



T  
622.1828  
P649

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“Análisis de los Principales Parámetros Requeridos para Diseñar Trabajos de Fracturamiento al Pozo B1-NSX1-1X del Area del Golfo de Guayaquil”**

**PROYECTO DE GRADO**

**Previo a la Obtención del Título de:  
INGENIERO EN PETROLEO**

**Presentado por:**

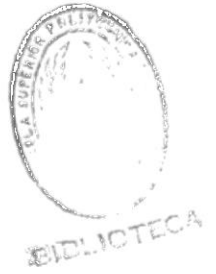
**DOUGLAS A. PINEDA RUIZ**

---

**Guayaquil, Ecuador**

**1990**

## AGRADECIMIENTO




Al Ing. KLEBER G. MALAVE,  
Director del Proyecto, quien  
con su valiosa y profesional  
ayuda, ha hecho posible la  
realización de este trabajo.

## DEDICATORIA


A la memoria de mi querida  
e inolvidable MADRE

A mi familia,  
en reconocimiento al  
invalorable sacrificio y  
esfuerzo para hacer posible  
la culminación de mis estudios



  
.....  
Ing. MIGUEL A. CHAVEZ  
Sub-Decano FICT

  
.....  
Ing. KLEBER G. MALAVE  
Director del Proyecto

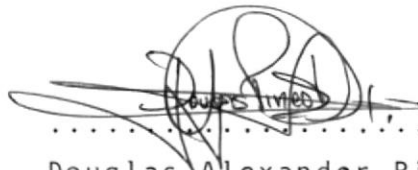
  
.....  
Ing. DANIEL TAPIA  
Miembro del Tribunal

  
.....  
Ing. FRANCISCO ANDRADE  
Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

" La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en este Proyecto de Grado, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR - POLITECNICA DEL LITORAL ".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



.....

Douglas Alexander Pineda Ruíz

## RESUMEN

Este trabajo tiene por finalidad analizar los principales parámetros que deben considerarse para diseñar trabajos de fracturamiento en pozos del área del Golfo de Guayaquil.

El fracturamiento hidráulico es una técnica que tiene gran aplicación en la estimulación de pozos en los cuales el daño de formación es apreciable, y en donde el tratamiento mediante inyección de ácidos no es recomendable para eliminar dicho daño.

Previo al análisis que se efectúa en este trabajo, hacemos una revisión de algunos aspectos importantes sobre lo que es daño de las formaciones productoras y de aspectos fundamentales sobre fracturamiento y los fluidos involucrados.

La aplicación práctica de este proyecto se la realiza en base al pozo B1-NSX1-1X perforado por la compañía BELCO en el área del Golfo de Guayaquil.

## INDICE GENERAL

	<u>Pág.</u>
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE TABLAS	XI
INTRODUCCION	XII
CAPITULO I	
<u>GENERALIDADES</u>	14
1.1 Daños de la formación	14
1.1.1 Causas del daño de la formación	15
CAPITULO II	
<u>FUNDAMENTOS TEORICOS</u>	23
2.1 Estimulación de formaciones	23
2.1.1 Fracturación	24
2.1.1.1 La fractura	25
2.1.1.2 Agente de sostén o agente apuntalante	28
2.1.2 Fracturamiento hidráulico	29
2.1.3 Fracturamiento químico	31

	<u>Pág.</u>
2.1.4 Mecanismos básicos del fracturamiento	31
2.1.4.1 Esfuerzos de las rocas	31
2.1.4.2 Propiedades de las rocas	34
2.1.5 Geometría de la fractura	35
2.1.6 Eficiencia de un fracturamiento	39
2.1.7 Principales variables operacionales para el diseño de un fracturamiento	41
2.1.8 Selección de pozos como candidatos a ser fracturados	47
 CAPITULO III	
<u>FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO</u>	49
3.1 Tipos de fluidos de fracturamiento	49
3.2 Características de los fluidos de fracturamiento	50
3.3 Aditivos para el fluido de fracturamiento	53
3.3.1 Surfactantes	53
 CAPITULO IV	
<u>ANALISIS DE LOS PRINCIPALES PARAMETROS REQUERIDOS PARA DISEÑAR TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO AL POZO B1-NSX1-1X UBICADO EN EL AREA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL</u>	55
4.1 Compatibilidad entre el fluido de fracturamiento con las características	



Pág.

litológicas de la formación, y con los fluidos del yacimiento	58
4.1.1 Pruebas de laboratorio para determinar las propiedades petrofísicas y fluidos de la formación	60
4.1.2 Determinación del Módulo de Young (E) y la Relación de Poisson ( $\nu$ )	62
4.1.3 Propiedades de los fluidos de la formación	67
4.2 Selección del fluido de fracturamiento	68
4.3 Propiedades reológicas del fluido de fracturamiento	73
4.4 Selección del agente de sostén	75
4.5 Determinación del volumen total del tratamiento y tasa de inyección	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
NOMENCLATURA	81
BIBLIOGRAFIA	85

## INDICE DE FIGURAS

<u>No.</u>		<u>Pág.</u>
2.1	Alas de distribución de una fractura	27
2.2	Maneras de distribuir los apuntalantes	29
2.3	Flujo de fluidos a la fractura y al pozo	30
2.4	Núcleo sometido a una fuerza de compresión F	32
2.5	Parámetros que determinan la geometría de la fractura	35
2.6	$N_R$ vs f	46
4.1	Módulo de Young (arena)	65
4.2	Módulo de Young (caliza)	66

INDICE DE TABLAS

<u>No.</u>		<u>Pág.</u>
I	Función error complementario de x	40
II	Resultados de análisis de muestras	63
III	Sumario de datos obtenidos de las muestras	64
IV	Selección del valor $(1-\nu)^2$	67

## INTRODUCCION

El fracturamiento ha contribuído significativamente a la industria petrolera como un método para incrementar las tasas de producción de petróleo y gas y, por consiguiente, aumentar las reservas recuperables.

Para realizar el presente trabajo, hemos tomado como referencia la información del pozo exploratorio B1-NSX1-1X, perforado por la compañía BELCO PETROLEUM DEL ECUADOR INC., en el área del Golfo de Guayaquil.

Básicamente el análisis se fundamenta en información obtenida de: registros de lodos, de los registros eléctricos, de los resultados de pruebas del pozo y de análisis de núcleos del intervalo de mayor interés.

Se considera esta información, con el fin de obtener los parámetros requeridos para nuestro estudio y poder efectuar las debidas conclusiones y recomendaciones sobre un posible trabajo de estimulación a dicho pozo, tomando en cuenta que el mismo presenta zonas de baja permeabilidad y apreciable daño a la formación, lo que ocasiona

una severa restricción al flujo de fluidos, dando como resultado que el pozo no fluya a una disminución neta en la tasa de flujo.

## CAPITULO I

### GENERALIDADES

Antes de analizar concretamente el tema de este trabajo, es necesario revisar varios conceptos básicos tales como:

- Qué es daño de la formación.
  
- Problemas que se pueden originar en las inmediaciones de la boca del pozo, como resultado de las operaciones de perforación, completación y/o reacondicionamiento.

#### 1.1 DAÑOS DE LA FORMACION

Se entiende por daño de una formación productora de petróleo y/o gas, cualquier disminución o alteración de la permeabilidad alrededor de la boca del pozo y que en consecuencia origina disminución de la productividad del yacimiento debido a un tapo-namiento parcial o total de la formación productora.

El daño a la formación puede ocurrir en cualquiera de las siguientes etapas de la vida de un pozo:

- Cuando se perfora.
- Al completarlo.
- Al inicio de la producción o durante la vida productiva.
- Por los trabajos de reacondicionamiento.
- En operaciones de inyección de agua o gas.

#### 1.1.1 Causas del daño de la formación

Entre las principales causas de daño de las formaciones productoras, debido a fluídos y/o sólidos usados en las etapas de perforación, completación y de reacondicionamiento; así como por otras circunstancias, podemos mencionar:

A. Por fluídos de perforación.-El daño se origina por:

1. Debido al filtrado.- El filtrado causa:

- Hidratación e hinchamiento de las arcillas de la formación.
- Dispersión y desplazamiento de partículas de la formación debido al incremento

de saturación de agua, lo que proporciona una mayor movilidad.

- Formación de emulsiones de alta viscosidad.
- Precipitación de sales por desequilibrio físico-químico.

2. Debido a los sólidos.-Origena:

- Arrastre de sólidos finos del lodo de perforación a la formación mediante el filtrado, pudiendo llegar a bloquear los poros, las cavernas y las fracturas, lo que constituye una fuente seria de daño.
- Penetración y formación de revoque tanto en los poros de la formación como en las paredes del pozo.
- Taponamiento debido a partículas finas en suspensión.

B. Por flúidos de completación.- El daño se presenta debido a:

1. Los flúidos de cementación.- Originan:

- Filtrado de la lechada de cemento.
- Partículas de cemento arrastradas por el filtrado a la formación, las que



pueden llegar a taponar los poros, las cavernas y las fracturas.

- Los químicos usados para acondicionar el hueco antes de bombear el cemento, que pueden ocasionar cambios en las arcillas de la formación productora.

2. Los fluidos de completación.- Que causan:

- El filtrado y sólidos del fluido usado en la completación del pozo, penetren en la formación.
- Introducción de asfaltos y parafinas con los crudos usados en estas operaciones.

C. Por fluidos usados en operaciones de reacondicionamiento.- Se presenta daño debido a:

- El uso de fluidos incompatibles con las formaciones productoras, ocasiona daños iguales o mayores que los causados por la invasión de los fluidos de perforación o de completación, cuando éstos fracturan a la formación.
- Mientras se controla un pozo con lodo, aceite o agua no filtrados, las perfora-

ciones, los poros y fracturas de la formación pueden ser taponados por los sólidos. Aún fluidos limpios pueden ocasionar taponamientos debido al lavado de los sólidos de la tubería.

- Durante un reacondicionamiento se procura utilizar una mínima densidad de fluido para tener una caída de presión lo más bajo posible. De cualquier manera, siempre tendremos flujo de fluido actuando hacia la formación por las aberturas existentes (15). Esta pérdida de fluido puede causar daño por hidratación e hinchamiento de las arcillas, por formación de emulsiones o por bloqueo de agua, reduciendo la permeabilidad al aceite o gas.
  
- Cuando se realiza un fracturamiento de la formación utilizando ácidos, puede disminuirse la costra de lodo entre la cara de la arena y el cemento.
  
- La acidificación de areniscas con ácidos, que puede dejar precipitados insolubles en la formación.

- Al realizarse fracturamiento hidráulico, el uso de apuntalantes inadecuados para fluidos fracturantes de alta viscosidad puede causar taponamiento de las perforaciones, de los poros de la formación y de las fracturas formadas.
  
- En el caso de un pozo que ha sido parcialmente fracturado y se ha mantenido así, cualquier sólido que entre en la fractura actuará como puente entre los granos de arena y causará reducción permanente de la capacidad de flujo de la fractura.

D. Otras causas de daño a la formación.- Puede originarse daño durante:

1. La iniciación de la producción de un pozo.- En esta etapa se origina daño por las siguientes razones:

- La circulación de fluidos incompatibles o por pérdidas de finos en las perforaciones, en los poros de la formación y en fracturas con alta pérdida de fluidos, incluyendo petróleo o gas.

- Por la depositación de escala, arcilla o del exceso de grasas utilizadas para enroscar los collares de la tubería durante la perforación.
- Los fluidos de completación con contenido de asfaltos hinchables, causan daño por el humedecimiento con aceite de la formación, originando taponamiento de las perforaciones.
- La limpieza de un pozo a altas tasas puede resultar en taponamiento severo dentro de la formación, por partículas que resultan libres para desplazarse.

## 2. La fase productiva;

- Si un pozo de petróleo o gas produce agua, ya sea por un canal o por una fuga en el casing, la escala precipitada puede taponar la boca del pozo, las perforaciones y la formación.
- Cuando se produce una apreciable caída de presión durante la producción del fluido de la formación.

- Los pozos localizados en yacimientos cercanos a la presión de agotamiento, son más susceptibles a taponarse con parafinas o asfaltos, que aquellos con alta presión.

### 3. Causas de daño durante la inyección de agua o gas:

- En la inyección de agua los surfactantes base agua-petróleo obtenidos de tanques de almacenamiento, pueden humedecer con aceite la formación alrededor de la boca del pozo. Bajo estas condiciones las emulsiones pueden ocurrir en la formación adyacente a esta zona.
- La tubería de producción, la de revestimiento, perforaciones, la cara de la formación y las fracturas podrían ser taponadas con lodo, arcilla, parafinas, asfaltos, emulsiones, escala e inhibidores de corrosión.
- Durante la inyección de gas ocurre daño debido a que el gas inyectado saca de la línea de inyección parafina,

escala u otros sólidos, pudiendo dar lugar a un taponamiento de la boca del pozo, perforaciones, espacios vacíos y fracturas de la formación.

- El aceite usado como lubricador de los compresores de gas puede humedecer con aceite la zona de inyección y causar que se forme una emulsión.

## CAPITULO II

### FUNDAMENTOS TEORICOS

Las acumulaciones de hidrocarburos, generalmente ocurren en yacimientos formados por trampas estructurales, que pueden ser: una falla, un anticlinal o una trampa estratigráfica.

Los yacimientos, así mismo, están constituidos por rocas de depósito, hacia las cuales los hidrocarburos migraron y se acumularon. Las rocas de depósito o yacimiento, por lo general, son rocas sedimentarias porosas, entre las que se puede encontrar: calizas, dolomitas, arenas y areniscas, que están cubiertas de capas impermeables.

#### 2.1 ESTIMULACION DE FORMACIONES

Las estimulaciones son tratamientos de diferente tipo que tienen como propósito rehabilitar y mejorar las condiciones de las formaciones productoras, luego de que éstas han dejado de producir o su producción

es deficiente. Uno de los principales objetivos de las estimulaciones es remover el daño a la formación producida por las causas citadas en el Capítulo I.

Se considera un trabajo de estimulación el achicamiento o pistoneo que se realiza a un pozo para alivianar su columna hidrostática y permitir que éste fluya. De igual manera, un trabajo de repunzonamiento es una estimulación.

En el presente Capítulo, por ser tema de este trabajo, nos referiremos a las operaciones de estimulación mediante fracturamiento hidráulico y por inyección de ácidos.

### 2.1.1 Fracturación

Es el proceso que consiste en inyectar un fluido apropiado a alta presión para incrementar la productividad de un pozo.

Durante el fracturamiento, la partición de la roca se produce en cualquier plano de sedimentación o de debilidad estructural y depende de las condiciones físicas de los sedimentos (13), tales como: compatibilidad, elasticidad, plasticidad, etc. Es decir que se puede producir



fracturas en función de los esfuerzos que son absorbidos por la roca.

En base a estudios, a experimentos de laboratorio y a resultados de campo, la técnica de fracturamiento ha logrado un gran desarrollo, pudiéndose pronosticar con bastante exactitud los resultados del tratamiento cuando se ha diseñado bien la operación.

En la actualidad se programan estas operaciones en base a la información que se dispone del pozo, de los fluidos utilizados y los límites económicos de retorno de la inversión.

#### 2.1.1.1 La fractura

Una "fractura ideal" sería aquella que tenga una muy buena conductividad, que esté alojada en una magnitud igual al 90% de la longitud del yacimiento y que tenga un espesor igual al espesor de la formación.

Cuando se efectúa el fracturamiento, la presión hidráulica aplicada en la formación a determinada profundidad

del pozo, crea fuerzas de tensión. Cuando estas fuerzas llegan a ser superiores a los esfuerzos de la roca y a su resistencia a la tensión, la parten y es así como empiezan a formarse fracturas que son extendidas por el fluido al entrar en la formación. Toda fractura creada de esta manera casi siempre es vertical. A continuación de la ruptura se bombea junto con el fluido el agente de sostén para mantener la fractura abierta, mediante la continua aplicación de la presión.

Esta mezcla penetra en la formación dándole cuerpo y extensión a la fractura, a la vez que causa en el yacimiento un aumento en la cantidad del flujo de fluidos desde la formación hacia el hueco.

La presión de iniciación de una fractura, también llamada presión de ruptura de la formación, es definida como la mínima presión necesaria para crear una fractura en el pozo a una cierta profundidad.

Cuando se aplica presión, se está originando fractura en dos alas de distribución, tal como se muestra en la Figura 2.1.

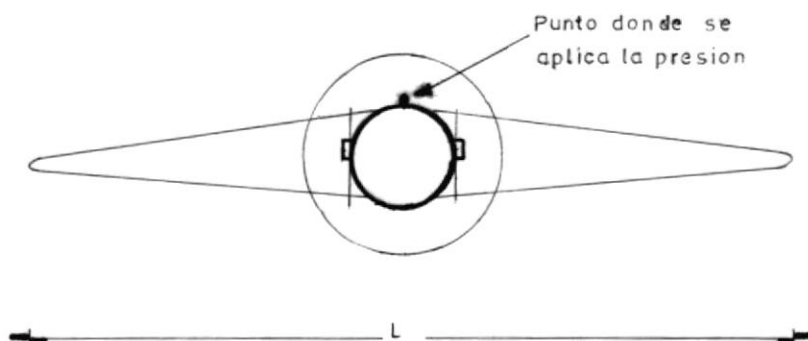


Fig. 2.1 Alas de distribución de una fractura

Siendo  $L$  la longitud de la fractura.

La extensión, orientación (vertical u horizontal), así como la dirección y grosor de una fractura, dependen de muchos factores relacionados entre sí y que hasta la presente son poco conocidos, lo que hace imposible prede-terminar con exactitud sus característi-cas para ejecutar un trabajo.

El gradiente de fractura es un indicati-vo de orientación de las fracturas. Los esfuerzos verticales resultantes del peso de sobrecarga tienen alrededor

de 1.0 psi/pie. Teóricamente el gradiente de presión de propagación de la fractura debe exceder este valor para propagar una fractura horizontal.

#### 2.1.1.2 Agente de sostén o agente apuntalante

Se llama así a aquel material utilizado para que la fractura se mantenga abierta luego que finaliza el tratamiento y termina la acción de la presión ejercida.

La selección del agente apuntalante apropiado para un caso determinado se hace en base a pruebas, siendo la arena el más generalizado por sus características y costos relativamente bajos. Pero en una inyección para fracturamiento se requiere que los granos de arena tengan un tamaño uniforme y sean redondos. Granos de arena de diferente tamaño y forma darían como resultado una fractura de permeabilidad más baja y hasta se podría dar el caso que estos granos se desmoronarían reduciendo aún más la permeabilidad.

Otro de los apuntalantes más comunes es la bauxita.

Hay tres maneras de distribuir los apuntalantes, tal como muestra la Figura 2.2.

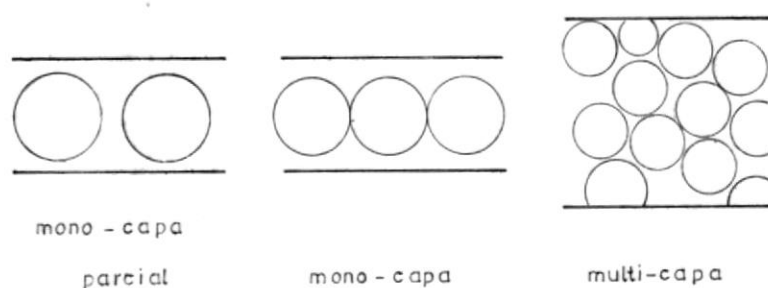


Fig. 2.2 Maneras de distribuir los apuntalantes

Todos los autores coinciden que la mono-capa parcial es la más conductiva pero, así mismo, es la más peligrosa en caso de surgir un embebimiento. La más usada es la multicapa, por cuanto brinda mayor seguridad.

### 2.1.2 Fracturamiento hidráulico

Básicamente representa el proceso mediante el cual se aplica presión hidráulica a una formación productora con la finalidad de crear fracturas y así mejorar su permeabilidad. Para

que se logre el fracturamiento la presión debe ser mayor que la presión de la formación. Con el fracturamiento hidráulico lo que se hace realmente es cambiar el flujo de radial o pseudo radial a lineal (hacia la fractura), aunque de ésta hacia el pozo es radialmente, lográndose con ello un camino altamente conductivo para que los fluidos primeramente fluyeran hacia la fractura y luego al agujero donde se hizo la perforación, según como muestra la Figura 2.3.

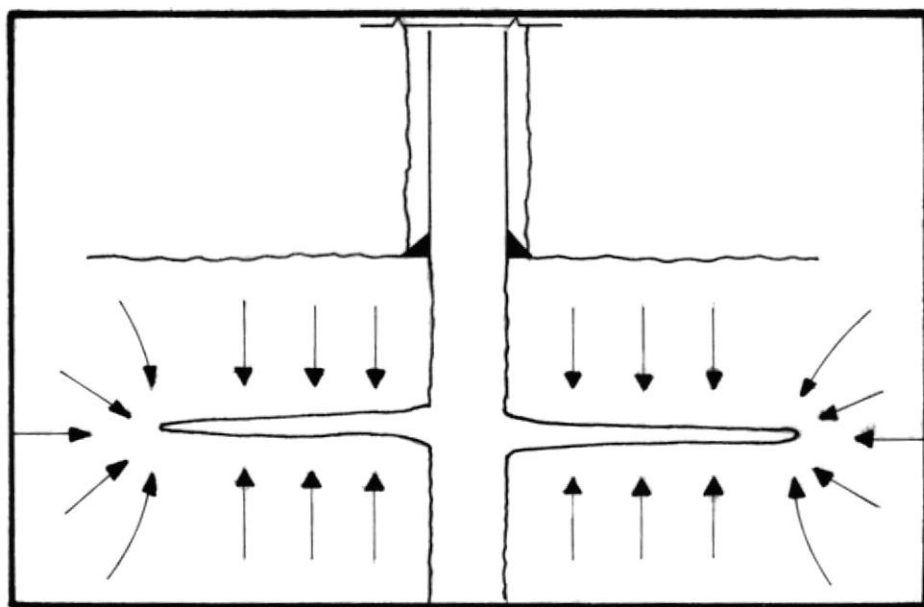


Fig. 2.3 Flujo de fluidos a la fractura y al pozo

Generalmente la conductividad es mantenida por medio de agentes apuntalantes tales como arena y que son utilizados para separar las caras de la fractura.

### 2.1.3 Fracturamiento Químico

Involucra la mayoría de las normas consideradas en el fracturamiento hidráulico, pero en este caso la conductividad es generada debido a proporciones removidas de la cara fracturada con ácido, dejando canales lavados luego de que la fractura se cierra.

### 2.1.4 Mecanismos básicos del fracturamiento

Los factores que deben analizarse para la iniciación y extensión de la fractura así como la geometría de la misma, son los siguientes: esfuerzos de las rocas, propiedades de las rocas, características del fluido fracturante y la forma como se inyectan los fluidos.

#### 2.1.4.1 Esfuerzos de las rocas

Las rocas del subsuelo se encuentran bajo diversos esfuerzos debido al peso de sobrecarga. Bajo la influencia de ésta, las rocas sufren esfuerzos verticales de compresión y tienden a expandirse lateralmente, lo que es impedido por las rocas vecinas, creándose así

esfuerzos horizontales. Normalmente los esfuerzos a la compresión son de 10 a 100 veces mayores que los esfuerzos a la tensión, es decir que una roca cede más fácilmente a la tensión que a la compresión.

Supongamos un núcleo (como el de la Figura 2.4), donde se aplica una fuerza  $F$  en la dirección  $z$  (plano  $x, y, z$ ), la que origina una deformación del núcleo.

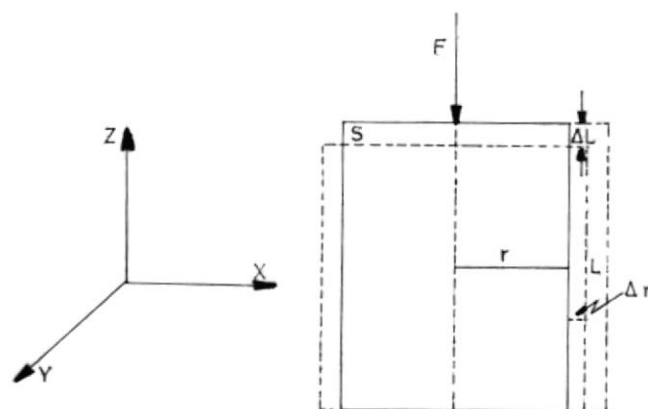


Fig. 2.4 Núcleo sometido a una fuerza de compresión  $F$

El esfuerzo aplicado en esa dirección es igual a:

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{\pi r^2} = \sigma_z \quad (2.1)$$

y la deformación:



$$\epsilon_z = \frac{(L-\Delta L) - L}{L} = - \frac{\Delta L}{L} \quad (2.2)$$

si se mide la deformación en  $x$ , la misma que es igual para  $y$ , ésta sería:

$$\epsilon_x = \frac{(r+\Delta r) - r}{r} = \frac{\Delta r}{r} = \epsilon_y \quad (2.3)$$

Los estudios de la magnitud de los esfuerzos así como las deformaciones, se cubre en la Mecánica de Rocas.

Existe una proporcionalidad directa entre los esfuerzos y las deformaciones, afectadas por un coeficiente elástico que es una constante y que en términos de Mecánica de Rocas se llama Módulo de elasticidad de Young, que se expresa así:

$$E = \frac{\sigma_z}{\epsilon_z} \quad (2.4)$$

La relación entre las deformaciones, horizontal y vertical, determina otra constante llamada Relación de Poisson y que se expresa como:

$$\nu = \frac{\epsilon_x}{\epsilon_z} = - \frac{\Delta r/r}{\Delta L/L} \quad (2.5)$$

#### 2.1.4.2 Propiedades de las rocas

En las ecuaciones anteriores, se definieron algunas propiedades de las rocas. Si el elemento más pequeño que se puede obtener conserva las mismas propiedades elásticas in-situ, se dice que es homogéneo e isotrópico, pero ninguna roca es perfectamente elástica ni homogénea. En general, debemos aceptar que las rocas son elásticas, homogéneas e isotrópicas, con el objeto de dar soluciones.

Se cree generalmente que las fracturas hidráulicas en formaciones superficiales son horizontales y en formaciones no consolidadas es posible tener esfuerzos horizontales iguales a los esfuerzos verticales, pero que en pozos más profundos tienden a ser verticales.

Las formaciones más susceptibles de ser fracturadas son las que están cons-

tituídas por areniscas consolidadas, calizas, dolomitas, granitos lavados y lutitas duras o quebradizas. A veces, la roca de la formación no se fractura durante el tratamiento porque se halla en un estado ya fracturado; ellas son las que constituyen los denominados yacimientos naturalmente fracturados.

Las características del fluido de fracturamiento, se verá en el Capítulo siguiente.

#### 2.1.5 Geometría de la fractura

Los parámetros que determinan la geometría de la fractura son: el ancho, longitud, altura y área de la fractura. Estos parámetros están representados en la Figura 2.5.

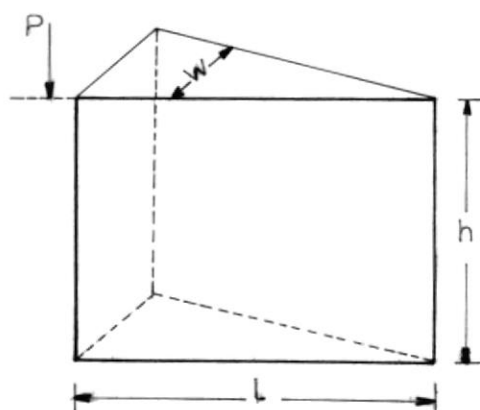


Fig.2.5 Parámetros que determinan la geometría de la fractura

Ancho de la fractura (w).- Está determinado por la elasticidad de la roca, propiedades del fluido fracturante, tasa de inyección y tamaño de la fractura.

Durante un tratamiento con fluidos no-newtonianos, para un régimen laminar, el ancho que se obtiene es:

$$W = 1.44 \left[ \frac{Q^3 \times \mu}{h^3 \times E} \right]^{1/6} E_d^{1/2} \cdot t^{1/3} \quad (2.6)$$

donde:

W : ancho de la fractura, pulgadas

Q : tasa de inyección durante el tratamiento, BPM

$\mu$  : viscosidad del fluido fracturante, cps

h : altura de la formación a ser fracturada, pies

E : Módulo de Young, Lpc

$E_d$  : eficiencia diferencial promedio

t : tiempo, minutos

Longitud de la fractura (L).- Hay una relación de dependencia lineal entre la longitud de la fractura, considerando como variable paramé-

trica la altura de la fractura en el caso de una fractura vertical. Esta relación es:

$$L = \frac{A_f}{2h} \quad (2.7)$$

donde:

L : longitud de la fractura, pie

$A_f$  : área de la fractura, pie<sup>2</sup>

h : altura de la formación, pie.

**Altura de la fractura (H).**- También es llamada propagación vertical de fractura. Una buena determinación de este parámetro depende del fluido fracturante con el cual se está operando.

**Area de la fractura ( $A_f$ ).**- Para la determinación del área se asume que durante el proceso de fracturamiento, el fluido fracturante es inyectado en el pozo a una tasa constante q. Con la tasa de bombeo q, se determina el volumen total de fluido inyectado, mediante la expresión:

$$V_t = Q \times t \quad (2.8)$$

Durante la operación de fracturación, una parte de este volumen permanece dentro de la fractura y se conoce como volumen de fluido de fractura ( $V_f$ ) y la otra parte constituye el volumen de fluido que se pierde durante la misma ( $V_i$ ). En base a lo anotado, se tiene la expresión siguiente para el volumen total de fluido:

$$V_t = V_f + V_i \quad (2.9)$$

Para el cálculo del área de fractura, se toma como suposición además, lo siguiente:

- La fractura tiene un ancho uniforme.
- El flujo de fluido fracturante es lineal.
- En cualquier punto en la cara de la fractura, la velocidad de flujo en la formación, es una función del tiempo de exposición de dicho punto al flujo.
- La presión en la fractura es igual a la presión de inyección en la cara de la roca.

El área de la fractura se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$A = \frac{QW}{4\pi C^2} \left[ \frac{2x}{\sqrt{\pi}} + e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) - 1 \right] \quad (2.10)$$

donde:

$x$  :  $(2C\sqrt{\pi t})/W$

$A$  : área de la fractura, pie<sup>2</sup>

$Q$  : tasa de inyección en pie<sup>3</sup>/minuto

$W$  : ancho de la fractura, pulgada

$t$  : tiempo de inyección, minutos

$C$  : coeficiente de fluido de fractura,  
 $P/\sqrt{\text{minuto}}$

$\text{erfc}(x)$  : función error complementario.

Los valores de esta función se encuentran en la Tabla I.

#### 2.1.6 Eficiencia de un fracturamiento

La eficiencia de un fracturamiento, se la determina dividiendo el volumen de fractura por el volumen total de fluido bombeado, es decir que se tendrá la expresión:

$$\text{Efic.} = \frac{V_f}{V_t} = \frac{W \times A}{Q \times t} \quad (2.11)$$

sustituyendo el área tenemos:

$$\text{Efic.} = \frac{1}{x^2} \left[ e^{x^2} \text{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (2.12)$$

TABLA I

Función error complementario de  $x^a$ 

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	1.0000	0.9887	0.9774	0.9662	0.9549	0.9436	0.9324	0.9211	0.9099	0.8987
0.1	0.8875	0.8764	0.8652	0.8541	0.8431	0.8320	0.8210	0.8100	0.7991	0.7882
0.2	0.7773	0.7665	0.7557	0.7450	0.7343	0.7237	0.7131	0.7026	0.6921	0.6817
0.3	0.6714	0.6611	0.6509	0.6407	0.6306	0.6206	0.6107	0.6008	0.5910	0.5813
0.4	0.5716	0.5620	0.5525	0.5431	0.5338	0.5245	0.5153	0.5063	0.4973	0.4883
0.5	0.4795	0.4708	0.4621	0.4535	0.4451	0.4367	0.4284	0.4202	0.4121	0.4041
0.6	0.3961	0.3883	0.3806	0.3730	0.3654	0.3580	0.3506	0.3434	0.3362	0.3292
0.7	0.3222	0.3153	0.3086	0.3019	0.2953	0.2888	0.2825	0.2762	0.2700	0.2639
0.8	0.2579	0.2520	0.2462	0.2405	0.2349	0.2293	0.2239	0.2186	0.2133	0.2082
0.9	0.2031	0.1981	0.1932	0.1884	0.1837	0.1791	0.1746	0.1701	0.1658	0.1615
1.0	0.1573	0.1532	0.1492	0.1452	0.1414	0.1376	0.1339	0.1302	0.1267	0.1232
1.1	0.1198	0.1165	0.1132	0.1100	0.1069	0.1039	0.1009	0.0980	0.0952	0.0924
1.2	0.0897	0.0870	0.0845	0.0819	0.0795	0.0771	0.0748	0.0725	0.0703	0.0681
1.3	0.0660	0.0639	0.0619	0.0600	0.0581	0.0562	0.0544	0.0527	0.0510	0.0493
1.4	0.0477	0.0461	0.0446	0.0431	0.0417	0.0403	0.0389	0.0376	0.0363	0.0351
1.5	0.0339	0.0327	0.0316	0.0305	0.0294	0.0284	0.0274	0.0264	0.0255	0.0245
1.6	0.0237	0.0228	0.0220	0.0212	0.0204	0.0196	0.0189	0.0182	0.0175	0.0168
1.7	0.0162	0.0156	0.0150	0.0144	0.0139	0.0133	0.0128	0.0123	0.0118	0.0114
1.8	0.0109	0.0105	0.0101	0.0097	0.0093	0.0089	0.0085	0.0082	0.0078	0.0075
1.9	0.0072	0.0069	0.0066	0.0063	0.0061	0.0058	0.0056	0.0053	0.0051	0.0049
2.0	0.00468	0.00448	0.00428	0.00409	0.00391	0.00374	0.00358	0.00342	0.00327	0.00312
2.1	0.00298	0.00285	0.00272	0.00259	0.00247	0.00236	0.00225	0.00215	0.00205	0.00195
2.2	0.00186	0.00178	0.00169	0.00161	0.00154	0.00146	0.00139	0.00133	0.00126	0.00120
2.3	0.00114	0.00109	0.00103	0.00098	0.00094	0.00089	0.00085	0.00080	0.00076	0.00072
2.4	0.00069	0.00065	0.00062	0.00059	0.00056	0.00053	0.00050	0.00048	0.00045	0.00043

(a) Los encabezamientos de las columnas se refieren al segundo lugar decimal, e.jm.:  $\operatorname{erfc}(0.48) = 0.4973$



### 2.1.7 Principales variables operacionales para el diseño de un fracturamiento

#### a) Cálculo de la presión hidrostática (Ph)

La ecuación para calcular la presión hidrostática es:

$$Ph = 0.052 \rho_m \times D \quad (2.13)$$

Siendo  $\rho_m$ , la densidad del fluido fracturante, que incluye también el agente de sostén, y D, la profundidad.

La densidad de la mezcla será:

$$\rho_m = \frac{8.34 y' + x'}{1 + 0.0456} \quad (2.14)$$

donde:

y': gravedad específica del fluido fracturante

x': concentración del agente de sostén, Lb/gal

#### b) Determinación de la presión de fracturamiento en el fondo del pozo (BHFP)

Se la determina en base al gradiente de

fractura y a la profundidad:

$$\text{BHTP} = G_f \times D \quad (2.15)$$

El gradiente de fractura se calcula usando la siguiente expresión:

$$G_f = \frac{2\nu}{1-\nu} \frac{P_o}{D} + \left[ \frac{1-3\nu}{1-\nu} \right] \frac{P}{D} \quad (2.16)$$

donde:

$\nu$  : relación de Poisson

$P_o$  : peso de los sedimentos, gramos

$P$  : presión estática de la formación, en Lpc.

c) Determinación de la presión diferencial del tratamiento ( $\Delta p$ )

Es la caída de presión entre la presión en la fractura (BHTP) durante el tratamiento y la presión estática del yacimiento (P).

$$\Delta P = \text{BHTP} - P \quad (2.17)$$

d) Determinación de la caída de presión a través de las perforaciones ( $P_{pf}$ )

Esta caída de presión es tomada en consideración si se tiene un número limitado de perforaciones en la tubería de revestimiento y si además la relación entre el caudal y el número de perforaciones es mayor que 0.5 BPM/perf. La caída de presión  $P_{pf}$ , se calcula usando la ecuación:

$$P_{pf} = \frac{\rho_m q^2}{8.090 A_p^2} \quad (\text{Lpc}) \quad (2.18)$$

donde:

$\rho_m$  : densidad de la mezcla, lpg.

$q$  : tasa de bombeo, GPM

$A_p$  : área de las perforaciones, pulgadas<sup>2</sup>

e) Determinación de las pérdidas de presión por fricción en la tubería ( $\Delta P_f$ )

Para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, es necesario conocer el tipo de fluido con que se va a trabajar. Por lo general, los fluidos de fracturación caen dentro de la clasificación siguiente:

- Fluidos newtonianos: petróleo, agua, ácidos, etc.
- Fluidos no-newtonianos: lodos de perforación, emulsiones, geles.

Una vez conocido el tipo de fluido, se determina el régimen de flujo, el mismo que depende del número de Reynolds que se expresa de la siguiente manera:

$$N_R = 928 \frac{\rho_m v d}{\mu} \quad (2.19)$$

donde:

$\rho_m$  : densidad del fluido  
 $v$  : velocidad del fluido  
 $d$  : diámetro interno de la tubería  
 $\mu$  : viscosidad del fluido fracturante

Si  $N_R < 2.000$ , el flujo es laminar

Si  $N_R > 2.000$ , el flujo es turbulento

Para flujo laminar, las pérdidas por fricción se determinan por la ecuación:

$$\Delta P_f = \frac{\mu L v}{1.500 d^2} \quad (\text{Lpc}) \quad (2.20)$$

y para flujo turbulento:

$$\Delta P_f = f \frac{L \rho_m v^2}{25.80 d} \text{ (Lpc)} \quad (2.21)$$

siendo  $f$ , el factor de fricción.

En la Figura 2.6 se tiene una curva del  $N_R$  vs  $f$ .

f) Ecuación para calcular la presión de inyección en superficie ( $P_s$ )

Esta presión está definida de la manera siguiente:

$$P_s = \text{BHTP} + P_{pf} + \Delta P_f - P_h \quad (2.22)$$

donde:

$P_s$  : presión en superficie, Lpc.

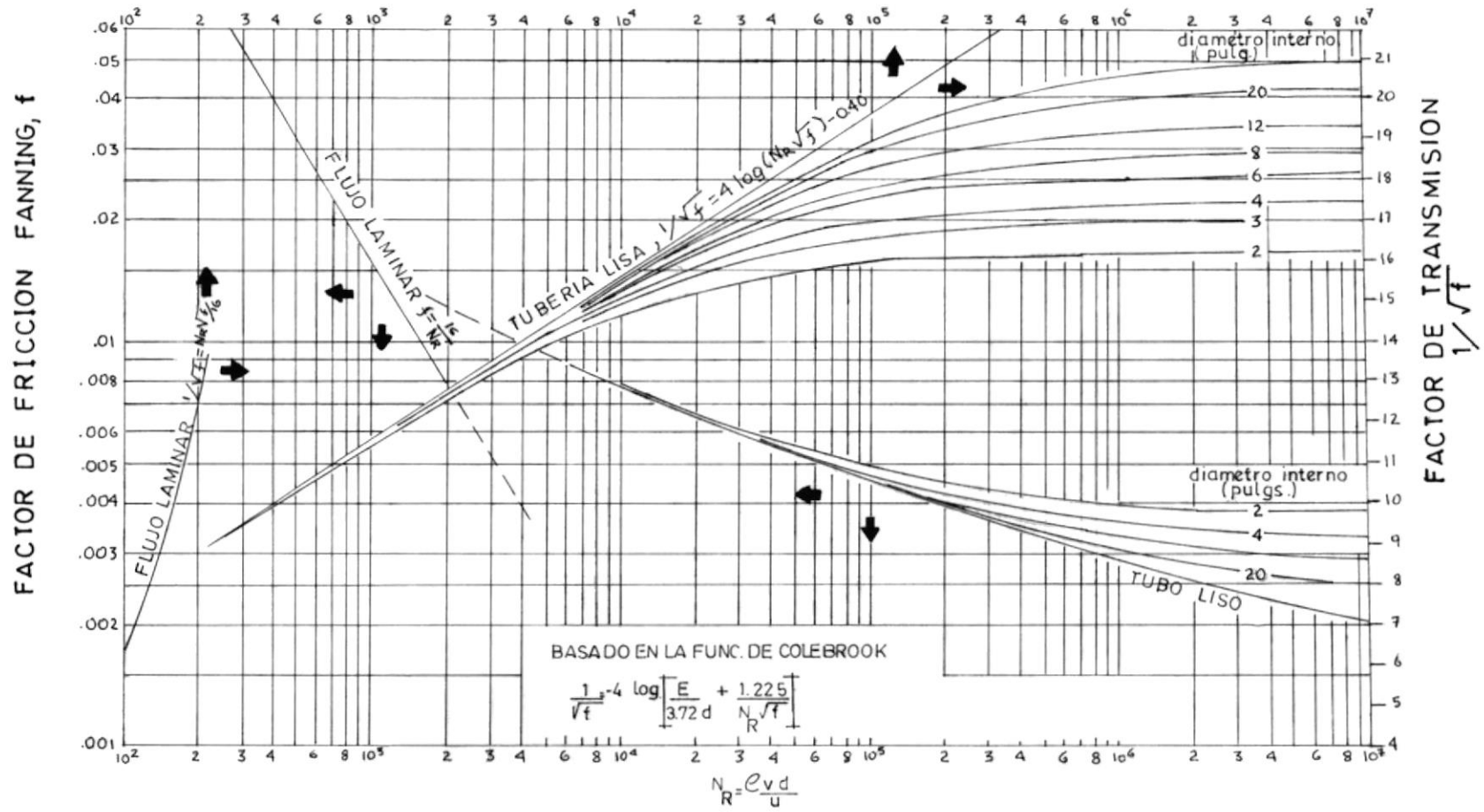
BHTP : presión de fractura de fondo

$P_{pf}$  : caída de presión en las perforaciones,  
Lpc

$\Delta P_f$  : caída de presión por fricción en la  
tubería, Lpc.

$P_h$  : presión hidrostática, Lpc.

FIG. 2.6  $N_R$  vs  $f$   
 NUMERO DE KARMAN  $N_R \sqrt{f}$



g) Ecuación para calcular la potencia hidráulica  
(H.P.)

La potencia hidráulica se la determina por la ecuación siguiente:

$$H.P. = P_s \times Q \quad (2.23)$$

h) Presión de cierre

Es la presión que ejerce la sobrecarga, la misma que tiende a cerrar la fractura creada después de haber terminado el bombeo del fluido de fracturamiento.

2.1.8 Selección de pozos como candidatos a ser fracturados

Los principales criterios para la selección de pozos recomendados para fracturamiento, son:

1. Tener suficiente reserva producible.
2. Disponer de presión suficiente para fluir petróleo o gas a la fractura.

3. Estar perforado dentro de un horizonte de baja permeabilidad original en formaciones consolidadas y duras.
4. Pozos ya completados con un alto contenido de arcillas.
5. Pozos con fracturas naturales muy pequeñas, que necesitan ser interconectadas.
6. Pozos inyectoros de agua o gas para incrementar la inyectividad.
7. Pozos depletados produciendo de zonas lenticulares, para comunicar el pozo con nuevas zonas no drenadas.
8. Cuando hay evidencia de deposición de finos, escalas o parafinas en las fracturas naturales o poros existentes.



## CAPITULO III

### FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

El fluido de fracturamiento debe cumplir dos objetivos:

1. Mantener abierto y extender una fractura y,
2. Transportar y distribuir el agente apuntalante o de sostén a lo largo de la fractura creada.

#### 3.1 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Hay algunos tipos de fluidos fracturantes y aditivos especiales que les dan ciertas características a dichos fluidos. Normalmente son clasificados en tres tipos, de acuerdo a la base del fluido utilizado. Estos son:

- a) Base-petróleo (petróleo de la formación, petróleo refinado o base kerosene).
- b) Base agua (agua dulce, salmuera o ácido, general-

mente clorhídrico inhibido en concentraciones del 5 al 15%).

- c) Base ácido (flúidos emulsionados o dispersantes generalmente emulsiones tipo ácido en petróleo).

El uso de los flúidos base agua se ha incrementado rápidamente a partir de 1955. La selección de la base más conveniente depende de la naturaleza química de la roca a ser tratada (caliza, arenisca, etc.), de sus características físicas (temperatura, presión, humectabilidad, saturación de flúido, etc.), y de la naturaleza del flúido presente en el yacimiento (gas, petróleo o agua salada). Los flúidos de base ácida son generalmente usados en la fracturación de formaciones de calizas y dolomitas.

### 3.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Para la selección de un flúido de fracturación, es necesario tener idea de las propiedades de los varios flúidos en combinación y cómo modificarlos si es necesario para mejorar el efecto deseado.

Un buen flúido de fracturamiento debe tener:

- a) Un bajo porcentaje de filtración, es decir, poca

pérdida de fluido.

- b) Buenas propiedades de viscosidad para poder arrastrar sólidos en condiciones dinámicas.
- c) Baja pérdida de presión por fricción durante el bombeo.

Además, debe poseer las siguientes cualidades estándar:

1. Ser compatible con los fluidos de la formación.
2. Ser estable a la temperatura de fondo del pozo.
3. No formar emulsiones estables con los fluidos del pozo.
4. No causar daños permanentes a la permeabilidad de la matriz.
5. Ser fácilmente recuperable luego que la operación de fracturamiento haya sido terminada.
6. Debe cumplir con los límites aceptables de fluidez, punto de ebullición y contenido de sólidos.

7. Fácil de obtener, económico y no peligroso de manipular.

El fluido fracturante no sólo debe romper la resistencia de la formación sino que también debe extenderse y transportar el agente de apoyo dentro de la fractura.

Una de las propiedades importantes que deben considerarse en un fluido de fracturamiento, que además contiene agentes de apoyo, separador y aditivos que lo convierten en una sustancia altamente compleja, es su viscosidad aparente que no debe confundirse con la viscosidad absoluta.

La razón para utilizar la viscosidad aparente es porque los fluidos de fracturamiento no son verdaderos fluidos y su viscosidad aparente variará con el esfuerzo y tensión cortante.

Un fluido de suficiente viscosidad a la temperatura de la profundidad de tratamiento, ayuda a transportar y mantener en suspensión el material de sostén, disminuyendo la filtración, pero perjudica a la formación al aumentar la presión de bombeo.

Al reducir la tasa de filtración en un fluido de

fracturamiento, se consigue mantener más fluido en las fracturas logrando, por consiguiente, crear unas fracturas más largas y productivas, lo que permite obtener buenos resultados del tratamiento.

### 3.3 ADITIVOS PARA EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

Para que un fluido de fracturamiento alcance las propiedades requeridas para un trabajo de estimulación, debe agregársele acondicionadores o aditivos apropiados que modifiquen de manera conveniente las propiedades de dichos fluidos. Entre esos reductores de fricción o aditivos, tenemos: creadores de viscosidad y agentes de tensión superficial.

#### 3.3.1 Surfactantes

Los agentes que afectan el valor de la tensión superficial, son conocidos como surfactantes o demulsificantes. Constan de dos partes: una que es soluble en agua y otra, que es soluble en aceite. La parte que es soluble en agua tiene mayor apetencia química que la parte soluble en aceite. Los surfactantes deben ser escogidos con gran cuidado, puesto que un surfactante que da baja tensión interfacial también tiende a estabilizar una emulsión, si ésta

estuviere presente.

Los surfactantes son particularmente importantes en el fracturamiento de formaciones que contienen tanto agua como petróleo.

## CAPITULO IV

### ANALISIS DE LOS PRINCIPALES PARAMETROS REQUERIDOS PARA DISEÑAR TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO AL POZO B1-NSX1-1X UBICADO EN EL AREA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL

El correcto diseño de un trabajo de fracturamiento requiere de un análisis detallado del mayor número de parámetros y la selección de la información más representativa que defina las propiedades físicas de la roca y las características de los fluidos de la formación, así como del fluido de fracturamiento.

Entre los principales parámetros tenemos:

1. Compatibilidad entre el fluido de fracturación con las características litológicas de la formación y con los fluidos del yacimiento.
2. Conocer el área de drenaje y su configuración.
3. Espesor de la formación productora.

4. Conocimiento de las propiedades físicas del yacimiento ( $k$ ,  $\phi$ ,  $S_w$ ,  $S_o$ ,  $P$ ,  $T$ , Módulos de Young, compresibilidad de la roca, etc.).
5. El agente de sostén debe seleccionarse de acuerdo a la profundidad del pozo, presiones de tratamiento y de cierre y, características reológicas del fluido fracturante.
6. Seleccionar las propiedades reológicas que debe tener el fluido fracturante ( $\mu$ ,  $n'$ ,  $K'$ ).
7. Dimensiones esperadas de la fractura ( $L$ ,  $W$ ,  $h$ ,  $A_f$ ).
8. Establecer el volumen total del tratamiento y tasas de inyección.

#### Datos generales del pozo:

El B1-NSX1-1X fue el tercer pozo de carácter exploratorio perforado por BELCO en el bloque 1. Está localizado "costa afuera" (off-shore) a 7.25 km. de la Península de Santa Elena).

Se lo comenzó a perforar el 13 de febrero de 1988 y se terminó la perforación el 30 de marzo del mismo año, alcanzando una profundidad total (T.D.) de 7.942'.



El pozo se encuentra completado con la siguiente tubería de revestimiento (casing):

<u>Diámetro de hueco</u>	<u>Casing</u>	<u>Profundidad</u>
----	20" conductor	.220'
17 1/2"	13 3/8"	1.024'
12 1/4"	9 5/8"	4.087'
8 1/2"	7 "	7.930'

Este pozo en su estado actual se encuentra taponado y abandonado, por cuanto de las formaciones probadas algunas presentan una muy pobre condición de yacimiento, teniendo permeabilidades muy bajas. Pero en dos de las cinco zonas probadas, las mismas que fueron evaluadas a través de intervalos aislados, los registros indicaron existencia de hidrocarburos, lo que fue ratificado por los núcleos obtenidos de dichos intervalos. La zona de 5.586' a 5.838' es de mayor interés por la presencia en el lodo de perforación y en registro del mismo, de indicios de hidrocarburos.

Particularmente las muestras (cores) que fueron tomadas en el intervalo 5.677' a 5.688' confirmaron claramente la existencia de petróleo en las fracturas. Así mismo, los registros eléctricos indicaban que ésta es la zona más atractiva del pozo.

Se evaluó la formación a través de un análisis cuantitativo, el mismo que no fue favorable probablemente porque algunos de los parámetros tales como la resistividad del agua fueron asumidos.

Por los pobres resultados obtenidos, se programó un lavado de ácido con el objeto de limpiar la boca del pozo, utilizándose para el efecto 28 Bls. de HCl al 15%, inyectándose el ácido con una presión inicial de 2.600 psi. y una tasa de 1.5 BPM. La máxima tasa de inyección fue de 3 BPM y se alcanzó con una presión de 3.000 psi., luego de lo cual la presión declinó muy lentamente hasta 2.580 psi. en el lapso de 1 hora 25 minutos. Al término del lavado de ácido, el pozo fue abierto disminuyendo la presión a 0 psi. en el lapso de 3 horas. El retorno total del fluido fue de 58.8 Bls. de agua salada con indicadores de ácido. No se recobró fluido de la formación.

Por lo visto en la prueba, se observa que ocurre una lenta disipación de la tasa, lo que es una indicación de la pobre transmisibilidad de la formación.

#### 4.1 COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO CON LAS CARACTERISTICAS LITOLÓGICAS DE LA FORMACION Y CON LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Es muy importante determinar la compatibilidad entre

el fluido de fracturamiento, la formación y los fluidos del yacimiento, por cuanto al introducir a la formación un fluido que no sea el existente en ella (petróleo y/o gas), a menudo se corre el riesgo de crear emulsiones que vayan a bloquear parcial o totalmente la conductividad de la formación, así como también reducir la eficiencia del tratamiento que se esté realizando.

Pueden formarse emulsiones en el momento en que el fluido inyectado haga contacto con la formación.

Debe realizarse pruebas con el objeto de chequear la compatibilidad del fluido de fracturamiento con los fluidos de la formación. Este chequeo puede hacerse a través de una simple prueba en la que el fluido de fracturamiento es mezclado con muestras de fluidos de la formación (agua y aceite), para determinar si se forma alguna emulsión o precipitación no deseable.

Es posible prevenir las emulsiones con los surfactantes, cuya concentración al agregarse al fluido fracturante dependen de los fluidos de la formación, pero por lo general se usa 1 ó 2 galones por cada 1.000 galones de fluido de fracturamiento.



#### 4.1.1 Pruebas de laboratorio para determinar las propiedades petrofísicas y fluidos de la formación

##### a) Determinación de la porosidad

La porosidad es la medida de la capacidad que tiene un yacimiento para almacenar fluidos (gas y/o petróleo); se expresa por la relación siguiente:

$$\% \text{ porosidad} = \frac{VP}{VT} 100 \quad (4.1)$$

La porosidad efectiva de una muestra, es la razón porcentual del volumen de poros interconectados al volumen total de la muestra. La porosidad varía con: (1) tamaño y forma de grano y, (2) distribución de granos.

Uno de los métodos usados en laboratorio para determinar la porosidad de rocas porosas consolidadas, es el porosímetro de Ruska, que admite muestras de hasta 1 1/4" de longitud y 1 1/2" de diámetro.

**b) Determinación de la permeabilidad**

La permeabilidad es la habilidad de la roca de acumulación para permitir circulación de los fluidos a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados, no existe permeabilidad; por lo tanto, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva.

La permeabilidad depende del tamaño y distribución de los granos. Las areniscas con grandes poros tienen alta permeabilidad, en cambio que una de grano muy fino tiene muy baja permeabilidad.

En el laboratorio se usa un permeámetro que mide la permeabilidad horizontal.

**c) Determinación de la saturación de fluidos**

La saturación es la cantidad de fluidos contenidos en los poros, expresado como un porcentaje del volumen poroso.

La saturación del agua depende del tamaño

y distribución de poros.

Para determinar la saturación de las muestras del pozo se ha utilizado el método de extracción con solvente.

En las Tablas II y III se tiene los resultados de las pruebas de análisis de muestras de este pozo.

#### 4.1.2 Determinación del Módulo de Young (E) y la Relación de Poisson ( $\nu$ )

El Módulo de Young es determinado en base al registro sónico, usando la Figura 4.1, para el caso de una arena; y, la Figura 4.2, para cuando se trata de una caliza.

Un valor aproximado de  $(1 - \nu)^2$  se selecciona de la Tabla IV.

TABLA II

## Resultados de análisis de muestras

# Muestra	Profundidad (ft.)	K horizontal (md.)	Porosidad (%)	Saturación		Densidad de granos (gr/cc)
				(Vol. poro.) So (%)	Sw (%)	
1	5.677' - 78	0,75	20,0	8,6	78,2	2,56
2	5.678' - 79	4,22	21,6	4,2	84,3	2,52
3	5.679' - 80	3,37	19,3	4,9	81,5	2,58
4	5.680' - 81	0,45	19,9	5,4	85,7	2,55
5	5.681' - 82	3,15	23,2	5,9	84,3	2,52
6	5.682' - 83	0,02	20,7	2,0	85,7	2,56
7	5.683' - 84	0,96	17,9	3,8	88,5	2,48
8	5.684' - 85	0,06	20,2	1,7	87,3	2,55
9	5.685' - 86	0,01	12,8	6,3	77,8	2,60
PROMEDIO :		1,44	19,5	4,7	83,7	2,55

TABLA III

## Sumario de datos obtenidos de las muestras

Profundidad tope:	5.677'
Profundidad fondo:	5.686'
Número de muestras:	9
Espesor representativo:	9,0'

Datos	Porosidad (%)	Permeabilidad (md.)	Saturación	
			So (%)	Sw (%)
Promedio aritmético	19,5	1,44	4,7	83,9
Mínima	12,8	0,01		
Máxima	23,2	4,22		
Media	20,0	0,75		
Desviación estándar	$\pm 2,9$	$\pm 1,66$		



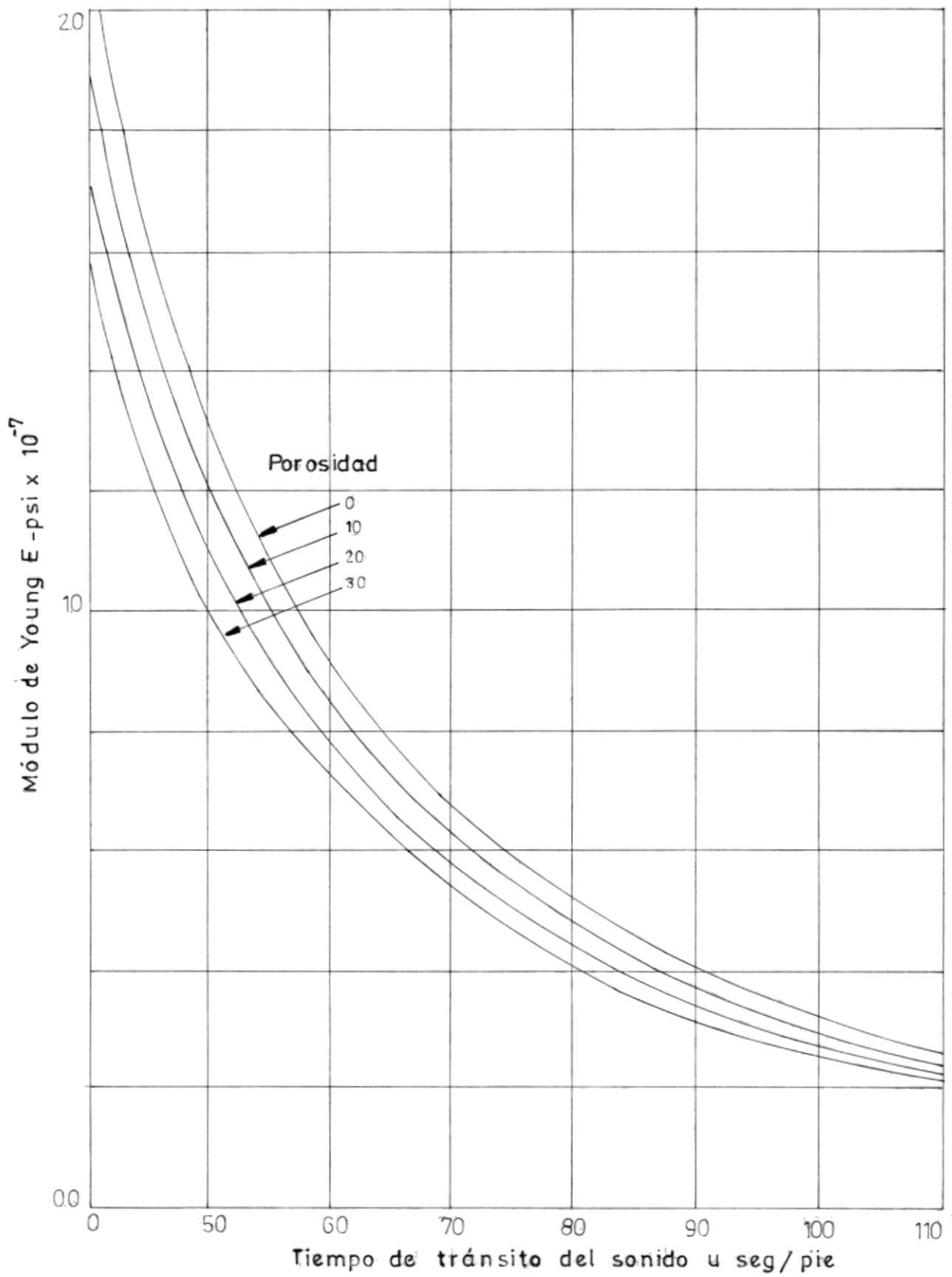


Fig. 4.1 Módulo de Young (arena)

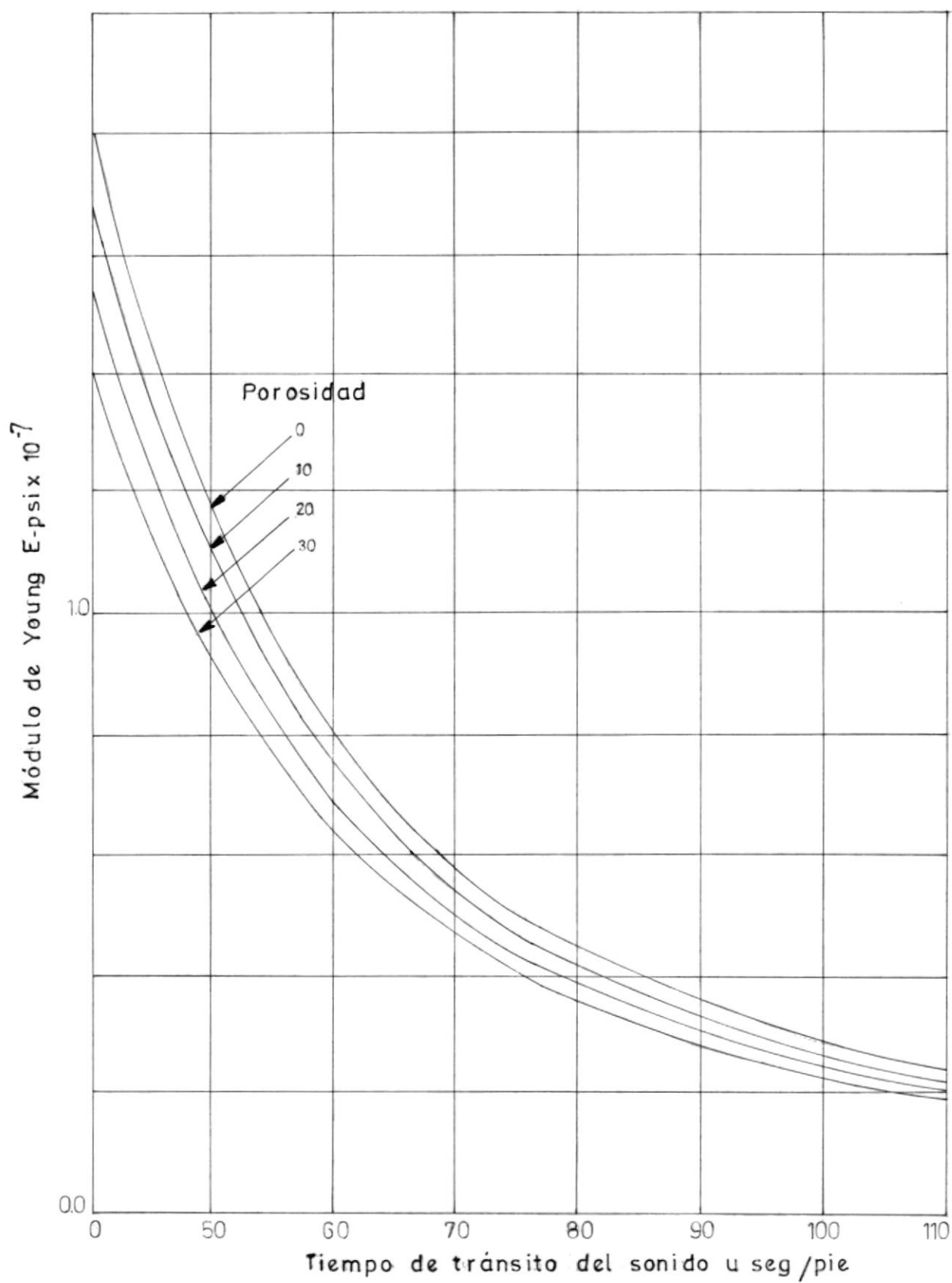


Fig 42 Módulo de Young (caliza)

TABLA IV  
Selección del valor  $(1-\gamma)^2$

Formación	$\gamma$	$(1-\gamma)^2$
Arena dura	0.15	0.98
Arena media	0.17	0.97
Arena blanda	0.20	0.96
Caliza dura	0.25	0.94
Caliza media	0.27	0.93
Caliza blanda	0.30	0.91

#### 4.1.3 Propiedades de los fluidos de la formación

Las propiedades de los fluidos de la formación que deben conocerse para un diseño, son: viscosidad y densidad. Se determinan de muestras de fluidos medidas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

La viscosidad es una medida de la interacción molecular dentro de los canales donde están los fluidos del yacimiento.

Frecuentemente es obtenida de los análisis de laboratorio; siendo el método de pruebas

P.V.T. uno de los más confiables para su determinación.

Para el petróleo (sin gas en solución), a la presión atmosférica, puede estimarse su viscosidad por la correlación siguiente:

$$U_o = \left[ 0.32 + \frac{1.8 \times 10}{(\text{API})^{4.53}} \right] \times \left[ \frac{360}{T+200} \right]^D \quad (4.2)$$

donde:

$$D : 10^{[0.43 + (8.33/\text{°API})]}$$

$U_o$  : viscosidad del petróleo (sin gas en solución), cps.

API : gravedad del petróleo (°API).

T : temperatura del yacimiento (°F).

Para el petróleo (con gas en solución), la viscosidad puede estimarse a diferentes presiones hasta la presión de burbuja incluida: utilizando la correlación siguiente:

$$U_{oS} = Q (U_o)^R \quad (4.3)$$

#### 4.2 SELECCION DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

Previo a la selección del fluido de fracturamiento,

debe realizarse pruebas en el laboratorio para chequear la compatibilidad del fluido de fracturamiento con los fluidos de la formación.

La selección del fluido de fracturamiento, constituye el factor más importante para el diseño, porque tiene una influencia significativa en el resultado del tratamiento así como en el costo del mismo.

Entre las pruebas más importantes que se realizan para la selección de fluidos de fracturamiento tenemos:

- Análisis petrográfico
- Pruebas de inmersión
- Análisis de difracción de rayos x
- Pruebas de flujos de fluidos
- Pruebas de pérdida de fluido.

Como un propósito de este trabajo, se hace mención en esta parte al análisis petrográfico realizado a las muestras del B1-NSX1-1X, siendo éste el siguiente:

Las muestras del B1-NSX1-1X, intervalo 5.677' a 5.686', revelan una serie de areniscas de grano fino y lutitas laminadas. Pero la mayor parte de las are-

niscas son muy barrosas, por cuanto contienen grandes cantidades de detritos intersticiales de arcilla y ceniza volcánica. La abundancia de arcilla en la matriz le da la característica de una pobre estructura de grano.

Es común encontrar fracturas en este intervalo, lo que es indicativo de que esfuerzos tectónicos compresionales han jugado un papel importante en la acentuación de la calidad del yacimiento.

Cuarzo, plagioclasa, fragmentos de roca volcánica y fósiles son los componentes primarios en la estructura de las areniscas y lutitas laminadas. La montmorillonita es el mineral de arcilla más pequeño, con pocas contribuciones de kaolinita, illita y clorita.

La selección del fluido fracturante, se ve afectada por las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento.

En el Capítulo anterior, revisamos los tipos de fluidos de fracturamiento existentes y las características que deben tener para cumplir con su objetivo.

La naturaleza química de la roca determina básicamente el tipo de fluido a utilizarse. Las propiedades petro-

físicas de la roca (permeabilidad, porosidad, saturación, conductividad eléctrica de los fluidos), normalmente no afectan directamente la selección del tipo de fluido, pero sí el escogitamiento de las propiedades de los fluidos. Por ejemplo, en rocas de alta permeabilidad puede ser recomendable usar fluidos viscosos o fluidos con aditivos para pérdida de fluidos (8).

Los fluidos base agua, base aceite y base ácida, pueden ser modificados para semejar las propiedades físicas de la roca.

La selección entre fluidos base agua o base aceite, depende del contenido de arcilla de la roca.

Para el caso del pozo que estamos analizando, por tener formaciones de baja permeabilidad y con gran contenido de arcillas, recomendaríamos el uso de un fluido de fracturamiento base agua, de preferencia agua salada.

Debido a que las propiedades viscosas y tixotrópicas del agua son bajas, es necesario utilizar aditivos que controlen el hinchamiento de las arcillas y un agente gelificante que posea propiedades tixotrópicas. Además, el fluido de fracturamiento recomendado para

este pozo, deberá tener las siguientes características:

- No formar emulsiones con los fluidos de la formación.
- Baja pérdida por filtrado a la formación.
- Baja pérdida de presión por fricción, que ocurre entre el fluido y la pared interna de la tubería.
- No ocasionar daño a la permeabilidad de la formación.
- Ser capaz de mantener en suspensión y transportar el apuntalante a través de la fractura creada.
- Alta pérdida de presión por fricción en la fractura.
- Buen control del Ph.
- Ser estable a la temperatura del fondo de la formación.
- Buena condición de retorno después del tratamiento.

Aumentando la viscosidad del fluido de fracturamiento,



reduciremos el trituramiento del apuntalante en las operaciones de bombeo y cuando se produce el empaquetamiento de la fractura.

#### 4.3 PROPIEDADES REOLOGICAS DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

El incremento de la viscosidad para fluidos newtonianos se logra agregando ciertos químicos para darles una textura gelatinizada volviéndolos fluidos no-newtonianos. La viscosidad para estos fluidos varía con la tasa de corte. En cambio que los fluidos no-newtonianos están provistos de una viscosidad aparente, la que cambia con la tasa de flujo.

El comportamiento de los fluidos de fracturamiento describe un modelo matemático exponencial, en que la relación esfuerzo de corte-tasa de corte graficada en papel log-log es prácticamente una línea recta, donde la pendiente es llamada "índice de comportamiento de flujo" ( $n'$ ) y que se calcula mediante lecturas en el viscosímetro de FANN a 300 y 600 RPM. de la manera siguiente:

$$n' = 3.32 \log \left( \frac{\text{Lect. a 600 RPM}}{\text{Lect. a 300 RPM}} \right) \text{adimensional} \quad (4.4)$$

La intercepción del esfuerzo de corte con la tasa

de corte es el "índice de consistencia" ( $K'$ ) determinado en igual forma a partir de lecturas del viscosímetro de FANN, por la siguiente expresión:

$$K' = \frac{N \text{ Lect. a } 300 \text{ RPM}}{100 \times 511^{n'}}, (\text{lb/seg}^{n'} / \text{pie}^2) \quad (4.5)$$

Siendo  $N$ , el factor del resorte del viscosímetro (generalmente se asume el valor de 1).

La viscosidad aparente para fluidos no-newtonianos se determina mediante la fórmula:

$$\mu_a = \frac{4.788 \times 10^4 k'}{(\text{tasa de corte})^{1-n'}} \quad (4.6)$$

La tasa de corte para flujo en la tubería se calcula mediante la expresión:

$$\text{Tasa de corte } (\text{seg}^{-1}) = \frac{1.6 \bar{v}}{D_i} \left( \frac{3n+1}{4n} \right) \quad (4.7)$$

y para flujo en el anular se usa la ecuación:

$$\text{Tasa de corte } (\text{seg}^{-1}) = \frac{2.4 \bar{v}}{D_h - D_p} \left( \frac{2n+1}{3n} \right) \quad (4.8)$$

#### 4.4 SELECCION DEL AGENTE DE SOSTEN

Uno de los objetivos del agente de sostén, es mantener la conductividad de la fractura creada, lo que va a depender de los factores siguientes:

- Tipo, tamaño y uniformidad del agente de sostén.
- Grado de empaquetamiento.
- Manera de distribuirlo dentro de la fractura.
- Cantidad del agente.
- Geometría de la fractura.

La cantidad del agente de sostén que puede ser inyectado a la formación es función de los siguientes parámetros: ancho de la fractura; tipo, viscosidad y velocidad del fluido de fracturamiento; condiciones de peso del fluido.

La arena es uno de los principales agentes de sostén y es bastante usada porque tiene buen rendimiento en pozos de baja a mediana profundidad. Generalmente se emplean arenas de tipo Ottawa 10-20 ó 20-40 mesh., en concentraciones entre 1 y 4 lbs. por cada galón de fluido de fracturamiento.

Para el caso del pozo en estudio, en el que se tiene formaciones medianamente duras y no existiendo alta

presión de confinamiento, se recomienda el uso de arena de tamaño 10-20 mesh. como agente de sostén.

El agente de sostén dentro de la fractura alcanza una altura que es determinada por la diferencia entre la altura neta de la formación ( $h_i$ ) y la altura en equilibrio abierta al flujo ( $h_{eq.}$ ), a decir:

$$h_f = h_i - h_{eq.}$$

$$h_f = h_i - 1.129 \frac{Q}{W \text{ veq.}} \quad (4.9)$$

donde:

$h_f$  : altura del agente de sostén en la fractura, pie.

$h_i$  : espesor neto de la formación, pie.

$h_{eq.}$  : altura en equilibrio abierta al flujo, pie.

$Q$  : tasa de flujo de la mezcla, BPM.

$W$  : ancho de la fractura, pulgada.

$veq$  : velocidad de equilibrio, pie/segundo.

#### 4.5 DETERMINACION DEL VOLUMEN TOTAL DEL TRATAMIENTO Y TASA DE INYECCION

a) Volumen de fluido.- El volumen de fluido a inyectarse se calcula de la concentración de arena

estimada de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Volumen de fluido (Bls)} \\ & = 2.3809 \frac{\# \text{ sacos de arena}}{\text{concentrac. (lbs/gal)}} \quad (4.10) \end{aligned}$$

La concentración de arena depende de las características de la formación y varía para cada área.

- b) **Volumen de desplazamiento.**- Luego que se inyecta la mezcla del fluido de fracturamiento con arena, es necesario bombear un fluido de desplazamiento, cuyo volumen se lo determina por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} & \text{Volumen de desplazamiento (Bls)} \\ & = \text{prof.tope sup.} \times \text{capac.tub.fract.} \quad (4.11) \end{aligned}$$

La capacidad de la tubería se la determina de tablas.

- c) **Tasa de inyección.**- La tasa de inyección se calcula midiendo el volumen de fluido de fracturamiento inyectado en un tiempo determinado, desde el momento en que se produce la ruptura de la formación.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. El análisis del mayor número de parámetros y un buen aprovechamiento de la información acerca de las propiedades físicas de la roca, de las características de los fluidos de la formación y del fluido a utilizarse para el tratamiento, son factores determinantes para lograr un buen diseño de una operación de fracturamiento.
2. Aunque es poco común el realizar operaciones de fracturamiento en pozos exploratorios, es aplicable en el pozo analizado, por tener formaciones de caliza, arenisca, dolomita, donde este tipo de operaciones por lo general resultan exitosas y porque además presenta condiciones que lo podrían hacer productivo, ya que aparecen secuencias litológicas similares a algunos pozos productores del área de Ancón, en la Península de Santa Elena.
3. El fluido de fracturamiento recomendado para este

pozo es base-agua salada gelificada con aditivos para control del hinchamiento de las arcillas y que posean propiedades tixotrópicas.

4. Incrementando la viscosidad del fluido de fracturamiento hasta un cierto valor, se obtendrá una mayor área de fractura debido a que menor cantidad de fluidos se perderá a la formación.
5. La presión de la formación debe ser determinada antes de realizar el trabajo de fracturamiento.



## RECOMENDACIONES

1. Considerar otros intervalos donde los resultados de pruebas indican la existencia de buenas características de yacimiento y donde existe un factor de daño positivo, lo que señala que la capacidad de flujo podría ser aumentada mediante la ejecución de un trabajo de estimulación.
2. Evaluar los fluidos de fracturamiento a utilizarse para lograr determinar el que mejor se adapte a las condiciones que se tienen en la formación.
3. Analizar los aditivos disponibles con el objeto de utilizar el más apropiado para tener un buen control del filtrado, y disponer de un buen estabilizador de arcilla, mineral que es muy común en la formación. De esta manera lograríamos con el trabajo, incrementar la permeabilidad alrededor de la boca del pozo.



### NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
A	Area del núcleo	pulgadas <sup>2</sup>
A <sub>f</sub>	Area de la fractura	pies <sup>2</sup>
A <sub>p</sub>	Area de las perforaciones	pulgadas <sup>2</sup>
API	Gravedad del petróleo	°API
BHTP	Presión de fracturamiento en el fondo del pozo	Lpc.
C	Coefficiente de fluido de fracturamiento	P/ $\sqrt{\text{minutos}}$
D	Profundidad	pies
d	Diámetro interno de la tubería	pulgadas
E	Módulo de elasticidad de Young	Lpc.
Ed	Eficiencia diferencial promedio	fracción
erfc(x)	Función error complementaria de x	adimensional
$\epsilon$	Deformación	adimensional
$\epsilon_z$	Deformación en la dirección Z	adimensional
F	Fuerza	lbf.
f	Factor de fricción	fracción
G <sub>f</sub>	Gradiente de fractura	Lpc/pies
h	Altura de la formación	pies
h <sub>f</sub>	Altura del agente de sostén en la fractura	pies

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
hi	Espesor neto de la formación	pies
heq	Altura en equilibrio abierta al flujo	pies
H.P.	Potencia hidráulica	H.P
K	Permeabilidad efectiva	md.
K'	"Indice de consistencia"	lb-seg <sup>n'</sup> /pie <sup>2</sup>
L	Longitud de la fractura	pies
N	Factor del resorte del viscosímetro	
n'	"Indice de comportamiento de flujo"	adimensional
N <sub>R</sub>	Número de Reynolds	adimensional
P	Presión estática de la formación	Lpc.
Ph	Presión hidrostática	Lpc.
P <sub>o</sub>	Peso de los sedimentos	gramos
P <sub>pf</sub>	Caída de presión a través de las perforaciones	Lpc.
P <sub>s</sub>	Presión en superficie	Lpc.
Q	Tasa de inyección durante el tratamiento	BPM
q	Tasa de bombeo	GPM
r	Radio del núcleo	pulgadas
S <sub>o</sub>	Saturación del petróleo	%
S <sub>w</sub>	Saturación de agua	%
T	Temperatura del yacimiento	F
t	Tiempo	minutos
U <sub>o</sub>	Viscosidad del petróleo (sin gas en solución)	cps.

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
$U_{os}$	Viscosidad del petróleo (con gas en solución)	cps.
$\mu$	Viscosidad del fluido de fracturamiento	cps.
$\mu_a$	Viscosidad aparente	cps.
$v$	Velocidad del fluido de fracturamiento	pies/segundo
$\bar{v}$	Velocidad promedio	pies/segundo
$v_{eq}$	Velocidad de equilibrio	pies/segundo
$V_f$	Volumen del fluido de fracturamiento	Bls.
$V_i$	Volumen de fluido que se pierde durante el tratamiento	Bls.
$V_t$	Volumen total de fluido inyectado	Bls.
$V_p$	Volumen poroso	cm <sup>3</sup>
$V_T$	Volumen total de roca	cm <sup>3</sup>
$W$	Ancho de la fractura	pulgadas
$x$	Constante $(2 C\sqrt{\pi t})/W$	adimensional
$x'$	Concentración del agente de sostén	lbs/gal
$y'$	Gravedad específica del fluido fracturante	adimensional
$\phi$	Porosidad	%
$\rho_m$	Densidad del fluido fracturante	lbs/gal
$\sqrt{\quad}$	Esfuerzo	Lpc.

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
$\bar{V}_z$	Esfuerzo en la dirección Z	Lpc.
p	Presión diferencial del tratamiento	Lpc.
$p_f$	Pérdida de presión por fricción en la tubería	Lpc.
$\nu$	Relación de Poisson	adimensional

## BIBLIOGRAFIA

- (1) AGUILERA ROBERTO. "Naturally Fractured Reservoir"  
Penn Well , 1980, pp. 30-40..
- (2) ALLEN THOMAS & ROBERTS ALAN. "Production Operations", Opci, Vol. 2, 1978.
- (3) ANDERSON M.S. & FREDRICKSON. "Dynamic Etching Tests aid Fracture Acidizing Treatment Design, Society of Petroleum Engineers of AIME, Halliburton Services, 1987.
- (4) BELCO DEL ECUADOR INC. "Completion Report", pozo B1-NSX1-1X, 1988.
- (5) CRAFT, HOLDEN & GRAVES. "Well design and production" Englewood Cliff, 1962, pp. 483-527.
- (6) ELY JHON W. "Stimulation Treatment Handbook", Penn Well Publishing Company, 1985.
- (7) GATLIN CARL. "Petroleum Engineering", Englewood

Cliff, N.J., 1960.

- (8) HOWARD G.C. & FAST C.R. "Hydraulic Fracturing", Society of Petroleum Engineers of AIME, 1970, pp. 57-59.
- (9) JENNINGS ALFRED R. Jr. & SPRAWLS BYRON T.  
"Successful Stimulation in the Cotton Valley Sandstone a low Permeability Reservoir", Society of Petroleum Engineers, Halliburton Services, 1975.
- (10) LAWRENCE TAYLOR J. & CHISHOLM JHON. "Tracers can improve Hydraulic Fracturing", Petroleum Engineer International, Julio, 1987. pp. 22-25.
- (11) MALAVE T. KLEBER. "Aplicación del fracturamiento hidráulico para restaurar la productividad de las formaciones", Tesis de Grado, Politécnica del Litoral, 1975.
- (12) MONICARD R.P. "Properties of Reservoir Rock: Core Analysis", Edic. Technip, 1980.
- (13) QUIROGA KLEBER. "Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos, Manual, 1988. pp. VII-25.



- (14) RALPH W. VEATCH Jr. "Hydraulic Fracturing Treatment and Design Technology", Society of Petroleum Engineers of AIME,
- (15) SIERRA ALBERTO. "Daños a la formación por fluidos de perforación", I.M.P., 1976, pp. 31.
- (16) WARPINSKI NORMAN & BRANAGAN PAUL. "Altered Stress Fracturing" J.P.T., Society of Petroleum Engineers of AIME, Septiembre 1989, Vol. 41.
- (17) WILLIAMS BRIAN & SHERRARD DAVID. "Impact of inducing Fractures at Prudhoe Box" S.P.E., Octubre 1989.