

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



**“Aplicación del Cemento Ultrafino para Controlar
la Producción de Agua en Pozos de Petróleo
de la Selva Norte del Perú”**

Titulación por Exámen Profesional

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

Luis Hernán Tapia Bustamante

Dedico este trabajo a Dios por haberme dado
tan maravillosa madre,
tan buenos profesores,
tan talentosos compañeros de trabajo,
y tan colaboradoras personas que de alguna manera
hicieron posible la culminación de esta obra

**APLICACION DEL CEMENTO ULTRAFINO PARA CONTROLAR
LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS DE PETROLEO
DE LA SELVA NORTE DEL PERU**

I. INTRODUCCION

II. FUNDAMENTO TEORICO

- A. Factores a considerar en la selección del tratamiento
- B. Características del cemento ultrafino
- C. Diseño del tratamiento
- D. Procedimientos de mezcla
- E. Seguridad

III. DISCUSION

- A. Aplicación práctica. Casos "A" y "B"
 - 1. Historia
 - 2. Procedimiento
 - 3. Resultados

IV. EVALUACION ECONOMICA

- A. Costo del tratamiento
- B. Pay out

V. CONCLUSIONES

VI. RECOMENDACIONES

VII. BIBLIOGRAFIA

D INTRODUCCION

Teniendo en cuenta que reducir la producción de agua proveniente de nuestros pozos de petróleo ubicados en yacimientos de alta permeabilidad con mecanismos de producción de empuje de agua, tanto de fondo como de flanco, no sólo significa incrementar la cantidad de petróleo producido, reducir nuestros costos de operación, recuperar un volumen adicional de petróleo, sino también reducir el impacto ambiental al tratar menor volumen de agua producida, se decidió iniciar un proyecto para controlar en forma efectiva y a bajo costo la cantidad de agua producida en nuestros campos.

El presente trabajo analizará la aplicación de la lechada de cemento ultrafino con el método "Bradenhead" tapón balanceado, en dos pozos de la Selva Norte del Perú "A" y "B".

La lechada de cemento ultrafino está compuesto de cemento ultrafino (cuyas partículas son aproximadamente 10 veces más pequeñas que el cemento convencional y son capaces de penetrar en formaciones con más de 7 darcies de permeabilidad), un fluido de acarreo hidrocarburo (diesel) y un surfactante. La ventaja adicional de esta lechada es que permanece inactiva mientras no entre en contacto con el agua,

después del cual permanece aún bombeable por unas 2 a 3 horas más para luego formar un mezcla densa y dura.

El procedimiento consiste en "squeezear" a baja presión la lechada de cemento ultrafino a todo el intervalo productor con alto corte de agua y luego reperforar en forma selectiva el intervalo a producir deseado.

Los resultados en ambos pozos "A" y "B" han sido satisfactorios pues se observa una disminución del agua producida en el orden del 24 y 42%, respectivamente. En el primer caso, de 9200 BWPD antes del tratamiento con 5 bbl de cemento ultrafino, se redujo a 7000 BWPD dos años después del tratamiento; mientras que en el segundo caso, de 6700 BWPD antes del tratamiento con 2.5 bbl de cemento ultrafino, se redujo a 3900 BWPD un año después del tratamiento.

II) FUNDAMENTO TEORICO

A.- FACTORES A CONSIDERAR EN LA SELECCION DEL TRATAMIENTO

Lo primero que se debe hacer para controlar la producción de agua y diseñar

un tratamiento efectivo es identificar la causa que la origina.

La producción de agua puede ser el resultado de:

La conificación de agua, como una consecuencia natural de la producción de los fluidos y de una relación desfavorable entre las movilidades del agua y del petróleo.

Zonas defectuosamente cementadas (canalizaciones), a través de las cuales se pueden originar migraciones de fluidos.

Tubería de revestimiento rota por efecto combinado de corrosión y continuos rozamientos metal-metal (broca, "scraper", "economill", etc).

Fracturas en las barreras impermeables, que conectan al intervalo productor con una zona de agua.

Si bien es cierto que, de los casos arriba descritos, el cono de agua formado en la zona de petróleo es la causa principal de los altos regímenes de producción de agua obtenidos en la mayoría de nuestros campos de producción de petróleo, antes

de diseñar el tratamiento a utilizar se deben evaluar: la historia productiva, los registros eléctricos corridos a hueco abierto, los registros de adherencia de cemento, los análisis de agua producida, los resultados de los registros de producción si los tuviera.

Es de notar que la formación y el avance del cono de agua son favorecidos por altos valores de permeabilidad vertical y principalmente por desfavorables razones de movilidad agua-petróleo, siendo la viscosidad del petróleo el factor de mayor influencia. Sin embargo, desde un punto de vista físico, los diferenciales de presión, necesarios para la producción de los fluidos del reservorio, son determinantes en la generación y desarrollo del cono de agua.

B.- CARACTERISTICAS DEL CEMENTO ULTRAFINO

Históricamente, la industria petrolera ha tratado de controlar la producción de agua diseñando tratamientos que incluyen:

Operaciones de cementación forzada con cemento convencional.

Utilización de polímeros y silicatos acuosos fácilmente bombeables, que se gelifican en la formación después de un determinado tiempo.

Aproximadamente, el 95% de los casos han sido tratados mediante la cementación forzada usando cemento convencional con apenas un 35% de éxito, debido fundamentalmente a la limitación de la penetración de las partículas del cemento convencional en la formación por su tamaño.

Ultimamente, la tecnología ha desarrollado un cemento de partículas ultrafinas cuya característica básica es su granulometría que es aproximadamente 10 veces menor a las partículas del cemento convencional. Más detalles de las diferencias entre las propiedades físicas de este cemento ultrafino y cemento convencional se pueden observar en la siguiente Tabla.

PROPIEDADES FISICAS TIPICAS

	CEMENTO ULTRAFINO	CEMENTO CONVENCION AL
Tamaño promedio de las partículas (micrones)	10	80 a 120
Area superficial (cm ² /gram)	10,000	2500 a 3900
Capacidad de penetración	0.05 mm (60/80 mesh)	0.25 mm (10/20 mesh)
Requerimiento de agua (% bwoc)	100 a 175	38 a 46
Rango de densidad (lb/gal)	11.0 - 12.5	15.6 - 16.4
Esfuerzo compresivo(psi)@ 80°F (C.Ultraf:12.5 ppg, 1.07 rend)	860 en 24hr 1700 en 72hr	1470 en 24hr 4130 en 72hr
Tiempo de espesamiento @ 80°F (C.Ultraf:11.5 ppg, 1.41 rend)	5hr:15min	-----

La lechada de cemento ultrafino está compuesto de pequeñas partículas de cemento Portland super-refinado en un fluido de acarreo hidrocarburo (diesel, kerosene, etc.) y un surfactante.

El surfactante es un aditivo líquido de 0.98 de gravedad específica que, usado en concentraciones de 2% por volumen de diesel, genera un fraguado retardado a diferencia del fraguado rápido del cemento convencional base diesel, lo que permite que la lechada de cemento continúe siendo bombeable 2 a 3 horas después de contactarse con el agua y penetre fracturas extremadamente pequeñas o microanillos inaccesibles al cemento convencional.

El cemento ultrafino tiene una serie de aplicaciones, entre las cuales tenemos:

- 1.- Reparar fugas en tuberías de revestimiento.
- 2.- Penetrar empaques de arena defectuosos.
- 3.- Penetrar pasajes de pequeño espesor (canales, microanillos, topes de lana, fracturas).
- 4.- Controlar la entrada de agua en formaciones con más de 7 darcies de permeabilidad.

En ciertas ocasiones, aún con un promedio de partícula de 10 micrones, el uso de cemento micromático por sí solo no es suficiente para penetrar una profundidad suficiente en la formación; en estos casos lo más recomendable es hacer un tratamiento combinado que incluya bombear un polímero o agente sellante de baja viscosidad hasta la profundidad requerida, para luego sellar los canales cercanos al

pozo con una lechada de cemento micromático como cola. La lechada de cemento permite encerrar al polímero dentro de la formación y ayuda a prevenir la producción residual del mismo.

C.- DISEÑO DEL TRATAMIENTO

A continuación presentaremos el diseño básico para una lechada de cemento ultrafino preparada con 50 sacos de cemento, diesel (aproximadamente 6 gal/saco) y surfactante (2% por volumen de diesel), 12.5 lb/gal, 0.88 pies cúbicos/saco de rendimiento.

COMPONENTE	PESO (Lbs)	VOL. ABS (gal/lb)	VOLUMEN (Gal)
CEMENTO ULTRAFINO	50 SACOS = 2500 lbs	0.0382	96 gal
DIESEL (42° API)	1593 lbs	0.1472	234 gal
SURFACTANTE (8.16 lb/gal)	36.8 lbs	0.1225	4.5 gal

TOTAL: 4129.8 lbs 329.1 gal
 DENSIDAD DE MEZCLA: 4129.8 lbs/ 329.1 gal= 12.5 lb/gal
 RENDIMIENTO: 329.1 gal/7.48/ 50sc= 0.88 pie³/sac

Variando el volumen de diesel a emplear se generan las siguientes combinaciones de lechada, las que sólo son referenciales; cada caso debe ser diseñado en forma particular.

DIESEL	150 gal	200 gal	225 gal
SURFACTANTE	3.0 gal	4.0 gal	4.5 gal
CEMENTO ULTRAFINO	2500 lbs	2500 lbs	2500 lbs
DENSIDAD	14.0 lb/gal	13.0 lb/gal	12.5 lb/gal
VOLUMEN DE LECHADA	6.0 bbl	7.1 bbl	7.7 bbl

1 saco de cemento ultrafino = 50 lbs

Para el caso de nuestros pozos "A" y "B" de la Selva Norte del Perú, con un promedio de 7500' de profundidad y 220 °F de temperatura de fondo, se utilizó la siguiente composición:

- Por cada 50 sacos de cemento ultrafino:
 - 286 gal de diesel (+/- 6 gal/saco)
 - 5.5 gal de surfactante (0.11 gal/saco)

Densidad de la lechada = 11.5 lb/gal,

Rendimiento = 1.07 pies cúbicos/saco.

No se usaron otros aditivos, salvo un pequeño volumen de diesel adelante y atrás de la lechada de cemento ultrafino, para mojar la tubería de revestimiento y evitar su contaminación potencial con el agua.

C.- PROCEDIMIENTOS DE MEZCLA

Paso 1: Mídase el volumen correcto del fluido hidrocarburo (ejemplo: diesel) a ser utilizado dentro de un equipo de mezcla adecuado, tal como: RCM-I, RCM-II, MX-5000, BLENDER con agitadores de paletas o con paletas sin fin. El fluido debe estar libre de agua (véase la Sección "Secado del Diesel en el Campo") así como las líneas y todo el circuito de recirculación. ●

Paso 2: Agregar el volumen adecuado de surfactante al diesel mientras se recircula.

Paso 3: Lentamente, empezar a agregar la cantidad calculada de cemento ultrafino mientras se recircula el diesel.

Paso 4: Continuar la mezcla hasta que la lechada esté mezclada uniformemente. Hacerlo lentamente para evitar la formación de espuma.

Paso 5: La mezcla está lista para su colocación, no exceder la presión de fractura de la formación.

E.- SEGURIDAD

Manéjese el surfactante así como lo haría con ácido o con una fuerte solución cáustica. El surfactante, al contacto con los ojos, puede causar una severa irritación; si ocurriera esto, lavarse los ojos inmediatamente con abundante agua por unos 15 minutos y buscar atención médica. El contacto prolongado con la piel puede causar irritación leve, en cuyo caso lavarse la piel rápidamente con abundante agua y jabón y cambiarse la ropa contaminada. Si el surfactante es inhalado, salir a zona con aire fresco y administrar oxígeno si se requiriera.

El flash point es de 73° F, neutralizar con pulverización de agua, espuma, agentes químicos secos o CO₂; el surfactante es un líquido inflamable que despiden unos gases inflamables, los cuales pueden prenderse explosivamente.

El cemento ultrafino no presenta ningún problema particular en su manipuleo; de todos modos, se le debe tratar como a los demás materiales finamente molidos, se debe evitar prolongadas exposiciones. Ya que este cemento es un material muy finamente molido, se recomienda fuertemente el uso de máscaras protectoras para nariz y ojos cuando existe la posibilidad de inhalar polvo de cemento durante su manipuleo.

Exposición prolongada al cemento ultrafino puede resultar en irritación de los ojos y del sistema respiratorio. En caso de contacto con ojos y piel, lavarse abundantemente con agua y, si la irritación persistiera, consultar con el médico.

SECADO DEL DIESEL EN EL CAMPO

Como se mencionó previamente, uno de los problemas principales de la preparación del cemento ultrafino con el diesel es la contaminación del diesel con agua. Esto afecta a la mezcla de cemento bajándole la densidad y espesándola. Esta

mezcla liviana tiene débil resistencia a la compresión y no permite que el agua de formación penetre a la mezcla fácilmente debido a su espesamiento.

Ya que cualquier contaminación con agua tiene malos efectos, el método con más sentido común es la eliminación del agua, el mejor método es la prevención pero aún persiste el efecto de la condensación en los tanques de almacenamiento o transporte de cualquier tamaño.

Diversos removedores de agua han sido probados y la mayoría de ellos trabajan bajo condiciones de laboratorio. El más barato es la arena seca, aproximadamente 20 pies de arena seca en un tubo de revestimiento de 4 pulgadas debería absorber toda la contaminación de agua en el diesel justo antes de utilizarse. Como cualquiera que sea, para ser eficiente, la arena deberá estar totalmente seca. Deberá de ser preferentemente arena angular en vez de arena redonda (arena de fracturamiento) para que trabaje mejor.

III. DISCUSION

La aplicación en los pozos "A" y "B" nos muestran el alto grado de éxito que se está teniendo en las operaciones de la Selva Norte del Perú.

Los puntos más importantes a ser tomados en cuenta para futuros trabajos son: el método de operación empleado, los volúmenes usados, y presiones de cierre logradas.

La evaluación del tratamiento no sólo incluirá observar la reducción del agua producida y el incremento de petróleo conseguido, sino también estimar la recuperación adicional de petróleo mediante la extrapolación del gráfico de la producción acumulada de petróleo y el logaritmo del corte-petróleo producido (curva corte - acumulado).

APLICACIONES PRACTICAS

1.- HISTORIA POZO "A"

Este pozo vertical fue completado en noviembre de 1981 como productor de la arena Vivian "A" en el intervalo: 7344' - 7352' (8') mediante bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial. Sin embargo, el alto corte de agua (95%), obligó a abandonar dicha arena con un retenedor de cemento sentado a 7330'.

En mayo de 1983, la arena Vivian "B" en el intervalo: 7295' - 7317' (22')

y Basal Terciario en el intervalo: 7150' - 7170' (20') fueron abiertas a producción empleando aún el sistema de bombeo mecánico.

Rápidamente, ambas arenas incrementaron su corte de agua y fueron recompletadas con bombas electrosumergibles. La primera fue instalada en diciembre de 1983. Las siguientes en: mayo de 1985, mayo de 1986, marzo de 1989 y marzo de 1990. La prueba de marzo de 1992 indicó: 117 BOPDx 12879 BWPDx 99% WCx 11.4° API x 29 de índice de productividad (PI).

Era indudable que la arena Basal Terciario era la que contribuía en mayor grado en el alto corte de agua del pozo. Se programó evaluar el potencial de la arena Vivian "B" con una prueba de formación (DST) que, de ser satisfactorio (PI menor que 10 BPD/psi), permitiría abandonar la arena Basal Terciario y recompletar el pozo como productor de la arena Vivian "B" previa reperforación.

El DST a inicios de abril de 1992 en la arena Vivian "B" arrojó un PI satisfactorio de 1.5 BPD/psi. Se aisló mecánicamente el intervalo productor: 7150' - 7170' (20') de la arena Basal Terciario colocándole un parche de 40 pies de longitud a la tubería revestidora de 7" desde 7136' hasta 7176'. Luego, se reperforó la arena Vivian "B" en el intervalo: 7290' - 7315' a 8 tiros/pie los cuales fueron probados con

un DST dando como resultado un PI de 8 BFPD/psi, dato necesario para diseñar el tipo de bomba electrosumergible a instalar. El pozo fue recompletado a finales de abril de 1992.

Después del trabajo, de acuerdo a las pruebas de producción, el corte de agua no se reducía (la prueba de junio de 1992: 130 BOPDx 9264 BWPDx 98.6% WC x 11.4° API x 20 PI); por lo que se sospechó que había fuga a través del parche a la tubería revestidora. Se programa moler dicho parche y aplicar por primera vez el uso del cemento ultrafino para un control más eficiente de la producción de agua.

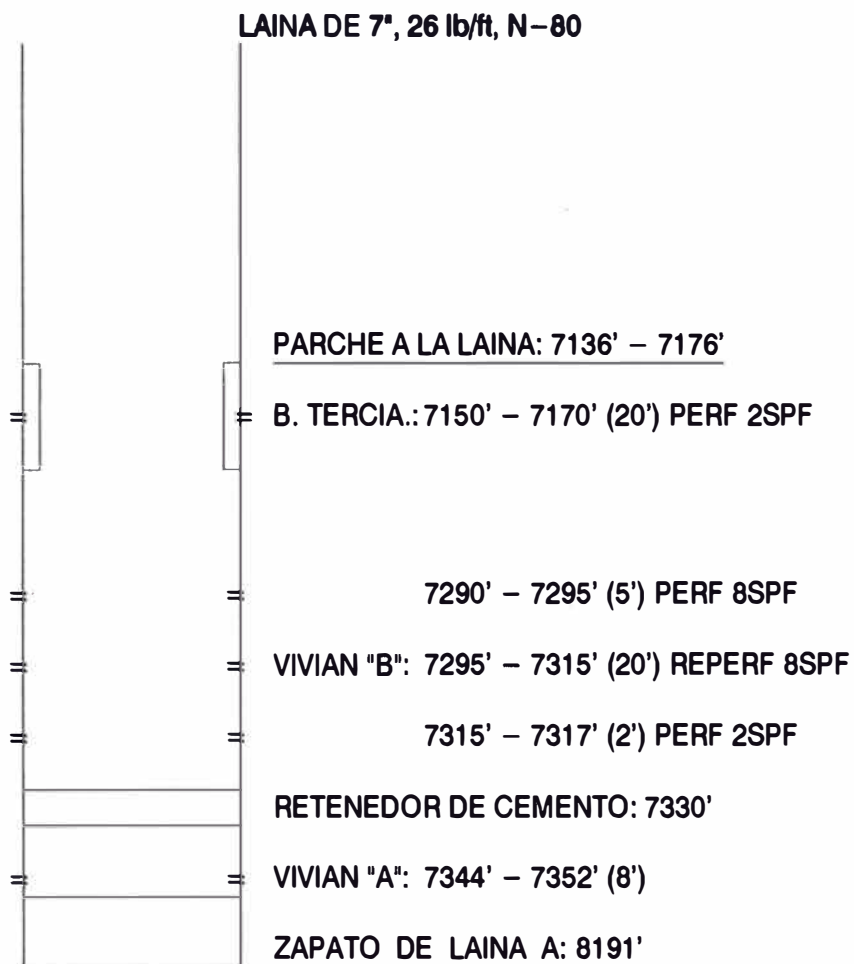
2.- PROCEDIMIENTO POZO "A"

DATOS: Ver diagrama N° 1

Tubería revestidora:	7", 26 ppf
Tubería de trabajo:	3 1/2" DP, 9.5 ppf & 13.3 ppf
Parche a la revestidora:	De 7136' a 7176'
Arena:	Basal Terciario
Intervalo:	7150' - 7170' (20') 2spf
	Permeabilidad: 7 darcies
	Temp. Fondo: 220 °F

POZO " A "

ANTES DEL TRABAJO CON EL CEMENTO ULTRAFINO



ENERO 1993

Método de operacion: "Bradenhead"

Fecha del trabajo: enero de 1993

Después de moler el parche colapsado de la tubería de revestimiento, que había fracasado en su intento de aislar al intervalo altamente productor de agua de la arena Basal Terciario:

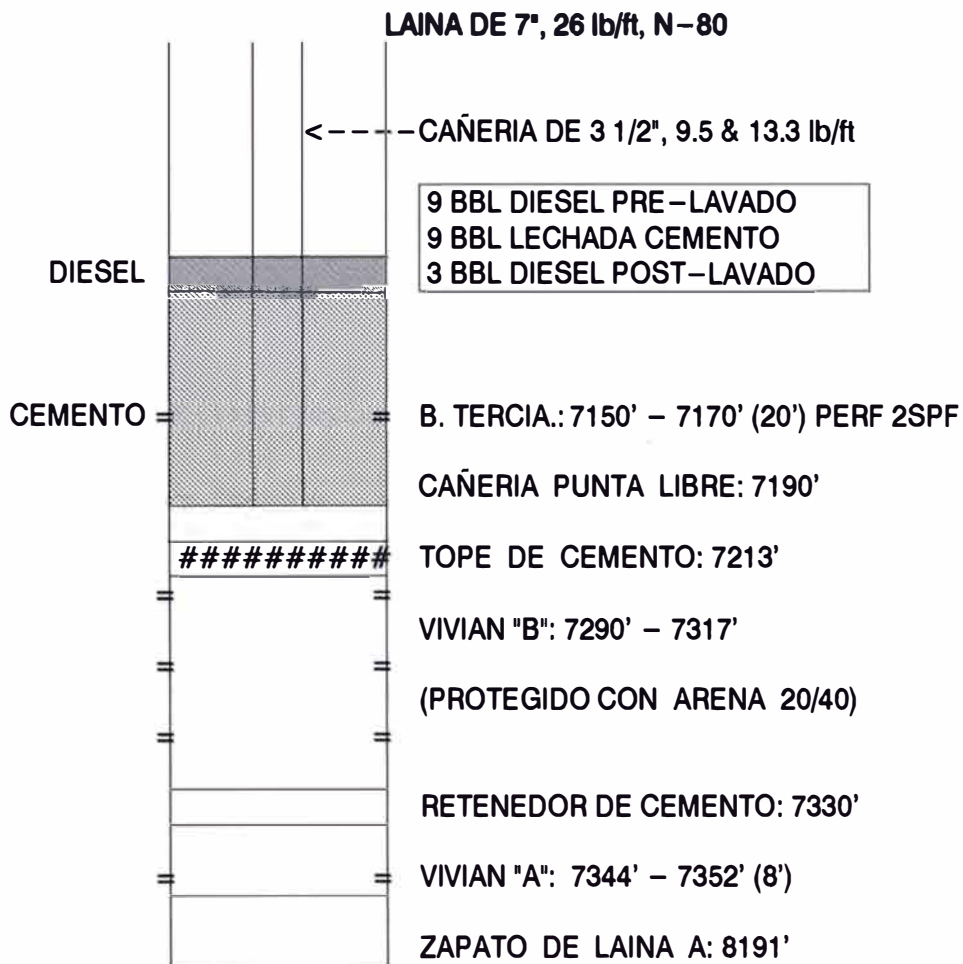
- Se protegió la arena Vivian "B" con 34 sacos de arena Ottawa 20/40 y se le aisló de la arena Basal Terciario con un tapón balanceado de cemento clase "H" de 42 pies (preparado con 5.25 sacos de cemento) usando "dump bailer". Tope de cemento a 7213'.

- Se perforó a 4 tiros/pie la arena Basal Terciario en las siguientes profundidades: 7155', 7160', 7165'. Esto fue para asegurar una buena penetración del cemento a través de la zona donde había estado el parche.

- Se bajó cañería 3½" punta libre hasta la profundidad de 7190'. Se circuló durante 1 hora. Se probó líneas de superficie con 2000 psi.

POZO " A "

DURANTE EL TRABAJO CON EL CEMENTO ULTRAFINO



ENERO DE 1993

- Se cerró los "pipe rams" para hacer prueba de inyektividad con el fluido de completación en el intervalo a tratar: 7150' - 7170': 2.2 BPM @ 470 psi.

- Se bombeó 9 bbl de diesel como fluido de pre-lavado.

- Se bombeó 9 bbls de lechada de cemento ultrafino (50 sacos de cemento ultrafino + 286 gal de diesel + 5.5 gal de surfactante, densidad de la mezcla = 11.5 ppg, rendimiento = 1.07 pies cúbico/saco).

- Se bombeó 3 bbl de diesel como fluido de post-lavado.

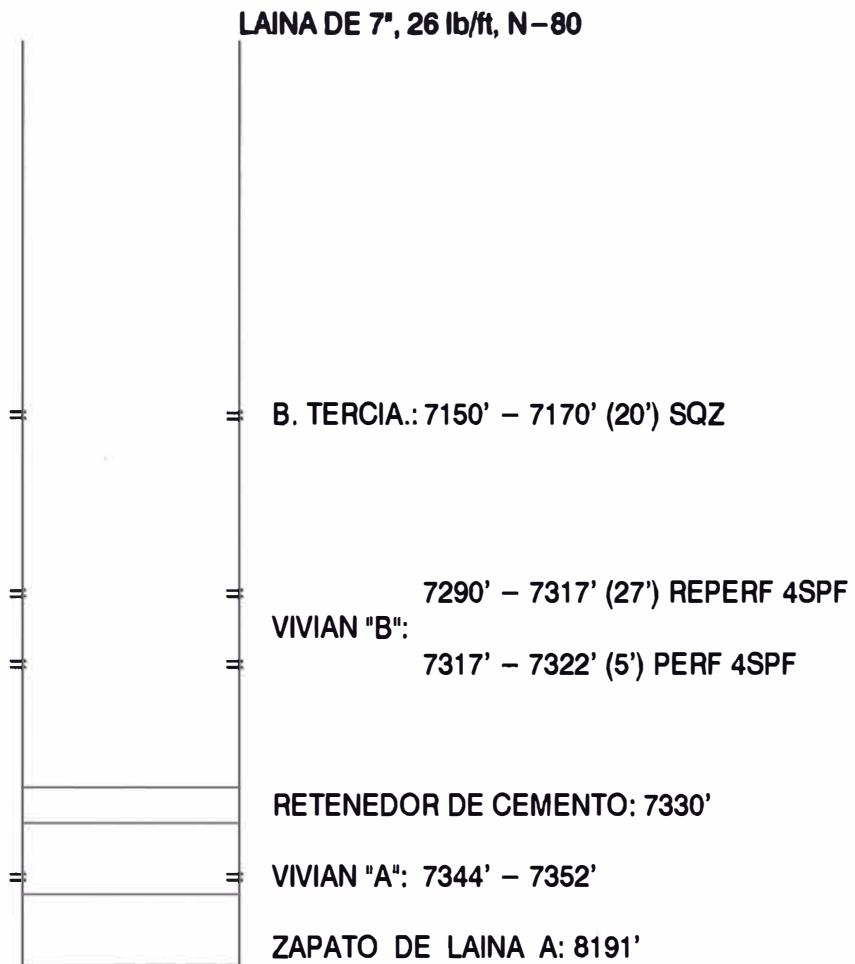
- Se desplazó con 55 bbl de fluido de completación para spotear los 9 bbl de cemento (2 bbl en la cañería y 7 bbl en el anular) y tener un tapón balanceado suficiente para cubrir los 20 pies de perforados a tratar.

- Se levantó 650' de cañería y se reversó.

- Se cerró la válvula de control y se bombeó 5 bbls de cemento ultrafino en los perforados con una presión máxima de 500 psi en la cañería.

POZO " A "

**DESPUES DEL TRABAJO CON EL
CEMENTO ULTRAFINO**



ENERO DE 1993

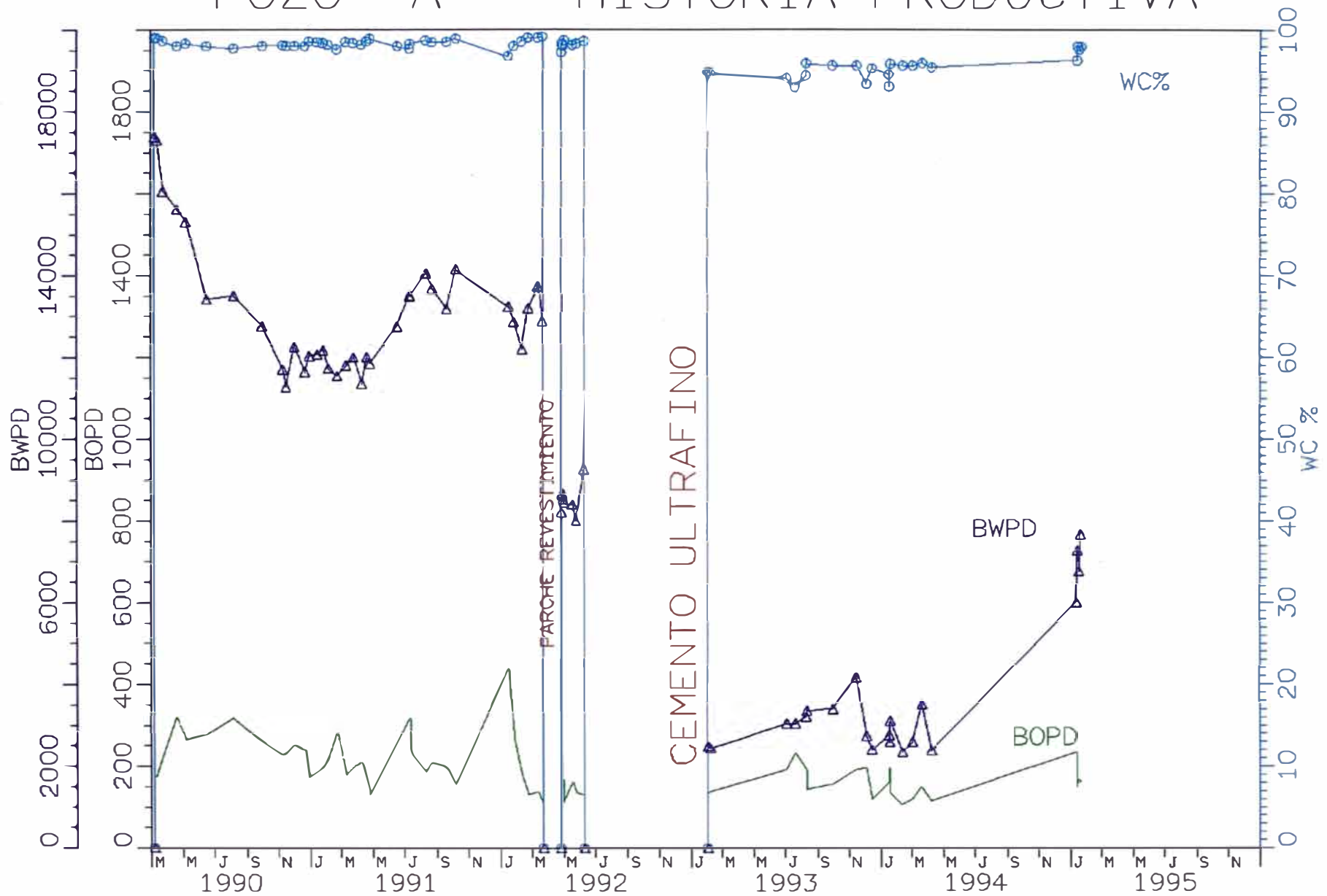
- Se esperó durante 24 horas para que el cemento ultrafino frague.
- Con 500 psi se probó el trabajo realizado. Resultado positivo.
- Se limpió el pozo y se reperforó la arena Vivian "B": 7290' - 7310', 7311' - 7322' a 4 tiros/pie.
- En enero de 1993 se re completó el pozo con bomba electrosomergible para producir la arena Vivian "B".

3.- RESULTADOS DEL TRATAMIENTO AL POZO "A"

Los resultados del tratamiento de control de agua después de la inyección de 5 bbls de cemento ultrafino en enero de 1993 se observan en la Figura N° 1 y están resumidos en la Tabla N° 1.

Antes del tratamiento el pozo estuvo produciendo 9200 BWPDx 130 BOPDx 98.6% WC. La producción estabilizada un mes después fue de 2500 BWPDx 138 BOPDx 94.8% WC. Ahora, 2 años después, no obstante el corte de agua se ha

FIGURA No. 1
 POZO "A" - HISTORIA PRODUCTIVA



incrementado a 97.9%, la producción es de 7000 BWPD y 160 BOPD; esto representa una disminución del 24% del agua producida y un incremento del 23% del petróleo producido.

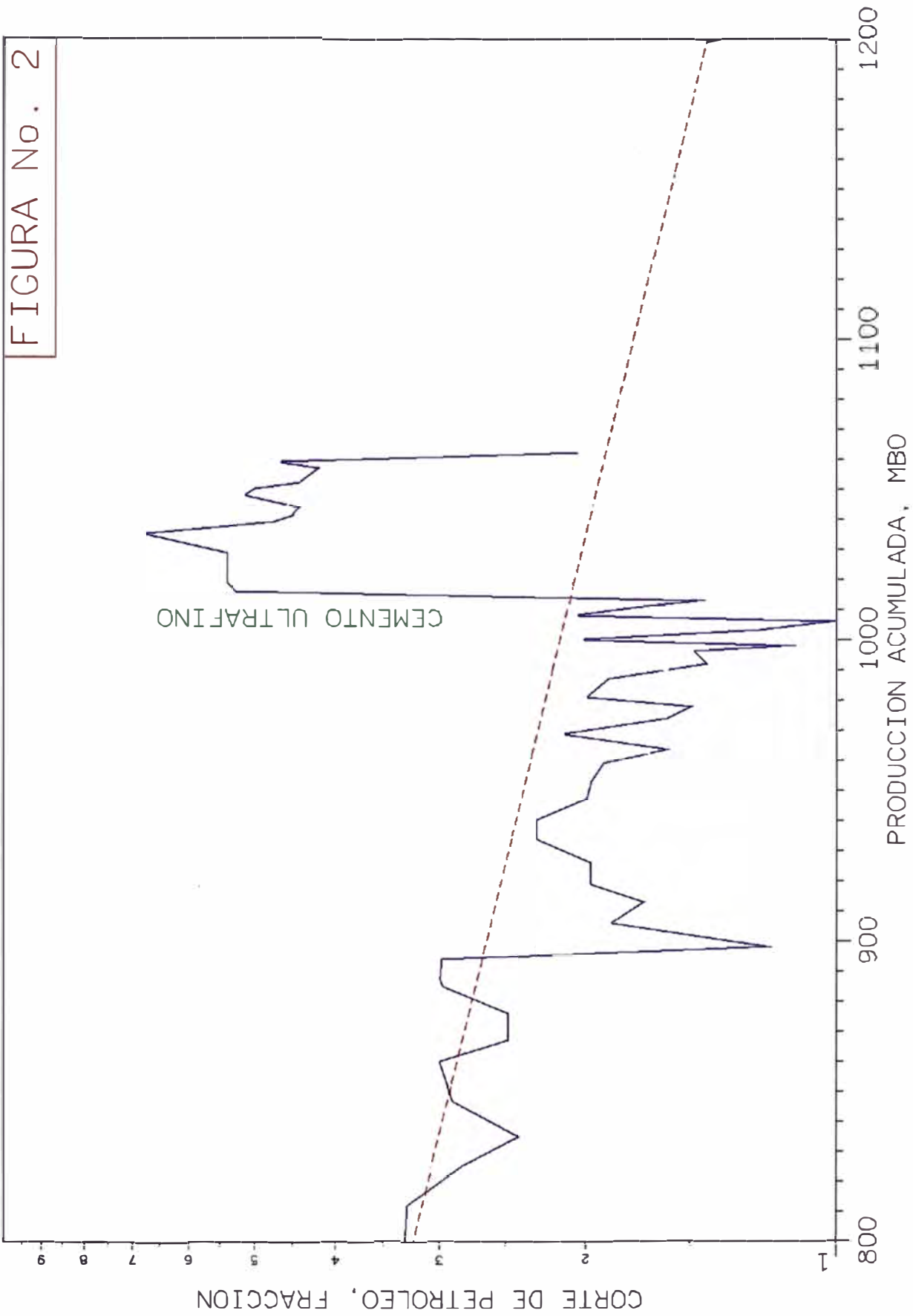
Asimismo, se estimó en 1500 barriles el volumen adicional de petróleo producido debido al tratamiento, al extrapolar el ploteo de la producción acumulada de petróleo y el logaritmo del corte de petróleo producido (Fig N° 2).

TABLA N° 1

RESULTADOS DEL TRATAMIENTO AL POZO "A"

	ANTES DEL TRATAMIENTO	DESPUES DEL TRATAMIENTO		
		1 MES	1 AÑO	AHORA (2 AÑOS)
BWPD	9200	2500	3000	7000
BOPD	130	138	140	160
CORTE DE AGUA	98.6 %	94.8 %	95.6 %	97.9 %

POZO "A" CURVA CORTE - ACUMULADO



1.- HISTORIA POZO "B"

Este pozo vertical fue completado en setiembre de 1981 como productor de la arena Vivian "A" en los siguientes intervalos: 7696' - 7704' (8'), 7710' - 7714' (4'), 7720' - 7726' (6'), usando el bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial.

Las pruebas de producción indicaron un fuerte incremento del corte de agua (prueba de julio de 1983: 115 BOPD x 1349 BWPD x 92% WC), por lo que se programó eliminar la entrada de agua en la manera más eficiente.

Se hizo una cementación a presión de todos los perforados de la arena Vivian "A", se mejoró el aislamiento al frente de la arena Basal Terciario, se reperforó la arena Vivian "A" en el intervalo: 7694' - 7702' (8') a 2 tiros/pie, se perforó la arena Vivian "B" en los intervalos: 7666' - 7673' (7'), 7676' - 7690' (14') a 2 tiros/pie, se perforó la arena Basal Terciario en el intervalo: 7510' - 7530' (20') a 2 tiros/pie. Luego, ambas arenas Vivian "A" y Vivian "B" fueron estimuladas con 85 bbls de una mezcla de diesel/tolueno, lo mismo ocurrió con la arena Basal Terciario con 59 bbls del mismo tipo de mezcla. En enero de 1984 el pozo fue completado para producir ambas arenas mediante la instalación de su primera bomba electrosumergible.

A continuación, se realizaron sucesivos cambios del equipo de bombeo electrosumergible: en enero de 1985, junio de 1986, noviembre de 1987 y setiembre de 1990. Las pruebas siempre indicaban un alto corte de agua (agosto de 1990: 332 BOPDx 10750 BWPD x 97% WC).

En diciembre de 1991 falló nuevamente el equipo de bombeo electrosumergible y se programó que, antes del cambio de bomba, se aisle mecánicamente la arenas Vivian "A" y Basal Terciario, altamente productoras de agua, con parches en la tubería de revestimiento. Los perforados productores de las arenas Vivian "A" : 7694' - 7702' (8') y los perforados "squeezeados" : 7696' - 7704' (8'), 7710' - 7714' (4'), 7720' - 7726' (6') fueron cubiertos con un parche de 50': 7684' - 7734', mientras que los perforados de la arena Basal Terciario: 7510' - 7530' (20') fueron cubiertos con un parche de 40': 7500' - 7540'. Luego se reperforó la arena Vivian B": 7666'-7673' (7'), 7676'-7684' (8') a 4 tiros/pie. Anclando el packer RTTS a 7470' se probó el potencial de dicha arena con un DST, un índice de productividad de 3 BFPD/psi fue el resultado. Finalmente, se recompletó el pozo para producir la arena Vivian "B" con bomba electrosumergible en mayo de 1992.

Durante las tres primeras horas, el índice de productividad (PI) se redujo de

23 a 3 BPD/psi, pero se incrementó a 15 BPD/psi debido probablemente al colapso de los parches que cubrían la tubería de revestimiento.

El pozo restableció su alto corte de agua y continuó produciendo hasta enero de 1993, fecha en la que fue cerrado por su baja producción de petróleo de 84 BOPDx 6702 BWPDx 98.76% WC.

Debido al éxito que se logró en el pozo "A", se decidió moler dichos parches y aislar dichas arenas Vivian "A" y Basal Terciario, altamente productoras de agua, usando el cemento ultrafino y reperforar en forma selectiva sus intervalos superiores.

2.- PROCEDIMIENTO POZO "B"

DATOS: Ver diagrama N° 2

Tubería revestidora:	7", 26 ppf
Tubería de trabajo:	3 1/2" DP, 9.5 ppf & 13.3 ppf
Parche a la revestidora:	De 7500' a 7540'
Arena:	Basal Terciario
	7510' - 7530' (20') 2spf
	Permeabilidad: 7 darcies

Temp. Fondo: 220 °F

Arena: Vivian "B"

7666' - 7673' (7') 4spf

7676' - 7684' (8') 4spf

7684' - 7690' (6') 2spf

Permeabilidad: 7 darcies

Temp. Fondo: 220 °F

Parche a la revestidora: De 7684' a 7734'

Arena: Vivian "A"

7694' - 7696' (2') 2spf

7696'-7702'(6')sqz & perf 2spf

7702' - 7704' (2') sqz

7710' - 7714' (4') sqz

7720' - 7726' (6') sqz

Permeabilidad: 7 darcies

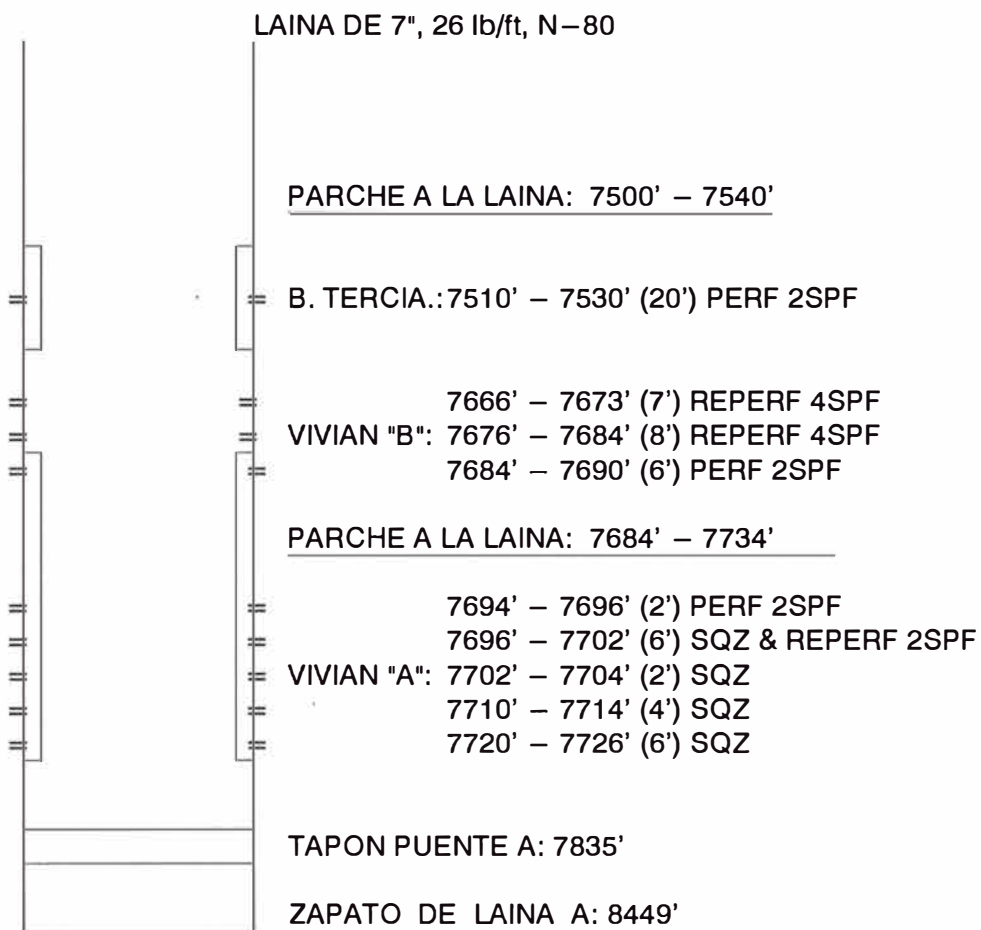
Temp. Fondo: 220 °F

Método de operación: "Bradenhead"

Fecha del trabajo: enero de 1994

POZO " B "

ANTES DEL TRABAJO CON EL CEMENTO ULTRAFINO



ENERO DE 1994

Después de moler los parches colapsados que cubrían los perforados de las arenas Vivian "A" y Basal Terciario:

- Se perforó a 4 tiros/pie la arena Vivian "A" en las siguientes profundidades: 7690', 7700', 7710', 7720' ; y la arena Basal Terciario en: 7510', 7515', 7525', 7530'.

Esto fue para asegurar una buena penetración del cemento a través de zonas donde habían estado los parches.

- Se bajó cañería de 3½" punta libre hasta la profundidad de 7775'. Se circuló durante 1 hora. Se probó líneas de superficie con 1500 psi.

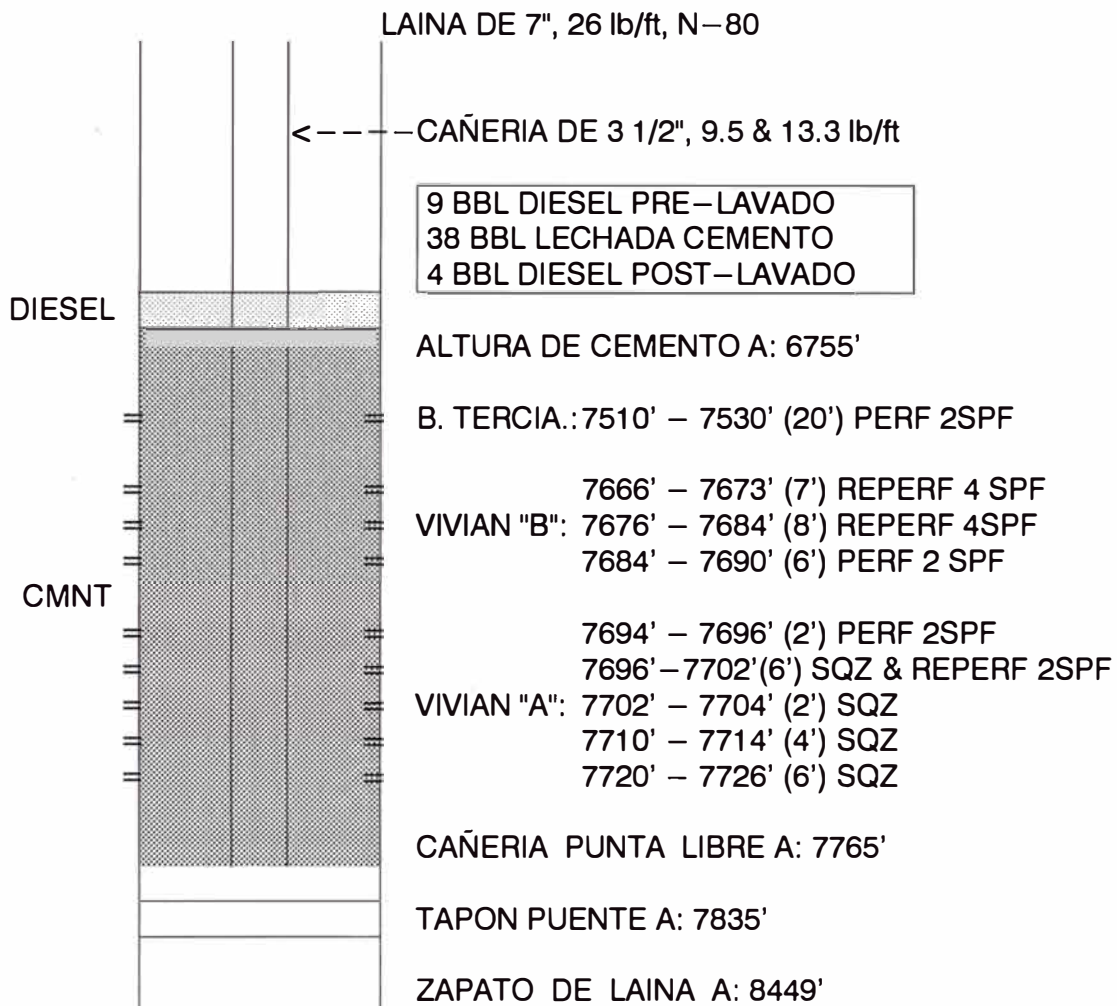
- Se cerró los "pipe rams" para hacer prueba de inyectividad con fluido de completación en todos los intervalos a tratar: 1.5 BPM @ 500 psi. Se inyectó 15 bbl.

- Se bombeó 17 bbl de diesel como fluido de pre-lavado.

- Se bombeó 38 bbl de lechada de cemento ultrafino (200 sacos de cemento ultrafino + 1200 gal de diesel + 22 gal de surfactante, densidad de la mezcla = 11.5 lbs/gal, rendimiento = 1.07 pies cúbico/saco).

POZO " B "

DURANTE EL TRABAJO CON EL CEMENTO ULTRAFINO



ENERO DE 1994

- Se bombeó 4 bbl de diesel como fluido de post-lavado.

- Se desplazó con 14 bbl de fluido de completación para spotear 8 bbl de diesel frente a las arenas Basal Terciario y Vivian (2 bbl en la cañería y 6 bbl en el anular).
Nota: Mientras se bombeaba, se mantuvo 400-600 psi en el anular. Se cerró la válvula de control y se inyectó los 8 bbl de diesel en las arenas descritas.

- Se levantó 10 pies de cañería, se abrió la válvula de control y se bombeó 27 bbl de fluido de completación para spotear los 38 bbl de dicha lechada (9 bbl en la cañería y 29 bbl en el anular), con los que se hizo un tapón balanceado suficiente para cubrir los 216 pies de perforados a tratar.

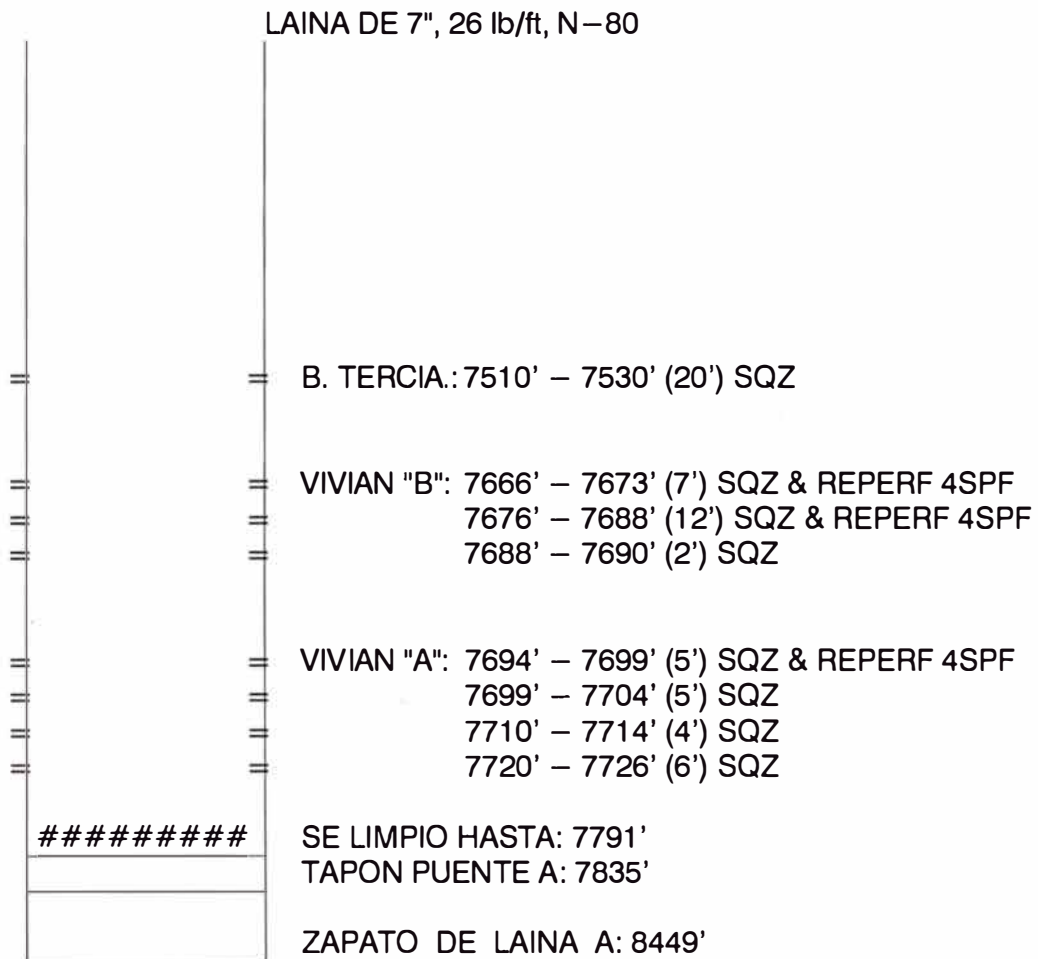
- Se levantó 1117 pies de cañería. Se reversó 80 bbls de fluido de completación y se recuperó trazas de diesel y cemento contaminado.

- Se cerró la válvula de control y se bombeó 2.5 bbls de cemento ultrafino en los perforados con una presión máxima de 800 psi en la cañería.

- Después de 1 hora la presión disminuyó a 400 psi. Se esperó durante 24 horas para que el cemento ultrafino frague. Antes del desfogue la presión estuvo en 190psi.

POZO " B "

DESPUES DEL TRABAJO CON EL CEMENTO ULTRAFINO



ENERO DE 1994

- Se bajó broca de 6 pulgadas, se encontró el tope de cemento a 6825' y se limpió hasta 7765'. Se cerró los "pipe rams" y se probó el intervalo "squeezeado" con 500 psi durante 10 minutos con resultado positivo.

- Se limpió el pozo con broca y "scraper" hasta 7791' y se reperforó con cable a 4 tiros/pie la arena Vivian "B": 7666' - 7673' (7'), 7676' - 7688' (12') y la parte superior de la arena Vivian "A": 7694' - 7699' (5').

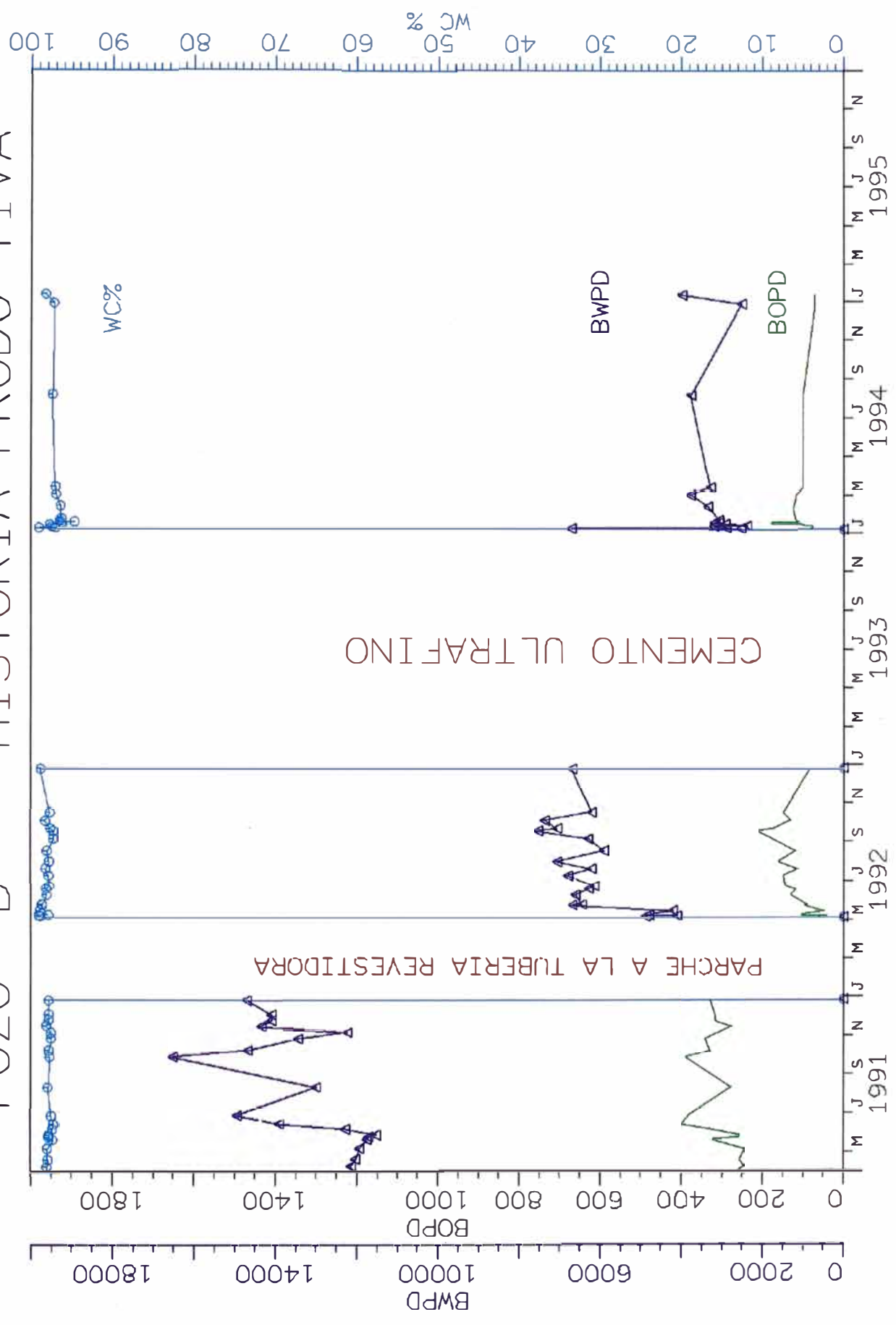
- Anclando el packer RTTS a 7477', se realizó una prueba de formación (DST) con 4000 pies de agua como colchón con la finalidad de evaluar el índice de productividad (PI) de ambas arenas. Resultado: $PI = 2 \text{ BPD/psi}$.

- En enero de 1994 se recompletó el pozo con bomba electrosumergible para producir ambas arenas, Vivian "B" e intervalo superior de la arena Vivian "A".

3.- RESULTADOS DEL TRATAMIENTO AL POZO "B"

Los resultados del tratamiento de control de agua después de la inyección de 2.5 bbl de cemento ultrafino en enero de 1994 se observan en la Figura N° 3 y están resumidos en la Tabla N° 2.

FIGURA No. 3
 POZO "B" - HISTORIA PRODUCTIVA



Antes del tratamiento el pozo estuvo produciendo 6700 BWPDx 84 BOPDx 98.8% WC. La producción estabilizada un mes después fue de 3000 BWPDx 120 BOPDx 96.2% WC. Ahora, 1 año después, no obstante el corte de agua se ha incrementado a 98.2% y el petróleo producido ha disminuido a sólo 72 BOPD, la producción de agua de 3900 BWPD aún es inferior a la producción antes del tratamiento; esto representa una disminución del agua producida en un 42%.

Asimismo, se estimó en sólo 120 barriles el volumen adicional de petróleo producido debido al tratamiento, al extrapolar el ploteo de la producción acumulada de petróleo y el logaritmo del corte de petróleo producido (Fig N° 4).

TABLA N° 2

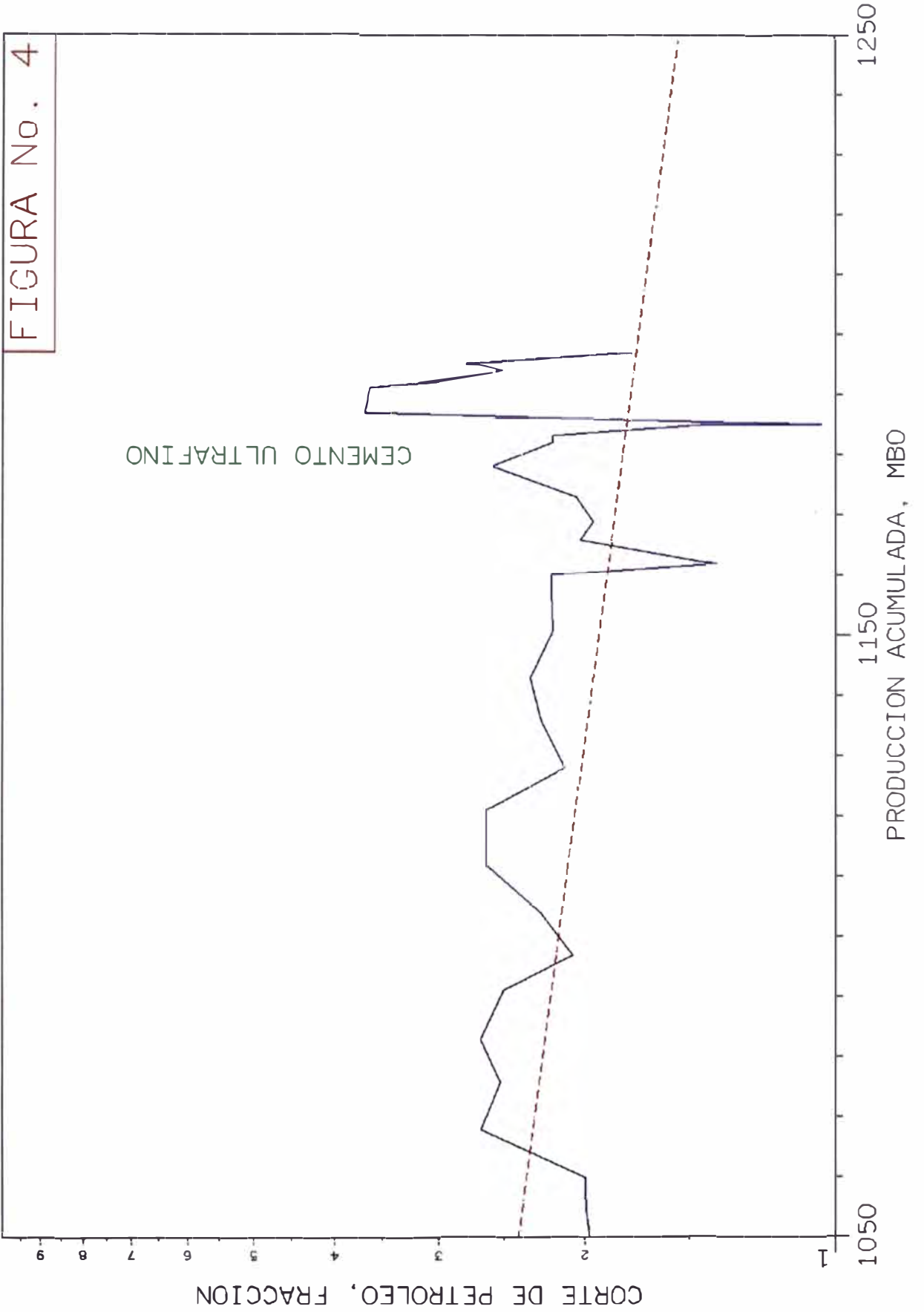
RESULTADOS DEL TRATAMIENTO AL POZO "B"

	ANTES DEL TRATAMIENTO	DESPUES DEL		
		1 MES	6 MESES	AHORA
BWPD	6700	3000	3500	3900
BOPD	84	120	110	72
CORTE DE AGUA	98.8 %	96.2 %	97.4 %	98.2 %

POZO "B"

CURVA CORTE-ACUMULADO

FIGURA No. 4



IV) EVALUACION ECONOMICA

A. CALCULO DEL COSTO DE LA INVERSION:

A continuación calcularemos la inversión adicional para este tratamiento especial. Nótese que el tratamiento se realiza aprovechando un cambio de equipo electrosumergible fallado. Estos costos adicionales al gasto propio de la bomba electrosumergible estarán referidos al caso en que se emplee el cemento ultrafino bajo el método "bradenhead" modalidad tapón balanceado. Los costos genéricos son los siguientes:

A1. COSTO RELACIONADO AL EQUIPO DE SERVICIO DE POZO

HORAS	DESCRIPCION	<u>\$/HR</u>	TOT.	<u>ACUMU.</u>
10	BAJAR BROCA/SCRAPER	320	3200	3200
8	CIRCULAR. SACAR BROCA/SCRAPER	320	2560	5760
6	BAJAR CALIB. SENTAR TAPON	320	1920	7680
6	BAJAR CAÑERIA PUNTA LIBRE	320	1920	9600
4	TRABAJO DE REMEDIO	320	1280	10880
14	ESPERANDO FRAGUE	320	4480	15360
6	SACAR CAÑERIA	320	1920	17280

8	BAJAR BROCA/SCRAPER	320	2560	19840
6	CIRCULAR. SACAR BROCA/SCRAP.	320	1920	21760

A2. COSTO RELACIONADO AL SERVICIO Y MATERIALES

<u>CANT.</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>\$/UN</u>	<u>TOT.</u>	<u>ACUMU.</u>
1	COMPAÑIA DE PERFILAJE	6000	6000	6000
1	COMPAÑIA DE CEMENTACION	6000	6000	12000
1	TAPON TIPO PUENTE	1000	1000	13000
50 SAC	CEMENTO ULTRAFINO (50LB/SC)	15	750	13750
300 GL	DIESEL (6 GAL/SAC)	1	300	14050
5 GAL	SURFACTANTE (0.11 GAL/SAC)	25	125	14175
	TOTAL			35935
	MISCELANEOS (10%)			<u>3594</u>
	COSTO TOTAL			39529

B. CALCULO DEL TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSION:

El tiempo de retorno de la inversión (PAYOUT), se calculará tomando en cuenta el incremento en la producción de petróleo y la disminución del agua producida.

Se considerará que, a raíz del tratamiento, la producción de petróleo se incrementa en por lo menos 30 BOPD por un período mínimo de 3 meses.

Se sabe que, al producir menos agua, se instalará una bomba electrosumergible más pequeña, se gastará menos en tratamiento químico, cuyo costo está estimado en 0.07 \$/ bbl de agua. Estos "ahorros" respecto a los gastos que implicarían producir el mismo pozo si es que no se hubiese hecho el tratamiento, serán considerados en el costo del PAYOUT.

Considerando una reducción del 30% en el agua producida se tendrá que, para un pozo que produce 8000 BWPD antes del tratamiento:

COSTO ADICIONAL POR EL CEMENTO ULTRAFINO: \$ 40,000

INGRESO POR INCREMENTO DE PETROLEO:

$$30 \text{ BOPD} \times \$ 7.5/\text{BO} = \$ 225/\text{D}$$

AHORRO POR MENOR CANTIDAD DE AGUA PRODUCIDA:

$$8000 \text{ BWPD} \times 0.3 \times \$ 0.07/\text{BW} = \$ 168/\text{D}$$

$$\text{PAY OUT: } \$ 40,000 / (\$ 225/D + \$ 168/D) = \underline{102 \text{ DIAS}}$$

Nota:

En el caso más crítico, que no se incrementase la producción de petróleo, el PAYOUT sólo por reducción de agua producida, para el mismo pozo en cuestión, sería:

$$\text{PAY OUT: } \$ 40,000 / (\$ 0 + \$ 168/D) = \underline{238 \text{ DIAS}}$$

V) CONCLUSIONES

- 1.- El cemento ultrafino con surfactante (0.11 gal/saco) en base diesel (6 gal/saco) ha controlado en forma efectiva la producción de agua donde otros métodos han fallado (parche a la tubería revestidora).

- 2.- Las operaciones de "squeeze" a baja presión, usando cemento ultrafino con el método "bradenhead" modalidad tapón balanceado, ha probado ser efectiva.

- 3.- El cemento ultrafino ha reducido en promedio más del 30% de agua producida, y ha permitido recuperar volúmenes adicionales de petróleo de hasta 1500 barriles.
- 4.- Para un promedio de 7500' de cañería de 3½" fue necesario usar 9 bbl de diesel como pre-lavado para la lechada de cemento ultrafino.
- 5.- Después de terminar el tratamiento, esperar por lo menos 20 horas para que el cemento ultrafino fragüe.
- 6.- El costo del tratamiento con el cemento ultrafino es económico. El PAYOUT disminuye por la menor cantidad de agua a ser tratada.

VI) RECOMENDACIONES

- 1.- En el caso que la prueba de inyectividad nos indique una baja admisión de fluido, es recomendable bombear HCl (5%) antes del pre-lava o de diesel.
- 2.- Para tratamientos a temperaturas mayores de 220°F, usar la microsílica para reducir la retrogresión del esfuerzo compresivo del cemento.
- 3.- Añadir un dispersante (1 gal/1000 gal diesel) en caso el diesel del pre-lavado se emulsione con el agua salada.
- 4.- Usar fluidos limpios y libres de sólidos.
- 5.- Durante la cementación forzada, bombear la lechada hasta alcanzar el 75% de presión de fractura; luego parar, manteniendo la presión, sin desfogar. Si la presión disminuye (que significa que el cemento se está acomodando) continuar bombeando hasta que la presión alcance nuevamente el 75% de la presión de fractura; de otro modo, dar por finalizado el tratamiento. No se debe sobredesplazar, dejar por lo menos 2 bbls en la tubería de revestimiento.
- 6.- Restaurar el pozo a producción a bajo régimen de extracción.

VII) BIBLIOGRAFIA

- 1.- CALVERT, D.G; Smith, Dwight K. API Oilwell Cementing Practices. Journal of Petroleum Technology (Noviembre de 1990).
- 2.- DALRYMPLE, E.D.; Dahl J.A.; et al. A Selective Water Control Process. SPE 24330.
- 3.- SMITH, Charles W.; Pugh, Tom D.; Mody, Bharat. A Special Sealant Process For Subsurface Water. Southwestern Petroleum Short Course Association Lubbock, Texas.
- 4.- HEATHMAN, J.F.; East Jr. L.E. Case Histories Regarding the Application of Microfine Cements. IADC/SPE 23926.
- 5.- HALLIBURTON SERVICES. MOC/ONE: Selective Water Control Process. Conformance Technology Manual. Chapter Five. Diesel Systems.