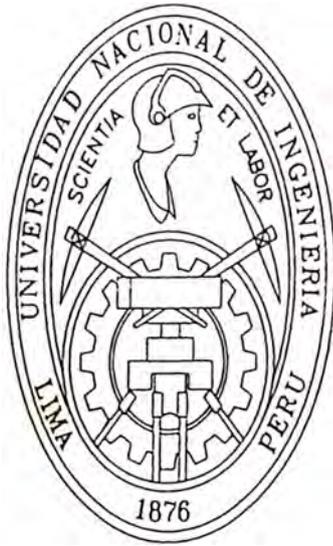


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"ESTIMULACION QUIMICA A LOS POZOS PARA MEJORAR SU
APORTE PRODUCTIVO LOTE IX - NOROESTE PERUANO"**

TESIS

Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO PETROLEO

PERSI NILO LLAMOCCA GUTIERREZ

Promoción 91-O

LIMA PERU

1999

**Con mucho afecto y cariño hacia mis
padres Odilon y Ubaldina por su
constante paciencia y ejemplo .**

Agradezco a la Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A. por haberme apoyado en la realización de la presente tesis, mi agradecimiento de manera muy especial a la Gerencia de la Empresa y a todos que de alguna u otra forma me brindaron su colaboración.

ESTIMULACION QUIMICA A LOS POZOS PARA MEJORAR SU APORTE PRODUCTIVO - LOTE IX - NOROESTE PERUANO

SUMARIO

1.- INTRODUCCION	1
2.- FUNDAMENTO TEORICO	3
2.1- Naturaleza del daño a la formación	5
2.1.1- Daño verdadero	7
2.1.2- Origenes de daños a la formación	8
- Daño en la perforación	8
- Daño en la cementación	11
- Daño durante el punzonamiento	12
- Daño por fluidos de completación y reparaciones de pozos	13
- Daño durante la producción	14
- Daño durante trabajos de estimulación	16
2.2- Remoción del daño	17
2.2.1- Emulsión	18
2.2.2- Cambio en la mojabilidad	19
2.2.3- Scales	19
2.2.4- Depósitos orgánicos	21
2.2.5- Silts y arcillas	21
2.3- Estimulación química a formaciones de areniscas	23
2.3.1- Criterios para la selección del fluido de tratamiento	25

3.- DESARROLLO DEL TRABAJO	28
3.1- Descripción geológica	28
3.2- Historia productiva del campo	33
3.2.1- Perforación-Cementación	33
3.2.2- Completación-Estimulación	35
3.2.3- Comportamiento productivo de los pozos	40
3.3- Pruebas de laboratorio	41
3.3.1- Análisis mineralógico	41
3.3.2- Análisis de fluidos y propiedades del reservorio	42
3.3.3- Ensayos químicos en cores	43
3.4- Trabajos de campo	45
3.4.1- Estimulaciones químicas	46
4.- EVALUACION DE RESULTADOS	47
5.- ECONOMIA	48
TABLAS	
FIGURAS	
LAMINAS	
MAPAS	
BIBLIOGRAFIA	
CONCLUSIONES	53
RECOMENDACIONES	57

SUMARIO

El desarrollo de formulaciones químicas (sistemas ácidos) en la Industria del Petróleo, permite tratar formaciones productivas dañadas disolviendo los materiales dañinos que bloquean los espacios porosos de la roca, de acuerdo a una adecuada utilización de los diferentes tipos de ácido, mejorando de esta manera la producción de los pozos.

Para este propósito fue necesario en primer lugar conceptuar a la formación Pariñas Inferior desde el punto de vista litoestratigráfico y estructural, identificando características Litológicas, Petrofísicas y Electrográficas.

Posteriormente se efectuaron análisis y pruebas correspondientes, tendientes a determinar las implicancias de las diferentes etapas de la vida de un pozo (Perforación, Cementación, Completación y Producción) en el comportamiento productivo de éste.

Un siguiente paso fue basado en la información obtenida con las acciones anteriores, determinar las posibles soluciones al problema; para ello se recurrió al conocimiento de métodos y/o sistemas de estimulación desarrollados por la Industria del Petróleo, acondicionándolos a la problemática particular del área.

Finalmente se efectuaron trabajos de campo, que permitieron completar el presente trabajo de tesis.

1. - INTRODUCCION

La Acidificación se empleó por primera vez en 1932 y hacia 1934 era una práctica de estimulación ampliamente aceptada. Desde el principio el ácido ha sido utilizado de dos maneras: desplazamiento hacia el pozo o inyectando en la formación.

El petróleo se acumula en los poros de la masa rocosa y para alcanzar el pozo debe fluir a través de las interconexiones cercanas al pozo, los yacimientos del Lote IX, cuyos reservorios son de baja permeabilidad (Tabla N° 6), requieren de procesos de estimulación alternos (fracturamiento hidráulico) para producir, sin embargo, si el pozo no está produciendo como se espera y la evaluación de fluidos lo confirma, un tratamiento matricial puede ser necesario. Este proceso (Acidificación matricial) es utilizada para disolver materiales cerca a la boca del pozo (wellbore) para restaurar o incrementar la permeabilidad de esta región.

Por mucho tiempo los pozos del Noroeste estuvieron basados únicamente en el efecto del fracturamiento hidráulico; desde el punto de vista de Ingeniería, ninguna etapa de estimulación posterior fue concebida como complemento para mejorar el comportamiento productivo del pozo, sea acelerando la recuperación de reservas o incrementándolas.

El uso del HCl se utilizaba esporádicamente en limpiezas de pozos (Yacimiento Portachuelo), esto principalmente para solucionar la presencia de topes duros de carbonatos, se observó después de éstos tratamientos un incremento de producción del pozo, esto intensificó el empleo del ácido clorhídrico en los campos Petroleros del Noroeste. La explicación técnica que ahora se da a estos resultados de producción mediante el uso del ácido clorhídrico, es que en estos reservorios el agua de formación es altamente incrustante

y los carbonatos que se formaban con el tiempo taponaban los punzados y caras de la formación, afectando la producción del pozo.

El principio de la acidificación, es pues, estimular o aumentar la capacidad efectiva de flujo en los pozos, este aumento de capacidad de flujo se consigue disolviendo parte de la roca, ciertas incrustaciones, lodos y otros materiales solubles que bloquean parcial o totalmente los canales de flujo.

El análisis de la composición mineralógica del reservorio, el fracturamiento hidráulico y demás actividades de completación y producción en el comportamiento productivo de los pozos plantea el desarrollo de las Estimulaciones Químicas como una alternativa para mejorar la productividad de los pozos después del fracturamiento hidráulico.

2. - FUNDAMENTO TEORICO

OBJETIVO DEL TRABAJO

El objetivo principal del presente trabajo de tesis, es " La búsqueda de alternativas técnicas, que permitan mejorar la productividad de los pozos de petróleo, mediante el uso de productos químicos (Sistemas Acidos) que estimulen o aumenten la capacidad efectiva de flujo de los fluidos del reservorio al pozo, incrementando su producción y el factor de recuperación de los fluidos del reservorio ".

ANTECEDENTES

El uso del ácido para estimular pozos, independientemente de la técnica que se utilice, busca principalmente disolver los materiales dentro de los espacios porosos que restringen el flujo (depósitos de carbonatos, lodos, arcillas, etc.), el desarrollo de técnicas para lograr tanto conductividad como penetración ha llevado a renovar las investigaciones, así, los tratamientos de formaciones con soluciones ácidas tienen especial atención en la actualidad, mas concernientemente entre el fluido de tratamiento y los componentes de la formación.

En algunos pozos del Lote IX que fueron completados inicialmente con lina ranurada (sin cemento), muestran una producción y declinación inicial baja durante el tiempo que produjeron en esta condición; sin embargo, después que fueron hidráulicamente fracturados, se observa un incremento en la producción y, a partir de esa fecha, su comportamiento productivo refleja una tendencia casi asintótica.

Los comportamientos antes explicados, reflejan una variación de las condiciones iniciales de flujo en el reservorio.

Una de las características frecuentes en pozos abandonados temporalmente es el empleo de unidades suabeadoras, proceso que consiste en succionar el fluido del pozo en forma mecánica, esto con el fin de recuperar fluidos de estos pozos.

Las experiencias antes mencionadas indicaban la presencia de daño en estos pozos y el efectivo tratamiento químico era necesario, lográndose en muchos casos un incremento en el índice de productividad, sin los beneficios de un tratamiento posterior.

Cuando se utiliza un ácido con el objeto de remover el daño, ya sea, carbonatos, arcillas, algunas de las rocas de la formación también podrán ser removidas, tendremos por lo tanto un incremento en la producción que es directamente proporcional al daño en sí. Aunque los sistemas ácidos utilizados en las areniscas y en los carbonatos difieren, las mismas prácticas son aplicables en ambos casos. El daño es caracterizado por dos importantes parámetros: composición y ubicación, ello nos determina las características del fluido de tratamiento y la técnica utilizada para reaccionar el daño y removerlo. La ubicación del daño es importante debido a que diversos fluidos en contacto con otras sustancias (óxidos de tubulares, material cementante carbonatado de la formación.etc.) antes pueden alcanzar el daño. Ello sin embargo es efectivo cuando se alcance el área dañada.

La generación de daños (en muchos casos severos) tanto en fracturamiento hidráulico como en las labores de completación o reparaciones de pozos, ocurren debido principalmente al uso inadecuado del fluido y a descuidos operativos "insignificantes" ya que los fluidos de tratamiento deben de ser compatibles y

limpios con la roca, este importante factor de compatibilidad implica que la permeabilidad no disminuya cuando la formación es contactada por el fluido, este concepto de compatibilidad se aplica especialmente para areniscas, donde reacciones dañinas ocurren.

2.1- NATURALEZA DEL DAÑO A LA FORMACION

Cuando un pozo no esta produciendo conforme a lo esperado, y esto se confirma mediante el análisis de pruebas de presión, es probable que la formación productiva esté dañada.

Generalmente el daño está asociado al taponamiento parcial o total de la formación alrededor de la pared del pozo o de la fractura hidráulica, reduciendo la permeabilidad original de éstas en el área dañada.

Para remover el daño, se debe inyectar a ciertas condiciones (volumen, rate y presión) fluidos específicos dentro del espacio poroso. Tales tratamientos requieren el pleno conocimiento de la verdadera causa de la baja productividad, ya que su uso equivocado puede reducir o en algunos casos hacer perder la producción del pozo por los subproductos (emulsiones, precipitados insolubles, etc.) que puedan generarse.

La complejidad de los medios porosos y las reacciones ocurridas durante la acidificación ha hecho difícil de predecir a priori los resultados exactos de la estimulación, específicamente en pozos del Lote IX, cuyos reservorios están conformados por areniscas que contienen materiales arcillosos frágiles e inestables como la caolinita, illita y esmectita, y que son fracturados hidráulicamente; el daño se genera principalmente durante el fracturamiento y/o producción del pozo después de éste, debido a los altos rates de inyección usado en el primer caso y a la excesiva caída de presión (diferencia entre la presión

de reservorio y presión fluyente en el fondo del pozo) que se somete al pozo en el segundo caso, los que generan el flujo turbulento en el medio poroso, agregados floculantes de caolinita, illita o clorita pueden ser dispersados y consecuentemente bloquear los poros. Esta perturbación de arcillas nativas es la más importante causa de daño.

Durante la producción, partículas arcillosas pueden ser desalojadas y arrastradas hacia la boca del pozo o caras de la fractura y migrar con los fluidos producidos, así los materiales arcillosos taponan los espacios porosos resultando en una reducción de la productividad.

Por consiguiente, en algunos pozos del Lote IX es necesario la remoción o disolución de estos materiales arcillosos, teniendo además en consideración el tipo probable de daño, que será el punto de partida para la selección del tratamiento ácido, con estos tratamientos se logra:

- (.) Restaurar la permeabilidad de las fracturas hidráulicas, obteniéndose no solamente el incremento de la producción del pozo, sino la aceleración de la recuperación de reservas.
- (.) Mejorar la permeabilidad de la formación al disolver o remover las arcillas que se encuentran obturando los espacios porosos, consiguiéndose una mejor interconexión de éstos, facilitando de esa manera la mayor recuperación de petróleo, es decir, el incremento del factor de recuperación así como de la producción.

En el caso de las fracturas hidráulicas, un taponamiento total de éstas en la boca del pozo al inicio o durante la producción, evitará la recuperación de reservas y no se podrá lograrlo a menos que se elimine tal obturación.

En este caso la estimulación química u otra incrementará el factor de recuperación y la producción.

La eficiencia de un tratamiento químico depende principalmente de la remoción del daño que restringe la productividad del pozo. Las características físicas del daño son parámetros esenciales, debido a que ellos determinan las características deseadas del fluido de tratamiento. Diversos tipos de daño pueden existir a través de la vida productiva del pozo (perforación, completación, reparación de pozos, producción y estimulación). Estas características de daño son los principales criterios adoptados para categorizar los diversos tipos de daños en un pozo.

2.1.1- DAÑO VERDADERO

Son aquellos cuantificables y pueden ser localizados en cualquier parte del sistema de producción, ya sea desde la boca del pozo o desde la formación misma (Fig. N° 2).

El adecuado tratamiento de éstos, requiere no solamente conocer su naturaleza, sino también donde están localizados. Una limpieza destinada a remover depósitos solubles en ácido, formadas en las paredes del pozo o en las perforaciones y un tratamiento matricial por su naturaleza pueden requerir del mismo tipo de fluido, sin embargo, por su localización el uno requerirá tal vez menor o mayor volumen o menor velocidad de reacción.

2.1.2- ORIGENES DE DAÑO A LA FORMACION

DAÑO EN LA PERFORACION. Los más frecuentes se dan por:

Invasión de sólidos del lodo.- Algunos materiales que componen el fluido de perforación, tales como: Arcillas, recortes, agentes densificantes y agentes para el control de pérdida de circulación son potencialmente dañinos.

La invasión de la roca reservorio por sólidos del fluido de perforación que taponan los espacios porosos es favorecido por:

- La alta porosidad y baja presión de la formación.
- La presencia de fracturas naturales en el reservorio (Fms. Amotape, Mogollón).
- Los sólidos del lodo pueden penetrar la formación y causar severos daños desde algunas pulgadas hasta muchos pies de profundidad, dependiendo de las condiciones mientras se realiza la perforación y la naturaleza de la formación que se atravieza.
- El alto rate de circulación del lodo que erosiona la costra.
- La sobrepresión creada por una alta densidad del lodo o por el efecto de la alta presión de circulación.

Este tipo de daño generalmente se da en las primeras pulgadas alrededor de la pared del pozo ($\pm 3''$) y pueden reducir la

permeabilidad hasta en un 90%. El uso de salmueras limpias como fluido de perforación minimiza la invasión por finos.

Invasión del filtrado de lodo. La invasión de la fase líquida del fluido de perforación alcanza muchas veces profundidades que superan los 1.5 pies tal como se muestra en la siguiente tabla:

PROFUNDIDAD DE INVASION DE FILTRADO (Pulgadas)			
Tiempo (días)	Lodo base aceite	Lodo base aceite de bajos coloides	Lodo base Agua
1	1.2	3.1	7.7
5	4.6	11	12
10	7.7	17	18
15	10	21	23
20	12	23	27
25	14	29	31
30	16	32	34

Este filtrado es probablemente una de la más importantes causas de la reducción o producción defectuosa, sin embargo, la magnitud de este daño depende principalmente de la sensibilidad de la formación y de los fluidos de ésta al filtrado del lodo.

Areniscas de alta permeabilidad (alrededor de 0.1 darcy) pueden ser dañadas por lodos mal acondicionados, las cuales pueden ser invadidas a profundidades significativas. El daño por lodo integro o por arcillas de formación puede removerse mediante apropiados sistema ácidos, tratamientos de HF para areniscas y tratamientos de HCl para carbonatos.

En formaciones arcillosas, como es el caso de la formación Pariñas Inferior un cambio en la salinidad del fluido dentro del pozo afecta la

estabilidad de las partículas arcillosas, provocando su dispersión y migran hacia la boca del pozo por acción de la producción de fluidos; así mismo filtrado de lodos de alta salinidad pueden reaccionar con salmueras de la formación y generar precipitados o formación de depósitos orgánicos.

Cuando durante la perforación se pierde filtrado a altos rates, el volumen invadido es apreciable y su temperatura generalmente está por debajo de la temperatura del reservorio. Este enfriamiento puede provocar la deposición de material parafínico o asfáltico.

En los lodos base aceite, el filtrado como filtrado no ocasiona problemas a la formación; sin embargo el hecho de tener mayor capacidad de absorción de sólidos finos, la invasión de estas partículas a la formación es mas propensa. Por otra parte, en estos lodos el uso de surfactantes mojables al aceite para dispersar los sólidos, convierte a la formación mojable al petróleo, lo cual reduce significativamente la permeabilidad relativa al petróleo.

Conviene mencionar que gran número de pozos perforados en el Lote IX fueron perforados con lodos de este tipo (Tabla N° 1).

Los factores que más influyen en la invasión del fluido de perforación son:

- Pobre diseño del fluido de perforación, dando como resultado un deficiente diseño de la costra de lodo.

- La alta sobrecarga o sobrepresión.

- Grandes períodos de contacto con la formación por problemas en la perforación.

DAÑO EN LA CEMENTACION

En una cementación primaria hay dos eventos bien definidos: La remoción del lodo y la colocación del cemento en el anular.

Para una eficiente remoción del lodo entre otras cosas, es necesario el uso de lavadores y espaciadores. Estos fluidos sino son controlados en sus propiedades, pueden originar daño a la formación.

Los lavadores y espaciadores generalmente contienen buena cantidad de dispersantes y gelificantes para suspender y acarrear las partículas del lodo, y despojos de la costra. Estos fluidos contaminados pueden taponar a la formación y si no cuentan con un buen control de filtrado, al invadir a formaciones arcillosas pueden originar problemas de dispersión de arcillas.

Durante la colocación de las lechadas de cemento en el anular, se puede dar situaciones que originen la disminución de la permeabilidad de la formación; así tenemos:

- Cuando el filtrado del cemento entra en contacto con la salmuera connata de la formación que contiene alta concentración de iones calcio, puede provocar precipitaciones de $CaCO_3$, cal o hidratos de silicatos de calcio.

Cuando se tienen lechadas sobredispersas ($YP = 0$), ideal para cementar en flujo turbulento, éstas presentan una rápida separación de partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, generándose un bloqueamiento de la formación por invasión de agua libre (Fig. N° 3).

DAÑO DURANTE EL PUNZONAMIENTO.

Punzonar una formación con desbalance positivo o negativo siempre compacta la roca alrededor del punzado y genera un espesor promedio de 0.5 pulgadas, donde la reducción de la permeabilidad puede ser hasta del 80%.

Cuando se punzona con una hidrostática en el pozo mayor que la presión de la formación, los desechos del disparo así como la parte pulverizada de la formación por efecto del disparo son forzados por la diferencial de presión hacia la formación, formándose una costra densa e impermeable en las paredes del punzado (Fig. N° 4).

En el caso opuesto, cuando la diferencial de presión entre la formación y el pozo es excesiva puede provocarse el flujo de la arena o el desmoronamiento de las paredes del pozo.

Es muy importante pues tomar en cuenta en el punzonamiento de una formación productiva lo que se acaba de explicar, así como las características propias de ésta, la geometría y la cantidad de los disparos, para evitar el daño a la formación.

DAÑO POR FLUIDOS DE COMPLETACION – REPARACIONES DE POZOS.

Los diferentes tipos de daño ocasionado por fluidos de completación o en reparación de pozos (workover) son básicamente iguales a los anteriormente descritos (disminución de la permeabilidad por sólidos suspendidos, hinchamiento y dispersión de arcillas, emulsiones, precipitación de scale, etc.), y se dan principalmente porque estos fluidos se pierden o penetran dentro de la formación. Al respecto se describe como se generan algunos de estos tipos de daño en el Noroeste:

- (.) **Taponamiento por finos.** El daño debido a finos es localizado cerca de la pared del pozo o caras de la fractura, éstas partículas dañinas que se encuentran en la superficie son llevadas por el viento hacia las tinas de fracturamiento o de las unidades suabeadoras que generalmente están descubiertas al medio ambiente y de allí durante los trabajos de fracturamiento, completación y/o reparaciones de pozos hacia la formación.

- (.) **Formación de emulsiones.** El intermezclado de agua y petróleo en la formación, frecuentemente resulta en la formación de emulsiones. Por otra parte, la presencia en la formación de arcillas tales como la illita (Fig. N° 9), las cuales por su forma de cabellos y la gran área superficial de éstas arcillas incrementan la absorción de agua sobre las paredes porales, ocasionando el hinchamiento de estas arcillas, con la consiguiente disminución de los espacios porosos y por lo tanto una disminución en la productividad del pozo.

- (.) **Precipitación de hidrocarburos pesados** (Parafinas o asfaltenos). El mecanismo principal es un cambio en la temperatura o presión en o cerca a la pared del pozo.

La fracción de hidrocarburo pesado no solubiliza en el petróleo y comienza a cristalizarse, esto ocurre después de inyectar altos volúmenes de fluidos fríos, como en el caso de los fracturamientos hidráulicos u operaciones de completación (limpieza de arena por circulación) cuando se pierde fluido por la baja presión del reservorio. Estos depósitos incrementan los costos de producción por disminución de la capacidad de flujo.

Por lo explicado es necesario que estos fluidos sean limpios, filtrados y compatibles con la formación (Fig. N° 5), sobre todo cuando se trabaja reservorios depletados.

Los fluidos de completación deben ser preparados con agentes que reduzcan físicamente la invasión del filtrado y que también sean fácilmente removidos después del trabajo.

El uso de espuma es muy buena alternativa, por ser una mezcla inerte y con pérdida de fluido casi nula.

DAÑO DURANTE LA PRODUCCION DEL POZO

Aunque los rates de producción de los pozos normalmente declinan con la depleción natural del campo, la declinación acelerada es un problema durante operaciones de producción. Los más comunes taponamientos durante la vida productiva del pozo son debido a la movilización y dispersión de arcillas finas, depósitos de asfaltenos, parafinas, emulsiones, etc.

Estas partículas (caolinitas, illitas o esmectitas) pueden bloquear los espacios porosos de su vecindad o migrar hacia la boca del pozo o fractura hidráulica, dependiendo de su tamaño respecto al poro de la formación o de la fractura.

Un excesivo diferencial de presión (diferencia entre las presiones fluyente de la formación y promedio del reservorio) puede disminuir la presión cerca de la pared del pozo. Esta reducción de la presión durante la producción, y a veces al enfriamiento por la expansión del gas genera la precipitación de depósitos orgánicos e inorgánicos que reducen la permeabilidad de la formación.

Acumulaciones de partículas, tales como arcillas de gran área específica, promueve la deposición de materiales orgánicos (especialmente asfaltenos) o la precipitación de soluciones salinas sobresaturadas. Estos precipitados generalmente son carbonatos y sulfatos de calcio y en algunos casos están asociados con la deposición de sulfuros y cloruros de sodio.

La deposición de asfaltenos sobre las paredes porosas ocasiona disminución del espacio poroso y permeabilidad absoluta de la formación; el mecanismo principal de éstos depósitos es la variación en la temperatura y presión cerca de la pared del pozo, las fracciones de hidrocarburo pesado que no se solubiliza comienzan a cristalizarse y depositarse. Estos depósitos son generalmente resolubilizados con solventes orgánicos.

DAÑO DURANTE TRABAJOS DE ESTIMULACION.

En la limpieza de la pared del pozo. Cuando se efectúan tratamientos para remover incrustaciones de la pared del pozo o productos corrosivos de la tubería de producción, muchas veces no se puede evitar que conjuntamente con el fluido de limpieza ingresen a la formación los componentes solubles de estas incrustaciones, para luego reprecipitar y causar daño a la formación. Oxido en ácido y parafina en solvente o petróleo caliente son los casos más típicos.

En tratamientos de acidificación. Puede generarse daño en el proceso mismo y por un diseño inapropiado del tratamiento. Durante el proceso de inyección puede ocurrir:

- Ingreso a la formación de materiales dañinos provenientes de la tubería de producción o del medio ambiente (finos) a través del equipo de superficie si estos se encuentran descubiertos (cisternas o tanques).
- Humedecimiento del reservorio al petróleo por efecto de los surfactantes, especialmente inhibidores de corrosión, lo que puede crear bloqueo por emulsión.
- Bloqueo de agua.
- Deposición de asfaltenos/parafinas, cuando se inyecta grandes volúmenes de ácido.

Un diseño inapropiado de la acidificación puede generar:

- La formación de depósitos orgánicos por reacción entre ácidos y asfaltenos, especialmente en presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes), o de la disolución del fierro .

La desconsolidación de la roca reservorio, causada por la excesiva disolución de los materiales cementantes por acción del ácido.

- Precipitación de productos secundarios al reaccionar los minerales de la formación con el ácido; algunos como el hidróxido férrico son de forma gelatinosa y taponan completamente los espacios porosos y son difícil de remover; otros como los fluosilicatos y sulfuro de hierro, precipitan en forma de cristales individuales y reducen los espacios porales o migran hacia la boca del pozo.
- Formación de precipitados cuando el ácido gastado, en el cual inicialmente se incorporó agentes secuestrantes para evitar problemas con el fierro no encuentra fierro.
- En pozos fracturados hidráulicamente los ácidos pueden desestabilizar el empaquetamiento del agente de sostén.

2.2- REMOCION DEL DAÑO

La eficiencia del tratamiento depende principalmente de la remoción del daño que restringe la producción. Esta restricción generalmente se aprecia por una disminución total del nivel de energía del pozo o una abrupta declinación de la producción.

Una vez que el daño y su origen han sido bien caracterizados, el remedio correcto recién puede ser tomado.

Diversos tipos de daño pueden coexistir desde que las operaciones desarrolladas en el pozo (Perforación, cementación, completación, estimulación, y producción) son causas potenciales de daño.

La localización, así como la composición del daño, determinan el fluido de tratamiento. El mismo fluido puede ser usado para remover el mismo tipo de daño, prescindiendo de que causó éste según sus características físicas, los principales tipos de daño se muestran en la Fig. N° 8, la naturaleza de estos, así como su tratamiento particular se describe a continuación.

2.2.1- EMULSION

Cuando se mezclan fluidos base agua o petróleo con los fluidos del reservorio frecuentemente resulta en la formación de emulsiones. Las emulsiones tienen una fase continua de petróleo y una fase acuosa dispersa, la fase agua consiste de gotas que varían en tamaño, algunas gotas tienen un núcleo sólido y otras no.

Generalmente las emulsiones se forman durante la invasión del filtrado del lodo, cemento, fluidos de completación o de estimulación al reservorio. Filtrados del lodo o del cemento con alto PH o filtrados con bajo PH como es el caso de los fluidos ácidos, pueden emulsificar algunas formaciones petrolíferas, similarmente filtrados hidrocarbonosos de lodos base petróleo, fluidos de estimulación hidráulica (Petróleo crudo o diesel), también pueden formar emulsiones con las salmueras de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por materiales de superficie activa (surfactantes), finos de formación o finos externos, dependiendo su magnitud de la concentración de éstos últimos.

El problema de las emulsiones son generalmente tratados con el uso de solventes mutuales con o sin desemulsificantes.

2.2.2- CAMBIO EN LA MOJABILIDAD

La mojabilidad, indica la manera como un sólido es revestido en contacto con un fluido tipo agua o petróleo. Los fluidos que invaden la formación tienden a dejar la roca mojada por petróleo reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo.

Esto puede ocurrir como resultado de la adsorción de materiales de superficie activa provenientes de lodo base petróleo, de fluidos de completación y estimulación base petróleo, sobre la roca.

Este tipo de daño es removido inyectando primero un solvente mutual para desprender de la roca la fase hidrocarbonosa y luego inyectar un surfactante acuohumectante fuerte.

2.2.3- SCALES (minerales precipitados)

Los scales son minerales precipitados. Ellos pueden precipitarse en la tubería de producción, en las perforaciones y/o en la formación (Fig. N° 2).

Los scales pueden formarse cuando se mezclan aguas incompatibles con el de la formación (forman pequeños cristales), así por ejemplo el filtrado de algunos fluidos o en algunos casos el agua de inyección misma que se emplea en procesos de recuperación secundaria.

Existen diversos tipos de scales y su disolución depende de su mineralogía. Los scales más comunes son:

- **Scales de carbonatos** ($CaCO_3$ y $FeCO_3$).

El carbonato de calcio ($CaCO_3$) es el más común y ocurre en reservorios ricos en iones de calcio y carbonatos y/o bicarbonatos . El ácido clorhídrico disuelve fácilmente éstos scales.

- **Scales de sulfatos** ($CaSO_4$, $BaSO_4$, $SrSO_4$)

Los scales de sulfatos ocurren principalmente como yeso ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) o anhidrita ($CaSO_4$), los menos conocidos, la baritina ($BaSO_4$) y el estroncianato ($SrSO_4$) son los más difíciles de remover, pero su ocurrencia es más predecible .

El EDTA (Etildiamino Tetracético Acido) disuelve rápidamente el sulfato de calcio; los sulfatos de bario y de estroncio también pueden ser disueltos con este producto, si la temperatura es elevada y los tiempos de contacto son suficientemente largos (212 °F y 24 horas mínimo).

La sal tetrasodio de EDTA es preferible debido a que el proceso de disolución es más grande en un alcalino débil. Otros secuestrantes fuertes de la misma familia también pueden ser usados, aunque existe una marcada diferencia con el EDTA.

- **Scales cloruros**

El más conocido es el cloruro de sodio ($NaCl$), éste es disuelto fácilmente con agua fresca o soluciones ácidas muy débiles (HCl , ácido acético).

- **Scale de fierro**

Entre los más conocidos tenemos el sulfuro férrico (FeS) y el óxido férrico ($Fe_2 O_3$); estos pueden ser disueltos por el ácido clorhídrico con agentes reductores y secuestrantes.

- **Scales de hidróxidos**

Los más importantes son el hidróxido de magnesio ($Mg(OH)_2$), el de calcio ($Ca(OH)_2$). El HCl remueve fácilmente estos scales.

2.2.4-DEPOSITOS ORGANICOS

Son depósitos de hidrocarburos pesados (Parafinas o asfaltenos) que generalmente se localizan en la tubería de producción, perforaciones y/o la formación (Fig. N° 2), estos compuestos orgánicos de alto peso molecular que se solidifican a relativamente bajas temperaturas ocasionan problemas en la producción de los pozos de petróleo, incrementando los costos de producción por disminución de la capacidad de flujo.

Aunque el mecanismo de formación de éstos depósitos orgánicos son numerosos y complejos, el principal es el cambio en la temperatura y la presión en la vecindad del pozo o cerca de éste durante la producción; aquí las fracciones pesadas del hidrocarburo que no se solubiliza en el petróleo empiezan a cristalizarse o en todo caso aumenta su viscosidad, lo que hace que su flujo (Producción) disminuya. Estos depósitos son resolubilizados con el uso de solventes orgánicos, principalmente los aromáticos. Agregando una pequeña cantidad de alcohol se logra disolver los asfaltenos.

2.2.5- SILTS Y ARCILLAS

Daño por silts (fango) y arcillas incluye la invasión de la permeabilidad del reservorio por el lodo de perforación y el hinchamiento y/o

migración de finos de la formación. El daño a la formación productiva como consecuencia de la migración de pequeñas partículas móviles (finos) dentro de ésta, es un problema que se observa con frecuencia en reservorios de areniscas.

Muchos factores pueden ser causa de la migración de finos, por ejemplo: la composición mineralógica, tamaño y distribución de los poros, viscosidad de los fluidos líquidos, caudal de producción y las alteraciones químicas producto de los filtrados originados en la perforación y completación de los pozos.

Las arcillas u otros sólidos de la perforación, cementación y de los fluidos de completación/repación de pozos, pueden invadir la formación cuando éstas partículas son más pequeñas que los espacios porales, sobre todo si por un diferencial de presión el rate de flujo a través de la zona invadida se incrementa, lo que forzará a estas partículas a introducirse y el taponamiento y reducción total de la permeabilidad puede ocurrir.

Cuando el filtrado base agua de la perforación, cementación y fluidos utilizados en la reparación de pozos (workover) invaden la porosidad del reservorio, ellos pueden perturbar el equilibrio entre las arcillas y el agua de formación. Esto normalmente se debe a un cambio en la salinidad y crea un desbalance de las fuerzas entre arcillas, derivando en el hinchamiento de algunas de ellas como es el caso de la esmectita o en la dispersión y migración de otras como es el caso de la caolinita e illita.

Durante la producción muchas partículas finas pueden migrar con los fluidos producidos y crear puentes cerca de la pared del pozo, en las

fracturas hidráulicas o en las profundidades de la formación, reduciendo la producción del pozo.

Este tipo de daño ocurre mayormente en formaciones de areniscas y su tratamiento generalmente se hace con sistemas ácidos que contenga ácido fluorhídrico (HF).

2.3- ESTIMULACION QUIMICA A FORMACIONES DE ARENISCAS

El objetivo principal de acidificar formaciones de areniscas es disolver los minerales que disminuyen o restringen la permeabilidad; esto es totalmente diferente a la acidificación de dolomitas o calizas, en las cuales lo que se busca es crear un medio de alta conductividad (canales) mediante la disolución del carbonato que conforma la formación para conectar fracturas saturadas de hidrocarburos (Fig. N° 10).

El grado y profundidad de formación puede variar gradualmente dependiendo del mecanismo del daño, parámetros de formación tal como permeabilidad, y también del contenido y tipo de arcillas.

El daño por arcillas es generalmente el resultado de una combinación de dos procesos: Un proceso de daño es debido a imbibición de agua entre los cristales de arcillas que resulta en hinchamiento de la arcilla, otro proceso de daño puede ocurrir cuando algunas partículas sueltas de arcillas son transportadas en los fluidos directamente hacia los canales porosos de la formación, donde las arcillas pueden bloquear y llenar los poros.

Los yacimientos del Noroeste están conformados por formaciones de areniscas de muy baja permeabilidad (varian de 10 md. a menos) como

consecuencia de que en sus espacios porales se localizan componentes arcillosos y en menor proporción carbonatos, óxidos metálicos entre otros.

Las areniscas son generalmente tratadas con mezclas de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, a baja razón de inyección con el objeto de prevenir el fracturar la formación (Acidificación Matricial), esta mezcla, por su capacidad de disolver arcillas, también reacciona con algunos minerales naturales de las areniscas (sílica, feldespatos, materiales calcáreos, etc)

El ácido fluorhídrico (HF) es el fluido más común que disuelve materiales arcillosos, Por ésta razón, todas las formulaciones usadas en la acidificación de matriz de areniscas o fracturas hidráulicas envuelven al ácido fluorhídrico como componente principal. El más común sistema ácido utilizado es el “ mud acid ”, una mezcla de ácidos fluorhídrico-clorhídrico en proporciones variables. Estas composiciones son preparadas tanto por formulaciones de disoluciones concentradas o por reacción de bifluoruro de amonio con ácido clorhídrico.

En la industria del petróleo se han diseñado diversos sistemas ácidos, en las cuales se hace uso del ácido fluorhídrico, los cuales sean desarrollado para solucionar problemas específicos, necesarios para lograr una mejor estimulación; así por ejemplo:

- * Retardar la velocidad de reacción del ácido fluorhídrico para alcanzar una penetración hacia la vecindad del pozo, especialmente en pozos de alta temperatura.
- * Evitar la precipitación de productos dañinos en la vecindad del pozo.

- * Estabilizar las partículas finas que componen los materiales cementantes, que de otro modo podrían causar mayor daño de formación si ellos son liberados de la roca, haciendo uso de algunos productos, tales como estabilizadores de arcillas.

Frecuentemente, todas las formulaciones ácidas, ya sea el "Mud Acid" ó uno de estos fluidos base ácido fluorhídrico (HF), son bombeados dentro de la formación siguiendo consideraciones de diseño.

El mecanismo básico de una acidificación debe ser conocida, pero la unión de estos fenómenos con condiciones tales como heterogeneidades del reservorio, minerales impuros ocurriendo naturalmente y distribución de minerales en el reservorio es extremadamente complicado. De allí que no existe un sistema único para acidificar areniscas y el seleccionamiento del fluido de tratamiento es un paso importante en el diseño del tratamiento. El proceso de seleccionar un fluido es complejo, debido a los muchos parámetros que envuelven, y cada parámetro puede variar considerablemente. Diversos fluidos pueden ser apropiados para un problema específico, pero algunos tienen ventajas sobre otros.

2.3.1-CRITEROS PARA LA SELECCION DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO

Para obtener una estimulación exitosa es importante conocer la magnitud y el tipo de daño, así como su localización y origen.

El daño es identificado por dos importantes parámetros, su composición y localización. Estos permiten determinar las características del fluido de tratamiento y la técnica para remover completamente el daño. La localización del daño es importante ya que el fluido de estimulación entra en

contacto con muchas otras sustancias (óxido de tubulares, carbonatos cementantes de la formación, etc.) antes de actuar sobre la zona dañada.

Una adecuada selección del fluido de tratamiento requiere del conocimiento mineralógico de la formación, sus propiedades petrofísicas, mecanismo de la formación del daño y condiciones del pozo.

Criterio Mineralógico.- Considera todas las reacciones perjudiciales o dañinas que pueden tener lugar cuando el fluido de tratamiento contacta con la roca, así tenemos la desconsolidación y colapso de la matriz, la liberación de finos o la formación de precipitados. Una formación es sensitiva si la reacción entre los minerales de la roca y un fluido dado crean daño en la formación.

Generalmente, los reservorios de areniscas, como es el caso del Lote IX están formados de una estructura de granos de silicatos, cuarzo, feldespato, chert y micas. Esta estructura granulométrica así, es la arena originalmente depositada, posteriormente se forman materiales cementantes (cuarzo secundario y carbonatos) entre los granos; y dentro del espacio poroso se depositan las arcillas.

El conocimiento de este tipo de estructuras es muy importante para la selección del sistema de estimulación química, el cual deberá disolver el material arcilloso que obtura los poros sin destruir el material cementante (Fig. N° 7).

Propiedades Petrofísicas. El estudio petrográfico ayuda a entender la respuesta de la roca a un tratamiento durante una prueba de flujo. Así tenemos:

- * solubilidad al HCl. La solubilidad de rocas en ácidos depende fundamentalmente de la mineralogía de la roca. Una prueba de solubilidad es normalmente utilizada para ver el contenido de carbonato en una roca.

Una arenisca con solubilidad al HCl mayor al 20%, debe ser tratada con un fluido que contenga una concentración limitada de HF, ya que este ácido al reaccionar con los carbonatos precipitaría como fluoruro de calcio, este inconveniente es solucionado utilizando un adecuado preflush de HCl o ácido acético evitando el contacto directo entre HF y el carbonato de la roca.

- * Contenido de arcillas. No sólo es importante conocer la cantidad de los diferentes tipos de arcilla que se encuentran dentro de la formación; sino principalmente su localización y forma en que están distribuidas en el espacio poral.

- * Permeabilidad. La permeabilidad es afectada por el tipo y extensión del daño.

Una formación de alta permeabilidad puede ser dañada por la invasión de partículas sólidas extrañas; mientras que una formación de baja permeabilidad puede ser mas sensitiva a la invasión de fluidos debido a los pequeños espacios porales.

Condiciones de pozo . La temperatura y presión del reservorio influyen en la acción del ácido. La temperatura afecta la eficiencia de los inhibidores de corrosión y a la velocidad de reacción. La presión del reservorio ayuda a la recuperación del ácido gastado, evitando de esta manera la generación de productos indeseables que generan daño al reservorio como resultado de la reacción del ácido.

3.- DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1.- DESCRIPCION GEOLOGICA

El Lote IX está conformado por los yacimientos de Algarroba, Cuesta, Leones, Batanes Norte y Batanes Sur pertenecientes a la cuenca petrolífera de Talara y cuya explotación data desde el año 1942, período en el cual se han perforado 103 pozos.

La secuencia estratigráfica del Lote IX abarca desde el Paleozoico hasta el reciente (Lámina N° 1).

El basamento está constituido por el grupo Amotape sobre el que descansa la secuencia Mesozoica compuesta por las formaciones Tablones y Redondo, sobreyaciendo la secuencia Cenozoica formada por las formaciones Mesa, San Cristobal, Mogollón, Cerro Tanque, Palegreda, Pariñas Inferior, Lutitas Talara, Areniscas Talara, Pozo, Verdún y sobreyaciendo luego el Cuaternario constituido por Tablazo y Aluvial.

Los principales reservorios desarrollados en el Lote IX son las formaciones Mogollón, Palegreda, y Pariñas Inferior. De todas éstas, la más explotada es la formación Pariñas Inferior, de la que nos ocuparemos en la presente tesis.

FORMACION PARIÑAS INFERIOR

Esta formación pertenece a la era Cenozoica, sistema terciario y Serie Eoceno Inferior; sobreyace a la formación Palegreda e infrayace en discordancia erosional a la formación Lutitas Talara (Lámina N° 1).

Litoestratigráficamente está definida por la presencia de areniscas gris clara de grano fino a medio, sobrerondeada, de regular a buena selección, con matriz arcillosa, friables y ligeramente calcárea. Su grosor varía de pozo a pozo por efecto de la discordancia Pre-Talara y por fallamiento y adelgazamiento de los estratos. Su valor máximo encontrado en el Lote IX es de 400 pies y corresponde al pozo 7367.

En la formación Pariñas Inferior se ha identificado 04 unidades que han sido definidas como horizontes, basado en sus características litológicas, petrofísicas y electrográficas (Lámina N° 2).

HORIZONTE "A" . Litológicamente formado por arenisca gris clara a blanco, de grano fino con inclusiones de grano grueso, duras y calcáreas y presenta fluorescencia en las muestras de recortes de perforación.

Esta se encuentra presente en todos los yacimientos del Lote IX, y su ausencia es sólo por efecto del fallamiento normal.

Los mayores grosores lo alcanza hacia el Norte y se adelgaza hacia el Sur del Lote (Yacimientos Batanes Norte y Sur). En el yacimiento Leones presenta mayor cantidad de estratos lutáceos, disminuyendo éstos hacia los yacimientos de Cuesta, Algarroba y Batanes Norte. En el MAPA N° I se muestra la variación de arena neta de este horizonte.

Los parámetros petrofísicos de este horizonte, determinado en base a análisis de núcleos (Pozo 6499) y correlaciones alcanzan los siguientes valores: Porosidad de 4.3 a 12.5% y la permeabilidad mayor de 10 md hasta 100 md.

HORIZONTE " B ". Litológicamente está conformado por arenisca gris clara, de grano medio, en parte de grano fino y ocasionalmente con grano grueso; es dura y calcárea hacia la parte central del Lote y de escasa calcita hacia el Sur Este. En los recortes de broca presenta muy buena fluorescencia y fuerte olor a petróleo.

Es el horizonte más continuo en el Lote IX y de buena correlación litoestratigráfica; su ausencia es solo por efecto de fallamiento normal. En los yacimientos Batanes Norte, Cuesta y Algarroba es predominantemente arenoso y limpio, con buena porosidad y permeabilidad; estas características disminuyen hacia el yacimiento Batanes Sur.

Las características petrofísicas se determinaron en función del análisis de núcleos tomados en los pozos X18 y X1. La porosidad promedio en el área es de 22% y la permeabilidad varía verticalmente desde valores promedios en la base de 83 md; de 36 a 15 md en la parte intermedia y 68 md en el tope.

En el MAPA N° II se presenta la variación de arena neta de este horizonte.

HORIZONTE " C ". Está conformado de arenisca gris verdosa, clara, cuya granulometría va de conglomerádica a limolítica, dura y calcárea. Este horizonte se caracteriza por tener alto porcentaje de matriz arcillosa (caolinita e illita) y presentar buena fluorescencia en las secuencias inferiores.

Se encuentra presente en todo el Lote IX, con sus mayores características de porosidad y permeabilidad en el yacimiento Cuesta, disminuyendo hacia el yacimiento Batanes Norte.

Hacia el yacimiento Batanes Sur se hace mas arcillosa disminuyendo su permeabilidad y porosidad; esto es mas acentuado hacia el Oeste en el yacimiento Leones donde aumenta las facies arcillosas.

En promedio la porosidad en la base de este horizonte varia de 21 a 25%, disminuyendo hacia el tope a 15%; en lo que respecta a la permeabilidad ésta alcanza valores promedios de 40 md en la base, disminuyendo hacia el tope a 12 md.

En el mapa III se presenta la variación de arena neta del horizonte

HORIZONTE " D " . Compuesto por areniscas gris a gris verdosas de grano fino a medio, moderadamente friables a duras, algo calcáreas, regular selección de grano subanguloso, con matriz arcillosa e intercaladas con capas de lutitas grises.

En el área se encuentra presente en forma discontinua por efecto de la discordancia erosional Pre-Talara y por el fallamiento normal.

Geológicamente constituye el horizonte de menor calidad como roca reservorio.

MODELO ESTRUCTURAL DE LA FORMACION PARIÑAS INFERIOR-LOTE IX

Estructuralmente el Lote IX está constituido por cuatro bloques principales desarrollados (Algarroba, Cuesta, Leones, Batanes Norte y Batanes Sur) y bloques de extensión (Esperanza y "3845"), delimitados por fallas normales mayores tales como: Falla Zorro, "3621", Cuesta Sur, Cuesta Norte, Leones Sur y Leones Norte. Internamente los bloques principales están seccionados por fallas normales menores de dos tipos, falla Pre-talara y falla Post-talara, que forman sub-bloques estructurales.

En el MAPA N° IV se muestra la estructura en el tope de la formación Pariñas Inferior.

DESCRIPCION GEOLOGICA DE LA FORMACION MOGOLLON.

La formación Mogollón se divide en tres miembros:

MOGOLLON SUPERIOR; Que comprende el chorro superior; conformada principalmente por conglomerados y areniscas blancas a grises de Cuarzo hialino blanco verdoso de grano medio a grueso, intercalado con estratos delgados de lutitas. El chorro inferior; constituido mayormente por areniscas de grano medio grueso y de color gris claro, en conformación de conglomerados de Cuarzo Intercalados con aislados estratos de lutitas abigarradas. El Fuente; formado por areniscas grises, de grano medio a grueso y conglomerado de Cuarzo semilechoso, este miembro presenta intercalaciones delgadas de Lutitas abigarradas, suaves, firmes, masivas no calcáreas.

MOGOLLON INTERMEDIO; Constituida únicamente por lutitas grises, oscuras.

MOGOLLON INFERIOR; Constituida mayormente por areniscas de Cuarzo de grano medio grueso y de color gris claro, también presenta intercalaciones de lutitas abigarradas.

3.2- HISTORIA PRODUCTIVA DEL CAMPO

El conocimiento en detalle del proceso seguido durante la vida del pozo fue necesario e importante para determinar la incidencia de cada uno de ellos en el comportamiento productivo del pozo y principalmente en la generación de daño a la formación.

Para esto también se realizaron análisis de recortes, análisis de fluidos (Tablas N° 4, 5 y 6).

Para iniciar estos análisis fue necesario reconstruir y muchas veces interpretar la escasa información existente para cada uno de los pozos perforados en el Lote IX.

3.2.1- PERFORACION Y CEMENTACION DE LOS POZOS .

En los yacimientos del Lote IX, tanto en la perforación como en la cementación de los pozos, se utilizaron diversas tecnologías.

En lo que respecta a la perforación, según la Tabla N° 1, muy pocos fueron los pozos que se perforaron con lodo base aceite, la gran mayoría se perforó con lodo base agua, cuyo filtrado genera daño a la formación.

En la misma Tabla se observa también que las densidades de los lodos superan la densidad del agua (8.33 Lb/Gal) y en la mayoría de los casos con amplio margen, no habiéndose registrado entrada de gas que justifique el incremento de la densidad del lodo; esto significa que la

perforación de los pozos del Lote IX han sido perforados con desbalance positivo, y tomando en consideración la baja gradiente de reservorio (0.3 Psi/pie) de las formaciones productivas, la magnitud del desbalance es apreciable, por lo tanto, existe la probabilidad de que los materiales finos presentes en el lodo de perforación (bentonita, baritina, arcillas de formación) hayan taponado los espacios porosos de las formaciones restringiendo el flujo de los fluidos y constituyendo una fuente potencial para la migración de finos.

Existe dos casos extremos de pozos perforados con alto peso de lodo, el 3975 y 4830 Algarroba, que fue necesario para controlar la intrusión de agua a alta presión, registrada durante la perforación del miembro Paleozoico. El daño de la formación suprayacente Pariñas Inferior de estos pozos, aún no puestas a producción, debe ser mas severo. Actualmente la reactivación de estos pozos está en proceso de evaluación.

En lo que respecta a la cementación, tal como se muestra en la TABLA N° 2, existen dos grupos de pozos; uno que se refiere a pozos completados con lana ranurada y el otro a pozos completados con casing cementado.

En el primer grupo el daño por el filtrado de las lechadas no existe ya que las lanas no fueron cementadas; en cambio en el grupo de pozos con casing cementado, no obstante la falta de información de la mayoría de pozos respecto a las características de las mezclas de cemento, así como del lavador y espaciador, es de suponer que se haya creado un daño de magnitud desconocida por el filtrado de estos fluidos, sobre todo si se toma en cuenta que la mayor cantidad de los pozos del Lote IX

fueron perforados cuando la tecnología de cementación en lo que respecta al control del filtrado no estaba bien desarrollado.

Entre los años 1947 y 1949 se realizaron los primeros trabajos de estimulación, que generalmente consistían en explosiones de cargas de nitroglicerina, el propósito era incrementar el diámetro frente a la zona de interés y reducir la caída de presión en la vecindad del pozo.

A partir de 1954 los trabajos de estimulación se efectuaron mediante fracturamientos hidráulicos por etapas, utilizando petróleo crudo en la mayoría de los casos.

3.2.2- COMPLETACION Y ESTIMULACION DE LOS POZOS

Tal como se mencionó en el rubro anterior, en el Lote IX existen dos grupos de pozos (Tabla N° 2):

Completados con lina ranurada (20 pozos)

Completados con casing cementado (66 pozos)

Los pozos completados con lina ranurada (Fig. N° 11) fueron perforados en dos tramos principales; el primero perforado hasta el tope superior de la formación productiva Pariñas Inferior y cubierto con casing cementado de 6 5/8".

El segundo tramo se perfora hasta la profundidad recomendada usando el mismo lodo; luego se baja la lina ranurada de 5"φ, se desplaza el lodo del pozo con agua tratada o petróleo crudo, se baja el equipo de levantamiento artificial y se deja en producción el pozo.

En algunos pozos tal como se muestra en la Tabla N° 2, antes de bajar el equipo de producción artificial se estimulaba el pozo haciendo detonar cargas de TNT (Nitroshot) frente a las zonas de mayor interés.

En este sistema de completación, el daño causado por el lodo de perforación debe ser mínimo por el corto período que la formación productiva estuvo expuesta a este fluido.

Un procedimiento óptimo hubiera sido (no existe reportes) acondicionar el lodo libre de sólidos y baja pérdida de fluido y densidad mínima, antes de iniciar la perforación del segundo tramo.

Los pozos completados con casing cementado (Fig. N° 12) son aquellos donde el hueco de producción fue cubierto con casing y el anular rellenado con mezclas de cemento.

La completación inicial considera la puesta en producción del pozo, la misma que se hizo después de punzonar y fracturar hidráulicamente los horizontes productivos, es decir, se estableció la conexión de la formación con el pozo mediante una fractura de alta conductividad comparada con la de la formación.

Estimulación. Inicialmente la estimulación de los pozos del Lote IX se había efectuado mediante dos técnicas:

- * Detonación de cargas TNT (Nitroshot)

- * Fracturamientos hidráulicos con arena.

El Nitroshot consistía en bajar una determinada cantidad de carga explosiva (TNT) dentro del pozo y se hacía detonar frente a la zona a estimular. Este método es antiguo y parece haberse aplicado sólo en esta zona, ya que no existe información que explique la mecánica y magnitud de la estimulación lograda.

En nuestra opinión con este método se lograba por efecto de las ondas expansivas, remover y reubicar las partículas más inestables (arcillas) localizadas dentro del espacio poroso, en un lugar que facilite el flujo de los fluidos; lo más probable es que se hayan localizados en el fondo de los poros por efecto de la gravedad.

Este tipo de estimulación generalmente se empleó en los pozos completados con lana ranurada, y para poder efectuarla se tenía que sacar previamente la lana. Muchas veces la detonación generaba derrumbes en el pozo, lo que obligaba a efectuar la limpieza de estos para poder bajar nuevamente la lana, desafortunadamente la limpieza se efectuaba circulando fluido de forros (anular) a tubos, y para poder contrarrestar el efecto de la baja presión del reservorio y lograr la limpieza del pozo, la circulación se realizaba a altas tasas, registrándose en casi todos los trabajos pérdida hacia la formación de apreciables volúmenes de fluido usado.

El flujo descontrolado en el medio poroso, tal como se explica en la parte 2.3.1 del presente trabajo genera el acarreo de finos inestables. Para el caso del fracturamiento hidráulico, donde el acarreo inicial por efecto del flujo del fluido de estimulación, es hacia la formación, si bien es cierto que alejaría los finos de la boca del pozo, esto no puede entenderse como una estimulación, ya que mientras, los finos continúan sueltos en la formación, en un corto período de tiempo regresarían hacia la boca del pozo, dañando severamente la formación.

El fracturamiento hidráulico, se hizo tanto a pozos completados con lina ranurada como a los pozos completados con casing cementado. El sistema más aplicado fue el Sand Oil Frac, que usaba al petróleo crudo como fluido de tratamiento y a la arena como agente de sostén. En algunos pozos más recientes se usó el nitrógeno mezclado con agua o petróleo (espuma) como fluido de tratamiento.

La conclusión más importante que se desprende del análisis efectuado a los trabajos de fracturamiento realizados en el Lote IX, es la pobreza de su efectividad como estimulación al reservorio.

Esta deficiencia que abarca a la gran mayoría de los pozos, es atribuible al poco desarrollo tecnológico alcanzado por esta técnica de estimulación en esos tiempos y a las limitaciones mecánicas que muchas veces presentaba los pozos (lina ranurada).

La pobreza de la estimulación se resume a la poca cantidad de agente de sostén colocado en la fractura y a la alta probabilidad de haberse dejado cuerpos productivos sin estimular, como consecuencia de no haber tenido un adecuado control mecánico dentro del pozo que permitiera orientar el fracturamiento a las zonas que se desea estimular. En los pozos con lina ranurada por ejemplo, para efectuar el fracturamiento se extraía la lina y el tratamiento se efectuaba en una sola etapa a toda la formación Pariñas (hueco abierto), la cual como se indica en la descripción geológica esta conformada hasta por cuatro horizontes productivos, cada uno de ellos con características de reservorio y de gradiente de fractura diferentes.

En estas condiciones y tomando en cuenta los bajos rates de inyección que se emplearon en estos fracturamientos, es muy probable que el

horizonte con baja gradiente de fractura sea el que haya recepcionado toda o gran parte de la estimulación (Fig. N° 13).

Este mismo fenómeno se ha dado en pozos completados con casing cementado, en los cuales se punzonaban con alta densidad de disparos todos o gran número de los horizontes productivos, efectuándose el fracturamiento a todo el intervalo punzado en una sola etapa, y en algunos casos se utilizaba bolitas sellantes como material divergente para tratar de estimular la mayor cantidad de horizontes.

En este último sistema de estimulación, el diseño de cada subetapa requiere el conocimiento en detalle de parámetros como gradiente de fractura, permeabilidad, espesor del horizonte y rate de inyección, etc., los cuales deben de conjugarse para lograr la estimulación deseada, caso contrario esta no será debidamente controlada, dando lugar muchas veces a la reestimulación del mismo horizonte (Fig. N° 14).

Otro aspecto importante que tiene incidencia en los resultados de la estimulación hidráulica son los trabajos de limpieza de arena después del fracturamiento; estos se efectuaban mediante circulación de petróleo crudo proveniente de los tanques de producción que mayormente estaban contaminados con agua de formación y sólidos del medio ambiente arrastrados por los vientos. Otro punto de contaminación de este fluido eran las tinas de circulación de las unidades de servicio de pozos, las cuales son abiertas y generalmente contienen impurezas en su fondo (desechos de arena de frac, emulsión, etc.) y que son inyectados a los pozos durante la circulación para limpiar arena.

Finalmente, después de la estimulación hidráulica el pozo queda presurizado y es puesto a producción con estrangulador de

diámetro pequeño para evitar la descompresión brusca del reservorio; esto es teóricamente aconsejable, sin embargo la experiencia de campo nos indica que en la práctica no se da estas condiciones, pues es sabido que tan pronto es puesto a producción el pozo, la arena que quedó dentro del pozo es sacada a superficie por el fluido y en su paso a través del estrangulador lo erosiona, aumentando desproporcionadamente el diámetro, provocando de esa manera un flujo descontrolado del fluido del reservorio hacia el pozo.

3.2.3 - COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS. Como ya se dijo anteriormente, el comportamiento productivo es el reflejo de lo que haya pasado en el pozo.

En las curvas de producción de los pozos del Lote IX se aprecia tres comportamientos bien definidos (Fig. N° 15), cuyos resultados o consecuencia se intenta explicar en el presente trabajo de Tesis.

Un tipo de comportamiento que lo hemos denominado "Líneal", refleja una declinación suave (disminución de un 30 % de su producción inicial) y casi constante de la curva de producción, y se observa en pozos en cuya completación inicial no se efectuó estimulaciones con fracturamiento hidráulico. Corresponde a este tipo los pozos completados con lana ranurada.

El otro tipo de comportamiento denominado "Hiperbólico", corresponde a una declinación hiperbólica, brusca (disminución de un 60% a 70%) en su inicio para luego continuar con una tendencia lineal, este tipo de comportamiento se aprecia después de un fracturamiento hidráulico (Fig. N° 15).

El tercer comportamiento observado es el de "Agotamiento" y se aprecia en los últimos años de producción, la característica principal es, períodos de producción con acentuadas declinaciones, intercalados con períodos de parada; ello evidentemente refleja el grado de agotamiento de las reservas. Por otra parte se tiene el comportamiento típico de la curva de producción cuando son afectadas por valores altos de GOR (disminución de la producción de líquido), o por intrusión de agua incrustante (disminución drástica de la producción), cuyas explicaciones desde el punto de vista de Ingeniería es muy conocida.

3.3 - PRUEBAS DE LABORATORIO

Durante la ejecución del presente trabajo de Tesis se realizaron las siguientes pruebas de laboratorio, necesarios para completar el análisis del presente trabajo.

3.3.1- ANALISIS MINERALOGICO. Con el propósito de conocer la estructura de la roca de la formación Pariñas Inferior y entender su implicancia en la vida productiva del pozo, se realizaron los análisis mineralógicos a muestras de cuttings provenientes de los cuerpos A, B, C y D de esta formación.

El resumen de éstos análisis se muestran en la Tabla N° 4, en la cual se puede apreciar la presencia de un considerable porcentaje de arcillas migratorias como la caolinita (4 - 6.67%) y esmectita (5 - 8.5%).

Dado que este tipo de análisis se efectúa en laboratorios de limitada disponibilidad, sólo fue posible estudiar las muestras de 7 pozos localizados en su mayor parte en el yacimiento Batanes Norte, lo

que ha dificultado establecer correlación con los demás yacimientos. Sin embargo con la información disponible se ha elaborado mapas de distribución de estas arcillas en los horizontes que conforman la formación Pariñas Inferior, observándose que la arcilla clorita tiene mayor presencia en cuanto a distribución, seguida de la esmectita, caolinita (MAPAS V, VI y VII).

3.3.2 - ANÁLISIS DE FLUIDOS Y PROPIEDADES DEL RESERVORIO

(.) Se analizaron muestras de agua de 14 pozos.

El resumen de estas pruebas se muestran en la Tabla N° 5.

La conclusión más importante que se obtiene de estos análisis es que el agua de formación no tiene tendencia incrustante; en consecuencia la formación de carbonatos en el fondo del pozo es poco probable.

(.) Se analizaron muestras de crudo de 46 pozos. Según los resultados, el crudo del yacimiento Algarroba tiene una viscosidad promedio de 15 Cps a 104°F, Batanes y Cuesta 6 Cps y Leones 30 Cps; así mismo el yacimiento Algarroba registra mayor presencia de asfaltenos.

Una apreciación importante se desprende del análisis de éstos resultados. Si tomamos en cuenta que la viscosidad del petróleo aumenta con la disminución de la temperatura; es el conocimiento de la temperatura de los fluidos de inyección o estimulación, para de esta forma no generar precipitados que

podrían ocasionar problemas operacionales, tanto en los equipos de subsuelo como en la formación misma.

- (.) En la Tabla N° 6 se resumen los valores de energía y de los principales parámetros petrofísicos de la formación Pariñas Inferior, obtenidos del análisis y correlación de pruebas de presión y registros eléctricos tomados durante la ejecución de trabajos en el Lote IX.

3.3.3 - ENSAYOS QUIMICOS EN CORES

Se analizó los posibles efectos sobre la formación Pariñas Inferior, de los diferentes fluidos que generalmente se emplean en una estimulación química: para ello se realizó las pruebas de sensibilidad al agua y la simulación de una estimulación química, realizada en cores del pozo X1 Batanes.

- (.) **Sensibilidad al agua.**- En esta prueba se trata de observar el efecto que tiene el agua dulce (destilada) que sirve de base para la preparación del sistema ácido, sobre la permeabilidad de la formación, debido a la presencia de partículas finas o al hinchamiento de las arcillas, al desarrollarse las reacciones coloidales entre el agua destilada y los minerales arcillosos.

En el ensayo se inyectaron secuencialmente al core, diez volúmenes porales (cantidad de fluido necesario para saturar el núcleo) de solución KCl al 2%, quince volúmenes porales de agua destilada y finalmente diez volúmenes porales de KCl al 2%.

Los resultados se muestran en la Fig. N° 16, donde se grafica la permeabilidad versus el volumen poral. En ella se aprecia una disminución mínima de la permeabilidad al inyectarse la solución salada KCl al 2%, debido a que está controlando temporalmente los efectos coloidales. Sin embargo, al inyectarse el agua destilada este efecto no existe y la permeabilidad disminuye hasta en un 40% y esta no se recupera al inyectarse posteriormente la solución KCl al 2%.

De ésta observación se desprende la necesidad de usar en estos casos un inhibidor permanente de arcillas, que han sido desarrollados en la Industria del Petróleo; con lo cual el daño por hinchamiento de arcillas se minimizarían.

(.) **Estimulación Química.** - Se probó el sistema HCl - HF base ácido fluobórico de acción retardada y baja temperatura.

La secuencia del tratamiento fue:

- Solución acuosa 2% KCl.
- Sistema HCl 7.5% + aditivos.
- Sistema 6% HCl - 1.5% HF + aditivos, de acción violenta.
- Espaciador 3% NH_4Cl + Surfactante.
- Sistema 6% HCl - 1.5% HF base ácido fluobórico de acción retardada + aditivos.
- Espaciador 3% NH_4Cl + Surfactantes.
- Solución acuosa 2% KCl.
- Agua destilada.
- solución acuosa 2% KCl.

La solución acuosa 2% KCl y el agua destilada no forman parte del tratamiento sino que se emplearon para medir la permeabilidad antes y después del tratamiento.

Después de la inyección del sistema HCl-HF base ácido Fluobórico, se dejó el núcleo por 5 horas para que actuara el ácido (de acción retardada).

Los resultados se muestran en la Fig. N° 17, donde también se grafica la permeabilidad versus el volumen poral de los diferentes fluidos empleados.

En ésta se observa incrementos de la permeabilidad durante el tratamiento, para al final estabilizarse en valores dos veces mayor al valor inicial, lo que demuestra la existencia de material arcilloso en los espacios porales, así como la efectividad del sistema HCl-HF base ácido Fluobórico, el que no solo ha mejorado la permeabilidad, sino que a estabilizado el sistema poral (si se compara la etapa final de las Figs. N° 16 y 17).

3.4 - TRABAJOS DE CAMPO

Como parte del trabajo de Tesis se efectuaron algunos trabajos de estimulación química a la formación Pariñas Inferior, cuyos resultados complementan el análisis del presente trabajo.

3.4.1.- ESTIMULACIONES QUÍMICAS

Las Estimulaciones Químicas (Lavados ácidos y acidificaciones matriciales). Como tratamientos pueden resolver muchos problemas de producción, la técnica de estimulación depende principalmente de las características mineralógicas de las formaciones y las características de los fluidos de los reservorios.

- (.) **Lavados ácidos.-** Operación que se aplica para remover incrustaciones en las paredes del pozo y en las perforaciones. En algunos casos se aplicaron pequeños volúmenes de HCl sólo y en otros casos se utilizó el sistema HCl-Solvente mutal (Tabla N° 9).

Como resultado promedio se obtuvo mejoras en el aporte productivo de los pozos, lográndose mejores resultados en los pozos tratados con el sistema HCl - Solvente mutal, lo cual evidencia la presencia de depósitos orgánicos o mezclas con depósitos inorgánicos (Tabla N° 3).

- (.) **Acidificación Matricial.-** Tratamiento de inyección de un ácido dentro de la porosidad de la formación, a una presión inferior a la presión de fractura. En un caso se utilizó el sistema ácido HCl-HF de reacción violenta y en el otro caso se utilizó el sistema ácido HCl-HF de reacción retardada con fusiónamiento de las arcillas migratorias en los granos porales.

Mezclas de HCl-HF para tratar formaciones de areniscas es un método importante para incrementar la productividad de los pozos de petróleo. La mezcla de ácidos Clorhídrico-Fluorhídrico con adición de inhibidores y

agentes penetrantes tienen propiedades de baja tensión superficial, lo que ayuda a formaciones que han estado expuestas a invasión de lodos o que contienen arcillas sensitivas al agua, la mezcla se elabora de tal manera que ayude a disolver y remover minerales de la formación, además de que el HF tiene una acción disolvente sobre sílice y silicatos que se encuentran naturalmente en las arcillas, limos, pizarras y arena, si se gasta el contenido de HF sobre exceso de minerales arcillosos, el HCl adicional presente ayudará a encoger cualquier arcilla con la que se ponga en contacto.

En las mezclas de HF-HCl se limita la concentración de Acido Fluorhídrico para de esta manera prevenir o minimizar la precipitación de subproductos.

4. - EVALUACION DE RESULTADOS

Basado en los análisis realizados (Tablas N° 4, 5), las observaciones técnico operativas en la ejecución de los trabajos de campo (Tratamientos Matriciales en formaciones fracturadas) y el análisis de los resultados; se alcanza los siguientes comentarios sobre los métodos de estimulación ácida complementario al fracturamiento hidráulico.

- (.) Incrementa las reservas recuperables al mejorar la interconexión de los espacios porosos (permeabilidad) de la formación por disolución de materiales arcillosos.
- (.) Restaura la permeabilidad de la fractura hidráulica por disolución de los finos migratorios, así como de los materiales incrustantes (carbonatos) que se encuentran en los punzados y paredes del pozo.
- (.) La limpieza de finos es de pozo hacia la formación e incluso los finos remanentes pueden ser fusionados contra los granos de los poros.

- (.) El diseño de tratamiento, así como los aditivos empleados en el fluido de estimulación debe ser realizado tomando en consideración parámetros y condiciones de pozo.
- (.) La energía del reservorio favorece la recuperación del ácido gastado, sin embargo, si la energía es baja, puede ayudársele con un fluido energizante (N_2).
- (.) El ácido gastado extraído se deposita en pozas especiales con el fin de evitar la contaminación del medio ambiente.

5. - ECONOMIA

En esta parte presentamos brevemente la evaluación económica de los trabajos de acidificación matricial realizados.

Para ello se han considerado las siguientes variables:

A) INVERSION

Se ha considerado como inversiones a los gastos efectuados para realizar el trabajo, tales como: Servicio de pozos, Cia Servicios, productos.

El monto total se ha calculado para cada trabajo y se puede observar en las Tablas N° 7, 8, 10 y 11.

B) RESERVAS

Para propósitos de la evaluación económica, se ha considerado únicamente las reservas incrementales a obtener por efectos del trabajo.

Esto se puede observar en las Figs. N° 18 y 19.

C) **PARAMETROS ECONOMICOS**

Los parámetros económicos utilizados son:

Retribución	:	12 US \$ Bbl
Gasto Operativo	:	4 US \$ Bbl
Impuesto	:	30%
Tasa de descuento	:	15%

D) **RESULTADOS**

Los resultados que se obtienen son:

POZO Z1 - LEONES

Reservas Adicionales	:	3.86 MBls
Inversión	:	19.78 M\$
VAN (MUS\$)	:	3.10
TIR	:	35%
PAY OUT	:	2.5 años

COMENTARIOS

La estimulación realizada ha resultado rentable tal como lo indican los valores del VAN, TIR y PAY OUT. Respecto a los costos cabe mencionar que previo al trabajo de acidificación se realizó trabajo de rebaleo (30 shots) con un costo de \$ 2190.00 y registros (N-CCL), la acidificación matricial se realizó con los servicios de Coiled Tubing con un costo de \$ 5,149.23.

El trabajo matricial en el intervalo Pariñas inferior (1980' - 1790') se realizó con un volumen de ácido apropiadamente diseñado (HCl-HF) y la limpieza efectiva de este pozo cabe anotar, se realizó con circulación de nitrógeno N₂ en el tiempo más breve posible para la recuperación del ácido gastado con el fin de no generar daño por acidificación.

POZO X2 - BATANES

Reservas Adicionales	:	1.57 MBls
Inversión	:	16.49 M\$
VAN (MUS\$)	:	(4.40)
TIR	:	NR
PAY OUT	:	IRRECUPERABLE

COMENTARIOS

La estimulación realizada no ha resultado rentable posiblemente por los precipitados insolubles que pudieron generarse al no haberse recuperado el ácido gastado en el tiempo prudencial (equipo de suabeo retrasado) y al inefectivo control del rate adecuado, La acidificación matricial se realizó con la válvula de circular cerrada y anular abierto; se hizo uso también de 90 bolas RCNB 7/8" (bolas sellantes) cuyo costo fue de \$ 298.80.

Los servicios del equipo de acidificación fueron \$ 5,053.98. Si bien los costos de los 4500 galones de ácido fueron \$ 7950.00 en total la inversión fue 16.49 M\$, resultando en menor proporción que el pozo Z1-LEONES.

E) De las tablas N° 12 y 13 se ha obtenido las siguientes estadísticas:

ACELERACION DE RESERVAS	(%)	INCREMENTO DE RESERVAS	(%)	PERDIDA DE RESERVAS	(%)
Fm. Mogollón	61	Fm. Mogollón	58	Fm. Mogollón	55
Fm. San Cristóbal	16	Fm. San Cristóbal	25	Fm. Arenas Perú	33
Fm. Echino	9	Fm. Basal Salina	8.5	Fm. Echino	12
Fm. Basal Salina	7	Fm. Echino	8.5		
Fm. Amotape	2.8				
Fm. Helico	2.8				
Fm. Ostrea	1.4				

Del total de pozos analizados el 79% acelera Reservas, en la Fig. N° 20 se muestra un ejemplo típico de este comportamiento; 12% a permitido incremento de Reservas, en la Fig. N° 21 se muestra un ejemplo típico de este comportamiento y 9% originó pérdida de Reservas, en la Fig. N° 22 se muestra un ejemplo típico de este comportamiento.

Del cuadro anterior se observa que las formaciones Mogollón y Echino han presentado resultados similares en aceleración, incremento y pérdida de reservas.

Las formaciones San Cristobal y Basal Salina han presentado los mejores resultados, ya que no presentan pérdida de reservas. El resto de formaciones es difícil de llegar a una conclusión debido a la poca cantidad de trabajos realizados.

La distribución según yacimientos correspondientes a cada formación es la siguiente:

ACELERACION DE RESERVAS :

- Fm. Mogollón del yacimiento Taiman 21 pozos, Peña Negra 11, Reventones 8, Ballena 3, Verde 2, Organos 2, Organos Patria 1, Organos Sur 11.
- Fm. San Cristóbal del yacimiento Reventones 11 pozos, Peña Negra 1, Taiman 1.
- Fm. Basal Salina del yacimiento Reventones 11 pozos, Taiman 1.
- Fm. Echino del yacimiento Merina 5 pozos, zapotal 1, Reventones 1, Taiman 1.
- Fm. Amotape del yacimiento Laguna 3 pozos.
- Fm. Helico del yacimiento Peña Negra 2 pozos.

INCREMENTO DE RESERVAS :

- Fm. Mogollón del yacimiento Taiman 4 pozos, Reventones 1, Peña Negra 1, Verde 1 Pozo.
- Fm. San Cristóbal del yacimiento Reventones 3 pozos.
- Fm. Basal Salina del yacimiento Reventones 1 pozo.
- Fm. Echino del yacimiento Merina 1 pozo.

PERDIDA DE RESERVAS :

- Fm. Mogollón del yacimiento Taiman 2 pozos, Peña Negra 1, Org. Sur 1, Verde 1 Pozo.
- Fm. Arenas Perú del yacimiento Coyonitas 3 pozos y;
- Fm. Echino del yacimiento Merina 1 pozo.

CONCLUSIONES

1. - Las estimulaciones químicas (Lavados ácidos y matriciales) resuelven muchos problemas de producción, éstas deben aplicarse luego de diversos análisis (Composición mineralógica, fluidos, etc.) para obtener resultados exitosos.
2. - La determinación de los porcentajes de arcillas en los cuerpos A, B, y C de la Formación Pariñas Inferior (Mapas V, VI y VII) permiten dosificar el cálculo de volumen de ácido a inyectarse, además del tipo de arcilla a tratarse.
3. - Los reservorios del Lote IX tienen similitud en su composición mineralógica, variando en su porcentaje.

La formación Pariñas Inferior del Lote IX, materia del presente trabajo de tesis, está conformado por cuerpos arenosos (A, B, C y D), cuya composición mineralógica es

MATERIAL	% En Volumen			
	A	B	C	D
Cuarzo	47	44	46	48
Calcita	5	3-17	3-15	9
Muscovita	4	5	4	4
Feldespatos				
Albita	5.3	6.14	5.3	7
Anortita	8.33	8.67	10	12
Microlina	2	3.75	2.4	--
Total	15.63	18.56	17.7	19
Arcillas				
Clorita	5.7	5.4	5.7	4
Caolinita	6.67	5.71	6.14	4
Esmectita	8.5	6.43	7.29	5
Total	20.87	17.54	19.13	13
Oxido Fierro				
Magnetita	2.67	3.14	2.86	3
Akagenita	3.50	3.00	3.14	2
Anhidrita	3.00	2.86	2.50	2
Total	9.17	9.00	8.50	7

De éstos resultados y que puede ser extensivo a los demás reservorios del Noroeste, es la presencia de un alto porcentaje de arcillas (13 - 20.87%) en el espacio poroso.

4. - Al efecto natural de las arcillas sobre la permeabilidad de las formaciones, agregamos la presencia de arcillas frágiles e inestables como la caolinita, illita (no encontrada en la formación Pariñas) y esmectita en volúmenes apreciables (4 - 6.67, 6 y 5 - 8.5%, respectivamente),

5. - En los reservorios del Lote IX, la presencia de arcillas frágiles e inestables, constituyen un serio problema de daño por migración de finos, lo cual no sólo altera el comportamiento productivo del pozo por disminución de la permeabilidad de la formación o de la fractura hidráulica, sino que incluso puede significar la pérdida de reservas, si los finos migratorios llegan a taponar completamente los canales de flujo de uno o más cuerpos arenosos.

6. - La remoción o disolución de estos finos arcillosos presentes en los espacios porosos de la formación y/o de la fractura hidráulica, debe ser un método de estimulación complementario al fracturamiento hidráulico, pues con ello se consigue:
 - (.) Acelerar la recuperación de las reservas al restaurarse la permeabilidad original de la fractura hidráulica y/o de la formación, obteniéndose un incremento en la producción.

 - (.) Incrementar la producción y el factor de recuperación de los pozos mediante la restauración del flujo de todos los cuerpos arenosos puestos inicialmente a producción o mediante el mejoramiento de la permeabilidad original de la formación.

7. - Los análisis del agua producida por la formación Pariñas Inferior (Tabla N° 5) indican que ésta no es incrustante; por tanto, la probabilidad de formación de carbonatos en los punzados, en el equipo de producción de subsuelo es limitada.

La alta solubilidad al ácido clorhídrico (HCl 15%) registrada en los trabajos de campo se debe principalmente a la disolución parcial de la arcilla clorita, tal como se demuestra en las pruebas de solubilidad hechas a las muestras de los recortes de perforación (Tabla N° 4).

8. - La alta solubilidad que tienen los recortes de perforación (35 - 62 %) al sistema ácido HCl-HF (Tabla N° 4), muestra la efectividad de este sistema en la disolución de los materiales arcillosos presentes en las diferentes arenas productivas.

9. - La aplicación de las estimulaciones químicas después del fracturamiento hidráulico como un método para mejorar el comportamiento productivo de los pozos, no obstante efectuarse con una limitada rigurosidad técnica, los resultados productivos en reservorios con suficiente energía son alentadores.

En el presente Trabajo, se muestra esquemas prácticos que facilita la identificación del tipo de daño, así como su tratamiento (Fig. N° 8).

10. – Las estimulaciones químicas deben ser diseñadas de tal manera que solo el daño pueda ser removido. Así, el efectivo tratamiento de estimulación ácida debe ser tal que, solo reaccione con las arcillas que ocasionan el daño y no con la arena.

RECOMENDACIONES

1. - Las estimulaciones químicas (Tratamientos ácidos) en pozos petroleros, bajo un estricto control debe continuar aplicándose para mejorar el comportamiento productivo de éstos, es decir, la aceleración de la recuperación de reservas y/o incremento de éstas.

2. - La identificación de la causa y tipo probable de daño es el punto para definir la selección del tratamiento químico, para ello seguir el siguiente procedimiento:
 - a.- Estudiar el historial del pozo (perforación, cementación, fracturamiento, etc.), identificando las anomalías técnicas - operativas en cada una de las etapas.

 - b.- El agua de formación debe analizarse exhaustivamente para determinar su tendencia incrustante (carbonatos, sulfatos, etc).

 - c.- Analizar la composición del petróleo (Tabla N° 6) de la formación y determinar si a la temperatura de superficie, se generan precipitados de material parafínico o asfáltico. Se considera esta temperatura, porque durante el tratamiento la formación permanecerá continuamente en contacto con el fluido que viene de superficie.

 - d.- La presencia de carbonatos en las bombas de subsuelo, varillas etc. Debe registrarse, para diagnosticarse durante la vida productiva del pozo, operaciones de tratamiento ácido.

- e.- Determinar la composición mineralógica de la formación, de preferencia usar cores, en caso contrario usar muestras de recortes de perforación.
- f.- Determinar el nivel de energía del reservorio. De justificarse técnica y económicamente, tomar pruebas de formación con cierre en el fondo, para determinar la magnitud del daño.
- g.- Aunque los rates de producción declinan normalmente con la depleción natural del campo, la declinación acelerada, es un problema común en operaciones de producción. Así, se debe realizar comparaciones de la curva de producción para detectar daño(s) de formación y establecer de esta manera el diagnóstico y tratamiento.

3.- La baja energía de algunos pozos, hace necesario incluir en el diseño del tratamiento el uso de nitrógeno gaseoso para energizar el reservorio y mejorar la recuperación del fluido de estimulación gastado; evitando de esta manera dañar la formación por precipitados que puedan generarse.

4. - Para optimizar el diseño de los tratamientos químicos, tomar pruebas de formación (DST) antes y después de las estimulaciones para analizar el comportamiento; entendiéndose por diseño, el cálculo del volumen del fluido de estimulación, parámetros de inyección (Rate, Presión), determinación de los volúmenes y tipos de fluidos espaciadores, secuencia operativa, etc.

5. - Efectuar un estudio al problema de los pozos ATA, sobre todo si estos son de frontera (cancelaron el desarrollo del área) y que no presenten riesgo geológico ni de fluidos.

Pozos fracturados hidráulicamente en el que el daño ocurre por los fluidos de fracturamiento, puede algunas veces ser un problema serio, así mismo la efectividad del fracturamiento puede también ser afectada por problemas mecánicos y de diseño, éstos son casos donde un adecuado tratamiento químico permite incrementar la productividad del pozo, más aún, reactivar el desarrollo productivo del área.

- 6.- El control y éxito de los tratamientos químicos, requiere de un trabajo conjunto entre Cias. Operadoras y las de servicios especialistas, desde la base de un control de calidad de las químicas, fluidos, tratamiento y condiciones de operación, así como la evaluación precisa del trabajo de estimulación, conduciendo de esta manera a resultados eficientes de tratamiento.

BIBLIOGRAFIA

BOYER, R. C., and WU, C. H.

1,983 “The Role of Reservoir Lithology in Design of an Acidization Program: Kuparuk River Formation, North Slope, Alaska”.

Paper SPE 11722

CROWE, C. W.

1,984 “Precipitation of Hydrated Silica from Spent Hydrofluoric Acid-How Much of a Problem Is It?”

Paper SPE 13083

EATON, B. A., and SMITHEY, M.

1,971 “Formation Damage from Workover and Completion Fluids”.

Paper SPE 13800

HIRSCHBERG, A., DEJONG, L.N., SCHIPPER, B.A., and MEYERS, J.G.1,982 “Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation”

Paper SPE 1120

HOWER, W. F.1,974“Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons”.

Paper SPE 4785

MUECKE, T. W.

1,979 "Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition"

Paper SPE 13796.

PAUL, J.R., and PLONKA, J.H.

1,973 "Solids-Free Completion Fluids Maintain Formation Permeability"

Paper SPE 4655

POTTER, J.M., and DIBBLE, W. E.

1,983 "The Relationship Between Clean Fluids and Effective Completions"

Paper SPE 9426

RIKE, J. L., and PLEDGER, T. M. 1,981 "Clean Fluids Improve Completion Results"

Paper SPE 9752

SENGUPTA, HAYATDAVOUDI, TIAB, KAIRA, LEBLANC, and SCHLUNTZ, E.K.

1,982 "Effect of Flowrate and Rheology on Shear Strength of Migrating formation Fines Due to Flow of Pseudoplastic Fluids".

Paper SPE 10669

STRICKLAND, F.G.

1,982 “Reasons for Production Decline in the Diatomite, Belridge Oil Field: A Rock Mechanics View”.

Paper SPE 10773

THOMAS, R.L., and CROWE, C. W.

1,978 “Matrix Treatment Employs New Acid System for Stimulation and Control of Fines Migration in Sandstone Formations”.

Paper SPE 7566

VETTER, O. K., and PHILLIPS, R. C.

1,970 “Prediction of Deposition of Calcium Sulfate Scale Under Sown-Hole Conditions”.

SPE, Revista JPT 1299-1308 (Oct.)

WALSH, M. P., LAKE, L. W., and SCHECHTER, R.S.

1,982 “A Description of Chemical Precipitation Mechanics and Their Role in Formation Damage During Stimulation by Hydrofluoric Acid”.

Paper SPE 10625

T A B L A S

INFORMACION DE PERFORACION - POZOS LOTE IX

FORMACION PARIÑAS INFERIOR (Grad.Reserv.Estim : 0.3 Psi/Pie)

POZO	YACIMIENTO	PROF.FINAL		LODO			DESBALANCE DE PRESION SOBRE PARIÑAS INFERIOR (PSI)
		POZO (PIES)	PAR.INF. (PIES)	TIPO	DENS(LB/GL)	GRAD(PSI/PIE)	
3310	BATANES	3483	2713	NR	NR	NR	NR
3342	BATANES	2763	2625	NR	NR	NR	NR
3472	BATANES	2851	2785	NR	NR	NR	NR
3507	BATANES	2700	2500	NR	NR	NR	NR
3522	BATANES	2762	2627	NR	NR	NR	NR
3523	BATANES	2600	2405	NR	NR	NR	NR
3524	BATANES	2950	2860	NR	NR	NR	NR
3541	BATANES	2983	2880	NR	NR	NR	NR
3543	BATANES	2881	-	B&CH	11	0,572	-
3544	BATANES	2700	2440	B&CH	10,5	0,546	600,24
3574	BATANES	2580	2400	NR	NR	NR	NR
3576	BATANES	2800	2750	NR	NR	NR	NR
3577	BATANES	2300	2225	NR	NR	NR	NR
3578	BATANES	2551	2500	NR	NR	NR	NR
3621	BATANES	2914	-	Nat&Ch	10,2	0,5304	-
3623	BATANES	2350	2320	NR	NR	NR	NR
3626	BATANES	3034	1990	Natural	11,3	0,5876	572,32
3656	BATANES	2230	1958	Natural	10	0,52	430,76
3695	BATANES	5800	1930	B&CH.	15,1	0,7852	936,43
3845	BATANES	3951	3910	B&CH.	11	0,572	1063,52
4823	BATANES	2957	2104	Tratado	10,8	0,5616	550,40
4824	BATANES	2776	1892	Tratado	11	0,572	514,62
4870	BATANES	1800	1748	O.E.M.	10,5	0,546	430,00
4975	BATANES	3000	2666	O.E.M.	10,7	0,5564	683,56
4947	BATANES	3199	3070	O.E.M.	10,3	0,5356	723,29
5035	BATANES	1900	1424	O.E.M.	10,5	0,5460	350,30
6773	BATANES	2240	1875	Disperso	10	0,5200	412,50
6794	BATANES	2780	2476	Lignosulfonato	9,7	0,5044	506,09
6796	BATANES	2400	2117	Lignosulfonato	10,2	0,5304	487,75
6813	BATANES	2370	1975	Lignosulfonato	10,2	0,5304	455,04
6814	BATANES	2330	1920	Lignosulfonato	10,2	0,5304	442,37
6892	BATANES	2642	2446	Disperso	9,7	0,5044	499,96
6893	BATANES	2150	1882	Lignosulfonato	10,1	0,5252	423,82
6894	BATANES	2350	2085	Lignosulfonato	10,1	0,5252	469,54
6896	BATANES	2250	2015	Lignosulfonato	9,8	0,5096	422,34
6981	BATANES	5198	1980	Lignosulfonato	11	0,572	538,66
6986	BATANES	1980	1900	Semidisperso	10	0,52	418,00
6987	BATANES	2638	2615	Disperso	10,8	0,5616	684,08
6993	BATANES	2250	2095	Semidisperso	9,8	0,5096	439,11
6994	BATANES	2680	2316	Disperso	10	0,52	509,52
6996	BATANES	2430	2015	Semidisperso	10,1	0,5252	453,78
7202	BATANES	2680	2490	Semidisperso	9,9	0,5148	534,85
7203	BATANES	2538	2283	Lignosulfonato	10,3	0,5356	537,87
7273	BATANES	2450	2080	Lignosulfonato	9,6	0,4992	414,33
7274	BATANES	2280	1970	Semidisperso	10	0,52	433,40
7334	BATANES	2020	1804	Lignosulfonato	9,6	0,4992	359,35
7336	BATANES	2600	2407	Disperso	10	0,52	529,54

continua...

TABLA Nro 1

7337	BATANES	2317	1914	Disperso	9,8	0,5096	401,17
7338	BATANES	2600	2330	Lignosulfonato	9,8	0,5096	488,37
7663	BATANES	2165	1760	Lignosulfonato	9,9	0,5148	378,05
7682	BATANES	2600	2470	Disperso	9,6	0,4992	492,02
7683	BATANES	2438	2400	Lignosulfonato	9,8	0,5096	503,04
7684	BATANES	2285	2010	Disperso	9,6	0,4992	400,39
7686	BATANES	2353	2205	Lignosulfonato	9,6	0,4992	439,23
3785	CUESTA	2504	-	B&CH.	NR	-	-
3955	CUESTA	5032	1680	B&CH.	15,2	0,7904	823,87
4951	CUESTA	2909	560	Tratado	10,5	0,546	137,76
5531	CUESTA	2227	1905	B&CH.	10	0,52	491,10
4725	CUESTA	4665	752	Bentonitico	13	0,676	282,75
4948A	CUESTA	1496	1338	O.E.M.	10	0,52	294,36
4948	CUESTA	4647	1345	Natural	12,7	0,6604	484,74
4949	CUESTA	1760	874	Sodium	10,1	0,5252	196,82
4973	CUESTA	3455	1220	Bentonitico	11,7	0,6084	376,25
4974	CUESTA	3464	1379	Bentonitico	11,5	0,598	410,94
4986	CUESTA	1750	745	O.E.M.	10,8	0,5616	194,89
4987	CUESTA	1991	1205	O.E.M.	10,9	0,5668	321,49
5017	CUESTA	2365	1753	O.E.M.	10,6	0,5512	440,35
5024	CUESTA	2258	1785	Base agua	10,2	0,5304	411,26
5044	CUESTA	1712	1012	Bentonitico	10	0,52	222,64
5046	CUESTA	1345	304	O.E.M.	9,6	0,4992	60,56
5066	CUESTA	1710	960	O.E.M.	10,2	0,5304	221,56
5218	CUESTA	2110	1340	O.E.M.	10,3	0,5356	315,70
6152	CUESTA	2104	1660	Lignosulfonato	9,4	0,4888	313,41
6173	CUESTA	1900	1014	Lignosulfonato	9,6	0,4992	201,98
6499	CUESTA	1483	590	Lignosulfonato	9	0,468	99,12
7366	CUESTA	1300	900	Disperso	9,4	0,4888	169,92
7367	CUESTA	1247	900	Disperso	9,6	0,4992	179,28
7368	CUESTA	1971	1600	Lignosulfonato	9,6	0,4992	318,72
7369	CUESTA	1835	1570	Semidisperso	9,8	0,5096	329,07
7371	CUESTA	2204	1821	Lignosulfonato	9,7	0,5044	372,21
7443	CUESTA	1235	834	Disperso	9,4	0,4888	157,46
7444	CUESTA	1550	1120	Disperso	9,3	0,4836	205,63
7344	LEONES	4893	2460	Disperso	10,2	0,5304	566,78
7616	LEONES	4900	2550	Lignosulfonato	10,6	0,5512	640,56
7617	LEONES	5100	2803	Semidisperso	10,5	0,546	689,54
7763	LEONES	2153	2054	Semidisperso	9,7	0,5044	419,83
3670	ALGARROBA	3569	900	B&CH	14,6	0,7592	413,28
3975	ALGARROBA	1144	-	B&CH	14	0,728	-
4064	ALGARROBA	1238	910	B&CH	10,6	0,5512	228,59
4066	ALGARROBA	1228	1070	B&CH	10,5	0,546	263,22
4187	ALGARROBA	1250	1030	Base Oil	NR	NR	NR
4188	ALGARROBA	1221	1160	Base Oil	NR	NR	NR
4192	ALGARROBA	1295	1140	B&CH	9,2	0,4784	203,37
4193	ALGARROBA	1467	1350	Base Oil	8,4	0,4368	184,68
4194	ALGARROBA	1256	1018	Base Oil	8,4	0,4368	139,26
4198	ALGARROBA	1250	1100	Base Oil	NR	NR	NR
4830	ALGARROBA	3586	-	O.E.M.	19,7	1,0244	-
6323	ALGARROBA	1400	950	Lignosulfonato	11	0,572	258,40
6374	ALGARROBA	1310	815	Lignosulfonato	10,8	0,5616	213,20
6768	ALGARROBA	1200	1055	Disperso	10,2	0,5304	243,07
7401	ALGARROBA	1430	912	Disperso	10,5	0,546	224,35
13401	ALGARROBA	1192	510	Semidisperso	9,1	0,4732	88,33

7273	BATANES	2370.11(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	126 x 00 x PU	23/10/85
7274	BATANES	Abandonado				
7334	BATANES	1870.29(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	56 x 00 x PU	20/05/88
7336	BATANES	2470.30(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	97 x 10 x PU	22/05/88
7337	BATANES	2220(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	00 x 00 x PU	11/08/88
7338	BATANES	2570(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	231 x 08 x ST	21/05/88
7663	BATANES	2135.3(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	90 x 00 x PU	16/04/91
7682	BATANES	2544.82(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	71 x 00 x PU	18/03/90
7683	BATANES	2440(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	56 x 00 x PU	04/04/90
7684	BATANES	Abandonado				
7686	BATANES	2270(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	31 x 01 x PU	22/01/90
3785	CUESTA	Abandonado				30/08/47
3955	CUESTA	Abandonado				26/08/48
4951	CUESTA	2898(csg)	6 5/8"	Baleo-Frac	49 x 01 x PU	15/01/59
5531	CUESTA	2211(csg)	4 1/2"	Baleo-Frac	08 x 07 x PU	29/09/72
4725	CUESTA	2129.7(Csg)	5 1/2"	Acid-Baleo-Perfpac	183 x 08 x PU	08/06/58
4948A	CUESTA	1492(Csg)	4 1/2"	Baleo-Perfpac	111 x 00 x PU	23/07/61
4948	CUESTA	4437(Csg)	6 5/8"	Baleo-Perfpac	46 x 01 x PU	02/03/59
4949	CUESTA	1722(Csg)	6 5/8"	Baleo-Perfpac	219 x 04 x PU	30/10/58
4973	CUESTA	3417(Csg)	6 5/8"	Baleo-multifrac	68 x 19 x PU	01/12/59
4974	CUESTA	Abandonado				
4986	CUESTA	1495.91(Csg)	7"	Baleo-Perfpac	64 x 00 x PU	24/01/60
4987	CUESTA	1971.9(Csg)	6 5/8"	Baleo-Perfpac	457 x 00 x PU	17/02/60
5017	CUESTA	2132.2(Csg)	5"	Baleo-Perfpac	276 x 00 x PU	20/09/60
5024	CUESTA	2195.8(Csg)	5 1/2"	Baleo-Perfpac	103 x 00 x PU	30/12/60
5044	CUESTA	1766.59(Csg)	5 1/2"	Baleo-Perfpac	435 x 00 x PU	03/03/61
5046	CUESTA	1326.88(Csg)	5 1/2"	Baleo-Perfpac	13 x 00 x PU	17/04/61
5066	CUESTA	1745(Csg)	4 1/2"	Baleo-Perfpac	301 x 00 x PU	19/07/61
5218	CUESTA	2194.17(Csg)	4 1/2"	Baleo-frac	59 x 00 x PU	06/11/63
6152	CUESTA	1980(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	54 x 07 x PU	12/10/79
6173	CUESTA	1868(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	43 x 00 x PU	11/02/80
6499	CUESTA	1461.69(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	74 x 00 x PU	08/03/84
7366	CUESTA	1278.60(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	100 x 00 x PU	15/07/88
7367	CUESTA	1204.10(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	99 x 01 x PU	22/03/86
7368	CUESTA	1947.49(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	105 x 02 x PU	14/10/88
7369	CUESTA	Abandonado	5 1/2"	Baleo-frac	106 x 08 x PU	12/09/88
7371	CUESTA	2156(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	107 x 05 x PU	02/08/88
7443	CUESTA	1140.29(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	54 x 00 x PU	29/01/91
7444	CUESTA	1519.6(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	45 x 00 x PU	01/02/91
7344	LEONES	4873(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	139 x 40 x PU	21/10/88
7616	LEONES	4860(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	39 x 17 x PU	11/04/90
7617	LEONES	5080.44(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	372 x 04 x ST	26/09/91
7763	LEONES	2129.7(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	125 x 00 x PU	13/05/91
3670	ALGARROBA	3435(Csg)	6 5/8"	Baleo-Frac	05 x 01 x PU	01/02/91
3975	ALGARROBA	Abandonado				
4064	ALGARROBA	1270(Laina)	5"	Nitroshoot-Sot	36 x 00 x PU	03/12/50
4066	ALGARROBA	1226(Laina)	5"	Nitroshoot-Sandfrac	101 x 00 x PU	06/12/50
4187	ALGARROBA	1250(Laina)	5"	Nitroshoot-Sot	60 x 00 x PU	25/01/51
4188	ALGARROBA	1250(Laina)	6"	Nitro-Vertifrac	28 x 02 x PU	14/12/50
4192	ALGARROBA	Abandonado				09/01/51
4193	ALGARROBA	1350(Laina)	5"	Nitroshoot-Frac	00 x 00 x PU	06/04/51
4194	ALGARROBA	Abandonado				13/06/51
4198	ALGARROBA	1008(Laina)	5 1/2"	Nitroshoot-Frac	47 x 09 x PU	03/01/51
4830	ALGARROBA	3570.94(Csg)	4 1/2"	Baleo	00 x 08 x SF	17/12/61
6323	ALGARROBA	1390(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	153 x 00 x SF	03/06/81
6374	ALGARROBA	1276.5(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	119 x 02 x PU	06/03/82
6768	ALGARROBA	1174.25(Csg)	5 1/2"	Baleo-PerfPac	103 x 00 x PU	10/02/85
7401	ALGARROBA	1446.45(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	27 x 00 x PU	24/05/91
13401	ALGARROBA	1195.50(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	42 x 01 x PU	17/10/95

INFORMACION DE COMPLETACION - POZOS LOTE IX

POZO	YACIMIENTO	LAINA/CSG		ESTIMULACION	PRODUCCION	FECHA
		PROF. (Pies)	DIAMETRO			
3310	BATANES	2740 (Laina)	6 5/8"	Baleo-Frac	180 x 00 x PU	29/08/42
3342	BATANES	2754 (Laina)	5"	Nitroshoot	165 x 00 x PU	02/10/44
3472	BATANES	2849 (Laina)	5"	SOT	87 x 00 x PU	27/11/44
3507	BATANES	2393 (Laina)	5"	SOT	36 x NR x PU	29/12/44
3522	BATANES	2754 (Laina)	5"	Nitroshoot	95 x 00 x PU	07/03/45
3523	BATANES	2798 (Laina)	5"	Baleo-SandFrac	64 x 00 x PU	23/04/45
3524	BATANES	2950 (Laina)	5"	Baleo-Frac	25 x NR x PU	07/06/45
3541	BATANES	2901 (Laina)	5"	Baleo-Frac	19 x 00 x PU	20/04/45
3543	BATANES	Abandonado				
3544	BATANES	2501 (Laina)	5"	Nitro-Sand frac.	23 x NR x PU	20/06/47
3574	BATANES	2560 (Laina)	5"	Nitroshoot	48 x 00 x PU	22/10/45
3576	BATANES	2661 (Laina)	5"	Baleo-Frac	92 x 03 x PU	23/10/45
3577	BATANES	2297 (Laina)	5"	Baleo-Frac	142 x 00 x PU	18/11/45
3578	BATANES	2545(Laina)	5"	Baleo-Frac	30 x 00 x PU	06/12/45
3621	BATANES	Abandonado				
3623	BATANES	2344(Laina)	5"	Baleo-SandFrac	39 x 00 x PU	08/01/46
3626	BATANES	Abandonado				
3656	BATANES	Abandonado				
3695	BATANES	Abandonado				
3845	BATANES	Abandonado				
4823	BATANES	2544(Csg)	6 5/8"	Baleo-Frac	103 x 07 x PU	23/10/56
4824	BATANES	2373(Csg)	6 5/8"	Baleo-Frac	08 x 00 x PU	07/11/56
4870	CUESTA	1756.34(Csg)	4 1/2"	Baleo-Perfpac	23 x 23 x PU	02/08/62
4947	BATANES	Abandonado				
4975	BATANES	2668.37 (Csg)	4 1/2"	Baleo-Perfpac	101 x 01 x PU	14/05/65
5035	BATANES	1766.59 (Csg)	4 1/2"	Baleo-Sot	38 x 00 x PU	21/02/66
6773	BATANES	2200.5 (Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	305 x 01 x ST	10/01/85
6794	BATANES	2702 (Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	54 x 01 x PU	08/09/85
6796	BATANES	2386 (Csg)	5 1/2"	Foam-Frac	90 x 00 x PU	24/10/85
6813	BATANES	2351 (Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	86 x 00 x PU	17/09/85
6814	BATANES	2292 (Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	71 x 00 x PU	22/10/85
6892	BATANES	2530(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	32 x 00 x PU	22/03/86
6893	BATANES	1963(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	99 x 00 x PU	06/03/86
6894	BATANES	2151(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	165 x 00 x PU	05/04/86
6896	BATANES	Abandonado				
6981	CUESTA	4891.7(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	56 x 00 x PU	18/02/86
6986	BATANES	1957.11(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	93 x 00 x PU	07/08/87
6987	BATANES	2655.50(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	13 x 00 x PU	22/06/87
6993	BATANES	2138.44(Csg)	5 1/2"	Baleo-NioFrac	42 x 01 x PU	25/06/87
6994	BATANES	2645.31(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	25 x 00 x PU	21/07/86
6996	BATANES	2278.7(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	28 x 00 x PU	26/09/87
7202	BATANES	2580.5(Csg)	5 1/2"	Baleo-Niofrac	34 x 01 x PU	14/06/87
7203	BATANES	2475.60(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	150 x 00 x PU	25/07/86
13405	BATANES	5218(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	92 x 03 x PU	11/03/97

continua...

TABLA N° 2

7273	BATANES	2370.11(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	126 x 00 x PU	23/10/85
7274	BATANES	Abandonado				
7334	BATANES	1870.29(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	56 x 00 x PU	20/05/88
7336	BATANES	2470.30(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	97 x 10 x PU	22/05/88
7337	BATANES	2220(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	00 x 00 x PU	11/08/88
7338	BATANES	2570(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	231 x 08 x ST	21/05/88
7663	BATANES	2135.3(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	90 x 00 x PU	16/04/91
7682	BATANES	2544.82(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	71 x 00 x PU	18/03/90
7683	BATANES	2440(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	56 x 00 x PU	04/04/90
7684	BATANES	Abandonado				
7686	BATANES	2270(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	31 x 01 x PU	22/01/90
3785	CUESTA	Abandonado				30/08/47
3955	CUESTA	Abandonado				26/08/48
4951	CUESTA	2898(csg)	6 5/8"	Baleo-Frac	49 x 01 x PU	15/01/59
5531	CUESTA	2211(csg)	4 1/2"	Baleo-Frac	08 x 07 x PU	29/09/72
4725	CUESTA	2129.7(Csg)	5 1/2"	Acid-Baleo-Frac	183 x 08 x PU	08/06/58
4948A	CUESTA	1492(Csg)	4 1/2"	Baleo-Perfpac	111 x 00 x PU	23/07/61
4948	CUESTA	4437(Csg)	6 5/8"	Baleo-Perfpac	46 x 01 x PU	02/03/59
4949	CUESTA	1722(Csg)	6 5/8"	Baleo-Perfpac	219 x 04 x PU	30/10/58
4973	CUESTA	3417(Csg)	6 5/8"	Baleo-multifrac	68 x 19 x PU	01/12/59
4974	CUESTA	Abandonado				
4986	CUESTA	1495.91(Csg)	7"	Baleo-Perfpac	64 x 00 x PU	24/01/60
4987	CUESTA	1971.9(Csg)	6 5/8"	Baleo-Perfpac	457 x 00 x PU	17/02/60
5017	CUESTA	2132.2(Csg)	5"	Baleo-Perfpac	276 x 00 x PU	20/09/60
5024	CUESTA	2195.8(Csg)	5 1/2"	Baleo-Perfpac	103 x 00 x PU	30/12/60
5044	CUESTA	1766.59(Csg)	5 1/2"	Baleo-Perfpac	435 x 00 x PU	03/03/61
5046	CUESTA	1326.88(Csg)	5 1/2"	Baleo-Perfpac	13 x 00 x PU	17/04/61
5066	CUESTA	1745(Csg)	4 1/2"	Baleo-Perfpac	301 x 00 x PU	19/07/61
5218	CUESTA	2194.17(Csg)	4 1/2"	Baleo-frac	59 x 00 x PU	06/11/63
6152	CUESTA	1980(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	54 x 07 x PU	12/10/79
6173	CUESTA	1868(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	43 x 00 x PU	11/02/80
6499	CUESTA	1461.69(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	74 x 00 x PU	08/03/84
7366	CUESTA	1278.60(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	100 x 00 x PU	15/07/88
7367	CUESTA	1204.10(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	99 x 01 x PU	22/03/86
7368	CUESTA	1947.49(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	105 x 02 x PU	14/10/88
7369	CUESTA	Abandonado	5 1/2"	Baleo-frac	106 x 08 x PU	12/09/88
7371	CUESTA	2156(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	107 x 05 x PU	02/08/88
7443	CUESTA	1140.29(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	54 x 00 x PU	29/01/91
7444	CUESTA	1519.6(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	45 x 00 x PU	01/02/91
7344	LEONES	4873(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	139 x 40 x PU	21/10/88
7616	LEONES	4860(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	39 x 17 x PU	11/04/90
7617	LEONES	5080.44(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	372 x 04 x ST	26/09/91
7763	LEONES	2129.7(Csg)	5 1/2"	Baleo-Frac	125 x 00 x PU	13/05/91
3670	ALGARROBA	3435(Csg)	6 5/8"	Baleo-frac	05 x 01 x PU	01/02/91
3975	ALGARROBA	Abandonado				
4064	ALGARROBA	1270(Laina)	5"	Nitroshoot-Sot	36 x 00 x PU	03/12/50
4066	ALGARROBA	1226(Laina)	5"	Nitro-SandFrac	101 x 00 x PU	06/12/50
4187	ALGARROBA	1250(Laina)	5"	Nitroshoot-Sot	60 x 00 x PU	25/01/51
4188	ALGARROBA	1250(Laina)	6"	Nitro-Vertifrac	28 x 02 x PU	14/12/50
4192	ALGARROBA	Abandonado				09/01/51
4193	ALGARROBA	1350(Laina)	5"	Nitroshoot-Frac	00 x 00 x PU	06/04/51
4194	ALGARROBA	Abandonado				13/06/51
4198	ALGARROBA	1008(Laina)	5 1/2"	Nitroshoot-Frac	47 x 09 x PU	03/01/51
4830	ALGARROBA	3570.94(Csg)	4 1/2"	Baleo	00 x 08 x SF	17/12/61
6323	ALGARROBA	1390(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	153 x 00 x SF	03/06/81
6374	ALGARROBA	1276.5(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	119 x 02 x PU	06/03/82
6768	ALGARROBA	1174.25(Csg)	5 1/2"	Baleo-PerfPac	103 x 00 x PU	10/02/85
7401	ALGARROBA	1446.45(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	27 x 00 x PU	24/05/91
13401	ALGARROBA	1195.50(Csg)	5 1/2"	Baleo-frac	42 x 01 x PU	17/10/95

ESTIMULACIONES ACIDAS POZOS LOTE IX

POZO	YACIMIENTO	INTERVALO	ESPESOR (Pies)	FORMACION	ESTIMULACION			PRODUCCION (bpd)					
					TIPO	SISTEMA ACIDO	VOLUMEN (Galones)	antes	1era sem	1er mes	3 meses	6 meses	1 año
X2	BATANES	2595'- 2450'	145'	Pariñas Inferior	Matricial	Sistema HCl-HF acción retardada con fusión de arcilla	4500	5	11	7,5	6	5	5
Z1	LEONES	1835'-1790' 1910'-1860' 1980'-1930'	45' 50' 50'	Pariñas Inferior Pariñas Inferior Pariñas Inferior	Matricial	Sistema HCl-HF acción violenta	3440	9	15	13	13	12	12
Y1	CUESTA	1591'-1439' 1886'-1795'	152' 91'	Palegreda Pariñas Inferior	Lavado Acido	HCl (7.5%)	840	NP	10	7	NP	NP	NP
Y2	CUESTA	1432'-1080'	352'	Palegreda-Par.Inf	Lavado Acido	Sistema HCl- HF Retardado	250	NP	25	20	12	9	7
X3	BATANES	1760'-1550' 1974'-1770'	210' 204'	Palegreda Pariñas Inferior	Lavado Acido	Sistema HCl (7.5%) + Solvente mutual	550	35xsuab C/30 dias	33	28	15	10	7
X4	BATANES	1805'-1967' 2013'-2142' 2200'-2275'	162' 129' 75'	Pariñas Inferior Pariñas Inferior Palegreda	Lavado Acido	HCl (7.5%)	300	7x0	15	8,5	7	7	5
X5	BATANES	2402'-2213'	189'	Pariñas Inferior	Lavado Acido	HCl (7.5%)	360	5.5x0	5	4	NP	5	4
Y3	CUESTA	1200'-905'	295'	Pariñas Inferior	Lavado Acido	Sistema HCl (7.5%) + Solvente mutual	630	NP	40	35	30	25	16
Y4	CUESTA	1338'-1105'	233'	Pariñas Inferior	Lavado Acido	HCl (7.5%)	400	10	20	8,5	8	8	7,5

TABLA Nro 3

MINERALOGIA DE LA FORMACION PARIÑAS INFERIOR LOTE IX

(Basado en el analisis de cuttings)

POZO	X6			X7		X8			X9		X10		Z2				X11		PROMEDIO				
	A	B	C	B	C	A	B	C	B	C	B	C	A	B	C	D	B	C	A	B	C	D	
CUARZO	47	42	48	45	49	47	45	46	43	35	47	44	45	40	45	48	40	50	47	44	46	48	
CALCITA	6	3	4	4	3	4	6	4	3	15	17	9	6	13	6	9	17	4	5	9	6,4	9	
MUSCOVITA	3	5	3	4	5	4	3	4	6	4	4	3	4	4	4	4	2	6	4	5	4	4	
TOTAL (%)	56	50	55	53	57	55	54	54	52	54	68	56	55	57	55	61	59	60					
FELDESPATOS	ALBITA	4	7	4	6	4	4	6	6	5	4	6	6	8	5	7	7	8	6	5,3	6,1	5,3	7
	ANORTITA	6	12	9	7	9	10	8	11	15	13	7	12	9	8	9	12	10	10	8,3	8,7	10,0	12
	MICROLINA	2	-	2	3	2	-	2	3	-	3	-	2	9	4	-	-	6	-	2,0	3,8	2,4	-
	TOTAL (%)	12	19	15	16	15	14	16	20	20	20	13	20	26	17	16	19	24	16				
ARCILLAS	CLORITA	7	6	8	6	5	6	6	5	5	3	5	4	6	6	4	2	3	5,7	5,4	5,7	4	
	CAOLINITA	7	7	7	6	6	7	6	6	7	7	4	4	6	6	6	4	4	7	6,7	5,7	6,1	4
	ESMECTITA	8	8	8	8	8	9	7	9	5	7	6	6	4	6	6	5	5	7	8,5	6,4	7,3	5
	TOTAL (%)	22	21	23	20	19	22	19	20	17	19	13	15	14	18	18	13	11	17				
OXIDO FIERRO	MAGNETITA	3	4	3	4	3	3	3	4	2	2	2	2	3	5	3	2	2	2,7	3,1	2,9	3	
	AKAGENITA	4	3	4	3	3	3	4	3	4	3	2	4	-	3	3	2	2	3,5	3,0	3,1	2	
	ANHIDRITA	3	3	-	4	3	3	4	-	3	2	2	3	3	2	3	2	3	3,0	2,9	2,5	2	
	TOTAL (%)	10	10	7	11	9	9	11	6	11	7	6	9	5	8	11	7	6	7				
SOLUBILIDAD HCL	20	15	18	18	14	17	19	17	18,5	23	23	20	12	27	20	18	23	11	18,5	19,42	18,667	18	
SOLUBILIDAD HCL-HF	50,5	49	45	49	44	40	43	41	51	62	57	35	39	56	47	48	53	42	37,7	50,5	43,8	48	
CONCENTRACION Fe	2,7	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,3	1,9	2,1	3,2	1,8	2,4	1,8	5	2,4	3,8	1,2	1,6	2,2	2,3	2,4	3,8	

TABLA N° 4

COMPOSICION Y PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACION PARIÑAS INFERIOR LOTE IX

POZO	X12	X13	X14	X5	X16	X16	Z3	X17	X18	X2	X4	X19	X20	Y5	PROMEDIO
YACIMIENTO	BATANES	BATANES	BATANES	BATANES	BATANES	BATANES	LEONES	BATANES	BATANES	BATANES	BATANES	BATANES	BATANES	CUESTA	
SODIO (Na) mg/l.	8337,70	7907,50	9145,75	9062,99	8402,53	9088,97	8530,11	6318,39	8501,05	9713,10	8348,50	9243,68	9298,16	8602,07	8607,18
CALCIO (Ca)	1203,00	922,30	842,10	978,44	1082,70	802,00	1186,96	1483,70	1203,00	1283,20	1162,90	761,90	721,80	1162,90	1056,92
MAGNESIO (mg)	218,70	218,70	170,10	136,08	48,60	160,38	131,22	243,00	121,50	437,40	24,30	145,80	170,10	111,78	166,98
HIERRO TOTAL (Fe)	30,91	3,43	8,59	79,00	58,39	20,61	32,63	103,04	32,63	145,97	30,91	77,28	6,87	17,17	46,25
CLORUROS (Cl)	15600,00	14400,00	16000,00	16000,00	15000,00	15800,00	15600,00	13000,00	15600,00	18600,00	15000,00	16000,00	16000,00	15600,00	15585,71
SULFATOS (SO4)	10,00	20,00	16,17	13,33	20,00	26,67	33,33	26,67	16,67	23,33	20,00	16,67	13,33	20,00	19,73
BICARBONATOS (CO3H)	102,48	97,60	158,60	341,60	134,20	195,20	100,04	329,40	43,92	165,92	53,68	202,52	197,64	102,48	158,95
CARBONATOS (CO3)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HIDROXIDOS (OH)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DUREZA TOTAL (CaCO3)	3903,62	3202,56	2802,24	3002,90	2903,32	2662,13	3503,80	4704,26	3503,80	5003,00	3003,90	2502,00	2502,00	3363,69	3325,94
SALINIDAD	25740,00	23760,00	26400,00	26400,00	24750,00	26070,00	25740,00	21450,00	25740,00	30690,00	24750,00	26400,00	26400,00	25740,00	25716,43
RESISTIVIDAD @ 80°F. ohm-mt	0,230	0,248	0,226	0,225	0,239	0,227	0,230	0,270	0,230	0,200	0,250	0,220	0,220	0,230	0,23
INCRUSTACIONES DE CaCO3 ENTRE 100°F y 140°F.	NO FORMA	FORMA	NO FORMA	NO FORMA @ 100°F.	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA @ 100°F.	NO FORMA						
INCRUSTACIONES DE CaSO4 ENTRE 100°F y 140°F.	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA	NO FORMA

** = Forma incrustaciones a temperaturas mayores que 140°F.

TABLA N° 5

ENERGIA Y PARAMETROS PETROFISICOS DE LA FORMACION PARIÑAS INFERIOR LOTE IX

BLOQUE	PROF. REF. (PIES)	PRESION RESERVORIO (psi)		K(md)	O(%)	Sw(%)	Treservorio (°F)	API (60°F)	U @ 104°F (CP)	GOR (SCF/STB)
		INICIAL	ACTUAL							
ALGARROBA	-600	380	50-150	4,7	6-18	38,5	101	25,6	15	200
CUESTA	-800	650	50-150	25	8-16	37,5	110	33,2	6,74	300
BATANES NORTE	-1800	855	180-220	20	18-22	37,5	116	34,8	5,23	200
BATANES SUR	-1800	855	180-220	20	12-18	38,5	115	34,6	6,06	200
LEONES	-2450	650	500-600	16	10-18	39	118	27	30	300

TABLA N° 6

ANALISIS DE COSTOS ACIDIFICACION MATRICIAL

DIVISION PRODUCCION TALARA - LOTE IX

POZO : Z1 - LEONES

1.- REGISTROS Y PUNZONAMIENTO (CIA HALLIBURTON)

DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL US \$
Cargo Básico	1	1614.00	1614.00
Neutrón - CCL	1	s/c	s/c
Cargo por Registro	1	220.00	220.00
Punzonamiento	30 Shots	73.00	2190.00
			4024.00

2.- SERVICIOS (CIA DOWELL)

Kilometraje Camion bombeo	50 km	2.48	124.00
Kilometraje vehículo Ingeniería	2.0 min.	37.58	75.16
Cargo Básico x Unidad Bombeo	1.0 p/o	1317.52	1317.52
Bombe Fluido Corrosivo	1700 gal	0.33	561.00
Transporte de Acido	17 100 gal/mill	0.80	422.55
Instalación de Cabeza	1.0	462.00	462.00
Cargo Básico x Coiled Tubing	1.0	1417.00	1417.00
Cargo Básico Unidad N ₂ , 1eras 8 hrs	1.0	770.00	770.00
TOTAL COSTOS SERVICIOS US. \$			5149.23

3.- PRODUCTOS

HCl 7.5% y Aditivos	2100 Gal.	0.85	1785.00
Mud and Silt Remove HS	1300 Gal.	3.40	4420.00
Nitrógeno Líquido N ₂	240 Gal.	2.12	508.80
TOTAL COSTOS PRODUCTOS U.S \$			6713.80

COSTO TOTAL U.S \$	15887.03
---------------------------	-----------------

4.- SERVICIO POZOS (VISISA UNIDAD - 205)

Unidad de Servicio	110.00	3888.50
--------------------	--------	---------

COSTO TOTAL TRABAJO U.S.\$	19775.53
-----------------------------------	-----------------

TABLA N° 7

ANALISIS DE COSTOS ACIDIFICACION MATRICIAL

DIVISION PRODUCCION TALARA - LOTE IX

POZO: X2 - BATANES

1.- SERVICIOS (CIA DOWELL)

DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL US \$
A. - Movilización Base D.S. - Pozo Distancia = 24.86 millas			
Unidad de bombeo	40 Km	2.48	99.20
Vehículo de Ingeniería	2 Min	37.58	75.16
Vehículo de Suministros	2 Min	87.84	175.68
			350.04
B. - Equipos			
Unidad bombeo (1eras 6 horas)	1	1317.52	1317.52
Tanque Cisterna con Compartimiento	2	283.99	567.98
Registrador de Presión MDR	0	185.83	0.00
Registrador Automático PACR	1	438.48	438.48
			2,323.98
C.- Precios Variables			
Bombeo Fluido no Corrosivo	0 Gal	0.12 s/c	
Bombeo Fluido Corrosivo	4500 Gal	0.33	1485.00
Transporte de Acido, 100 Gal/mill.	45 Gal	0.80	894.96
			2379.96
TOTAL SERVICIOS BOMBEO U.S.\$			5053.98

2.- HERRAMIENTAS

PKR, trabajo inicial, básico	1	1297.69 s/c	
Cada 5 reasentadas ó fracción	0	463.53	0.00
RBP, trabajo inicial, básico	0	911.40	0.00
Cada 5 reasentadas ó fracción	0	393.58	0.00
Operador de herramientas	1	473.97 s/c	
TOTAL SERVICIOS HERRAMIENTAS U.S. \$			0.00

3.- PRODUCTOS

HCl 7.5% y aditivos	2000 Gal	0.85	1700.00
Clay Acid, 6% HCl - 1.5% HF	2500 Gal	2.50	6250.00
Bolas RCNB SP-GR 1.1	90	3.32	298.80
TOTAL COSTOS PRODUCTOS U.S. \$			8248.80

4.- SERVICIO POZOS (VISISA UNIDAD - 205)

Unidad de Servicio	3152	
COSTO TOTAL TRABAJO U.S.\$		16454.78

TABLA N° 8

**ANALISIS COSTOS LAVADOS ACIDOS
DIVISION PRODUCCION TALARA - LOTE IX**

						SERVICIOS U.S \$						
Pozo	Yacimiento	Sist. Acido	Cant. (Gal)	Cia	Costo Total Acido U.S. \$	Camión Suministros	TK Cisterna	Operador de Equipo	Transporte Acido	Costo Total Servicios U.S.\$	Servicio Pozos Cia	Costo Total Servicio Pozos SDP U.S.\$
Y1	Cuesta	HCl 7.5 %	840	Dowell	646.80	87.84	283.09	263.40	73.19	708.42	Visisa - Setinsa	3282.68
X3	Batanes	DAD 7.5%	550	Dowell	1034.0	87.84	283.09	263.40	73.19	708.42	Visisa - Setinsa	1780.50
Y3	Cuesta	DAD 7.5%	630	Dowell	1184.40	87.84	283.09	263.40	73.19	708.42	Visisa	1605.00
						TK Desplaz. ó Misceláneo	Millage Camión Bomba (11 millas)	Millage Pickup (11 millas)				
Y2	Cuesta	RHF 7.5%	250	Dowell	466.03	154.00	39.38	15.84		209.22	Vulcano	1157.59
X4	Batanes	HCl 7.5%	300	Halliburton	564.03	154.00	39.38			193.38	Visisa	2202.50
Y4	Cuesta	HCl 7.5%	400	Halliburton	751.16	401.00	39.38			440.38	Visisa - Cavelcas	2609.50
X5	Batanes	HCl 7.5%	360	Halliburton	739.66	154.00	39.38			193.38	Visisa - Cavelcas	1152.00

* SDP incluye: suab, reinstalación EBM.

* Pozo X4 Se tomó BHP x 72 hrs : \$ 1350.00

* Pozo Y4 Se tomó BHP x 48 hrs : \$ 1100.00

Pozo Y4 Previo al lavado acido se sentó RBP @ 1350': \$ 1359.84

Desanclado de RBP :

- Millage doble unidad operador 11 x 2 \$ 31.68

- Servicio operador \$ 601.00

- Por 5 días (renta) \$ 500.00

TABLA Nº 9

EVALUACION ECONOMICA TRABAJO ESTIMULACION POZO Z1- LEONES

SERVICIO DE POZOS	3,89	GASTO OPERATIVO	4 US\$/BL
CIA. SERVICIOS	9,17	RETRIBUCION	12 US\$/BL
PRODUCTOS	6,71		
TOTAL INVERSION	19,78		

FECHA	OPERATIONS, M\$			-CAPITAL COSTS, M\$-			CASH FLOW				15,00% TASA DESCUENTO		FLUJO NETO		VALOR PRESENTE	VAN		
	PRODUCCION	INGRESO	GASTO	OPERATIONS	TANGIBLE	INTANGI.	ANTES DE	--DEPRECIACION--	INGRESO	IMPUESTO	CASH FLOW	CASH FLOW	DESCONTADO	DESCONTADO			TASA	VAN
	OIL, MBLs	BRUTO	OPERATIVO	CASH FLOW	COSTS	COSTS	IMPUESTOS	TANGIBLE	INTANG.	NETO	IMPUESTOS	MUS\$	ACUMULADO	DESCUENTO				
1	0,90	10,84	3,61	7,22	0,00	19,78	-12,55	0,00	19,78	-12,55	-3,77	-8,79	-8,19	-8,19	0,00	7,77		
2	0,88	10,51	3,50	7,01	0,00	0,00	7,01	0,00	0,00	7,01	2,10	4,91	3,98	-4,22	2,00	7,86		
3	0,84	10,07	3,36	6,72	0,00	0,00	6,72	0,00	0,00	6,72	2,01	4,70	3,31	-0,90	5,00	5,87		
4	0,66	7,88	2,63	5,26	0,00	0,00	5,26	0,00	0,00	5,26	1,58	3,68	2,26	1,36	8,00	4,92		
5	0,58	7,01	2,34	4,67	0,00	0,00	4,67	0,00	0,00	4,67	1,40	3,27	1,74	3,10	10,00	4,34		
6	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	12,00	3,82		
7	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	15,00	3,10		
8	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	18,00	2,46		
9	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	20,00	2,07		
10	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	25,00	1,23		
11	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	30,00	0,52		
12															40,00	-0,58		
															50,00	-1,38		
															60,00	-1,97		
															80,00	-2,73		
															100,00	-3,18		
TOTAL	3,86	46,31	15,44	30,88	0,00	19,78	11,10	0,00	19,78	11,10	3,33	7,77	3,10	3,10				

VAN (MUS\$ 3,099129632 3,10
 TIR 0,342794481 35%
 PAY OUT 2.5 Años

TABLA N° 10

EVALUACION ECONOMICA TRABAJO ESTIMULACION POZO X2 BATANES

SERVICIO DE POZOS	3,19	GASTO OPERATIVO	4 US\$/BL
CIA. SERVICIOS	5,05	RETRIBUCION	12 US\$/BL
PRODUCTOS	8,25		
TOTAL INVERSION	16,49		

15.00% TASA DESCUENTO																	
FECHA	OPERATIONS, M\$			-CAPITAL COSTS, M\$-			CASH FLOW		-DEPRECIACION-		INGRESO NETO	IMPUESTO	CASH FLOW DESPUES DE IMPUESTOS	CASH FLOW DESCONTADO MUS\$	FLUJO NETO DESCONTADO ACUMULADO	VALOR PRESENTE TASA DESCUENTO	VAN MUS\$
	PRODUCCION OIL, MBLs	INGRESO BRUTO	GASTO OPERATIVO	OPERATIONS CASH FLOW	TANGIBLE COSTS	INTANGI. COSTS	ANTES DE IMPUESTOS	TANGIBLE	INTANG.								
1	0,32	3,82	1,27	2,54	0,00	16,49	-13,95	0,00	16,49	-13,95	-4,19	-9,77	-9,11	-9,11	0,00	-2,76	
2	0,35	4,21	1,40	2,81	0,00	0,00	2,81	0,00	0,00	2,81	0,84	1,97	1,59	-7,51	2,00	-2,66	
3	0,30	3,60	1,20	2,40	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	2,40	0,72	1,68	1,18	-6,33	5,00	-3,45	
4	0,30	3,60	1,20	2,40	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	2,40	0,72	1,68	1,03	-5,30	8,00	-3,79	
5	0,30	3,60	1,20	2,40	0,00	0,00	2,40	0,00	0,00	2,40	0,72	1,68	0,90	-4,40	10,00	-3,99	
6	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	12,00	-4,16	
7	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	15,00	-4,40	
8	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	18,00	-4,61	
9	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	20,00	-4,73	
10	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	25,00	-4,98	
11	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	30,00	-5,18	
12															40,00	-5,46	
															50,00	-5,62	
															60,00	-5,70	
															80,00	-5,74	
															100,00	-5,69	
TOTAL	1,57	18,83	6,28	12,55	0,00	16,49	-3,94	0,00	16,49	-3,94	-1,18	-2,76	-4,40	-4,40			

VAN (MUS\$) -4,4022009
 TIR -0,1233235
 PAY OUT IRRECUPERABLE
 B/C NR

TABLA N° 11

**EVALUACION DE LA ESTIMULACION QUIMICA - ACIDIFICACION MATRICIAL - EN
POZOS DEL NOROESTE PERUANO (DESPUES DE 1991)**

							VOL.ACIDO.	RESULTADOS	
POZO	CAMPO	INTERVALO	FORMACION	CIA	FEC.ESTIM.	ETAPAS	(GAL.)	ANTES	DESP.
6244	REVENTONES	7240-5840	B.S/Sn.CRISTOBAL	DOWELL	15/08/1991	3	6449	8	90
1751	VERDE	6420-6260	MOGOLLON	HALLIBURTON	18/07/1994	1	4158	ATA	65
1925	TAIMAN	5824-4759	MOGOLLON	HALLIBURTON	30/12/1992	1	4989	13	60
6712	TAIMAN	7210-6860	MOGOLLON	BJS	03/05/1991	3	6880	NR	65
2078	REVENTONES	7157-5939	Sn.CRISTOBAL	HALLIBURTON	03/06/1994	3	4920	15	98
6032	REVENTONES	7150-6410	Sn.CRISTOBAL	BJS	28/08/1991	1	4980	20	60
1983	TAIMAN	6484-5360	MOGOLLON	BJS	22/08/1991	2	5125	15	60
6093	REVENTONES	6875-6180	B.S/Sn.CRISTOBAL	BJS	03/08/1991	2	6500	10	78
2111	REVENTONES	6230-4860	Sn.CRISTOBAL	BJS	28/02/1993	3	8320	12	50
1549	PENA NEGRA	7100-5665	MOGOLLON	DOWELL	13/06/1994	3	4780	ATA	39
5775	REVENTONES	6700-5915	BASAL SALINA	HALLIBURTON	15/12/1993	3	3705	22	30
1729	PENA NEGRA	6455-5420	MOGOLLON		24/01/1991	6	10340	14	29
2294	LAGUNA	8542-8400	AMOTAPE	DOWELL	30/12/1991	1	3000	NR	50
5651	PENA NEGRA	6200-4427	MOGOLLON	HALLIBURTON	21/04/1993	3	11305	15	48
2396	TAIMAN	5224-4331	MOGOLLON		07/01/1994	1	6687	ATA	45
5680	TAIMAN	5936-5275	MOGOLLON	HALLIBURTON	27/07/1993	3	13430	ATA	40
2144	REVENTONES	7150-6900	BASAL SALINA	BJS	18/06/1992	1	5944	5	30
6551	TAIMAN	7677-5880	MOGOLLON	BJS	08/09/1993	4	12057	12	50
1658	PENA NEGRA	5360-3500	OSTREA	DOWELL	11/09/1994	3	3596	ATA	48
6529	TAIMAN	5356-4705	MOGOLLON	DOWELL	02/09/1993	3	6318	15	25
6177	REVENTONES	7114-4781	Sn.CRISTOBAL		04/03/1993	4	6300	19	48
5668	REVENTONES	7340-5381	MOGOLLON	HALLIBURTON	19/10/1992	3	6880	25	90
2044	REVENTONES	7078-6709	B.S/Sn.CRISTOBAL	BJS	26/12/1991	1	5540	8	50
6526	REVENTONES	7864-7089	Sn.CRISTOBAL	DOWELL	11/11/1991	2	7400	12	30
1522	TAIMAN	6305-5934	MOGOLLON	HALLIBURTON	24/09/1995	2	4525	10	20
7333	TAIMAN	6470-5464	MOGOLLON	HALLIBURTON	24/08/1993	3	13196	12	28
6006	REVENTONES	6820-5180	MOGOLLON	HALLIBURTON	03/10/1992	3	3100	14	45
5633	PENA NEGRA	6960-5414	MOGOLLON	BJS	25/04/1993	3	9203	10	40
5768	MERINA	3086-2350	ECHINO		22/11/1994	1	5546	4	18
1875	BALLENA	7300-5800	MOGOLLON	BJS	10/12/1992	1	7200	17	21
5788	BALLENA	6930-5520	MOGOLLON	BJS	06/12/1993	3	6389	15	30

continua...

TABLA N° 12

POZO	CAMPO	INTERVALO	FORMACION	CIA	FEC.ESTIM.	ETAPAS	VOL.ACIDO.	RESULTADOS	
							(GAL.)	ANTES	DESP.
2046	REVENTONES	6965-6772	MOGOLLON	BJS	24/01/1992	1	6800	12	40
1962	ORGANOS	7154-6260	MOGOLLON	DOWELL	07/06/1994	2	4700	12	30
1612	PENA NEGRA	4300-3880	MOGOLLON	DOWELL	18/08/1994	4	8678	7	17
2459	TAIMAN	6150-5161	MOGOLLON	DOWELL	20/11/1991	2	7802	10	40
5997	TAIMAN	6465-5466	MOGOLLON	BJS	11/07/1994	3	15642	15	39
6033	REVENTONES	6500-5804	Sn.CRISTOBAL	DOWELL	30/08/1991	3	9082	20	26
6289	REVENTONES	7544-6892	Sn.CRISTOBAL	BJS	20/01/1993	3	5000	18	35
6246	REVENTONES	7356-5925	Sn.CRISTOBAL	BJS	23/10/1992	1	7073	30	60
1688	PENA NEGRA	6089-4545	MOGOLLON	DOWELL	24/09/1994	2	4641	4	31
1684	PENA NEGRA	7300-5448	MOGOLLON	HALLIBURTON	13/07/1995	5	19697	SUAB	35
2010	ORGANOS	6560-6374	MOGOLLON	DOWELL	29/09/1995	1	3250	6	20
2032	BALLENA	6929-6704	MOGOLLON	HALLIBURTON	21/11/1994	1	2300	20	40
1939	REVENTONES	7380-5160	Sn.Cristob/Mogoll.	BJS	21/12/1992	3	9000	14	65
1786	TAIMAN	6447-5171	MOGOLLON	HALLIBURTON	11/08/1993	2	14431	20	60
2421	TAIMAN	4414-4218	MOGOLLON	HALLIBURTON	30/05/1995	1	8872	10	20
5976	TAIMAN	3270-2775	HELICO		30/07/1992	1	2662	15	26
1695	REVENTONES	6057-5520	MOGOLLON	DOWELL	21/02/1993	2	10393	23	65
1722	PENA NEGRA	6130-5670	MOGOLLON	HALLIBURTON	10/11/1994	1	5000	4	20
6772	MERINA	3550-2860	ECHINO	DOWELL	24/05/1991	1	5596	8	21
2468	TAIMAN	6642-5900	MOGOLLON	HALLIBURTON	21/10/1994	2	3156	10	40
2076	REVENTONES	6841-6010	B.S/Sn.CRISTOB.	BJS	09/01/1991	1	7670	30	70
6256	TAIMAN	4919-4538	SALINA	DOWELL	18/11/1994	2	5050	20	68
7299	TAIMAN	6225-5970	MOGOLLON	HALLIBURTON	18/08/1993	1	13011	6	25
2478	VERDE	7177-6153	MOGOLLON	BJS	01/08/1993	3	15940	24	38
5836	TAIMAN	3027-2510	HELICO		19/08/1992	1	2662	5	20
1731	PENA NEGRA	5998-3765	MOGOLLON	BJS	19/08/1995	2	6115	7	25
2477	TAIMAN	6270-5602	MOGOLLON	DOWELL	04/08/1993	3	12312	15	40
2191	REVENTONES	6785-5785	MOGOLLON	BJS	02/12/1994	2	5036	SUAB	20
1570	REVENTONES	6560-5470	MOGOLLON	HALLIBURTON	03/07/1992	3	3971	SUAB	25
6149	LAGUNA	8500-8100	AMOTAPE	BJS	16/05/1991	1	2000	NR	30
6686	REVENTONES	7110-5329	Sn.CRISTOBAL	BJS	08/03/1993	2	6237	2	35
6214	REVENTONES	7295-5679	MOGOLLON	BJS	13/07/1995	2	9446	20	40
5983	MERINA	3870-3432	CLAVEL	BJS	12/05/1991	2	1600	10	17
6453	MERINA	3373-fondo	ECHINO	DOWELL	14/03/1991	1	5504	NR	28
5616	VERDE	6857-6818	MOGOLLON		29/01/1993	1	4300	19	28

continua...

							VOL.ACIDO.	RESULTADOS	
POZO	CAMPO	INTERVALO	FORMACION	CIA	FEC.ESTIM.	ETAPAS	(GAL.)	ANTES	DESP.
2386	TAIMAN	4341-3690	MOGOLLON	HALLIBURTON	10/08/1992	2	4989	9	22
6306	TAIMAN	2733-730	HELICO	HALLIBURTON	04/11/1992	2	7253	16	25
PB267	ORG.PATRIA	7150-6700	MOGOLLON	HALLIBURTON	21/02/1993	1	5420	4	17
1817	PENA NEGRA	7015-5215	MOGOLLON	DOWELL	23/09/1995	5	39064	5	30
6561	TAIMAN	7502-7010	SAN CRISTOBAL	BJS	15/03/1993	1	6248	10	25
5665	PENA NEGRA	6454-4706	SAN CRISTOBAL	DOWELL	18/03/1993	3	8100	15	40
2016	REVENTONES	5645-5260	MOGOLLON	HALLIBURTON	23/12/1994	3	1858	5	11
6086	TAIMAN	1370-600	ECHINO		30/07/1992	1	2106	4	15
1828	TAIMAN	5925-4888	MOGOLLON		13/08/1993	3	20383	10	17
2394	TAIMAN	5494-4297	MOGOLLON	BJS	07/08/1993	3	15592	20	40
1618	PENA NEGRA	6315-5391	OSTREA	DOWELL	10/10/1994	2	2834	5	30
1765	LAGUNA	7520-7118	AMOTAPE	DOWELL	05/01/1992	1	3250	NR	25
1544	TAIMAN	4910-3908	MOGOLLON	DOWELL	07/12/1994	3	3205	12	35
1973	ORG.SUR	7610-6431	MOGOLLON	BJS	16/11/1992	2	4210	18	25
1696	PENA NEGRA	5265-4970	MOGOLLON		21/09/1993	2	7320	5	12
1761	TAIMAN	5050-4500	MOGOLLON	DOWELL	16/01/1995	4	15816	5	18
7227	TAIMAN	7227-4868	MOGOLLON	HALLIBURTON	05/12/1994	1	5790	10	18
1613	REVENTONES	3650-2523	ECHINO	HALLIBURTON	09/07/1992	2	3200	ATA	25
6563	TAIMAN	3962-3183	MOGOLLON	DOWELL	17/12/1995	5	10938	4	11
1583	PENA NEGRA	7200-5135	MOGOLLON	BJS	17/07/1995	4	7001	SUAB	17
1340	TAIMAN	5824-4069	MOGOLLON	HALLIBURTON	28/10/1995	6	10118	5	15
6417	MERINA	3515-3063	ECHINO	DOWELL	04/05/1991	1	2478	NR	24
2417	MERINA	3875-3830	ECHINO	BJS	07/05/1991	1	6974	4	14
1653	PENA NEGRA	4170-3744	MOGOLLON	HALLIBURTON	27/05/1995	2	9801	8	16
1538	TAIMAN	4790-4285	MOGOLLON	DOWELL	24/08/1995	3	9976	8	24
1724	TAIMAN	3979-3138	MOGOLLON	BJS	29/12/1995	4	14680	3	10
1987	ORG.SUR	7195-7013	MOGOLLON	BJS	09/12/1995	2	3108	10	15
7504	ZAPOTAL	3409-3208	ECHINO	DOWELL	09/07/1995	2	3580	8	3
7619	TAIMAN	4960-4270	MOGOLLON		11/09/1993	3	13690	ATA	11
1130	VERDE	7130-6968	MOGOLLON	BJS	29/10/1994	1	5565	ATA	ATA
P-164	COYONITAS	3123-2885	ARENAS PERU	DOWELL	28/12/1995	4	16618	SUAB	6
P-180	COYONITAS	4830-4261	ARENAS PERU	BJS	31/12/1995	2	12976	SUAB	2
P-161	COYONITAS	3172-2958	ARENAS PERU	DOWELL	23/02/1996	2	9528	SUAB	0
7506	ZAPOTAL	3243-2954	ECHINO	DOWELL	15/07/1995	3	3500	11	8

**ANALISIS COMPARATIVO DE LA EVALUACION ECONOMICA DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION QUIMICA-ACIDIFICACION MATRICIAL-
REALIZADOS EN EL NOROESTE PERUANO DESPUES DE 1991**

POZO	PETROPERU						UNIPETRO					
	VAN (I=20%) (M \$)	TIR(%)	PAY OUT (Meses)	INV/RES (\$/BBL)	Benef.-Costo	IVA	VAN (I=20%) (M \$)	TIR(%)	PAY OUT (Meses)	INV/RES (\$/BBL)	Benef.-Costo	IVA
6244	519,40	>100	3,22	0,60	12,03	11,03	307,89	>100	4,97	0,60	7,54	6,54
1751	364,96	>100	2,01	0,54	14,37	13,37	217,89	>100	3,15	0,54	8,98	7,98
1925	277,34	>100	1,85	0,29	22,33	21,33	167,66	>100	2,91	0,29	13,90	12,90
6712	274,69	>100	7,03	1,60	5,12	4,12	146,12	>100	1,27	1,60	3,28	2,28
2078	228,77	>100	3,32	0,72	10,18	9,18	134,49	>100	5,12	0,72	6,40	5,40
6032	228,13	>100	1,69	0,69	13,30	12,30	135,81	>100	2,67	0,69	8,32	7,32
1983	227,80	>100	5,42	1,21	6,04	5,04	128,47	>100	8,10	1,21	3,84	2,84
6093	196,72	>100	4,66	1,62	5,37	4,37	109,34	>100	7,05	1,62	3,43	2,43
2111	188,74	>100	2,88	0,82	9,92	8,92	110,79	>100	4,47	0,82	6,23	5,23
1549	179,32	>100	3,92	1,64	5,85	4,85	100,74	>100	5,98	1,64	3,72	2,72
5775	172,10	>100	6,09	2,38	3,95	2,95	90,55	>100	9,02	2,38	2,55	1,55
1729	150,75	>100	5,17	1,79	5,03	4,03	83,01	>100	7,76	1,79	3,22	2,22
2294	147,90	>100	4,75	1,16	6,58	5,58	84,16	>100	7,17	1,16	4,18	3,18
5651	140,81	>100	3,49	1,39	6,92	5,92	80,51	>100	5,36	1,30	4,38	3,38
2396	130,04	>100	1,58	0,40	19,58	18,58	78,37	>100	2,50	0,40	12,20	11,20
5680	126,89	>100	4,80	2,04	4,63	3,63	68,92	>100	7,23	2,04	2,97	1,97
2144	117,50	>100	4,26	0,84	8,52	7,52	68,32	>100	6,48	0,84	5,37	4,37
6551	117,29	>100	4,61	2,50	4,06	3,06	93,86	>100	6,97	2,50	2,62	1,62
1658	114,37	>100	4,61	1,09	6,82	5,82	65,31	>100	6,97	1,09	4,32	3,32
6529	114,05	>100	8,28	2,45	3,38	2,38	57,54	>100	11,89	2,45	2,20	1,20
6177	110,57	>100	2,90	1,19	7,74	6,74	63,84	>100	4,50	1,19	4,89	3,89
5668	106,02	>100	4,73	1,15	7,02	6,02	60,71	>100	7,15	1,15	4,45	3,45
2044	102,13	>100	10,20	2,44	3,07	2,07	49,80	>100	16,92	2,44	2,01	1,01
6526	101,80	>100	5,50	1,48	5,43	4,43	56,66	>100	8,22	1,48	3,46	2,46
1522	96,78	>100	8,03	2,43	3,56	2,56	49,57	>100	11,57	2,43	2,31	1,31
7333	96,08	>100	7,94	3,06	3,28	2,28	47,98	>100	11,45	3,06	2,14	1,14
1817	94,02	>100	4,45	1,61	5,48	4,48	54,49	>100	4,72	1,61	5,19	4,19
6006	93,95	>100	3,05	1,07	8,23	7,23	50,78	>100	6,51	1,07	3,10	2,10

continua...

5633	92,80	>100	4,28	2,05	4,83	3,83	54,05	>100	2,66	2,05	8,95	7,95
5768	90,55	>100	1,68	0,60	14,32	13,32	52,44	>100	5,61	0,60	5,37	4,37
1875	90,20	>100	3,66	0,92	8,52	7,52	50,52	>100	5,90	0,92	4,01	3,01
5788	89,17	>100	3,86	1,44	6,31	5,31	42,94	>100	11,84	1,44	1,97	0,97
2046	88,81	>100	8,24	3,07	3,01	2,01	46,64	>100	8,55	3,07	2,80	1,80
1962	86,86	>100	5,75	2,11	4,35	3,35	45,97	>100	10,52	2,11	2,77	1,77
1612	85,78	>100	7,22	1,80	4,30	3,30	45,53	>100	9,42	1,80	3,05	2,05
2459	83,42	>100	6,39	1,79	4,76	3,76	39,70	>100	13,44	1,79	1,97	0,97
5997	82,19	>100	8,88	2,87	3,00	2,00	43,79	>100	8,13	2,87	2,70	1,70
6033	82,18	>100	5,44	2,35	4,18	3,18	49,99	>100	7,23	2,35	3,60	2,60
6289	80,41	>100	4,79	1,56	5,65	4,65	44,36	>100	6,43	1,56	3,38	2,38
6246	79,96	>100	4,23	1,82	5,30	4,30	42,91	>100	7,69	1,82	2,81	1,81
1688	79,84	>100	5,13	2,18	4,37	3,37	33,98	>100	11,89	2,18	1,66	0,66
1684	77,35	>100	8,28	4,18	2,51	1,51	36,60	>100	13,80	4,18	1,92	0,92
2010	76,64	>100	8,98	2,89	2,92	1,92	42,83	>100	8,04	2,89	4,01	3,01
2032	75,60	>100	5,37	1,16	6,31	5,31	41,33	>100	9,13	1,16	3,16	2,16
1939	75,29	>100	6,17	1,73	4,94	3,94	35,42	>100	11,88	1,73	1,94	0,94
1786	73,73	>100	8,27	3,29	2,96	1,96	38,12	>100	9,03	3,29	2,65	1,65
2421	71,82	>100	6,10	2,08	4,11	3,11	42,21	>100	3,70	2,08	7,03	6,03
5976	71,45	>100	2,36	0,82	11,21	10,21	28,63	>100	20,64	0,82	1,58	0,58
1695	67,86	>100	10,95	3,91	2,37	1,37	37,05	>100	6,95	3,91	3,56	2,56
1722	66,32	>100	4,60	1,62	5,58	4,58	38,18	>100	4,13	1,62	5,02	4,02
6772	65,99	>100	2,65	1,22	7,96	6,96	32,94	>100	8,70	1,22	2,20	1,20
2468	65,29	>100	5,85	3,10	3,38	2,38	23,15	>100	14,52	3,10	1,38	0,38
2076	63,71	>100	8,93	5,38	2,06	1,06	27,33	>100	7,69	5,38	1,95	0,95
6256	56,82	>100	5,12	3,77	2,97	1,97	25,31	>100	9,75	3,77	1,75	0,75
7299	55,74	>100	6,64	4,16	2,64	1,64	19,54	>100	28,92	4,16	1,36	0,36
2478	55,25	>100	17,52	4,40	2,02	1,02	31,74	>100	4,14	4,40	5,53	4,53
5836	54,47	>100	2,66	1,04	8,78	7,78	28,44	>100	7,73	1,04	2,77	1,77
1731	53,07	>100	5,15	2,22	4,30	3,30	23,23	>100	9,44	2,22	1,66	0,66
2477	52,86	>100	6,41	4,52	2,51	1,51	20,55	>100	12,96	4,52	1,46	0,46
2191	52,73	>100	8,57	4,87	2,18	1,18	26,39	>100	6,62	4,87	2,68	1,68
1570	49,61	>100	4,36	2,48	4,15	3,15	26,57	>100	6,15	2,48	2,77	1,77
6149	49,57	>100	4,03	2,46	4,30	3,33	25,94	>100	5,58	2,46	2,58	1,58
6686	49,15	>100	3,64	2,76	4,00	3,00	23,47	>100	8,73	2,76	1,94	0,94
6214	48,82	>100	5,88	3,70	2,97	1,97	22,92	>100	5,45	3,70	3,25	2,25
5983	41,58	>100	3,55	2,04	5,08	4,08	35,53	>100	4,46	1,34	5,55	4,55
6453	41,28	>100	3,97	1,34	6,29	5,29	20,62	>100	7,75	1,34	2,52	1,52

continua ...

FIGURAS

EFFECTO DE LA TURBULENCIA SOBRE LA PRODUCTIVIDAD

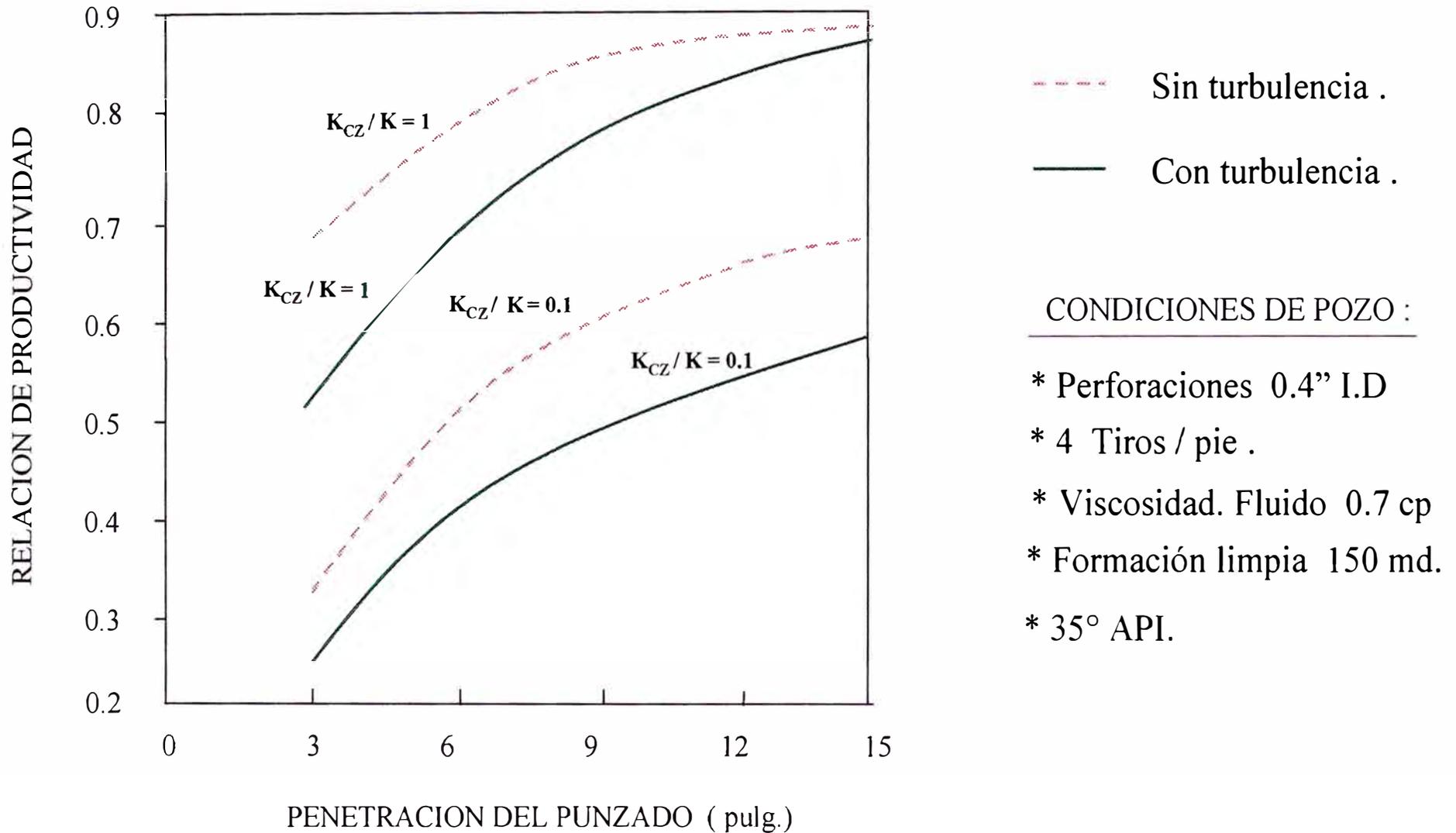
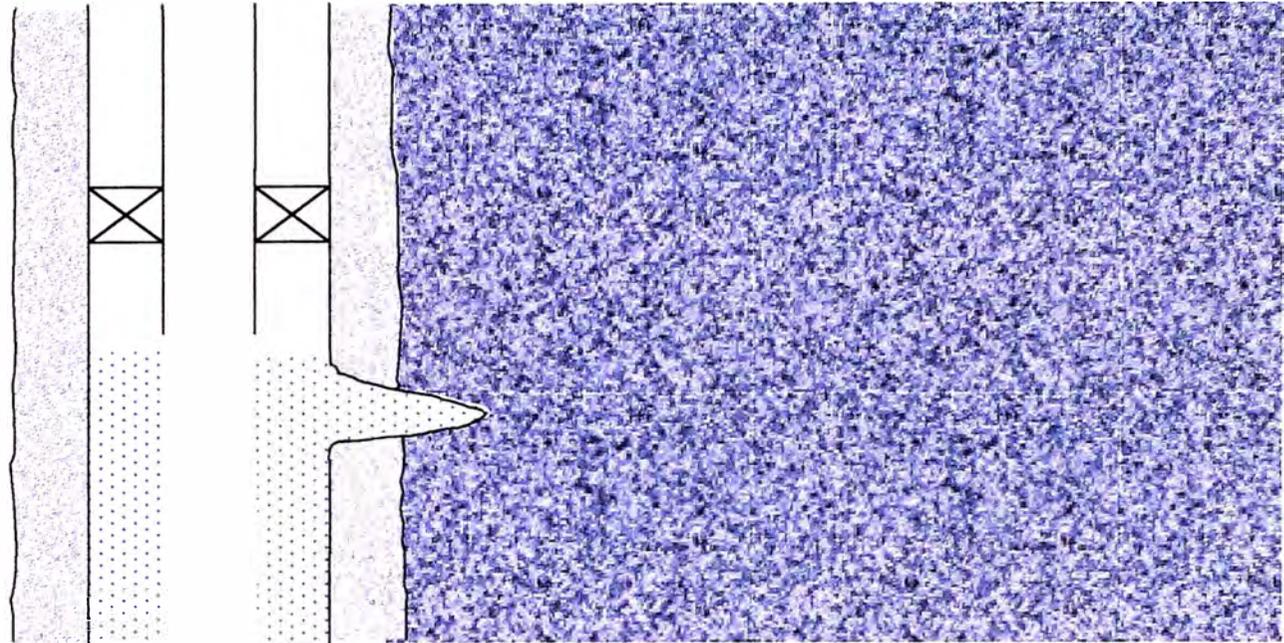


FIG. N° 1

UBICACIONES DE DIVERSOS TIPOS DE DAÑO



	tubing	Empaque grava	perforaciones	Formación
Scales				
Depósitos orgánicos				
Silicatos, aluminosilicatos				
Emulsión				
Bloques de agua				
Cambio en la mojabilidad				

FIG. N° 2

EFFECTO DEL FILTRADO

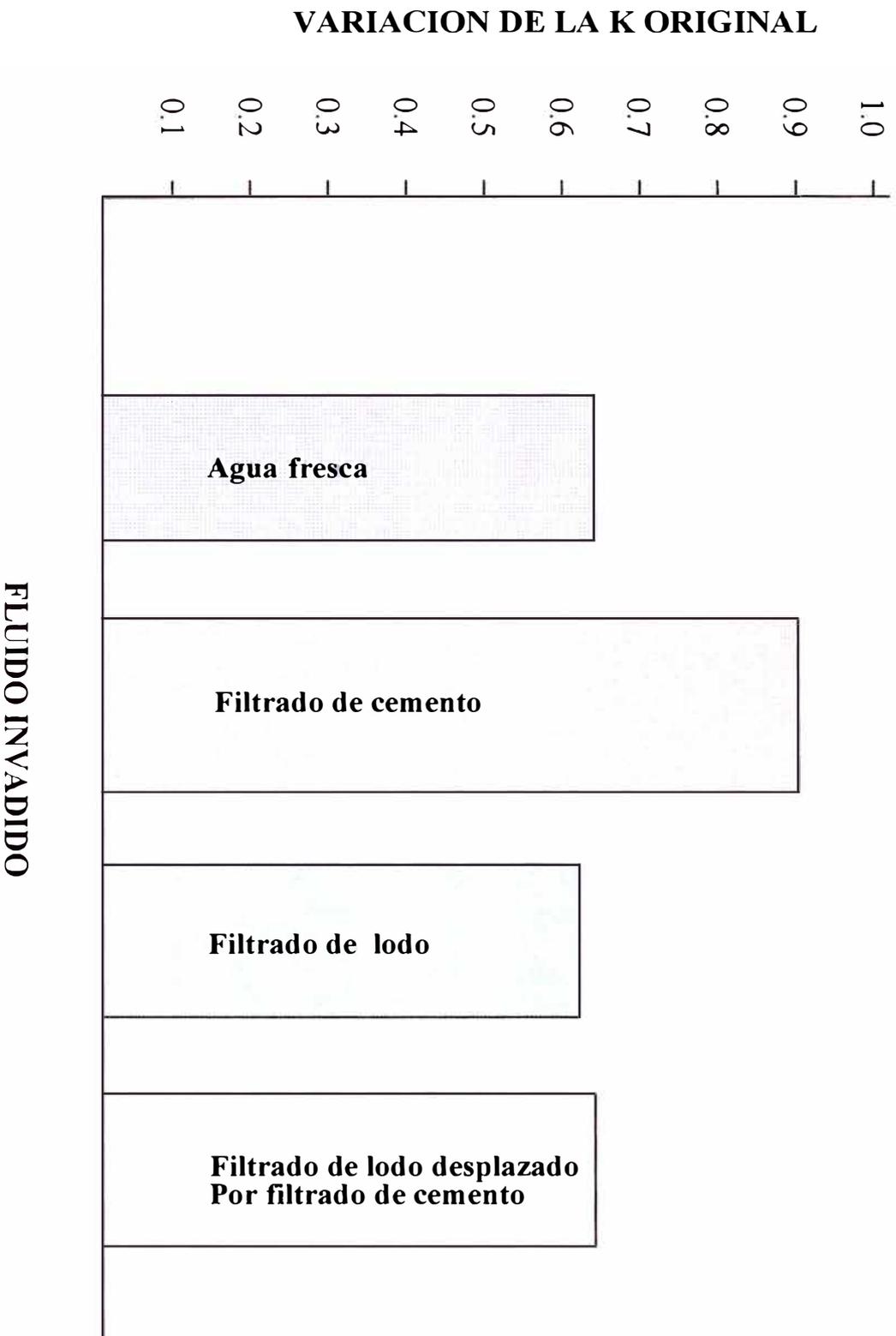


FIG. Nº 3

DAÑO POR PUNZONAMIENTO

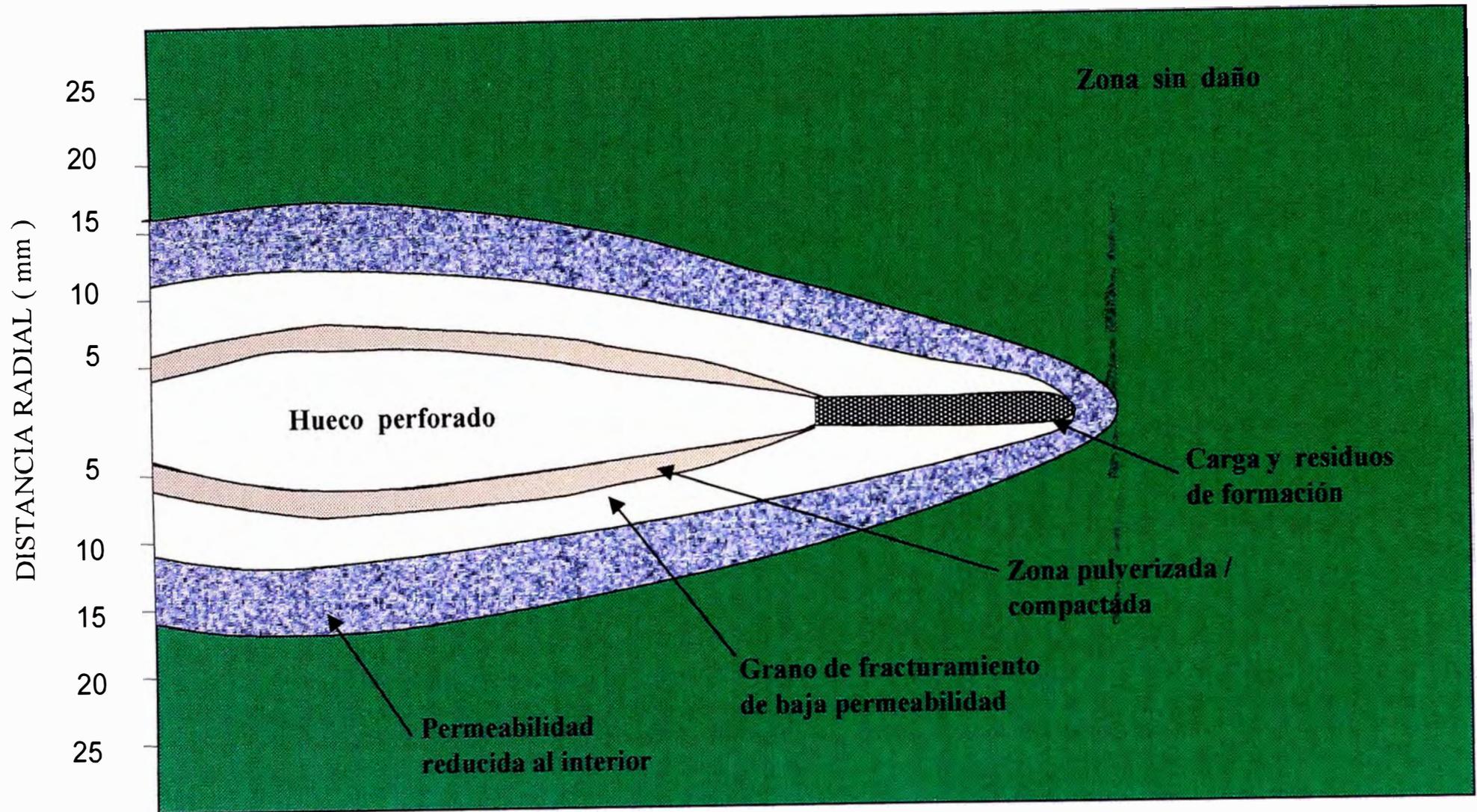


FIG. N° 4

DISMINUCION DE LA PERMEABILIDAD POR EFECTOS DE SOLIDOS

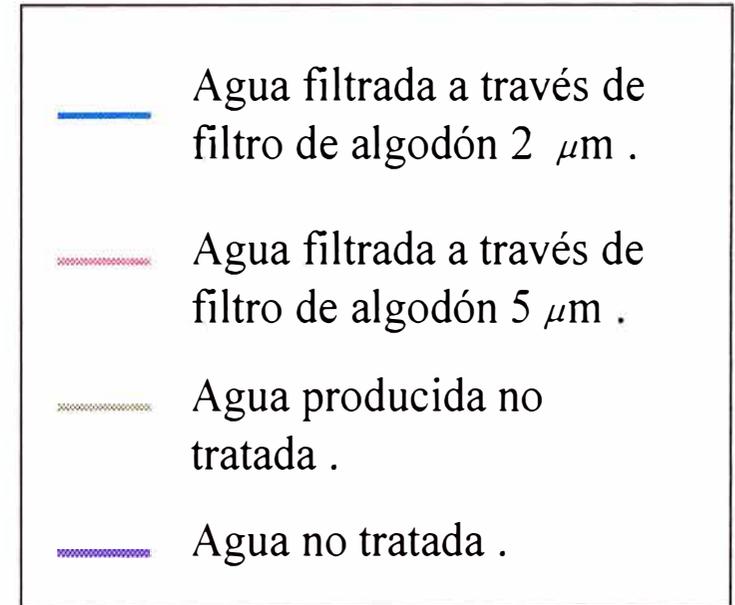
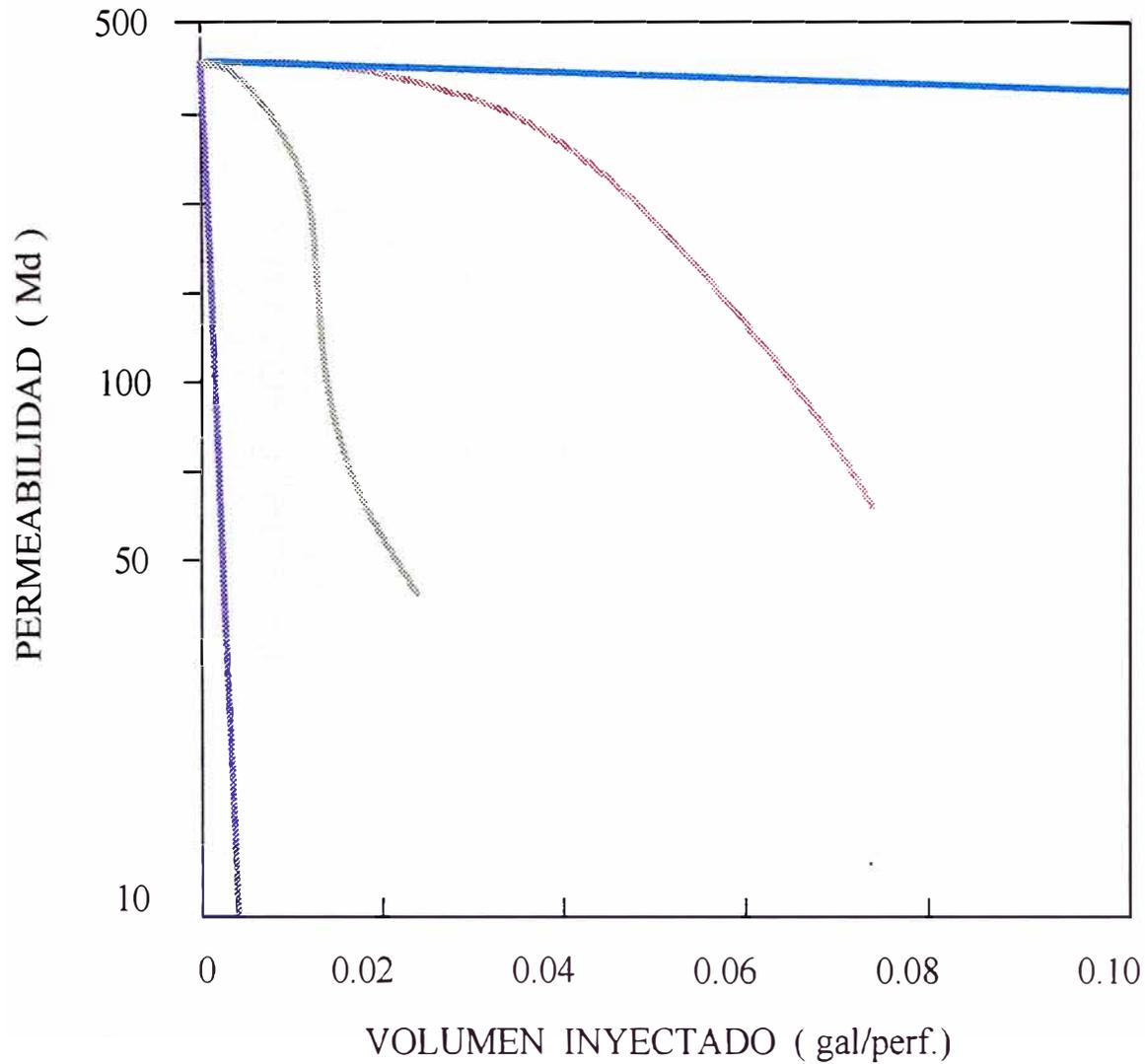


FIG. N° 5

EFFECTO DE LA CAIDA DE PRESION SOBRE LA PERMEABILIDAD

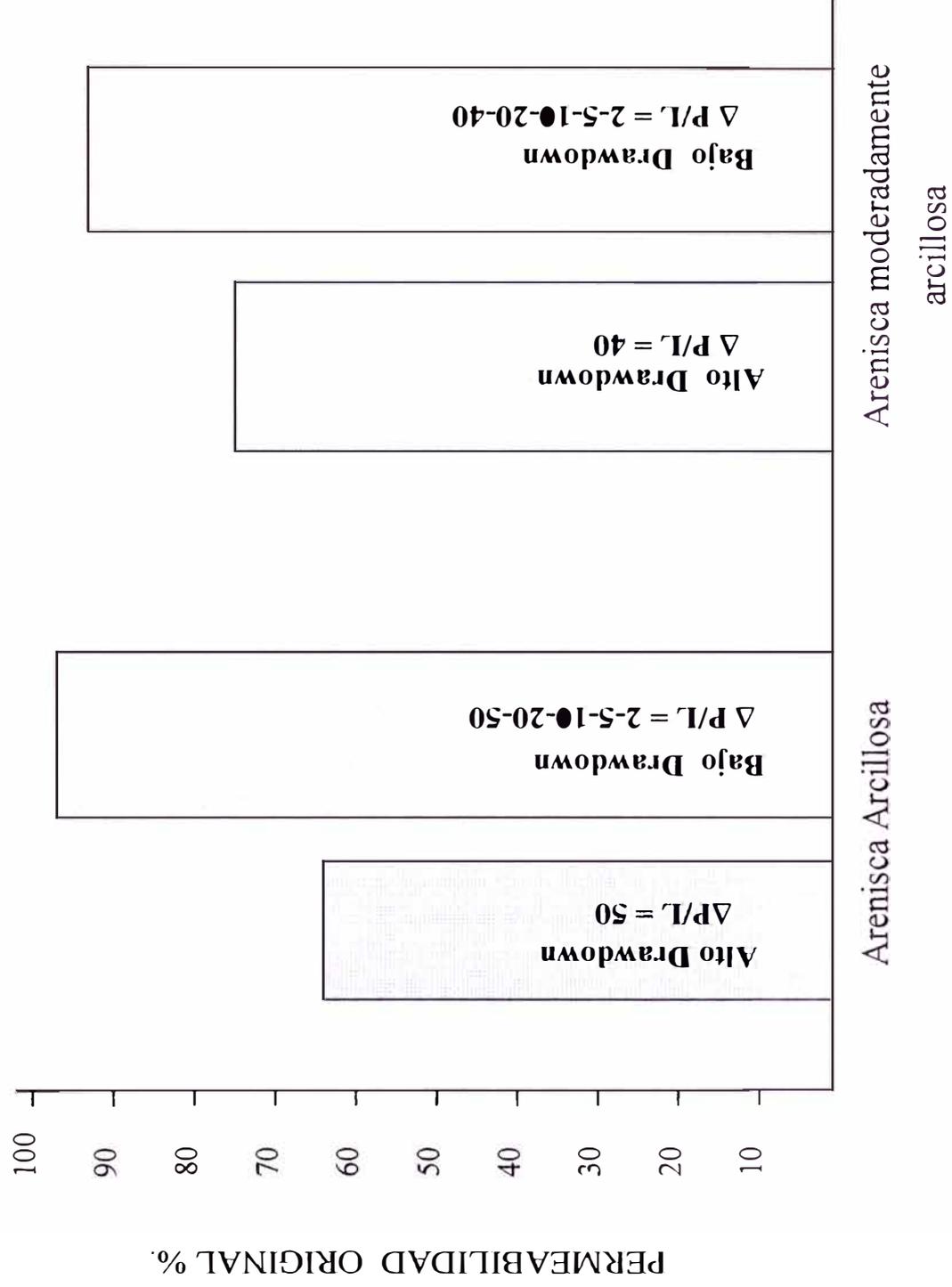
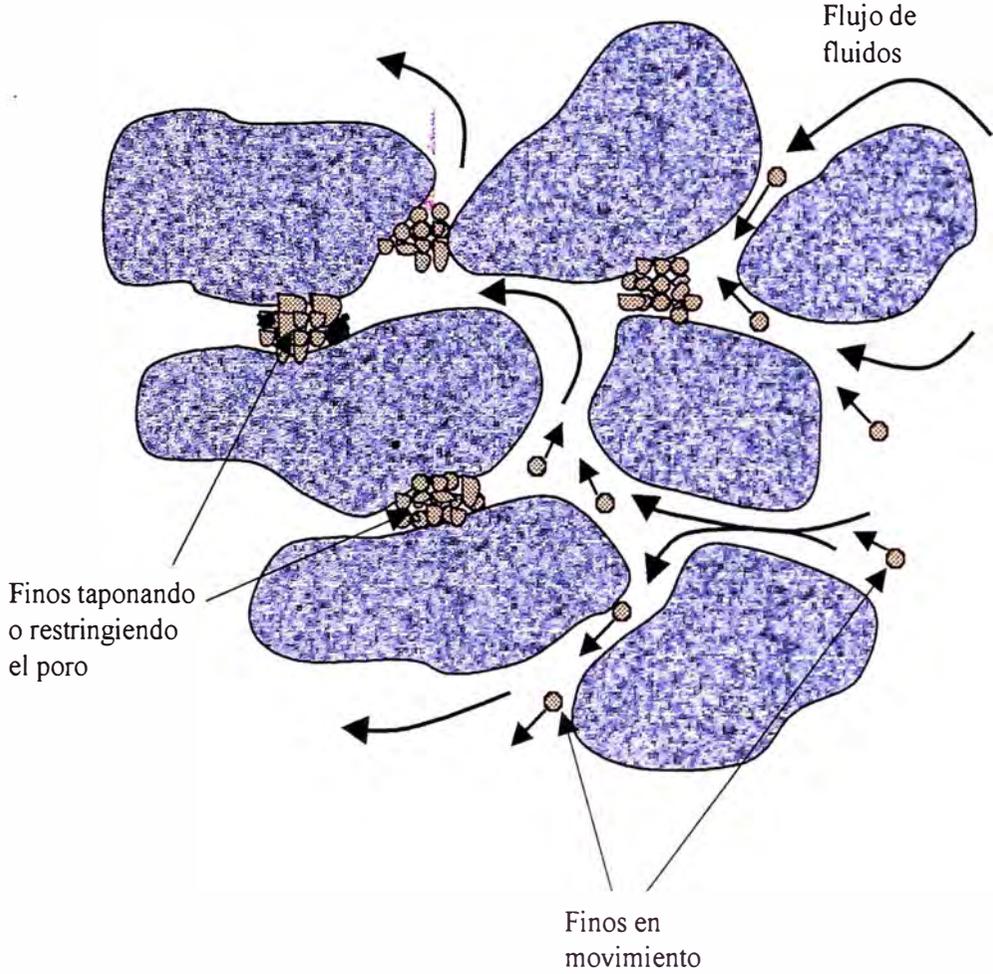


FIG. N° 6

DESESTABILIZACION Y MOVIMIENTO DE FINOS



COMPOSICION TIPICA DE ARENISCAS

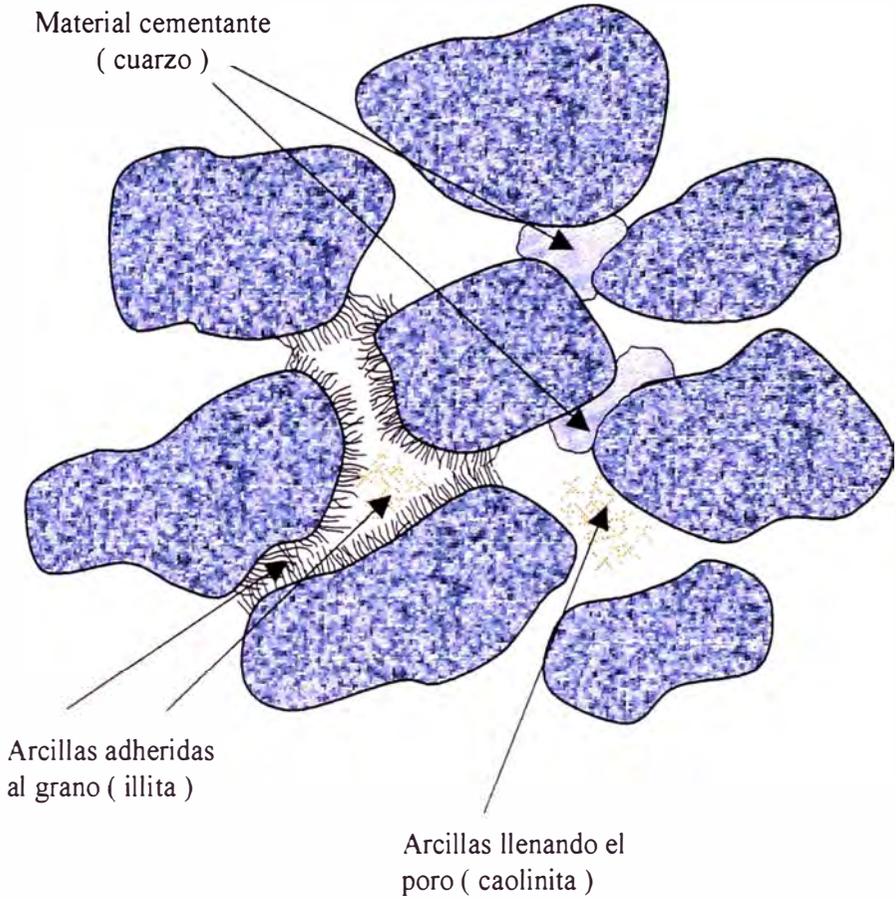


FIG. N° 7

REMOCION DE DAÑOS

TIPOS DE DAÑOS

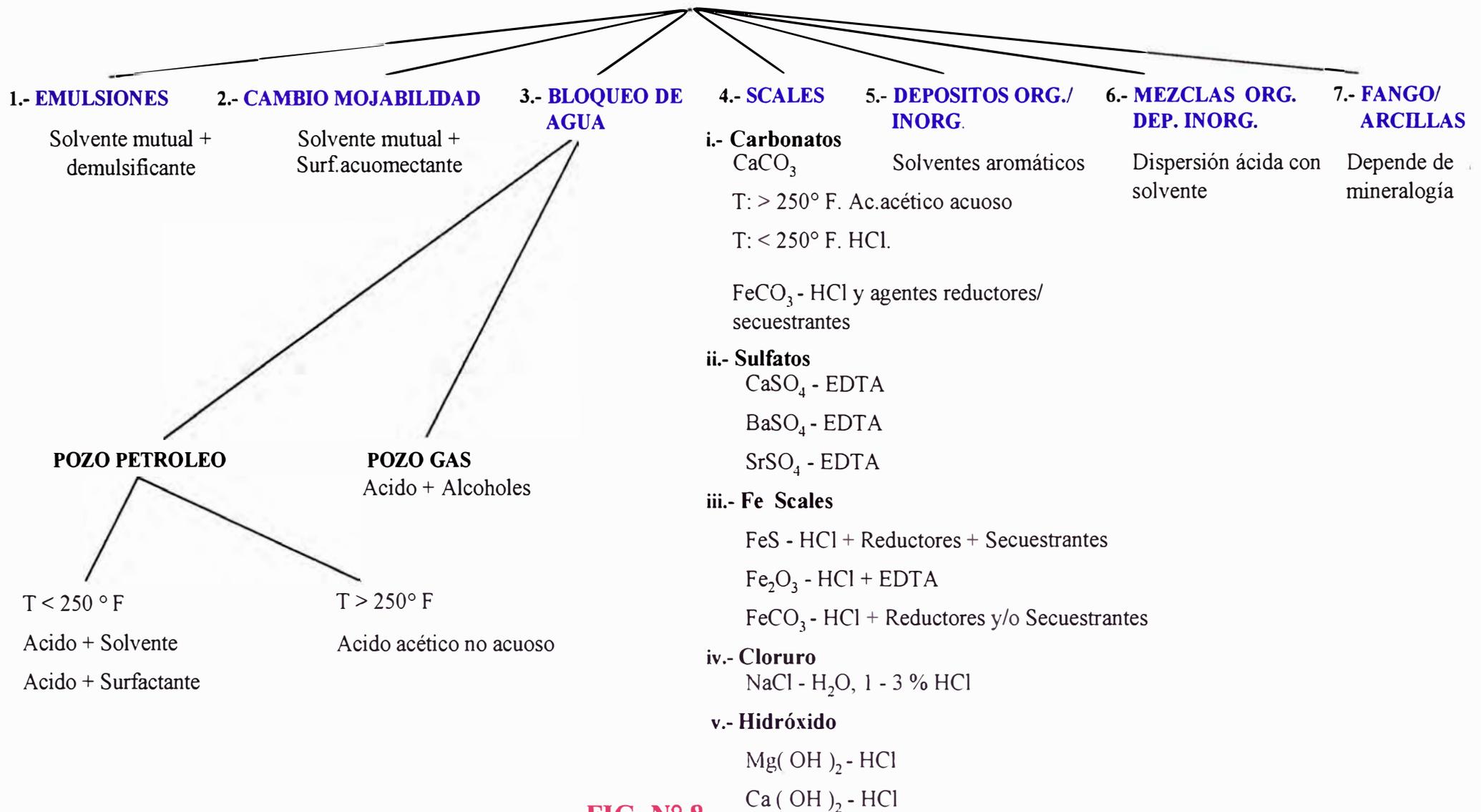


FIG. N° 8

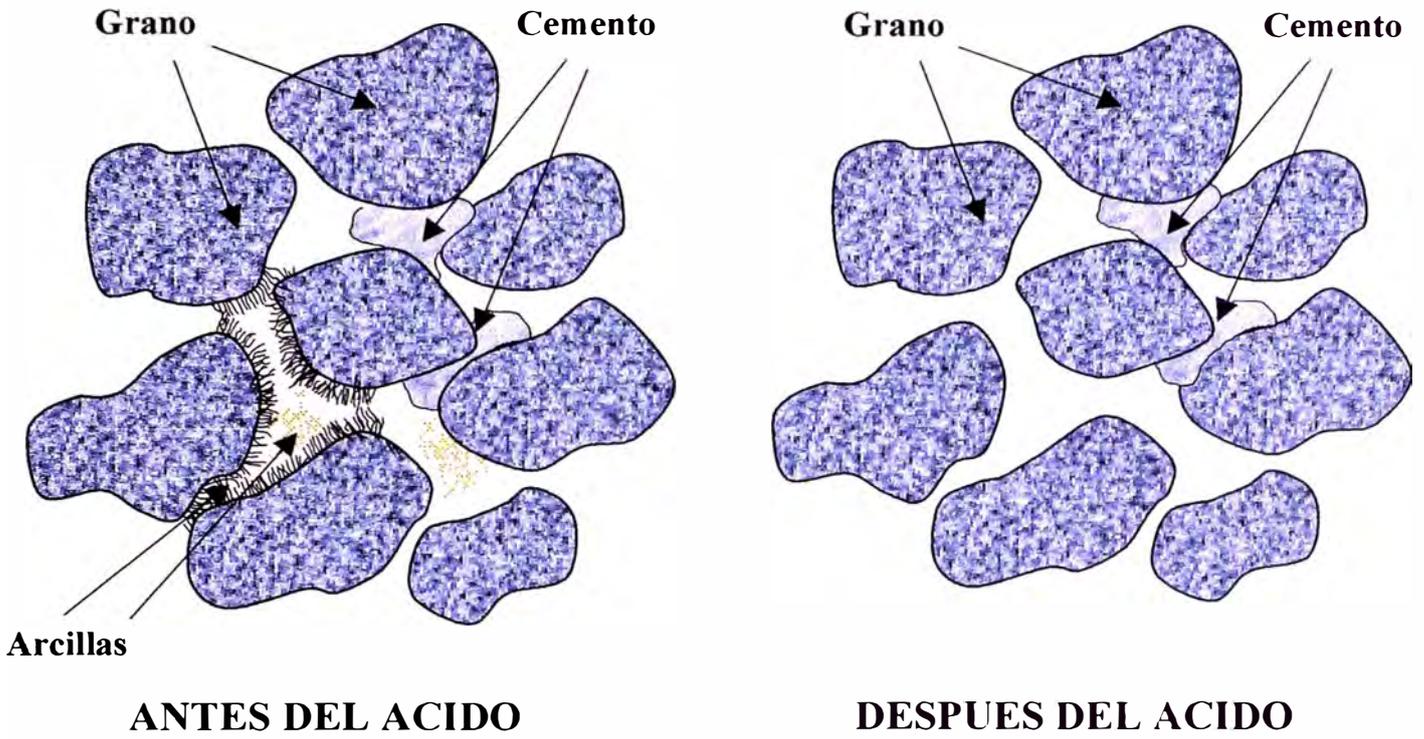


ILLITA SATURADA DE AGUA REVISTIENDO
EL GRANO DE FORMACION



FILAMENTO DE ILLITA AUTIGENICA

ACIDIFICACION DE ARENISCAS



ACIDIFICACION DE CARBONATOS

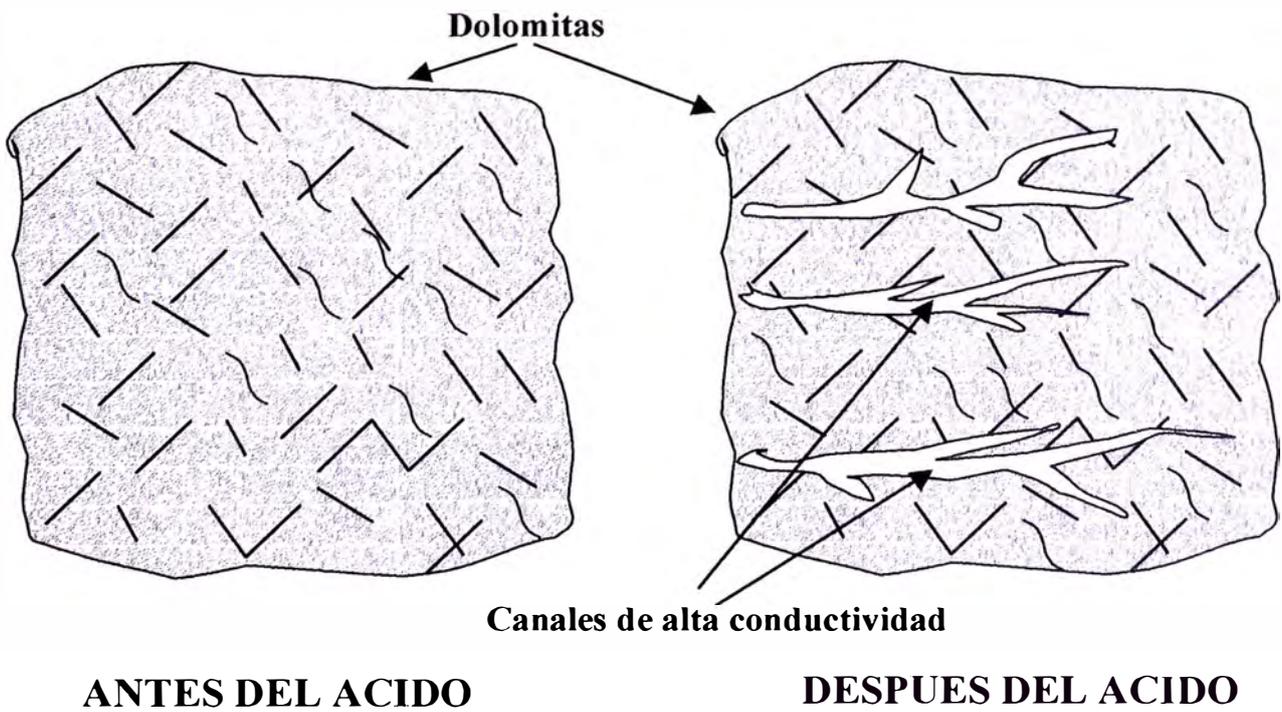
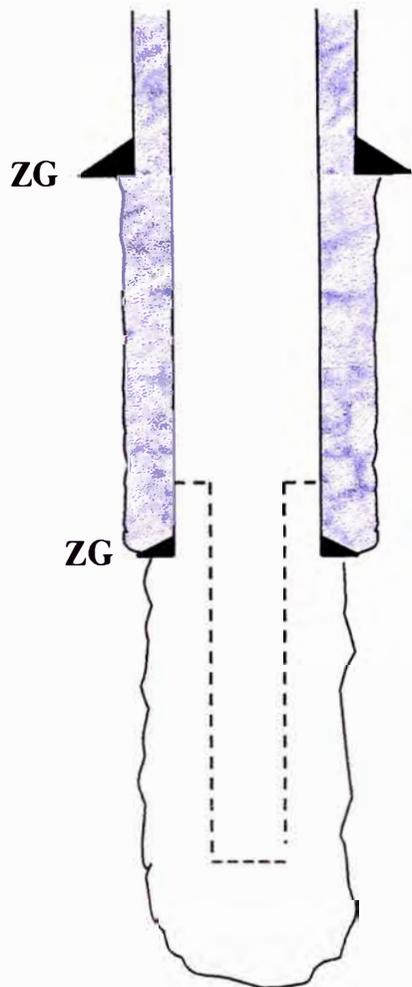


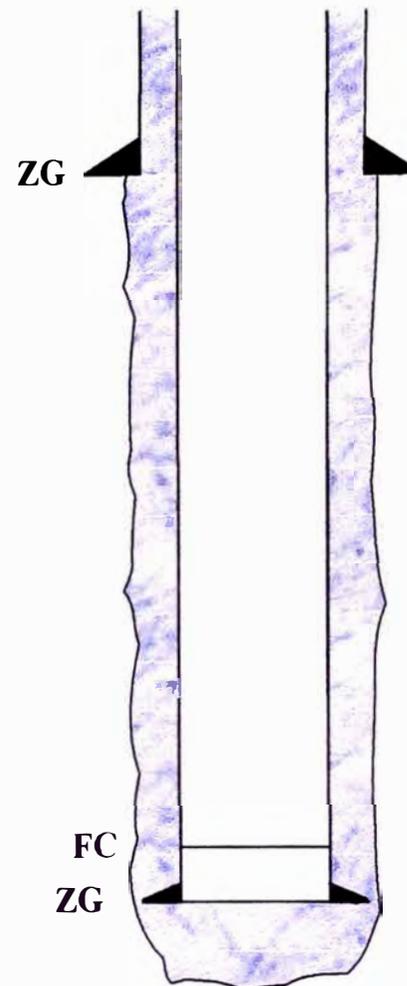
FIG. N° 10

TIPOS DE COMPLETACION POZOS LOTE IX



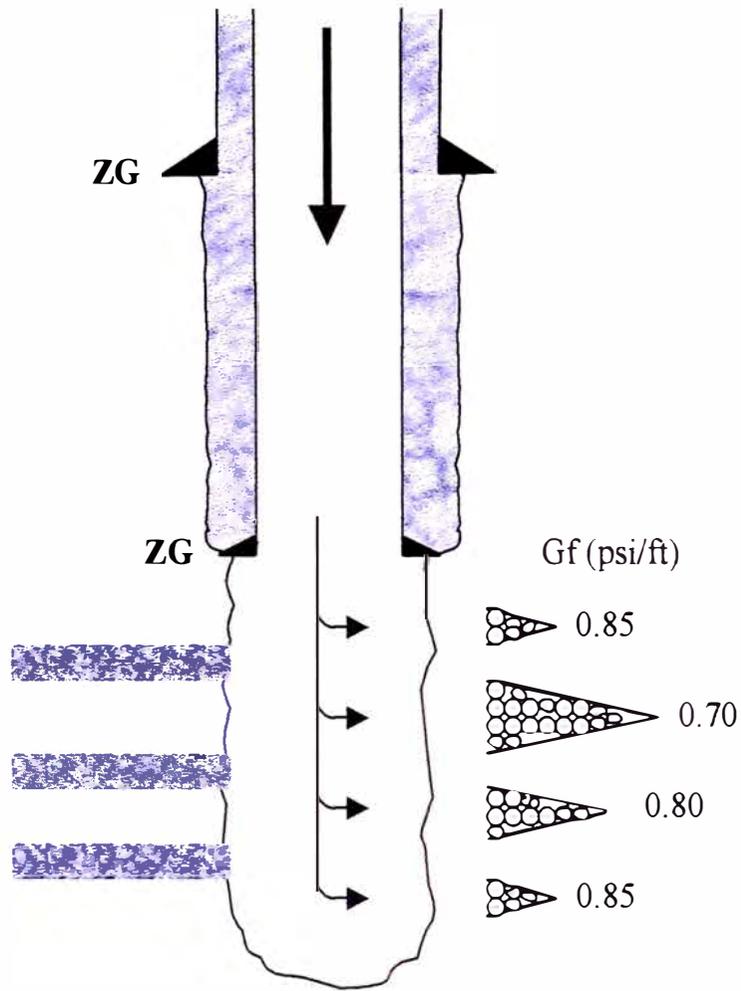
COMPLETACION LAINA
RANURADA

FIG.N°11

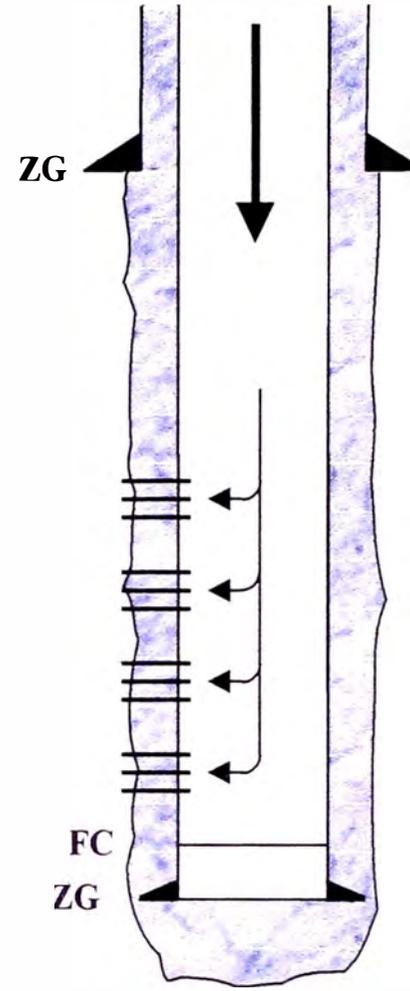


COMPLETACION CASING
CEMENTADO

FIG.N°12

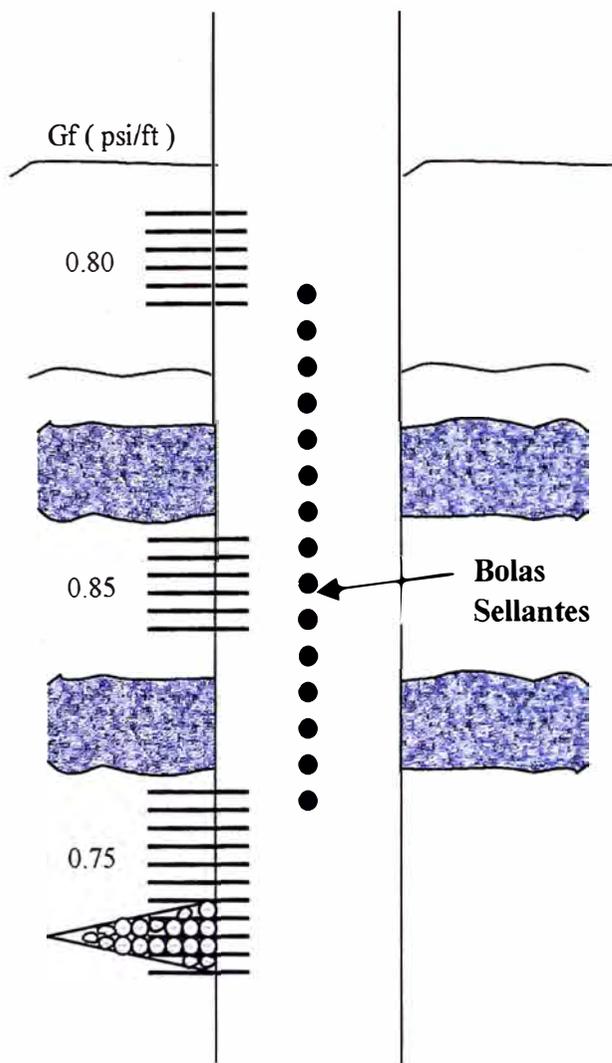


**FRAC. HUECO ABIERTO
FORMACION MULTICAPAS**

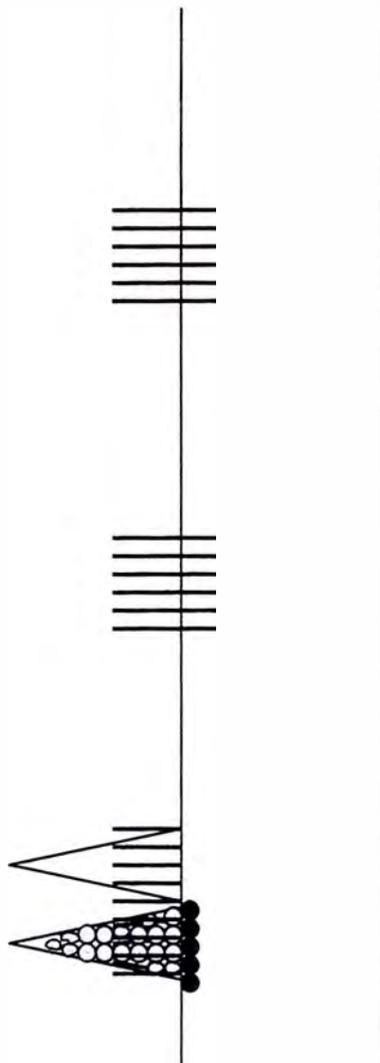


**FRAC. 1 ETAPA
FORMACION MULTICAPAS**

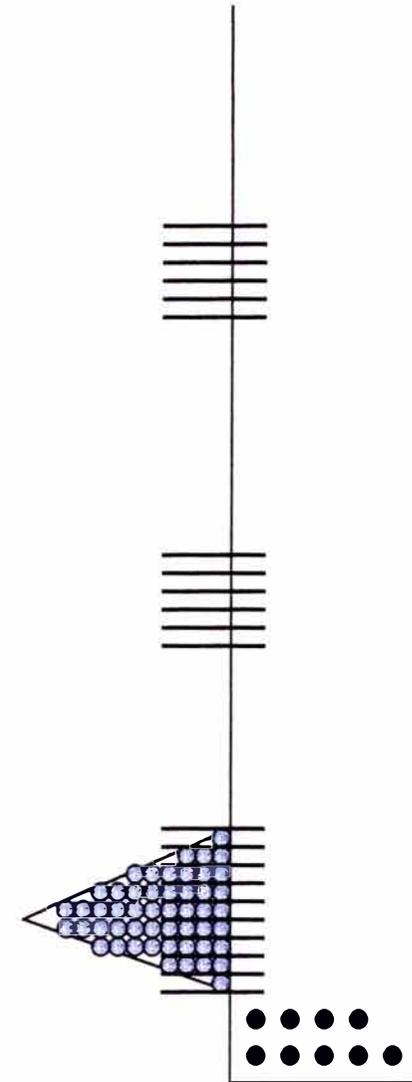
FIG.Nº13



BOLAS EN VIAJE



**BOLAS SELLANDO ZONA CON ARENA Y
ABRIENDO LA PARTE SUPERIOR DE LA MISMA**



**TRABAJO FINALIZADO
(un solo cuerpo estimulado)**

FIG.Nº14

HISTORIA DE PRODUCCION

POZO X21 - BATANES

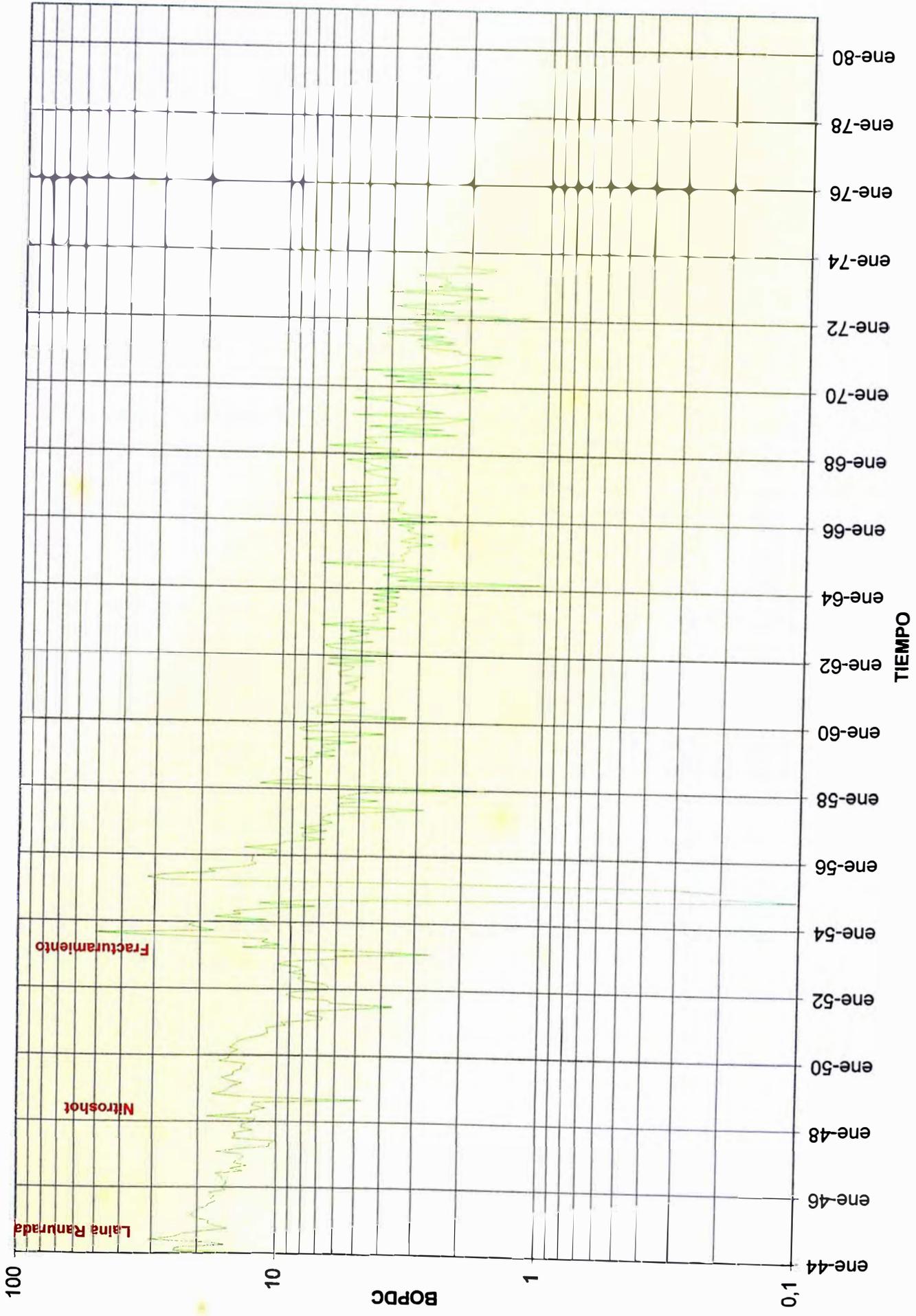
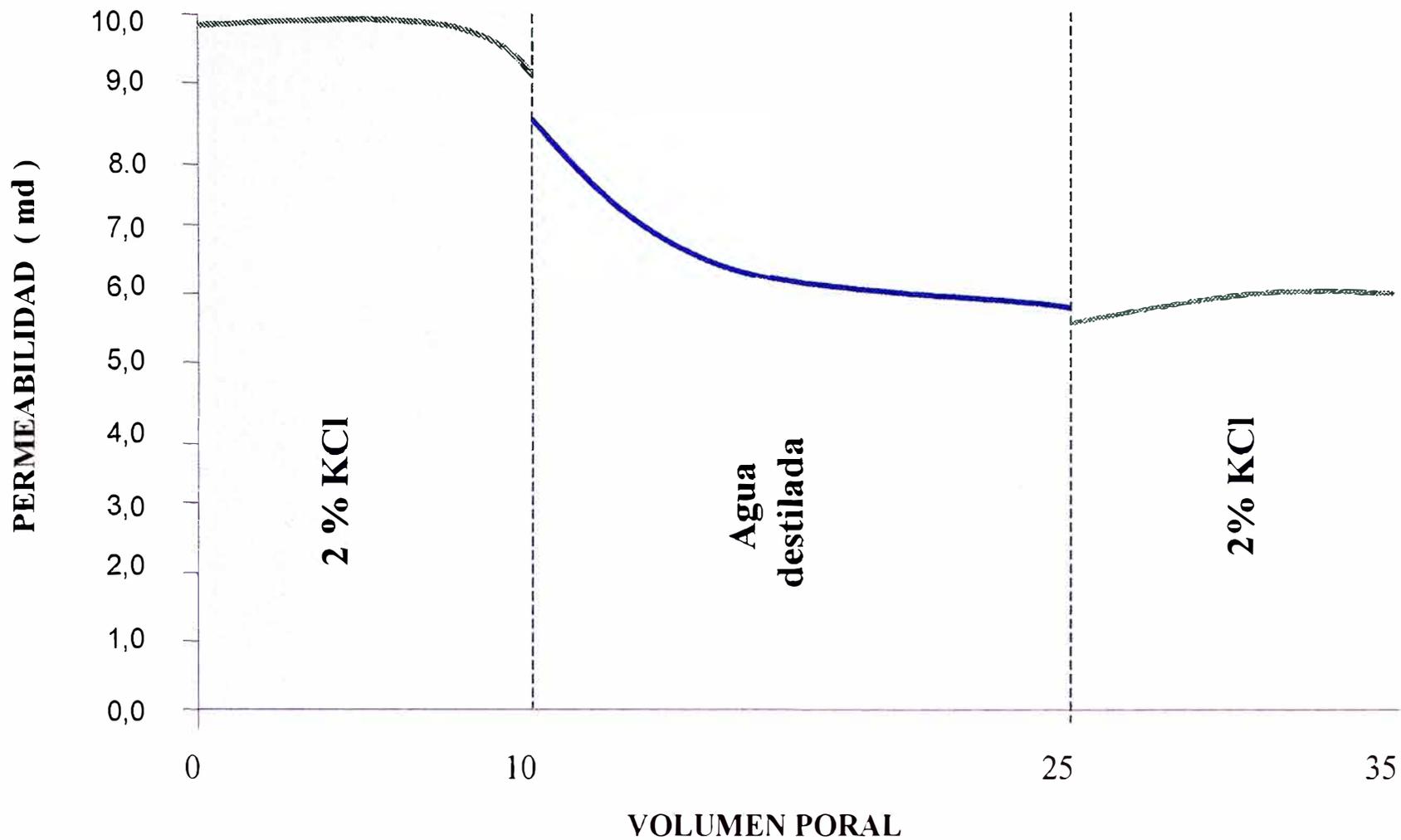


FIG. N° 15

SENSIBILIDAD AL AGUA

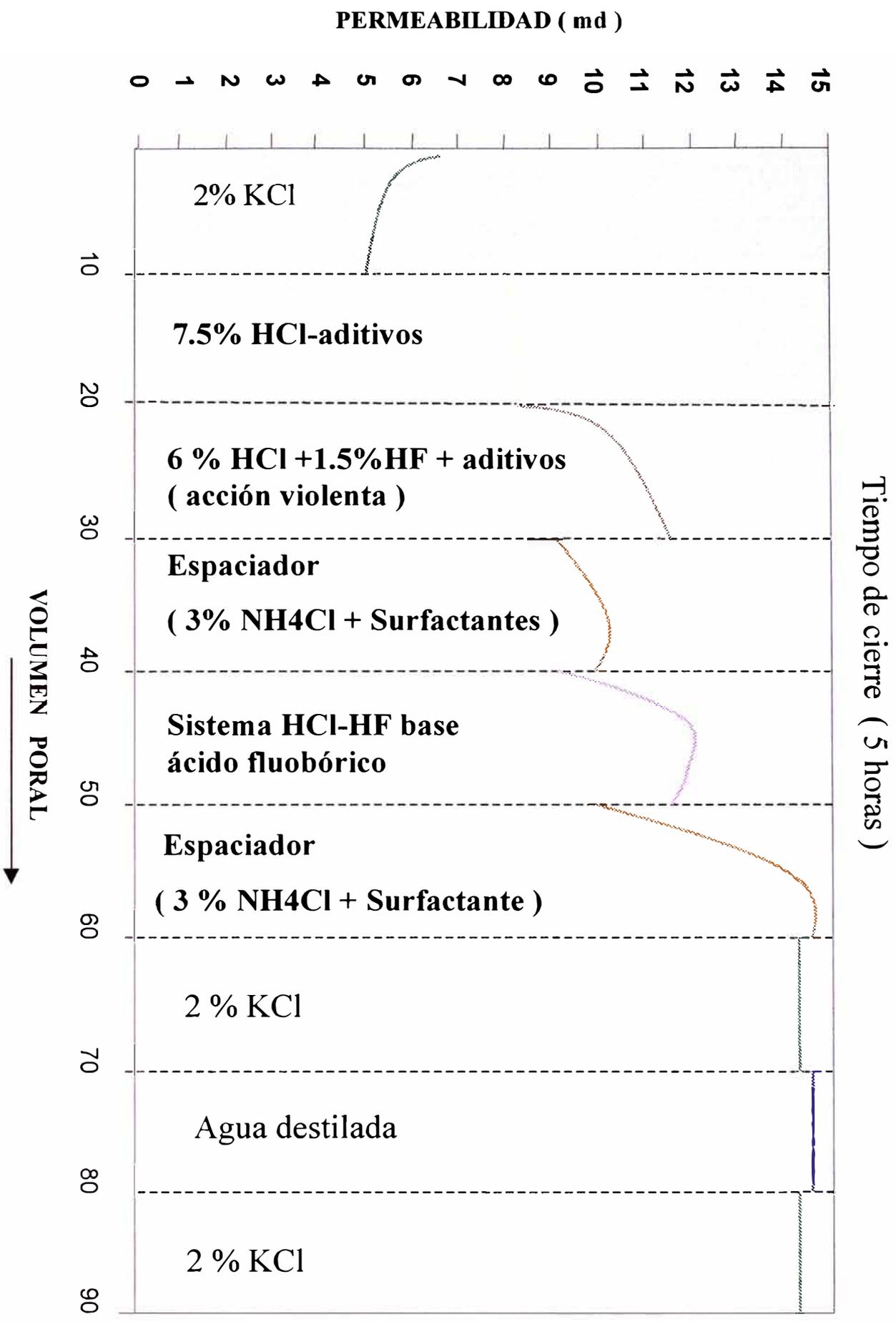


Núcleo B36-2

Formación Pariñas Inferior

Pozo X1-Batanes

FIG.Nº 16



Tratamiento con “Sistema HCl-HF de acción retardada a baja temperatura”
 Formación: Pariñas Inferior Núcleo : B36-6 Pozo : X1 Batanes

FIG. Nº17

POZO X2 - BATANES

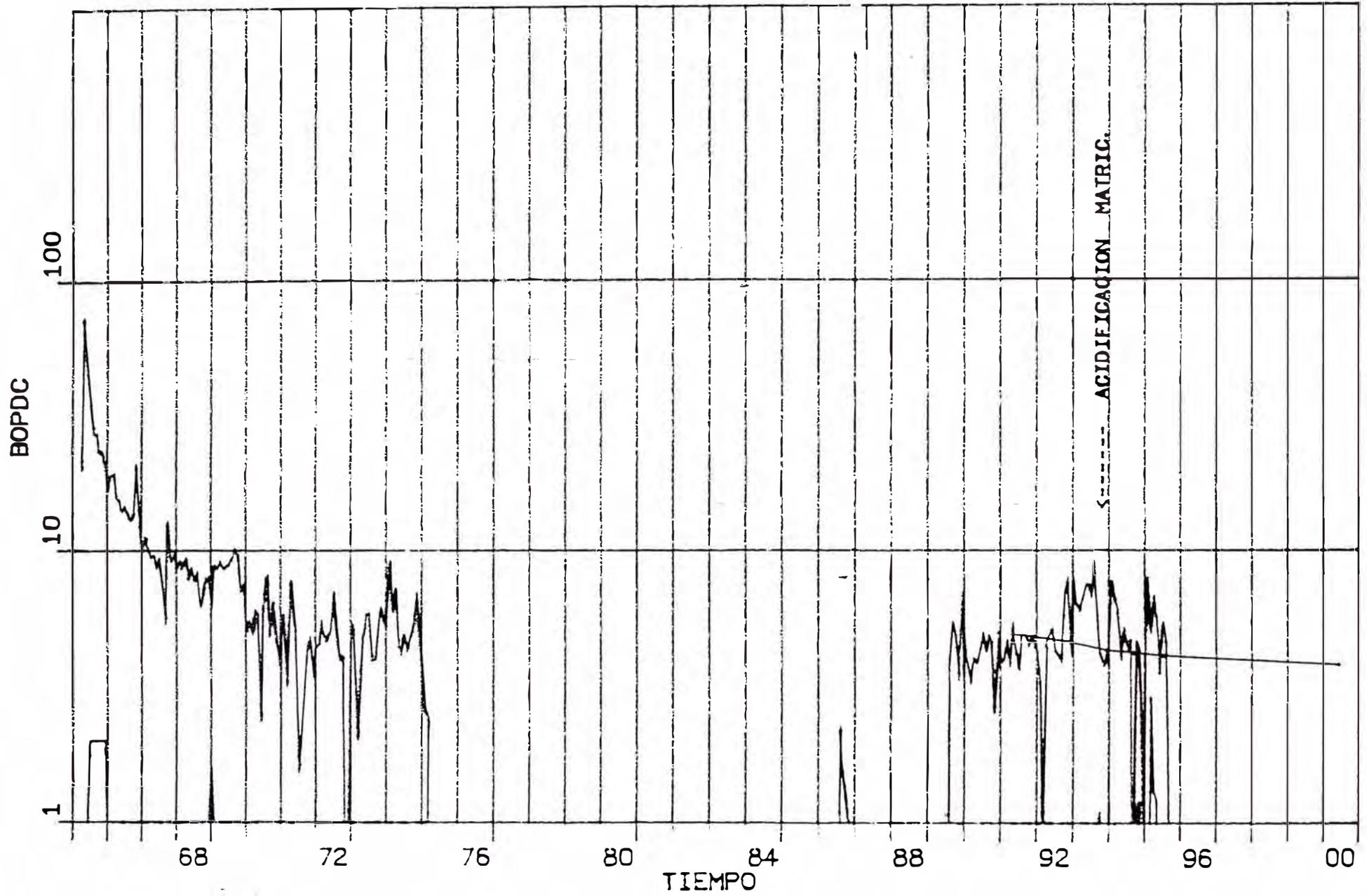


FIG. N° 18

POZO Z1 - LEONES

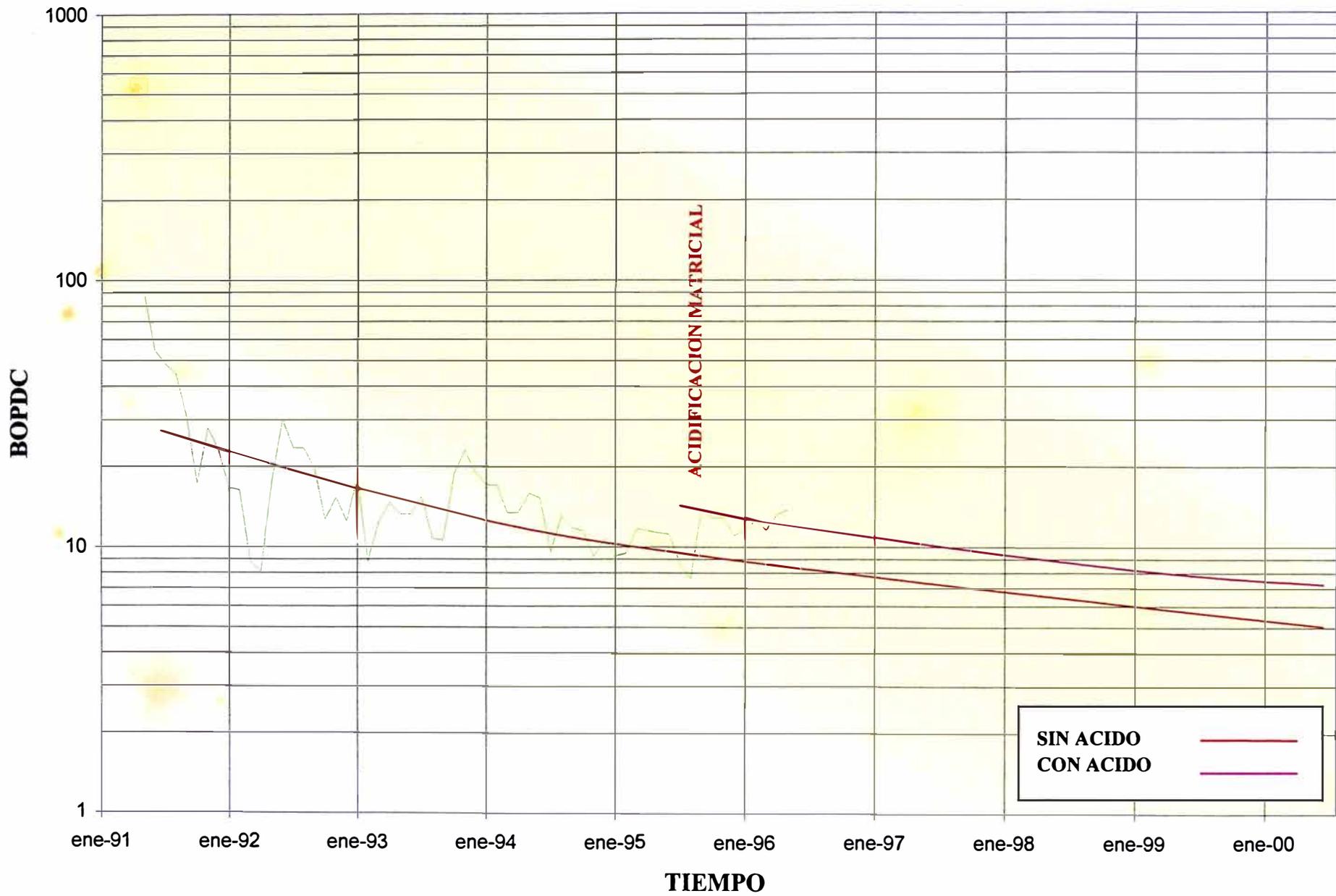


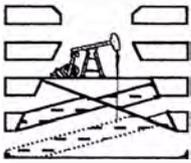
FIG. N° 19

L A M I N A S

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL LOTE IX COMPARADA CON LA COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA TALARA

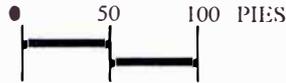
ERA	C E N O Z O I C O				C U E N C A T A L A R A					L O T E I X				
					SISTEMA	SERIE	PISO	GRUPO	FORMACION	ZONAS FAUNISTICAS	ESPESOR	LITOLOGIA	FORMACION	ESPESOR
									CUAT.	PLEIST.	ARENISCA TALARA		FRAG. DE CONCHAS	100' - ARENA
MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	CAMPAÑAS	MAL PASO	SALINA	ARENISCA TALARA	FRAG. DE CONCHAS	200'	LITOLOGIA	TAB. TABLON	100'			
						LAGUNITOS	PLEUROPHOPSIS	3,600'		VERDUN	440'			
MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	CAMPAÑAS	MAL PASO	SALINA	LAGUNITOS	PLEUROPHOPSIS	3,600'	LITOLOGIA	VERDUN	440'			
						MIRADOR		3,000'						
						CHIRA	STICHOCASSIDULINA THALMANNI	2,500'						
						VEROUN	LEPIDOCYCLINA PERUVIANA	2,030'						
						POZO	CYCLAMINA SAMANICA	1,000'						
						ARENISCA TALARA		950'						
						LUTITAS TALARA	VALVULINA CURTA TRIFRAXILINA PUPA	4,800'						
						MONTE	VALVULINA OBESA GAUDRYINA VILLOSA							
						HELICO LOBITOS	HOPKINSIINA TALARA AMBISTEMA SPECIOSA DISCOCYCLINA PERUVIANA							
						TEREBR.	QUINQUELOCULINA OF NAURICENSIS							
						CHIACRA	VIRGULINA DIVERSA VALVULINERA COMPRESSA VIRGULINA RESTINENSIS	1,500'						
						PANIÑAS SUPERIOR		1,300'						
PANIÑAS INFERIOR		400'												
PALEGREDA	FRONDCULARIA PALEGRENSIS GLOBOROTALIA GRASSATA Ver. AEGUA	2,800'												
CERRO TANQUE	DISCORBIS BERRYI MONONELLA SOLDADOENSIS	2,200'												
MOGOLLON	CILLOSTOMELLA FOLIONI "NEGRITOS"	1,900'												
SAN CRISTOBAL	NEOPULMONIA CANADIENSIS	1,75'												
SALINA BASAL														
BALCONES	HAPLOPHASMOIDES ATAHUALPA GAUDRYINA BENTONENSIS	3,500'												
MESA	PSEUDOCYCLAVULINA CLAVATA GLOBOROTALIA COMPRESSA	1,500'												
PETACAS	RZEMAKINA EPICOMA RUGOSLODICEPHERA RUBOSA GUMBELINA GLOBULOSA	2,400'												
ANCITA		800'												
MONTE GRANDE	RHINODENERIHOIDES PARVA	1,000'												
REDONDO	RHINODENERIHOIDES BRETETI RHINODENERIHOIDES BRETACEA	3,000'												
LANGUDO		950'												
MUERTO PANIÑA		500'												
AMOTAPE	AVICULOPLECTEN GASTRICEPHERA CHONETER	1,800'												
GRUPO AMOTAPE				1,130'										

■ UNIDADES PRODUCTIVAS

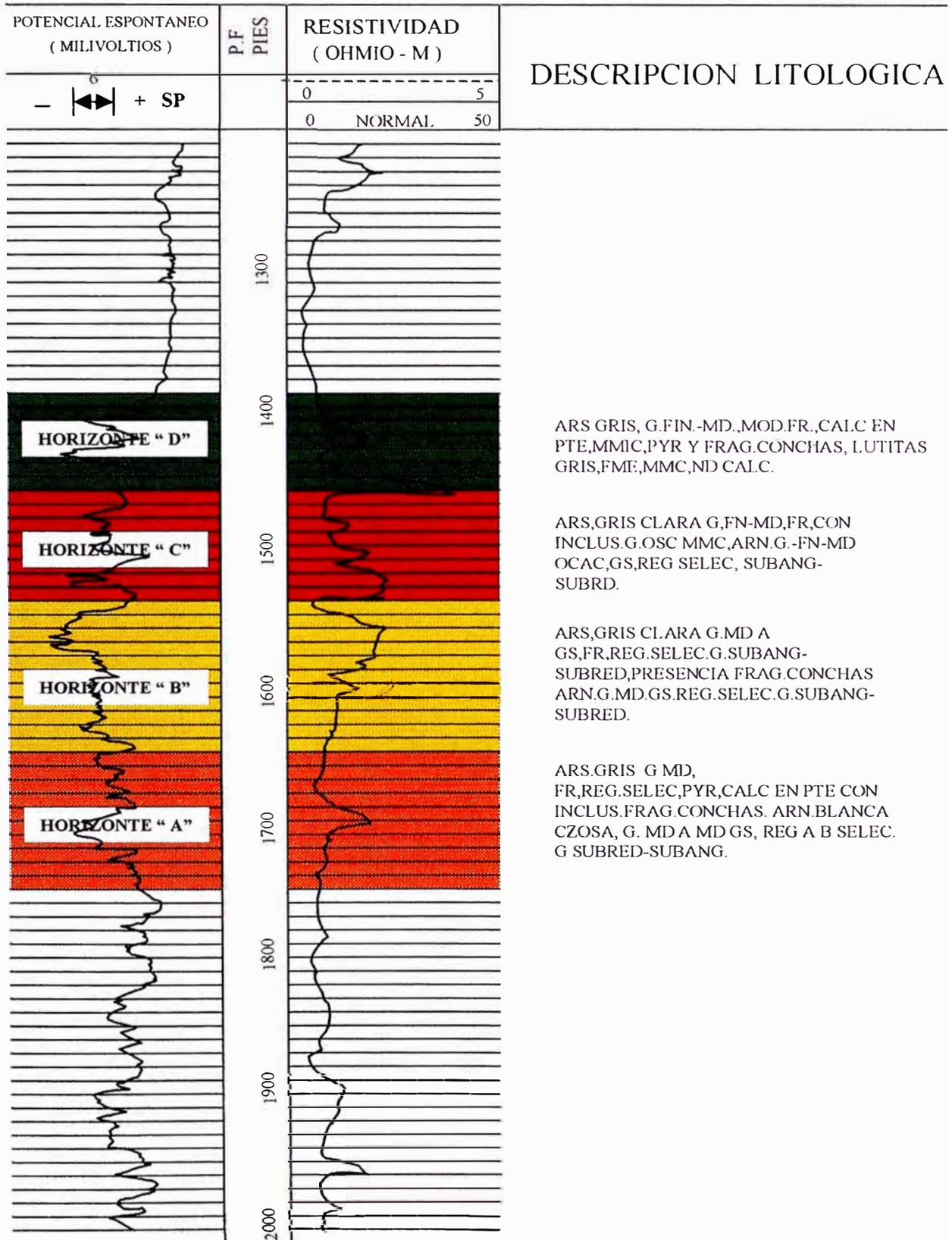


UNIPETRO ABC

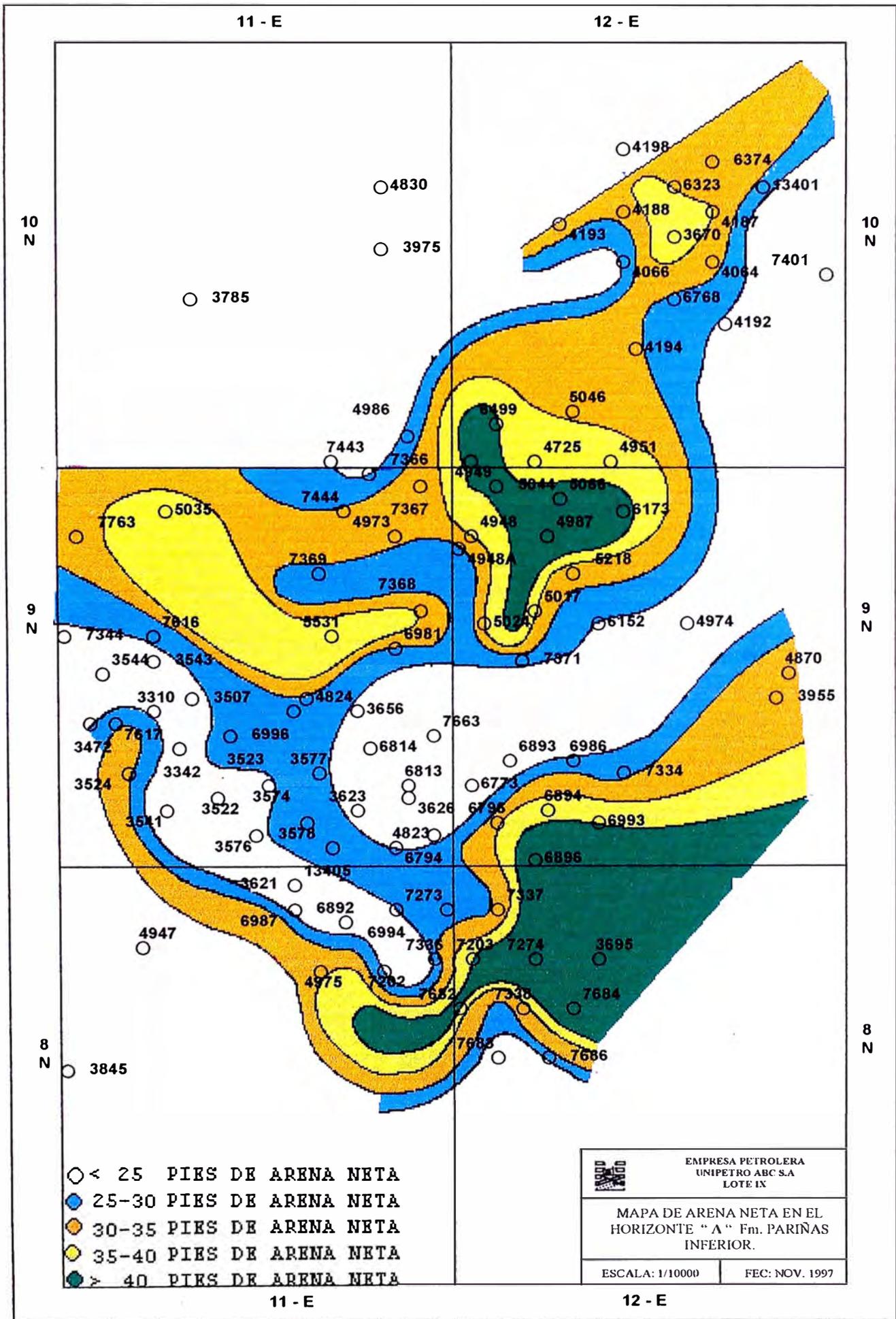
REGISTRO ELECTRICO TIPICO DE LA FORMACION PARIÑAS INFERIOR POZO X22-LOTE IX



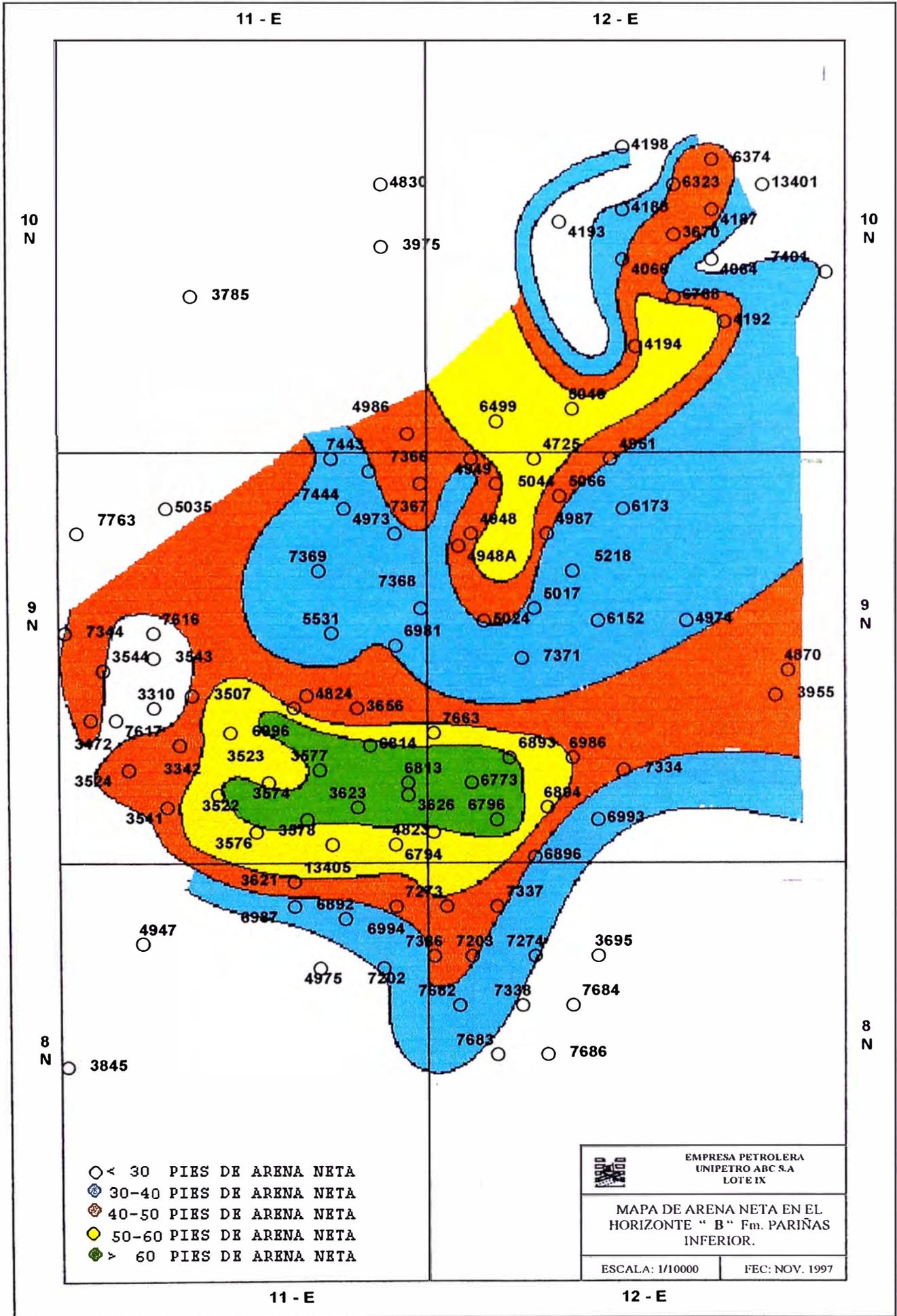
FORMACION PARIÑAS INFERIOR



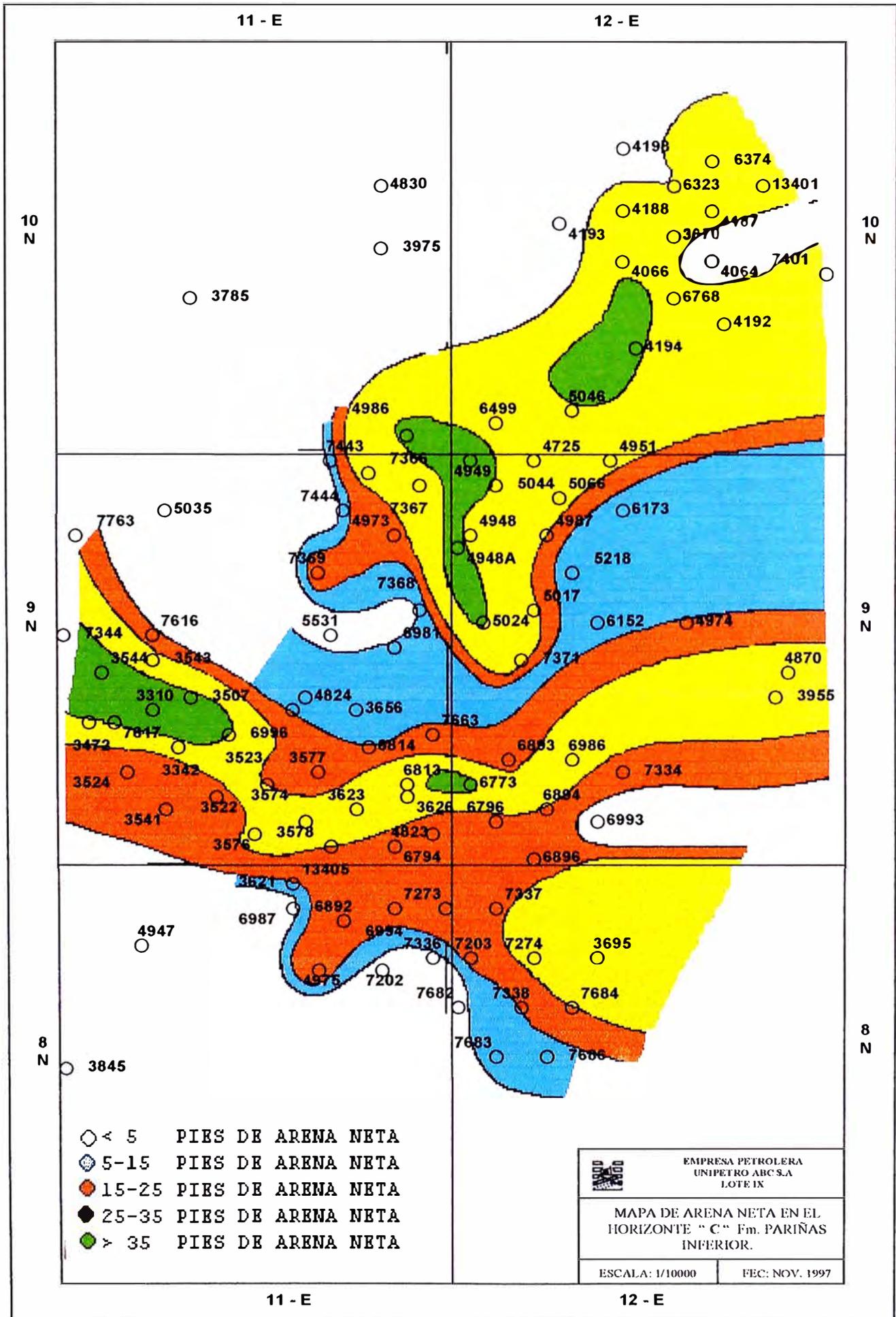
MAPAS



MAPA N° I



MAPA Nº II



MAPA Nº III

10 N

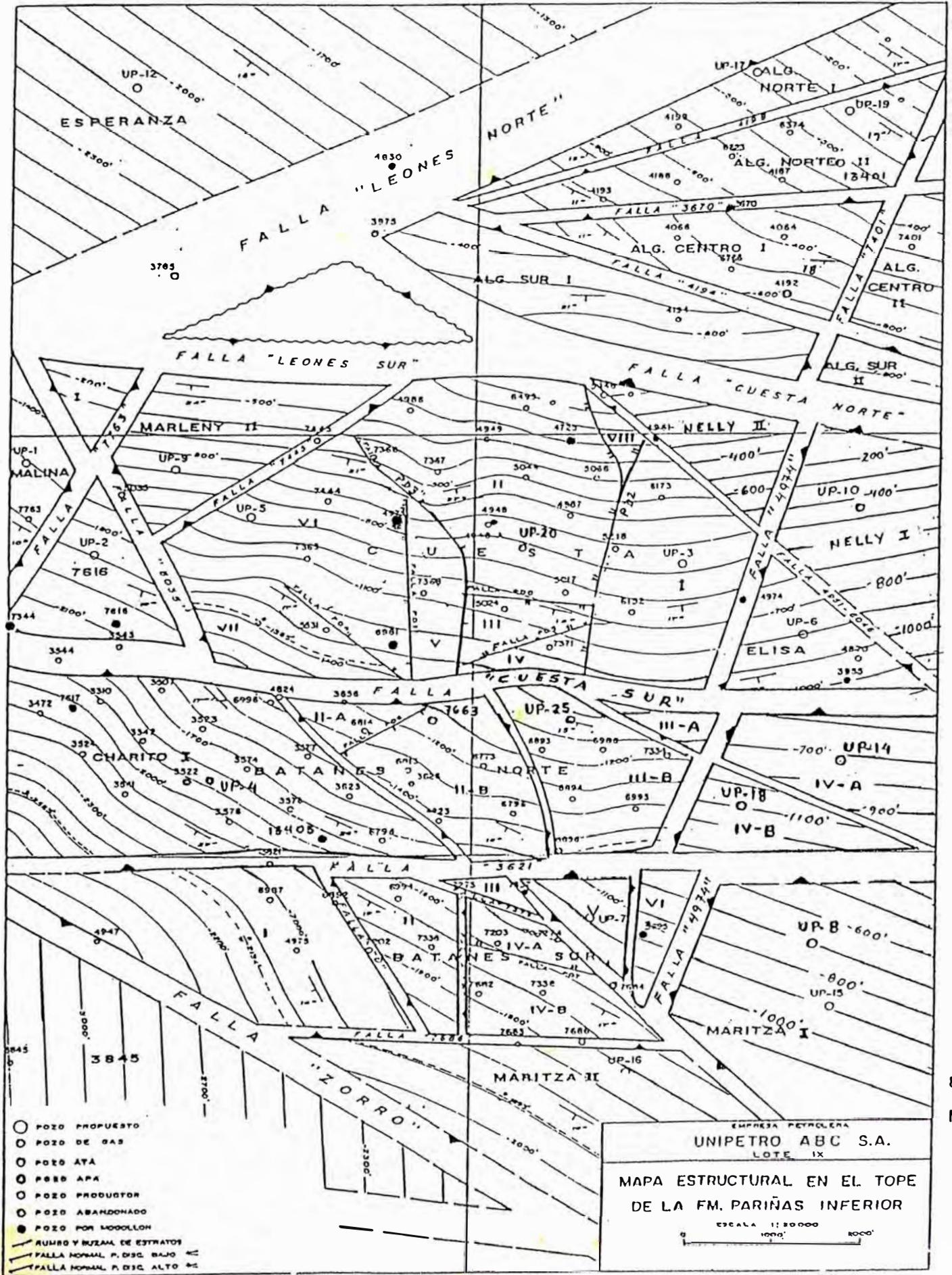
10 N

9 N

9 N

8 N

8 N



11 - E

12 - E

10
N

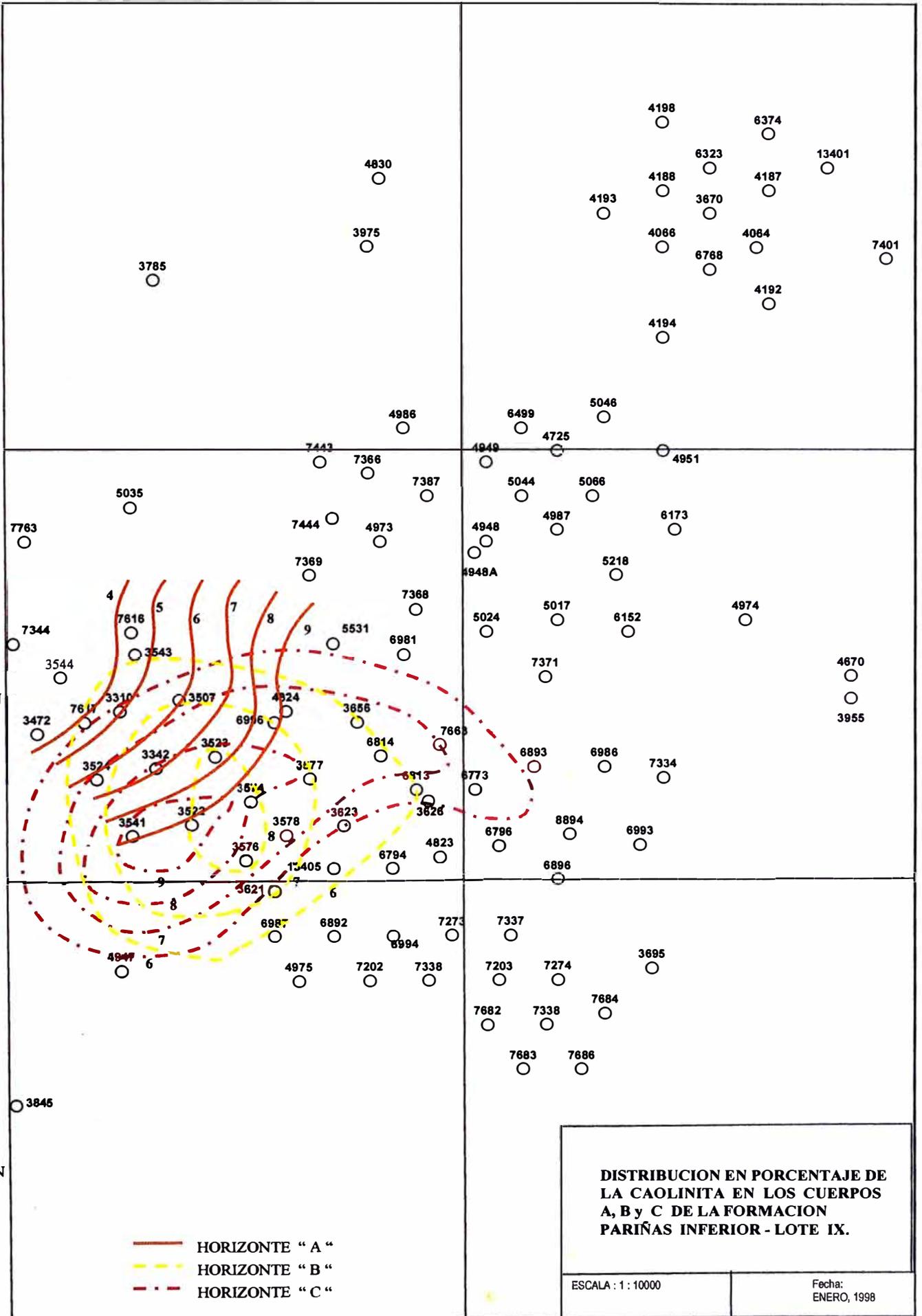
10
N

9
N

9
N

8
N

8
N



——— HORIZONTE " A "
 - - - - HORIZONTE " B "
 - · - · HORIZONTE " C "

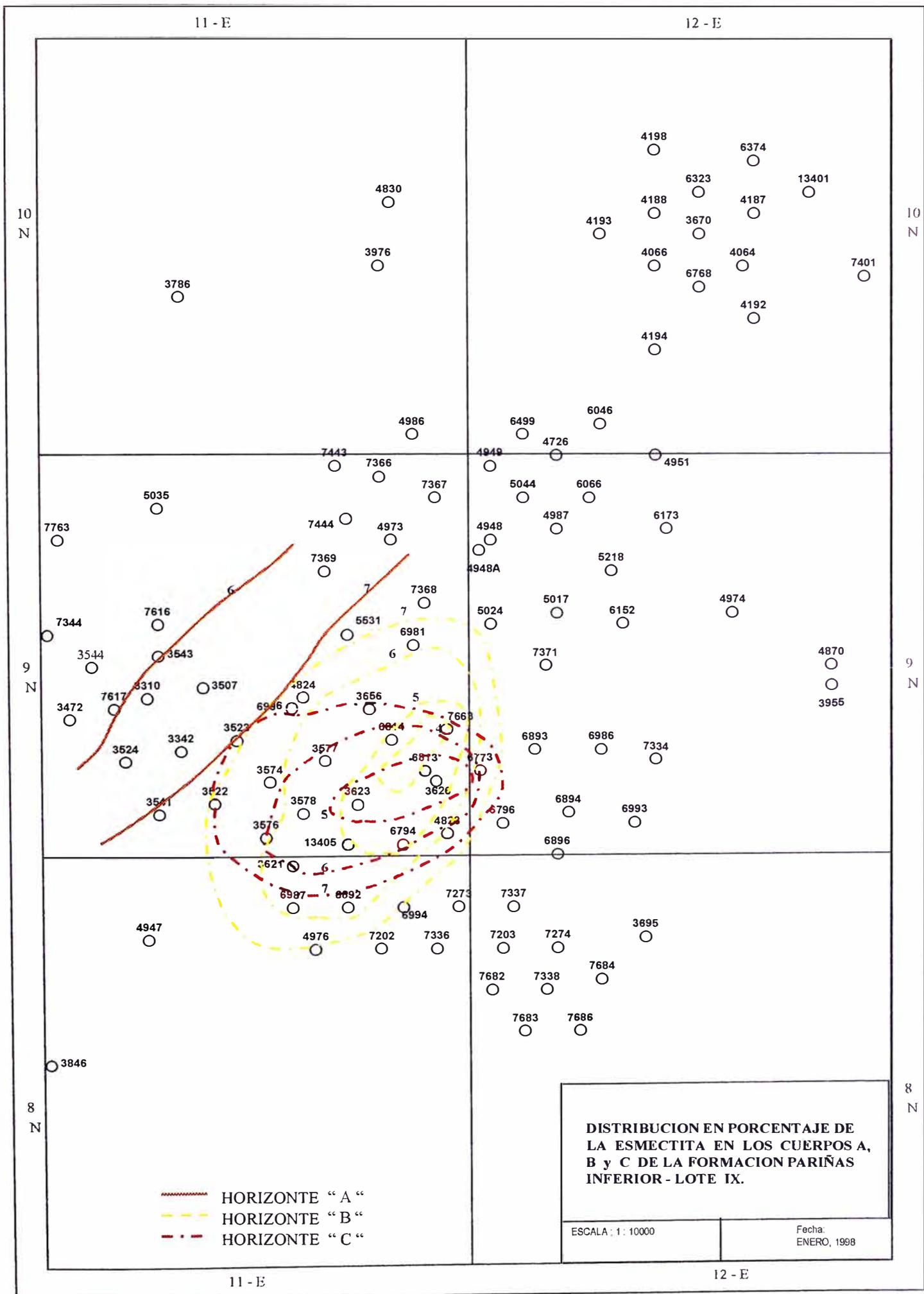
DISTRIBUCION EN PORCENTAJE DE LA CAOLINITA EN LOS CUERPOS A, B y C DE LA FORMACION PARIÑAS INFERIOR - LOTE IX.

ESCALA : 1 : 10000	Fecha: ENERO, 1998
--------------------	-----------------------

11 - E

12 - E

MAPA N° V



MAPA N° VII