

# Universidad Nacional de Ingeniería

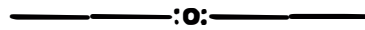
**PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA  
DE PETROLEO Y PETROQUIMICA**



**TITULACION PROFESIONAL EXTRAORDINARIA**



**“Control de Arena en Pozos de Petróleo”**



*Trabajo Profesional para optar el Título de:*  
**INGENIERO DE PETROLEO**

**SEGUNDO W. CASTRO BARBARAN**

PROMOCION 1975 - 1

**LIMA • PERU • 1983**

## CONTROL DE ARENA EN POZOS DE PETROLEO

### INDICE

Pág. N°

I	-	INTRODUCCION .....	1
II	-	CAUSAS .....	3
III	-	CUANDO SE DEBE INICIAR EL CONTROL DE ARENA .....	6
IV	-	METODOS PARA CONTROL DE ARENA .....	7
V	-	FACTORES PARA DECIDIR QUE METODO UTILIZAR .....	8
	a.-	Tipo de Completación .....	8
	b.-	Temperatura del Ambiente y/o Fondo del Pozo ...	9
	c.-	Dimensión del Intervalo Productivo .....	9
	d.-	Económico .....	10
VI	-	DESCRIPCION DE METODOS PARA CONTROL DE ARENA .....	10
	a.-	Método Mecánico .....	10
	a.1	Empaquetamiento en Pozo Entubado .....	11
	a.2	Empaquetamiento en Pozo Abierto .....	12
	a.3	Como Determinar la Grava Adecuada .....	13
	a.4	Determinación del Filtro Adecuado (Espesor)	16
	a.5	Análisis de Gravas .....	17
	a.6	Selección del Fluido Carreador .....	24
	b.-	Método Químico .....	26
	c.-	Método Combinado .....	29

VII	- EQUIPOS REQUERIDOS PARA CONTROL DE ARENA .....	31
VIII	.- BENEFICIOS DEL CONTROL DE ARENA .....	32
IX	. TRABAJOS DE CONTROL DE ARENA .....	33
	IX.1 Datos del Pozo MA-18 .....	33
	IX.2 Objetivo del Trabajo .....	34
	IX.3 Control de Arena en Formación Casa Blanca ...=.	35
	IX.4 Control de Arena en Formación Huchpayacu-Cachi yacu .....	37
	IX.5 Resultados del Control de Arena .....	40
	IX.6 Observaciones .....	41

## CONTROL DE ARENA EN POZOS DE PETRÓLEO

### I.- INTRODUCCION

Los problemas de producción de arena en los pozos de gas y petróleo han existido desde que se inició la producción de petróleo.

Durante la vida en producción de un pozo, la arena fina de la formación empieza a venir juntamente con la producción del pozo en cantidades pequeñas (Gráfico N° 1), que luego van en aumento hasta llegar a causar una variedad de problemas - que son enumerados inmediatamente :

- a) Deterioro del equipo de subsuelo (bombas), desgaste de varillas de producción.
- b) Entrampamiento de herramientas tipo empaques, originando problemas de pesca.
- c) Debilitamiento de las paredes del casing por la erosión, - se puede producir colapso del mismo.

- d) En pozos productores de gas, por efecto de presión la arena actuaría como un cortador.
- e) Acción abrasiva, deteriorando líneas de producción.
- f) Formación de puentes en el tubing ocasionando que no halla producción a superficie.
- g) Deterioro de baterías, tanques de almacenamiento, manifold, etc.
- h) En ciertos lugares, al desecho de la arena producida no se le puede eliminar fácilmente creando problemas de tipo ECOLOGICO
- i) Excesivo número de servicio de pozos con la consiguiente pérdida económica tanto en barriles como en dólares, ya que cada vez que el pozo se arena requiere la movilización de un equipo para realizar trabajos de limpieza del pozo (extraer equipo de sub - suelo, varillas y tubing).

## II.- CAUSAS

Las posibles causas de la producción de arena están directamente relacionados con el tipo de formación productora, el sistema de completación, el método de producción y presión del pozo.

A continuación menciono algunas causas :

- a) En pozos que producen agua y petróleo cuando el material cementante o matrix es mineral como arcillas al producir agua, esta reduce la resistencia a la cohesión entre granos, entonces la arena empieza a fluir con el agua y el aceite.
- b) Si el régimen de producción es alto, la movilidad del fluido arrastra arena de la formación.  
Al reducir la rata de producción, se restablece el equilibrio y se reduce la producción de arena pero no se le elimina.

En pozos surgentes se utilizan los beanes de producción y en pozos que producen por bombeo mecánico se reducen los strokes.

c) En las arenas no consolidadas, la arena es arrastrada con el aceite y gas a la boca del pozo sea surgente o no el pozo.

d) En reservorios con impulsión por agua (WATER DRIVE), al aumentar el corte de agua se debilitan las resistencias de las arenas poco consolidadas, arrastrando el agua - los granos de arena.

e) En reservorios depletados la carga que soporta la arena es superior a su resistencia debilitando la cohesión entre granos, siendo arrastrados por el fluido.

También por acción de la diferencia de presión entre la presión del reservorio y la columna hidrostática del pozo o una excesiva succión, crearía producción de arena.

- f) Al producirse arena, se deja sin soporte a las arcillas y/o lutitas de la formación creando un tapo namiento de las perforaciones, reduciendo la producción o impidiendo una colocación óptima de material para control de arena.
  
- g) En operaciones de fracturamientos o acidificaciones se puede disolver material matrix de las arenas como arcillas, carbonatos, etc. permitiendo el flujo de arena.



### III.- CUANDO SE DEBE INICIAR EL CONTROL DE ARENA

*El control de arena en un pozo o en un campo debe de iniciarse tan pronto se descubra el problema.*

*En campos donde existen arenas no consolidadas y se prevee que el problema de producción de arena se presentará, se debe proceder de inmediato a controlar la arena en la etapa de perforación y completación del pozo.*

*En pozos que ya han producido varios años, el control de arena es más difícil ya que la agitación de la arena es mayor por lo que tendría que ser un pozo con producción rentable para ejecutar el control.*

*De acuerdo al método recomendado para un pozo, se procede a ejecutar el control antes de ponerlo en producción.*

#### IV.- MÉTODOS PARA CONTROL DE ARENA

Se clasifican en tres (3) tipos :

- a) Métodos Mecánicos: Utilizan empaques de grava, liner ranurados, filtros (Well Screen).
- b) Métodos Químicos: Utilizan resinas plásticas para consolidar los granos de arena conservando en un 70 % su permeabilidad. Las resinas más comunes son epóxicas, -furán-formaldehidas.
- c) Método Combinado: Mecánico y químico usados simultáneamente.

Existe una estadística de Control de Arena en los Estados Unidos que arroja un 70 % para los empaquetamientos de arena en pozos entubados a través de las perforaciones, 15 % en pozos a hueco abierto con empaquetamiento con grava, 7.5 % por métodos combinados y 7.5 % por consolidación química.

## V.- FACTORES PARA DECIDIR QUE METODO UTILIZAR

Los más importantes son: Tipo de completación (a hueco - abierto o entubado), Temperatura del ambiente y/o fondo del pozo, Dimensión del intervalo productivo y Economía.

### a) Tipo de Completación:

En pozos a hueco abierto (Open Hole), no es recomendable - aplicar el método químico por la falta de control en colocar óptimamente las químicas (ácido, química gelificante - con grava especial, resinas).

Este método es aplicable en pozos nuevos y en intervalos - de 10 pies o menos.

En pozos antiguos que han producido bastante arena, se recomienda el método combinado o el método químico ya que se tratará de llenar los espacios vacíos con arena consolidándolas con resinas.

b) Temperatura del ambiente y/o fondo del pozo:

Sólo cuando se tienen pozos bastante profundos y con temperatura mayor de 350°F ó cuando la temperatura ambiente sea menor a 60°F podría ser afectado el gel (fluid carrier) ya que a estas temperaturas extremas el gel se quiebra.

Podría trabajarse con estabilizadores de gel o utilizando un fluido enfriante cuando se trabaje dentro del pozo.

De acuerdo a lo descrito, el método mecánico no tendría problemas con la temperatura.

c) Dimensión del intervalo productivo:

En el método de control de arena por medios mecánicos cuando se usan filtros (screen), el intervalo debe ser grande entre 300 y 1000 pies pero por el método químico cuanto más pequeño sea el intervalo más efectivo es el control de arena; se recomienda 10 pies o menos.

Se explica esto debido a que si se utilizaría el método químico en intervalos grandes el costo sería muy elevado y po-

siblemente se requiera mucha química elevando sustancialmente los costos.

d) Económico:

El costo, la disponibilidad de equipo y materiales en el área es un factor muy importante y hay que compararlo con la producción del pozo, a fin de poder ejecutar o no el trabajo de acuerdo a su rentabilidad.

VI.- DESCRIPCION DE METODOS PARA CONTROL DE ARENA

a) Método Mecánico:

Este tipo de control se basa en colocar lánas ranuradas (screens) con empaques de grava.

Los empaquetamientos con grava pueden aplicarse en pozos entubados o en pozos abiertos (open hole).

a.1 Empaquetamiento en Pozo Entubado.-

Consiste en empaquetar grava dentro de las cavidades del casing a través de las perforaciones del mismo y a la vez empaquetar entre el anular de la laina y el casing.

Este empaquetamiento se logra bombeando grava - de determinado tamaño, en un fluido carreado a cierto régimen de bombeo, este fluido puede ser agua, - agua con gel, petróleo, kerosene, diesel o petróleo gelificado.

Estoy incluyendo dos (2) gráficos, en el gráf.Nº2 podemos apreciar un sistema de control de arena descrito en cuatro (4) pasos, utilizando un packer recuperable, un Running Tool con crossover, telltale - screen y el sand screen, este método es aplicable - en pozos entubados y en pozos a hueco abierto.

En el gráfico N° 3 se aprecia un método más versátil y económico para pozos entubados, consiste en seis (6) pasos explicados en el mismo gráfico ; para este trabajo se utiliza un packer menos sofisticado tipo RTTS recuperable.

a.2 Empaquetamiento en Pozo Abierto.-

El empaquetamiento se aplica entre las paredes del pozo y la laina ranurada colocando la grava en el espacio anular (paredes del pozo y laina).

La finalidad de este empaquetamiento es la de evitar derrumbes del pozo por hinchamiento de arcillas y el flujo de arena a la boca del pozo.

Antes de proceder con el trabajo se ensancha el hueco abierto en la zona productora para tener mayor permeabilidad en la zona de flujo.

A fin de tener un óptimo trabajo es recomendable determinar previamente el tamaño de la arena, tamaño de las mallas y selección de fluido carreador.

Observar el gráfico N° 4 donde se muestran los dos métodos descritos líneas arriba.

a.3 Como determinar la Grava adecuada.-

Para determinar el tamaño de la grava a utilizar es necesario obtener una muestra de la arena de la formación y efectuar un análisis granulométrico; la muestra puede ser de un core tomado durante la perforación o puede ser una muestra lateral (side wall core) o de arena producida.

La muestra se le utiliza para hacerle un análisis mineralógico y poder determinar los minerales presentes y sus porcentajes, solubilidad en ácido clorhídrico, etc.



El tamaño de la grava a utilizar se obtiene del análisis granulométrico de una porción de la muestra de arena; esta es lavada con ácido y un solvente para eliminar las impurezas, se seca y luego se tamiza la muestra a través de mallas de aberturas de 10 hasta 325 mesh por 30 minutos; el peso y el porcentaje de arena retenida en cada tamiz es tabulado. Luego se confecciona una curva de distribución del tamaño de granos en papel semilogarítmico de abertura de malla en pulgadas Vs. porcentaje del peso acumulado retenido; de esta curva se obtiene el tamaño medio de la arena a un 50 % (D50f) y a un 10 % (D10f) del peso - acumulado retenido.

A continuación damos un ejemplo para explicar - mejor lo mencionado :

DIAMETRO GRANOS (PULGADAS)	PESO RETENIDO		PESO ACUMULADO RETENIDO ( % )
	GRAMOS	%	
0.014	TRAZAS	-	-
0.012	1.2	1.2	1.2
0.010	5.6	5.6	6.8
0.008	5.5	5.5	12.3
0.006	23.4	23.4	35.7
0.004	25.5	25.5	61.2
0.003	32.3	32.3	93.5
0.002	6.0	6.0	99.5
PAN	0.5	0.5	100.0
TOTAL	100.0	100.0	-

De acuerdo a estos datos ya tabulados se construye la curva (Gráf. N.º 5) Peso Acumulado Retenido ( %) Vs. Diámetro Granos (Pulg.); observamos que se obtiene 0.008" cuando se tiene 10 % del Peso Acumulado Retenido, asimismo, se obtiene 0.004" cuando se tiene 50 % del Peso Acumulado Retenido.

De acuerdo a las fórmulas de Coberly se tienen los siguientes cálculos :

- Para un D10<sub>f</sub> se tiene : "5 y 8" es decir  
 $5 \times 0.008$  ,  $8 \times 0.008$  =  $0.040$ " x  $0.064$ "
- Para un D50<sub>f</sub> se tiene : "5 y 6" es decir  
 $5 \times 0.004$  ,  $6 \times 0.004$  =  $0.020$ " x  $0.024$ "

De acuerdo a esto la grava adecuada es la de 20-40 U.S. mesh (  $0.0331$ " x  $0.0165$ " ).

#### a.4 Determinación del filtro adecuado (espesor).-

La fórmula más comunmente utilizada es :

$$e_f = \bar{\phi} + \phi$$

donde:

$e_f$  = Abertura de la malla (pulg.)

$\bar{\phi}$  = Mayor diámetro de grava seleccionada.

$\phi$  = Menor diámetro de grava seleccionada.

Para el caso de a.3 se determinó la grava 20-40 entonces se tiene :

$$e_f = 0.0331 + 0.0165 = 0.0496 \text{ pulg.}$$

Cuando se usa una malla enrollada con alambre debido a su más alta capacidad de permitir el flujo a su través, la abertura de malla recomendada es ligeramente menor que el diámetro del grano de arena más pequeño de la arena de empaquetamiento; muchos de los fabricantes recomiendan que el tamaño de la malla sea tan pequeño como la mitad del tamaño de grano de arena más pequeño.

#### a.5 Análisis de Gravas. -

El API ha propuesto una serie de pruebas de la boratorio y especificaciones que debe cumplir la grava, de forma que el empaque de grava garantice una producción de arena mínima.

Descripción de Pruebas de Laboratorio.-

Análisis de Malla:

Esta prueba consiste en hacer pasar cierta cantidad de grava a través de una columna de tamices que cubra el rango del tamaño nominal de la grava.

Se considera que un mínimo del 96 % del material tamizado debe ser del tamaño nominal de la muestra, igualmente, el 2 % ó menos debe pasar el último tamiz designado.

Esferecidad y Redondez:

Aunque existen numerosos métodos para medir la forma y geometría de los granos, el más práctico y usado es el de estimación visual de Krumbein y Sloss, basado en una tabla de esferecidad y redondez (ver-graf. N.º 6).

*La esfericidad de la partícula es una medida del parecido que existe entre ésta y una esfera. Igualmente, la redondez da una medida relativa de la angularidad de los granos o de su curvatura. En ambos casos la prueba se hace tomando 20 granos de la muestra, observarlos al microscopio y promediar los valores resultantes (Aumento 40X y 70X).*

Solubilidad:

*La solubilidad de la grava en una solución ácida de HCL-HF en proporción de 12-3, es una buena indicación de las cantidades presentadas en el material de contaminantes como óxido de hierro, feldespatos, carbonatos, etc.*

*Se recomienda que la máxima solubilidad de materia en ácido sea la siguiente:*

<u>TAMAÑO NOMINAL</u>	<u>MAX. SOLUBILIDAD</u>
8/16 - 30/50	2.0
40 / 60	3.0

La mejor grava es aquella que no es soluble en ácidos.

Turbidez:

Las pruebas de turbidez miden una propiedad óptica del agua que resulta de la absorción de luz por las partículas materiales presentes en ella. La turbidez depende del tamaño, forma e índice de refracción de las partículas presentes, sin embargo, no existe relación entre la turbidez de una muestra y la concentración en peso de la misma.

Según el API la turbidez debe ser menor de 350 FTU (FORMAZIN TURBIDITY UNITS).

Compresión:

Con esta prueba se busca establecer la resistencia a la compresión de las distintas muestras de grava.

El API recomienda un procedimiento y equipo para la realización de estas pruebas; se establece que la diferencia de porcentaje en peso entre una muestra triturada y no triturada debe ser menor de 4 %.

Permeabilidad y Porosidad:

Las pruebas de permeabilidad son realizadas a fin de establecer comparación entre los valores alcanzados por las distintas gravas de acuerdo a su forma y tamaño.

Todas las muestras son sometidas a un empaquetamiento en forro de plomo y confinadas a 1,500 psi.

Durante las pruebas de permeabilidad y bajo las mismas condiciones, son tomados los valores de porosidad alcanzados por cada una de las muestras.



### Composición

La composición del material se obtiene mediante difracción de Rayos X. Las pruebas son realizadas con un equipo convencional y con microscopio electrónico que además de mostrarnos la forma y angularidad de las partículas, nos permite conocer su composición química en forma cuantitativa.

Estas pruebas se realizan para conocer la alcalinidad del material; los PH ideales para cualquier tipo de grava deberán ser neutros PH 7.0.

Como podemos observar en el gráfico N° 7, se aprecia una muestra de grava no recomendable por su poca esfericidad y resistencia a la compresión.

En los gráficos 8 y 9 se aprecian buenos tipos de gravas que reúnen las condiciones óptimas de laboratorio.

A continuación presento las tablas "A" y "B" que son de gran importancia :

TABLA "A"

<u>DIMENSIONES</u>	<u>STANDARD</u>	<u>DE</u>	<u>GRAVAS</u>
<u>MESH</u>	<u>DIMENSION</u>		<u>CONTENIDO</u>
8-12	0.093"	x 0.066"	CUARZO - SILICA
10-20	0.079"	x 0.0331"	SILICA
12-20	0.066"	x 0.0331"	OTTAWA - SILICA
20-40	0.0331"	x 0.0165"	OTTAWA o BRADY SILICA

TABLA "B"

<u>PERMEABILIDAD</u>	<u>Y</u>		<u>POROSIDAD</u>	<u>DE</u>	<u>GRAVAS</u>	
<u>MESH</u>	8-12 ANGULAR	10-20 ANGULAR	10-20 REDONDA	10-30 REDONDA	20-40 REDONDA	40-60 REDONDA
PERMEABILIDAD, DARCYS (APROX.)	1745	881	325	191	121	45
POROSIDAD, % (APROX.)	36	36	32	33	35	32

a.6 Selección del Fluido Carreador. -

Los fluidos que se usan con más frecuencia -- para acarrear la arena a la formación son: petróleo, kerosene, diesel, petróleo gelificado, agua, agua gelificada.

Los petróleos pesados acarrear bien la arena pero su producción de devolución es lenta.

Los petróleos gelificados pueden malograr las formaciones porque al romperse dejan muchos depósitos en la formación que son difíciles de producir.

El agua gelificada con polímeros son eficientes carreadores de arena y al quebrarse dejan muy pocos residuos; la ventaja principal es que pueden llevar altas concentraciones de arena 10 a 15 Lb/gln. a bajo régimen de bombeo y a una menor presión de bombeo.

*En agua o petróleo sin gelificar, la concentración de agua es baja (1/4 a 1 Lb/gln.) y a un alto régimen de bombeo con una mayor pérdida de fluido.*

*Con un buen análisis mineralógico y de pruebas de emulsión con el petróleo producido, se puede escoger el fluido carreador más conveniente para no malograr la formación.*

*Es recomendable utilizar fluidos de baja viscosidad en empaques de grava en pozos a hueco abierto, así la grava o arena empaca mejor porque el fluido retorna a través de las mallas.*

*En pozos entubados se recomiendan fluidos de alta viscosidad a fin de evitar pérdidas de muchos fluido y taponamiento de los filtros; esto reduciría la permeabilidad.*

b) Métodos Químicos:

Este método consiste en la consolidación de arenas de la formación con resinas, formando una unión fuerte entre los granos de arena al endurecerse la resina, conservando del 70 al 80 % de la permeabilidad original.

Por lo general este método es aplicado en pozos - nuevos, recién perforados y de intervalos cortos que no han producido mucha arena; no requieren de usar lánas ranuradas.

Antes de proceder con la consolidación química, es recomendable remover todo el lodo o fluido contaminante, limpiar las perforaciones con ácidos o solventes y efectuar una succión de detritos; asimismo, si se tienen ar cillas hinchables se recomienda bombear adelante un volumen determinado de productos químicos que estabilicen las arcillas y eviten su hinchamiento o derrumbe antes de hacer la consolidación química.

También estos procesos químicos se pueden aplicar en pozos viejos, pero deben ser preempacadas las cavidades con arena para asegurar un contacto rígido entre grano y grano antes de inyectar la resina.

La resina y el producto químico para endurecerlo, llamado catalizador pueden ser mezclados en superficie - con un solvente y luego bombeados a la formación; al endurecerse la resina, cementa los granos de arena en los puntos de contacto, a este método se le llama catalización interna (Observar gráfico N° 10).

Existe otro método cuando la resina es bombeada a la formación sin catalizador, luego se bombea un espaciador y finalmente el catalizador al contactar la película de resina en los granos de arena la endurece; a este sistema se le llama catalización externa, se requiere para esto un bombeo a baja presión.

Las formaciones ideales para consolidación química son los de granos grandes, libres de finos pequeños de arcillas o cristal de minerales, bien empaquetada alrededor de la boca del pozo

Debido a que las resinas reducen la permeabilidad natural de la formación, se deben consolidar formaciones con alta permeabilidad; también se requiere que el pozo tenga intervalos cortos productivos y buena presión del yacimiento

Las resinas no deben ser afectadas por fluidos producidos en el pozo como petróleo, agua salada o gas, ácidos u otros agentes químicos que se bombean a través de las formaciones.

Las principales resinas existentes son :

- Resinas epóxicas
- Resinas de fenol - formaldehído
- Resinas de furán

c). *Método Combinado:*

*Este método de control de arena es muy similar al método químico con la gran diferencia que durante el tratamiento la arena y la resina son mezclados en superficie y bombeados a presión a la formación en un fluido transportador poco denso; asimismo, no se utiliza ningún filtro.*

*La relación arena-fluido transportador es normalmente 1/2 lb/gln.; los fluidos de alta viscosidad, arena y resina con su catalizador son frecuentemente usados en intervalos cortos; durante la mezcla algo de resina automáticamente cubre la arena; puede aplicarse a través de tubería colgada o preferiblemente con empaque para tener mayor control.*



A medida que la mezcla es bombeada a la formación, la arena recubierta con resina forma un frente contra la formación; mientras el fluido transportador se mueve dentro de la formación. Cuando el pozo no acepta más arena recubierta, los sólidos dejados en la pared del pozo son eliminados, en esta forma se limpia el pozo; la limpieza es seguida por una solución espaciadora y catalizadora; al producirse el arenamiento el exceso de fluido puede ser circulado en reversa o si la resina se ha consolidado; el exceso dejado en el pozo puede ser perforado, no dejando restricción en el pozo (observar gráf. N.º 11).

El ácido fluorhídrico ( HF ), puede ocasionar degradación de la resistencia de arenas consolidadas si permanece en su contacto varias horas; esta puede reducirse en un 50 %; aunque el HF, se le recomienda para acidificar o limpiar las arenas a consolidarse antes de la consolidación, el ácido gastado no produce ningún efecto contrario al retornar a través de las arenas consolidadas.

VII.- EQUIPOS REQUERIDOS PARA CONTROL DE ARENA.-

Es muy importante considerar que para ejecutar cualquier trabajo de control de arena, debe darse mucha importancia a los equipos a utilizar. Se requiere principalmente :

- 1.- Bombas de alta presión.
- 2.- Mezclador para arena, aditivos, resinas, catalizador, fluido gelificante, ect.
- 3.- Tanques para mezclas de ácidos y almacenamiento de agua.
- 4.- Filtros para filtrar agua, es muy importante para evitar degradación del gel y/o resinas.
- 5.- Herramientas tipo empaques o crossovers para los empaquetamientos.
- 6.- Filtros para empaquetamiento mecánico.
- 7.- Empaque para limpiar las perforaciones o succionar las partículas.

VIII.- BENEFICIOS DEL CONTROL DE ARENA

- 1.- Permite la producción del pozo sin producción de arena.
- 2.- Mantiene la producción del pozo cuando disminuye la arena.
- 3.- Reduce el mantenimiento, destrucción de equipos - de superficie y subsuelo debido a la erosión por arena.
- 4.- Disminuye los costos de operación de reacondicionamiento de un pozo.
- 5.- Reduce el problema de limpieza y deterioro de tanques de almacenamiento.

IX.- TRABAJOS DE CONTROL DE ARENA

En Setiembre de 1981 se efectuó el primer trabajo de Control de Arena en el Perú, específicamente en PETROPERU - Pucallpa; en la ciudad de Contamana, Campo MAQUIA al pozo MA-18.

A continuación se detallan los trabajos efectuados :

IX.1 Datos del Pozo MA-18 (Ver gráf. N° 12)

Profundidad Perforada : 645.20 MT.  
Profundidad Actual : 628.00 MT (tapón EZ-SV, 7").  
Tubería Revestimiento : 7"-29 Lb/FT.

Arenas Productivas, Baleos :

Casa Blanca (Surgente): 524.0 - 525.0 MT.

- Huchpayacu-Cachiyacu (Producción por U.B.):

589.20 - 590.00

618.50 - 619.50

624.80 - 625.80

Producción entre ambas arenas: 60 Bbl.cruudo.

## IX.2 Objetivo del Trabajo

Controlar la alta producción de arena de las formaciones Casa Blanca y Huchpayacu-Cachiyacu, y evitar disminuir producción de petróleo crudo.

El tratamiento de la arena Casa Blanca consistía en empacarla con arena OTTAWA 20-40, empleando el Método Químico de Control de Arena; para esto se utilizaría el sistema gelificante a fin de poder llegar a obtener altas concentraciones de arena 10 a 15 Lb/gln., luego inyectar resinas a fin de crear un cilindro de roca dura alrededor de la zona productiva.

En la formación Huchpayacu-Cachiyacu se dejaría un empaque tipo PERMA TRIEVE con lana ranurada (SCREEN), empacando las formaciones con arena OTTAWA 20-40, empleando el Método Mecánico de Control de Arena, estas formaciones son de baja presión.

IX.3 Control de Arena en Formación Casa Blanca - Método Químico

<u>Fecha</u>	<u>Descripción del Trabajo</u>
04-09/08-09-81	<p>Bajando tubing 2 7/8" con RBP 7" sentando a 527.00 MT; sacando tubing.</p> <p>Bajando sarta con RTTS y Hydrospring; sentó RTTS a 514.00 MT; efectuó prueba de <u>in</u>yectividad con agua de formación; toma a un rate de 2 Bbls/min. con una presión de 300 psi.</p> <p>Efectuó acidificación bombeando al pozo 500 glns. de HCL al 7.5%, 1000 glns. de HF; desplazó con 500 glns. de Clayfix al 2 % con una presión de 400 psi (estabilizar - arcillas).</p>
08-09/12-09-81	<p>Preparando HYDROPAC :</p> <p>HYDROPAC I : Preparó mezcla con 1 SX de WG-8 y 10 SX de arena OTTAWA 20-40; inyectó 5 Bbls. de HYDROPAC con una concentración de 10.0 Lb/gln. alcanzando una presión de 400 psi.</p>

HYDROPAC II : Preparó nueva mezcla; inyectó al pozo 2 Bbls. de Gel seguido de cinco (5) Bbls. de HYDROPAC (15 SX de arena OTTA WA 20-40, 1 SX WG-8); se alcanzó una concentración de 15 Lb/gln .; presión final 250 psi.

HYDROPAC III: Se inyectó al pozo 7 Bbls. de HYDROPAC con una concentración de arena de 15 Lb/gln.; se desplazó con 2 Bbls. de Gel; se obtuvo una presión final de 350 psi.

Descargó RTTS y resentó a 492.0 MT; preparó mezcla de resinas (SANFIX); se bombeó al pozo 500 glns. de PRE FLUSH (500 glns. de Diesel y 5 glns. de HYFLO III), 235 glns. de Resina (2 DRUMS de SANFIX "A", 1.5 glns. de PLASTIC FIBER, 2 CILINDROS de SANFIX "B", 15 glns. de SANFIX "D", 1.5 glns. de HYFLO III y 7 glns. de agua dulce), un espaciador (300 glns. de Diesel, 1.5 glns. de HYFLO III),

un catalizador o AFTER FLUSH (1,260 glns. de Diesel, 10 Glns. de BREAKER MO, 6.5 glns. de HYFLO III); se desplazó con 500 glns. de Diesel, presión final obtenida 350 psi; descargó RTTS, sacó packer y tubería.

Rimó el pozo, topó fondo a 530.34 MT perforó resinas hasta 534.84 MT; pescó y sacó RBP.

IX.4 Control de Arena en Formación Hichpayacu-Cachiyacu - Método Mecánico

<u>Fecha</u>	<u>Descripción del Trabajo</u>
12-09/15-09-81	Bajando sarta de 2 7/8" con RTTS, Hydrospring (herramienta para limpieza de perforaciones por succión); sentó RTTS a 577.0 MT; abrió Hydrospring; se descarga RTTS, se recupera en Hydrospring agua con poco crudo y arena.



Bajando sarta con empaque PERMA TRIEVE 7" para gravel pack y filtros (Screens) - (Gráf. N° 13); detallo la sarta que quedó en el pozo:

- WIRE WRAPPED ALLWELDED SCREEN 2 7/8" - NU: 40.40 MT.
- Cinco ( 5 ) JOINTS de 2 7/8" NU, BLANK PIPE: 50.5 MT.
- Un (1) GRAVEL PACK PERMA TRIEVE 7": 5 MT.
- 27 1/2 barras TUBING 2 7/8": 524.42 MT.  
(Incluye SERVICE SEAL UNIT).

Sentó empaque PERMA TRIEVE a 532.40 MT; fondo del WIRE WRAPPED a 626.00 MT (fondo del pozo a 628.00 MT).

Se preparó mezcla de ácido; se inyectó al pozo 15 glns. de HCL al 15 %, la formación toma a bajo régimen con una presión de 500 psi.

Seguidamente se inyectó 18 Bbls. de HF regular con una presión de 850 psi; la formación toma a un rate de 3/4 Bbls/min. con una presión de cabeza de 800 psi; se desplazó con CLAVFIX al 2 % un total de 20 Bbls. a un rate de 1.5 Bbls/min. con una presión final de 680 psi.

Se preparó HYDROPAC; inyectó al pozo 3 Bbls. de Gel seguido de 20 Bbls. de mezcla (ARENA OTTAWA 20-40 y WG-8) con una concentración de 8 a 10 Lb/gln.; se desplazó con 3 Bbls. de Gel; se obtuvo presión de empaquetamiento de 900 psi.

Circuló el pozo, sacó sarta 2 7/8" con SERVICE SEAL UNIT, bajó sarta definitiva de producción con SLIDING SLEEVE a 605.03 MT; Niple de asiento de bomba 2 3/8" a 516.20 MT y SEAL UNIT PRODUCTION; desplazó agua salada con crudo, para iniciar producción de arena Casa Blanca (Surgente Natural).

IX.5 Resultados del Control de Arena

- Inicio producción Arena Casa Blanca:  
23-09-81 : 29 x 0 x 24 x SURG.
  
- Inicio producción Arena Huchpayacu-Cachiyacu:  
27-09-81 : 23 x 28 x 20 x U.B.
  
- Promedio Producción de Arenas hasta el 24-10-81  
Arena Casa Blanca : 14 x 18 x 24  
Arena Huchpayacu-Cachiyacu : 38 x 48 x 24 x U.B.
  
- Producción Actual ( 31-05-83 )  
Arena Casa Blanca : 16 x 38 x 24 x SURG.  
Arena Huchpayacu-Cachiyacu : Cerrado (\*)

(\*) La formación productora vino súbitamente en agua a partir del 30-11-81; se determinó cerrarla el 18-04-82; Este incremento de agua es independiente del Control de Arena.

## IX.6 Observaciones

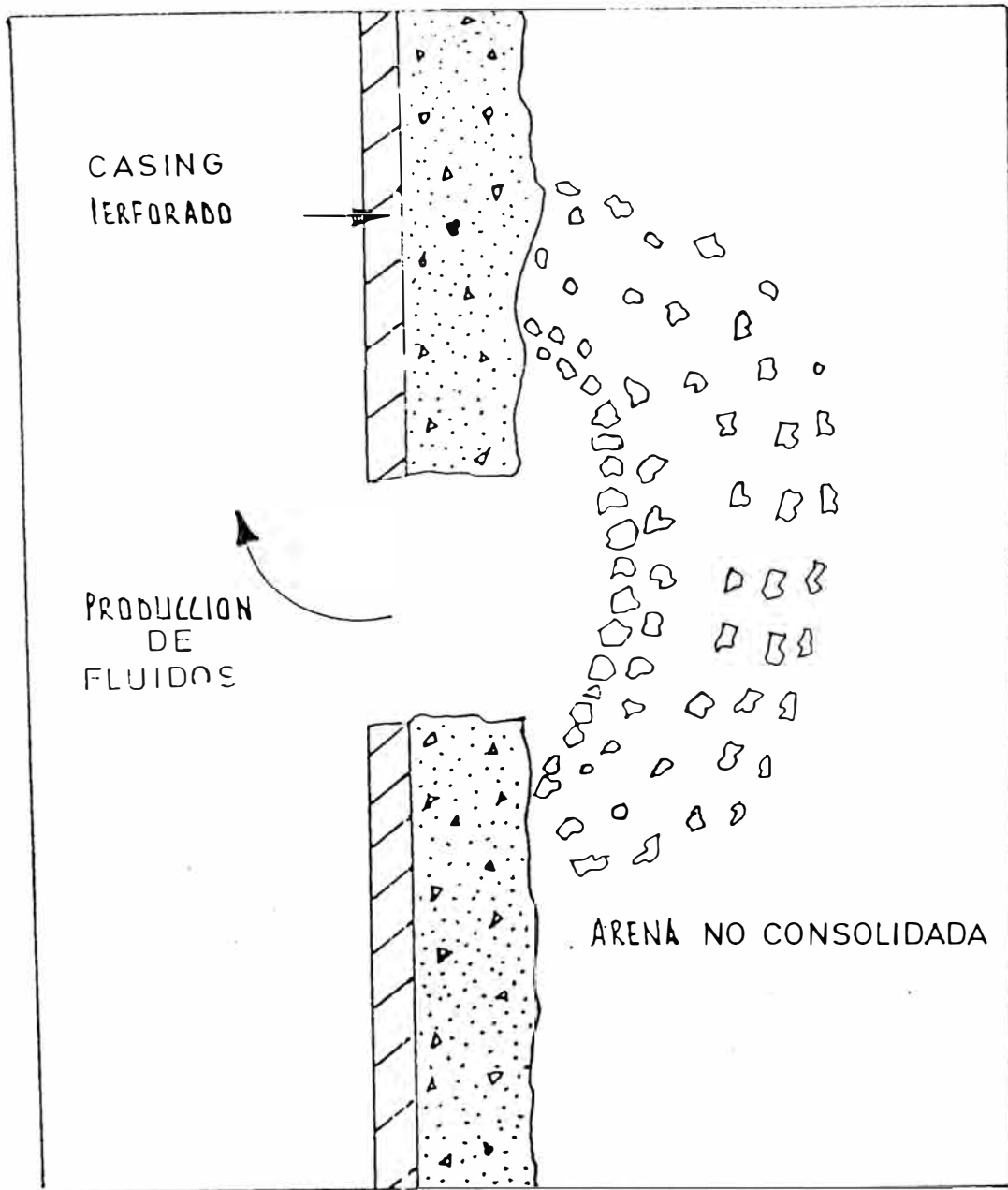
El trabajo de Control de Arena se considera satisfactorio ya que la Arena Casa Blanca luego de aplicar-sele dos (2) limpiezas no ha molestado con arenamiento.

La baja producción de petróleo en el momento se debe al incremento de la producción de agua, este es un comportamiento característico de los reservorios que producen por impulsión de agua.

La alta producción de agua en la Arena Huchpayacu-Cachiyacu requiere de una evaluación especial (WORKOVER), a fin de poder determinar de donde proviene el agua; para esto se necesita extraer todo el filtro junto con el packer, luego de evaluar la arena, hacer nuevamente un Gravel Pack por el Método Mecánico ya conocido.

EEEEEEEEEEEEEEEEEEEE

GRAFICO N° 1



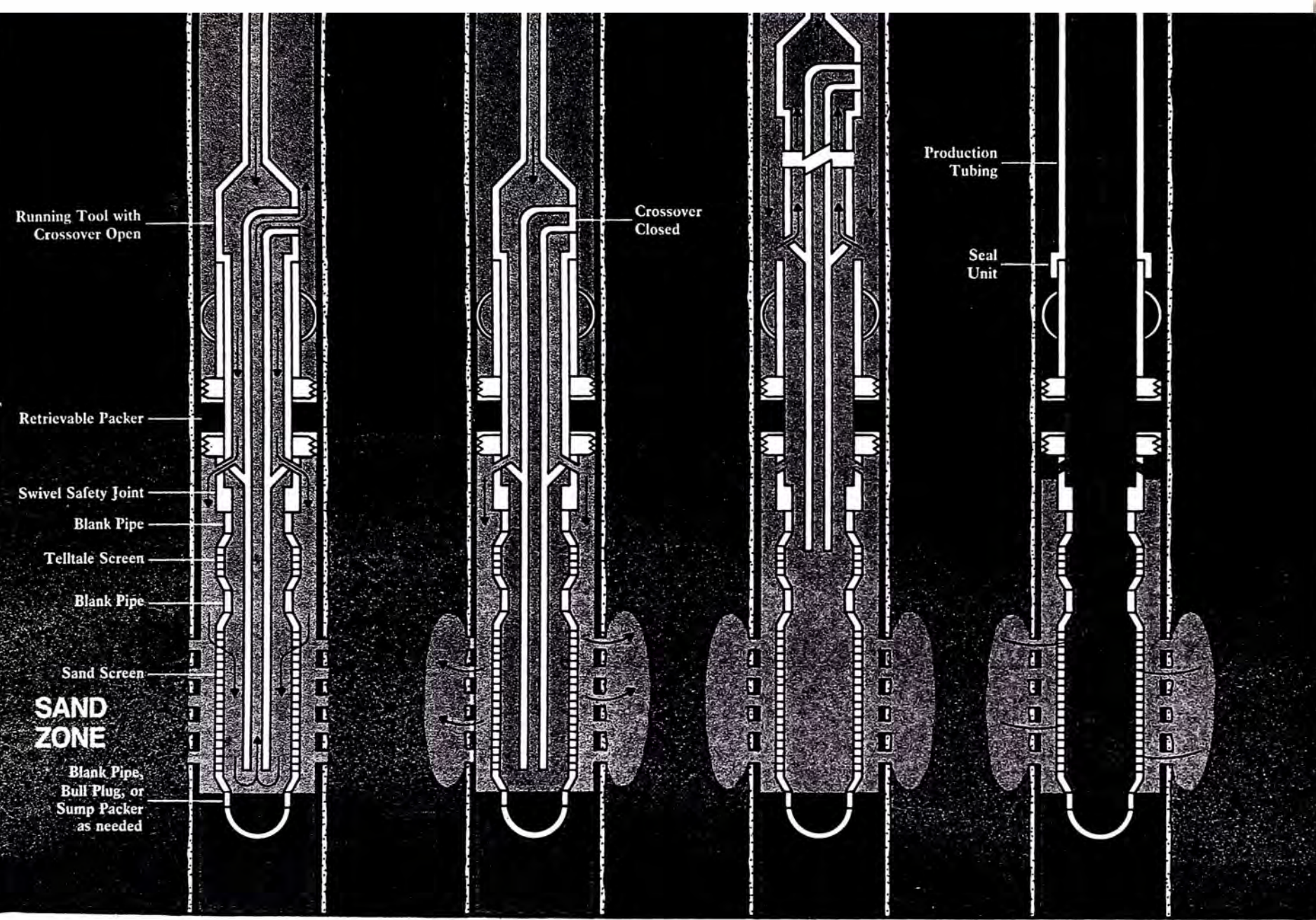


GRAFICO Nº 2

PASO Nº 1: CIRCULANDO EL POZO, LIMPIANDO EL FILTRO, OBSERVAR QUE EL CROSSOVER ESTA ABIERTO.

PASO Nº 2: INYECTANDO LA MEZCLA DE ARENA Y EFECTUANDO SQUEEZE EN LA ZONA PRODUCTIVA, OBSERVAR QUE EL CROSSOVER ESTA CERRADO.

PASO Nº 3: DESCONECTANDO HERRAMIENTA CROSSOVER Y EFECTUANDO REVERSA PARA PREVENIR EXCESO DE ARENA SOBRE EL FILTRO, LA FORMACION YA HA SIDO EMPACADA.

PASO Nº 4: COLOCANDO EL SEAL UNIT PARA EMPEZAR A PRODUCIR EL POZO.

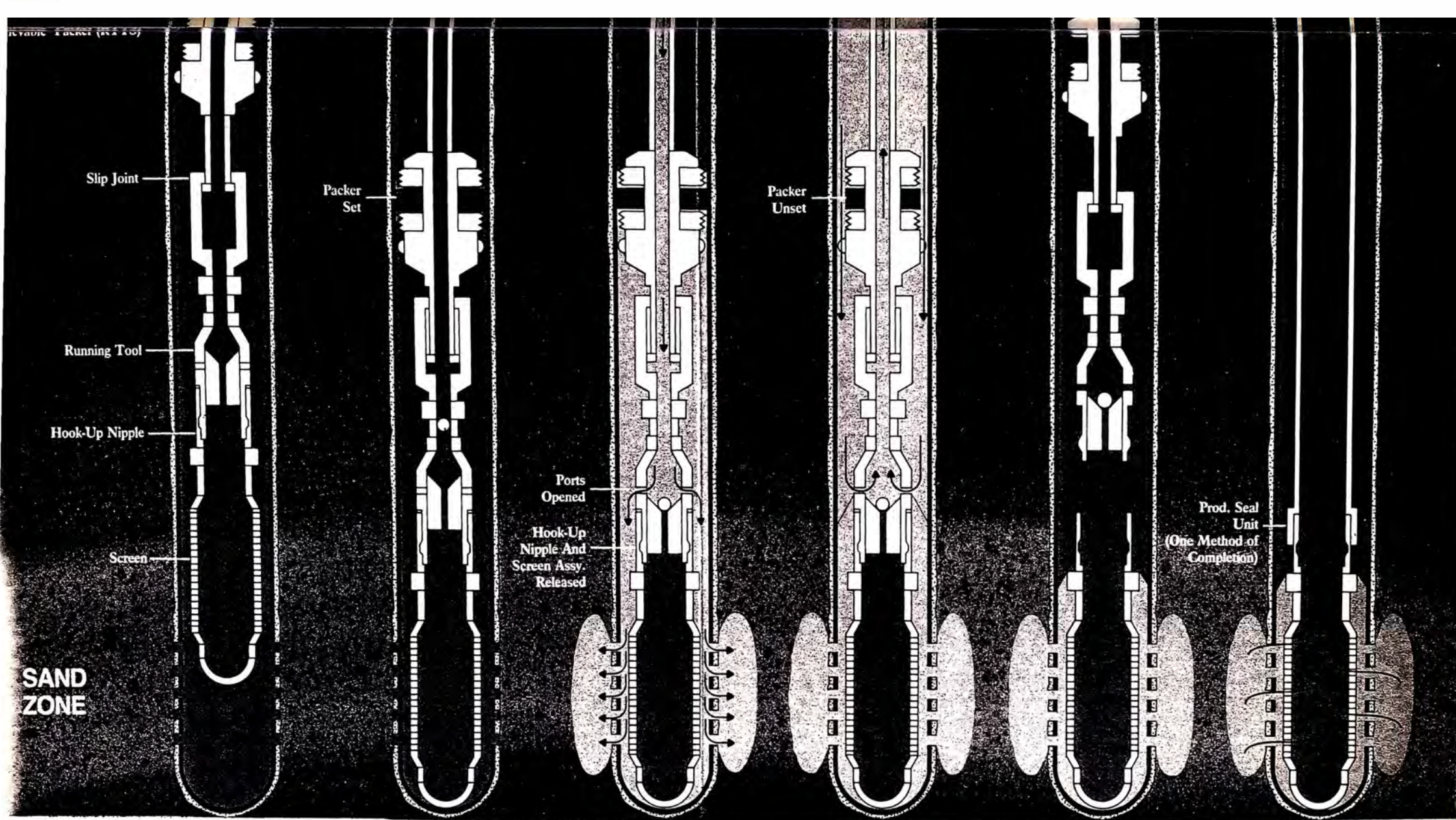


GRAFICO Nº 3

PASO Nº 1: BAJANDO EMPAQUE RTTS CON FILTRO.

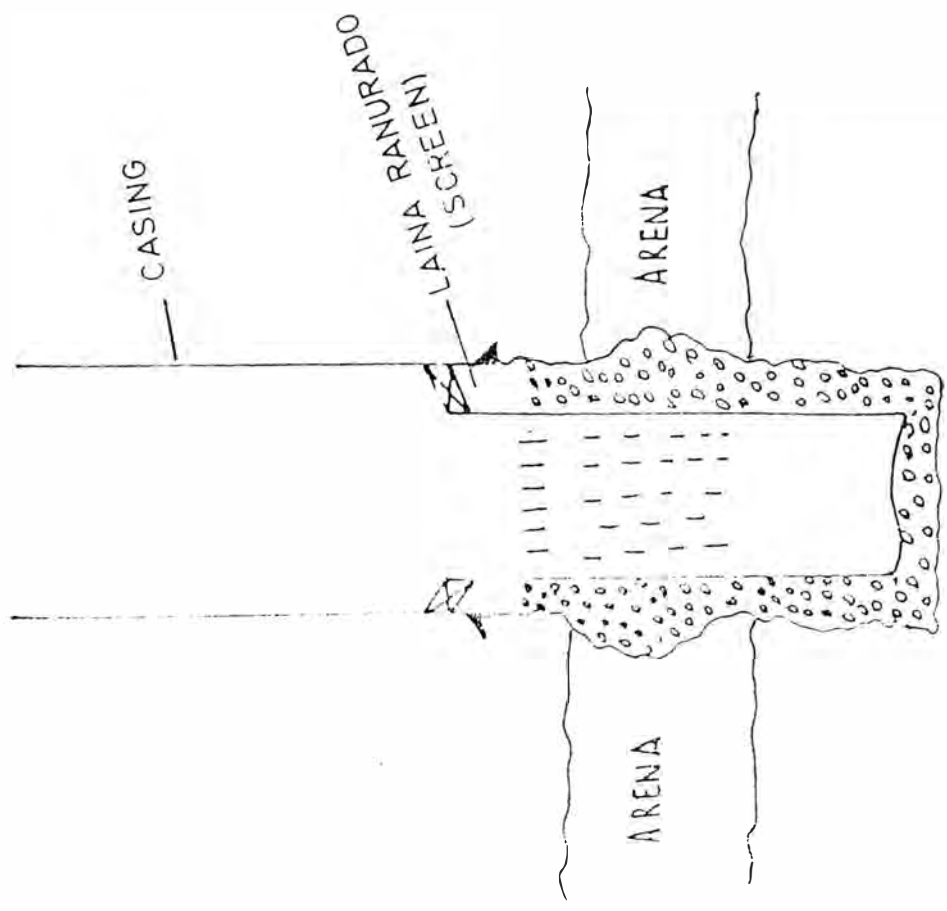
PASO Nº 2: SENTANDO PACKER, SOLTANDO UNA BOLA PARA APERTURAR EL CROSSOVER.

PASO Nº 3: BOMBEANDO MEZCLA PARA GRAVEL PACK Y COLOCANDOLA EN LA FORMACION A TRAVES DEL CROSSOVER, OBSERVAR QUE LA BOLA TAPONA EL ACCESO AL FILTRO POR TUBOS.

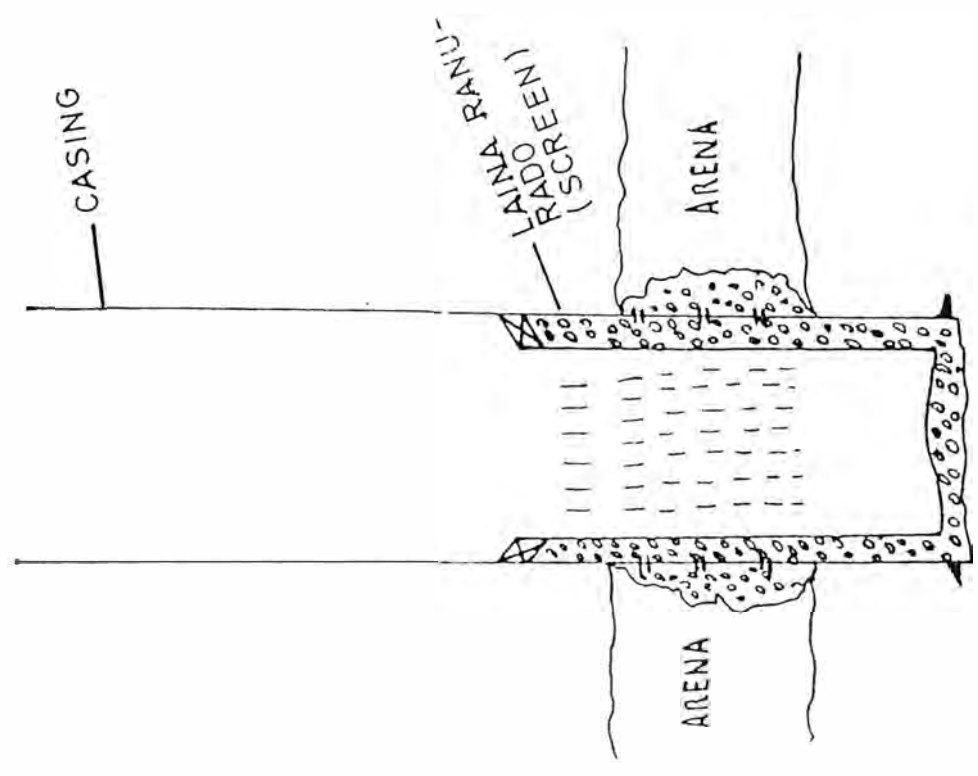
PASO Nº 4: SE CONCLUYE EL EMPACAMIENTO, SE DESCARGA EL PACKER Y PACKER, EL POZO SA PARA ELIMINAR MEZCLA DE ARENA EN EXCESO.

PASO Nº 5: SACANDO EL EMPACAMIENTO, SE SARTA CON CROSSOVER Y PACKER, EL POZO SE LIMPIA.

PASO Nº 6: COLOCANDO EL SEAL UNIT CON OVER-SHOT PARA EMPEZAR A PRODUCIR EL POZO.



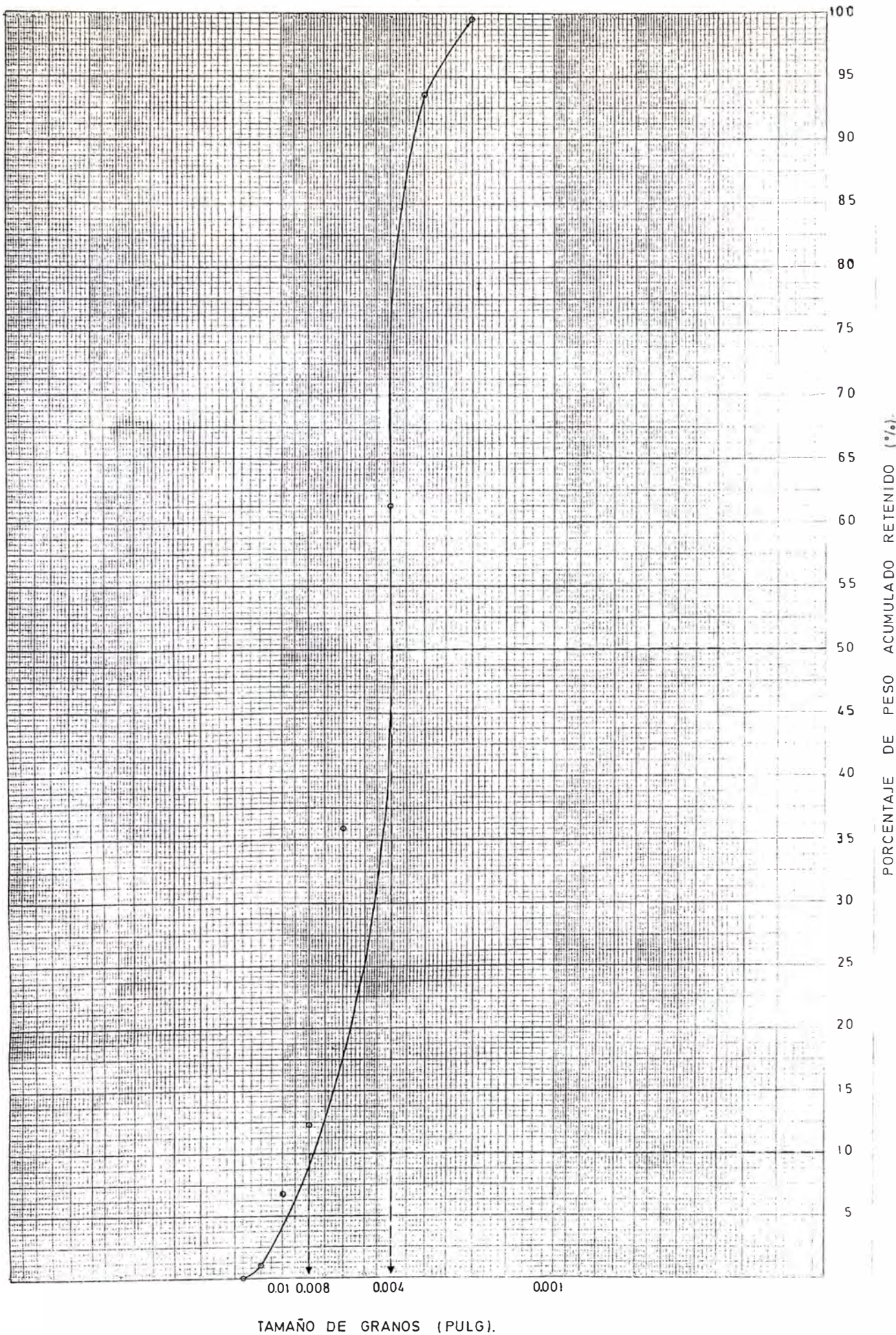
EMPAQUETAMIENTO EN TUBO ABIERTO



EMPAQUETAMIENTO EN TUBO ENTUBADO



GRAFICO Nº 5



TAMAÑO DE GRANOS (PULG.)

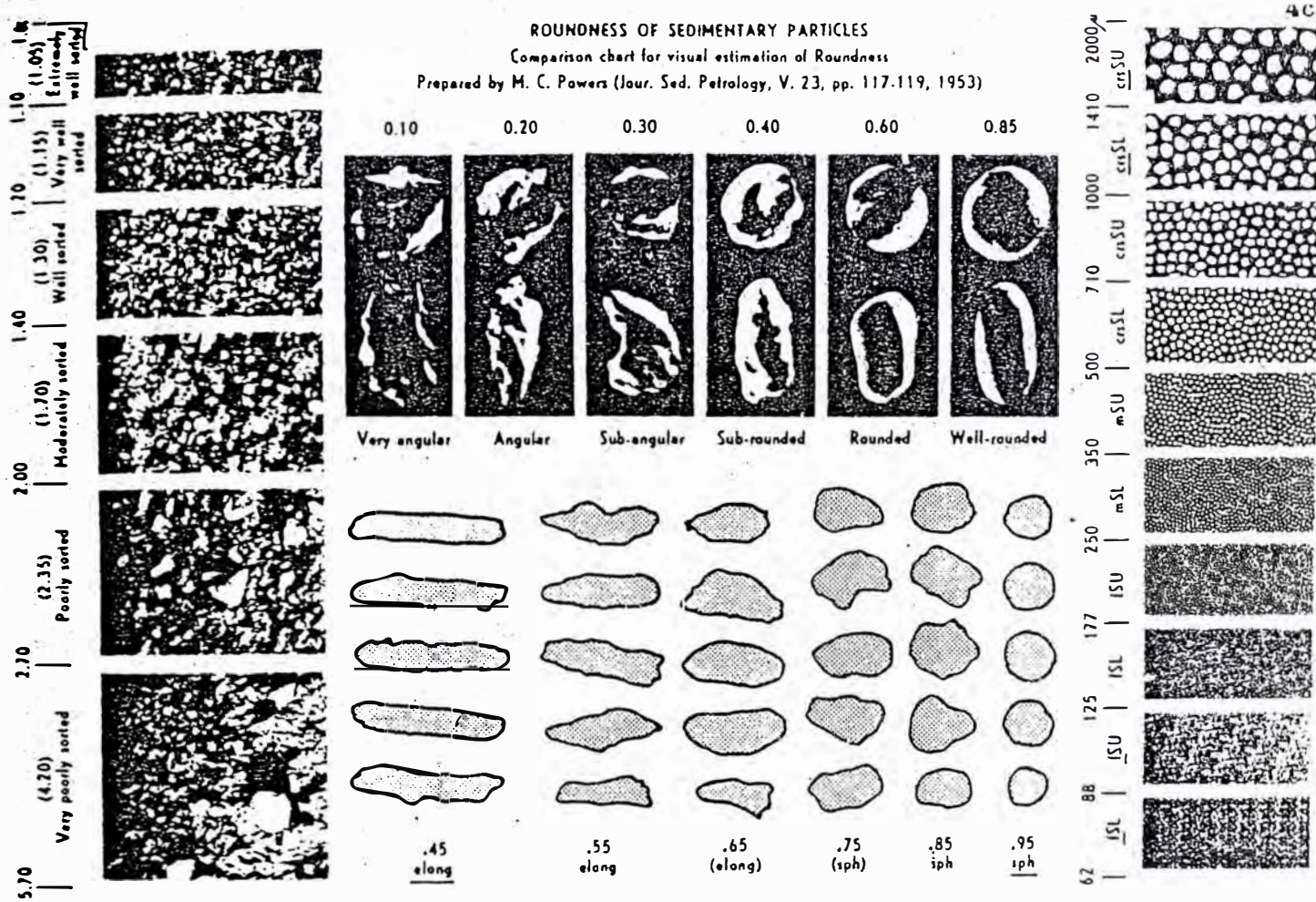
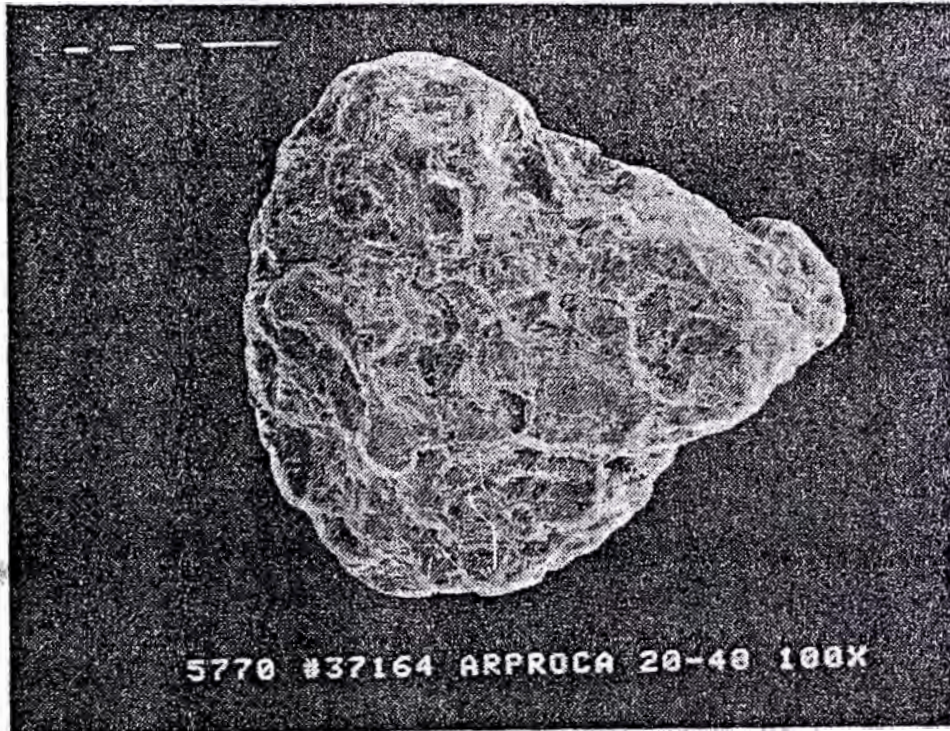


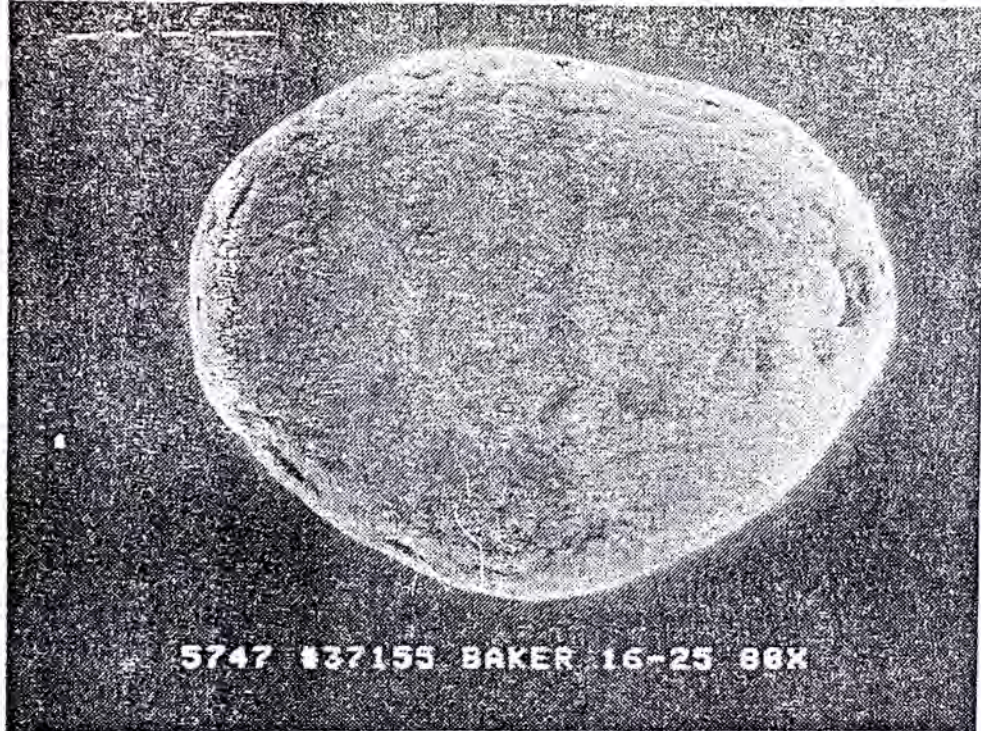
Figura 6    REDONDEZ Y ESFERICIDAD DE PARTICULAS SEDIMENTARIAS  
"Tabla de Comparación"

GRAFICO 7

ARPROCA 20/40



BAKER 16/25



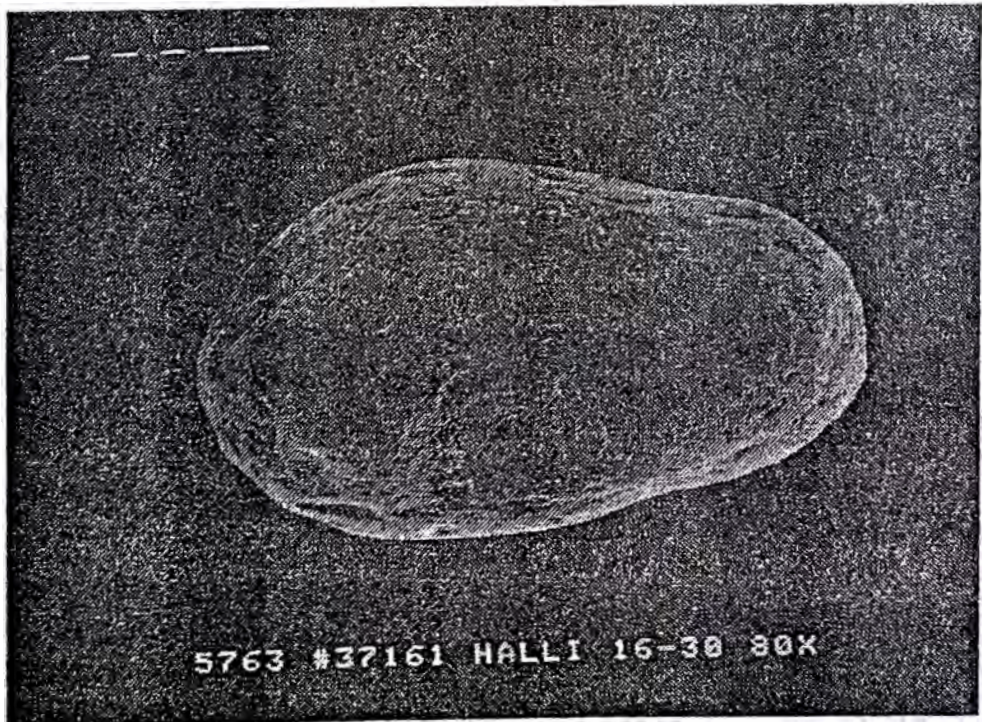
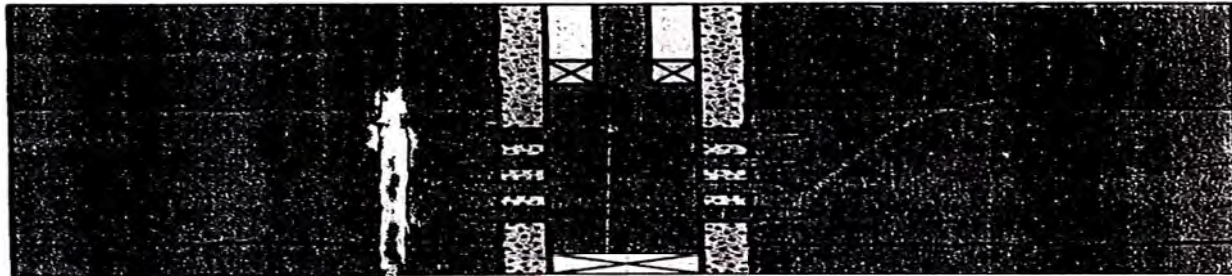
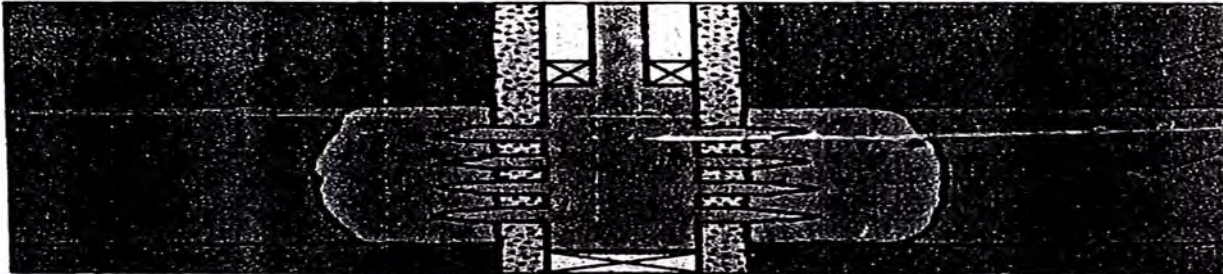


GRAFICO N 10



FORMA-  
CION

ARENA NO CONSOLIDADA PARA SER  
TRATADA.



PRE-  
FLUSH

FORMA-  
CION

INYECTANDO PRE-FLUSH PARA CONDICIO-  
NAR QUE LA FORMACION ACEPTA A LA RESINA



RESINA

ESPA-  
CIADOR

FORMA-  
CION

PRE-  
FLUSH

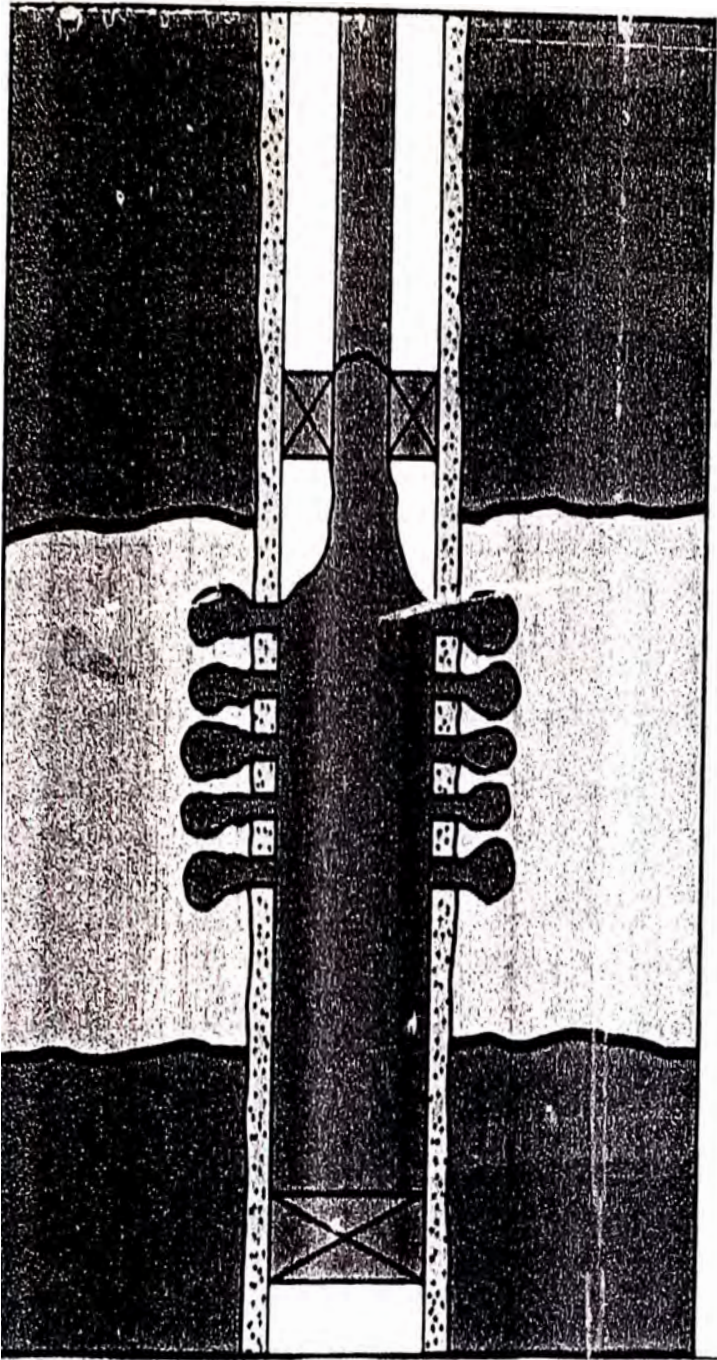
INYECTANDO RESINA Y ESPACIADOR.



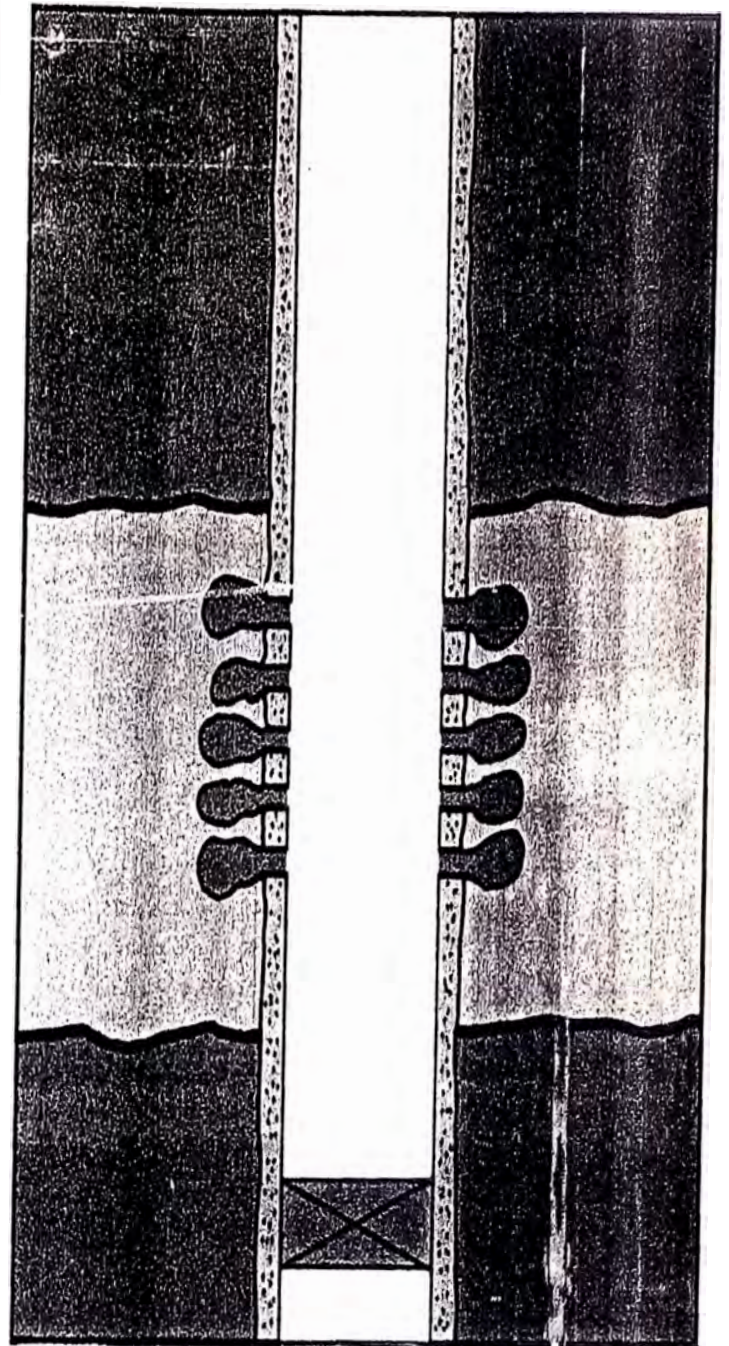
FORMA-  
CION

CATALI-  
ZADOR

INYECTANDO CATALIZADOR PARA REACCIONAR  
CON LA RESINA Y EFECTUAR LA CONSOLI-  
DACION QUIMICA.



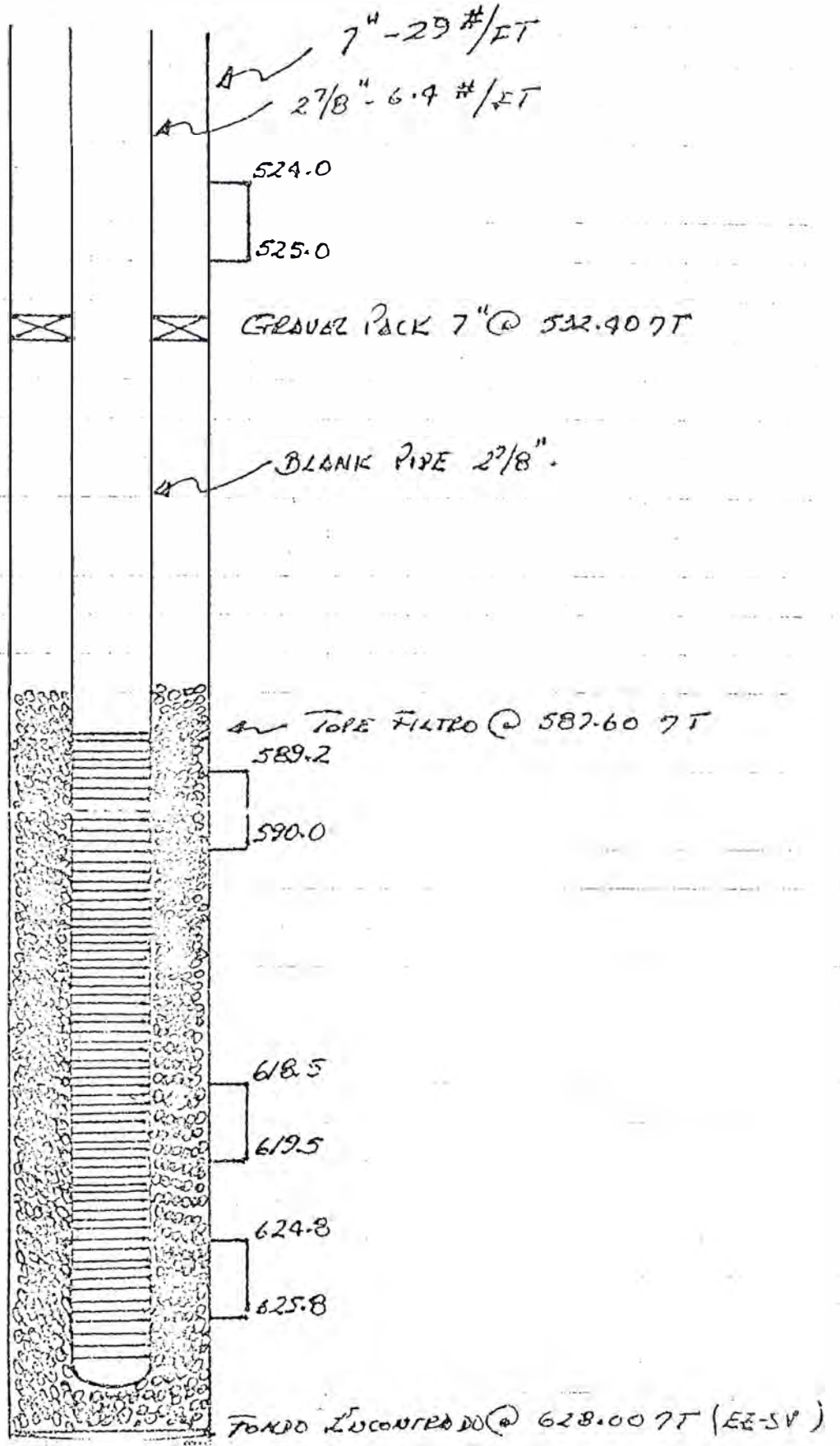
PASO N° 1: RESINA INYECTADA CON ARENA DENTRO DE LAS PERFORACIONES.



PASO N° 2: RESINA PERFORADA DENTRO DEL CASING, QUEDAN LAS PERFORACIONES DE LA FORMACION EMPACADOS Y CONCLUIDO EL EMPACADO QUIMICO.

Pozo Mo-18

AA-5



AA-2/4



WIRE WRAPPED ROD BASE SCREEN

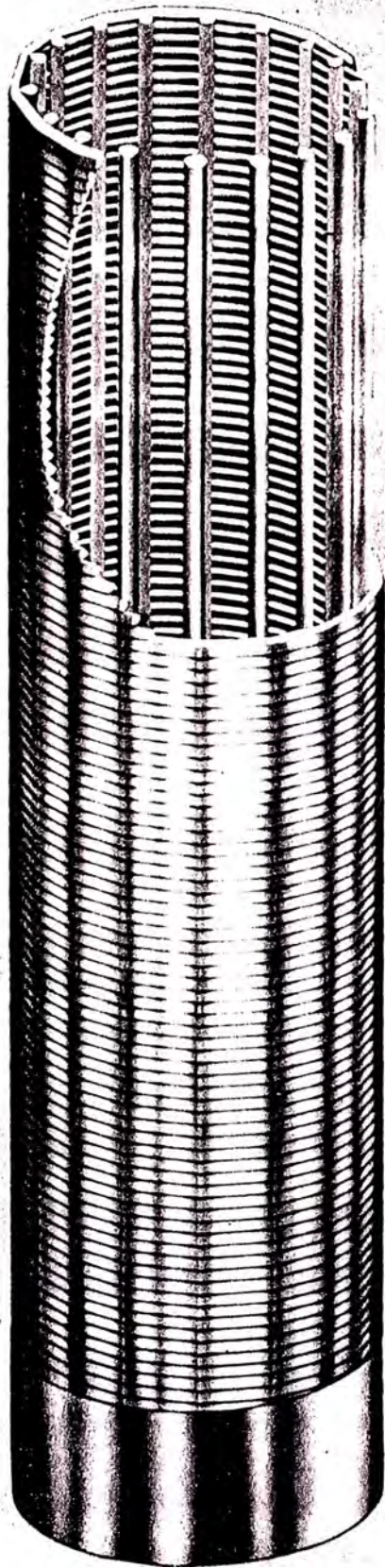


GRAFICO N° 13