



Universidad Nacional Autónoma de México

Escuela Nacional de Estudios Profesionales IZTACALA

Cuantificación y Control de la Contaminación Bacteriana, en un Fluido de Control para la Reparación y Terminación de Pozos Petroleros, en Areas Depresionadas

T E S I S

Que para optar por el título de:

B I O L O G O

P r e s e n t a :

Martha Beatriz Paniagua Rodríguez

México, D. F.

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CUANTIFICACION Y CONTROL DE LA CONTAMINACION BACTERIANA,
EN UN FLUIDO DE CONTROL PARA LA REPARACION Y TERMINACION
DE POZOS PETROLEROS, EN AREAS DEPRESIONADAS

Gracias:

Al Q.B.P. Rafael García Esquivel, por su dirección y ayuda.

Al Ing. Manuel Felipe Guerrero Fernández, por el apoyo y oportunidad de realizar este trabajo.

Al Ing. Sergio Cederborg Almeida, por su apoyo y conocimientos para la elaboración de este trabajo.

A la Sra. Margarita Almeyda de Cederborg, quien contribuyó con la mecanografía.

A todos los compañeros y amigos, que de una manera u otra me ayudaron y apoyaron.

A mis padres:

Por quererme tanto
y habérmelo demostrado siempre.

A Alfredo, Gerardo y Jesús:

Por estar siempre tan cerca
de mí.

A Sergio:

Por compartir su vida
con la mía.

I N D I C E

Contenido	Página
Introducción	1
Antecedente	9
Objetivos	11
Material y Métodos	
Prueba Estática	12
Prueba Dinámica	13
Pruebas Presuntivas	13
Pruebas Confirmativas	15
Pruebas de Compatibilidad	15
Resultados	
Tablas	16
Gráficas	29
Análisis de Resultados	44
Conclusiones	47
Recomendaciones	48
Bibliografía	50
Anexo	53
Bibliografía del Anexo	73
Glosario	74

INTRODUCCION

El alto índice de crecimiento económico de México se sustenta en gran medida en el desarrollo de las grandes reservas petroleras con que cuenta el país.

Una de las actividades primordiales en la explotación de los recursos petroleros, es la perforación de pozos, que provean acceso a los yacimientos.

La perforación de un pozo es una actividad compleja, en la que se conjugan la tecnología, la investigación, la economía y la política.

Existen varios métodos para perforar pozos de aceite, gas y/o agua, el más común por sus buenos resultados (7) es el método rotatorio; la operación de un equipo de perforación de este tipo implica la rotación de una barrena, por medio de una tubería; se hace necesario un fluido para circular a través de ésta y la barrena, regresando a la superficie a través del espacio anular entre el exterior de la tubería de perforación y el interior del agujero o la tubería de revestimiento. Para mayor información acerca de la perforación de pozos petroleros, consultar el anexo de este trabajo.

La perforación de un pozo provee gran cantidad de información técnica y económica, mismas que ayudan a la optimización de subsecuentes perforaciones. La perforación de pozos es un proceso dinámico y está sustentado en gran parte en la información que se recibe de las formaciones que se van perforando y el medio que las pone en contacto con el hombre es el llamado fluido de perforación o lodo, el cual es responsable en gran medida de una perforación fácil, rápida, adecuada y económica.

Se han desarrollado a través del tiempo, diferentes fluidos para solventar las necesidades específicas que se pueden encontrar en las distintas etapas de las operaciones, que involucra la perforación de un pozo (15) debido a los diferentes tipos de formaciones que se atraviesan en el transcurso del proceso de perforación.

En base a estas necesidades se han desarrollado formulaciones específicas de fluidos para cada caso, un ejemplo es el fluido de baja densidad IMP-BD que se utiliza en operaciones tales como, limpieza de pozos invadidos por material perteneciente a la formación productora, reacondicionamiento del equipo subsuperficial de bombeo (neumático, mecánico o eléctrico); cambio del intervalo de flujo de la formación productora y conversión de un pozo invadido de agua en inyector.

En dichas operaciones es necesario mantener el pozo estable (7), es decir, eliminar la tendencia del pozo a fluir o absorber, mantener el pozo lleno de un líquido que sea capaz de equilibrar las presiones internas, lubricar toda la sarta, evitar fricciones y con ello chispas (debido a que todo el equipo es metálico), acarrear todo el recorte o basura que sea necesario eliminar y proporcionar un medio de enfriamiento cuando se utilizan molinos, barrenas, escariadores, etc. en operaciones de reparación y reacondicionamiento de pozos.

El fluido debe tener el mínimo número de interacciones posibles con la formación productora, siendo este punto la base para el diseño de nuevos fluidos de control.

Estos fluidos generalmente son no newtonianos, con características tixotrópicas y su comportamiento reológico se representa mediante el modelo plástico de Bingham, el cual es aceptable para las condiciones de operación

en los equipos de perforación y reparación de pozos(6).

Este trabajo se abocará únicamente al fluido IMP-BD, que está constituido básicamente por una emulsión de diesel en agua, utilizando un surfactante de tipo no iónico, así como biopolímeros para proporcionar características tixotrópicas (fluido no newtoniano) y una alta resistencia a temperaturas hasta 120°C (6).

También contiene una pequeña cantidad de carbonato de calcio como agente de puenteo en la formación de enjarre.

Los biopolímeros utilizados para la elaboración del fluido son poli-sacáridos naturales, uno de ellos es la goma Xántica y el otro un almidón -modificado.

La goma Xántica es producida por Xantomonas campestris, una bacteria que fue aislada originalmente de la planta de rutabaga y es frecuentemente encontrada también en la planta de cabbage.

Estudios hechos por Sutton y Williams (16) muestran que la goma Xántica elaborada por un proceso de fermentación industrial, es idéntico al de la producción de la goma Xántica en los tejidos "in vivo" de la planta de -cabbage. El criterio para esta conclusión fue la composición química, reacciones de precipitación, análisis de iones metálicos y las propiedades reológicas.

Comercialmente la goma Xántica es producida por un cultivo puro de -- Xantomonas campestris en un medio bien aerado de glucosa comercial, una - fuente de nitrógeno disponible, fosfato ácido dipotásico y elementos traza apropiados.

Cuando el proceso de fermentación es completado, la goma Xántica es recuperada por precipitación usando alcohol isopropílico, se seca, se muele y es envasada.

camente un almidón derivado de la papa, modificando algunos grupos orgánicos terminales con sales metálicas, que lo hacen soluble en agua y resiste a temperaturas de hasta 120°C. Este almidón modificado evita la filtración del fluido hacia la formación productora.

La goma Xántica y el almidón modificado (1 y 5) se convierten en una importante fuente potencial de carbono, para bacterias mesofílicas aerobias como Pseudomonas cepacia, Bacillus sphaericus, Bacillus stearothermophilus, Bacillus circulans, Micrococcus luteus, Micrococcus roseus y para bacterias mesofílicas anaerobias como Desulfovibrium y Desulfotomaculum (bacterias - identificadas en el Instituto de Investigaciones Biomédicas de la U.N.A.M. bajo la dirección del Dr. Rodolfo Quintero en 1981). Estas bacterias llegan al fluido con el agua que se utiliza para su elaboración, encontrándose en un medio propicio para su desarrollo y reproducción y trayendo como consecuencia severas modificaciones en la reología, pH y propiedades de filtración del fluido (5).

La contaminación de bacterias en fluidos, es un problema al que se han enfrentado muchos países petroleros como Estados Unidos, Inglaterra, Francia, Holanda y Rusia, principalmente. Sin embargo, en México como el fluido -- IMP-BD, elaborado con biopolímeros está en etapa de desarrollo, este problema es nuevo para Petróleos Mexicanos y se tratará de solventar el problema en base a los métodos utilizados por otros países, pero adecuados a la tecnología del país.

Para prevenir la degradación del fluido por bacterias (13) existen en el mercado productos químicos denominados microbiocidas, capaces a bajas - concentraciones de abatir poblaciones de bacterias u otros microorganismos.

Los microbiocidas son generalmente compuestos orgánicos (8) tales como formaldehidos, pentaclorofenoles, alquilamidas, o mezclas de estos ma-

teriales y en ocasiones con sales inorgánicas.

Hay otros métodos para controlar el crecimiento de bacterias (9), tales como el control del pH o el control de la fuerza iónica. Sin embargo, la adición de un microbiocida es el método más común y directo.

Existen varios microbiocidas disponibles comercialmente y su uso dependerá de las condiciones específicas de cada problema, pero en general un buen microbiocida (2) debe de tener un amplio espectro de actividad antimicrobiana, compatibilidad en una amplia gama de pH, estabilidad a la temperatura, no debe ser volátil, sus formulaciones deben ser líquidas, tener aceptabilidad ambiental y baja toxicidad.

En cuanto a la dosificación de los microbiocidas, dependerá nuevamente de las condiciones específicas de cada problema; sin embargo el microbiocida debe ser suministrado en ppm al fluido, en períodos de tiempo de 1 a 3 veces por semana, aunque hay casos de contaminación tan severa, que se hace necesario una dosificación más frecuente.

Se recomienda que la dosificación del microbiocida, en un principio - sea mayor que las subsecuentes aplicaciones, ya que en un principio es más densa la población microbiana. También es conveniente alternarlos o la mezcla de varios, ya que puede haber una adaptabilidad o resistencia de las bacterias con el uso continuo de uno solo. Se sugiere, asimismo, que cualquier programa de control de crecimiento debe ser monitoreado continuamente para mejores resultados.

En cuanto a la eficiencia de un microbiocida, muchos de los programas para el control de crecimiento de bacterias designan una reducción de un - 99% en la población bacteriana.

Sobre los mecanismos de acción de los microbiocidas (2) existen una gran variedad de rutas mediante las cuales, funcionan para inhibir el crecimiento de los microorganismos, algunos alteran la permeabilidad de las paredes celulares de los microorganismos, y por lo tanto, interfiere con los procesos vitales de la célula.

Los metales pesados interactúan y penetran en las paredes celulares, así como al citoplasma y destruyen grupos proteicos esenciales para el soporte de la vida. Los surfactantes dañan la célula, reduciendo su permeabilidad; con esto, se interrumpe el flujo normal de nutrientes hacia la célula y la descarga de desechos. Esto desnaturaliza las proteínas, causando la muerte del organismo. Los surfactantes catiónicos, tales como los compuestos cuaternarios de amonio, se absorben dentro de la membrana celular y reaccionan químicamente con las cargas negativas asociadas con la pared celular. Contrariamente, los surfactantes aniónicos reducen la permeabilidad celular y eventualmente disuelven la membrana entera.

Los compuestos clorinados fenólicos, primero reaccionan y después penetran en la pared celular, formando una suspensión coloidal con el citoplasma, la cual eventualmente precipita proteínas.

Otros agentes químicos como los compuestos órgano-sulfurosos, inhiben la reacción sustrato-enzima del metabolito; éstos se adhieren a la enzima en un punto distinto que el metabolito normal, bloqueando la reacción enzimática vital para la célula.

Los reactivos oxidantes irreversiblemente oxidan a los grupos proteicos, resultando la pérdida de la actividad normal de las enzimas, trayendo como resultado la muerte rápida de la célula. Dentro de los tóxi-

cos oxidantes más usados en la industria de los microbiocidas, se encuentra el cloro por su gran eficacia para combatir microorganismos. El ácido hipocloroso es un poderoso agente oxidante, se difunde fácilmente a través de las paredes celulares de los microorganismos, reaccionando con el citoplasma para producir una ligadura cloro-nitrógeno, estable químicamente, con las proteínas celulares. El cloro oxida los sitios activos de ciertas co-enzimas de los grupos sulfhidrilos, que son pasos intermedios en la producción de adenosín trifosfato (ATP) el cual juega un papel definitivo en la respiración microbiana.

Los compuestos órgano-estanosos son conocidos por su toxicidad en algas, mohos y bacterias. La acción microbiocida de los compuestos órgano-estanosos está asociada con su habilidad para permanecer ionizados en solución, de aquí que la molécula penetra rápidamente en la pared celular del microorganismo e invade el citoplasma donde forma complejos con los grupos ácido carboxílico y amino de las proteínas. Estos aminoácidos son así modificados y pierden su utilidad en las reacciones normales que sustentan la vida del microorganismo.

Dichos compuestos están caracterizados por tener, al menos, una ligadura estaño-carbón en cada molécula. Estos funcionan mejor en rangos de pH alcalino. Para mejorar sus capacidades dispersantes, son frecuentemente asociados con compuestos cuaternarios de amonio o aminas complejas. Formulaciones combinadas de este tipo, proveen mejoramiento sinérgico en la eficiencia total de microbiocida, excediendo la actividad esperada para cualquiera de los ingredientes individuales (2).

ANTECEDENTES

Este trabajo se abocará únicamente al fluido de baja densidad y específicamente al fluido IMP-BD, para la reparación (se estudia su aplicación en perforación) de pozos, en áreas depresionadas, el cual se describe como un fluido que cumple con los requerimientos de densidad (de 0.90 a 0.95 g/cm³), viscosidad aparente (de 30 a 90 cp), viscosidad plástica (de 15 a 70 cp), punto de cedencia (de 15 a 50 lb/100 ft²), gelatinosidad (de 3 a 18 lb/100 ft²), pH (de 10 a 11), así como resistencia a condiciones drásticas de temperatura (120°C) y presión (de 15,000 a -- 20,000 lb/in²).

Este fluido fue elaborado por investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo y actualmente es usado en las operaciones de reacondicionamiento de pozos petroleros en los Estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche.

En el pozo San Andrés 263, localizado en Poza Rica, Ver., en donde se trabajó con el fluido, se detectó que éste presentaba variaciones tales como cambio de color, mal olor, pérdida de viscosidad y un pH casi neutro. Esto traía como consecuencia, la interacción entre el fluido y la formación productora de aceite y/o gas. Resultando de estas interacciones, una reducción en la permeabilidad de la formación y con esto, una disminución en el ritmo de producción del pozo.

Petróleos Mexicanos encomendó a los investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo, detectaran la causa de los cambios en las propiedades del fluido, así como encontrar la solución a dicho problema. Fue así como el personal encargado del laboratorio de bacteriología de la División de Corrosión, haciendo pruebas en el campo, detectó cualitativamente cre-

cimiento bacteriano en el fluido. Se procedió a traer una muestra del fluido contaminado al laboratorio y se verificó que el crecimiento bacteriano era la causa de las variaciones del fluido de baja densidad.

Una vez encontrada la causa del problema, se vio la necesidad de recabar información técnica referente a problemas de contaminación microbiológica en otros países, la cual se desconocía en México, por carecerse de experiencia al respecto, dado que el fluido IMP-BD con biopolímeros, se probaba por primera vez en los campos petroleros de nuestro país. En la información consultada, se encontró que la forma más común y directa de abatir dicha contaminación era el uso de microbiocidas; sin embargo, no se describían métodos para evaluarlos y seleccionarlos.

Evidentemente este problema originó la necesidad de interrelacionar las actividades petroleras con la biología, en la obtención de métodos prácticos para evaluar y seleccionar un microbiocida,

O B J E T I V O S

- a) EVALUACION Y SELECCION DE MICROBIOCIDAS.
- b) OBTENCION DE METODOS PRACTICOS PARA EL CONTROL DE LA CONTAMINACION BACTERIANA EN EL FLUIDO IMP-BD.
- c) DETERMINAR LA INFLUENCIA DE LA OXIGENACION (AEREACION), EN EL CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS CONTAMINANTES DEL FLUIDO.

MATERIAL Y METODOS

Para comparar el crecimiento de las bacterias encontradas en el fluido contaminado, en presencia continua de oxígeno (areación) y en ausencia - de éste, se preparó un matraz con 200 ml. de caldo nutritivo esterilizado 15 minutos a 15 libras por pulgada cuadrada de presión, inoculándose con dos asadas del fluido del pozo San Andrés 263, de Poza Rica, Ver. - Este matraz permaneció en un período de incubación de 48 horas a $37^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$, hasta la propagación de las bacterias.

PRUEBA ESTÁTICA

Se utilizaron dos matraces denominados estático "A" y "B", cada uno de ellos con 200 ml. de fluido y 100 ml. de solución de Bristol, sometiendo a esterilización durante 15 minutos a 15 libras. Ambos matraces se inocularon con 10 ml. de lodo contaminado, dejándose en incubación durante 48 horas a una temperatura de $37^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$. En condiciones estériles, se hicieron diluciones en siete tubos de rosca que contenían, cada uno, 9 ml de solución de fosfatos estéril y cada mililitro resultante de estas diluciones, se colocó en una placa de agar cuenta - estándar, (A. C. S.) homogeneizándose la solución perfectamente y llevándose a incubación durante 48 horas a una temperatura de $37^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$. Se efectuó el conteo de colonias en cada dilución cada 24 horas durante dos semanas.

Esta prueba se repitió una vez más en las mismas condiciones, graficando el promedio del número de colonias encontradas en las dos pruebas.

PRUEBA DINAMICA

Esta prueba se realizó de una manera similar a la prueba estática, con la diferencia, que a estos dos matraces se les denominaron dinámico "A" y "B", por haber incluido en cada matraz un difusor de gases, que proporcionó oxígeno constante durante el crecimiento de las bacterias.

Se realizó una prueba cuantitativa del crecimiento de bacterias en el fluido, en condiciones estáticas, simulando el proceso de almacenamiento de este fluido en tanques y una prueba cuantitativa dinámica del crecimiento bacteriano, ya que el fluido se encuentra en movimiento cuando es utilizado en las operaciones de reparación y terminación de pozos.

EVALUACION DE MICROBIOCIDAS

Una vez realizada la cuantificación de bacterias contaminantes en el fluido, se procedió a evaluar la eficiencia de varios microbiocidas para contrarrestar la contaminación.

PRUEBAS PRESUNTIVAS

Primer Método de Evaluación de Microbiocidas.

Se preparó un matraz con 200 ml. de caldo nutritivo esterilizado 15 minutos a 15 libras por pulgada cuadrada de presión, inoculándose con dos asadas del fluido del pozo San Andrés 263, de Poza Rica, Ver. Este matraz permaneció en un período de incubación de 48 horas a $37^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$, hasta la propagación de las bacterias.

En dos matraces nefelométricos, con 100 ml de caldo nutritivo esterilizado 15 minutos a 15 libras por pulgada cuadrada, se agregaron 60 ppm -

del microbiocida Proxel XL-2; uno de ellos, el matraz de prueba, se inoculó con 10 ml de la cepa de propagación y el otro, se utilizó como control. Paralelo a estos matraces, se agregó un tercero con 100 ml de caldo nutritivo estéril y 10 ml de inóculo, el que sirvió para describir la curva tipo (C.T.) de crecimiento de las bacterias.

Los tres matraces fueron sometidos a agitación constante en un "shaker" a 170 R.P.M. a una temperatura de 25 a 28°C. Cada dos horas, se midió la turbidez de los matraces de prueba y de la curva tipo de crecimiento, en un fotocolorímetro Klett-Summerson durante 28 a 30 horas.

La prueba antes mencionada también se realizó a las concentraciones de 80, 100, 120 y 140 ppm y con los siguientes microbiocidas disponibles comercialmente Proxel A B, Proxel GXL, Proxel TN, Proxel CRL, Vantocil IB, BW-351 y el IMP-BIO-4 formulado en el Instituto Mexicano del Petróleo.

Segundo Método de Evaluación de Microbiocidas.

Se preparó un matraz con 200 ml de caldo nutritivo esterilizado 15 minutos a 15 libras por pulgada cuadrada de presión, inoculándose con dos asadas del fluido del pozo San Andrés 263, de Poza Rica, Ver. Este matraz permaneció en un período de incubación de 48 horas a una temperatura de $37^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$, hasta la propagación de las bacterias. Utilizándose cuatro matraces nefelométricos, con 100 ml de caldo nutritivo estéril, inoculados con 10 ml de la cepa de propagación enriquecido con 0.3 g. de cocimiento de maíz. Sometidos a agitación constante en un "shaker" a 170 R.P.M. y a una temperatura de 25 a 28°C, en donde cada dos horas se midió la turbidez en el fotocolorímetro durante 28 a 30 horas; en este método, a diferencia del primero, el microbiocida fue aplicado (a excepción del matraz de la

curva tipo) cuando el crecimiento de las bacterias se encontraba en la fase logarítmica.

Estas pruebas se realizaron a las concentraciones de 140, 160, 180 y 200 ppm para el Proxel CRL, Proxel GXL, Proxel XL-2, Proxel TN y Proxel AB y en las concentraciones de 80, 100, 120, 140, 160, 180 y 200 ppm para el Vantocil IB y el IMP-BIO-4.

PRUEBAS CONFIRMATIVAS

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS CONTAMINANTES DEL FLUIDO IMP-BD.

Se prepararon 10 matraces con 250 ml de caldo nutritivo estéril, inoculándose con 10 ml de la cepa de propagación y dejándose en agitación a temperatura constante de $37^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$ durante 5 horas. Del matraz de propagación, se realizó una cuenta viable con diluciones de 10^{-1} a 10^{-6} , sembrándose por duplicado en placas con 14 ml de A.C.S., homogeneizándose con movimientos rotatorios y dejándose en incubación a 37°C , durante 48 horas.

A las 5 horas se realizó una segunda cuenta viable igual a la descrita en el párrafo anterior, pero aumentando las diluciones de 10^{-1} a 10^{-7} .

Nueve de los matraces fueron dosificados con 100, 200 y 300 ppm de Proxel CRL, Vantocil IB e IMP-BIO-4.

El matraz restante sin microbiocida, sirvió para seguir la curva tipo de crecimiento de bacterias.

Después de agregar los microbiocidas, a cada uno de los matraces se realizó una cuenta viable, cada 24 horas, durante 4 días.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE LOS MICROBIOCIDAS EN EL FLUIDO IMP-BD

Una vez realizadas las pruebas de evaluación de los microbiocidas, fue necesario hacer una prueba de compatibilidad de cada uno de los microbioci-

das con el fluido.

Estas pruebas se realizaron con un fluido recién preparado, midiéndose la reología inicial (viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto de cedencia y gelatinosidad), en un reómetro cilíndrico, el pH y el volumen de filtrado API, todo a una temperatura de 24°C

Se utilizó un vaso de precipitado con 450 ml de fluido y 6.5 ml correspondientes a 300 ppm de microbiocida. Se agitó durante 5 minutos y se midió la reología y el pH del fluido con microbiocida. Estas mediciones se repitieron cada 24 horas a una temperatura de 30°C durante 5 días, al término de los cuales, se realizó una segunda medición del volumen de filtrado API (a una presión de 100 Lb/in² y temperatura ambiente).

R E S U L T A D O S

Los resultados obtenidos se muestran a manera de tablas y figuras a continuación:

TABLA No. 1

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS EN EL FLUIDO, EN UN SISTEMA ESTÁTICO Y UN SISTEMA DINÁMICO.

SISTEMA ESTÁTICO		SISTEMA DINÁMICO	
t (hr)	Número de Bacterias ($\times 10^7$)	t (hr)	Número de Bacterias ($\times 10^7$)
24	0.02	24	0.2
48	0.03	48	0.2
72	0.4	72	0.4
96	0.8	96	78.0
120	1.2	120	14,000.0
144	2.3	144	29,000.0
168	7.4	168	31,000.0
192	8.3	192	30,000.0
216	12.0		
240	45.0		
264	50.0		
288	50.0		
312	60.0		
336	60.0		
360	10.0		
384	36.0		

TABLA No. 2

PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 60 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA AL TIEMPO CERO.

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	IMP. BIO-4	DENSIDAD P.CRL	OPTICA P.GXL	P.AB
00	.082	.050	.014	.042	.102
02	.084	.060	.039	.098	.107
04	.124	.054	.046	.057	.112
06	.240	.062	.081	.112	.150
08	.324	.088	.180	.218	.270
10	.399	.150	.265	.335	.331
12	.438	.207	.305	.340	.383
24	.680	.378	.378	.495	.514
26	.694	.363	.342	.494	.522
28	.676	.352	.361	.524	.550
30	.436	.340	.380	.385	.496

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	BW-351	DENSIDAD P. XL-2	OPTICA VANT IB	P. TN
00	.082	.030	.031	.084	.029
02	.084	.049	.029	.090	.024
04	.124	.100	.050	.085	.020
06	.240	.216	.128	.084	.031
08	.324	.330	.225	.081	.088
10	.399	.391	.292	.088	.188
12	.438	.400	.310	.087	.225
24	.680	.578	.512	.614	.396
26	.694	.596	.514	.635	.416
28	.676	.610	.494	.620	.448
30	.436	.346	.356	.388	.332

TABLA No. 3

PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 80 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA AL TIEMPO CERO.

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = $6 \times 10^9/10$ ml DE INOCULO

t(hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	IMP. BIO-4	DENSIDAD P.CRL	OPTICA P.GXL	P. AB
00	.153	.140	.222	.210	.101
02	.133	.109	.216	.223	.074
04	.140	.095	.158	.174	.053
06	.257	.102	.170	.202	.052
08	.395	.109	.142	.251	.058
10	.400	.161	.159	.330	.071
12	.410	.290	.274	.488	.125
24	.638	.375	.494	.464	.321
26	.600	.352	.480	.524	.321
28	.574	.348	.470	.522	.329
30	.606	.352	.478	.544	.329

t(hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	BW-351	DENSIDAD OPTICA		P.TN
			P-XL-2	VANT IB	
00	.153	.178	.205	.108	.098
02	.133	.192	.198	.100	.054
04	.140	.216	.163	.078	.044
06	.257	.400	.230	.082	.046
08	.395	.506	.406	.076	.139
10	.400	.510	.436	.076	.178
12	.410	.516	.514	.058	.317
24	.638	.736	.636	.375	.419
26	.600	.712	.628	.409	.388
28	.574	.706	.474	.462	.390
30	.606	.708	.720	.488	.437

TABLA No. 4

PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 100 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA AL TIEMPO CERO

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = $60 \times 10^9/10$ ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	IMP-BIO-4	DENSIDAD OPTICA		
			P. CRL	P. GXL	P. AB
00	.156	.167	.060	.103	.137
02	.142	.212	.054	.201	.136
04	.190	.200	.051	.192	.136
06	.301	.166	0.47	.197	.135
08	.462	.182	.063	.249	.151
10	.548	.210	.105	.350	.193
12	.570	.269	.168	.490	.285
24	.666	.518	.230	.512	.420
26	.640	.490	.223	.520	.420

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	BW-351	DENSIDAD OPTICA		
			P. XL-2	VANT- IB	P. TN
00	.156	.097	.104	.116	.118
02	.142	.146	.102	.105	.110
04	.190	.265	.102	.098	.112
06	.301	.330	.150	.901	.098
08	.462	.432	.280	.094	.097
10	.548	.460	.364	.091	.106
12	.570	.468	.376	.090	.142
24	.666	.436	.565	.560	.426
26	.640	.423	.558	.610	.434

TABLA No. 5

PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 120 PPM, AGREGANDO
EL MICROBIOCIDA AL TIEMPO CERO
CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = 140×10^9 /10 ML DE INOCULO

t(hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	IMP-BIO-4	DENSIDAD OPTICA		P. AB
			P. CRL	P.GXL	
00	.042	.090	.019	.067	.064
02	.041	.155	.014	.060	.062
04	.070	.164	.012	.061	.066
06	.194	.140	.012	.080	.066
08	.314	.140	.023	.112	.070
10	.416	.158	.052	.150	.092
12	.410	.136	.065	.274	.121
24	.460	.407	.201	.364	.338
26	.450	.390	.186	.348	.318
28	.418	.372	.330	.179	.304
30	.405	.342	.371	.171	.300

t(hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	BW-351	DENSIDAD OPTICA		P. TN
			P. XL-2	VANT. IB	
00	.42	.012	.061	.031	.017
02	.41	.088	.068	.022	.016
04	.70	.139	.068	.022	.14
06	.194	.240	.106	.024	.012
08	.314	.318	.152	.024	.014
10	.416	.330	.250	.021	.011
12	.420	.321	.373	.016	.011
24	.460	.342	.453	.194	.296
26	.450	.370	.476	.222	.284
28	.418	.302	.300	.245	.274
30	.405	.299	.542	.258	.283

TABLA No. 6

PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 140 PPM, AGREGANDO

EL MICROBIOCIDA AL TIEMPO CERO.

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS $40 \times 10^8/10$ ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO		DENSIDAD OPTICA		
	SIN MICROBIOCIDA	IMP-BIO-4	P. CRL	P.GXL	P. AB
00	.020	.052	.022	.029	.033
02	.021	.071	.018	.029	.019
04	.028	.068	.022	.028	.032
06	.080	.066	.018	.033	.036
08	.226	.068	.025	.041	.036
10	.362	.066	.022	.052	.240
12	.434	.063	.030	.114	.242
24	.486	.193	.198	.340	.304
26	.456	.196	.200	.340	.302
28	.456	.257	.197	.333	.311

t (hr)	CURVA TIPO		DENSIDAD OPTICA		
	SIN MICROBIOCIDA	BW-351	P. XL-2	VANT. IB	P. TN
00	.020	.056	.021	.039	.021
02	.021	.105	.031	.031	.022
04	.028	.125	.032	.026	.018
06	.080	.189	.040	.024	.018
08	.226	.345	.058	.024	.018
10	.362	.406	.085	.023	.019
12	.434	.430	.210	.024	.022
24	.486	.421	.380	.026	.139
26	.456	.390	.365	.027	.215
28	.456	.385	.384	.040	.319

TABLA No. 7

SEGUNDO METODO DE EVALUACION DE LOS MICROBIOCIDAS PROXEL
CRL Y PROXEL GXL DE 140 A 200 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA A LAS
06 HORAS.

CUENTA VIABLE INICIAL DE BACTERIAS = 120×10^8 /10 ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO		DENSIDAD OPTICA		
	SIN MICROBIOCIDA	140	PROXEL GXL		
			160	180	200
00	.049	.049	.049	.049	.049
02	.071	.071	.071	.071	.071
04	.160	.160	.160	.160	.160
06	.340	.340	.340	.340	.340
08	.496	.455	.336	.331	.287
10	.456	.457	.323	.350	.306
12	.464	.445	.305	.321	.300
24	.610	.441	.359	.373	.222
26	.604	.511	.361	.364	.312
28	.603	.511	.362	.358	.318

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = 16×10^8 /10 ML DE INOCULO

t(hr)	CURVA TIPO		DENSIDAD OPTICA		
	SIN MICROBIOCIDA	140	PROXEL GXL		
			160	180	200
00	.037	.037	.037	.037	.037
02	.054	.054	.054	.054	.054
04	.137	.137	.137	.137	.137
06	.217	.217	.217	.217	.217
08	.390	.224	.222	.224	.214
10	.457	.273	.394	.267	.261
12	.528	.323	.346	.312	.313
24	.620	.350	.364	.330	.320
26	.612	.341	.356	.314	.300
28	.620	.368	.370	.322	.308

TABLA No. 8

SEGUNDO METODO DE EVALUACION DE LOS MICROBIOCIDAS PROXEL XL-2
Y PROXEL TN DE 140 A 200 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA A LAS 06 HORAS

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = 16×10^8 /10 ML. DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MOCROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA PROXEL XL-2			
		140	160	180	200
00	.037	.037	.037	.037	.037
02	.054	.054	.054	.054	.054
04	.137	.137	.137	.137	.137
06	.217	.217	.217	.217	.217
08	.390	.382	.248	.232	.234
10	.457	.444	.301	.285	.286
12	.528	.508	.355	.339	.340
24	.620	.597	.423	.400	.410
26	.612	.594	.420	.392	.408
28	.620	.608	.452	.424	.426

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = 120×10^8 /10 ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA PROXEL T N			
		140	160	180	200
00	.049	.049	.049	.049	.049
02	.071	.071	.071	.071	.071
04	.160	.160	.160	.160	.160
06	.340	.340	.340	.340	.340
08	.496	.293	.312	.286	.257
10	.456	.436	.327	.272	.267
12	.464	.438	.323	.305	.289
24	.610	.464	.349	.294	.285
26	.604	.479	.344	.292	.275
28	.603	.479	.349	.298	.283

TABLA No. 9

SEGUNDO METODO DE EVALUACION DEL MICROBIOCIDA VANTOCIL 13
DE 80 A 200 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA A LAS 06 HORAS

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = $370 \times 10^{8/10}$ ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA VANTOCIL IB			
		80	100	120	140
00	.030	.030	.030	.030	.030
02	0.36	.036	.036	.036	.036
04	.088	.088	.088	.088	.088
06	.232	.232	.232	.232	.232
08	.430	.324	.224	.204	.185
10	.596	.223	.271	.244	.185
12	.617	.289	.331	.292	.217
24	.690	.456	.485	.490	.370
26	.676	.418	.481	.472	.452
28	.638	.406	.465	.444	.460

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = $38 \times 10^{8/10}$ ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA VANTOCIL IB		
		160	180	200
00	.062	.062	.062	.062
02	.068	.068	.068	.068
04	.100	.100	.100	.100
06	.180	.180	.180	.180
08	.304	.232	.066	.092
10	.408	.250	.117	.096
12	.486	.223	.101	.087
24	.640	.446	.268	.258
26	.754	.490	.330	.366
28	.654	.576	.370	.414

TABLA No. 10

SEGUNDO METODO DE EVALUACION DEL MICROBIOCIDA IMP- BIO-4, DE 80 A 200 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA A LAS 06 HORAS

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = 370×10^8 /10 ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA IMP BIO-4			
		80	100	120	140
00	.030	.030	.030	.030	.030
02	.036	.036	.036	.036	.036
04	.088	.088	.088	.088	.088
06	.232	.232	.232	.232	.232
08	.430	.284	.225	.204	.184
10	.596	.235	.206	.156	.136
12	.617	.213	.186	.156	.119
24	.690	.329	.362	.327	.160
26	.676	.175	.352	.344	.171
28	.638	.167	.350	.333	.163

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = 38×10^8 /10 ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA IMP BIO-4		
		160	180	200
00	.089	.089	.089	.089
02	.094	.094	.094	.094
04	.137	.137	.137	.137
06	.187	.187	.187	.187
08	.255	.238	.201	.208
10	.371	.231	.195	.200
12	.438	.458	.135	.235
24	.636	.208	.214	.196
26	.650	.190	.174	.174

TABLA No. 11

SEGUNDO METODO DE EVALUACION DEL MICROBIOCIDA PROXEL AB DE 140 A 200 PPM, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA A LAS 06 HORAS

CUENTA VIABLE DE BACTERIAS = $60 \times 10^8 / 10$ ML DE INOCULO

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICROBIOCIDA	DENSIDAD OPTICA PROXEL AB			
		140	160	180	200
00	.065	.065	.065	.065	.065
02	.087	.087	.087	.087	.087
04	.160	.160	.160	.160	.160
06	.207	.207	.207	.207	.207
08	.255	.124	.124	.324	.325
10	.371	.149	.125	.130	.14
12	.438	.114	.215	.203	.194
24	.636	.412	.416	.424	.240
26	.650	.428	.420	.428	.347

TABLA No. 12
 CUENTA VIABLE DE BACTERIAS CON 10 ML DE INOCULO, AGREGANDO EL MICROBIOCIDA EN
 100, 200 Y 300 PPM A LAS 24 HORAS

t (hr)	CURVA TIPO SIN MICRO- BIOCIDA	LOG. DEL NUMERO DE BACTERIAS PARA DIFERENTES CONCENTRACIONES DE MICROBIOCIDAS											
		P R O X E L			V A N T O C I L			I B			I M P - B I O - 4		
		100 ppm	200 ppm	300 ppm	100 ppm	200 ppm	300 ppm	100 ppm	200 ppm	300 ppm	100 ppm	200 ppm	300 ppm
00	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70
05	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58	9.58
24	9.77	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60	9.18	8.79	8.14
48	10.11	9.69	9.58	9.47	9.54	9.52	9.37	9.23	8.17	8.14	8.14	8.14	8.14
72	10.11	9.99	9.87	9.95	9.63	9.54	9.49	8.73	8.89	7.30	8.73	8.89	7.30
96	10.38	9.54	9.53	9.51	9.51	9.53	9.60	8.73	9.13	8.56	8.73	9.13	8.56

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE MICROBIOCIDAS CON EL FLUIDO IMP-B D

	TIEMPO (HS)	Va. * (cp)	Vp (cp)	Pc (lb/100 ft ²)	Gelatinosi- dad 10 ¹¹ /10 ¹⁰ (lb/100 ft ²)	pH	Vol. de Fil- trado API (100ml/in ²)
S/B	0	78.5	60	37	6/8	10.2	2.1
PROXEL CRL	24	70.5	58	25	6/7	11.11	- -
	48	67	51	32	6/7	10.93	- -
	72	67.5	50	35	7/7	10.90	- -
	96	72.5	54	37	7/8	10.67	- -
	120	78	59	38	6/6	10.64	4.3
S/B	0	78.5	60	37	6/8	10.2	2.1
VANTOCIL IB	24	70.5	54	33	7/8	11.3	- -
	48	71.5	54	35	7/8	11.12	- -
	72	70.5	52	37	7/7	11.07	- -
	96	70.5	52	37	7/7	10.93	- -
	120	73.5	55	37	5/6	10.91	3.3
S/B	0	78.5	60	37	6/8	10.2	2.1
PROXEL GXL	24	70.5	54	33	6/7	11.21	- -
	48	69	54	30	6/7	11.23	- -
	72	68	50	36	6/7	11.16	- -
	96	72	54	36	7/8	11.07	- -
	120	76	57	38	6/7	10.92	4.4
S/B	0	78.5	60	37	6/8	10.2	2.1
PROXEL XL-2	24	70.5	48	45	6/7	11.2	- -
	48	69	52	34	6/7	11.07	- -
	72	72.5	54	37	7/8	11.02	- -
	96	72.5	54	37	7/8	10.94	- -
	120	75.5	56	39	5/6	10.88	4.4
S/B	0	78.5	60	37	6/8	10.2	2.1
IMP-B10-4	24	70	53	34	7/8	11.24	- -
	48	69	53	32	7/8	11.11	- -
	72	72	58	26	7/8	11.09	- -
	96	69.5	51	37	7/8	10.91	- -
	120	74	56	36	5/6	10.87	3.5
S/B	0	78.5	60	37	6/8	10.2	2.1
PROXEL TN	24	70.5	54	33	7/8	11.3	- -
	48	70.5	58	25	6/7	10.91	- -
	72	71	53	36	6/7	10.99	- -
	96	70	52	36	7/8	10.92	- -
	120	79	63	32	5/6	10.91	4.8

Va = Viscosidad aparente

Vp = Viscosidad plástica

Pc = Punto de cedencia

S/B= Sin Microbiocida

*cp= Centipoise = 10⁻²g/cm seg.

FIG. No. 2 CURVAS DE CRECIMIENTO DE BACTERIAS DEL FLUIDO, EN UN SISTEMA ESTATICO Y EN UN SISTEMA DINAMICO

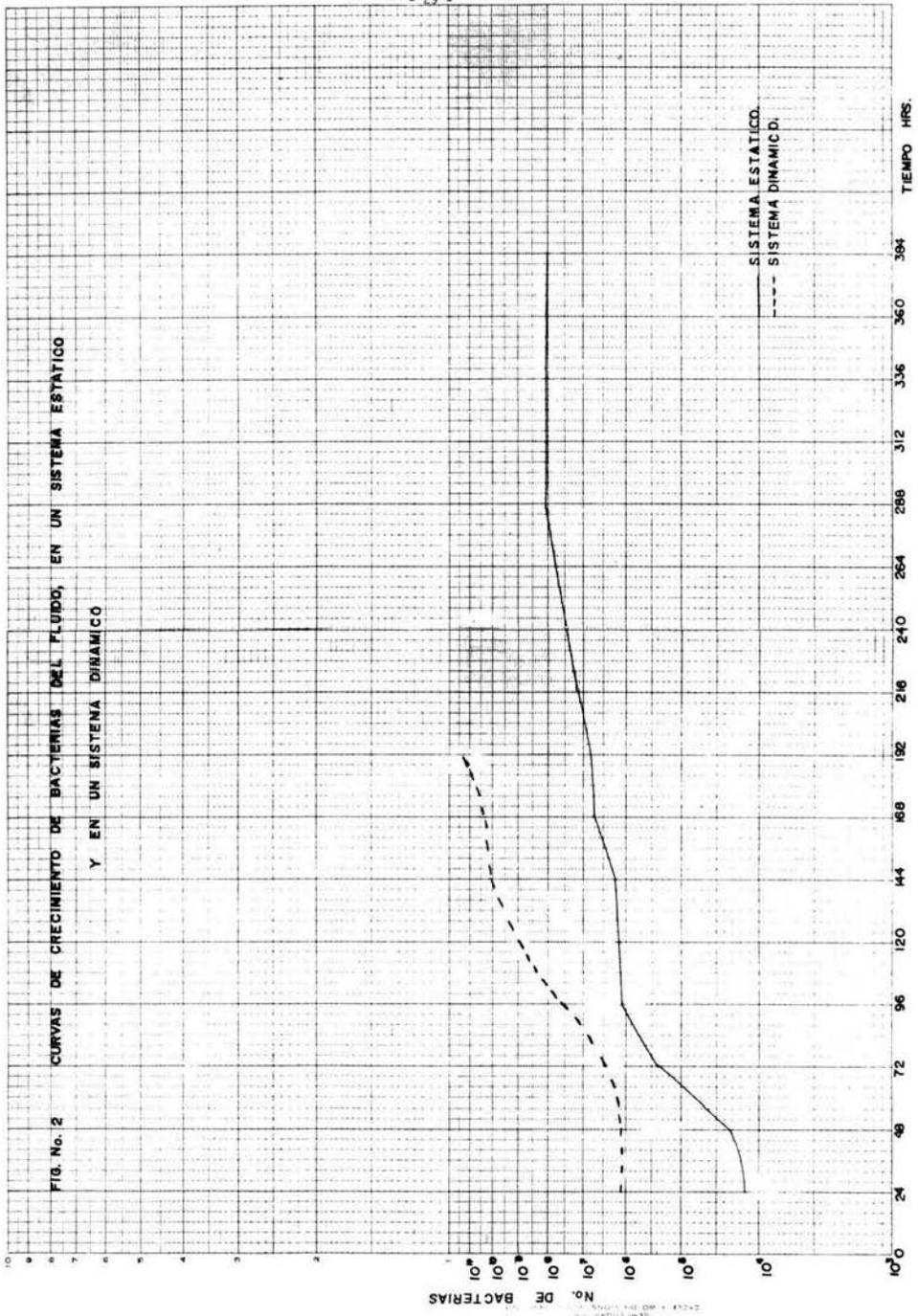


FIG. No. 3. PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 60 ppm

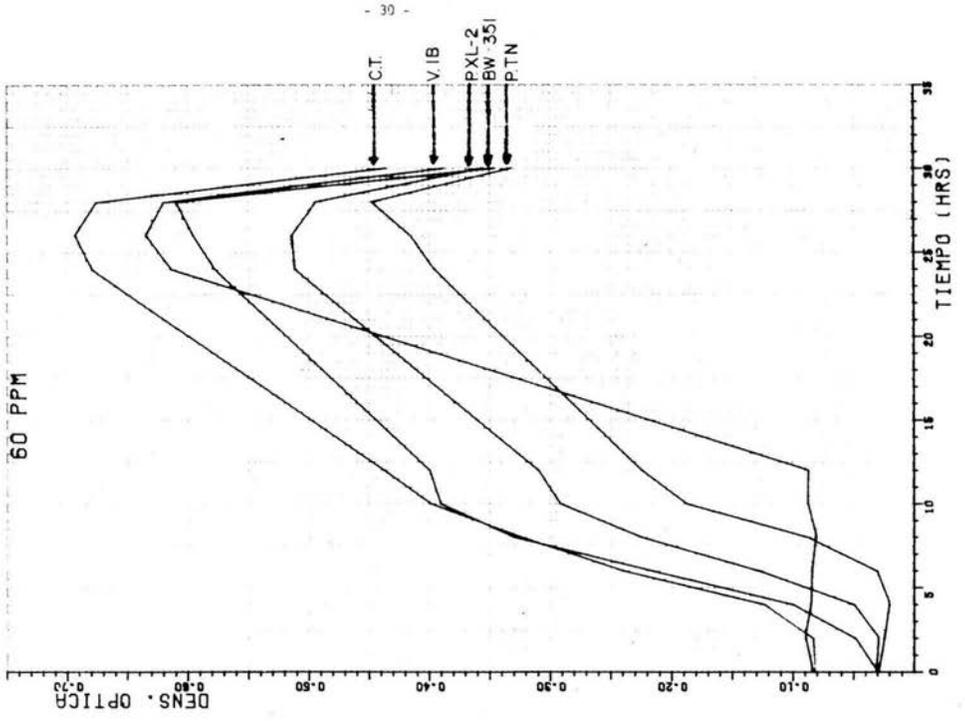
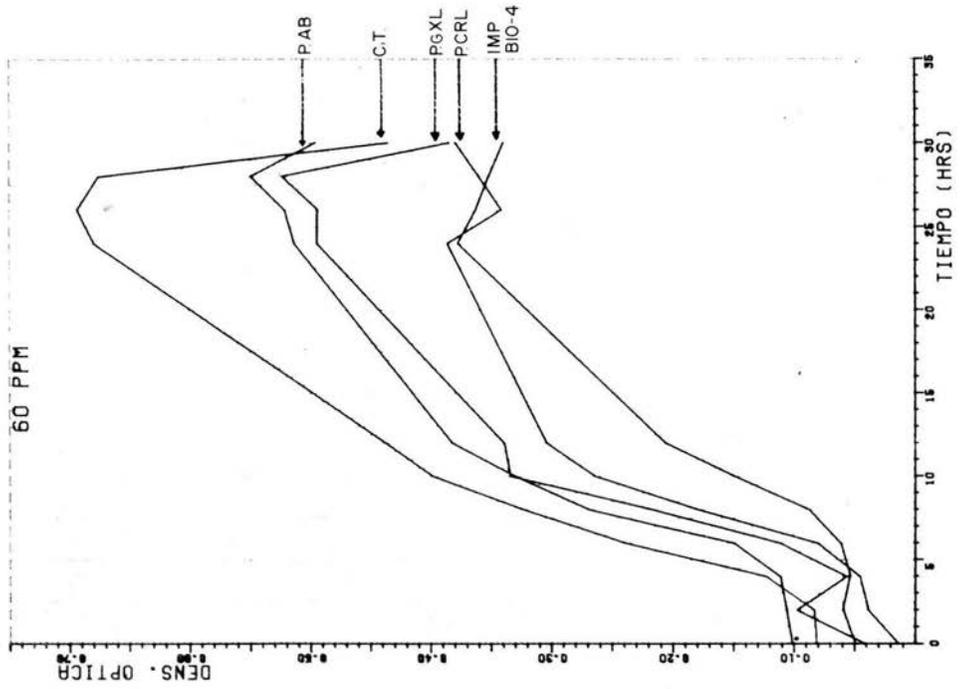


FIG. N° 4 PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 80ppm

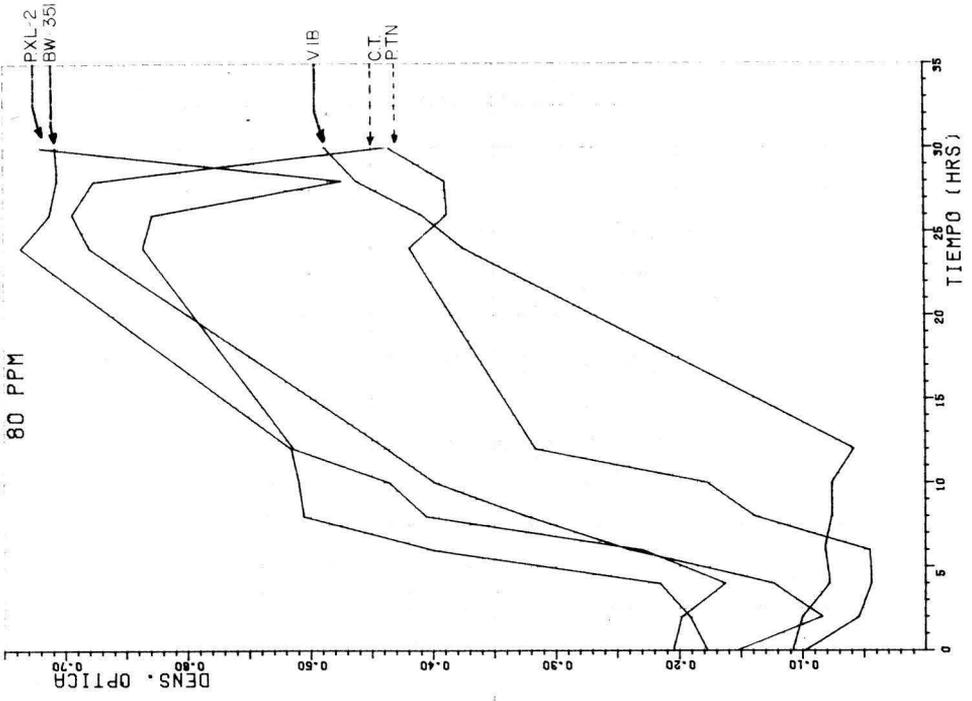
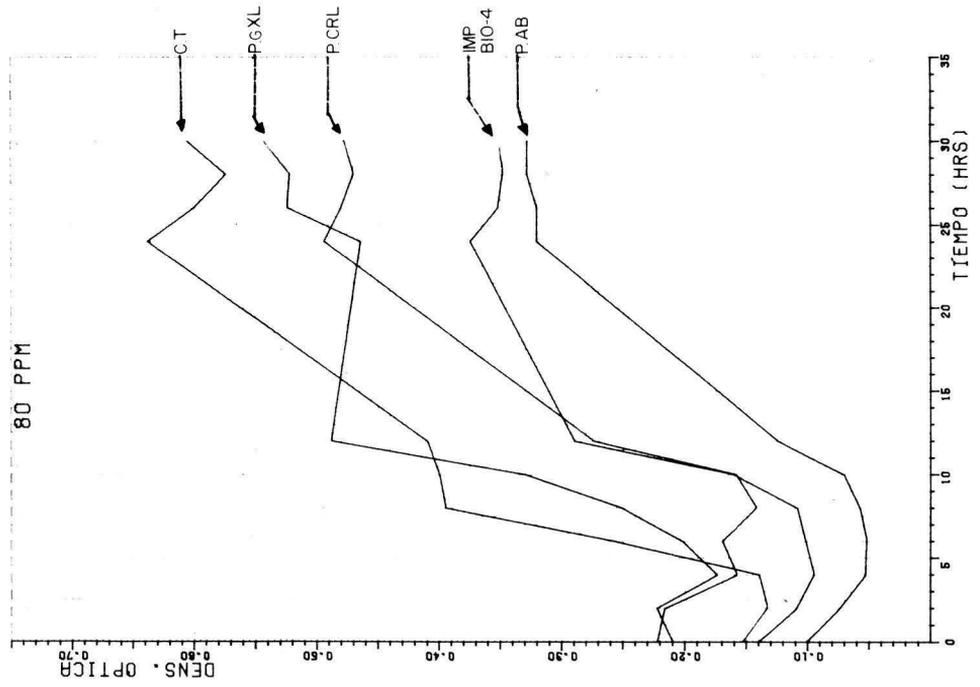


FIG. No.5 PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 100 ppm

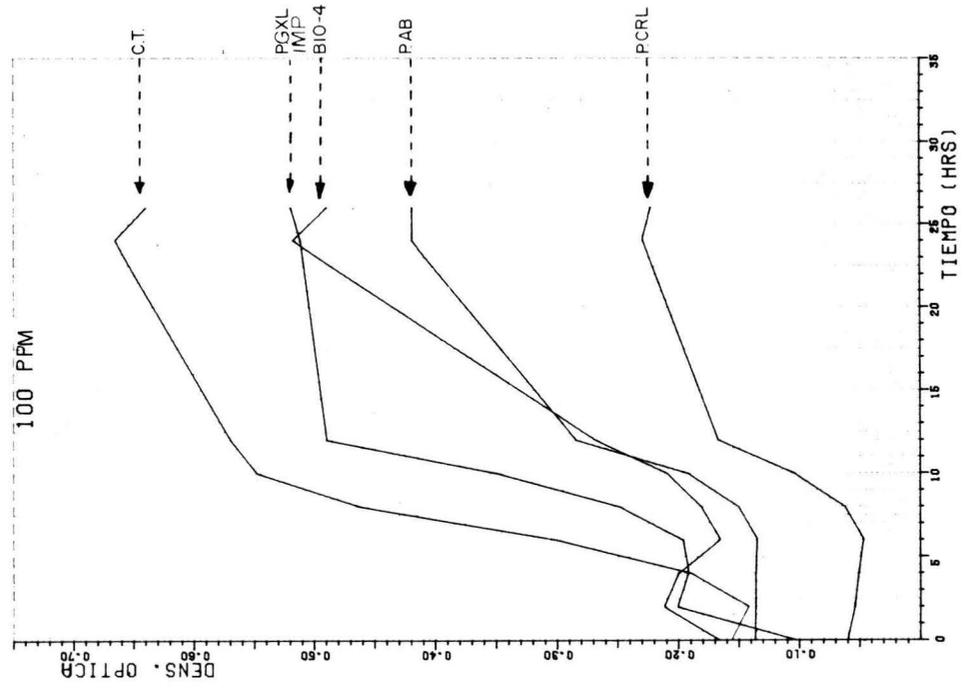
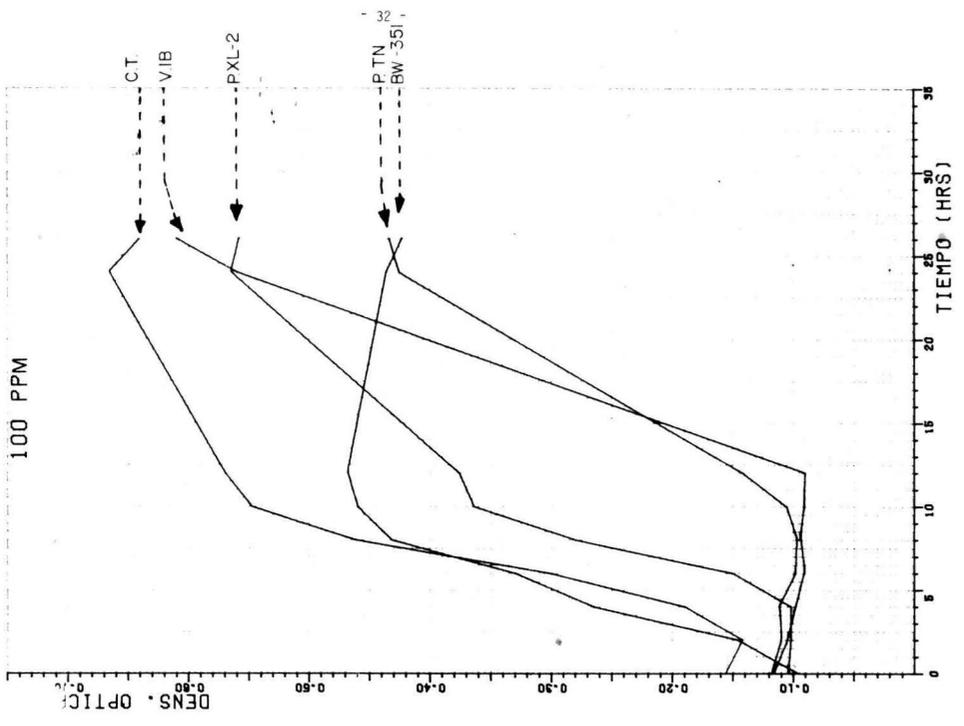


FIG. No.6 PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 120ppm

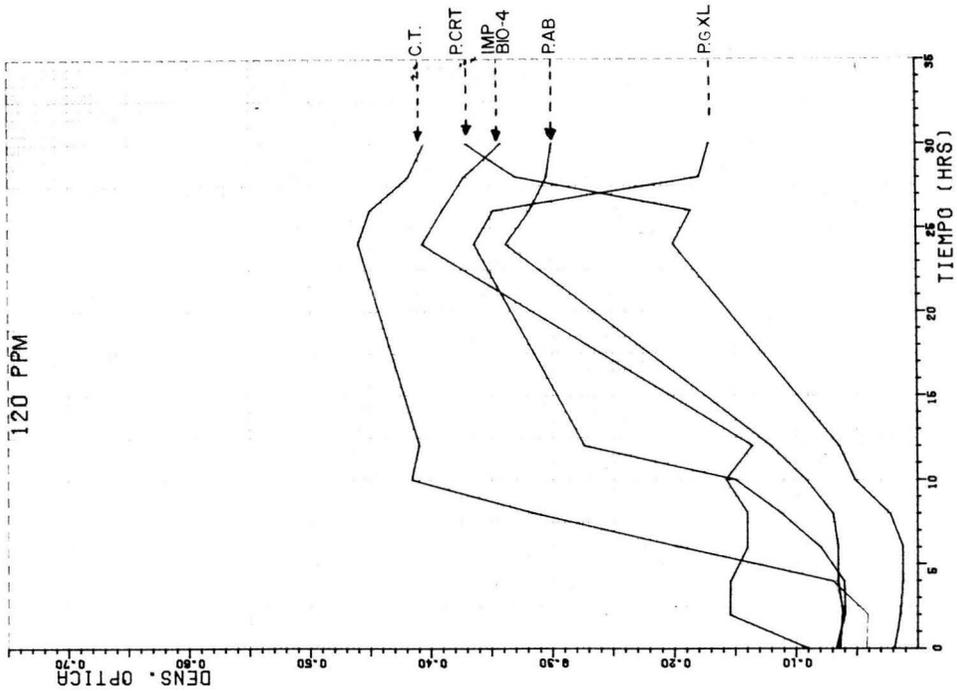
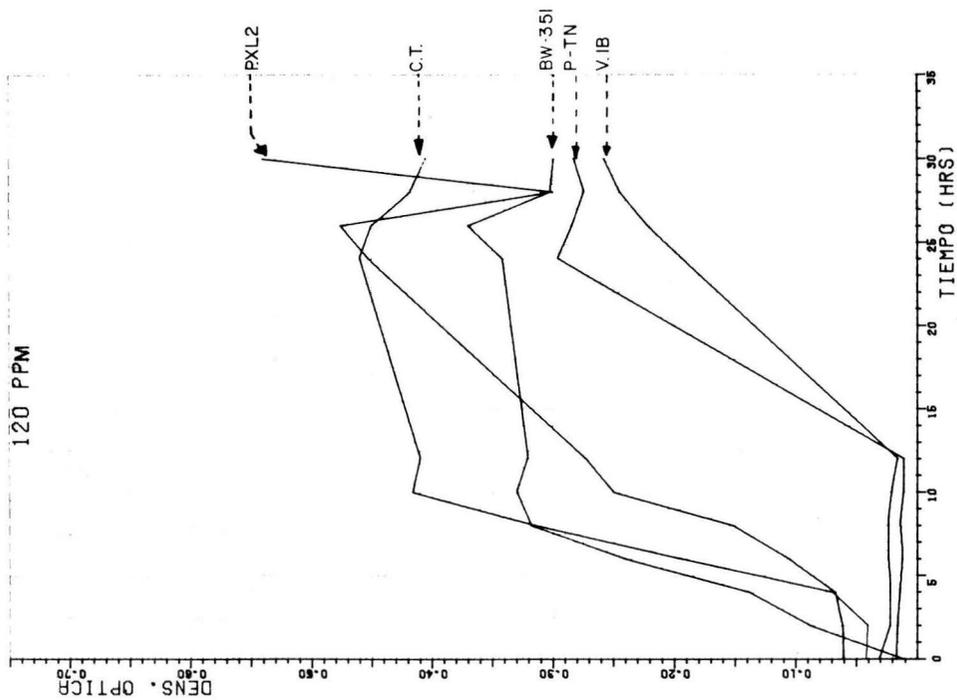


FIG. No 7. PRIMER METODO DE EVALUACION DE MICROBIOCIDAS A 140 ppm

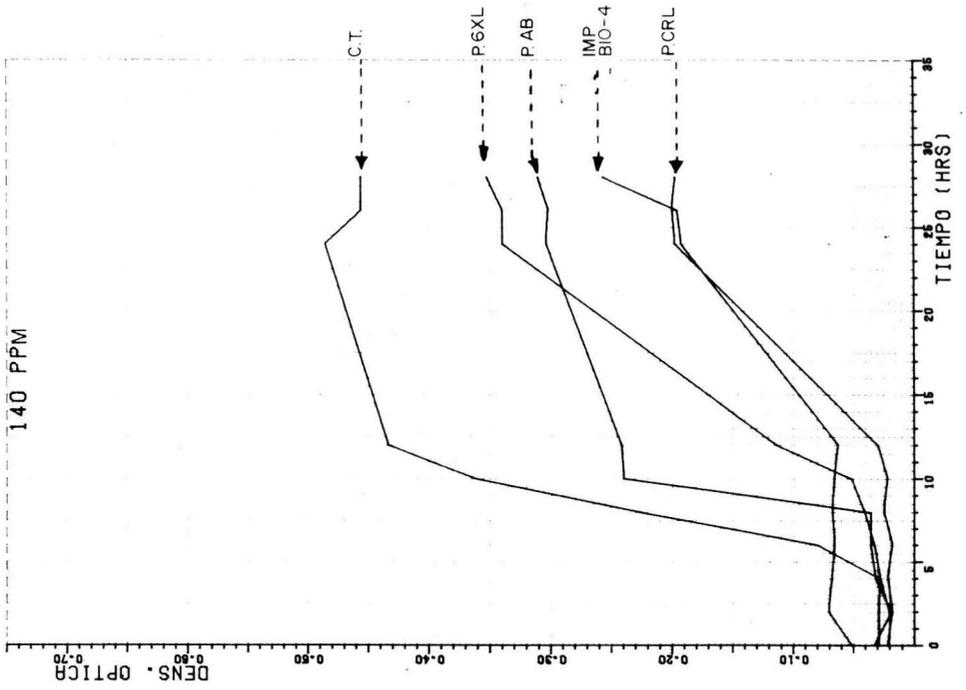
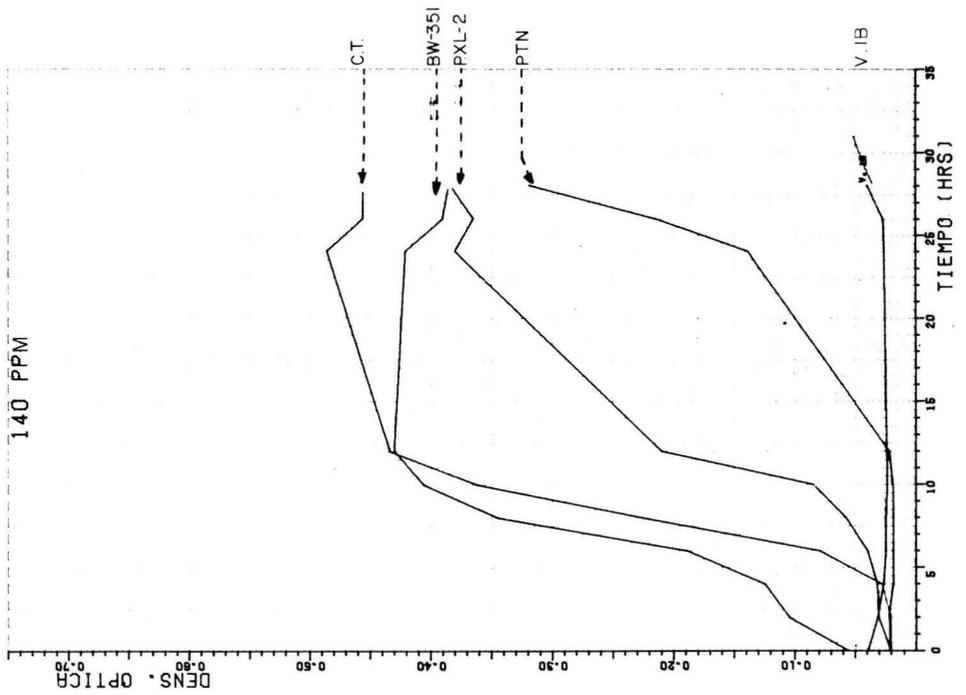


FIG. No.8 SEGUNDO METODO DE EVALUACION DE LOS MICROBIOCIDAS PROXEL CRL Y PROXEL GXL DE 140 A 200ppm

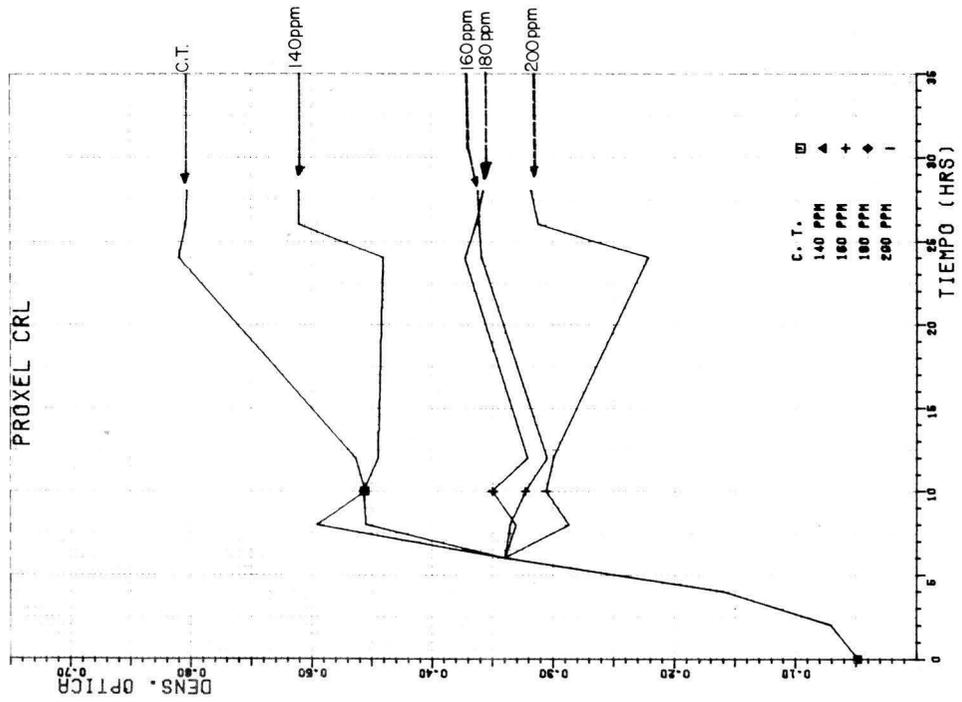
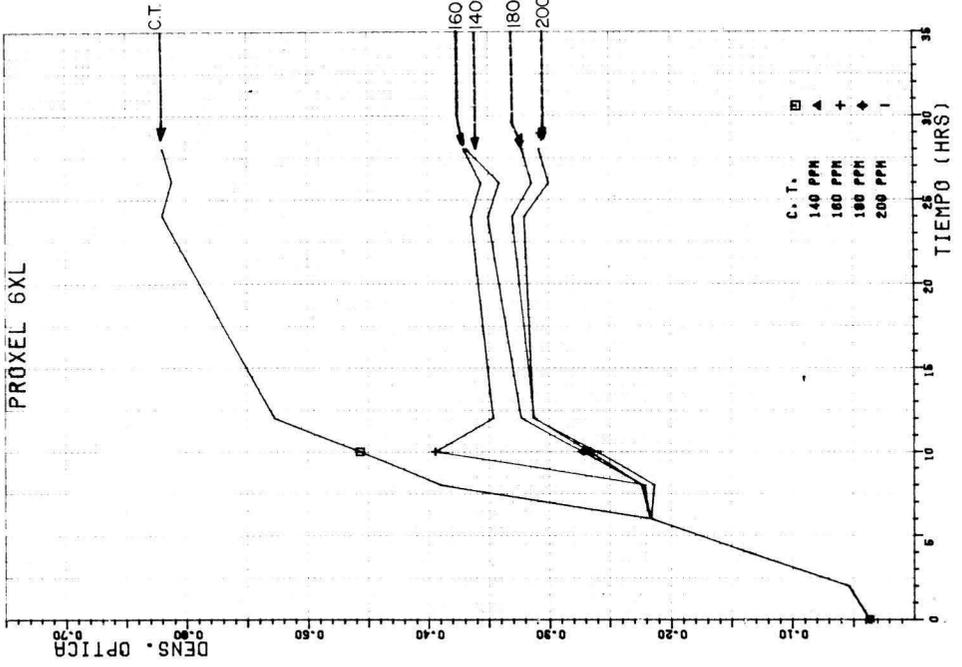


FIG. No.9 SEGUNDO METODO DE EVALUACION DE LOS MICROBICIDAS PROXEL XL-2 Y PROXEL TN DE 140 A 200ppm

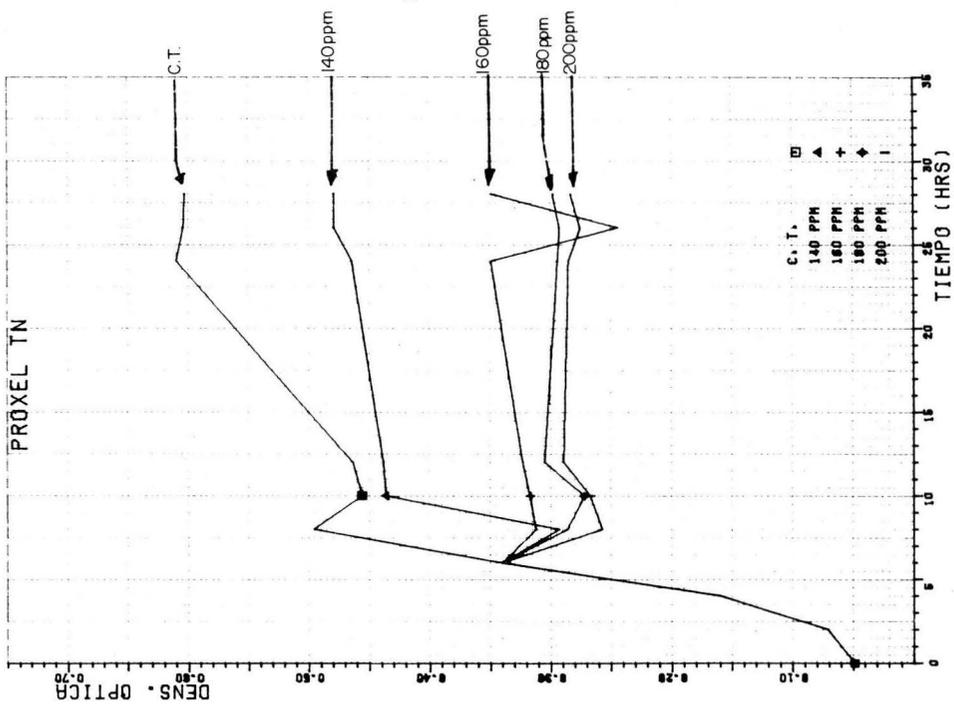
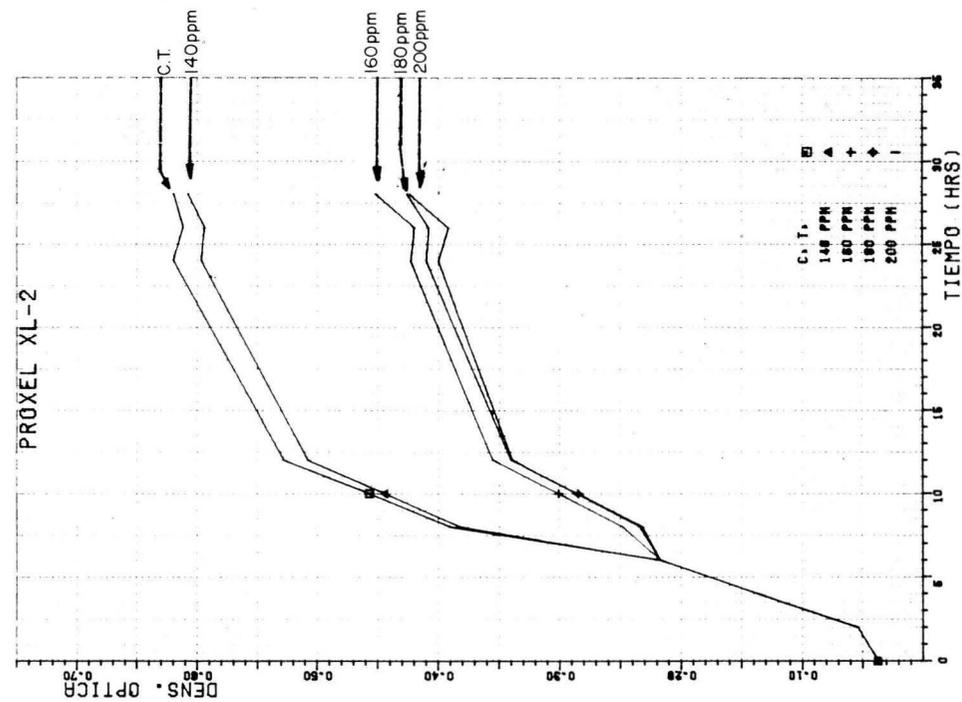


FIG. No. 10 SEGUNDO METODO DE EVALUACION DEL MICROBIOCIDA VANTOCIL IB DE 80 A 200

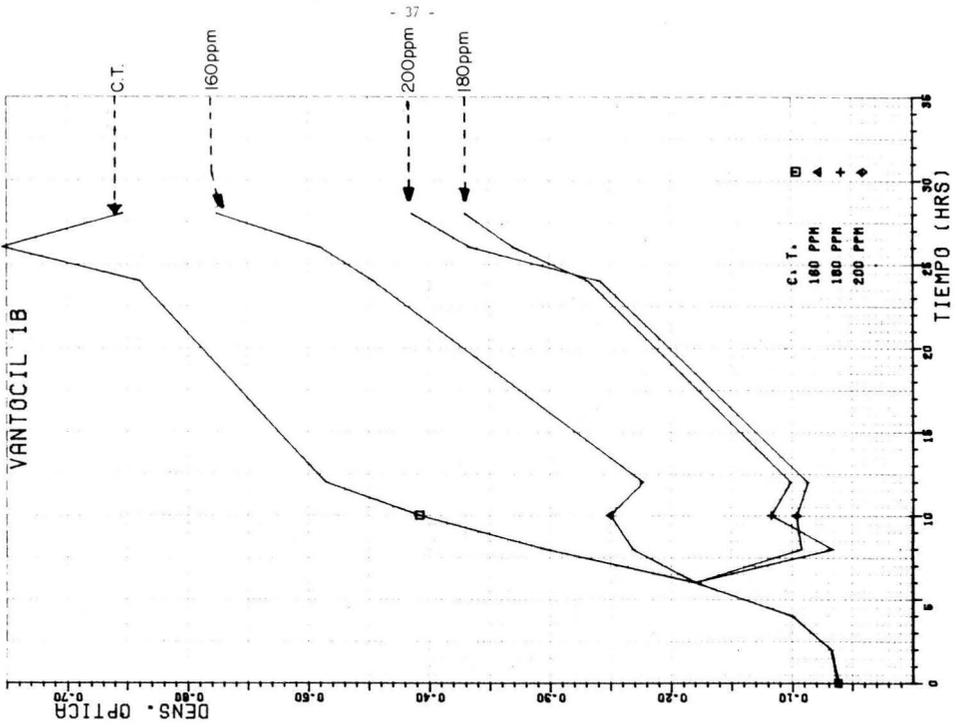
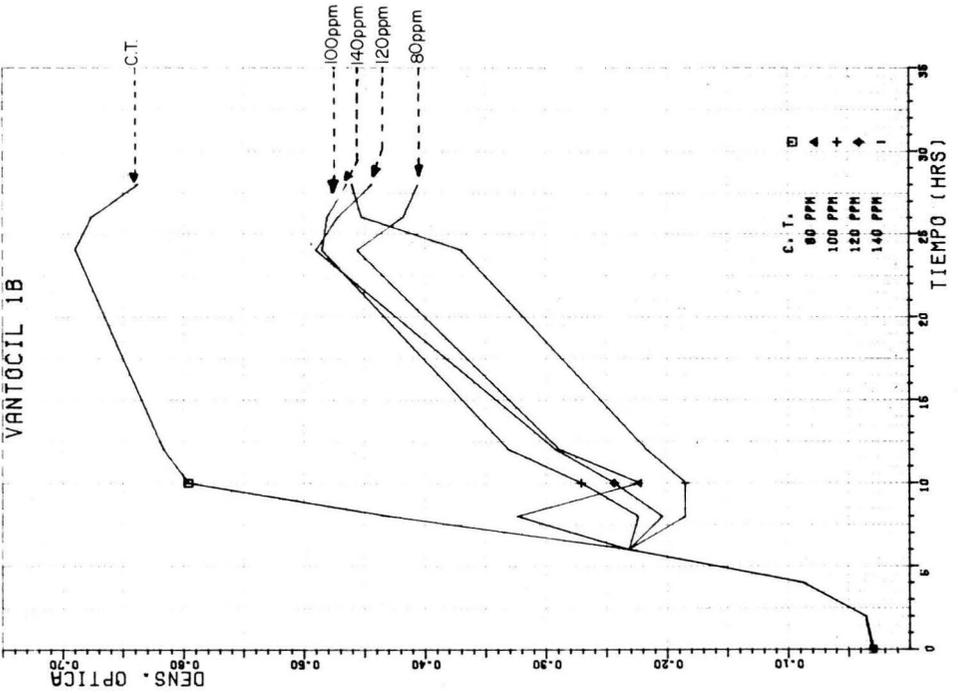


FIG. No.II SEGUNDO METODO DE EVALUACION DEL MICROBIOCIDA IMP-BIO-4 DE 80 A 200ppm

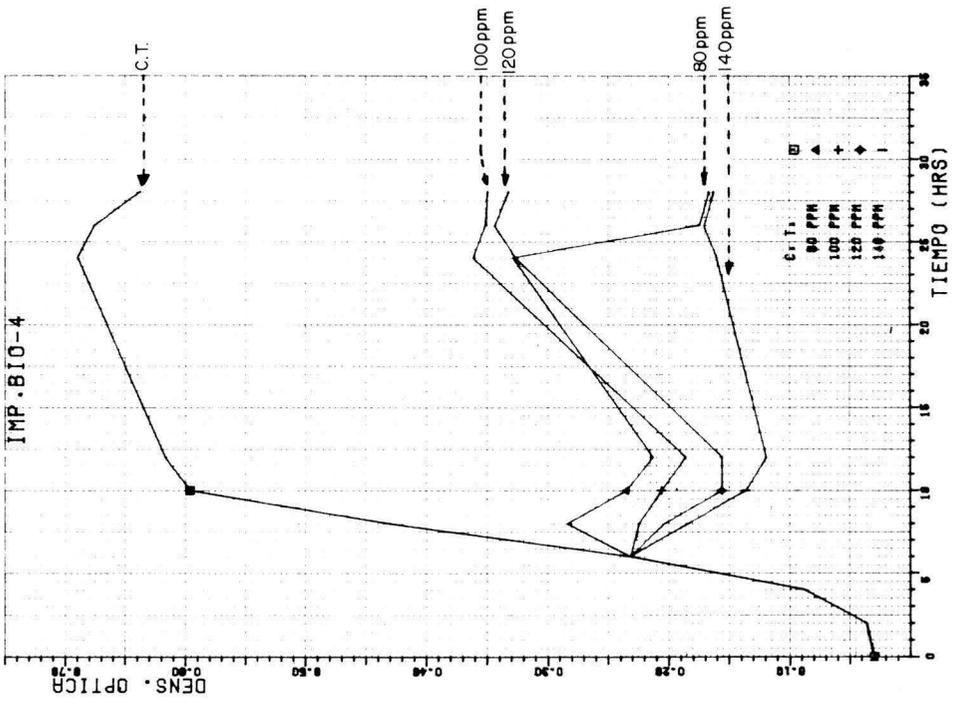
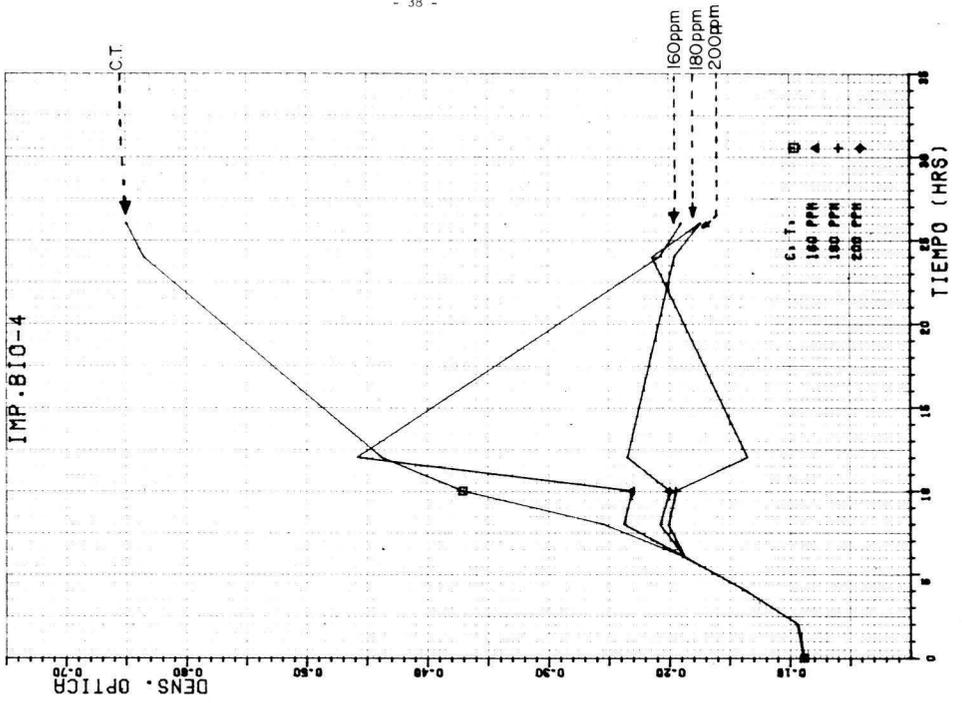
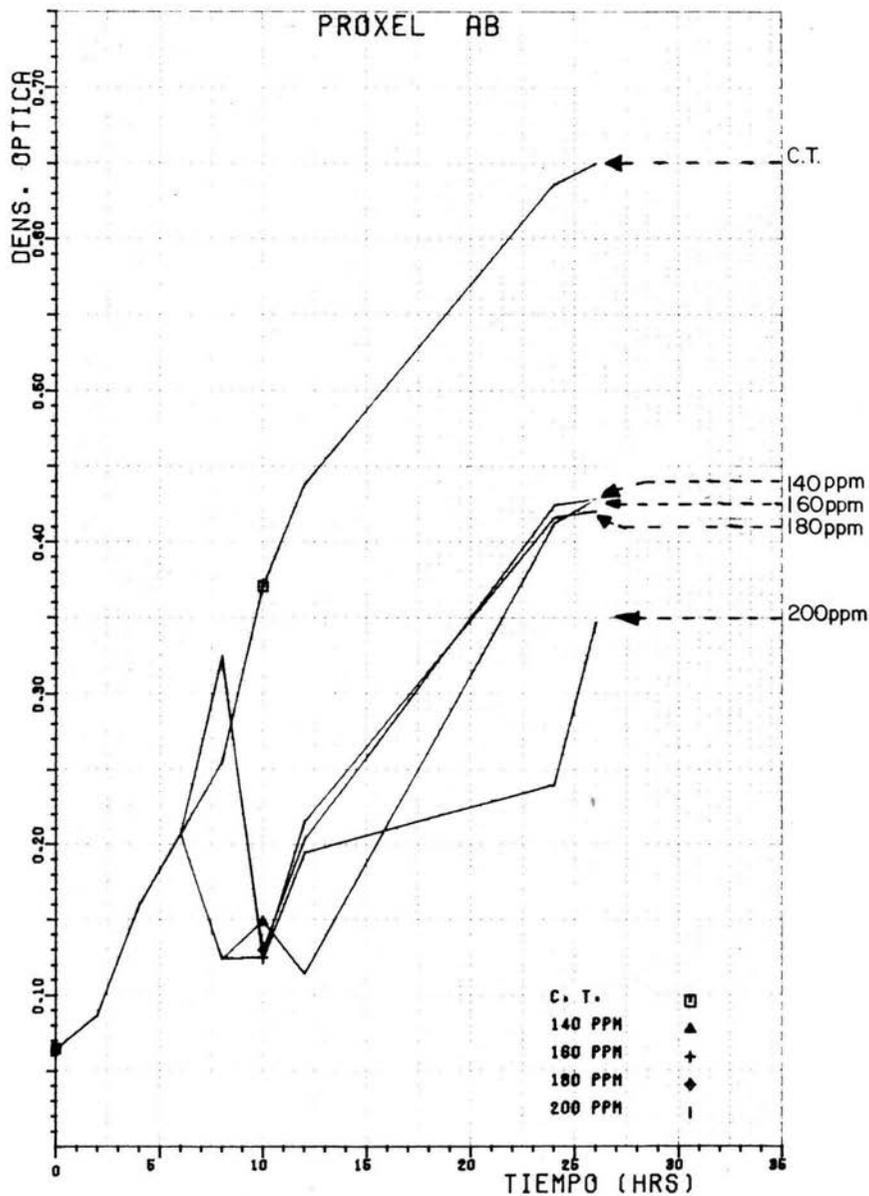
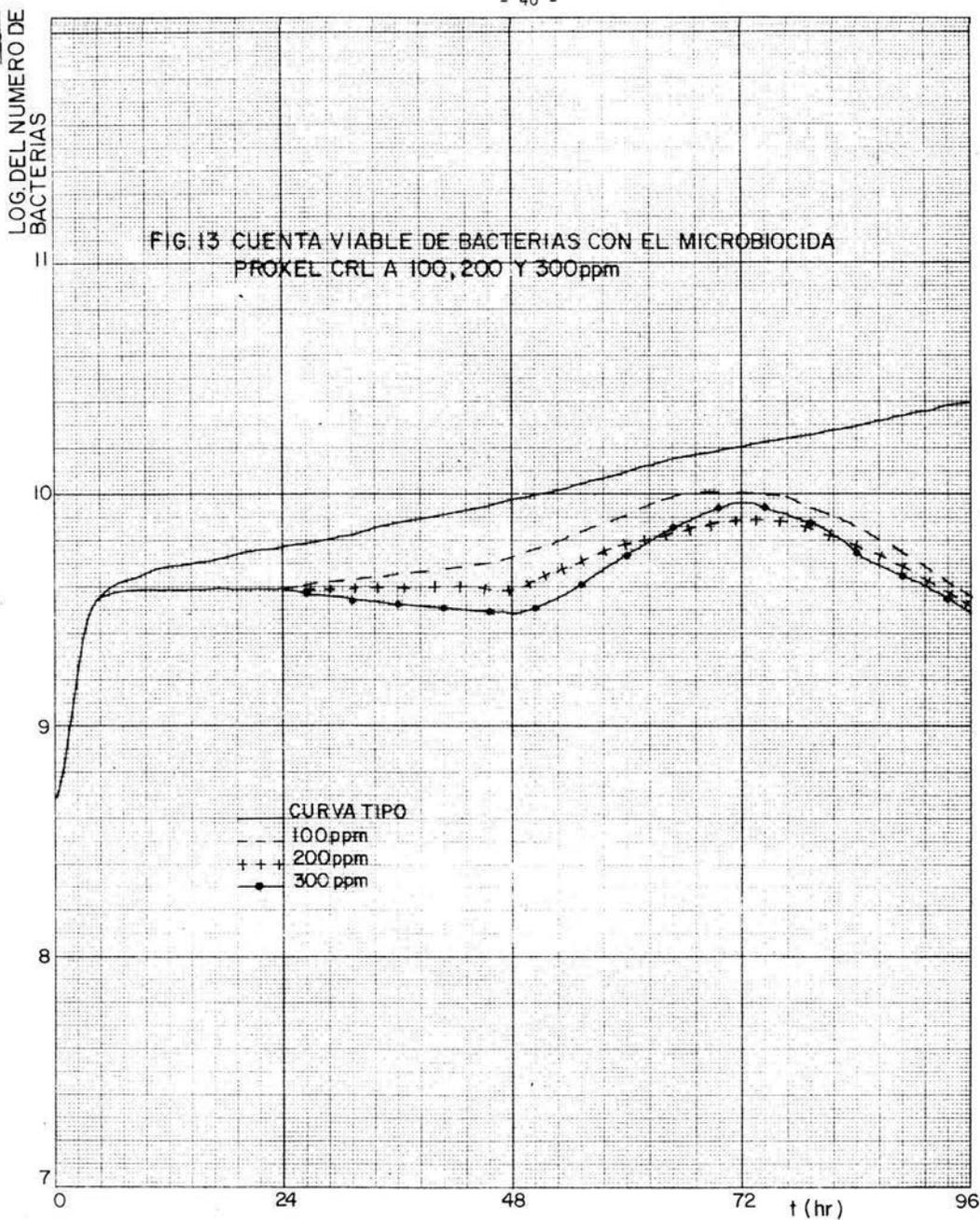
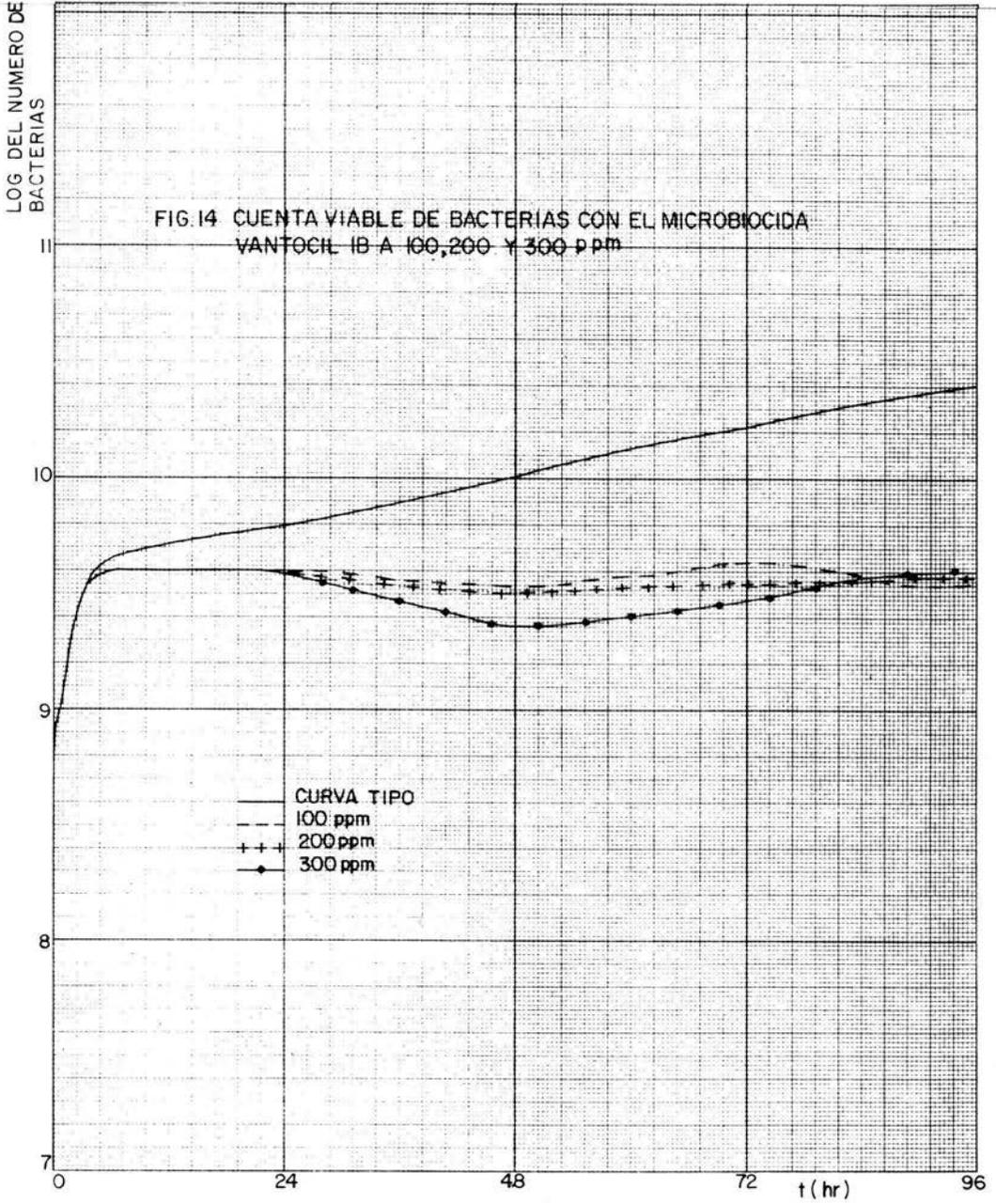
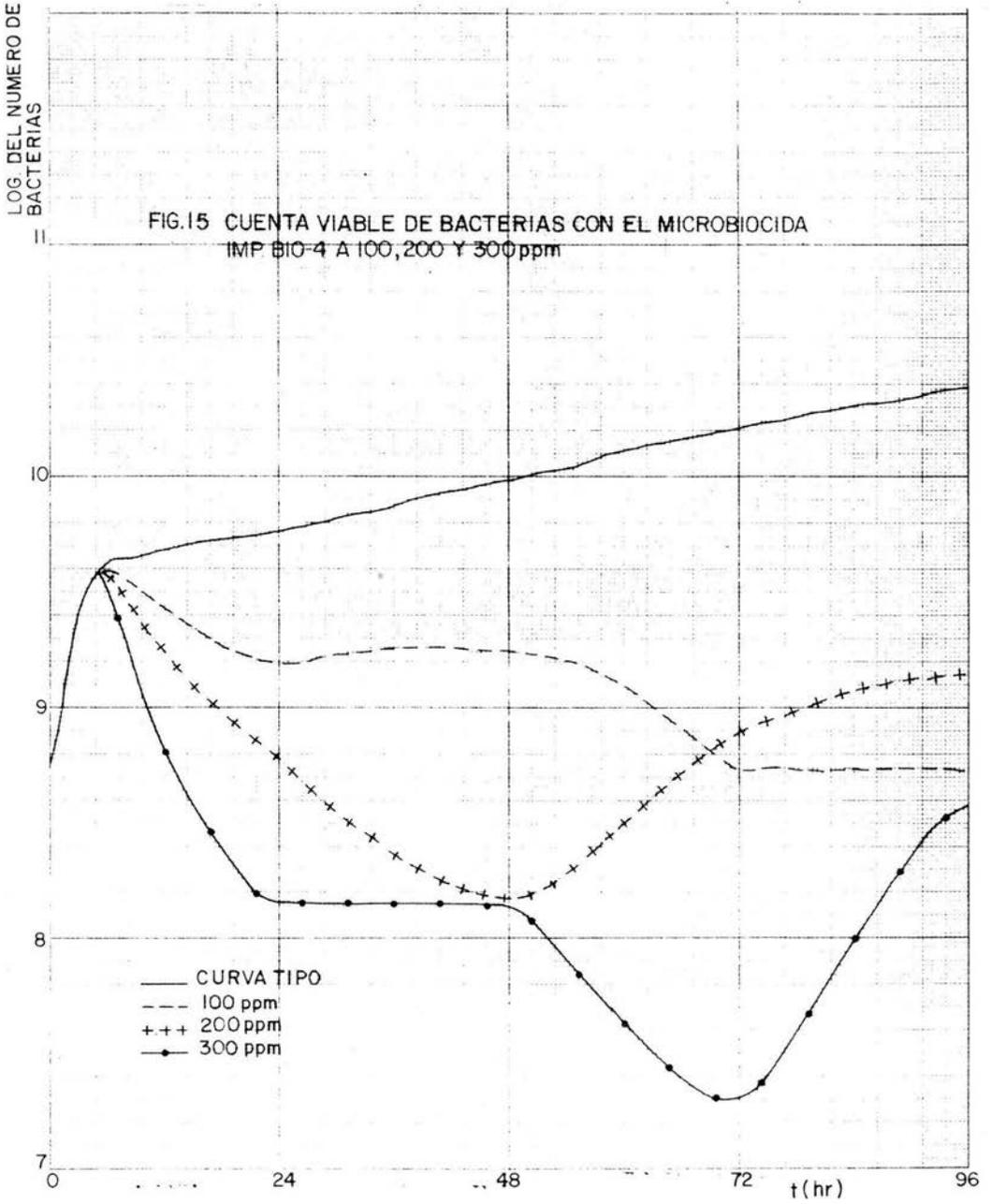


FIG. No. 12 SEGUNDO METODO DE EVALUACION DEL MICROBIOCIDA PROXEL AB DE 140 A 200ppm









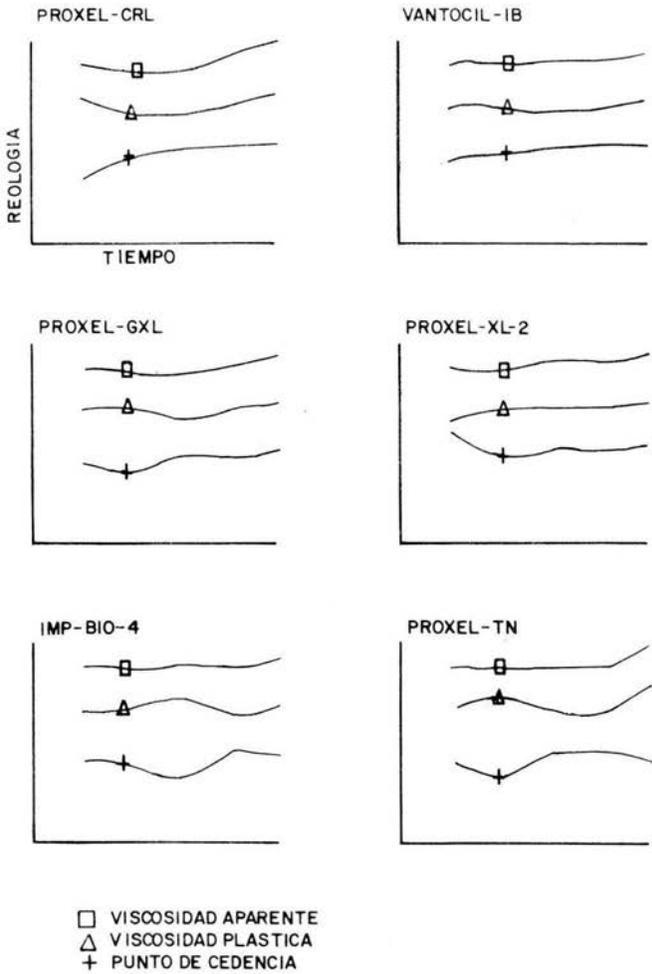


FIG. 16 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE MICROBIOCIDAS CON EL FLUIDO IMP-BD (300 ppm)

ANALISIS DE RESULTADOS

Los resultados del desarrollo experimental sobre el crecimiento de bacterias contaminantes del fluido IMP-BD, tal como se observan en la tabla No. 1 y en la figura No. 2, demuestran que el crecimiento es menor en el sistema estático que en el sistema dinámico. Esto se debe a que la gran mayoría de las bacterias contaminantes del fluido son aeróbicas y como tales, obtienen su energía mediante la oxidación de la glucosa orgánica por el proceso de respiración, usando oxígeno molecular (O_2) de la atmósfera.

Al incrementar la oxigenación en el medio, aumenta la producción de energía libre a partir del sustrato (siempre y cuando exista un equilibrio entre la cantidad de sustrato y la cantidad de O_2 en el medio) y con esto aceleramos el crecimiento de bacterias aeróbicas.

Este fenómeno es de suma importancia si tomamos en cuenta que el fluido cuando está siendo utilizado en la reparación o terminación de un pozo, no se encuentra estático, sino en continuo movimiento; este movimiento favorece la entrada de las moléculas de O_2 al fluido y por lo tanto, el crecimiento de bacterias aeróbicas.

Los resultados del primer método de evaluación de los microbiocidas no se pueden considerar aceptables, dado que el microbiocida se adicionó cuando los microorganismos se encontraban en una fase de latencia o adaptación, es decir, un lapso de tiempo necesario para que las bacterias reparen y reconstruyan sistemas enzimáticos que han experimentado una alteración progresiva, durante el tiempo que los microorganismos han permanecido sin multiplicarse; por lo tanto, no se está manifestando la verdadera acción de los microbiocidas sobre las células bacterianas contaminantes del fluido (3).

Es por eso que se planteó un segundo método para la evaluación de los microbiocidas, pero agregando éstos cuando el cultivo de bacterias se encontraba en la fase de crecimiento exponencial o logarítmica, en la que todas las células se dividen con una tasa de crecimiento constante y máxima y la tasa de mortalidad es nula (3).

Los resultados gráficos de este método se pueden observar de la figura - No. 8 a la 12 y se pueden diferenciar básicamente dos tipos de comportamiento en las curvas de crecimiento bacteriano, bajo la acción de los microbiocidas. El primero, en el cual la curva de crecimiento con microbiocida o curva problema presenta un paralelismo con la curva tipo sin microbiocida, lo que nos indica que la concentración de microbiocida es baja o que la acción de éste es deficiente para provocar la muerte celular. El segundo comportamiento de la acción de los microbiocidas, es aquél en el que las curvas problemas presentan una población constante de bacterias y que se observan paralelas al eje de las abcisas, o bien, una tendencia a presentar una pendiente negativa, lo que nos indica que la acción del microbiocida, así como la concentración, son adecuadas para provocar la muerte celular y por ende, para abatir la contaminación en el fluido.

Este método resultó ser práctico para la evaluación y selección de varios microbiocidas. Sin embargo, con base en estos resultados, no se pudo enunciar un juicio definitivo sobre los microbiocidas, ni sobre qué concentraciones se deben dosificar en el fluido contaminado, ya que el método nefelométrico nos indica la densidad de la población bacteriana viva y muerta.

Por lo tanto, los resultados de las pruebas confirmativas, como se observa en las figuras 13, 14 y 15, utilizando el método de cuenta viable de bacterias, muestran de una manera más exacta y segura la cantidad de bacterias sobrevivientes a las concentraciones dosificadas de microbiocida.

Otro aspecto importante es la compatibilidad de los microbiocidas con el fluido IMP-BD, tal como se observa en la tabla 13 y la figura 16, se puede considerar que, en general, los microbiocidas utilizados no presentan cambios trascendentales en las propiedades requeridas para el buen funcionamiento del fluido; sin embargo, debe señalarse que, en el transcurso de la reparación o terminación de un pozo, pueden llegar a utilizarse colateralmente otros tipos de agentes químicos, que sí pueden interactuar con los componentes químicos del microbiocida y modificar las propiedades reales tanto de los microbiocidas como del fluido (2).

El microbiocida BW-351, fue eliminado desde el primer método de evaluación de los microbiocidas, ya que se observó que este producto se separaba en dos fases y no era fácilmente miscible, tanto en el caldo nutritivo como en el fluido. El microbiocida Proxel-AB, también fue eliminado de las pruebas de compatibilidad de los microbiocidas con el fluido, por presentar el mismo agente químico que el Proxel CRL, pero en menor concentración.

C O N C L U S I O N E S

De los métodos utilizados en este trabajo para la evaluación y selección de un microbiocida, que permita controlar la contaminación microbiológica en el fluido IMP-BD, se considera que el método nefelométrico es aceptable como una prueba preliminar de selección entre varios microbiocidas. Con base en los resultados gráficos, se deben escoger aquellos microbiocidas que presenten mejor actividad para inhibir el crecimiento de la población bacteriana y confirmar estos resultados por el método de cuenta viable de bacterias, que asegure cuantitativamente la acción de los microbiocidas para combatir la contaminación del fluido.

Con base en los resultados de estas pruebas, se puede observar que la mejor actividad antimicrobiana la presentaron los microbiocidas IMP-BIO-4, Vantocil IB y Proxel CRL (en orden de eficiencia).

En cuanto a las concentraciones, como se observa en las figuras 13, 14 y 15, a nivel de laboratorio, la que presenta un mayor rango de inhibición del crecimiento bacteriano, es la concentración de 300 ppm para los tres microbiocidas. Sin embargo, la concentración real a la que estos microbiocidas se utilizarán en el campo, dependerá del monitoreo del fluido en la zona de terminación o reparación, de la duración de los intervalos de dosificación, así como del límite máximo de bacterias aceptables en el sistema.

Es importante resaltar que el microbiocida IMP-BIO-4 es un producto nacional elaborado en el I.M.P., mientras que los demás microbiocidas son de importación y su costo es considerablemente más alto.

R E C O M E N D A C I O N E S

Para asegurar la estabilidad de las propiedades reológicas y pH del fluido IMP-BD, se recomienda tratar de prevenir la contaminación microbiobiológica, adicionando a la formulación del fluido 300 ppm de microbiocida y que éste sea alternado con Proxel CRL o Vantocil IB, en un determinado lapso de tiempo.

La reposición de los biopolímeros utilizados en la elaboración del fluido IMP-BD (actualmente el Instituto Mexicano del Petróleo en colaboración con el Instituto de Investigaciones Biomédicas de la U.N.A.M., llevan a cabo estudios para la producción de biopolímeros en México) resulta mucho más costosa que la dosificación de un microbiocida (13 y 17). Además, la cantidad que se dosifica es muy pequeña con respecto a las cantidades de biopolímeros, lo cual hace innecesario un estudio económico.

Por otra parte, el fluido utilizado en la reparación o terminación es recuperado en su mayor parte, cuando se termina la operación y es utilizado en otro pozo (excepto en caso de reventón del pozo).

Para las subsecuentes evaluaciones de los microbiocidas, tanto por el método nefelométrico como de cuenta viable de bacterias, es conveniente reducir la cantidad de inóculo utilizado en el desarrollo experimental de este trabajo, para una mayor confiabilidad de los datos y una mejor interpretación de los resultados.

Las mediciones por el método nefelométrico y la cuantificación de bacterias por el método de cuenta viable, se recomienda realizarlas cada dos horas en el caso de bacterias aeróbicas, dada la rapidez de su metabolismo y acelerado ciclo de reproducción cuando éstas se encuentran en condiciones óptimas para su desarrollo.

Como una segunda parte de este trabajo, cabría orientar nuevos campos de investigación con las bacterias sulfato reductoras (anaerobias) que en este trabajo no se incluyen y que son importantes porque provocan problemas en la industria petrolera y con ello grandes pérdidas económicas.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- BUTLER M.N. y EGGINS H. D.(1965). "Microbiological Deterioration". New Scientist. London, England. Vol. Abril, pp. 184-186.
2. CAPPELINE G. A. y CARROLL G.G. (1977). "Enhance your cooling system's performance through proper use of microbiocides" Power. U.S.A. Vol. - Octubre, pp. 56-61.
3. COHEN G. (1977) "Microorganismos y Biología Molecular". 1ra. edición, Ed. Omega, S.A. Barcelona, España, pp. 1-198.
4. COTTRELL I.W. y KANG. (1978). "Xanthan Gum, a unique bacterial polysaccharide for food applications". Development in Industrial Microbiology. San Diego, Cal., U. S.A. Vol. 19, pp. 117 - 131
5. FURIA T.E. (1966). "Inhibiting growth of bacteria in fluids". United States Patent Office 3,340,701, pp. 1-8.
6. GARCIA-REJON A. (1981) "Introducción a la reología de los polímeros". Plastinoticias. México, D.F. Vol. Septiembre, pp. 37-55.
7. INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. (1979). "Manual de Tecnología de lodos". 1a. edición, Ed. I.M.P., México, D.F., pp. 1-190
8. JOHNSTON D.P. (1969). "An effective biocide for drilling and completion fluids". Baroid New Bulletin. Houston, Tex., U. S.A. Vol. 21, No. 4, pp. 8-11.
9. MARLOWE B. et al. (1964). "Oil Well drilling fluid spoilage inhibitors". Canadian Patent. Ottawa, Canada. No. 700, 485, pp. 1-20.

10. MILLER A. H. et al. (1976). "Studies on hydrocarbon soluble biocides of differing, partition coefficients". Inst. Petrol. Rep. London, England. No. 76-007, pp. 1-11.
11. NORTON CH. a. et.al. (1979). "Xanthan biopolymer semi-pilot fermentation". J. Soc. Pet. Eng. Dallas, Tex. U.S.A., pp. 173-181.
12. PITTSLEY J. E. et. al. (1961) "Polysaccharide B-1459: A new hydrocolloid polyelectrolyte produced from glucose by bacterial fermentation". J. Appl. Polymer Sci. Peoria, Fl. U.S.A. Vol. V, No. 17, pp. 519-526.
13. ROBICHAUX T.J. (1975) "Bactericides used in drilling and completion operations" Environ. Aspects of Chem. Use in well drilling oper. conf. St. Louis, Missouri, U.S.A. Vol. 5 (21-23), pp. 183-198.
14. SENEZ J. C. (1976). Microbiología General. 1a. edición, Ed. Alhambra, S.A. Madrid, España, pp. 1-160.
15. SUK KANG K. y McNEELY W.H. (1975). "Well drilling fluid and method". Patent Specification. London, England. No. 1,416,013, pp. 1-12.
16. SUTHON J. K. y WILLIAMS P. H. (1970). "Comparison of extracellular polysaccharide of Xantomonas campestris from cultura and from infected cabbage leaves. Can a. Bot. Vol. 48, pp. 645-651.
17. TINER R. (1980). "Polymer and their use in the oil field" Drilling Services Manual. Houston, Tex., U.S.A. pp. 173-181.
18. UNIVERSIDAD DE TEXAS EN AUSTIN E INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. (1980) Perforación Rotatoria. 3a. edición, Ed. I.M.P., México, D.F. pp. 1-43

19. WEIR R. H. y MOORE B. (1975). "Acute Toxicity of well drilling muds to rainbow trout". U. S. Environ. Protect. Agency environ. Aspects of Chem. U.S. in well drilling oper. conf. Houston, Tex. U.S.A. Vol. 5, pp. 169-182
20. WOLFSON L. L. (1965). "Process for controlling the growth and reproduction of microorganisms". United States Patent Office. N.Y., U.S.A. No. 3,164,552, pp. 1-10.

A N E X O

EL EQUIPO ROTATORIO Y SUS COMPONENTES.

Se puede considerar a una instalación de perforación como una fábrica o una planta manufacturera. Está diseñada para fabricar solamente un producto - el pozo petrolero. Difiere de otras instalaciones manufactureras en que el equipo de perforación es móvil ; o sea, debe ser trasladado continuamente. Sin embargo, este requisito de portabilidad no impone demasiadas limitaciones sobre la capacidad de una instalación para perforar. De hecho, muchas de las instalaciones grandes utilizadas hoy día han sido diseñadas para perforar hoyos hasta profundidades que se aproximan a 10,000 m. Estas mismas - instalaciones pueden ser trasladadas varias millas o kilómetros a un área nueva de perforación, ser ensambladas nuevamente y seguir perforando un hoyo nuevo. Lo único que se debe tener en cuenta cuando se está diseñando una instalación es que ninguno de los componentes debe ser tan grande o pesado que no pueda ser transportado por un camión.

El equipo consiste básicamente de componentes de circulación, elevación y rotación, una torre o mástil para servir de soporte y una fuente de potencia para hacer funcionar todo (fig. 1).

LA INSTALACION Y SUS COMPONENTES

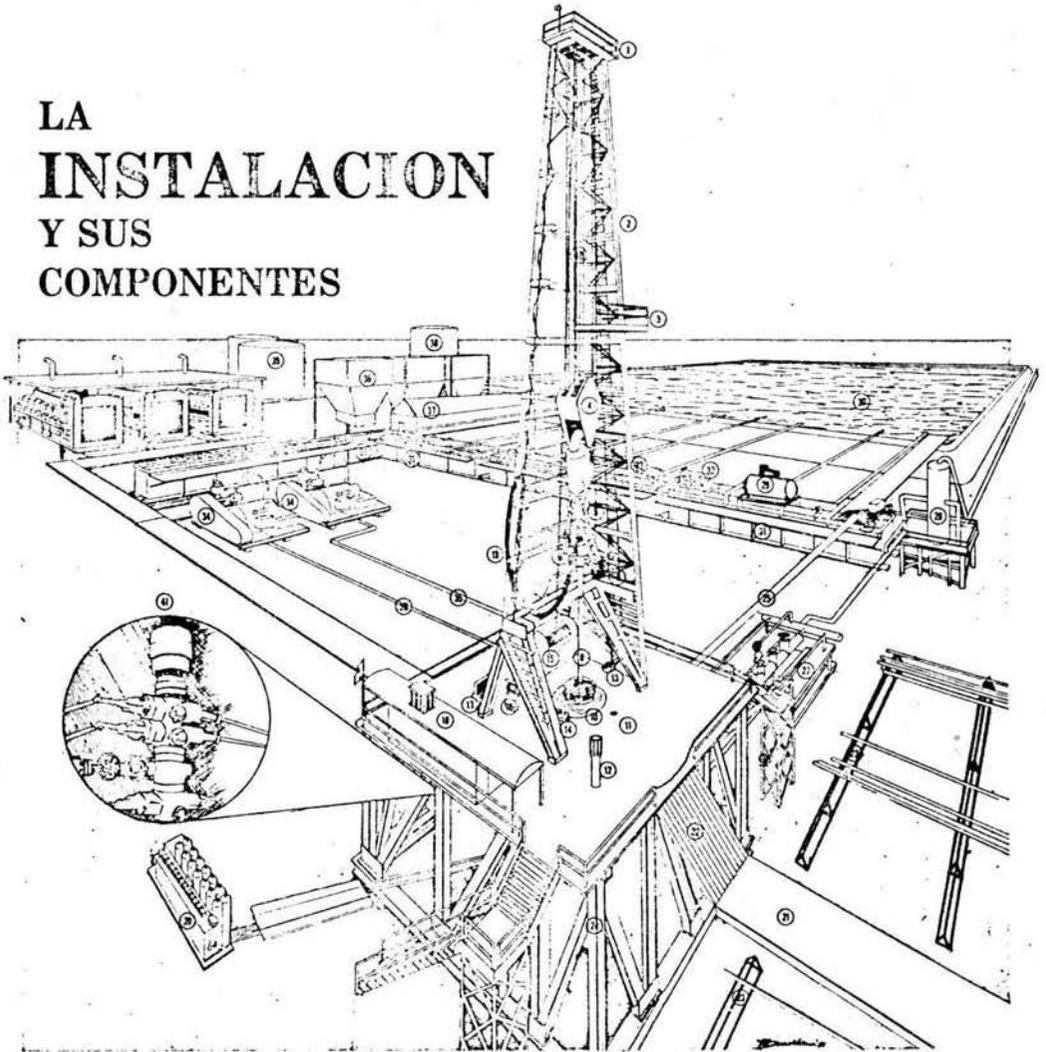


Fig.- 1

1. BLOQUE DE CORONA Y CORNISA
2. MASTIL
3. PLATAFORMA DEL TORRERO, ENCUELLADERO O PISO DE ENGANCHE
4. BLOQUE DE APAREJO O BLOQUE VIAJERO
5. GANCHO
6. UNION GIRATORIA (SWIVEL)
7. ELEVADORES
8. CUADRANTE (KELLY)
9. BUJE DEL CUADRANTE
10. BUJE MAESTRO O BUJE ROTATORIO
11. HUECO PARA DEPOSITAR TUBO O HUECO DE RATON
12. RATONERA O HUECO DE RATA
13. LLAVES DE CONTRAFUERZA
14. TENAZAS O LLAVE DE CADENA
15. MALACATE
16. INDICADOR DE PESO
17. CONSOLA DEL PERFORADOR
18. GALPON DEL PERFORADOR, CASETA O CASA DE PERROS
19. MANGUERA DE LODO O MANGUERA DE CIRCULACION
20. UNIDAD DEL ACUMULADOR
21. PASILLO
22. RAMPA PARA TUBERIA
23. RASTRILLERA PARA TUBERIA, BURROS, PLANCHADA O TAFIMA PARA LA TUBERIA
24. INFRAESTRUCTURA O SUBESTRUCTURA
25. LINEA DE DESCARGA
26. ZARANDA VIBRATORIA, ZARANDA SEPARADORA, TAMIZ VIBRATORIO, TAMIZ SEPARADOR O RUMBERA
27. CONTROLES DEL ESTRANGULADOR
28. SEPARADOR DE LODO Y GAS
29. DEGASIFICADOR
30. FOSO O TANQUE DE RESERVA O TANQUE DE RESIDUOS
31. TANQUES DE LODO
32. DESALUVIANADOR
33. DESARENADOR
34. BOMBAS DEL LODO
35. LINEA DE LODO O TUBERIA CONDUCTORA DE LODO
36. DEPOSITOS PARA MATERIALES DE LODO
37. DEPOSITO PARA COMPONENTES SECOS DEL LODO
38. TANQUE DE AGUA
39. TANQUE DE COMBUSTIBLE
40. MOTORES Y GENERADORES
41. PREVENTORES DE REVERTONES
42. CABLES DE PERFORACION

LA TORRE O MASTIL

Una consideración importante que hay que tomar en cuenta cuando se está comenzando una faena es la torre o mástil que se va a utilizar. - Una torre o mástil es una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa más de 100 toneladas.

Una torre estándar es una estructura con cuatro patas de apoyo que descansan sobre una base cuadrada y se ensambla pieza a pieza cada vez que se perfora un pozo. En contraste, el mástil (fig. 1) es ensamblado una sola vez cuando es fabricado. Luego de ser fabricado, el mástil se mantiene como una sola unidad y se eleva y se baja como una sola unidad cada vez que se perfora un pozo. Cuando un mástil se eleva, parece la cuchilla de una navaja sevillana que se está abriendo y cerrando. Este mástil se conoce como un mástil doblable. La torre estándar- con la excepción de algunas instalaciones en tierra y muchas instalaciones marinas- rara vez se encuentra hoy día y casi ha sido sustituida por el mástil.

El mástil o torre se erige sobre una subestructura que sirve dos propósitos principales-(1) soporta el piso de la instalación, así proveyendo espacio para equipo y empleados y (2) provee espacio debajo del piso para enormes válvulas especiales llamadas preventores de reventones.

La subestructura no sólo soporta el peso de la mesa rotatoria, sino el peso completo de la barra maestra cuando la barra está suspendida en el hoyo por las cuñas. También soporta una sarta de tubería de revestimiento cuando la tubería se está instalando en el hoyo utilizando cuñas que - van asentadas dentro de la mesa rotatoria o cuando se está almacenando a la tubería temporalmente en la subestructura. El piso de la instalación también sostiene el malacate, los controles del perforador, el galpón y -

otro equipo relacionado con la perforación rotatoria.

Las torres y mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas verticales y la velocidad del viento que puedan soportar de lado.

Otra consideración que hay que tomar en cuenta en el diseño de la instalación es la altura. La torre o mástil y su subestructura debe soportar el peso de la barra maestra en todo momento-mientras la sarta está suspendida del bloque de corona y cuando está descansando en la mesa rotatoria. La altura de la torre o mástil no influye en la capacidad de carga del mismo, pero sí influye en la altura de las secciones de tubo que se pueden sacar del hoyo sin tener que desconectarlas. Esto se debe a que el bloque de corona debe estar a suficiente altura de la sección para permitir sacar la sarta del hoyo y almacenarla temporalmente en las rastrilleras cuando se le saca para cambiar la barrena o para alguna otra operación.

Cuando la sarta de perforación se saca del hoyo, se le saca en secciones que usualmente consisten de tres juntas de tubo. Estas secciones se llaman juegos de tres o lingadas de tres. Cada junta mide aproximadamente 30 pies (9 m.) y un juego de tres mide aproximadamente 90 pies (27 m.) y se puede acomodar en una instalación que mide 136 pies (42 m.).

EL SISTEMA DE ENERGIA.

Hoy día, casi todas las instalaciones utilizan motores de combustión interna como fuentes primas de energía. La mayoría de estos motores son Diesel, aunque aún existen motores que queman gas natural o gas licuado de petróleo.

Dos métodos comunes utilizados para transmitir la potencia desde la

fuelle prima hasta los componentes de la instalación son el mecánico y el eléctrico. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas, o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos. Actualmente, las instalaciones Diesel-eléctricas están rápidamente reemplazando a las mecánicas.

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución. La central de distribución está compuesta por embragues, uniones, ruedas de cabilla, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía.

Las instalaciones Diesel-eléctricas utilizan motores Diesel (en instalaciones en tierra casi siempre están localizados a alguna distancia del piso de la instalación). Estos motores Diesel le suplen energía a grandes generadores de electricidad. Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución. De aquí, la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo -el malacate, las bombas del todo y la mesa rotatoria.

EL SISTEMA DE ELEVACION

El malacate es una pieza de equipo grande y pesada que consiste de un tambor que gira sobre un eje alrededor del cual un cable de acero, llamado cable de perforación, va enrollado. También tiene un eje que atraviesa el malacate y que tiene un carretel y un tambor que giran en cada extremo de este eje. Varios ejes, embragues y transmisiones de cadena y cambio facilitan los cambios de dirección y velocidad.

Los propósitos principales del malacate son dos -sacar y meter la tubería al hoyo. Un cable de acero es enrollado en el carretel del malacate y cuando se pone a funcionar el malacate, el carretel gira. Dependiendo en qué dirección gira el carretel, el bloque de aparejo o bloque viajero sube o baja a medida que el carretel enrosca o desenrosca el cable. Como la sarta de perforación está conectada al bloque de aparejo, ésta sube o baja cuando el bloque sube o baja.

Una de las características sobresalientes del malacate es el sistema de frenos que hace posible que un perforador controle fácilmente cargas de miles de libras o kilos de tubería de perforación o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos. Un freno mecánico puede parar la carga inmediatamente. El otro freno, generalmente hidráulico o eléctrico, controla la velocidad de descenso de una carga en el bloque de aparejo, pero no para el descenso completamente.

Una parte integral del malacate es una transmisión que provee un sistema de cambios de velocidad. Este sistema de transmisión le da al perforador una gran variedad de velocidades que puede utilizar para levantar la tubería. Por lo tanto, el carretel del malacate puede tener un mínimo de cuatro y hasta ocho velocidades.

Otra característica del malacate es el eje con sus dos carreteles especiales. El carretel de enroskar está localizado en el lado del malacate que le queda más cerca al perforador y se usa para azocar y apretar las piezas de tubo. El otro carretel que está localizado al otro extremo del malacate se usa para desconectar los tubos cuando se sacan del hoyo. Un malacate neumático se utiliza en muchas de las instalaciones cuando se van a levantar cargas livianas. Los carreteles son esenciales para las operaciones de perforación rotatoria, pero pueden ser muy peligrosos si no se utilizan con cuidado.

LOS BLOQUES Y EL CABLE DE PERFORACION

El bloque de aparejo, el bloque de corona y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil mientras se mete o se saca del hoyo. Durante operaciones de perforación esta carga consiste del gancho, la unión giratoria, el cuadrante, la tubería de perforación, el portabarrenas y una barrena conectada al extremo inferior de los portabarrenas. Durante operaciones de cementacion, una sarta de tubería especial llamada tubería de revestimiento, muchas veces una carga más pesada que toda la barra maestra, tiene que ser metida dentro del hoyo y cementada.

Como sucede con casi todas las partes de la instalación de perforación rotatoria, los bloques y el cable de perforación deben ser sumamente fuertes para poder soportar pesos tan enormes. También debe eliminarse la friccion en los bloques hasta donde sea posible mientras que se mantiene la fuerza deseada. Es por esto que buenos cojinetes y buena lubricación son tan importantes.

El cable de perforación generalmente está construido de cable de acero de $1\frac{1}{8}$ a $1\frac{1}{2}$ pulgadas (2.86 a 3.81 cm) en diámetro. Cable de acero es parecido a sogas de fibra común, pero como su nombre implica, cable de acero es hecho de alambres de acero y es bastante complejo. A los fabricantes de cable de acero les gusta enfatizar que el cable de acero es en sí una maquina en el sentido que requiere lubricación. Esto es necesario debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, unos rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las roldanas en los bloques. Ya que el cable de acero es un artículo que se desgasta y se tiene que reponer, puede ser un gasto apreciable en cualquier instalación.

Para lograr la mayor economía con el uso del cable de acero en una instalación de perforación, el cable debe ser seleccionado de acuerdo - con el peso que tendrá que soportar y el diseño de las poleas del blo - que de corona y el bloque de aparejo a través de las cuales el cable ten - drá que pasar.

EL EQUIPO ROTATORIO

El equipo rotatorio, de arriba hacia abajo, consiste de la unión gi - ratoria, el cuadrante, la mesa rotatoria, la barra maestra y la barrena. La barra maestra, o barra de carga, es el ensamble de equipo entre la - unión giratoria y la barrena, incluyendo el cuadrante, la tubería de per - foración y el portabarrenas. El término sarta de perforación se refiere sencillamente a la tubería de perforación y el portabarrenas; sin embar - go, en el campo petrolero, sarta de perforación a menudo se utiliza refi - riéndose a todo el ensamble.

Una unión giratoria o cabeza de inyección es un aparato mecánico real - mente extraordinario. Va conectada al bloque de aparejo por una enorme asa. La unión giratoria tiene tres funciones básicas -(1) soportar el peso de la barra maestra, (2) permitir que la barra maestra gire y (3) proveer un se - llo hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bom - beado por la parte interior de la barra maestra. El fluido de perforación está bajo alta presión- a veces más de 3,000 libras por pie cuadrado o psi (21 MPa). El fluido entra por el cuello del cisne, cuello de ganso o co - nexión en S. un tubo curvado que conecta la unión giratoria a una manguera que transporta el fluido de perforación desde la bomba del lodo. Entonces el fluido pasa a través del tubo lavador, un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el cuadrante y la sarta de perforación.

Una de las características esenciales de un sistema de perforación rotatorio es el sistema de circulación, también conocido como el sistema de lodo (fig. 2). Para que el sistema de perforación rotatorio pueda funcionar, es indispensable circular fluido a través de la sarta de perforación y por el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del hoyo o la tubería de revestimiento.

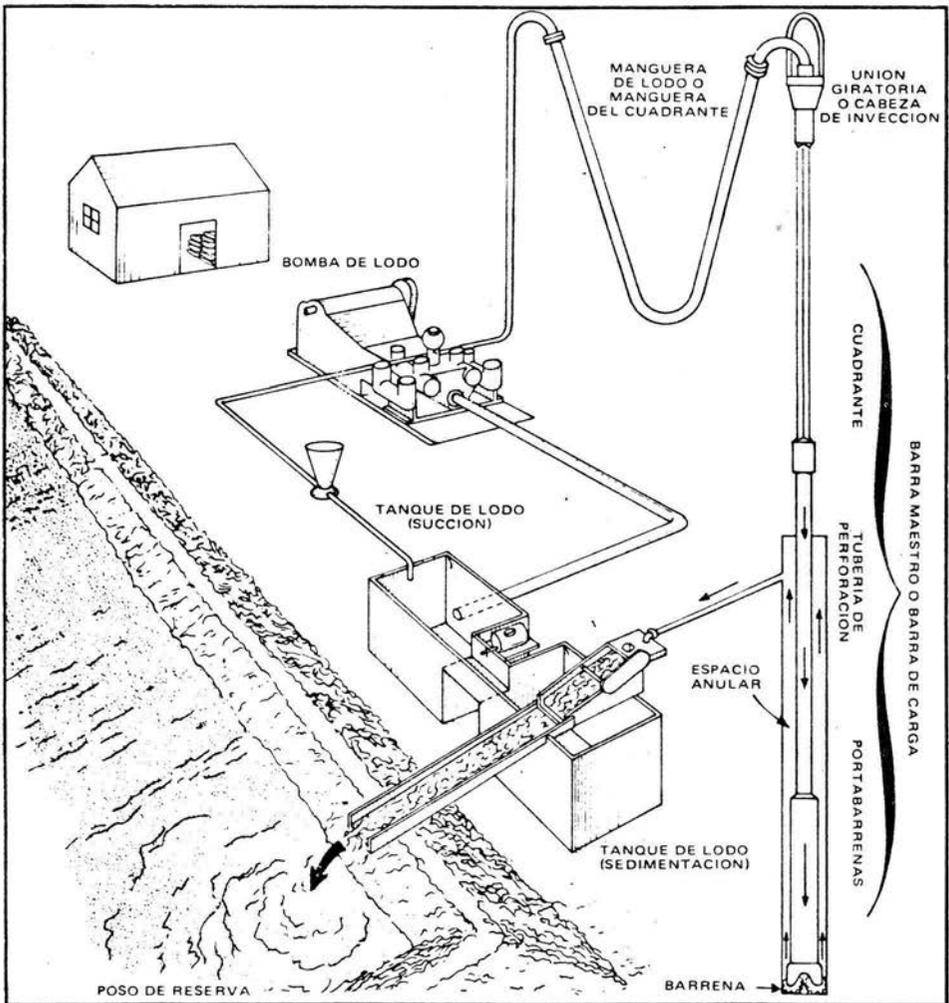


Fig.-2 Los sistemas para circulación de fluido y tratamiento de lodo.

FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Una de las principales funciones de un lodo de perforación es el mantenimiento y la conservación del agujero ya perforado. Mientras los esquistos son más fáciles de perforar que otras formaciones geológicas, son menos estables cuando quedan expuestos en el agujero. En los casos en que la desintegración de los esquistos arcillosos se concreta a la superficie expuesta, generalmente se agranda al agujero gradualmente sin poner en peligro las operaciones de perforación. Sin embargo, cuando la desintegración se presenta con cantidades apreciables de pizarra derrumbándose en el agujero, existe el peligro de que se pegue la tubería, se tengan que efectuar operaciones de pesca costosas y, a veces, hasta la pérdida del pozo. El derrumbe de esas porciones de pizarra bituminosa se debe, aparentemente, al desmoronamiento de las secciones de esquistos inestables, o a la socavación debida a la desintegración de una capa subyacente de esquistos. Los lodos de baja pérdida por filtración se usan, en general, para evitar derrumbes. Por ejemplo, lodos de menos de 10 c.c. de pérdida de agua API, se consideran apropiados para perforar algunos esquistos, mientras que para otros se requieren lodos con pérdida menor. Estas prácticas son usuales en el área de la Costa del Golfo y las viscosidades del lodo y la fuerza gelatinizante, se mantienen bajas para reducir al mínimo las disminuciones de presión causadas al sacar la tubería y para facilitar el asentamiento de las arenas y el escape de gas asociado. Por otro lado, los lodos de alta viscosidad, arriba de 100 seg. de viscosidad con el embudo de Marsh con fuerza de gelatina apreciable del orden de 20 a 30 g. API en prueba de 10 min. de fuerza gelatinizante, son los que se requieren para la zona del continente medio, para reducir al mínimo los derrumbes y para sacar continuamente del agujero los desmoronamientos. El derrumbe de formaciones no consolidadas, tales como capas de grava que se encuentran cerca de la superficie, se domina, co-

múnmente, usando un lodo más espeso que desarrollará una fuerza gelatinizante alta al penetrar en esos materiales sueltos.

El fluido de perforación que se use debe permitir la identificación de los recortes de la perforación y la apreciación de la presencia de gas o aceite en los recortes. Debe facilitar el uso de los métodos de registro deseados y las otras operaciones de terminación de pozos que haya que ejecutar. Por último, el fluido de perforación no deberá afectar la permeabilidad de cualquier formación que contenga gas o aceite que sea penetrada por el pozo.

DESCRIPCION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Todos los fluidos que se usan en una perforación de pozo durante las operaciones necesarias, se llaman fluidos de perforación. Esta denominación se restringe, por lo general, a aquellos fluidos que se circulan en el agujero en la perforación rotatoria. Los fluidos usados para este objeto, incluyen gases, líquidos y sólidos suspendidos en líquidos. También se usan, con frecuencia, emulsiones de aceite en agua y agua en aceite, para la suspensión de sólidos. En algunas operaciones de perforación, se usan combinaciones de dos corrientes de fluidos, cada una con bombas o compresoras separadas.

Los gases que se han usado como fluidos de perforación incluyen aire, gas natural, gases de escape de máquinas de combustión interna y nitrógeno comercial. Un hecho inconveniente es la formación de mezclas explosivas al perforar con aire cuando se mezcla con gas de las formaciones que penetra el taladro. Las mezclas de aire y gas que contienen aproximadamente del 5 al 15% de gas natural en los casos en que éste sea principal-

mente metano, son potencialmente explosivas. Por otra parte, el oxígeno del aire y el bióxido de carbono y otros productos de la combustión que contienen los gases de escape son, por lo general, agentes de corrosión. Además del control de la corrosión y las explosiones, se tienen otros problemas conectados con la perforación con gases como fluidos para perforar, como el control de las presiones.

Los líquidos usados como fluidos de perforación, incluyen agua dulce, agua salada y aceite crudo. Después del aire y del gas natural, el agua dulce se considera como el mejor fluido para perforación, para hacer agujeros, posiblemente debido a la combinación de su baja presión hidrostática y baja viscosidad comparadas con las de otros sistemas líquidos. El uso de agua dulce está limitado a las regiones y profundidades en la que su peso específico es suficiente para contrarrestar la presión de la formación y donde no cause un desmoronamiento excesivo de los esquistos que forman la pared del agujero. El agua salada tiene la ventaja de una presión hidrostática ligeramente mayor. El aceite crudo ejerce menos presión hidrostática que el agua, de acuerdo con la clase de aceite crudo que se use.

Algunas arenas petroleras se perjudican con el agua dulce, así como con el líquido filtrado de los lodos a base de agua fresca. Un deterioro consiste en la hinchazón de las partículas de barro en los poros de las arenas, impidiendo que el aceite u otros fluidos no puedan fluir libremente por la arena, al agujero del pozo. Otro perjuicio consiste en la posible invasión de la formación por agua en gran cantidad, que puede entrar en la zona de aceite y gas, hasta una distancia considerable del agujero. En las rocas de permeabilidad baja, la presencia de aceite y agua en los poros, puede reducir grandemente la conductividad de fluidos en ellas. -

El agua salada produce menos engrosamiento de los barros existentes, aun cuando el abultamiento se controla por diferencias tanto en calidad como en cantidad de iones que se encuentran naturalmente en los barros y en el agua salada, según su composición. Los lodos inhibidos son aquéllos que contienen suficientes cantidades de sustancias salinas sueltas, incluyendo algo de calcio, para que la fase acuosa del lodo no extraiga del barro las sales naturales que contienen las partículas presentes en las areniscas y esquistos. Estos lodos inhibidos reducen el perjuicio, debido al lodo, a las formaciones productoras y disminuyen el aumento del diámetro del agujero en las secciones de esquistos expuestos en el pozo. También reducen la dispersión de los detritos de esquistos en el lodo y por ello reducen la tendencia de aumento de viscosidad del lodo, al perforar ciertas capas de esquisto. Es una creencia general que los aceites crudos o refinados, no causarán daños a las formaciones, ya sea por hinchazón de las partículas de barro o por alteración desfavorable de la permeabilidad de la formación.

La gran mayoría de los lodos de perforación son suspensiones de sólidos en líquidos o en emulsiones líquidas. Las densidades de esos lodos pueden ajustarse entre 0.85 a 2.5. Además de la densidad, se pueden ajustar dentro de límites apropiados, otras propiedades importantes de esas suspensiones. Cuando se usa agua como la fase líquida, el límite inferior de la densidad es de 1.02. La cualidad filtrante puede controlarse haciendo consistir una parte de los sólidos de partículas de tamaño tan pequeño y de tal naturaleza, que sólo una parte mínima de la fase líquida escape a través de la costra filtrante formada por sólidos alrededor del agujero. Además de evitar derrumbes y la hidratación de muchos esquistos, esta característica restringe y reduce los daños a las formaciones produc

toras de gas o aceite. Las propiedades de viscosidad y gelatinizante de esas suspensiones se fijan y logran dentro de ciertos límites, por la cantidad y clase de los sólidos y usando productos químicos que reducen la resistencia interna de esas suspensiones para que fluya suave y fácilmente. La mayoría de los lodos de perforación son suspensiones de barros y otros sólidos en agua. Se les llama lodos con base acuosa.

Los lodos a base de aceite son suspensiones de sólidos en aceite. Comúnmente se usan como fase líquida; los aceites diesel de alto punto de inflamación y los sólidos finamente dispersados se obtienen agregando asfalto oxidado (soplado con aire). Se usan para aumentar la densidad, sustancias comunes de mayor peso. Sin embargo, las propiedades de viscosidad y tixotrópicas, se controlan con algunos jabones y otros productos químicos especiales. Existen lodos a base de aceite, que se pueden obtener fácilmente en el mercado y generalmente el manejo de esos lodos es dirigido por un representante de la compañía cuyos productos químicos se usan en el sistema de lodo. Estos lodos, a base de aceite, se usan con propósitos especiales, como evitar los derrumbes en ciertos esquistos y particularmente, como lodos para la terminación de perforaciones en arenas delicadas, que han sido dañadas con agua.

Los lodos con emulsión de aceite son comúnmente del tipo de emulsión de aceite en agua, en la que pequeñas gotas de aceite están dispersas en el agua, como fase continua. La cantidad de aceite empleado puede variar hasta 50% del volumen del lodo, aun cuando, por lo común, se usa de 10 a 15%. Actúan como agentes emulsificantes, los barros, otros minerales y los productos químicos para tratamientos. Algunas veces se usan además jabones, en ocasiones patentados, como emulsificantes adicionales. Estos lodos emulsionados son fundamentalmente lodos a base de agua y el -

control químico de ellos depende del tipo del lodo a base de agua usado para hacer la emulsión. Se usan tanto lodos emulsionados con agua dulce como salada. La presencia de aceite generalmente disminuye la pérdida por filtración de los lodos, como lo demuestran las pruebas superficiales y los lodos emulsionados se usan, a menudo, por sus propiedades superiores para la terminación de un pozo. El aceite de la emulsión baña la superficie de la barrena de acero, de los mangos y de la tubería de perforación y así ayuda a reducir la tendencia de los detritos a pegarse en los dientes de la barrena o en la tubería. La tubería de perforación gira con más facilidad en el agujero y hay menos tendencia a pegarse. A menudo se registran velocidades de perforación mayores con el uso de lodos de emulsión de aceite. Aun cuando no se explican bien las razones para esto, puede considerarse la forma como la emulsión moja las rocas, especialmente los esquistos, o bien, por los dientes más limpios de la barrena o, por último, la carga hidrostática reducida del lodo que resulta de la presencia del aceite y el aire o gas adicional aprisionado en el lodo.

Los lodos de emulsión de agua en aceite se han elaborado principalmente para usarlos en la terminación de pozos. En estos lodos, el aceite es la fase continua y el agua está en pequeñas gotas. Se les llama emulsiones invertidas. Jabones especiales y surfactantes son utilizados para su preparación. Estos lodos no se afectan con sal, anhídrita, o contaminación de cemento. El filtrado de estos lodos es aceite.

Se han usado con éxito combinaciones de corrientes de fluidos donde se bombea aire comprimido dentro de la tubería, junto con el fluido de perforación normal. La presencia de aire aligera la columna del lodo.

La presión hidrostática más baja se manifiesta por pérdidas de lodo en la formación más reducidas y por mayores velocidades de perforación.

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION

Los métodos para medir las propiedades de los fluidos de perforación se describen en detalle en el Boletín RP 29 del API, publicado por el Instituto Americano del Petróleo (Dallas, Texas), que es la "Práctica recomendada para los procedimientos de prueba de fluidos de perforación usados como patrón en el campo". Se deben seguir exactamente los procedimientos dados en el RP 29 del API, para asegurarse de que los resultados se pueden reproducir y comparar.

En los siguientes párrafos se describe el significado de algunas de las propiedades de los lodos.

Viscosidad. La viscosidad de un fluido es su resistencia interna al flujo.

El agua a la temperatura ambiente tiene una viscosidad de un centésimo de poise o sea un centipoise. El centipoise es la unidad preferida para expresar viscosidad, tanto porque es de tamaño conveniente como porque suministra una comparación inmediata con una sustancia conocida, el agua.

Los líquidos pueden dividirse en relación con sus características de flujo en dos clases generales. La primera incluye aquellos líquidos cuya viscosidad es constante a cualquier temperatura y presión dadas, como el agua, glicerina, aceites para motor, kerosina y líquidos similares. A los líquidos de este grupo se les llama fluidos Newtonianos, porque obedecen el concepto de viscosidad de Newton y algunas veces se les llama -

Líquidos verdaderos. Una fuerza mínima aplicada a estos fluidos hará que empiecen a fluir lentamente. No hay evidencia de una estructura interna permanente dentro del fluido.

La segunda clase de líquidos la forman aquéllos cuya viscosidad no es constante a la temperatura y presión de que se trata, sino que depende del flujo mismo como factor adicional. Estos líquidos se les llama fluidos no Newtonianos. Las lechadas de cemento Portland en agua y las suspensiones coloidales de los lodos de perforación son ejemplos de esta clase. En particular, los lodos de perforación tixotrópicos —aquéllos que manifiestan una estructura de gel (o de aspecto gelatinoso) cuando están en reposo — son un magnífico ejemplo. Cuando empiezan a fluir, su viscosidad medida o aparente es alta, pero disminuye al continuar el flujo y la estructura de gel es destruida por la energía del flujo. A esto puede llamarse historia del flujo del fluido. Sin embargo, aun después de un flujo prolongado (algunas veces se dice esfuerzo), la viscosidad medida o aparente depende de la velocidad de flujo a la que se hace la medida. Para los fluidos de perforación de interés, la viscosidad generalmente disminuye al aumentar la velocidad de flujo y parece llegar a un valor inferior definido a muy altas velocidades de flujo. Dentro de los fluidos no Newtonianos, hay evidencia de una estructura interna; la extensión de esta estructura y consecuentemente la viscosidad aparente, depende de la historia anterior de flujo y de las condiciones de flujo del fluido.

Uno de los primeros trabajadores en el campo de la viscosidad plástica fue E.C. Bingham, que inventó una relación de viscosidad para esos fluidos. Bingham encontró que para flujo a través de tubos capilares y tubos pequeños, si la velocidad de flujo se graficaba contra la presión causante del flujo, los datos caen dentro de una línea recta, que no pasaba por el ori

gen, pero que interceptaba el eje de presión. A este punto de intercepción le dio el nombre de límite elástico aparente (esfuerzo mínimo de de formación permanente de Bingham). Experimentos posteriores con viscosímetros de cubeta giratoria, así como con tubos hasta de 508 mm (2 plg) de diámetro o mayores, han producido datos que pueden graficarse en forma similar.

Fuerza de Gelatinosidad. La mayoría de los fluidos para perforación presentan cierto grado de tixotropía. Un fluido tixotrópico es aquél capaz de originar una transformación del estado líquido al estado gelatinoso con el reposo y que vuelve al estado líquido por simple agitación. La reacción solución gel es reversible y esencialmente isotérmica. Los valores de la fuerza de gelatinosidad son medidas de resistencia al corte por deslizamiento (cizalla). Se define un área de ruptura o deslizamiento dentro del material para considerar la fuerza necesaria para producir esa cizalla y medirla. Por ello, la fuerza de gelatinosidad podría registrarse en g/m^2 ó $lb/100 ft^2$.

Se mencionan sólo estas propiedades, por ser de interés para el entendimiento de este trabajo.

TANQUES Y BOMBAS DE LODO

El lodo se mezcla en los tanques de lodo con la ayuda de una tolva dentro de la cual se echan los ingredientes secos del lodo.

Los tanques contienen agitadores (proyecciones en forma de paletas) - que mezclan el lodo. El lodo es mezclado con aceite o agua, dependiendo de las propiedades del lodo que sean necesarias.

La bomba de lodo es el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluido. Las bombas funcionan con motores eléctricos conectados

directamente a las bombas o con energía transmitida por la central de distribución. Las bombas para las instalaciones de perforación rotatoria tienen mucha fuerza y son capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altísimas. Cuando se está circulando aire o gas, la bomba es reemplazada por compresores y los tanques de lodo no son necesarios.

EL CICLO DEL LODO

El lodo se bombea desde el tanque de succión del lodo, a través de una línea de descarga hasta el tubo vertical. El tubo vertical es una sección de tubo de acero montado verticalmente en una pata del mástil o la torre. El lodo se bombea por el tubo vertical hasta una manguera fuerte de caucho reforzado llamada la manguera de lodo o manguera del cuadrante. La manguera del cuadrante va conectada a la unión giratoria. El lodo entra a la unión giratoria, luego baja por el cuadrante, por la tubería de perforación, por los portabarrenas y sale por la barrena. Aquí vira hacia arriba por el espacio anular: el espacio entre la tubería de perforación y la pared del hoyo. Finalmente, el lodo deja al hoyo a través de un tubo de acero o zanja llamada la línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamado la zaranda vibratoria. La zaranda separa los ripios del lodo y los echa a un foso de reserva. Entonces es que el lodo vuelve a los tanques de lodo y vuelve a circular por el hoyo, impulsado por la bomba de lodo.

Si hay arena o aluvi6n en las formaciones que se est6n perforando, aparatos conocidos como desaluvianadores y desarenadores, se conectan a los tanques de lodo para remover estas part6culas peque1as. Si el aluvi6n o arena vuelve a circular por el hoyo, el lodo se hace m6s pesado que lo deseado y puede desgastar la sarta de perforaci6n y otros componentes. Si se

encuentra una formación que contiene pequeños rasgos de gas, un desgasi-
ficador es utilizado para remover el gas del lodo antes de volverlo a cir-
cular al hoyo. Lodo que contiene gas no debe ser recirculado, porque dis-
minuye la densidad del lodo, lo cual podría resultar en un reventón.

El arte (o ciencia) de controlar el lodo se ha desarrollado rápidamen-
te. Es uno de los temas más complejos con el cual las cuadrillas tendrán
que tratar. Un número de variables en cualquier trabajo de perforación -
no solamente dictan cuáles agentes químicos compondrán el lodo y el carác-
ter físico del mismo, sino también surgieren la mejor velocidad de circu-
lación para el lodo dentro del hoyo. El fluido de perforación y los moto-
res de la instalación ayudan a determinar el tipo de barrena que se utili-
zará y otras de las características que debe tener una instalación de per-
foración para un trabajo dado.

BIBLIOGRAFIA DEL ANEXO

1. McCRAY y COLE. (1980). "Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros". Quinta edición. Ed. C.E.C.S.A. México, D.F., pp. 103-212.
2. PETEX e IMP. (1980). "El Equipo Rotatorio y sus Componentes". Tercera Ed. PETEX e IMP. México, D.F., pp. 1-43

G L O S A R I O

- barra de carga s: también llamada barra maestra. Véase barra maestra.
- barra maestra s: la columna de tubería de perforación incluyendo los portabarrenas, el cuadrante, la tubería de perforación, estabilizadores y uniones de tubería vástago. También llamada barra de carga. Compárese con sarta de perforación.
- barrena s: elemento perforador que penetra las formaciones en la perforación de pozos de petróleo o gas. Este elemento puede ser de rotación o de percusión o una combinación de ambos. La barrena siempre incluye elementos perforantes/cortantes y de circulación (toberas). Las toberas permiten que pase el fluido de perforación, cuya corriente contribuye a aumentar la velocidad de perforación. En la perforación rotatoria, varios portabarrenas se conectan al extremo inferior de la tubería de perforación. La barrena se conecta al extremo inferior de éstas. También llamada broca, mecha o trépano. Véase barrena de rodillos.
- barrena de rodillos s: una barrena hecha de dos, tres o cuatro conos cortantes, montados sobre cojinetes sumamente fuertes. La superficie de cada cono está compuesta por filas de dientes de acero o botones de carburo de tungsteno.
- biopolímero s: Término que se refiere a macromoléculas de interés biológico, como proteínas, polisacáridos y ácidos nucleicos.
- bomba s: 1. un recipiente grueso, generalmente de acero, utilizado para contener muestras de aceite o gas bajo presión. 2. una máquina que aumenta la presión sobre un líquido y de este modo lo hace subir a un nivel más alto o lo obliga a circular. Varios tipos de bombas incluyen la bomba centrífuga, la bomba recíproca, la bomba rotatoria, la bomba de chorro, la bomba de varilla de succión, la bomba hidráulica, la bom

baba de lodo, la bomba sumergible y la bomba de fondo del hoyo.

- bomba de lodo s: una bomba recíproca grande utilizada para circular el lodo en una instalación de perforación. Una bomba de lodo típica es de acción simple o doble, con dos o tres pistones que viajan en forros reemplazables y reciben energía de un eje que funciona con un motor.
- campo de petróleo s: el área en la superficie de la tierra que queda encima de un yacimiento de petróleo. Comúnmente, este término se utiliza no solamente para el área superficial pero también para el yacimiento, los pozos y el equipo de producción.
- central de distribución s: un mecanismo utilizado para transmitir la energía desarrollada por los motores de la torre hasta el malacate, bombas, mesa rotatoria y otra maquinaria de la instalación. Una central de distribución está compuesta por cadenas, ruedas de cabillas, poleas, correas y ejes.
- columna de perforación s: 1. también llamada sarta de perforación. Véase sarta de perforación. 2. a veces se refiere a la barra baestra.
- componentes de circulación s: el equipo incluido en el sistema de circulación del fluido de perforación en una instalación rotatoria. Básicamente, los componentes consisten de las bombas de lodo, la manguera de lodo, la unión giratoria, el cuadrante, la barra maestra, la barrenadora, el espacio anular y la línea de descarga.
- componentes del sistema de elevación s: el malacate, el cable de perforación y los bloques viajero y de corona. Los componentes auxiliares del sistema de elevación son los carretes; el tambor del carretel y el elevador neumático.
- componentes rotatorios s: aquellas partes de la instalación de perforación o reacondicionamiento que son diseñadas para hacer girar a la ba -

rra maestra y la barrena. Estos incluyen la unión giratoria, el cuadrante, el buje del cuadrante, el buje maestro y la mesa rotaria. Véase barra maestra y barrena.

- control de pozo s: los métodos y técnicas para evitar que ocurra un reventón en un pozo. Se incluyen entre estas técnicas el mantener el hoyo completamente lleno de lodo de perforación del peso adecuado o de la densidad adecuada durante todas las operaciones, la observación de las medidas de seguridad cuando se está sacando la tubería para evitar que baje la presión del lodo si se adhiere una cantidad excesiva de lodo a la sarta cuando ésta sale del hoyo y la observación cuidadosa de la cantidad de lodo que entra al hoyo para reemplazar el volumen de la tubería que sale cuando se saca la sarta del hoyo.
- cuadrante s: la pieza pesada de acero, de cuatro o seis lados, que va suspendida entre la unión giratoria y la mesa rotatoria. El cuadrante va conectado a la parte superior de la tubería de perforación que está dentro del hoyo y hace dar vueltas a la sarta de perforación a medida que la mesa rotatoria gira. Tiene un agujero que permite que el fluido se circule hacia el pozo o hacia fuera. Véase sarta de perforación.
- cuadrilla s: los trabajadores en una instalación de perforación o reacondicionamiento, incluyendo al perforador, el encuellador y los ayudantes del perforador.
- desaluvianador s: un aparato centrífugo para remover partículas finísimas del fluido de perforación y mantener la cantidad de sólidos en el fluido, mínima. Usualmente, mientras más bajo el contenido sólido, más rápido se penetra. Este aparato trabaja con el mismo principio que un desarenador. Compárese con desarenador.
- desarenador s: un aparato centrífugo usado para remover pequeñas partículas de arena del fluido de perforación y así evitarles desgaste a las

- bombas. Un desarenador usualmente opera con un chorro veloz de fluido que forma un remolino dentro de un cono. Compárese con desaluvianador.
- elevador s: un ensamble de poleas y cable de acero o cadena utilizado para levantar objetos pesados; un guinche o cabrestante; el malacate. Véase malacate. 2. pinzas que agarran y soportan un tubo o la sarta completa de tubería de revestimiento o de perforación para meterlos o sacarlos del hoyo.
 - elevador neumático s: un elevador que funciona a base de aire comprimido.
 - embrague s: una unión utilizada para conectar y desconectar la parte impulsora de la parte impulsada de un mecanismo, especialmente una que permite que el impulsor encaje con la parte impulsada gradualmente sin brusquedad. En el campo petrolero, un embrague permite el encaje y desencaje gradual entre el equipo y la fuente prima de energía.
 - enjarre s: depósito de material sólido que se forma en la superficie de la formación, cuya función es impedir la invasión del fluido y proporcionar estabilidad a las paredes de la formación.
 - escariador s: dispositivo que se utiliza para raspar la tubería de revestimiento como mecanismo de limpieza.
 - espacio anular s: 1. el espacio alrededor de un objeto cilíndrico contenido dentro de otro cilindro. 2. el espacio alrededor de un tubo suspendido dentro de un pozo. Las paredes de este espacio están compuestas por las paredes del tubo y la pared del pozo o la pared interior de la tubería de revestimiento.
 - fluido s: una sustancia que fluye y cede a cualquier fuerza que tiende a cambiar su contorno. Líquidos y gases son fluidos.
 - fluido de circulación s: también llamado fluido de perforación y lodo. Véase fluido de perforación y lodo

- fluido de la formación s: fluido (como el gas, el petróleo o el agua) que existe en una formación rocosa en el subsuelo.
- fluido de perforación s: fluido de circulación, que tiene como una función el forzar los ripios fuera del hoyo hacia la superficie. Mientras que la mezcla de agua, barro y otros agentes químicos constituye el fluido de perforación más común, pozos también pueden ser perforados utilizando aire, gas o agua como fluido de perforación. Véase lodo.
- fluido hidráulico s: un líquido de baja viscosidad (tal como el aceite liviano) que se utiliza en los sistemas activados por líquido (tal como el sistema de frenos en un automóvil moderno)
- formación s: una capa o depósito compuesto sustancialmente de los mismos tipos de roca; una unidad litológica. Cada formación diferente recibe un nombre, frecuentemente basándose en un estudio de la formación en la superficie y otras veces basado sobre fósiles encontrados en la formación.
- foso de reserva s: 1. (obsoleto) un foso en el cual se almacena un abastecimiento de fluido de perforación. 2. un foso cavado en la tierra para desperdicios. Puede forrarse con pliegos plásticos para evitar la contaminación del ambiente. También llamado tanque de reserva y tanque de residuos.
- fuente prima s: un motor de combustión interna que le supe energía a la instalación de perforación en operaciones de perforación de pozos petroleros.
- hoyo s: el orificio perforado por la barrena. Un hoyo puede ser revestido o puede ser abierto (desnudo), o parte del hoyo puede ser revestido y parte abierto. Véase hoyo revestido y hoyo abierto.
- hoyo abierto s: 1. cualquier hoyo donde no se ha instalado tubería de revestimiento. 2. hoyo sin o con tubería de revestimiento.
- hoyo revestido s: un hoyo que ha sido forrado con tubería de revestimiento

- instalación de costa afuera s: cualquiera de varios tipos de estructuras de perforación para la perforación de pozos en el océano, en el mar, en bahías, golfos, lagos, etc. Los varios tipos de instalación de costa afuera incluyen la plataforma, la plataforma elevable, la plataforma sumergible, la instalación semisumergible y los barcos de perforación. Véase plataforma.
- instalación de perforación s: la torre o mástil, malacate y otro equipo de la superficie de una unidad de perforación o de reacondicionamiento.
- instalación terrestre s: cualquier instalación de perforación situada en tierra firme.
- juego de tres s: una sección de tres juntas de tubería que usualmente se maneja como una sola unidad. También llamado lingada de tres.
- lodo s: el líquido circulado a través del hoyo durante perforación rotatoria. Además de servir para traer los ripios a la superficie, el lodo enfría y lubrica la barrena y la sarta, protege contra reventones - manteniendo las presiones de las formaciones igualadas y deposita una costra de lodo en la pared del hoyo para evitar pérdidas de fluido hacia la formación. Aunque originalmente era una suspensión de sólidos (especialmente barros) en agua, el lodo utilizado en instalaciones modernas es más complejo. Consiste de una mezcla trifásica de líquidos, sólidos reactivos y sólidos inertes. La fase líquida puede consistir de agua dulce, agua salada, aceite Diesel o crudo y puede contener uno o más acondicionadores. Véase fluido de perforación.
- malacate s: el mecanismo elevador en una instalación de perforación. - Un malacate es esencialmente un cabrestante que hala o suelta cable de perforación y así sube o baja la sarta de perforación.
- manguera de lodo s: un tubo flexible reforzado encontrado en una instalación de perforación. La manguera del cuadrante conduce el fluido de

perforación de la bomba de lodo y el tubo vertical a la unión giratoria y el cuadrante.

- mástil s: una torre de perforación portátil que se ensambla como una unidad, o sea, en una sola pieza. Difiere de una torre común en que es una sola pieza mientras que la torre común tiene que ser desarmada. Para transportarse por tierra, el mástil se puede desarmar en dos o más piezas para transportarse en camiones. Compárese con torre.
- mástil doblegable s: un armazón de acero que se levanta verticalmente con equipo especial que va conectado al bloque de aparejo.
- molino s: herramienta utilizada para moler cualquier pieza metálica indeseable en el fondo del pozo.
- motor de combustión interna s: un motor de alta temperatura en el cual la presión requerida para crear movimiento en el mecanismo resulta de la combustión o quemadura de una mezcla de combustible y aire dentro del cilindro de la máquina.
- motor Diesel s: un motor de alta compresión y combustión interna usado extensamente para darle potencia a instalaciones de perforación. En un motor Diesel, se chupa aire dentro de los cilindros y se comprime hasta una presión altísima; ignición ocurre a medida que el combustible se inyecta al aire comprimido y calentado. Combustión se lleva a cabo dentro del cilindro, encima del pistón y la expansión de los productos de combustión imparte potencia a los pistones.
- perforación rotatoria s: un método de perforación en el cual un hoyo se perfora por medio de una barrena rotatoria a la cual se le aplica fuerza hacia abajo. La barrena va conectada y recibe rotación de la sarta de perforación, la cual también provee un pasadizo a través del cual circula el fluido de perforación. Juntas adicionales de tubería se añaden a la sarta a medida que la perforación progresa.

- perforar v: 1. hacer un hoyo para un pozo. 2. agujerear la pared de la tubería de revestimiento y el cemento para proveer hoyos a través de los cuales, fluidos de formación pueden entrar o proveer agujeros en la tubería de revestimiento para que materiales puedan ser introducidos al espacio anular entre la tubería de revestimiento y la pared del hoyo. La perforación se lleva a cabo bajando una pistola de perforación al hoyo y detonando sus cargas desde la superficie.
- plataforma s: una estructura inmóvil de costa afuera construida sobre pilotes desde la cual se perforan o producen pozos petroleros.
- portabarrenas s: un tubo pesado de paredes gruesas de acero, generalmente utilizado entre la barrena y el resto de la tubería de perforación. Esta pieza se utiliza para darle más peso a la barrena para que pueda perforar un péndulo. También llamada mechas.
- pozo s: el hoyo hecho por la barrena, el cual puede ser abierto, revestido o una combinación de ambos. A veces se usa pozo por hoyo. Véase hoyo.
- pozo brotante s: un pozo petrolero que entra con tanta presión que el petróleo surge del pozo como un chorro. En realidad, un pozo brotante es un reventón y desperdicia innecesariamente los fluidos y presiones productivos de un yacimiento. En los principios de la industria petrolera, pozos brotantes eran comunes y muchas veces eran el único indicio que se había descubierto aceite o gas. También llamado pozo surgente. Véase reventón.
- presión de la formación s: la fuerza ejercida por fluidos en una formación, registrada en el hoyo en el nivel de esta formación con el pozo sellado. También se conoce como presión de yacimiento o presión de hoyo abajo.
- producción s: 1. la fase de la industria petrolera que tiene que ver con la extracción de fluidos del pozo a la superficie y de separarlos

y almacenarlos, además de medir y arreglar el producto para la tubería de transmisión. 2. la cantidad de aceite o gas producida en un período dado.

- reventón s: un flujo descontrolado de gas, petróleo u otros fluidos del pozo hacia la superficie. Un reventón puede ocurrir cuando los fluidos de una formación entran al pozo y no se toman medidas para controlar la entrada de estos fluidos. Un cabeceo indica un posible reventón. También llamado erupción.
- revestido adj: dicese de un hoyo forrado con tubería de revestimiento que ha sido metida al hoyo y cementada. Véase tubería de revestimiento.
- sarta s: la sección completa de tubería de revestimiento, tubería o tube ría de perforación que se mete en un hoyo; la tubería de revestimiento. Compárese con sarta de perforación y barra maestra.
- sarta combinada s: una sarta de revestimiento que tiene secciones de varias resistencias a desplomo, a fuerzas internas y a tensión. La sarta combinada es diseñada para las varias profundidades encontradas en un po zo específico .
- sarta de perforación s: la columna de tubería de perforación con las uni ones de tubería vástago que transmite fluido y rotación del cuadrante hasta los portabarrenas y la barrena. Muchas veces, especialmente en el campo petrolero, se utiliza este término por barra maestra, o sea, incluye - los portabarrenas también. También llamada columna de perforación. Compárese con barra maestra.
- sarta de tubería de revestimiento s: la longitud completa de todas las sec ciones de tubería de revestimiento utilizadas para un pozo. La tubería de revestimiento se fabrica en secciones de 40 pies (aproximadamente 12 m.) y las secciones se unen una a otra para meterlas al hoyo.

- surfactante s: es toda aquella sustancia que es capaz de alterar la tensión superficial de un líquido y que puede originar diversos fenómenos de superficie, se usan como aditivos en los lodos de perforación.
- tanque de la zaranda vibratoria s: el tanque de lodo más cercano a la zaranda vibratoria, usualmente el primer tanque al cual el lodo fluye luego de volver del hoyo.
- tolva s: un embudo enorme dentro del cual se echan componentes secos (tales como barro para el lodo de perforación o cemento seco) para mezclarse con agua y otros líquidos. El líquido se inyecta a través de una boquilla en el fondo de la tolva. La mezcla que resulta puede ser lodo de perforación para utilizarse como fluido de perforación o una lechada de cemento para pegar la tubería de revestimiento al hoyo.
- torre s: una estructura grande que soporta mucho peso, usualmente hecha de metal y asegurada con pernos. En perforación, la torre regular tiene cuatro patas que bajan por las esquinas de la infraestructura y llegan hasta el bloque de corona. La infraestructura es un ensamble de vigas pesadas que se usan para elevar la torre y proveer espacio para instalar preventores de reventones y otro equipo. Por lo que una torre regular tiene que ser ensamblada pieza a pieza, casi ha sido reemplazada por el mástil doblegable que puede ser bajado y subido sin desarmar.
- zaranda separadora s: también llamada zaranda vibratoria, tamiz separador, tamiz vibratorio, rumbera y colador vibratorio. Véase zaranda vibratoria.
- Zaranda vibratoria s: una serie de bandejas con coladores o mallas metálicas, que vibran para remover los rípios del fluido de perforación durante operaciones de perforación rotatoria. El tamaño de las aperturas

en la malla se selecciona cuidadosamente para que no se cuelen ripios que se espera que salgan con el fluido de perforación. También llamada zaranda separadora, tamiz vibratorio, tamiz separador, rumbera y colador vibratorio.