

5
2 of



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"ESTIMULACION POR FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA FORMACION CHICONTEPEC. ZONA NORTE, DISTRITO SUR, CERRO AZUL VER."

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

LEOPOLDO ARGUELLO MORENO



MEXICO, D. F

1985.



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 está 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.

INDICE

	Página
<i>I N T R O D U C C I O N</i>	2
<i>I.- Selección de los pozos Apropriados para Estimularse por Fracturamiento Hidrdulico.</i>	4
<i>II.- Tipo de Fluido Fracturante y Aditivos.</i>	8
<i>III.- Agentes Apuntaladores y Materiales Espaciadores.</i>	22
<i>IV.- Selección del fluido Fracturante y Agente Apuntalador.</i>	29
<i>V.- Programación de un Fracturamiento Hidrdulico. . .</i>	37
<i>VI.- Ejemplo de Aplicación.</i>	55
<i>VII.- Resultados Obtenidos.</i>	78
<i>VIII.- Conclusiones.</i>	94
<i>Bibliografía</i>	96

I N T R O D U C C I O N

Una gran parte de las reservas petroleras se encuentran localizadas en formaciones de valores bajos de permeabilidad, las cuales no pueden ser producidas económicamente con las técnicas ahora conocidas.

Aunque el desarrollo del fracturamiento hidráulico nos ha permitido producir una parte de estas reservas, en realidad se puede decir que es poco el conocimiento del sistema de fracturas creadas o del efecto de fracturas naturales en el flujo del fluido en el yacimiento.

La estimulación de pozos es un antiguo problema de Ingeniería Petrolera, que ocupa una posición importante en la recuperación de hidrocarburos. La experiencia adquirida durante la perforación y los tratamientos con ácidos, dió lugar a que se utilizara la presión hidráulica para formar fracturas artificiales que facilitarían el flujo de hidrocarburos al pozo. Posteriormente dichas fracturas se lograron inyectando un fluido conteniendo un material sustentante que ayuda a mantener abierta la fractura, permitiendo con éste, al flujo de hidrocarburos, migrar desde distancias más alejadas. Fue así como se desarrolló la técnica del fracturamiento hidráulico y este método, como casi todo lo que se relaciona con la Industria Petrolera, ha venido modificándose para tener resultados óptimos.

Ya que en la actualidad, con la tendencia de perforar y terminar los pozos lo más rápido posible, se han provocado efectos dañinos debido a que el control de los fluidos de perforación es difícil; especialmente en la etapa de terminación se hace más complicado, sobre todo en lo que respecta a la pérdida de fluido, que es lo que daña a la permeabilidad en una forma

ción y el daño es causado en menor o mayor grado y su capacidad de producción es reducida en forma proporcional al daño sufrido.

C A P I T U L O I

SELECCION DE LOS POZOS APROPIADOS PARA ESTIMULARSE POR FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Los pozos mal seleccionados, es una de las causas principales que ocasiona la falla de un fracturamiento y se presenta cuando las condiciones del pozo no son las adecuadas para efectuar este tipo de operación.

Las técnicas pueden tener límites, tanto en el aspecto mecánico, como por las características de la formación en la cual está terminado dicho pozo.

Sobre el aspecto mecánico puede decirse que, de acuerdo con los resultados obtenidos en las operaciones de campo, las causas por las que fallan los fracturamientos en pozos mal terminados, son por los siguientes casos:

a) POZOS MAL CEMENTADOS:

Es de importancia la cementación primaria de una tubería de explotación y deben tener un alto por ciento de adherencia para efectuarse este tipo de operaciones. Es lógico pensar que si se tiene una cementación canalizada al efectuar el fracturamiento, puede no fracturarse la formación productora deseada y sí producir fracturas verticales hacia las formaciones vecinas.

b) CERCANIA DEL FONDO INTERIOR DEL POZO A LA ZONA DISPARADA:

Es conveniente que el fondo interior del pozo esté alejado de la base del intervalo disparado con el objeto de que haya espacio para que se depositen materiales residuales y que éstos no sean arrastrados por el fluido fracturante hacia la formación, sobre todo si se usan aditivos para estimu

laciones selectivas, con bolas selladoras, etc.

c) POZOS CON INTERVALOS EN FORMACIONES SUAVES:

En pozos que presentan estas condiciones, al fracturar - la formación, no se apuntala la fractura, por lo tanto, sólo se conseguirá rellenarla de material apuntador, originando un radio de fractura muy pequeño.

d) POZOS CON INTERVALOS EN FORMACIONES MUY COMPACTAS:

Estas requieren presiones muy altas para fracturarse y se debe recordar, que aunque en la superficie se cuenta con un equipo capaz de levantar altas presiones, también se deben tener presentes las limitaciones de la resistencia de la tubería de revestimiento y conexiones superficiales.

Puede suceder que la presión requerida para romper la formación, sea mayor que la que resiste la tubería.

e) POZOS CON INTERVALOS MUY CERCANOS AL CASQUETE DEL GAS:

Si se efectúa un fracturamiento en un intervalo próximo - al casquete de gas, creando una fractura vertical, sólo se logrará el avance de éste y la producción resultará con una alta relación gas-aceite, teniendo como resultado el desperdicio de la energía del yacimiento.

f) POZOS CON INTERVALOS MUY CERCANOS AL CONTACTO AGUA-ACEITE:

Si se pretende efectuar una estimulación por fracturamiento, a través de un intervalo que está produciendo con un porcentaje considerable de agua o bien, cercano al contacto agua-aceite; el avance de éste será mayor, dando como resultado que en un período de tiempo muy corto, se invada de agua y el costo del fracturamiento no se recupere.

g) POZOS CON INTERVALOS MUY PROXIMOS A UNA FALLA O SOBRE ESTA:

Un pozo con un intervalo en estas condiciones, se puede afirmar que al efectuarle un fracturamiento, el material sustentante se va a perder sobre el plano de la falla, haciendo fracasar la estimulación.

Con respecto a las características de la formación se mencionan lo siguiente:

- a) Si un pozo puede producir hidrocarburos adicionales como resultado de la fractura.

Una de las primeras cosas que hay que determinar es, si el pozo tiene más gas o aceite que producir en forma rentable.

- b) Debe tener la presión suficiente el yacimiento para que fluya el aceite o gas a la fractura.

Muchas veces, al completar la etapa inicial, se puede usar una prueba de acumulación de presión, para determinar la capacidad que tiene el pozo de responder.

- c) La fractura puede ser benéfica en los pozos terminados en formaciones que tienen un alto contenido de arcillas o zonas sucias, que pueden haber originado daños a la formación, que se bloqueó o se dañó dicha formación cuando se perforó.

Si el daño es muy penetrante, es necesario fracturar a través de la zona dañada.

- d) Si se perfora un pozo en una zona de baja permeabilidad, puede ser candidato a la fractura.

La permeabilidad natural baja, no permite que haya una producción económicamente aceptable. Estos pozos pueden pro-

ducir a ritmos mayores cuando se les fractura, porque la caída de presión por fricción, disminuye en la vecindad del pozo.

- e) Algunas formaciones que contienen redes de fracturas naturales y la producción proviene de éstas, en general los tratamientos de la fractura a alta velocidad y grandes volúmenes, conectarán las fracturas naturales en cantidad suficiente para aumentar la producción.
- f) Las fracturas no están limitadas necesariamente a los pozos de producción. También se han usado con éxito para tratar pozos de inyección (gas o agua)

El avance del perfil de inyección, se puede mejorar con la fractura.

- g) La producción puede reducirse por la redepósito de finos, escamas, sal, parafinas en la fractura cercana al pozo.

Un tratamiento de fractura pequeño, puede eliminar dicha restricción para restablecer la producción del pozo.

- h) Los pozos parcialmente agotados que producen en zonas lenticulares, se pueden fracturar con resultados buenos. Se han usado tratamientos de volúmenes mayores para crear fracturas más largas, con el objeto de conectar las zonas que con anterioridad se encontraban aisladas, después del tratamiento de fractura inicial, al comunicarse se logra un ritmo de producción mayor.

C A P I T U L O I I

TIPO DE FLUIDO FRACTURANTE Y ADITIVOS

Un fluido fracturante, es aquel que amplía e inicia la fractura durante el tratamiento y es importante seleccionar el apropiado a las condiciones específicas de cada pozo.

Los estudios químicos y los más recientes de Ingeniería, han hecho combinaciones de fluidos, de aditivos y de equipos - que se adapten convenientemente al amplio rango de condiciones que se han encontrado en las operaciones, por lo cual se tiene una gran variedad de tipos de fluidos útiles para usarse en un fracturamiento hidráulico.

Para seleccionar el fluido más adecuado a un pozo específico, es necesario conocer sus propiedades ya que éstas pueden modificarse y presentar una variedad de efectos deseados.

Para que sea un fluido adecuado, debe poseer las siguientes características:

- a) Bajo filtrado.- Esta propiedad permite al fluido permanecer en la fractura, sin que haya flujo del mismo hacia el interior de la formación.

El volumen total del fluido bombeado al pozo, se divide en volumen de fractura y de filtrado; por lo que a menor filtrado, mayor será la eficiencia de fractura.

El filtrado depende sobre todo de la viscosidad y de las propiedades de la formación de enjarre del fluido, ambas - pueden ser controladas con el uso de aditivos apropiados.

- b) Tener una buena capacidad de suspensión y de transporte.-Es necesario ya que se tiene que agregar un agente apuntalador al fluido fracturante, éste deberá poseer propiedades para -acarrearlo y evitar al máximo su asentamiento. Estas propiedades dependen principalmente de la viscosidad, densidad y velocidad del flujo del fluido. Estos parámetros pueden ser controlados con el empleo de aditivos adecuados.
- c) Deberá ser de fácil retorno de la formación al pozo.- Es necesario para obtener el máximo beneficio del fracturamiento, ya que si no es fácil eliminarlo, él mismo presentará un obstáculo del flujo hacia el pozo de los fluidos de la formación.
- d) Ser compatible con los fluidos de la formación física y químicamente.- El fluido fracturante, no debe provocar emulsiones o precipitados que reduzcan la permeabilidad de la roca almacenante, porque se reducirá el flujo de los fluidos hacia el pozo.
- e) Causar bajas pérdidas por fricción al ser bombeado.
- f) Provocar un mínimo de daño a la permeabilidad de la formación.
- g) No ser peligroso en su manejo.
- h) No tener un alto valor de costo.

Estas son las características que tiene que cumplir un fluido fracturante para que sea óptimo en su manejo, así como en los resultados que se esperen de este.

Un fluido fracturante se divide en dos partes, según la

función de cada una de ellas: una es el colchón y la otra el volumen del fluido con agente apuntalador.

Colchón inicial:

Es un volumen de fluido fracturante que se usa principalmente para iniciar, extender y crear la fractura desde el pozo hasta la distancia deseada.

Apoiándose teóricamente el colchón inicial, controla la pérdida inicial en el área de fractura a medida que progresa el tratamiento.

El volumen del colchón varía notablemente con las características de la formación y generalmente tiene la misma composición del fluido que lleva el agente apuntalador.

Volumen del Fluido con Agente Apuntalador:

Una de las bases más importantes para mantener abierta la fractura, es el fluido que lleva el agente apuntalador, ya que de su eficiencia en el acarreo y su concentración óptima, dependerá el éxito del fracturamiento; para ello es necesario que entre las propiedades del fluido, se vigile cuidadosamente la viscosidad, ya que esta ayuda a suspender la arena y las pérdidas de fluido en las fracturas son reducidas aunque se tenga incremento de la presión de bombeo.

FLUIDOS BASE ACEITE

Los fluidos base aceite fueron los primeros en usarse en las operaciones de fracturamiento se preparaban con gasolina de alta densidad napalm (una sal ácida grasosa de aluminio), kerosina, diesel y crudo gelatinizado, estos fueron los componentes de los fluidos utilizados en la hidro fractura.

La sal ácida grasosa de aluminio impartía la viscosidad y reducía las pérdidas de fluido además mejoró la habilidad del fluido para trasportar el agente apuntalador.

Los fluidos antes mencionados fueron sustituidos por aceites viscosos refinados, aceites estabilizados, sales de jabón ácido grasoso y finalmente por emulsiones y fluidos a base de ácido.

ACEITES VISCOSOS REFINADOS

Las especificaciones de este tipo de aceite, son las siguientes:

Gravedad. 6 a 25°
Viscosidad. 50 a 30 cp. 100° F
Pérdida de fluido API 25 a 100 Cm. en 30 minutos
Asfaltenos menos de 0.75 %

Este tipo de aceites, tienen muchas ventajas en el fracturamiento fue muy usado, ya que se preparaba rápidamente y es de fácil eliminación de la formación, cuando el pozo se abre a producción.

Tienen la habilidad de reducir su viscosidad conforme aumenta la temperatura o cuando son diluidas por el aceite de la formación, debido a esto serán rápidamente extraídos de ella.

ACEITES ESTABILIZADOS GELATINIZADOS

Este tipo de fluidos son compatibles con la formación, ya que son fluidos de aceite con pequeñas cantidades de jabonadura ácida y sosa cáustica, lo anterior hará que se forme un gel en la masa de aceite que reducirá las pérdidas de fluido y fricción durante el bombeo y además, hará que aumente su viscosidad.

Fueron muy comunes, debido a que se disponía de ellos rápidamente, su bajo costo y por sus propiedades reductoras de fricción.

Los geles se pueden preparar en forma continua o en batches, mezclados con un alcalino fuerte (50 a 50% de sosa cáustica), junto con un ácido grasoso que ya ha sido disuelto en el aceite, la reacción formará jabonaduras miscelares que impartirán las propiedades deseadas; el grado de dispersión y agitación de los geles, influirá en la viscosidad aparente de la mezcla después que se homogeniza. Por otra parte, la gelatinosidad y viscosidad aumentarán.

Una de las ventajas de este tipo de aceites, es su sensibilidad al agua; al contacto con el agua de la formación (dulce o salina) se disuelve la jabonadura y a menos que se presente un problema de emulsión, se reducirá la viscosidad del sistema.

Tiene como desventaja que estos tipos de aceites no podrán ser usados a altas temperaturas, sobre los 200° F., los geles tienden a transformarse en semi-sólidos grasosos. Un aceite o destilado de alta densidad, se limitará a ser usado a una temperatura máxima de 175° F.

Generalmente el aceite gelatinizado, será producido como aceite de la formación.

ACEITES ESTABILIZADOS.

El aceite estabilizado viscoso, puede ser usado para las estimulaciones por fracturamiento hidráulico, tienen una baja pérdida de fluido o pueden desarrollar esta propiedad, si se les añade un material apropiado.

Este tipo de fluido con los aditivos adecuados, transporta

rd bajas concentraciones del agente apuntalador, a moderados valores de bombeo.

ADITIVOS REDUCTORES DE FRICCIÓN Y PÉRDIDA DE FLUIDO

Los agentes usados para reducir las pérdidas por fricción en los fluidos base aceite, son de dos tipos:

- a) Gel ácido; éste, aunque no aumenta la viscosidad aparente, - reduce la fricción entre tubería y fluido cuando se bombea a alta velocidad o cuando se cce en la región de régimen turbulento.
- b) Hidrocarburo de alto peso molecular (polímero) que tiene la misma función que el primero, es efectivo en bajas concentraciones, la selección del aditivo apropiado para reducir las pérdidas de fluido, es importante para el adecuado diseño del tratamiento.

Teóricamente un aditivo de pérdida de fluido, deberá ser efectivo en bajas concentraciones, fdcil de eliminarse de la formación, ser relativamente neutro y compatible con los fluidos del yacimiento.

La concentración de estos aditivos, deberá ser determinada cuando sea posible, por pruebas de laboratorio y en muestras de la formación a las condiciones del yacimiento.

El aditivo más ampliamente usado para controlar la pérdida de fluido, es el adomite Mark, es efectivo en aceites refinados, estabilizados y emulsiones.

Foskes y Hurst, reportaron los resultados del contralador de pérdida de fluido. En el muestran que el gas incluido en el aceite y agua desarrolla las mismas propiedades que los demás

agentes sólidos usados para tal efecto; con el gas se obtendrá una baja pérdida de fluido y además tendrá la ventaja de ser fácilmente removido, ser completamente neutro y compatible con los fluidos del yacimiento.

En general, los aceites estabilizados pueden ser usados en formaciones que pueden ser o no solubles en ácido; no podrán ser usados en yacimientos productores de gas y se debe cuidar la temperatura a la cual van a ser usados.

FLUIDOS BASE AGUA

Una de las más recientes tendencias en el fracturamiento hidráulico ha sido el aumento del uso de los fluidos base - agua. Anteriormente se consideraba que no era adecuado inyectar agua a la formación productora; se pensaba que era dañina e inclusive, podía obstruir parcial o totalmente el flujo de aceite hacia el pozo.

A pesar de lo anterior el uso fue cada día mayor dado los buenos resultados obtenidos.

Actualmente, las dos terceras partes de los pozos con - fracturamiento hidráulico, se hacen con fluido base agua, ya - que son adecuados en casi todo tipo de formaciones, con excepción en las que son mojadas por aceite.

Las ventajas más importantes de estos fluidos son:

- . No es flamable
- . Fácil disponibilidad en los campos petroleros.
- . Bajo costo.
- . Los reductores de fricción son efectivos en ella.
- . Baja viscosidad y alta densidad.
- . Gran poder de suspensión.

Por la f3cil modificaci3n es muy vers3til.

Su alta densidad en comparaci3n con los fluidos base aceite hace que aumente la carga hidrost3tica, que har3 que disminuya notablemente la potencia requerida en el equipo de bombeo su perficial.

El Guar es un pol3mero n3tural.

Proviene del frijol de Guar, que se cultiva principalmente en la India, se quita la cdscara del frijol y la parte interior o endoesperma de este frijol se muele para obtener un polvo fino, lo que nos da el pol3mero b3sico de guar que se usa como gelante, muy soluble en agua.

- Característica

Se puede usar en salmueras

- Residuos 1 - 2%

- F3cil de intervenir.

- 50 lb -- 5l cp a 51l seg⁻¹

"GOMA GUAR"

Se considera como la base de los fluidos fracturantes base agua, y es el m3s adecuado para impartir gelatinosidad al agua dulce o salada.

Hay dos tipos de "goma guar": una es la apropiada para operaciones de mezcla de bacheo y la otra se emplea para mezclas continuas y es la m3s ampliamente usada, se prefiere esta 3ltima porque se hidrata en poco tiempo y alcanza r3pidamente un alto valor de viscosidad.

Cuando la mezcla es la adecuada, el material proporciona una viscosidad apropiada, se reducen las p3rdidas de fluido y de fricci3n.

Los valores relativos de hidratación para diferentes clases de "goma guar", se observan en la gráfica de la figura 2.1.

Por la adición de finas partículas, las mezclas continuas de "goma guar" puede contener uno o más desemulsificadores de sistemas que mejorarán las propiedades del flujo; son generalmente agentes oxiantes. Otros aditivos que mejorarán el flujo, son los silicatos hidratados o productos similares.

En las mezclas de bacheo, se diseñan para aprovechar la propiedad de la "goma guar"; se produce una reacción compleja de ésta en presencia de un compuesto baratado. Junto con bórax, la "goma guar" se puede disolver en una pequeña solución alcalina sin aumentar su viscosidad.

La mezcla generalmente se prepara de la siguiente manera:

- La goma, cal y bórax, se disuelven en un ácido orgánico (ácido sulfámico), los dos últimos se disolverán rápidamente, proporcionando el medio alcalino.
- La goma de este medio, se disolverá mientras que la porción ácida se disuelve lentamente, bajando el pH y causando que la goma gelatinice al agua en forma normal.

Hay numerosas variaciones que se pueden llevar a cabo por la combinación y concentración de las enzimas desemulsificadoras del sistema. La gráfica de la Figura 2.2., muestra el comportamiento de la viscosidad, usando y prescindiendo de enzimas; pero variará dependiendo de la especificación.

ADITIVOS REDUCTORES DE PERDIDAS DE FRICCIÓN Y FLUIDOS BACTERICIDAS Y PRECIPITANTES .

Como se expuso anteriormente, una de las ventajas del uso

del agua en los fracturamientos es que la fricción ocasionada - es mucho menor, los agentes que reducen esta pérdida son general- mente poli-acrilamidas hidrolizadas son efectivas. La viscosidad obtenida por los agentes antes mencionados, influenciará la -- pérdida de filtrado, propiedad de suspensión y desplazamiento del agente apuntalador.

Por la incorporación de pequeñas cantidades de sólidos - inertes como el sílice molido, se puede controlar la pérdida - de fluido,

El material más usado para tal efecto, es el adomite-agua, Este compuesto es una mezcla de almidón, bentonita, sílice moli- do, "goma guar" y surfactantes.

Con frecuencia es necesario usar un bactericida en los - fluidos base agua. Hawcey indica que el agua sin tratar que se inyecta al yacimiento puede llevar bacterias, las cuales pueden causar daño al pozo.

Entre los bactericidas solubles en agua están las aminas cuaternarias y materiales tales como los jenules clorinados.

Los polifostatos tales como el sodio, magnesio y fosfatos de calcio, retrasan la precipitación de los desechos indesea- bles.

SURFACTANTES Y AICCOHOLIOS

Los surfactantes generalmente se añaden a los fluidos pa- ra reducir su tensión interfacial y facilitar así su fácil eli- minación de la zona estimulada; además, sirve para proporcionar una acción estabilizante al espumeo, esto último, es efectivo en pozos de gas.

Existen controversias acerca del uso de los agentes anti-

espumantes. En un estudio de Bernard, se reporta que cuando se añada un material de este tipo de fluido fracturante, hay una tendencia de la espuma para acumularse en los poros pequeños y fluir por los canales interconectados, lo anterior aumentará las fuerzas capilares y reducirá la capacidad de flujo del aceite, reduciendo por consiguiente, lo efectivo del tratamiento.

Mc. Leod y Coulter presentaron un estudio sobre el alcohol como un agente reductor de la tensión interfacial. Las concentraciones del 10 al 20% pueden inyectarse en grandes volúmenes. Sin embargo, su uso ha sido limitado debido a su alto costo, y a que existen dificultades para conseguir las propiedades deseadas de viscosidad y control de pérdida de fluido.

FLUIDOS BASE ACIDO Y EMULSIONES ACIDAS

Los fluidos fracturantes base ácido en general siguen el modelo de los fluidos base agua; esto es, los factores importantes a considerar son las pérdidas por fricción y fluido.

GELATINIZANTES Y ADITIVOS DE PERDIDA DE FLUIDO Y FRICCION EN LOS FLUIDOS BASE ACIDO

Primeramente se usa la "goma guar". El ácido clorhídrico tratado con esta goma será efectivo en el fracturamiento, dando como resultado una gran penetración del ácido en la formación.

Su uso ha declinado por su alto costo y su inestabilidad a temperaturas mayores de 100° F.

El control de pérdida de fluido es difícil debido a la acción del ácido; por lo anterior, los agentes deben ser efectivos.

Hay dos tipos que han dado buenos resultados:

- 1.- Mezclas de ácido con gomas resistentes, sílice molido y resinas solubles en agua.
- 2.- Polímeros sintéticos que se hinchan (hidratan) en el ácido pero conservan sus propiedades y son estables en presencia del ácido clorhídrico.

Las pérdidas por fricción son controladas por la "goma guar". Esta reduce la fricción y es efectiva en bajas concentraciones no estables en soluciones al 15 % de ácido clorhídrico, se debe usar a moderadas temperaturas de fondo y en mezclas continuas. Las poliacrilamidas son más estables y pueden ser usadas a altas temperaturas.

EMULSIONES ACIDAS

Estas no son muy usuales pero debido a su estabilidad son adecuadas a altas temperaturas.

La más usada es la emulsión con un porcentaje del 60 al 90 % de la fase ácida. Al preparar la mezcla deben de usarse emulsificantes.

Para facilitar la preparación y lograr el grado deseado de estabilidad, estos deberán de actuar hasta que se concluya el fracturamiento. En ese instante, deberán de perder sus propiedades, para que así el fluido sea rápidamente retirado de la formación.

Las emulsiones ácidas se emplean principalmente en pozos con alta temperatura, donde se quiere que el ácido actúe a gran penetración.

El ácido clorhídrico químicamente retardado ha tenido ciertas ventajas debido a su bajo costo, lenta reacción y baja viscosidad.

E S P U M A S .

Las espumas que se usan como fluidos fracturantes, son dispersiones de gas de nitrógeno en un líquido con una cantidad - pequeña de surfactante y han demostrado ser altamente efectivas, especialmente en zonas productoras de gas de baja permeabilidad y baja presión.

La fase líquida puede ser de agua, alcohol, ácido o aceite, ya que en la mayoría de los casos se gelatifica la fase líquida para aguar a transportar los agentes de sostén y para dar una mayor estabilidad a la espuma.

La viscosidad aparente de la espuma está directamente relacionada por el porcentaje volumétrico del nitrógeno y del líquido. El porcentaje volumétrico del nitrógeno se conoce como la cantidad de la espuma.

Un tratamiento para fracturar normalmente con espuma, consiste en pasar la fase líquida por un mezclador para que se mezcle con el agente de sostén, para después pasarla a través de una bomba de precurización. El agente espumante se inyecta, línea abajo del depósito de la mezcladora y se inyecta nitrógeno, línea abajo de la bomba de presurización.

La espuma tiene su formación en el punto en que se inyecta nitrógeno en la corriente de líquido y agente de sostén.

En algunos casos, se usan generadores de espumas en el punto en que se inyecta el nitrógeno para cerciorarse de que la espuma sea más homogénea. Anteriormente sólo usaban bajas concentraciones, puesto que solo se agregaba el agente de sostén a la porción líquida de la espuma, pero haciendo cambios en válvulas de equipo de bombeo y otros accesorios, se llega a concentra-

ciones más altas. Se usan en la actualidad, concentraciones de 1 a 6 lb. por galón de espuma.

Las ventajas de la espuma, son las siguientes:

- 1.- Tiene características para impedir la pérdida de fluido.
- 2.- Desarrolla buena viscosidad.
- 3.- Tiene capacidad para transportar una concentración de arena aceptable.
- 4.- Deja menos líquido en la formación.
- 5.- Permite hacer una depuración rápida después del tratamiento.

Blaver y King, han evaluado el resultado sobre las características de pérdida de fluido de la espuma. Estos resultados indican que la pérdida de fluido a la formación, es muy baja y superior a los fluidos convencionales usados para el tratamiento.

Mitchell ha descrito la viscosidad de la espuma y se ha demostrado que la espuma se comporta como un fluido plástico tipo Bingham, la viscosidad de la espuma está relacionada con respecto a la calidad de la misma.

La capacidad que tiene la espuma para transportar arena, - se ha medido en espumas estáticas, son buenas para este fin. - Blaver evalúa que las velocidades de asentamiento medidas en espumas, son mucho menores que las velocidades de asentamiento en agua o en agua gelatificada.

La espuma es sensible a la presión de inyección, puesto - que su fase interna es comprensible. Si se aplica una presión más alta durante un tratamiento, se necesitaría más nitrógeno para mantener la relación volumétrica para una espuma de calidad dada.

CAPITULO III

AGENTES APUNTALADORES Y MATERIALES ESPACIADORES

Agentes Apuntaladores:

Los primeros trabajos experimentales sobre fracturamiento de formaciones productoras, demostraron que las fracturas creadas tienden a cerrarse cuando cesa la presión sobre el fluido fracturante. Después de comparar el resultado de numerosos tratamientos, se ha confirmado la necesidad de un agente de sostén para mantener abierta la fractura y no permitir que se cierre - ésta, teniendo como consecuencia una disminución en la capacidad de flujo y un aumento en la productividad del pozo.

Para evitar lo anterior, se empezó a introducir en la masa del fluido, un agente que entra en la fractura, quedando en ella a manera de apuntalante. Con esto se evita que se cierre completamente al cesar la presión.

Lo primero que se usó para el efecto, fue arena. Esta debe ser de sílice, de suficiente dureza y limpia para impedir que las impurezas se depositen en la fractura y obstruyan el flujo a través de ella.

Los granos deben ser suficientemente fuertes para que no se trituren y deben colocarse en una densidad (número de grano por unidad área) adecuada para que la penetración de la arena en la formación, no sea excesiva.

Los tamaños de los granos de arena son los correspondientes a las mallas.

La siguiente tabla, muestra el diámetro promedio de los diferentes tipos de materiales de sostén, así como las concentraciones para una sola capa:

RANGO DEL TAMAÑO DE LA MALLA		DIAMETRO PROMEDIO DE AGENTES DE SOSTEN TAMIZADOS.		lb/1000 pie ² PARA UNA SOLA CAPA
Arena	4 -8	0.1415	pg.	1 164
Arena	8-12	0.0638	"	772
Arena	8-16	0.0567*	"	456
Arena	12-20	0.0502	"	396
Bauxita Sinterizada	12-20	0.0432	"	557
Arena	10-20	0.0469	"	314
Arena	10-30	0.0330*	"	262
Arena	16-30	0.0437*	"	346
Arena	18-35	0.0302	"	238
Arena	20-40	0.0276	"	157
Bauxita Sinterizada	20-40	0.0215	"	221
Arena	30-60	0.0165*	"	131
Arena	40-60	0.0146	"	122
Bauxita Sinterizada	40-60	0.0117	"	172
Malla	100	0.00969	"	-

* Resultados del análisis del material tamizado, tomando sólo una muestra.

La concentración de los granos no debe ser tan alta que - dificulte el paso de los fluidos, ni tan baja que no sea suficiente para apuntalar la fractura.

Se ha demostrado en varios trabajos analíticos y de laboratorio, que existe una concentración para la cual, el flujo a través de una fractura apuntalada es máxima.

El conocimiento de esta concentración óptima es importante, ya que con ello se ayuda a hacer más efectivo el fracturamiento.

a) ARENA:

La más económica y usada es la Ottawa. Debe ser redondeada y no quebradiza, esto último es función del grado de limpieza de la arena.

b) METALES MALEABLES:

Las partículas de aluminio, presentan propiedades que tienden a vencer las limitaciones de los agentes apuntaladores.

Las partículas de aluminio, que son pequeños cilindros de este material, se usaron durante algún tiempo, pero se observó que se deforman y se quiebran con el tiempo a las altas presiones existentes en el yacimiento, haciendo con esto que las fracturas se cierren.

Esta deformación resulta de presentar una gran área sobre la cara de la fractura; además, la corrosión origina la destrucción de las partículas y el obturamiento parcial de las fracturas.

Las pruebas de laboratorio recomiendan su uso en formaciones afalladas de arenisca.

c) CUENTAS DE VIDRIO:

Son esféricas y por lo tanto tienen menos tendencia a -

ompacarse demasiado como ocurre con los demás agentes; su resistencia es la adecuada para pozos poco profundos.

Las bolitas de vidrio son partículas de muy alta resistencia, pueden soportar presiones altas y cuando se rompen se desintegran completamente sin dejar residuos que puedan obstruir las fracturas, actualmente son usadas con mucha frecuencia.

d) CASCARA DE NUEZ:

Se pueden usar cáscaras de nuez tratadas, (Angulares y Redondeadas), las últimas son las mejores.

Su resistencia a la compresión, es baja en comparación con la arena y las partículas de aluminio.

Las características de los agentes apuntaladores antes mencionados, con las siguientes:

<u>SUSTENTANTE</u>	<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>DENSIDAD</u>	<u>NATURALEZA QUIMICA</u>
Arena -----	No maleable -----	2.65 gr/cc	----- Inerte
Cáscara de nuez	-----Maleable -----	1.35 gr/cc	-- Inerte hasta
Perlas de aluminio	--- Maleable -----	2.7 gr/cc	-- Corrosión ^{95° C} en salmuera y ácidos.
Cuentas de vidrio	---- Maleable -----	2.65 gr/cc	-- Inerte.

NATURALEZA DE LOS SUSTENTANTES

T I P O	M A T E R I A L	D E N S I D A D (gr/cc)
AGENTES ELASTICOS FRAGILES	Arenas naturales	2.6 a 2.65
	Perlas de vidrio	2.55 a 2.6
	Perlas de Bauxita	-
AGENTES ELASTO PLASTICOS	Cáscara de nuez	1.3
	Perlas de polímero	1.0
	Perlas de acero	-
	Perlas de aluminio	2.7

Con respecto a las características mecánicas de las rocas, se tienen las siguientes:

- Rompimiento del Sustentante:

El desprendimiento de finos se tiene cuando la formación es más dura que el agente sustentante, se usa en la carga crítica.

- Deformación del Sustentante:

La carga a la que está sometido dicho sustentante hace que el material se deforme pero éste no pasa el límite de la carga crítica.

- Incrustación:

Quando el agente sustentante es más resistente que la formación.

En cada uno de estos casos se reduce la conductividad creada por el fracturamiento.

Se entiende como carga crítica a la fuerza necesaria para crear la fractura.

La presión de incrustación, se define como la carga aplicada entre el área proyectada.

Materiales Espaciadores

Para asegurar una buena concentración y distribución del agente apuntalante, con frecuencia se agrega un material espaciador que sea similar en tamaño, forma y densidad que el apuntalante; además debe ser soluble con los fluidos del yacimiento o cualquier otro que se inyecte al concluir el tratamiento.

El material espaciador ocupa temporalmente un lugar en la fractura, previniendo así que el agente apuntalante se empaque demasiado y reduzca la capacidad de flujo de la misma. Después de la estimulación, como ya se dijo anteriormente, el material se disolverá por la acción de los fluidos existentes en el yacimiento u otro que se inyecte para el efecto, dejando al agente apuntalante con una buena distribución en la fractura. Los canales serán más amplios a través de ella, permitiendo que los hidrocarburos puedan fluir con facilidad hacia el pozo.

A continuación se describirán los materiales espaciadores,

más ampliamente usados en la actualidad.

1.- Urea (NH_2 $CONH_2$):

Es soluble en agua e insoluble en aceite y por tanto, deberá ser usado en los fluidos base aceite; su densidad es de 1.3 gr/cc., por lo cual podrá usarse con cáscaras de nuez. Se disuelve en la fractura por el bombeo de agua al final de la operación. El tiempo de solubilidad de la urea en agua dulce o salmurea a 80° F., se muestra en la gráfica de la Figura 3.1.

2.- Resinas de Hidrocarburos:

Son altamente solubles en hidrocarburos nafténicos, su densidad es de 1.1 cc., mínima 28 siendo adecuada para usarse con cáscaras de nuez o con las esferas de plástico. Se usa en los fluidos base agua, ya que se disuelven en la fractura, punto final por el aceite de la formación. El tiempo de solubilidad en una concentración del 20% en peso a 80° F., es de dos horas en kerosina y una hora en diesel.

3.- Bisulfato de Sodio:

Su rápida solubilidad en un medio acuoso, permite que se use en los fluidos a base de aceite. Su densidad es de 2.7 cc. aproximándose a la de la arena. Se disuelve por el agua de la formación o por la que se inyecta al final del tratamiento.

No es recomendable que se use en yacimientos carbonatados debido a que se puede formar el sulfato de calcio.

C A P I T U L O I V

SELECCION DEL FLUIDO FRACTURANTE Y AGENTE APUNTALADOR

a) SELECCION DEL FLUIDO FRACTURANTE:

·Existe una cantidad variable de fluidos fracturantes disponibles ya aplicados a diferentes formaciones, y para su uso se pueden establecer criterios, para decidir dónde y cuándo darán mejor resultado unos y otros.

La selección está limitada por la formación, así como también por los fluidos existentes en ella. Al considerar las propiedades de la formación tanto físicas como químicas, ya que las propiedades de los fluidos del yacimiento son de importancia para su selección. Como son los factores de temperatura, presión y saturación de fluidos, pueden influenciar la clase de fluido a usar.

Con respecto a las propiedades de la formación, se considera con mayor prioridad las físicas y químicas, es por ello que se deberá seleccionar un fluido que no reduzca fuertemente la permeabilidad y que sea de fácil eliminación.

Un factor importante es el contenido de arcillas en la roca, en este caso, se recomienda el uso de los fluidos base - aceite, ya que evitará que éstas se hinchen y causen una reducción en su permeabilidad.

El estudio de Jones sobre el comportamiento de los fluidos acuosos en las rocas que contienen arcillas, es de los más completos, ya que se muestra que los cationes divalentes pueden suministrar insensibilidad a las arcillas; se tiene que con una adición de 0.5% de calcio o cloruro de potasio a los fluidos, base agua, se previene con esto la disminución de la permeabilidad causada por el hinchamiento de las arcillas, ya que este efecto reduce la productividad del pozo.

Si la formación está constituida por carbonatos, se considera el uso de los fluidos base ácido. Las emulsiones ácidas se emplean en temperaturas superiores de los 250° F., a valores más bajos de esta temperatura, por lo regular se usa un ácido químicamente retardado.

Las tendencias actuales indican que para el fracturamiento de formaciones que estén constituidas por caliza y dolomita, se deben de usar altos volúmenes de ácido clorhídrico concentrado.

Otros factores son la temperatura y presión de fondo así que la temperatura debe de ser considerada al seleccionar el tipo de fluido, la clase y concentración de los aditivos que serán efectivos en la formación; deberán ser llevados a la temperatura existente.

La eficiencia de los fluidos base aceite, agua y ácido se ve afectada por la temperatura a la cual se exponen.

En muchos fluidos es determinante la temperatura como en los aceites estabilizados gelatinizados, que se limitan a temperaturas menores de 200° F., ya que sobre este valor habrá una reacción en la cual se formarán sólidos grasos.

También para los aceites refinados residuales, con un aumento en la temperatura, se tendrá que aumentar la cantidad de aditivos de pérdida de fluido y fricción, mientras que con una disminución tendremos un aumento en la viscosidad.

Los fluidos base ácido y comúnmente los ácidos gelatinizados, se cortan rápidamente a altas temperaturas.

En los fluidos base agua, se tiene que aumentar considerablemente la concentración de "goma-guar" y aditivos contra la pérdida de fluido y fricción si es que son usados en pozos con altas temperaturas, y un caso poco común, cuando se quieren usar en temperaturas anormales se deben de usar los polímeros sintéticos.

En lo que respecta a la presión, se tiene que inyectar un fluido fracturante viscoso con alta densidad, con esto se reduce la potencia del equipo de bombeo superficial, requerida en el fracturamiento.

En pozos con bajas presiones de fondo, primeramente se tendrá que seleccionar un fluido que sea de baja viscosidad y pueda ser removido fácilmente de la formación.

En lo que respecta a los fluidos de la formación, que contienen almacenados hidrocarburos pesados, es inadecuado fracturar con aceites de baja densidad, ya que esto causará una precipitación de los materiales pesados. En tal caso, se tiene que usar un aceite que contenga suficientes aromáticos.

Un fluido base agua, puede controlar la precipitación de los asfaltenos; sin embargo, no deben ser usados en las formaciones mojables por aceites, ya que puede reducir el valor de la permeabilidad relativa al aceite.

Otro factor que no debe pasarse por alto es la compatibilidad del fluido fracturante con los existentes en el yacimiento. Esto se comprueba por análisis de laboratorio para determinar si se puede formar cualquier precipitación o emulsión no deseable. Algunas veces se deben tener en cuenta los fluidos usados en anteriores operaciones (cemento, filtrado, fluidos de estimulaciones).

En los análisis del laboratorio se deben usar los fluidos del yacimiento y el que se desea emplear en el fracturamiento.

Se considerará que la presencia de un líquido en yacimientos de gas, puede afectar el flujo de él hacia el poro. Usando ácidos o fluidos con alcohol se mejora el flujo de gas.

McC. Leod y Coulter, opinan que tiene importancia cuando la formación en estudio contiene estratos cruzados o es heterogénea.

b) PRUEBAS DE LABORATORIO EFECTUADAS PARA LA SELECCION DEL FLUIDO FRACTURANTE:

La selección del fluido base para fracturar es uno de los parámetros más importantes para que las fracturas hidráulicas tengan éxito.

Se deben aplicar varias pruebas de laboratorio a las muestras de la formación (cuando se tienen) para poder seleccionar el fluido base más adecuado para la fractura.

1.- Análisis Petrográfico:

Una de las pruebas más importante es el análisis petrográfico, ya que se puede determinar el tipo de formación con la que se va a trabajar, analizando cortes delgados o barriendo con un microscopio electrónico o recurriendo a ambos métodos.

Ya que con los cortes delgados se examinan los tipos de minerales existentes y la relación prevaeciente entre la matriz de la formación, el material aglutinante y el espacio de los poros. Con estos, se identifican los minerales con los cuales va a estar el fluido fracturante en contacto, en caso que se tenga pérdidas de fluido.

Conociendo las interacciones de la roca con el fluido base, se podrán observar los problemas de compatibilidad potenciales a través del análisis de los cortes delgados.

Hay tres tipos básicos de areniscas que se encuentran al fracturar hidráulicamente; estos tipos se categorizan por su material aglutinante.

El primero es una arenisca aglutinada con silicato, en este caso habrá pocos problemas, debido a la reacción del fluido con la roca, porque el silicato es casi inerte a todos los fluidos base para fracturar.

El segundo tipo es una arenisca aglutinada con arcilla, en la que la arcilla se encuentra en el espacio de los poros, y es por esto que cualquier fluido que pase por el espacio de los poros, puede tocar un material potencialmente reactivo que puede causar daños a la formación, porque se hincha o desaloja las arcillas o finos, (o ambos), de tal forma que puede haber migración.

El tercer caso, es una arcilla aglutinada con carbonato, en la que el material aglutinante, que está en contacto con el espacio de los poros, es soluble en ácido.

De aquí que los fluidos fracturantes ácidos o con bajo pH que reaccionan con el carbonato, pueden ser benéficos o nocivos.

Con frecuencia puede haber más de un material aglutinante en un intervalo dado y debe considerarse que puede haber muchas reacciones. También se tendrán formaciones que estén constituidas principalmente por carbonatos, por ejemplo calizas y dolomitas, que pueden responder a las fracturas hidráulicas, si se

usan agentes de sostén o ácidos para generar una capacidad de flujo a través de la fractura.

Otro análisis petrográfico emplea la electromicroscopía - de barrido para observar el espacio y la configuración de los poros, también permite observar los efectos de las diferentes reacciones cuando se ponen fluidos en un núcleo de la muestra.

2.- Pruebas de Inmersión:

Las pruebas de inmersión son básicas y de tipo cualitativo. Sin embargo, permiten hacer una determinación relativa de la - cantidad de finos que pueden liberarse de la reacción entre la muestra de roca y el fluido que se prueba.

Al comparar la cantidad de finos liberada de las muestras de roca cuando se someten a diferentes fluidos se obtiene una compatibilidad relativa para esta prueba. Para desarrollar estas determinaciones se colocan los núcleos de la formación dentro de varios fluidos de prueba.

- Agua dulce
- Agua con cloruro de potasio al 2%
- Agua con cloruro de sodio al 10%
- Varios aceites y fluidos con base ácida

Los fluidos con base ácida permiten evaluar los efectos de los fluidos con bajo pH.

En los casos en que la muestra de la formación contenga - cantidades significativas de arcillas que se hinchan, la liberación de finos se puede controlar parcialmente con fluidos base ácida o bajo pH, ya que trabajos efectuados con anterioridad demuestran que los fluidos acuosos con pH menor que 7 son más compatibles con las formaciones que contienen arcillas que

los que tienen un pH mayor que 7.

3.- Análisis por Difracción de Rayos X:

Este tipo de análisis nos determina el tipo de minerales cristalinos presentes, y se hace normalmente siguiendo el método de dos pasos:

a) La muestra se tritura y se radiografía para determinar su fracción no arcillosa. Los minerales que comúnmente se detectan en la fracción no arcillosa son: Cuarzo, - Feldespato, calcita, dolomita, anhidrita y otros minerales de menores cantidades.

b) La fracción arcillosa se separa mezclando la muestra - triturada con agua, las partículas más pequeñas se suspenden en el fluido y se vacían a un porta objetos de vidrio, se deja que el agua se evapore para que se asienten y orienten las partículas pequeñas. En la fracción arcillosa, se pueden detectar normalmente las arcillas de la caolinita, clorita, illita, esmectita y capas mixtas.

c) SELECCION DEL AGENTE APUNTALADOR:

El agente apuntalador se tiene que seleccionar de acuerdo al tipo de formación, en base a lo siguiente:

1.- Características de la Roca:

- Cantidad
- Tipo de agente que se desee en la fractura

2.- Los factores para seleccionar el agente apuntalador son los siguientes:

- 1.- Estabilidad en presencia del fluido fracturante y en la formación productora.

- 2.- *Habilidad de permanecer en suspensión dentro del fluido fracturante para su fácil transporte.*
- 3.- *Habilidad para tener una buena conductividad bajo las presiones a las que será sometido.*
- 4.- *Disponibilidad en grandes cantidades*
- 5.- *Ser de bajo costo.*

C A P I T U L O V

PROGRAMACION DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

El fracturamiento hidráulico, que originalmente se planeaba en forma empírica, en la actualidad puede tratarse considerando analíticamente aspectos tales como:

- La orientación y extensión de la fractura
- La concentración del agente apuntalador respecto al tiempo.
- El área y espesor de la fractura
- El efecto que se obtiene con respecto a la productividad original del pozo, el efecto de la inyección final, etc...

A continuación se tratará cómo se programa y cómo se encuentra la mejor solución, ya que se obtendrán varias alternativas que están sujetas a factores, tanto mecánicos del pozo como físico-químicos del yacimiento. Estas alternativas se restringen porque se tienen en cuenta los fluidos fracturantes, aditivos y agentes apuntaladores, presión disponible en el equipo, presión en el fondo durante el tratamiento, etc... Estos factores tienen influencia para obtener una alta conductividad en la fractura.

PROPIEDADES DE UNA FRACTURA Y CONCEPTOS:

Una fractura se tendrá determinada si se conoce su área - por la amplitud, dirección y extensión.

Amplitud

Es la distancia existente entre las dos caras de la fractura.

Dirección

La dirección del plano es importante, ya que indica si la fractura es horizontal, vertical o inclinada y en este juega un papel importante el "Gradiente de Fractura".

Extensión y forma:

La primera se refiere a la longitud de fractura; la forma es determinada empíricamente, debido a que las propiedades de la roca no son homogéneas.

En general, la fractura tenderá hacia donde exista mayor permeabilidad y porosidad.

Gradiente de Fractura:

Se denomina "Gradiente de Fractura" (G), a la relación de la presión de fractura (Pf) de la roca con respecto a la profundidad media del intervalo por estimular (H).

$$G = \frac{P_f}{H} \quad \text{ó} \quad G = \frac{B.H.T.P}{H}$$

Este gradiente será de un rango:

$G < 0.7$	lb/pg ² /pie	Fractura vertical
$G > 1.0$	lb/pg ² /pie	Fractura horizontal
$0.7 < G < 1.0$	lb/pg ² /pie	Fractura inclinada

Sin poder precisar, esta última se basa en los análisis de esfuerzos en medios elásticos y densidad promedio de estratos - de 2.3 gr/cc.. así como resultados obtenidos de fracturamientos ya hechos.

VOLUMEN DE FLUIDO PERDIDO POR FILTRACION:

Cuando el fluido fracturante inyectado está en contacto - con las caras de la fractura, una parte de él se perderá, filtrándose hacia la formación, y esto tiene efecto en la extensión de la fractura.

Se tendrá mayor extensión de la fractura, cuando mayor sea el volumen de fluido inyectado y éste permanezca en el interior de la fractura.

El volumen de fluido filtrado hacia la formación disminuye

al volumen efectivo que crea la fractura y extensión de ésta. A medida que se va extendiendo la fractura, el área de contacto entre roca y fluido aumentará y, por consiguiente, aumentará el volumen filtrado hacia la formación y éste no contribuye a la extensión de la fractura.

Cuando el volumen de filtrado se aproxima al volumen de inyección, la fractura no se extiende; para evitar esto, se tiene que aumentar el gasto de inyección o reducir el volumen filtrado, empleando aditivos apropiados para tal efecto.

PERDIDA INICIAL DE FLUIDO.

Es la que ocurre cuando el fluido inyectado está en contacto con la orilla entrante de la fractura, su valor se obtiene por medio de análisis de laboratorio efectuados sobre núcleos de la formación por estimular.

Graficando los valores de tiempo contra pérdida de fluido (cc.) obtenidos por los análisis, se obtendrá una recta de ecuación.

$$P_t = m \sqrt{t} + b$$

La cual será la ecuación representativa de la pérdida de fluido de la formación en estudio. Calculando el valor de la pendiente "m", se obtiene el término llamado "coeficiente de pérdida de fluido" (C), su valor dependerá de las características del fluido fracturante y del yacimiento y las diferencias existentes en presiones entre la del yacimiento y la del fondo del tratamiento. El valor de "b" es la ordenada al origen de la recta y representa la pérdida de fluido que se tiene al iniciar la fractura.

AREA DE FRACTURA

Esta corresponde al valor del area de una de las caras de la fractura originada. Su valor depende del volumen de fluido inyectado y de la cantidad de éste que se filtre hacia la formación y se tiene que, a mayor área de fractura, mayor será la eficiencia obtenida.

Existen varios métodos para calcular el valor del área de fractura: Uno emplea ecuaciones en la que intervienen volúmenes de fluido, caídas de presión, velocidad de inyección, etc. - Otro emplea ecuaciones que determinan teóricamente un aumento dado de producción.

VOLUMEN DEL COLCHON

El diseño del fluido fracturante, se divide en dos partes, según la función de cada una de ellas; Una es el colchón, el cual no transporta agente apuntalador y su función es iniciar y extender la fractura hasta la distancia deseada del pozo. Generalmente tiene la misma composición que el fluido transportador y teóricamente controla la porción inicial de pérdida de fluido en el área de fractura a medida que progresa la estimulación.

Conforme el fluido penetra a la fractura, sólo la orilla entrante suministra la pérdida inicial. Si ésta proviene del fluido transportador, se puede producir un arenamiento y sucede porque la concentración del agente apuntalador, aumenta en este lugar; la función del colchón es el evitar este problema.

Con lo anterior mencionado, se deducirán varias ecuaciones que serán de gran utilidad.

El volumen perdido por filtración (F), es igual a la dife-

rencia del volumen total inyectado y el producto del área de la fractura por su espesor, es decir:

$$F = V \text{ inyectado} - A \cdot H \cdot F$$

De lo anterior, se tiene que el volumen del colchón debe ser la suma del volumen filtrado y de la pérdida inicial (I), o sea:

$$\text{Colchón} = F + I$$

PROGRAMA DEL AGENTE APUNTALADOR:

Para programar la concentración del agente apuntalador - respecto al tiempo, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La velocidad de pérdida de fluido es menor a medida que el tiempo aumenta.
- Cada porción del fluido tiene más pérdida que la inyectada posteriormente.

Por estas razones si se desea que el agente apuntalador quede uniformemente distribuido en la fractura, hay que ir aumentando la concentración en la mezcla, a medida que el tiempo aumenta y este valor de la concentración con respecto al tiempo, se calcula con la ecuación siguiente:

$$C_t = \frac{P_t}{P} \cdot C_m$$

En donde;

C_t = La concentración del agente apuntalador al tiempo (t).

P = La pérdida de fluido después de la inyección total del agente.

C_m = La concentración máxima que se desea en la fractura.
 P_t = La pérdida de fluido respecto al tiempo y puede ser sustituida por la ecuación que representa esta pérdida.

Puede ocurrir que el valor de P_t tiende a P . Cuando esto sucede, C_t se iguala en valor a C_m que es lo que se desea; con esto como base, la ecuación anterior se transforma en lo siguiente:

$$C_t = \frac{(m \sqrt{t} + b)}{p} \cdot C_m$$

La interpretación del numerador sigue siendo la misma que la ecuación original.

Haciendo variar el valor de t de la ecuación anterior, se obtendrá C_t a diferentes valores de tiempo, hasta alcanzar el valor de C_m . Graficando los valores obtenidos (tiempo contra C_t) se obtendrá una curva que iniciará la variación de C_t -- respecto al tiempo, en la práctica la variación se hace según líneas quebradas a lo largo de la curva.

El tiempo total de la operación, se obtiene sumando el tiempo de bombeo del colchón y el del fluido que transporta el agente apuntalador.

El programa de un fracturamiento hidráulico incluye gran cantidad de trabajo de laboratorio, y las determinaciones que deben hacerse son las siguientes:

- Selección del fluido fracturante de acuerdo a las características de la roca almacenante y fluidos del yacimiento.
- Selección del agente apuntalador, basado en las propiedades de la resistencia de la roca y presiones de la formación.

- Por último, los resultados de los análisis de pérdida de fluido, rayos X y pruebas de inmersión.

Los análisis se deben de efectuar sobre núcleos representativos de la formación por estimular, no deben ser muestras de canal. Se requieren además muestras de los posibles fluidos — fracturantes, aditivos y fluidos del yacimiento, para así evaluar su compatibilidad, grado de emulsión, etc...

Los núcleos sobre los cuales se efectuarán los análisis generalmente serán de 6 a 8 pulgadas de largo por 3 1/2 pulgadas de diámetro y se dividen en secciones.

Para obtener la permeabilidad y porosidad, se tendrán núcleos tanto horizontales como verticales. Para cortarlos se usará aceite, se colocarán en una centrifuga de alta velocidad y — con ayuda de un solvente orgánico (tolueno), se extraerá de la matriz todo fluido residual. Se colocarán en un horno de vacío, donde se secarán.

La permeabilidad se puede obtener usando un permeámetro de gas, mientras que la porosidad se obtendrá con el porosímetro — de presión. Se trituran pedazos de núcleos para hacer un modelo de difracción con rayos X. Este modelo sirve para determinar los constituyentes de la roca y cantidades de cada uno de ellos. Los resultados obtenidos dan una buena base para elegir el fluido fracturante adecuado a la formación.

En las determinaciones de solubilidad y contenido de sal, se hace uso del aparato dosificador.

Otras secciones se sumergen en los fluidos fracturantes — que pretendan usarse, se colocarán en un horno de vacío a la — temperatura del yacimiento y se observará el efecto del fluido

sobre la compatibilidad de la muestras.

La dureza relativa de los granos se obtiene saturando varias muestras 100 % de agua, aceite y otra seca; la medición se hace con el penetrómetro.

Para las pruebas de pérdida de fluido, se obtienen núcleos de 1 3/4 de pulgada de diámetro y que serán de las secciones de más alta permeabilidad. Se cubren con plástico y se dividen en secciones de una pulgada de longitud. Para la prueba se montan en las cubiertas de las celdas que se usarán para el efecto, - en cada una se tienen medidores individuales que permiten operar a diferentes presiones en el sistema.

Para determinar la capacidad de flujo de la formación con diferentes agentes apuntaladores, se obtienen dos secciones de una pulgada de longitud. Se montan en un refuerzo metálico y a una de ellas se le practica un orificio en el centro; se irán colocando en este orificio diferentes agentes apuntaladores y se permitirá el flujo con cada uno de ellos a diferentes presiones de carga. Se observará con cual se tiene mejores resultados.

Otra prueba que se efectúa conjuntamente con la anterior, es la de determinar si el agente apuntalador es embebido o débil para fracturarse. Esto es de importancia, ya que permitirá o no, una buena conductividad en la fractura.

El término embebido se refiere a que el agente apuntalador por la acción de los estratos superiores, se hunda o penetre en la formación reduciendo así el espesor de la fractura.

Con todos los resultados obtenidos, se elegirá el fluido fracturante, aditivos y agente apuntalador que se usará en la

estimulación. Con ésto se procederá a programar un adecuado frac
turamiento hidrúlico.

PROGRAMACION:

- Datos para la programación.
- Tipo de fluido fracturante.
- Profundidad media del intervalo para estirular.
- Presión del yacimiento (P_y)
- Temperatura del yacimiento (T_y)
- Gasto de inyección (q_o)
- Presión de fondo del tratamiento (B.H.T.P.).
- Diferencia de presión entre (B.H.T.P.) y (P_y)
- Estado mecánico del pozoc.

**DETERMINACIONES
DEL LABORATORIO**

- Valores de pérdida de fluido respecto a la \sqrt{t}
- Volumen total de fluido fracturante transportador.
- Aditivos empleados para cada 1000 galones de fluido.
- Concentración máxima del agente apuntalador en la fractura.
- Área de sección transversal del núcleo usado en las pruebas de pérdida de fluido.

Procedimiento

1.- Si no se tiene el valor de la presión de fondo del tratamiento, esto se puede calcular de acuerdo a los datos que se tengan por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \text{B.H.T.P.} &= P_w & + P_h - A_{pf} - AP_{pf} \\ \text{B.H.T.P.} &= P_i & + P_h \end{aligned}$$

Donde:

- P_w = Presión en la cabeza del pozoc o disponible en el equipo.
- P_h = Presión hidrostática de la columna de fluido
- P_i = Presión instantánea de cierre en la superficie.

- ΔP_f = Caída de presión por fricción en las tuberías.
 ΔP_{pf} = Caída de presión en las perforaciones.

Los valores de P_o , P_h , P_i se obtienen por cálculo o medición en la superficie.

Teniendo en cuenta, que se va a inyectar, por el espacio anular de la T.P. y T.R., ΔP_f y ΔP_{pf} se obtienen empleando las siguientes ecuaciones:

$$V = \frac{17.15 \text{ } q_i}{(D_e)^2 - (D_i)^2}$$

$$NRE = \frac{928 (D_e - D_i) V \rho}{\mu}$$

$$F = \frac{16}{NRE}$$

$$\Delta P_f = \frac{0.039 L V^2 F \rho}{D_e - D_i}$$

- V = Velocidad de flujo pie/seg.
 D_e = Diámetro exterior de la T.P. en pulgadas
 D_i = Diámetro interior de la T.R. en pulgadas
 q_i = Gasto de inyección en bl /min.
 ρ = Densidad del fluido fracturante en lb/gal.
 μ = Viscosidad del fluido fracturantes en centipoise
 F = Factor de fanning (adimensional).
 L = Profundidad media del intervalo en pies.
 NRE = Número de Reynolds adimensional.
 ΔP_f = Caída de presión en lb/pg²

La ecuación para calcular ΔP_{pf} , es deducida a partir de la expresión de Bernoulli, es decir:

$$q_i = \frac{(D_p)^2 C_p \sqrt{APP_f E}}{0.4887}$$

D_p = Diámetro de la perforación en pulgadas (0.5)

C_p = Coeficiente de la perforación (adimensional)

q_i = Gasto de inyección de una perforación en
bl/min.

APP_f = Caída de presión en la perforación lb/pg²

El cálculo de APP_f se facilita, haciendo uso del nomograma de la figura 5.1

Si la inyección se hace por la tubería de producción, se tendrán las siguientes ecuaciones:

$$v = \frac{17.15 q_i}{(D)^2}$$

$$NRE = \frac{928 D v \rho}{\mu}$$

$$F = \frac{16}{NRE}$$

$$\Delta P_f = \frac{0.039 L v^2 F \rho}{D}$$

Las unidades son las mismas que las de las ecuaciones anteriores.

D = Diámetro interior de la tubería de producción.

2.- Obtenida B.H.T.P., se obtendrá el gradiente de fractura, - aplicando la siguiente ecuación:

$$G = \frac{B.H.T.P.}{H} \quad \text{ó} \quad G = \frac{P_f}{H}$$

donde:

G = Gradiente de fractura en $lb/pg^2/pte$

H = Profundidad media del intervalo en pies.

B.H.T.P. = Presión de fondo del tratamiento en lb/pg^2

3.- Se graficarán los valores de pérdida de fluido contra \sqrt{t} obtenidos en los análisis de laboratorio por los puntos encontrados, se trazará una recta cuya ecuación representará la pérdida de fluido respecto al tiempo.

Obteniendo el valor de la pendiente " m " de la recta, se calculará el coeficiente de pérdida de fluido " C " con la siguiente expresión.

$$C = 0.0164 \frac{m}{Am}$$

C = Coeficiente de pérdida de fluido en pte / \sqrt{min}

m = Pendiente de la recta en $cc. / \sqrt{min}$

Am = Área de la Sección transversal de la muestra en cm^2 .

0.0164 factor de conversión.

4.- Se calculará el área de fractura usando la ecuación de G.C. Howard y C.R. Fast. Para tal efecto se hará uso de los valores del gasto de inyección, volumen del fluido transportador y otras características.

a) Se encuentra el tiempo necesario para bombear el fluido transportador por la siguiente ecuación:

$$T = \frac{V_{in} W}{4E q_i}$$

T = Tiempo de bombeo del fluido transportador en minutos.

- q_i = Gasto de inyección bl/min.
 V_{inj} = Volumen de fluido transportador en galones
 $1/42$ Factor de conversión.

b) Con los valores de T y C , se calculará el valor de X :

$$X = \frac{2 C \sqrt{\pi T}}{H_f}$$

c) Encontrada X , se evaluará la función $G(X)$ por la fórmula:

$$G(X) = e^{-X^2} \cdot \text{erfc} X + \frac{2}{\pi} X - 1$$

Los valores de $\text{erfc} X$ (función complementaria de error), se definen por la ecuación.

$$X = 1 - \text{erfc} X$$

Este valor es conocido como función del error y se tabula en textos de matemáticas aplicadas.

Se tiene que para una mayor facilidad, la función $G(X)$ o sea la ecuación anterior, se tabula y presenta en la gráfica de la Figura 5.2

d) El área de fractura se calcula por medio de la ecuación de Howard y Fast.

$$A = 5.614 \frac{q_i w_f}{4 \pi C^2} \cdot G(X)$$

A = Área de la fractura en pies².

H_f = Espesor de la fractura en pies.

Q_i = Gasto de inyección en bl/min.

C = Coeficiente de pérdida de fluido en pies
 $\sqrt{\text{min}}$

5.614 factor de conversión

5.- El valor de la eficiencia del fracturamiento, se calcula por la siguiente ecuación:

$$E = 7.418 \frac{Awf}{Viny}$$

A = Area de la fractura en pies².

Wf = Espesor de la fractura en pies

$Viny$ = Volumen del fluido transportada en galones
7.418 factor de conversión.

6.- El valor de la pérdida inicial de fluido, se obtiene por medio de varias expresiones y de la gráfica obtenida en el paso número tres.

a) Primeramente se obtendrá la pérdida inicial por unidad de área (muestra) por la expresión:

$$P = 0.246 \frac{b}{Am}$$

P = Pérdida inicial por unidad de área en gal/pie².

b = Ordenada al origen de la recta obtenida en el paso 3, en cc.

Am = Area de la sección transversal de la muestra en cm².

0.246 Factor de conversión.

b) Haciendo una proporción de lo que se pierde por unidad de área (muestra), a lo que se perderá en las dos caras de la fractura, se deduce que la pérdida inicial de fluido está dada por la ecuación.

$$I = 2 Ap$$

I = Pérdida inicial de fluido en galones.

P = Pérdida inicial por unidad de área (muestra) en gal/pie²

A = Área de la fractura en pie.²

7.- El volumen de pérdida por filtración y el del colchón, se encuentran con las fórmulas siguientes:

$$F = Viny - Awf$$

$$\text{colchón} = F + I$$

Donde:

$$F = Viny (1 - E)$$

El colchón se encuentra sumando el resultado final del paso número 6 y el obtenido por la ecuación anterior.

El tiempo de bombeo de este último se encuentra con la siguiente expresión:

$$T = \frac{I + F}{42 qi}$$

El volumen total de fluido inyectado será :

$$\text{Volumen total de fluido} = Viny + I + F$$

En las tres ecuaciones anteriores, las unidades empleadas son: F , I , $Viny$ colchón en galones.

8.- El programa del agente apuntalador respecto al tiempo, se efectúa usando la ecuación siguiente:

$$Ct = \frac{(m \sqrt{t} + b) \cdot Cm}{P}$$

C_t = Concentración al tiempo "t" en lb/gal

C_m = Concentración máxima deseada en la fractura en lb/gal.

P = Pérdida total de fluido al finalizar la inyección en cc.

La ecuación que aparece en el numerador de la expresión anterior, debe ser la que se obtuvo en el paso número 3, y se procede a la programación con los resultados de rayos X, pruebas de inmersión y solubilidad.

D) ESTIMACION DEL INCREMENTO EN LA PRODUCCION, DEBIDO AL FRACTURAMIENTO:

La razón de producción después del fracturamiento a la producción, antes de él, puede utilizarse para evaluar lo positivo de la estimulación.

La fórmula aunque teórica, considera factores como el radio de la fractura, capacidad de flujo de la formación y de la fractura; se obtiene a partir de la ecuación de Darcy para flujo radial horizontal, ésta se basa en la suposición de que el efecto de las fracturas, es la de aumentar la capacidad de flujo radial horizontal en la región de la formación entre r_e y r_f es igual a $(kh)_o + (kh)_f$.

La ecuación es la siguiente:

$$\frac{Q_f}{Q_o} = \frac{\text{Log}(r_e/r_w)}{\text{Log}(r_e/r_f) + \frac{\text{Log}(r_f/r_w)}{1 + (kh)_f/(kh)_o}}$$

r_e = Radio de drenaje del pozo

r_w = Radio de la fractura

$(kh)_f$ = Capacidad de flujo de la fractura

$(kh)_o$ = Capacidad de flujo de la formación, antes de la estimulación.

Todos los términos de esta ecuación deberán ser consisten-

tes.

Se tiene que, dando valores a r_f en función de r_e y haciendo variar el valor de $(Kh)_f/(Kh)_o$, se obtendrán series de curvas que indicarán la variación de Q_f/Q_o en función del radio de las fracturas horizontales.

El aumento de la productividad, es en parte en función del radio de la fractura, pero cuando el agente apuntalador se rompe o penetra a la formación debido al peso de los estratos superiores, la capacidad de la fractura es casi semejante a la de la formación. Cuando ocurre esto, no es de esperarse aumentos de la productividad, con grandes radios de fractura.

E) EFECTO DE LA INYECCION FINAL:

Es una fractura de capacidad de flujo uniforme, la región de mayor resistencia a éste es en las cercanías del pozo. Esto es porque a medida que el fluido se acerca al agujero, el área disponible para el flujo disminuye, puesto que el flujo se restringe en esta región. Es por esto que es conveniente aumentar su capacidad respecto a la otra y mejorar así la productividad.

A esta práctica se le conoce como "inyección final" y se consigue inyectando, al finalizar la operación, agentes apuntaladores de alta capacidad de flujo en las vecindades del pozo.

Se deben hacer pruebas con diferentes tipos para decidir el tamaño y clase que se debe usar.

La efectividad del tratamiento con inyección final se evalúa con la siguiente ecuación, que también se deduce a partir de la ecuación de Darcy y con las mismas condiciones:

$$\frac{Q_f}{Q_o} = \frac{\text{Log}(r_e/r_w)}{\text{Log}(r_e/r_f) + \frac{\text{Log}(r_f/r')}{1 + (Kh)_1/(Kh)_o} + \frac{\text{Log}(r'/r_w)}{1 + (Kh)_2/(Kh)_o}}$$

$(Kh)_1$ = Capacidad de flujo de la fractura en la parte más alejada del pozo.

$(Kh)_2$ = Capacidad de flujo de la fractura en la parte más cercana al pozo.

r' = Radio de la fractura en la porción de más alta capacidad.

También en esta ecuación los términos deberán de ser consistentes.

NOTA: Solo se ha cubrido algunos de los aspectos para el diseño del fracturamiento, y la compañía Halliburton, -- efectuó el diseño del pozo Soledad Norte 379.

C A P I T U L O VI

E j e m p l o

1.- A N T E C E D E N T E S:

La baja permeabilidad que presenta la Formación Chicontepec de (0.1 a 2.5 m.d) en el campo Soledad Norte, ha obligado a emplear la técnica de fracturamiento hidráulico para la estimulación de los pozos.

Para el diseño del fracturamiento, se tomaron como base los análisis efectuados en los núcleos del pozo Soledad Norte 379 analizados por la Compañía "Halliburton".

Estas muestras representativas de la formación que se va a fracturar, se someten a pruebas de laboratorio de acuerdo con las condiciones del yacimiento, tales como temperatura y esfuerzo de comprensión, considerando el peso de los estratos.

2.- INFORMACION DEL POZO SOLEDAD NORTE 379:

Estado Mecánico del Pozo Efc. 6.1

Profundidad total -----	1671.0	m.
Profundidad T.R. 9 5/8", J-55 # 36 -----	111.0	m.
Profundidad T.R. 6 5/8", N-80 # 24 -----	1659.0	m.
Profundidad interior-----	1647.0	m.
Aparejo de producción T.P. 2 7/8", J-55-	6.5	l.b/pte
T.P.Franca hasta -----	1278.2	m.
Intervalo abierto -----	1325-1340	m.
Formación -----	Chicontepec medio	
Pistola 8 1/8" -----	6 cargas/metro	

3.- FLUIDO FRACTURANTE:

R a s e a c e i t e

OBJETIVO: { Realizar pruebas de pérdida de fluidos a una muestra de aceite de la Formación Chicontepec; además de las correspondientes pruebas de 120, 140 y 150° F.

P r u e b a s d e R e o l o g í a

OBJETIVO: { Determinar las propiedades de flujo de un fluido en particular.

PROCEDIMIENTO: { Se colocan 40 ml. de la muestra de fluido en una capa estándar del modelo 50 viscosímetro Fann, el fluido es sometido a 300 lb/pg². Para prevenir la ebullición y el calentamiento hasta alcanzar la temperatura deseada.

RESULTADOS: { Los valores N' y K', son la respuesta recíproca de segundos, se reportan para cada temperatura requerida.

TEMPERATURA °F	V I S C O S I D A D A P A R E N T E			
	N'	K'	170/seg.	511/seg.
120	0.953	0.00283	108.1	102.7
140	0.948	0.00069	70.6	66.1
150	0.933	0.00162	55.2	51.3

O b j e t i v o

Los núcleos de formación fueron sometidos a las siguientes pruebas y análisis:

- Difracción de rayos X.
- Análisis de solubilidad.
- Propiedades de la roca.
- Análisis petrográfico.
- Pruebas de inmersión.

Conclusiones:

Los resultados de estas pruebas y análisis son reportados a continuación:

- La difracción de rayos X y el análisis de solubilidad en ácido, indican que los minerales de los núcleos están compuestos de la forma siguiente:

Calcita _____ (35 - 65 %) { Es el mayor componente mineral de la roca.

Cuarzo _____ (10 - 30 %)

Feldespato _____ (0 - 5 %)

Minerales de arcilla— (6 - 25 %) { Hacen el complemento de los minerales encontrados en la muestra.

- Los rangos de solubilidad en ácido son de 39.9 a 53.1 %
- Las pruebas de inmersión indican que si la fractura se realiza y el fluido fracturante es base agua o fluido acidificado, se tendrá una parte pequeña de desprendimiento de finos.
- El análisis petrográfico indica que los granos de cuarzo y feldespato son cementados por una calcita.

- Algunos de los espacios porosos contienen minerales de arcilla.
- Formaciones de similares características tienden a retener los fluidos de estimulación que son forzados al interior de la formación por los canales de flujo.

La experiencia con esta información y esta área, puede ser usada en planeación y diseño y/o cualquier comportamiento propio del pozo.

Descripción de Núcleos

- Muestras de núcleo de formación, aproximadamente cada 5 pies por 1 pie de longitud fueron recuperadas.
- Las muestras fueron de cuatro zonas de interés, con tres -- muestras de cada una de estas zonas.
- Las muestras aparentan ser de arena de grano fino, poco clasificadas, poco consolidadas, sedimentos de caliza; se observaron fracturas no naturales.

Análisis Cualitativo de Difracción de Rayos X

y Análisis de solubilidad en Acido.

O B J E T I V O : { Identificar los tipos y cantidad relativas de minerales en la muestra de formación.

PROCEDIMIENTO:

Un gramo de muestra pulverizado es puesto de tal forma que pueda ser girado en un arco y el rayo coincide en la muestra, el rayo es difractado por la muestra y los modelos difractados son registrados.

RESULTADOS :

Los modelos difractados son usados para identificar los tipos de minerales presentes y cantidades relativas a ellos.

Las cantidades relativas estimadas de estos núcleos son las siguientes:

NU CLEO NUM.	INTER VALO (m)	SOLU- BILI- DAD (Hcl)	CUAR- ZO	FEL- DEC- PATOS	DOLO- MITA	CALCI- TA	AAOLI- MITA	ILLI- TA	ES- CAL- TITA	CHAS- NIX- TAS	GLORI- TA
1-S	1324-28	44.5	10-20	5-10	2-5	40-50	0	2-5	0	2-5	2-5
1-M		35.9	20-30	10-15	2-5	35-45	0-2	2-5	0	2-5	2-5
1-1		52.9	15-25	5-10	0-2	50-60	0	0-2	0	0-2	2-5
2-S	1328-32	37.4	20-30	10-15	0-2	40-50	0-2	2-5	0	2-5	2-5
2-M		53.8	10-20	15-20	0-2	50-65	0-2	0-2	0	0-2	2-5
2-1		50.9	15-25	5-10	0-2	30-40	0	2-5	0	10-15	5-10
3-S	1332-36	50.9	10-20	10-15	2-5	50-65	0-2	0-2	0	0-2	2-5
3-M		43.3	10-20	10-15	0-2	45-55	0-2	2-5	0	2-5	2-5
3-1		35.6	20-30	15-25	0-2	40-50	0	2-5	0	2-5	5-10
4-S	1336-40	50.4	10-20	5-10	0-2	50-65	0-2	2-5	0	0-2	2-5
4-M		53.1	10-20	5-10	2-5	45-55	0-2	2-5	0	2-5	2-5
4-1		36.1	10-20	5-10	0-2	30-40	2-5	2-5	0	2-5	5-10

Propiedades de la Roca

O B J E T I V O: Medir la deformación elástica y de alargamiento de los materiales de la roca.

Una muestra cilíndrica es cortada horizontalmente del núcleo, con un diámetro de 15/16 pulgadas y 2 pulgadas de ancho, es colocada en la celda de prueba.

PROCEDIMIENTO : A continuación se le aplica una tensión axial a la muestra y el alargamiento resultante es medido por medio de un indicador de desplazamiento.

Dos de éstos están colocados paralelamente al alargamiento o deformación axial y uno, para detectar la deformación o estiramiento lateral.

La tensión o esfuerzo aplicado sobre la muestra, alcanza las 120 000 lb., ésta se aplica hasta alcanzar el fracturamiento.

Estos datos son referidos como el módulo de Young, en el cual el radio de esfuerzo o deformación, en valores que no excedan al límite de elasticidad de la muestra en prueba.

RESULTADOS:

La relación de Poisson, se define como el cociente de las deformaciones unitarias horizontal y vertical.

<u>NUCLEO NUMERO</u>	<u>PROFUNDIDAD (m.)</u>	<u>MODULO DE YOUNG (lb/pg²)</u>	<u>RELACION DE POISSON</u>
1	1324-1328	3.0×10^6	0.15
5	1328-1332	2.8×10^6	0.18
8	1332-1336	3.2×10^6	0.34
11	1336-1340	3.7×10^6	0.22

Pruebas de Pérdida de Fluído

- OBJETIVO:** { Describir las propiedades de filtrado, de un fluido en particular, sobre una muestra de la formación.
- { A ambos lados de una muestra (15/16 pulgadas - de diámetro por una pulgada de largo), tomada horizontalmente del núcleo, son selladas con una manga para permitir el flujo linealmente en la muestra de prueba.
- PROCEDIMIENTO:** { Se aplica al fluido en estudio una presión diferencial de 1 000 lb/pg.
- { El volumen de fluido que pasa a través de la muestra, es medido en función del tiempo durante 36 minutos, según los procedimientos de - prueba de la API.
- RESULTADOS:** { Los resultados de las lecturas obtenidas en tiempo, son referidas como una función del volumen contra el área de flujo en tiempo.
- { La pendiente obtenida cuando los datos están graficados sobre el papel milimétrico da el valor de C_w y el volumen filtrado.

MUESTRA	PROFUNDIDAD (m.)	PERMEABILIDAD Gas (md)	FLUIDO DE PRUEBA	C_w (pie/lmin)	PERDIDA DE FLUIDO
1	1324-1326	0.66	Diesel	0.01024	0.0
1		0.50	MY-T-OIL 11	0.00063	0.0
1		0.41	Super Emulsifrac	0.00102	0.0
3	1332-1336	17.61	Diesel	0.03432	0.42024
3		2.05	MY-T-Oil-11	0.00121	0.0
3		3.11	Super Emulsifrac	0.00162	0.07140
4	1336-1340	0.02	Diesel	0.00074	0.0
4		0.02	MY-T-OIL 11	0.00034	0.0
4		0.05	Super Emulsifrac	0.00023	0.0

Permeabilidad al Nitrógeno

O B J E T I V O : { Determinar la permeabilidad en una muestra de núcleo, utilizando nitrógeno gaseoso.

PROCEDIMIENTO: { Las muestras del núcleo (15/16 pulgadas de diámetro por una pulgada de longitud) son secadas, colocándolas dentro de una manga para sellarlas y permitir el flujo lineal, a través del núcleo y las caras de trabajo.

{ El nitrógeno gaseoso se inyecta a través de la muestra, eliminándose a la atmósfera, midiendo las diferencias de flujo (gasto de entrada) y presiones de salida.

RESULTADOS: { Los resultados se obtienen por medio de la fórmula siguiente:

$$k = \frac{50.384 q}{p}$$

$k = md$

$q = cm^3/seg.$

$p = lb/pg^2.$

NUMERO DE NUESTRA

PROFUNDIDAD
(m.)

PERMEABILIDAD
(%) ad

1-S-A	1324-1328	0.03
1-S-B	1324-1328	0.03
1-S-C	1324-1328	0.03
1-S-D	1324-1328	0.03
1-M-A	1324-1328	0.01
1-M-B	1324-1328	0.07
1-I-A	1324-1328	0.68
1-I-B	1324-1328	0.50
1-I-C	1324-1328	0.41
1-I-D	1324-1328	0.99
2-S-A	1328-1332	0.16
2-S-B	1328-1332	0.09
2-S-C	1328-1332	0.48
2-S-D	1328-1332	0.43
2-M-A	1328-1332	0.01
2-M-B	1328-1332	0.01
2-M-C	1328-1332	0.01
2-M-D	1328-1332	0.00
2-I-A	1328-1332	0.02
2-I-B	1328-1332	0.01
2-I-C	1328-1332	0.03
2-I-D	1328-1332	0.01
3-S-A	1332-1336	0.10
3-S-B	1332-1336	0.01
3-S-C	1332-1336	0.95
3-S-D	1332-1336	0.04
3-M-A	1332-1336	0.04
3-M-B	1332-1336	0.24
3-M-C	1332-1336	0.20
3-M-D	1332-1336	0.81
3-I-A	1332-1336	17.61
3-I-B	1332-1336	2.05
3-I-C	1332-1336	3.11
4-S-A	1336-1340	0.02
4-S-B	1336-1340	0.01
4-S-C	1336-1340	0.01
4-S-D	1336-1340	0.01
4-M-A	1336-1340	0.001
4-M-B	1336-1340	0.02
4-M-C	1336-1340	0.004
4-M-D	1336-1340	0.02
4-M-E	1336-1340	0.01
4-I-A	1336-1340	0.02
4-I-B	1336-1340	0.02
4-I-C	1336-1340	0.02
4-I-D	1336-1340	0.02
4-I-E	1336-1340	0.02
4-I-F	1336-1340	0.05

Análisis Petrográfico

O B J E T I V O: { Describir el arreglo de los granos, el tipo de matriz o cementante y el espacio poroso.

PROCEDIMIENTO : { Se colocan los fragmentos de núcleos sobre un porta-objetos de vidrio, desbastándolos hasta conseguir una lámina delgada que permita el paso de la luz a través de las muestras.

Una vez logrado esto, se observan en el microscopio de luz prolongada para su descripción completa.

R E S U L T A D O S: { El análisis microscópico nos permite hacer una descripción y clasificación sistemática de la roca y del tipo de materiales presentes en ella, considerando este tipo de análisis como parcial, ya que se basa exclusivamente en la observación visual del objeto en estudio.

<u>NUCLEO NUMERO</u>	<u>PROFUNDIDAD m</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>
1-S	1324-1328	<u>Arena arcillosa:</u>

El arreglo está compuesto por granos pequeños angulosos y ligeramente redondeados, de tipo arcilloso y areniscas de grano fino y contiene los siguientes minerales: Cuarzo, feldespato, fragmentos de roca, illita, micas (trazas) y fragmentos, fósiles en matriz de la roca dolomitizada, illita, intercalaciones de lutitas en los espacios porosos.

También se observan fragmentos de pizarra con intercalaciones de pirita. Así como figura o traza de porosidad secundaria.

<u>NUCLEO NUMERO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u> <u>m</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1-M	1324-1326	(Similar al núcleo número 1-S).
1-1	1324-1328	<p><u>Arena arcillosa:</u></p> <p>La matriz medianamente clasificada, con grava angulosa y redondeada a arenisca de grano mediano, cuarzo, feldespato, fósiles y micas en una matriz de calcita dolomitizada.</p> <p>Los minerales arcillosos son finos, se observan pizarras.</p>
2-S	1328-1332	(Similar al núcleo número 1-S)
2-M	1328-1332	Similar al núcleo 1-1; excepto que presenta más visible su porosidad secundaria.
2-1	1328-1332	<p><u>Arena arcillosa:</u></p> <p>La matriz medianamente clasificada, grava angulosa o subredondeada, presenta granos muy finos de arena y de cuarzo, feldespato, hornos, rocas fragmentadas, fragmentos de fósiles y traxas de mica en la matriz, la matriz de calcita y traxas de dolomita.</p> <p>Los minerales clásticos son muy finos, algunas traxas de pirita, se observan fracturas, tiene traxas de porosidad secundaria visible.</p>
3-S	1332-1336	<p><u>Arena arcillosa :</u></p> <p>Buena clasificación, granos angulosos y subredondeados, arenisca de grano fino, cuarzita, feldespato, fragmentos de roca y fósiles.</p> <p>Micas en una matriz de calcita, con trozos de dolomitización pirita, pizarra y algunos fósiles.</p> <p>Presenta porosidad secundaria ligera.</p>

<u>NUCLEO NUMERO</u>	<u>PROFUNDIDAD m.</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>
3-M	1332-1336	Similar al núcleo 5-S, excepto presenta hidrocarburos y pirita, - fracturas observadas.
3-1	1332-1336	<u>Arena arcillosa:</u> Buena clasificación, granos - finos y medianos de areniscas, cuarzo, feldespato, calcita, fósiles, mica (trazas) en una matriz de calcita ligeramente dolomitizada. Los minerales arcillosos no - identificables no presentan porosidad secundaria (visible)
4-S	1336-1340	<u>Arena arcillosa :</u> Similar al núcleo número 2-S
4-M	1336-1340	<u>Arena arcillosa :</u> Similar al núcleo número 3-M
4-1	1336-1340	<u>Arena arcillosa :</u> Similar al núcleo número 3-M

Pruebas de Inmersión

O B J E T I V O : { Observar los efectos de varios fluidos base, en muestras representativas del núcleo.

PROCEDIMIENTO : { Los fragmentos de núcleo obtenido son sumergidos en el fluido de prueba, colocando una muestra en una copa de 30 ml. de fluido base.
Estas muestras se ponen en una cámara de vacío por espacio de una hora.
Posteriormente al tiempo de vacío, se realiza una observación para evaluar los efectos del fluido.

R E S U L T A D O S : { Una pequeña cantidad desprendida por los fragmentos de núcleo (finos), nos indican la sensibilidad de la formación al fluido.
Los efectos de inmersión, después de hacer vacío durante una hora a una temperatura de 115° F., se muestran a continuación.

NUCLEO NUMERO	AGUA DULCE	2% KCI	2% KCI	2% KCI	7% MOA	6% NPR	KEROSEN	FRECUENCIAS m
1 - S	SAP	VSAP	VSAP	VSAP	MAF	MAF	NPR	1324 -1328
1 - M	SAP	SAP	SAP	SAP	MAF	MAF	NPR	
1 - 1	VSAP	NPR	NPR	SAP	MAF	MAF	NPR	
1 - S	SAP	VSAP	VSAP	SAP	MAF	MAF	NPR	1328 -1332
2 - M	VSAP	VSAP	VSAP	SAP	MAF	MAF	NPR	
2 - 1	SAP	VSAP	VSAP	VSAP	LAF	MAF	NPR	
3 - S	VSAP	VSAP	VSAP	VSAP	MAF	MAF	NPR	1332 -1336
3 - M	SAP	VSAP	VSAP	SAP	MAF	MAF	NPR	
3 - 1	VSAP	VSAP	VSAP	VSAP	MAF	MAF	NPR	
4 - S	SAP	VSAP	VSAP	VSAP	MAF	SAP	NPR	1336 -1340
4 - M	VSAP	VSAP	VSAP	SAP	MAF	SAP	NPR	
4 - 1	MAF	MAF	VSAP	MAF	MAF	MAF	NPR	

NPR = No libera finos.
 VSAP = Muy pocos finos liberados
 SAP = Finos liberados considerables.
 MAF = Finos liberados moderadamente
 LAF = Gran cantidad de finos liberados

PD = Parcialmente desintegrado.
 CD = Completamente desintegrado.
 GR = Forma residuos gelatinosos.
 IDIS = Parcialmente disuelto.
 C = Completamente disuelto.

POZO SOLEDAD NORTE 379 CHICONTSEPEC CERRO AZUL, VER.

Intervalo ——— 1325-1340 m.

Datos de Formación y del Pozo.

a) Módulo de Young	—————	3.80 x 10 ⁻⁶	lb/pg ²
b) Permeabilidad	—————	0.1	m.d.
c) Porosidad	—————	13	%
d) Compresibilidad del fluido de yacimiento	—————	1.00 x 10 ⁻⁵	1/lb/pg ² .
e) Viscosidad del fluido del yacimiento	—————	1.31	c.p.
f) Presión de fondo de tratamiento	—————	2370	lb/pg ²
g) Presión del yacimiento	—————	1256	lb/pg ²
h) Presión de cierre instantáneo	—————	870	lb/pg ²
i) Espesor máximo de fractura	—————	330	pie
j) Altura máxima de fractura	—————	233	pie
k) Diámetro de agujero	—————	850	Pg.
l) Radio de drené	—————	608	pie
m) Espaciamiento de pozos	—————	34	acres
n) Temperatura a la profundidad de tratamiento	—————	136	°F

Datos del Tratamiento

a) Gasto de inyección	—————	33	bl/mtn.
b) Índice de comportamiento de flujo	—————	0.9480	N'
c) Índice de consistencia	—————	0.006500	lb-seg/pte ²
d) C _w -Coeficiente de pérdida de fluido	—————	0.00165	pte/√mtn.
e) Volumen de inyección	—————	0.25	bis/pte ² .
f) Tiempo de inyección	—————	3313.52	min.
g) Radio de daño	—————	1	
h) Viscosidad aparente	—————	266	cp. al 0.4
i) C _v Coeficiente de pérdida de fluido	—————	0.00023	pte/√mtn.

CARACTERISTICAS DEL AGENTE SUSTENTANTE

Arena malla	—————	12 - 20
Densidad	—————	2.65 gr/cc.
Esfericidad	—————	0.704
Redondez	—————	0.496
Resistencia a la compresión	—————	575 Kg/cm ²
Conductividad	—————	{ 2313 md-pie, p = 165 Kg/cm ² . y una concentración de - - 1282 lb/1000 pie ³ .

DISEÑO NUMERO	V O L U M E N		LONGITUD CREADA	ESPESOR CREADO	DISTANCIA APUNTALA- DA.	ALPURA APUNCA LADA	APUNTALA BIENTO - TOTAL	INCREMENTO DE PRO DUCCION.	EFICIENCIA DE FLUIDO
	TOTAL	COLCHON							
1	113.6	15.0	555.2	0.446	461.9	276.6	2 330	8.0	89.6
2	126.8	15.0	597.6	0.461	505.0	268.2	2 600	8.5	89.4
3	138.1	15.0	633.0	0.473	548.1	263.0	2 900	8.5	89.2
4	155.2	15.0	684.2	0.491	605.0	254.8	33 500	8.5	89.0
5	160.4	15.0	699.5	0.496	622.1	221.5	3 400	8.5	89.0

D I S E Ñ O I

PROGRAMA DE BOMBEO { 15 000 gal.colchón inicial.
 8 000 gal.con 1 de concentración de arena malla 12/20
 15 000 gal.con 2 de concentración de arena malla 12/20
 65 000 gal.con 3 de concentración de arena malla 12/20
 103 000 galones totales de fluido.
 2 330 sacos de arena

PERFILES DE DEPOSITACION { Al final del bombeo
 Distancia acarreada 461.9 pies.
 Altura máxima de depositación 14.0 pies.
 Altura promedio de depositación 7.6 pies.
 Porcentaje depositado de apuntalante. 13.4 %

A l t u r a d e D e p ó s i t o

DISTANCIA DESDE EL POZO	ALTURA DE DEPOSITO DEL APUNTALANTE EN EL ESTRATO			APUNTALANTE SUSPENDIDO	
	Al final del bombeo (pie)	Final (pie)	Altura (pie)	Concentración	
				lb/gal	lb/pie ²
4	13.9	75.8	329.2	3.0	0.94
28	13.4	74.5	324.3	3.0	0.94
52	12.8	73.3	319.5	3.0	0.94
76	12.2	70.0	314.6	3.1	0.95
100	11.7	69.1	309.7	3.1	0.95
124	11.1	70.1	305.0	3.1	0.94
148	10.5	69.2	300.1	3.1	0.94
172	9.8	66.0	295.5	3.2	0.93
196	9.1	65.4	290.6	3.2	0.93
220	8.4	64.1	285.3	3.3	0.91
244	7.6	63.8	281.4	3.3	0.91
268	6.8	63.6	276.6	3.3	0.91
292	5.9	62.7	272.7	3.4	0.85
316	5.0	62.7	268.0	3.4	0.87
340	4.2	39.5	245.9	2.3	0.57
364	3.3	39.6	240.2	2.3	0.57
388	2.4	37.4	236.0	2.4	0.54
412	1.4	38.2	230.9	2.4	0.54
436	0.8	17.1	195.9	1.2	0.26
460	0.0	17.7	190.7	1.2	0.26

Equivalencias en la Formación:

Espesor 462 pies
 Altura 276.6 pies
 Concentración en la formación. 912. lb/1000 pie²
 Capacidad de flujo 4916 md- pie
 Volumen filtrado. 126.17

D I S E Ñ O 2

PROGRAMA DE BOMBEO	15 000 gal. colchón inicial	
	10 000 gal. con 1 de concentración de arena malla	12/20
	20 000 gal. con 2 de concentración de arena malla	12/20
	70 000 gal. con 3 de concentración de arena malla	12/20
	115 000 galones totales de fluido	
	2 600 sacos de arena	

PERFILES DE DEPOSITACION	Al final del bombeo	509	pte.
	Distancia acarreada	15.8	pte.
	Altura máxima de depositación	8.5	pte.
	Altura promedio de depositación	15.3	%

A l t u r a d e D e p ó s i t o

DISTANCIA DESDE EL POZO	ALTURA DE DEPOSITO DEL APUNTALANTE EN EL ESTRATO			APUNTALANTE SUSPENDIDO	
	Al final del bombeo (pie)	Final (pie)	Altura (pie)	Concentración	
				lb/gal	lb/pte ²
4	15.7	76.5	329.2	3.0	0.97
28	15.1	75.1	324.2	3.0	0.97
52	14.5	73.8	319.2	3.0	0.97
76	13.9	72.6	314.2	3.1	0.98
100	13.4	71.5	309.1	3.1	0.98
124	12.8	70.4	304.3	3.1	0.98
148	12.2	69.5	299.2	3.1	0.98
172	11.5	68.2	294.5	3.2	0.97
196	10.8	67.4	289.4	3.2	0.97
220	10.1	66.7	284.3	3.2	0.97
244	9.3	63.6	279.9	3.3	0.95
268	8.5	63.1	274.8	3.3	0.95
292	7.7	63.6	270.7	3.4	0.91
316	6.8	63.5	265.8	3.4	0.91
340	5.9	63.5	261.0	3.4	0.91
364	5.1	39.3	236.8	2.3	0.60
388	4.2	39.2	230.7	2.3	0.60
412	3.3	37.1	226.7	2.4	0.56
436	2.3	37.4	221.4	2.4	0.56
460	1.5	16.0	162.8	1.3	0.26
484	0.8	16.1	177.5	1.3	0.26
508	0.0	16.7	172.2	1.3	0.26

Equivalencias en la Formación

Espesor	509	pte.
Altura	268.2	pte.
Concentración en la formación	952	lb/1000 pte ²
Capacidad de flujo	4924	md. - pte
Volumen filtrado	119.92	

D I S E Ñ O 3

PROGRAMA DE BOMBEO	}	15 000 gal. colchón inicial	
		10 000 gal. con 1 de concentración de arena malla	12/20
		20 000 gal. con 2 de concentración de arena malla	12/20
		80 000 gal. con 3 de concentración de arena malla	12/20
		125 000 galones totales de fluido	
		2 000 sacos de arena.	

PERFILES DE DEFO- SITACION	}	Al final del bombeo.	
		Distancia acarreada.	548.1 pie.
		Altura máxima de depositación.	17.4 pie.
		Altura promedio de depositación.	9.4 pie.
		Porcentaje depositado de apuntalante	16.6 %

A l t u r a d e D e p ó s i t o

DISTANCIA DESDE EL POZO	ALTURA DE DEPOSITO DEL APUNTALANTE EN EL ESTRATO			APUNTALANTE SUSPENDIDO .	
	Al final del bombeo (pie)	Final (pie)	Altura (pie)	Concentración	
				lb/gal	lb/pie ²
4	17.3	78.8	329.1	3.0	1.00
32	16.6	76.9	323.2	3.0	1.00
60	15.9	73.3	317.3	3.1	1.01
88	15.3	72.0	311.3	3.1	1.01
116	14.7	72.7	305.4	3.1	1.01
144	13.9	71.5	299.3	3.1	1.01
172	13.2	68.1	293.6	3.2	1.00
200	12.4	67.0	287.5	3.2	1.00
228	11.5	67.6	282.0	3.3	0.99
256	10.6	66.7	275.9	3.3	0.99
284	9.7	63.4	270.6	3.3	0.96
312	8.7	62.8	264.6	3.3	0.96
340	7.7	59.8	259.8	3.4	0.93
368	6.6	59.6	254.0	3.4	0.93
396	5.5	39.4	226.6	2.3	0.61
424	4.5	39.1	219.4	2.3	0.61
452	3.4	35.8	214.6	2.5	0.57
480	2.2	36.2	206.3	2.5	0.57
508	1.3	15.0	165.1	1.3	0.26
536	0.4	15.3	159.1	1.3	0.26

Equivalencias en la Formación:

Espesor	584	pie.
Altura	263	pie.
Concentración en la formación.	1006	lb/1000 pie ²
Capacidad de flujo	4940	md - pie
Volumen filtrado.	120.30	

D I S E Ñ O 4

PROGRAMA DE BOMBEO	15 000 gal. colchón inicial	
	10 000 gal. con 1 de concentración de arena malla	12/20.
	20 000 gal. con 2 de concentración de arena malla	12/20
	95 000 gal. con 3 de concentración de arena malla	12/20.
	140 000 galones totales de fluido	
	3 500 sacos de arena	

PERFILES DE DEPOSITACION	Al final del bombeo		
	Distancia acarreada	605	pte.
	Altura máxima de depositación	19.8	pte.
	Altura promedio de depositación	10.9	pte.
	Porcentaje depositado de apuntalante	19.1	%

A l t u r a d e D e p ó s i t o

DISTANCIA DESDE EL POZO	ALTURA DE DEPOSITO DEL APUNTALANTE EN EL ESTRATO			APUNTALANTE SUSPENDIDO	
	Al final del bombeo (pie)	Final (pie)	altura (pie)	Concentración	
				lb/gal	lb/pie ²
4	19.7	60.8	329.1	3.0	1.04
32	19.0	79.1	323.0	3.0	1.04
60	18.3	75.5	316.9	3.1	1.04
88	17.7	74.1	310.7	3.1	1.04
116	17.1	72.8	304.7	3.1	1.05
144	16.4	71.5	296.4	3.1	1.05
172	15.7	72.0	292.5	3.2	1.04
200	14.9	70.8	286.2	3.2	1.04
228	14.0	67.3	280.4	3.3	1.03
256	13.2	66.2	274.1	3.3	1.03
284	12.2	64.8	268.6	3.3	1.01
312	11.3	63.9	262.3	3.3	1.01
340	10.3	62.5	257.1	3.4	0.98
368	9.2	61.9	250.9	3.4	0.96
396	8.1	60.1	246.2	3.5	0.95
424	7.0	60.3	240.3	3.5	0.95
452	5.9	36.2	206.9	2.4	0.62
480	4.8	35.7	201.5	2.4	0.62
508	3.7	34.8	196.8	2.5	0.58
536	2.4	35.2	190.7	2.5	0.58
564	1.4	13.4	141.7	1.3	0.27
592	0.5	13.6	136.1	1.3	0.27

Equivalencias en la Formación

Epesor	605	pte.
Altura	254.8	pte.
Concentración en la formación	1087	lb/1000 pte ²
Capacidad de flujo	5049	md - pte
Volumen centrado	122.95	

D I S E Ñ O 5

PROGRAMA DE BOMBEO	15 000 gal. colchón inicial		
	15 000 gal. con 1 de concentración de arena malla	12/20	
	20 000 gal. con 2 de concentración de arena malla	12/20	
	95 000 gal. con 3 de concentración de arena malla	12/20	
145 000 galones totales de fluido			
3 400 sacos de arena.			
PERFILES DE DEFO- SITACION	Al final del bombeo		
	Distancia acarreada	622.1	pie.
	Altura máxima de depositación	34.9	pie.
	Altura promedio de depositación	17.0	pie
	Porcentaje depositado de apuntalante	30.8	%

A l t u r a d e D e p ó s i t o

DISTANCIA DESDE EL FOZO	ALTURA DE DEPOSITO DEL APUNTALANTE EN EL ESTRATO			APUNTALANTE SUSPENDIDO	
	Al final del bombeo (pie)	Final (pie)	Altura (pie)	Concentración	
				lb/gal	lb/pie ²
4	34.7	92.0	328.4	3.0	1.05
36	33.1	88.3	315.7	3.0	1.05
68	31.6	84.8	303.1	3.1	1.07
100	30.1	81.4	290.2	3.1	1.07
132	28.6	79.9	277.5	3.2	1.08
164	27.0	76.3	264.2	3.2	1.08
196	25.1	71.0	251.5	3.3	1.08
228	23.2	69.0	239.1	3.4	1.08
260	21.1	65.2	225.1	3.4	1.08
292	16.9	59.8	212.9	3.5	1.07
324	16.4	55.8	198.5	3.5	1.07
356	13.9	53.3	186.6	3.6	1.05
388	11.2	47.8	176.0	3.7	1.02
420	6.4	44.5	164.6	3.7	1.02
452	6.3	37.1	206.8	2.4	0.64
484	6.0	36.4	198.4	2.4	0.64
516	3.7	34.3	192.8	2.5	0.60
548	2.5	14.1	141.1	1.3	0.29
580	1.5	12.7	134.1	1.4	0.26
312	0.3	13.0	128.1	1.4	0.26

Equivalencia en la Formación

Espesor	622	pies
Altura	221.5	pies
Concentración en la formación	1234	lb/1000 pie. ²
Capacidad de flujo.	31403	md-pie
Volumen filtrado	726.90	

REPORTE DE FRACTURAMIENTO DEL POZO SOLEDAD NORTE 379

Volumen utilizado de fluido Arena:

	<u>GALONES</u>	<u>m³</u>
Colchón	15 000	56.7
Con arena 12.20	93 030	352.14
Desplazamiento	6 220	23.54
TOTAL UTILIZADO	114 250	432.4

Arena utilizada:	12-20			
	266 000	Lbs.		
	116.2	Ton.	2.85	Lb/gal.
		Relación promedio	0.34	Kg/lt.

Presiones:

Pr.	3 200	lb/pg ²	224	Kb/cm ²
Pict	850	lb/pg ²	59.5	"
Pt.	3 200	lb/pg ²	224	"
	4 100		287	"
Pf.	4 150	lb/pg ²	290.5	"
Picf.	900	lb/pg ²	63	"
Pc.	800	lb/pg ²	56	"
q	33	Bpcm	5 247	lt/min
H P	3 235	H.P.		

Operación d De 11:30 a 13:00 horas.

Comentarios:

- 1.- La T.R. de 9 5/8", se mantuvo abierta sin manifestar flujo.
- 2.- Presión al terminar la operación con pozo cerrado
T.P. = 52 Kg/ cm²
T.R. = 53 Kg/ cm²
- 3.- Pfc antes del fracturamiento, 125.6 Kg/cm²
- 4.- Se tomó registro de temperatura de 1 200 a 1 400 m.
Ver. Fig. 6.2
- 5.- Operación normal.
- 6.- Se abrió pozo a la batería por 4 mm. a las 17:00 horas.

CAPITULO VII

RESULTADOS OBTENIDOS

1.- Recuperación del Fluido Inyectado

POZOS EN RECUPERACION

FECHA:	EST. mm.	PRESION Kg/cm. ²		ACBI TS m ³ /día	ACEITE m ³ /día		OBSERVACIONES
		T.P.	T.R.		Recup.	Rema. Rec.	
Mayo 12/83	4	30	30				
13	4	49	48	8	8	409	
14		35	35	21	29	387	
15		16	16	25	54	382	
16		13	13	24	78	336	
17		13	13	21	99	317	
18	4	13	13	20	119	297	
19		14	14	20	139	277	
20		14	14	21	160	256	
21		14	14	19	179	237	
22		14	14	20	199	217	
23		14	14	31	230	166	
24	4	15	15	22	252	166	
25		16	16	21	273	143	
26		17	17	15	288	128	
27		17	17	12	300	116	
28		18	18	22	312	104	
29		18	18	12	324	92	
30		16	18	12	336	80	
31	4	18	18	12	348	68	
Jun, 1 ^o /83		18	16	12	360	56	
2	4	15	15	10	370	46	
3		15	15	12	382	34	
4		15	15	10	392	24	
5		15	15	12	404	12	
6		15	15	12	416	0	
7		15	15	10			

*Levantamiento de presión de fondo y curva de
incremento*

*A) Se tomó las presiones de fondo fluyendo y
cerrado el pozo (ver gráficas)*

B) Curva de incremento

Datos del registro de presiones.

LEVANTAMIENTO DE PRESION DE FONDO
Y CURVA DE INCREMENTO

DISTRITO SUR SISTEMA PRODUCTOR ESPONTANEO
CAMPO SOLEDAD NORTE
POZO 379

Datos para el trazo de la curva de incremento de presión
a 1150 M.B.M.R.

FECHA	HORA	HORAS CERRADO	PRESION Kg/cm ²	OBSERVACIONES
Nov. 14/83	17:00	0:00	96.9	
	18:00	1:00	97.2	
	19:00	2:00	97.2	
	20:00	3:00	97.2	
	21:00	4:00	97.2	
	22:00	5:00	97.2	
	23:00	6:00	97.2	
	24:00	7:00	97.2	
Nov. 15/83	1:00	8:00	97.2	
	2:00	9:00	97.2	
	3:00	10:00	97.2	
	4:00	11:00	97.2	
	5:00	12:00	97.2	
	7:00	14:00	97.2	
	9:00	16:00	97.2	
	11:00	18:00	97.2	
	13:00	20:00	97.2	
	15:00	22:00	97.3	
	17:00	24:00	97.3	
	19:00	26:00	97.3	
	21:00	28:00	97.3	
	23:00	30:00	97.3	
Nov. 16/83	1:00	32:00	97.4	
	3:00	34:00	97.4	

FECHA	HORA	HORAS CERRADO	PRESION Kg/cm ² .	OBSERVACIONES
Nov. 16/83	5:00	36:00	97.4	
	7:00	38:00	97.4	
	9:00	40:00	97.4	
	11:00	42:00	97.4	
	13:00	44:00	97.4	
	15:00	46:00	97.4	
	17:00	48:00	97.4	
	21:00	52:00	97.4	
Nov. 17/83	1:00	56:00	97.4	
	5:00	60:00	97.4	
	9:00	64:00	97.4	
	13:00	68:00	97.4	
	17:00	72:00	97.4	
	21:00	76:00	97.4	
Nov. 18/83	1:00	80:00	97.4	
	5:00	84:00	97.4	
	9:00	88:00	97.3	
	13:00	92:00	97.3	
	17:00	96:00	97.2	
	21:00	100:00	97.2	
Nov. 19/84	1:00	104:00	97.2	
	5:00	108:00	97.2	
&	9:00	112:00	97.2	
	13:00	116:00	97.2	
	17:00	120:00	97.2	
	21:00	124:00	97.2	
Nov. 20/83	1:00	128:00	97.2	
	5:00	132:00	97.2	
	9:00	136:00	97.2	
	13:00	140:00	97.2	
	17:00	144:00	97.2	
	21:00	148:00	97.5	
Nov. 21/83	1:00	152:00	97.5	

FECHA	HORA	HORAS CERRADO	PRESION Kg/cm ²	OBSERVACIONES
Nov. 21/83	5:00	156:00	97.2	
	9:00	160:00	97.2	
	13:00	164:00	97.2	
	17:00	166:00	97.8	
	21:00	172:00	98.0	
Nov. 22/83	1:00	176:00	98.2	
	5:00	180:00	98.2	
	9:00	184:00	98.2	
	13:00	188:00	98.2	
	17:00	192:00	97.2	
	21:00	196:00	97.2	
Nov. 23/83	1:00	200:00	97.2	
	5:00	204:00	97.2	
	9:00	208:00	97.2	
	13:00	212:00	97.2	
	17:00	216:00	97.2	
	21:00	220:00	97.2	
Nov. 24/83	1:00	224:00	97.2	
	5:00	228:00	97.2	
	9:00	232:00	97.2	
	13:00	236:00	97.2	ESTABILIZO.

Los datos de registros de prestaciones no son representativos ya que al desarrollar las gráficas no muestran ningún comportamiento típico y se desecha esta información.

Tomando los datos de otro pozo, se procede a realizar la evaluación del fracturamiento; como ejemplo ilustrativo del método a seguir si los datos del pozo Soledad Norte 379 hubieran sido representativos.

(Vease referencia

EJEMPLO:

Soledad 644

Prueba de incremento

Pozo fracturado

Datos:

Salinidad = 25 000 (PPM)

$\mu_o = 2.74$ (cp)

$C_t = 110.15 \times 10^{-6}$ (Kgf/cm²)⁻¹

$S_o = 40 \%$

$S_w = 60 \%$ (a partir de registros geofísicos)

$\phi = 15 \%$

$h = 21$ (Mt)

$r_w = 0.084$ (Mt)

$q_o = 11.8$ (M³/D)

-

Nota: Datos de PVT obtenidos del pozo Soledad 126.

$\Delta P (\text{kgf/cm}^2)$	$\Delta t (\text{Hr})$
0	0
1.7	0.083
2.4	0.167
2.9	0.250
3.2	0.333
3.5	0.417
3.6	0.500
3.7	0.583
3.8	0.667
3.9	0.750
3.9	0.833
4.1	0.917
4.1	1.000
4.2	1.250
4.4	1.500
4.5	1.750
4.5	1.917
4.7	2.333
5.3	2.833
5.3	3.333
5.4	4.000
5.4	4.833
5.5	5.500
5.7	6.333
6	7.333
6.2	8.500
6.6	10.000
7.2	12.000
7.4	14.000

c-1) Gráfica ΔP Vs Δt
fig.

Debido a que presenta transición de flujo bilineal a lineal, continuar en (c-2.1).

c-2.1) Transición de bilineal a lineal

(1) Punto de ajuste de la fig.

$$(\Delta P)_A = 3.8$$

$$(\Delta t)_A = 3.1$$

$$(P_D(K_f b_f)_D)_A = 2.3$$

$$(t_D(K_f b_f)_D^2)_A = 15$$

$$((K_f b_f)_D)_A = \pi/5$$

$$(2) \frac{(K_f b_f)_D}{x_f} = \frac{(19.033) (11.8) (2.74) (1.1405) (2.3)}{(21) (3.8)}$$

$$\frac{K_f b_f}{x_f} = 20.22$$

$$(3) x_f = 20.22 \frac{(3.48 \times 10^{-4}) (10.124) (3.1)}{(0.19)(2.74) (110.15 \times 10^{-6})} (4)$$

$$x_f = 72.1 \text{ (mts.)}$$

$$(4) K_f b_f = (72.1) (20.22) = 1458 \text{ (md.mts.)}$$

c-3) Método lineal:

Debido a que $(K_f b_f)_D < 300$

Pasamos a (c-4).

c-4) Método Semilogarítmico:

(1) Gráfica de P_{wf} Vs Δt en la fig.

(2) $m_{1S} = 3.8 \text{ (Kg/Cm}^2\text{) / Ciclo.}$

(3) $K = \frac{(21.91)(11.3)(2.74)(1.14)}{(3.8)(21)} = 10.124 \text{ (md).}$

(4) $S = 1.151 \left(\frac{109.7 - 109.3}{3.8} \right) - \log \left(\frac{10.124}{(0.19)(2.74)(110 \times 10^{-6})(.08)^2} \right) + 3.107 = -4.61$

(5) $r_w' = .084 e^{-(4.618)} = 10.39 \text{ (Mt)}$

(6) $X_f = 10.39 \frac{1}{0.14} = 80 \text{ (Mt)}$

c-5) Análisis por curvas tipo:

c-5.1) Corresponde conductividad finita, de la fig.

(1) $(\Delta \cdot P)_A = 3.6$

$(\Delta t)_A = 3.1$

$(P_D (K_f b_f)_D)_A = 15$

$({}^t_D X_f (K_f b_f)_D)_A = 15$

$((K_f b_f)_D)_A = \pi/5$

(2) $P_D = \frac{2.3}{\pi/5} = 3.66$

$$t_{DX_f} = \frac{15}{(\pi/5)^2} = 119$$

$$(3) K = \frac{(19.03)(11.8)(2.74)(1.14)(3.66)}{(21)(3.8)} = 32 \text{ (md)}$$

$$(4) L_f = 2X_f = 2 \sqrt{\frac{(3.48 \times 10^{-4})(32)(3.1)}{(0.19)(2.74)(110.15 \times 10^{-6})(119)}} = 5 \text{ (ft)}$$

$$(5) r_w' = (2.25) \frac{1}{(0.13)} = 17.3 \text{ (ft)}$$

$$(6) S = \ln\left(\frac{0.084}{17.3}\right) = -5.32$$

c-5.3) Curva tipo de (c-5), fig.

(1) Se ajustó los datos a una curva tipo de la fig.

(2) Se tomó punto de ajuste:

$$(P_D)_A = 1$$

$$((t_D)r_w')_A = 2$$

$$(\Delta P)_A = 3.8$$

$$(\Delta t)_A = 3.1$$

$$((K_f b_f)_D)_A = 0.04\pi$$

$$(3) K = \frac{(19.03)(11.8)(2.74)(1.14)(1)}{(21)(3.8)} = 8.9 \text{ (md)}$$

$$(4) r_w' = \sqrt{\frac{(2.48 \times 10^{-4})(8.8)(3.1)}{(0.19)(2.74)(110.15 \times 10^{-6})(2)}} = 9.1 \text{ (Mt)}$$

$$(5) L_f = (2)(9.1) \frac{1}{(0.13)} = 140 \text{ (Mt)}$$

$$(6) K_f b_f = \pi/5(8.8)(70) = 390 \text{ (md-Mt)}$$

$$(7) S = \ln\left(\frac{0.064}{9.1}\right) = -4.7$$

EVALUACION DEL FRACTURAMIENTO:

1.- Debido a que antes de fracturar éste pozo en Chicontepec no se tomó prueba de presión, no se conoce "K" y "S" antes de fracturar

2.- No se tenía información sobre el diseño de los fracturamientos.

$$3.- V_{ms} = 118.92 \text{ (Mt)}^3$$

$$V_{ffm} = 129.90 \text{ (Mt)}^3$$

$$4.- K = 10.184 \text{ (md)}$$

$$S = -4.81$$

$$K_f = 80 \text{ (Mt)}$$

$$5.- J_0 = 0$$

$$J_p = 11.8 / (109.2 - 101.2) = 1.475 \text{ (M}^3/\text{D)} / \text{(Kg}f/\text{Cm}^2)$$

$$6. - F_{v1} = 0.228$$

$$F_{v2} = 0.325$$

$$7. - J_R = 1.475/0 = \infty$$

TABLA No. 1

DATOS BASICOS

POZO	TIPO	FORMACION	q_o (M/D) ³	M_o (op)	B_o (M/M ³) ³	C_t $10(E_{gf}/C_n^2)^{-1}$ ⁶	h (Mt)	β (Fracción)	Sal 10^{-3} (PPM)
Soledad 655	Decremento	Pechm	11.8	2.74	1.14	110.15	21	0.19	25

TABLA No. 2

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION Y FRACTURA

POZO	q_o (M/D) ³	K (ml)	S (adim.)	X_f (Mt)	L_f (Mt)	h_f (Mt)	K_{ff} (ml-Mt)
Soledad 644	11.80	8.80	-4.70	70.00	140.00	21.00	308.00

TABLA 3 UNIDADES DE LAS VARIABLES Y CONSTANTES DE CONVERSION

VARIABLE	SISTEMA INGLES	SISTEMA METRICO
Presión, P	Lb _f /Pul ²	Kg _f /cm ²
Tiempo, t	horas	horas
Permeabilidad, K	milidarcies	milidarcies
Espesor, h	Pie	metros
Viscosidad,	centipoise	centipoise
Gastos de aceite, q _o	barriles/día	m ³ /días
Porosidad, φ	fracción	fracción
Compresibilidad total c _t	Pul ² /Lb _f	cm ² /Kg _f
Mitad de la longitud de la fractura, X _f	Pie	metros
α	141.2	19.033
β	2.64X10 ⁻⁴	3.48X10 ⁻⁴
γ	44.1	6.373
δ	4.064	0.6297
ε	162.6	21.91
ζ	3.2275	3.107
η	0.000295	0.002187
θ	5.615	1
ι	3787.879	2865.184

C A P I T U L O V I I I

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

La experiencia ha indicado que en esta area solo se logra producción fluyente mediante la estimulación por fraturamiento.

Dada la arcillosidad de la formación, el fluido - para el fraturamiento debe ser tal que elimine - la hidratación. De los metodos aplicados a la formación Chicontepec, con el que mejores resultados se ha obtenido es el fraturamiento hidráulico, - por el metodo tradicional (aceite-arena), se ha - visto que el fluido fraturante más práctico y económico es el aceite mismo de la formación.

Lo que se ha observado en el campo es que un tratamiento con un volumen muy grande tiene practicamente el mismo efecto que uno con un volumen reducido de fluido fraturante, se recomienda reducir los volúmenes de fluido fraturante, ya que la longitud de la fractura no necesita ser grande, debido a la discontinuidad del yacimiento.

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

- 1.- SELECTIN WELLS WHICH RESPOND TO PRODUCTION-STIMULATION TREATMENT. Gladfelter, R.E., Tracy, G.V. and Wilsey, L.E. Drill. And Prod.Prac. API - 117
- 2.- RESERVOIR FRACTURING A METHOD OF OIL RECOVERY FROM EXTREMELY LOW PERMEABILITY FORMATIONS. Bearnden, W.G. and Wilsey, L.E. Trans., AIME - 201, 169-175
- 3.- A HYDRAULIC PROCES FOR INCREASING THE PRODUCTIVITY OF WELLS. Clark, J.B. Trans., AIME - 166, 1-8
- 4.- SELECTION AND EVALUATION OF WELLS FOR HIDRAFRAC TREATMENT. Maly, Joe W. and Norton, Tom.E. Oil and Gas J. No. 52, 126
- 5.- APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING TO THE STIMULATION OF OIL AND GAS PRODUCTION. Clark, R.C., Freedman, H.G., Bolstead J.H. and Coffer, H.F. Drill and Prod. Prac. API (1953) 113.
- 6.- ESTIMULACION DE POZOS. Universidad Nacional Autónoma de México.
- 7.- MANUAL DE FRACTURAS HIDRAULICAS. Halliburton,
- 8.- FRACTURAS HIDRAULICAS. Halliburton
- 9.- NOTAS PARA CURSO SOBRE FRACTURAMIENTO. Superintendencia General de Ingeniería Petrolera - México, D.F.
- 10.- DETERMINACION DE PARAMETROS DE LAS FRACTURAS EN POZOS DEL CHICONTEPEC D.D.T. CERRO AZUL Ing. Antonio Romero Juárez. Ing. Jesús Morales Figueroa

- 11.- POSIBILIDADES DE PRODUCCION DE LA FORMACION CHICONTEPEC EN EL DISTRITO SUR. *Ing. José Luis Reyes Rodríguez*
- 12.- LECCIONES DE SERVICIO Y REPARACION. TRATAMIENTOS PARA ESTIMULACION DE POZOS. (Lección 2). *Servicio de Extensión del Petróleo Dallas, Texas.*
- 13.- EVALUACION DE FRACTURAMIENTOS MEDIANTE ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION. (MANUAL) *PEMEX
Departamento de Ingeniería de yacimientos.
Poza Rica, Ver.*

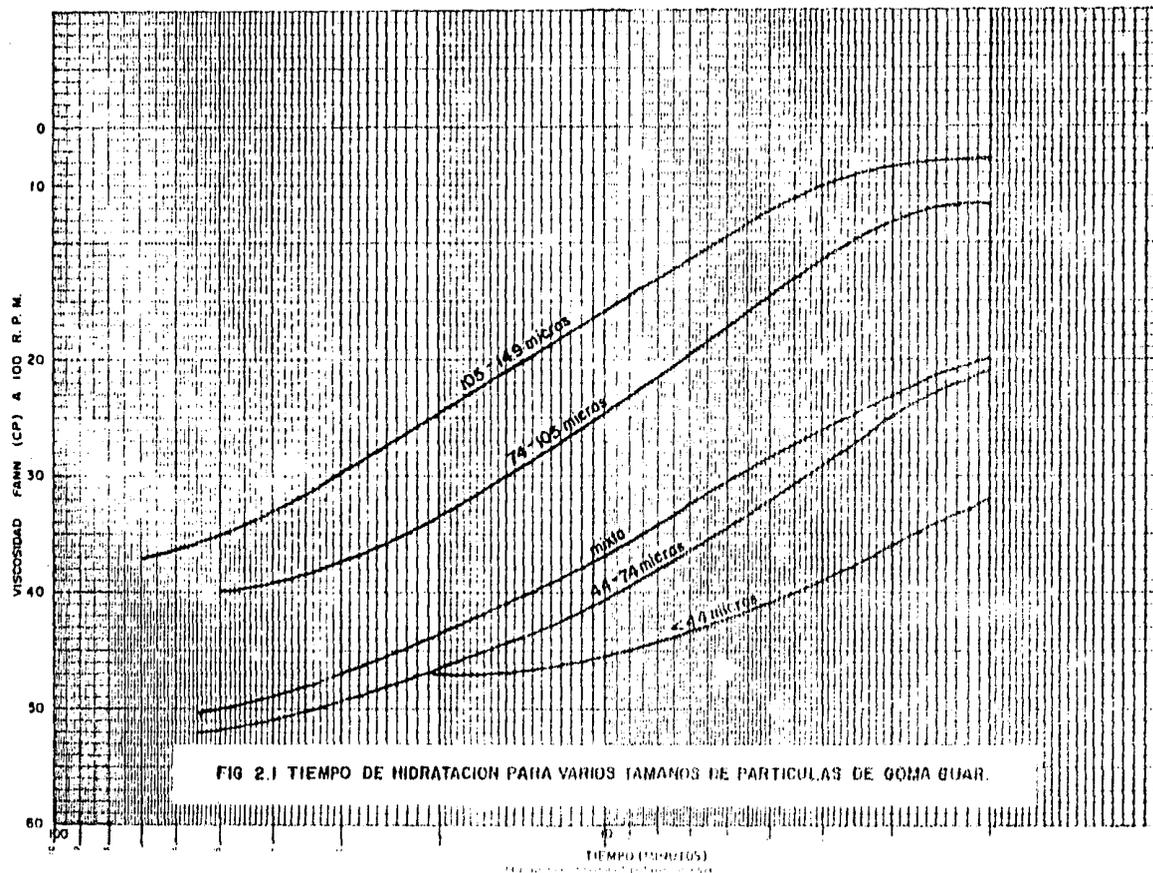
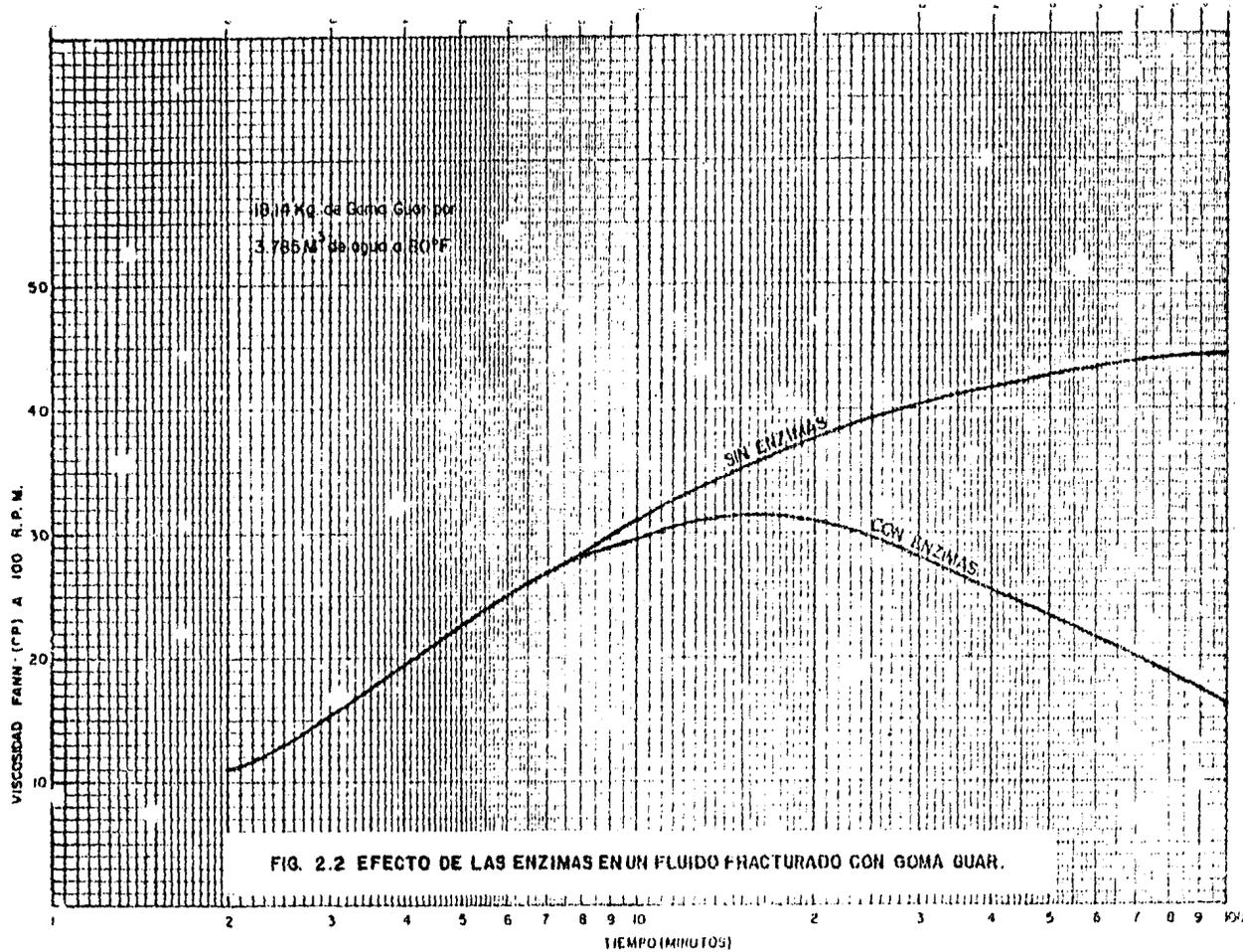


FIG 2.1 TIEMPO DE HIDRATACION PARA VARIOS TAMANOS DE PARTICULAS DE GOMA GUAR.



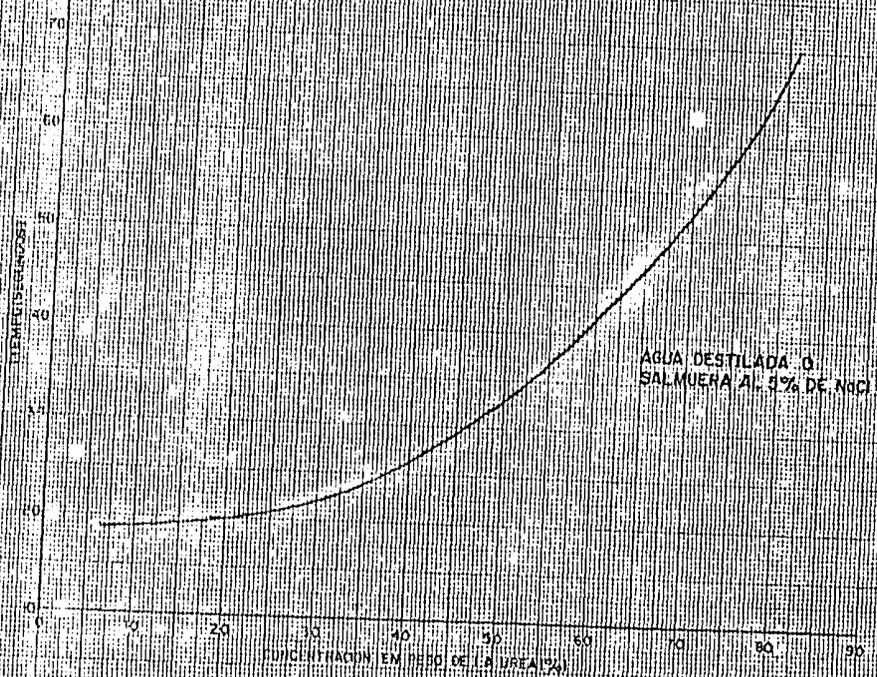


FIG. 3.1 SOLUBILIDAD APROXIMADA DE LA UREA A 80°F

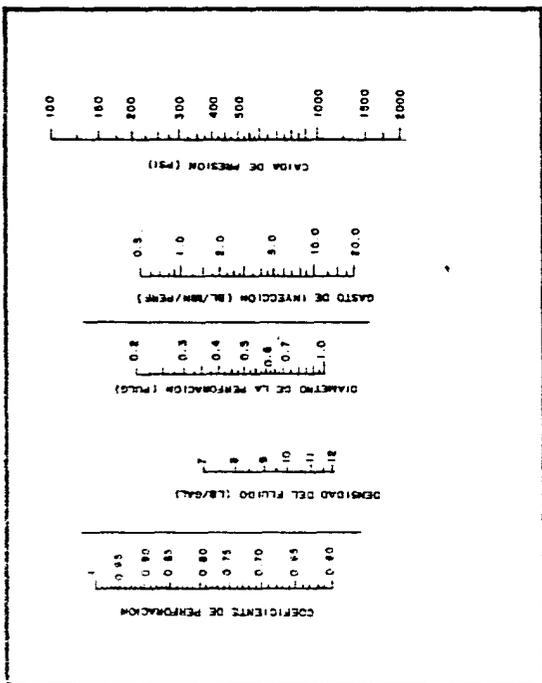
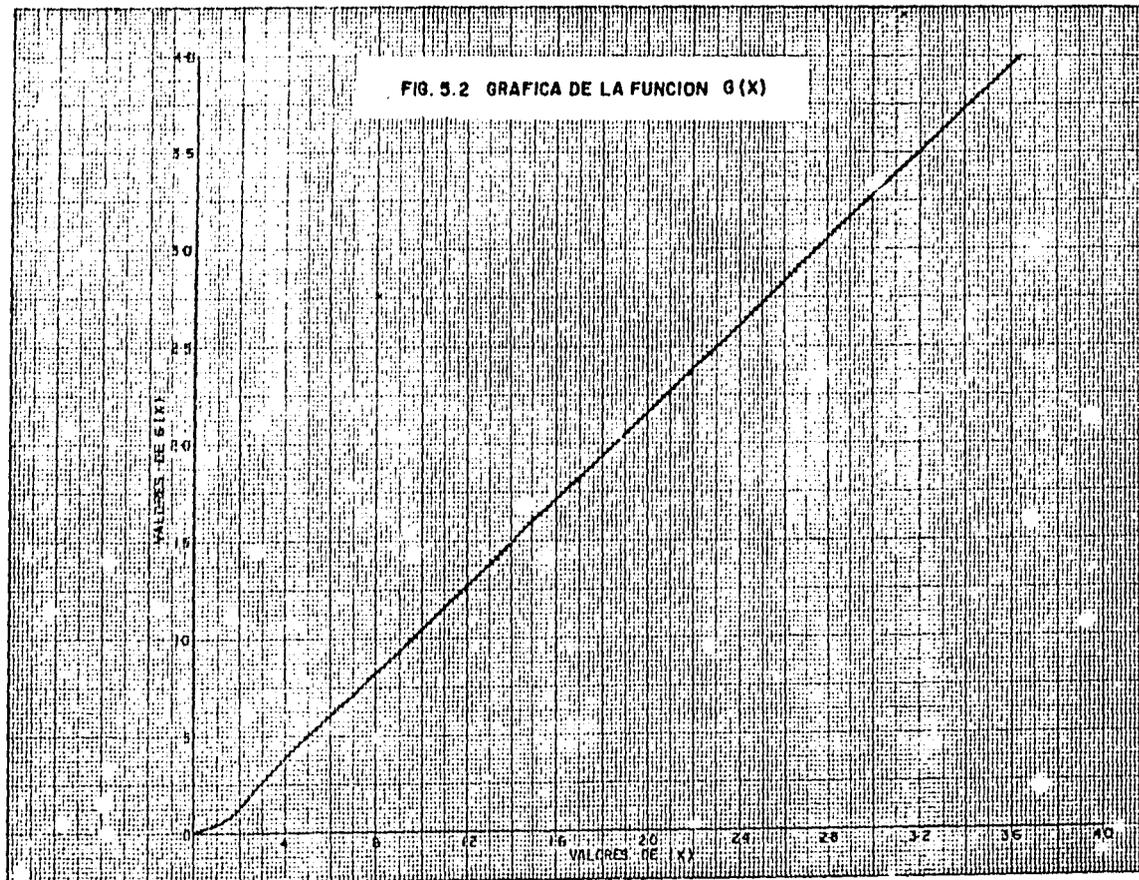
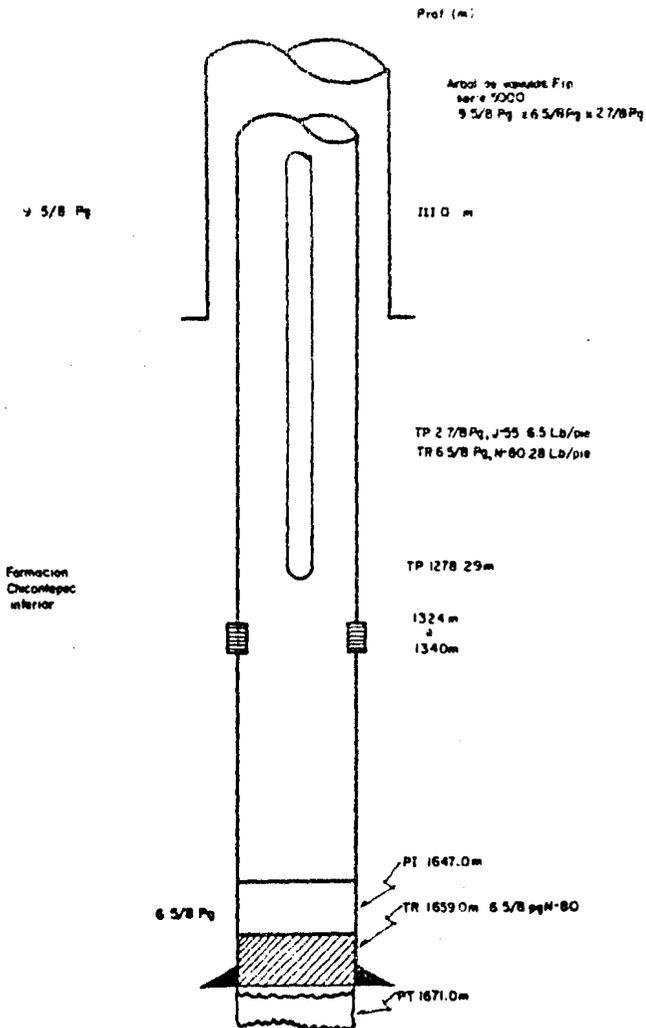


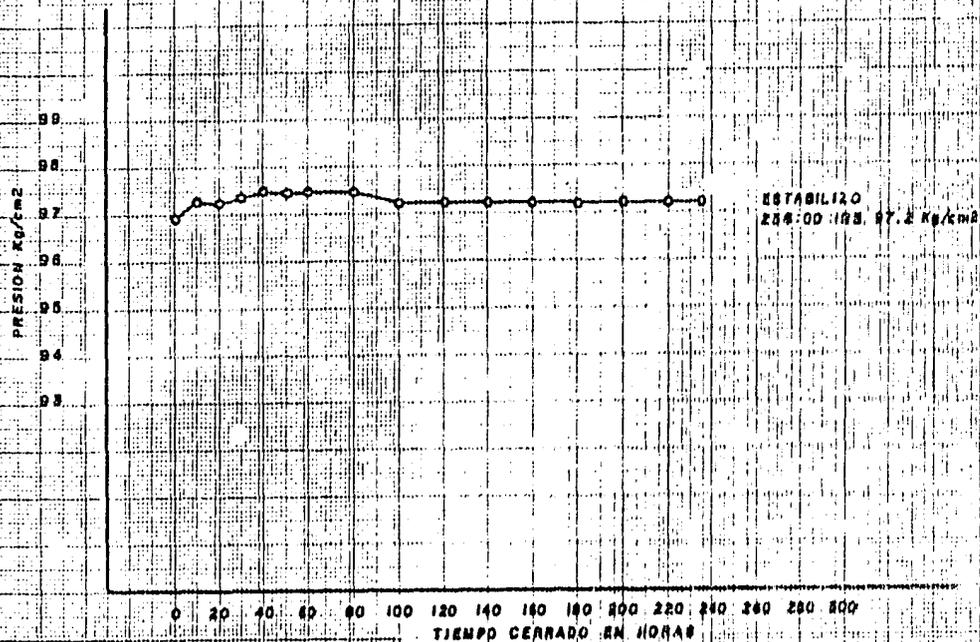
FIG. 5.1 MONOGRAMA PARA DETERMINAR LA CAIDA DE PRESION EN UNA PERFORACION



ESTADO MECANICO DEL POZO SOLEDAD NORTE 379



POZO SOLEDAD NORTE 3 '9
CURVA DE INCREMENTO PRESION
A 1160.0 m B.M.H.
ELEV. M.R. 98.6 m



POZO SOLEDAD NORTE 379

FLUYENDO T.P. 4 mm

PRESION I.P. 6.9 Kg/cm²

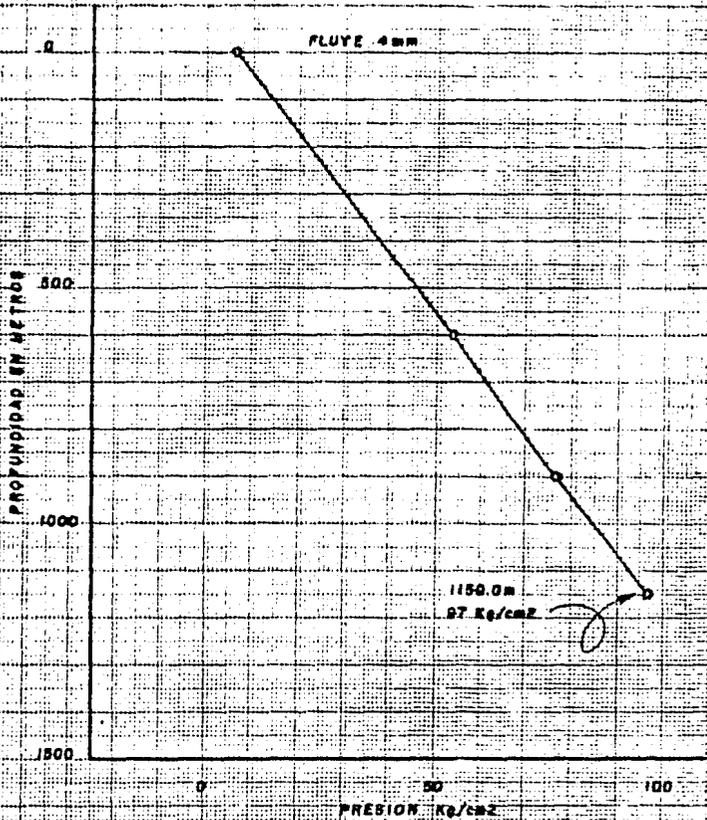
PRESION T.R. 3/4

PRODUCCION

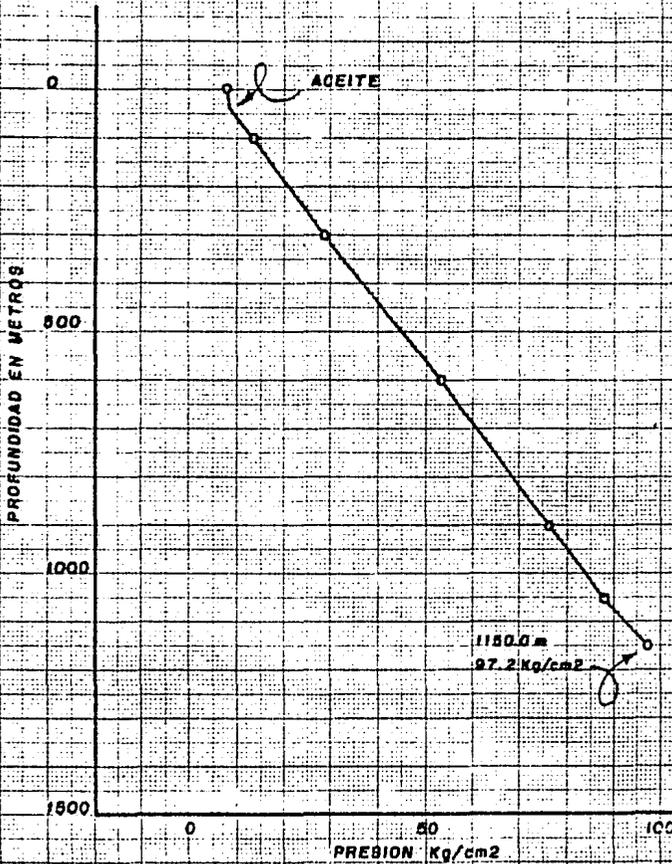
ACEITE 100 m³/dia

GAS 100 m³/dia

AGUA C.O. m³/dia



POZO SOLEDAD NORTE 379
CERPADO 238:00 HRS.
PRESION T.P. 7.5 Kg/cm²
PRESION T.R. S/C Kg/cm²
NIVEL ACEITE 25.0 m
NIVEL AGUA m



SOLEDAD N° 644

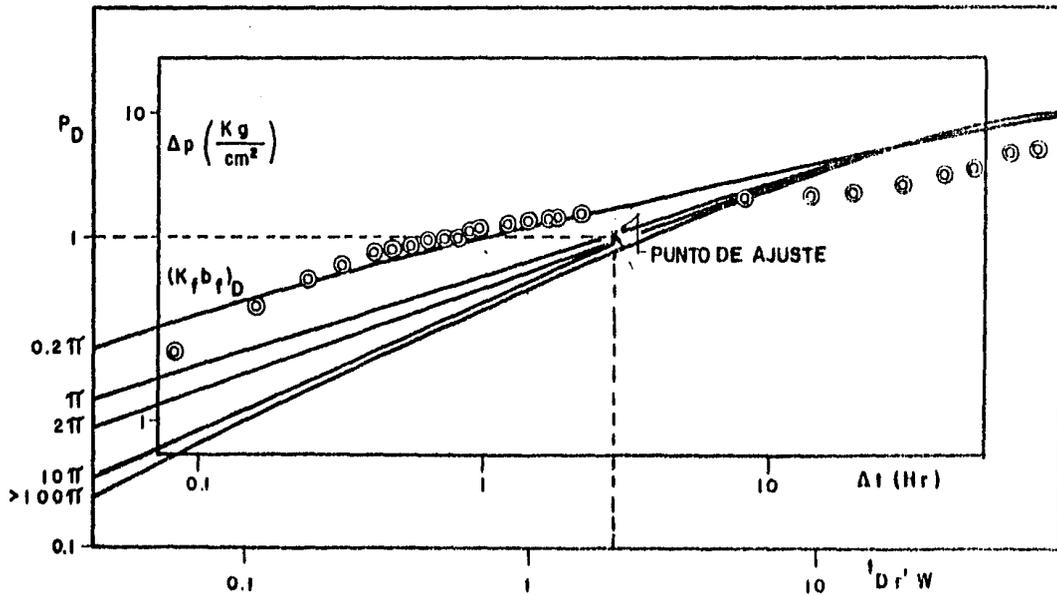


FIGURA N°

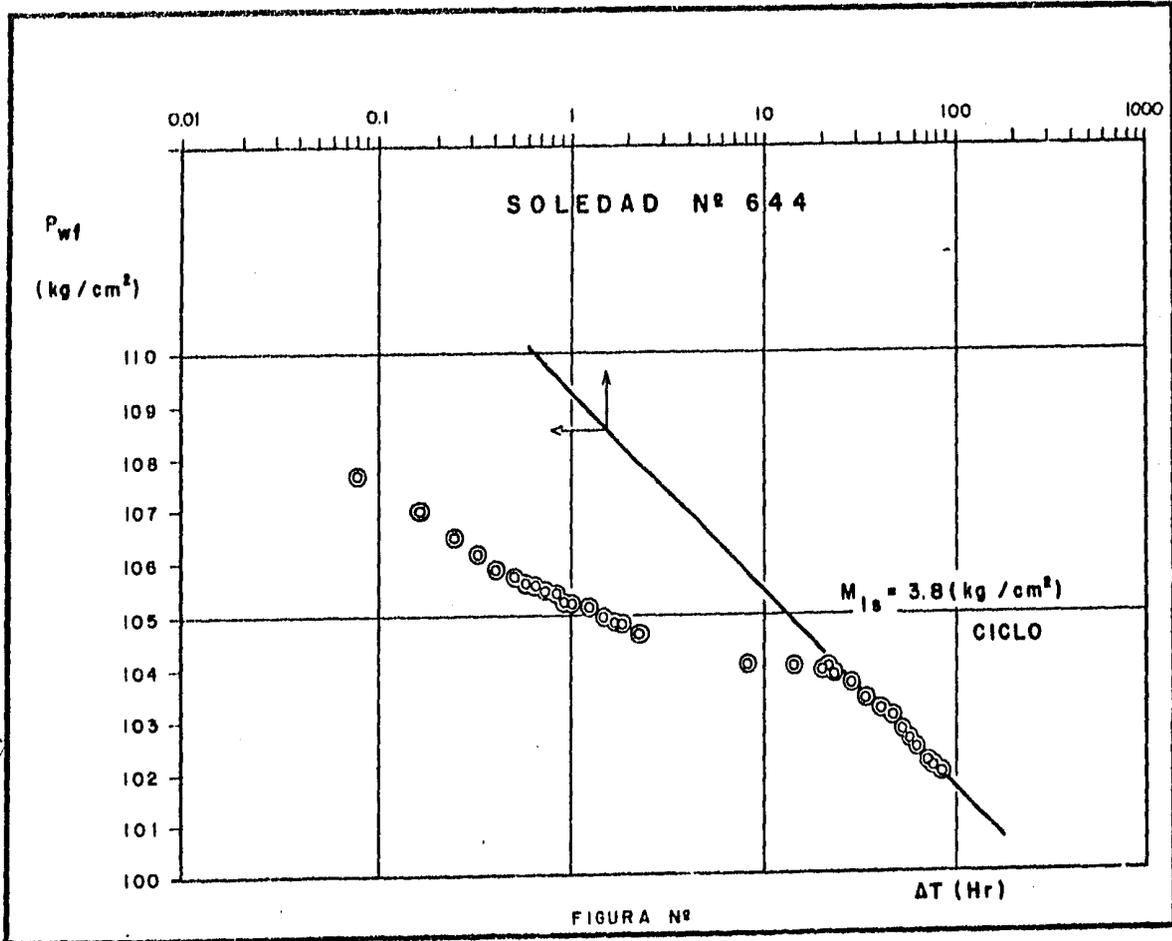


FIGURA Nº

SOLEDAD N° 644

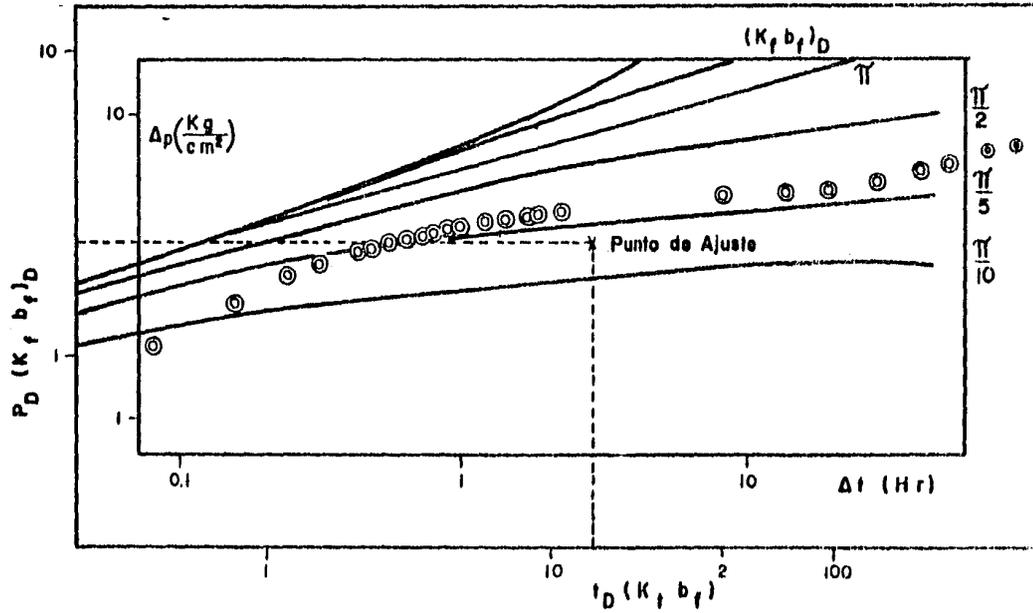


FIGURA N°