50	2,889.05	25.0	1,082.8	11,980.66	8,386.46	105.0	9,389.26
6	902.0	902.00	15,785.00	2,867.43	16.0	2,057.7	10,843.87	7,590.71	63.0	9,601.41
7	664.0	664.00	11,620.00	2,399.76		1,315.7	7,904.54	5,533.18	0.00	6,848.88
8	442.0	442.00	7,735.00	1,963.53		808.3	4,963.17	3,474.22	0.00	4,282.52
9	343.0	343.00	6,002.50	1,769.00		682.5	3,551.01	2,485.70	0.00	3,168.20
10	299.0	299.00	5,232.50	1,682.54		582.1	2,967.87	2,077.51	0.00	2,659.61
11	263.0	263.00	4,602.50	1,611.80		550.0	2,440.71	1,708.49	0.00	2,258.49
12	234.0	234.00	4,095.00	1,554.81		503.8	2,036.39	1,425.47	0.00	1,929.27
13	204.0	204.00	3,570.00	1,495.86		445.4	1,628.74	1,140.12	0.00	1,585.52
14	179.0	179.00	3,132.50	1,446.74		409.3	1,277.47	894.33	0.00	1,302.53
15	157.0	157.00	2,747.50	1,403.51		358.2	985.80	690.06	0.00	1,048.26
16	138.0	138.00	2,415.00	1,366.17		314.8	734.03	513.82	0.00	828.82
	5,466.00	5,466.00	35,855.00	27,165.69	5,956.00	10,298.40	52,234.91	36,564.44	16,528.10	36,290.74

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO DE INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES	MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	7.50		PERFORACION Y COMPL	6,750.0	VAN (10 %)	(5,650.70)
FORMACION PARINAS	GASTOS OPERATIVOS			INSTALACIONES Y SER	1,902.0	VAN (15 %)	(6,608.70)
RESER.(MBLS 5466.0)	- VARIABLE (\$/B)	1.97		EQUIPO DE INYECCION	2,000.0	VAN (20 %)	(7,232.65)
	- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00		SISTEMA DE INYECCIO	1,000.0	VAN (30 %)	(7,871.89)
	TASA IMPOSITIVA (%)	30.00		LEVANTAMIENTO ARTIF	0.0	VAN (40 %)	(8,064.08)
	TASA DE DESCUENTO (%)	20.00		OLEODUCTOS y/o GASO	544.0	VAN (50 %)	(8,037.83)
				FACILIDADES PRODUC.	352.1	VAN (60 %)	(7,904.83)
	COSTO GAS INYECCION	1.50		COSTO GAS INYECTADO	3,900.0	VAN (70 %)	(7,722.00)
				PRUEBA DE INYECTIVI	80.0		
						TIR	-3.15
				INVERSION TOTAL	16,528.1	PAYOUT	IRRECUPERABLE

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC. (MBLS)	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG. TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO		
1							2,789.00	(2,789.00)		
2	38.0	38.00	285.00	1,169.67	3,478.0	86.7	(4,449.37)	(3,114.56)	8,185.0	(7,734.86)
3	91.0	91.00	682.50	1,273.82	1,815.0	207.6	(2,613.92)	(1,829.74)	3,901.0	(3,708.14)
4	599.0	599.00	4,492.50	2,272.04	522.0	894.5	703.97	492.78	1,565.1	444.18
5	913.0	913.00	6,847.50	2,889.05	25.0	1,082.8	2,850.66	1,995.46	105.0	2,998.26
6	902.0	902.00	6,765.00	2,867.43	16.0	2,057.7	1,823.87	1,276.71	63.0	3,287.41
7	664.0	664.00	4,980.00	2,399.76		1,315.7	1,264.54	885.18	0.00	2,200.88
8	442.0	442.00	3,315.00	1,963.53		808.3	543.17	380.22	0.00	1,188.52
9	343.0	343.00	2,572.50	1,769.00		682.5	121.31	84.70	0.00	767.20
10	299.0	299.00	2,242.50	1,682.54		582.1	(22.13)	(15.49)	0.00	566.61
11	263.0	263.00	1,972.50	1,611.80		550.0	(189.30)	(132.51)	0.00	417.49
12	234.0	234.00	1,755.00	1,554.81		503.8	(303.61)	(212.53)	0.00	291.27
13	204.0	204.00	1,530.00	1,495.86		445.4	(411.26)	(287.88)	0.00	157.52
14	179.0	179.00	1,342.50	1,446.74		408.3	(512.54)	(353.77)	0.00	49.53
15	157.0	157.00	1,177.50	1,403.51		353.2	(584.21)	(408.94)	0.00	(50.74)
16	138.0	138.00	1,035.00	1,366.17		314.8	(645.37)	(452.13)	0.00	(137.38)
	5,466.00	5,466.00	40,995.00	27,165.69	5,956.00	10,298.40	(2,425.09)	(1,697.56)	16,528.10	(1,971.26)

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS		MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	6,750.0		VAN (10 %) :	885.96	
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,902.0		VAN (15 %) :	(1,504.29)	
RESER. (MBLS) :	5466.0	- VARIABLE (\$/B)	2.75	EQUIPO DE INYECCION F	2,000.0		VAN (20 %) :	(3,172.14)	
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,000.0		VAN (30 %) :	(5,186.51)	
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0		VAN (40 %) :	(6,205.95)	
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	544.0		VAN (50 %) :	(6,707.71)	
				FACILIDADES PRODUC./F	352.1		VAN (60 %) :	(6,927.41)	
		COSTO GAS INYECCION	2.10	COSTO GAS INYECTADO	3,900.0		VAN (70 %) :	(6,988.83)	
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	80.0				
							TIR	11.65	
							PAYOUT	8.87	
				INVERSION TOTAL	16,528.1				

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									2,709.00	(2,709.00)
2	38.0	38.00	475.00	1,637.54	3,478.0	86.7	(4,727.24)	(3,309.07)	8,185.0	(7,929.37)
3	91.0	91.00	1,137.50	1,783.34	1,815.0	207.6	(2,668.44)	(1,867.91)	3,901.0	(3,746.31)
4	599.0	599.00	7,487.50	3,180.85	622.0	894.5	2,790.15	1,953.11	1,565.1	1,904.51
5	913.0	913.00	11,412.50	4,044.66	25.0	1,082.8	6,260.04	4,382.03	105.0	5,384.83
6	902.0	902.00	11,275.00	4,014.40	16.0	2,057.7	5,186.90	3,630.83	63.0	5,641.53
7	664.0	664.00	8,300.00	3,359.66		1,315.7	3,624.64	2,537.25	0.00	3,852.95
8	442.0	442.00	5,525.00	2,748.94		808.3	1,967.76	1,377.43	0.00	2,185.73
9	343.0	343.00	4,287.50	2,476.59		582.5	1,128.41	789.88	0.00	1,472.38
10	299.0	299.00	3,737.50	2,355.55		582.1	799.85	559.90	0.00	1,142.00
11	263.0	263.00	3,287.50	2,256.51		550.0	480.99	336.69	0.00	386.69
12	234.0	234.00	2,925.00	2,176.73		503.8	244.47	171.13	0.00	674.93
13	204.0	204.00	2,550.00	2,094.20		445.4	10.40	7.28	0.00	452.68
14	179.0	179.00	2,237.50	2,025.43		409.3	(196.23)	(137.36)	0.00	270.34
15	157.0	157.00	1,962.50	1,964.91		358.2	(360.61)	(252.42)	0.00	105.78
16	138.0	138.00	1,725.00	1,912.64		314.8	(502.44)	(351.71)	0.00	(36.91)
	5,466.00	5,466.00	68,325.00	38,031.97	5,956.00	10,296.40	14,038.63	9,627.04	16,528.10	9,553.34

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES	MUS\$	RESULTADOS	MUS\$
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	6,750.0	VAN (10 %) :	8,858.40
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,902.0	VAN (15 %) :	4,654.27
RESER. (MBLS) :	5466.0	- VARIABLE (\$/B)	1.18	EQUIPO DE INYECCION F	2,000.0	VAN (20 %) :	1,744.37
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,000.0	VAN (30 %) :	(1,806.89)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0	VAN (40 %) :	(3,705.55)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	544.0	VAN (50 %) :	(4,759.69)
				FACILIDADES PRODUC./F	352.1	VAN (60 %) :	(5,351.22)
		COSTO GAS INYECCION	0.90	COSTO GAS INYECTADO	3,900.0	VAN (70 %) :	(5,676.30)
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	80.0		
						TIR	24.11
				INVERSION TOTAL	16,528.1	PAYOUT	5.53

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									2,709.00	(2,709.00)
2	38.0	38.00	475.00	701.80	3,478.0	86.7	(3,791.50)	(2,654.05)	8,185.0	(7,274.35)
3	91.0	91.00	1,137.50	764.29	1,815.0	207.6	(1,649.39)	(1,154.57)	3,901.0	(3,032.97)
4	599.0	599.00	7,487.50	1,363.22	622.0	894.5	4,607.78	3,225.45	1,565.1	3,176.85
5	913.0	913.00	11,412.50	1,733.43	25.0	1,082.8	3,571.27	5,999.89	105.0	7,002.69
6	902.0	902.00	11,275.00	1,720.46	16.0	2,057.7	7,480.84	5,236.59	63.0	7,247.29
7	664.0	664.00	8,300.00	1,439.86		1,315.7	5,544.44	3,881.11	0.00	5,196.81
8	442.0	442.00	5,525.00	1,178.12		808.3	3,538.58	2,477.01	0.00	3,285.31
9	343.0	343.00	4,287.50	1,061.40		582.5	2,543.60	1,780.52	0.00	2,453.02
10	299.0	299.00	3,737.50	1,009.52		582.1	2,145.88	1,502.12	0.00	2,084.22
11	263.0	263.00	3,287.50	967.08		550.0	1,770.42	1,239.30	0.00	1,789.30
12	234.0	234.00	2,925.00	932.89		503.8	1,488.31	1,041.92	0.00	1,545.62
13	204.0	204.00	2,550.00	897.52		445.4	1,207.08	844.96	0.00	1,290.36
14	179.0	179.00	2,237.50	868.04		409.3	961.18	672.91	0.00	1,081.11
15	157.0	157.00	1,962.50	842.10		358.2	762.20	533.54	0.00	891.74
16	138.0	138.00	1,725.00	819.70		314.8	590.50	413.35	0.00	728.15
	5,466.00	5,466.00	58,325.00	16,299.41	5,356.00	10,298.40	35,771.19	25,039.33	16,528.10	24,766.13

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES	MUSS	RESULTADOS	MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	9,450.0	VAN (10 %) :	(992.06)
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	2,662.8	VAN (15 %) :	(3,983.63)
RESER. (MBSL) :	5466.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION F	2,800.0	VAN (20 %) :	(6,002.10)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,400.0	VAN (30 %) :	(8,328.52)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0	VAN (40 %) :	(9,417.81)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	761.6	VAN (50 %) :	(9,890.59)
				FACILIDADES PRODUC./F	492.9	VAN (60 %) :	(10,040.35)
		COSTO GAS INYECCION	1.50	COSTO GAS INYECTADO	5,460.0	VAN (70 %) :	(10,016.21)
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	112.0		
						TIR	8.71
				INVERSION TOTAL	23,139.3	PAYOUT	IRRECUPERABLE

AÑO	RESERVAS	TOTAL	VALOR	GASTOS	DEPRECIACION		INGRESOS	INGRESOS	INVERSION	FLUJO DE
	SECUNDARIO		DE LA	DE	INTANG.	TANG.	A IMPUES	D IMPUES		
	(MBSL)	(MBSL)	PRODUC.	OPERACION						
1									3,792.60	(3,792.60)
2	38.0	38.00	475.00	1,169.67	3,473.0	36.7	(4,259.37)	(2,981.56)	11,459.0	(10,375.86)
3	91.0	91.00	1,137.50	1,273.82	1,815.0	207.6	(2,158.92)	(1,511.24)	5,461.4	(4,950.04)
4	599.0	599.00	7,487.50	2,272.04	622.0	894.5	3,698.97	2,589.28	2,191.1	1,914.64
5	913.0	913.00	11,412.50	2,889.05	25.0	1,082.8	7,415.66	5,190.96	147.0	6,151.76
6	902.0	902.00	11,275.00	2,867.43	16.0	2,057.7	6,333.87	4,433.71	88.2	6,419.21
7	664.0	664.00	8,300.00	2,399.76		1,315.7	4,584.54	3,209.18	0.00	4,524.88
8	442.0	442.00	5,525.00	1,963.53		808.3	2,753.17	1,927.22	0.00	2,735.52
9	343.0	343.00	4,287.50	1,769.00		682.5	1,836.01	1,285.20	0.00	1,967.70
10	299.0	299.00	3,737.50	1,682.54		582.1	1,472.87	1,031.01	0.00	1,613.11
11	263.0	263.00	3,287.50	1,611.80		550.0	1,125.71	787.99	0.00	1,337.99
12	234.0	234.00	2,925.00	1,554.81		503.8	866.39	606.47	0.00	1,110.27
13	204.0	204.00	2,550.00	1,495.36		445.4	608.74	426.12	0.00	871.52
14	179.0	179.00	2,237.50	1,446.74		408.3	382.47	267.73	0.00	676.03
15	157.0	157.00	1,962.50	1,403.51		358.2	200.30	140.56	0.00	498.76
16	138.0	138.00	1,725.00	1,366.17		314.3	44.03	30.82	0.00	345.52
	5,466.00	5,466.00	68,325.00	27,165.69	5,356.00	10,298.40	24,904.91	17,433.44	23,139.34	10,548.50

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES		MUSS	RESULTADOS		MUSS
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	4,050.0		VAN (10 %) :	10,736.42	
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,141.2		VAN (15 %) :	7,133.61	
RESER. (MBLS) :	5466.0	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION F	1,200.0		VAN (20 %) :	4,574.33	
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	600.0		VAN (30 %) :	1,335.12	
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0		VAN (40 %) :	(493.69)	
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	326.4		VAN (50 %) :	(1,576.82)	
				FACILIDADES PRODUC./F	211.3		VAN (60 %) :	(2,238.28)	
		COSTO GAS INYECCION	1.50	COSTO GAS INYECTADO	2,340.0		VAN (70 %) :	(2,648.93)	
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	48.0				
							TIR	36.73	
							PAYOUT	4.57	
							INVERSION TOTAL	9,916.9	

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									1,525.40	(1,525.40)
2	38.0	38.00	475.00	1,169.67	3,478.0	36.7	(4,259.37)	(2,381.56)	4,911.0	(4,327.86)
3	91.0	91.00	1,137.50	1,273.82	1,815.0	207.6	(2,158.92)	(1,511.24)	2,340.6	(1,829.24)
4	599.0	599.00	7,487.50	2,272.04	622.0	894.5	3,698.97	2,589.28	939.1	3,166.72
5	913.0	913.00	11,412.50	2,889.05	25.0	1,082.8	7,415.66	5,190.96	63.0	6,235.76
6	902.0	902.00	11,275.00	2,867.43	16.0	2,057.7	6,333.87	4,433.71	37.8	6,469.61
7	664.0	664.00	8,300.00	2,399.76		1,315.7	4,584.54	3,209.18	0.00	4,524.88
8	442.0	442.00	5,525.00	1,963.53		808.3	2,753.17	1,927.22	0.00	2,735.52
9	343.0	343.00	4,287.50	1,769.00		682.5	1,836.01	1,285.20	0.00	1,967.70
10	299.0	299.00	3,737.50	1,682.54		582.1	1,472.87	1,031.01	0.00	1,613.11
11	263.0	263.00	3,287.50	1,611.80		550.0	1,125.71	787.99	0.00	1,337.99
12	234.0	234.00	2,925.00	1,554.81		503.8	966.39	606.47	0.00	1,110.27
13	204.0	204.00	2,550.00	1,495.86		445.4	608.74	426.12	0.00	371.52
14	179.0	179.00	2,237.50	1,446.74		408.3	382.47	267.73	0.00	676.03
15	157.0	157.00	1,962.50	1,403.51		358.2	200.80	140.56	0.00	498.76
16	138.0	138.00	1,725.00	1,366.17		314.8	44.03	30.82	0.00	345.62
	5,466.00	5,466.00	68,325.00	27,165.69	5,956.00	10,298.40	24,904.91	17,433.44	9,916.86	23,770.98

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES		MUS\$	RESULTADOS	MUS\$
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	6,750.0		VAN (10 %) :	13,740.87
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,902.0		VAN (15 %) :	8,472.20
RESER. (MBLS) :	7652.4	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION F	2,000.0		VAN (20 %) :	4,780.13
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,000.0		VAN (30 %) :	190.71
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0		VAN (40 %) :	(2,336.05)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	544.0		VAN (50 %) :	(3,791.78)
				FACILIDADES PRODUC./F	352.1		VAN (60 %) :	(4,651.33)
		COSTO GAS INYECCION	1.50	COSTO GAS INYECTADO	3,900.0		VAN (70 %) :	(5,161.55)
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	80.0			
							TIR	30.58
							PAYOUT	4.81
				INVERSION TOTAL	16,528.1			

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									2,709.00	(2,709.00)
2	53.2	53.20	665.00	1,199.54	3,478.0	86.7	(4,099.24)	(2,869.47)	3,185.0	(7,489.77)
3	127.4	127.40	1,592.50	1,345.34	1,815.0	207.6	(1,775.44)	(1,242.81)	3,901.0	(3,121.21)
4	838.6	838.60	10,482.50	2,742.85	622.0	894.5	6,223.15	4,356.21	1,565.1	4,307.61
5	1,278.2	1,278.20	15,977.50	3,606.66	25.0	1,082.8	11,263.04	7,884.13	105.0	8,886.93
6	1,262.8	1,262.80	15,785.00	3,576.40	16.0	2,057.7	10,134.90	7,094.43	63.0	9,105.13
7	929.6	929.60	11,620.00	2,921.66		1,315.7	7,382.64	5,167.85	0.00	6,483.55
8	618.8	618.80	7,735.00	2,310.94		808.3	4,615.76	3,231.03	0.00	4,039.33
9	480.2	480.20	6,002.50	2,038.59		682.5	3,281.41	2,296.98	0.00	2,979.48
10	418.6	418.60	5,232.50	1,917.55		532.1	2,732.85	1,913.00	0.00	2,495.10
11	368.2	368.20	4,602.50	1,818.51		550.0	2,233.99	1,563.79	0.00	2,113.79
12	327.6	327.60	4,095.00	1,738.73		503.8	1,852.47	1,296.73	0.00	1,800.53
13	285.6	285.60	3,570.00	1,656.20		445.4	1,468.40	1,027.88	0.00	1,473.28
14	250.6	250.60	3,132.50	1,587.43		408.3	1,136.77	795.74	0.00	1,204.04
15	219.8	219.80	2,747.50	1,526.91		356.2	862.39	603.68	0.00	961.38
16	193.2	193.20	2,415.00	1,474.64		314.8	625.56	437.89	0.00	752.59
	7,652.40	7,652.40	95,655.00	31,461.97	5,956.00	10,298.40	47,938.93	33,557.04	16,528.10	33,293.34

EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO INYECCION DE GAS

DATOS DEL PROYECTO				INVERSIONES		MUS\$	RESULTADOS	MUS\$
YACIMIENTO :	PS	PRECIO CRUDO (\$/BBL)	12.50	PERFORACION Y COMPLET	6,750.0		VAN (10 %) :	(3,996.51)
FORMACION :	PARINAS	GASTOS OPERATIVOS		INSTALACIONES Y SERV.	1,902.0		VAN (15 %) :	(5,322.22)
RESER. (MBLS) :	3279.6	- VARIABLE (\$/B)	1.97	EQUIPO DE INYECCION F	2,000.0		VAN (20 %) :	(6,207.90)
		- FIJO (M\$/ANUAL)	0.00	SISTEMA DE INYECCION	1,000.0		VAN (30 %) :	(7,184.11)
		TASA IMPOSITIVA (%)	30.00	LEVANTAMIENTO ARTIFIC	0.0		VAN (40 %) :	(7,575.45)
		TASA DE DESCUENTO (%)	20.00	OLEODUCTOS y/o GASODU	544.0		VAN (50 %) :	(7,675.62)
		COSTO GAS INYECCION	1.50	FACILIDADES PRODUC./F	352.1		VAN (60 %) :	(7,627.29)
				COSTO GAS INYECTADO	3,900.0		VAN (70 %) :	(7,503.59)
				PRUEBA DE INYECTIVIDA	80.0			
							TIR	1.48
				INVERSION TOTAL	16,528.1		PAYOUT	IRRECUPERABLE

AÑO	RESERVAS SECUNDARIO (MBLS)	TOTAL (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANG.	TANG.	INGRESOS A IMPUES	INGRESOS D IMPUES	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO
1									2,709.00	(2,709.00)
2	22.3	22.30	285.00	1,139.30	3,478.0	36.7	(4,419.50)	(3,093.65)	3,135.0	(7,713.95)
3	54.6	54.60	682.50	1,202.29	1,815.0	207.6	(2,542.39)	(1,779.67)	3,901.0	(3,658.07)
4	359.4	359.40	4,492.50	1,801.22	622.0	894.5	1,174.78	822.35	1,565.1	773.75
5	547.8	547.80	6,847.50	2,171.43	25.0	1,082.8	3,568.27	2,497.79	105.0	3,500.59
6	541.2	541.20	6,765.00	2,158.46	16.0	2,057.7	2,532.84	1,772.99	63.0	3,783.69
7	398.4	398.40	4,980.00	1,877.86		1,315.7	1,786.44	1,250.51	0.00	2,566.21
8	265.2	265.20	3,315.00	1,616.12		808.3	890.58	623.41	0.00	1,431.71
9	205.8	205.80	2,572.50	1,499.40		682.5	390.60	273.42	0.00	955.92
10	179.4	179.40	2,242.50	1,447.52		582.1	212.38	149.02	0.00	731.12
11	157.8	157.80	1,972.50	1,405.08		550.0	17.42	12.20	0.00	562.20
12	140.4	140.40	1,755.00	1,370.89		503.8	(119.69)	(83.78)	0.00	420.02
13	122.4	122.40	1,530.00	1,335.52		445.4	(250.92)	(175.64)	0.00	269.76
14	107.4	107.40	1,342.50	1,306.04		409.3	(371.84)	(260.29)	0.00	148.01
15	94.2	94.20	1,177.50	1,280.10		358.2	(460.30)	(322.56)	0.00	35.64
16	82.8	82.80	1,035.00	1,257.70		314.3	(537.50)	(376.25)	0.00	(61.45)
	3,279.60	3,279.60	40,295.00	22,869.41	5,956.00	10,298.40	1,371.13	1,309.33	16,528.10	1,036.13