

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**Evaluación de Arenas Nacionales para
Fracturamiento Hidráulico**

TESIS:

**Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO DE PETROLEO**

AUBIN ALBERTO CACERES NEYRA

PROMOCION 90-1

LIMA-PERU-1996

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

**EVALUACION DE ARENAS NACIONALES PARA
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO DE

INGENIERO DE PETROLEO

AUBIN ALBERTO CACERES NEYRA

LIMA - PERU

**A mi Madre Elena Neyra Hernández,
por su permanente apoyo**

Resistencia al Esfuerzo de Compresión

Máximo Porcentaje de Finos

Arena 20/40 14 % En peso.

Arena 12/20 16 % En peso.

Solubilidad al Ácido

Máxima Solubilidad 2 %

Turbidez

Máxima Turbidez 250 FTU

Después de efectuar las pruebas de Laboratorio, concluimos que es recomendable continuar con los estudios de implementación de una planta industrial y con la evaluación de las arenas

- Arena Roja de Cajamarca Malla 20/40.

Arena de la Oroya Malla 12/20.

Después de la evaluación económica llegamos a las siguientes conclusiones

Si una Empresa invierte en la construcción de una planta procesadora la inversión aproximada seria \$401,600 dólares, el TIR seria de 0.62, el VAN para la arena 20/40 seria 613,700 dólares y el PAY-OUT seria de 2 años 6 meses

Si la Empresa solo compra la producción de un proveedor la inversión inicial seria lo que indique el proveedor como mínima para asegurar su producción y los cálculos del análisis económico variarían dependiendo de dicha cantidad, esto significa comprar la arena como actualmente se viene haciendo pero a un precio menor.

INTRODUCCIÓN

En el Noroeste del Perú, en general se encuentran formaciones con permeabilidades demasiado bajas, como para producir comercialmente un pozo sin ser fracturado hidráulicamente; motivo por el cual un porcentaje mayor al 90 % de los pozos son fracturados hidráulicamente para ser puestos a producción.

Para realizar el fracturamiento hidráulico se requiere de diferentes materiales y entre los principales, aquel que nos permite que la fractura se mantenga sin cerrarse mientras se pone a producción el pozo es el agente de sostén. Este material es muy importante, tanto así que es casi imposible concebir un fracturamiento sin agente de sostén.

Existen una diversidad de tipos de agente de sostén entre los cuales el mas profusamente usado por ser relativamente mas barato y por obtenerse buenos resultados con este, es la arena de fracturamiento.

La arena de fracturamiento es una arena especial que cumple con las normas establecidas por el American Petroleum Institute (API) en su norma RP-56 "Evaluation testing of sand for Hydraulic Fracturing".

La arena usada como patrón internacional es la denominada Ottawa de los Estados Unidos, la cual ya casi se ha terminado. En el Perú actualmente se importan un promedio de 50,000 sacos de arena para fracturamiento al año, generando un egreso promedio de mas de Un Millón de Dólares Americanos por dicho concepto.

El presente trabajo presenta los resultados obtenidos de la evaluación de diferentes muestras de arena, de variados puntos de nuestro país, de acuerdo con las pruebas del API; a continuación, iniciamos el estudio con los fundamentos del fracturamiento hidraulico.

CONTENIDO

- 1.- FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.
 - 1.1.- CONCEPTOS BÁSICOS.
 - 1.2.- MATERIALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.
 - 1.3.- INFLUENCIA DEL AGENTE DE SOSTÉN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.

- 2.- NORMALIZACIÓN DEL AGENTE DE SOSTÉN.
 - 2.1.- PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE ARENA.
 - 2.2.- MANIPULEO Y ALMACENAMIENTO DE MUESTRAS DE ARENA.
 - 2.3.- ANÁLISIS DE MALLAS PARA ARENAS DE FRACTURAMIENTO.
 - 2.4.- ESFERICIDAD Y REDONDEZ DE LA ARENA DE FRACTURAMIENTO
 - 2.5.- EVALUACIÓN DE LA SOLUBILIDAD EN ÁCIDO DE LA ARENA DE FRACTURAMIENTO.
 - 2.6.- PRUEBAS DE TURBIDEZ (SEDIMENTOS).
 - 2.7.- PRUEBA DE RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN DE LA ARENA DE FRACTURAMIENTO.

2.8.- ANÁLISIS MINERALÓGICO PARA LA ARENA DE
FRACTURAMIENTO.

2.9.- ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE MIGRACIÓN.

3.- RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DE
ARENAS IMPORTADAS.

4.- EXPLORACIÓN DE ÁREAS CON POTENCIAL ARENÍFERO.

5.- RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DE LA
ARENA NACIONAL.

6.- ANÁLISIS ECONÓMICO.

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

GRÁFICOS

I.- FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

1.1.- CONCEPTOS BÁSICOS

El fracturamiento hidraulico es una técnica de estimulación que ha llegado a ser, una de las mas usadas, en la industria petrolera.

En el tratamiento del fracturamiento hidraulico el fluido es inyectado, hacia el fondo del pozo a través del casing o tubing, a regímenes mayores, que los que la matriz del reservorio puede recibir.

Esta rápida inyección produce un incremento en la presión, alrededor de la boca del pozo, hasta que la presión, sobrepasa el esfuerzo de compresión de las formaciones, y posteriormente se alcanza el esfuerzo de tensión de la roca. Es precisamente en ese momento que ocurre la falla, lo cual permite que se forme la fractura y conforme inyectamos mas fluido incrementamos el tamaño y ancho de la fractura.

Con la finalidad de alcanzar la estipulación deseada, debemos lograr que la conductividad de la fractura, (permeabilidad en el ancho de la fractura) sea mucho mayor que la permeabilidad del reservorio.

Para obtener una alta conductividad, gran cantidad de gránulos sólidos (usualmente arena) se inyectan con el fluido fracturante y son depositados dentro de la fractura. Este material debe ser suficientemente fuerte, como para mantener una alta permeabilidad, cuando sea sometido al esfuerzo compresivo litostático.

El diseño de un tratamiento de fracturamiento efectivo debe considerar los siguientes factores:

- El ancho de fractura empaquetado.

La permeabilidad del reservorio.

- La conductividad de la fractura.

El tamaño de la zona dañada.

La magnitud de la estimulación, que un tratamiento de fracturamiento producirá, depende de los factores antes mencionados.

Los pozos son fracturados para incrementar el régimen de producción de petróleo o gas, o para incrementar el régimen de inyección de agua. Para predecir el incremento de producción después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se debe de conocer si la fractura es horizontal o vertical, las características físicas de la fractura y la orientación de la fractura (orientación horizontal, vertical y azimut)

A continuación trataremos las bases teóricas para predecir el grado de estimulación.

Las fracturas crecen en la dirección (orientación) que requiere la menor cantidad de trabajo, de acuerdo a la segunda ley de termodinámica. Dado que todas las rocas debajo de la superficie están bajo un esfuerzo compresivo, debido al esfuerzo de sobrecarga, la fractura se orientara de tal modo que crecerá perpendicular a la axisa del menor esfuerzo compresivo. Como un ejemplo, la Fig. 1.1 nos da una representación de los principales esfuerzos existentes en un reservorio donde F_x y F_y son los esfuerzos efectivos horizontales y F_z es el esfuerzo vertical efectivo. Para estos esfuerzos de campo, nosotros podemos predecir la orientación de la fractura, cuando los tres principales componentes del esfuerzo asumen distintos valores.

Una fractura vertical, se forma cuando el esfuerzo vertical, F_z , es mayor que cualquiera de los esfuerzos horizontales, F_x o F_y . Tal como se ilustra en la Fig. 1.1 esta fractura seguirá el azimut del principal esfuerzo horizontal, que sea mayor (en este ejemplo F_y). Las fracturas verticales se producen en por lo menos el 95% de todas las formaciones, debido a que el esfuerzo de gradiente vertical es alrededor de 1 psi/ft. (presión de sobrecarga) que es mayor, que el usual esfuerzo de gradiente horizontal, de alrededor de 0.5 a 0.8 psi/ft.

Si el esfuerzo efectivo horizontal F_x y F_y es mayor que el esfuerzo vertical F_z , se producirá una fractura horizontal. En este caso la fractura es iniciada, en alguna posición horizontal dentro de la formación y se extiende como un disco alrededor de la boca del pozo. Las fracturas horizontales no son comunes debido a que el esfuerzo vertical es normalmente mayor que el esfuerzo horizontal excepto en algunas formaciones superficiales altamente presurizadas. Formaciones profundas las cuales tienen un gradiente de fractura mayores que 1 psi/ft, formaran en algunos casos aislados, fracturas horizontales, sin embargo los datos experimentales nos indican que las fracturas que normalmente se forman son las verticales.

Las estimulación de la formación por fracturamiento, puede ser llevada a cabo, ya sea propiciando un canal de flujo a través de la zona dañada, o alterando el patrón de flujo en el reservorio. De esta forma, pequeños volúmenes de fracturas pueden superar el daño alrededor de la boca del pozo y restaurar la productividad inicial, como a un pozo al cual se le ha removido la zona de baja permeabilidad, mediante la modificación del patrón de flujo. (La Fig. 1.2 muestra la posible pérdida de productividad debido al daño en la boca del pozo en un pozo no fracturado).

Tratamientos grandes proveen una superficie mucho mayor, para la producción de hidrocarburos, de ese modo se estimula una formación alterando el patrón de flujo del reservorio.

La clave para la estimulación del reservorio por medio de un fracturamiento es alterar el patrón de flujo radial, a un patrón de flujo lineal. Mc. Guide y Sicura(1) condujeron una simulación análoga de la productividad de pozos fracturados verticalmente. Sus resultados son la base para la predicción de la estimulación llevada a cabo con fracturas verticales. Estos nos muestra que las variables importantes son las razones : Largo del radio de fractura a el radio de drenaje, (L_e/r) , y la conductividad del radio de fractura a: la permeabilidad de la formación, $(W_f.K_f/K)$.

Al igual que para fracturas verticales, el grado de estimulación de una fractura horizontal es función de la conductividad de la fractura, largo de fractura y conductividad de la formación.

Fueron examinados por Raymond y Binder(1), las características de una fractura, para remover el efecto del daño.

Ellos examinaron la productividad de un pozo ejemplo, que tenia una zona de baja permeabilidad adyacente a la boca del pozo, $(K_d/K_o = 0.1, R_d/R_w = 5)$, ellos concluyeron que pueden ser conseguidas grandes estimulaciones (tan grandes como 30 fold) con una extensión de fractura que se propaga mas allá del limite exterior de la zona alterada.

Además ellos encontraron que en esa formación dañada, se pudo conseguir una razón de estimulación razonable, con bajos valores de conductividad relativa, $W_f.K_f/K$.

Fracturas mas cortas dan menor estimulación, sin embargo, si la permeabilidad de la fractura es pequeña, no es efectuada ninguna estimulación, a pesar del tamaño de la fractura. Es necesario hacer notar que la longitud efectiva, no es la longitud de la fractura dinámica, como se predice en el programa de fracturamiento, sino la longitud de la fractura que contiene un banco de agente de sostén.

Las formaciones dañadas son mucho mas fáciles de estimular que las formaciones no dañadas.

Como hemos visto, el ancho, longitud de la fractura, y la permeabilidad de la fractura, son de importancia primaria, en la determinación de la efectividad del tratamiento de estimulación.

Necesitamos también conocer lo siguiente:

- 1.- Como el ancho y la longitud de la fractura son afectados por el diseño del tratamiento.
- 2.- Como el agente de sostén es distribuido durante el proceso de fracturamiento.
- 3.- La permeabilidad que nos proporcionan diferentes tipos de agente de sostén.

EFFECTO DEL DISEÑO EN LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA DINÁMICA

La geometría de la fractura dinámica es afectada también, por estas variables controlables y no controlables.

Variables Controlables	Variables No-Controlables
1.- Viscosidad del Fluido de Fracturamiento.	1.- Propiedades elásticas de la formación.
2.- Concentración del Aditivo de perdida de Fluido.	2.- Esfuerzo de la Roca.
3.- Régimen de Inyección.	3.- Porosidad y Permeabilidad de la Formación.
4.- Volumen total de Fluido.	4.- Fluidos de la Formación.

El diseño del tratamiento de fractura puede alterar solo las variables controlables.

Para ilustrar la importancia de las variables, considerar el siguiente pozo típico:

Profundidad	5000 pies.
Espesor de la Formación	20 pies.
Permeabilidad	10 md.
Tiempo de Viaje del Sonido	82 u-seg/ft.
Porosidad	20 %
Viscosidad del Fluido del Reservorio	3 cp.
Presión del Reservorio	2000 psi.

(Debajo del Punto de Burbuja).

Consideramos primero la concentración del aditivo de pérdida de fluido, y el régimen de inyección, los cuales son variables controlables, que afectan solo la eficiencia del fluido (Eficiencia del fluido esta definida como el porcentaje de fluido inyectado, que se retiene dentro de la fractura). En la Fig. 1.7 y 1.8 son comparados, el ancho de la fractura en la boca del pozo y la longitud total de la fractura (después de 30 minutos de inyección de fluido) como una función del régimen de inyección, y la concentración del aditivo de pérdida de fluido.

Notar que el incremento del régimen de inyección, o de la concentración de aditivo, incrementa el volumen de fractura y por lo tanto el ancho y el largo, sin alterar la razón ancho a largo.

EL tamaño total del trabajo, altera el volumen final de la fractura y por lo tanto el largo y el ancho. La Fig. 1.10 ilustra, el efecto del tamaño del trabajo total, en el ancho y largo de la fractura dinámica. Otra vez es necesario hacer notar que el ancho y largo requeridos para obtener la estimulación deseada, vienen a ser, el ancho y largo empaquetados, con agente de sostén.

EFFECTO DE LAS PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN EN LA GEOMETRÍA DE FRACTURA

Los parámetros no controlables, (propiedades elásticas de la formación esfuerzo de la roca, porosidad y permeabilidad de la formación, y propiedades del fluido del reservorio) ejercen control, sobre la geometría de la fractura dinámica. La porosidad y Permeabilidad de la Formación, y las propiedades del fluido de la formación, controlan la pérdida de fluido en la fractura, casi de la misma manera como el aditivo de control de la pérdida de fluido. Por ejemplo si reemplazamos la concentración de aditivo de pérdida de fluido, con cualquiera de los siguientes parámetros, obtendremos una variación similar en el ancho y largo de la fractura:

- 1.- Inversa de la Permeabilidad de la Formación.
- 2.- Inversa de la Porosidad.
- 3.- Viscosidad del fluido de Formación.
- 4.- Inversa de la Compresibilidad del Fluido de Formación.

Las propiedades elásticas de la formación, gobiernan la forma como se creara el volumen de fractura. Si el modulo de Young es pequeño, se formara una fractura ancha y corta, si es grande, una fractura estrecha y larga. El tiempo de viaje del sonido es la variable común que esta relacionada inversamente, con el modulo de Young. Por lo tanto si la formación tiene un tiempo de viaje del sonido, largo, (tomado de un registro sonico) esperaremos, una fractura corta y ancha, si el tiempo de viaje es pequeño, la fractura será larga y estrecha. Por esta razón las formaciones de arena con un tiempo de viaje del sonido de 75 a 95 micro-seg/ft. son relativamente elásticas, y comparativamente fáciles de fracturar, mientras que las formadas de calizas (55 a 80 micro-seg/ft.) y dolomitas (45 a 65 micro-seg/ft.) son difíciles de fracturar.

Para este grupo de rocas, esperamos fracturas que van decreciendo en el ancho, conforme variamos de areniscas, a calizas, a dolomitas, para el mismo tratamiento de fractura.

COLOCACIÓN DEL AGENTE DE SOSTÉN

Es esencial, un conocimiento de la forma como el agente de sostén es distribuido en la fractura, debido a que la estimulación es determinada en parte por la geometría del banco de sostén.

Modelos estudiados nos mostraron agentes de sostén que forman un banco que crece lejos de la cara del pozo y bajo condiciones constantes de flujo, que posteriormente, al final, alcanzan una altura de equilibrio. Las variables primarias en la deposición de arena son: La razón Velocidad de inyección, a la velocidad de asentamiento del agente de sostén, y la velocidad del fluido encima del banco de arena a la cual será alcanzada la altura de equilibrio del banco.

La primera variable puede ser reducida a una interacción entre el régimen de inyección en la fractura, y la viscosidad del fluido de fractura. Conforme la diferencia de densidad decrece o la viscosidad se incrementa, la velocidad de asentamiento de la partícula decrece y el agente de sostén es barrido mas lejos dentro de la fractura, antes que se deposite en el banco. Esto nos da un banco de arena largo que requiere de largo tiempo, para construir su altura de equilibrio. Si estamos en el limite de una viscosidad del fluido extremadamente alta, nunca es alcanzado un banco en equilibrio, en el tiempo que la arena es inyectada, esto forma un banco de arena extremadamente largo, que podría ser solo una fracción de la altura total de la formación. Esto se cree que pasa en varios tratamientos de régimen de agua, de alta concentración de gel. Diversos modelos de estudios han mostrado, que el llenado parcial de la fractura no es un problema critico para la estimulación, con tal que el banco

del agente de sostén llene cerca del 20% de la altura de la fractura.

En el otro extremo esta el fluido de fracturamiento en el cual el agente de sostén forma un corto banco que rápidamente alcanza la altura de equilibrio. Esto es típico de fluidos de fracturamiento de baja viscosidad ($\mu < 50\text{cp}$) y de bajas concentraciones de gel, en tratamientos de agua gelificada. En viscosidades intermedias podemos esencialmente ajustar el banco del agente de sostén seleccionando el fluido de viscosidad apropiada y la arena apropiada.

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD EN LA FORMACIÓN DEL BANCO DE ARENA

Propiedades de la Formación:
 Profundidad 5000 ft.
 Espesor 50 ft.
 Gradiente de Fractura 0.75
 Permeabilidad de la Formación 2.0 md.
 Porosidad de la Formación 0.2
 Régimen de Inyección 10 bbl/min
 Concentración de Arena 3 lb/gln
 Tamaño de la arena Malla 8/12

Registro del banco de arena:

TABLA 1.1

FLUIDO DE FRACTURA VISCOSIDAD (cp.)	PESO DE ARENA INYECTADA (lb.)	ANCHO DE FRACTURA (PLG.)	ALTURA DE BANCO DE ARENA (FT.)	LONGITUD BANCO ARENA (FT.)
5	6,850	0.33	28.0	70
	12,400	0.36	40.7	70
	18,000	0.38	49.0	70
	23,500	0.41	49.1	93
50	6,850	0.41	16.8	90
	12,400	0.44	21.7	135
	18,000	0.46	26.0	146
	23,500	0.48	30.3	150
500	6,850	0.60	11.0	70
	12,400	0.63	11.7	120
	18,000	0.67	12.4	155
	23,500	0.71	13.1	190

La tabla 1.1 nos da datos de comparación, de los registros de banco de arenas, para fluidos de fracturamiento de viscosidades de 5, 50 y 500 cp. El fluido de 5 cp. permite un rápido asentamiento de la arena, por lo que produce un banco corto, el cual llena casi completamente la altura total de la fractura. Se debe notar, que el banco de arena se forma en dos fases distintas. Primero el banco crece verticalmente con una longitud constante total de 70 ft. hasta que llena casi totalmente todos los 70 ft. de longitud con una altura de 49 ft. (La longitud de 70 ft. es característica de la distancia que el fluido se mueve dentro de la fractura, durante el tiempo requerido para que el agente de sostén, inicialmente en el tope de la fractura, caiga hasta el fondo). En el segundo paso el banco crece en longitud, manteniendo un registro casi rectangular y una altura promedio del banco de 49 ft.

Una viscosidad del fluido mas alta, cambia la construcción del banco de arena. Por ejemplo un fluido de 50 o 500 cp. acarrea arena mucho mas lejos dentro de la fractura, que uno de 5 cp., el cual nos da un banco que no llena completamente la fractura. (Por ejemplo un fluido de 50 cp. forma un banco de 150 ft con 30 ft. de altura, vs. 93 ft. de longitud y 49 ft. de altura, de un fluido de 5cp.)

En adición una apropiada longitud y altura del banco de arena, la efectividad de la fractura es grandemente influenciada por la conductividad de los primeros pies de fractura. Raymon y Binder realizaron la Fig. 1.11 para ilustrar la importancia de un completo llenado de la fractura cerca de la boca del pozo. En esta figura la razón de estimulación es ploteada vs. la razón (longitud de fractura cerrada cerca de la boca del pozo / sobre radio del pozo) para varias razones de (permeabilidad de fractura en la región cerrada / permeabilidad de la formación).

PERMEABILIDAD DEL AGENTE DE SOSTÉN

Hemos puntualizado que, la permeabilidad que crea el agente de sostén, es extremadamente importante en una efectiva estimulación por fracturamiento. Los experimentos muestran que la permeabilidad que provee el agente de sostén en la fractura es función directa del tipo de agente de sostén, esfuerzo aplicado al agente de sostén, tamaño del sostén, distribución del tamaño de la partícula, uso inapropiado de los aditivos de pérdida de fluido y cualquier mecanismo que pueda impedir el empaquetamiento del agente de sostén dentro de la fractura.

La Fig. 1.12 compara la permeabilidad de un empaquetamiento de varias capas de burbujas de vidrio y arena de Texas, como función del esfuerzo de cierre. Notar que las burbujas de vidrio y la arena pierden su permeabilidad rápidamente conforme el nivel de esfuerzo se incrementa, el vidrio es mas permeable a todos los esfuerzos. La Fig. 1.13 compara la permeabilidad para diferentes tamaños de granos de arena de Texas.

Esta figura ilustra la ecualización de la permeabilidad del agente de sostén, por la partícula comprimida a grandes esfuerzos, y a la drástica baja de permeabilidad cuando ocurre la compresión.

A esfuerzos extremadamente altos ningún agente de sostén, (excepto probablemente los metálicos) tiene una permeabilidad adecuada, (cuando son colocados en varias capas), para obtener una estimulación efectiva en una formación. En esta situación seria deseable colocar una capa parcial de agente de sostén muy fuerte, tal como burbujas de vidrio, lo que nos daría una fractura estrecha pero con gran porosidad y permeabilidad.

1.2.- MATERIALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO:

Características del Fluido de Fracturamiento:

El sistema del fluido de fracturamiento, (liquido mas aditivos sólidos y líquidos) juega un rol muy importante en el éxito o fracaso de un tratamiento de fracturamiento hidraulico. Un fluido de fracturamiento ideal debe de tener todas o la mayor parte de las siguientes características:

- 1.- Control adecuado de perdida de fluido.
- 2.- Baja perdida de fricción en los tubos.
- 3.- Alta perdida de fricción en la fractura.
- 4.- Buena capacidad de acarreo de la arena.
- 5.- Bajo daño a la permeabilidad de la formación.
- 6.- Bajo costo.
- 7.- Seguro y fácil de manejar.

Ningún fluido de fracturamiento tiene todas estas características, por lo que se debe de priorizar cuales son las mas importantes en un tratamiento de fracturamiento determinado.

Control de la perdida de fluido:

Un adecuado control de la perdida de fluido en una fractura es una propiedad importante del fluido de fracturamiento, debido a que el fluido que entra en la fractura debe mantener un efecto de cohesión con la finalidad de propagar la fractura. Para llevar a cabo esto un porcentaje razonable del fluido que entra en la fractura debe mantenerse dentro de la fractura. Un mínimo porcentaje de fluido perdido viene a ser un sistema mas eficiente, por lo que se crearía una mayor fractura por unidad de volumen de fluido inyectado. No pueden ser producidas fracturas

largas si la perdida de fluido a la formación es aproximadamente igual al régimen de inyección del fluido.

El régimen de perdida de fluido de una fractura depende de las propiedades del reservorio, las características del fluido del reservorio, la viscosidad y las características de formación de costra del fluido de fracturamiento.

Si las características de la formación y la viscosidad del fluido de fracturamiento no nos brindan un adecuado control de la perdida de fluido, podemos llevar a cabo el control añadiendo sólidos finos al fluido. Estos sólidos cubren los poros abiertos y oponen restricción al flujo de fluido de la fractura hacia la formación. Como resultado fracturas relativamente largas pueden ser generadas con volúmenes moderados de fluido de fracturamiento.

Las pruebas de perdida de fluido son generalmente hechas con equipos similares al usado para las pruebas standard API de perdida de filtrado para lodos de perforación excepto que es usado un core como medio de filtración en vez de papel filtrante. En esta prueba el fluido dentro de la celda esta estático, en el tratamiento de fractura real, el fluido fluye paralelo a la pared de la fractura a una velocidad mayor de varios cientos de pies por minuto. Este movimiento de fluido inhibe el incremento de presión en la costra de filtrado, resultando en una mayor perdida de fluido que la que es medida en la prueba estática. Podemos usar una prueba de perdida de fluido modificada donde las condiciones reales de la fractura son simuladas por un fluido que fluye a través del medio filtrante. En este estudio describimos el régimen con que se pierde el fluido como función de las propiedades del fluido y sus aditivos y el régimen de flujo con que pasa por la cara de la fractura. Los resultados preliminares de esta pruebas indican que la perdida de fluido bajo condiciones dinámicas es de 20% a 200% mayor que la

observada en la prueba estática. La Fig. 2.1 compara dos experimentos de pérdida de fluido dinámica con un experimento estático. De estos datos podemos ver que conforme el control de pérdida de fluido, por fuerzas viscosas o por compresión de los fluidos del reservorio, se incrementa, la efectividad del aditivo de pérdida de fluido decrece, resultado que no puede obtenerse de una prueba estática, donde la pérdida de fluido es esencialmente constante e independiente del control del reservorio.

Aditivos:

Muchos materiales han sido usados para el control de la pérdida de fluido, es complicado realizar una lista de aditivos debido al uso de muchos nombres comerciales y alfanuméricos, dados a un mismo aditivo, por las diferentes compañías de servicios.

El aditivo para pérdida de fluidos mas comúnmente usado en fluidos base agua es la Silica Flúor (granos de arena) combinados con un agente de fluido gelificante; el Carbonato de Calcio precipitado o Caliza pulverizada, pueden reemplazar en ocasiones a la Silica Flúor. Para crudos y petróleos refinados, se usa normalmente, Adomite Mark II, el cual es cal pulverizada unida con jabón soluble en petróleo o sulfonato.

Aditivos para la pérdida de fluidos, solubles en petróleo (polímeros) han sido introducidos para usarse en fluidos base agua. Estos aditivos tienen la ventaja que se disuelven en el petróleo producido y así no reducen la permeabilidad de la fractura, sin embargo, estos no son tan efectivos en el control de pérdidas de fluidos y deben ser usados en una concentración de 3 a 4 veces la requerida de Silica Flúor o Adomite Mark II. Debido a las altas concentraciones requeridas, son caros, (0.33 a 0.70 \$/lb.) por lo que este tipo de control de pérdida de fluidos es mas caro que cualquier otro aditivo.

Perdida de presión por fricción en la tubería:

Ya que los costos de las bombas son función de la presión de superficie requerida, es necesario para un buen fluido de fracturamiento que tenga la menor pérdida de presión cuando fluye a través del tubing o casing. Fluidos simples tales como petróleo y agua tienen una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte en la constante de proporcionalidad que es la viscosidad Newtoniana. La pérdida de presión por fricción para estos fluidos es simple de predecir. Las propiedades y comportamiento de flujo de estos fluidos simples pueden ser significativamente alterados añadiendo ciertas químicas (generalmente polímeros) que dan textura lisa, viscosa o de Gel al fluido. Estos fluidos alterados tienen una constante de proporcionalidad (viscosidad) entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, la cual es función del esfuerzo de corte, estos son llamados fluidos No-Newtonianos.

Caídas de presión por fricción en la fractura

La fuerza que gobierna la razón longitud-ancho es obtenida de la diferencia entre la presión promedio dentro de la fractura y la presión instantánea de cierre. Esta diferencia de presión es también la presión requerida para forzar el fluido para que fluya a través de la fractura. Desde que la caída de presión por el flujo entre paredes paralelas se incrementa linealmente con la viscosidad del fluido, grandes presiones y fracturas más anchas, pueden ser generadas con un fluido más viscoso. Los fluidos Gelificados los cuales dan baja pérdida de presión en el flujo a través de tuberías, también tienen baja pérdida de presión en la fractura y no producen un ancho de fractura muy grande.

Anchos de fracturas comunes obtenidos con diferentes fluidos son mostrados en la tabla 2.1

TABLA 2.1
Anchos de Fracturas Comunes

AGUA	0.10 plg a 0.25 plg
PETROLEO DE BAJA VISCOSIDAD	0.2 plg a 0.3 plg
PETROLEO VISCOSO	0.35 plg

Capacidad de Acarreo de las Arenas:

El fluido de fracturamiento no solo debe ser capaz de crear una fractura de la geometría deseada, sino también debe mantener suspendido el agente de sostén y acarrearlo a través del equipo de superficie, al fondo del pozo y dentro de la fractura. La velocidad de asentamiento es función del diámetro de la partícula, densidad de la partícula, densidad del fluido y viscosidad del fluido. La Fig. 2.2 se incluye para ilustrar el régimen de asentamiento relativo de la arena en varios fluidos Newtonianos, esta figura muestra porque un fluido viscoso o un fluido gelificado (el cual es aparentemente mucho mas viscoso) puede acarrear gran cantidad de arena a través del equipo de superficie. En la tabla 2.2 son mostradas las máximas concentraciones de arena, que se bombean con diferentes fluidos.

Máximas concentraciones de arena en diferentes fluidos:

TABLA 2.2

FLUIDO	MAX. CONC. ARENA	TAMAÑO DE MALLA
AGUA	2-3 LB/GLN	20/40 O 10/20
AGUA DURA	2 LB/GLN	20/40 O 10/20
PET. (u=1-5) cp.	2-4 LB/GLN	20/40 O 10/20
PET u=5-50cp.	3-5 LB/GLN	20/40 O 10/20
PET u=50-100cp	5-6 LB/GLN	8/12
PET u>=100 cp	6-10 LB/GLN	8/12

El fluido de fracturamiento no solo debe acarrear la arena a través del equipo de superficie sino también debe permitir colocar el agente de sostén en la posición deseada a lo largo de la fractura. En general bajas concentraciones de Gel (20%/100 glns. o menos) y bajas viscosidades del petróleo permiten un asentamiento rápido de las partículas de agente de sostén, dentro de la fractura. Este procedimiento llena la fractura hasta la altura de equilibrio cerca de la cara del pozo con un continuo crecimiento en la longitud durante el resto del tratamiento. Concentraciones altas de Gel (40%/100 glns. o mas) y altas viscosidades del petróleo, crean restricción al asentamiento del agente de sostén y dan un menor régimen de llenado de fractura, por lo que producen un gran banco el cual crece verticalmente con el tiempo. Ocasionalmente, la longitud total de la fractura debe ser restringida dentro de una tolerancia dada. Para hacer esto es escogido un petróleo con una viscosidad de 50 a 300 cp. Este fluido permite el control sobre el régimen al cual es formada la altura relativa a la longitud del banco de agente de sostén.

Altas viscosidades de petróleo ($\mu > 300$ cp) no permiten la formación de bancos de arena apreciables. Estos petróleos acarrear arena a largas distancias a través de la fractura, por lo que dan un largo banco de arena que llena solo una fracción de la altura total de la fractura.

Daño de la Permeabilidad de la Formación:

El daño de la formación puede ser causado por los aditivos de control de pérdida de fluidos, una salmuera incompatible con la formación, y taponamiento por ceras o asfáltenos presentes en el petróleo. Las pruebas para determinar la magnitud del daño a la formación por el aditivo de pérdida de fluidos indican que la reducción de la permeabilidad en la cara de la formación, ocurre frecuentemente en mas del 60% de los casos. El daño por precipitación de las sales e incompatibilidad con la

salmuera es difícil de predecir, sin embargo, en algunos casos el daño puede ser severo. (Se debe tener cuidado de seleccionar un fluido compatible con las arenas sensitivas y las aguas de formación).

Si un petróleo residual va a ser usado, debe ser escogido un residual que tenga bajo contenido de asfáltenos. Tampoco debe ser usado un fluido parafinico. Cualquiera de estos fluidos puede formar una costra que es muy impermeable e insoluble en fluidos del reservorio, por lo que reducen drásticamente el grado de estimulación producido por el tratamiento. Afortunadamente una reducción en la permeabilidad de la matriz adyacente a la cara de la fractura no disminuye la producción tan seriamente en un sistema fracturado, como una reducción similar, en un sistema de flujo radial. En un sistema radial una reducción de la permeabilidad de 90% en la vecindad de la boca del pozo ($K=0.1$ veces la permeabilidad original) resulta en una reducción de la productividad de 53%.

Sin embargo en la Fig. 2.3 podemos apreciar que un daño severo a la formación o un daño a una gran distancia dentro del reservorio puede alterar apreciablemente la productividad en un pozo fracturado. De los cuatro mecanismos previamente mencionados solo la inyección de petróleo altamente ceroso o con contenidos de asfáltenos, o la inyección de salmuera fresca en formaciones sensitivas al agua, pueden dar un daño de esa magnitud. Por lo tanto debemos recordar revisar la sensibilidad de la formación a la salmuera y los petróleos cerosos o con contenidos de asfáltenos, antes de usarlos como fluidos de fracturamiento.

Daño a la permeabilidad de la fractura:

Los aditivos de perdida de fluido son escogidos por su habilidad para taponear la formación y restringir el flujo de fluido de la fractura a la formación. Sus características de taponamiento pueden también reducir la permeabilidad de la fractura cuando el pozo se pone en

producción. Por ejemplo la reducción de la permeabilidad de la fractura por la circulación de Adomite Mark II en petróleo y silicua flúor en agua gelificada es mostrada para arenas 20/40 y 10/20 en las Figs. 2.4 y 2.5. En estas figuras el daño de la permeabilidad de la fractura dividida entre la permeabilidad inicial de la fractura es ploteada vs. el volumen total de los poros de fluido conteniendo aditivos circulados a través de la arena. Esos datos ilustran los siguientes puntos:

1.- Adomite Mark II puede reducir drásticamente la permeabilidad de la arena 20/40 ya sea a 1000 o 3000 psi de esfuerzo de compresión.

2.- La Silica Flúor en agua gelificada puede reducir drásticamente la permeabilidad de la arena 20/40 a 3000 psi de esfuerzo de compresión. A 1000 psi el daño es bastante reducido.

3.- Los aditivos de pérdida de fluido no alteran apreciablemente la permeabilidad de la arena 10/20 a un esfuerzo de compresión de 1000 a 3000 psi.

Basados en los datos presentados en las Fig. 2.4 y 2.6 junto con las observaciones anotadas, podemos hacer las siguientes recomendaciones:

1.- Los aditivos de pérdida de fluidos (Adomite Mark II y Silicua Flúor) no deben ser usados con arena malla 20/40.

Si estos aditivos son usados, el pozo deberá producir después del fracturamiento a un régimen de flujo bajo para mantener el esfuerzo de cierre cerca de 1000 psi hasta que el volumen de fluido inyectado en el tratamiento sea devuelto por producción.

2.- Los aditivos de pérdida de fluido pueden ser usados con arena malla 10/20 o de tamaños mayores sin daño a la permeabilidad siempre y cuando el esfuerzo de cierre

sea mantenido menor o igual a 3000 psi durante la limpieza del pozo.

Costo del Fluido

El costo del fluido es un factor importante en el diseño del fracturamiento. El costo del fluido no debe ser estimado tomando en cuenta la unidad de volumen del fluido base, sino que debe ser estimado, en base a la unidad de volumen, de fractura producida, por dicho fluido. Usando este método de estimación, por ejemplo, si un fluido cuesta 0.15 \$/gln. este puede ser finalmente menos costoso que uno que cuesta 0.05 \$/gln. si el primero tiene una eficiencia de perdida de fluido muy inferior. También una comparación directa de únicamente los costos de fluidos, sin considerar los costos del bombeo y caballos de fuerza puede resultar engañosa. Por esta razón, debemos comparar siempre los trabajos en base al costo del trabajo total.

Seguridad

Todos los fluido de fracturamiento base agua y base aceite son considerados seguros en su manejo. Sin embargo se deben tomar precauciones cuando se bombean petróleos volátiles tales como hidrocarburos condensados.

Temperaturas encima de 160 °F debilitan y causan fugas en las mangueras de caucho, usados para que el fluido circule a las bombas de fracturamiento. A temperaturas encima de 140 °F, el petróleo produce quemaduras muy dolorosas y peligrosas cuando entra en contacto con la piel.

SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

Una gran variedad de fluidos han sido usados en los tratamientos de fracturamiento. Estos fluidos incluyen petróleos crudos, petróleos refinados, petróleos gelificados, agua, agua gelificada, agua suave, emulsiones agua-petroleo, ácidos, ácidos gelificados, emulsiones acido-petroleo y últimamente espumas de Nitrógeno o CO₂. La tabla 3.3 nos da una lista de fluidos de fracturamiento. Como se menciona anteriormente, un fluido ideal debe reunir un gran numero de características, sin embargo, los fluidos comúnmente usados no pueden satisfacer todas las restricciones especificadas.

Por esta razón un fluido es normalmente seleccionado para satisfacer los siguientes requerimientos:

1.- El fluido deberá crear una fractura suficientemente grande para aceptar el agente de sostén que nos permita la estimulación efectiva. Para formaciones de baja permeabilidad (1-2 md.), es usada comúnmente arena 10/20, para formaciones de mayor permeabilidad, será necesaria arena 8/12.

Cuando se usa arena 8/12, el agua gelificada, o el agua no tratada y también los petróleos de baja viscosidad no producen una fractura lo suficientemente ancha como para que reciba el agente de sostén. En este caso deberá usarse un petróleo refinado. Para agentes de sostén de diámetros menores, pueden ser usados todos los tipos de fluidos disponibles, para fracturamiento.

2.- El fluido no debe dañar la formación. En formaciones extremadamente sensitivas no debe intentarse, un tratamiento de base agua. En este caso se debe usar petróleo crudo o refinado.

3.- El fluido debe tener baja pérdida de presión por fricción en la tubería, cuando es inyectado a un régimen suficientemente alto, como para propagar la fractura.

FLUIDOS TÍPICOS DE FRACTURAMIENTO

AGUA:

El agua pura es rara vez usada como fluido de fracturamiento, principalmente porque no tiene un control de fluido inherente (tal como la viscosidad), no es capaz de dispersar o suspender partículas finas de aditivos de pérdida de fluido. En formaciones de permeabilidad muy baja, sin embargo, la pérdida de fluido es frecuentemente suficientemente baja como para permitir el uso de agua pura a altos regímenes de inyección. Esto es cierto especialmente en reservorios altamente presurizados los que crean una pequeña presión de filtración. El uso de agua pura combinada con arena de río da lugar al termino "River Frac" para tal proceso.

AGUA SUAVE:

El agua suave es producida, añadiendo polímeros sintéticos de cadena larga, al agua fresca o salada. Como los aditivos de pérdida de fricción para el petróleo, estos polímeros suprimen la turbulencia, sin embargo esta reducción de la fricción en el agua es mucho mas espectacular. Para el agua suave, la mínima pérdida de fricción es obtenida a una concentración de alrededor de 6 lb/1000 gln; mayor concentración de aditivos no cambian apreciablemente la pérdida de presión por fricción.

Los polímeros sintéticos son relativamente caros (aproximadamente 2\$/lb) pero las pequeñas cantidades requeridas por volumen de agua mezclada para lograr grandes reducciones de la perdidas por fricción, lo hacen mas económico que los agentes gelificantes. Estos ahorros son particularmente apreciables en trabajos de grandes volúmenes de fracturamiento. Por ejemplo el costo de 1000

glns de una concentración de 6 lbs/1000 glns de agua suave es de 12\$ comparado con 36\$ por 40 lb/1000 glns de agua gelificada. El agua suave tiene la ventaja de la menor presión de fricción posible, tubería abajo, sin embargo esta no tiene habilidad excepcional de acarrear arena, y en general no crea fracturas anchas. El agua suave es particularmente aplicable en pozos de gas donde no puede ser usado el petróleo. (Debido a que el petróleo reduce la permeabilidad relativa de la formación al gas).

AGUA GELIFICADA:

La mayoría de las aguas gelificadas son preparadas añadiendo una goma natural modificada (polímero) con agua fresca o salada. La goma reduce la perdida por fricción, incrementa la viscosidad efectiva y provee algún control de perdida de fluido. Para este agente la mínima perdida por fricción ocurre a una concentración de alrededor de 40 lbs/1000 gln.

Como se discutió previamente los geles de goma son mas caros por galón de fluido que el agua suave debido a que son agentes de reducción de fricción menos efectivos. Estos fluidos tienen la ventaja de un alto esfuerzo de gel y viscosidad aparente, por lo que permiten mayores concentraciones de arena, que el agua o agua suave. El agua gelificada (como el agua y agua suave) tiene la desventaja de tener baja fricción dentro de la fractura y por lo tanto formara un ancho de fractura pequeño. Sin embargo el agua gelificada tiene la ventaja de baja perdida de fluido, debido a las altas concentraciones de polímeros. Como se indico previamente, en cualquier tratamiento donde va a ser usada el agua, debe ser verificada la compatibilidad del agua con los aditivos, rocas reservorio y fluido de la formación.

PETRÓLEOS DE BAJA VISCOSIDAD

A pesar de una tendencia hacia el gran uso de fluidos base agua el petróleo crudo todavía tiene un importante lugar como fluido de fracturamiento. En particular el petróleo es usado en pozos superficiales o de profundidad media, donde la perdida de presión por fricción es baja, o en pozos profundos de baja permeabilidad donde no son requeridos altos regímenes de inyección, para prevenir reventones. El petróleo tiene la ventaja de no dañar las formaciones sensitivas al agua (si el petróleo no es ceroso) y de producir fracturas mas anchas que el agua suave o gelificada. La gran desventaja del petróleo es la gran perdida de presión por fricción dentro de la tubería de diámetro pequeño. El control de la perdida de fluido es normalmente alcanzado añadiendo al petróleo de 5-100 lb/gln de aditivo para perdida de fluido de Adomite Mark II. El requerimiento de presión de fricción para los petróleos (en flujo turbulento) puede ser reducido de 25% a 70% añadiendo al petróleo polímeros de alto peso molecular. Estos materiales reducen la perdida de presión por la eliminación del fenómeno de turbulencia y reduciendo la extensión del movimiento turbulento después de la transición. Estos materiales no son usados en petróleos de alta viscosidad, los cuales normalmente se encontraran en flujo laminar.

CRUDOS DE VISCOSIDAD MODERADA O PETRÓLEOS REFINADOS

En muchos reservorios superficiales o de profundidad media, es deseable el uso de arena 8/12, pero sin embargo anchos de fractura, lo suficientemente grandes, como para permitir la colocación de esta arena no pueden ser obtenidos con fluidos base agua o crudos.

Si los pozos son completados con un csg. de gran diámetro (4.5" a 7") puede ser usado como fluido de inyección, un crudo de viscosidad moderada o un petróleo refinado. ($\mu=50$ a 300 cp.).

Estos petróleos tienen la ventaja de baja pérdida de fluido debido a su alta viscosidad, poco o ningún daño a la formación, o a la permeabilidad de la fractura y buena capacidad de acarreo de arenas. Aunque el costo de estos fluidos por galón es comúnmente alto, el costo total del tratamiento es a menudo menor que el agua debido a la eficiencia inherente del fluido. (Nota: no olvidar de acreditar al costo del trabajo la recuperación del fluido inyectado) Un control adicional del fluido puede ser logrado añadiendo aditivo para la pérdida del fluido Adomite Mark II. La principal desventaja de estos fluidos es el gran requerimiento de caballos de fuerza para superar la fricción dentro de un csg. de diámetro pequeño. Para minimizar los requerimientos de caballos de fuerza, la temperatura de superficie del petróleo debe estar cercana a la temperatura del reservorio.

AGENTE DE SOSTÉN

Los agentes de sostén son usados en el fracturamiento hidráulico para producir un canal de flujo con gran permeabilidad. Como se discutió previamente, el ancho de fractura, es función de las propiedades de la roca, tamaño del trabajo y viscosidad del fluido de fracturamiento. Por lo que siempre intentamos obtener una gran conductividad utilizando el agente de sostén que mas permeabilidad nos puede dar.

La Fig. 2.6 es una representación esquemática de la conductividad de la fractura como función de la concentración de las partículas. De esta figura podemos ver que la máxima permeabilidad es obtenida por una capa parcial, esto es, cuando la concentración del empaquetante es menor que la requerida para obtener una capa total. La mínima conductividad ocurre cuando el agente de sostén esta puesto en una capa total y la conductividad se incrementa con el incremento del ancho de fractura (se incrementan las capas de sostén).

Ahora discutiremos las capas parciales del agente de sostén y el empaquetamiento de multicapas como técnicas de empaquetamiento separados.

Una Capa Parcial:

Se han realizado numerosos intentos de colocar una capa parcial de agente de sostén, pero hasta el presente no se ha demostrado ninguna técnica aceptable para colocar esta capa parcial. Lo que mas acontece en todas las fallas, es asentamiento del agente de sostén formando un banco multicapas, en el fondo de la fractura, en vez de una distribución de una sola capa.

La mas reciente técnica, con la cual las Cías. de servicio forman una capa parcial, requiere la inyección de bolitas de resina soluble en petróleo, con un agente de sostén, a una razón alrededor de 3 partes de resina por una parte de agente de sostén. Estas bolitas supuestamente fuerzan el agente de sostén a que sea espaciado con propiedad dentro de la fractura, luego estas bolitas se disuelven, permitiendo una sola capa parcial. Las pruebas de campo indican que esta técnica no es muy útil, debido a que los espaciadores son caros y la razón de estimulación obtenida no es significativamente superior a la estimulación con empaquetamientos multicapas. Aunque el empaquetamiento del agente de sostén en una capa parcial, no se ha podido todavía realizar en operaciones de campo, la técnica básica es valida y puede ser aplicada, si el problema de la colocación de la partícula es resuelto.

Multicapas:

La mayoría de los métodos de colocación del agente de sostén dan un banco de diferentes anchos de diámetro de partícula (multicapas). El agente de sostén, comúnmente usado en multicapas son las arenas y burbujas de vidrio.

Arena:

La arena no es el material ideal para obtener la mayor capacidad de flujo en la fractura, debido a que las partículas se comprimen a altos esfuerzos de cierre, reduciendo la permeabilidad de la fractura. Sin embargo la arena tiene la forma requerida, es completamente inerte, abundante, y produce resultados satisfactorios si es usada con propiedad. Por estas razones la arena es usada mas comúnmente como agente de sostén en operaciones de fracturamiento hidraulico.

La arena de fracturamiento esta especificada de acuerdo con rangos de tamaños de malla. El tamaño de malla con la numeración de malla U.S. y Tayler y la abertura de malla respectiva (en pulgadas) están en la tabla 2.3. Las cualidades de la arena han sido mejoradas atraves de mejores limpiezas y practicas de tamizado de la mayoría de proveedores de arena. La tabla 2-4 lista las especificaciones máximas y mínimas para arenas de fracturamiento. Es importante que estas especificaciones sean conocidas, ya que un pequeño porcentaje de finos de arena puede reducir grandemente la permeabilidad de una fractura.

TABLA 2.3

TAMAÑO DE ARENA

MALLA U.S. NUMERO	MALLA TYLER NUMERO	ABERTURA DE MALLA (pulg)
8	---	0.0937
10	---	0.0790
12	10	0.0661
16	14	0.0469
18	16	0.0394
20	20	0.0331
30	28	0.0232
35	32	0.0197
40	35	0.0165
45	42	0.0138
60	---	0.0098

TABLA 2.4

ESPECIFICACIONES DE LA ARENA DE FRACTURAMIENTO

TIPO : Granos bien redondeados, cuarzo blanco o coloreado, conteniendo partículas de alto esfuerzo a la compresión.

	Mínimo =====	Máximo =====
Contenido de Silica : % Peso :	98.0	100
Distribución del Tamaño :		
Porcentaje en peso dentro de las mallas específicas:	90.0	
Redondez	0.60	
Esfericidad	0.60	

A un esfuerzo de cierre en exceso de 6000 psi, la arena malla 8/12 tiene significativamente menos permeabilidad que cualquiera de las arenas malla 10/20 o 20/40, sin embargo a ese esfuerzo todos los rangos de mallas, tienen una permeabilidad extremadamente baja y son de poco uso.

Burbujas de Vidrio:

Las burbujas de vidrio pueden soportar mayor esfuerzo de cierre que la arena. En la Fig. 3.1 damos una comparación de permeabilidad de un empaquetamiento multicapas de burbujas de vidrio malla 8/12 y arena de Texas. Notar que las burbujas de vidrio pierden permeabilidad menos rápidamente que la arena, por lo que mantienen alta permeabilidad a todos los esfuerzos.

Por esta razón las burbujas de vidrio son usadas a esfuerzos de cierre de 4000 a 8000 psi cuando es económicamente factible.

TABLA 2.5
COMPARACIÓN DE LOS AGENTES DE SOSTÉN PARA FRACTURAMIENTO

MATERIAL	Grav. Espc.	\$ COSTO ACTUAL	POR LIBRA AJUSTADO SG
ARENA	2.65	0.0175	0.0175
BURBUJAS DE VIDRIO	2.65	0.35	0.35
BOLAS DE ALUMINIO	2.65	0.65	0.65
BOLAS DE ACERO	7.82	0.13	0.38

Como mostramos en la tabla 2.5 las burbujas de vidrio son alrededor de 20 veces mas caras que la arena (0.35 \$/lb vs. 0.17 \$/lb) por lo que las burbujas de vidrio solo son usadas en situaciones extremas, donde el potencial económico justifica el alto costo del trabajo. A menudo las compañías de servicios sugieren una mezcla de arena y burbujas de vidrio, para dar una alta permeabilidad a grandes esfuerzos de cierre. Esta técnica no es buena. De hecho los datos indican que una mezcla de 9 partes de arena y 1 de burbujas de vidrio, tienen una permeabilidad menor que la arena sola.

Perdigones de Acero:

Este material tiene una muy favorable permeabilidad en la fractura y el costo por volumen de empaquetante es mas o menos el mismo que las burbujas de vidrio.

Los perdigones de acero probablemente son usados en pozos profundos y de alta presión de gas donde el extremo esfuerzo de cierre reduce la permeabilidad de los agentes de sostén normales, a un nivel inaceptable.

1.3 .- INFLUENCIA DEL AGENTE DE SOSTÉN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Los primeros trabajos experimentales para pozos superficiales han demostrado que la fractura que se forma en el fracturamiento hidraulico tiende a cerrarse, a no ser que la fractura este empaquetada.

Por ejemplo en una prueba un pozo superficial fue perforado, entubado y cementado, luego punzonado para exponer a producción una sección de arena. Luego se realizo la prueba de inyectividad de agua para determinar el régimen de inyección en relación a la presión.

El pozo fue fracturado con Gel Napalm-Gasoline sin contener agente de sostén. Luego conducimos pruebas después del fracturamiento, para determinar, el efecto del tratamiento del HYDRAFRAC en la inyectividad del pozo. Dos meses después del tratamiento, sin ningún trabajo adicional en el pozo, fue hecha una tercera prueba de inyección de agua, para determinar la duración del tratamiento de fracturamiento. La Fig. 3.3 es un ploteo de la presión de inyección vs. el régimen de inyección que muestra los resultados de esta prueba. El pozo tiene muy baja inyectividad antes del primer trabajo de fracturamiento y posteriormente la inyectividad fue grandemente incrementada por el fracturamiento de la formación. Después del tratamiento la fractura que no tenia ningún sostén se cerro parcialmente, resultando en una reducción de la permeabilidad efectiva del pozo. Realizando la inyección de arena dentro de la fractura, no solo se incrementa en forma sustancial, la inyectividad de la fractura, sino que también, el incremento de la inyectividad es permanente.

Se ha observado en numerosas pruebas de campo, la tendencia a cerrarse de la fractura, en dichas pruebas los pozos fueron fracturados hidraulicamente con y sin agente de sostén.

CONSIDERACIONES TEÓRICAS DE LOS FACTORES QUE AFECTAN
LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

Darin y Huitt(2), en su estudio de la capacidad de flujo de la fractura, presentaron diferentes métodos para calcular la permeabilidad de la fractura que contiene diferentes cantidades de agente de sostén. Ellos puntualizaron que la permeabilidad de la fractura varia entre un extremo de una fisura abierta y el otro de una fractura empaquetada.

FRACTURA NO EMPAQUETADA

La permeabilidad de una fractura abierta esta descrita por:

$$K = (10^8 * W_f^2) / 12 \dots\dots\dots[3.1]$$

$$(K*W_f) = 4.47 * 10^9 * W_f^2 \dots\dots\dots[3.2]$$

La ecuación 3.1 presume que el flujo de la fractura es laminar.

FRACTURA EMPAQUETADA

Cuando una fractura es rellena con agente de sostén en multicapas (multilayers) la permeabilidad puede ser expresada como:

$$K = [\emptyset^3] / [C_k * S^2 * (1-\emptyset)^2] \dots\dots\dots[3.3]$$

Usando el trabajo anterior de Carman, Darin y Huitt mostraron que:

$$C_k = C_o * [L_e/L_b]^2 \dots\dots\dots[3.4]$$

Estos investigadores, Wyllie y Gregory(2), mostraron que $(L_e/L_b)^2$ era dependiente de la forma de la partícula en el colchón, y debería ser alrededor de 2 para una porosidad media no consolidada, y C_k debería tener un valor de 5. Así si a C_k se le asigna un valor de 5 y, W_f y S son expresados en pulgadas la capacidad de flujo de la fractura (md-ft)

como se obtiene con la ecuación 3.3 puede ser expresada como:

$$(K*W_f) = [1.1*10^{10}*W_f*\phi^3]/[S^2*(1-\phi)^2] \quad \dots\dots[3.5]$$

CAPA PARCIAL (MONOLAYER)

Una fractura empaquetada con capa parcial (monolayer) de agente de sostén no esta descrita propiamente por las ecuaciones 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5. La ecuación 3.2 describe una fractura con 100% de porosidad. El área de superficie por unidad de volumen de fractura y la porosidad, que se describen para el colchón de partículas en la Ec. 3.5 deberá ser cambiado para que represente una capa parcial monolayer de agente de sostén en la fractura.

Darin y Huit(2) en su discusión de la permeabilidad de una fractura empaquetada, mostraron que la razón por la cual la ecuación 3.5 no se aplica en el calculo de la conductividad de la fractura es que el área de superficie de esta y el confinamiento del agente de sostén en la formación, son puestos de manifiesto por la tendencia de la fractura a cerrarse bajo la presión de sobrecarga.

Ambos factores deben ser considerados en la determinación del área de superficie descrita en la tabla 3.5. El área de superficie de la fractura mojada por el fluido dentro de la fractura es una función del tamaño de la partícula del agente de sostén y de su confinamiento en la cara de la fractura. Por lo tanto el área de superficie de la fractura mojada (dos superficies) es:

$$A_s = [2-(N_{pa}*3.1416*d_i^2)/2] \quad \dots\dots\dots[3.6]$$

El área mojada de las partículas del agente de sostén esta dada por:

$$A_{pa} = N_{pa}*[3.1416*d_{pa}^2-2*3.1416*D*d_{pa}] \quad \dots\dots[3.7]$$

La geometría del confinamiento es mostrada por la Fig. 3.2

$$D = (d_{pa} - W_p) / 2 \quad \dots\dots\dots[3.8]$$

substituyendo la ecuación 3.8 por D en la ecuación 3.3 resulta en:

$$A_{pa} = N_{pa} * 3.1416 * W_f * d_{pa} \quad \dots\dots[3.9]$$

El área total mojada por pulgada cuadrada de superficie de fractura es:

$$A_{wf} = 2 - [(N_{pa} * 3.1416 * d_i^2) / 2] + N_{pa} * 3.1416 * W_f * d_{pa} \quad \dots\dots[3.10]$$

Darin y Huitt(2) reportaron que los datos experimentales muestran una correlación satisfactoria entre el volumen de partículas del agente de sostén y el área mojada. En la Fig. 3.2 el volumen Vp de partículas de agente de sostén (esfera) contenida entre dos planos formado por las caras de la fractura es:

$$V_p = 3.1416 * d_{pa}^3 / 6 - 3.1416 * D^2 * d_{pa} - 2 * d / 3 \quad \dots\dots[3.11]$$

El volumen de agente de sostén Vp por unidad de área de superficie de fractura (una cara) es por lo tanto igual a:

$$V_p = N_{pa} * 3.1416 / 6 * [d_{pa}^3 - 6 * d_{pa} * D^2 + 4 * D^3] \quad \dots\dots[3.12]$$

El área de superficie mojada Sp por unidad de volumen de agente de sostén contenido entre las caras de la fractura es obtenida por:

$$S_p = A_{wf} / V_p \quad \dots\dots\dots[3.13]$$

Por el conocimiento de volúmenes en base a la unidad de área de fractura la porosidad de una capa parcial (monolayer) Ø es:

$$\emptyset = (W_f - V_p) / W_f \quad \dots\dots\dots[3.14]$$

Por la substitución de las ecuaciones 3.13 y 3.14 en la ecuación 3.5 es obtenida la forma final de la ecuación de capacidad de flujo (relación modificada de Kozen y Carman):

$$(K*W_f) = 1.1*10^{10}*(W_f/S_p^2)*[\phi^3/(1-\phi)^2] \dots\dots\dots[3.15]$$

Desde luego son requeridos trabajos experimentales de laboratorio para obtener los datos de confinamiento con la finalidad de determinar los diferentes términos de la ecuación 3.15 que nos provee de una medida del estimado de la capacidad de flujo de la fractura, lo cual es obtenible con varios tamaños y patrones de densidad del llenado parcial monolayer del agente de sostén.

Huitt y Mc. Glothin(2) mostraron que para formaciones en las cuales el agente de sostén se confina mas de lo que se comprime bajo la presión de sobrecarga, el confinamiento puede ser expresado por la relación:

$$d_i/d_{pa} = B^{0.5}*{\{[W_p/d_{pa}^2](m_i/2)\} \dots\dots\dots[3.16]}$$

Fue descrito en este estudio un método para determinar la dimensión del confinamiento por un simple por una simple prueba de un penetrometro. De los resultados de la prueba a la profundidad de confinamiento D para una esfera de diámetro d_{pa} bajo una carga W_p y por la geometría mostrada en la Fig. 3.2

$$d_i = 2*[D*d_{pa}-D^2]^{0.5} \dots\dots\dots[3.17]$$

y las constantes m y B pueden ser obtenidas de un ploteo de d_i/d_{pa} vs. $W_p/(d_{pa}^2)$. Huitt y Mc. Glothin mostraron que:

$$W_f = d_{pa}*{\{1-[B*W_p/(d_{pa}^2)^m]\}^{0.5} \dots\dots\dots[3.18]}$$

Si la carga W_p colocada en cada partícula de agente de sostén es reemplazada por la presión de sobrecarga efectiva (psi) dividida por el patrón de densidad n_{pa} (numero de partículas de agente de sostén por pulgada cuadrada) esto resultara en una ecuación para calcular el ancho de fractura para el caso de un llenado parcial (monolayer).

$$W_f = d_{pa}*{\{1-B*[P_o*B_e/(n_{pa}*d_{pa})^2]^m\}^{0.5} \dots\dots\dots[3.19]}$$

Así, usando las ecuaciones 3.15 y 3.19, podemos predecir para un grupo dado de condiciones, tal como presión de sobrecarga, tamaño y patrón de densidad del agente de sostén, la capacidad de flujo de la fractura en una formación particular.

PRESIÓN DE CONFINAMIENTO

La mecánica del empaquetamiento de una fractura es esencialmente soportar la cara superior de una fractura horizontal o prevenir el cierre de una fractura vertical por medio de partículas en forma de pequeñas esferas distribuidas entre las caras de la fractura. El grado de confinamiento depende de la carga aplicada al sostén (sobrecarga efectiva) y del diámetro y número de partículas del agente de sostén por unidad de área de la fractura. Las altas presiones de sobrecarga y la esfericidad de las partículas imponen un alto esfuerzo a la formación.

Para dar un valor de este fenómeno fue diseñado un procedimiento de prueba para establecer la presión requerida para confinar una fractura empaquetada en una formación dada.

Procedimiento de Prueba:

En un método de determinación de la presión de confinamiento para una roca, es usado un ballpoint de acero de alta velocidad de 0.05 plg. de diámetro. Este es montado en el plato superior de una maquina de prueba hidráulica que carga la muestra hidráulicamente. El tamaño preferido de la muestra de roca es una pieza de core de 3.5 plg. de diámetro, (6 o mas pulgadas de longitud) una longitud adicional seria deseable para que también sea corrida la prueba de capacidad de la fractura.

Sin embargo si este tamaño no se halla disponible una pieza pequeña de roca podría sustituirla. La experiencia ha demostrado que las piezas pequeñas pueden que quebrarse mas fácilmente cuando se carga con el ballpoint de acero.

Los cores de roca deben ser tomados si es posible de la formación y del pozo que va a ser fracturado hidráulicamente. La muestra de roca con dos caras paralelas es colocada en el plato inferior del probador. Con el sistema hidráulico en operación el ballpoint es conducido hasta el contacto con la muestra de roca y confinamos bolas de acero hasta una profundidad de 0.0125 plg.

Un registro de extremo esfuerzo es usado para denotar los resultados de la prueba. Por lo menos tres muescas son hechas en la muestra de la prueba de alrededor de 1/2" o mas. El paso final de la prueba es inspeccionar las muescas en el core de la roca con un microscopio y medir su diámetro en el plano de la superficie de la roca. Este diámetro es usado para calcular el área proyectada la cual es entonces dividida entre la carga para obtener la presión de confinamiento.

La relación es:

$$\text{Presión de Confinamiento (psi)} = 4*W_p / 3.1416*d_i^2$$

Otro método para obtener valores de esfuerzo de confinamiento de la roca es presentado en un tratado por Mc. Glothin y Huitt(2) Su procedimiento envuelve la compresión de partículas de agente de sostén entre platos que poseen la misma dureza de penetración. Calculamos la carga requerida para comprimir la partícula si existe una área de contacto en el punto de compresión.

Las presiones de confinamiento observadas en pruebas de laboratorio varían de 13,000 a 527,000 psi. Al final de este rango un sostén quebradizo confinara el core creando una gran área de contacto para soportar la carga, mientras que al comienzo del rango un sostén mas duro lo retendrá en un punto de contacto. Experimentos con arena -sostén duro y quebradizo- han demostrado que a la misma presión de sobrecarga la hará añicos cuando entra en contacto con altas presiones de confinamiento de la roca y pueden reducir la capacidad de la fractura a cerca de cero.

Experimentos con agentes de sostén de esfuerzo muy alto, tal como bolas de acero mantienen casi un punto de contacto con la roca a grandes presiones de confinamiento. La arena normalmente soportara la carga y producirá una fractura de gran capacidad mientras se mantenga en contacto con una roca de baja presión de confinamiento.

Los agentes de sostén tal como la cascara de nuez o los plásticos confinan en el core una cantidad despreciable y mejoran su capacidad de acarreo por el achatamiento ligero lo que incrementa el área de contacto con la formación. Esta tendencia para aplanarse bajo condiciones de carga, sin embargo hace que la concentración y espaciamiento de tales agentes de sostén sea critica. Si la concentración es muy grande y el espaciamiento no es uniforme, las partículas se achataran bajo la alta presión de sobrecarga y pueden tocarse unas con otras y reducir o cerrar los canales de flujo en la fractura. En casos donde la sobrecarga efectiva no excede el esfuerzo de este agente de sostén, la conductividad de la fractura puede ser alta.

En casos en donde la sobrecarga es lo suficientemente grande como para aplanar las cascaras de nuez en forma excesiva, debemos usar un material mas duro tal como las burbujas de vidrio, aluminio o acero de alta resistencia al esfuerzo de compresión. Los materiales de sostén metálicos también se achatan bajo la influencia de altas presiones de sobrecarga, pero debido a su alto esfuerzo compresivo, estos requerirán grandes cargas antes de que las partículas individuales se toquen y puedan bloquear los canales de flujo.

Para obtener una alta capacidad de la fractura, se requiere una alta concentración, lo suficientemente grande como para proveer los requerimientos de esfuerzo y soportar la sobrecarga, también una distribución de las partículas de agente de sostén bastante uniforme para asegurar el soporte de la totalidad del área de fractura.

El efecto de la presión de confinamiento en la capacidad de la fractura para varios tipos, grados y tamaños de agente de sostén se tratara mas adelante.

CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

La productividad de un pozo después de un tratamiento de fracturamiento es directamente proporcional a la capacidad de flujo de la fractura y a la capacidad de flujo de la formación (capacidad de flujo de la fractura en md-ft dividido por la capacidad de flujo de la formación en md-ft) y también a la extensión del área de fractura.

La razón: Capacidad de flujo de fractura a: Capacidad de flujo de la formación es directamente proporcional a la capacidad de flujo de la fractura ya que la permeabilidad y el espesor de la formación están relacionados.

La capacidad de acarreo, del fluido en la fractura es controlada por el ancho de fractura, la distribución del sistema, y la concentración del sostén. El ancho después del fracturamiento es controlado por el tamaño del sostén que colocamos durante las operaciones de fracturamiento, sin embargo las características de la formación, y el esfuerzo del sostén, no son fácilmente controlados.

La concentración del sostén puede ser controlada por el uso de materiales de espaciamento.

Para asegurar la concentración y distribución del agente de sostén debe ser mezclado con otro material que sea similar en tamaño, forma y densidad y que sea soluble en los fluidos del pozo. Los espaciadores ocupan un lugar en la fractura y previenen que el agente de sostén sea depositado en una capa total (Full Monolayer).

Después del fracturamiento el material de espaciamento es disuelto dejando el agente de sostén en una distribución monolayer con anchos canales a través de la

fractura y de esta forma los hidrocarburos fluyen sin mucha restricción hacia el pozo.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

El efecto en la capacidad de la fractura por un material de sostén dado puede ser determinada en el laboratorio analizando el agente de sostén entre dos secciones de core que sean sometidos a una presión simulada de sobrecarga y a una temperatura similar a la del reservorio. Con este metodo las secciones del core (3.5" D.I. y 2" Long.) son montados en una taza de acero, usando un controlador de punto de derretido realizamos una aleación para confinar el core alrededor de 14" de tersura de las protuberancias de las caras del core encima del tope final de la taza. Un hueco de 3/16" de diámetro es perforado en la parte superior del core en el centro de la circunferencia del core hasta el centro, y una tubería apropiada es sujeta por fuera.

La presión de sobrecarga en la mitad del core con un agente de sostén en el medio es simulada por medio de un Jack hidraulico. La temperatura es controlada colocando las dos mitades de core en una caja calentada.

La capacidad de la fractura es determinada por el flujo de gas nitrógeno, por el hueco, en el centro del core superior, a través de una fractura simulada conteniendo agente de sostén.

El sistema usado para medir el flujo de nitrógeno es mostrado en la Fig. 2.8. Cuando es usado un espaciador con el sostén, el espaciador es disuelto por el flujo de kerosene o agua a través de la fractura antes de que fluya el nitrógeno.

Para realizar una prueba corta, el sostén es colocado en la cara del core en la fracción de capa deseada (layer). El sostén colocado es entonces sujeto a una presión de sobrecarga a incrementos seleccionados y es tomada una

medida de flujo de nitrógeno después que ha sido realizado cada incremento. Este tipo de prueba es culminada al cabo de pocas horas y sirve como un método para analizar el (screening) de los agentes de sostén.

Para estudiar el efecto del tiempo en la capacidad de la fractura empaquetada, el agente de sostén es colocado bajo una presión de sobrecarga deseada y dejada así durante 30 días. La lectura del flujo de nitrógeno es tomada por lo menos una vez a la semana para medir los cambios en la capacidad de la fractura.

SELECCIÓN DEL MATERIAL DE SOSTÉN PARA UNA MÁXIMA CAPACIDAD DE FRACTURA

Selección del agente de sostén:

La selección del agente de sostén para un tratamiento de fracturamiento determinado puede ser hecho por medio de las cartas de selección presentadas en las Figs. 3.5 a 3.19.

El primer paso en la selección del mejor agente de sostén, para un tratamiento de fracturamiento dado, es determinar el requerimiento de la capacidad de fractura para alcanzar la productividad deseada como consecuencia del fracturamiento.

Esta capacidad de la fractura depende de la capacidad de flujo de la formación productiva y de la penetración de la fractura dentro del reservorio.

El segundo paso en la selección de un agente de sostén es determinar la presión de confinamiento de la formación en la porción de la zona que va a ser fracturada. Esto puede ser hecho de acuerdo con los procedimientos previamente descritos. La tabla 3.2 muestra algunas presiones de confinamiento típicas. El tercer paso es seleccionar el tipo de agente de sostén requerido. Esto puede ser determinado por las figs. 3.5 a 3.19 las cuales son curvas generalizadas para seleccionar agente de sostén. Estas curvas presentan la máxima capacidad de fractura obtenible para la arena, cascaras de nuez redondeadas, burbujas de vidrio y aluminio para una profundidad del pozo de 0 a 14,000 pies.

La máxima capacidad de la fractura que puede ser obtenida para una presión de confinamiento dada y un agente de sostén determinado debe caer en la zona adyacente a la curva para el sostén específico.

El cuarto paso y final es seleccionar el tamaño y concentración del agente de sostén que producirá la capacidad de fractura deseada.

Ejemplo de Calculo

Asumir las siguientes condiciones del pozo:

Profundidades del pozo	.6,800 pies
Formación	.San Andres
Presión de Confinamiento	.193,000 psi
Incremento de la Productividad.	.6
Capacidad de la Formación..	.160 md-ft
Penetración de la Fractura.	.30% radio drenaje

La capacidad de la fractura debe ser 160 md-ft (capacidad de la formación) * 60 fold igual a 9,600 md-ft.

Después que la capacidad de la fractura y la presión de confinamiento de la formación han sido determinados, el tipo de agente de sostén puede ser seleccionado. Debido a que la presión de confinamiento es 193,000 psi y la capacidad requerida de la fractura es 9,600 md-ft la arena de fracturamiento no podrá producirnos la capacidad requerida de fractura, pero si las cascaras de nuez redondeadas.

DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE MATERIAL DE SOSTÉN Y ESPACIADOR

Los materiales de sostén deben ser colocados en la fractura en concentraciones que varíen con las características de la formación y profundidad del pozo. Estos valores pueden ser usados para calcular las cantidades de sostén y espaciadores necesarios para el tratamiento.

La concentración optima de agente de sostén en relación con la profundidad del pozo y tipo de formación es establecida de las cartas de selección de agente de sostén.

Condiciones del pozo especiales sobre profundidad y dureza de la formación, requerirán que las concentraciones mostradas en la tabla 4.13 sean modificadas para alcanzar resultados óptimos.

Como una regla general el volumen de agente de sostén y espaciador deberá ser equivalente a una capa total (full monolayer) la cantidad de agente de sostén se determina como se describió previamente y el espaciador debe ocupar el volumen remanente. Bajo ciertas condiciones, una mezcla de sostén y espaciador, puede ser colocada en la fractura como multilayer. Similarmente en esta situación la probabilidad de colocar una capa total (full monolayer) o mas de agente de sostén deformable es disminuida por el uso de espaciadores. Por ejemplo si una doble capa de mezcla de espaciadores con sostén, en una razón de volúmenes, en una razón de volúmenes de 1:7 es colocada en la fractura, la concentración resultante del agente de sostén en la fractura de 0.25 de capa parcial (monolayer); $(0.125 \text{ monolayer/layer} * 2 \text{ layers} = 0.25 \text{ monolayer})$ después que el espaciador es disuelto. En un pozo de 7,000 ft una fractura empaquetada con doble capa de 12/20 de cascaras de nuez podría tener una capacidad de 5,200 md-ft. Si el sostén es espaciado con un material soluble en una razón de 1:7 la capacidad de la fractura podría ser la misma que la de 1/4 de capa, o 8,600 md-ft.

Similarmente una capa triple, de mezcla de sosten-espaciador en una razón de volumen de 1:11, podría resultar en una concentración final de fractura de 0.25 de una capa (monolayer).

En pozos profundos con baja presión de confinamiento de la formación, multicapas (multilayers) de agente sostén nos producirán los mejores resultados.

CARACTERÍSTICAS DESEABLES DEL AGENTE SOSTÉN

La evaluación precedente de materiales de agente sostén nos ha ayudado a establecer las características deseables del material de agente sostén de las cuales las mas importantes son:

1.- Suficiente esfuerzo de compresión y maleabilidad bajo la carga de la formación para asegurar la máxima limpieza de la fractura.

2.- Máximo tamaño y rango estrecho del tamaño de las partículas, para una fácil inyección en la fractura.

3.- Partículas de esfericidad uniforme.

4.- Substancialmente inerte a todos los fluidos de la formación y a los tratamientos químicos.

5.- Una gravedad especifica en un rango de 0.8 a 3.0.

6.- Disponibilidad en grandes cantidades a un costo razonable.

TRANSPORTE DEL AGENTE DE SOSTÉN EN LA FRACTURA

El área de fractura que creamos en un tratamiento de fracturamiento puede ser calculada. Sin embargo solo la sección empaquetada de la fractura será efectiva a la producción estimulada. Muchas variables tal como el régimen de inyección, volumen de tratamiento viscosidad del fluido y concentración del agente sostén afectaran la eficiencia del transporte.

Nikuradse(2) mostró que en la región de un flujo viscoso a través de una superficie rugosa de una fractura no se tiene apreciable efecto sobre la resistencia al flujo. Sin embargo en la región de flujo turbulento la rugosidad de las superficie es un factor importante.

Durand, Wahl y Campbell(2) identificaron tres tipos de transporte de sólidos en fluidos, de acuerdo con el

tamaño de las partículas en la mezcla (Mezcla homogénea, Mezcla Intermedia y Mezcla Heterogénea). Cuando las partículas transportadas tienen diámetros menores de 20 micrones, ellas formaran esencialmente mezclas homogéneas con agua.

Sin embargo los materiales pequeños tenderán a asentarse bajo condiciones de flujo laminar.

Wahl y Campbell(2) concluyeron que las mezclas conteniendo sólidos por encima de 50 micrones de diámetro no alcanzan total homogeneidad aunque se hallen bajo condiciones de flujo turbulento.

Partículas de 50 micrones a 0.2 mm de diámetro pueden ser movidas en flujo totalmente en suspensión a velocidades de transporte normales, similarmente si la concentración en el plano vertical no es uniforme. Encima de 2 mm de diámetro los materiales sólidos son transportados a lo largo del fondo del conducto a una velocidad substancialmente menor que la del liquido mismo. Cuando se encuentran entre 0.2 y 2 mm de diámetro las partículas tienden a estar en una zona de transición entre flujo en suspensión heterogéneo y flujo deposicional a velocidades normales de transporte. La arena usada en fracturamiento generalmente cae en este rango de tamaños.

FRACTURA VERTICAL

Kern y Perkins y Wyant(2) estudiaron el movimiento de la arena en una fractura vertical y concluyeron que el sostén cae durante la colocación a pesar del tipo de fluido de fracturamiento usado.

En una fractura vertical la arena tiene dos componentes de velocidad uno dirigido hacia abajo debido a la gravedad y el otro horizontal por el movimiento de fluido a través de la fractura. Si la velocidad del fluido es menor que el valor de equilibrio se formara un colchón de arena asentada en el fondo de la fractura.

Kern también observo que mientras se formaba el colchón de arena alguna parte de la arena era lavada dentro de la fractura si la velocidad del fluido excede la velocidad de equilibrio a cero de inyección de arena.

El régimen al cual la altura de la arena asentada crece, depende del régimen de caída y la concentración de la arena en el fluido de fracturamiento.

El régimen de crecimiento del colchón esta dado aproximadamente por:

$$D_{hs}/dt = V_g * C_s / 13$$

Donde 13 es la densidad de la arena del colchón asentado en libras por galón. La distancia del colchón de arena asentado, extendido desde la boca del pozo mientras se forma, depende de la velocidad horizontal, el régimen de caída y de la altura de la fractura.

Para una fractura de sección rectangular esta distancia es aproximadamente:

$$R_b = 34i / W_f * V_g \quad \dots \dots [3.26]$$

La perdida de fluido a la matriz, reducirá R_b como se calcula en la ecuación 3.26. También las fugas incrementaran el régimen de crecimiento de la arena asentada en el colchón debido a que la fuga de fluido tiene el efecto de incrementar la concentración de arena en el fluido.

Para una fractura vertical de sección rectangular la velocidad del fluido encima de la sección de arena asentada es:

$$V_{fh} = 34i / W_f * H_o \quad \dots \dots [3.27]$$

Con una velocidad de equilibrio de 7 ft/seg (420 ft/min) y un ancho de fractura de 0.25 plg. la altura de la sección abierta encima del colchón de arena asentada, cuando es alcanzada la velocidad de equilibrio es:

$$h_0 = 34 / (i/4 * 420) = 0.3i \quad \dots\dots[3.28]$$

Kern observo que el sostén en suspensión en una fractura vertical al final de las operaciones de fracturamiento contribuyen muy poco al éxito de la operación.

Esto es debido al porcentaje de volumen muy pequeño de arena en el fluido. EL Overflush tampoco contribuye a la producción después del fracturamiento.

Una observación muy importante en este estudio es que la arena cerca de la boca del pozo es la arena inyectada durante la primera parte del tratamiento, y la arena lejos de la boca del pozo es la arena inyectada durante la ultima parte del tratamiento.

Esto significa que la técnica del TAILING con arena de mayor diámetro en una fractura vertical, usando fluido de fracturamiento normal no viscoso debe ser llevado a cabo en forma inversa.

Si es alcanzada la velocidad de equilibrio la arena de mayor diámetro debe ser distribuida en una capa larga y delgada encima del colchón de arena mas pequeño que se halla asentada. La arena de mayor diámetro no estará al final cerca de la boca del pozo donde es necesaria a no ser que sean usados fluidos de fracturamiento y técnicas especiales.

Cuando es deseable que la arena mas grande sea inyectada en un fracturamiento vertical esta deberá ser inyectada primero y no ultima, o debe ser usada solo arena de mayor diámetro a menos que sea usado un fluido de fracturamiento con suficiente esfuerzo de gel como para suspender la arena o sean usados regímenes de inyección muy altos.

II.- NORMALIZACIÓN DEL AGENTE DE SOSTÉN

Las siguientes normas son dadas por el Instituto Americano de Petróleo (API) en su norma RP-56, las cuales detallamos a continuación:

2.1.- PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE ARENA

2.1.1.-Descripción: El procedimiento de muestreo deberá de proveernos una muestra representativa de la arena de fracturamiento suministrada por el proveedor de arena, a la compañía de servicios, o por la compañía de servicios al usuario. Esta muestra es colectada de una corriente de arena que fluye en oposición del instrumento de muestreo.

2.1.2. Equipos: El siguiente equipo es usado para colectar la muestra representativa de arena y realizar las pruebas de laboratorio

a.- Una caja de muestreo que es un instrumento de aproximadamente 8"x6"x4" con una abertura de 1/2".

b.- Un reductor de muestra (de tamaño apropiado para manejar muestras del tamaño del saco y reducir las a 1/16 de su peso original).

c.- Un distribuidor de muestras de medida apropiada.

d.- Un juego de mallas recientemente calibradas, de acuerdo con los requerimientos de Series de Mallas U.S.A. de 8 pulg. de diámetro. Referidos al ASTM E 11-81.

e.- Ro-tap agitador de mallas para pruebas o un equivalente.

f.- Balanza (mínimo de 100 gr. de capacidad con una resolución de exactitud de 0.1 gr.).

2.1.3.-Numero de Muestras Requeridas: Se debe de obtener un mínimo de 9 muestras transportadas por tren y 3 muestras de la arena transportada por camión, cuando se traslada la arena de este modo, luego se deben de combinar y ser probadas. Para el caso, del material muestreado, en el mismo pozo que va a ser fracturado, se debe de obtener un mínimo de 5 muestras de un total de 100,000 lbs de arena de fracturamiento, o una fracción equivalente. Estas muestras tomadas en la locación donde se realiza el fracturamiento deben ser combinadas y usadas como una sola muestra, para las subsiguientes pruebas.

2.1.4.-Muestreo: El instrumento de muestreo, con su eje longitudinal, perpendicular a la corriente de flujo de arena, lo pasaremos una velocidad uniforme de lado a lado, a través de todo el ancho de la corriente de arena, que cae de la faja de transporte mecánica en un blender, un camión o un carril.

2.2.- MANIPULEO Y ALMACENAMIENTO DE MUESTRAS DE ARENA

2.2.1.-Reduccion de la Muestra: (Material Embolsado) Ponemos el contenido de un saco entero de arena de fracturamiento (aproximadamente 100 lbs) en el reductor de muestras Obtendremos una muestra reducida de aproximadamente 6 lbs. (cerca de 1/16 del peso total del saco).

2.2.2.- Distribución de la Muestra: Colocar la muestra reducida de arena en el distribuidor de muestras y distribuir las muestras en tamaños apropiados para realizar las pruebas. Debemos permitir el flujo de arena por lo menos por dos minutos antes de tomar la primera muestra. Luego extraer varias muestras a intervalos aproximadamente uniformes, para asegurarnos de obtener una muestra representativa para el análisis.

El numero de muestras tomadas deben cumplir con los requerimientos de la parte 2.3. Balancear el receptáculo de muestreo cubriendo toda la corriente de arena, por un breve intervalo de tiempo. Bajo ninguna circunstancia se deberá permitir el desborde de arena.

De esta distribución, obtendremos suficiente arena como para que nos permita el desarrollo de todas las pruebas El uso de un reductor de muestras de tamaño apropiado y un distribuidor de muestras, que permita preparar las muestras para las pruebas, es la parte esencial en los procedimientos recomendados.

2.2.3.- Retención de Muestras y Almacenamiento: El productor de arena, debe mantener escritos los registros de las pruebas realizadas, de cada embarque. Diversas muestras en ningún caso menores de 250 grs. deberán ser retenidas en el almacén por un tiempo de 3 meses, para el caso de volúmenes de embarques nacionales; por un tiempo de 6 meses para el caso de embarques nacionales en sacos, y por un tiempo de 12 meses para el caso de embarques internacionales. El productor de arena deberá registrar copias de los resultados de las pruebas y muestras, para el posterior requerimiento de las compañías usuarias.

2.3.- ANÁLISIS DE MALLAS PARA ARENAS DE FRACTURAMIENTO

2.3.1.- Análisis de Mallas: Juntar 6 mallas recientemente calibradas y además colocar un fondo, las mallas serán colocadas en orden decreciente de acuerdo con el tamaño de las aberturas de las mallas, desde el tope hasta el fondo. (Ver tabla 4.1 sobre mallas recomendadas, usadas en las pruebas, de acuerdo con el tamaño de las arenas) Obtener una muestra distribuida de aproximadamente 100 gr. y establecer una aproximación dentro de un rango de 0.1 gr. Verter la muestra distribuida, en la malla superior y poner el juego de mallas con el fondo en el Ro-tap y tamizar por 10 minutos.

Retire y descargue cada malla, asegúrese de cepillar cada malla cuidadosamente con el cepillo recomendado por el fabricante, para remover todos los granos. Establecer el peso aproximado de arena retenido en cada una de las 6 mallas y en el fondo. Calcular el porcentaje en peso de la totalidad de las muestras de arena, que fueron retenidas en cada malla y en el fondo.

El peso total debe estar en un rango del $\pm 0.5\%$, del peso total de la muestra usada en la prueba. Si no es así, el análisis de mallas debe ser repetido usando una muestra diferente.

2.3.2.- Recomendaciones sobre el tamaño de Arenas: Un mínimo del 90% de la muestra de arena probada, debe encontrarse entre los tamaños de mallas designadas 6/12, 12/20, 20/40, etc. Un máximo del 0.1% del total de la muestra de la arena puede ser mas grande que el primer tamaño de malla y un máximo del 1% puede ser menor que el tamaño de malla mas pequeño. (Ver Tabla 4.1)

2.4 ESFERICIDAD Y REDONDEZ DE LA ARENA DE FRACTURAMIENTO

2.4.1.- Generalidades: Se han publicado numerosos métodos para medir y reportar la forma de los granos de arena e identidad geométrica, algunos de estos envuelven mediciones tediosas otros requieren de comparaciones visuales, pero, todos requieren mucho tino y juicio del técnico. Los parámetros mas comunes, de la forma de los granos, que han sido encontrados, para la evaluación visual de la arena de fracturamiento, son: la Esfericidad y la Redondez. La experiencia a demostrado que los mejores resultados al realizar estas pruebas, se obtienen, cuando la redondez y la esfericidad son determinados en lecturas separadas.

2.4.2.- Esfericidad: La esfericidad de la partícula es una medida de la aproximación a la forma de una esfera, de un grano de arena. El método mas ampliamente usado para determinar la esfericidad es un comparador visual.

Krumbein y Sloss (1963) desarrollaron una carta para usar en la estimación visual de la esfericidad y redondez. La esfericidad de una muestra de arena deberá ser evaluada, seleccionando al azar, de 20 a mas granos para dicha evaluación. Estos granos deben ser vistos a través de un microscopio de 10X a 20X de resolución o examinado por medio de una microfotografía de ampliación adecuada (Ver parte 5.6.2) La esfericidad de cada grano deberá ser determinada y registrada, y luego será obtenida una esfericidad promedio de las muestras.

2.4.3.-Redondez: La redondez del grano es una medida de la agudeza relativa de los ángulos de los granos o de la curvatura del grano. La evaluación de la redondez del grano de arena deberá ser hecha de la misma muestra que ha sido usada para la determinación de la esfericidad.

La redondez de cada grano deberá ser determinada, registrada para luego obtener una redondez promedio de la muestra.

2.4.4.-Esfericidad y Redondez Recomendadas: La arena de fracturamiento deberá tener una esfericidad mínima de 0.6 y una redondez mínima de 0.6.

2.4.5.-Grupos de Granos de Arena: La arena de fracturamiento deberá consistir de granos de cuarzo bien redondeados. El examen de una muestra representativa deberá ser llevada a cabo en un microscopio de baja resolución (10X a 20X). La arena no se considera recomendable si contiene 1% o mas de grupos diversos de granos de arena.

MÉTODO ALTERNATIVO PARA DETERMINAR LA REDONDEZ Y LA ESFERICIDAD PROMEDIOS

2.4.6.-Uso de Microfotografías: La microfotografía de una muestra representativa de arena de fracturamiento, también nos servirá para obtener la redondez y la esfericidad promedios de la muestra de arena.

A.- Preparación de la Microfotografía: Puede ser usado un microscopio electrónico SCANNING (SEM) o un microscopio reflector de luz, para reproducirse fotografías como las que requerimos.

Usando una muestra representativa de arena de fracturamiento previamente distribuida, colocamos una capa de granos de arena de fracturamiento en una superficie plana. Preparar una especie de montura usando cinta doblemente adhesiva. (Scotch del catalogo No 137 o su equivalente) y presionar la montura contra la muestra para fijar la capa de granos de arena.

Recubrir, ampliar y microfotografiar la muestra de arena.

B.-Ampliaciones Recomendadas para los Diferentes Tamaños de Arenas:

Para los tamaños de arenas designados, la siguiente ampliación es sugerida:

Tamaños de Arenas	Ampliación de la Microfotografía
6/12, 8/16, 12/20	15X
16/30, 20/40	30X
30/50, 40/70, 70/140	40X

La microfotografía resultante debe permitir que entre 20 y 25 granos enteros de arena se puedan apreciar totalmente y se puede reproducir tantas veces como sea necesario.

C.- Determinación de la Esfericidad de la Arena: Usando la microfotografía de la parte 5.6.2. y la carta de comparación visual determinar y registrar la esfericidad de todos los granos de arena que se aprecian en la microfotografía. Utilizando esta información determinar la esfericidad promedia de la muestra de arena. Tener como referencia la parte 5.4 sobre recomendaciones para esfericidad de la arena de fracturamiento.

D.- Determinación de la Redondez de la Arena: Usando la microfotografía de la parte 5.6.2 y la carta de comparación visual determinar y registrar la redondez de todos los granos de arena que se aprecian en la microfotografía, calcular la redondez promedia para la muestra de arena, utilizando esta información. Tener como referencia la parte 5.4 sobre recomendaciones para la redondez de la arena de fracturamiento.

2.5.- EVALUACIÓN DE LA SOLUBILIDAD DE LA ARENA EN ÁCIDO

2.5.1.- Descripción La solubilidad de la arena en ácido Clorhídrico-Fluorhídrico 12-3 (Hcl-Hf) (12% por peso de Hcl y 3% por peso de Hf) es un indicador de la cantidad de contaminantes indeseables (Carbonatos, Arcillas, Feldespatos, Óxidos de Hierro etc...) presentes en la arena.

2.5.2.-Equipos y Materiales para la prueba de Solubilidad en Ácido:

El siguiente material y equipo es necesario para realizar las pruebas de solubilidad de las muestras de arena:

a.- Acido Clorhídrico (HCl), concentrado. Reactivo con un grado de concentración conocido.

b.- Bifluoruro de Amonio (NH_4HF_2) con por lo menos un 98% de pureza. Puede ser usada una solución de ácido Fluorhídrico pero es mas peligroso.

c.- Balanza con 1 mg de exactitud.

d.- Baño de Agua, 65.6 C (150 F)

e.- Horno de 105 C (221 F)

f.- Cubeta o Jarra, 150-200 ml de capacidad de polietileno o polipropileno.

g.- Cilindro graduado o matraz volumétrico de 1000 ml de capacidad, de polietileno o polipropileno.

h.- Aparato analítico de filtración. Los siguientes pueden ser usados con técnicas de filtración al vacío:

1.- Coors #27004 Crisol Gooch con 1/16 de pulg. de grosor, con relleno #40 ó #42. Círculos de papel de filtro Whatman resistentes al ácido. (2.1 cm de diámetro)

2.- Filtro Gelman Funnel #4204 que usa soporte de filtro polisulfónico #79932 y relleno #61756 con 1/16 de pulg de grosor con relleno #42. Círculos de papel de filtro Whatman resistentes al ácido. (1.91 cm de diámetro)

3.- Cole Parmer #6607 filtro de crisol (por Bel Art) con 1/16 de pulg. de grosor con relleno #42. Círculos de papel de filtro Whatman resistentes al ácido. (1.19 cm de diámetro).

2.5.3.- Procedimiento de Prueba de Solubilidad en Ácido: El siguiente procedimiento es usado para evaluar la solubilidad de una muestra representativa de arena en ácido Hcl-Hf.

Nota: Este procedimiento es de naturaleza gravimétrica y como tal requiere de procedimientos estrictos y buenas

técnicas de laboratorio para poder reproducirlo. Muestras representativas de arena deben ser tomadas del distribuidor de muestras, antes del análisis de mallas. Las muestras no deben de haber estado sujetas a las pruebas de resistencia a la compresión antes de realizar la prueba de solubilidad en ácido, por el contrario las pruebas deben ser llevadas a cabo totalmente con granos de arena inalterados.

A.-Preparar una solución de ácido de 12-3 Hcl-Hf [Sp-gr= 1.08 a 15.6 C (60 F)]

A continuación tenemos dos ejemplos de preparación de 1000 ml de ácido Hcl-Hf 12-3:

1.- Usando Bifloruro de Amonio [NH₄HF₂]

a.- En un cilindro graduado o matraz de 1000 ml de capacidad de material polietileno o polipropileno, conteniendo 500 ml de agua destilada añada 46.23 gr de NH₄HF₂ puro; luego disolver. El peso real de NH₄HF₂ de menos del 100% de pureza, es igual a 46.23 gr divididos entre la pureza del NH₄HF₂, en fracción en peso.

b.- Añada 361 ml de Ácido clorhídrico al 37% (Hcl) [Sp-gr= 1.19 a 15.6 C (60 F)].

c.- Diluir hasta los 1000 ml con agua destilada.

d.- Agitar para asegurar un mezclado completo.

2.- Usando 52% de ácido Fluorhidrico (Hf)

a.-En un matraz o cilindro graduados de 1000 ml de capacidad y de material polietileno o polipropileno conteniendo 500 ml de agua destilada añada 54 ml al 52% de Hf [Sp-gr= 1.18 a 20°C (68°F)].

b.- Añada 293 ml al 37% de Hcl [Sp-gr= 1.19 a 15.6 C (60° F)]

- c.- Diluir hasta 1000 ml con agua destilada.
- d.- Agitar para asegurar un mezclado completo.
- B.-Pesar 5 gr de arena con aproximación de 1 mgr.. La arena deberá ser secada a 105°C (221°F) hasta que obtengamos un peso constante y luego debe de ser enfriada.
- C.- En una jarra de 250 ml de polietileno conteniendo 100 ml de solución de ácido de la parte 6.3a añada la muestra de arena. El ácido y la muestra deberán estar a la temperatura ambiente (22°C +/- 3°C ó 72°F +/- 5°F).
- D.- Coloque la jarra en baño María de 65.6°C (150°F) por 30 minutos o 35 minutos. No se debe agitar. Sea cuidadoso de no permitir la contaminación de la muestra.
- E.- Preparar el aparato de filtración añadiendo a un crisol de 1/16 de plg. de grosor con relleno #42, un embudo de filtro o papel de filtro Whatman. Secar el embudo en un horno a 105 C (221 F) por lo menos por una hora, pesar y registrar el peso. El filtro no debe ser pesado caliente, se debe permitir que se enfríe antes de pesarlo.
- F.- Transferir la arena y la mezcla de ácido de la jarra (De la parte 6.3d) al aparato de filtración (De la parte 6.3e) Filtrar la muestra a través de un crisol-filtro previamente pesado (embudo) asegúrese de transferir todas las partículas de la jarra al filtro. La técnica de filtración al vacío debe ser usada para acelerar este paso.
- G.- Lavar la arena en el aparato de filtración tres veces con 20 ml de agua destilada.
- H.- Secar el filtro y mantener la muestra de arena a 105 C (221 F) por lo menos por una hora o hasta que sea obtenido un peso constante. Se debe enfriar el filtro y la muestra antes de pesar. Luego pesar el filtro conteniendo la arena y registrar el peso.

I.- Calcular el reporte de solubilidad de arena usando la siguiente ecuación:

$$S = [(W_S + W_f - W_{fS}) / W_S] * 100$$

Donde S = Solubilidad de la Arena. Porcentaje en Peso.

W_S = Peso de la Arena (gr).

W_f = Peso del Filtro (gr).

W_{fS} = Peso Filtro Conten. Arena (gr)

2.6.- Máxima Solubilidad al Ácido Recomendada: La solubilidad al ácido de la arena de fracturamiento no debe exceder los valores mostrados en la Tabla 6.1.

PRUEBAS DE SEDIMENTOS

2.6.1.- MÉTODO I MEDIDA DE LA TURBIDEZ DE LOS SEDIMENTOS Y ARCILLAS. TAMAÑO DE LAS PARTÍCULAS MATERIALES.

A.- Introducción: La turbidez que existe en el agua es el resultado de las arcillas, sedimentos o materia inorgánica dividida finamente, que se encuentra en suspensión.

Para realizar la prueba de turbidez la muestra de arena de fracturamiento es colocada en agua destilada y luego medida la turbidez de la solución líquida resultante de esta mezcla. La arena de fracturamiento lavada apropiadamente y procesada apropiadamente debe de pasar exitosamente la prueba de turbidez.

B.- Medida General de la Turbidez: La prueba de Turbidez mide la propiedad óptica de una solución, la cual resulta de la dispersión y absorción de la luz por las partículas presentes de materia. La cantidad de turbidez registrada es dependiente de variables tales como el tamaño forma e índice de refracción de las partículas.

No existe relación directa entre la turbidez de una muestra y la concentración en peso de la partícula de materia presente.

C.- Calibración de la Turbidez: Las calibraciones de la turbidez fueron originalmente basadas en el turbidímetro de vela de Jackson, con resultados expresados en Unidades de Turbidez de Jackson (JTU).

Debido a que el turbidímetro de vela de Jackson carece de sensibilidad en rangos de turbidez bajos, (debajo de 25 JTU), la calibración de la medida de escala ha sido basada en un polímero uniformemente lechoso, el cual se llama FORMAZIN, que permite la exactitud en la calibración sobre un rango mas amplio.

Los resultados son expresados en unidades de turbidez de Formazin (Formazin Turbidity Units, FTU) y son equivalentes a las unidades JTU. Los espectrofotómetros adecuados para usarse en este procedimiento son el SPECTRONIC MINI 20, BAUSCH y LOMB SPEC 20, PERKIN ELMER COLEMAN MODELO 35, HACH MODELO 2100A, o equivalentes.

D.- Preparación de la solución Formazin Preparar una suspensión blanca y lechosa de polímero de Formazin, para usar como una referencia estándar de turbidez, y luego convertir el porcentaje de transmitancia, (instrumento de lectura) a unidades de turbidez de Formazin (FTU).

Preparar como sigue un stock de suspensión de formazin, el cual debe ser diluido para proveer una serie de soluciones estándar, que cubran un rango de valores de turbidez:

a.- Disolver 1.0 g de sulfato de Hidrazina en agua desmineralizada y diluir hasta la marca en un matraz volumétrico de 100 ml.

- b.- Disolver 10.0 g de Hexametenatetramina en agua desmineralizada y diluir hasta la marca en un matraz volumétrico de 100 ml.
 - c.- Transfiera 5 ml de cada solución preparada en las partes 7.4a y 7.4b a un matraz de 100 ml, mezclar y permitir que permanezca en reposo por 24 horas en una temperatura de 25 °C ($\pm 3C$) o 77 °F ($\pm 5F$)
 - d.- Usar agua desmineralizada para diluir la mezcla de la parte 7.4c hasta la marca de 100 ml en el matraz y mezclar. La turbidez de este stock de solución standard es de 400 FTU. La turbidez de una solución standard preparada por dilución de este stock de suspensión es proporcional a la concentración de Formazin. Por ejemplo, la turbidez de una solución standard preparada por la dilución de 50 ml de una suspensión de 400 FTU a 100 ml esta definido como 200 FTU.
 - e.- La solución standard preparada en la parte 7.4d deberá ser preparada mensualmente. Diluciones usadas para soluciones standard deberán ser preparadas diariamente.
- E.- Procedimiento de Calibración del Equipo El procedimiento presentado aquí es de naturaleza general. Los laboratorios deberán revisar los manuales de especificaciones del equipo para una calibración apropiada, a continuación se detalla el procedimiento:
- a) Ajuste de instrumento.
 - 1.- Ajustar el control de longitud de onda en 450 nm (Nanometro)
 - 2.- Colocar la varilla obscura en el compartimento de muestra y chequear el ajuste en cero.

3.- Colocar un frasco conteniendo agua destilada libre de turbidez, incolora y limpia en el compartimento de muestra y ajustar el control de escala para dar una medida de lectura de exactamente 100 % de T (trasmitancia).

b) Preparación de una Carta para Convertir Porcentaje de Trasmitancia (% T) a FTU.

1.- Diluir la suspensión stock de la parte 7.4 para hacer varias soluciones standard de turbidez conocida.

2.- Cada solución será colocada en el frasco de prueba y el frasco colocado en el compartimento de muestra para luego leer el porcentaje de trasmitancia.

3.- Plotear la turbidez (FTU) versus el porcentaje de trasmitancia (%T).

F.-Medida de la Turbidez de la Arena de Fracturamiento

Prepare una muestra para medir la turbidez de una arena de fracturamiento como sigue:

a.- Medir 20 ml de muestra de arena seca y mezclarla con 100 ml de agua desmineralizada en una botella de 6 onzas, de cuello grande. Dejarlo que repose por 30 minutos.

b.- Agite vigorosamente con la mano con aproximadamente 45-60 movimientos en 30 segundos (no agitar en un mezclador mecánico). Dejarlo reposar por 5 min.

c.- Usando una Jeringa, extraer 25 ml de la suspensión de sedimentos en agua, del centro del envase.

d.- Coloque la suspensión en el frasco de prueba y e introdúzcalo en el instrumento previamente calibrado, de acuerdo con la parte 7.5.

e.-Determinar la turbidez de la muestra en FTU.

G.-Turbidez Máxima Sugerida de la Arena de Fracturamiento:

La turbidez de la arena de fracturamiento debe ser menor o igual a 250 FTU.

2.6.2.-METODO II PRUEBAS DE TURBIDEZ EN OPERACIONES DE CAMPO

A.- Propósito Esta prueba es usada para determinar la limpieza de la arena de fracturamiento, en el mismo campo, usando un mínimo de equipo y con procedimientos fácilmente adaptables. La prueba puede ser acompañada por observaciones cuidadosas del vapor de la fase líquida de la mezcla de arena de fracturamiento y agua.

El procedimiento usa una botella de prescripción marcada conteniendo una cantidad específica de muestra de arena y agua.

Por lo tanto, si la fase líquida es suficientemente clara como para leer la marca de identificación de la botella, la arena es considerada adecuadamente limpia y útil para ser usada. Sin embargo, si la fase líquida es demasiado turbia de tal forma que impide la legibilidad de la marca de identificación de la botella, la arena es considerada sucia y no debe ser utilizada.

B.- Equipos y Materiales Los siguientes equipos y materiales son necesarios para realizar las pruebas de turbidez

a.- Muestra de arena fracturamiento

b.- Agua libre de Turbidez. (Agua destilada, si es posible)

c.- Una Botella de prescripción de cuatro onzas de vidrio claro con tapa de cierre, de 100 ml de capacidad calibrada a intervalos de 10 mil.

d.- Marcador que puede ser una punta o un lapicero.

e.- Embudo pequeño.

C.- Procedimiento de Prueba:

a.- Usando un marcador o lapicero, registrar la identificación de la muestra en caracteres de aproximadamente 1/2 pulgada de alto sobre, en el lado plano de la botella de prescripción.

b.- Con el embudo insertado en la botella de prescripción, llenar cuidadosamente la botella hasta la marca de 20 ml con arena de fracturamiento.

Golpear suavemente y nivelar la arena y añada arena hasta alcanzar la marca de 20 ml, pero no llene por encima del nivel de 20 ml. Es extremadamente importante usar el volumen de muestra apropiado y por eso este paso se debe realizar con mucho cuidado. NOTA
20 ml de arena pesan aproximadamente 40 gr.

c.- Añada agua libre de turbidez (agua destilada si se dispone) hasta la marca de 100 ml en la botella.

d.- Tape la botella y agite vigorosamente por 10 segundos.

e.- Tome la botella a la distancia de su brazo y vea a través de una fuente moderada de luz, o una ventana o a través del brillo del día. No lo encare directamente hacia el sol.

El lado plano de la botella con deberá ser encarado hacia la fuente de luz.

D.- Interpretación de los Resultados de la Prueba:

a.- Si la información de identificación de la muestra puede ser leída a través de la fase líquida, la arena deberá ser considerada limpia y útil para su uso.

b.- Si la información de identificación de la muestra no es legible, la arena debe ser considerada sucia y no adecuada para su uso.

c.- Si la información de identificación de la muestra puede ser leída pero con dificultad, dejar la muestra en reposo por 10 minutos y repetir las operaciones descritas en las partes 7.10d y 7.10e. Si luego es legible, la arena debe ser considerada limpia y recomendable para su uso. Sin embargo si la información de identificación de la muestra no puede ser leída, quiere decir que material adicional fue dispersado por el largo tiempo de exposición y la arena debe ser considerada sucia e inadecuada para su uso.

2.6.3.- MÉTODO III: MEDICIÓN CENTRIFUGA DEL CONTENIDO DE ARCILLAS Y PARTÍCULAS FINAS.

A.- Procedimiento La arcilla y partículas finas contenidas en la arena de fracturamiento deberán ser determinadas por el lavado de 10 ml de muestra de arena de fracturamiento con un volumen total de 50 ml de agua destilada. Los 10 ml de muestra de arena deberán ser puestos en un tubo centrifugo graduado de 50 ml y lavado por adición de 10-15 ml de agua destilada y agitando manualmente la mezcla de arena con agua por un espacio de 30 segundos.

El agua del lavado deberá ser cuidadosamente decantada en otro tubo centrifugo graduado.

El procedimiento de lavado de la muestra de arena deberá ser repetido hasta que el total de 50 ml de agua destilada sean usados. La muestra de 50 ml. de agua colectada en el lavado debe ser centrifugada por 10 minutos usando una centrifuga que sea capaz de operar a 3000 (+- 200) rpm y que provea una fuerza centrifuga de 1500 (+- 100)G. La arcilla y las partículas finas contenidas en el fondo del tubo de centrifuga deberán ser anotados y registrados. Un mililitro de sedimentos en el tubo de centrifuga es equivalente a 10% de contenido de arcillas y partículas finas; 0.5 ml es equivalente a 5% de arcillas y partículas finas etc.

B.- Máximo Contenido de Arcillas y Partículas Finas Sugerido:

Las partículas de arcilla y finos contenidos en la arena de fracturamiento no debe exceder de 1% o 0.1 ml de sedimentos en 10 ml de muestra de arena.

2.7.- PRUEBA DE RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN DE LA ARENA DE FRACTURAMIENTO.

2.7.1.- Generalidades Las arenas de Sílice varían en composición y esfuerzo. Las siguientes pruebas son usadas para comparar la resistencia a la compresión de las diferentes muestras de arena. La prueba será conducida usando un volumen dado de partículas de arena, las cuales han sido tamizadas y se encuentran dentro de un rango especifico de tamaños de arenas de fracturamiento.

2.7.2.- Equipos y Materiales : El siguiente equipo y materiales son necesarios para la prueba recomendada de resistencia a la compresión de la arena de fracturamiento.

a.- Muestra de arena de fracturamiento.

b.- Prensa capaz de aplicar la carga requerida para alcanzar los niveles de esfuerzo especificados en la tabla 8.1.

La prensa debe tener planchas que puedan ser mantenidas paralelas durante la aplicación de la carga a la celda. La prensa debe ser calibrada para asegurar que las medidas de esfuerzo tienen una exactitud dentro del rango de 5%. Equipos de calibración independientes, de medición de carga, deberán usarse cuando la carga es aplicada a la celda.

- c.- Celda para la prueba de resistencia a la compresión de la arena. La longitud del pistón debe ser 3.5 plg. sin considerar el diámetro del pistón usado en la celda.
- d.- Un fondo y dos tamices U.S.A. para la medida de la malla, para el rango del tamaño de arena especificado. Ejem. malas No 20 y No 40 para la arena 20/40
- e.- Balanza para pesar la muestra de arena con una tolerancia de 0.1 gr.
- f.- Ro-tap, Agitador de malla o equivalente.

2.7.3.- Procedimiento de Prueba Recomendado:

- a.- Juntar los dos mallas U.S.A. y el fondo, la malla de mayor abertura en el tope y vertir una cantidad suficiente de arena de fracturamiento previamente distribuida, en la malla del tope, para proveer en esta celda una concentración de 4 lb/ft^2 por arrea de malla, del tamaño especificado, para la muestra que va a ser probada (por ejemplo Para una celda de prueba de 2 pulg. de diámetro interno se requiere de 40 grs. de muestra).

Para celdas de diámetros internos diferentes de 2", la ecuación 8.1 debe ser usada para determinar la cantidad apropiada de arena que debe ser colocada

en la celda de prueba. Coloque las mallas en el Rotap y tamice por 10 minutos.

$$W = 40.0 * (d/2)^2$$

Donde W = Peso de la arena de fracturamiento (gr.)
d = Diámetro interno de la celda de prueba (plg)

- b.- Descarte todo el material de la muestra de arena tamizada que permanece en el cedazo inferior.
- c.- Coloque la arena tamizada (Obtenida en la parte 8.3a) equivalente a 4 lb/ft² (pesada con aproximación a los 0.1 gr.) en la celda de prueba (Ej. una celda de prueba de diámetro interior de 2" requiere 40 gr de muestra de arena).

Verter la muestra de arena en la celda de prueba moviendo constantemente la fuente de arena para mantener la superficie en la celda lo mas nivelado posible.

- d.- Nivelar la superficie de arena en la celda. Esto se hará insertando el pistón en la celda y sin aplicar fuerza, rotar el pistón 180 grados (solo en una dirección).

Nota Para asegurar la uniformidad de la nivelación de la superficie de arena en la celda, la longitud del pistón debe ser 3.5 plg.

- e.- Sin agitar o mover la celda, colocar la celda conteniendo el pistón y la muestra de arena en la prensa.
- f.- Aplicar la carga requerida (dependiendo del tamaño de la celda a ser usada) hasta obtener un esfuerzo correspondiente al esfuerzo recomendado en la tabla 8.1 para el tamaño de arena que será probado. La carga de la celda debe ser aplicada de tal forma que nos tome un minuto alcanzar el nivel

recomendado y ese nivel debe mantenerse por dos minutos. Si la carga recomendada es excedida, la prueba debe ser anulada. Reducir la carga a cero y retire la celda de la prensa.

- h.- Juntar el cedazo de aberturas mas pequeñas con el fondo (Ver parte 8.3a) y transferir el contenido de la celda en el cedazo, usando una brocha pequeña para asegurarnos la transferencia de la muestra y de todos los finos. Coloque el cedazo y el fondo en el Ro-tap y tamice por 10 minutos.
- i.- Pesar con aproximación de 0.1 gr el material comprimido colectado en el fondo. Calcular en porcentaje, el peso del material comprimido del fondo con relación al peso de la muestra de arena originalmente puesta en la celda.
- j.- Reportar como porcentaje de finos el promedio de tres pruebas de resistencia a la compresión conducidos de acuerdo con la parte 8.3a a 8.3i.

2.7.4.-Finos Recomendados Las muestras de arenas de fracturamiento sujetas al esfuerzo especificado en la tabla 8.1 no deberán producir mas finos que el recomendado (en porcentaje en peso) para el tamaño de arena correspondiente, que es probado.

NOTA: Las cargas indicadas son para celdas con pistón de 2 pulgadas. Para celdas de otros tamaños, la carga de la celda debe ser ajustada por el factor:

$$(\text{diámetro de la celda}/2)^2$$

Por ejemplo, para una celda de tres pulgadas de diámetro la carga mostrada en la tabla 8.1 debe ser multiplicada por el factor, $(3/2)^2 = 2.25$.

Así para alcanzar un esfuerzo de 2000 psi se requerirá de una carga de $(6.2839) * ((2.25) = 14.137$ lbs de fuerza. Similarmente una celda de prueba de 1.5 plg. de diámetro requiere una carga aplicada de $(1.5/2)^2 = 0.5625$ multiplicada por la carga para una celda de 2" de diámetro $(6283) * (0.5625) = 3534$ lbs de fuerza. Para asegurar la uniformidad en la superficie de la arena, para cualquier diámetro del pistón la longitud del pistón debe ser 3.5 plg.

2.8.- ANÁLISIS MINERALÓGICO PARA LA ARENA DE FRACTURAMIENTO

2.8.1.- Procedimiento de prueba Una prueba cualitativa de difracción de rayos-x deberá ser realizada en una muestra representativa de arena de fracturamiento. La muestra debe ser disgregada de tal modo que pase por una malla 200, y distribuida en dos partes. Una porción de la muestra deberá ser usada con un pulverizador de rayos X y examinada desde un ángulo de 4 a 40 grados, 20 (CuK). La otra porción de la muestra, debe ser usada para preparar un deslizamiento orientado de arcillas.

Esta muestra debe ser dispersada en agua desionizada y luego permitir su hidratación. Si el líquido que se halla encima de los sólidos es claro, quiere decir que no hay arcillas presentes o muy pocas arcillas y un deslizamiento orientado de arcillas no será necesario. Si el líquido encima de los sólidos es turbio, extraer una muestra de la suspensión líquida, colocarla en un vaso de deslizamiento y permitir que se seque. Esta muestra del vaso de deslizamiento debe ser examinada a través de un ángulo de 4 a 14 grados.

2.8.2.-Reporte de resultados Los picos relativamente altos deben ser registrados y usados para estimar la cantidad

de arcillas presentes en la muestra. Reporte por tipo cualquier mineral presente en exceso de 1%.

2.9.- ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE MIGRACIÓN

ANTECEDENTES

El siguiente estudio fue realizado en el Laboratorio de Ingeniería de Petróleo de PetroPerú, por los Ingenieros Jose Vilca V. y Gladis Vilca(3), el cual propone un parámetro nuevo para la evaluación de las arenas de fracturamiento que lo denominaron "Capacidad de Migración" dicho parámetro envuelve todos los anteriormente descritos y lo trataremos en forma referencial.

CONCEPTO

Es condición indispensable para que una arena sea considerada como agente de sostén que cumpla con una serie de requisitos en lo que respecta al tamaño promedio del grano, forma, redondez, esfericidad, fracturamiento, distribución, composición, índice de ruptura, etc. ya que los granos han de estar sometidos a procesos físicos y químicos, que provocan su disgregación mecánica por presión y su disolución por el agua que penetra o que existe en las rocas reservorio, las cuales, si las circunstancias o las condiciones fisico-químicas son favorables, sufren un aumento de volumen que trae consigo la ruptura de la misma en sus partes mas débiles, fenómeno que también esta influenciado por las variaciones de temperatura y presiones del medio que se va a fracturar. Controladas las condiciones de las arenas se evitara que de ellas mismas y/o de las rocas reservorio se desprendan partículas muy finas (2 a 4 micras) reductoras de la permeabilidad del reservorio; así como también, como consecuencia del contacto de las partículas con el agua que lleva en disolución grupos ionicos, sales, ácidos

minerales libres, ácidos orgánicos etc... se produzcan cambios en la composición de los minerales, de los feldespatos por ejemplo, debido a oxidaciones, hidrataciones, calcitizaciones, etc... formándose nuevos compuestos mas estables que darían lugar a la disminución de la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio que se quiere fracturar. De ahí que en este trabajo se propone el uso de un nuevo concepto o factor que englobe a todos los ya conocidos para que sea considerado en las futuras evaluaciones de las arenas que se usan o puedan ser empleadas como agente de sostén. Este factor lo denominaremos "Capacidad de Migración" de las arenas que influye directamente en el resultado optimo del fracturamiento y depende del diámetro medio del grano, su grado de distribución, densidad de los componentes, su composición, grado de fracturamiento y resistencia a la ruptura y a la abrasión.

II.- RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DE LAS ARENAS IMPORTADAS

Como resultado de los altos costos por consumo de arena de fracturamiento, se llevaron a cabo pruebas segun Norma API, para determinar la calidad de la arena importada que venia siendo usada a nivel nacional, el siguiente es el resultado de dichas pruebas.

Los resultados que se dan en las tablas son promedios de diferentes pruebas a muestras aleatorias las cuales son promediados nuevamente en la tabla para obtener un promedio general final. Por ejemplo para cada valor de esfericidad y redondez dado en la tabla respectiva se han promediado cinco muestras de arena y el promedio es el reportado, posteriormente se ha obtenido el promedio final de las diferentes muestras.

Asimismo, los valores indicados en las tablas han sido redondeados a las centésimas.

Por lo tanto cada resultado puesto en la tabla es un indicador de la tendencia de la muestra total de arena.

El Dpto. Técnico de Petróleo ONO, entrego al IDES las siguientes muestras:

NOMBRE	NRO. MUESTRAS	MALLA
A-1	4	12/20
A-2	5	20/40
B-1	4	12/20
B-2	5	20/40
OTTAWA	6	20/40

Las muestras de arena que han sido observadas (no cumplen con algunas de las pruebas de la Norma RP-56 del API) son las siguientes

A R E N A A - 1

GRANULOMETRIA
(Porcentaje Retenido entre las Mallas 3° y 5°)

MUESTRA 1	79.38%	NO CUMPLE
MUESTRA 2	76.89%	NO CUMPLE
MUESTRA 3	81.80%	NO CUMPLE
MUESTRA 4	82.50%	NO CUMPLE

MÍNIMO REQUERIMIENTO API 90.00%

REDONDEZ
(Krumbein y Sloss)

MUESTRA 1	0.58	NO CUMPLE
-----------	------	-----------

MÍNIMO REQUERIMIENTO API 0.60

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN
(% Finos)

MUESTRA 2	16.25	NO CUMPLE
MUESTRA 3	17.10	NO CUMPLE

MÁXIMO REQUERIMIENTO API 16 %

A R E N A A - 2

REDONDEZ
(Krumbein y Sloss)

MUESTRA 6	0.51	NO CUMPLE
MUESTRA 7	0.48	NO CUMPLE
MUESTRA 8	0.53	NO CUMPLE
MUESTRA 9	0.59	NO CUMPLE

MÍNIMO REQUERIMIENTO API 0.60

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN
(% Finos)

MUESTRA 5 17.12 NO CUMPLE
MUESTRA 7 14.10 NO CUMPLE
MUESTRA 8 19.45 NO CUMPLE
MUESTRA 9 19.67 NO CUMPLE

MÁXIMO REQUERIMIENTO API 14 %

Los resultados finales de todas las pruebas son los siguientes:

PRUEBAS	M U E S T R A S				
	A-1	A-2	B-1	B-2	OTTAWA
Granulom.	NO CUMPLE	2	4	2	1
Esfereci.	3	3	2	2	2
Redondez	4	NO CUMPLE	3	3	2
Resist.Co	4	NO CUMPLE	3	2	1
Turbidez	1	3	2	3	1

Leyenda: (1) Cumple Excelentemente (2) Cumple Muy bien
(3) Cumple Bien (4) Cumple Regular

El resumen de los resultados obtenidos en el análisis de las 24 muestras es el siguiente:

GRANULOMETRIA:		Rec. API	
A-1	80.15%	Min. 90%	NO CUMPLE
A-2	94.84%	"	O.K.
B-1	91.60%	"	O.K.
B-2	97.01%	"	O.K.
OTTAWA	97.37%	"	O.K.

ESFERICIDAD			
A-1	0.78	Min. 0.60	O.K.
A-2	0.75	"	O.K.
B-1	0.80	"	O.K.
B-2	0.83	"	O.K.
OTTAWA	0.87	"	O.K.

REDONDEZ			
A-1	0.66	Min. 0.60	O.K.
A-2	0.56	"	NO CUMPLE
B-1	0.72	"	O.K.
B-2	0.68	"	O.K.
OTTAWA	0.79	"	O.K.

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN			
A-1	14.00%	Max. 16%	O.K.
A-2	16.68%	" 14%	NO CUMPLE
B-1	8.79%	" 16%	O.K.
B-2	6.51%	" 14%	O.K.
OTTAWA	3.32%	" 14%	O.K.

TURBIDEZ			
A-1	27.00 FTU	Max. 250 FTU	O.K.
A-2	53.40 FTU	"	O.K.
B-1	60.00 FTU	"	O.K.
B-2	135.00 FTU	"	O.K.
OTTAWA	22.00 FTU	"	O.K.

OBSERVACIONES SOBRE LAS ARENAS IMPORTADAS

1.- La arena A-1 no cumple eficientemente con las pruebas de granulometria, redondez y resistencia a la compresión, por lo que no recomendamos su empleo en las operaciones de fracturamiento.

2.- En vista de los resultados obtenidos en la evaluación de la arena A-2 recomendamos no emplear dicha arena en pozos profundos que tengan presiones de cierres mayores a 3500 psi. debido a que su uso producirá una conductividad en la fractura por debajo de lo óptimo.

3.- Acorde a los resultados obtenidos en la evaluación de las arenas B-1 y B-2 recomendamos seguir empleándolas.

4.- La arena B-2 puede ser empleada en operaciones de fracturamiento de pozos profundos, hasta una presión de cierre de 5050 psi.

5.- De conformidad a los análisis efectuados a la arena Ottawa y en especial a la prueba de resistencia a la compresión, indicamos que esta es una excelente arena, por lo que recomendamos su empleo a mayores profundidades que la arena B-1 y B-2, hasta una presión de cierre de 6,800 psi.

6.- Debido a los resultados del Control de Calidad de las arenas A-1 y A-2, recomendamos se evalúe el historial de producción de los pozos fracturados con estas arenas, versus los pozos fracturados empleando las arenas B-1, B-2 y Ottawa, en una determinada área y a profundidades y presiones de cierre muy semejantes. Independientemente de los resultados de esta evaluación hacer presente los respectivos reclamos a la Compañía de Servicios que esta proporcionándonos este material.

DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS

Las pruebas de laboratorio para análisis de arenas de fracturamiento, se basan en las Normas API RP-56, las que describiremos resumidamente:

1.- PRUEBA DE GRANULOMETRIA

Las arenas deberán ser tamizadas de acuerdo al siguiente cuadro:

	N MALLA	12/20	20/40
JUEGOS DE	1	8	16
MALLAS	2	12	20
RECOMENDADOS	3	16	30
PARA LA	4	18	35
PRUEBA	5	20	40
	6	30	50
	7	FONDO	FONDO

Al tamizar la muestra de arena (100 gr), los porcentajes de retención tendrán como máximo y mínimo los siguientes valores:

Primera malla : Máximo 0.1%
Entre la 3° y 5° malla : Mínimo 90%
Fondo : Máximo 1%

2.- PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

Esta prueba se realiza utilizando un microscopio binocular, comparando la textura de una muestra aleatoria con la tabla recomendada por Krumbein y Sloss los valores mínimos establecidos por el API son:

ESFERICIDAD PROMEDIO : 0.6 (MÍNIMO)
REDONDEZ PROMEDIO : 0.6 (MÍNIMO)

3.- PRUEBA DE SOLUBILIDAD AL ÁCIDO

Se somete la muestra de arena a una solución ácida de HCl al 12% y HF al 3%, el valor de máxima solubilidad al ácido, expresado en porcentaje en peso de la muestra, alcanzara como máximo el siguiente valor:

Tamaño de Arena (Malla)	Máxima Solubilidad (% en peso)
12/20 y 20/40	2.0

El IDES no cuenta con el material y ambiente adecuado para la realización de esta prueba.

4.- PRUEBA DE TURBIDEZ

Al medir la transmitancia de una mezcla de arena con agua, en un espectrofotómetro previamente calibrado, esta no debe de sobrepasar el máximo porcentaje permitido, que en unidades equivalentes de FTU es:

Máxima Turbidez ; 250 F.T.U.

5.- PRUEBA DE COMPRESIÓN

Al realizar las pruebas de resistencia al esfuerzo de compresión en una prensa hidraulica, el maximo porcentaje de finos generados se indica en la siguiente tabla:

ESFUERZO A SER APLICADO Y MÁXIMO PORCENTAJE DE FINOS

Tamaño de Malla	Carga en la Celda en lb-fuerza	Esfuerzo en la Arena psi	Máximo Porcentaje por peso de finos
12/20	9.425	3.000	16
20/40	12.566	4.000	14

IV.- EXPLORACIÓN DE ÁREAS CON POTENCIAL ARENÍFERO

1.- Análisis

Con la finalidad de obtener información de estudios realizados anteriormente sobre la ubicación de yacimientos de arena de alto contenido de Sílice, se visito instituciones como el INGEMMET (Instituto Geológico Minero y Metalúrgico) donde encontramos estudios avanzados sobre ubicaciones geográficas de yacimientos de arena.

La información obtenida es la siguiente:

CRETÁCEO INFERIOR

En la cuenca occidental desarrollada entre el Geoanticlinal del Marañon-Mantaro y un arco de islas inmediatas a la Cordillera de la costa se acumulo durante el transcurso del Neocomiano-Aptiano depósitos marinos predominando hacia el oeste las facies volcánico sedimentarias mientras que hacia el este eran de naturaleza deltaica o continental. Es así como se constituyen los siguientes grupos y formaciones representativas de esa edad.

A.- FAJA COSTANERA Y FAJA ANDINA OCCIDENTAL

En el sector septentrional y central de la cordillera occidental el cretáceo inferior esta representado por el grupo GOYLLARISQUIZGA que se extiende desde los departamentos de Lambayeque y Cajamarca, hasta los andes centrales presentando su mejor desarrollo en los valles de Chicama y Santa donde se divide en las formaciones: Fm. Chimu, Santa, Carhuaz

y Farrat con litologías compuestas por material clástico (cuarcitas, areniscas, lutitas, calizas y margas) conteniendo carbón antracítico en los niveles inferiores del grupo (Fm. Chimu) Sus facies son marinas presentando espesores que varían desde los 2200 a 2500 m. Hacia el este forman una sola unidad, llamada Fm. Goyllarisquizga que aflora a manera de fajas de rumbo SE-NW y que se extiende desde el Departamento de Cajamarca hasta el Departamento de Huancavelica, compuesta de cuarcitas, areniscas cuarzosas, conglomerados etc. de facies deltaica a continental, con espesores de entre 150 a 1000 mt.

En la costa central, departamento de Ancash se le denomina grupo HUAYLLAPAMPA con facies volcánico sedimentarias, cuyos espesores tienen aproximadamente 2400 mt. comprendiendo a las formaciones Chala, Chinchipe y Huamancay.

En Lima desde Chancay al NO hasta Cañete, al SE el Cretáceo Inferior esta representado por el grupo Puente Piedra; las formaciones Salto del Fraile, Herradura, Malcavilca conformado por el grupo Morro Solar y las formaciones Pamplona y Atocongo. Sus litologías están constituidas por material volcánico, cuarcitas, lutitas, areniscas calcáreas y chert. Sus grosores varían entre 80-1800 mt.

Al sur de Lima, en Ica, el Cretáceo Inferior esta representado por las formaciones Copara y Yauca, la primera de facie sedimentaria volcánica y la segunda sedimentaria con secuencias mayormente lutaceas, mas al sur en Arequipa y Moquegua (sector del flanco andino); el Cretáceo Inferior deviene como continuación del Jurásico Superior estando representado por la parte superior del grupo Yura; formación Huallauani con cuarcitas cuyos espesores van de los 65-300 mt, luego la

formación Murco conformada por lutitas, cuarcitas y calizas cuyos espesores van desde los 80-200 mt.

B.- REGIÓN DEL ALTIPLANO (Cuenca del Lago Titicaca)

El Cretáceo Inferior esta representado por las formaciones Sipin y Muni, compuestas de calizas, lutitas, areniscas de facies marinas y deltaicas con espesores de 40 a 275 mt., y hacia el sector nor-oriental del Lago Titicaca la formación Huancané constituido de areniscas cuarciticas de facie semi continental a continental.

C.- FAJA SUB ANDINA Y REGIÓN ORIENTAL

Con respecto a la cuenca oriental esta se desarrolla entre el Geoanticlinal y el borde oriental del escudo brasileño. En ella se acumularon depósitos de facies continental a lacustrico que constituyeron el grupo oriente, cuyas formaciones inferiores son:

Cushabatay, Esperanza y Agua Caliente, las dos primeras constituidas por areniscas con delgadas intercalaciones de lutitas, sus espesores varían entre los 300 mt y 1700 mt. La mejor exposición se observa en la región de Contamana. El miembro inferior de la formación oriente (Cushabatay) reposa con discordancia erosional hasta angular sobre la formación Sarayaquillo del Jurásico superior mientras que el contacto superior es transicional al Cretáceo Medio.

2.- Exploración

De acuerdo con la información obtenida del INGEMMET se diseñaron dos programas de exploración.

Posteriormente se visito el Ministerio de Energía y Minas para obtener información sobre denuncios de arenas de sílice, se obtuvo información sobre el denuncia de arena de sílice del Sr. Tomas De Rossi, a continuación detallamos los programas de exploración y la ubicación del denuncia Barrranco:

PROGRAMA DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS ARENÍFEROS

Cumpliendo con el cronograma del proyecto; "Evaluación de Arenas Nacionales para Fracturamiento Hidraulico"; diseñamos el siguiente programa de exploración; el cual se realiza de conformidad con estudios efectuados por el INGEMMET (Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico) de zonas prospectables por Arena de alto contenido de Sílice, la misma que será probada, de acuerdo con los requerimientos de la A.P.I., para arenas de fracturamiento.

	Día Estimado
1.- SALIDA : LIMA;	Día 1°
2.- PRIMERA PARADA : ANCASH; Provincia de Santa, se ha registrado un Yacimiento próximo a la desembocadura del Río Santa. En análisis efectuados en una muestra de arena de este yacimiento se ha obtenido un contenido de sílice superior al 95%.	Día 1°
3.- SEGUNDA PARADA : TRUJILLO; Al norte de la ciudad de Trujillo próximo a la población de Laredo, en las Quebradas Río Seco y León.	Día 2°
4.- TERCERA PARADA LA LIBERTAD; Se encuentra una arena cretácica que se localiza al NW de Huamachuco, a la margen derecha del río Yamobamba. Análisis efectuados en algunas muestras han obtenido valores del 99% de Sílice.	Día 3°
5.- CUARTA PARADA : CAJAMARCA; Llegando a la ciudad de Cajamarca a las faldas del Cerro Gavilán, existen afloramientos de arenas cretácicas, de la formación Goylarisquizga.	Día 4°

PROGRAMA DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS ARENÍFEROS
CRONOGRAMA N° 2

- 1° SALIDA : LIMA Día 1°
- 2° ZONA DE MUESTREO : JUNIN Día 1°
Las arenas cretácicas corresponden a niveles del grupo Goyllarisquizga donde aparecen en alternancia con areniscas y lutitas; son de coloración gris claro a blanco amarillento y el tamaño del grano de fino a mediano. Estas arenas localizadas en la provincia de Jauja en el área de los distritos de Llocllapampa y El Rosario (Curicaca). Visitar zona de explotación del Denuncio Barranco. (Planta la Oroya).
- 3° ZONA DE MUESTREO : PASCO Día 3°
Tomar muestras en la carretera central rumbo a cerro de pasco. Como consecuencia de la alteración de las areniscas y cuarcitas de la formación Goyllarisquizga se ha depositado arena en el paraje Lo Angeles del distrito Simon Bolívar, provincia de Pasco. En gravas y arenas se han inventariado siete depósitos, todos activos, cuatro de ellos localizados entre las poblaciones de San Antonio de Rancas y Tiyahuanco y tres al norte de Ninacaca, en la provincia de Pasco.
- 4.- LLEGADA A LIMA CON LAS MUESTRAS DE ARENA Día 6°

INFORMACIÓN OBTENIDA DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, SOBRE
EL DENUNCIO DE ARENAS DE SÍLICE, DEL SEÑOR TOMAS DE ROSSI

NUMERO DE PARTIDA	20382
NOMBRE DEL DENUNCIO	BARRANCO
TIPO	NO METÁLICO (Sílice y Arcillas)
FECHA	03/ENERO/78
REGIÓN HUARI	PARAJE FIERRO MINA, REGIÓN
DISTRITO	CHACAPALCA
PROVINCIA	YAULI
DEPARTAMENTO	JUNIN

UBICACIÓN

Tomando de punto de partida el pueblo de Huari a 3.33 Kms. al
N-276°30'-E entre los cerros:

Cerro Riccocha
Cerro Paneton
Cerro Sillapata
Cerro Huari
Cerro Panetoncito

3.- Método Alternativo para ubicar yacimientos areníferos.-

Complementando la exploración se circulo a nombre de PetroPerú memorándums a diferentes empresas solicitando muestras de arena para ser analizadas de acuerdo a las normas API; se circularon memorándums a las siguientes empresas:

MINERO PERÚ
GRAÑA Y MONTERO
CEMENTOS LIMA
ATOQ
TANUS

Entre otras que nos informaron no tener arenas como las que solicitamos. Las empresas que nos mandaron muestras de arena fueron las mencionadas mas arriba, sus arenas fueron analizadas en el laboratorio, algunas de las cuales fueron descartadas por su granulometria, por el tamaño de grano que resultaba ser demasiado fino.

NOTA Los cronogramas de exploración no fueron cumplidos debido a factores económicos y de política interna de PetroPerú.

V.- RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DE LA ARENA NACIONAL

ARENA NACIONAL DE LA OROYA MALLA 12/20

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
8 12/20 FONDO	Max. 0.1	0.02
	Min. 90.0	34.73
	Maz. 1.0	0.35

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.79
REDONDEZ	Min. 0.60	0.56

PRUEBAS DE COMPRESION

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 3000 PSI	Max. 16 % % Finos	18.10

PRUEBA DE TURBIDEZ

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	72.00	(MAX.)
F.T.U.	35.00	250

PRUEBA DE SOLUBILIDAD AL ACIDO

PROMEDIO	REQ. API
SOLUB. %PESO	MAX. %PESO
0.7880	2.00

ARENA NACIONAL DE CAJAMARCA
(SIN TRATAR)
ARENA ROJA (MALLA 20/40)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	-
12/20	Min. 90.0	55.5
20/40	Min. 90.0	20.5
FONDO	Maz. 1.0	-

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.69
REDONDEZ	Min. 0.60	0.31

PRUEBAS DE COMPRESION

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	19.20

PRUEBA DE TURBIDEZ

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	24.30	(MAX.)
F.T.U.	195.00	250

PRUEBA DE SOLUBILIDAD AL ACIDO

PROMEDIO	REQ. API
SOLUB. %PESO	MAX. %PESO
0.7652	2.00

ARENA NACIONAL DE CAJAMARCA MUESTRA "A"
(SIN TRATAR)
ARENA ROJA (MALLA 20/40) Y MALLA (12/20)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	-
12/20	Min. 90.0	14.48
20/40	Min. 90.0	25.48
FONDO	Maz. 1.0	-

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

MALLA 20/40	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.60
REDONDEZ	Min. 0.60	0.38

MALLA 12/20	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.69
REDONDEZ	Min. 0.60	0.42

PRUEBAS DE COMPRESION

MALLA 20/40

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	17.36

MALLA 12/20

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 16 % % Finos	28.30

PRUEBA DE TURBIDEZ

MALLA 20/40

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	59.16	(MAX.)
F.T.U.	110.00	250

MALLA 12/20

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	56.16	(MAX.)
F.T.U.	120.00	250

ARENA NACIONAL DE CAJAMARCA MUESTRA "A"
(SIN TRATAR)
ARENA ROJA (MALLA 20/40) Y MALLA (12/20)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	-
12/20	Min. 90.0	35.50
20/40	Min. 90.0	27.48
FONDO	Maz. 1.0	-

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

MALLA 20/40	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.53
REDONDEZ	Min. 0.60	0.36

MALLA 12/20	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.62
REDONDEZ	Min. 0.60	0.42

PRUEBAS DE COMPRESION

MALLA 20/40

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	18.60

MALLA 12/20

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 3000 PSI	Max. 16 % % Finos	27.30

PRUEBA DE TURBIDEZ

MALLA 20/40

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	48.70	(MAX.)
F.T.U.	170.00	250

MALLA 12/20

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	43.70	(MAX.)
F.T.U.	200.00	250

ARENA NACIONAL DE G.M.P.
MALLA 20/40

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
8	Max. 0.1	0.00
16/20	Min. 90.0	93.76
FONDO	Maz. 1.0	0.37

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.80
REDONDEZ	Min. 0.60	0.38

PRUEBAS DE COMPRESION

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRESION A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	39.08

PRUEBA DE TURBIDEZ

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	35.60	(MAX.)
F.T.U.	138.00	250

ARENA NACIONAL DE CAJAMARCA
(SIN TRATAR)
MUESTRA NRO. 3 (MALLA 20/40)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	0.00
20/40	Min. 90.0	16.60
FONDO	Maz. 1.0	0.00

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.79
REDONDEZ	Min. 0.60	0.31

PRUEBAS DE COMPRESION

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	39.80

PRUEBA DE TURBIDEZ

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	31.70	(MAX.)
F.T.U.	150.00	250

ARENA NACIONAL DE MINERO PERU
(SIN TRATAR)
ARENA (MALLA 20/40) Y (MALLA 12/20)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	0.00
12/20	Min. 90.0	42.42
16/20	Min. 90.0	26.68
FONDO	Maz. 1.0	0.00

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

MALLA 20/40	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.64
REDONDEZ	Min. 0.60	0.39

MALLA 12/20	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.66
REDONDEZ	Min. 0.60	0.35

PRUEBAS DE COMPRESION

MALLA 20/40

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	48.84

MALLA 12/20

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 3000 PSI	Max. 16 % % Finos	47.15

PRUEBA DE TURBIDEZ

MALLA 20/40

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	8.50	(MAX.)
F.T.U.	520.00	250

MALLA 12/20

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	11.60	(MAX.)
F.T.U.	490.00	250

ARENA NACIONAL DE TANUS

ARENA (MALLA 20/40) Y (MALLA 12/20)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	0.00
12/20	Min. 90.0	97.00
20/40	Min. 90.0	99.60
FONDO	Maz. 1.0	0.00

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

MALLA 20/40	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.79
REDONDEZ	Min. 0.60	0.56

MALLA 12/20	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.79
REDONDEZ	Min. 0.60	0.56

PRUEBAS DE COMPRESION

MALLA 20/40

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	28.50

MALLA 12/20

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRE. A 3000 PSI	Max. 16 % % Finos	18.10

PRUEBA DE TURBIDEZ

MALLA 20/40

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	89.40	(MAX.)
F.T.U.	20.00	250

MALLA 12/20

TURBIDEZ	PROMEDIO	REQ. API
TRANSMITAN.	70.60	(MAX.)
F.T.U.	28.00	250

ARENA NACIONAL DE LA MINA "LOS ZAPITOS" EN CAJAMARCA

(SIN TRATAR)

ARENA (MALLA 20/40) Y (MALLA 12/20)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	0.00
12/20	Min. 90.0	43.09
20/40	Min. 90.0	36.43
FONDO	Maz. 1.0	0.00

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

MALLA 20/40	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.25
REDONDEZ	Min. 0.60	0.55

MALLA 12/20	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.29
REDONDEZ	Min. 0.60	0.54

PRUEBAS DE COMPRESION

MALLA 20/40

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRESION A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	32.20

MALLA 12/20

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRESION A 3000 PSI	Max. 16 % % Finos	47.35

ARENA NACIONAL DE CAJAMARCA MUESTRA 2

ARENA (MALLA 20/40) Y (MALLA 12/20)

GRANULOMETRIA

MALLA	REQUERIMIENTO API	
	PESO (GR)	%PESO
1ra	Max. 0.1	0.00
12/20	Min. 90.0	21.00
20/40	Min. 90.0	44.25
FONDO	Maz. 1.0	0.00

PRUEBA DE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

MALLA 20/40	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.30
REDONDEZ	Min. 0.60	0.56

MALLA 12/20	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESFERICIDAD	Min. 0.60	0.32
REDONDEZ	Min. 0.60	0.65

PRUEBAS DE COMPRESION

MALLA 20/40

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRESION A 4000 PSI	Max. 14 % % Finos	33.35

MALLA 12/20

	REQUERIMIENTO API	PROMEDIO
ESF. COMPRESION A 3000 PSI	Max. 16 % % Finos	39.82

VI.- ANÁLISIS ECONÓMICO

El ciclo vital de un proyecto comprende tres fases

Pre Inversión, Ejecución y Operación.

El estudio de Pre-Inversión implica la formulación de una alternativa armoniosa, integrada y factible que permita la instalación o mejoramiento de una unidad de producción de bienes.

Es el caso de este estudio que comprende desde la concepción de la idea hasta el análisis final de los elementos de juicio necesarios para decidir la ejecución del proyecto.

CLASIFICACIÓN DE PROYECTOS

La envergadura de los estudios a realizar depende del tipo de proyecto del monto y riesgo de la inversión a ejecutar.

Los proyectos de inversión de una Empresa se pueden clasificar en las siguientes categorías:

A.- Proyectos de Riesgo Mínimo:

Comprende básicamente las inversiones de reposición destinadas a mantener el nivel operativo de proyectos mayores ya implementados, donde el riesgo es mínimo.

Tal es el caso de reemplazo de equipos o maquinarias cuyo desgaste ha mermado el nivel eficiente de rendimiento que debe tener el conjunto y que impliquen decisiones de alquiler vs. compras de equipos y/o servicios. En esta categoría se encuentra la gran mayoría de inversiones corrientes.

B.- Proyectos de Riesgo

Es el caso de la construcción de nuevas refinerías o plantas que requieren aplicación de capital en condiciones riesgosas de mercado, precios, tecnología etc...

Es el caso de este proyecto que comprende la inversión en un nuevo proyecto que involucra una inversión mayor y suponen un determinado riesgo económico.

C.- Proyectos de Exploración-Producción :

Este tipo de proyectos es tratado en forma separada no solo por el alto riesgo que significa sino que debido a que representa una porción mayoritaria del nivel de inversiones permanentes de la empresa petrolera, revistiendo su evaluación características especiales.

ESTUDIOS PARA DECIDIR INVERSIONES

También denominados proyectos de Pre-Inversión comprende los estudios que permiten tomar la decisión de invertir en su ejecución sobre bases seguras.

Los estudios se efectúan en tres niveles:

A.- Estudios Preliminares.

Es el conjunto de informaciones y análisis de carácter cualitativo que permiten definir una idea de inversión y decidir la asignación de recursos para la ejecución de estudios mas detallados.

B.- Estudios de Pre-Factibilidad

Comprende, el conjunto de datos, investigaciones y análisis de tipo técnico, económico y financiero que tiene como objetivo asegurar la existencia de por lo menos una alternativa viable para la implementación del proyecto y asignar recursos para los estudios de factibilidad sobre bases mas confiables.

C.- Estudio de Factibilidad

Es el conjunto de informaciones y análisis de tipo técnico económico necesarios para decidir la ejecución de un proyecto su rechazo o postergación.

Este estudio deberá ser desarrollado en un grado de detalle tal, que asegure una aproximación razonable respecto a la inversión total y que permita iniciar de inmediato las acciones previas a su implementación. Los estudios de ingeniería básica forman parte de este estudio de factibilidad al analizar con mayor detalle los aspectos técnicos del proyecto.

Previos a la ejecución del estudio previo de ingeniería, se definen los requerimientos de mano de obra, insumos de maquinaria y equipos para la construcción y operación del proyecto.

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

La evaluación de proyectos de la empresa será llevado a cabo siguiendo los criterios de Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión (PAY OUT) etc...

Todos los proyectos independientemente de la inversión efectuada con recursos propios o con financiamiento, son presentados con un flujo de fondos expresado en dólares constantes para efectos de su evaluación.

Los proyectos son evaluados económicamente es decir considerando el monto total de la inversión que se va a destinar al proyecto sin incluir el servicio de la deuda (pago de amortizaciones o intereses). En caso de contar con financiamiento se desarrollara alternativamente una evaluación financiera incluyendo el servicio de la deuda.

PRINCIPALES ASPECTOS DEL ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD

Todo estudio de pre-factibilidad de proyectos de producción industrial comprende los siguientes aspectos:

- I - Mercado del Proyecto.
- II - Procesos Productivos.
- III - Tamaño de la Planta.
- IV - Requerimientos de Inversión.

I.- Mercado del Proyecto

Para realizar el estudio del mercado debemos precisar aspectos cuantitativos tales como:

- Área Geográfica del Proyecto.
- Que volúmenes se pueden vender.
- A que precios.
- Que condiciones se requieren.
- Por que medios.

Para precisar estos aspectos la información requerida se puede clasificar en cinco grupos:

- 1.- Influencias externas.
- 2.- Producto.
- 3.- Oferta.
- 4.- Demanda.
- 5.- Distribución

A.- Definición de las Áreas Geográficas del Proyecto

En el caso del proyecto "Arena de fracturamiento Nacional" el mercado principal es Operaciones NorOeste (ONO) de Talara, en Piura.

El área de explotación de la arena nacional por lo tanto debe encontrarse lo mas cercano posible a Talara, las arenas evaluadas corresponden a yacimientos areníferos en Piura, Cajamarca, La Oroya, lo que nos indica que es un proyecto a nivel nacional y con posibilidades de ofertarlo al mercado internacional, dependiendo de los resultados de las pruebas realizadas a las arenas.

B.- Influencias Externas

En este rubro se agrupa todos aquellos elementos que escapan al control de la empresa tales como:

- 1.- Dispositivos legales sobre producción y distribución de productos.
- 2.- Fenomenos económicos estructurales desequilibrio en la distribución del ingreso, dependencia económica, capacidad instalada, estructura y características.

En el caso de este proyecto no se tiene una capacidad instalada, excepto para la arena ATOQ que posee una planta de tratamiento ubicada en La Oroya.

3.- Evaluación técnica y tecnológica, productos sucedáneos o previsibles.

Los resultados de la evaluación técnica de las arenas es el que se dio en el capítulo anterior.

En cuanto a la tecnología, es necesario importar la tecnología de tratamiento de la arena para mejorar el grado de redondez de las muestras de arena.

4.- Precios Internacionales

El precio del saco de arena que actualmente se esta usando en PetroPerú es de 29.00 \$.

C.- Producto que se Producirá :

El producto final será arena de fracturamiento nacional Mallas 12/20 y 20/40 en sacos de 100 lbs.

Las condiciones de uso del producto son:

- El uso que se le dará es para fracturar pozos hidráulicamente.

Lo utilizaran las Compañías de Servicios que realizan las operaciones de fracturamiento hidráulico.

- El fin de su uso es mantener en la fractura una alta permeabilidad.

D.- Estudio de la Demanda

La demanda se define en relación a la de mercado del producto. Se calcula la demanda en base al consumo anual aparente.

El estudio de mercado es analizado en función de parámetros que difieren de modo tal que nuestro producto es de uso industrial. En este caso los productos son usados por las empresas para su transformación (materia prima). Es decir el producto en si no se transforma si no que se forma una mezcla de fluido de fracturamiento aditivos y arena lo cual nos da una mezcla de fluido de fracturamiento.

El sistema de distribución, es el transporte de arena desde su lugar de origen hasta los depósitos en Talara, para lo cual se puede ver el precio de transporte en la tabla adjunta; del deposito se traslada al pozo a ser fracturado, que es el punto final de traslado.

En cuanto al análisis de competencia, se tiene como competencia a la arena norteamericana UNIMIN, Texas Minning, etc... las arenas importadas actualmente nos la venden a un precio de 29.00 \$ el saco, por lo tanto el precio de la arena nacional debe ser menor. El modo de operar de estas compañías es mandar muestras de arena y resultados de pruebas realizadas por ellos. Por lo tanto la arena nacional debe cumplir las Normas API y ser mas barata.

El consumo de arena para fracturamiento (demanda) en los años 1991, 1992, 1993 y 1994 fue :

Para la siguiente cantidad de Pozos Perforados :

CANTIDAD DE POZOS PERFORADOS

AÑOS	PETRO PERU	OTROS	TOTAL
91	53	6	59
92	33	12	45
93	35	14	49
94	31	15	46

El consumo de arena para los años 91 92 93 y 94 fue :

CONSUMO DE ARENA DE FRACTURAMIENTO EN SACOS

	AÑO 1991 TIPO ARENA		AÑO 1992 TIPO ARENA		AÑO 1993 TIPO ARENA		AÑO 1994 TIPO ARENA	
	20/40	12/20	20/40	12/20	20/40	12/20	20/40	12/20
TOT	56699	39412	43245	30060	47089	32732	44206	30728

Promedio Arena 20/40 : 47,809 Arena 12/20 : 33,233

En cuanto al sistema de distribución o transporte los precios son:

Millaje Transportados de Arena (Milla)	.3.58\$
Manipuleo y Descarga de Arena (Pie ³)	.2.32\$
Transporte de Arena (Tn/Milla)	.1.44\$

Estos datos transaformados a \$/Sx

Transporte de Arena	.0.0172 \$/Sx/Milla
Manipuleo y Descarga	.2.32 \$/Sx

La tendencia del consumo, esta en relación con el numero de fracturamientos y numero de pozos perforados, y por lo tanto con la capacidad económica de la empresa, pero la actividad petrolera, asegura el mercado para la venta de arena de fracturamiento.

II.- Proceso Productivo

Descripción y Principales Características

La tecnología existente en el proceso productivo es la siguiente:

Con un cargador frontal pequeño se levanta la arena en bruto la cual es sometida a vibración y lavado, para eliminar los finos, se procede al secado y tamizado en mallas especiales recomendadas, luego de tamizar la arena debe ser tratada para aumentar su redondez. Para lo cual pasan por fajas transportadoras hasta una centrifuga equipada adecuadamente, se realiza posteriormente la clasificación por mallas y el control de calidad para determinar el cumplimiento con la norma API y proceder al embolsado.

Requerimiento de Insumos: El insumo principal es la arena de alto contenido de sílice con pocas impurezas.

Requerimiento de Servicios Auxiliares: Se requiere el servicio de transporte agua y electricidad.

Requerimiento de mano de obra: Será necesario contratar personal obrero para que realicen la labor de tamizado y el tratamiento para aumentar la redondez.

Servicios de Mantenimiento: Se debe realizar mantenimiento a las instalaciones.

Inversiones, Disponibilidad Tecnológica: Se debe invertir en comprar la tecnología para aumentar la redondez.

III.- Estudio del Tamaño de la Planta

El tamaño de un proyecto se encuentra determinado por su capacidad para elaborar el producto o servicio propuesto.

Tal capacidad se suele referir a su máximo volumen de producción durante un periodo que se considere normal.

Para el caso de nuestra planta de arenas de fracturamiento, la construcción de una planta de alta capacidad implica un factor de operación menor, durante el periodo comprendido entre su puesta en marcha hasta el momento en que opera al 100% de su capacidad. Asimismo, implica mayores costos fijos unitarios durante sus primeros años de operación.

A lo anterior se contrapone la mejor economía de escala asociada con las refinerías de gran tamaño una vez que alcanzan plena capacidad, lo cual se basa en el hecho que las inversiones no son directamente proporcionales a los tamaños de planta sino que varían en función de un exponente fraccionario.

El tamaño adecuado se obtiene como resultado de un proceso de aproximaciones sucesivas entre los factores involucrados buscando el resultado económico mas favorable.

El mercado relacionado nos indica un consumo potencial aproximado de 50,000 sxs anuales de Arena 20/40 y 30,000 sxs de Arena 12/20.

Localización de la Planta:

Los factores que inciden en la determinación de la ubicación del proyecto son numerosos y muchos de ellos resultan ser específicos a la naturaleza de cada proyecto.

Dentro de estos factores los de mayor significación se citan a continuación:

- A.- Proximidad al mercado.
- B.- Proximidad a la materia prima.
- C.- Disponibilidad de servicios.
 - Suministros.
 - Mano de Obra.
- D.- Facilidades asociadas.
 - Condiciones ambientales.
 - Comunicaciones.
 - Interrelación con otras actividades.
- E.- Otros factores.
 - Características del proyecto.
 - Dispositivos legales.
 - Incentivos legales por descentralización.

En base a los factores principales anteriormente mencionados y a la mayor ponderación para la decisión de las variables proximidad al mercado, proximidad a la materia prima y disponibilidad de los servicios, se decidió que la planta este ubicada en Cajamarca.

IV.- Requerimientos de Inversión

Los proyectos relacionados con la instalación, ampliación diversificación o mantenimiento de la calidad operativa de una planta implican la realización de un desembolso que dependerá del tamaño y naturaleza del proyecto y de la oportunidad de su ejecución.

La inversión a realizar comprende

- A.- Estudios de Ingeniería y otros.
- B.- Adquisición de equipo, materiales, terreno etc...
- C.- Obras de construcción civil y montaje.
- D.- Gastos pre-operativos arranque y Capital de Trabajo.

Analizando los rubros de inversión en nuestro proyecto podemos indicar lo siguiente:

A.- Estudios de Ingeniería y Otros: El estudio de Ingeniería preliminar es el presente y adicionalmente se requieren estudios económicos de mayor detalle, cuyo costo se aproxima en 5,000 \$.

B.- Adquisición de Equipo Materiales y Terrenos: En base a plantas procesadoras de arena de alto contenido de sílice para la industria del vidrio podemos aproximar el costo de la adquisición de equipos materiales y terreno en:

La inversión que consiste en

Cargador Frontal	.50,000.00
Fajas Transportadoras	.50,000.00
Equipo Centrifugo para redondeo	.50,000.00
Horno de Secado	.10,000.00
Embolsadora	.5,000.00
Camionetas (2)	.28,000.00

Sistema de Comunicación	20,000.00
Terreno	10,000.00
Otros/Contingencias 20% Subtotal	44,600.00
TOTAL :		267,600.00 \$

C.- Obras de construcción civil y montaje: 45,000 \$

El precio de terreno construido se cotizo en 180\$/mt2 para un área construida de 50 metros cuadrados.

D.- Gastos pre-operativos arranque y Capital de Trabajo, consistirá básicamente de sueldos por seis meses para el siguiente personal :

1 Gerente	2,000.00 \$
1 Ingeniero	1,500.00 \$
1 Secretaria	500.00 \$
10 Obreros	400.00 \$ c/u
TOTAL ANUAL :		84,000.00 \$

Esto considera adicionalmente los beneficios del personal.

Entonces la Inversión total sería:

$$A + B + C + D =$$

$$5,000 + 267,600 + 45,000 + 84,000 = 401,600\$$$

Gastos Operativos:

Los ingresos de efectivo del proyecto tienen lugar durante toda la operación, obteniéndose como resultado de la colocación de la producción. Los

ingresos están determinados por el precio unitario y los volúmenes a ser colocados en el mercado.

Los costos de operación del proyecto representan la cuantificación de todos los bienes y servicios aplicados al proyecto en cada periodo durante la etapa de producción.

Es a través de los costos como se determina la eficiencia o capacidad para desarrollar la actividad propuesta.

En un proyecto al igual que en las empresas las funciones compatibles con su finalidad son:

- Producción
- Administración
- Comercialización
- Financiera

Es común agrupar las funciones producción y administración bajo el rubro "gastos de operación"

En adición es útil clasificar y presentar los costos por su conducta frente al nivel de actividad del proyecto, esto es en relación con el volumen de producción. De acuerdo con esto los costos se agrupan en:

- Costos Fijos.
- Costos Variables.

Los costos fijos son aquella porción de los cargos imputados que permanecen invariables ante los cambios en el volumen de producción.

Los costos variables conforman la porción de cargos que varían en relación con el volumen de producción.

A continuación se muestra en el cuadro adjunto la clasificación de costos de proyecto según su conducta:

DETALLE DE COSTO ANUAL (\$.)

	<u>FIJOS</u>	<u>VARIABLES</u>	<u>TOTAL</u>
<u>PRODUCCIÓN</u>			
<u>Directos</u>			
Materia Prima	---	30,000	30,000
Materiales Auxiliares	16,000	20,000	36,000
Suministros	16,000	20,000	36,000
Labor y Beneficios	168,000	---	168,000
<u>Indirectos</u>			
Mantenimiento	31,400	20,000	51,400
Seguros	25,700	---	25,700
Agua.Energia	62,000	46,000	108,000
Administrativos/Financ.	20,000	---	20,000
<u>TOTAL OPERACIÓN</u>			<u>-----</u> 475,100

Para el máximo potencial de producción el costo operativo será : $475,100 \$ / 50,000 \text{ Sx} = 9.50 \$/\text{Sx}$

Para un Mercado del 50% del Total (25,000 Sxs):

Descontando Gastos Variables y considerando la Materia Prima en 10,000 :

$349,100 \$ / 25,000 \text{ Sx} = 13.96 \$/\text{Sx}$

Si consideramos que competimos unicamente con arena 12/20 que tiene un consumo de 30,000.00 Sxs Anuales el Costo Operativo sera como sigue :

DETALLE DE COSTO ANUAL (\$) ARENA 12/20

	<u>FIJOS</u>	<u>VARIABLES</u>	<u>TOTAL</u>
<u>PRODUCCIÓN</u>			
<u>Directos</u>			
Materia Prima	---	20,000	20,000
Materiales Auxiliares	5,000	15,000	20,000
Suministros	5,000	15,000	20,000
Labor y Beneficios	168,000	---	168,000
<u>Indirectos</u>			
Mantenimiento	5,700	15,000	25,700
Seguros	25,700	---	25,700
Administrativos/Financ.	15,000	---	15,000
Agua.Energia	32,000	30,000	62,000
<u>TOTAL OPERACIÓN</u>			<u>356,400</u>

Para el máximo potencial de producción el costo operativo será : $356,400 \$ / 30,000 Sx = 11.88 \$/Sx$

Para un Mercado del 50% del Total (15,000 Sxs):

Descontando Gastos Variables y considerando la Materia Prima en 10,000 :

$$271,400 \$ / 15,000 Sx = 18.09 \$/Sx$$

COSTO DEL SACO DE ARENA PUESTA EN EL POZO

La distancia entre Cajamarca y Talara son 437.5 Km. que equivalen a 273.4 Millas;

Por lo tanto el costo de transporte por saco es :

$$273.4 * 0.0172 = 4.70 \text{ \$/Sx}$$

Costo de Manipuleo y Almacen. : 2.43 \\$/Sx

Transporte Campamento al Pozo : 0.50 \\$/Sx

Costo del Saco en Planta : 9.50 \\$/Sx

=====

COSTO TOTAL CASO 1 17.13 \\$/Sx

Costo del Saco en Planta : 11.88 \\$/Sx

=====

COSTO TOTAL CASO 2 19.51 \\$/Sx

COSTO DEL SACO DE ARENA PUESTA EN EL POZO PARA
UN 50% DEL MERCADO

La distancia entre Cajamarca y Talara son 437.5
Km. que equivalen a 273.4 Millas;

Por lo tanto el costo de transporte por saco es :

$$273.4 * 0.0172 = 4.70 \text{ \$/Sx}$$

Costo de Manipuleo y Almacen. : 2.43 \\$/Sx

Transporte Campamento al Pozo : 0.50 \\$/Sx

Costo del Saco en Planta : 13.96 \\$/Sx

=====

COSTO TOTAL CASO 1 21.59 \\$/Sx

Costo del Saco en Planta : 18.09 \\$/Sx

=====

COSTO TOTAL CASO 2 25.72 \\$/Sx

En la determinación y proyección de los costos operativos anuales se deben considerar los factores de incidencia tales como:

- Volúmenes previstos de producción.
- Cambios de especificaciones de la producción.
- Reajuste de los precios de bienes y servicios.
- Inversiones adicionales.
- Retiro de activos.

El planeamiento de costos demanda la preparación de un presupuesto de operación, el mismo que debe cubrir todos los años de operación del proyecto, teniendo como mínimo 10 años.

DEPRECIACIÓN

Se define como la pérdida de valor que experimenta un bien duradero por causa del desgaste u obsolescencia a través del tiempo, esto es característico en los activos fijos excepto los terrenos.

Desde el punto de vista contable la depreciación es un costo que no constituye egreso y que en teoría sirve para crear un fondo que permite reponer el activo depreciado.

Desde el punto de vista tributario constituye un "Escudo Fiscal" ya que al ser reconocido como gasto en el ejercicio permite reducir el monto imponible.

Cuantificada la inversión se procede a determinar su vida útil y el valor al cual se le mantendría en libros al termino de esa. Precizando lo anterior, se procede al calculo del monto por depreciación.

Existen varios sistemas para determinar la depreciación en proyectos industriales:

A.- Método del fondo de Amortización:

Este método aplica cargas menores por considerar que al comienzo el desgaste es menor.

B.- Método de Línea Recta:

Es el método fiscalmente aceptado en el país y corresponde a cuotas uniformes durante la vida útil.

C.- Método de los Saldos Decrecientes:

Este método estima que los cargos durante los primeros años deben ser mayores que los restantes para que el tiempo no afecte sensiblemente el valor de los cargos posteriores.

El Valor Residual Corresponde a la porción del precio al cual se mantendría en libros el activo luego de su depreciación. El valor de rescate es el que se supone sería el que se obtendría para su reventa o reutilización.

IMPUESTO A LA RENTA

El Impuesto a la Renta; anual del proyecto debe ser tratado en forma individual considerando una tasa de 30%.

Justificación Económica del Proyecto:

El resultado de todo lo anteriormente expuesto converge en el perfil de flujo de fondos del proyecto, que resume el movimiento de fondos tangibles e intangibles del proyecto. Para el proyecto el flujo de fondos proyectado, asume el carácter de presupuesto de caja y permite asimismo visualizar los siguientes aspectos.

- A.- Identifica las fuentes de fondos. (Propios, Prestamos, etc.).
- B.- Identifica las oportunidades en que el proyecto requerirá la adición de fondos.
- C.- Identifica las oportunidades en que los fondos excederán las necesidades.
- D.- Muestra la cantidad de efectivo liberado por el proyecto en cada periodo.

La evaluación económica será efectuado desde el punto de vista que el proyecto será ejecutado por una Cía privada con sus propios fondos en US \$ Ctes.

Para ello utilizamos los datos obtenidos

CASO 1

Producción 50,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos : 17.13 \$/Sx

Precio del Saco : 22 \$/Sx

Los Resultados son

VAN 613,710.00 US \$

TIR 62 %

PAY OUT 2.6 Años

CASO 2

Producción 30,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos : 21.59 \$/Sx

Precio del Saco : 27 \$/Sx

Los Resultados son

VAN 307,790.00 US \$

TIR 58 %

PAY OUT 3.8 Años

CASO 1 PARA EL 50% DEL MERCADO:

Producción 25,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos : 19.51 \$/Sx

Precio del Saco : 27 \$/Sx

Los Resultados son

VAN 205,880.00 US \$

TIR 25 %

PAY OUT 4.8 Años

CASO 2 PARA EL 50% DEL MERCADO:

Producción 15,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos 25.72 \$/Sx

Precio del Saco 29 \$/Sx. El precio se incrementa.

Los Resultados son negativos se tendria perdidas no convendria trabajar con el 50 % del Mercado para esta arena 12/20.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las Arenas Nacionales que fueron probadas y analizadas en el Laboratorio de PetroPeru fueron

- 1.- Arena Nacional de Graña y Montero (20/40).
- 2.- Arena Nacional de Cajamarca Muestra # 3 (20/40)
- 3.- Arena Nacional de TANUS (12/20) y (20/40).
- 4.- Arena Nacional de La Oroya (12/20).
- 5.- Arena Nacional de Cajamarca Roja (20/40)
- 6.- Arena Nacional de Cajamarca Muestra "B" (20/40) y (12/20)
- 7.- Arena Nacional de Cajamarca Mina Los Zapitos (12/20) y (20/40).
- 8.- Arena Nacional de Cajamarca Muestra 2 (20/40) y (12/20)
- 9.- Arena Nacional de Cajamarca Muestra "A" (20/40) y (12/20)
- 10.- Arena Nacional de Minero Perú (20/40) y (12/20).

En total 16 muestras de Arenas fueron seleccionadas y aprobadas para pasar a las pruebas de Laboratorio.

Como resultado de los análisis realizados a las muestras de arenas Nacional, en el laboratorio de PetroPeru y en concordancia con las recomendaciones practicas del API en su Norma RP-56, "Recommended Practices for Testing Sand Used in Hidraulic Fracturing Operations" llegamos a las siguientes conclusiones:

1.- Ninguna Arena Nacional cumple con la totalidad de las Normas del API RP-56, sin embargo algunas pruebas si son cumplidas como por ejemplo la de Turbidez, Solubilidad al Ácido y Granulometria.

Las Pruebas Criticas del Laboratorio son las de Esfericidad, Redondez y Resistencia al Esfuerzo de Compresión.

2.- El motivo principal y definitivo por el cual estas arenas no cumplen con las pruebas de esfericidad, redondez y resistencia al esfuerzo de compresión, es que para que las arenas cumplan estas pruebas requieren de un tratamiento industrial, para aumentar su grado de redondez, lo cual implica un aumento en su resistencia al Esfuerzo de Compresión.

3.- Para que sea factible aumentar el grado de redondez de una arena nacional es necesario que esta demuestre en su estado natural, un grado de dureza tal que en proyección lineal nos de un grado como el requerido por la API.

4.- Después de las pruebas de Laboratorio realizadas en el Laboratorio de Petrografia y Petrofisica de PetroPeru llegamos a la conclusión que las arenas que pueden ser tratadas y que demuestran los mejores resultados son las arenas nacionales

Arena Tipo 20/40 Arena Nacional de Cajamarca R.

Arena Tipo 12/20 : Arena Nacional de La Oroya.

Demostrando la Arena Nacional Roja de Cajamarca ser la de mejor proyección, pues tiene el mayor grado de dureza de todas las arenas probadas.

Por lo tanto se recomienda esta arena principalmente para que se le realice un tratamiento industrial, que aumente su grado de redondez.

5.- Los resultados finales de todas las pruebas son los siguientes:

PRUEBA	M U E S T R A S				
	GMP	MTRA. 3	TANUS	CAJ. ROJ.	LA OROYA
MALLA	20/40	20/40	12/20	20/40	12/20
GRANULOME.	3	FALLA	1	FALLA	FALLA
ESFERICIDAD	2	2	2	2	2
REDONDEZ	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA
RESIST. COMPR	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA
TURBIDEX	2	2	1	1	1
ACIDEZ	-	-	-	1	1

PRUEBA	M U E S T R A S				
	TANUS	CAJ. B	CAJ. B	ZAPITOS	ZAPITOS
MALLA	20/40	20/40	12/20	12/20	20/40
GRANULOME.	FALLA	FALLA	FALLA	2	FALLA
ESFERICIDAD	2	FALLA	3	2	FALLA
REDONDEZ	FALLA	FALLA	FALLA	3	FALLA
RESIST. COMPR	FALLA	FALLA	FALLA	2	FALLA
TURBIDEX	1	3	3	3	FALLA
ACIDEZ	-	-	-	-	-

PRUEBA	M U E S T R A S				
	MTRA. 2	MTRA. 2	CAJ. A	CAJ. A	MIN. PER
MALLA	20/40	12/20	12/20	20/40	20/40
GRANULOME.	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA
ESFERICIDAD	3	FALLA	3	4	4
REDONDEZ	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA
RESIST. COMPR	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA	FALLA
TURBIDEX	-	-	2	3	FALLA
ACIDEZ	-	-	-	-	-

PRUEBA	M U E S T R A S				
	MIN. PER.				
MALLA	20/40				
GRANULOME.	FALLA				
ESFERICIDAD	4				
REDONDEZ	FALLA				
RESIST. COMPR	FALLA				
TURBIDEX	FALLA				
ACIDEZ	-				

Leyenda: (1) Cumple Excelentemente (2) Cumple Muy bien
 (3) Cumple Bien (4) Cumple Regular

6.- El resumen de los resultados obtenidos en el análisis de las 16 muestras es el siguiente:

GRANULOMETRIA:		Rec. API	
GYM	93.76%	Min. 90%	O.K.
MTRA. 3	16.60%	"	NO CUMPLE
TANUS 12/20	97.00%	"	O.K.
TANUS 20/40	99.60%	"	O.K.
LA OROYA	34.73%	"	NO CUMPLE
CAJ. ROJA	20.50%	Min. 90%	NO CUMPLE
MTRA. B 20/40	27.48%	"	NO CUMPLE
MTRA. B 12/20	35.50%	"	NO CUMPLE
ZAPITOS 20/40	36.43%	"	NO CUMPLE
ZAPITOS 12/20	43.09%	"	NO CUMPLE
MTRA. 2 20/40	44.25%	Min. 90%	NO CUMPLE
MTRA. 2 12/20	21.00%	"	NO CUMPLE
MTRA. A 20/40	25.48%	"	NO CUMPLE
MTRA. A 12/20	14.48%	"	NO CUMPLE
MIN. PRU. 20/40	26.68%	"	NO CUMPLE
MIN. PRU. 12/20	42.42%	"	NO CUMPLE

ESFERICIDAD

GYM	0.80	Min. 0.60	O.K.
MTRA. 3	0.79	"	O.K.
TANUS 12/20	0.79	"	O.K.
TANUS 20/40	0.79	"	O.K.
LA OROYA	0.79	"	O.K.
CAJ. ROJA	0.69	Min. 0.60	O.K.
MTRA.B 20/40	0.53	"	NO CUMPLE
MTRA.B 12/20	0.62	"	O.K.
ZAPITOS 20/40	0.54	"	NO CUMPLE
ZAPITOS 12/20	0.55	"	NO CUMPLE
MTRA.2 20/40	0.65	Min. 0.60	O.K.
MTRA.2 12/20	0.56	"	NO CUMPLE
MTRA.A 20/40	0.60	"	O.K.
MTRA.A 12/20	0.69	"	O.K.
MIN.PRU. 20/40	0.64	"	O.K.
MIN.PRU. 12/20	0.66	"	O.K.

REDONDEZ

GYM	0.38	Min. 0.60	NO CUMPLE
MTRA.3	0.31	"	NO CUMPLE
TANUS 12/20	0.56	"	NO CUMPLE
TANUS 20/40	0.56	"	NO CUMPLE
LA OROYA	0.56	"	NO CUMPLE
CAJ. ROJA	0.31	Min. 0.60	NO CUMPLE
MTRA.B 20/40	0.36	"	NO CUMPLE
MTRA.B 12/20	0.42	"	NO CUMPLE
ZAPITOS 20/40	0.29	"	NO CUMPLE
ZAPITOS 12/20	0.25	"	NO CUMPLE
MTRA.2 20/40	0.32	Min. 0.60	NO CUMPLE
MTRA.2 12/20	0.30	"	NO CUMPLE
MTRA.A 20/40	0.38	"	NO CUMPLE
MTRA.A 12/20	0.38	"	NO CUMPLE
MIN.PRU.20/40	0.39	"	NO CUMPLE
MIN.PRU.12/20	0.35	"	NO CUMPLE

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN

GYM	39.08%	Max.	14%	NO CUMPLE
MTRA. 3	39.80%	"	14%	NO CUMPLE
TANUS 12/20	18.10%	"	16%	NO CUMPLE
TANUS 20/40	28.50%	"	14%	NO CUMPLE
LA OROYA	18.10%	"	16%	NO CUMPLE
CAJ. ROJA	19.20%	Max.	14%	NO CUMPLE
MTRA. B 20/40	18.60%	"	14%	NO CUMPLE
MTRA. B 12/20	27.30%	"	16%	NO CUMPLE
ZAPITOS 20/40	32.20%	"	14%	NO CUMPLE
ZAPITOS 12/20	47.35%	"	16%	NO CUMPLE
MTRA. 2 20/40	33.35%	Max.	14%	NO CUMPLE
MTRA. 2 12/20	39.82%	"	16%	NO CUMPLE
MTRA. A 20/40	17.36%	"	14%	NO CUMPLE
MTRA. A 12/20	28.30%	"	16%	NO CUMPLE
MIN. PRU. 20/40	48.84%	"	14%	NO CUMPLE
MIN. PRU. 12/20	47.15%	"	16%	NO CUMPLE

TURBIDEZ

GYM	138.00 FTU	Max. 250 FTU	O.K.
MTRA.3	150.00 FTU	"	O.K.
TANUS 12/20	28.00 FTU	"	O.K.
TANUS 20/40	20.00 FTU	"	O.K.
LA OROYA	35.00 FTU	"	O.K.
CAJ. ROJA	195.00 FTU	Max. 250 FTU	O.K.
MTRA.B 20/40	170.40 FTU	"	O.K.
MTRA.B 12/20	200.00 FTU	"	O.K.
MTRA.A 20/40	110.00 FTU	"	O.K.
MTRA.A 12/20	120.00 FTU	"	O.K.
MIN.PRU.20/40	520.00 FTU	"	NO CUMPLE
MIN.PRU.12/20	490.00 FTU	"	NO CUMPLE

7.- Los resultados de las arenas seleccionadas: Arena de Cajamarca Roja Malla 20/40 y Arena de La Oroya Malla 12/20, son los siguientes:

A R E N A R O J A

GRANULOMETRIA

(Porcentaje Retenido entre las Mallas 3° y 5°)

ARENA ROJA	20.50%	NO CUMPLE
MÍNIMO REQUERIMIENTO API	90.00%	

ESFERICIDAD

(Krumbein y Sloss)

ARENA ROJA	0.69	O.K.
MÍNIMO REQUERIMIENTO API	0.60	

REDONDEZ

(Krumbein y Sloss)

ARENA ROJA	0.31	NO CUMPLE
MÍNIMO REQUERIMIENTO API	0.60	

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN

(% Finos)

ARENA ROJA	19.20%	NO CUMPLE
MÁXIMO REQUERIMIENTO API	14 %	

TURBIDEZ

(FTU)

ARENA ROJA	195.00 FTU	O.K.
MÁXIMO REQUERIMIENTO API	250 FTU.	

SOLUBILIDAD AL ÁCIDO
(% en peso)

ARENA ROJA 0.7650% O.K.
MÁXIMO REQUERIMIENTO API 2.00 %

A R E N A
L A O R O Y A

GRANULOMETRIA

(Porcentaje Retenido entre las Mallas 3° y 5°)

ARENA ROJA 34.73% NO CUMPLE
MÍNIMO REQUERIMIENTO API 90.00%

ESFERICIDAD
(Krumbein y Sloss)

ARENA ROJA 0.79 O.K.
MÍNIMO REQUERIMIENTO API 0.60

REDONDEZ
(Krumbein y Sloss)

ARENA ROJA 0.56 NO CUMPLE
MÍNIMO REQUERIMIENTO API 0.60

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN
(% Finos)

ARENA ROJA 18.10% NO CUMPLE
MÁXIMO REQUERIMIENTO API 16 %

TURBIDEZ
(FTU)

ARENA ROJA	35.00 FTU	O.K.
MÁXIMO REQUERIMIENTO API	250 FTU.	

SOLUBILIDAD AL ÁCIDO
(% en peso)

ARENA ROJA	0.7880%	O.K.
MÁXIMO REQUERIMIENTO API	2.00 %	

8.- Las Conclusiones Económicas son las siguientes

Considerando que una empresa privada invierte en la construcción de una planta lo cual implica una inversión inicial mayor pero con un costo menor de producción de la arena.

Los resultados de las corridas económicas que se encuentran en las tablas dadas a continuación son los siguientes

Inversión en la construcción de una Planta:

La inversión inicial sería 401,600 dólares para todos los casos. A continuación se detallan los casos analizados.

CASO 1

Producción 50,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos : 17.13 \$/Sx

Precio del Saco : 22 \$/Sx

Los Resultados son :

VAN 613,710.00 US \$

TIR 62 %

PAY OUT 2.6 Años

CASO 2

Producción 30,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos : 21.59 \$/Sx

Precio del Saco : 27 \$/Sx

Los Resultados son

VAN 307,790.00 US \$

TIR 58 %

PAY OUT 3.8 Años

CASO 1 PARA EL 50% DEL MERCADO:

Producción 25,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos 19.51 \$/Sx

Precio del Saco 27 \$/Sx

Los Resultados son

VAN 205,880.00 US \$

TIR 25 %

PAY OUT 4.8 Años

CASO 2 PARA EL 50% DEL MERCADO:

Producción 15,000 Sxs Anuales.

Inversion 401,600 \$

Gastos Operativos 25.72 \$/Sx

Precio del Saco 29 \$/Sx. El precio se incrementa.

Los Resultados son negativos se tendria perdidas no convendria trabajar con el 50 % del Mercado para esta arena 12/20.

De acuerdo a estos resultados seria económicamente recomendable invertir en una planta de producción de arena en los casos 1 y 2.

RECOMENDACIONES

1.- La Arena Roja de Cajamarca es la de mayor dureza por lo que recomendamos profundizar los análisis en esta arena, en lo que se refiere a su tratamiento industrial para aumentar su grado de redondez.

2.- En vista de los resultados obtenidos en la evaluación de las arenas recomendamos seguir con los análisis a mayor cantidad de muestras de arena, para encontrar una que se acerque con una mayor redondez y dureza a la arena requerida.

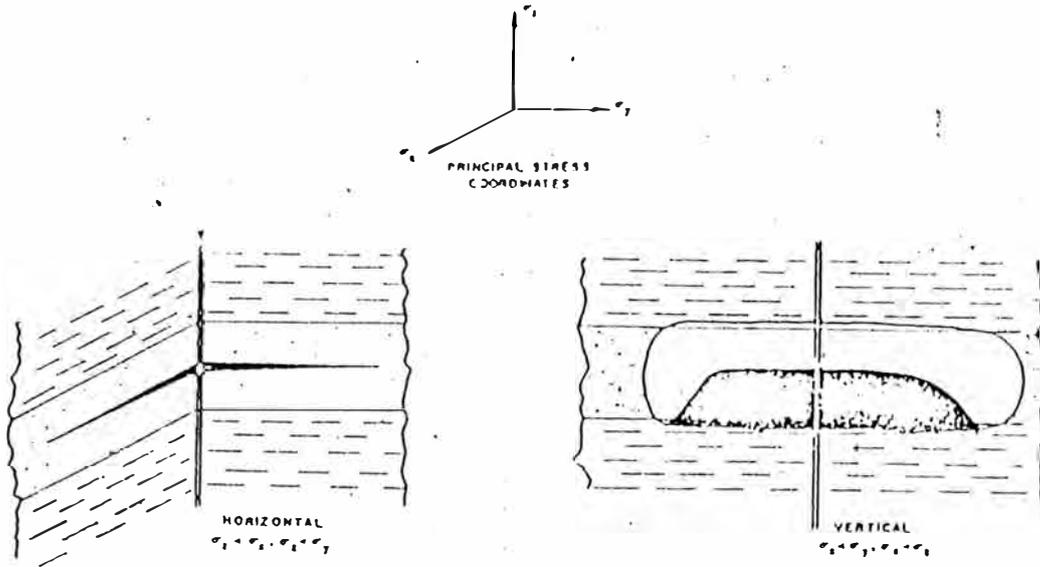
3.- De acuerdo a los análisis económicos realizados recomendamos profundizar los estudios acerca del tratamiento industrial para aumentar la redondez, debido a la gran diferencia de precios entre una arena nacional y una arena importada.

EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO ARENA (20/40)

15.00% TASA DESCUENTO

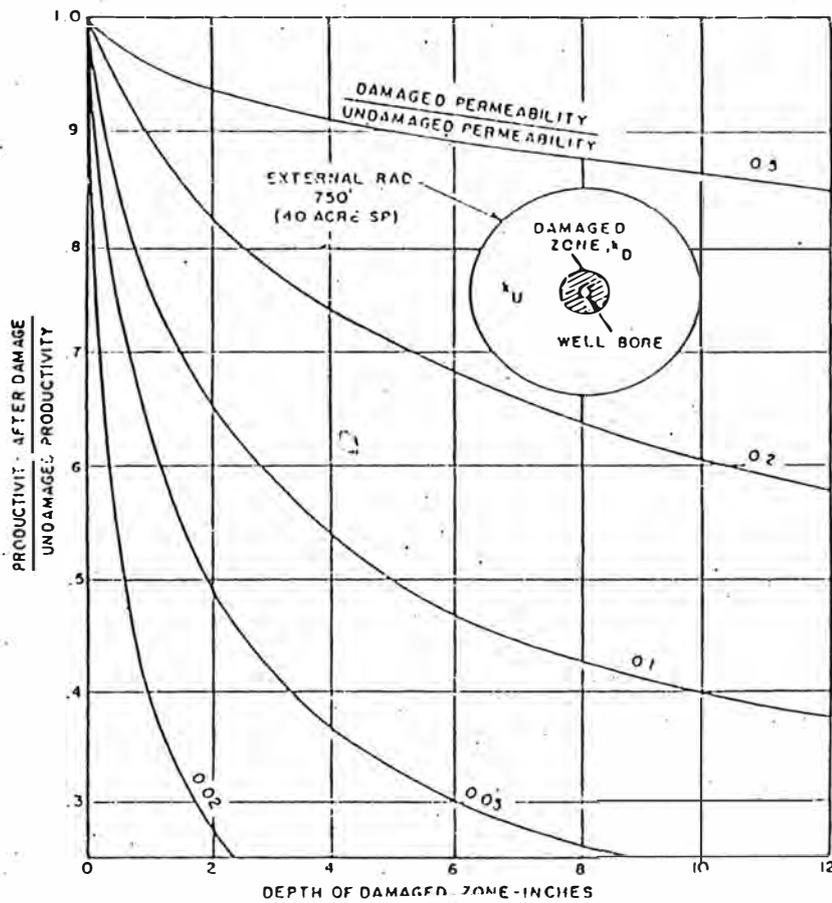
-END- NO-YR	-PRICES-			OPERATIONS, M\$			-CAPITAL COSTS, M\$-			--DEPRETIATION--		TAXABLE	TAXES	CASH FLOW	DISC.	CUM. DISC.	
	GROSS PR SXS Mil	NET PROJ Sxs	ARENA \$/Sx	INGRESO BRUTO	EGRESOS	COSTO OPERATI	OPERATIONS CASH FLOW	TANGIBLE COSTS	INTANGI COSTS	CASH FLOW BTAX, M\$	TANGIBLE	INTANG.	INCOME	PAYABLE	ATAX, M\$	ATAX, M\$	ATAX, M\$
1	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50	351.50	50.00	(158.00)	35.15	50.00	158.35	47.51	(205.51)	(191.63)	(191.63)
2	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50	0.00	0.00	243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	146.76	(44.87)
3	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50	0.00	0.00	243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	127.62	82.75
4	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50	0.00	0.00	243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	110.97	193.73
5	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50	0.00	0.00	243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	96.50	290.23
6	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50			243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	83.91	374.14
7	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50			243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	72.97	447.11
8	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50			243.50	35.15	0.00	208.35	62.51	181.00	63.45	510.56
9	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50			243.50	35.15		208.35	62.51	181.00	55.17	565.73
10	50.00	50.00	22.0	1 100.00	856.50	17.13	243.50			243.50	35.15		208.35	62.51	181.00	47.98	613.71
11		0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	613.71
12																	
TOTAL	500.00	500.00		11 000.00	8 565.00		2 435.00	351.50	50.00	2 033.50	351.50	50.00	2 033.50	610.05	1 423.45	613.71	613.71

VAN (MUS\$) 613.71
 TIR 62%
 PAY OUT 2.6 AÑOS
 B/C 2.53



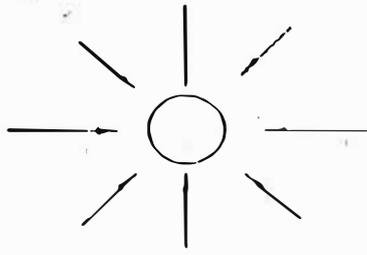
1.1

COMO EL ESFUERZO DE LA ROCA AFECTA ORIENTACION FRACTURA

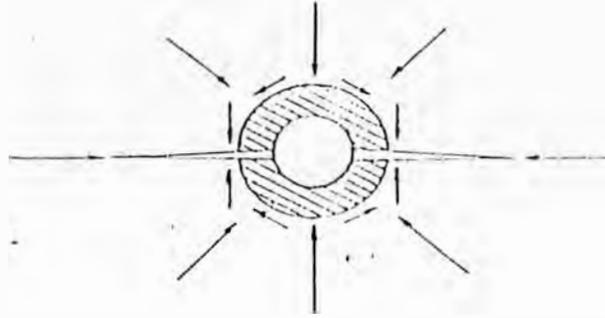


1.2

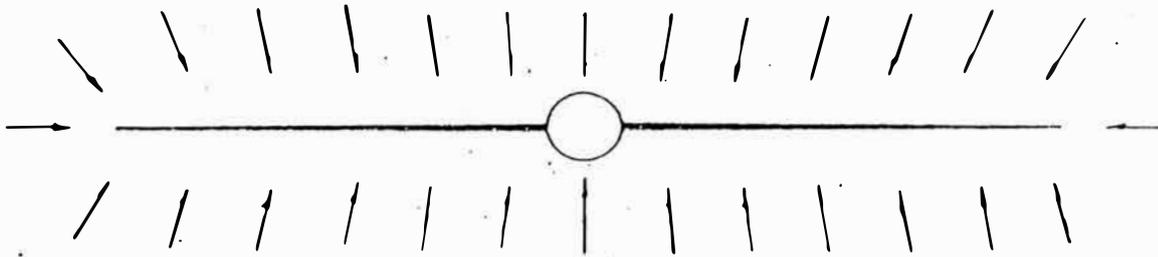
PERDIDA DE PRODUCCION DEBIDO A DAÑO DEL POZO



FLOW PATTERN BEFORE FRACTURE



FLOW PATTERN WITH FRACTURE - DAMAGED WELL

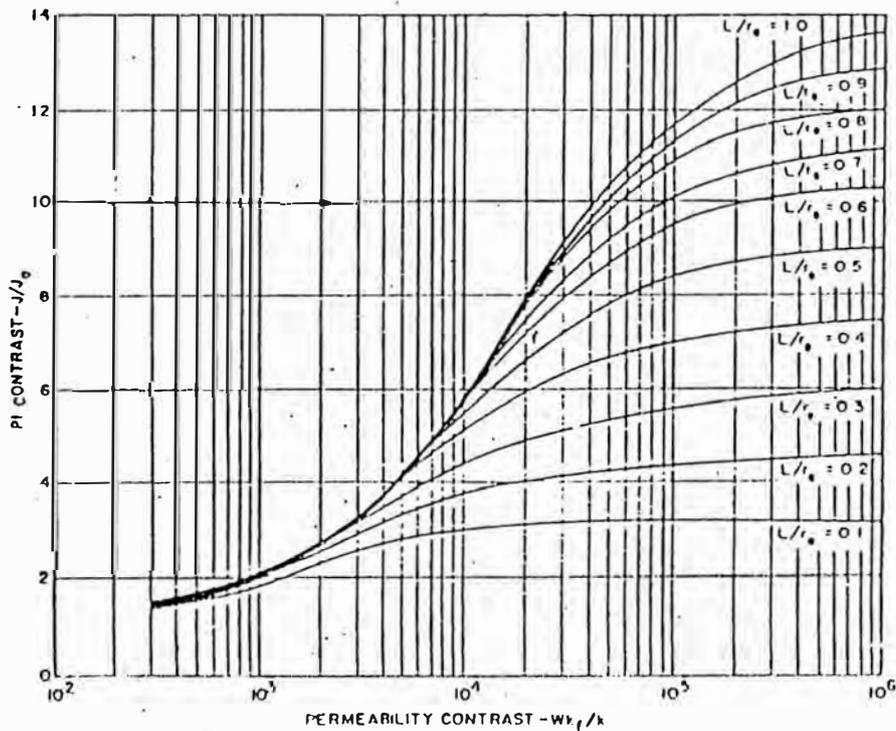


FLOW PATTERN IN FRACTURED RESERVOIR - UNDATED WELL

1.3

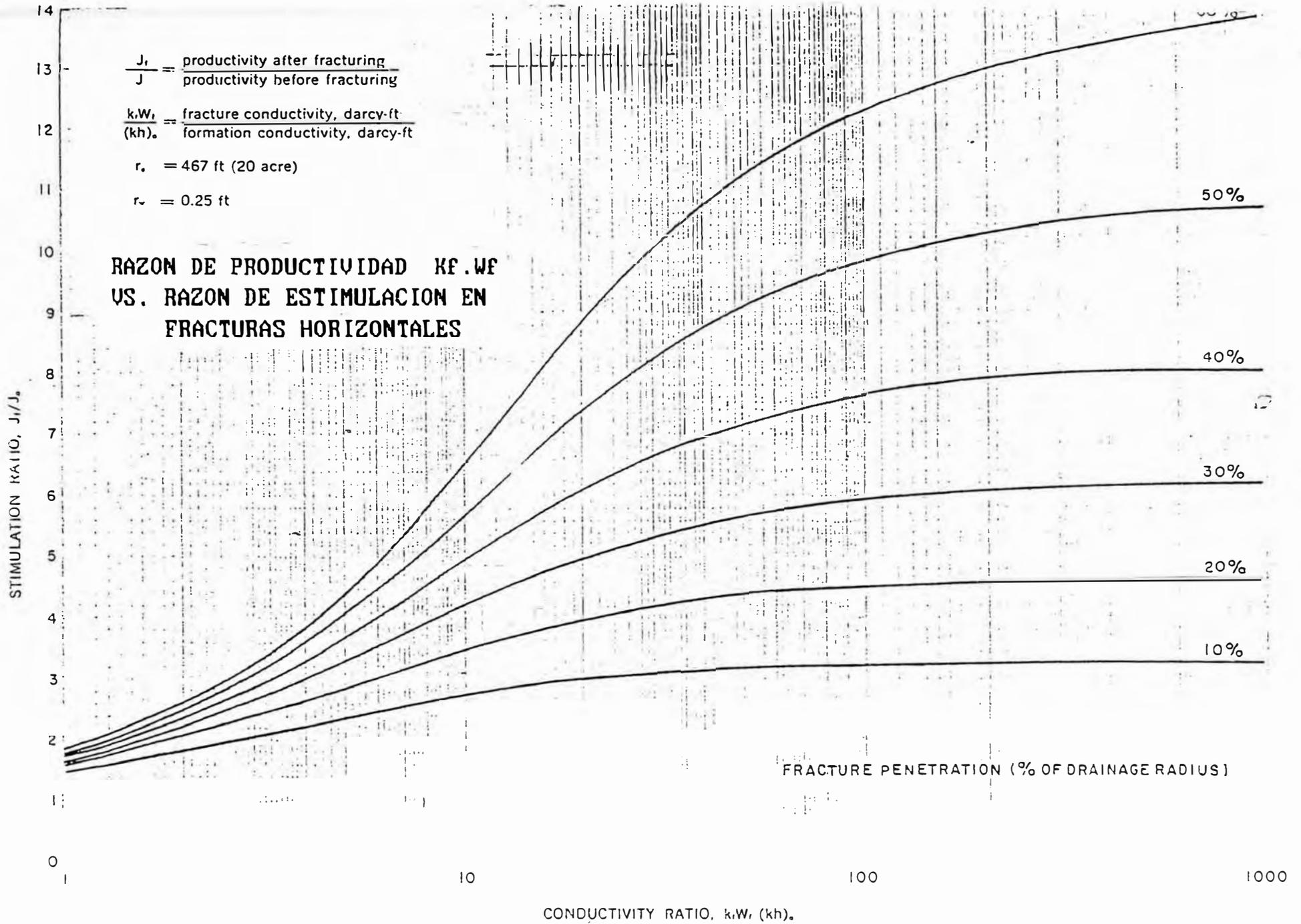
PATRON DE FLUJO DE
FLUIDOS EN POZOS
FRACTURADOS

wells.

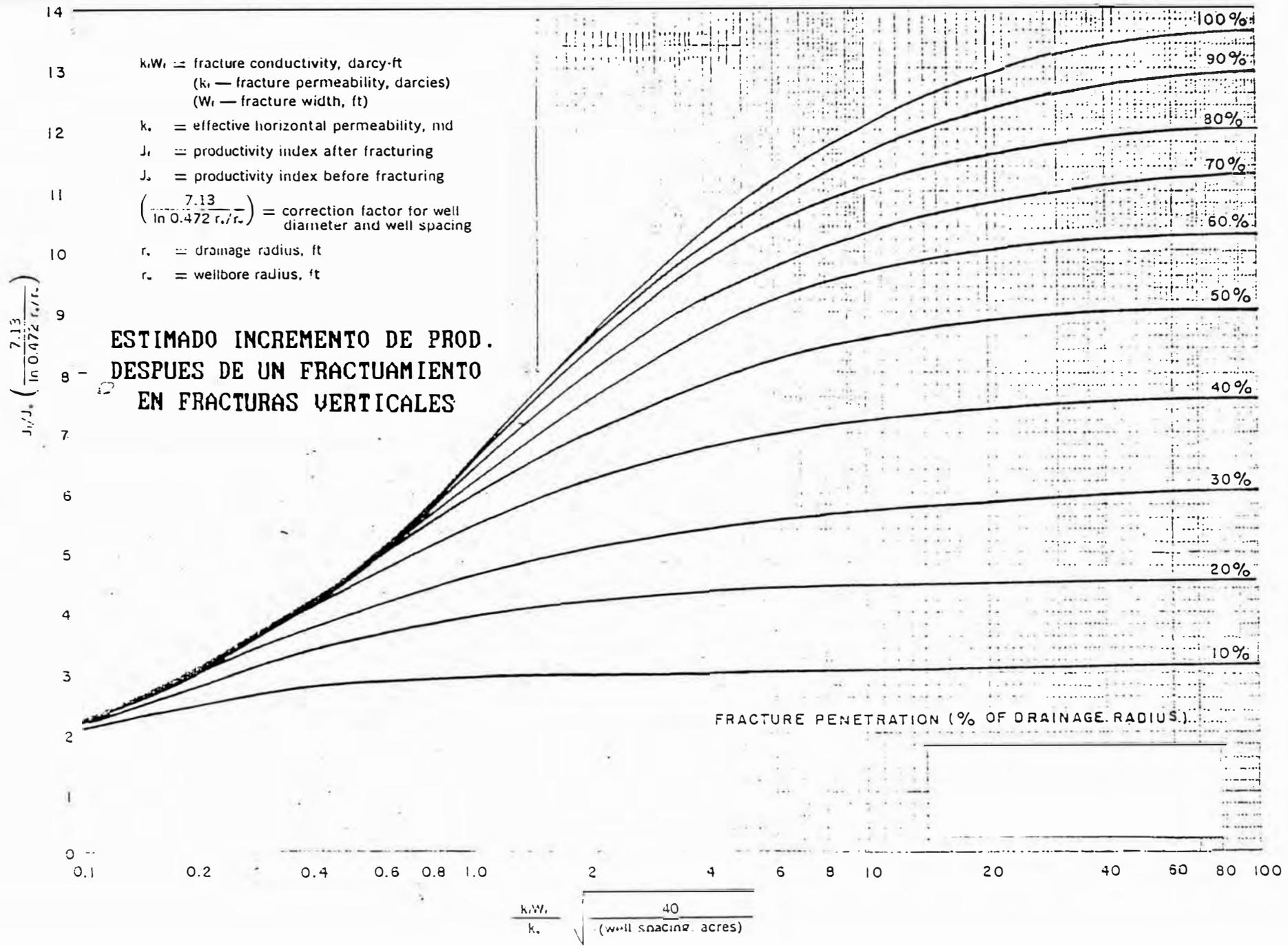


1.4

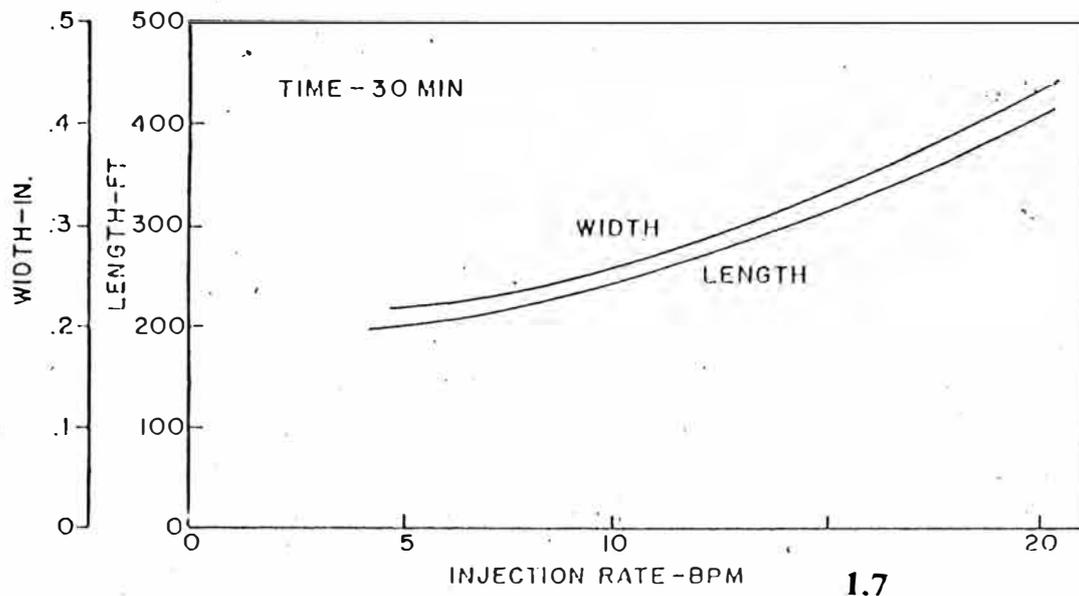
INCREMENTO DE LA PRODUCCION
EN FRACTURAS VERTICALES



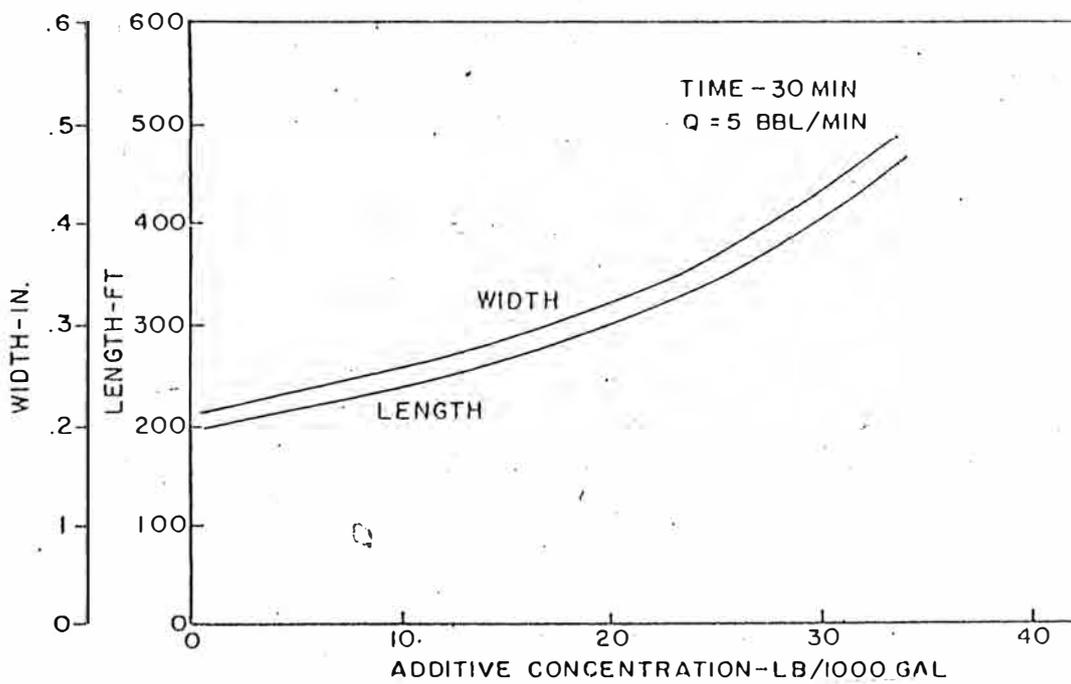
Estimated production increase after fracturing (horizontal fractures).



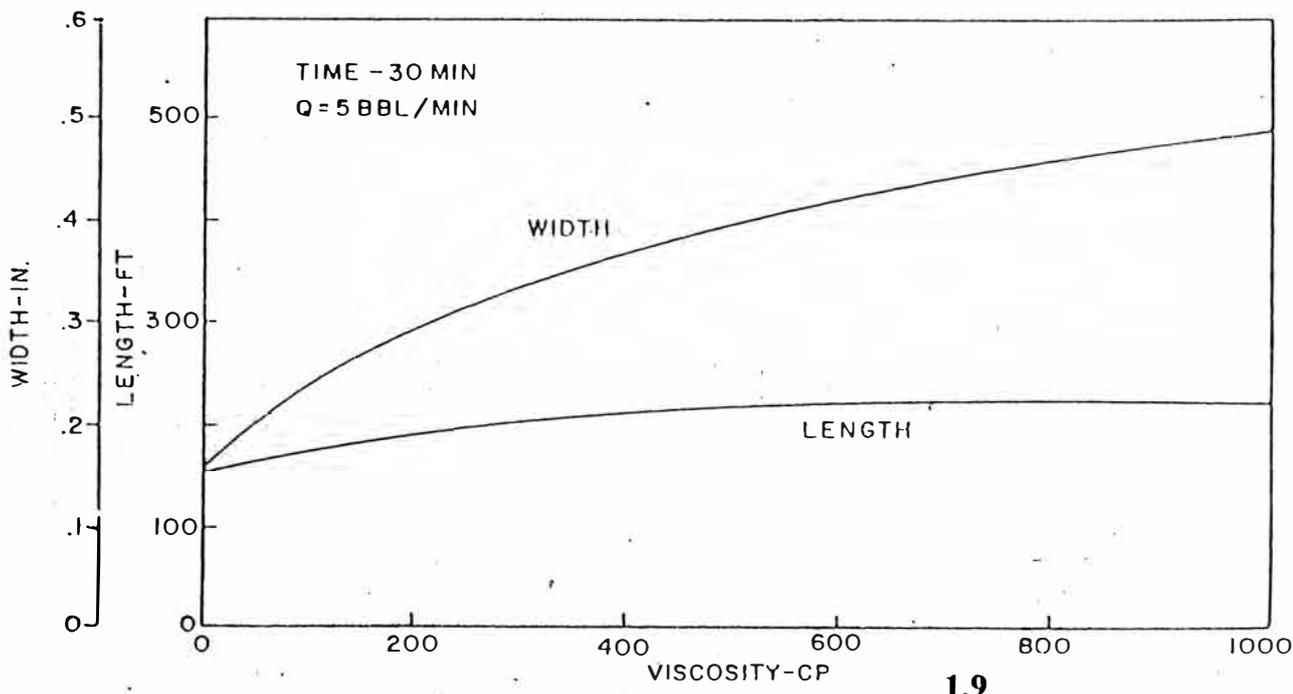
Estimated production increase after 1.6 (vertical fractures). After Dyes *et al.*¹⁰



1.7
EFFECTO DEL REGIMEN INYECCION
EN LA GEOMETRIA DE
LA FRACTURA



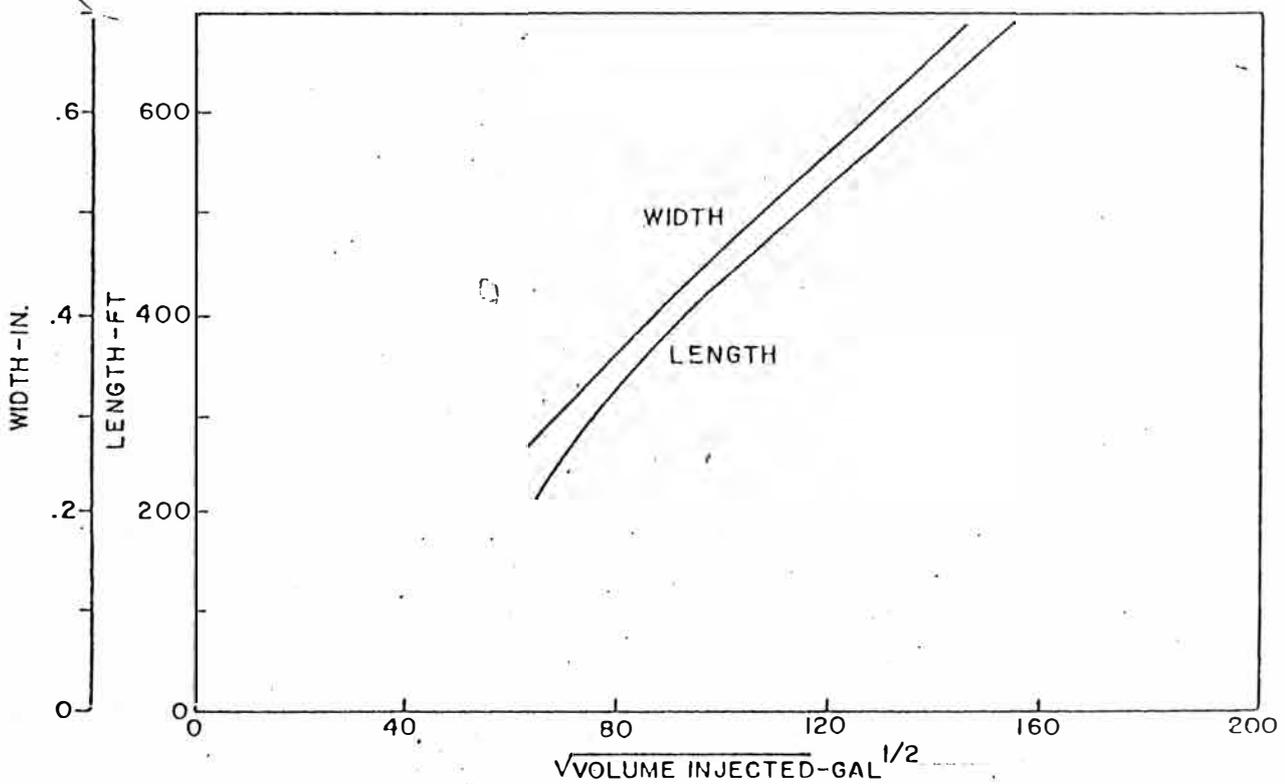
1.8
EFFECTO DE LA CONCENTRACION
DE ADITIVOS EN LA GEOMETRIA
DE LA FRACTURA



1.9

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA

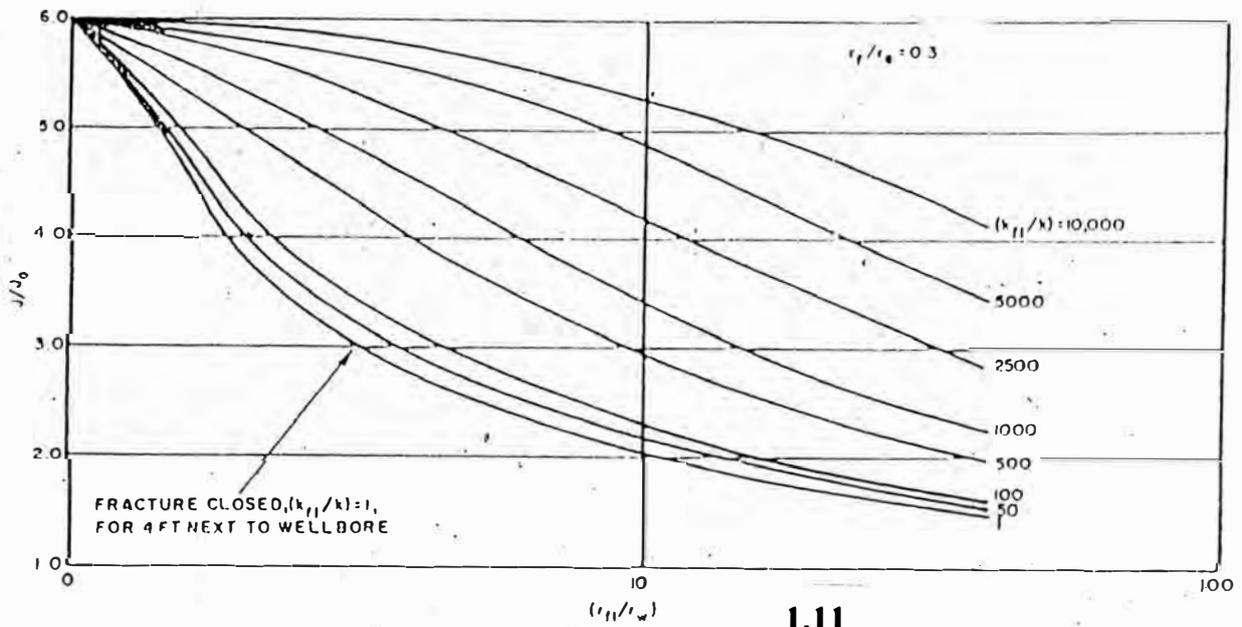
ture geo-



1.10

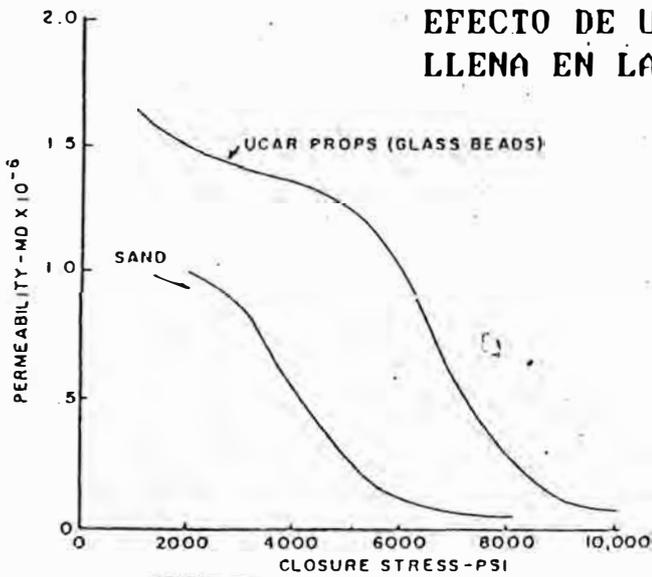
EFFECTO DEL TAMANO DEL TRABAJO EN LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA

ometry.

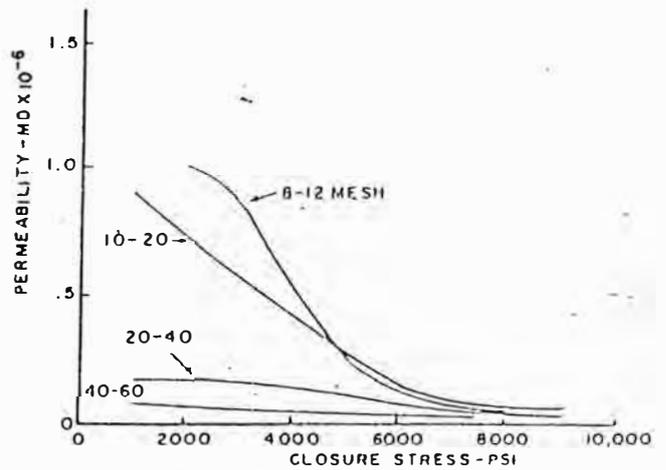


1.11 .lup on stimu-

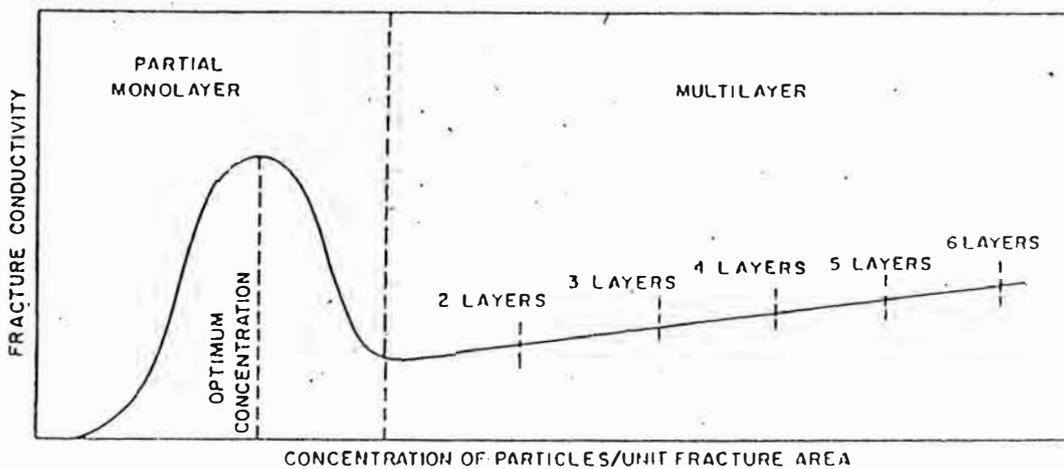
EFFECTO DE UNA FRACTURA NO LLENA EN LA RAZON ESTIMUL



1.12 - Permeability of 8-12 mesh sand and glass beads.



1.13 - Permeability of Heart of Texas sand.



1.14 - Effect of particle concentration on conductivity of fracture.

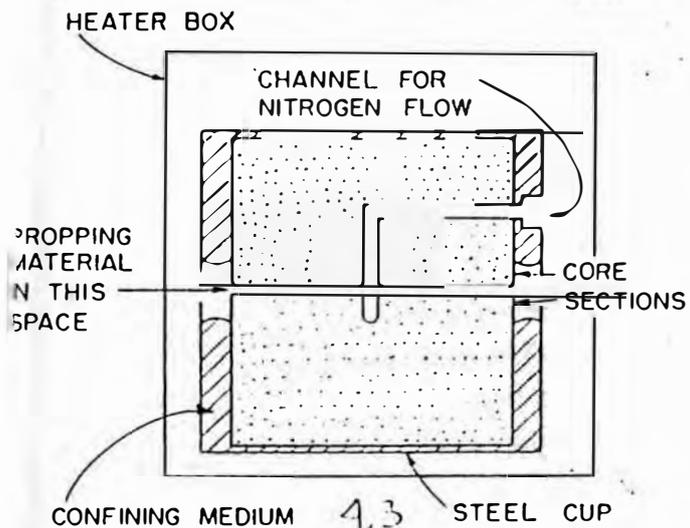
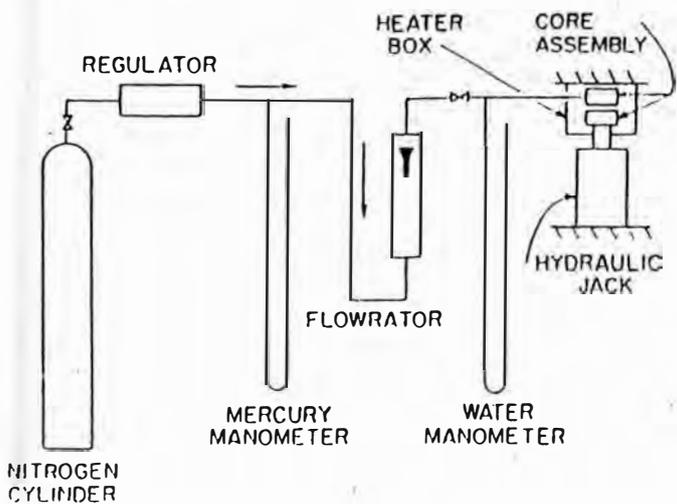
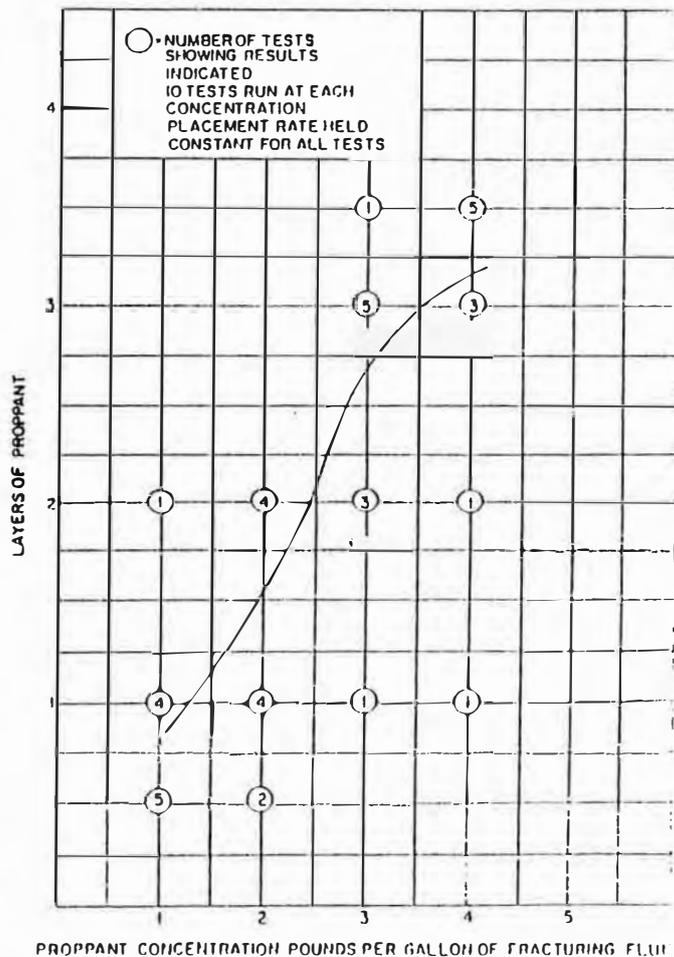


Fig. 6.5 Core mounting assembly.



2.1

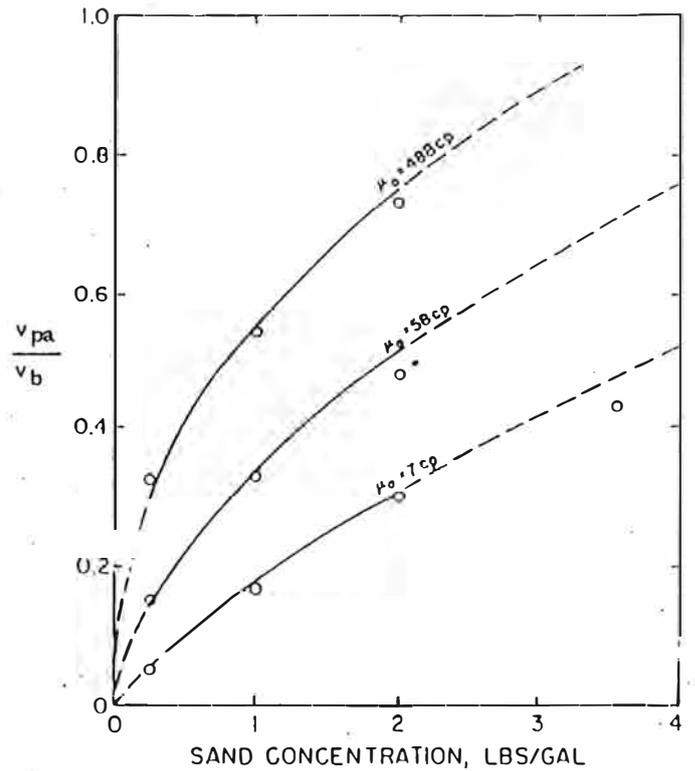
**SISTEMA DE FLUJO DE NITROGENO
PARA LA MEDIDA DE LA CAP.
DE FRACTURA**



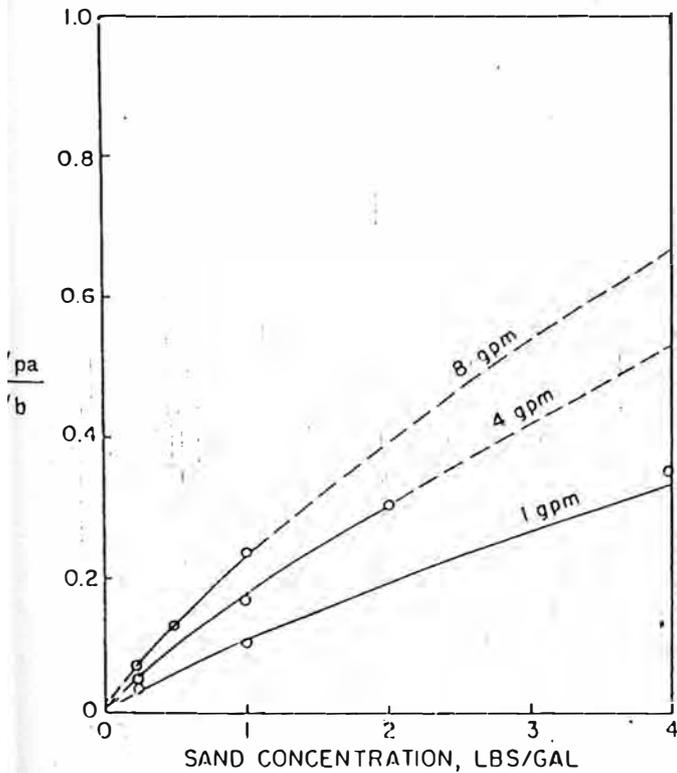
SIMULACION DE LA FRACT. HORZ.

VARIACION DE LA EFICIENCIA DE ASENTAMIENTO DE LA ARENA A DIFERENTES RATES

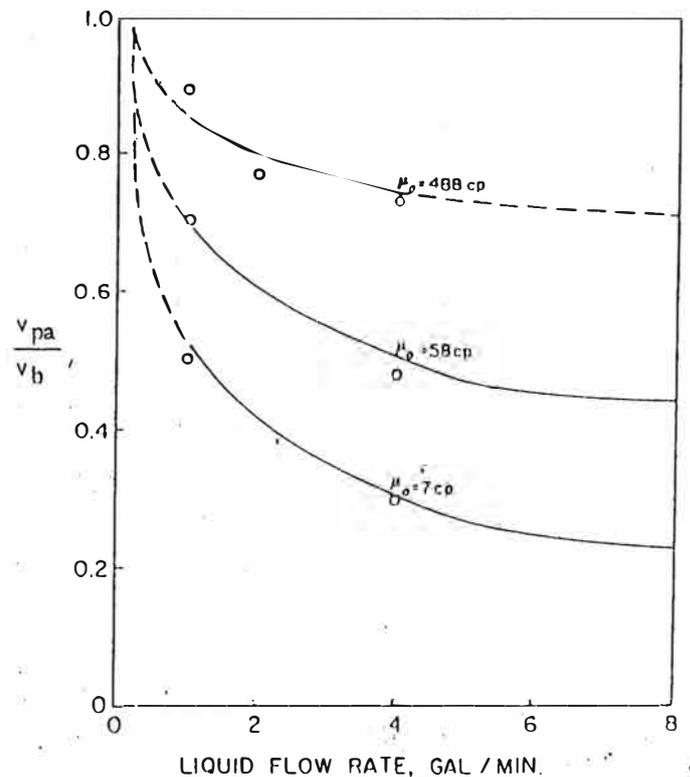
2.2



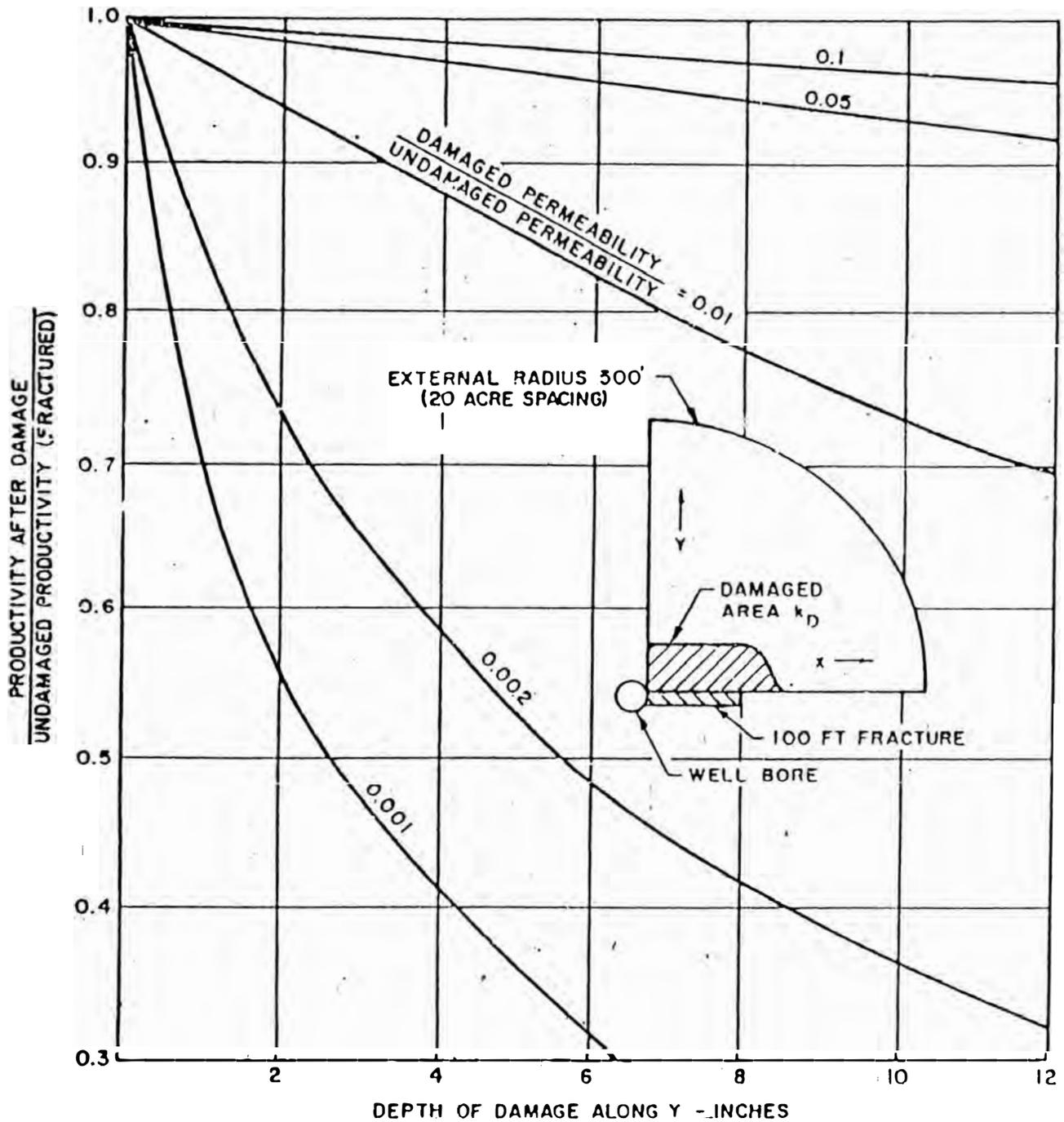
Variation of sand placement efficiency with sand concentration and oil viscosity at a liquid flow rate of 4 gal/min. Fracture thickness $\frac{1}{2}$ in., 20-40 mesh beads.¹⁷



Variation of sand placement efficiency with sand concentration and liquid flow rate for a 7-cp oil. Fracture thickness $\frac{1}{4}$ in., 20-40 mesh beads.¹⁷



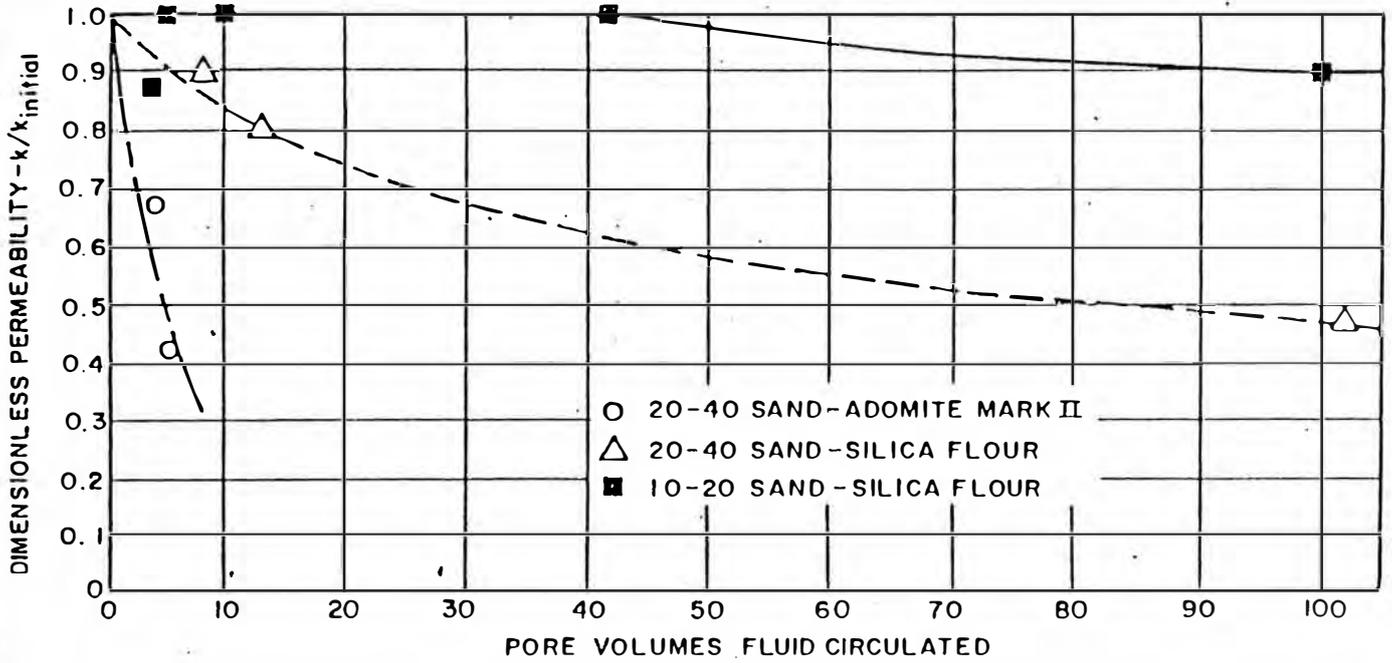
Variation of sand placement efficiency with liquid flow rate and oil viscosity at a flow rate of 3 lbs/min. Fracture thickness $\frac{1}{4}$ in., 20-40 mesh beads.¹⁷



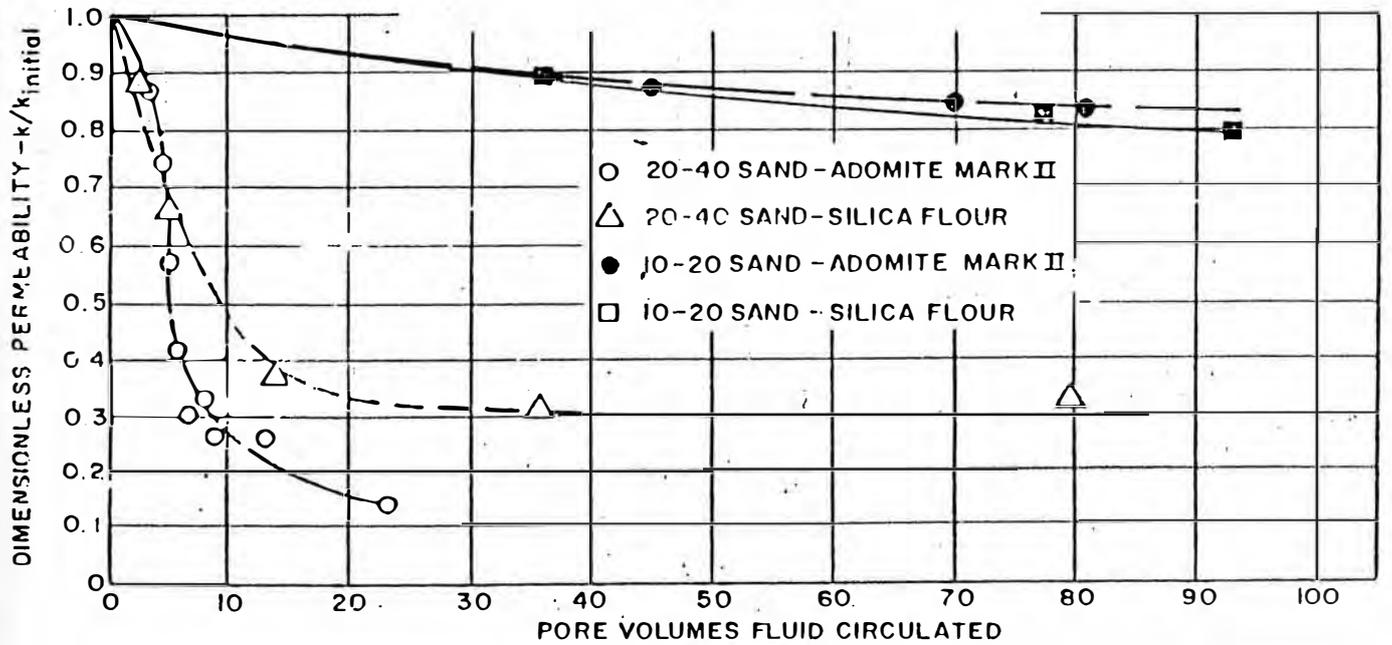
2.3

- Efec

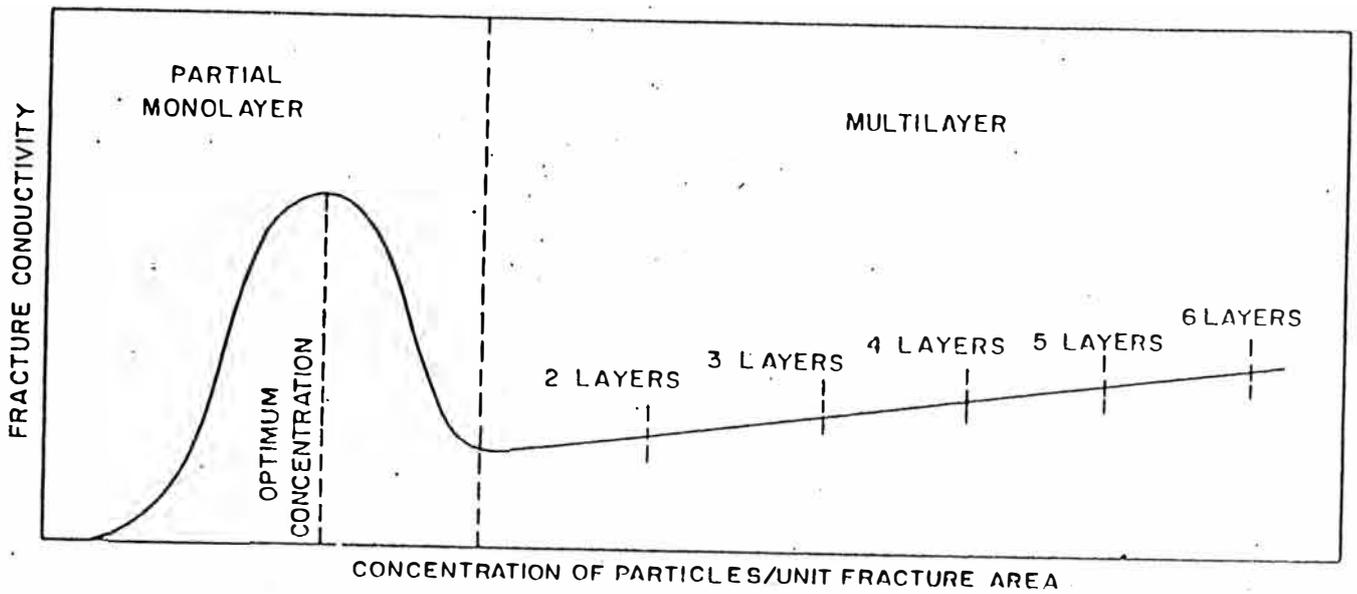
**EFFECTO DEL DAÑO DE LA FRM. en la productividad.
EN LA PRODUCTIVIDAD DE
POZOS FRACTURADOS**



- Fract 2.4 d loss additives -
 1000 **REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD**
POR PERDIDA FLUIDO 1000 PSI

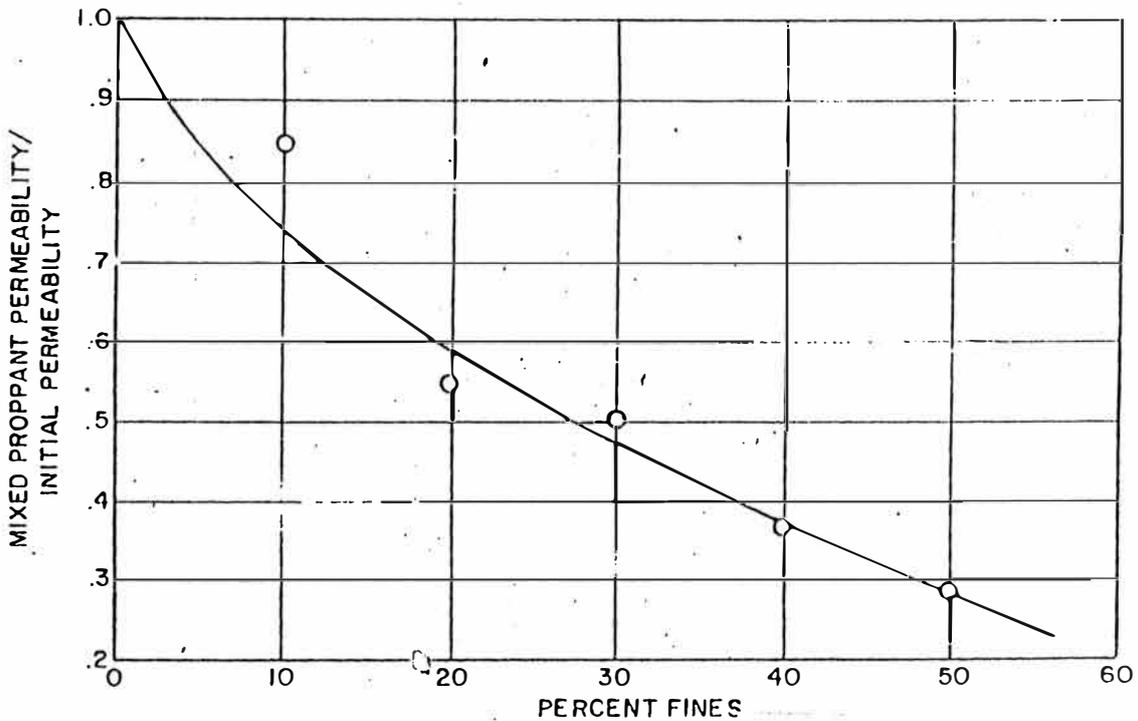


- Fract 2.5 loss additives -
 3000 **REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD**
POR PERDIDA FLUIDO 3000 PSI



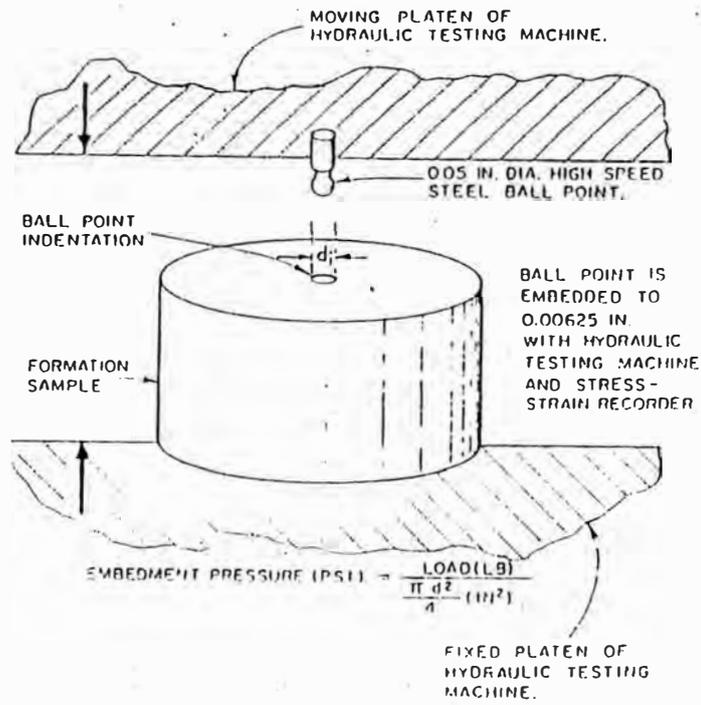
2.6

- Efecto de la concentración de las partículas en la conductividad de la fractura.



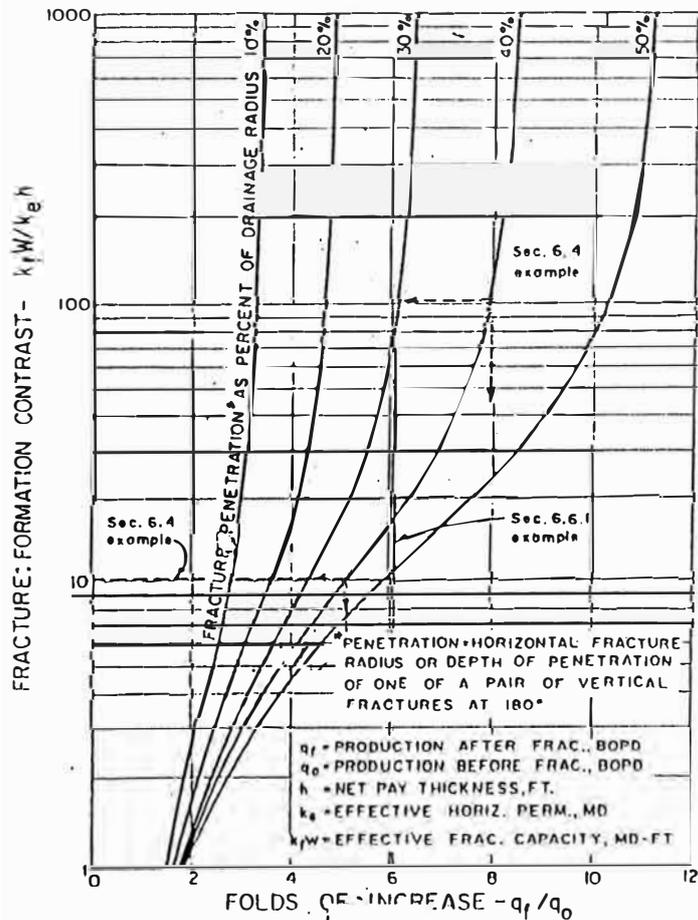
2.7

- Efecto de las partículas finas en la permeabilidad del agente de sosten.



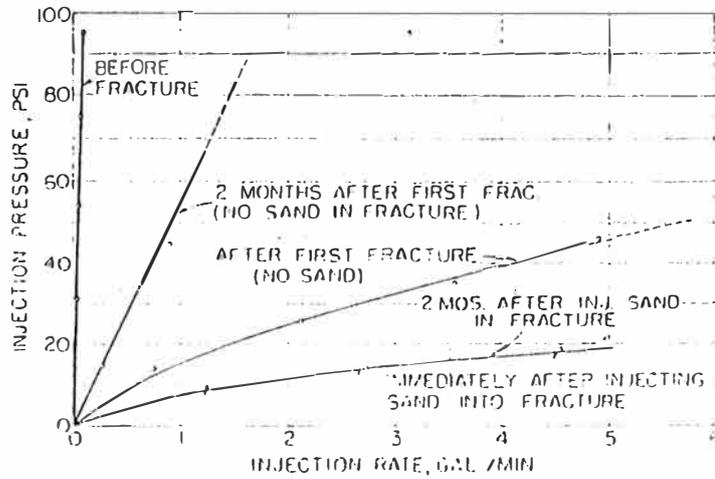
2.8

PRUEBA DE PRESION DE CONF.



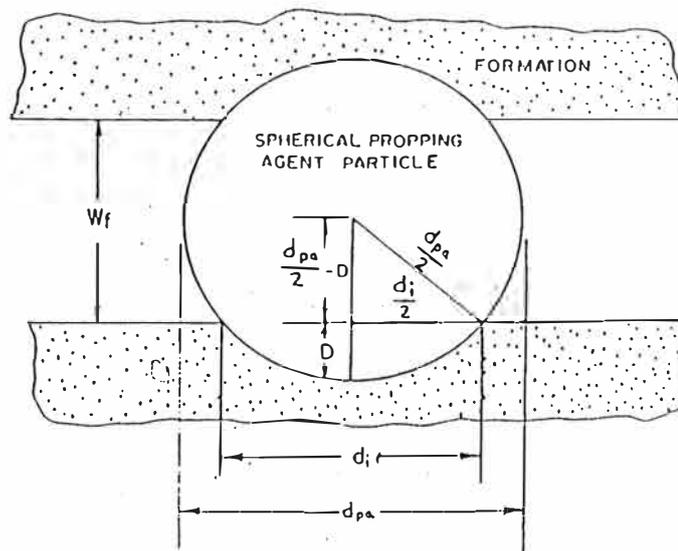
3.1

INCREMENTO DE LA PRODUCCION POR FRACTURAMIENTO



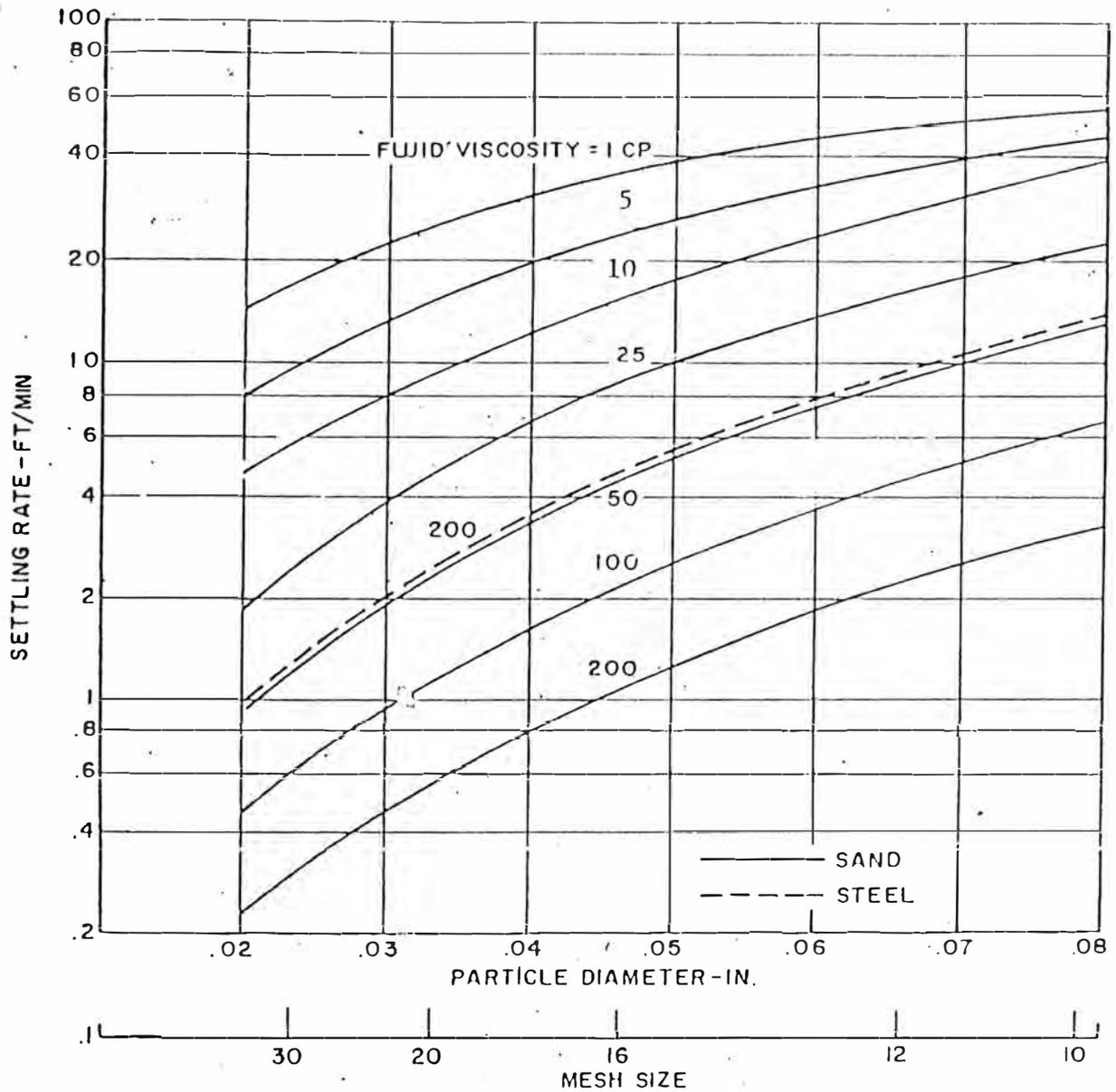
EFFECTO DEL AGENTE DE SOSTEN EN LA PERM. DE LA FRACTURA

3.3



3.2

GEOMETRIA DE CONFINAMIENTO

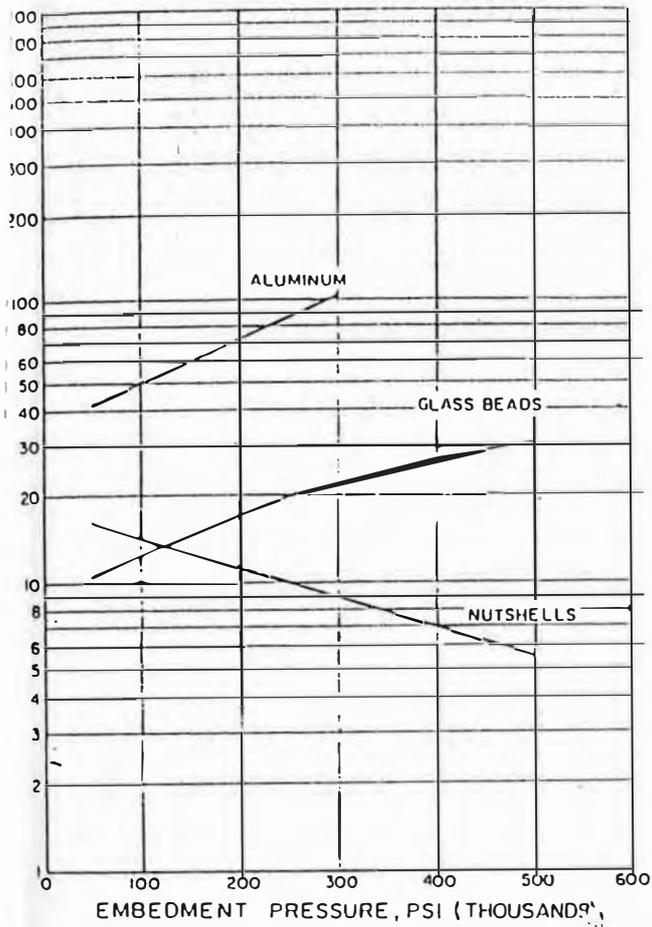


- Single

3.4

particle diameter.

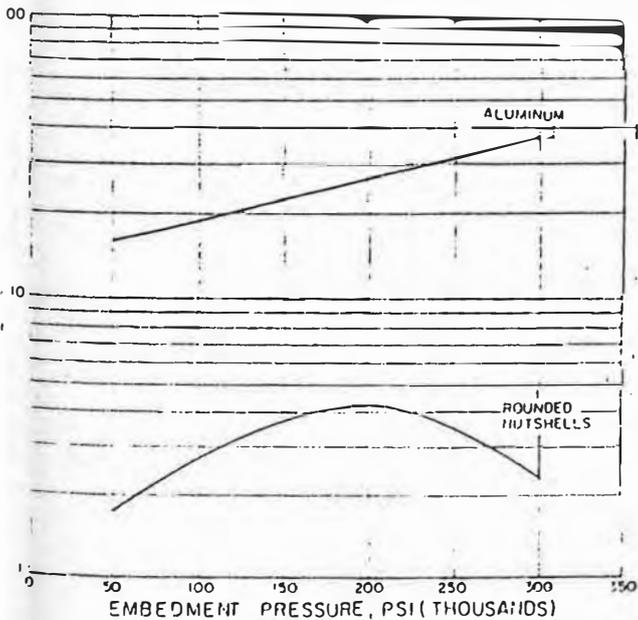
**VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO
DE PARTICULA VS DIAMETRO**



3.5

CAPACIDAD DE FRACTURA VERSUS PRESION DE CONFINAMIENTO A ENTRE 10000 Y 12000 FTS.

rc
lo
at.

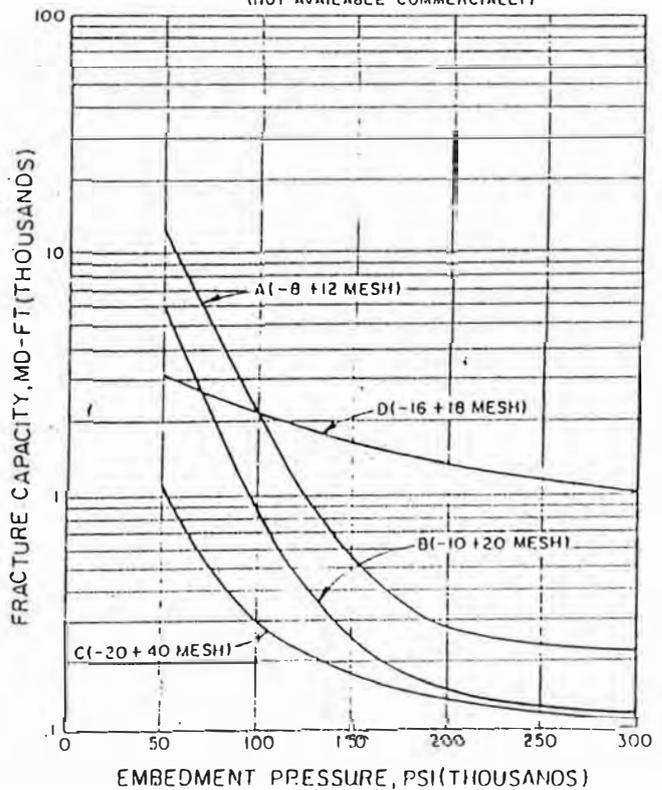


3.6

CAPACIDAD DE FRACTURA VERSUS PRESION DE CONFINAMIENTO ENTRE 12000 Y 14000 FTS.

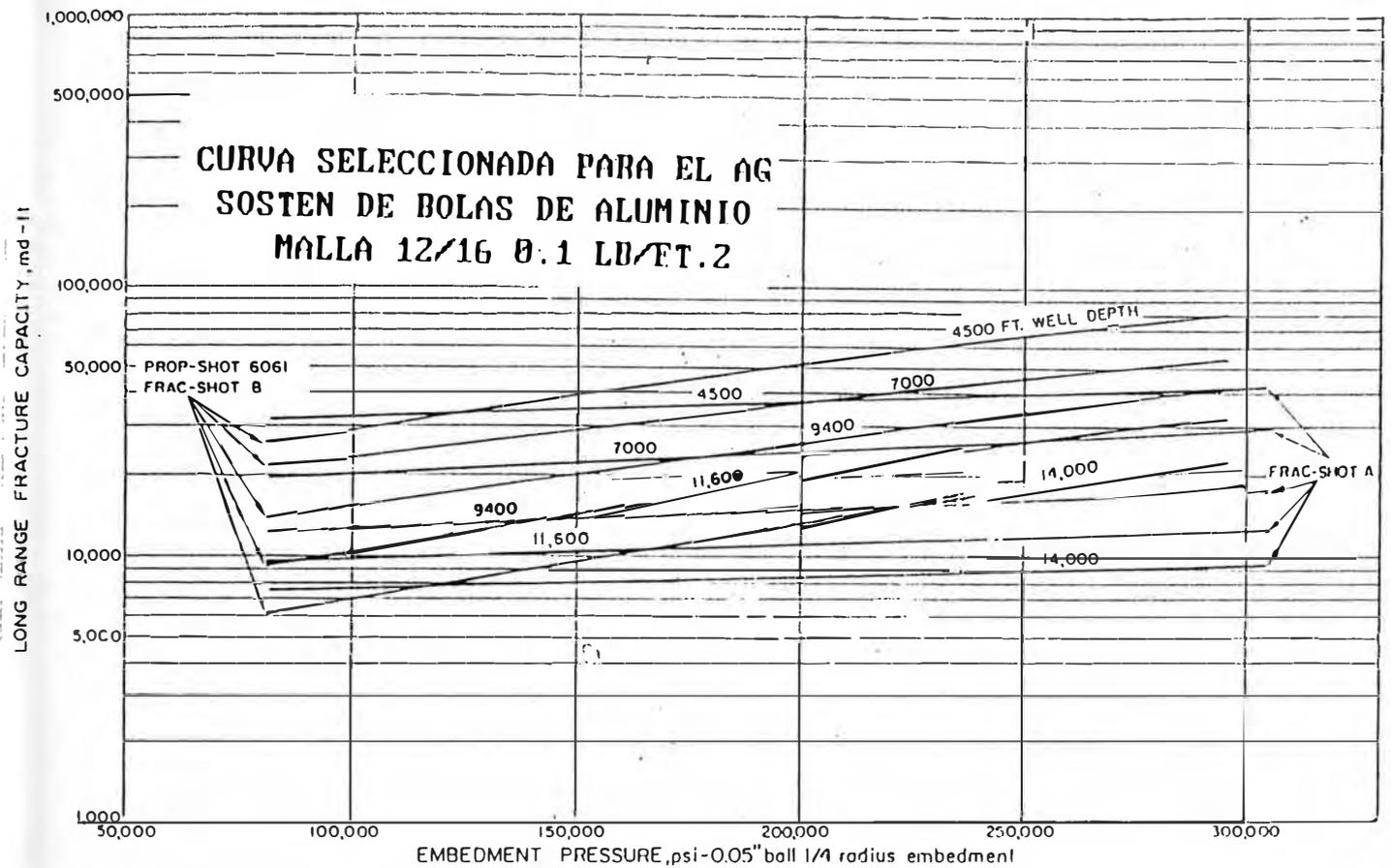
c
o
it

- A. 0.6 LB / SQ FT 1 MONOLAYER
- B. 0.3 LB / SQ FT 1 MONOLAYER
- C. 0.2 LB / SQ FT 1 MONOLAYER
- D. 0.3 LB / SQ FT 1 MONOLAYER (NOT AVAILABLE COMMERCIALY)

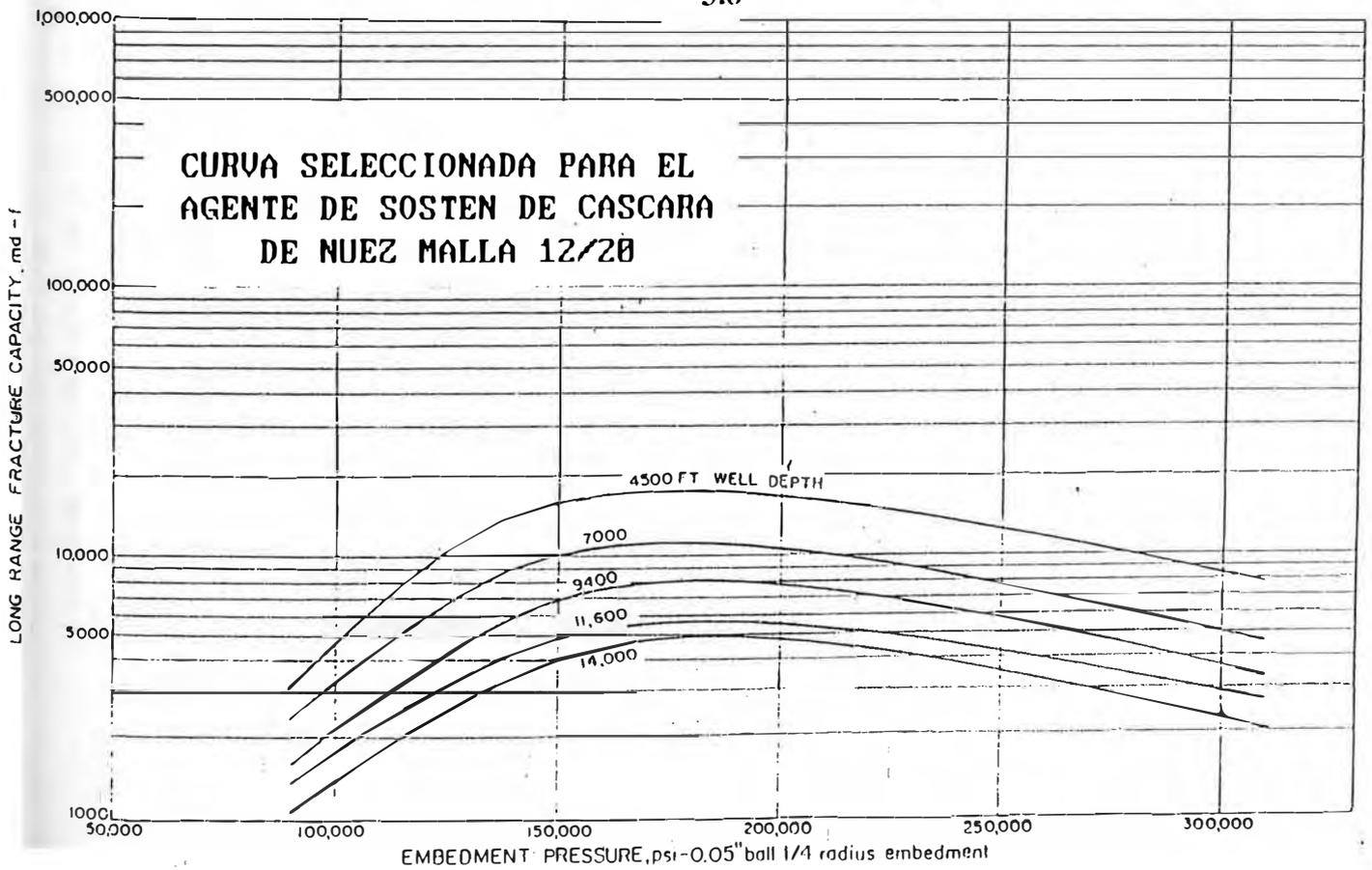


3.7

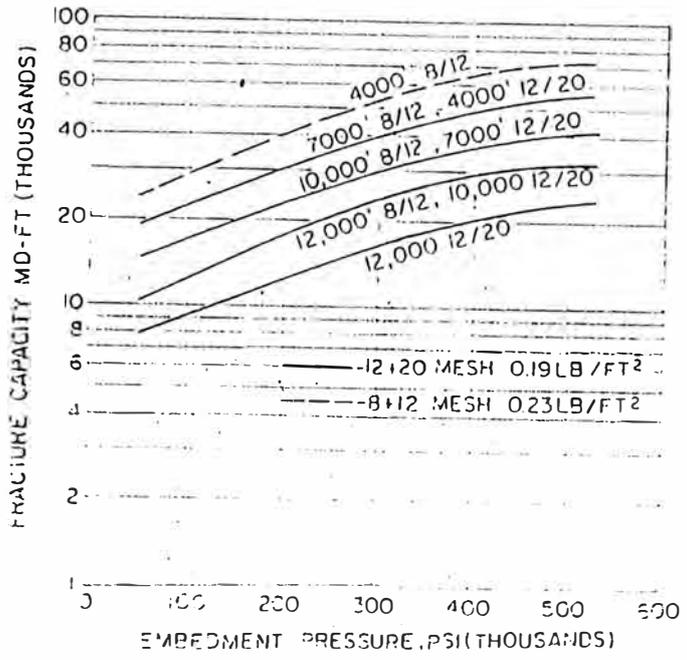
CAPACIDAD DE FRACTURA VERSUS PRESION CONFINAMIENTO PARA ARENA ENTRE 3000 Y 7000 FTS.



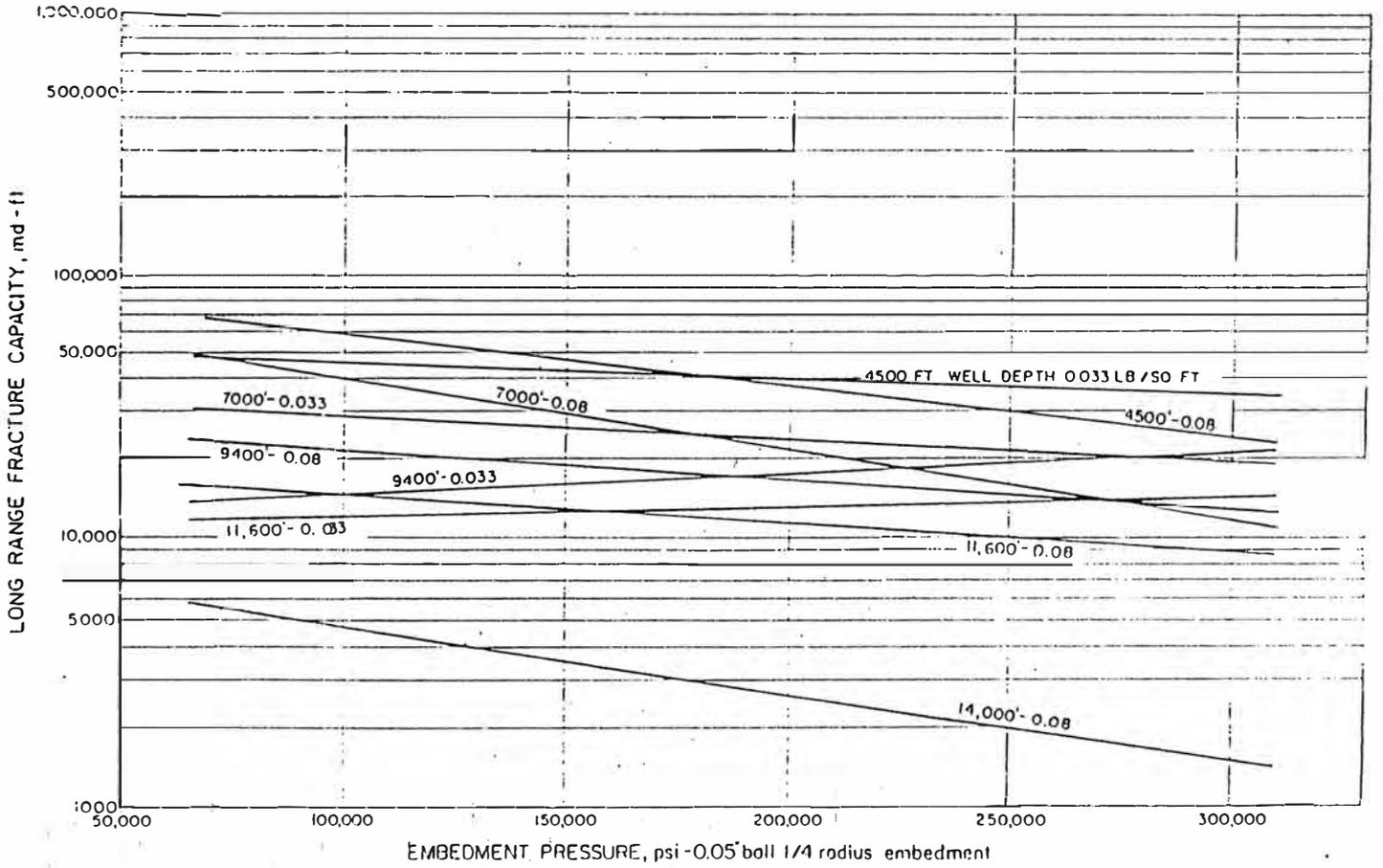
Propping material selection curve for aluminum 3.8 16 mesh U. S. Standard Sieve, 0.1 lb/sq ft.)



Propping material selection curve for rounded nutshells (12-20 mesh U. S. Standard Sieve, 0.06 lb/sq ft.)

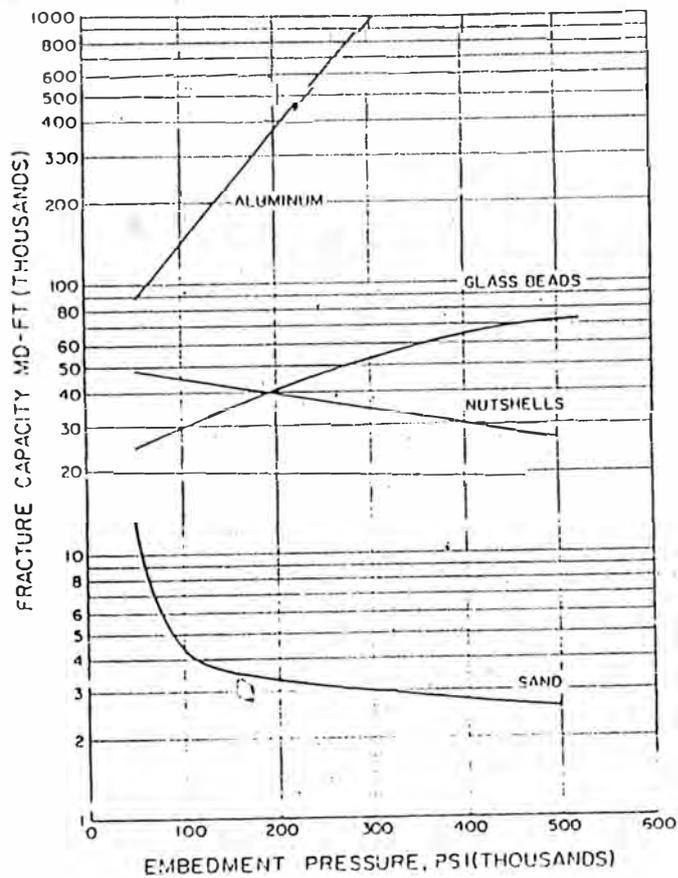


CURVA SELECCIONADA PARA EL AGENTE DE SOSTEN DE BOLAS DE VIDRIO
3.10

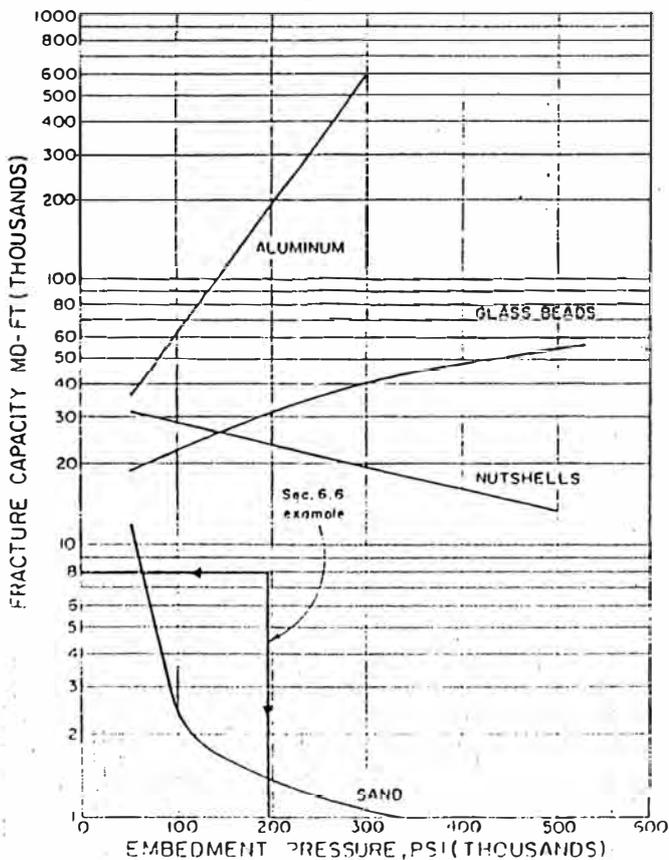


Propping material **3.11** U. S. Standard Sieve.)

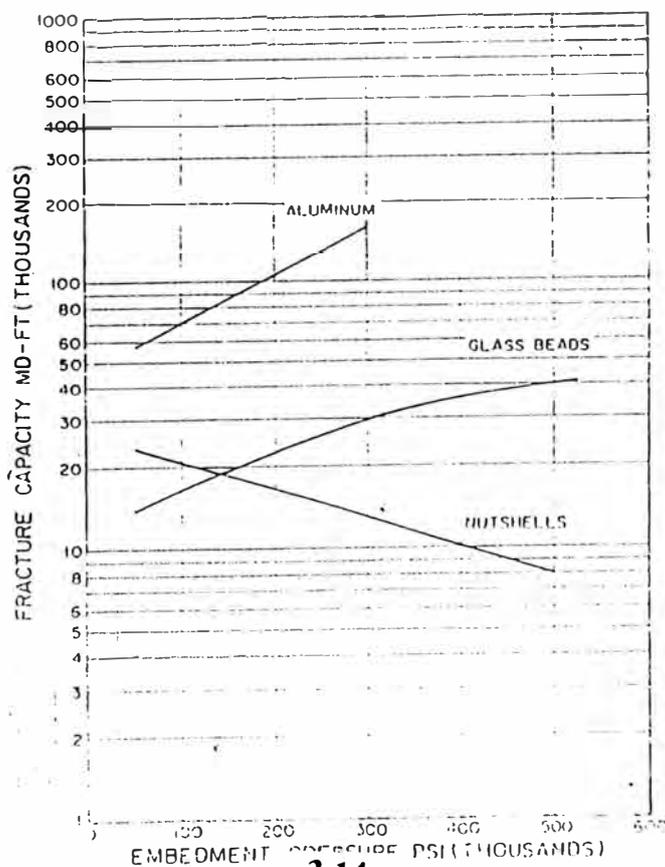
CURVA SELECCIONADA PARA EL AGENTE DE SOSTEN DE CASCARA DE NUEZ MALLA 8/12



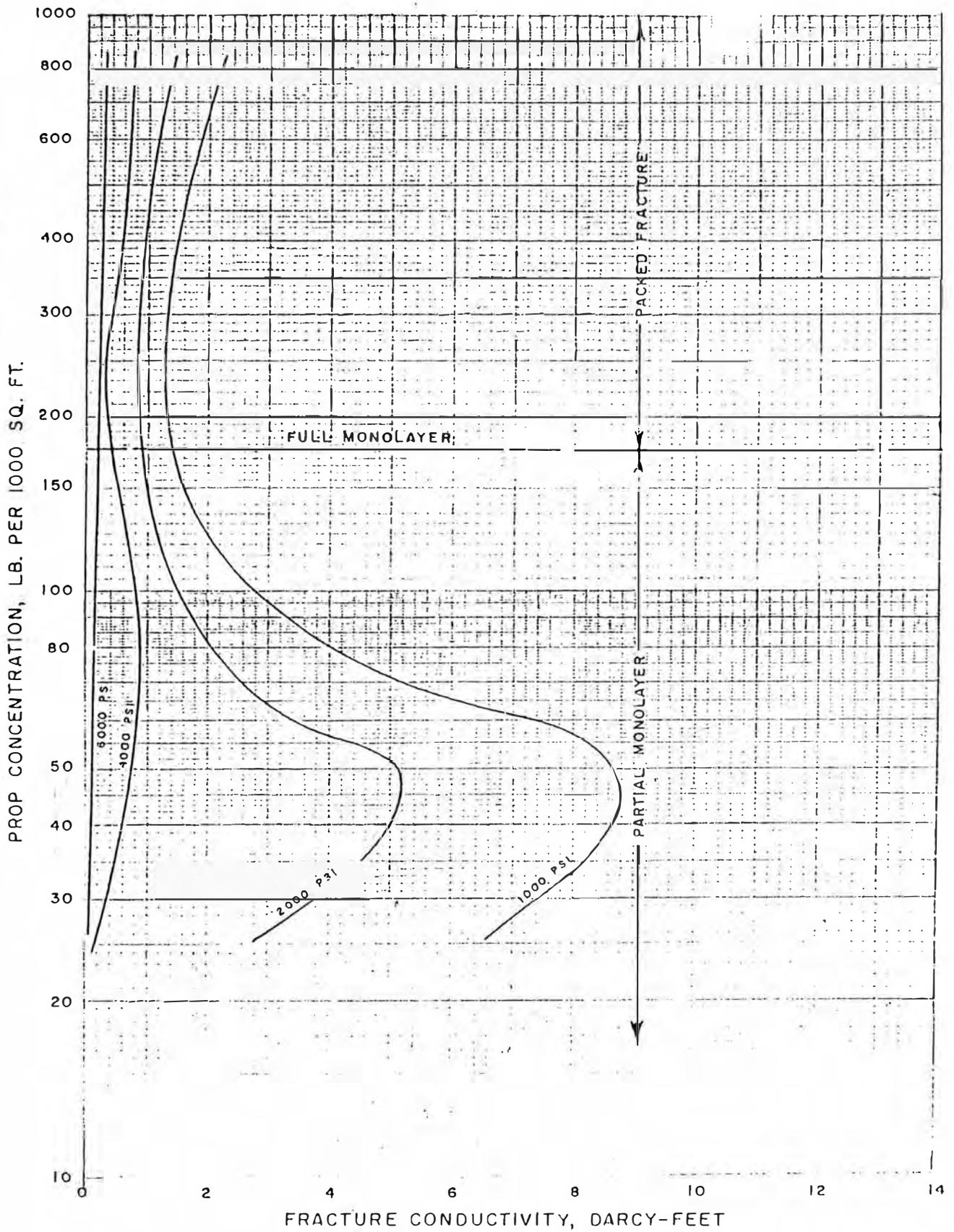
CAPACIDAD DE FRACTURA VERSUS PRESION DE CONFINAMIENTO A UNA PROF. MENOR DE 4000 FT.
3.12



3.13
CAPACIDAD DE FRACTURA VERSUS PRESION DE CONFINAMIENTO A ENTRE 4000 Y 7000 FTS.



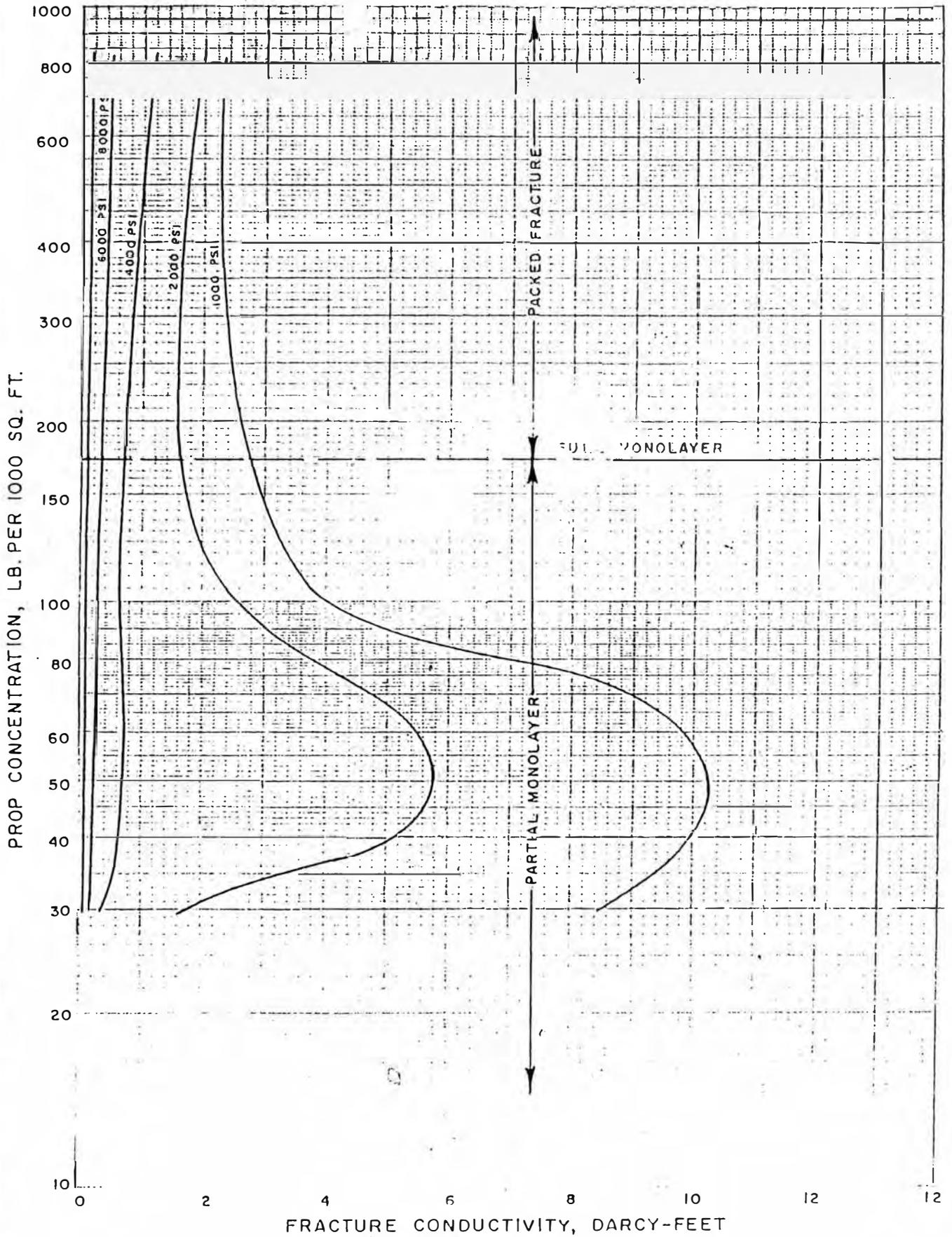
3.14
CAPACIDAD DE FRACTURA VERSUS PRESION DE CONFINAMIENTO ENTRE 7000 Y 10000 FTS.



3.15

Fracture conductivity

**CONDUCTIVIDAD FRACTURA VERSUS
CONCENTRACION DEL SOSTEN PARA
ARENA 20/40 FORMACION SUAVE**

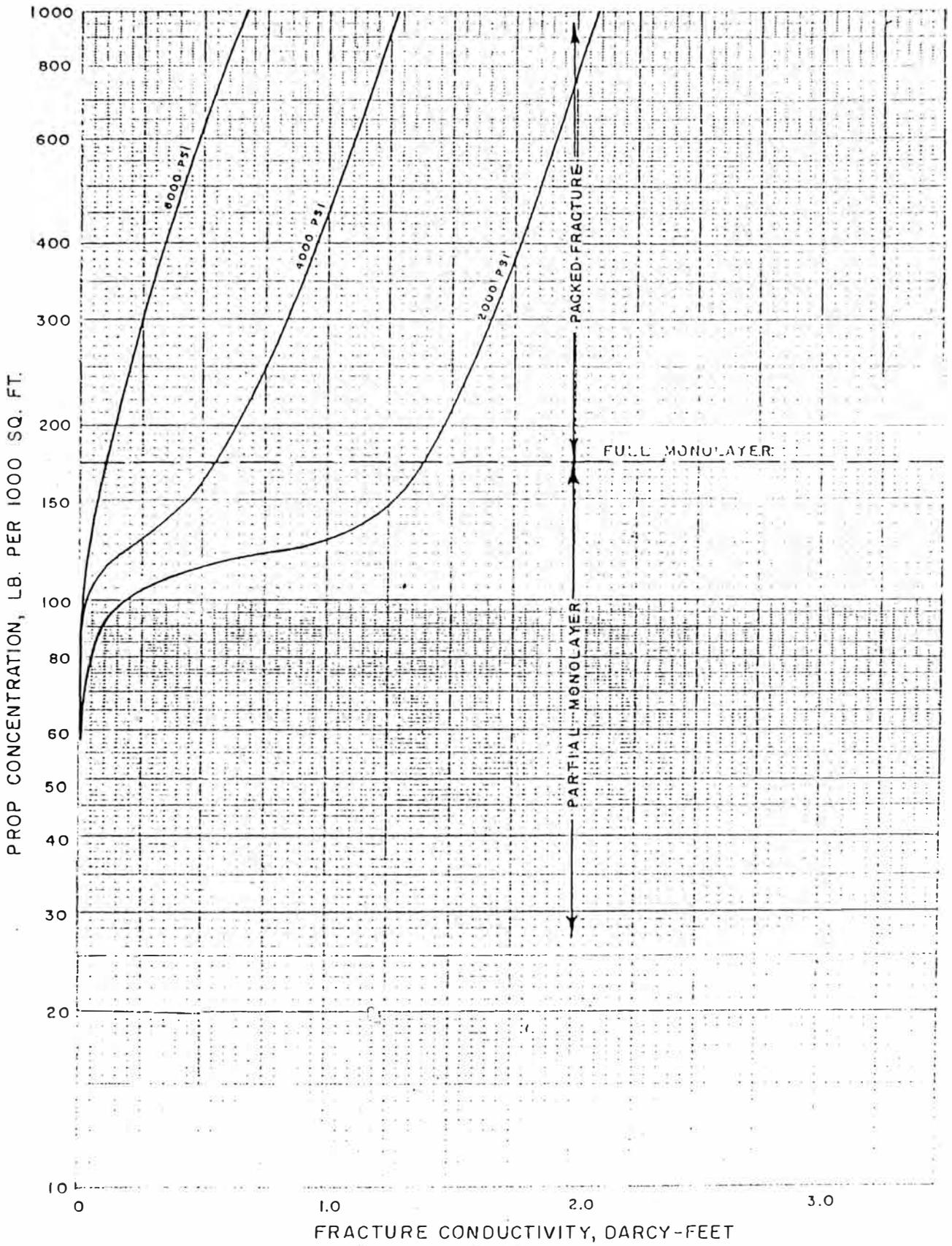


Fracture conductivity

3.16

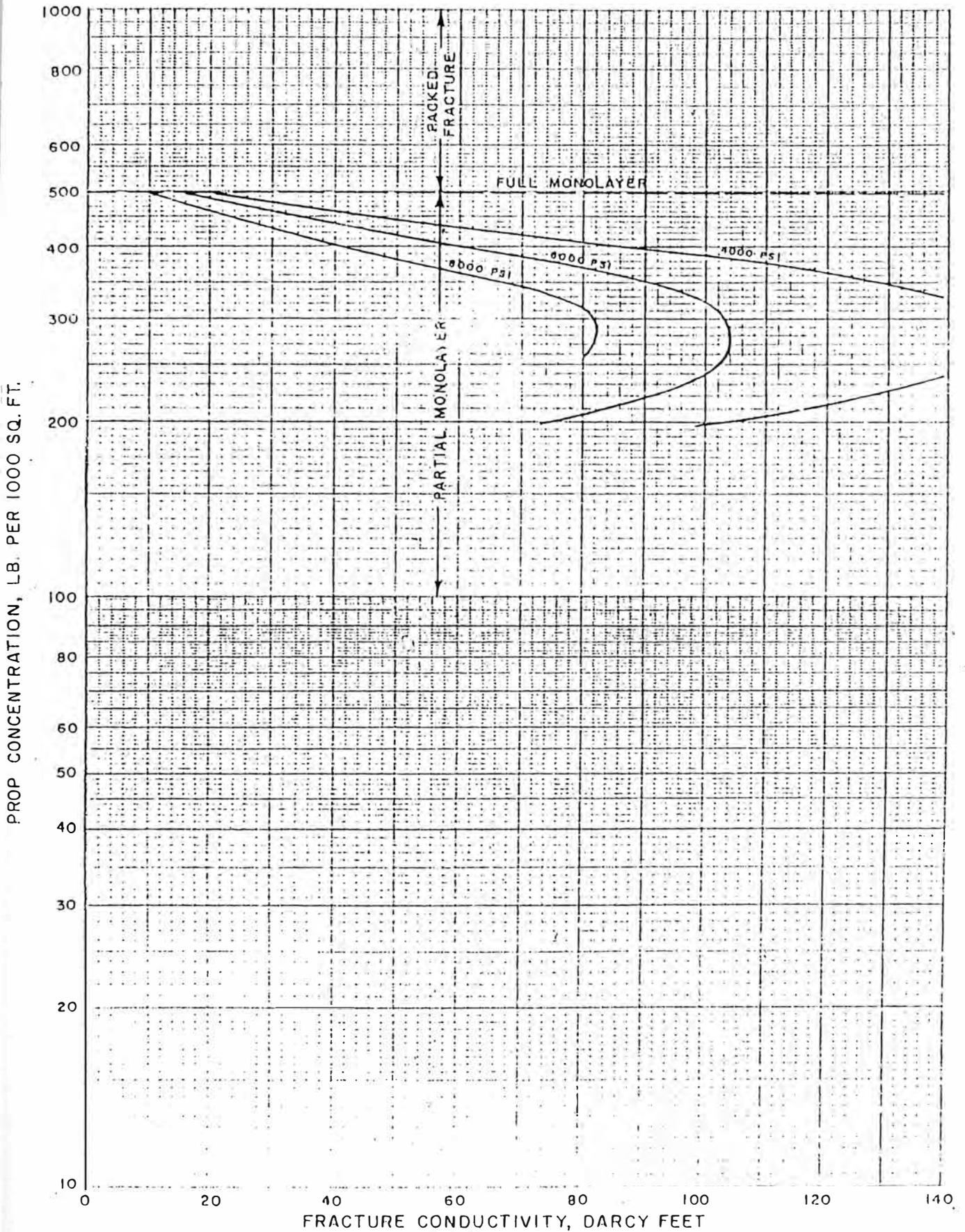
n.°

CONDUCTIVIDAD FRACTURA VERSUS
 CONCENTRACION DEL SOSTEN PARA
 ARENA 20/40 FORMACION DURA



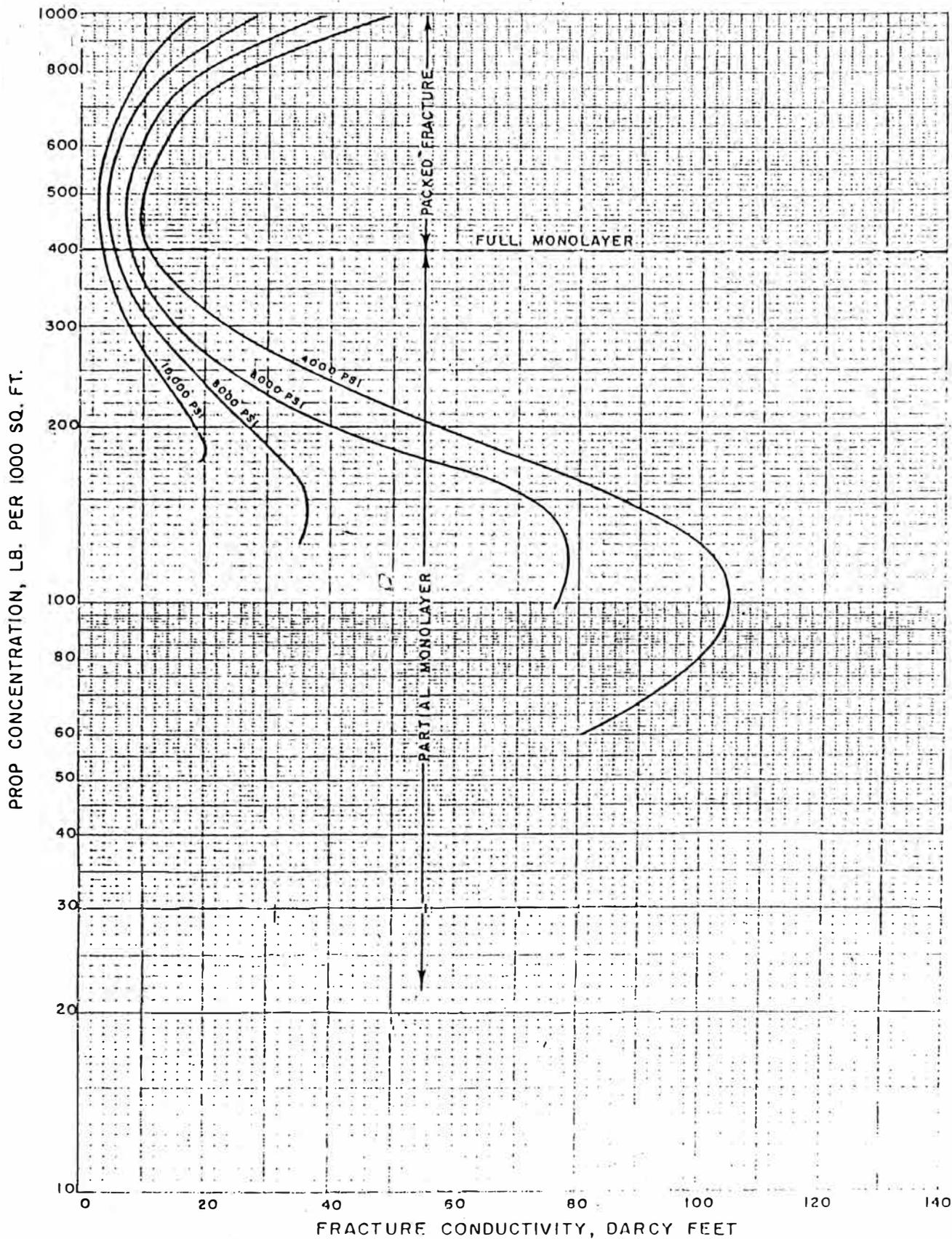
3.17

Fracture conductivity vs **CONDUCTIVIDAD FRACTURA VERSUS** tion.²⁰
CONCENTRACION DEL SOSTEN PARA
ARENA 20/40 FORM. MUY DURA



3.18

Fracture conductivity vs CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA VS mation.²⁰
 CONCENTRACION DEL SOSTEN PARA
 ARENA 8/12 FORM. MUY. DURA



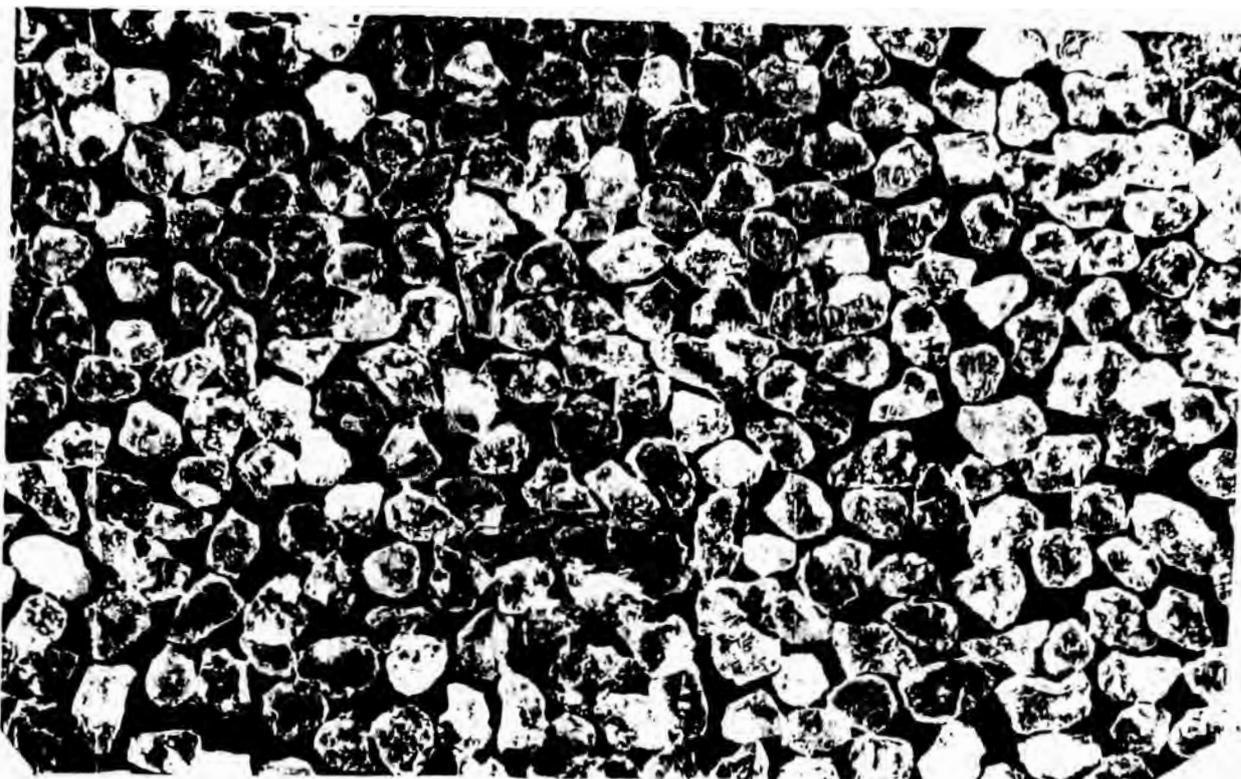
3.19

Fracture conductivity

COONDUCTIVIDAD DE FRACTURA VS ^{ormation.²⁰}
 CONCENTRACION DEL SOSTEN PARA
 ARENA 12/20 FROM. MUY DURA



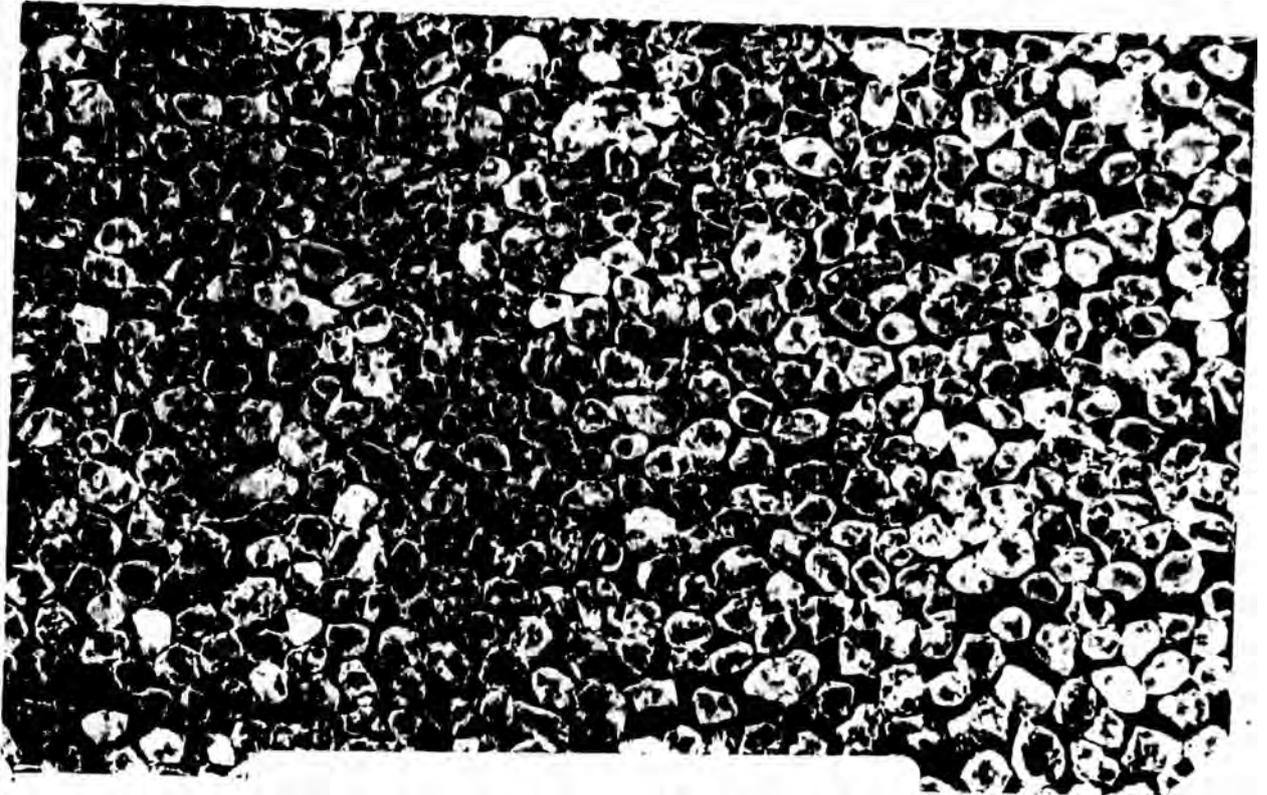
**ARENA DE CAJAMARCA MTRA. 3
MALLA NUM. 25**



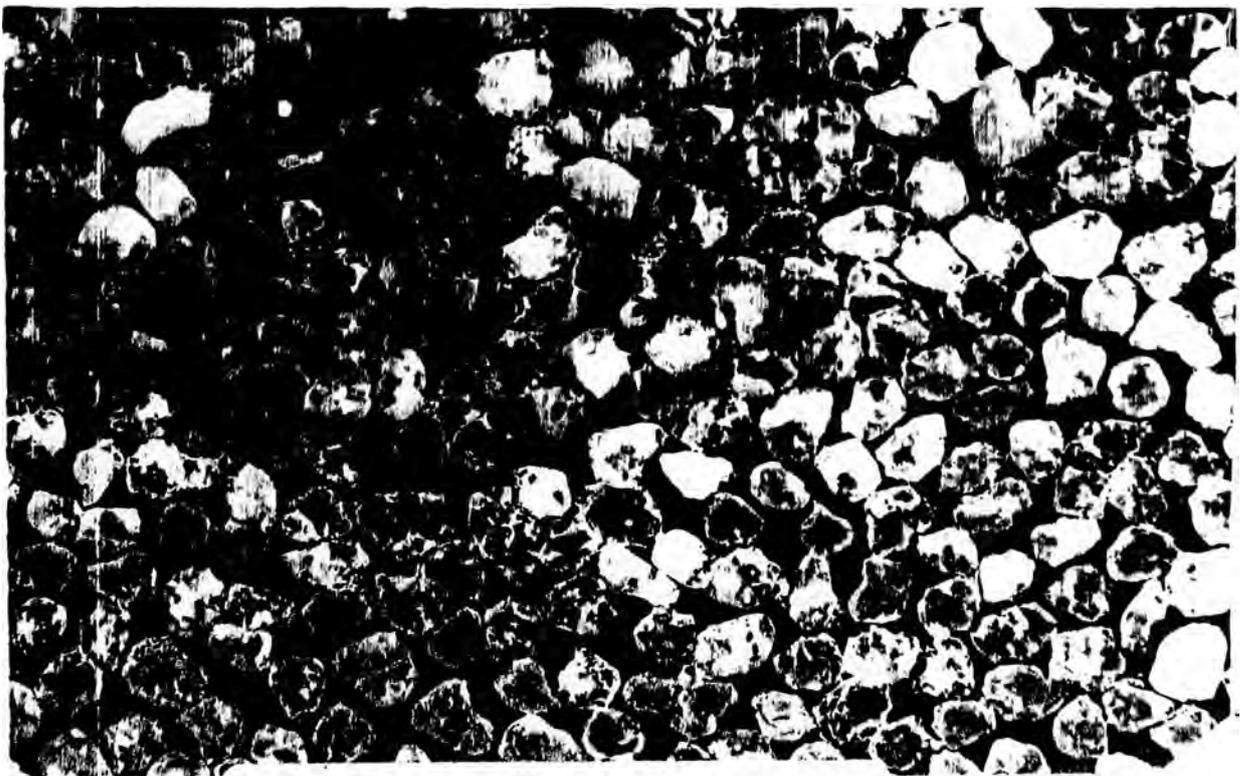
**ARENA DE CAJAMARCA ROJA
MALLA NUM. 25**



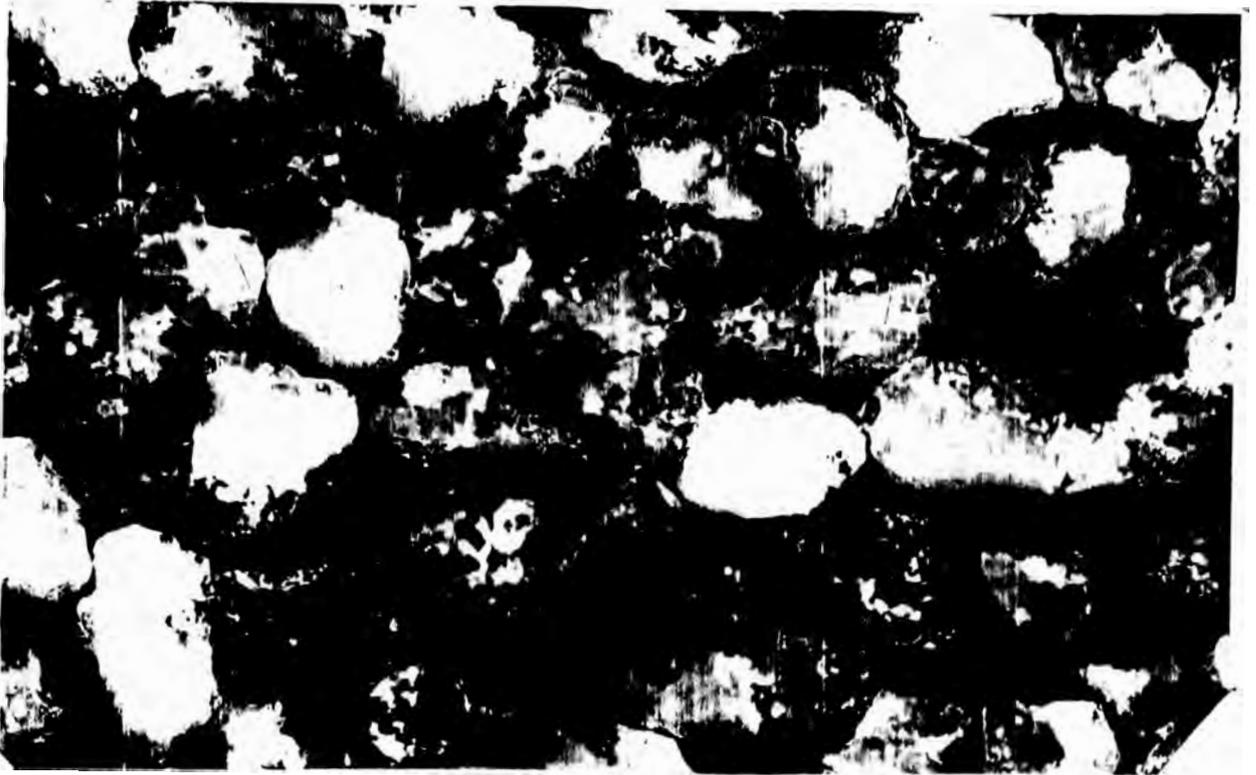
**ARENA DE CAJAMARCA ROJA
MALLA NUM. 16**



**ARENA DE CAJAMARCA ROJA
MALLA NUM. 40**



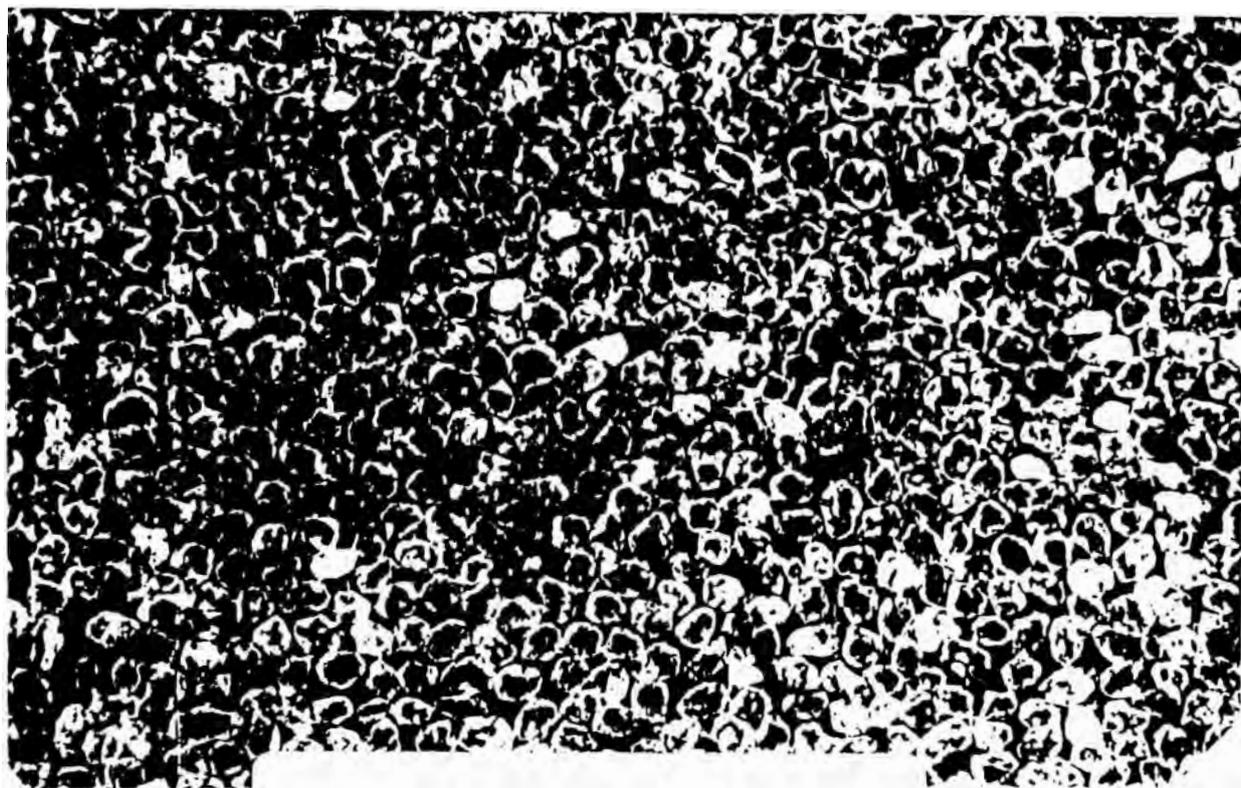
**ARENA DE CAJAMARCA ROJA
MALLA NUM. 20**



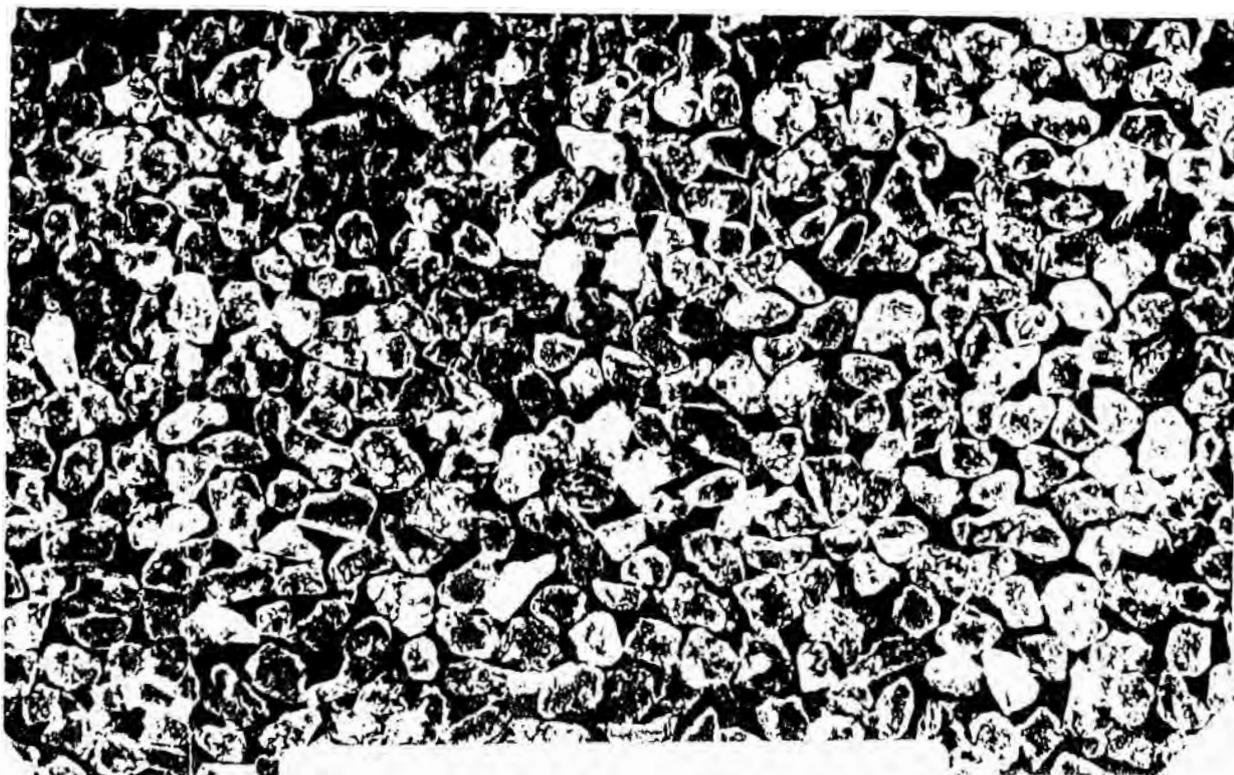
**ARENA DE CAJAMARCA ROJA
MALLA NUM. 10**



**ARENA DE CAJAMARCA ROJA
MALLA NUM. 8**



ARENA DE CAJAMARCA MTRA. 3
MALLA NUM. 40



ARENA DE CAJAMARCA MTRA. 3
MALLA NUM. 30