

34
201

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería



ANÁLISIS DE LOS DATOS PARA EL DISEÑO
DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JAIME GERARDO TELLEZ OLIVARES



México, D. F.,

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-251

Señor TELLEZ OLIVARES JAIME GERARDO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.-Mateo Mendoza Castro, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"ANALISIS DE LOS DATOS PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO
HIDRAULICO"

- I INTRODUCCION.
- II CONCEPTOS SOBRE EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.
- III DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.
- IV ANALISIS DE LOS DATOS PARA EL DISEÑO.
- V CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Noviembre 15 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

C O N T E N I D O

CAPITULO	1	Introducción	1
CAPITULO	2	Conceptos sobre Fracturamiento Hidráulico	5
		A) Historia	6
		B) Mecanismo del Fracturamiento Hidráulico	9
		C) Fluidos Fracturantes	20
		D) Apuntalantes	29
CAPITULO	3	Diseño de un Fracturamiento Hidráulico	34
		A) Metodos de Diseño	35
		B) Método de Diseño de Geertsma & Klerk	43
		C) Programa de Cómputo	56
CAPITULO	4	Análisis de los Datos para el Diseño	66
		A) Datos de la Formación	69
		B) Datos del Fluido Fracturante	73
		C) Datos del Apuntalante	77
		D) Datos del Tratamiento	79
		E) Tablas y Gráficas	81
CAPITULO	5	Conclusiones	112
		Nomenclatura	116
		Bibliografía	121

C A P I T U L O

1

Introducción

Este trabajo es preparado con la finalidad de presentarlo como tesis profesional ante el correspondiente jurado de la Facultad de Ingeniería, persiguiendo además, contribuir aunque en forma mínima dentro de lo que en sí es la carrera que he estudiado a lo largo de estos últimos cinco años y medio, quizá no sea nada novedoso pero sin embargo podrá ser una referencia más a tomar y de la cual se podrá partir para así seguir adelante con los estudios que a esté tema concierne.

El diseño del fracturamiento hidráulico ha evolucionado, desde simples reglas prácticas, hasta la formulación de modelos matemáticos que permiten predecir, con alto grado de confiabilidad, los resultados que puedan obtenerse al aplicar un tratamiento de este tipo. El procedimiento, de el fracturamiento hidráulico, consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica, denominado fluido fracturante, penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

En marzo de 1949 se practicó, en forma experimental, el primer fracturamiento hidráulico en una formación. Desde entonces este procedimiento, producto de la investigación industrial, ha evolucionado hasta ser el método de estimulación de mayor aplicación en la industria petrolera.

Se estima, en forma conservadora, que el 75% de los pozos fracturados logran incrementar considerablemente su producción y sus reservas de hidrocarburos. De hecho muchos campos deben su existencia a este procedimiento.

Esencialmente el objetivo que se persigue es el de realizar un análisis detallado y exhaustivo de los datos que intervienen en el cálculo de un fracturamiento hidráulico, realizando para tal efecto una serie de corridas de un programa de cómputo previamente seleccionado y diseñado, variando bien sea uno, dos ó más parámetros que nos permitan observar los cambios que esto ocasiona, realizando a la vez una adecuada evaluación para determinar cual de estos parámetros presenta mayor importancia dentro de nuestro programa empleado.

Primeramente se presentan los elementos que a juzgar son los básicos dado que seran de gran utilidad para comprender la gran importancia que cada uno de los datos a analizar tiene. Así mismo se realiza un breve bosquejo de lo que ha sido, y es a la fecha el fracturamiento hidráulico, escogiendo de una serie de metodos, uno en particular y por consiguiente sus respectivas consideraciones y cálculos, las cuales se emplearán en el algoritmo que se ha de diseñar para realizar las diferentes corridas.

El tema central y primordial de este trabajo lo constituye el estudio detallado de los datos que intervienen en el diseño del fracturamiento hidráulico, tales como:

1. Características reológicas del fluido fracturante,
2. Coeficiente de pérdida de fluido,
3. Pérdida inicial de fluido,
4. Densidad del fluido fracturante,
5. Propiedades mecánicas de la roca,
6. Tipos de agentes apuntalantes,

7. Tamaño de los agentes apuntalantes,
8. Rango de volúmenes de fluido fracturante disponibles y
9. Rango de concentraciones del agente apuntalado deseado.

Es este estudio mediante el cual podremos establecer la debida importancia y repercusión que cada uno de estos parámetros tiene dentro del diseño, así mismo podremos formular una conclusión con las suficientes bases, que nos indique en que tipo de errores podemos caer al tomar equivocadamente tal ó cual valor de uno u otro parámetro, esto en sí no es otra cosa que un análisis exhaustivo de la sensibilidad del modelo a estos parámetros, lo cual podrá ser de una gran ayuda para predecir los posibles cambios a esperar dependiendo de los valores que dichos parámetros tomen.

Al final de este trabajo se dedica un capítulo en especial para incluir en su totalidad el índice bibliográfico que fue consultado para hacer posible la realización de este escrito.

C A P I T U L O

2

Conceptos sobre

Fracturamiento

Hidráulico

A) Historia.

Al final de la década de los 40's, la compañía Stanolind Oil & Gas (nueva Corporación Pan American Petroleum) anunció un proceso hidráulico para ayudar a incrementar la productividad de los pozos, siendo una real culminación de años y años de estudio exhaustivo, tanto en el laboratorio como en el campo. El primer trabajo de fracturamiento de una manera comercial, fue ejecutado en marzo de 1949. Desde entonces se tenían ya los datos suficientes para realizar poco más de 400 000 tratamientos, los cuales deberían ser ejecutados en pozos que practicamente se encontraban localizados en todo el mundo, primordialmente en las regiones donde existiera gas y aceite. Como un dato informativo se indica que aproximadamente el 10% de todas las reservas recuperables en Norte América se deben al empleo de este tipo de estimulación.

Inicialmente los trabajos consideraban de 750 a 1,000 galones, de un gel hidrocarburo (usualmente Kerosena ó aceite crudo) conteniendo alrededor de media libra de arena por galón. Pero, para los años siguientes una gran porción de los tratamientos de fractura total fueron ejecutados empleando aceite crudo y/o refinado para así obtener una mejoría momentánea. Por otra parte, lo abaratado que se encontraban estos fluidos permitió el empleo de grandes volúmenes por el mismo o menor costo, y por consiguiente el uso del volumen de fluido para el tratamiento fracturante se mantuvo a un ritmo constante. Posteriormente el mayor interés gravitó en las grandes cantidades de arena de algún lugar de la tierra hasta obtener una concentración superior al promedio que es de una libra por cada galón de fluido.

También la fractura creada se expuso a su máxima capacidad de flujo, con un frecuente aumento del apuntalante. Pero se observo que al reducir la concentración del agente apuntalante se evitaba el uso en exceso de este producto obteniéndose a la vez resultados apropiados.

Originalmente todos los trabajos emplearon algún fluido proveniente del petróleo como el medio de acarreamiento de arena y como el medio que extenderá la fractura. Sin embargo, es posible utilizar algunos ácidos densos para formaciones calizas.

Se han empleado, para muchos trabajos, tanto fluidos de base acuosa como fluidos de base aceite. La figura 1 nos muestra los registros obtenidos al final de 1963 donde es posible observar que los fluidos base agua fueron empleados en un 60%.

En un principio los equipos de servicio de fracturamiento estaban formados por dos bombas, montadas en un adecuado chasis y con un motor de forma individual el cual proporcionaba la respectiva potencia. Siendo en este entonces el gasto de inyección promedio para los tratamientos de fracturamiento en los Estados Unidos de 3.5 (bl/min), pero inevitablemente, esto ha sufrido notables incrementos hasta alcanzar los 21.6 (bl/min). En la actualidad muchos trabajos de gastos bajos son ejecutados en varios campos, esto es, en áreas específicas. Pero en cuanto los gastos exceden los 30 (bl/min) los requerimientos de potencia llegaran a 9,000 caballos de fuerza para poder ser ejecutados.

En la actualidad, la computadora es una herramienta de gran utilidad, en el diseño del fracturamiento hidráulico, dado que nos

----- Base aceite
———— Base agua

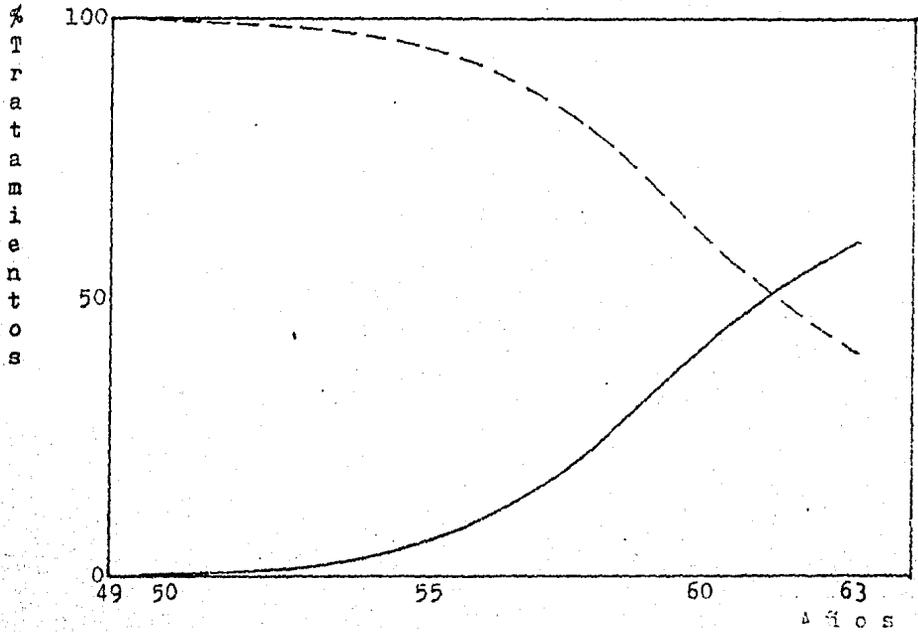


Figura 1. Uso de los fluidos fracturantes base aceite VS fluidos base agua, en los Estados Unidos, de 1949. a 1963..

reduce el tiempo empleado en los respectivos cálculos y por consiguiente será posible analizar varias alternativas, eligiendo la más adecuada a nuestro problema.

A lo largo de muchos años de emplear el fracturamiento hidráulico se probó y desarrolló desde un método prometedor hasta un servicio aceptable mundialmente. Estos valores que han ayudado para incrementar la producción serán verificados por el porcentaje de reservas presentes recuperables, valorizándose así su aplicación. Los avances tecnológicos através de la investigación en varias fracciones de la industria petrolera han contribuido mucho al desarrollo de todo esto. De continuar con la investigación y el estudio, se obtendrá un mejoramiento adicional y a la vez se ampliará el campo en el que esto sea empleado.

B) Mecanismo del Fracturamiento Hidráulico.

El mecanismo de la iniciación y extensión de la fractura así como la resultante geometría de la fractura están relacionadas con las condiciones de esfuerzo existentes alrededor del agujero, las propiedades de la roca, las características del fluido fracturante y la forma en que el fluido es inyectado.

Hubbert y Willis presentaron una teoría simplificada del mecanismo de fractura que explica muchos de los eventos observados en el campo durante las operaciones de cementación forzada, empacamiento con grava, fracturamiento hidráulico y algunos instantes de pérdida de circulación durante la perforación. Hubbert y Willis nos

proporcionan las bases teóricas para comprender el fracturamiento de la formación. Hubbert y Willis concluyeron lo siguiente:

1. Si la presión del fluido es aplicada localmente dentro de las rocas e incrementada hasta que el fracturamiento de las rocas ocurra, el plano por el cual ocurre el fracturamiento es perpendicular al mínimo esfuerzo principal. (Fig. 2)
2. Las fracturas horizontales no pueden ser producidas por presiones hidráulicas menores que la presión total de la sobrecarga.
3. En rocas sedimentarias, una aproximación cercana a la presión de sobrecarga es igual a $1.0 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$ por cada pie de profundidad.
4. Para áreas tectónicamente aflojadas por fallamientos normales, el mínimo esfuerzo será horizontal; la fractura producida deberá ser vertical con una presión de inyección menor que la presión de sobrecarga.
5. En áreas de compresión tectónica activa, el mínimo esfuerzo deberá ser vertical e igual a la presión de sobrecarga; las fracturas serán horizontales cuando la presión de inyección sea igual o mayor que la presión de sobrecarga.

La superficie de las rocas está normalmente en un estado de dos esfuerzos de compresión debido al peso de la sobrecarga. Este peso de sobrecarga crea en el agujero esfuerzos tanto en la dirección vertical como en la dirección horizontal. Las rocas sedimentarias tienen inherentemente una resistencia a la tensión, esto es, que se encuentran unidas por los esfuerzos compresivos. Una frac-

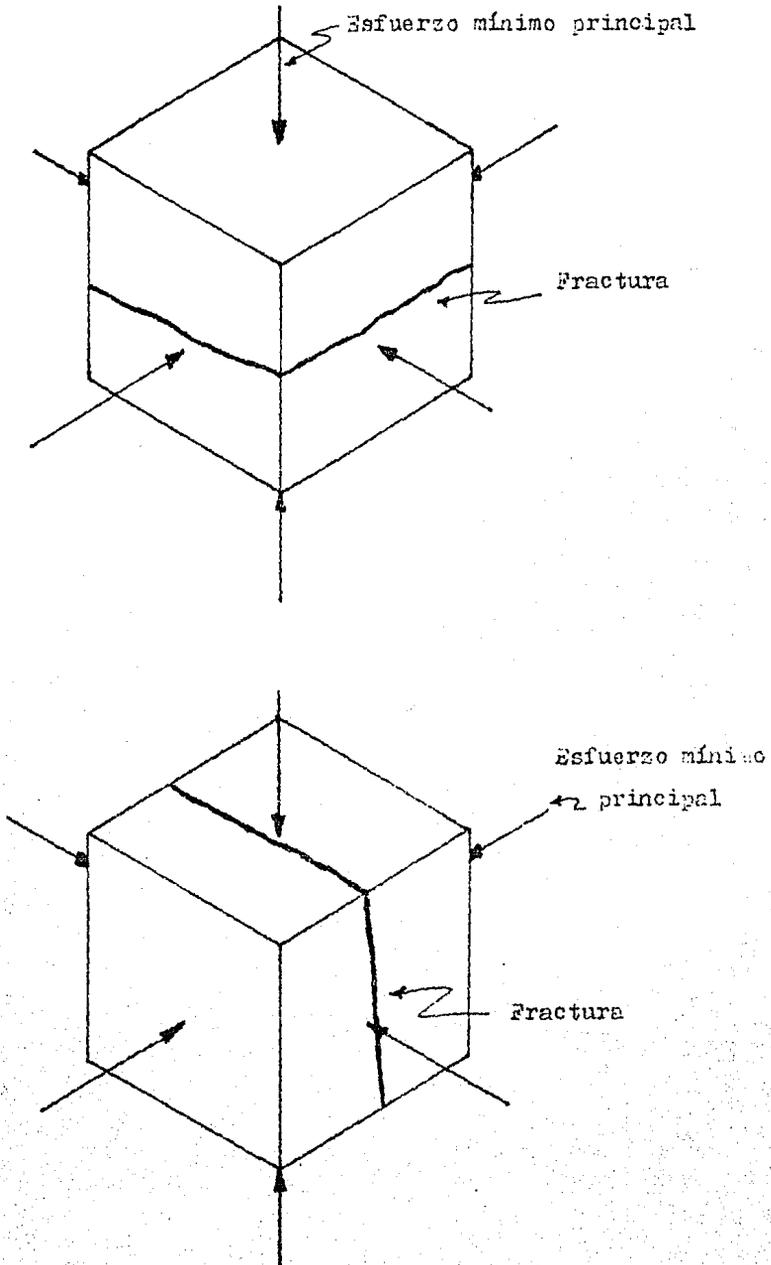


Figura 2 Elementos de esfuerzo y planos preferentes de fractura.

tura es extendida cuando la suficiente diferencia de presión hidráulica es aplicada para vencer estos esfuerzos compresivos.

Considerando que la corteza de la tierra es un material elástico, dentro de una determinada condición tectónica, las fuerzas de compresión tanto horizontal como vertical pueden ser calculadas como sigue: (6)

El esfuerzo compresivo vertical por:

$$Q_v = 0.007 \rho D$$

La densidad de la roca varía de 125 a 212 (lb/ft³), siendo 144 (lb/ft³) un promedio razonable.

El esfuerzo de compresión efectivo de la matriz es reducido cuando la formación es porosa y contiene fluidos. Parte de la carga de sobrecarga es soportada por el fluido presurizado.

El esfuerzo vertical compresivo efectivo, (\bar{Q}_v), en la matriz de la roca puede ser calculado por: (6)

$$\bar{Q}_v = 0.007D - P$$

El esfuerzo horizontal compresivo efectivo, (\bar{Q}_h), en la matriz de la roca puede ser calculado por: (6)

$$\bar{Q}_h = \frac{\mu}{1 - \mu} (\bar{Q}_v - P)$$

La medida en el laboratorio de la relación de Poisson se encuentra en un rango aproximado de 0.15 a 0.40 . La medida del registro sónico ofrece muchas posibilidades de medir la relación de Poisson en el sitio mismo.

En una arena floja el esfuerzo horizontal de la matriz es aproximadamente un tercio o un medio del esfuerzo vertical dependiendo de la relación de Poisson para zonas adyacentes (tal vez medida del registro sónico) sería posible predecir que zonas son favorables para la fractura.

En arenas suaves ó no consolidadas los esfuerzos horizontales de la matriz seran relativamente altos. En materiales rígidos, tales como la dolomita y la caliza, se fracturaran a presiones más bajas. En zonas de sal donde la relación de Poisson sea de 0.5, los esfuerzos horizontales serán iguales a los esfuerzos verticales en la matriz, de tal forma que la presión de la fractura es alta y quizas un fracturamiento horizontal sea el resultado.

La presencia de una distorsión pre-existente en los esfuerzos en la roca a una corta distancia del pozo, puede afectar seriamente la presión requerida en el pozo para iniciar la fractura.

Hubbert y Willis mostraron que el esfuerzo compresivo en las paredes del agujero depende de la relación de los dos esfuerzos horizontales regionales principales. Dependiendo de la relación de los esfuerzos principales, el esfuerzo mínimo en el agujero debe variar, por el doble del esfuerzo principal, cuando los dos esfuerzos principales son iguales; o cero, cuando un esfuerzo principal es tres veces más que el otro.

Para un fluido no penetrante y en agujero abierto, Hubbert y Willis presentaron la siguiente ecuación para calcular la presión de iniciación de la fractura.

Fractura Horizontal: Considerando que los componentes verticales de las fuerzas son ejercidas contra la formación, la condición necesaria para iniciar la fractura horizontal es que la presión del pozo debe exceder el esfuerzo vertical más la resistencia a la tensión vertical de la roca ó sea:

$$(P_i)_h = \bar{Q}_v + S_v + P$$

Fractura Vertical: Las condiciones para la iniciación de la fractura vertical dependen de la resistencia relativa de los dos principales esfuerzos de compresión horizontales.

Para causar un derrumbamiento en la formación, la presión en el pozo sera un poco mayor que el mismo esfuerzo de el pozo y será además sobrepuesta la resistencia a la tensión de la roca. Esto puede ser expresado como sigue: (6)

$$(P_i)_v = 3\bar{Q}_{h_2} - \bar{Q}_{h_1} + S_h + P$$

Una penetración del fluido incrementa el área presurizada sobre los contactos de los fluidos de la formación y a la vez puede reducir la presión necesaria para iniciar el fracturamiento.

Ya que la fractura ha sido creada e invadida por la presión del fluido, la concentración de los esfuerzos cercanos al pozo son reducidos y la presión hidráulica requerida para extender la frac-

tura simplemente se sobrepone a los componentes de los esfuerzos no perturbados del campo, normales estos al plano de la fractura.

La presión de propagación de la fractura (y el gradiente de la fractura) pueden ser obtenidos durante las operaciones de fracturamiento por el registro de presiones en la cabeza del pozo inmediatamente después de que el bombeo dentro de la fractura, sea suspendido (Fig. 3). Entonces el gradiente de fractura es incrementado por el aumento de la presión de poro, esta medida debiera ser hecha antes de que la presión de poro sea aumentada significativamente por la inyección del fluido fracturante.

La presión instantánea en la cabeza del pozo, corregida a la profundidad del agujero por la suma de la presión hidrostática de la columna de fluidos en el pozo productor, es la presión de propagación de la fractura. El gradiente de fractura es la presión de propagación de la fractura dividida por la profundidad de la formación.

El mínimo esfuerzo horizontal principal en la matriz de la roca se tiene:

$$\sigma_{h_1} = \text{Presión de propagación} - \text{Presión de poro}$$

Este esfuerzo es de un interés particular, debido a que es el esfuerzo que los agentes apuntalantes resisten en orden a la abertura de la fractura que se tiene. En la práctica actual la presión de poro puede ser igual a la presión estática del yacimiento, siempre que la presión de propagación de la fractura sea medida antes de que la inyección del fluido fracturante sea significativa

para la presión de poro a un nivel cercano del pozo.

En áreas donde ocurren fallas normales, el esfuerzo mínimo principal es el horizontal resultando fracturas verticales. En áreas afalladas las formaciones pueden estar bajo un considerable esfuerzo compresivo horizontal, por lo tanto, el esfuerzo de sobrecarga puede ser el esfuerzo mínimo principal y pueden resultar fracturas horizontales.

Los esfuerzos verticales resultantes del peso de sobrecarga son aproximadamente de 1.0 (psi/ft). Teóricamente, el gradiente de presión de propagación de la fractura será excedido hasta un valor para propagar una fractura horizontal. Un gradiente de fractura menor que 1.0 (psi/ft) indica una fractura vertical. Si el gradiente de fractura es 1.0 (psi/ft) ó mayor, es posible obtener cualquier tipo de fractura, bien sea vertical u horizontal.

La comparación de la iniciación de la fractura y presión de propagación también da el indicio de como se orienta la fractura. Descuidando la resistencia a la tensión de la roca, si la presión de iniciación de la fractura es substancialmente mayor que la presión de propagación de la fractura, esto puede indicar que la fractura creada sera vertical y que el esfuerzo horizontal principal será aproximadamente igual.

Si no ocurre un agrietamiento en la pared por la presión, esto puede ser indicativo de que la fractura vertical será formada y que los esfuerzos regionales horizontales en el área seran distintos.

Coefficiente de Pérdida de Fluido.

Howard y Past, en 1957, incluyeron este parámetro refiriéndolo al efecto producido por la pérdida de fluido hacia la formación por las caras de la fractura, este es el único parámetro que nos indica la efectividad que tiene un fluido fracturante. En un sistema de flujo dado este coeficiente depende de las características del fluido fracturante usado, de las características de los fluidos del yacimiento y de la roca misma. Es este coeficiente el que define los tres tipos de mecanismos de flujo lineal que ocurren al emplear un cierto fluido fracturante durante el tratamiento de fracturamiento. Dado que se actúa en flujo lineal, se emplea la ecuación de Darcy para dicho flujo definiendo los tres mecanismos de la siguiente manera:

1^{er} Mecanismo: En este se incluye a la vez el efecto combinado tanto de la viscosidad como de la permeabilidad efectiva del fluido fracturante, cuantificándose con la siguiente ecuación: (5)(8)(1)

$$C_1 = 0.0469 \sqrt{\frac{K_{ff} (P_i - P_w) \phi_e}{1000 \mu_{ff}}}$$

$$\phi_e = \phi (1 - S_{or} - S_{wr})$$

Por lo tanto, los fluidos fracturantes con alta viscosidad

son más efectivos en yacimientos donde la presión diferencial de tratamiento es baja.

2º Mecanismo: Se presenta cuando los efectos de viscosidad y compresibilidad de los fluidos del yacimiento controlan la pérdida de fluido fracturante, su evaluación se efectúa con las siguientes expresiones:

$$C_2 = 0.0374 (P_i - P_w) \sqrt{\frac{K_r \phi C_t}{1000 \mu_r}}$$

donde:

$$K_r = \frac{(S_o - S_{or})K_o + (S_w - S_{wr})K_w + S_g K_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g}$$

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

$$\mu_r = \frac{(S_o - S_{or})\mu_o + (S_w - S_{wr})\mu_w + S_g \mu_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g}$$

3º Mecanismo: Este es originado por la utilización de aditi-

vos para evitar la pérdida de fluido y su evaluación se basa en las pruebas de laboratorio efectuadas. Siendo posible, a partir de estos datos, obtener una gráfica de Volumen de Filtrado VS la raíz cuadrada del Tiempo de Flujo donde generalmente se obtendra una línea recta demostrandose que:

$$C_{3,exp} = \frac{0.0164 m}{a}$$

Para pasar de las condiciones experimentales a las reales, tenemos:

$$C_3 = C_{3,exp} \sqrt{\frac{(P_i - P_w) K_{ff} T_3}{\Delta P_{exp} K_{exp} T_{exp}}}$$

Los primeros dos mecanismos involucran coeficientes que pueden ser calculados con los datos tanto del yacimiento como de la viscosidad del fluido fracturante y con el auxilio de las formulas disponibles. El tercer caso involucra coeficientes de pérdida de fluido en función de los aditivos suministrados al fluido fracturante para controlar la pérdida de fluido, todo esto en forma experimental.

Durante el fracturamiento los tres mecanismos indicados ac-

tuan en forma simultánea de tal forma que la combinación de estos, complementa el incremento que se tiene en la efectividad del fluido siendo por consiguiente la suma de los tres valores obtenidos el valor del Coeficiente de Pérdida de Fluido. Ahora bien, para efectuar el cálculo del área de fractura se considera en forma aislada cada mecanismo, por lo que se ha optado por elegir como Coeficiente de Pérdida de Fluido el menor valor obtenido de los tres coeficientes calculados y en determinados casos, cuando no se cuenta con los datos para evaluar (C_1) y (C_2) , se considera sólo (C_3) , que es el coeficiente obtenido en forma experimental.

C) Fluidos Fracturantes.

En un tratamiento de fracturamiento hidráulico, el propósito de los fluidos fracturantes es el de inducir y extender la fractura así como transportar y depositar el agente apuntalante dentro de la fractura. Básicamente aceite y agua son los fluidos usados para crear, extender y apuntalar en su sitio la fractura. Nuestra habilidad, para manejar las propiedades de los fluidos y para conseguir los resultados deseados, es tremendamente aumentado con los recientes avances dirigidos a proporcionar mucho mayores viscosidades a los fluidos y minimizar así los efectos de daño a la formación. Las modificaciones usuales incluyen:

- a) Control de la pérdida de fluido,
- b) Densidad,

- c) Cruzamiento de los agentes gelinizantes y
- d) Su Emulsificación.

Comúnmente dos tercios de los tratamientos de las fracturas usan fluidos base agua y aproximadamente un tercio usan fluidos base aceite. Recientes innovaciones incluyen un gel de alcohol, LPG-CO₂, ó fluidos espumosos. Generalmente podemos efectuar la siguiente comparación:

1. Los fluidos base aceite son baratos y así mismo presentan factores limitados frecuentemente, tales como la pérdida de presión en la TR junto con las correspondientes consideraciones de seguridad.
2. Los fluidos (gel) de agua tienen ventajas especiales debido a sus altas densidades y baja pérdida de fricción en pozos profundos y donde son necesarios grandes gastos de inyección. Donde se involucran altas temperaturas una viscosidad razonable puede ser mantenida a aproximadamente 250°F.
3. Los fluidos con una viscosidad extremadamente alta son costosos y sensibles a la temperatura, pero a la vez pueden proporcionar ampliamente una alta conductividad en las fracturas, lo cual es necesario para estimular zonas de alta permeabilidad (ó proporcionar la capacidad de acarreo de arena, necesario esto, para apuntalar las fracturas registradas en las zonas de baja permeabilidad).
4. Los fluidos emulsionados proporcionan una viscosidad moderada, buen control de pérdida de fluido y buena capacidad de acarreo, todo esto en un costo razonable.

5. El alcohol LPG-CO₂ y los fluidos espumosos tienen una aplicación limitada debido a su costo, seguridad y complejidad. Se utilizan principalmente en zonas de gas o en zonas de baja permeabilidad donde la limpieza es un factor primordial.

La selección y modificación de las propiedades de los fluidos para una situación específica en un pozo, es una parte importante dentro del trabajo de diseño de fracturamiento. Una consideración básica es la capacidad de fracturar. Esto es una función de la eficiencia de los fluidos (control de la pérdida de fluido).

Dado que la extensión de la fractura depende de la presión ejercida en las paredes de esta, los fluidos con alta viscosidad y con asistencia de una alta presión requerida para pasar a través de la fractura, serán debidamente vigilados para poder predecir la amplitud de la fractura. La alta viscosidad de los fluidos implica a la vez una baja pérdida de fluido, así como una excelente habilidad de acarreo de la arena en los pozos.

Otras consideraciones de los fluidos fracturantes son la pérdida de fricción en la tubería, la habilidad de acarreamiento del apuntalante, el daño a la formación, la limpieza de la fractura, la estabilidad ante la temperatura, los problemas de almacenamiento y la mezcla, así como el costo del mismo.

Durante el fracturamiento algo del fluido inyectado se escapa hacia el interior de la matriz de la formación y no se dispone de este para extender la fractura. El gasto del fluido filtrado se encuentra afectado por tres factores:

1. La compresibilidad de los fluidos del yacimiento,
2. La viscosidad del fluido fracturante y
3. La construcción de un enjarre por el fluido fracturante.

Los efectos combinados de los efectos controlables (viscosidad y enjarre) para un fluido fracturante en particular son medidos en el laboratorio contra los núcleos reales ó sintéticos para determinar la eficiencia de cada fluido.

Generalmente los aditivos de pérdida de fluido son sólidos finamente divididos que forman una capa de enjarre en la pared de la fractura. Un control efectivo requiere determinar un rango en el tamaño de todas las partículas inertes así como un agente emplastante, usualmente un polímero, para taponar los huecos.

Para los fluidos base agua la harina de sílice es comunmente usada. El tamaño de las partículas de los fluidos fracturantes es muy fino, normalmente el 92% pasa por una malla de 325 (42 micrones). Las partículas de este rango de tamaño son capaces de moverse através de un empacamiento de arena fracturada de 8-12 ó 10-20, produciendose un soporte posterior al tratamiento.

El aceite ó los agentes solubles en ácido son conseguidos a costos superiores y son empleados para reducir la posibilidad de una reducción en la permeabilidad de la matriz ó la fractura.

Los fluidos emulsificados ó con alta viscosidad tienen inherentemente una reducción en la pérdida de fluido y usualmente no requieren el uso de aditivos.

El gel de agua es usualmente preparado por la mezcla modi-

ficada de goma, o bien un polímero sintético con agua salada (de 0.5 a 2% KCl). Concentraciones de 20 a 40 libras por cada 1,000 galones son comunes, de 100 a 150 libras es lo máximo. Los geles reducen la pérdida de fricción, incrementándose evidentemente la viscosidad de 10 a 50 (cp) y suministrando algún control de la pérdida de fluido.

Los fluidos con una viscosidad extremadamente alta (1,000 a 4,000 cp) tendrán propiedades viscoelásticas que pueden ser suministradas por el cruzamiento de los polímeros en los fluidos base agua. Efectos similares pueden ser conseguidos con Kerosena ó aceite ligero usando un agente gelinizante tipo jabón. A viscosidades muy altas los fluidos emulsionados pueden ser preparados mediante el empleo de la fase gelatinizada de agua.

Las propiedades reológicas se convierten en un factor importante a altos gastos de inyección ó con fluidos de alta viscosidad. La reología de los fluidos fracturantes es muy compleja, particularmente la reología de los fluidos del tipo viscoelástico y del tipo emulsionados. Básicamente los fluidos se clasifican como:

Newtonianos: Estos exhibirán una viscosidad constante e independiente del gasto de flujo, por ejemplo: aceite crudo, aceite refinado, agua fresca, agua con sal, aceite con sal del campo y ácidos que no contienen aditivos.

No-Newtonianos: Estos exhiben una viscosidad aparente con cada uno de los cambios que sufre el gasto de flujo, generalmente los gastos de flujo van desde un

rango inferior hasta uno superior, por ejemplo: geles de hidrocarburo, geles base agua y emulsiones. En general un fluido del tipo newtoniano es convertido a un fluido del tipo no-newtoniano por la adición de aditivos tales como agentes gelinizantes, reductores de fricción, emulsificantes y algunos agentes de pérdida de fluido.

Los fluidos fracturantes son descritos matemáticamente por el modelo de la Ley de Potencias, y la reología, tanto de las emulsiones como de los fluidos viscoelásticos, esta sujeta a una considerable investigación.

La relación de viscosidad y temperatura de un aceite refinado típicamente newtoniano es:

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)
100	7 000
140	800
210	75

La habilidad de acarreamiento del apuntalante es en gran parte una función de la viscosidad, de la diferencia de densidad existente entre el fluido y el apuntalante, así como del tamaño mismo del apuntalante. La Ley de Stokes, puede usarse como un indicador del resbalamiento de la arena; sin embargo, es probable predecir gastos superiores a los que ocurren normalmente en la fractura

debido a los efectos de interferencia entre los granos y particularmente a los efectos viscosos en fluidos emulsificados.

La facilidad de mezclado y estabilización durante el almacenaje es sumamente importante cuando los geles ó los fluidos emulsificados son usados. Algunos crudos no son apropiados para las emulsiones y algunos agentes gelinizantes no "ayudan" adecuadamente a ciertas aguas.

Cuando grandes volúmenes de fluidos son bombeados, mezclando continuamente, la situación simplificará la cantidad de mezcla almacenada. La estabilidad en el almacenaje puede generar un problema con agua gelatinizada ya que cierta bacteria se reproduce rápidamente y destruye el gel. Este problema puede ser controlado con la limpieza adecuada de los tanques así como el debido empleo de bactericidas.

El manejo de aceites refinados con una viscosidad extremadamente alta que sea mantenida a altas temperaturas, puede crear problemas difíciles en muchas áreas.

El costo de los fluidos fracturantes varía considerablemente. El aceite crudo es normalmente barato, mientras que los geles de aceite de una viscosidad extremadamente alta y los geles de agua son mucho más costosos. Los fluidos que contienen alcohol gelinizado CO_2 y LPG son también muy costosos. Los aceites refinados con alta viscosidad (dependiendo de los problemas de transportación y manejo), los fluidos emulsionados y los fluidos de agua gelatinizada caen en los rangos de mediano costo.

Un fluido fracturante no deberá tener una tendencia a taponar ó dañar la formación. La mayor afectación se tendrá con el taponamiento de la fractura apuntalada, lo mismo que con algunos posibles mecanismos relacionados a la formación, a los fluidos de la formación ó a los fluidos fracturantes.

La solubilidad, la cementación de los materiales, el contenido de sal, los materiales arcillosos y los fluidos componentes del yacimiento serán considerados. La disolución de la sal puede beneficiar u obstruir la fractura.

Si los núcleos están disponibles, las pruebas de laboratorio serán efectuadas para evaluar los problemas del daño. Las pruebas involucran:

1. Difracción de los rayos X y empleo de colorantes para determinar el contenido y localización de las arcillas.
2. Prospectiva del flujo de fluidos fracturantes através del núcleo e inmersión de los fluidos fracturantes durante un corto período para efectuar la determinación de las permeabilidades antes y después.
3. Análisis petrográfico de una sección delgada para conocer el tamaño del grano, el tamaño del poro y los correspondientes constituyentes entre los granos y dentro de los mismos poros.

En muchas situaciones las pruebas de laboratorio confirmadas por los resultados en el campo muestran que el agua fresca limpia con 2% de KCl puede ser un excelente fluido fracturante.

En casi todos los casos un surfactante debera ser usado para prevenir las emulsiones, particularmente con fluidos base agua en yacimientos de aceite.

El fracaso de los rompedores de geles puede ser una causa de daño en la retención de los fluidos. Los mecanismos de rompimiento incluyen: enzimas, ácidos y agentes oxidantes. La temperatura de la formación es un factor importante en la selección del rompedor.

La presión capilar es la mayor causa común de la retención de fluidos. El efecto de presión capilar puede ser disminuido por la reducción de la tensión superficial del fluido fracturante ó por la estimulación de la formación con CO_2 ó N_2 .

La tensión superficial es reducida mayormente con el uso de un fluido que a su vez posee una baja tensión superficial (metanol ó aceite de alta gravedad). Los surfactantes pueden perder eficacia debido a la adsorción al entrar en contacto con superficies de silicato.

La energización de los fluidos fracturantes con nitrogeno ó dióxido de carbono puede ser la mayor solución para la retención del fluido a una baja presión, en una formación de baja permeabilidad.

El dióxido de carbono puede ser introducido dentro del flujo del fluido fracturante usando para esto un equipo de bombeo normal. Reaccionará con el fluido fracturante para bajar el PH, que es bueno desde el punto de vista en que se considera a la arcilla hinchada y sostenida, la cual a su vez es soluble a las sales de Fe y

Al en solución. Debido al efecto de reducción del PH, el CO_2 no puede ser usado con algunos materiales gelatinizantes. El CO_2 es usualmente más barato que el Nitrogeno.

Se tendrán residuos en la matriz o la fractura, siendo el origen primordial las partículas insolubles en el fluido base, los agentes de control de pérdida de fluido, los residuos del agente gelatinizante, las partículas finas del apuntalante dentro de la fractura y las finas partículas que son liberadas por la reacción del fluido con la formación.

El efecto de residuos en la fractura puede ser minimizado por el establecimiento de una gran fractura, con capacidad de flujo y empleando una alta concentración de apuntalante libre (para poner un pozo en producción con un incremento gradual en el gasto).

D) Apuntalantes.

El proposito de un agente apuntalante en un tratamiento de fracturamiento hidráulico es el de mantener abierta la fractura y proporcionar un camino permeable para el flujo del fluido dentro del agujero del pozo. El agente apuntalante inicialmente utilizado en los tratamientos de fracturamiento se construyó con arena ordinaria que tuvo que ser adaptada para remover las partículas grandes y las impurezas. Actualmente, muchos tipos de agentes apuntalantes estan disponibles, sin embargo, la arena de sílice de un grano redondeado, cuidadosamente adaptado, de alta calidad y limpia es usualmente considerada superior a otros agentes apuntalantes. La

arena es actualmente el agente apuntalante más popular, teniendo muchos tamaños disponibles; sin embargo, la malla 20-40 es la más popular y consumida en mayor cantidad. Algunas de las designaciones de malla de arena fracturante más comunes así como los tamaños de grano son dados en la Tabla 1.

T A B L A 1

TAMAÑO Y MALLA DE LA ARENA FRACTURANTE

<u>Designación de la malla</u>	<u>Tamaño del grano (pg)</u>
4-8	0.1870 - 0.0937
8-12	0.0937 - 0.0661
10-20	0.0787 - 0.0331
20-40	0.0331 - 0.0165
40-60	0.0165 - 0.0098

En adición a la arena, otros numerosos agentes apuntalantes tienen ganado reconocimiento. Cada tipo de agente apuntalante tiene diferentes propiedades físicas que designan tales cosas como características establecidas y habilidades para resistir deformaciones y trituramientos. Como una medida de comparación, los actuales agentes apuntalantes disponibles, y alguna de sus propiedades físicas se muestran en la Tabla 2.

T A B L A 2

TIPOS Y PROPIEDADES DE LOS AGENTES APUNTALANTES

<u>Tipo</u>	<u>Gr</u>	<u>S_v</u>	<u>V_v</u>
Pildoras de aluminio	2.71	22.59	0.044
Cuentas de vidrio	2.65	22.09	0.045
Perdigones de hierro	7.14	59.52	0.017
Cuentas de plastico	1.05	8.75	0.114
Cascara de nuez	1.28	10.67	0.094
Arena	2.65	22.09	0.045

La selección de un agente apuntalante depende de factores tales como la redondez de la partícula, la variación en el tamaño de la partícula, la deformación, las propiedades de trituramiento, su limpieza y su costo.

El concepto de la capacidad de flujo incrementada con fracturas escasamente apuntaladas tiene que ser verificado por medio de las pruebas de laboratorio y son generalmente aceptadas por toda la industria petrolera; sin embargo, la actual colocación de un agente apuntalante como un estrato total ó parcial en ambas fracturas, bien sea horizontal ó vertical, es muy difícil dado que más agentas

apuntalantes tienen una gravedad específica mucho mayor que la de los agentes ordinarios que normalmente son usados. Una fractura empacada usualmente tendrá una menor capacidad de flujo que una fractura escasamente apuntalada; sin embargo, la capacidad de flujo de una fractura usualmente empacada es suficientemente alta para conducir todos los fluidos dentro del agujero del pozo, por lo que más pozos son capaces de producir. Los tratamientos de fracturas empacadas son los más populares y mayormente empleados en la actualidad. La figura 3 es una ilustración gráfica de la capacidad de flujo de varios empacamientos de arena para diferentes presiones de sobrecarga.

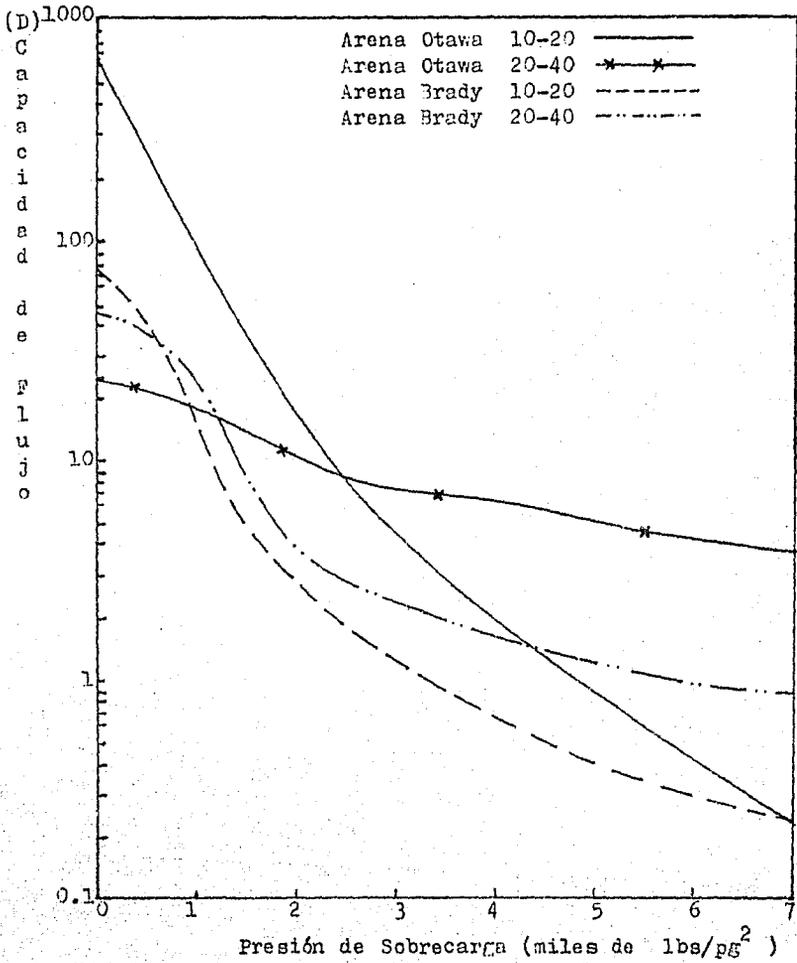


Figura 3 Variación de la capacidad de flujo de los empacamientos de arena bajo varias presiones de sobrecarga.

C A P I T U L O

3

Diseño de un

Fracturamiento

Hidráulico

A) Metodos de Diseño.

Existen a la fecha grandes avances en lo que a fracturamiento hidráulico se refiere, avances que se han logrado gracias a muchos años de dedicación, estudio e investigación por parte de un gran número de personas que han trabajado con gran tenacidad para hacer posibles dichos avances. Entre los estudiosos de este tema encontramos a George C. Howard y C. R. Fast quienes en el año de 1957 publicaron un artículo titulado "Características optimas de un fluido para extender la fractura"; en este mismo año M. King Hubbert y David G. Willis publicaron el artículo titulado "Mecanismos del fracturamiento hidráulico". Anteriores a estos investigadores, existe una basta documentación, de la cual se tuvieron que auxiliar para efectuar las correspondientes proposiciones.

Por ejemplo, Howard y Fast se basan en la derivación hecha por R. D. Carter para estimar la extensión del área fracturada, así mismo hacen mención de la imposibilidad de usar el mecanismo de flujo lineal, cuando las propiedades físicas de los fluidos de la formación sean idénticas a la de los fluidos empleados como fracturantes.

A la vez hablan de tres mecanismos de flujo, definiendo claramente, que sólo dos de ellos son controlables bajo las condiciones del tratamiento. Más que hablar de mecanismos podemos distinguirlos como propiedades de los fluidos que nos permiten el flujo, bien sean, las correspondientes a los fluidos fracturantes ó bien a los fluidos del yacimiento. Dichos mecanismos son: la visco-

sidad y pérdida del fluido fracturante además de las características de los fluidos del yacimiento.

Dentro de los fluidos fracturantes, podemos plenamente controlar tanto la viscosidad como la pérdida de fluido mediante el debido empleo de los adecuados aditivos; esto no será posible hacerlo con los fluidos del yacimiento, ya que nosotros deberemos estar sujetos a las características propias de dichos fluidos y estar preparados para cualquier cambio debido a la explotación que se haga del yacimiento.

Esto es, que los tres mecanismos de flujo que controlen la extensión de la fractura son el resultado de los efectos de alta viscosidad del fluido fracturante, de la viscosidad y compresibilidad de los fluidos del yacimiento y de las características del engraje producido por el fluido fracturante.

Dado que Howard y Fast emplearon la ecuación de R. D. Carter, es conveniente hacer mención de las consideraciones que se emplearon para efectuar tal derivación:

- a) La fractura es de amplitud uniforme,
- b) El flujo del fluido fracturante dentro de la fractura es lineal y la dirección del flujo es perpendicular a la cara de la fractura
- c) La velocidad del flujo hacia la formación en un punto sobre la cara de la fractura dependerá de el tiempo en que éste punto está expuesto al flujo.
- d) La velocidad en función del tiempo, $v(t)$, es la misma para cualquier punto en la formación, pero para un tiempo cero y

para un punto dado es definida individualmente como el tiempo en el que la fractura y el fluido fracturante alcanzan este punto.

- e) La presión en la fractura es constante y es igual a la presión de inyección en la cara de la arena.

En lo que corresponde al artículo de Hubbert y Willis podemos señalar que dichos autores indican en forma simplificada muchos de los eventos que están presentes durante el fracturamiento hidráulico, tales como los esfuerzos regionales de la roca, así como su distorsión.

Para el caso de un fluido no penetrante en agujero abierto presentaron una ecuación que nos permite calcular la presión de iniciación de la fractura, la cual, una vez efectuadas las adecuadas consideraciones bien puede ser empleada tanto para una fractura horizontal como para una vertical. Se hace también mención de la orientación y propagación de las fracturas, definiendo un rango del gradiente de fractura, lo cual nos indicara si la fractura es vertical, este rango es el siguiente:

$0.0 < \text{Gradiente de fractura} < 1.0$	Fractura Vertical
$\text{Gradiente de fractura} \geq 1.0$	Cualquier tipo de fractura (horizontal ó vertical)

Podemos también señalar algunos artículos posteriores a los ya mencionados. Primeramente, para seguir un orden cronológico en relación a los ya indicados, tomaremos el artículo de Kern y Perkins publicado en el año de 1959, con el título de: "Los movi-

mientos de arena durante el mecanismo de fracturamiento" en el cual se apoyarán posteriormente en 1961, para publicar su artículo: "Amplitud de las fracturas durante un tratamiento hidráulico".

En este artículo, para hacer el debido uso del método propuesto se hace un desglosamiento general de todos y cada uno de los efectos a esperar durante el fracturamiento, así como un variado número de consideraciones, que van de acuerdo con el tema a tratar, bien sea para un material frágil y elástico, como para una fractura vertical ó para una horizontal, etc.. Se emplea el concepto fundamental de la teoría propuesta por Griffith que nos indica que: "cuando la velocidad de ruptura, sin la previa aplicación de un trabajo exterior, produce el decremento en la energía de tensión resultante del esfuerzo de tensión en la vecindad de la fractura, esta se balanceará con el incremento en la energía superficial (esto sucederá en el interior de un medio elástico que es tensionado exteriormente)". También se indica que la cantidad de energía acumulada en el sistema de fractura se debe a:

- a) Un incremento en la energía potencial de un medio elástico.
- b) Un incremento en la energía superficial causada por el incremento en el radio de la fractura.

Para obtener la presión mínima necesaria para extender una fractura se emplea la derivación hecha por Sack, así como también se ocupan las ecuaciones de Sneddon para determinar tanto el volumen de la fractura como la correspondiente amplitud máxima de la ruptura en el agujero.

Se hacen las debidas correcciones para los casos en que se

ocupan como fluidos fracturantes, bien sea un fluido newtoniano ó un fluido no-newtoniano, sin perder de vista el regimen de flujo, esto es, indicando si se trata de un flujo laminar ó turbulento. Se recomienda revisar los apendices de este artículo para identificar los cambios y consideraciones que se realizan según sea el caso a tratar. A groso modo podemos indicar las consideraciones tomadas en cuenta para efectuar la correspondiente derivación de las ecuaciones para fluidos newtonianos en flujo laminar:

1. La fractura es vertical y su altura es fija.
2. La sección transversal al plano de la fractura en un punto es esencialmente elíptica y la extensión máxima a este punto es proporcional a la diferencia entre la presión y los esfuerzos existentes en este punto.
3. La presión de fondo puede ser obtenida por medio de la ecuación de Fanning.
4. La presión del fluido en el extremo de extensión de la fractura es esencialmente igual a los esfuerzos totales de la tierra, perpendiculares al plano de la fractura.
5. El fluido inyectado no se filtrará.

Se realiza también un amplio señalamiento de los factores que influyen en la extensión de la fractura, siendo estos los siguientes:

- a) El espesor de la zona productora no deberá tener efecto sobre la presión ó la extensión de la fractura horizontal. Para fracturas verticales, la presión de fondo a lo largo de la fractura debera ser mayor para estas zonas, pero menor para zonas gruesas.

- b) La profundidad de la zona productora generalmente tendrá poco efecto sobre la extensión de la fractura (excepto para rocas cuyas propiedades varíen con la profundidad).
- c) La extensión de la fractura no es sensible a las propiedades de la roca.
- d) Dado que la viscosidad del fluido fracturante puede variar-se sobre un amplio rango, este factor tendrá un apreciable efecto sobre la extensión de la fractura.
- e) El gasto de bombeo influenciará la extensión, pero usualmente el rango de los gastos de bombeo estará limitado por la potencia disponible.
- f) La extensión de la fractura a la profundidad del pozo será influenciada por la longitud ó por el radio de fractura.
- g) La extensión de la fractura es seriamente influenciada por una gran cantidad de material apuntalante sólido dentro de la fractura. Los materiales sólidos incrementan la resistencia al flujo de fluidos resultando consecuentemente una gran grieta.

Damos un gran brinco cronológico hasta el año de 1973, donde encontramos el artículo titulado: "Diseño del Fracturamiento Hidráulico Vertical" de Abbas Alí Daneshy, donde observamos que para emplear el método propuesto es necesaria la computadora, mediante la cual nos ahorraremos mucho tiempo al realizar el análisis de los resultados. Los parámetros involucrados son de la forma matemática de $P(x)$ así como las propiedades mecánicas de la formación. La formación es considerada como un medio homogéneo e isotrópico, ade-

más de que mantiene una relación linealmente elástica tanto con el Modulo de Young como con la propia relación de Poisson.

Esencialmente lo que se pretende en este artículo es el exhibir los resultados que se pueden obtener y a la vez compararlos con los resultados obtenidos con las proposiciones tanto de Haimson y Fairhurst como de Cristianovich y Zheltov, obteniendo de esta manera, mediante el debido análisis, las siguientes ventajas con respecto a los anteriores metodos:

- i) Su uso no tiene limites para una ecuación dada para la extensión.
- ii) Podremos trabajar con una forma matemática para la ecuación de pérdida de fluido, bien sea estática ó dinámica.
- iii) El modelo Ley de Potencia usado para describir el comportamiento de los fluidos del tratamiento abarca un gran número de fluidos industriales actuales.
- iv) El gasto de inyección no tendrá que ser constante.
- v) No se considerará haber hecho el modelo aproximado de la extensión de la fractura en la longitud del área superficial.
- vi) El procedimiento de diseño puede ser modificado para incorporar nuevos descubrimientos en los mecanismos de fracturamiento.

Cabe también hacer mención a las suposiciones empleadas para haber podido desarrollar aceptablemente dicho procedimiento, estas suposiciones son:

- I) La roca del yacimiento es homogénea, isotrópica y linealmente elástica.

- II) La altura de la fractura es constante.
- III) La geometría de la fractura no cambiará a lo largo de la altura de la fractura.
- IV) El fluido fracturante es incompresible y tendrá semejanza al modelo de Ley de potencia.
- V) El flujo de fluido dentro de la fractura es laminar.
- VI) El filtrado de fluido no cambia la ecuación básica de la extensión de la fractura.
- VII) El filtrado de fluido no cambia la ecuación básica para calcular la presión de fondo debida al flujo dentro de la fractura.

Por último haremos mención al método propuesto por Geertsma & Klerk que es incluido en los apuntes de Estimulación de Pozos de la Facultad de Ingeniería. De este procedimiento lo que tomaremos será la forma en que se obtiene la geometría de la fractura, complementando esto con las proposiciones de Babcock & Prokop, lo cual nos permitirá evaluar y obtener los análisis correspondientes para determinar el incremento en la productividad. Estas proposiciones son las que tomaremos para analizar los datos requeridos en un cálculo hidráulico, dado que son, desde un punto de vista muy particular, las que en mejor forma desarrollan su procedimiento empleado haciéndolo por tanto más comprensible y de fácil entendimiento. En el siguiente inciso se expondrán las suposiciones hechas para realizar tales proposiciones, así mismo se realizará una mayor explicación de las mismas fundamentando de tal manera nuestro programa de cómputo. Cabe mencionar que en la realización de este, se to-

marán las unidades correspondientes de cada artículo donde se exponen tales proposiciones, haciendo algunos pequeños cambios donde sea necesario.

- B) Método de Diseño propuesto por Geertsma & Klerk; Babcock & Prokop; y Tinsley & Williams & Malone.

Todos los métodos empleados, tanto anteriormente como hoy día, para el diseño y predicción de un tratamiento de fracturamiento hidráulico han tenido que pasar por tres etapas diferentes que a su vez se combinan, siendo las siguientes:

- a) La teoría del mecanismo del proceso,
- b) Los estudios desarrollados en el laboratorio y
- c) El análisis de los resultados obtenidos através de largos años de haber empleado alguna técnica de fracturamiento hidráulico.

El siguiente procedimiento está diseñado para obtener el óptimo fracturamiento hidráulico, para el caso de una fractura vertical. En el empleo del programa de cómputo nos encontramos con que varios resultados deberán ser obtenidos mediante el empleo de un proceso iterativo, debido a que esto último nos llevaría gran tiempo, el uso de un adecuado algoritmo computarizable nos será de gran ayuda para analizar y revisar todos los resultados que se obtengan en un menor tiempo y así poder tomar una rápida decisión en cuanto a la forma de atacar algún problema en especial, sin apartarnos de las condiciones físicas del pozo, la formación y la disponibilidad

del equipo y materiales, los cuales restringirán el número de alternativas a seleccionar, según lo requiera el caso.

Las ecuaciones que se emplearán en el desarrollo de este método de diseño están fundamentadas en una serie de suposiciones inherentes al método; dichas suposiciones son:

1. La fractura es vertical.
2. La altura de la fractura es considerada igual al espesor de la formación.
3. La formación es homogénea y de espesor constante.
4. La amplitud de la fractura podrá determinarse con las ecuaciones de Geertsma & Klerk.
5. En el fracturamiento se emplearán fluidos convencionales.
6. El área de la fractura se evaluará mediante la ecuación de Carter.
7. La distribución del agente sustentante en la fractura puede calcularse con el procedimiento propuesto por Babcock.
8. El incremento de productividad puede obtenerse a partir de condiciones establecidas por medio de modelos electrolíticos.
9. La producción del pozo declina exponencialmente.
10. Las reservas producibles por el pozo no se incrementan por efecto del fracturamiento.

Estas dos últimas suposiciones pueden ser modificadas si se cuenta con la suficiente información al respecto. Ahora bien, entre los datos que nosotros requerimos conocer para así procesar adecuadamente el programa de cómputo, se encuentran: los datos del pozo,

del yacimiento, de los obtenidos en el laboratorio mediante el empleo de muestras representativas de la formación ó mediante alguna correlación, así mismo necesitaremos conocer las características tanto de los materiales como del equipo a emplear. De la exactitud de los datos dependera la confiabilidad de los resultados.

Entre los datos que debemos conocer del pozo se encuentran:

- a) La presión de fracturamiento, que será la presión de fracturamiento de la formación por estimular y que será estimada de acuerdo con el conocimiento que previamente se tenga del área.
- b) La presión máxima permisible en el cabezal del pozo.
- c) El radio de drene.

Los datos de la formación a estimular, que nos serán de gran utilidad son los que a continuación se enlistan:

- i) Espesor de la formación (es recomendable disponer de los registros eléctricos del pozo).
- ii) Permeabilidad de la formación.
- iii) La presión estática.
- iv) El modulo de Young.

La permeabilidad es un parámetro que se obtiene en el laboratorio, empleando para ello, una muestra representativa de la formación a estimular. Así mismo también, las correspondientes viscosidades y el módulo de Young de la formación serán parámetros que pueden tener un valor estimativo para el caso de que no se disponga de una información precisa.

Quizá el principal factor dentro del diseño óptimo de un

fracturamiento se centre en la debida selección tanto de los fluidos fracturantes como de los aditivos y agentes apuntalantes que se vayan a utilizar; ahora bien, dicha selección deberá hacerse con las suficientes bases para así evitar al máximo los errores a futuro, estas bases nos las proporcionan las pruebas hechas en el laboratorio con las muestras representativas de la formación ó bien podrán ser obtenidas, para el caso de que se carezca de los resultados de laboratorio, mediante el debido análisis de las correlaciones adecuadas.

Los datos acerca de materiales y equipo que se utilizarán en el programa de cómputo son los que se listaron en el Capítulo 1.

Una vez que se cuenta con todos los datos necesarios y estos a su vez han sido suministrados al programa, se selecciona una serie de combinaciones tanto de gastos de inyección como de volúmenes de fluido fracturante y concentraciones de agente apuntalante, para así obtener también, una serie de resultados que nos permitirán llevar a cabo el correspondiente análisis económico requerido para determinar cual de estos es el óptimo.

En algunos casos los resultados que se obtengan en una aplicación de campo puede diferir ligeramente de los calculados. Esto se debe a tres causas primordialmente: 1º) el modelo matemático usado esta formado por modelos parciales basados en ciertas suposiciones; 2º) los valores de los parámetros y de las variables utilizadas en los calculos no pueden obtenerse con precisión absoluta, ya que en la realidad presentan una distribución de probabilidad; y 3º) las condiciones de operación en el campo, pueden diferir de las establecidas en el diseño.

Coefficiente Total de Fluido Fracturante: Este parámetro fue ampliamente discutido en el Capítulo 2 en su inciso B y se le denominó "Coeficiente de Pérdida de Fluido", así mismo se detallo la forma de evaluarlo.

Densidad de la Mezcla (ρ_m): Parámetro que nos auxilia en la determinación del número de Reynolds en la fractura y en los cálculos hidráulicos.

$$\rho_m = \frac{8.345 \rho_w + CM}{1 + \frac{CM}{8.345 \rho_s}} \quad \text{--- 1}$$

Viscosidad de la Mezcla (μ_m): Esto nos auxiliará en la determinación de las dimensiones de la fractura y en el cálculo hidráulico, su determinación se efectúa con la siguiente expresión:

$$\mu_m = 1 + \frac{CM}{8.345 \rho_s} \quad \text{--- 2}$$

Geometría de la fractura: Definida por su amplitud y su longitud ya que su altura se estima previamente. La geometría se obtiene al resolver simultáneamente, por tanteos, las expresiones 3 y 4. En un principio suponemos un valor de W_w y aplicando en forma sucesiva las ecuaciones 5, 6, 4 y 3 obtenemos un valor de W_w . Si este valor coincide con el supuesto, nuestra estimación será la correcta, pero si no es así se supondrá otro valor de W_w , hasta lograr la aproximación deseada.

$$W_w = 2.1 \sqrt{\frac{4iL^3}{Eh}} \quad \text{--- 3}$$

$$L = \frac{i}{32hC} (\pi W_w + 8PI) \left[\frac{2\alpha}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{\alpha^2} \operatorname{erfc} \alpha \right] \quad \text{--- 4}$$

$$\alpha = \frac{8C\sqrt{\pi t}}{\pi W_w + 8PI} \quad \text{--- 5}$$

si $\alpha \leq 3$

$$\operatorname{erfc} \alpha = \frac{1}{(1 + 0.278\alpha + 0.23\alpha^2 + 0.000972\alpha^3 + 0.0781\alpha^4)^4} \quad \text{--- 6}$$

si $\alpha > 3$

$$e^{\alpha^2} \operatorname{erfc} \alpha \longrightarrow \frac{1}{\alpha\sqrt{\pi}} \quad \text{--- 6'}$$

Después de obtener W_w y L , se calculó la amplitud promedio de la fractura con la ecuación:

$$WP = \frac{\pi W_w}{4} \quad \text{--- 7}$$

Dado que las dimensiones de la fractura a condiciones dinámicas difieren de las dimensiones finales de la fractura sustentada, debido al asentamiento del apuntalante en la fractura, serán las dimensiones obtenidas a condiciones dinámicas las que nos servirán para calcular la geometría de la fractura apuntalada.

Ahora requeriremos determinar las dimensiones de la fractura apuntalada. Los cálculos que anteceden a esto, se basan en un modelo matemático, obtenido a partir de estudios experimentales sobre la distribución de agentes apuntalantes en fracturas verticales simuladas, que siguen los siguientes lineamientos.

I) El coeficiente de correlación de arrastre.

$$CR = \frac{2.14 \times 10^8 D_p^3 \rho_f (\rho_s - \rho_f)}{\mu_f^2}$$

II) El número de Reynolds de la partícula (RE). Para obtener éste, se recomienda emplear la figura 6 de la referencia 7. Para evitar el empleo de esta figura se realizó una aproximación lineal, teniendo que haber dividido la curva de dicha figura en siete líneas rectas y posteriormente haber obtenido cada una de las ecuaciones que las definía y que son, según el caso, las siguientes:

Si $CR \leq 1.6$ entonces $RE = 0.1$

Si $CR \leq 25$ entonces:
 $RE = 10^{((\log(CR) - 0.76593)/0.56181)}$

Si $CR \leq 68.3333$ entonces:
 $RE = 10^{((\log(CR) - 0.59971)/0.70958)}$

- Si $CR \leq 160$ entonces:
 $RE = 10^{\wedge}((\log(CR) - 0.49909)/0.76739)$
- Si $CR \leq 410$ entonces:
 $RE = 10^{\wedge}((\log(CR) - 0.30106)/0.85652)$
- Si $CR \leq 900$ entonces:
 $RE = 10^{\wedge}((\log(CR) - 0.44926)/0.8016)$
- Si $CR \leq 2111$ entonces:
 $RE = 10^{\wedge}((\log(CR) + 0.33116)/1.05135)$
- Si $CR \leq 6300$ entonces:
 $RE = 10^{\wedge}((\log(CR) - 0.1669)/0.90811)$

III) La velocidad de la mezcla arriba del banco en equilibrio.

En flujo turbulento:

$$VQ = \left(\frac{UQ}{0.2} \right)^{1.43} \left[\frac{(248 WP \rho_{ff} \times 62.37)^{0.413}}{\mu_{ff}} \right] \left[\frac{\rho_{ff}}{\rho_m \times 7.48} \right]^{0.611} \quad \text{--- 9}$$

Con la obtenida velocidad de equilibrio calculamos el número de Reynolds de la fractura, si este es mayor a 3,000, esto será indicativo de que estamos trabajando en flujo turbulento. Pero si es menor a 3,000 estaremos dentro del rango del flujo laminar y por consiguiente la velocidad de equilibrio habrá de calcularse para flujo laminar y así poder seguir con los cálculos siguientes. Las expresiones para evaluar tanto el número de Reynolds como la velocidad de equilibrio en flujo laminar son las siguientes:

$$NR = \frac{248 WP \rho_{ff} VQ}{\mu_{ff}} \quad \text{--- 10}$$

$$VQ = \left(\frac{UQ}{3.46} \right)^2 \left(\frac{248 WP \rho_m}{\mu_{ff}} \right) \quad \text{--- 11}$$

$$UQ = \frac{VS}{0.054 (RE \times \sqrt{\frac{2WP}{D}})^{\beta}} \quad \text{--- 12}$$

siendo:

$\beta = 0.5$ en fluidos newtonianos y

$\beta = 0.7$ en fluidos no-newtonianos.

IV) La velocidad final de asentamiento del sustentante.

$$VS = \frac{0.1292 \times 10^3 RE \mu_{ff}}{\rho_s D_s} \quad \text{--- 13}$$

V) La altura del banco del agente apuntalante en la fractura a condiciones de equilibrio.

$$H_b = h - \frac{0.56 Q}{WP \times VQ} \quad \text{--- 14}$$

VI) La constante de formación del banco (K').

$$K' = 0.216 \left(\frac{CM}{\rho_s} \right)^{0.12} \left(\frac{\rho_{ff}}{\rho_s - \rho_{ff}} \right)^{0.45} \left(\frac{HQ}{H_b} \right)^{0.13} \left(\frac{VS}{VQ} \right)^{0.16} \quad \text{--- 15}$$

VII) El tiempo necesario para alcanzar el equilibrio (t_q).

$$U = \frac{h_a - HQ}{H_b} \quad \text{---} \quad 16$$

$$Z = \frac{HQ}{H_b} \quad \text{---} \quad 17$$

$$K = \frac{K' \times Q}{2WP \times HQ \times H_b} \quad \text{---} \quad 18$$

$$t_q = \frac{0.95 + 3Z}{K} \quad \text{---} \quad 19$$

Si t_q t habrá que seguir con los correspondientes cálculos. De no cumplirse esto, habrá que realizar nuevamente el cálculo del tiempo y a la vez determinar la altura alcanzada por el banco apuntado. Para efectuar esto habrá que ir variando el valor de U en la expresión 16. El cálculo de este tiempo se realiza con la siguiente expresión:

$$tr = \frac{1 - U - Z \log U}{K} \quad \text{---} \quad 20$$

VIII) La longitud de la fractura apuntalada (L_b).

$$L_b = \frac{0.0962 \times VI \times CM}{\rho_s \times H_b \times WP \times (1 - \phi_b)} \quad \text{--- 21}$$

Incremento en la Productividad.

Se obtiene a partir de la relación de índices de productividad del pozo, después y antes del fracturamiento. La determinación de esta relación es esencial para establecer el análisis económico de un tratamiento por fracturamiento. El incremento de productividad depende principalmente de la capacidad de flujo de la fractura, de las dimensiones de la fractura, del espesor de la formación, del radio de drenaje del pozo, de la permeabilidad de la formación y del radio del pozo.

La relación de índices de productividad, se determina según se indica en la referencia 9. Las ecuaciones son:

$$X = \frac{5RK \times WP \times H_b}{\pi \times h} \log\left(\frac{R_e}{R_w}\right) \sqrt{\frac{10}{A}} \quad \text{--- 22}$$

Si $0.1 < X < 3$

$$\frac{J}{J_0} = \frac{B}{C} \left\{ 0.785 \left[\tan \left(1.83 \frac{L}{Re} - 1.25 \right) + 4.28 \right] - C \cdot D \right\} + D \quad \text{--- 23}$$

Si $X > 3$

$$\frac{J}{J_0} = \frac{F \{ \tan (Y + Z) - \tan Z \} + 1}{C} \quad \text{--- 24}$$

donde:

$$B = \frac{3.334 X - 0.334}{3.668} \quad \text{--- 25}$$

$$C = 0.08 \frac{h}{H} + 0.92 \quad \text{--- 26}$$

$$D = 1 + 0.75 \frac{H}{h} \quad \text{--- 27}$$

$$F = 4.84 X^{-2} - 6.40 X^{-1} + 2.38 \quad \text{--- 28}$$

$$Y = (2.27 - 1.32 X^{-1}) \frac{L}{Re} \quad \text{--- 29}$$

$$Z = 1.24 X^{-2} - 1.64 X^{-1} - 0.84 \quad \text{--- 30}$$

Cuando la formación por fracturar esta dañada, ó si se efectua un tratamiento en un pozo previamente fracturado, entonces habrá que emplear las expresiones desarrolladas en la referencia 8 en el apéndice D del Capítulo 10.

Cálculo Hidráulico: Se requerira obtener la presión superficial mediante la siguiente ecuación:

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p - \Delta P_s$$

Ya que se ha obtenido la presión superficial, es recomendable verificar si este valor es inferior al de la presión máxima permisible y si esto es cierto, procederemos a calcular la potencia hidráulica necesaria; si esto no sucede, el diseño correspondiente habrá de descartarse.

$$HP = 0.00436 P_2 \times i$$

Análisis Económico: Este análisis consiste en un balance de ingresos y egresos. Mediante este análisis se selecciona el diseño óptimo desde el punto de vista económico. El análisis está fundamentado en la determinación de cinco factores de evaluación que son:

- 1) Costo del tratamiento,
- 2) Índice de costo,
- 3) Ganancia,
- 4) Periodo de cancelación y
- 5) Periodo de restitución.

Dependiendo de los resultados obtenidos en el análisis económico, podremos establecer que tan rentable es el tratamiento que se está proponiendo, y así poder decidir si es el óptimo. Quizá sea este último análisis el que determine la aplicación de tal ó cual tratamiento y estará en función de la política interna de cada empresa en cuanto a la explotación de los hidrocarburos. Por ejemplo, quizá para una determinada empresa sea de mayor importancia el recuperar rápidamente lo invertido, sin importarle que la recupera-

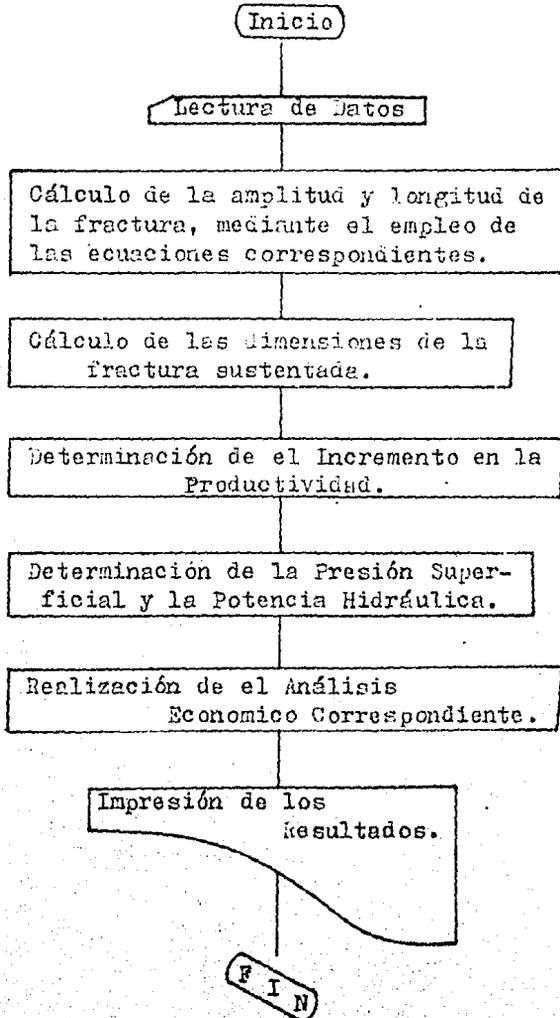
ción obtenida sea menor a la que en otras condiciones se podría obtener.

C) Programa de Cómputo.

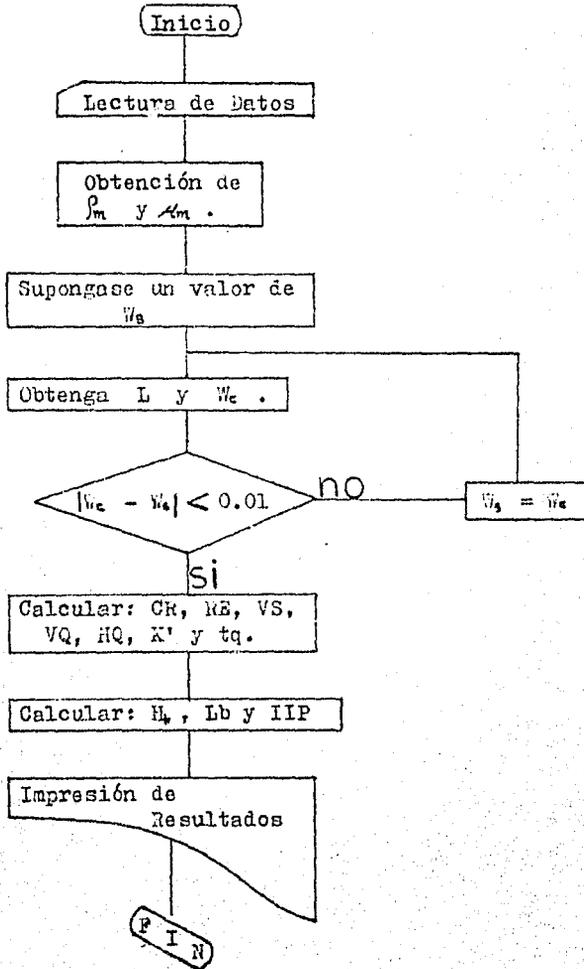
Este inciso será a su vez dividido en las tres siguientes partes:

1. Diagrama de bloques.
2. Diagrama de flujo.
3. Listado del programa.

1. Diagrama de Bloques.



2. Diagrama de Flujo



Listado del
Programa
y
Ejemplo

1000 REM "Programa para determinar las dimensiones de una fractura"
1010 REM "Realizado por: JAIME GERARDO TELLEZ OLIVARES"
1040 DATA 5,10,15,20,25,30,35,40,45,50
1050 FOR N= 1 TO 10
1100 RK=16
1110 RS1=2.65
1120 VI=100000!
1130 MY=6000000!
1140 PW=3000
1150 BT=.7
1160 PI=.015
1170 DS=.02
1180 C3=.001
1200 VF=25
1210 QI=25
1220 PTA=4500
1230 RF1=1
1240 HF=100
1250 RZ=.77
1260 RD=660
1400 BS=.35
1405 CM=1
1407 READ QI
1410 A=3.1415927*#RD^2*2.293603E-05
1420 TT=VI/(42*QI)
1430 Q=QI*5.614057
1460 WS=.1
1610 CPF=C3
1620 VM=1+CM/(8.345*RS1)
1630 RM=(8.345*RF1+CM)/VM

```

1780 W=WS/12
1790 AF=(8*CPF*((3.1415927*TT)^.5))/(3.1415927*W+8*PI)
1800 IF AF > 3 THEN 1840 ELSE 1810
1810 ER=1/((1+.278*AF+.23*(AF^2)+.000972*(AF^3)+7.810001E-02*(AF^4))^4)
1820 B=(EXP(AF^2))*ER
1830 GOTO 1850
1840 B=1/(AF*(3.1415927*.5))
1850 L=(Q/(32*HF*(CPF^2)))*(3.1415927*W+8*PI)*(((2*AF)/1.7724539*W)-1+B)
1860 WT=2.1*((VF*Q*(L^2))/(MY*HF))^.25)
1870 IF ABS(WT-W) < .01 THEN 1900 ELSE 1880
1880 W=WT
1890 GOTO 1790
1900 WP=(3.1415927*WT)/4
1930 CP=(2.14E+08*(DS^3)*RF1*(RS1-RF1))/(VF^2)
1940 CR=CP^.5
1950 LZ=.4342944*(LOG(CR))
1960 IF CR <= 1.6 THEN 2060 ELSE 1970
1970 IF CR <= 25 THEN 2080 ELSE 1980
1980 IF CR <= 68.3333 THEN 2100 ELSE 1990
1990 IF CR <= 160 THEN 2120 ELSE 2000
2000 IF CR <= 410 THEN 2140 ELSE 2010
2010 IF CR <= 900 THEN 2160 ELSE 2020
2020 IF CR <= 2111 THEN 2180 ELSE 2030
2030 IF CR <= 6300 THEN 2200 ELSE 2040
2040 RE=10000
2050 GOTO 2210
2060 RE=.1
2070 GOTO 2210
2080 RE=10^(LZ-.76593)/.56181)
2090 GOTO 2210

```

```

2100 RE=10^((LZ-.59971)/.70958)
2110 GOTO 2210
2120 RE=10^((LZ-.49909)/.76739)
2130 GOTO 2210
2140 RE=10^((LZ-.30106)/.85652)
2150 GOTO 2210
2160 RE=10^((LZ-.44926)/.8016)
2170 GOTO 2210
2180 RE=10^((LZ+.33116)/1.05135)
2190 GOTO 2210
2200 RE=10^((LZ-.1669)/.90811)
2210 VS=(.0001292*RE*VF)/(RS1*DS)
2220 UQ=VS/(.054*((RE*((2*WP)/DS)^.5))^BT)
2230 VQ=((UQ/.2)^1.143)*(((248*WP*RF1*62.37)/VF)^.143)/((RF1/(RM*7.481221))^1.571
)
2240 NR=(248*WP*RF1*62.37*VQ)/VF
2250 IF NR >= 3000 THEN 2305 ELSE 2260
2260 VQ=((UQ/3.46)^2)*((248*WP*RM*7.481221)/VF)
2305 HEQ=(.56*QI)/(WP*VQ)
2306 HB=HF-HEQ
2310 KP=.216*((CM/(RS1/.12))^1.12)*((RF1/(RS1-RF1))^1.45)*((HEQ/HB)^1.19)*((VS/VQ)^
.86)
2311 Z=HEQ/HB
2312 K=(67.37*KP*QI)/(2*WP*HEQ*HB)
2320 TQ=(.95+3*K)/K
2340 IF TQ <= TT THEN 2560 ELSE 2350
2350 H=HEQ+1
2351 HB=HF-H
2355 IF HB<=0 THEN 2357 ELSE 2360
2357 LB=0;HB=0;RJ=0

```

```

2358 GOTO 2880
2360 FU=(H-HEQ)/HB
2390 TR=(1-FU-(Z*(LOG(FU))))/K
2410 IF (TR-TT) <= 0 THEN 2560 ELSE 2420
2420 H=H+1
2440 GOTO 2351
2560 LB=(.0961972*VI*CM)/(RB1*HB*WP*(1-BB))
2561 LC=L-L*.1
2562 IF LC-LB <=0 THEN 2563 ELSE 2580
2563 LB=0;HB=0;RJ=0
2564 GOTO 2880
2580 X=((5*RK*(WP/12)*HB)/(3.1415927*HF))*(LOG(RD/RZ))*(10/A)^.5
2590 BJ=(3.334*X-.334)/9.668
2600 CJ=.08*(HF/HB)+.92
2610 DJ=1+.75*(HB/HF)
2620 FJ=4.04*(X^(-2))-6.4*(X^(-1))+2.38
2640 YJ=(2.27-1.32*(X^(-1)))*(LB/RD)
2650 ZJ=1.24*(X^(-2))-1.64*(X^(-1))-0.84
2660 IF X >= 3 THEN 2690 ELSE 2670
2670 RJ=(BJ/CJ)*(.785*(TAN(1.83*(LB/RD)-1.25)+4.28)-CJ*DJ)+DJ
2680 GOTO 2880
2690 RJ=(FJ*(TAN(YJ+ZJ)-TAN(ZJ))+1)/CJ
2880 LPRINT TAB(5);"Q1";TAB(19);"L C";TAB(30);"HF";TAB(38);"WP";TAB(48);"LB";TAB
(58);"HB";TAB(68);"IIP"
2890 LPRINT TAB(0);Q1;TAB(16);L;TAB(27);HF;TAB(34);WP;TAB(45);LB;TAB(55);HB;TAB
(65);RJ
2895 LPRINT "*****"
*****
2900 NEXT N
2910 LPRINT "Altura de la fractura =" ; HF

```

2920 LPRINT "Modulo de Elasticidad ="; MY
2930 LPRINT "Porosidad de el banco apuntalado ="; BS
2940 LPRINT "Presion de tratamiento ="; PTA
2950 LPRINT "Presion Estatica ="; PW
2960 LPRINT "Radio de Drene ="; RD
2970 LPRINT "Radio de el Pozo ="; RZ
2980 LPRINT "Relacion de Permeabilidades ="; RK
2990 LPRINT "Coeficiente de perdida inicial de fluido ="; C3
3000 LPRINT "Densidad de el fluido fracturante ="; RF1
3010 LPRINT "Perdida inicial de fluido ="; PI
3020 LPRINT "Viscosidad de el fluido fracturante ="; VF
3030 LPRINT "Volumen de fluido fracturante ="; VI
3040 LPRINT "Concentracion de el sustentante ="; CM
3050 LPRINT "Densidad de el sustentante ="; RS1
3060 LPRINT "Diametro de el sustentante ="; DS
3070 LPRINT "Gasto de inyeccion ="; QI
3080 END
3090 STOP

QI	LC	HF	WP	LB	HB	IIP
5	242.3314	100	.8443508	114.4052	57.81423	2.240802

QI	LC	HF	WP	LB	HB	IIP
10	236.2785	100	.9914884	104.9499	53.67025	2.165593

Altura de la fractura = 100
 Modulo de Elasticidad = 6000000
 Porosidad de el banco apuntalado = .35
 Presion de tratamiento = 4500
 Presion Estatica = 3000
 Radio de Drene = 660
 Radio de el Pozo = .77
 Relacion de Permeabilidades = 16
 Coeficiente de perdida inicial de fluido = .001
 Densidad de el fluido fracturante = 1
 Perdida inicial de fluido = .015
 Viscosidad de el fluido fracturante = 25
 Volumen de fluido fracturante = 100000
 Concentracion de el sustentante = 1
 Densidad de el sustentante = 2.65
 Diametro de el sustentante = .02
 Gasto de inyeccion = 10

C A P I T U L O

4

Análisis de los

Datos para

el Diseño

Para realizar el debido análisis de los datos que intervienen en el diseño de un fracturamiento hidráulico se tuvo que realizar una serie de corridas, variando cada uno de los parámetros que en esté intervienen. Se asignaron valores promedio a dichos parámetros y tan sólo uno se fué variando a la vez, dentro de un rango previamente fijado. Primeramente se listarán los parámetros, con el rango de valores que fué adoptado para efectuar éste trabajo. El orden para listar estos parámetros ó datos empleados en el diseño, es el siguiente:

A. Datos de la Formación.

a) Altura de la fractura	100 (ft)
b) Módulo de Young	3000000 - 15000000 (lb/pg ²)
c) Presión Estática	3000 (lb/pg ²)
d) Radio de drene	200 - 1000 (ft)
e) Radio del pozo	0.77 (ft)
f) Relación de permeabilidades	4 - 2000 (D/mD)

B. Datos del Fluido Fracturante.

a) Coeficiente de pérdida de fluido	0.0001 - 0.1 (ft/ min)
b) Densidad del fluido fracturante	0.9 - 1.0 (gr/cm ³)
c) Pérdida inicial de fluido	0.005 - 0.030 (ft ³ /ft ²)
d) Tipo de fluido	No-Newtoniano
e) Viscosidad del fluido	15 - 100 (cp)

C. Datos del Apuntalante.

a) Concentración del apuntalante	0.5 - 3.0 (lb/gal)
b) Densidad del apuntalante	1.28 - 2.65 (gr/cm ³)
c) Diámetro del apuntalante	0.0165 - 0.0696 (pg)
d) Porosidad del banco apuntalado	0.35

D. Datos del tratamiento.

a) Gasto de inyección	5 - 50 (bl/min)
b) Presión de tratamiento	4500 (lb/pg ²)
c) Volumen de fluido fracturante	25000 - 200000 (gal)

Dado que sólo un parámetro se va variando en cada corrida, los parámetros restantes adoptan un valor promedio previamente fijado. A continuación se listarán, en el orden anterior, los parámetros ó datos con el valor promedio fijado.

A. Datos de la Formación.

a) Altura de la fractura	100 (ft)
b) Módulo de Young	6000000 (lb/pg ²)
c) Presión estática	3000 (lb/pg ²)
d) Radio de drenaje	660 (ft)
e) Radio del pozo	0.77 (ft)
f) Relación de permeabilidades	16 (D/mD)

B. Datos del Fluido Fracturante.

a) Coeficiente de pérdida de fluido	0.001 (ft/ min)
b) Densidad del fluido fracturante	1.0 (gr/cm ³)
c) Pérdida inicial de fluido	0.015 (ft ³ /ft ²)
d) Tipo de fluido	No-Newtoniano
e) Viscosidad del fluido	25 (cp)

C. Datos del Apuntalante.

a) Concentración del apuntalante	1.0 (lb/gal)
b) Densidad del apuntalante	2.65 (gr/cm ³)
c) Diámetro del apuntalante	0.02 (pg)
d) Porosidad del banco apuntalado	0.35

D. Datos del Tratamiento.

- | | |
|----------------------------------|----------------------------|
| a) Gasto de inyección | 25 (bl/min) |
| b) Presión de Tratamiento | 4500 (lb/pg ²) |
| c) Volumen de fluido fracturante | 100000 (gal) |

Ahora bien, los resultados a analizar son:

- La amplitud de la fractura (WF),
- La longitud creada inicialmente (LC),
- La altura del banco apuntalado (HB),
- La longitud de la fractura apuntalada (LB) y
- La relación de índices de productividad (IIP).

Cada uno de estos resultados obtenidos será graficado VS el parámetro que en turno se esté variando, asignando por tal motivo una nomenclatura que se usará en la construcción de las correspondientes gráficas.

Todos los parámetros se rigen por la misma escala y sólo existe un par de pequeñas variantes, estas son: que la amplitud de la fractura se mide con la escala exterior del lado izquierdo y la relación de índices de productividad por la escala del lado derecho.

Al final de este capítulo se incluirán todos los resultados obtenidos así como cada una de las gráficas obtenidas por cada una de las variaciones. Es recomendable observar estas, para una mayor comprensión de el análisis realizado.

A. Datos de la Formación.

Dentro de este inciso se analizarán, primordialmente los da-

tos de la formación que de algún modo harán variar los resultados a esperar, dado que las variaciones ocasionadas por los parámetros restantes serán analizadas en los incisos siguientes. Dentro de los datos de la formación sólo algunos fueron variados, tales como el Módulo de Young, el Radio de Drene y la Relación de Permeabilidades.

Algunos de los datos de la formación permanecieron con un valor que para todos los casos fué el mismo, dado que se consideraron valores estandar y/ó promedio, para este nuestro caso. Estos datos son: la altura de la fractura, el radio del pozo y la presión estática. El no haber efectuado variación alguna en estos parámetros se debe a que se considero que herán parámetros que no podían controlarse a voluntad.

A.b) Módulo de Young.

Al efectuar la variación del módulo de Young, se observó que la altura del banco apuntalado permaneció constante, mientras que los otros resultados tuvieron una notable variación, según se muestra en la Tabla 1. Se encontró que la amplitud de la fractura se redujó al ser mayor el valor del módulo de Young; como consecuencia de la redución en la amplitud y por razones de simple geometría de la fractura, la longitud creada aumentara así como también se incrementara la longitud apuntalada, todo esto al aumentar el valor del módulo de Young. Debido al incremento en la longitud apuntalada, la relación de índices de productividad aumentara. (Fig. 1)

Este parámetro es difícil de obtenerse con gran precisión, sin embargo es posible estimarse, por lo que es de gran importancia conocer la repercusión que tenga dentro del diseño para que dicha estimación sea la más adecuada dependiendo del caso a tratar.

A.d) Radio de Drene.

Con la variación de este parámetro obtuvimos resultados constantes y tan sólo hubo variación en la relación de índices de productividad, según se observa en la Tabla 2. Al ser mayor el Radio de drene menor fué la relación de índices de productividad. Lo anterior es posible fundamentarlo a partir de las curvas obtenidas por J. M. Tinsley, donde se gráfica en el eje de las ordenadas, por un lado la relación de índices de productividad y por el otro una relación obtenida a partir de la longitud apuntalada dividida por el radio de drene, mientras que en el eje de las abcisas se encuentran los valores de la conductividad de la fractura. Estas curvas están hechas sobre todo para diferentes relaciones de (L_3/R_e) . Esto es, que al obtener un valor mayor en esta relación mayor será la relación de índices de productividad y esto se obtendrá cuando el radio de drene sea menor. Ya que si por el contrario el radio de drene aumenta, se provocará que la relación sea menor y la relación de índices de productividad también será menor. Lo anterior puede también deducirse de la figura 2 ya que la longitud apuntalada será siempre la misma y al ir aumentando el radio de drene, el valor de la relación será menor y por lo tanto la relación de índices

de productividad será menor.

De los resultados obtenidos observamos que la variación en el valor de este parámetro tendrá gran repercusión en el diseño, dado que afecta en gran forma al resultado principal del diseño que es la relación de índices de productividad.

A.f) Relación de Permeabilidades.

Esta relación se obtuvo a partir de el contraste de permeabilidades, que no es otra cosa que la división de la permeabilidad de la fractura apuntalada entre la permeabilidad de la formación.

Ahora bien, el valor promedio de esta relación se obtuvo a partir de considerar valores mínimos y máximos tanto de la permeabilidad de la fractura apuntalada como de la permeabilidad de la formación. El rango considerado para la permeabilidad de la fractura apuntalada fué de 40 a 200 Darcys y para la permeabilidad de la formación de 0.1 a 10 milidarcys, por lo que el menor valor de la relación se obtuvo de dividir el mínimo valor de la permeabilidad de la fractura apuntalada con el máximo de la permeabilidad de la formación, mientras que el mayor se obtuvo dividiendo el máximo valor de la permeabilidad de la fractura apuntalada con el mínimo valor de la permeabilidad de la formación, quedando el rango desde el valor de 4 hasta 2000.

El valor promedio adoptado para la permeabilidad de la fractura apuntalada fué de 80 darcys y para la permeabilidad de la

formación de 5 milíarcys, por lo que el valor promedio de la relación fué de 16.

Partiendo de los resultados obtenidos y mostrados en la Tabla 3 encontramos que es tan sólo la relación de índices de productividad el resultado que se ve afectado por la variación de los valores de la Relación de Permeabilidades. En la figura 3 podemos observar que cuando el valor de la Relación de Permeabilidades es menor a 100 provoca una fuerte variación en la relación de índices de productividad, esto es, que el valor de esta relación de índices de productividad aumenta cuando el valor de la relación de Permeabilidades aumenta hasta un valor de 100, pero a partir de este valor no se notará variación alguna; por lo que podemos deducir que la variación del contraste de permeabilidades influirá en forma por demás significativa en el diseño cuando adquiera valores menores a 100, pero cuando los valores sean mayores no habrá repercusión alguna en el diseño.

B. Datos del Fluido Fracturante.

Dentro de este inciso encontramos que sólo el tipo de fluido fué siempre el mismo y los demás parámetros fueron variados. Estos parámetros son:

- a) Coeficiente de pérdida de fluido,
- b) Densidad del fluido fracturante,
- c) Pérdida inicial de fluido y
- d) Viscosidad del fluido fracturante.

B.a) Coeficiente de Pérdida de Fluido.

Los resultados obtenidos se veran seriamente afectados con el incremento del Coeficiente de pérdida de fluido, hasta llegar a presentarse un arenamiento del pozo. El hablar de un arenamiento del pozo, significa que la fractura se encuentra totalmente empacada y que es la arena misma quien esta fracturando la formación, como esto requiere muy altas presiones de inyección, deberá evitarse tal fenómeno durante el tratamiento. Pensando en esto, se adapto el programa de cómputo para que al tener un valor de la longitud de la fractura apuntalada muy cercano al valor de la longitud creada se hicieran cero tanto HB, LB e IIP. (Tabla 4)

Al aumentar el valor del Coeficiente de pérdida de fluido, la amplitud de la fractura será menor así como también la longitud creada disminuye notablemente. Es posible suponer, que esta disminución tanto en la amplitud como en la longitud creada, se debe a que al ser mayor el valor del Coeficiente de pérdida de fluido mayor será la cantidad de fluido que se este filtrando a la formación por lo que menor cantidad de fluido es empleada para ampliar ó extender la fractura.

Observando las expresiones 3 y 4 del inciso B del capítulo 3 podremos comprender que al aumentar el valor del Coeficiente de pérdida de fluido provocará que tanto la amplitud como la longitud creada de la fractura disminuyan.

Por razones propias de la geometría de la fractura, al disminuir la amplitud de esta, se ocasionará que la longitud apuntala-

da aumente y como la longitud creada se ve disminuida, se llegará a tener el fenómeno ya antes mencionado del arenamiento.

En la figura 4 observamos que a partir de un valor mayor al de 0.01 en el Coeficiente de pérdida de fluido podría presentarse el fenómeno del arenamiento del pozo, esto para nuestro caso en particular. Lo ideal para este caso sería que el Coeficiente de pérdida de fluido adquiriera un valor menor a 0.01 ya que a la vez que se evita el arenamiento del pozo, se tiene un incremento en la longitud apuntalada y por consecuencia un mayor valor de la relación de índices de productividad.

B.b) Densidad del Fluido Fracturante.

Por lo que respecta a la variación de la Densidad del Fluido fracturante, podemos decir que no influye en forma significativa en el diseño, aunque existen algunos cambios pero estos son casi imperceptibles, según se muestra en la Tabla 5 y en la figura 5.

B.c) Pérdida Inicial de Fluido.

Al aumentar el valor de la pérdida inicial de fluido como se muestra en la Tabla 6, disminuirá la amplitud de la fractura y ya que la pérdida inicial de fluido va en aumento, menor será la cantidad de fluido empleada para extender la fractura, aún a pesar de la forma geométrica que esta adquiere.

Este parámetro afecta en forma moderada el diseño, y esto es posible apreciarlo al revisar las expresiones 3, 4, 5 y 6 del inciso B del capítulo 3.

B.e) Viscosidad del Fluido Fracturante.

Primeramente habrá que señalar que si se tuviera un sólido en vez de un líquido como fluido fracturante, podríamos ampliar mayormente la fractura. Ahora bien, un fluido al ser más viscoso está tendiendo hacia un estado sólido por lo que es posible que la amplitud de la fractura sea mayor como lo observamos en la Tabla 7 y en la figura 7. Es en esta figura donde también se observa que la longitud creada disminuye con el aumento de la viscosidad, pero esto se debe primordialmente a la geometría que adquiere la fractura, ya que al ser mayor la amplitud, es lógico que la longitud creada disminuya. Así mismo la longitud apuntalada disminuirá al ser mayor la amplitud siendo esto una consecuencia de la geometría de la fractura.

Podemos señalar que la variación de este parámetro afecta en gran medida al diseño, esencialmente en lo que respecta a la relación de índices de productividad, ya que esta disminuye en forma por demás notable al aumentar la viscosidad del fluido fracturante. Debido a esto, para nuestro caso, deberá de evitarse el trabajar con un fluido fracturante muy viscoso.

C. Datos del Apuntalante.

Los datos del apuntalante que intervienen en el tratamiento son los siguientes:

- a) La concentración del apuntalante,
- b) La densidad del apuntalante y
- c) El diámetro del apuntalante.

C.a) Concentración del Apuntalante.

La concentración del apuntalante al sufrir cambios afectara los valores tanto de la longitud de la fractura apuntalada como los valores mismos de la relación de índices de productividad. Cabe hacer incapie en que el exceso en la concentración del agente apuntalante puede ocasionar el arenamiento del pozo (Tabla 8). En la figura 8 se observa que al ser mayor la concentración del apuntalante aumenta también la longitud apuntalada y por consiguiente, aumenta también la relación de índices de productividad. Además tenemos que cuando la concentración del apuntalante es mayor a 2.25 podrá presentarse, en este nuestro caso, el arenamiento del pozo, por lo que será conveniente trabajar con la concentración dentro de un rango comprendido entre 1 y 2 (lb/gal).

C.b) Densidad del Apuntalante.

Al variar la densidad del apuntalante dentro del rango pre-

viamente establecido se nota que la amplitud y la longitud de la fractura creada se mantiene en un valor constante (Tabla 9). Dado que estos resultados se mantienen constantes, es lógico que al ser más pesado el apuntalante más rápidamente se precipite, reduciéndose por tal motivo la longitud apuntalada y por consecuencia la relación de índices de productividad según se muestra en la figura 9.

C.c) Diámetro del Apuntalante.

La variación del diámetro del apuntalante provicará que la altura del banco apuntalado se incremente paulatinamente al incrementarse dicho diámetro, esto puede deberse a que al ser mayor el diámetro del apuntalante mayor será el espacio que podrá ocupar, aunque a la vez se reducirá la longitud apuntalada como se muestra en la figura 10.

De los resultados de la Tabla 10 podemos decir que a pesar del cambio en la longitud apuntalada la relación de índices de productividad sufre cambios insignificantes, por lo que al parecer "no influirá en forma significativa dentro del diseño".

De la expresión 21 del inciso B del capítulo 3 podemos deducir que al ser mayor el valor de la altura del banco apuntalado menor será la longitud apuntalada. Cabe mencionar que los valores del diámetro del apuntalante fueron tomados a partir de considerar como mínimo diámetro una malla 20-40 y como máximo diámetro una malla 12-20 según se muestra en la Tabla 1 del capítulo 2 en su inciso D.

D. Datos del Tratamiento.

Dentro de este inciso tenemos al Gasto de Inyección, al Volumen de Fluido Fracturante disponible para el tratamiento y la Presión misma del tratamiento. De estos parámetros sólo el último no sufrió variación alguna.

D.a) Gasto de Inyección.

De los resultados mostrados en la Tabla 11 y graficados en la correspondiente figura podemos ver que conforme aumenta el gasto aumenta la amplitud de la fractura así como también la longitud creada se incrementa.

De el gasto que se tiene para efectuar el tratamiento, podemos decir que sólo una parte es empleado para fracturar y que la otra parte se filtra hacia la formación. Dado que el volumen filtrado siempre es el mismo, al aumentar el gasto el volumen empleado para fracturar será mayor, teniendo por consiguiente el aumento en la amplitud y la longitud creada de la fractura.

Ya que la amplitud de la fractura aumenta al aumentar el gasto, se producirá debido a la geometría de la fractura una disminución en la longitud apuntalada y a consecuencia de esto, se tendrá también una disminución en la relación de índices de productividad. La altura del banco apuntalado se ve disminuida, debiéndose esto a que al aumentar el gasto, más rápidamente se está alcanzando el gasto de equilibrio. En otras palabras diremos que la velocidad

del flujo esta siendo mayor a la velocidad de asentamiento en una forma más rápida al aumentar el gasto. Por lo tanto, basandonos en los resultados obtenidos podemos establecer que el gasto de inyección será un parámetro que influirá significativamente en el diseño.

D.c) Volumen de Inyección.

La variación de este parámetro nos provocara un aumento gradual con cada uno de los resultados deseados, esto es, conforme el volumen de inyección aumenta mayores serán los valores de los resultados deseados. Esto se debe primordialmente a que se esta manejando mayor cantidad de fluido fracturante. El aumento en los resultados no se da en una forma proporcional más sin embargo es notoria como se puede observar en la Tabla y figura 12.

TABLAS
Y
GRAFICAS

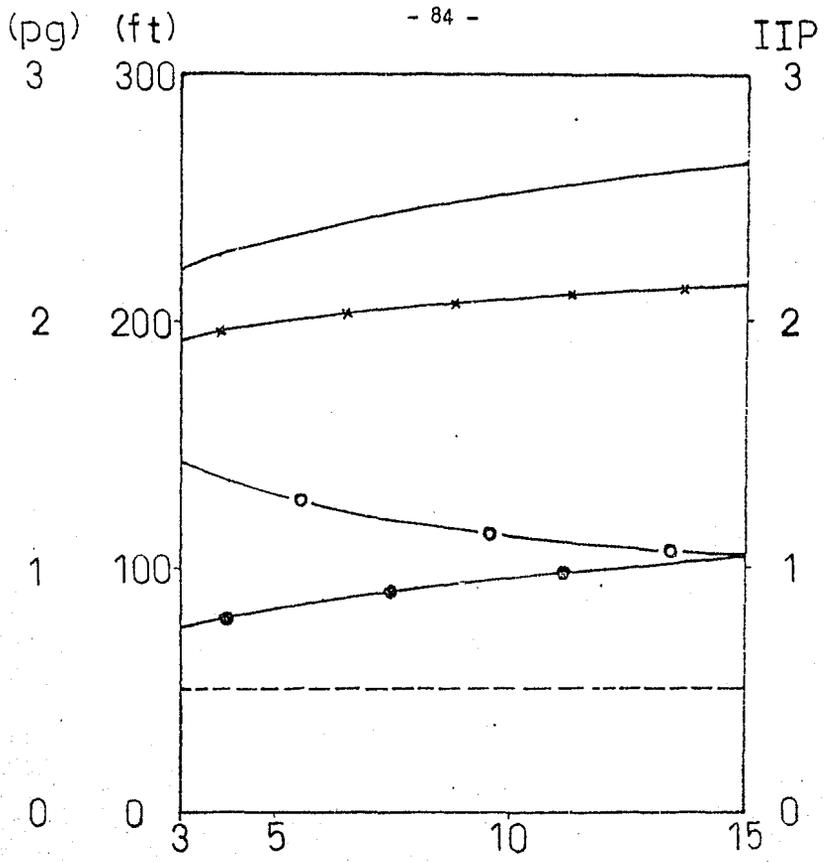
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
3000000	220.9591	100	1.433752	75.82152	51.37322	1.929421
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
4000000	227.8971	100	1.355042	80.2677	51.34637	1.969201
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
5000000	233.4545	100	1.297051	83.89174	51.32478	2.00005
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
6000000	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
7000000	242.3662	100	1.214954	89.61914	51.29117	2.045912
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
8000000	245.9981	100	1.183837	91.99956	51.27737	2.063927
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
9000000	249.2733	100	1.157113	94.14702	51.26501	2.079653
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1E+07	252.1851	100	1.133595	96.12136	51.25371	2.093668
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.1E+07	254.9299	100	1.112911	97.92746	51.24343	2.106117
MY	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.2E+07	257.4487	100	1.09433	99.60874	51.2339	2.117387

MY	LC	HF	WP	LB	HB	IIP
1.3E+07	259.907	100	1.077759	101.1576	51.22517	2.127496

MY	LC	HF	WP	LB	HB	IIP
1.4E+07	262.1013	100	1.062432	102.6335	51.21688	2.136887

MY	LC	HF	WP	LB	HB	IIP
1.5E+07	264.2471	100	1.04853	104.0099	51.20918	2.14543

Tabla 1



- LC —————
- WP —○—○—
- LB —●—●—
- HB - - - - -
- IIP —*—*—*

$MY \times 10^6$ (lb/pg²)

Fig. 1

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
200	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	3.457875

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
300	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.823796

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
400	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.483765

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
500	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.261365

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
600	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.101572

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
700	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.979837

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
800	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.883096

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
900	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.803613

RD	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1000	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.736458

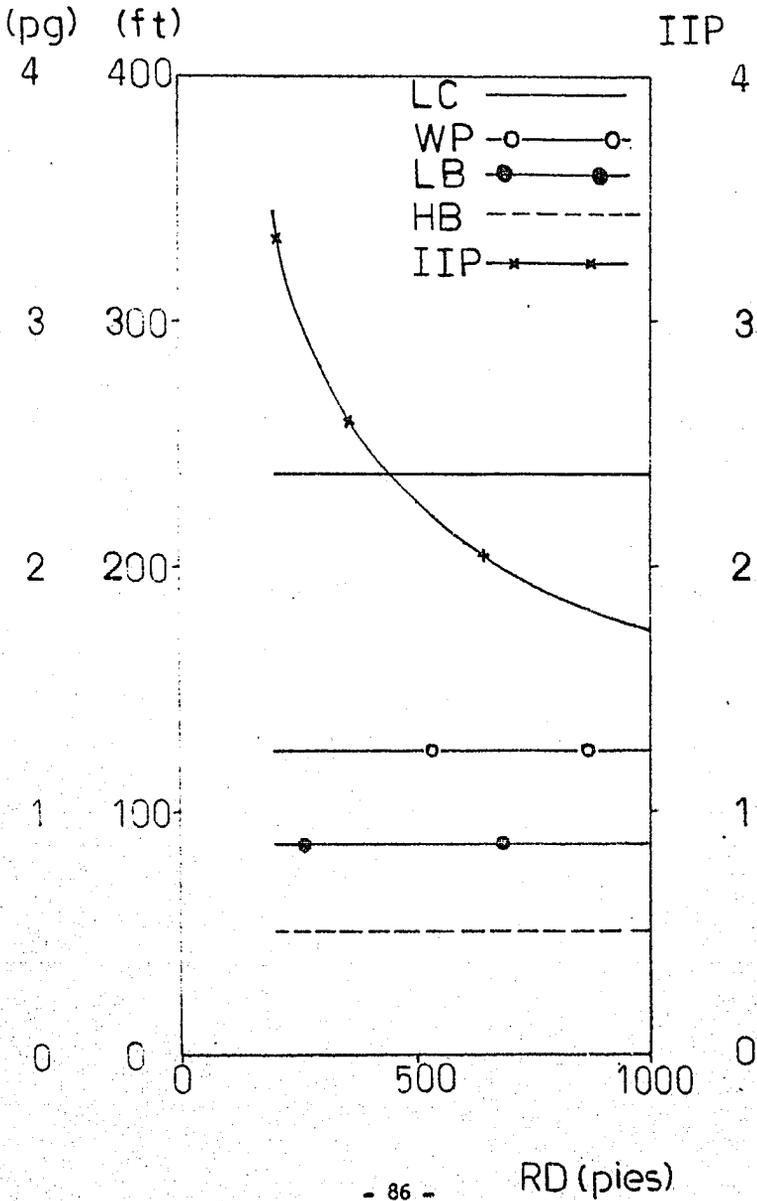


Fig. 2

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
4	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.624054

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
5	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.688869

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
7.5	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.850904

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
9	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.948125

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
10	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	1.978143

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
12.5	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.008914

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
15	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.0218

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
17.5	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.028583

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
18	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.029579

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
19	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.031339

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
20	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.032855

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
25	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.038288

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
50	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.050172

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
75	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.055257

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
100	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.058134

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
250	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.063984

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
500	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.066149

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
750	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.066896

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1000	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.067274

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1250	23B.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.067503

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1500	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.067656

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1750	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.067766

RK	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2000	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.067849

Tabla 3

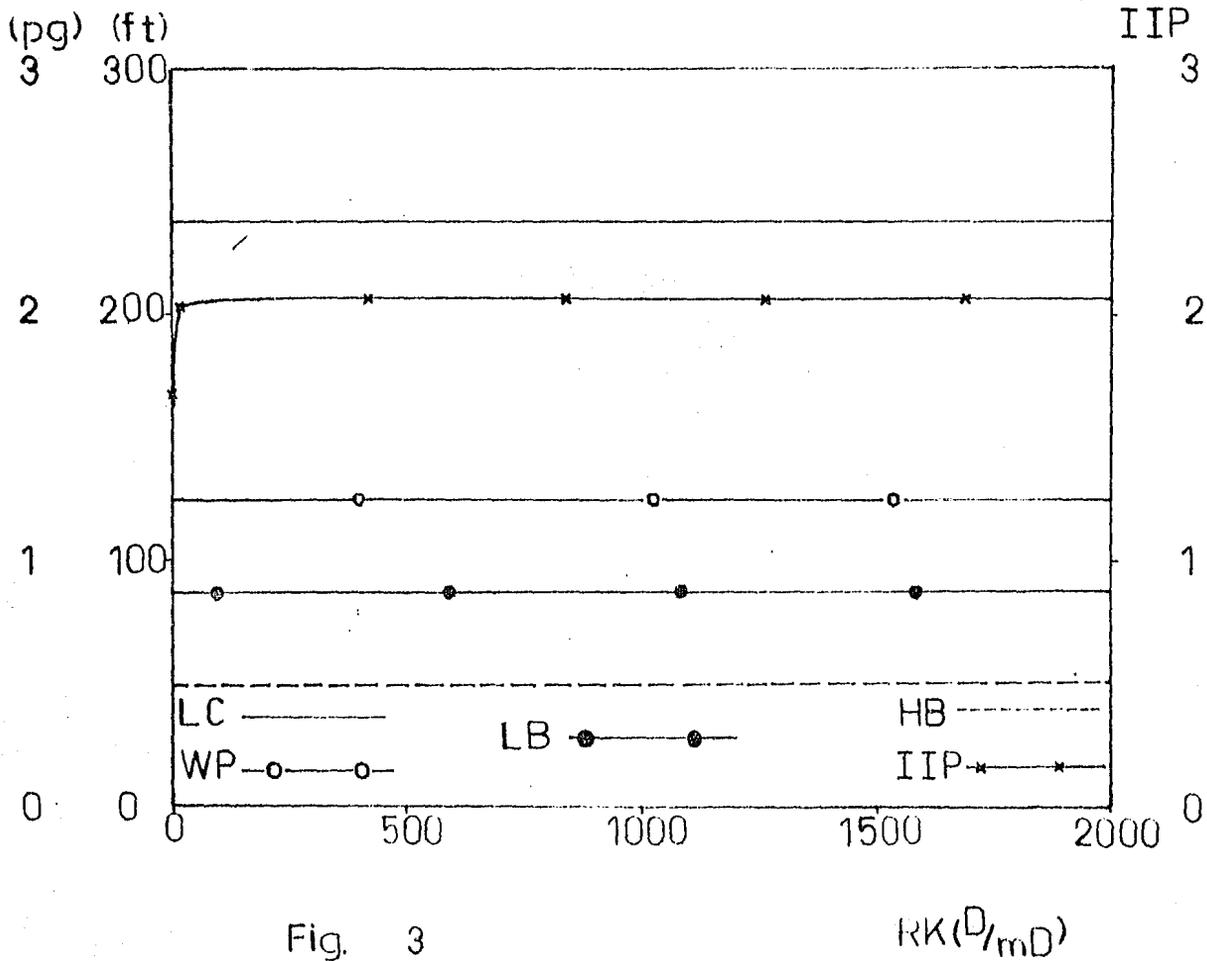


Fig. 3

RK (D/mD)

C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0001	1077.967	100	2.662952	41.4431	50.60432	1.546502
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.00025	496.4883	100	1.807237	60.03644	51.47226	1.771122
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0004	362.5564	100	1.544359	70.34506	51.40689	1.877511
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0005	319.712	100	1.450241	74.95173	51.37852	1.921391
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.001	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0025	190.899	100	1.12063	97.24558	51.24731	2.101458
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.005	173.1968	100	1.067408	102.1496	51.2196	2.133834
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0075	164.9101	100	1.04156	104.714	51.20526	2.149721
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.01	158.7015	100	1.021765	106.7664	51.19384	2.161919
C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.025	128.4329	100	.9191759	0	0	0

C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.05	95.71346	100	.7935003	0	0	0

C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.075	72.35469	100	.6899123	0	0	0

C3	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.1	58.34883	100	.6175505	0	0	0

Table 4

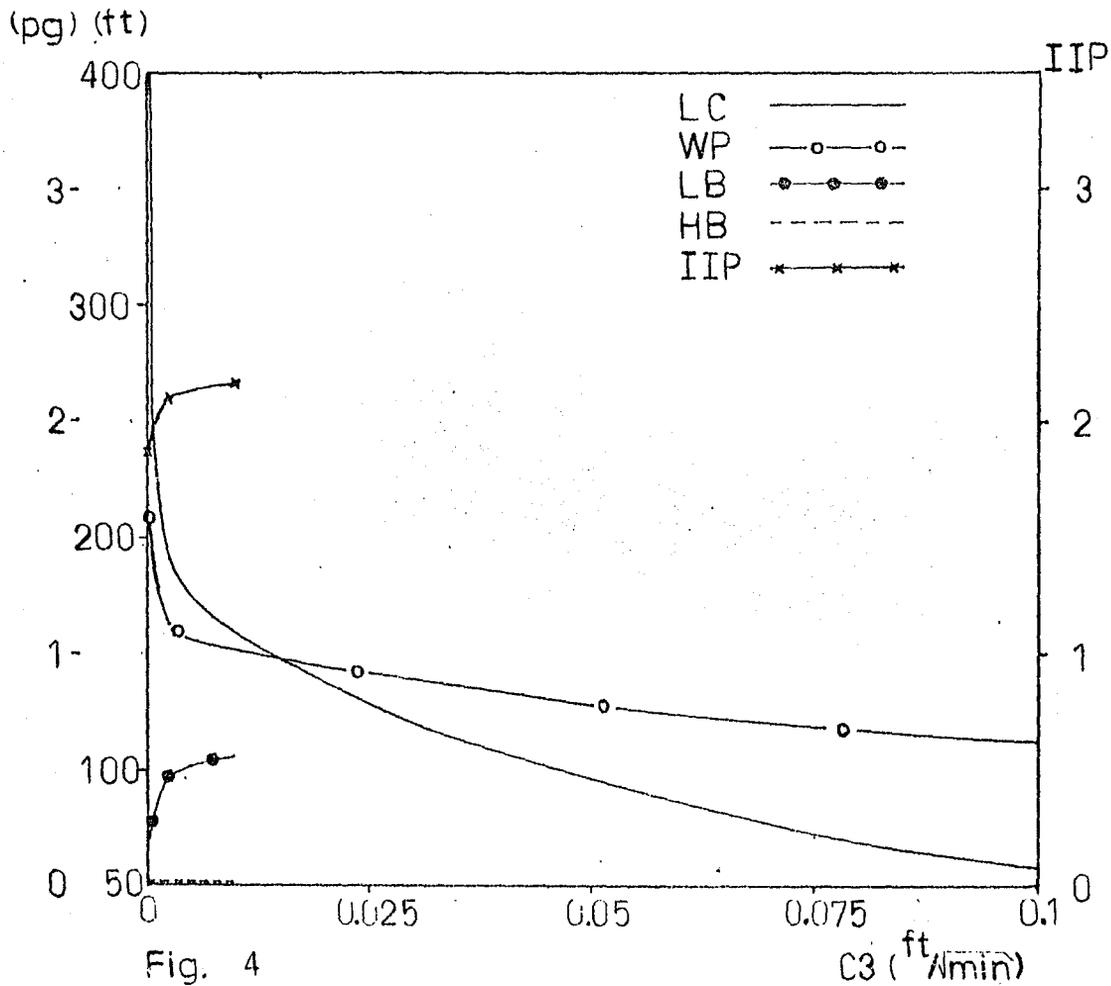


Fig. 4

RF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.9	238.2444	100	1.251907	86.97418	51.29099	2.025084

RF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.92	238.2444	100	1.251907	86.96831	51.29444	2.025057

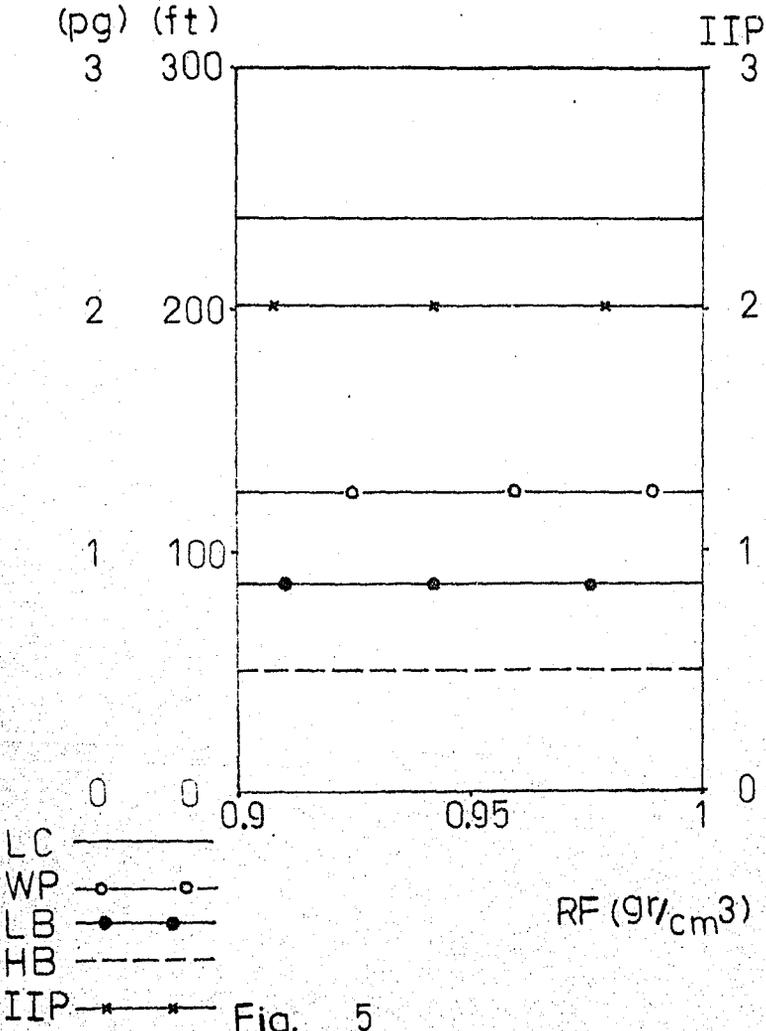
RF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.94	238.2444	100	1.251907	86.96272	51.29774	2.025031

RF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.96	238.2444	100	1.251907	86.95737	51.30089	2.025006

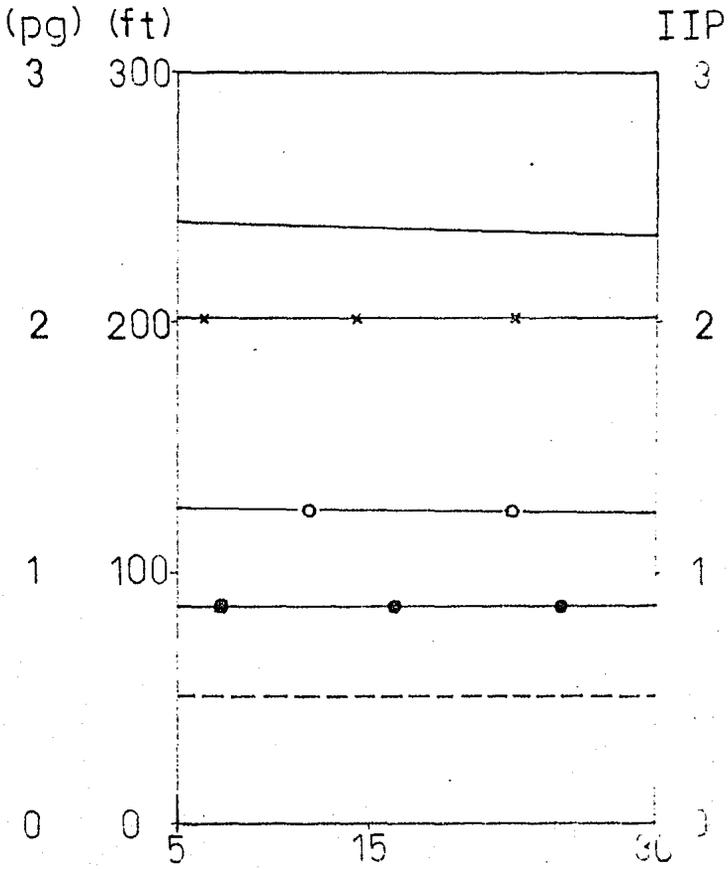
RF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.98	238.2444	100	1.251907	86.95228	51.3039	2.024982

RF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496

Tabla 5



PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.005	240.0609	100	1.25667	86.61452	51.30873	2.022296
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.01	239.1273	100	1.254224	86.78515	51.30773	2.023662
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0125	238.6605	100	1.252999	86.87082	51.30722	2.024348
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.015	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0175	237.7538	100	1.250617	87.03797	51.30624	2.025683
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.02	237.3998	100	1.249685	87.1035	51.30586	2.026205
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0225	237.0435	100	1.248747	87.16959	51.30547	2.026732
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.025	236.5097	100	1.247341	87.26891	51.30489	2.027522
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0275	236.223	100	1.246584	87.32239	51.30458	2.027947
PI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.03	234.9853	100	1.243314	87.55437	51.30322	2.029788

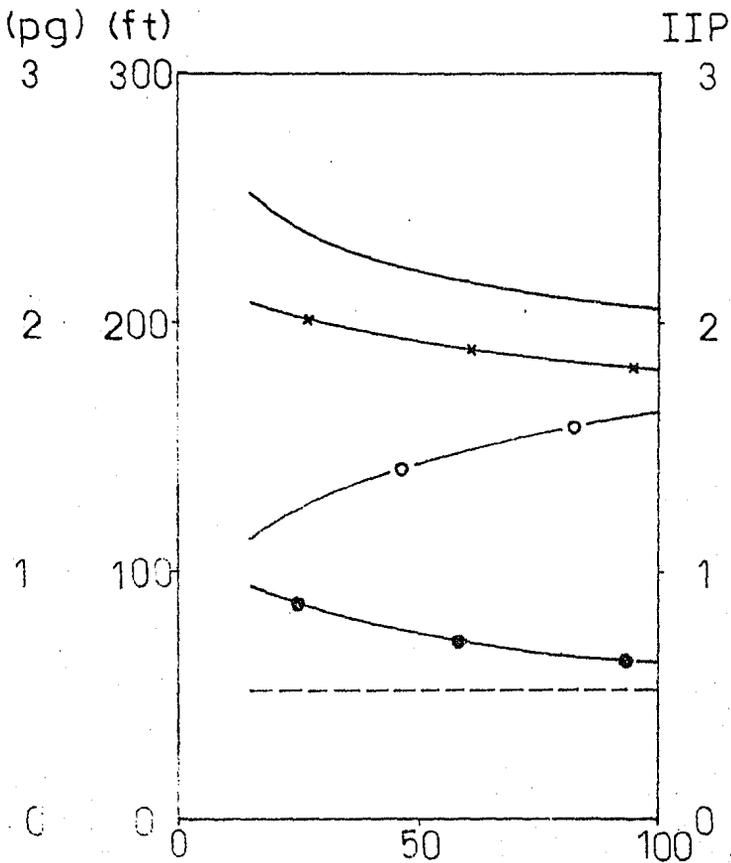


LC —————
 WP —○—○—
 LB —●—●—
 HB - - - - -
 IIP —×—×—

$PI \times 10^{-3} \left(\frac{ft^3}{ft^2} \right)$

Fig. 6

VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
15	252.1851	100	1.133595	94.57934	52.08935	2.087563
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
20	244.2297	100	1.19876	90.95775	51.21903	2.055744
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
30	233.4545	100	1.297051	83.81613	51.37108	1.99968
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
40	226.4562	100	1.372722	79.96875	51.51876	1.958705
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
50	220.9591	100	1.433752	75.44846	51.62725	1.927348
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
60	216.9146	100	1.486818	72.65655	51.69765	1.901436
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
70	213.3626	100	1.532531	69.08752	52.74661	1.871975
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
80	210.5035	100	1.573902	67.22558	52.78263	1.853396
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
90	207.9119	100	1.610927	65.64635	52.81009	1.83733
VF	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
100	205.7223	100	1.645191	64.25283	52.83173	1.822918



- LC —————
- W/P —○—○—
- LB —●—●—
- HB - - - - -
- IIP —*—*—

VF(cp)

Fig. 7

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.5	238.2444	100	1.251907	43.48493	51.29354	1.58566

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.75	238.2444	100	1.251907	65.21878	51.30031	1.824133

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.25	238.2444	100	1.251907	108.6712	51.31294	2.197823

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.5	238.2444	100	1.251907	130.3905	51.31883	2.349436

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.75	238.2444	100	1.251907	152.1055	51.32446	2.494614

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2	238.2444	100	1.251907	173.8167	51.32986	2.606917

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.25	238.2444	100	1.251907	195.524	51.33502	2.719043

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.5	238.2444	100	1.251907	0	0	0

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.75	238.2444	100	1.251907	0	0	0

CM	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
3	238.2444	100	1.251907	0	0	0

Tabla 8

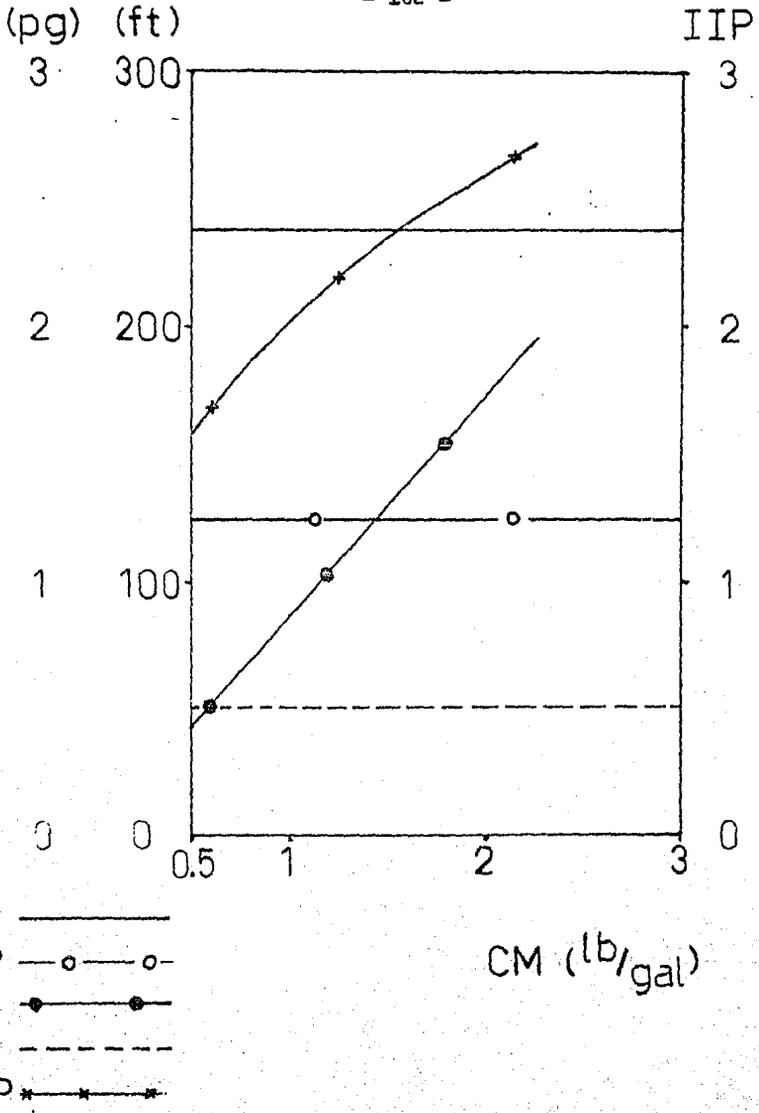


Fig. 8

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.28	238.2444	100	1.251907	166.0141	55.63169	2.609077
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.3	238.2444	100	1.251907	166.4713	54.62539	2.601787
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.4	238.2444	100	1.251907	157.5563	53.59368	2.539767
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.5	238.2444	100	1.251907	147.1404	53.56166	2.476714
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.6	238.2444	100	1.251907	140.655	52.52935	2.426645
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.7	238.2444	100	1.251907	132.4634	52.49677	2.373657
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.8	238.2444	100	1.251907	127.6151	51.46392	2.332368
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
1.9	238.2444	100	1.251907	120.9763	51.43081	2.286964
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2	238.2444	100	1.251907	114.9745	51.40978	2.244549
RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.1	238.2444	100	1.251907	109.5316	51.39475	2.204841

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.2	238.2444	100	1.251907	104.5843	51.37929	2.167609

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.3	238.2444	100	1.251907	100.0679	51.36352	2.132613

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.4	238.2444	100	1.251907	95.92828	51.3475	2.099645

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.5	238.2444	100	1.251907	92.12021	51.33131	2.068523

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.6	238.2444	100	1.251907	88.60532	51.31498	2.039089

RS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
2.65	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496

Tabla 9

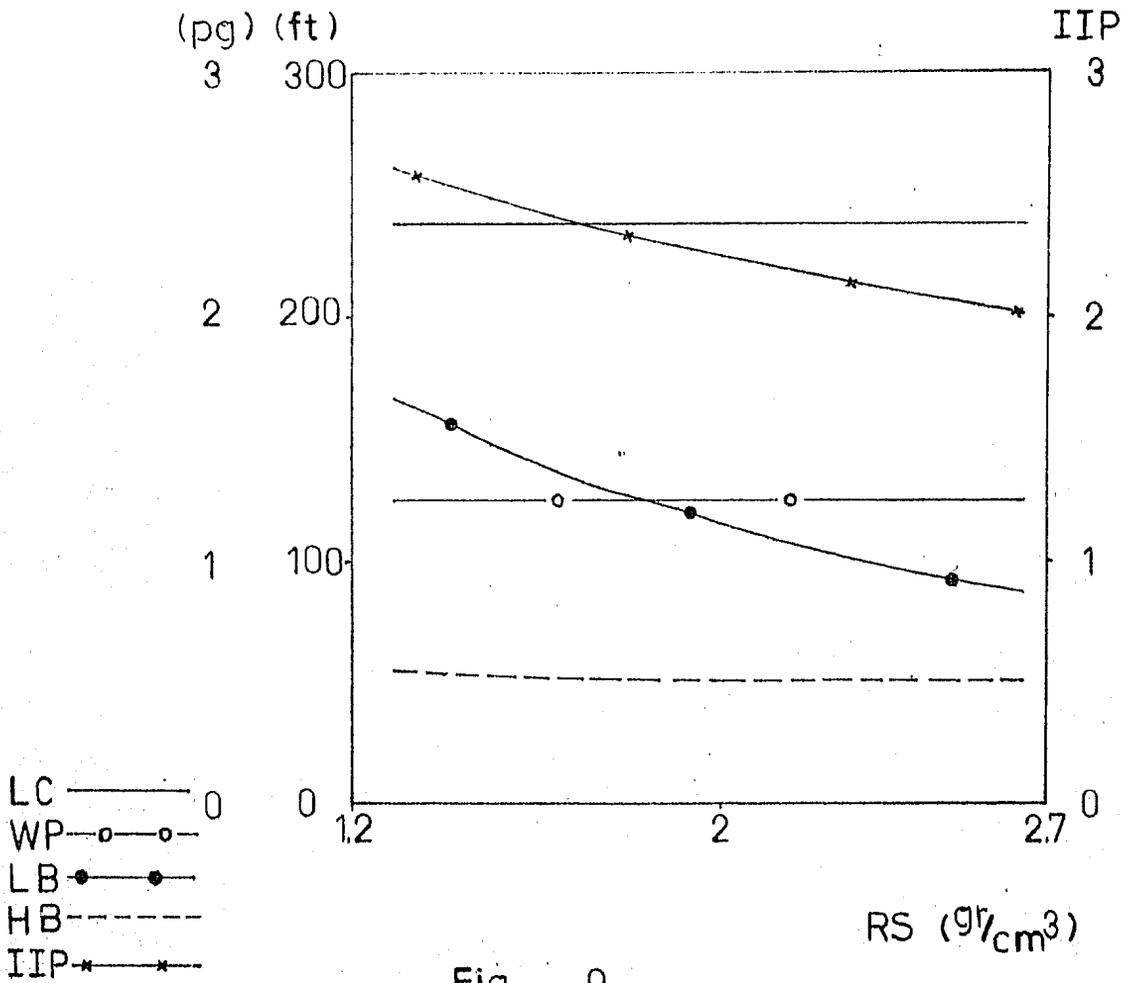


Fig. 9

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0165	238.2444	100	1.251907	88.71368	50.28527	2.032972

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.02	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.025	238.2444	100	1.251907	85.24248	52.33296	2.01686

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.03	238.2444	100	1.251907	85.20883	52.35362	2.01697

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.04	238.2444	100	1.251907	82.02624	54.38493	2.000594

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.05	238.2444	100	1.251907	77.70656	57.40816	1.97669

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.06	238.2444	100	1.251907	73.82508	60.42649	1.953166

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.065	238.2444	100	1.251907	72.61395	61.43436	1.945423

DS	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
.0696	238.2444	100	1.251907	70.31717	63.441	1.930211

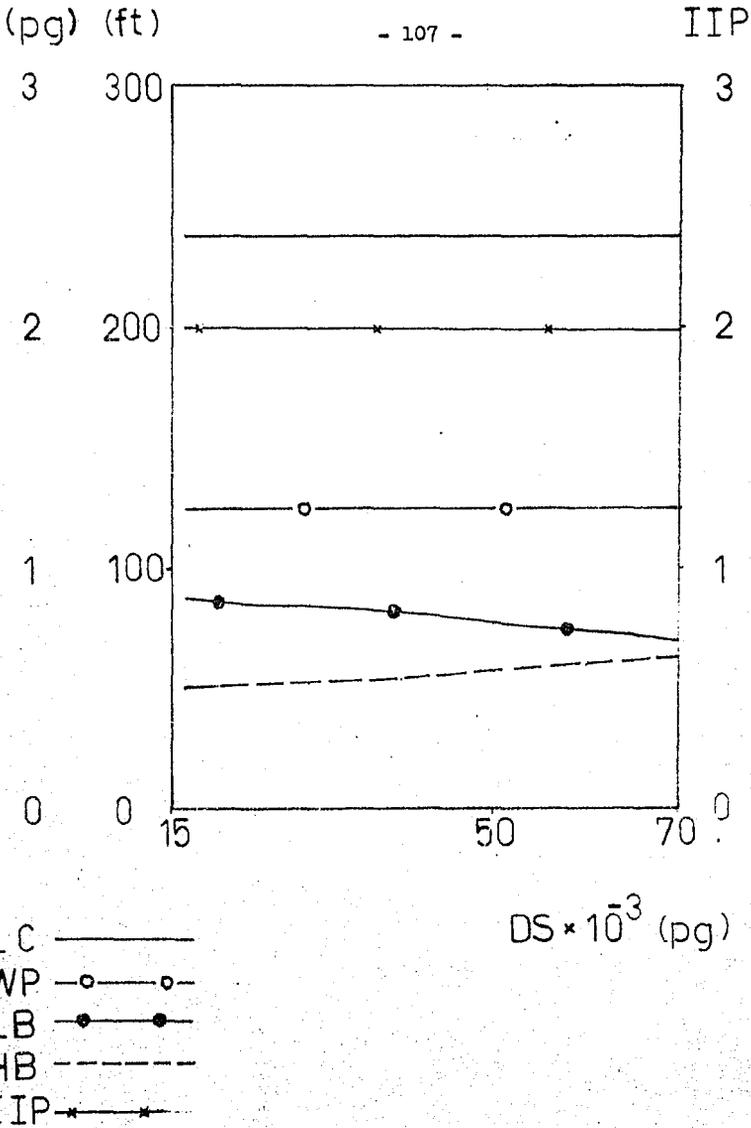


Fig. 10

	QI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
5		242.3314	100	.8443508	114.4052	57.81423	2.240802

10		236.2785	100	.9914884	104.9499	53.67025	2.165593

15		234.9448	100	1.094161	97.14702	52.54029	2.108304

20		236.0401	100	1.17849	92.16068	51.41995	2.06596

25		239.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496

30		241.0057	100	1.317861	82.76945	51.15926	1.989904

35		243.4858	100	1.376668	80.97933	50.09562	1.968277

40		246.8187	100	1.43311	77.94375	49.97682	1.941009

45		250.5146	100	1.486946	75.2646	49.90192	1.916093

50		254.194	100	1.537803	72.9098	49.81002	1.893523

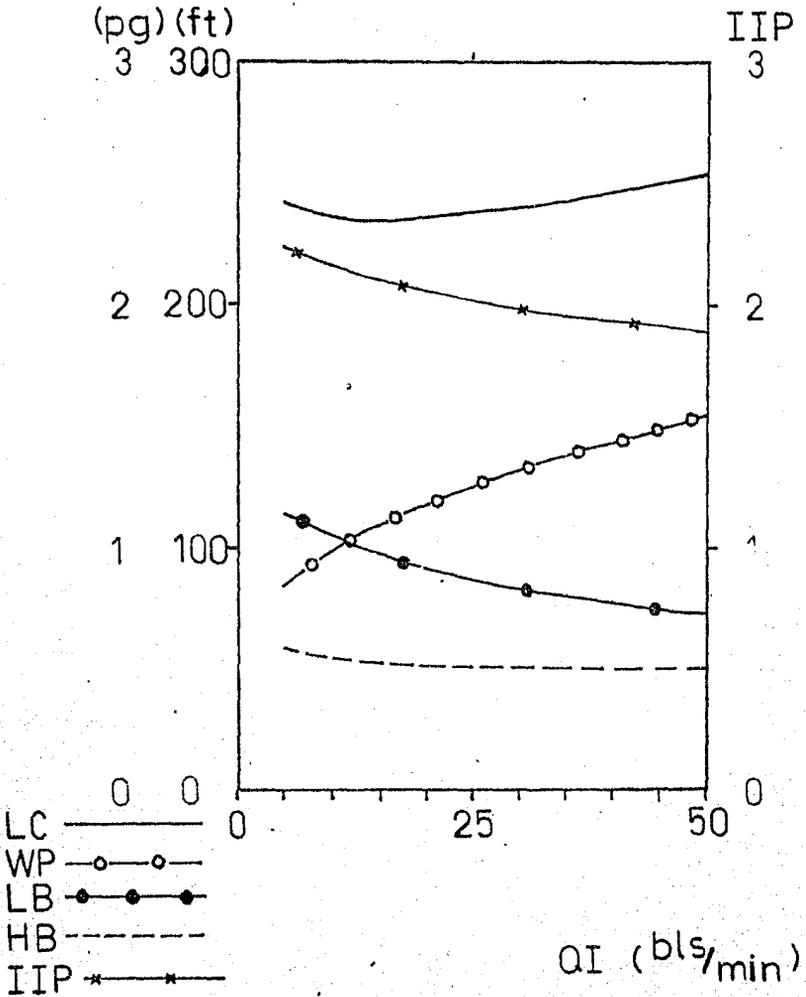


Fig. 11

VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
25000	101.8827	100	.8186736	34.76941	49.04957	1.469371
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
30000	113.7705	100	.8651182	38.66496	50.08774	1.523643
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
40000	135.5616	100	.9443411	47.17421	50.14524	1.624329
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
50000	155.2634	100	1.010637	55.05348	50.18726	1.71114
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
75000	199.5547	100	1.145754	72.73676	50.2596	1.888699
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
100000	238.2444	100	1.251907	86.94741	51.30677	2.02496
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
125000	273.406	100	1.341111	101.3868	51.34133	2.147321
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
150000	305.8843	100	1.418532	112.7684	52.36823	2.246451
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
175000	336.5487	100	1.487937	125.3736	52.39026	2.342861
VI	L C	HF	WP	LB	HB	IIP
200000	365.5313	100	1.550682	134.8648	53.40869	2.421762

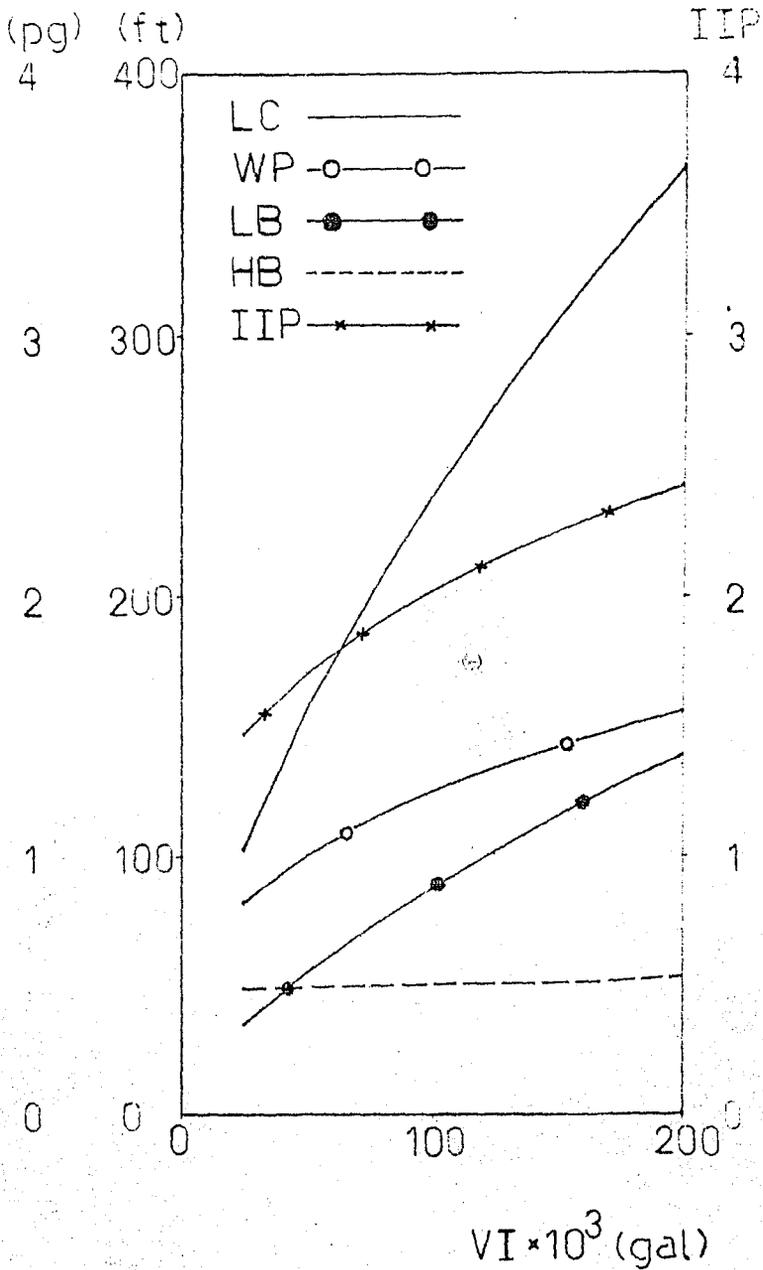


Fig. 12

C A P I T U L O

5

Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos podemos observar que sólo una serie de parámetros son los que influyen en la variación bien sea de la longitud de la fractura creada, la amplitud de la fractura ó la relación de índices de productividad. En forma por demás desglosada se manifiesta que:

1. La amplitud de la fractura se ve aumentada cuando se aumentan los valores del volumen de fluido fracturante, de la viscosidad del fluido fracturante y de los gastos de inyección. Y disminuye al aumentar los valores tanto del coeficiente de pérdida de fluido, del módulo de Young y de la pérdida inicial de fluido.
2. La longitud de la fractura se verá incrementada al aumentar los valores de los parámetros tales como: Volumen de fluido fracturante, módulo de Young y gasto de inyección. Y disminuirá al aumentar los valores del coeficiente de pérdida inicial, de la viscosidad del fluido y de la pérdida inicial de fluido.
3. Practicamente la altura del banco apuntalado en la fractura no presenta fuertes variaciones. Estas pequeñas variaciones se dan de la siguiente forma: Al aumentar tanto el gasto de inyección como la densidad del fluido fracturante la altura del banco disminuirá, y dicha altura aumentará al aumentar los valores tanto del diámetro del apuntalante como del volumen de fluido fracturante.
4. Dado que la relación de índices de productividad es el resultado que mayor importancia tiene dentro del diseño es conveniente señalar cuales son los parámetros que lo hacen variar, bien sea en forma ascendente ó bien en forma descen-

dente. Primeramente los parámetros que al aumentar hacen que la relación de índices de productividad se vea disminuido son:

El Radio de Drene,
La Densidad del Apuntalante,
El Gasto de Inyección y
La Viscosidad del Fluido Fracturante.

Ahora, los parámetros que al aumentar hacen aumentar también los valores de la relación de índices de productividad son:

La Concentración del Apuntalante,
El Volumen de Fluido Fracturante,
La Relación de Permeabilidades,
El Coeficiente de Pérdida de Fluido y
El Módulo de Young.

La variación de los valores de la relación de índices de productividad esta ligada, como se observo, a la variación que sufren los valores de la longitud apuntalada de la fractura.

5. Habrá que tener cuidado especial en el manejo de la Concentración del Apuntalante, así mismo habrá de controlarse con el ó los aditivos adecuados el Coeficiente de Pérdida de Fluido. Esto se hará con la finalidad de evitar un posible arenamiento del pozo.
6. El tratamiento en si es muy sensible a las variaciones sufridas por los siguientes parámetros:
Volumen de Fluido Fracturante,
Gasto de Inyección,

Viscosidad del Fluido Fracturante,
Módulo de Young,
Coeficiente de Pérdida de Fluido,
Concentración del Apuntalante,
Densidad del Apuntalante,
Radio de Drene y
Relación de Permeabilidades.

NOMENCLATURA

Nomenclatura

- A Area de drenaje de el pozo (acre)
- C Coeficiente total de pérdida de filtrado (ft/ $\sqrt{\text{min}}$)
- C_f Compresibilidad de la roca (psi)⁻¹
- C_g Compresibilidad de el gas (psi)⁻¹
- CM Concentración de el sustentante (lb/gal)
- C_o Compresibilidad de el aceite (psi)⁻¹
- CR Coeficiente de correlación de arrastre
- C_t Compresibilidad total (psi)⁻¹
- C_w Compresibilidad de el agua (psi)⁻¹
- C_1 Coeficiente de pérdida de fluido controlado por su movilidad (ft/ min)
- C_2 Coeficiente de pérdida de fluido controlado por la compresibilidad y la viscosidad de los fluidos de el Yac. (ft/ min)
- C_3 Coeficiente de pérdida de fluido controlado por aditivos (ft/ min)
- C_{exp} Coeficiente de pérdida de fluido experimental controlado por aditivos (ft/ min)
- D Profundidad (pie)
- D_p Diámetro de el sustentante (pg)
- E Módulo de elasticidad de la formación (psi)
- Gr Gravedad específica
- H_b Altura de el banco apuntalado (pie)
- HQ Altura de la fractura en equilibrio abierta al flujo (pie)
- HP Potencia hidráulica (HP)
- h Altura de la fractura (pie)
- H_a Altura de la fractura abierta al flujo (pie)
- i Gasto de inyección (ft³/min)

- J Índice de productividad después de el tratamiento (bl/día/psi)
J₀ Índice de productividad antes de el tratamiento (bl/día/psi)
K' Constante de formación de el banco
K_{mf} Permeabilidad de el medio de prueba (md)
K_g Permeabilidad efectiva de el gas (md)
K_o Permeabilidad efectiva al aceite (md)
K_r Permeabilidad efectiva a los fluidos móviles de el Yac. (md)
K_w Permeabilidad efectiva al agua (md)
K_{ff} Permeabilidad efectiva al fluido fracturante (D)
L Longitud de la fractura creada (pie)
L_b Longitud de la fractura sustentada (pie)
m Pendiente de la línea recta
NE Número de Reynolds
P Presión de poro de la formación (psi)
PI Pérdida inicial de fluido (ft³/ft²)
P_s Presión superficial (psi)
P_t Presión de tratamiento (psi)
P_{st} Presión estática de el yacimiento (psi)
(P_t)_h Presión de iniciación de la fractura horizontal (psi)
(P_t)_v Presión de iniciación de la fractura vertical (psi)
Q Caudal de inyección (bl/min)
RE Número de Reynolds de la partícula
R_e Radio de drone (pie)
RK Relación de permeabilidades
R_w Radio de el pozo (pie)
S_h Resistencia a la tensión horizontal de la roca (psi)
S_g Saturación de gas
S_o Saturación de aceite
S_{or} Saturación residual de aceite
S_v Resistencia a la tensión vertical de la roca (psi)

S_w	Saturación de agua
S_{wr}	Saturación residual de agua
t	Tiempo total de inyección (min)
tq	Tiempo de equilibrio (min)
t_r	Tiempo resultante (min)
T_{exp}	Temperatura de prueba ($^{\circ}C$)
T_y	Temperatura del Yacimiento ($^{\circ}C$)
UQ	Velocidad de fricción (ft/seg)
VQ	Velocidad de equilibrio (ft/seg)
VS	Velocidad final de asentamiento de la partícula de el sustentante (ft/seg)
V_v	Volumen verdadero (gal/lb)
\bar{w}_P	Amplitud promedio (μg)
\bar{w}_w	Amplitud de la fractura (pie, μg)
X	Capacidad relativa (pie)
ρ	Densidad promedio de la roca (lb/ft ³)
ρ_{ff}	Densidad de el fluido fracturante (gr/cm ³)
ρ_m	Densidad de la mezcla (lb/gal)
ρ_s	Densidad de el sustentante (gr/cm ³)
ρ_v	Densidad verdadera (lb/gal)
μ	Relación de Poisson
μ_{ff}	Viscosidad de el fluido fracturante (cp)
μ_g	Viscosidad de el gas (cp)
μ_m	Viscosidad de la mezcla (cp)
μ_o	Viscosidad de el aceite (cp)
μ_r	Viscosidad de los fluidos móviles del Yac. (cp)
μ_w	Viscosidad de el agua (cp)
$\bar{\sigma}_h$	Esfuerzo efectivo horizontal (psi)
$\bar{\sigma}_{h1}$	Esfuerzo máximo principal horizontal (psi)

- σ_{H_2} Esfuerzo mínimo principal horizontal (psi)
- σ_{V_2} Esfuerzo efectivo vertical (psi)
- σ Esfuerzo total vertical (psi)
- ϕ Porosidad de la formación
- ϕ_e Porosidad efectiva
- ϕ_s Porosidad de el banco apuntalado
- \wedge Elevado a ...
- ΔR Pérdida de presión por fricción através de la tubería (psi)
- ΔP_f Pérdida de presión por fricción através de las perforaciones (psi)
- ΔP_s Presión debida a la carga hidrostática (psi)
- ΔP_{exp} Presión diferencial de la prueba de pérdida de fluido (psi)

Bibliografía

- 1 J. E. Smith
Desing of Hidraulic Fracture Treatments
SPE of AIME 1286
October, 1965
- 2 I. R. Dunlap
How Propping Agents Affect Packed Fractures
Petroleum Engineering, November 1965
- 3 L.R. Raymond, G. G. Binder
Productivity of Wells in Vertically Fractured Damaged Formations
Journal of Petroleum Technology, January 1967
- 4 D. W. Dodge, A. D. Metzner
Turbulent Flow of No-newtonian Systems
Journal of American Institute of Chemical Engineers, June 1969
- 5 C. R. Jast, G. C. Howard
Optimum Fluid Characteristics for fracture Extension
Pan American Petroleum Corp.. Tulsa, Oklahoma
April, 1957
- 6 Allen Thomas O.
Production Operations
Volumen 2
- 7 R. B. Babcock, C. L. Prokop, R. O. Kehl
Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures
Producers Monthly, November 1967
- 8 F. Garzaicochea
Estimulación de Pozos (apuntes)
Facultad de Ingeniería, UNAM
- 9 J. H. Finsley, J. R. Williams
Vertical Fracture Height - Its Effect on Steady - State
Production Increase.
JPT, May 1969
- 10 L. R. Kern, T. K. Perkins
The Mechanics of Sand Movement in Fracturing
Petroleum Transactions, AIME
Volumen 216, 1959

- 11 T. K. Perkins, L. R. Kern
Widths of Hydraulic Fractures
JPT, September 1961
- 12 Abbas Ali Daneshy
On the Design of Vertical Hydraulic Fractures
SPE - AIME, January 1973
- 13 W. E. Hasselbrock, A. B. Waters
Advancements Through 15 years of Fracturing
JPT, July 1964
- 14 M. King Hubbert, David G. Willis
Mechanics of Hydraulic Fracturing
Petroleum Transactions, AIME
Volume 210, 1957