

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**Facultad de Petróleo**

**FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

**Tesis para optar el Título de**

**BACHILLER**

**RODOLFO E. ARBULU MIRANDA**

**Promoción 1959**



**Lima - Perú**

**1960**

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

EN TODO CAMPO PETROLIFERO LOS POZOS ESTAN SOMETIDOS A UNA SERIE DE TRABAJOS QUE AFECTAN NO SOLAMENTE SUS CONDICIONES MECANICAS SINO TAMBIEN SUS PRODUCTIVIDADES. ESTOS TRABAJOS PUEDEN CLASIFICARSE EN DOS GRANDES GRUPOS:

a).- TRABAJOS MECANICOS.

b).- TRABAJOS RELACIONADOS CON LAS VARIACIONES DE LAS PRODUCTIVIDADES.

ENTRE LOS TRABAJOS MECANICOS TENEMOS :

- BAIZO ADICIONAL - CAMBIO DE POSICION DE LA TUBERIA-
- INSTALACION DE PACKERS - CIERRE DE FORMACIONES- ETC.

DENTRO DEL GRUPO (b) TENEMOS :

- ACIDIFICACION - TRATAMIENTOS CON DETERGENTES E HIPOCLORITO DE CALCIO - FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y MUCHOS OTROS MAS.

EL OBJETIVO DE ESTA TESIS ES TRATAR DE UNA MANERA SENCILLA SOBRE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

\_\_\_\_\_6  
\_\_\_\_\_6

## FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento viene a ser la rajadura de la roca debido a la tensión. Existen miles de operaciones de fracturamiento, siendo lo primordial para su realización es que exista petróleo y que la formación tenga una cierta presión. Cualquier pozo perforado, con arenas duras, consolidadas, responde a estas operaciones de fracturamiento. Por ejemplo, si tenemos dos pozos: uno de ellos con una permeabilidad de doscientos milidarci y el otro con un milidarci, el que responde mejor es el de un milidarci puesto que no ha producido petróleo.

La productividad adicional depende de muchos factores, siendo el incremento en barriles de 200, 300, etc. Las operaciones se realizan mejor en pozos con casing y durante la primera parte de la vida productiva. En pozos con demasiada presión no se hacen estas operaciones; lo primero que hay que hacer es enter el pozo.

La PRESION HIDRAULICA aplicada a las rocas de un pozo, crean fuerzas de tensión alrededor del hueco, y cuando estas fuerzas han crecido lo suficiente, empujan la roca, quebrándola, debido a la acción del fluido bombeado al pozo.

Durante los fenómenos de fracturamiento la roca de la formación no es fracturada inmediatamente. Otras veces existen ya fracturas, sirviendo en este caso el fluido para confinar el esfuerzo, abrir y extender las fracturas existentes.

### TIPOS DE FORMACIONES QUE PUEDEN SER FRACTURADAS ?

Constituyen estos tipos todas las formaciones que se comportan como materiales elásticos. Las que se deforman plásticamente no. Se fractura en formaciones de areniscas consolidadas, calizas, dolomitas, granitos, esquistos .



UNIDADES PREPARANDOSE PARA UN  
TRATAMIENTO DE FRACTURA

Generalmente no se fracturan las pizarras muy blandas, arcillas, gredas, arenas sueltas. La arena suelta se comporta como material plástico, es decir que tiende a fluir durante el represionamiento.

La fractura se hace primero en los sitios de menor resistencia, siendo dos las resistencias que uno encuentra:

A).- La resistencia de compresión de la formación.

B).- La resistencia de tensión de la roca.

Las operaciones de fracturamiento se hacen con presiones menores que el levantamiento de toda la sobrecarga, en la cual hay una presión de 1 psi. por pié de profundidad. En pozos poco profundos se levanta la sobrecarga, sucediendo todo lo contrario en los profundos. La presión máxima de fracturamiento es de 0.75 psi.

El equipo de fracturamiento que se instala en la cabeza del pozo debe ser de alta presión. Se necesitan de 8 a 10 camiones de bombeo, existiendo un factor importante: "la resistencia del casing", entonces se hace el fracturamiento poniendo un packer.

Después de romper la arena, para impedir que vuelva a recomprimirse se introduce la arena "OTAWA" dentro del fluido. Primitivamente se usó la arena de río pero fracasó por que sus granos eran angulares. La Ottawa es una arena de granos redondos y de igual diámetro, debiendo ser éste lo más grande posible que se pueda bombear dentro de la formación. Se usan de 1 a 1.5 libras de arena por galón, si hay bombeo rápido de 2 a 4 libras por galón. Lo ideal del fluido es que sea viscoso.

Para meter la arena en la formación, se puede hacer:

A).- Usando un empaque, haciéndose en hueco abierto, como el casing esté

cementado, el cemento lo protege contra reventazones.

B) Usando doble empaque, en éste caso el fracturamiento se hace por los tubos dentro de la formación, fracturándose de esa manera diferentes zonas.

? QUE PROFUNDIDAD PUEDEN Y SON FRACTURADOS LOS POZOS ?

Las formaciones fracturadas existen por lo menos a unos 20000 piés. Esto se pone en evidencia por la pérdida del lodo de perforar en éstas profundidades. Cuanto mas profundos son los pozos, más alta será la presión requerida para fracturar la formación. A profundidades extremas, se cree que todas las formaciones se vuelven plásticas y que sólo pueden ser fracturadas a presiones superiores al "overburden load". Se han obtenido resultados satisfactorios para la estimulación de pozos hasta profundidades de 12000 piés.

? DONDE COMENZARA EL FRACTURAMIENTO DE UN POZO ?

El fracturamiento de un pozo comienza en los puntos en los que la combinación de resistencia por compresión y tensión de la roca es menor. Puntos favorables para el comienzo son las fracturas naturales, las disyunciones y los planos de estratificación que no tienen esfuerzos de tensión.

? AFECTARAN LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO LA DIRECCION DE LAS FRACTURAS ?

En algunos casos sí, por que afecta la distribución de la presión de la formación. Cuando existen fracturas primitivas u originales, los fluidos que penetran en ellas crean una presión o esfuerzo de cuña que las abrirá a una presión baja del hueco (con poca presión) menor a la que se necesitaría si estuviera la formación sellada en el borde del pozo.

BREAKDOWN PRESSURES.-

? QUE AFECTA LA BREAKDOWN PRESSURES DE LAS FORMACIONES ?

En el hueco la resistencia a la fractura es la fuerza de compresión de la

roca y la resistencia de la misma. En las paredes del hueco es cero pero crece a medida que aumenta la distancia al hueco en un plano horizontal. Cuando la presión crezca lo suficiente como para vencer los diferentes esfuerzos, la formación se partirá.

¿ ES IMPORTANTE LA CANTIDAD DE SOBRECARGA ?

Para pozos con formación tocosa en la superficie la fuerza de tensión solamente debe ser opuesta a la presión para comenzar la fractura. Para pozos con huecos pequeños el breakdown pressure o resistencia efectiva de las rocas deberá ser mucho mas bajo que para pozos de abertura normal. Sin embargo cuanto mas profundo sea el pozo, mayor será el esfuerzo de sobrecarga.

La sobrecarga es aplicada en dirección vertical y horizontal. La componente horizontal del esfuerzo de sobrecarga es debido a la habilidad de la roca para expandirse lateralmente cuando es sobrecargada.

¿ CUAL ES EL EFECTO RELATIVO DEL ESFUERZO DE LA ROCA Y EL ESFUERZO DE LA TIERRA ?

Las fracturas de la mayoría de las formaciones, usualmente ocurren a presiones menores o iguales al esfuerzo de sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga de formaciones sedimentarias es cerca de un psi. por pié de profundidad. La tensión horizontal inducida por sobrecarga variará de 0.2 a 0.4 psi. por pié de profundidad.

Muchas presiones de fracturamiento sin embargo, serán cerca de 0.7 psi. por pié de profundidad, debido a la resistencia de las rocas y a la concentración de esfuerzos alrededor del hueco.

La tensión a travez de los planos de estratificación, fracturas y disyunciones puede variar de 0 a 200 psi. La resistencia de areniscas porosas y calizas está entre 200 y 1000 psi. Formaciones ajustadas tienen tensiones mayores

de 2000 psi. En pozos profundos el esfuerzo de tensión es naturalmente menor que en pozos superficiales debido a las altas tensiones.

Para fractura vertical en un pozo de 5000 piés por ejemplo, la resistencia del esfuerzo tangencial será doble del horizontal, mas o menos 3333 psi. para gradiente de 0.67 psi. por pié. Si el esfuerzo de tensión es de 700 psi. la gradiente es incrementada solamente a 0.81 psi. por pié.

¿ TIENEN LOS RASGOS GEOLOGICOS ALGUN EFECTO EN LA CAIDA DE PRESION ?

Los movimientos de la tierra cambiarían la tensión normal acentada por la sobrecarga. En áreas donde han ocurrido fuertes plegamientos de los sedimentos las presiones de fracturamiento a una profundidad dada son normalmente mas altas que en áreas caracterizadas por una normal sedimentación.

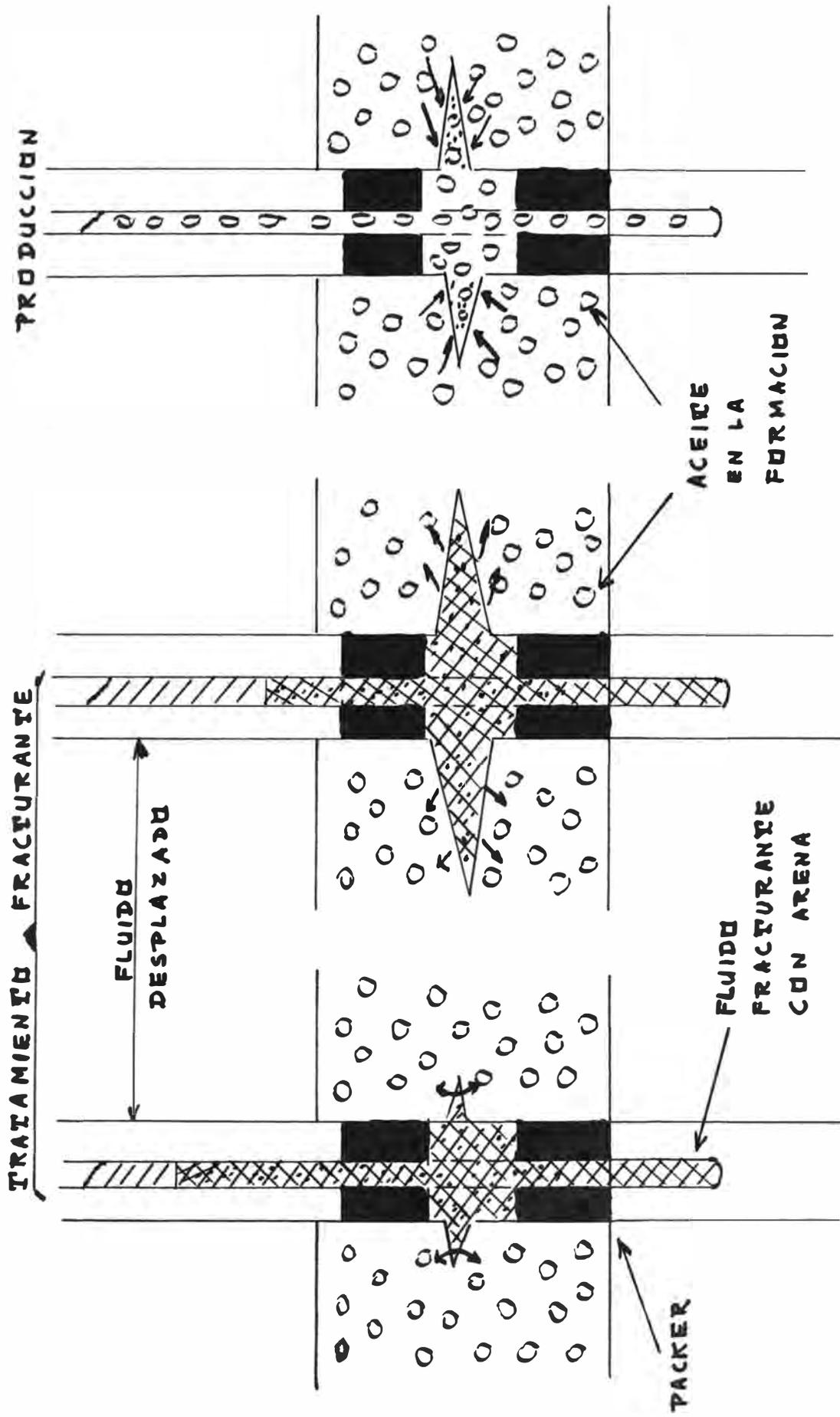
El esfuerzo vertical puede algunas veces resultar bajo debido a los movimientos en la deposición de los sedimentos por una acción de puente (laguna). Pero tales rocas de puentes son relativamente angostas y no sirven para reservorios a menos que el arco sea tan alto como ancho.

¿ ES CONSISTENTE LA RESISTENCIA EFECTIVA DE LAS ROCAS ?

En determinadas áreas la resistencia efectiva de las formaciones son regularmente consistentes, exepción hecha de las calizas y conglomerados donde la porosidad y la fuerza de ligamentó son muy amplios.

Los diferentes tipos de fluidos afectarán ésta presión, dándoles una presión de formación más baja, debido a que ellos actúan directamente contra la tensión de las fracturas en vez de los esfuerzos concentrados de las rocas del pozo.

---



PRINCIPIO DEL FRACURAMIENTO

## **ORIENTACION DE LAS FRACTURAS.-**

### **¿ COMO SE ORIENTAN LAS FRACTURAS EN LA FORMACION ?**

La orientación de las fracturas es motivo de considerables controversias, la mayoría de las interpretaciones es que las fracturas horizontales son las que predominan. Además, métodos actuales indican que el punto de entrada de la fractura no es un índice de como va a ser ella, ni a donde va.

La fractura tomará posición normal a la dirección en la cual la suma de los esfuerzos cortante de la formación y de tensión de la roca, es mínimo.

En razón de lo dicho anteriormente, a bajas profundidades predominan las fracturas horizontales, mientras que a grandes profundidades predominan las verticales. Cabe la existencia de las fracturas inclinadas. Podría decirse que alrededor de los 2000 a 3000 piés predominan las fracturas horizontales.

### **¿ QUE PRESIONES SE NECESITAN PARA EXTENDER LAS FRACTURAS ?**

Las teorías de extensión de las fracturas en medios impermeables y elásticos indican que la presión necesaria sería el doble que el esfuerzo confinado más el esfuerzo de tensión. Evidencias de campo no generalizan éste fundamento.

Para fracturas verticales se ha podido experimentar y encontrar conclusiones similares que para la ocurrencia de las fracturas horizontales.

En fin, las razones de cada comportamiento pueden ser tales que donde el esfuerzo de tensión es prácticamente nulo en un plano de fractura, en un medio permeable el fluido que avanza primero elimina la concentración de esfuerzos al final de la práctica.

¿ LA RAZON DE INYECCION TIENE EFECTO EN LA POSICION DE LA FRACTURA ?

La velocidad lenta o baja de bombeo de la sustancia fracturante, permite que éste fluido penetre a los planos de bajo esfuerzo con la suficiente rapidez como para seguir la fractura.

Esta teoría ha sido usada en algunas áreas para obtener fracturas que no se extendan en una dirección vertical, a fin de prevenir la fractura de estratos con agua.

¿ LOS ESTRATOS DE LUTITA TIENEN ALGUN EFECTO EN LA FRACTURA ?

Algunas lutitas frágiles o duras no ofrecen resistencia del todo. Sin embargo arcillas o lutitas más blandas que tienden a deformarse plásticamente y formar fuertes paquetes, pueden detener las fracturas.

¿ QUE DETERMINA LA DISTANCIA A QUE LLEGA LA FRACTURA ?

La longitud de la fractura depende del volumen del fluido fracturante, del volumen retenido en la fractura y de la geometría de la fractura. También depende de la viscosidad del fluido, de la permeabilidad de la formación y de la pérdida por filtrado de la misma.

El volumen de la fractura depende de la compresibilidad de las formaciones adyacentes y de la diferencia de presiones entre la pared de fractura y las formaciones adyacentes.

Los efectos relativos de éstos factores son poco conocidos actualmente. En algunos casos se conocen fracturas que se han extendido hasta 1000 pies en una sola dirección.

¿ EXTENSION DE LAS FRACTURAS COMO CONSECUENCIA DE LAS PRESIONES FRACTURANTES ?

Para fracturas verticales en formaciones homogéneas, la diferencia entre

la presión de fractura y el esfuerzo de deformación es mas o menos 0.33 psi. por pié de profundidad.

Para las arenas y calizas los anchos de fracturas calculados al final del tratamiento variarán entre 1/4 a 3/4 de pulgada en profundidades cerca de 3000 piés; y de 1/2 a 3/2 de pulgada a los 1000 piés de profundidad. Sin embargo el ancho es proporcional a la profundidad.

### ¿ COMO PUEDE DETERMINARSE LA EXTENSION RADIAL DE LAS FRACTURAS ?

Se puede determinar asumiendo formas geométricas regulares: círculo, elipse, long band, etc; por estimación de volumen de escape y volumen de fractura. La razón de escape en cualquier punto disminuye con el tiempo de contacto, así que las velocidades más altas de escape ocurren en las superficies frescas al final de la fractura.

A partir de las curvas de presión "build up" y de los Test de Índice de Productividad se puede determinar la permeabilidad del reservorio más allá de la fractura. El radio puede estimarse solamente, asumiendo una permeabilidad promedio de la región fracturada.

### ¿ CUALES SON LOS CANALES DE FRACTURA DESPUES DEL TRATAMIENTO ?

Al final del tratamiento las fracturas se llenan con una mezcla de arena en un fluido. Para fractura de 1/2 pulgada de ancho y que contiene una densidad de mezcla de 1.5 libras por galón, el ancho cerrado será de 0.05 pulgada o dos lentes de arena. Pero a causa del escape total o "leak off" durante el tratamiento, la concentración puede alcanzar desde éste valor cerca del hueco del pozo hasta 30 libras por galón casi al final de la fractura.

### ¿ PUEDE ESTARSE SEGURO QUE LAS FRACTURAS TIENEN SUFICIENTE CONDUCTIVIDAD ?

Para arena de 20 a 40 mesh y fracturación corriente, las conductividades

de la fractura cerca del hueco del pozo variarán de 500 a 3000 milidarcí-pié. Esta es usualmente la zona mas baja de conductividad de la fractura, desde que el escape concentra mas la arena hacia afuera.

Para formaciones cuya permeabilidad es de 10 milidarcis, ésta permeabilidad es más o menos adecuada. En formaciones más permeables conductividades más altas producirían mejores resultados. Algunos operadores obtienen las conductividades mas altas necesitadas alrededor del hueco del pozo, aumentando la concentración de arena casi al final del proceso.

¿ PUEDE EL ESTUDIO DE LOS POZOS LOCALIZAR EXACTAMENTE LA POSICION DE LAS FRACTURAS ?

Los métodos actuales son poco sensibles para decir mucho acerca de las fracturas. Sin embargo ellos pueden determinar la zona general de la fractura debido a la alta inyección de fluido en la intersección de las fracturas con el hueco del pozo.

El uso de arena o fluido radioactivo para marcar la posición de la fractura ha tenido un éxito parcial.

¿ COMO SON LAS FRACTURAS PARA EXTENDERSE A ZONAS DE AGUA ?

Cuando el contacto aceite- agua está dentro de los 20 a 30 piés del intervalo perforado, hay una gran probabilidad de que las fracturas se extiendan en el agua; ésto ha sucedido en algunas áreas no obstante los esfuerzos para prevenirlo.

¿ CAMBIARA LA CONDUCTIVIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE CON EL TIEMPO ?

Cuando se usa arena uniforme, redondeada, en una concentración de por lo menos de una libra por galón, la conductividad de la fractura no cambiará con el tiempo. Si se usa arena en concentración muy baja, las fracturas varían.

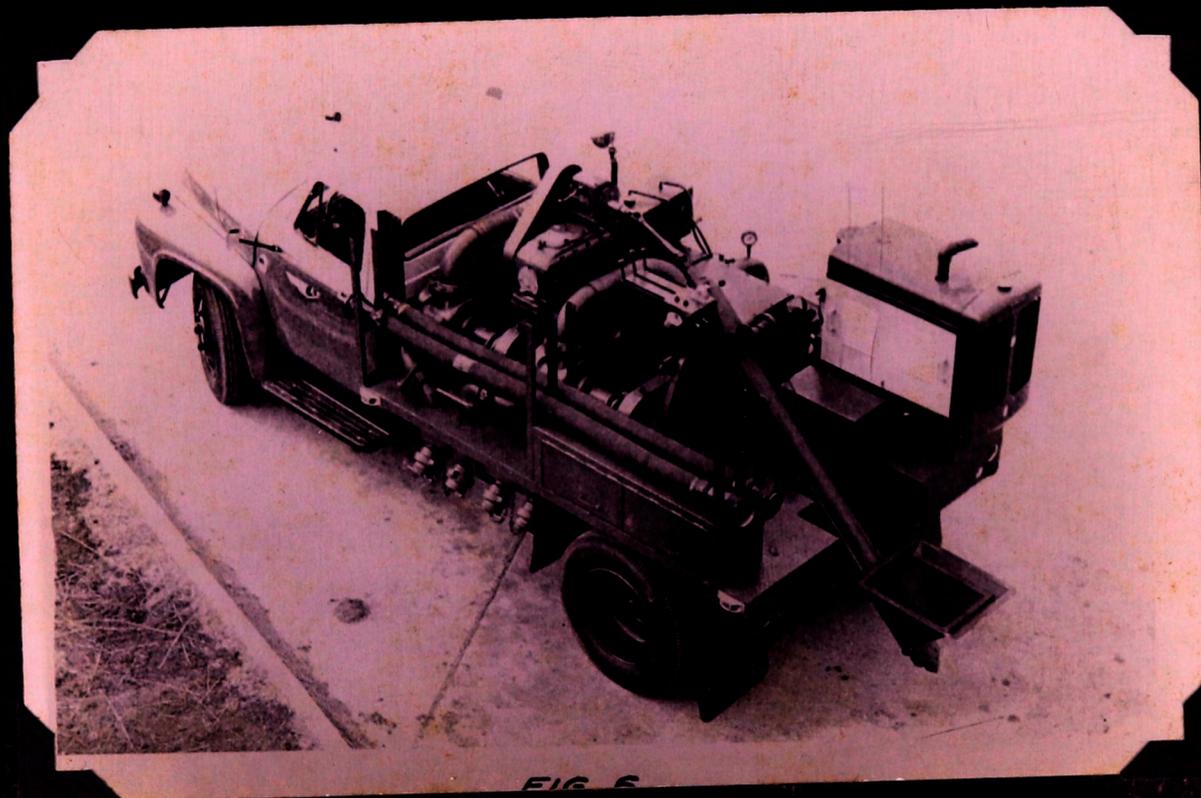


FIG. 5

TIPICA UNIDAD DE CAMPO PARA EFECTUAR  
TRABAJOS

¿ POR QUE SE FRACTURA ?

A).- AUMENTO DE PRODUCTIVIDAD.-

¿ COMO? PUEDE DETERMINARSE SI UN POZO RESPONDERA A UN TRATAMIENTO DE FRACTURA ?

Para que un pozo produzca aceite adicional es necesario que tenga ese aceite y que además posea la suficiente presión de reservorio para que el aceite drene de la formación al pozo.

Un estudio de la prueba de formación que se hace para obtener la información, es una buena forma para determinar si el pozo responderá o no al tratamiento. En las formaciones apretadas o sucias el DST indicaría que no existen posibilidades de que el pozo produzca y sin embargo después del fracturamiento resultan muy buenos productores.

¿ QUE AUMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD SE PUEDE ESPERAR ?

Un promedio del aumento de la productividad que se produjo en muchos de los tratamientos ha sido de 200 a 300 %. Las excepciones ocurren generalmente cuando la productividad inicial es muy alta.

Fracturando pozos nuevos se obtiene un aumento a veces de cientos de veces el rate inicial. Los pozos viejos a bombeo en los cuales aún hay presión de reservorio, responden al tratamiento mejor que el promedio; en fracturamientos exitosos la productividad aumenta cinco a diez veces en éstos pozos. Mayores aumentos pueden obtenerse con fracturas mas grandes.

¿ PUEDE ESPERARSE UN AUMENTO EN LA RECUPERACION ULTIMA ?

El fracturamiento alarga la vida productiva de un pozo, es decir que aleja su límite económico.

¿ EXISTE ALGUNA DIFERENCIA EN LOS RESULTADOS SI SE EFECTUA EL TRATAMIENTO EN HUECO ABIERTO O A TRAVEZ DE LAS PERFORACIONES DEL CASING ?

La experiencia ha demostrado que el fracturamiento a través de las perforaciones del casing es mucho mejor que en hueco abierto, ya que el fluido se reparte uniformemente alrededor del pozo y no sigue la dirección de menor resistencia como sucedería en el caso de hueco abierto.

¿ LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION TIENE ALGUNA INFLUENCIA EN EL RESULTADO ?

Tiene bastante influencia. Por lo general una permeabilidad mayor de 200 milidarcis hace que la formación no responda al tratamiento ya que la conductividad de la arena empleada no aumentaría la conductividad de la formación en forma suficiente como para aumentar el drenaje de aceite. En las formaciones de baja permeabilidad, son en donde responden mejor las operaciones de fracturamiento. El límite es de 0.1 a 1 milidarci.

B).- REEMBOLSO.-

¿ DURANTE QUE PARTE DE LA VIDA DE UN POZO ES ACONSEJABLE SOMETERLO A TRATAMIENTO ?

Generalmente un pozo debe ser fracturado cuando aún posee suficiente presión de reservorio para permitir el drenaje de petróleo. Fracturar un pozo cuando éste ya haee entrado a su período de declinación, al principio de ésta, es lo más aconsejable.

¿ QUE EXITO PUEDE ESPERARSE AL FRACTURAR POZOS MUY VIEJOS ?

Nunca hay que esperar a que un pozo se tranforme en "stripper" para fracturarlo. Estos pozos responden al tratamiento en un 50 a 75%. Los más adecuados son los que tienen formaciones apretadas. Las formaciones sueltas responden pobremente, tienen alto aumento inicial pero rapidamente declinan.

¿ QUE ESPESOR DE FRACTURAMIENTO ES NECESARIO PARA OBTENER RESULTADOS EXITOSOS ?

El mínimo espesor por fracturarse es de 5 piés, teniendo un máximo de 50 piés.

¿ POR QUE EL ESPACIAMIENTO DE LOS POZOS AFECTA EL RESULTADO ?

El espaciamento afecta, ya que determina la cantidad de aceite que puede ser producido por una de los pozos. La densidad de fracturamiento y el espaciamento de los pozos son influenciados por los mismos factores. Cuando los pozos son hechos muy juntos, los costos de tratamiento aumentan.

¿ QUE TIEMPO DEMORA LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURA EN PAGARSE ?

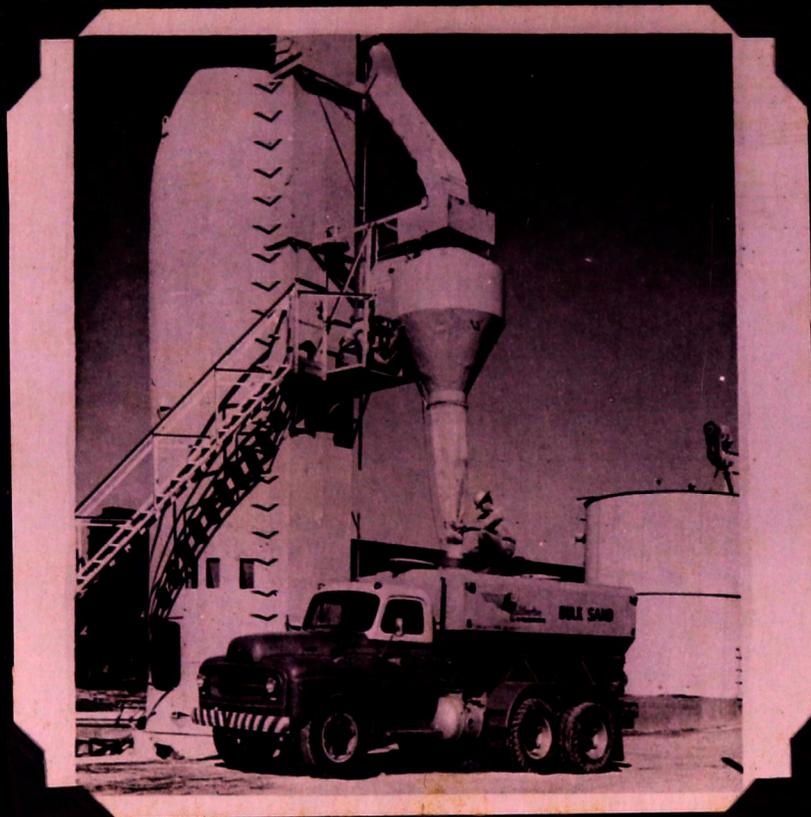
En los tratamientos exitosos se reembolsan dentro de 3 a 6 meses, aunque algunos lo hacen en el curso de pocas semanas. El tiempo depende del rate de producción del pozo al momento de la operación y de la clase de tratamiento.

MEDIDAS DE TRATAMIENTO.-

¿ COMO SE MEDIRIA UN TRATAMIENTO TENIENDO COMO BASE UN PIE DE FORMACION ?

Un tratamiento promedio hoy en día es cerca de 500 a 1000 galones de fluido por cada pié de formación que se va a fracturar. La cantidad de arena varía entre 500 a 2000 libras por pié de formación.

Muchos de los trabajos a grandes volúmenes es decir de 50000 a 100000 galones son realizados en formaciones de 50 o más piés de espesor. Estas medidas han sido incrementadas desde el advenimiento de la fracturación hidráulica. Hace algunos años el galonaje promedio era cerca de 3000 a 4000, volumen que ha crecido desde cerca de 7500 a 8500 por tratamiento. Cuando se conoce que una formación responde a la fracturación, un tratamiento en grande es más económico que muchos pequeños tratamientos sucesivos.



CAMION TIPICO DE INSTALACION

¿ QUE ES MAS IMPORTANTE EL VOLUMEN DE FLUIDO USADO O LA CANTIDAD DE ARENA ?

Para muchas formaciones fracturadas, la concentración de arena es menor de tres libras por galón, en muchas áreas 1.5 libras por galón es suficiente. Claramente se ha visto que el incremento de arena sin aumentar el fluido no incrementará la productividad del pozo y muy al contrario ésta demasiada concentración de arena puede disminuir la producción de un pozo debido a la formación de un "puente de arena". Manteniendo la concentración de arena cerca de una libra por galón y aumentando el volumen de fluido se obtendrá un incremento en la producción del pozo.

¿ PODRIA LA MEDIDA DEL TRATAMIENTO VARIAR CON LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION ?

Si la permeabilidad de la formación es en exceso de 20 milidarcis, un tratamiento de fracturación en grande probablemente no será muy bueno como pequeños tratamientos. Tratamientos de 100 a 200 galones por pié de formación probablemente fracturarán a travez de un bloque permeable y alcanzará máximos resultados.

¿ DARA UN SIMPLE GRAN VOLUMEN TAN BUENOS RESULTADOS COMO EL MISMO VOLUMEN PUESTO EN CICLOS ?

En una formación con grandes variaciones de permeabilidad, se usará un tratamiento lo suficientemente grande como, para formar fracturas en todas las secciones. De otro modo sólo parte del reservorio puede alcanzar incremento en la producción.

RAZON DE BOMBEO.-

¿ QUE EFECTO TIENE UNA ALTA RAZON DE BOMBEO EN LOS RESULTADOS DE LA FRACTURA?

En los primeros trabajos en fracturas hidráulicas, la razón de inyección era baja por que muchos tratamientos de fractura fueron realizados bajo tubing.

Desde ese tiempo se ha encaminado hacia una razón de inyección creciente. Este ha necesitado tratamiento bajo casing para disminuir la pérdida por fricción. Un bombeo rápido es significado de mínimo de pérdida de fluido en las paredes fracturadas durante el tratamiento. Muchos fluidos están contenidos en fracturas alargadas, a fin de lograr incremento en la producción.

Otra ventaja de inyección rápida de fluido en la fractura, es que éste moverá la arena mas lejos antes de sentarse. En fracturas horizontales, una alta razón de fluido mantendrá la arena en movimiento para evitar que se forme el "puente de arena".

#### ¿QUE VELOCIDAD SE NECESITA PARA QUE EL FLUIDO SEA INYECTADO ?

Las limitaciones de presión del tubing son tales que las razones de más de 10 barriles por minuto de fluido de fracturación no puede ser inyectado. Usualmente se usarán de 3 a 5 barriles por minuto. Razones de 75 barriles por minuto han sido usados en pozos de 8000 a 10000 piés de profundidad.

#### ¿ LA RAZON DE BOMBEO AFECTA LA POSICION DE LA FRACTURA ?

En Illinois algunos operadores han podido controlar la dirección de la fractura por variación de la inyección . En éstos casos razones de 5 barriles por minuto han creado fracturas que se extienden hacia las capas de agua. La disminución de la razón a un barril por minuto ha eliminado la fracturación del agua.

#### POTENCIA NECESITADA. †

#### ¿ PERDIDA POR FRICCIÓN ?

En muchos tratamientos de fractura bajo tubing, la presión de inyección de las superficies observadas está sujeta a pérdida por fricción. Para una razón de 5 barriles por minuto de un petróleo fracturado de 100 cpo., la pér-

da puede ser de 0.3 psi. por pié para tubing de 2.5 pulgadas y de 0.8 para tubing de 2 pulgadas. Un incremento de la razón a 10 barriles por minuto aumentará la pérdida a 1 y 2.6 psi. por pié.

¿ COMO SE DETERMINA LA POTENCIA NECESARIA PARA EL BOMBEO ?

Para determinar la potencia, se multiplica la presión superficial en psi. por la razón de bombeo en barriles por minuto y dividido entre 40. Por ejemplo: fluido bombeado a 5 barriles por minuto y una presión de 3000 psi. requerirá cerca de 370 HP.

¿ CUAL ES EL RANGO DE POTENCIA DE UNIDADES UTILES DE BOMBEO ?

El rango de potencia de unidades útiles de bombeo es cerca de 200 a 700 HP. Algunas de las pequeñas unidades tienen mas bien una baja razón de presión; las mayores unidades pueden llegar hasta 10,000 psi.

PREPARANDO EL POZO.-

¿ QUE CLASE DE EQUIPO? SUPERFICIAL SE USARIA ?

Cuando la razón de inyección de fluido es bajo, se usa equipo normal de alta presión para las conexiones y el tubing.

Cuando se emplea alta razón de inyección o sea en trabajos grandes, se usa un equipo especial sellado (de alta presión); si fuere necesario se usará "blowout preventer". Cuando se emplea altas razones de inyección se puede sacar el tubing y se bombea por el casing, pues el tubing por su diámetro reducido hace perder presión debido a la fricción.

¿CUANDO ES MEJOR HACER LA INYECCION POR EL TUBING ?

Es mejor cuando el casing no puede soportar la presión de fracturamiento, o cuando la zona de fractura debe ser aislada del resto del pozo.

¿ QUE ES PELIGROSO EN LA OPERACION DE FRACTURA INYECTANDO POR EL CASING ?

Es peligroso cuando el casing usado es de grado bajo: F-25, H-40, y no puede resistir las operaciones de fracturamiento. También hay que estar seguro que la cementación es perfecta. Hay que tener en cuenta también que tanto la corrosión interna como externa debilitan al casing.

¿ COMO SE PUEDE DISMINUIR AL MINIMO LA PRESION DE RUPTURA ?

Se reduce al mínimo lavando el pozo, para que la zona por fracturar esté completamente limpia y las perforaciones hechas por el baleo no estén taponeadas. El mejor fluido usado para el fracturamiento es el petróleo producido por la formación.

¿ QUE SE USA PARA LIMPIAR LAS FORMACIONES ?

Se usan ácidos y surfactantes.

Los ácidos disuelven y destruyen las partículas de lodo.

Los surfactantes reducen el hinchamiento de las arcillas.

¿ LAVADO DE UN POZO ? ¿ COMO SE EFECTUA ?

Para lavar un pozo, primero se desplaza el lodo con agua salada; la mitad de éste volumen se inyecta inicialmente de los tubos hacia los forros. Luego se inyecta la otra mitad por los forros hacia los tubos. La inversión del flujo desplazante aumenta la eficacia del lavado del pozo.

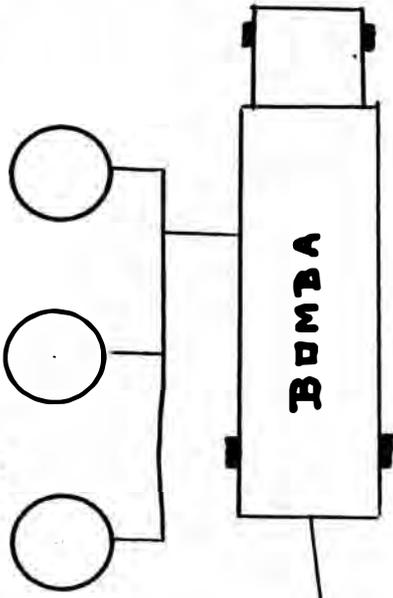
Desplazado el lodo, se desplaza el agua con aceite inyectado por los forros. Cuando sale toda el agua puede ocurrir que "brinque" el pozo si tiene la presión suficiente. Sino se debe suavear.

¿ EQUIPO?

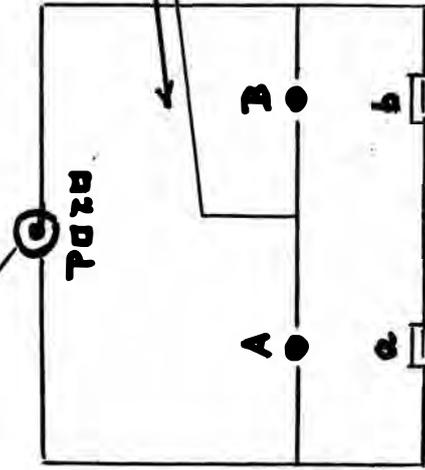
La bomba inyectora es una unidad móvil de la HALLIBURTON. Hay que tener en

LÍNEA DE PRODUCCIÓN  
(A LA BATERÍA)

TANQUES PARA LOS FLUIDOS DE DESPLAZAMIENTO



ESCAPE DE  
LORO AGUADO  
Y EL AGUA



ESCAPE DE LORO DESPLAZADO

● VALVULA DE COMPUTA

□ VALVULA DE MACHO

LAVADO DE UN POZO

cuenta la presión promedio de bombeo.

Para hacer los cambios de inyección por los tubos o por los forros, se usa un "manifold" con válvulas de compuerta y válvulas de macho.

#### DIAGRAMA DE FLUJO.-

##### A).- INYECCION POR LOS TUBOS.-

Válvula B abierta; válvula A cerrada. Entonces el fluido inyectado entra por los tubos y sale por los forros.

Válvula (a) abierta, (b) cerrada.

Válvula (1) abierta, (2) cerrada.

Mientras el lodo sale bueno, la válvula 3' queda abierta, estando la (4) cerrada: el lodo se almacena en su zanja. Luego se abre la (4) y se cierra (3') para botar el lodo aguado y el agua salada.

##### B).- INYECCION POR LOS FORROS.-

Válvula (A) abierta ; (a) cerrada; (B) cerrada; (b) abierta. Mientras sale lodo aguado y agua, válvula (1) abierta y (2) cerrada, 3' cerrada y válvula (4) abierta.

#### CONEXIONES.-

Hay que tener en cuenta las conexiones. Una conexión mal hecha hace detener la inyección de agua salada, con la consiguiente pérdida de tiempo.

Las paradas alteran las condiciones dinámicas de los fluidos en el pozo redundando en una posterior demora en el lavado total del pozo.

En el gráfico adjunto las válvulas (3) y (4) representan una conexión mal hecha. Cuando se quiso botar el lodo aguado se abrió la válvula (4) y se trató

de cerrar la (3). La presión subió mientras el lodo escapaba por la espiga de la válvula (3). Por la válvula (4) sólo salían chorros intermitentes de lodo a cada golpe de 1 pistón de la bomba.

Según el gráfico, la conexión correcta es : válvulas (3') y (4).

6 \_\_\_\_\_ 6

¿CONTROL EN LA ORIENTACION DE LAS FRACTURAS?

Este control no se puede hacer. Se recomienda usar un fluido que selle la superficie de la formación o sean sus límites y que evite pérdida de flujo.

¿ PUEDE ASEGURARSE LA APERTURA DE SECCIONES DE BAJA PERMEABILIDAD ?

No se puede asegurar, pues cuando la distribución del esfuerzo de corte alrededor del pozo favorece la fractura horizontal de secciones de baja permeabilidad son "saltadas" dando preferencia a secciones de alta permeabilidad.

La mejor manera de fracturar esas secciones es perforarlas y luego fracturarlas separadamente.

¿ CUAN ALTA PUEDE SER LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE ?

La viscosidad ayuda a suspender la arena y disminuye la pérdida de fluido de las fracturas, pero al mismo tiempo aumenta la presión de bombeo necesaria. Esto es particularmente cierto para los aceites refinados y crudos que se usan, sin embargo no se refiere esto a fluidos especiales como gels y emulsiones. Estos últimos pueden tener una viscosidad extremadamente alta medida con viscosímetros, pero en su flujo a travez de las tuberías su viscosidad decrecerá rápidamente con la velocidad de flujo.

Trabajos de fractura con éxito se han logrado con viscosidades mínimas, variando de 1 cpo. a altas velocidades de inyección hasta 50 y 150 cpo. a

velocidades bajas. Cuando se usan fluidos no newtonianos, pruebas de suspensión de arena y pérdidas de fluido son mas importantes que la medida de la viscosidad.

¿ CUANDO SE NECESITA UN FLUIDO FRACIURANTE ESPESO ?

Aunque kerosene y diesel se han usado desde los comienzos de las operaciones de fractura, el tipo original ha sido debido al costo desplazado por aceites y emulsiones refinados de alta viscosidad. Ahora sin embargo, nuevos aditivos se usan que producirán gels con el crudo o kerosene a costos no más grandes que los aceites viscosos refinados.

Las ventajas de los nuevos aceites refinados son:

Mejor suspensión de arena que los aceites viscosos refinados y mas baja pérdida de presión durante el bombeo. Por esto cuando son hechos con crudo o kerosene, el fluido espesado resultante será más compatible que el aceite de la formación, de aquí que tiene menor probabilidad de emulsificarse.

¿REDUCIENDO LA PÉRDIDA DE FLUIDO AUMENTARA LA PRODUCTIVIDAD ?

Reduciendo la pérdida de fluido por filtrado del mismo, se ayuda a guardar más fluido en las fracturas creando así fracturas más productivas y por más tiempo. La reducción de la pérdida de filtración mejorará los resultados de productividad, ya sea la velocidad de inyección alta o baja; igualmente la viscosidad.

Los costos para reducir la pérdida de filtración, digamos 10 cc. en la prueba de filtración standard de la A.P.I. variarán de 2 a 4% por galón de fluido. Esta es una pequeña parte del costo total de una operación y a un pequeño porcentaje de aumento en la productividad pagará el costo.

¿ COMO TRABAJA EL "CRUDO SOLO" COMO FLUIDO FRACIURANTE ?

Se le ha usado, y puede ser suficiente si altas velocidades de inyección, 20 a 40

barriles por minuto son empleadas. Sin embargo debido a su baja viscosidad no soportará la arena largo tiempo.

Por un costo extra de 5 centavos por galón el crudo puede ser gelatinizado, mejorando de esa manera los tratamientos.

### ¿ CUAL ES EL EFECTO DE LOS SUFRACTANTES EN EL FLUIDO ?

El uso de los surfactantes es para prevenir emulsiones con el agua de las formaciones. Pruebas en la superficie dirán si se los necesita. Algunos creen que los surfactantes aumentarán la productividad aún en el caso de ausencia de emulsiones.

### ¿ CUANDO SON OTROS FLUIDOS MEJOR QUE EL CRUDO PARA EL FRACURAMIENTO ?

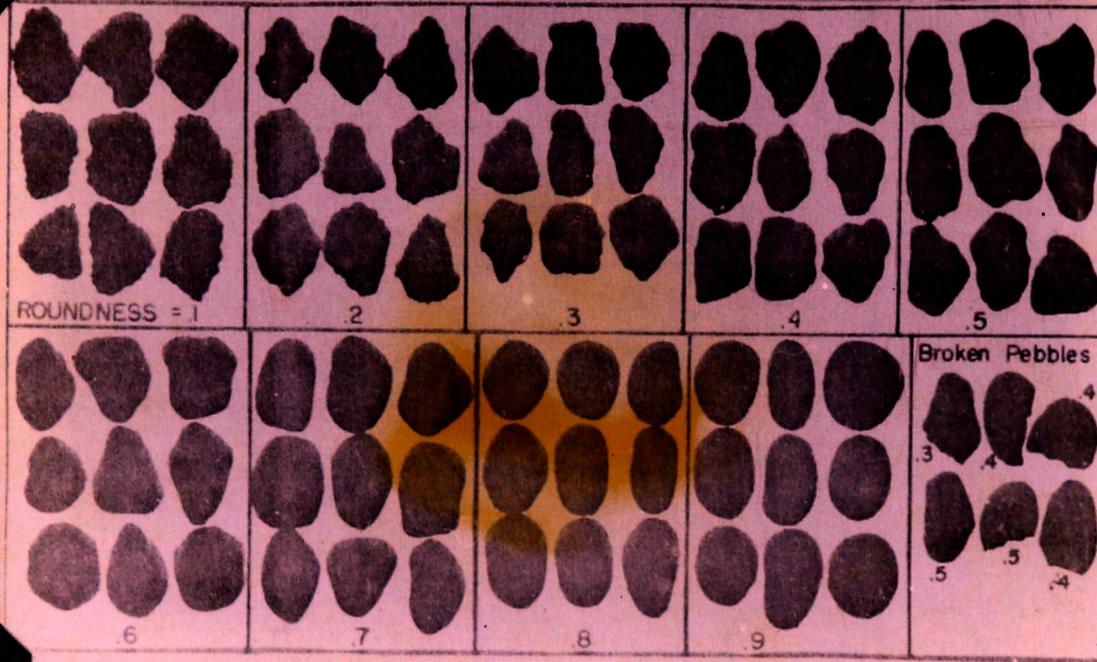
Acidos gelatinizados y emulsiones ácido-aceite, han tenido buen éxito en algunas formaciones de carbonatos de solubilidad media. En éstas formaciones sirve el ácido para abrir los poros de la fractura, pero su elevado costo restringe su uso. Fracturación con agua es más barata que con crudo y trabaja bien en algunas arenas gasíferas; en muchos pozos de gas la inyección de la mezcla agua-arena, ha dado buena productividad inicialmente, pero la conductividad de la fractura no dura un gran período de tiempo.

### ¿ EL AUMENTO DE LA CONCENTRACION DE ARENA AUMENTA LA PRODUCCION RESULTANTE ?

Desde el comienzo de las operaciones de fractura la concentración media de arena para una operación apropiada ha sido gradualmente aumentada. Parte de éste aumento ha sido debido a que se produjeron mejores tratamientos, pero el aumento puede ser parcial por el hecho de que la arena es barata, y concentraciones aumentadas si pueden ser inyectadas debido a que los costos son pequeños.

En muchas arenas 1.5 libras por galón ha dado óptimo resultado. Sin embargo en algunas áreas buenas concentraciones pueden ser tan altas como 4 libras por gal

KRUMBEIN ROUNDNESS FACTOR



*Cristal de roca imagen por visual*

CLASIFICACION DE LOS GRANOS DE ARENA

SEGUN W.C.KRUMBEIN

La pérdida de fluido (de la fractura) que concentra la arena tiene mucho que hacer con la variación. Aumentar la concentración de arena cerca del hueco del pozo donde la conductividad es la más necesitada, es probablemente mejor que aumentar la concentración media del tratamiento.

### ¿ QUE TIPO DE ARENA DARA LOS MEJORES RESULTADOS ?

La arena para fracturamiento adecuados debe ser uniforme en tamaño y redondeada. La arena que no reúna las condiciones anteriores conduce a una permeabilidad de fractura más baja y posiblemente se romperán los granos, lo cual reducirá aún más la permeabilidad.

Arenas cuyo grano sea redondeado trabajan mejor, por que tienen la tendencia de retener el fluido en la fractura. Casi todos los operadores prefieren standardizar un tamaño de arena: 20 a 40 mesh. Arenas más finas: 40 a 60 mesh han encontrado aplicación en algunos pozos donde el ancho de la fractura es tan pequeño como para originar un puente de arena de tamaño más grande al comienzo de la operación.

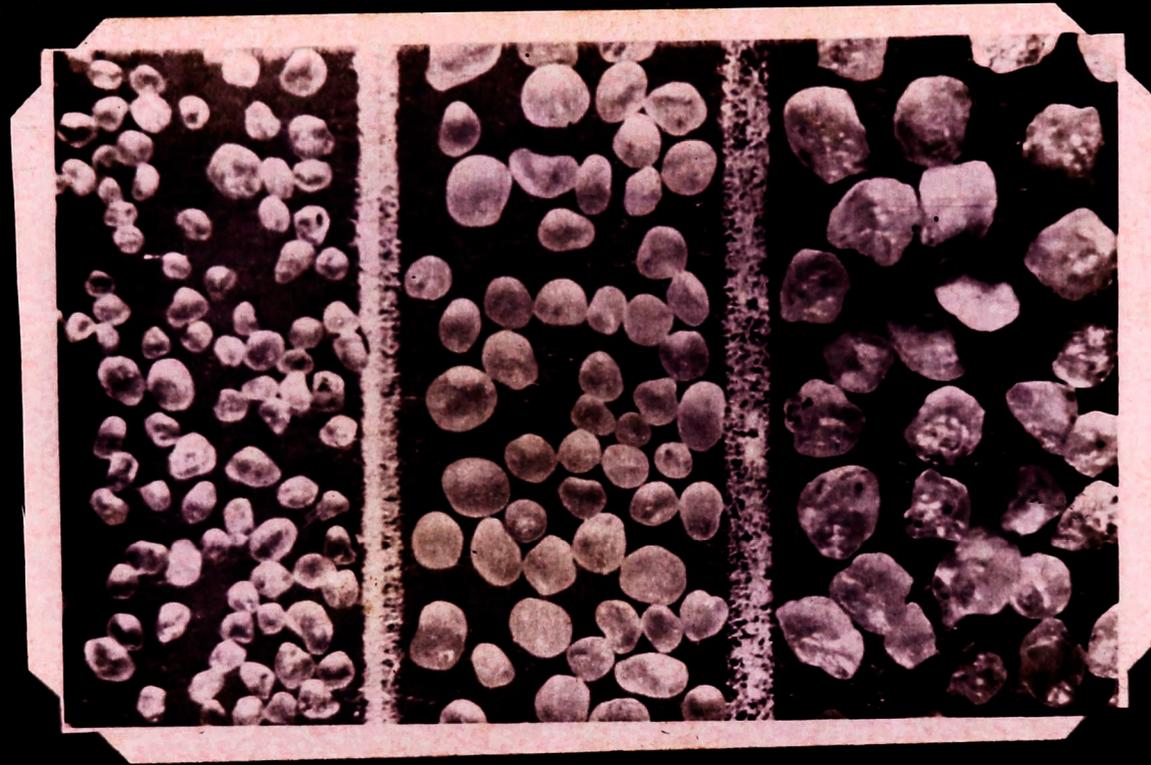
### ¿ COMO PUEDE SER EVITADO EL "FUENTE DE ARENA" DURANTE LA INYECCION ?

El puente de arena puede ser reducido con:

- A).- Baja pérdida de flujo.
- B).- Buena suspensión de arena.
- C).- Alta velocidad de inyección.

El puente ser causado por asentamiento de la arena o aumento de concentración de arena debido a la pérdida de fluido. En fracturas verticales el asentamiento de la arena causará la acumulación de gran cantidad de ésta cerca del fondo de la fractura.

En fracturas horizontales la arena no se desplaza hacia afuera del pozo, a pesar de la velocidad de asentamiento debido a las acciones de velocidad y



TIPOS DE ARENA { IZQUIERDA : (20-40) u.s. stand. mesh. la mas usada  
CENTRO : (10-30) u.s. mesh  
DERECHO : (10-20) u.s. mesh

lavado del fluido. Después de una distancia la velocidad del fluido disminuye por el aumento del área y la pérdida de fluido. La arena comienza a asentarse y tiende de esa manera a concentrarse y a no fluir.

Baja pérdida de fluido, inyección rápida y gelatinización o alta viscosidad ayudan a prevenir el "puenteo" en éstos casos.

¿ MEDIDAS DEBEN SER TOMADAS PARA PREVENIR EL RETORNO DE LA ARENA AL POZO

Después de la inyección de toda la arena, el casing es limpiado de arena por bombeo de aceite libre de arena; parte de éste aceite es empujado dentro de las fracturas. Este volumen varía con el tipo de aceite y el propósito perseguido.

Para crudos espesados o aceites refinados viscosos, muchos operadores prefieren usar un flujo de varios de cientos de barriles de crudo. Esto no sólo limpia de arena el fondo del pozo sino que también adelgaza al crudo para disminuir el tiempo de limpieza. Para la mayoría de los trabajos un flujo en exceso de 10 a 40 barriles es usado.

Otro importante método de eliminar el retorno de la arena es permitir que la presión debida al tratamiento se disipe enteramente. Cerrar el pozo después del tratamiento permite al crudo meterse a la formación (leak off) y los huecos de la fractura se cierran y dejan la arena en su lugar.

HAY ALGUN PELIGRO EN EL SOBRE FLUJO DEL FLUIDO LIBRE DE ARENA AL FINAL DEL TRATAMIENTO ?

El hecho de que el sobreflujo desplaza la arena fuera del hueco del pozo, indica que puede disminuir la producción. Las fracturas necesitan la mayor conductibilidad y permeabilidad justamente cerca al hueco del pozo, por que por éste punto practicamente toda la producción debe pasar. Paquetes de arena en las fracturas aseguran que ésta conductividad será mantenida largo tiempo. Las fracturas

lavado del fluido. Después de una distancia la velocidad del fluido disminuye por el aumento del área y la pérdida de fluido. La arena comienza a asentarse y tiende de esa manera a concentrarse y a no fluir.

Baja pérdida de fluido, inyección rápida y gelatinización o alta viscosidad ayudan a prevenir el "puenteo" en éstos casos.

### ¿ QUE MEDIDAS DEBE SER TOMADAS PARA PREVENIR EL RETORNO DE LA ARENA AL POZO

Después de la inyección de toda la arena, el casing es limpiado de arena por bombeo de aceite libre de arena; parte de éste aceite es empujado dentro de las fracturas. Este volumen varía con el tipo de aceite y el propósito perseguido.

Para crudos espesados o aceites refinados viscosos, muchos operadores prefieren usar un flujo de varios de cientos de barriles de crudo. Esto no sólo limpia de arena el fondo del pozo sino que también adelgaza al crudo para disminuir el tiempo de limpieza. Para la mayoría de los trabajos un flujo en exceso de 10 a 40 barriles es usado.

Otro importante método de eliminar el retorno de la arena es permitir que la presión debida al tratamiento se disipe enteramente. Cerrar el pozo después del tratamiento permite al crudo meterse a la formación (leak off) y los huecos de la fractura se cierran y dejan la arena en su lugar.

### HAY ALGUN PELIGRO EN EL SOBRE FLUJO DEL FLUIDO LIBRE DE ARENA AL FINAL DEL TRATAMIENTO ?

El hecho de que el sobreflujo desplace la arena fuera del hueco del pozo, indica que puede disminuir la producción. Las fracturas necesitan la mayor conductibilidad y permeabilidad justamente cerca al hueco del pozo, por que por éste punto practicamente toda la producción debe pasar. Paquetes de arena en las fracturas aseguran que ésta conductividad será mantnida largo tiempo. Las fracturas

no llenadas con arena pueden tener alta conductividad inicial pero pueden cesarse en un corto período de tiempo.

¿ CUAL ES LA PERMEABILIDAD DE LA ARENA CUANDO SALE DE LA FRACTURA ?

La permeabilidad de paquetes de arena de 20 a 40 mesh varía alrededor de 300 darcys como promedio. Promedio de 40 a 60 mesh es alrededor de 100 darcys. Según las pruebas si sólo un lente abandona la fractura, la permeabilidad puede ser tan alta como 5000 darcys. Sin embargo esto disminuye con la presión y si los granos de arena no son capaces de mantener las paredes separadas o aguantarlas puede disminuir prácticamente a cero.

COMPORTAMIENTO DEL POZO.-

¿ POR QUE DESPUES DEL TRATAMIENTO SE OBTIENE UNA PRODUCCION FLUSH ?

Se obtiene una producción flush o flujo repentino debido a dos causas:

A).- El petróleo o aceite empleado en la operación regresa al pozo.

B).- El fracturamiento causa una redistribución de la presión del reservorio, aumenta su permeabilidad.

¿ QUE CAUSA LA RAPIDA DISMINUCION DE LA PRODUCCION DESPUES DEL FLUSH INICIAL?

Usualmente ésta disminución es la consecuencia lógica de la depletación del reservorio. Con el fracturamiento se fuerza el tren de producción del pozo: se le obliga a producir más en menor tiempo. Con esto la presión disminuye y por lo tanto disminuye la productividad.

¿ HAY ALGUN METODO ESPECIAL QUE PUEDA ASEGURAR QUE EL AUMENTO DE PRODUCCION SEA VERDADERO (QUE NO DECLINE TAN RAPIDAMENTE) ?

Se puede lograr que la declinación sea más suave; pero de todas maneras la

declinación será bastante pronunciada debido a la depletación normal del reservorio. Para evitar que sea demasiado pronunciada se emplean rápidas velocidades de inyección con el fin de que haya menos escapes y que el área de fracturamiento sea mayor.

¿ POR QUE LAS OPERACIONES POSTERIORES DE FRACTURAMIENTO DAN LUGAR A UNA "SETTLE PRODUCTION" MAYOR QUE LA OBTENIDA POR LA PRIMERA FRACTURA ?

Por que cuanto mejor sea la fractura, mayor será el aumento de productividad. Con las fracturas posteriores se puede abrir nuevas zonas que antes no producían. Cuando hay barreras en la permeabilidad vertical, con la fractura inicial no se realizan todas las fracturas posibles. Por ésto la settle production de una segunda o tercera fractura pueden exeder a la de la primera.

¿ HASTA CUANTOS TRATAMIENTOS SUCESIVOS RESULTARAN CON EXITO ECONOMICO ?

En algunos pozos hasta tres. El éxito del nuevo fracturamiento depende de la habilidad en abrir nuevas brechas. Cuando un tratamiento inicial con poco volumen de arena y fluido tiene éxito, también tienen éxito tratamientos posteriores con volúmenes mayores. En las áreas nuevas, para saber si se pueden hacer fracturamientos sucesivos, se hacen las primeras fracturas con volúmenes pequeños que se van aumentando paulatinamente.

EFFECTOS DEL RESERVORIO.-

¿ COMO CAMBIA EN EL RESERVORIO LA RESISTENCIA AL FLUJO ?

Teóricamente la capacidad de flujo aumenta del 100 al 400 % por fracturas hidráulicas de 50 a 100 piés de largo (volúmenes de 5,000 a 10,000 galones).

La capacidad relativa aumenta con el aumento de potencia. En formaciones homogéneas aumenta 10 veces por fracturas del largo del radio de drenaje.

¿ CON QUE METODOS SE PUEDE MEDIR LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO ?

La efectividad del tratamiento se mide llevando controles del índice de productividad (P.I.) y de la presión desarrollada (built up) antes y después del tratamiento. Comparando éstas pruebas se puede obtener el aumento de permeabilidad. Pero es muy relativo. Se podría tener un gran aumento en P.I. con sólo fracturar una zona nueva no abierta antes. En éstos casos es necesario un control de la cantidad inyectada.

¿ CUALES DAN MEJOR PRODUCTIVIDAD: LAS FRACTURAS VERTICALES O LAS HORIZONTALES

En formaciones delgadas de buena permeabilidad vertical es el fracturamiento horizontal el mejor, aunque en potencias mayores de 50 piés siempre es mejor el fracturamiento vertical. Para permeabilidades verticales bajas la fractura vertical es preferible, a menos que se obtengan fracturas horizontales que abarquen toda la formación. La realidad es que no se puede fracturar de un modo u otro a voluntad. Algo se puede hacer efectuando fracturamientos selectivos.

¿ COMO CAMBIA EL SISTEMA DE DRENAJE ORIGINAL DESPUES DEL FRACTURAMIENTO ?

En formaciones delgadas con fracturas horizontales no cambia: es simplemente como si se aumentase el diámetro del pozo. Para fracturamientos verticales el drenaje cambia dirigiéndose a la fractura en vez del pozo. O sea que a distancias iguales a las longitudes de las fracturas el flujo es netamente radial.

¿ DRENARA EL RESERVORIO MAS PETROLEO DENTRO DE LAS FRACTURAS DE LO QUE DRENARIA DENTRO DEL HUECO ?

Es decir, se logrará una mayor depletación por el fracturamiento? Esta es como preguntar si se recuperaría mas disminuyendo el espaciamiento entre los pozos. En realidad no se sabe, por que a un mismo reservorio no se le puede hacer producir dos veces. El fracturamiento aumenta más o menos del 5 al 15 % la eficiencia cuando

ES CENA TIPICA DE UN EQUIPO EN TRABAJO  
DE FRACTURAMIENTO

el ~~smo~~ es por gas disuelto, disminuyendo la eficiencia del drenaje con distancia al pozo.

---

### ¿ POR QUE FALLA LA FRACTURA ?

Las oportunidades para fracturar deben ser aquellas en las que se debe estar seguro de que la fractura tendrá éxito, aunque es bueno no ser demasiado confiado. Lo primero ~~es~~ estar seguro de que la fractura se está produciendo en la zona efectiva; nunca se podrá estar en condiciones de anticipar dificultad pero si éstas ocurren un estudio detenido de las siguientes causas ayudarán a mejorar las condiciones en las que haya quedado el pozo.

#### I).- NO SE OBTIENE FRACTURAR LA FORMACION.-

##### A).- LA PRESION DE RUPTURA DEMASIADO ALTA.-

Si al efectuar la fractura se nota que la presión de ruptura es mayor que 1 psi. por pié lineal de profundidad y aún no ha logrado fracturar la formación es muy posible que las perforaciones se hayan tapado necesitando el pozo de un proceso de limpieza. La mayoría de los poros de las formaciones corrientes se fracturan a presiones menores a las indicadas a menos que se trate de lutitas poco consolidadas y de una profundidad de 2000 piés.

Cuando una formación está expuesta al fluido fracturador tanto a hueco abierto como cuando las perforaciones están limpias, se debe ser cauteloso con el tratamiento de fractura si se presenta el caso de que la presión de fractura sea demasiado alta. Posiblemente su resistencia se deba a que es una formación demasiado consolidada, y en éste caso dicha formación no producirá jamás el suficiente petróleo como para justificar su tratamiento.

**B).- EL POZO TOMA EL FLUIDO DE FRACTURACION SIN FRACTURARSE O SE LLENA DE ARENA.-**

Cuando se expone demasiado frente de fractura al fluido fracturador, o la permeabilidad de la arena es alta, el fluido puede introducirse en ella tan rápidamente como se le bombea y entonces no se lograría el efecto de fractura; si enseguida se bombea un volumen de arena, lo que se está logrando es un efecto de cernidor y el pozo se llena de arena. Esto también puede ocurrir por efecto de la temperatura del reservorio, lo cual reduce la viscosidad del fluido e incrementa la razón de penetración del mismo.

La mejor recomendación que se puede hacer para éstos casos es usar unos frentes de tratamiento no mayores de 50 piés o hacer uso de los fluidos llamados de "baja permeabilidad de fluido" con el objeto de prevenir la pérdida.

Algunas veces el arenamiento ocurre después de que se ha obtenido la fractura. En éste caso lo que puede haber sucedido es que se ha expuesto demasiada superficie y ha facilitado la penetración del fluido. La penetración es rápida, la fractura no es demasiado extensa y su profundidad es pequeña, como consecuencia la arena regresa al pozo (hueco). Como medida general se recomienda:  
- altos promedios de inyección - fluidos de baja pérdida - y arena de grano pequeño.

**II).- NO HAY INCREMENTO EN LA PRODUCCION.-**

**A).- EL POZO NO REGRESA EL ACEITE DE CARGA DE LA OPERACION.-**

En éste caso lo mas evidente es que se ha encontrado una zona no productiva. Las preguntas que se podrían hacer son: ¿ el fluido fracturador ha fluido alrededor del casing shoe ? ¿ el trabajo de cementación es demasiado resistente en esa zona ? etc.

Si se pierde el fluido fracturador en hueco abierto, queda la posibilidad

de correr una prueba de inyectabilidad para verificar en que punto ha sucedido aquello. Lo más difícil de determinar es cuando el fluido ha corrido a travez del cemento inferior del intervalo productivo perforado.

Algo indispensable es determinar si se tiene un buen trabajo de cementación y en caso contrario eliminar el pozo del ~~tratamiento~~ en los trabajos de fractura.

Si la zona toma el fluido fracturador y no lo regresa posteriormente se debe tener cautela en fracturar pozos del mismo reservorio o pool. Probablemente la presión ha bajado y la gravedad está drenando el petróleo a las partes mas bajas del reservorio. Sin embargo los pozos de la parte baja del reservorio pueden responder perfectamente a los trabajos de fractura.

B).- SE RECUPERA EL ACEITE DEL TRATAMIENTO PERO EL POZO SE MUERE.-

En éste caso el reservorio puede éstar cerca a perder su presión pero hay suficiente drenaje por gravedad para devolver el aceite del tratamiento y luego ya no es capaz de producir mas aceite. Queda la posibilidad de que el reservorio sea demasiado apretado y podría ser ayudado por un tratamiento largo en el cual se expondría una mayor área de flujo y se evitaría la caída de presión. Puede también haberse formado, una emulsión que impida el flujo; en éste caso un proceso des~~emulsionante~~ sería de mucha ayuda.

Otra posibilidad para que el pozo se muera, es que la fractura se halla realizado en una ~~sóla~~ fisura, que no ayuda a la permeabilidad del reservorio.

Si el pozo tiene interestratificaciones de lutitas y de zonas permeables, las fracturas horizontales no serán nunca buenas. En éste caso se puede taponar las fracturas ~~iniciales~~ ya sea con arena o con cualquier otro agente de obstrucción temporal, proceder a una segunda fractura y de ese modo se puede abrir las zonas productivas.

Si se logra detectar alguna fractura horizontal, lo más conveniente será intentar un nuevo rompimiento con fluidos de baja pérdida en busca de que éstos formen fracturas verticales.

C).- LA PRODUCCION SE INCREMENTA HASTA QUE EL POZO DEVUELVE EL FLUIDO DE DE LA FRACTURA Y LUEGO MARCA UNA RAPIDA DECLINACION.-

Para un pozo nuevo esto debería indicar que el reservorio es pequeño y que no valdría la pena hacer una completación en su explotación. Sin embargo queda la posibilidad de que no se halla obtenido que la fractura vaya demasiado lejos en la formación o que las fracturas no tengan la suficiente conductividad para soportar la carga que necesita el pozo.

Para obtener fracturas más grandes y en mayor cantidad se puede hacer uso de los tratamientos en gran escala, usando la inyección rápida o los agentes o fluidos de baja pérdida, de los agentes taponadores temporales y de las fracturas nuevas con arena mas fina. En todo momento tratando de minimizar el superinundamiento de zonas y buscando de igualar y repartir la presión antes de reabrir el hueco.

D).- LA PRODUCCION DE PETROLEO DECRECE Y AUMENTA LA DEL AGUA O AUMENTA LA PRODUCCION DE PETROLEO PERO AUMENTA CONSIDERABLEMENTE EL G.O.R. DE LA PRODUCCION.-

Esta situación se presentará posiblemente cuando se halla aumentado las fracturas verticales y las haya prolongado hasta el fondo del agua. O se tiene un mal trabajo de cementación.

Las fracturas verticales incrementarán la conductividad tanto del agua como del petróleo, pero por efecto de la caída de presión el líquido menos viscoso o sea el agua, drenará más fácilmente hacia el pozo.

Cuando el agua alcance a la roca del petróleo tiende a bloquear y a encerrar al mismo y entonces lo más probable es que la producción del aceite decrecerá considerablemente después de la fractura.

En algunos casos se ha logrado eliminar la producción del agua por las fracturas mediante la introducción forzada de una mezcla de diesel y de cemento seco; el cemento tiende a asentarse en la zona del agua en busca de su fraguado y permite de éste modo el drenaje en la zona del aceite. Este proceso ha tenido un resultado relativo.

Para eliminar más o menos de una forma efectiva la posibilidad de la producción de agua se deberá bloquear el pozo o las perforaciones en 20 o en 30 pies por encima del contacto agua-petróleo.

Cuando se efectúe éste tratamiento por las perforaciones debe asegurarse que se tiene un buen trabajo de cementación para que pueda soportar las presiones del tratamiento, por que en el caso contrario lo único que se logrará será abrir un canal vertical mas o menos a lo largo del casing.

Si el contacto con el agua está aumentado y la arena es de poca potencia el tratamiento será muy riesgoso.

Muchas veces los tratamientos pequeños o de unos cuantos cientos de galones podrán traer ayuda a éste tipo de pozos, sin traer como consecuencia el agua. Otra técnica que ha ayudado ha prevenir las fracturas verticales que se extienden hasta el fondo del agua, son los tratamientos con baja velocidad de inyección.

### TIPOS DE REACTIVADORES DE POZOS.-

Existen diversos métodos para aumentar la producción. Entre ellos tenemos los siguientes:

NITRO-SHUTING, HIDRAFRAC, VISO-FRAC, VIBRO-FRAC, VERTIFRAC, STRATAFRAC, WATER-FRAC, EMULSIFRAC, MULTIFRAC, SAND - FRAC, PERFPAC, etc.

DAREMOS enseguida una breve descripción de los principales métodos de estímulo a la producción.

### PRUEBA DEL SAND - FRAC.-

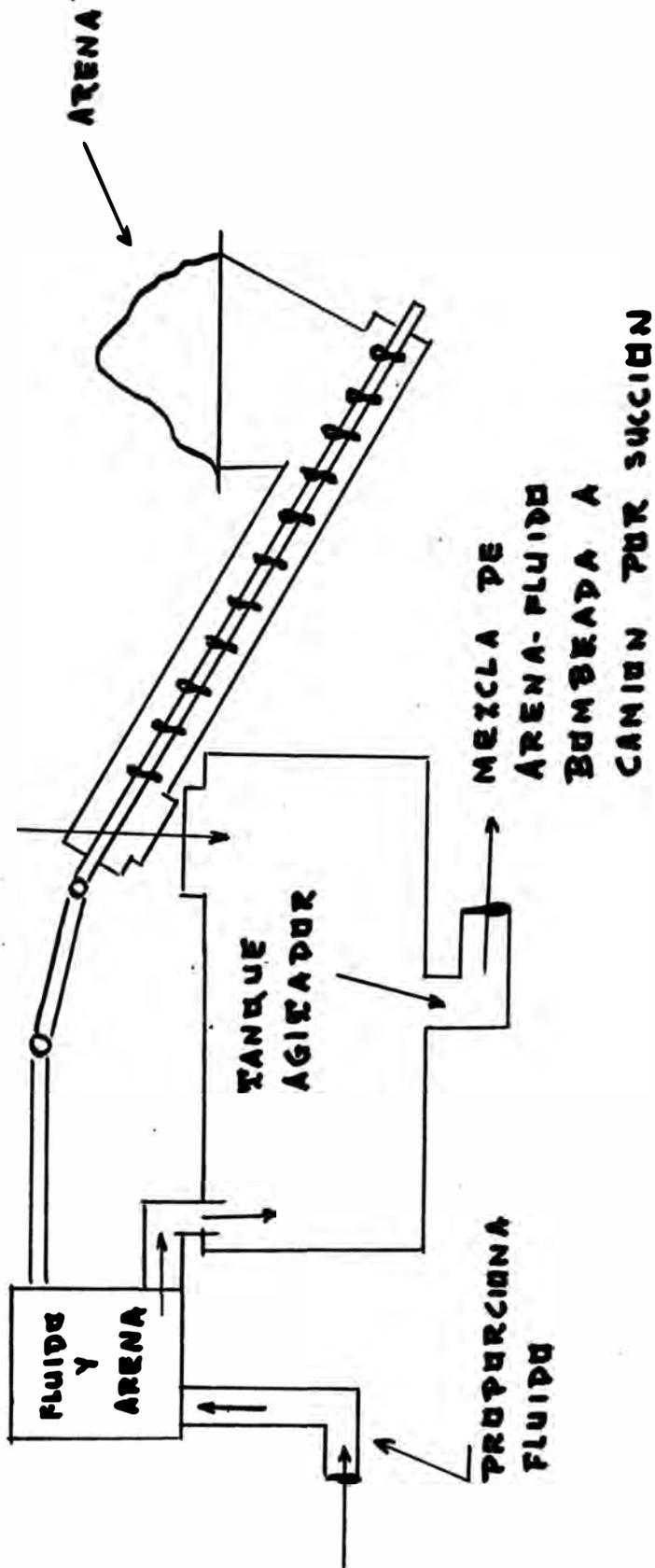
El Sand-Frac es una variedad de las pruebas de estímulo a la producción conocidas con el nombre de HYDRAFRAC, que consiste en fracturar las zonas productivas por estimular, mediante una mezcla a presión de arena y aceite, a fin de ~~conseguir~~ una mejor permeabilidad de la arena drenada.

Esta prueba data del año 1952, como resultado del afán de conseguir una mezcla mas económica, ya que los procesos requerían productos refinados, aceites viscosos, de alto precio. En tonces los crudos de baja gravedad y alta viscosidad fueron empleados con mejores rendimientos económicos, sin perjudicar el rendimiento técnico.

Actualmente la prueba se encuentra bastante desarrollada en muchos campos del continente. Las primeras pruebas del Sand-Frac en el Perú fueron a mediados de 1953 en las concesiones del Nor-Oeste.

Los buenos resultados obtenidos, interesaron a los técnicos de la Empresa Petrolera Estatal, los que contrataron por primera vez los servicios de la Halliburton Oil Well Cementing Co. el 18 de Febrero de 1954, para fracturar las arenas duras de la formación Pariñas en Coyonitas en el Pozo PK-1.

Actualmente en el Noroeste Peruano se consumen en promedio mucho mas de 500,000 libras de arena especial y una cantidad de galones de aceite industrial de 25°API



MEZCLA ARENA-FLUIDO

superior a los 250,000.

#### FUNCIONES CARACTERISTICAS Y SELECCION DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA.-

La función del aceite es la de llevar en suspensión al agente fracturador a una velocidad tal que al llegar a la zona por tratar se convierta ésta en una contrapresión, permitiendo fracturar la arena ~~seleccionada~~ y posteriormente ayuda a la misma fractura, debido a que recobra la viscosidad primitiva, la cual disminuiría al bombear la mezcla. En éste estado le permite conducir en suspensión la arena hasta los extremos de la fractura.

Las características de los aceites usados varían, pero hay tres factores a considerar: VISCOSIDAD- PERDIDA DE FLUJO Y COMPATIBILIDAD. Función de la viscosidad es la VELOCIDAD.

Es recomendable usar aceite de baja viscosidad para pozos de mediana profundidad, mientras que en pozos profundos se deberá usar aceites alrededor de los 800 epo. a temperaturas ordinarias.

El grado de mezcla con otros fluidos tiene importancia, desde que ésta tiene que pasar por diferentes zonas, e inclusive formar emulsiones que serían perjudiciales, por eso se recomienda el uso previo del laboratorio.

En general la selección del aceite debe hacerse para cada pool o campo, sabiendo que crudos del mismo pool por tratar, dan mejores resultados.

#### FUNCION DE LA ARENA.-

Esta tiene como función fracturar la zona y una vez conseguido, mantener abierta la fractura, ya que la presión de la formación actuaría con toda su fuerza al dejar de actuar la presión de inyección de la mezcla, tratando de cerrarla. Las características influyentes de la arena radican en la disposición, tamaño de los granos y angularidad.

La figura N°1 nos muestra la variación de la permeabilidad con respecto al tamaño. Podemos ver que la permeabilidad va aumentando con el tamaño del grano teniendo un límite por ejemplo 200 milidarcis, ya que sobre éste valor un aumento de la fractura o sea un aumento de la permeabilidad sólo dá lugar a un pequeño aumento en la capacidad al flujo por la fractura. Por ésto en pozos profundos se han obtenido resultados desalentadores a pesar de que la arena ha ingresado a la fractura y es debido a la rotura de las partículas por la enorme sobrepresión que tienen éstos pozos. La solución sería tamaños grandes y esféricos, pero tales condiciones demandarían un extremado control en el proceso.

La selección de la arena debe ser en lo posible:

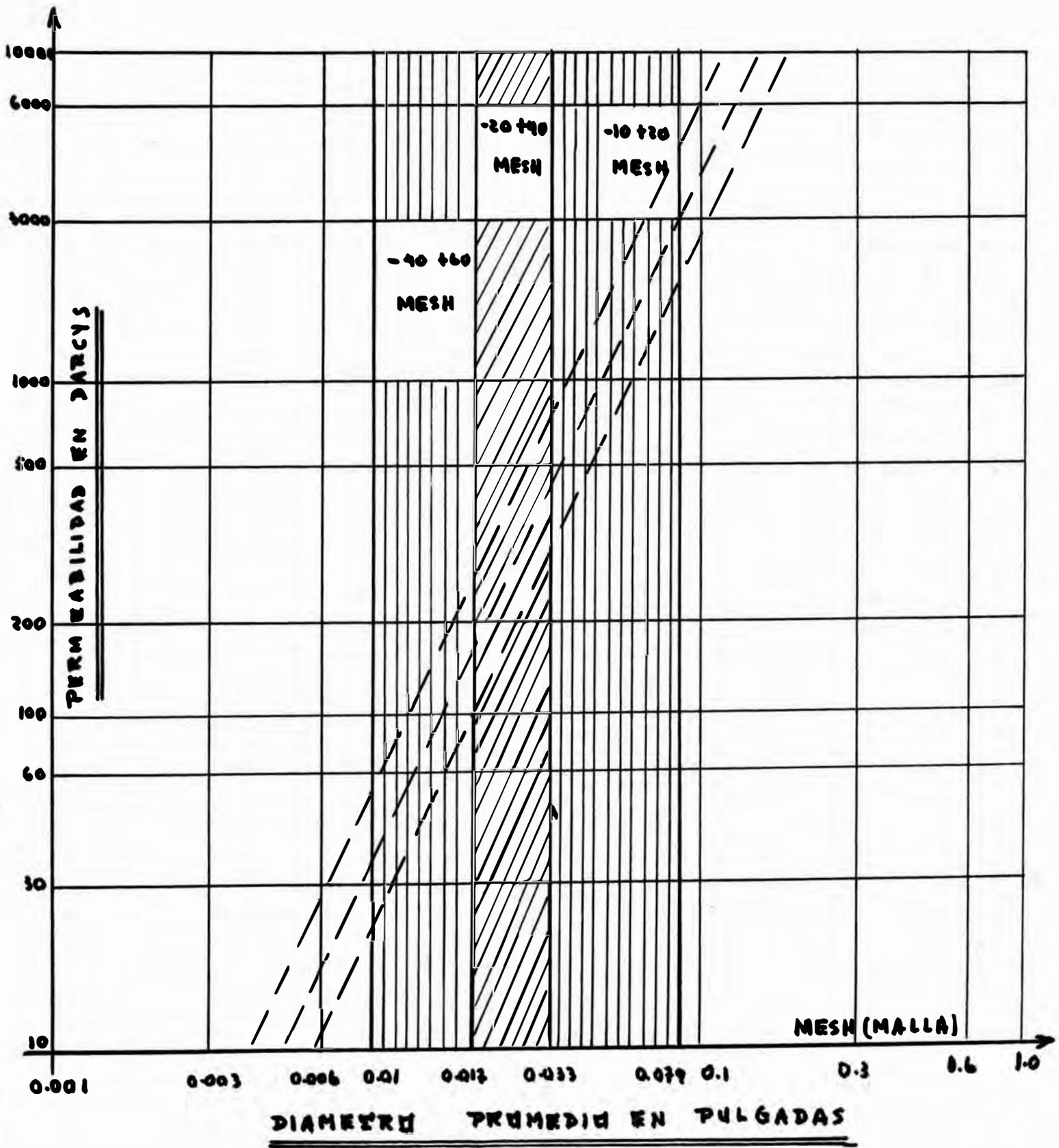
- A).- De grano esférico .
- B).- Relativamente de tamaño grande.
- C).- Máxima uniformidad de tamaño.

#### TECNICA DEL SAND FRAC.-

##### I).- SELECCION DEL POZO POR TRATAR.-

Para determinar el pozo por fracturar es necesario recopilar una serie de datos que justifiquen la prueba. Uno de ellos lo conseguimos de un estudio de las producciones acumuladas de los pozos acotemporáneos en un mismo pool, y consiste en una simple comparación de las producciones acumuladas, de la cual obtenemos los pozos de mas baja producción acumulada, los cuáles si presentan una gran diferencia con el resto de pozos podrían ser buenos prospectos para estimularles la producción.

Gran ayuda son los datos de Reservorios. Por ejemplo las presiones de fondo nos indican si el pozo si el pozo responderá o no, ya que es necesario que el pozo mantenga una presión de fondo suficiente como para hacer recuperable el petróleo que pueda contener la arena.



PERMEABILIDAD APROXIMADA DE GRANDES ESFERICOS

FIG. Nº 1

### CARACTERISTICAS DEL POZO SELECCIONADO.-

El estudio de las características se hace en base a los datos de Reservorio, pero en forma más exacta del examen de los registros eléctricos. Por medio de ellos se determinan las formaciones porosas permeables con contenido de fluido, aún más nos determinará cuales son las más duras.

Conociendo entonces la porosidad, permeabilidad, clase de fluido que contiene la formación, espesor y profundidad de las formaciones duras, lo cual constituyen las características físicas del pozo y teniendo en cuenta las características mecánicas del pozo, como són el mecanismo de recuperación, equipo de superficie, equipo de subsuelo, completación y cementación, podemos adoptar el método a operar y hacer los cálculos técnicos - económicos de la prueba.

### CALCULO TECNICO-ECONOMICO.-

Las especificaciones siguientes son las usadas en el Noroeste Peruano.

#### SEAL OIL.-

Se llama así a un volumen de cerca de 50 barriles de petróleo crudo (según la cantidad de crudo disponible para la operación) que preceden la mezcla petróleo - a arena y que sirven para fracturar la formación.

#### ACEITE ESPECIAL.-

Este aceite es para mezclarlo con la arena y su volumen depende de las condiciones del pozo.

- Para pozos con menos de 70 piés de perforaciones a bala, o con hueco abierto, o con liner, se emplean 100 barriles de E.P.I. o AX-11.

- Para pozos con perforaciones, hueco abierto o liner a 200 piés de intervalo, se recomienda usar 200 barriles de aceite especial.

Para pozos de más de 200 piés de intervalo con perforaciones, hueco abierto o liner, emplear 300 barriles de aceite especial.

CANTIDAD DE ARENA.-

La cantidad de arena usada en los SOP varía desde 0.5 hasta 3 libras por galón de aceite especial. En Talara esta cantidad varía entre 1 y 1.5 libras por galón.

Para completación a liner o con perforaciones a bala de 10 a 12 mm se emplea la relación 1.5 libras por galón o sean 63 libras por barril.

Para completación con perforaciones a bala de diámetro menor de 10 mm, emplear la relación 1.0 libra por galón o sean 42 libras por barril.

ACEITE DE DESPLAZAMIENTO.-

Es el crudo corriente que se bombea después de haber metido la mezcla fracturante dentro del pozo y que tiene por finalidad desplazar a ésta dentro de la formación impidiendo que regrese al fondo del pozo. Para calcular su volumen que es igual al volumen del hueco, es necesario saber topes y zapatos de las formaciones, diámetro de los farros y de los tubos, profundidad efectiva y clase de terminación.

Si la completación del pozo es a bala y el volumen anular es menor de 60 barriles, el volumen del fluido será de 70 barriles, pues al volumen anular se le suma un exeso, que en éste caso es 10 barriles.

Si la completación es a bala y el volumen anular es mayor de 60 barriles, el exeso es del 10%, con 20 barriles como mínimo. Es decir que si el 10% es menor de 20 barriles, no se considera el 10% sino 20 barriles.

Si la completación es a liner, se calcula el volumen de aceite, sumando el

el volumen del hueco abierto al volumen anular del tubing levantado más un exeso. Este exeso es igual al 50% del hueco abierto, con 20 barriles como mínimo.

#### BOMBAS REQUERIDAS.-

La Halliburton Oil Well Cementing es la encargada para fracturar.

De 0 a 1200 piés se usa una unidad T - 10 y un cementador.

De 1200 a 5000 piés, se usan dos T-10.

A mas de 5000 piés se usan tres T-10.

#### RESION DE FRACTURA.-

Este valor, es función de la razón de inyección. En la figura N°2 se puede ver que a diferentes razones de inyección existen las correspondientes presiones de fractura, para el caso de que estén trabajando las tres bombas Duplex.

#### INCREMENTO DE LA PRODUCCION.-

Este es un dato experimental, aunque bien se sabe que la producción después de la prueba guarda relación con la que ya tenía, y depende de la presión de fondo.

#### COSTOS.-

Tenemos:

A).- Costos de preparación , en el cual se considera la labor de un huinche para la instalación del equipo. También dentro de este renglón está la preparación del terreno.

B).- Costos de supervisión y jornales para el obrero.

C).-Costos de material: la arena Ottawa tiene un precio de 5.50 dólares por saco de 100 libras; el aceite para la mezcla de 25°API es de 2.38 dólares por Bb.

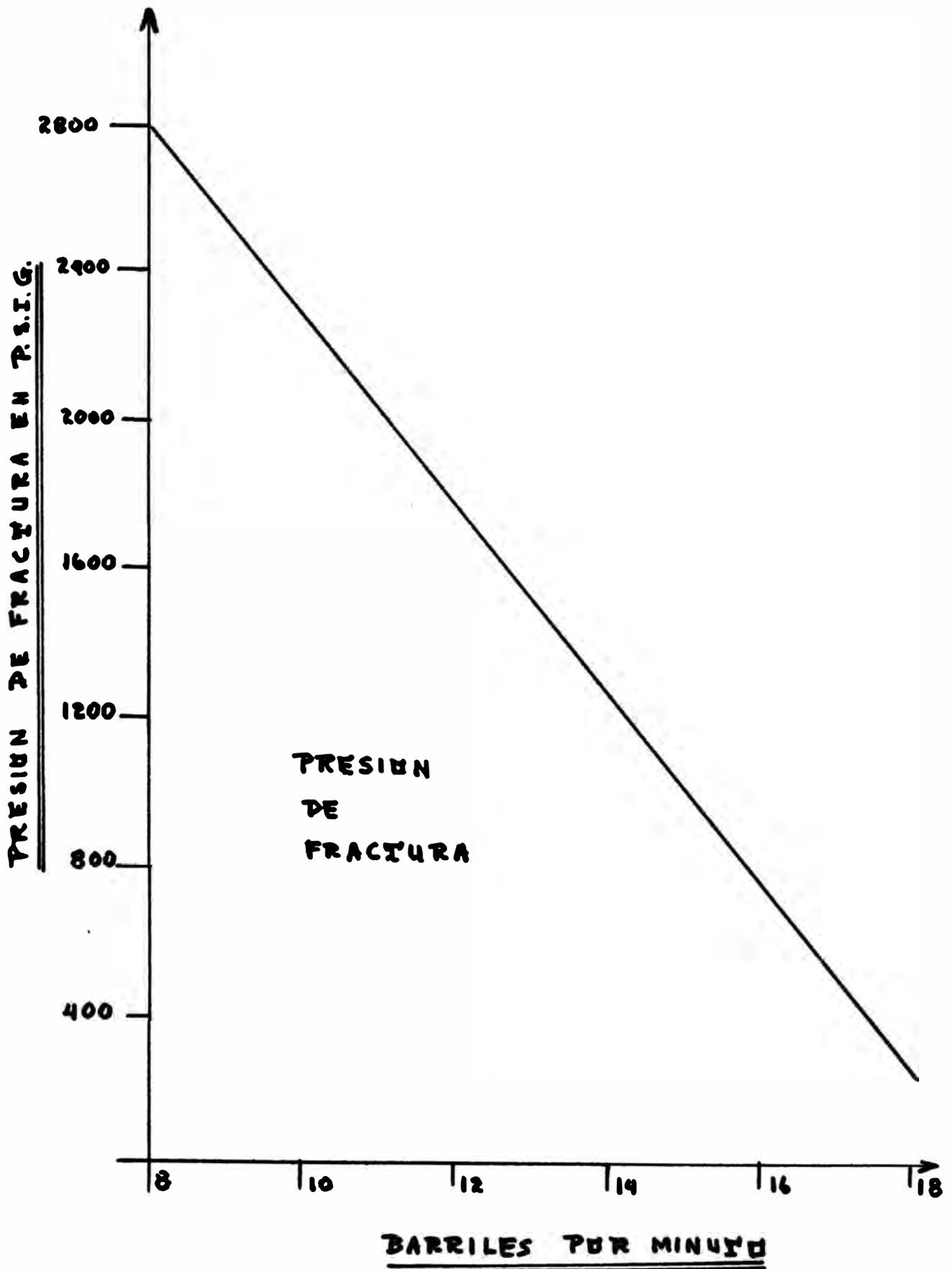


FIG. N° 2

**El crudo industrial para el desplazamiento tiene los siguientes precios:**

**150 dólares por 100 barriles.**

**200 " " 200 "**

**250 " " 300 "**

**D).- Costos de transporte, equipo y otros. El equipo tiene un costo de alquiler por contrato**

**JUSTIFICACION DE LA PRUEBA.-**

**Es un balance económico de la operación y practicamente otorga el V° B° de la ejecución de la prueba.**

**OPERACION DE LA PRUEBA.-**

**Una vez instalado el equipo, la operación de la prueba misma consiste en:**

**A).- Bombear 50 barriles de crudo a manera de limpiar el pozo.**

**B).- Bombear la mezcla a velocidad variable.**

**C).- Bombear 20 barriles mas del aceite que forma la mezcla.**

**D).- Bombear el crudo Industrial para el desplazamiento.**

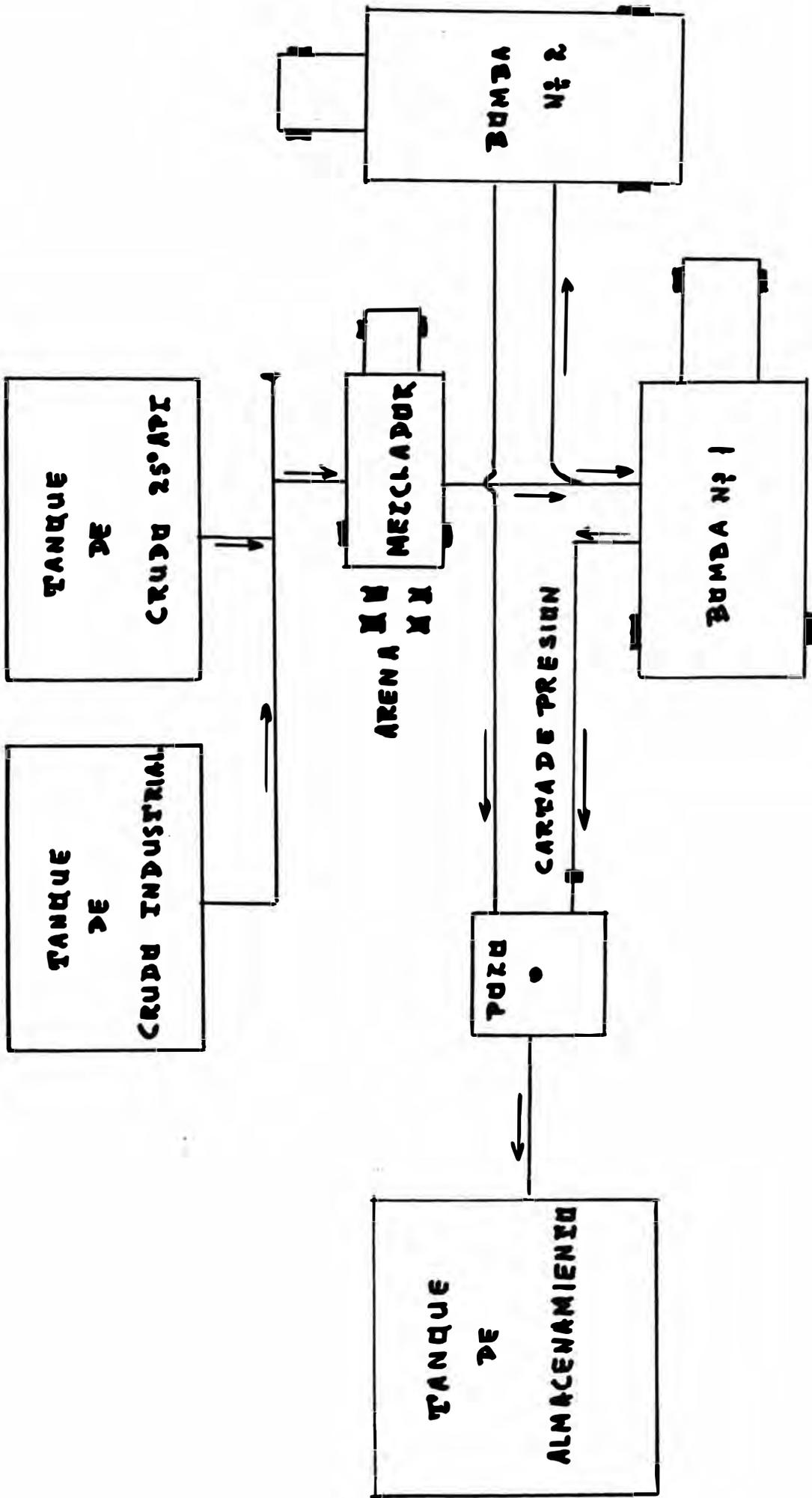
**E).- Cerrar el pozo y retirar el equipo.**

**La disposición del equipo de superficie se muestra en la figura N°3.**

**El equipo mismo debe reunir las siguientes características:**

- Rango grande de concentraciones para ser cambiado en cualquier momento de la prueba.**
- Instrumento de control y medida de las concentraciones de arena que se inyectan en forma constante.**
- Gran capacidad de mezcla.**
- Gran velocidad de inyección.**

**Las recomendaciones, tienen como finalidad asegurar las condiciones técnicas precalculadas.**



**DISPOSICION DE UN EQUIPO DE SUPERFICIE**

**FIG. N° 3**

PERSONAL DE OPERACIONES.-

El personal de operaciones lo constituyen:

- 4 obreros frente al receptor de arena, trabajando por parejas.
- 1 obrero en el control de la llave y medida del tanque de aceite.
- 1 obrero en el control de la llave y medida del tanque del crudo por desplazar.
- 4 obreros para el tendido de líneas e instalaciones.
- 1 obrero en el manejo del mezclador.
- 2 obreros en el manejo de las bombas.

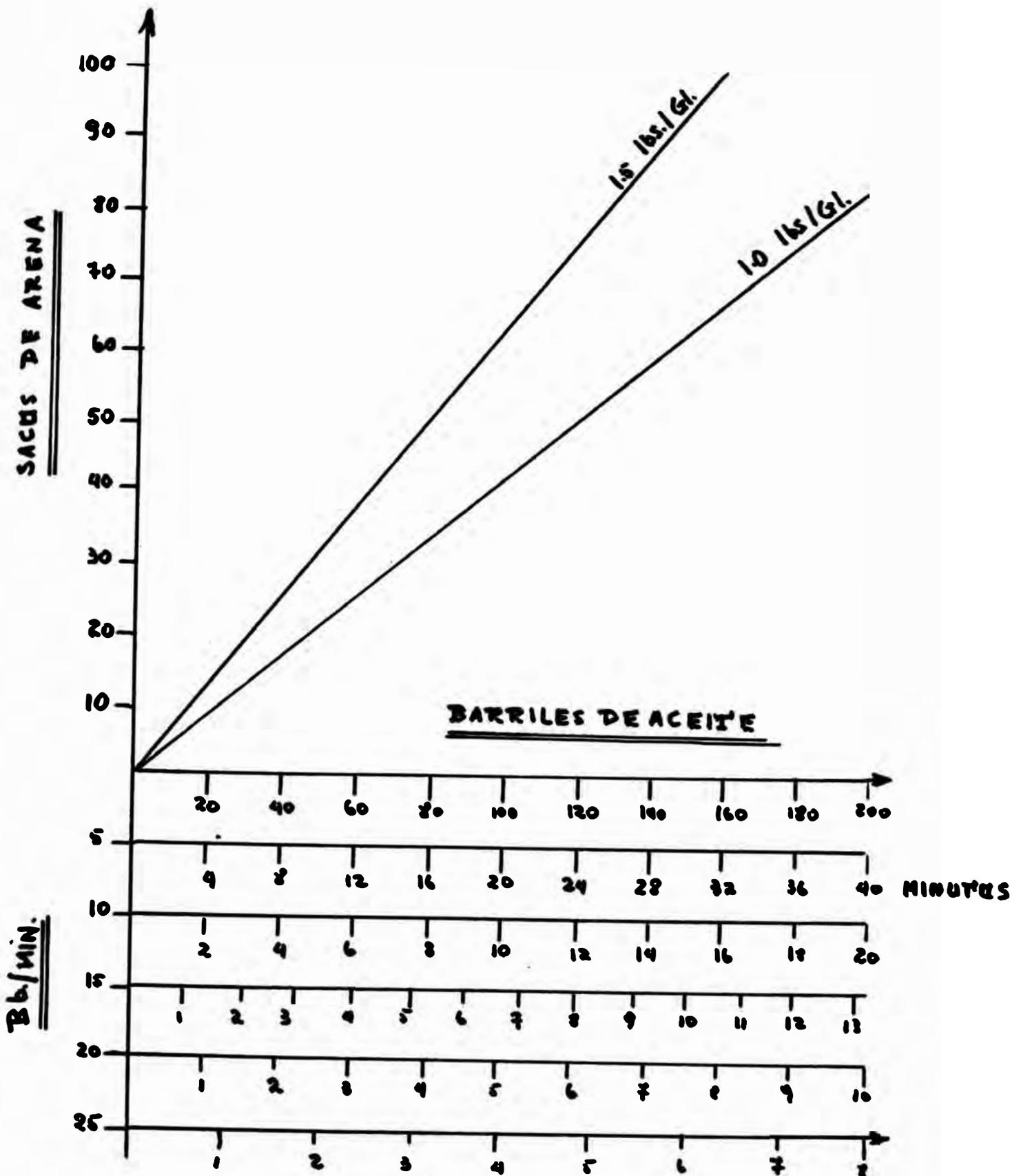
Además se cuenta con un Ingeniero Supervisor, encargado del control de la presión, razón de mezcla y de inyección.

Para mayor facilidad del control se puede usar reglas o gráficos, tal como el de la figura N°4, mediante el cual podemos constatar la velocidad de inyección y concentraciones de arena especificadas para la prueba; lo cual nos permite impartir rápidamente las directivas que corrijan las imperfecciones en la operación.

RECOMENDACIONES PREVENTIVAS.-

La inyección de la mezcla a presión, al ingresar por las grietas de la formación puede crear un alto grado de agitación. Si la formación contiene agua se formarían mezclas de aceite y agua que serían perjudiciales. Para prevenir esto se han patentado ciertas sustancias químicas denominadas SURFACTANTES, que se usan mezclándolas de antemano con el crudo que sirve para limpiar el pozo. Además estos productos tienen propiedades dispersantes y desmenuadoras lo cual ha difundido su uso en gran escala.

Igualmente pozos que presentan invasión de barro lo cual disminuye la permeabilidad, es conveniente hacer una previa limpieza del pozo con agentes lim-



SAND FRAC. CONTROL DE LA RAZON  
ARENA-ACEITE Y FLUJO DE MEZCLA

FIG. N° 4

piadores.

Quizás uno de los problemas más frecuentes que suelen presentarse en la prueba del SandFrac es el regreso de la arena al pozo y uno de los métodos para volver a colocar ésta arena en la fractura es bombeando a presión aceite. Pero el aceite al ser bombeado sólo tiende a profundizarse en la grieta llevando consigo la arena, perjudicando de ésta manera la permeabilidad en las cercanías a las paredes del pozo.

Otro método para evitar ésta invasión consiste en bombear pequeñas cantidades de arena angulosa al final de la prueba, la cual tendería a incrustarse en la formación y retendrían a las arenas esféricas que le anteceden. Pero según el gráfico N°1 se ha visto que la angularidad de las arenas disminuye la permeabilidad y son débiles para el fracturamiento.

Finalmente, también es aconsejable cerrar el pozo después de la prueba por 24 horas, pues reduce el volumen de arena que regresa al pozo.

#### TRABAJOS POSTERIORES.-

Luego de haber mantenido cerrado el pozo, se abre a la producción. En caso de no fluir es conveniente "suavearlo" para estimular su salida. No son necesarios tratamientos posteriores al crudo que fluye, puesto que en los tanques se produce la decantación de la arena que pudiera arrastrar.

Si el pozo no fluyera se debe hacer un estudio de los cálculos y carta de presión para así poder detectar, si el resultado negativo de la prueba, se debe a una falla técnica o mecánica, y la posibilidad que exista para repararla.

No se debe olvidar tampoco, que el Sand Frac es una prueba de estímulo a la producción y su aplicación en forma desmedida puede perjudicar la recuperación acumulativa final del pool.

APLICACION DEL SOT (SAND OIL TREATMENT) BAJO EL PACKER.-

- A).- Para pozos viejos perforados a cable.
- B).- Pozos no cementados.
- C).- Pozos con casing F-25 ó H-40.
- D).- Pozos con casing J-55(o inferior) cementados y baleados.

En relación con los packers hay que tener en cuenta unas protuberancias que salen en las paredes del casing debido al baleo. Estas disconformidades no permiten hacer muchos trabajos por lo que se les hace desaparecer por medio de la RIMA.

SOT MULTIPLE.-

Es como una serie ininterrumpida de SOT sencillos. Después de cada STAGE, se inyecta cierto volumen de crudo de desplazamiento. En éstos fracturamientos, entre las etapas y acarreado por el crudo de desplazamiento, se mete al pozo naftalina o bolas de nylon. Estos taponean los huecos del casing o liner, permitiendo el fracturamiento por los huecos abiertos. La naftalina se disuelve lentamente. El inconveniente es el alto costo de la naftalina..

Hay tres clases de naftalinas que se pueden usar:

- A).- TIC-15 para temperaturas de fondo hasta de 176 °F.
- B).- TIC-25 para temperaturas de fondo hasta de 200 °F.
- C).- TIC-11 para temperaturas de fondo hasta de 150 °F.

La de más uso son las TIC-15.

MULTIRAC AL POZO PB-174 EN LA EMPRESA PETROLERA FISCAL.-

Este trabajo fué efectuado durante mis prácticas vacacionales correspondientes

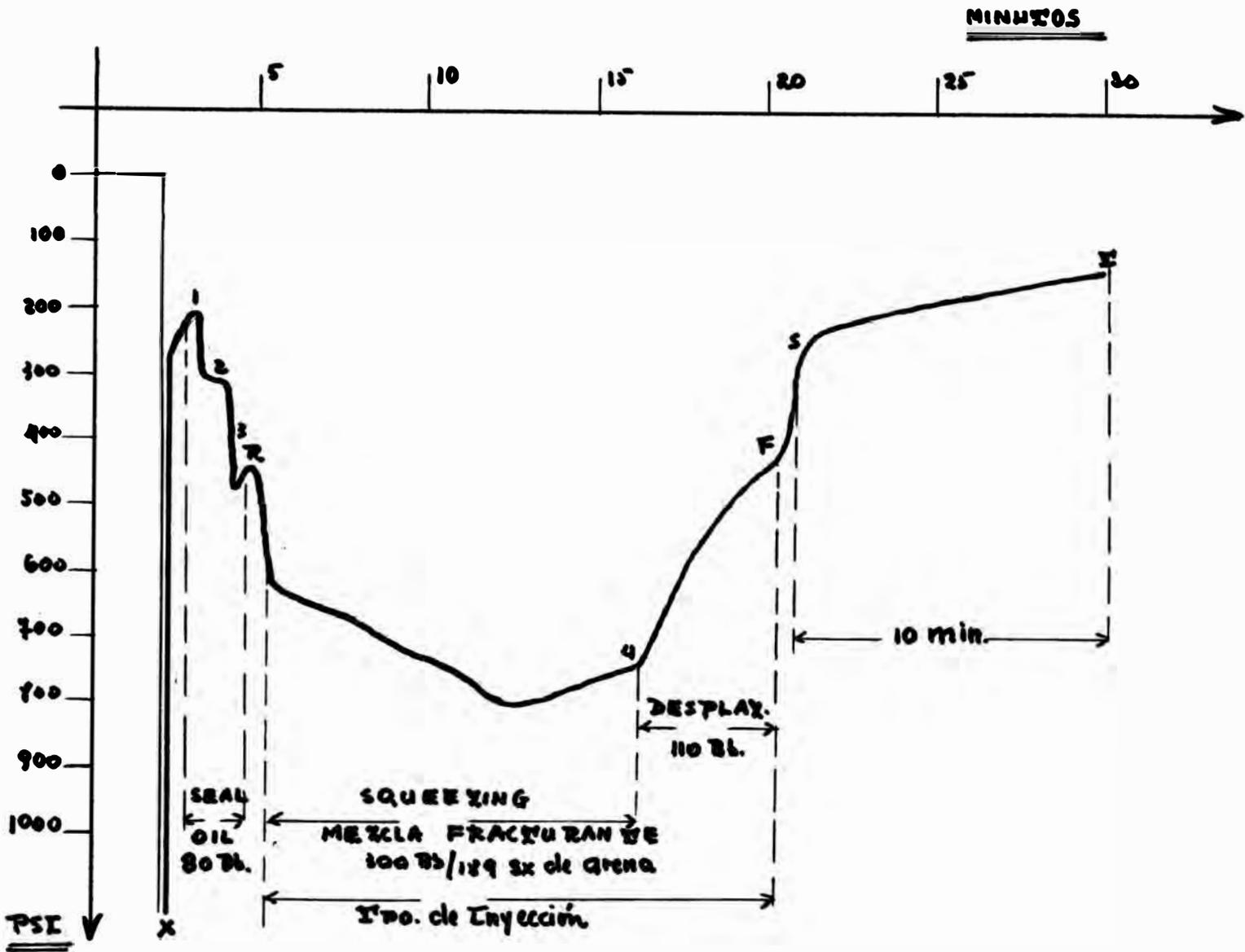


DIAGRAMA REPRESENTATIVO DE UN  
SAND FRAC

al 2° Año, el 5 de Febrero de 1957 a las 3.45 P.M. en el intervalo 2172-2644 pies correspondiente a NUR0, realizándose en la siguiente forma:

- 1).- Se llenó el pozo con 100 barriles de crudo.
- 2).- Se rompió la formación bombeando 24 barriles de crudo.
- 3).- Se bombeó la mezcla con 175 barriles de Esso Industrial al mezclarlos con 11.7 lbs. de Ottawa Sand. Relación de mezcla: 1.50 libras por galón.
- 4).- Se bombeó 10 barriles de Esso Industrial con 1000 libras de TIC-15.
- 5).- A continuación se bombearon 10 barriles de Esso Industrial sólo.
- 6).- Se bombeó la mezcla de 155 barriles de Esso Industrial con 10,600 libras de Ottawa Sand. Relación de mezcla : 1.6 libras por galón.  
La relación de mezcla en el paso N°4: 2.35 libras por galón.
- 7).- Se desplazó la mezcla con 136 barriles de crudo.

Tiempo total de bombeo: 27 minutos.

Rate de inyección: 19 barriles por minuto.

Deuda total del pozo: 610 barriles de aceite.

Presión de ruptura en la primera etapa: 1050 psi.

Presión de ruptura en la segunda etapa: 1550 psi.

Presión máxima de trabajo: 1500 psi.

Presión mínima de trabajo: 850 psi.

Presión después de 10 minutos: 750 psi.

Al día siguiente devolvió el pozo, a las 10 AM. registrando presiones, 115/270 psi.BT.

PRIMERA ETAPA: del 1 al 5 inclusive.

SEGUNDA ETAPA: 6 y 7.

PORCENTAJE DE EFICIENCIA DEL MULTIERAC.-

$$\text{Eff.} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de etapas} \times \text{rate de inyección}}{\text{N}^\circ \text{ de huecos} \times 1.4 \text{ RPM/ Hueco}}$$

CARTE MANOMETRICA DE UN SAND FRAC.-

El gráfico adjunto corresponde al registro de presiones vs. tiempos tomados por el manómetro de la unidad de bombeo.

X: probando las líneas.

1: Se empieza abombear. Sube la presión.

2: Se va llenando el pozo.

3: Está lleno, sube más la presión.

R: BDP. Luego de inyectar la mezcla, aumenta la presión por tener mayor viscosidad.

4: Acabada la mezcla se inyecta el crudo de desplazamiento, como éste tiene viscosidad menor, baja la presión hasta F.

Al pararse las bombas cae bruscamente hasta S.

CARTE MANOMETRICA DE UN SOT MULTIPLE.-

Está representada por el dibujo adjunto. Es similar a la de un SOT sencillo sólo que se notan las 15 etapas de inyección. Todas las etapas no resultaron muy iguales.

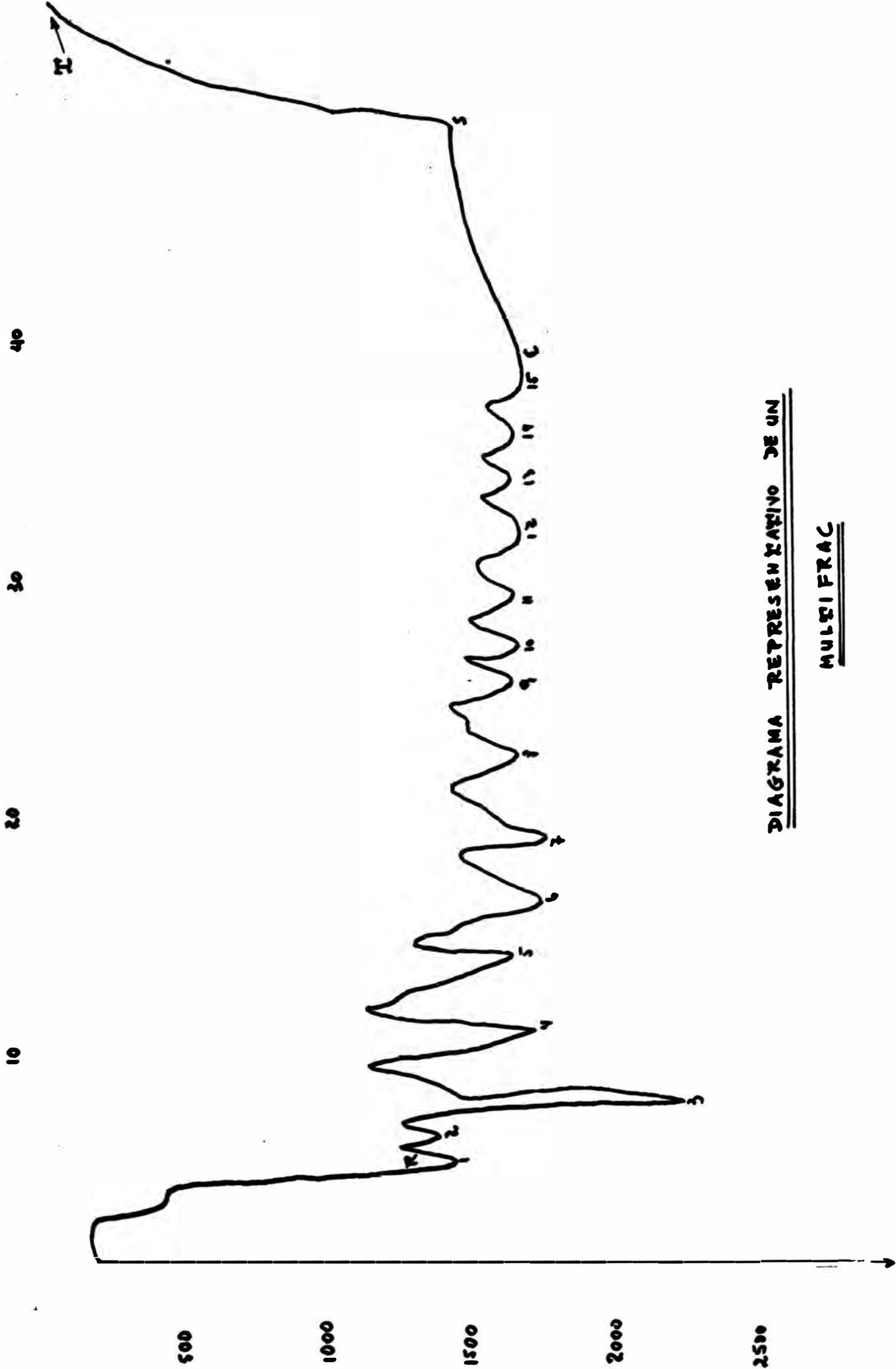


DIAGRAMA REPRESENTATIVO DE UN

MULTIFRAC

PSI

PERFPAC.-

Es un nuevo tratamiento. Es un Multifrac que emplea bolas de nylon y jebe, o TCL-11, 15 ó 25 según la temperatura.

La recomendación de éste tratamiento debe de considerar el número y tamaño de los huecos para proponer el máximo rate de inyección con la mayor presión posible. Se determina después el número de etapas y el número de bolas o libras de TCL que se deben emplear. Esta método se puede aplicar tanto a pozos aún no fracturados como a pozos ya fracturados anteriormente.

Se emplea el Perfpac cuando la formación por romper está estratificada con gredas y otras arenas no productivas y por lo tanto ha sido necesario balear el pozo en diferentes zonas.

El Perfpac se efectúa cuando el pozo no tiene suficiente permeabilidad para producir un flujo constante dentro del entubado aún después de haberse disminuido el peso de la columna hidrostática dentro de él. Se efectúa mediante el bombeo a presión de una mezcla de aceite, que generalmente es el E.P.I. (Esso Industrial) y Ottawa Sand a la cual se la añaden bolas especiales de nylon y jebe que tapan las perforaciones a medida que se va fracturando la formación.

CALCULO DE UN PERFPAC.-

DATOS NECESARIOS.-

- A).- Diámetro del casing, en pulgadas.
- B).- Profundidad en piés.
- C).- Número de perforaciones.
- D).- Clase de fluido, con su viscosidad en cpo. y su densidad API a una temperatura dada.
- E).- Densidad de la mezcla, en libras por galón.

**F) Equipos a usarse: número de camiones y potencia de cada uno de ellos.**

Se puede considerar que cada perforación va a tomar un número X de galones del fluido por usarse y por lo tanto un número Y de libras de arena, a una velocidad V en barriles por minuto.

**FORMULAS POR APLICAR.-**

1).-  $P_{WH} = P_{BHP} + H_H + F \times L$

2).-  $HP = 0.0245 \times b.p.m. \times P_{WH}$

$P_{WH}$  = Presión en la cabeza del pozo.

$P_{BHP}$  = Presión de la formación, o presión de fractura de fondo.

$H_H$  = Presión de la columna hidrostática de la mezcla.

$F \times L$  = Pérdida de presión por fricción.

HP = Potencia disponible en la cabeza del pozo.

b.p.m. = Barriles por minuto que se inyectan.

La presión de formación se halla multiplicando la profundidad del pozo por la gradiente estática del mismo.

La presión de formación se puede considerar igual a la presión debida al "overburden" ( 1 psi/pié).

La potencia disponible se halla multiplicando, el N° de camiones por la potencia de cada uno de ellos.

Estos valores se reemplazan en la fórmula (2), en la cual asumimos la presión en la cabeza del pozo en psi. ( $P_{WH}$ ). Enseguida despejamos (b.p.m.).

CALCULO DEL PESO DE LA COLUMNA HIDROSTATICA DE LA MEZCLA ARENA-ACEITE.-

El aceite o fluido usado tiene una densidad. Con éste valor y el de la densidad de la mezcla, hallamos en una tabla "el peso de la mezcla". Con éste peso de la mezcla y con la profundidad del pozo encontramos en un gráfico la presión debida a la columna de mezcla :  $H_H$  .

En otro gráfico encontramos "la pérdida de presión debida a la fricción", en función del gasto (b.p.m.) y de la viscosidad del fluido. El valor hallado, Z, es por cada 100 piés. El gráfico es para casing de diámetro dado. .

La pérdida total debida a la fricción se halla multiplicando Z por la profundidad, todo dividido entre 100. El resultado será:  $F \times L$ .

Enseguida se balancea y chequea en la ecuación (1). Se siguen haciendo tanteos de modo que los valores hallados al último sean aproximadamente iguales, entonces en ese momento consideramos como la presión en la cabeza, la asumida.

Para hallar el N° de huecos por etapa, sabemos que cada perforación toma aproximadamente un gasto de V Bbs./minuto, luego tendremos:

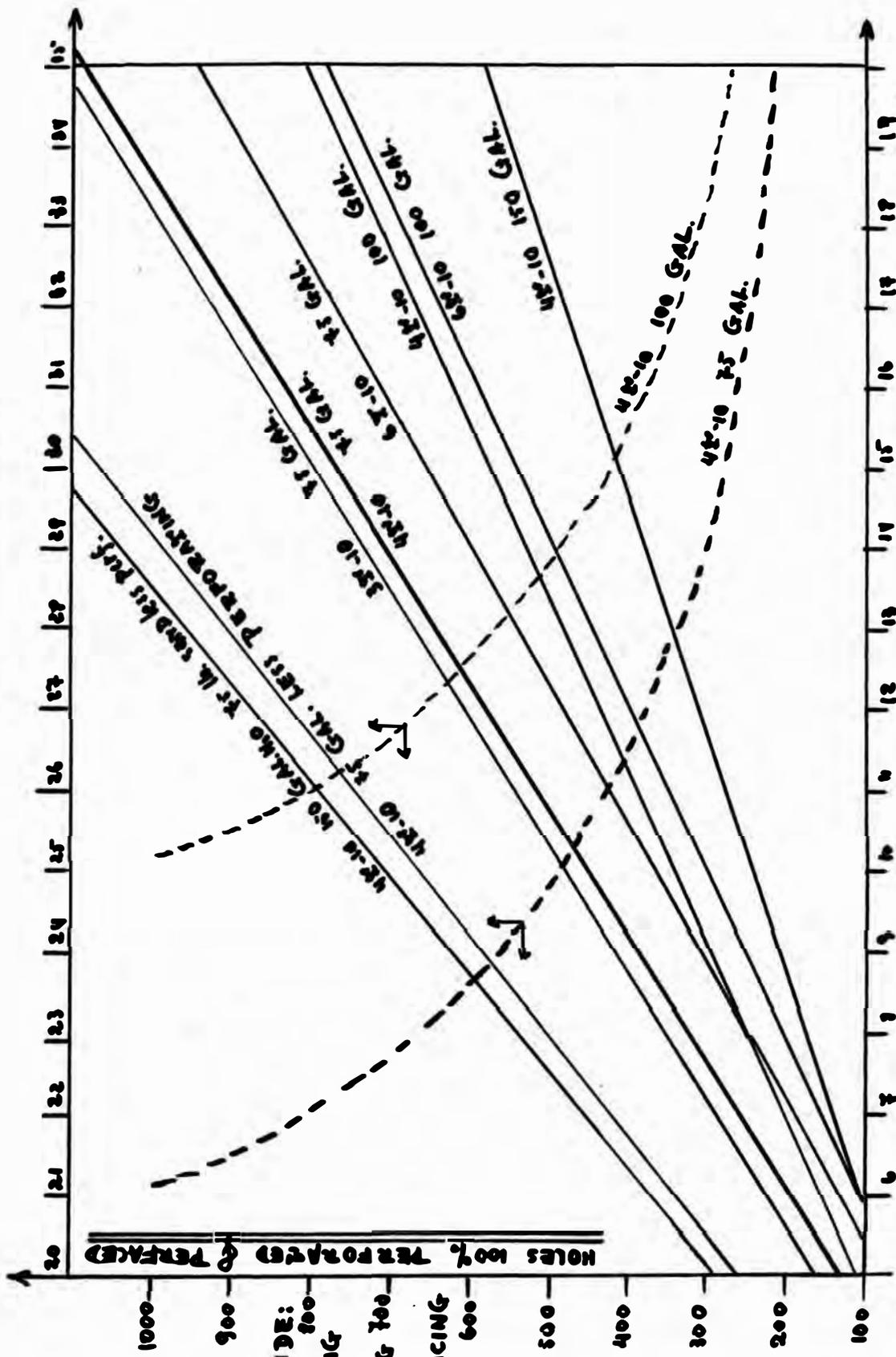
$$b.p.m./V = N^{\circ} \text{ de perforaciones/etapa}$$

El N° de etapas se hallará dividiendo el N° de perforaciones total entre el N° de perforaciones por etapa. Si ésta división no es exacta, el residuo representa el N° de huecos para la última etapa. Entonces en ese caso <sup>hay</sup> un N° determinado de Ruber Cover Nylon Balls, no siendo necesario su empleo en la última etapa. Se necesitarán además, un N° total de galones y un N° total de libras de arena; las libras de arena se transforman en sacos dividiéndolas por 10.

COSTO DE LA OPERACION DE PERFORACION.-

En el costo hay que considerar el precio de alquiler de cada uno de los camiones, el costo de alquiler del blender o mezclador, el costo del fluido por Bb.

COST PER HOLE (\$)



HOLE PERFORMED PER PAC

1000  
900  
800  
700  
600  
500  
400  
300  
200  
100

100 Eff.

TOTAL COST INCLUDE:

- 1)- PERFORATING
- 2)- FRACTURING
- 3)- WELL SERVICING

TYPE TREATMENT {  
 1)- 75 GAL. ETC } PERHOLE  
 " 100 GAL. ETC }  
 2)- 100 GAL. ETC }  
 " 150 GAL. ETC }

COST PER JOB (1000 \$)  
COST TO PERFORMED 8 PERPAC

20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35

El costo de la Ottawa Sand por saco. El valor de cada bola de nylon. El precio por cada 100 barriles de bombeo. El costo de servicio de pozos.

NOTA.†

Se puede efectuar también tanteos en un Peripac, asumiendo "un rango de inyección".

EVALUACION DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.-

Se hace ésta evaluación llevando reportes mensuales que sirven para constatar el porcentaje de exitosidad que los justifica.

Estos reportes, se llevan en "Files" especiales según los pools y según la arena, de modo que se pueda comparar el porcentaje de exitosidad obtenido por los tratamientos, en una arena dada de un pool determinado.

Se calcula separadamente el "payout" y se verifica si el pozo responde positivamente o nó al tratamiento.

El "payout" es el N° de meses que demora el pozo en pagar el tratamiento al que se le ha sometido. Se calcula por la siguiente fórmula:

$$\text{payout} = \frac{A}{a \times Q \times 30}$$

A, es el precio en dólares de toda la operación de fracturamiento.

a, es el precio en dólares de un barril de petróleo crudo.

Q, es el incremento diario de producción obtenido por el tratamiento.

30, es el N° de días del mes, para obtener el payout en meses.

También se obtiene el payout en barriles de petróleo, dividiendo el precio en dólares del tratamiento, entre el precio en dólares de un barril de petróleo

---

.

---

BIBLIOGRAFIA.-

- W. E. HASSEBROCK: SAND USAGE IN HYDRAULIC FRACTURING OIL BEARING FORMATIONS  
HALLIBURTON OIL WELL CEMENTING COMPANY,
- JUAN A. PASCO FONT: GRAFICOS REPRESENTATIVOS DE LAS PRUEBAS DE ESTIMULACION  
SAND FRAC Y MULTIFRAC; TESIS DE BACHILLER.
- REVISTA "PETROLEO" N° 1: "LA PRUEBA DEL SAND FRAC".
- R. ARBULU MIRANDA: EJEMPLO DE MULTIFRAC; PRACTICA VACACIONAL DEL 2° AÑO EN  
CAMPOS DE LA E.P.F.- APUNTES DE CLASE: FRACTURAMIENTO.
- PRIMER CURSO DE INGENIERIA DEL PETROLEO: PARTE TEORICA SOBRE " FRACTURA-  
MIENTO HIDRAULICO"; EXAMEN FINAL DEL AÑO 1957.

