

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
ESPECIALIZACIÓN PETRÓLEOS**

**“Fracturamiento Hidráulico en los Campos GUSTAVO  
GALINDO VELASCO”**

**TESIS DE GRADO**  
Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Presentada por:

**FRANCISCO DAVID ROSERO BOLAÑOS**

---

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

**1999**

## **AGRADECIMIENTO**

A la COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES por el apoyo y la información técnica que ayudaron al desarrollo de este trabajo.

Al ING. RICARDO GALLEGOS Profesor y Director de tesis, por el tiempo y la orientación que ha brindado en el transcurso de la carrera y en la realización de esta Tesis.

## **DEDICATORIA**

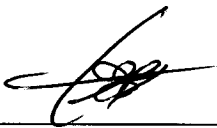
**MIS PADRES**

**A MIS HERMANOS**

**A MI ESPOSA**

**A MI HIJO**

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



---

**Ing. Edison Navarrete**

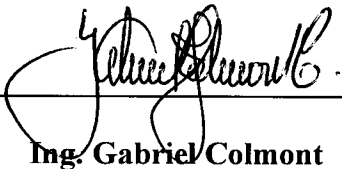
DECANO DE LA FICT



---

**Ing. Ricardo Gallegos**

DIRECTOR DE TESIS



---

**Ing. Gabriel Colmont**

VOCAL



---

**Ing. José Cabezas**

VOCAL

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

Francisco Rosero B.

## **RESUMEN**

El Objetivo de esta Tesis es la presentación de la técnica de fracturamiento hidráulico como un método de estimulación de las zonas productoras en un yacimiento que contiene hidrocarburos y analizar cuan ventajoso fue la utilización de esta técnica en los Campos Petroleros GUSTAVO GALINDO VELASCO.

El trabajo de fracturamiento hidráulico consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o fractura de la misma, de esta manera se crean canales de flujo que ayudan a movilizar los fluidos del reservorio hacia el pozo dado que se produce una gran área de drenaje. Se inyecta al pozo un fluido de fracturamiento con agentes de sostén de alta capacidad de flujo para impedir que la fractura se cierre. Antes de realizar el fracturamiento nos debemos de asegurar que el pozo y la cara de la formación estén limpias sea realizando un lavado ácido u otro tipo de limpieza para que el fracturamiento sea efectivo y provechoso.

El tratamiento completo se efectúa con cuatro etapas necesarias para obtener un fracturamiento optimo, primero; se inyecta un pre colchón o fluido base compatible con la formación, segundo; continua con fluido más viscoso que abre la roca para permitir la entrada al material de soporte, tercero; sigue un fluido acarreador que lleva el material de soporte y cuarto; un fluido compatible que sirve como desplazante.

Cuando se realiza el diseño hay que conocer las condiciones del pozo, precisamente como: presión de reservorio, porosidad, permeabilidad, espesor, régimen de flujo, etc. Datos adicionales también son importantes como las anomalías del yacimiento, están son: las fallas, fracturas naturales o una estratificación significativa de la formación, también es necesario conocer el historial de producción del pozo y los que lo rodean, ubicación de los contactos gas-petróleo y agua-petróleo.

La conductividad de fractura es de suma importancia para el éxito de una operación, ya que depende en parte del índice de productividad obtenido. La conductividad es una medida de la capacidad de flujo y es el producto del ancho soportado por la permeabilidad del manto de agente de sostén en la fractura

La productividad de un pozo luego de la fracturación depende en gran medida de la magnitud del contraste entre la capacidad de flujo de la fractura empaquetada y la del reservorio. La presión de incrustación da una medida en que un agente de sostén va a penetrar en la formación cuando sea sometido a las altas presiones de confinamiento de fondo de pozo. El incrustamiento posee una dependencia directa entre la dureza relativa a la formación y el agente de sostén para las condiciones del reservorio

La altura de la fractura creada probablemente sea, entre todos los datos, el que tenga una incidencia más dramática en las estimaciones del diseño. Su valor gobierna las

dimensiones de la geometría creada, y en consecuencia la ubicación final del agente de sostén y el correspondiente incremento de productividad.

Como punto importante de la operación se debe percatarse de los errores en la estimación del gradiente de fractura que se reflejan en la presión de tratamiento y la potencia hidráulica necesaria. Según los datos que se consideren, existen diversas fuentes para la información, la obtención de valores confiables puede ser mas o menos difícil, y su incidencia en análisis y resultados puede ser de mayor o menor importancia.



## ÍNDICE GENERAL

|  | Pág.  |
|--|-------|
| RESUMEN.....                                       | VI    |
| ÍNDICE GENERAL.....                                | XI    |
| ABREVIATURAS.....                                  | XV    |
| SIMBOLOGÍAS.....                                   | XVI   |
| ÍNDICE DE FIGURAS.....                             | XVIII |
| INTRODUCCIÓN.....                                  | 20    |
| <br>   |       |
| I. LA FRACTURA HIDRÁULICA.....                     | 22    |
| 1.1. Historia del fracturamiento.....              | 23    |
| 1.2. Definiciones de términos.....                 | 25    |
| 1.2.1. Sustentadores.....                          | 25    |
| 1.2.2. Limpieza del pozo.....                      | 26    |
| 1.2.3. Tratamiento.....                            | 28    |
| 1.3. Selección de pozos fracturables.....          | 29    |
| 1.3.1. Incremento del régimen de producción.....   | 29    |
| 1.3.2. Mejoras en la recuperación final.....       | 30    |
| 1.3.3. Mejor uso de la energía del reservorio..... | 31    |
| 1.3.4. Incremento del régimen de inyección.....    | 32    |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1.4.   | La oportunidad de fracturar un pozo.....                     | 32 |
| 1.4.1. | Pozos margnales.....   | 33 |
| 1.4.2. | Espesor de la formación.....                                 | 33 |
| 1.4.3. | Efecto en el distanciamiento de pozos.....                   | 34 |
| 1.4.4. | Tiempo de rendimiento económico.....                         | 35 |
| 1.5.   | Beneficio de la fractura.....                                | 35 |
| 1.5.1. | Flujo no uniforme.....                                       | 35 |
| 1.5.2. | Declinación de producción.....                               | 36 |
| 1.5.3. | Tratamientos sucesivos.....                                  | 37 |
| II.    | CONDICIONES DEL POZO.....                                    | 38 |
| 2.1.   | Estudio de las condiciones del pozo.....                     | 39 |
| 2.1.1. | Reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo..... | 39 |
| 2.1.2. | Baja permeabilidad natural de la formación.....              | 40 |
| 2.1.3. | Baja presión del reservorio.....                             | 40 |
| 2.2.   | Ensayos de presión y regímenes de flujo.....                 | 41 |
| 2.2.1. | DST general.....   | 44 |
| 2.2.2. | DST pre fracturamiento.....                                  | 45 |
| 2.2.3. | DST post fracturamiento.....                                 | 47 |
| 2.2.4. | Régimen de flujo.....  | 49 |
| 2.3.   | Efecto pelicular y almacenamiento.....                       | 50 |
| 2.3.1. | Skin effect.....   | 50 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 2.3.2. | Almacenamiento.....                           | 53 |
| 2.4.   | Ecuaciones de cálculo.....                    | 56 |
| 2.4.1. | Ecuaciones para un ensayo de decrementos..... | 56 |
| 2.4.2. | Ecuaciones para un ensayo de incrementos..... | 58 |
| 2.4.3. | Eficiencia de flujo.....                      | 63 |
| 2.4.4. | Radio efectivo del pozo.....                  | 64 |
| 2.4.5. | Curvas tipo.....                              | 66 |
| 2.4.6. | Técnicas de ajuste de curvas tipo.....        | 68 |
| III.   | FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO.....                | 70 |
| 3.1.   | Selección del fluido.....                     | 71 |
| 3.1.1. | Propiedades de la formación.....              | 71 |
| 3.1.2. | Propiedades friccionales del fluido.....      | 74 |
| 3.1.3. | Perdidas de filtrado.....                     | 75 |
| 3.1.4. | Otras características del fluido.....         | 76 |
| 3.2.   | Tipos de fluidos de fracturamiento.....       | 77 |
| 3.2.1. | Geles base agua.....                          | 78 |
| 3.2.2. | Geles base aceite.....                        | 84 |
| 3.3.   | Apuntalantes y conductividad de fractura..... | 85 |
| 3.3.1. | Apuntalantes.....                             | 85 |
| 3.3.2. | Conductividad de fractura.....                | 87 |

|   |     |
|---|-----|
| IV. MECÁNICA DE ROCAS.....                        | 91  |
| 4.1. Materiales elásticos y plásticos.....        | 92  |
| 4.2. Tensiones en el subsuelo.....                | 97  |
| 4.3. Tensiones alrededor del pozo.....            | 104 |
| 4.4. Orientación y forma de la fractura.....      | 113 |
| 4.4.1. Orientación.....                           | 113 |
| 4.4.2. Forma.....                                 | 114 |
| V. ASPECTOS OPERATIVOS.....                       | 115 |
| 5.1. Equipos utilizados.....                      | 117 |
| 5.2. Normas de seguridad.....                     | 130 |
| VI. ANÁLISIS DE TRABAJOS Y RESULTADOS.....        | 133 |
| 6.1. Análisis de un Pozo en producción.....       | 134 |
| 6.2. Análisis Económico de pozos fracturados..... | 139 |
| VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....          | 150 |
| APÉNDICES.....                                    | 157 |
| BIBLIOGRAFÍA.....                                 | 178 |

## ABREVIATURAS

|                          |                                     |
|--------------------------|-------------------------------------|
| °C.....                  | Grados Centígrados                  |
| °F.....                  | Grados Fahrenheit.                  |
| °R.....                  | Grados Ranking                      |
| atm.....                 | Atmósfera.                          |
| bbbl/d.....              | Barriles por día.                   |
| bbbl.....                | Barriles.                           |
| BFPD.....                | Barriles de fluido por día.         |
| BOPD.....                | Barriles de petróleo por día.       |
| BPM.....                 | Barriles por minuto                 |
| BWPD.....                | Barriles de agua por día.           |
| cm.....                  | Centímetro                          |
| cp.....                  | Centipoise.                         |
| ft.....                  | Feet, pie.                          |
| gal.....                 | Galones                             |
| gr/cm <sup>3</sup> ..... | Gramos por centímetro cubico.       |
| HP.....                  | Horsepower.                         |
| In.....                  | Inch, pulgada.                      |
| lb.....                  | Libra.                              |
| lt.....                  | Litros.                             |
| md.....                  | Unidades de milidarcies.            |
| min.....                 | Minutos.                            |
| mts.....                 | Metros.                             |
| Pa.....                  | Pascal.                             |
| psi/pie.....             | Libra por pulgada cuadrada por pie. |
| psi.....                 | Libra por pulgada cuadrada.         |
| psia.....                | Libra por pulgada cuadrada absoluta |
| Pulg.....                | Pulgada.                            |
| temp.....                | Temperatura.                        |

## SIMBOLOGÍA

|      |                                       |
|------|---------------------------------------|
| A    | Área de fractura creada.              |
| Bo   | Factor volumétrico de petróleo.       |
| C    | Coefficiente de almacenamiento        |
| d    | Diámetro interior de cañería          |
| D    | Profundidad                           |
| E    | Modulo de Young                       |
| EF   | Eficiencia de flujo                   |
| f    | Factor de fricción de Fanning         |
| F    | Fuerza                                |
| g    | Aceleración de la gravedad            |
| G    | Modulo de Corte.                      |
| Gf   | Gradiente de fractura.                |
| Gp   | Gradiente de presión poral            |
| h    | Altura de fractura                    |
| hb   | Altura del banco.                     |
| he   | Altura empaquetada.                   |
| HHP  | Potencia hidráulica.                  |
| hp   | Altura permeable                      |
| HP   | Potencia mecánica.                    |
| ht   | Altura total fractura.                |
| ISIP | Presión instantánea de cierre.        |
| J    | Indice de productividad.              |
| JD   | Indice de productividad dañada.       |
| Jo   | Indice de productividad original      |
| K    | Permeabilidad de formación.           |
| K.h  | Capacidad de flujo                    |
| KD   | Permeabilidad zona dañada.            |
| Kf   | Permeabilidad de fractura.            |
| Kfi  | Permeabilidad final.                  |
| Ki   | Permeabilidad inicial.                |
| l    | Longitud (genérica).                  |
| L    | Longitud de fractura creada.          |
| m    | Pendiente de gráfico semilog (Horner) |
| P*   | Presión de referencia.                |
| Pc   | Presión critica                       |
| PE   | Presión de incrustamiento.            |
| Pef  | Presión de extensión de fractura      |
| Pf   | Presión por fricción                  |
| Pfc  | Presión por fricción en cañería.      |

|              |                                       |
|--------------|---------------------------------------|
| Pfp          | Presión pro fricción en punzados.     |
| Ph           | Presión Hidrostática.                 |
| Pi           | Presión inicial de reservorio.        |
| Pif          | Presión de iniciación de fractura.    |
| PIR          | Relación de índices de productividad. |
| Pob          | Presión de sobrecarga (overburden).   |
| Pp           | Presión poral.                        |
| Ps           | Presión de tratamiento en superficie. |
| Pw           | Presión en el pozo.                   |
| Pwf          | Presión de fluencia en fondo de pozo. |
| Pws          | Presión estática en fondo de pozo.    |
| Q            | Caudal total de tratamiento.          |
| Qo           | Rata de producción petróleo.          |
| R            | Radio de fractura.                    |
| rd           | Radio de daño.                        |
| re           | Radio de drenaje.                     |
| RGL          | Relación gas liquido.                 |
| rw           | Radio de pozo.                        |
| S            | Skin o daño de formación              |
| T            | Temperatura absoluta.                 |
| t            | Tiempo.                               |
| Tf           | Temperatura de fractura.              |
| Tr           | Temperatura de reservorio.            |
| V            | Volumen total de tratamiento.         |
| vf           | Velocidad de filtrado.                |
| Vsp          | Perdida instantánea de filtrado.      |
| Vt           | Volumen total.                        |
| w            | Ancho promedio de fractura.           |
| wkf          | Conductividad de fractura.            |
| Z            | Factor de compresibilidad.            |
| $\Delta p$   | Presión diferencial                   |
| $\Delta t$   | Tiempo                                |
| $\epsilon_x$ | Deformación transversal               |
| $\epsilon_z$ | Deformación longitudinal              |
| $\phi$       | Porosidad de la roca.                 |
| $\mu_a$      | Viscosidad aparente                   |
| $\mu_f$      | Viscosidad de filtrado                |
| $\mu$        | Viscosidad                            |
| $\nu$        | Relación de Poisson                   |
| $\rho_p$     | Densidad del agente de sostén         |
| $\rho_R$     | Densidad de rocas                     |
| $\rho$       | Densidad del fluido                   |
| $\sigma$     | Tensión neta                          |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                  | Pág. |
|------------------|------|
| Figura # 1.....  | 157  |
| Figura # 2.....  | 157  |
| Figura # 3.....  | 157  |
| Figura # 4.....  | 158  |
| Figura # 5.....  | 158  |
| Figura # 6.....  | 158  |
| Figura # 7.....  | 159  |
| Figura # 8.....  | 159  |
| Figura # 9.....  | 159  |
| Figura # 10..... | 160  |
| Figura # 11..... | 160  |
| Figura # 12..... | 160  |
| Figura # 13..... | 161  |
| Figura # 14..... | 161  |
| Figura # 15..... | 161  |
| Figura # 16..... | 162  |
| Figura # 17..... | 162  |
| Figura # 18..... | 162  |
| Figura # 19..... | 163  |
| Figura # 20..... | 163  |
| Figura # 21..... | 163  |
| Figura # 22..... | 164  |
| Figura # 23..... | 164  |
| Figura # 24..... | 164  |
| Figura # 25..... | 165  |
| Figura # 26..... | 165  |
| Figura # 27..... | 165  |
| Figura # 28..... | 166  |
| Figura # 29..... | 166  |
| Figura # 30..... | 166  |
| Figura # 31..... | 167  |
| Figura # 32..... | 167  |
| Figura # 33..... | 167  |
| Figura # 34..... | 168  |
| Figura # 35..... | 168  |
| Figura # 36..... | 168  |
| Figura # 37..... | 169  |
| Figura # 38..... | 169  |



|                  |     |
|------------------|-----|
| Figura # 39..... | 169 |
| Figura # 40..... | 170 |
| Figura # 41..... | 170 |
| Figura # 42..... | 170 |

## INTRODUCCIÓN

La fractura hidráulica es el proceso de aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o fractura de la misma.

Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura mas allá del punto de falla. Con ésta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluido del reservorio.

El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica a la roca del yacimiento se llama fluido de fracturamiento. Este fenómeno fue observado en los primeros tratamientos de estimulación con ácido y también en pozos de inyección de agua. Aunque inicialmente solo fue un fenómeno notable. La fractura facilita el movimiento de fluido de o hacia la roca del yacimiento.

El propósito es crear un canal de alta capacidad de flujo (conductividad) en la formación, para mejorar el índice de productividad del pozo por medio de un cambio en el patrón de flujo del mismo. Siempre que un pozo presente una o ambas de las condiciones siguientes se puede esperar un aumento en la productividad con un fracturamiento hidráulico:

- a) Baja permeabilidad
- b) Daños en la formación

Estudios posteriores a las primeras observaciones revelaron que el efecto de

incremento de la producción decrecía rápidamente, lo que indujo a pensar que, con el tiempo la fisura volvía a cerrarse, quedando el pozo en condiciones casi originales.

Para evitar el cierre de la fractura se introdujo la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de arena que actuará como agente sustentador de las paredes abiertas de la fractura. La fractura queda llena de arena. Los granos actúan como columnas evitando el cierre pero, permitiendo el paso del fluido.

# ***CAPITULO I***

## ***LA FRACTURA HIDRÁULICA***

## **I. LA FRACTURA HIDRÁULICA**

### **1.1. Historia del fracturamiento**

Como resultado de varios años de experimentación en el laboratorio y estudios en el campo, en marzo de 1949 una Compañía Norteamericana, realizó en forma simultánea los primeros dos tratamientos de fracturamiento con fines comerciales en el estado de Texas. Así comenzó uno de los procesos de estimulación de pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la Industria Petrolera.

Las estimaciones más conservadores demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción provechosos y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos.

En la actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el fracturamiento hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comercial.

Los primeros trabajos. Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en el fracturamiento hidráulico pues; los primeros tratamientos se

mantuvieron dentro de límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido con ½ libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande.

En ocasiones un operador aventurero realizaba un tratamiento de 1.500 a 2.000 galones y se lo consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban más bombas, lo que resultaba en un aumento de las tasas de inyección. Estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección más alta comenzaron a demostrar un aumento de producción mayor y continuo, gradualmente el tamaño de los trabajos y las tasas de inyección aumentaron.

Las tasas de inyección más altas permitieron la experimentación con fluido de menor viscosidad y costos, con muy buenos resultados. A finales de 1952 se popularizó el uso de residuales refinados y crudos más pesados que permitió un mayor volumen por dólar de costo y a partir de ese momento la curva del tratamiento comenzó a crecer ininterrumpidamente. Los tratamientos realizados en 1975 mostraron un promedio de 37.000 galones con 45.000 libras de arena o una relación arena-fluido de aproximadamente 1,25 libras por galón.

En el presente los tratamientos de fracturamiento son muy diferentes de los que se realizaban hace 25 años. Aún cuando todos los días se completan un gran número de trabajos relativamente pequeños es común ver alrededor de un pozo, equipos valorados en un millón de dólares o más, bombeando 200.000 a 500.000 galones de fluido de fracturamiento y 500.000 a 1'000.000 de libras de arena.

## **1.2. Definiciones de términos.**

### **1.2.1. Sustentadores**

Para prevenir el cierre de la fractura una vez que se detiene el bombeo se agregan al fluido de fracturamiento agentes sustentadores disponibles en distintos grados y que se utilizan en cantidades variables.

Los agentes sustentadores actúan como soportes para mantener la fractura abierta después del tratamiento y suministrar a la fractura una mejor capacidad para conducir el petróleo y el gas hacia el pozo.

Desde el comienzo del fracturamiento hidráulico se han utilizado muchos materiales como agentes sustentadores, por ejemplo arena,

cáscaras de nueces, pastillas de aluminio, bolas de plástico, perdigones de acero, bolitas de vidrio, cerámica y bauxita sintetizada, pero solo la arena, material cerámico y la bauxita han pasado la prueba del tiempo. Esto se logra fracturando hidráulicamente la zona de interés y colocando un agente de soporte para prevenir que la fractura cierre una vez parado el bombeo.

### **1.2.2. Limpieza del pozo.**

Es necesario tomar todo tipo de precauciones para asegurarse de que las perforaciones, el pozo y la cara de la formación estén limpias antes de estimular la formación por fracturamiento. Esto se puede conseguir por medio de un lavado ácido u otro tipo cualquiera de tratamiento de limpieza. Las perforaciones y el pozo se puede taponar con escamas, parafina u otros materiales que no deberían ser bombeados a la formación y que bien pueden ser la causa de disminución de la producción. Las perforaciones taponadas pueden causar presiones de tratamiento tan altas que impiden efectuar el fracturamiento.

Es muy frecuente que durante la perforación de una zona potencialmente productiva, esta se dañe por pérdida del lodo de perforación o filtrado



hacia la formación. Todo tipo de daño a la formación resultará en presiones elevadas para iniciar el fracturamiento, por lo tanto es aconsejable reparar ese tipo de daño antes del fracturamiento.

Es muy importante la selección del producto químico técnica o tratamiento de limpieza del pozo. Si el taponamiento de las perforaciones a la formación inmediatamente adyacente al pozo fue causado por lodo, emulsiones, corrosión, parafina, escamas u otros materiales de este tipo, es importante utilizar el procedimiento de limpieza y el producto químico adecuado para ese tipo particular de taponamiento.

Las escamas, ya sean en los canales de flujo o en la tubería, casing o equipo de producción puede ser el resultado de un precipitado formado por las fajas de presión. Los compuestos como el carbonato de calcio, sulfato de calcio o yeso y sulfato de bario, llevados por el agua producida pueden cristalizarse o precipitarse y reducir aún y detener la producción de petróleo.

Generalmente se puede limpiar el pozo y prevenirse la formación de escamas colocando en el pozo o la formación un producto químico de

solubilidad lenta. Si es necesario un tratamiento de fracturamiento para pasar a través de la zona dañada, se coloca un inhibidor químico en la fractura en forma líquida o granular para un control de largo alcance del problema de escamas.

### **1.2.3. Tratamiento.**

El tamaño del tratamiento deberá definirse con base en el costo del mismo y a la ganancia que se espera obtener.

El tratamiento se compone de cuatro etapas generales:

1. Pre-Colchón: Fluido base compatible con la formación. Inicia la fractura, baja la temperatura del pozo, lleva aditivos del control del filtrado, surfactantes, estabilizadores de arcilla e inhibidores de precipitación de hierro.
2. Colchón: Fluido viscoso, igual al usado para transportar la arena. Genera geometría de fractura (ancho, largo) para permitir la entrada del material de soporte.
3. Fluido acarreador: Gel viscoso (el mismo que el numeral 2) el cual lleva, además el material de soporte a concentraciones crecientes.
4. Desplazamiento: Fluido compatible.

### **1.3. Selección de pozos fracturables**

Las dos razones por las cuales se fracturan los pozos son: para incrementar su producción y incrementar su inyectividad.

#### **1.3.1. Incremento del régimen de Producción:**

Asumiendo que un pozo tenga gas o petróleo para producir, y suficiente presión de reservorio para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y resulta el rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden a primera instancia con una productividad de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Ocasionalmente, este alto incremento de productividad puede ser mantenido. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incremento de cinco a diez veces en producción donde aún existe adecuada presión de reservorio. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de

incrementar la productividad por fracturas. A medida que nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán mayores incrementos de producción.

### **1.3.2. Mejoras en la recuperación final:**

Aquí hay dos factores en juego uno es económico y el otro es el área de drenaje. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

Otra razón por la cual la fractura incrementa la recuperación final es que el método de estimulación ensancha los canales de flujo. Ya que la eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación, permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo. Este incremento ha sido estimado en un 5-15% del total de la recuperación primaria.

Véase figura # 1 en apéndice A.

### **1.3.3. Mejor uso de la energía del reservorio:**

Una caída notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo o el pozo puede taponarse por un bloqueo de gas que se desprende de la solución cerca del borde del pozo. Disminuyendo la presión de formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de energía de reservorio. La permeabilidad alrededor del pozo determina el tipo de sistema de fractura a producir en la formación, y el consiguiente resultado de caída de presión.

Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad, por otro lado, es la longitud antes que el ancho de las fracturas. Y donde existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde de pozo aún un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

#### **1.3.4. Incremento al régimen de inyección:**

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requieren pozos inyectoros para mantener la presión de reservorio y con ello la producción en condiciones económicas.

En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad, aumentando la capacidad de flujo de cada pozo inyector.

#### **1.4. La oportunidad de fracturar un pozo**

La conveniencia de fracturar es un factor muy importante para obtener el total beneficio de este tratamiento. Fracturar mientras el pozo produce bastante es antieconómico. Hasta tanto el pozo no decline por debajo de valores aceptables, las fracturas no ayudarán al operador a recuperar su inversión. Por otra parte, cuanto más tiempo el operador espere para fracturar después que un pozo ha declinado su producción, mayor será el tiempo no rentable.

Fracturar en el momento que comienza el declive, generalmente resulta en una mayor producción de hidrocarburos antes de llegar a su límite económico.

#### **1.4.1. Pozos marginales:**

En ciertas condiciones, la fracturación de pozos marginales puede llegar a ser provechosa. Las estadísticas señalan que responden a la estimulación en un 50 a un 75% de las veces. Si el pozo está produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de fractura. Mientras que la fractura pueda incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica invertido.

Generalmente hablando, los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión en la formación, y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

#### **1.4.2. Espesor de la formación:**

Mientras que cualquier cálculo del espesor de la zona es solamente una manera de expresar el hidrocarburo recuperable, se considera que un espesor de 5 pies es el mínimo rentable. Al considerar zonas delgadas,

debe recordarse que el régimen de producción no depende del espesor de la zona únicamente, sino de la recuperación final y los gastos de tratamientos. La fracturación de zonas delgadas, sin embargo, puede ser extremadamente beneficiosa cuando el espesor de la formación es errático, donde están ensanchadas o donde las secciones productoras de petróleo no están bien definidas.

#### **1.4.3. Efecto en el distanciamiento de pozos:**

La separación de pozos influye en la cantidad de petróleo que puede ser producida por un solo pozo. Donde los pozos están muy cerca unos de otros, el tratamiento aumenta los costos y disminuye el rendimiento de recuperación. Véase figura # 2 apéndice A.

Las fracturas pueden ser especialmente productivas en pozos viejos que fueron perforados siguiendo líneas límites o de otra forma siguiendo trazos irregulares. En tales yacimientos, el factor de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir en áreas relativamente no drenadas.



#### **1.4.4. Tiempo de rendimiento económico:**

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. Los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre 3 y 6 meses; algunos en pocas semanas. Ya que el costo del tratamiento es relativamente pequeño con relación al de perforar pozos más profundos, o comparados con el ingreso derivado de un incremento de producción primordial de la fractura. Mientras que un tratamiento grande incrementa los costos de estimulación y el tiempo de rendimiento económico, también puede recuperarse más petróleo y mayor ganancia en esta carrera final.

### **1.5. Beneficio de la fractura**

#### **1.5.1. Flujo no uniforme:**

El incremento en la producción inmediatamente luego de la fractura se debe parcialmente al efecto de presurización (o sobrecarga) del petróleo forzado a la formación, y parcialmente debido a la redistribución de la presión de reservorio alrededor de las fracturas. En cuanto la carga de

fluido se recupera de la formación, la presión comienza a declinar a través del reservorio. Al principio el régimen de disminución de presión es mayor que el régimen de producción. Este es el periodo de flujo no uniforme. Luego, la presión declina al mismo régimen que la producción, “periodo de flujo uniforme”.

### **1.5.2. Declinación de producción:**

Generalmente, la declinación de la producción luego del tratamiento resulta como consecuencia del agotamiento del reservorio. El sistema de fractura disminuye la resistencia al flujo permitiendo mayores regímenes de producción. Por lo tanto, el reservorio de hidrocarburo se agota más rápidamente, con una declinación gradual de presión y de producción.

Generalmente, un pozo con un radio de fractura menor o fracturas en un radio aislado o angosta zona de producción declinará en un régimen menor de producción estable, y será agotado más rápidamente que los pozos con fracturas de mayor alcance radial.

### **1.5.3. Tratamientos sucesivos:**

El éxito de tratamientos adicionales de fracturas depende de la habilidad de exponer otras partes de las formaciones o de eliminar el daño de formación. La exposición de esas nuevas partes de las formaciones puede ser lograda ya sea extendiendo las fracturas originales o creando fracturas en nuevas zonas de producción. Véase figura # 3 apéndice A.

Existe un tiempo normal de flujo de producción después de cada tratamiento, que influye mucho en el incremento de petróleo. En un reservorio homogéneo, el régimen uniforme después de cada trabajo efectivo puede ser aproximadamente el mismo. Pero en un reservorio con capas o estratificación de la permeabilidad, donde el tratamiento abre nuevas zonas, el régimen de producción uniforme puede aún exceder el régimen siguiente al primer tratamiento de fractura.

Otra regla común es que un tratamiento mayor seguido a tratamientos especiales de pequeños volúmenes de fluido y agentes de sostén será generalmente efectivo. Este beneficio resulta del hecho de empujar las fracturas más profundamente en la formación productora.

## ***CAPITULO II***

### ***CONDICIONES DEL POZO***

## **II. CONDICIONES DEL POZO**

### **2.1. Estudio de las condiciones del pozo**

Para que un pozo produzca hidrocarburos a un caudal interesante, el reservorio deberá tener suficiente petróleo, y una potencialidad de movimiento adecuada; esto es, presión en el reservorio (energía) y conductividad (permeabilidad y espesor).

A estas condiciones de producción se suma la posibilidad de que cerca del borde de pozo se haya una reducción de la permeabilidad, o sea, que haya daño en la formación, en resumen las posibles causas de reducción en la producción (asumiendo en principio que la formación tiene hidrocarburos extraíbles), se debe a:

#### **2.1.1. Reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo:**

El daño afecta principalmente al borde de pozo, que es justamente la zona donde confluye el flujo radial de la formación. Cualquier tipo de obstrucción, por muy pequeña que sea afecta tremendamente la

producción. Cuando se eliminan estas obstrucciones, muchas veces se obtienen resultados espectaculares. Los medios para eliminar el daño son tratamientos químicos (ácidos, solventes, surfactantes, etc.), pero con fracturas de relativamente pequeño volumen es posible pasar más allá del daño y canalizar la producción en flujo lineal a lo largo de la fisura de alta conductividad.

### **2.1.2. Baja permeabilidad natural de la formación:**

En estos casos, el petróleo contenido se produce a caudales relativamente bajos, generalmente la mejor solución para acelerar el ritmo de extracción es una fractura profunda o de gran penetración:

### **2.1.3. Baja presión de reservorio:**

Esta baja presión puede deberse a que el reservorio naturalmente no está presurizado, o bien a que ha estado tanto tiempo en producción que se ha depletado. En cualquiera de estos casos la fractura hidráulica difícilmente pueda incrementar notablemente la producción.

Para conocer las condiciones del pozo y poder programar una estimulación por fracturamiento, es necesario realizar estudios especiales. El medio más apropiado son los ensayos de presión.

## **2.2. Ensayos de presión y regímenes de flujo**

Las pruebas y análisis del pozo son herramientas útiles en la etapa de planeación del pre-tratamiento y la evaluación post-tratamiento en el fracturamiento hidráulico.

Un diseño de la prueba del pozo bien elaborado puede ayudar en la planeación del pre-tratamiento suministrando información valiosa sobre el pozo y yacimiento en consideración. Parámetros importantes que pueden ser estimados o calculados de una prueba de pozo incluyen permeabilidad de formación, presión de yacimientos, y condiciones cerca del pozo. La evaluación de estos parámetros indicará si el tratamiento de fracturamiento hidráulico es o no necesario; un análisis económico ayudará a determinar si es factible la realización del tratamiento. Alguna información adicional que se puede obtener de esta prueba de pozo incluye anomalías del yacimiento, tales como fallas, fracturas naturales o una estratificación significativa de la

formación. La presencia de anomalías puede afectar significativamente las decisiones involucradas en el diseño de fracturamiento hidráulico. Un análisis cuidadoso de la prueba de pozo antes del tratamiento indicará la necesidad de obtener datos adicionales por medio de otras pruebas in-situ para asegurar el éxito del tratamiento. Hablaremos más adelante de estas pruebas in-situ.

Se pueden seguir algunos procedimientos en el diseño y la conducción de las pruebas de pozo para obtener la máxima información acerca del pozo y del yacimiento. Además de las pruebas de pozo, las pruebas de formación (Drill Stem Testing) son muy útiles para proveer la información necesaria para la planeación del tratamiento.

Los parámetros del yacimiento determinado por estas pruebas se usan como datos de entrada en los simuladores para predecir geometría de fractura e incremento de productividad. Si se tienen datos representativos de la formación y del yacimiento a estimular se puede optimizar mediante el uso de estos simuladores, el volumen y diseño de tratamiento más apropiado.

Se puede utilizar un análisis nodal (análisis de los sistemas de producción) para investigar el efecto de un cambio en las condiciones de producción con base en la respuesta del pozo fracturado. Esto se logra utilizando el sistema de análisis nodal en conjunto con un simulador de producción para pozo



fracturado para generar cambios en el índice de productividad dependiendo del tiempo. El objetivo básico es lograr una producción óptima de acuerdo con la capacidad del pozo.

Antes de comenzar a diseñar un trabajo de fracturamiento existen muchos factores y característica del yacimiento que deben ser estimados de una forma muy exacta, pues el fracturamiento es una operación bastante costosa y de hecho debe en todo sentido sustentar sobre una base económica, que nos mostrará si realmente es rentable.

Se tiene la tendencia a creer que las pruebas DST están diseñadas estrictamente para pozos exploratorios o nuevos. El objetivo básico es determinar tres parámetros del yacimiento como son:

- Presión extrapolada ( $P^*$ )
- Permeabilidad de la formación ( $K$ )
- Daño de la formación ( $S$ )

En pozos que ya llevan cierto tiempo produciendo también podemos programar pruebas DST, diseñándolas con fines tan específicos como por ejemplo pruebas pre y post-frac; esto con el fin de verificar parámetros de yacimiento en el caso de la prueba pre-frac; y de evaluar el trabajo de fractura

en el caso del post-frac.

### **2.2.1. DST General (Ensayo de capas a pozo abierto)**

Este es un método práctico antes de la terminación del pozo. Utiliza los métodos de presión discutidos anteriormente. Incluye un periodo de producción corto (periodo inicial de flujo), un periodo de cierre corto (buildup inicial), un periodo de fluencia largo (segundo periodo de fluencia), y un tiempo de cierre largo (buildup final). Este método de doble cierre es el más común, de esta forma el DST se puede interpretar como un ensayo de drawdown más un ensayo de buildup en dos periodos de tiempo. Como se muestra en la figura # 4 apéndice A.

A : presión hidrostática en el fondo del pozo

B : fijación del packer y compresión del lodo

C : apertura de la herramienta. Flujo desde la formación (D-D)

D : cierre de la herramienta (buildup)

C1: segundo periodo de fluencia (drawdown)

D1: segundo periodo de cierre (buildup)

E : librado de packer. Retorno a la presión hidrostática

F : extracción de la herramienta.

Se obtiene:

$k$  = permeabilidad de la formación

$h$  = altura neta de producción

$S$  = factor de daño

Existen otros ensayos también aplicables a estos estudios, como por ejemplo, los de inyectividad, de interferencia, de pulsos, etc..

### **2.2.2. DST Pre fracturamiento**

El DST pre-frac se puede hacer usando el procedimiento general del DST, es decir, buscando verificar:  $P^*$ ,  $K$  y  $S$ .

$P^*$ , la presión actual de formación es un parámetro básico, pues podemos conocer el potencial real del pozo, para así diseñar el fracturamiento.  $K$ , la permeabilidad en DST es fundamental pues el candidato número 1 para fractura es un pozo con muy baja permeabilidad y más que este valor en sí, el factor que rige el trabajo de fractura es:  $(K \times H)$ , conocido como capacidad de flujo, pues siempre debemos tener presente el  $H$  donde vamos a trabajar.

Si, el daño a la formación, esta relacionado con  $P^*$  , así:

$$EF = \frac{P^* - P_{wf} - DP_{skin}}{P^* - P_{wf}} \quad (1)$$

$$DP_{skin} = m \times 0.87 \times S \quad (2)$$

donde:

$m$  = pendiente del gráfico semilog (Horner). (psi/ciclo)

$S$  = skin, o daño de formación.

$$m = \frac{162.4 \times Q_o \times U_o \times B_o}{K \times H} \quad (3)$$

donde:

$Q_o$  = Rata de Producción (BOPD)

$U_o$  = Viscosidad de petróleo (cp)

$B_o$  = Factor volumétrico ( STB/RB )

De hecho  $m$ , depende inversamente de  $K$ , lo que nos relaciona el daño a la formación con el valor de capacidad de flujo (  $K, H$  ), así:

$$D_{\text{pskin}} = \frac{S \times Q_o \times U_o}{2 \times K \times H} \quad (4)$$

Como se observa aumentando K,  $D_{\text{pskin}}$  disminuye lo que hace tender la relación (1) a un valor mayor, o más próximo a uno.

### 2.2.3. DST Post frac

El procedimiento operacional para esta prueba es un poco diferente, un ejemplo podría ser el siguiente:

1. Una vez hecha la fractura viene un período de limpieza donde se va midiendo la composición y el volumen de fluidos, para saber cuando termina la limpieza y cuando tenemos fluido de pozo. Dependiendo de la permeabilidad y productividad del pozo este período puede durar semanas e inclusive meses, (El mínimo recomendado es poner el pozo en producción durante 3 semanas).
2. Después de terminado el período de limpieza se debe cerrar el pozo mínimo por 24 horas para tener un buen punto de presión como arranque para un período largo de flujo.

3. Viene luego un período de flujo, mínimo 48 horas.
4. Para complementar el análisis es necesario hacer un cierre mínimo de 120 horas, para garantizar que tendremos condiciones estabilizadas de presión.

**Nota:** Es importante resaltar que los tiempos de prueba se pueden optimizar utilizando sistemas de lectura instantánea en superficie; no obstante todas estas pruebas se pueden simular, y predecir con un buen grado de exactitud los tiempos de prueba.

Si evaluamos la siguiente relación:

$$EF = \frac{7}{7 + S}$$

Asumiendo un S igual a 7, que es alto veremos donde está el efecto de la fractura, pues la fractura como tal es un trabajo de estimulación, lo que nos llevaría de un valor de Skin (+) a un valor (-) característico de flujo en fracturas.

Así, asumiendo el  $S = 7$

$$EF = \frac{7}{7 + 7} = 0.5$$

Si después de fracturar logramos por lo menos llevar el pozo a condiciones de  $S = 0$ .

$$EF = \frac{7}{7 + 0} = 1$$

Vemos que del DST post-frac, obtenemos:

$P^*$ ,  $S$  y  $K$  después del trabajo, nos dirán, que tan eficiente fue la fractura y nos permitirán conocer el nuevo estado actual de nuestro yacimiento.

#### 2.2.4. Régimen de flujo

Estos ensayos de presión estarán afectados por la forma o tiempo de flujo. Se pueden reconocer las siguientes formas de flujo.

**Flujo radial.-** El nivel produce a través de su porosidad natural. El flujo converge hacia el centro del pozo. Véase figura # 5 apéndice A.

**Flujo lineal.-** En pozos fracturados hidráulicamente, el flujo puede ser lineal tanto en la fractura como en la formación. Si la fractura tiene alta conductividad, el factor dominante del flujo total será el flujo desde la formación a la fractura, ya que la caída de presión en la fractura puede

ser despreciada. Véase figura # 6 apéndice A.

**Flujo bilineal.-** Si la fractura no tiene una conductividad tan alta, su efecto en el flujo debe ser considerado.

### **2.3. Efecto pelicular y almacenamiento**

#### **2.3.1. Efecto pelicular (“skin effect”):**

La zona de permeabilidad reducida alrededor del borde de pozo se llama “skin”(película). Esto se produce durante las prácticas de perforación y terminación de pozos, y las causas pueden ser:

- Invasión del fluido de perforación
- Dispersión de arcillas
- Presencia de revoque del lodo y de cemento
- Formación de emulsiones
- Alta saturación de gas
- Penetración parcial del pozo
- Perforación limitada
- Taponamiento de los punzados.



Por lo tanto, el efecto de la reducción de la permeabilidad (efecto “skin”) en las cercanías del pozo se considera como una caída de presión ( $\Delta p$ ) adicional, proporcional al caudal  $q$  como se muestra en la figura # 7 apéndice A.

El efecto skin es un medio muy útil para combinar los efectos de todas las alteraciones que se producen en la productividad de un pozo.

El efecto skin positivo indica una reducción de la permeabilidad (daño), y el efecto skin negativo indica un incremento de la producción (estimulación). El efecto skin puede obtenerse de ensayos de pressure drawdown (decrementos) y de pressure buildup (recuperación de presión o incrementos).

La permeabilidad determinada mediante los gráficos obtenidos de un ensayo de decrementos o de incrementos, es la permeabilidad natural de un reservorio sin los efectos de borde de pozo. En otros términos, se trata de la permeabilidad natural de la formación que no ha cambiado.

El espesor de la zona de daño se considera infinitesimal; por lo tanto, la caída de presión causada por el skin se asume que ocurre en la pared del borde de pozo, y que es una situación estable o constante.

El cambio de productividad causado por el skin se manifiesta por un cambio en la caída de presión para producir un pozo a un determinado caudal. La caída de presión total en el borde de pozo es la suma de la caída de presión en la formación requerida para producir el pozo y la caída de presión en el skin.

En unidades prácticas es:

$$\Delta p_{\text{skin}} = 141,2 \frac{Q_p}{K_h} S \quad ( - 5 < S < 8 ) \quad (1)$$

Donde S es el “factor skin”. Véase figura # 8 y 9 apéndice A.

Se puede considerar otro efecto llamado pseudo-skin atribuido a la existencia de fracturas, penetración parcial, turbulencia, a flujo multifásico, y fisuras interceptando el pozo.

Este skin difiere del anterior en que no se considera infinitesimal, sino que penetra la formación y produce una caída de presión transitoria que

sólo se estabiliza luego de cierto tiempo de producción.

### **2.3.2. Almacenamiento.**

Hasta aquí se ha considerado que el volumen de pozo es despreciable. Sin embargo, el volumen finito del pozo y del fluido que lo llena, afectan las presiones medidas. Por ejemplo, si el pozo es cerrado en superficie, el caudal de fluidos en la cara de la formación productora no se detiene inmediatamente. El fluido continúa entrando al pozo hasta que la presión ejercida por los fluidos almacenados sea suficientemente grande para detener el flujo. Este efecto se conoce como almacenamiento de pozo”.

Este almacenamiento se puede considerar como un postflujo o postproducción luego de cerrar el pozo en ensayos de incremento se puede apreciar en la figura # 10 apéndice A, o bien como una descarga o producción inicial del pozo cuando es abierto en un ensayo de decremento: Véase figura # 11 apéndice A, el pozo comienza a producir primero los fluidos comprimidos almacenados, y luego comienza el flujo de la formación. En estos ensayos, mientras la descarga del pozo disminuye con el tiempo, la producción aumenta. Es de notar que

cuando las válvulas para abrir y/o cerrar el flujo están a nivel de la formación en ensayo, este efecto de almacenamiento se minimiza. Sí puede notarse una modificación en el comportamiento del flujo inicial por efecto de existencia de daño en las cercanías del pozo, o por estar el pozo estimulado.

Se puede definir una constante de almacenamiento:

$$C = \frac{\Delta v}{\Delta p}$$

Donde se reflejan las variaciones del volumen de fluido con las variaciones de presión.

Se puede calcular con:

$$C = \frac{Q_o B_o \Delta t}{24 \Delta p} \quad (2)$$

Para el caso de un ensayo de incremento,  $\Delta t$  puede corresponder al tiempo de cierre y en el caso de ensayo de decrementos,  $\Delta t$  corresponde al tiempo de producción. En ambos casos la variación de presión  $\Delta p$  es la correspondiente a esos periodos.

Conocida esta constante, es posible estimar el tiempo al cual los efectos

de almacenamiento son despreciables.

$$t = \frac{602,9 C (60 + 3,5 S)}{(K h/\mu)} \quad (3)$$

con t en horas

c en pie<sup>3</sup>/psi

K en md

H en pies

μ en cp

A este tiempo se supone que comienza la recta semilogarítmica usada en los métodos convencionales de análisis (Horner y Miller - Dyes - Hutchinson).

Este dato es muy útil para diseñar ensayos de presión para saber cuánto tiempo debe estar un pozo cerrado (en ensayos de decrementos de presión) antes de iniciarse la parte no afectada por el almacenamiento.

El daño en el borde del pozo y el efecto del almacenamiento afectan notablemente los valores de presión registrados. Los cálculos realizados con estos valores también estarán afectados por esos fenómenos.

Estos efectos son notables sobre todo a comienzos del ensayo. A medida que pasa el tiempo, el comportamiento del pozo se estabiliza (porque la investigación es más profunda, donde están las condiciones naturales de la formación).

Estas consideraciones deberán tenerse en cuenta en el momento de evaluar los datos recogidos (selección del método de análisis).

## 2.4. ECUACIONES DE CALCULO

### 2.4.1. Ecuaciones para un ensayo de decrementos.

Luego de ciertas derivaciones, podemos escribir:

$$p_{wf} = p_i - 162,6 \frac{qB\mu}{Kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu c rw^2} \right) - 3,23 + 0,87 S \right] \quad (4)$$

La Ec. (4) es la ecuación de presión de fluencia en un ensayo de drawdown, y describe la correlación entre  $P_{wf}$  y el  $\log t$ .

Para el análisis del ensayo de decrementos se requieren dos gráficos: un gráfico log - log de [ (pi - Pwf) vs. t ], como se ve en la figura # 12 apéndice A, de donde se pueden obtener K y S, según las Ec. (7) y (8).

La pendiente obtenida del gráfico semilogarítmico es:

$$m = -162,6 \frac{qB\mu}{Kh} \quad (5)$$

La intersección de la recta en  $\log t = 0$ , que ocurre para  $t = 1$ , también puede obtenerse de la Ec. (4):

$$P_{lhr} = p_i + m \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87 S \right] \quad (6)$$

La permeabilidad natural de la formación puede estimarse de la Ec. (5):

$$K = 162,6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (7)$$

Resolviendo la Ec. (6) para S, obtenemos: Véase figura # 13 apéndice A.

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_{lhr} - p_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (8)$$

### 2.4.2. Ecuaciones para un ensayo de incrementos.

La evaluación del factor skin a partir de un ensayo de buildup involucra una comparación entre las condiciones de flujo real y el comportamiento de la presión pronosticado para un pozo real. Durante el flujo y por un periodo corto de tiempo luego del cierre, la presión del pozo refleja la caída de presión adicional debida al skin. Este efecto desaparece luego de un periodo y el buildup se comporta de acuerdo a las características de un reservorio y no demuestra efecto debido al skin. Véase figura # 14 apéndice A.

Para cualquier situación de ensayo de buildup, la presión de cierre de fondo de pozo debe expresarse utilizando el principio de superposición para un pozo produciendo a un caudal  $q$  durante un tiempo  $t_p$ , y a  $q = 0$  posteriormente. a cualquier tiempo de cierre:

$$P_{ws} = P_i - 141,2 \frac{qB\mu}{Kh} \{ P_D ([ t_p + \Delta t_D ]) - P_D ( \Delta t_D ) \} \quad (9)$$

donde  $P_D$  es la función presión adimensional, y



$$t_D = \frac{0,0002637 Kt}{\phi \mu c r_w^2} \quad (10)$$

durante un periodo de tiempo infinito, luego del cierre, en que los efectos de almacenaje de borde de pozo han disminuido,  $p_d$  puede ser reemplazado por:

$$PD = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0,81) \quad (11)$$

La Ec. (11) se aplica cuanto  $t_D > 100$ . Utilizando las Ec. (10) y (11), podemos escribir la Ec. (9) de la siguiente forma

$$P_{ws} = p_i - 162,6 \frac{qB\mu}{Kh} \log \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (12)$$

Donde  $p_{ws}$  es la presión de cierre ideal a un tiempo de cierre  $\Delta t$ , sin efecto skin.

La Ec. (12) describe una línea recta con una intersección  $p_i$  y una pendiente  $m$ , donde:

$$m = 162,6 \frac{qB\mu}{Kh} \quad (13)$$

La Ec. (12) indica que un gráfico de presión de cierre de fondo de pozo,

pws, vs.  $\log [(tp + \Delta t)/ \Delta t]$  posee una porción de línea recta con una pendiente  $m$  y puede utilizarse para estimar la permeabilidad del reservorio:

$$K = 162,6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (14)$$

Horner propone esta forma de estimar la permeabilidad, y por lo tanto el gráfico mostrado en la figura # 14 apéndice A es comúnmente llamado “gráfico de Horner”.

Como se ha indicado con Ec. (12), la porción de línea recta de un gráfico de Horner puede extrapolarse a un valor de  $(tp + \Delta t)/ \Delta t = 1$ ,  $\{\log [(tp + \Delta t)/ \Delta t] = 0\}$  el tiempo de cierre infinito equivalente, para obtener y estimar  $p_i$ . Este es un medio adecuado para estimar  $p_i$  en un corto periodo de producción. Sin embargo, el valor de presión extrapolado es muy útil para estimar la presión promedio del reservorio.

Una consecuencia de utilizar el principio de superposición es que el factor skin,  $S$  no aparece en la ecuación general de un ensayo de presión de buildup, Ec (12). Esto muestra que la pendiente obtenida del gráfico de Horner no está afectada por el factor skin. Sin embargo, el factor skin sí afecta el perfil de los datos de presión. En efecto, a un tiempo

temprano, la desviación de la línea recta puede ser ocasionada por el factor skin como por los efectos de almacenaje de borde de pozo. La desviación puede ser significativa para altos valores negativos de  $S$ , que es el caso de pozos fracturados hidráulicamente. En todos los casos, el factor skin afectará la presión de fluencia antes del cierre, por lo tanto el skin puede ser estimado a partir de los datos de presión de buildup más la presión de fluencia inmediatamente antes del ensayo de buildup:

$$S = 1,151 \left[ \frac{p_{lhr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (15)$$

Cuando se utilice esta ecuación se deben tomar ciertas precauciones. Como se observa, se basa en la suposición de que  $\Delta t \ll t$ , lo cual generalmente es cierto para los pozos productivos, pero puede que no sea valedero para los ensayos iniciales en pozos nuevos o para los ensayos de DST, en los cuales el tiempo de cierre a menudo excede el tiempo de flujo. Además, es de notar que la  $p_{lhr}$  es la presión de cierre luego de 1 hora para un pozo ideal influenciado solamente por el comportamiento del reservorio sin efecto skin. Por lo tanto, la presión real de cierre no se utiliza. La presión a 1 hora debe leerse a partir del gráfico en la línea recta extrapolada a 1 hora. Véase figura # 15 apéndice A.

En algunos casos el efecto skin no se notará en menos de 1 hora: en estos casos las presiones ideales y reales son iguales luego de una hora de cierre. También es de notar que para los análisis de ensayos, en diferentes tipos, la pendiente  $m$  algunas veces es positiva ( $+m$ ), y algunas veces es negativa ( $-m$ ). Adicionalmente,  $m$  algunas veces incluye un signo menos. (Comparando las Ec. (5) para drawdown y la Ec. (13) para buildup.) Esto causa cierta confusión. La confusión puede evitarse si se considera que:

1. La permeabilidad siempre es positiva; por lo tanto, el signo de  $m$  puede determinarse con la Ec. (13).
2. El primer término entre corchetes de la Ec. (15),  $p_{lhr} - p_{wf}(\Delta t = 0) / m$ , generalmente es positivo (la excepción son pozos fracturados hidráulicamente, que  $S \ll 0$ ).
3. Los caudales de producción son positivos y los caudales de inyección son negativos.

No habrá problema con las ecuaciones de análisis si la definición correcta de  $m$  y su relación con la pendiente del gráfico de datos se utiliza con los signos correctos en dichas ecuaciones.

El factor skin determinado por las ecuaciones anteriores es el factor skin total de todos los factores que afectan el comportamiento del pozo.

Existen otros dos factores basados en el factor skin, que ayudan a estos análisis: La eficiencia de flujo (EF) y el radio efectivo de pozo ( $r'$ ).

### 2.4.3. Eficiencia de flujo.

La eficiencia de flujo es la relación entre el caudal de flujo real y el caudal de flujo en que un pozo ideal tendría la misma caída de presión total.

$$\text{E.F.} = \frac{I_{\text{real}}}{I_{\text{ideal}}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}} \quad (16)$$

La relación de daño y el factor de daño también son indicadores relativos de las condiciones de borde de pozo. La inversa de la eficiencia de flujo es la relación de daño:

$$\frac{I_{\text{ideal}}}{I_{\text{real}}} = \frac{\bar{p} - p_{wf}}{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s} \quad (17)$$

Sustrayendo la E.F. de 1 se obtiene el factor de daño.

$$\text{Factor de Daño} = 1 - \frac{I_{\text{real}}}{I_{\text{ideal}}} = \frac{\Delta p_s}{p - p_{wf}} \quad (18)$$

#### 2.4.4. Radio efectivo de pozo.

El radio efectivo de pozo es el radio de un pozo ideal con la misma productividad de un pozo real. el radio  $r_s$  de la zona skin alrededor del borde de pozo y la permeabilidad  $K_s$  en esa zona están relacionadas con el factor skin,  $S$ , por:

$$S = \left[ \frac{K}{K_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (19)$$

Si la permeabilidad en la zona skin,  $K_s$ , es menor que en el resto de la formación,  $S$  será positiva. Si las permeabilidades son iguales  $K = K_s$ , entonces  $S = 0$ .

Finalmente si la  $K_a$  es mayor que  $K$ , tal como ocurre en una fractura o en una estimulación ácida,  $S$  será negativa. Pozos fracturados

hidráulicamente muestran valores de S en un rango entre -3 y -5.

Nótese que aunque se conozca K, S y rw, tanto el rs y el Ks no pueden ser determinados de la ecuación 19. Una forma para superar esta dificultad es utilizando el "radio efectivo de borde de pozo", r'w . Este radio hace la caída de presión calculada en un reservorio ideal igual a la de un reservorio real con skin..

$$\ln \frac{r_e}{r'w} = \ln \frac{r_e}{rw} + S$$

o bien,

$$r'w = rwe^{-S}$$

Si es positivo, r'w es menor que rw. Si S es negativo, r'w.

Por ejemplo:

a) S = -3 y

b) S = -5

y rw = 3" ( 0,25 FT

Será: a) r'w = 5 ft

$$b) r'w = 37 \text{ ft}$$

Pratts ha utilizado el radio efectivo de borde de pozo para evaluar un tratamiento de fractura, haciendo notar que el radio efectivo de borde de pozo es aproximadamente la mitad de la longitud de una fractura vertical medida desde el borde de pozo. Ramey ha ampliado este concepto haciendo notar que el radio efectivo de borde de pozo obtenido de un ensayo de pozo es mucho menor que el valor obtenido por Pratts. Ramey sostiene que la diferencia indica la conductividad limitada de la fractura.

#### **2.4.5. Curvas tipo.**

Para presentar los métodos de análisis de presión se desarrollaron algunos métodos clásicos, pero se han desarrollado otras técnicas y procedimientos de amplia aplicación. Hay dos grupos de técnicas: (1) los gráficos especializados (como los ya presentados) y (2) las de ajuste por curvas tipo.

En la primera se trata de ajustar los datos de comportamiento del pozo a una recta, cuya pendiente se utiliza para determinar las propiedades de la



formación entre las técnicas de esta clase están las presentadas por Horner, Miller-Dyes - Hutchinson, por Cinco-Samaniego y por Clark. La segunda fue propuesta inicialmente por Ramey para el análisis de datos antes de lograr la línea semilogarítmica, o sea, antes de que desaparezcan los efectos del almacenamiento y del daño, lo cual ocurre poco después del inicio del ensayo. Se trata de ajustar los datos de presión a una curva tipo que corresponde a un pozo con característica específicas cuyo comportamiento ha sido simulado previamente por un modelo matemático.

Las técnicas convencionales son más confiables que las de ajuste de curvas tipo, porque se obtienen soluciones únicas; sin embargo, la combinación de ambas técnicas es muy útil.

Las curvas tipo se utilizan para identificar los tipos de flujo o bien el inicio de la línea semilogarítmica. También se pueden usar para estimaciones de propiedades cerca del pozo o para comparar los valores calculados con las técnicas convencionales.

Los métodos que han dado mejores resultados y que son los más usados, son el de Horner, semilogarítmico, de García-Raghavam, y de

Gringarten para pozos no fracturados y los métodos de Cinco-Samaniego y de Gringarten para pozos con una fractura vertical.

#### **2.4.6. Técnica de ajuste de curvas tipo.**

1. Seleccionar las curvas tipo (modelo matemático) cuyas características se aproximen al pozo en estudio.
2. Superponerle papel transparente.
3. Sobre el papel transparente trazar los ejes y los ciclos logarítmicos.
4. Marcar los ejes poniendo en abscisas el tiempo de ensayo y en ordenadas las variaciones de presión.
5. Sobre la grilla calcada en el papel transparente, graficar los datos del ensayo.
6. Colocar el papel transparente sobre las curvas tipo y deslizarlo vertical y/u horizontalmente (cuidando que los ejes se mantengan paralelos) hasta que la curva graficada con los datos se superponga satisfactoriamente con una de las curvas tipo.
7. Copiar o calcar la curva tipo sobre el papel transparente.
8. Seleccionar un punto de ajuste y anotar las coordenadas que corresponden al punto en la curva tipo y al punto en la curva trazada con los datos reales.

9. Con estas coordenadas resolver las ecuaciones correspondientes.

Las curvas tipo t tienen en ordenadas alguna forma de tiempo adimensional, y en abcisas alguna expresión de presión adimensional. Con las cuatro coordenadas del punto seleccionado (dos por los datos reales y dos por la curva tipo) es posible reacomodar alguna de las variables adimensionales y calcular parámetros desconocidos, como: permeabilidad, radio efectivo del pozo, longitud de fractura, factor de daño, instante o tiempo, en que comienza la línea semilogarítmica, etc.

***CAPITULO III***

***FLUIDOS DE***

***FRACTURAMIENTO***

### **III. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO**

#### **3.1. Selección del fluido**

La selección de un fluido de fracturamiento dependerá de la formación en particular que se va a tratar. Se deberá considerar entre otros los siguientes factores:

1. Compatibilidad - roca.
2. Compatibilidad fluido del tratamiento - fluido de formación.
3. Pérdidas de filtrado.
4. Propiedades friccionales con la tubería.
5. Capacidad de transporte de apuntalante - viscosidad.

##### **3.1.1. Propiedades de la formación.**

El fluido de fracturamiento usado en una formación particular deberá ser compatible con la formación y los fluidos de formación. Esta es una consideración muy importante cuando se contempla un tratamiento de fracturamiento.

La solubilidad de la roca en el fluido de fracturamiento debe ser considerada. La solubilidad de la roca en el fluido de fracturamiento puede tender a ayudar o impedir el resultado final; esto depende de un alto grado de constituyentes en la roca que son solubles en el fluido. Si, por ejemplo, el principal material en una roca es calcáreo y se utiliza ácido como base de fluido de fracturamiento, la formación puede desintegrarse bajo las presiones aplicadas después del tratamiento.

Si la formación permanece competente después del tratamiento, todavía existe el problema de liberación de finos en la matriz y fractura que pueden causar taponamiento. Esto puede ser severo si las partículas de finos pueden ser granos muy pequeños de arena, anhidrita, arcillas u otros materiales que han sido liberados. Un análisis de rayos X en una muestra de corazón de la formación determinará si estos materiales están presentes y, si es así, una prueba de inmersión colocando partes de corazón en varias soluciones de ácido permitirán detectar visualmente de cualquier fino liberado.

Ambas pruebas pueden ser necesarias ya que la anhidrita por ejemplo, si se presentan en cantidades suficientes, se disolverá en el ácido activo

pero será precipitando cuando el ácido sea gastado.

El contenido de sal de una formación puede ser importante cuando se fractura con agua porque la sal se puede disolver, aumentando la permeabilidad de la formación efectiva. La sal puede depositar cerca del pozo si se producen cantidades considerables de salmuera con la producción de petróleo o gas. Este depósito puede causar un declinamiento gradual en producciones de largos períodos de tiempo. Generalmente, un pequeño volumen de agua dulce puede remover suficiente sal para mejorar la producción. La cantidad y efecto de sal en la formación de corazones también puede ser analizada durante pruebas de inmersión y rayos X.

La parafina en el fluido producido puede ser la causa de un declinamiento rápido en la productividad. Se debe realizar pruebas para determinar una posible incompatibilidad entre el crudo de formación y el crudo o fluido de fracturamiento. Estas pruebas se llevan a cabo mezclando volúmenes iguales de los fluidos de fracturamiento y de formación. La mezcla se coloca en una centrífuga y la cantidad resultante de parafina y otros residuos se determina. La experiencia muestra que más de 3 a 5% de estos materiales pueden ser

perjudiciales. Otro punto que debe considerarse es si el contenido de parafinas es crítico, el fluido de tratamiento podrá causar un enfriamiento en la formación por debajo del punto de nube ocasionando taponamiento por precipitación de parafinas.

De mayor importancia en la selección del fluido de fracturamiento es el tipo y contenido de arcillas de la formación. Hay algunas arcillas que presentan daño por hinchamiento, otras por migración y otras por una combinación de estos dos mecanismos. Las arcillas que se clasifican como sensibles al agua son la kaolinita, la illita, la montmorillonita y mezclas de estas.

Otras arcillas como la clorita tienden a migrar a través de la formación ocasionando daño.

### **3.1.2. Propiedades friccionales del Fluido.**

Al seleccionar el fluido de fracturamiento es igualmente importante conocer las pérdidas por fricción principalmente en la tubería de tratamiento que va a presentar el fluido. Estas pérdidas dependen del tipo de fluido, del diámetro interno de la tubería principalmente si las pérdidas por fricción son muy altas la presión en cabeza y por lo tanto



el caballaje requerido será excesivo, lo cual impedirá la realización del trabajo.

Se puede obtener alguna reducción en las pérdidas por fricción mediante la adición de productos químicos. En todos los casos, se deberá hacer un balance de presiones conociendo las limitantes mecánicas del pozo para determinar la factibilidad del trabajo. Esto llevará a la conclusión de que no siempre el fluido más barato es el mejor.

### **3.1.3. Pérdidas de Filtrado.**

Básicamente el fluido de fracturamiento tiene tres funciones principales:

1. Iniciar la fractura
2. Extender la fractura (crear geometría de fractura)
3. Transportar el apuntalante a través de la tubería, perforaciones y fractura creada.

Si la permeabilidad de la formación es lo suficientemente alta (del

orden de 1 md) para evitar que se logren los propósitos 2 y 3, se deberá agregar al fluido de fracturamiento un aditivo normalmente sólido en suspensión que permitirá disminuir las pérdidas de filtrado e incrementar el área y ancho de la fractura expuesta.

El tipo y concentración de aditivo de control de pérdida deberá ser cuidadosamente seleccionado, teniendo en cuenta las características de la roca y el tipo de fluidos producidos por la formación. Se deberá realizar pruebas de laboratorio para determinar compatibilidad y calcular los parámetros de pérdida de filtrado.

#### **3.1.4. Otras características del fluido.**

Otras propiedades deberán ser consideradas. De mayor importancia es la viscosidad del fluido de fracturamiento la cual va relacionada directamente con la capacidad de transportar el apuntalante efectivamente y la habilidad para generar el ancho de fractura suficiente que permita acomodar el apuntalante a la concentración deseada. Estas propiedades deberán ser verificadas en el laboratorio con las condiciones principalmente temperatura de fondo de pozo.

Se desea también que una vez logrado el objetivo de colocar el apuntalante uniformemente distribuido en la fractura, el gel rompa retornando a su viscosidad inicial, permitiendo que la gran parte del fluido invasor sea recuperado en superficie.

El potencial de daño que pueda causar un fluido de fracturamiento y sus aditivos, debe ser considerado. Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reacomodamiento de las partículas de formación o de las partículas en el fluido. Existen dos posibles áreas de daño en una operación de fracturamiento. Primero, la posibilidad de dañar la matriz de la formación impidiendo su habilidad para transmitir fluido a la fractura; y segundo, el posible daño que se le puede causar a la fractura misma, disminuyendo su capacidad de flujo.

### **3.2. Tipos de fluido de fracturamiento**

Los geles para fracturamiento hidráulico son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido con las propiedades

deseadas, tal como se especificó en la sección “Selección del fluido de fracturamiento”.

Existen fluidos de fracturamiento base agua, aceite, ácido, alcohol y combinaciones fluido-gas (con Nitrógeno y CO<sub>2</sub>) para formar los geles de dos fases. También se pueden preparar emulsiones (60-70% aceite + 30 - 40% agua gelificada) mediante el uso de surfactantes apropiados. Los sistemas más usados son los geles base agua y base aceite; por tal razón, se considerarán solamente estos fluidos de fracturamiento.

### **3.2.1. Geles base agua.**

Se preparan a partir de agua dulce, filtrada @ 2 micrones y con bajo contenido de iones en solución. Entre los aditivos principales tenemos:

Cloruro de potasio.- Usado normalmente al 2% por peso de agua.

Inhibe el hinchamiento de arcillas.

Bactericidas.- Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias

anaeróbicas en la formación. Observamos a continuación las propiedades de dos de los bactericidas más usados:

Aditivos de control de PH.- Se utiliza para ajustar y controlar el PH del fluido base para lograr la gelificación completa y controlar el tiempo y eficacia del activador (cross-linker). Se da a continuación algunos de estos aditivos así como su rango de PH y sistema de fluido para el cual se utiliza, aditivos para control de PH:

- Control de gelificación
- Control de X - Linking
- Compatibilidad con la formación
- Estabilidad del gel
- Solución Buffer: Evitar cambios del PH - desestabilizan gel

Gelificante.- Aditivos para dar viscosidad (gelificar) el fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales, las cuales producen el efecto de viscosidad.

Activadores.- (cross-linkers) Producen unos enlaces por ion metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el

rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador es estable.

Surfactantes.- Todo fluido base agua bombeado con la formación deberá incorporar el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento, una vez culminado el trabajo y roto el gel.

Rompedores.- Permiten, una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en este caso). Esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento y colocar el pozo a producción.

Controladores de pérdida del Filtrado.- Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y largo principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la

formación.

Este aditivo y su concentración deberá ser cuidadosamente seleccionado basándose en las propiedades de la formación (K, tipo de fluido, temperatura) y su interacción con el gel que contenga este aditivo (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).

La eficiencia de fluido y volumen de colchón (gel viscoso sin arena) requerido dependerá de la selección adecuada de este aditivo.

Los parámetros que afectan la eficiencia del fluido son la viscosidad del fluido de tratamiento, compresibilidad del fluido de formación, combinación de los anteriores. Una vez formada la “torta” de aditivo de control de filtrado sobre la cara de la fractura, este será el factor gobernante para controlar la eficiencia de fluido.

La eficiencia de fluido  $\eta =$

$$\eta = \frac{\text{Volumen en la fractura}}{\text{Volumen inyectado}} = \frac{\text{Vol. inyectado} - \text{Vol filtrado}}{\text{Volumen inyectado}}$$

La efectividad del aditivo para controlar filtrado es función de la permeabilidad, del tipo, tamaño de partículas y concentración del

aditivo

Reductores de Fricción.- De gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de los máximos limitantes por las condiciones mecánicas del pozo. De no ofrecer bajas propiedades friccionales el fluido de fracturamiento, se requeriría de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación.

Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son colateralmente excelentes reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Otros aditivos.- Normalmente en el pre-colchón se utilizan aditivos como estabilizadores de arcillas y controladores de hierro.

Divergentes.- De tipo químico o mecánico para ayudar a diversificar el tratamiento a los largo de todo el intervalo productor. Se diseña el tratamiento por etapas, separando cada una de estas etapas con estos divergentes. Se entiende que en este caso cada etapa constará de:



1. Volumen de pre-colchón
2. Volumen de colchón
3. Volúmenes con apuntalante a concentraciones crecientes

Se recomienda acudir a divergentes cuando el intervalo a tratar es muy grande y no es permisible una tasa de bombeo muy alta.

Alternativamente, para intervalos productores de gran longitud se puede recurrir a otras técnicas como:

1. Aislamiento selectivo por empaques
2. técnica de “Entrada Limitada”

Aditivos para consolidación del apuntalante.- Utilizados normalmente cuando las presiones de cierre son bajas y se detecta producción de apuntalante (arena) post frac.

Se agrega con la ultima etapa de arena (minimo 8000 – 10000 lbs) una serie de aditivos que ejerceran un ligamento grano a grano para consolidar la arena de fracturamiento.

Pruebas de laboratorio han demostrado que el utilizar estos aditivos de

consolidación se obtienen fracturas de mayor conductividad aún bajo altos esfuerzos de cierre.

### **3.2.2. Geles base aceite.**

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto (del orden del 20% o mayor) o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio (pruebas de inmersión) comprobaron una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua.

Se deberá tener en cuenta que los geles base agua ofrecen varias ventajas sobre los geles base aceite, por lo tanto estos últimos se recomiendan solo cuando se comprueba incompatibilidades de los primeros con la formación.

Entre otras ventajas de los geles base agua sobre los geles base aceite podemos mencionar:

1. Mejor capacidad de transporte (viscosidad)
2. Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje

requerido

3. Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base
4. Mayor seguridad (fluido no-inflamable)
5. Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrante)
6. Permiten ser mezclados en forma continua “al vuelo”, utilizado solo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

### **3.3. Apuntalantes y conductividad de fractura**

#### **3.3.1. Apuntalantes.-**

Uno de los factores predominantes que influirán en el resultado del fracturamiento hidráulico es la selección del apuntalante (agente de sostén) adecuado.

Su función es la de mantener un canal altamente conductivo para aumentar el índice de productividad del pozo.

La necesidad del apuntalante en la fractura ha sido verificada por numerosos tratamientos; una producción mayor y estable donde se

utilizan los apuntalantes han llevado a la conclusión de que sin ellos la fractura inducida se cierra resultando en una capacidad de flujo muy pobre o nula.

Para medir la presión de cierre se recomienda realizar una prueba in-situ tal como se indicó anteriormente (pump in/fall off o pump-in/flow back).

Para tener un estimado de este valor podemos utilizar:

$$\mathbf{P. \ de \ cierre = BHTP - BHFP}$$

Debemos de tener en cuenta que si el valor de presión de cierre calculada esta muy cercano al limitante de resistencia máxima (por trituramiento) del apuntalante escogido, se deberá quizás seleccionar otro apuntalante de mayor resistencia.

De otra forma, se ha observado que al ir declinando la presión de fondo fluyente (BHFP) la fractura va perdiendo capacidad de flujo rápidamente por trituramiento parcial y/o incrustamiento del apuntalante en la cara de la fractura.

En general, los apuntalantes más utilizados hoy en día en la industria, se pueden clasificar de acuerdo con la resistencia (presión de cierre) máxima (teórica) que podrían soportar:

| <u>Apuntalante</u>                | <u>Presión de cierre, psi</u> |
|-----------------------------------|-------------------------------|
| Arena                             | < 5000                        |
| Arena recubierta (resina)         | 4000 - 8000                   |
| Intermedio (Materiales cerámicos) | 5000 - 12000                  |
| Bauxita sinterizada               | 10000 - 15000                 |

Si la presión de cierre supera el rango de resistencia máxima del apuntalante, éste triturará resultando en una pérdida total de la conductividad de la fractura.

### **3.3.2. Conductividad de fractura.-**

La capacidad de la fractura para transportar el fluido del yacimiento al pozo se llama “capacidad de flujo de fractura” (o también conductividad de fractura) y se expresa generalmente como el producto de la permeabilidad de la fractura x el ancho medio de la fractura.

$$FF.C = K_x \bar{W}, \quad [ \text{md} - \text{ft} ]$$

Distribución del Apuntalante.- De acuerdo con la concentración volumétrica a la cual se bombea el apuntalante (lbs/gal, de gel), y dependiendo de la geometría de fractura creada, se obtendrá una distribución en la fractura que puede ser de tipo:

Monocapa parcial

Monocapa total

Multicapa

La tendencia en la actualidad es obtener altas concentraciones en la fractura (lbs/Area de cara de fractura) para lograr distribuciones tipo Multicapa las cuales ofrecen mejores conductividades y mayor capacidad de soportar migración de finos y otro potencial de daño post-frac.

Condiciones no deseables.- Mencionamos y a que se debe seleccionar el apuntalante lo suficientemente resistente a la presión de cierre, a la cual va a estar sometido. Similarmente, se debe

evaluar la tendencia del apuntalante a incrustarse en las paredes de la fractura, lo cual indudablemente, reducirá la conductividad de la misma.

Transporte del Apuntalante.- Algunas conclusiones útiles obtenidas por Daneshy referentes al transporte de arena en la fractura son:

1. Con fluidos de baja viscosidad (10-20 cps):
  - El apuntalante se decantará al fondo de la fractura tal como se comprobó con investigaciones anteriores.
  - La cama de arena puede ser irregular cuando se utilizan apuntalantes de diferente tamaño durante el tratamiento.
2. Con fluidos de mediana viscosidad (50 - 200 cps):
  - Buen transporte, pero no perfecto
  - Las camas de arena pueden ser irregulares
  - Estos fluidos pueden transportar arena malla 20-40 (ó menor) por grandes distancias.
  - Arena de malla mayor a 20-40 se decantarán más rápidamente.
3. Fluidos de alta viscosidad (>300 cps):
  - Estos fluidos acarrear cualquier tamaño de apuntalante con un mínimo de asentamiento.

- La fractura resultante será muy uniforme.
- Toda la altura sometida al tratamiento será efectivamente sustentada.

Factores que afectan la velocidad de asentamiento de la arena:

- Viscosidad del fluido
- Relación de gravedades específicas del fluido apuntalante
- Diámetro del apuntalante: A mayor diámetro (tamaño) más rápidamente cae el grano.
- Concentración del apuntalante: La mayor concentración hace más tortuosa la caída del apuntalante por lo tanto disminuye la velocidad de asentamiento.



***CAPITULO IV***

***MECANICA DE ROCAS***

## **IV. MECÁNICA DE ROCAS.**

**Propiedades de las rocas.-** La presión necesaria para fracturar está relacionada al estado de tensiones en la formación, analizaremos cómo influyen los parámetros elásticos en la forma y orientación de la fractura.

### **4.1. Materiales elásticos y plásticos.**

Cuando se someten a algún esfuerzo, los materiales se deforman. Si al retirar el esfuerzo deformante, el material recupera su forma original, se dice que es un material elástico. Si al quitar el esfuerzo deformante el material no recupera su forma original, se dice que es un material plástico.

En general, podemos decir que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos (aunque en algunos casos particulares no es totalmente cierto). Consideramos válido aplicar algunos conceptos de teoría de la elasticidad.

En principio analizaremos el comportamiento de un material elástico sometido a esfuerzo.

Deformación elástica: Supongamos que tenemos un cubo de material elástico y lo sometemos a compresión (Ver figura # 16 apéndice A), con una fuerza  $F$ . Para independizar el efecto de la fuerza  $F$  de las variables geométricas, haremos que esa fuerza se reparta en el área de la sección transversal del cubo. Tenemos ahora el concepto de tensión aplicada (con unidades de presión  $\text{lbs/pulg}^2$  ó  $\text{kg/cm}^2$ ).

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{a^2}$$

En este ejemplo, la fuerza  $F$  es compresional pero puede aplicarse una  $F$  de tracción. El concepto de tensión aplicada  $\sigma$  no cambia, pero para identificar los sentidos se ha acordado que las tensiones de compresión sean positivas ( $+\sigma$ ) y las tensiones de tracción, negativas ( $-\sigma$ ). La aplicación de la fuerza  $F$  en compresión produce acortamiento del cubo, como se muestra en la figura # 17 apéndice A.

El acortamiento producido es  $\Delta l$  y lo podemos relacionar a lo largo a dimensión original, esta relación es la deformación unitaria ( $\text{pulg/pulg}$  ó  $\text{cm/cm}$  ó adimensional)

$$\epsilon z = \frac{\Delta l}{l}$$

Ya que la tensión aplicada y la deformación unitaria están relacionadas entre sí, podemos analizar esa relación en forma gráfica. Los datos experimentales producen diagramas de tensión-deformación como los de la figura # 18 apéndice A

Aquí vemos que cuando aplicamos tensión  $\sigma$ , el material se deforma  $\epsilon$ , inicialmente en forma proporcional (segmento OP) y luego (a mayores valores de  $\sigma$ ) se produce la rotura (punto R). Para la porción recta OP, se establece la relación.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon z}, \text{ llamada también ley de Hooke.}$$

**E** es el modulo elástico, de elasticidad o de Young, y tiene las unidades de  $\sigma$ . Este módulo nos indica cuánto se deforma un material cuando le aplicamos cierto esfuerzo Véase figura # 19 apéndice A.

Esta ecuación puede tomar otras formas:

$$\sigma = E \times \epsilon$$

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E}$$

Valores típicos de **E**:

- Acero =  $30 \times 10^6$  psi
- Cierta arenisca =  $5 \times 10^6$  psi
- Cierta caliza =  $7 \times 10^6$  psi

Deformaciones transversales: El acortamiento longitudinal tiene a dilatar o expandir el cubo. Véase figura # 20 apéndice A.

Aquí tenemos una deformación transversal  $\Delta a$  que relacionada al ancho del cubo, es

$$\epsilon_y = \frac{\Delta a}{a}$$

La deformación transversal unitaria son proporcionales según la siguiente relación adimensional.

$$\nu = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_z}$$

Esta proporcionalidad es el módulo de Poisson y nos indica cuánta deformación transversal provoca cierta deformación axial.

Valores típico de  $\nu$  :

Metales: 0,25-0,35                      Areniscas y calizas: 0,15-0,27

Esquistos: 0,01-0,15                      Arenas inconsolidadas, 0,28-0,45

El módulo de Poisson permite generalizar la ley de Hooke. Un elemento de material está sometido a tres tensiones normales perpendiculares entre sí,  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$ ,  $\sigma_z$ , acompañadas de tres deformaciones  $\epsilon_x$ ,  $\epsilon_y$ ,  $\epsilon_z$ , respectivamente. Suponiendo las componentes de la deformación originada por la expansión lateral debida al efecto de Poisson a las deformaciones directas, obtenemos el enunciado general de la ley de Hooke.

$$\epsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu (\sigma_y + \sigma_z)]$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu (\sigma_x + \sigma_z)]$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu (\sigma_x + \sigma_y)]$$

#### 4.2. Tensiones en el subsuelo.

En su origen, las rocas sedimentarias presentes en una cuenca se fueron depositando en distintas épocas, sucesivamente. Reduciendo el estudio al caso de la areniscas, la secuencia de formación de las mismas es como sigue:

- 1.- Deposición y acumulación de granos en un ambiente casi siempre relacionado con agua.
- 2.- Enterramiento por deposición de nuevo material encima.
- 3.- Cementación de granos con material más fino depositado simultáneamente o precipitado de soluciones salinas.

En estas condiciones la arena disgregada se transformó en arenisca sólida.

En nuestro estudio, a este material le atribuimos ciertas propiedades:

- **Fragilidad:** Es decir que, sometida a esfuerzos, pequeñas deformaciones producen la fractura o rotura del material.
- **Elasticidad:** La roca responde aproximadamente a un módulo de Young.
- **Isotropía:** Es decir, que las propiedades son y se transmiten uniformemente en todas las direcciones.
- **Porosidad:** La roca es porosa y permeable, y contiene un fluido a una cierta presión.

A medida que pasa el tiempo, aumenta el enterramiento y se producen movimientos de descenso de los estratos. Este descenso hace que los niveles inferiores se compacten por el peso que tienen encima. Este peso se puede considerar transmitido como una presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se autoporte.

En definitiva, la situación sería la de la figura # 21 apéndice A.

Conociendo la densidad aparente de los estratos suprayacentes, se puede calcular la carga o presión litostática. En la densidad aparente de las rocas se considera el peso de la parte sólida y el peso de la parte fluida que ocupa los poros. El peso de los sedimentos se puede llamar sobrecarga o en la versión inglesa, “overburden” (Pob).



Su valor es :

$$\mathbf{Pob} = [ (1 - \phi) \rho_R + \rho_F ] \times D$$

También es:

$$\mathbf{Pob} = \mathbf{SV} \text{ (Sobrecarga Vertical)}$$

**SV = Pob = Presión de la sobrecarga u overburden**

**$\phi$  = Porosidad**

**$\rho_R$  = Densidad de la roca seca (promedio)**

**$\rho_F$  = Densidad de los fluidos contenidos**

**D = Profundidad**

Para una situación típica donde:

$$\phi = 20 \%$$

$$\rho_R ( 2,65 \text{ gs/cc } \text{ ó } 22,1 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_F ( 1,05 \text{ gs/cc } \text{ ó } 8,76 \text{ lb/gal,}$$

la sobrecarga sería de aproximadamente 1,0 psi / pie

**Tensión efectiva neta:** A nivel de la formación, podemos estudiar las reacciones que se oponen a la presión de la sobrecarga.

Supongamos un cilindro lleno de arena seca (Véase figura # 22 apéndice A.),

con un pistón ejercemos una carga  $F$  que repartida en el área del pistón representa la carga o presión de overburden. A medida que aumentamos la presión de overburden, la arena se compacta, reduciendo su volumen (o altura), según figura # 23 apéndice A.

Se repite el experimento, pero con la arena saturada en agua, colocando al cilindro una válvula reguladora de presión y un manómetro. Véase figura # 24 apéndice A. Al aplicar presión de overburden, con la válvula completamente cerrada, se generará una presión igual en el agua y (despreciando la compresibilidad de la misma) no habrá cambios de volumen. Ver figura # 25 apéndice A.

Pero, si se regula la válvula para descargue a una presión determinada, no habrá cambios de volumen (el pistón no descenderá sensiblemente) hasta alcanzar esa presión aumentando algo más el peso de overburden, se abrirá la válvula y descargará un poco de agua. Esta descarga (reducción de volumen dentro del cilindro) permite el descenso de pistón, observándose cambios de volumen. Véase figura # 26 apéndice A.

PF es la presión a la que abre la válvula. A mayores pesos de overburden, la carga sí se transmite a la arena que se va compactando según la carga neta

que recibe. A la presión  $P_1$  vemos que la deformación ( $V_a$ ) de la arena saturada con agua a presión  $P_F$  es menor que la deformación de la misma arena seca ( $V_s$ ).

Esto demuestra que si la formación está saturada con fluidos a presión, los mismos contribuyen a soportar la sobrecarga u overburden.

En otras palabras: Al peso de overburden reaccionan la presión de fluidos y una tensión generada en la roca.

Esto nos permite introducir el concepto de tensión efectiva neta. (Ver figura # 27 apéndice A)

$$\sigma_v = \sigma_z = P_{ob} - P_p$$

$$\sigma_z = \text{Tensión efectiva neta vertical}$$

$$P_{ob} = \text{Peso o presión de sobrecarga (overburden)}$$

$$P_p = \text{Presión poral de la roca.}$$

Se debe recordar que la presión poral es una presión hidráulica y la tensión  $\sigma_z$  es una tensión mecánica desarrollada en la parte sólida de la roca.

**Modulo de Poisson efectivo:** A nivel de la formación podemos asumir que si no hay posibilidad de desplazamientos (deformaciones) horizontales, la

ley de Hooke generalizada es:

$$\epsilon_H = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu (\sigma_y + \sigma_v)] \quad (\text{deformación horizontal})$$

Se deberá considerar

$$\epsilon_H = 0 \quad (\text{no hay deformaciones horizontales})$$

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H \quad (\text{tensión horizontal})$$

La ecuación toma la forma:

$$\sigma_H = \nu (\sigma_H + \sigma_v)$$

y luego:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v$$

Al término  $\nu / (1 - \nu)$  llamado módulo de Poisson efectivo y nos indica que

la tensión horizontal  $\sigma_H$  es originada por la tensión vertical  $\sigma_v$ .

**Tensión horizontal efectiva neta:** Si resultara

$$\sigma_H = \sigma_x = \sigma_y$$

con

$$\sigma_H = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v$$

$$\sigma_v = P_{ob} - P_p$$

será como en la figura # 28 apéndice A

$$\sigma_H = \sigma_x = \sigma_y = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) (p_{ob} - P_p)$$

**Tensión horizontal efectiva:** En forma similar al criterio aplicado en sentido vertical, la tensión efectiva neta se suma a la presión poral para equilibrar el esfuerzo horizontal de los sedimentos adyacentes Véase la figura # 29 apéndice A.

$$S_H = \sigma_H + P_p$$

**S<sub>H</sub>** = Tensión o esfuerzo horizontal tectónico (de los sedimentos adyacentes).

**σ<sub>H</sub>** = Tensión efectiva neta desarrollada en la roca por sobrecarga.

**P<sub>p</sub>** = Presión poral

Las tensiones horizontales debidas a la sobrecarga, dependerán de:

- **Propiedades de la roca ( $\nu$ )**
- **Sedimentos suprayacentes ( $p_{ob}$ )**
- **Presión poral o de reservorio ( $P_p$ )**

**Comportamiento plástico:** En algunos casos se asume que si las rocas tienen un comportamiento plástico, la transferencia de presión litostática a lo largo de períodos de tiempo geológico sería de tipo hidrostático.

$$\mathbf{SH = S_x = S_y = S_v = P_{ob}}$$

Esta podría ser el caso de los mantos salinos, los cuales frecuentemente presentan comportamiento plástico. La presión a que está sometido el revestimiento (si no está cementado) es aproximadamente  $P_{ob}$ , lo cual ocasiona colapso del mismo. Véase figura # 30 apéndice A.

#### **4.3. Tensiones alrededor del pozo.**

Cuando se perfora el pozo a través de la formación rocosa se altera el estado de tensiones de la misma.

Hay diversas teorías o desarrollos explicando el comportamiento en las cercanías del pozo. De todas ellas podemos remitirnos a dos, que son el análisis de cilindros de pared gruesa de Lamé, y el análisis unidireccional horizontal de Kirsch.

Aunque los supuestos y desarrollos son distintos, ambas teorías coinciden en lo siguiente: Alrededor del pozo se produce una concentración de tensiones.

**Presión de inicio de fractura:**

**Teoría de Lamé.-** Se supone un cilindro de pared gruesa concéntrico con el pozo de tal manera que esté sometido a presión  $p_1$  en un radio  $r_1$  (interior), y a presión  $p_2$  en un radio  $r_2$  (exterior). Véase figura # 31 apéndice A.

La acción de  $p_1$  (interior) y  $p_2$  (exterior) en sentido **radial** es la de producir una tensión de compresión  $\sigma_r$  y en sentido **tangencial** (perpendicular al radial) se produce una tensión de tracción que trata de romper o separar el cilindro como en la figura # 32 apéndice A.

Las tensiones en el borde de pozo, donde

$$p_1 = p_w \text{ (pozo)}$$

$p_2 = P_p$  (poral)

$r_1 =$  radio de pozo

$r_2 =$  infinito

$$\sigma_r = p_w - P_p$$

$$\sigma_t = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p) - (p_w - P_p)$$

(Nótese como se duplicó el módulo de Poisson efectivo).

Si deseamos conocer las tensiones a mayores radios (donde  $\sigma \gg \sigma_w$ )

resulta:

$$\sigma_r = \sigma_t = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p)$$

Si deseamos producir una fractura debemos estudiar las tensiones en el borde de pozo. Si se produce una fractura vertical, es porque al vencer las tensiones resistentes el material pierde cohesión (se rompe) y  $\sigma_t = 0$ . La presión de inicio de fractura (vertical) es para

$r = r_w$  y  $\sigma_t = 0$



$$p_{wi} = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p) + (P_p)$$

donde  $p_{wi}$  = presión que se debe aplicar en el pozo para iniciar la fractura se sumará:

$$p_{wi} = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p) + P_p + R_{th}$$

Esta presión de inicio de fractura se refiere a las tensiones horizontales, y en tal caso la fractura resulta vertical.

La fractura horizontal podrá producirse si la tensión vertical efectiva se reduce a cero, considerando que no hay concentración de tensiones verticales cerca del pozo.

La presión de inicio de fractura horizontal incluye la resistencia (vertical) a la tracción de la roca.

$$p_{wi} = P_{ob} + R_{th}$$

En la mayoría de los casos, las rocas son capaces de resistir cierta carga (en tracción o compresión). La resistencia a la compresión puede ser bastante

alta, pero la resistencia a la tracción es de 10 a 100 veces menor. Por esta razón, muchas veces se descarta este valor en los cálculos de presión de fractura (en fractura hidráulica el material falla separándose, por tracción).

**Análisis unidireccional de Kirsch:** Se asume que la roca es elástica, el pozo es liso y cilíndrico, con eje vertical y paralelo a una de las tensiones principales preexistentes en la región. Se analiza el efecto de una tensión principal neta sobre el borde del pozo (Apéndice). Como vemos en la figura # 33 apéndice A, la tensión  $\sigma_x$  tiende a deformar el agujero circular del pozo, dándole una forma elíptica. Si por ahora suponemos que sólo actúa  $\sigma_x$  (no hay  $\sigma_y$ ), esta deformación en el borde del pozo tiende a comprimir las fibras en el sentido x y a expandirlas en el sentido y. Los valores de estas tensiones de tracción y compresión generadas en el borde del pozo por la presencia de  $\sigma_x$  son, Ver figura # 34 apéndice A.

Tracción (y-y) = -  $\sigma_x$  (el signo indica tracción)

Compresión (x-x) = 3  $\sigma_x$

Si ahora consideramos el efecto de la tensión principal en el sentido y ( $\sigma_y$ ) suponiendo que no existe  $\sigma_x$ , la situación es similar, Ver figura # 35

apéndice A.

Tracción (xx) = -  $\sigma_y$

Compresión (yy) = 3  $\sigma_y$

Si superponemos el efecto de ambas tensiones  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  simultáneas resultará,

Véase figura # 36 apéndice A.

Tensiones (xx) = 3  $\sigma_x - \sigma_y$

Tensiones (yy) = 3  $\sigma_y - \sigma_x$

La deformación definitiva dependerá de los valores de  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$ .

Para Hubber y Willis, la representación gráfica de esta situación para  $\sigma_x = \sigma_y$ , sería según figura # 37 apéndice A.

Por último, consideramos el efecto de una presión hidráulica dentro del pozo si el fluido **no penetra (o no filtra)** dentro de la formación, se desarrollan tensiones radiales de compresión y tangenciales de tracción en el borde de pozo.

El valor de  $\Delta p$  puede ser la presión aplicada dentro del pozo menos la presión oral de la formación (ver la teoría de Lamé), y sería la tensión efectiva ejercida por la presión de fluido. Véase figura # 38 apéndice A.

Resulta

$$\sigma_r = (p - P_p) \text{ (compresión)}$$

$$\sigma_t = (p - P_p) \text{ (tracción)}$$

Luego, para iniciar la fractura (en el borde de pozo) se deberá superar alguna de las tensiones efectivas presentes (la mínima), incluida la resistencia a tracción de la roca.)

La figura # 39 apéndice A representa la superposición de efectos de las tensiones in-situ y de la presión aplicada dentro del pozo.

En este ejemplo  $\sigma_B = 1,4 \sigma_A$  y  $\Delta p = 1,6 \sigma_A$ .

En estas condiciones la roca estaría por fallar, pues:

$$3 \sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} - \sigma_t = 0$$

$$\Delta p = 3 \sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax}$$

$$p_f - P_p = 3 \sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax}$$

$$p_f = 3 \sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + P_p$$

Si la roca tuviera algún valor apreciable de resistencia a la tracción, también debería ser superado por la presión dentro del pozo,  $p_f$ .

$$p_f = 3 \sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + P_p + R_t$$

Nótese que cuando  $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax} = \sigma_H$

resulta

$$p_f = 2 \sigma_H + P_p + R_t$$

ó

$$p_f = 2x \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) (P_{ob} - P_p) + P_p + R_t$$

Coincidente con la ecuación calculada por teoría de Lamé.

**Presión de extensión de fractura:** Cuando se superan las tensiones concentradas en el borde de pozo, se produce o inicia la fractura. Para expandirla, será suficiente aplicar la presión que supere las tensiones in-situ en la formación; esto es:

$$p_{ef} = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) (P_{ob} - P_p) + P_p$$

Este cambio en la presión es notable en operaciones en que se cuida de no

elegir demasiado el caudal.

Si la fractura fuera horizontal, la presión de extensión de fractura es:

$$p_{ef} = P_{ob}$$

**Gradiente de fractura:** Conocida la presión necesaria para extender la fractura, es posible relacionarla con la profundidad de la formación en forma de gradiente de fractura.

$$G_f = \frac{p_{ef}}{D}$$

Donde:

$G_f$  = gradiente de fractura

$P_{ef}$  = presión de extensión de fractura

$D$  = profundidad

En las ecuaciones previas, queda claro que la presión necesaria para fracturar depende la profundidad, de las propiedades de la roca, y de la presión de reservorio. Incluso se ve, en las zonas donde se refracturó luego de un periodo de producción (depleción), que la merma de presión poral se ve reflejada en la reducción del gradiente de fractura.

#### **4.4. Orientación y forma de la fractura.**

Se ha realizado gran cantidad de experimentos de laboratorio y de campo, estudiando el comportamiento de las fracturas. A continuación mencionamos las condiciones más importantes.

##### **4.4.1. Orientación.**

La fractura o rompimiento de la roca se produce siempre en sentido perpendicular al de la menor tensión. Esto se ha comprobado en condiciones de pozo abierto o entubado, con perforaciones (puzados) helicoidales o alineados (en 1 ó 2 filas opuestas). En la figura # 40 apéndice A, vemos una prueba en un bloque de 5" de lado. Se nota que la fractura se produjo perpendicular a la dirección de la menor tensión. En la figura # 41 apéndice A, vemos otros casos experimentales, con 1 y 2 filas de puzados a lo largo del "casing". En ellos se comprueba que la forma, posición y tipo de puzados tiene poca o ninguna influencia sobre la forma y dirección de la fractura, y que estos parámetros sí dependen de las tensiones in-situ.

#### **4.4.2. Forma.**

Se ha comprobado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente, puede ser circular o elíptica. El primer caso (circular) se produce cuando el ingreso de fluido a la fractura es a través de un punto, y el segundo caso (elíptica) se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea. Véase figura # 42 apéndice A.

Con respecto a la extensión en sentido vertical, puede ocurrir que haya otros niveles con propiedades distintas. En estos casos puede haber contención vertical de la fractura.



## ***CAPITULO V***

# ***ASPECTOS OPERATIVOS***

## **V. ASPECTOS OPERATIVOS.**

El concepto de fracturar una capa trae implícito el propósito de crear condiciones favorables para lograr un mejoramiento de conductividad de la formación respecto a como estaba antes de fracturar.

La construcción de este “by-pass” requiere la inyección de distintos fluidos, agentes de sostén de permeabilidad adecuadas que soportarán la presión de confinamiento y una variedad de aditivos que proporcionarán propiedades reológicas y control de filtrado al fluido utilizado.

Para lograr esto, y efectivizar la operación que cumplirá en rigor el diseño preestablecido, se debe recurrir a una amplia gama de equipamientos.

Generalmente, las fracturas obligan a un movimiento de equipos bastantes más numeroso que otras operaciones de bombeo, ya que debe lograrse una potencia efectiva que alcance para comenzar, extender y empaquetar la fractura. Esto dependerá de las propiedades de la formación a tratar, de la profundidad, de las tuberías y de los fluidos utilizados.

Aunque existen variantes en los trabajos, en una operación de fractura debe prepararse un fluido gelificado, mezclarlo con el agente de sostén, alimentar las bombas de alta presión, y bombearlo a altas presiones.

### **5.1. Equipos utilizados en superficie para fracturación**

- TANQUES DE ALMACENAJE PARA FLUIDOS
- BLENDERS (mezcladores)
- EQUIPOS DE BOMBEO
- TRANSPORTES DE ARENA
- LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN
- CONEXIONES DE SUPERFICIE Y DE BOCA DE POZO
- INSTRUMENTAL DE MEDICIÓN Y CONTROL
- EQUIPOS DE SEGURIDAD
- EQUIPOS DE COMUNICACIÓN

Tanques de almacenaje.- Los tanques de almacenaje están contruidos de distintas formas y medidas. Sin embargo, la experiencia en el uso de estos elementos va estandarizando su construcción, y generalmente poseen una capacidad de 500, 470, 440, y 320 BBL.

Los tanques de 500 BBL (Frac Master) se construyen como portantes o para ser transportados, y los otros más pequeños para ser transportados sobre skids.

Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones con media uniones de 4". Las líneas de recirculación al tanque consisten predominantemente de una conexión de 3", aunque puede fabricarse de 4".

Para trabajos de gran volumen, una vía económica para almacenar fluido es una pileta natural (generalmente protegida). Se construyen de 8000 - 10000 BBL o más.

Manifolds.- Los tanques de fractura están provistos de manifolds de hasta 12" de diámetro, con tres o cuatro salidas de 4"

En algunos casos, estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal de comunicarlos entre sí, cuando las necesidades operativas lo requieran

A su vez, para operaciones que exijan un elevado caudal y un volumen que requiera gran cantidad de tanques, existe un Manifold común de succión que conecta cada tanque a un Manifold con salida para 10-12 mangueras de 4" donde se realizará el acople a la unidad mezcladora

Para bombear fluidos de piletas naturales se recurre a una combinación de Manifold de succión y un conector de gran diámetro. En estos casos, las medidas dependerán de los requerimientos de caudal y volumen.

Blenders.- Los equipamientos que sirven para la aditivación, mezcla de productos y arena, bombeo de alimentación a las bombas de alta presión y en muchos casos monitoreo de tales funciones, reciben el nombre de mezcladores o ‘blenders’

Básicamente, sus elementos se dividen en:

- Manifold de succión
- Bombas de succión
- Batea de mezcla
- Bombas de descarga
- Manifold de descarga
- Instrumentación y control

Manifold de succión.- Cumple la función de coleccionar el fluido desde los tanques de fractura, y deberá tener salida hacia las bombas de succión.

Las bocas de succión con media uniones de 4” pueden variar en su número desde ocho a dieciocho, generalmente divididas por una válvula mariposa cuya función principal es separar dos líneas de bombeo: línea “limpia” y línea “sucia”.

La primera recorrerá directamente la ruta succión - bomba de succión - descarga, y la segunda o “sucia” seguirá la línea de succión - bomba de succión - mezcla con aditivos y arena - bomba de descarga - línea de descarga.

Bombas de succión.- La función principal de estas bombas es aportar fluido desde el Manifold de succión hacia el Manifold de descarga y/o batea de mezcla, proporcionar aditivos por el sistema línea “limpia”, línea “sucia”, proporcionar adecuadamente caudales exactos de bombeo.

Para la dosificación, se colocan flowmeters tipo turbina (uno de 6” y otro de 8”), que indicará los volúmenes bombeados y con un sistema de control por válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa.

Batea de mezcla.- En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se lo requiere, se incorpora la arena u otro agente de sostén, y sirve como “pulmón” de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión.

Vienen construidas en distintas formas y dimensiones, y deben ser capaces de mantener en suspensión la arena para que se cumplan los requisitos exigidos por el diseño. Para ello se construyen con agitadores-mezcladores a paleta o tornillo sin fin, y se le agregan controles de niveles automáticos o manuales. Este control toma importancia fundamental y que cualquier variación en dicho nivel y al mantener un caudal de arena constante, provocará cambios en la concentración de arena en el fluido puntualmente, ocasionando variaciones en el diseño y tal vez provocando problemas operativos.

Adoptando el control de dosificación de productos y arena, tomando como referencia el caudal de entrada a la batea, muchas veces dificulta el control mismo de la dosificación. Generalmente, se le exige al operador de blender un mantenimiento exacto de nivel de batea constante para la operación.

Una disminución extrema de nivel de batea provocará indefectiblemente una descarga de la bomba de descarga con el consiguiente inconveniente operativo. a la batea del blender, como se expresó ya, se le adicionan aditivos líquidos y/o sólidos y el agente de sostén con sus correspondientes dosificadores que deberán estar exactamente calibrados para adecuarse a la programación realizada. El control de aditivación de productos sólidos se

efectúa con transductores asociados a sistemas de celdas o tornillos (conveyors). Para la aditivación de líquidos se recurre a variados sistemas que dependerá de los modelos de blender. El sistema proporcionador de líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las r.p.m. de los motores hidráulicos que las impulsan. Puede modificarse el diseño utilizándose bombas centrífugas pequeñas con un control por válvulas y monitoreo digital.

Cuando los volúmenes de aditivos líquidos son muy pequeños, se adoptan bombas accionadas con presión de aire del tipo Alemite, Lyncoln o Geyco, que pueden bombear fluidos corrosivos o no-corrosivos. El control del caudal se realiza por flowmeters en la línea en galones o litros por minuto.

También se recurre a tanques presurizados con aire o nitrógeno (para productos combustibles), con control de flujo por flowmeters o indicadores de nivel.

Los equipamientos generalmente ya vienen incluidos en el blender, pero la tendencia es ir agregando Instrumentación de modo tal de tener un control más adecuado, centralizando los datos que se obtienen de cada indicador en un solo componente o instrumento de control.



A la batea, además, caerá la arena u otro agente sostén que estará almacenado en forma independiente. Para su transporte hacia la batea se utilizan sistemas de proporción tales como: a) dosificadores con celdas y tornillo sin fin, y b) tornillos sin fin dosificadores. En los primeros, el dosificador con celdas es el elemento que proporcionará el caudal exacto de arena hacia los tornillos que giran a velocidad constante. El control se realiza por variación de las r.p.m. del motor hidráulico que lo acciona, y la medición con transductores que elevan una señal eléctrica a los paneles de control y desde donde se realizan los cambios correspondientes. Los tornillos sin fin dosificadores son accionados con motores hidráulicos a r.p.m. variable.

Bomba de descarga.- Su función principal es aportar fluido a 35-60 psi desde la batea al Manifold de descarga, y de allí a las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura.

En la descarga de la bomba se le adicionan líneas by-pass hacia la batea nuevamente y flowmeter que indicará el caudal de fractura ya que desde ese lugar el flujo de fluido será el que creará las condiciones de fractura, salvo en los casos que la aditivación de agentes activadores (complex para fluidos

crosslinker) se efectúe en el Manifold de descarga.

Manifold de descarga.- Funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas de aditivos líquidos y del sistema línea “limpia” - línea “sucia”.

Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4” que se conectan a un Manifold de succión de bombadores, o directamente a las succiones de los bombadores de alta presión

Instrumentación y control.- En los Blenders, salvo válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central

A éste llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, caudales de aditivos líquidos y sólidos, y proporción de arena, por lo que el operador de blender puede controlar perfectamente todos los materiales involucrados.

Las mediciones de flujo se obtienen de flowmeters de 8”, 6” y 2”, tipo turbina. Esta turbina es activada por el movimiento de fluido a través del

cuerpo del equipo. Las paletas de la turbina, girando a una velocidad directamente proporcional al caudal de fluido, cortan líneas de fuerza magnética originada por un pick-up magnético, magneto permanente hilado por líneas de conducción. Esta acción crea impulsos eléctricos que son transmitidos por conductores eléctricos de flowmeter hacia cualquier instrumento de medida usado con la instalación (monitor del blender o fracmonitor)

En la dosificación de sólidos, la forma de originar la señal es a través de una cremallera con determinada cantidad de dientes que al girar ocasiona el mismo efecto que una turbina.

De acuerdo con las exigencias de las operaciones, estos modelos pueden sufrir modificaciones en su construcción. Se producen variaciones en su batea, sistema de agitación, y entrada de arena y aditivos para trabajar en operaciones con espuma.

Existen modelos altamente automatizados y con capacidades de bombeo de hasta 80-120 BPM.

El operador de blender es una de las personas más importantes en una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal,

alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena, control de nivel de tanque. Comúnmente llamado “key man”, debe ser un operador altamente capacitado, ya que indefectiblemente el control de la fractura en sí pasa por sus manos.

Bombeadores.- Como se ha visto, proveniente del Manifold de descarga del blender o de un Manifold de succión, bombas de alta presión dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar.

Tales característica determinarán el modelo de bombas requerido. Aunque el concepto básico permanece invariable, existen variaciones en los HP entregados. Los modelos de fracturador, identificados con números, pueden combinar tipos y tamaños de pistones de las bombas triplex utilizadas. Las unidades pueden ser operadas por control remoto. El operador, necesariamente, deberá conocer informaciones tales como r.p.m. de bombas, presión y caudal.

Para la elección del equipo y régimen de bombeo se analiza fundamentalmente la presión de trabajo, caudal y tipo de fluido a utilizar.

De acuerdo con las propiedades de la formación a tratar, y a los ensayos de laboratorio con los distintos fluidos, el ingeniero diseña un programa de fractura en donde especifica viscosidades de fluido, pérdidas de carga, concentraciones de arena, tiempo de bombeo, y caudal de trabajo.

Normalmente, se recurre a la experiencia para pre-establecer eficiencias volumétricas porque, sabido es que a mayores esfuerzos de corte, las bombas perderán eficiencia ya que los sistemas de admisión y descargas (elementos mecánicos y de movimiento intermitente) son afectados en su accionar con la viscosidad efectiva del fluido. El bombeo de lechada con arena también efectúa la misma acción sobre la eficiencia global. La estimación de ésta dependerá en suma, de factores de fluido que deben tomarse en cuenta para la elección de relación de marcha y potencia requerida para encarar la operación.

La necesidad de caudal de la operación dará, en definitiva, la cantidad de bombas requeridas para la operación.

Si la viscosidad de fluido es muy elevada, si las concentraciones de arena son altas, y los tiempos de bombeo prolongados, el número requerido de bombas irá aumentando de acuerdo a la experiencia en las zonas y al criterio

de trabajo de los supervisores.

En algunas ocasiones, la elección se plantea en términos de seleccionar distintos modelos de fracturador de acuerdo a la potencia requerida. En estos casos, también vale la experiencia de la gente involucrada, pero hay algunos parámetros generales que se cumplen en casi todos los casos de análisis.

Elegir un equipo con mayor potencia traerá aparejada la ventaja de una menor cantidad de ellos para una determinada potencia requerida. En contrapartida el costo será mayor (por unidad), y en los casos de problemas operativos, la pérdida de una bomba durante la operación, que está desarrollando una potencia hidráulica mayor, afectará en mayor grado a la operación.

Concluyendo, para los parámetros tales como potencia-costo-número de equipos, juega un rol importante la factibilidad económica y las experiencias de cada compañía.

No obstante, a diario, los avances tecnológicos se realizan a pasos

agigantados y aparecen nuevos equipamientos que incorporan ventajas apreciables.

Por ejemplo, la operación con control remoto permite al operador de fractura trabajar siempre desarrollando el óptimo de la potencia y en condiciones de seguridad avanzada.

En cada unidad de control remoto el operador puede observar y llevar a cabo una óptima elección de marcha, de acuerdo a indicaciones que se muestran. A su vez, permite ser arrancado en forma inmediata aún en zonas de temperaturas muy bajas. La limitación automática de sobrepresión provee un elemento de seguridad importante aún más cuando se está trabajando en condiciones límites de tuberías y casing.

## **5.2. Normas de seguridad.**

Como toda actividad industrial, en los trabajos de fractura existen riesgos que se tratan de prevenir con normas de seguridad adecuadas. Generalmente, el personal de la industria petrolera es reacio a cumplimentar normas, ya que el mismo trabajo lo lleva a esfuerzos individuales muchas

veces aislado, con lo que va perdiendo respeto por toda reglamentación que lo inhiba en su esfuerzo y creatividad. Por ello, es indispensable obligar al personal a respetar las normas y fundamentalmente debe haber una tarea ímproba por parte de los responsables, en educar para la protección de personas y equipamientos.

Existen normas generales en cuanto a vestimenta que son de uso diario y en operaciones (botines de seguridad, no usar prendas muy sueltas, casco de protección, guantes de seguridad, etc.) que los operadores cumplen a rigor, ya que existen experiencias nefastas con pérdida de vidas humanas.

En una operación de fractura, además de las normas generales, la gente involucrada debe conocer pormenorizadamente todos los elementos que actúan en ella y, de esa forma, sabrá adelantarse a cualquier accidente y, lo que es mejor, lo evitará.

El bombeo de fluido a alta presión, en algunas operaciones fluidos combustibles conduce a observar indicaciones como siguen.

1. El (los) equipo (s) debe ser posicionado con viento transversal, o contra el viento.
2. Todas las líneas y conexiones de alta presión (incluyendo BOP)



deben ser ensayadas con, por lo menos 1000 psi por sobre la presión teórica de tratamiento.

3. Cada dos o tres equipos debe haber un equipo contra incendio, además de los extintores individuales que cada camión debe poseer.
4. Debe haber una válvula de alta presión en cada línea y en la cabeza de pozo. A su vez es necesario la utilización de válvulas check en cada línea.
5. Todos los accesorios, caños, uniones chiksan, etc. utilizados en las líneas de tratamiento deben estar en buenas condiciones y deben ser del rango de presión adecuado.
6. Debe haber una distancia mínima entre el pozo y los equipos bombeadores.
7. Se evitarán líneas auxiliares innecesarias.
8. Todo el personal debe estar alejado de las líneas de alta presión, de la unidad a ser presurizada y del camión de bombeo (excepto el operador) antes de presurizar.
9. Al purgar líneas debe observarse en todo momento las órdenes del supervisor a cargo de la operación. Se purgará lentamente.
10. Se deberá usar cadenas de seguridad en todas las líneas de descarga en caso de que la conexión al equipo de workover esté a más de 3 mts. de altura.
11. Deberá realizarse una reunión previa de seguridad involucrando al

encargado del equipo de workover, el inspector por parte del cliente, y todo el personal de la Compañía que fractura, en donde se explicará toda la operación a realizar y las normas que lo regirán.

12. Deberá hacerse entender que la falta de cautela, herramientas y equipos defectuosos, diseño falto de seguridad, disposición peligrosa, equipos de protección inadecuado, iluminación no apropiada o inadecuada, ventilación inapropiada, vestimenta inapropiada y manejo propio no adecuado, contribuirán a accidentes en donde estará involucrado el infractor y muchas personas y equipos.
13. Fundamentalmente debe seguirse todas las instrucciones del supervisor que será responsable de la operación.
14. Antes de actuar, si no se conoce, debe preguntar cualquier acción a seguirse al supervisor.

***CAPITULO VI***

***ANÁLISIS DE TRABAJOS Y***

***RESULTADOS***

## VI. ANÁLISIS DE TRABAJOS Y RESULTADOS

### 6.1. Análisis de un Pozo en producción.

A continuación se detallan datos e información de las condiciones de pozo y de subsuelo como también el programa de tratamiento de fractura con sus resultados, habiendo utilizado para aquello un software la compañía que realizó el trabajo de fracturamiento y luego de la fractura el respectivo análisis del comportamiento de la producción.

**Pozo:** X-251

**Campo:** Gustavo Galindo V.

| Información del Pozo |                  |                  |                  |                    |                       |                |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|-----------------------|----------------|
| Casing OD (Pulg)     | Casing ID (Pulg) | Tubing OD (Pulg) | Tubing ID (Pulg) | Total Depth (pies) | Bottom Hole temp. °F. | ° API PETRÓLEO |
| 5                    | 4.56             | 2.875            | 2.441            | 4788               | 121                   | 36             |

| Condiciones Antes de Fracturar |            |                                  |
|--------------------------------|------------|----------------------------------|
| Pc (psig)                      | Pwf (psig) | Nivel de liquido del pozo (pies) |
| 50                             | 468        | 3599                             |

| Punzados                   |                     |                  |
|----------------------------|---------------------|------------------|
| Intervalo de perforaciones | Tope - fondo (pies) | Disparos por pie |
| 1                          | 1906-2346           | 440              |
| 2                          | 2960-3110           | 66               |
| 3                          | 4591-4781           | preperforado     |

| PROGRAMA DE TRATAMIENTO                                      |              |              |                  |                        |             |            |
|--|--------------|--------------|------------------|------------------------|-------------|------------|
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON 565 SACOS DE ARENA BRADY 12/20 |              |              |                  |                        |             |            |
| FORMACIÓN: CHERT 1   |              |              |                  |                        |             |            |
| INTERVALO: 2960' - 3110' - CASING PREPERFORADO               |              |              |                  |                        |             |            |
| Etapa  | Vol. (gal)   | Caudal (bpm) | Tipo de fluido   | Concentración (lb/gal) | Arena       | No. sxs    |
| 0  | 2500         | 0            | pre-pad (2% KCl) | 0                      | -           | -          |
| 1  | 3000         | 15           | deltafrac - pad  | 0                      | -           | -          |
| 2  | 500          | 15           | deltafrac        | 1                      | Brady 12/20 | 5          |
| 3  | 1000         | 15           | deltafrac        | 2                      | Brady 12/20 | 20         |
| 4  | 2000         | 15           | deltafrac        | 3                      | Brady 12/20 | 60         |
| 5  | 6000         | 15           | deltafrac        | 4                      | Brady 12/20 | 240        |
| 6  | 3000         | 15           | deltafrac        | 5                      | Brady 12/20 | 150        |
| 7  | 1500         | 15           | deltafrac        | 6                      | Brady 12/20 | 90         |
| 8  | 2500         | 15           | desplazante-agua | 0                      | -           | -          |
| <b>Total</b>   | <b>22000</b> |              |                  |                        |             | <b>565</b> |

| TRABAJO REALIZADO       |                     |                         |               |                         |              |                              |
|-------------------------|---------------------|-------------------------|---------------|-------------------------|--------------|------------------------------|
| Evento                  | Tiempo transcurrido | Presión de casing (psi) | Volumen (gal) | Concentración (lbs/gal) | Caudal (bpm) | Observaciones                |
| Etapa 1                 | 00:09:18            | 25                      | 3008          | 0                       | 0            | Inicio del colchón           |
| Etapa 2                 | 00:00:48            | 1697                    | 504           | 0.86                    | 14.75        | Bombeando arena              |
| Etapa 3                 | 00:01:42            | 1703                    | 995           | 1.98                    | 14.69        | Bombeando arena              |
| Etapa 4                 | 00:03:30            | 1716                    | 1996          | 3.24                    | 14.82        | Bombeando arena              |
| Etapa 5                 | 00:10:50            | 1570                    | 6007          | 4.2                     | 15.01        | Bombeando arena              |
| Etapa 6                 | 00:05:35            | 1618                    | 2998          | 5.21                    | 15           | Bombeando arena              |
| Etapa 7                 | 00:03:53            | 1602                    | 2051          | 6.19                    | 14.98        | Bombeando arena              |
| Etapa 8                 | 00:03:44            | 1607                    | 2451          | 0.68                    | 15.79        | Inicio de fluido desplazante |
| Etapa 9                 | 00:35:51            | 1267                    | 9             | 0                       | 11.15        | Parada de bombeo (ISIP)      |
| <b>Total / promedio</b> | <b>01:15:11</b>     | <b>1423</b>             | <b>20019</b>  | <b>3.19</b>             | <b>14.52</b> |                              |

### RESULTADOS DE LA FRACTURA

|                               |             |
|-------------------------------|-------------|
| Eficiencia de fractura:       | 0.41        |
| Longitud de fractura:         | 217.40 ft.  |
| Altura superior de fractura:  | 90.62 ft.   |
| Altura inferior de fractura:  | 104.86 ft.  |
| Ancho de fractura:            | 0.45 Pulg.  |
| Fluido total:                 | 465.86 bbl. |
| Presión mínima en superficie: | 1008.4 psi. |
| Máxima potencia hidráulica:   | 511.37 hp.  |

|  |            |
|--|------------|
| Longitud de fractura empaquetada:        | 200.98 ft. |
| Altura superior de fractura empaquetada: | 75.89 ft.  |
| Altura inferior de fractura empaquetada: | 104.83 ft. |

|                                  |             |
|----------------------------------|-------------|
| Arena total:                     | 56.32 Klb.  |
| Presión máxima en superficie:    | 1393.1 psi. |
| Promedio de potencia hidráulica: | 404.87 hp.  |

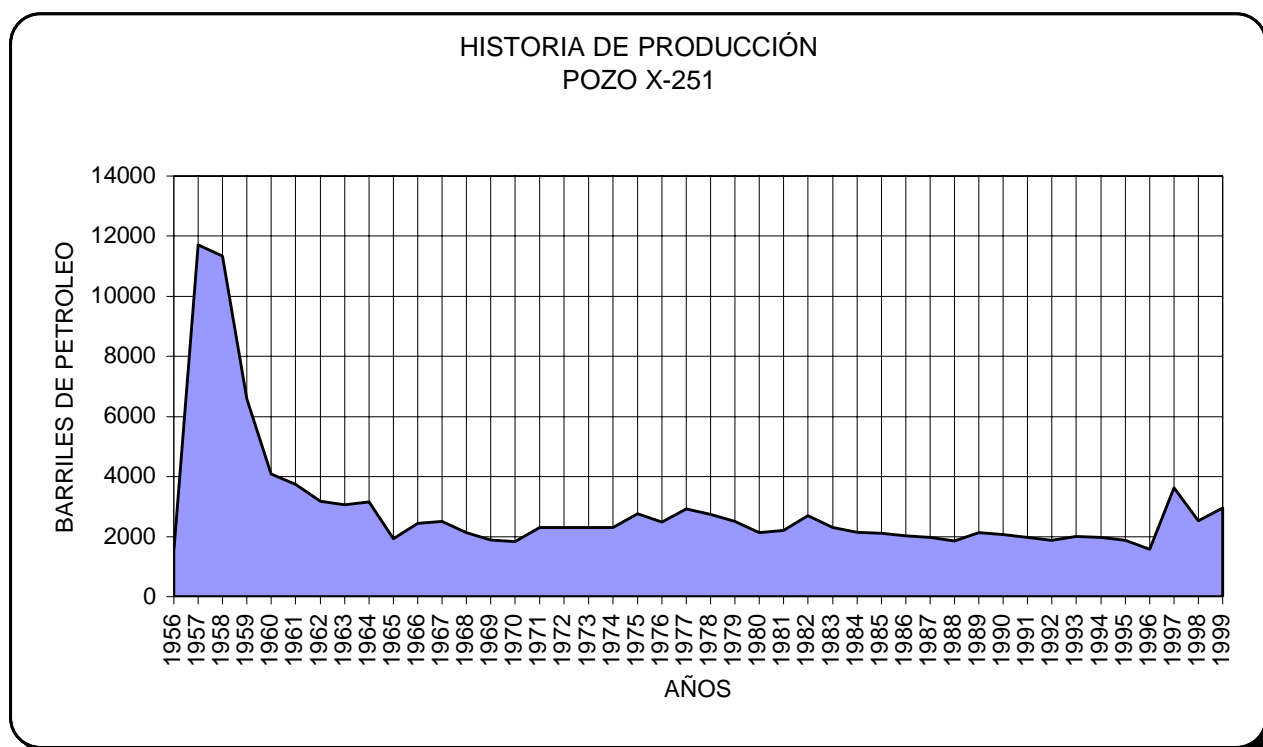
|                             |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|-----------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| <b>FORMA DE LA FRACTURA</b> |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|-----------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|

|  |      |      |      |      |      |      |      |      |     |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| Distancia desde pozo a la punta ( ft): | 0    | 27   | 54   | 82   | 109  | 136  | 163  | 190  | 217 |
| Ancho desde pozo a la punta ( in):     | 0.44 | 0.43 | 0.42 | 0.41 | 0.38 | 0.34 | 0.29 | 0.21 | 0   |

Generalmente cuando se realizan trabajos grandes de fracturamiento no son exactos los valores del programa de fractura, ya que en la práctica varían las constantes de los volúmenes de tanques, tuberías y mangueras que se utilizan y las lecturas que registran los sensores de medición tienen un error de operación que afecta en general a los valores del programa inicial, lo importante es que no afecta a los resultados, ya que estamos hablando de un valor mínimo despreciable para este tipo de trabajos.

Podemos hacer esta comparación de valores en las tablas de Programa de Tratamiento vs. Trabajo Realizado, vemos que existe diferencia en cuanto a las concentraciones de arena con respecto al fluido bombeado que afecta en un 25% de más a la cantidad de sacos de arena que entraría al pozo. También sé esta descartando en la tabla de Trabajo Realizado la Etapa 8 la cantidad de arena ingresada al pozo por inicio del fluido desplazante en el cual entran alrededor de 16.6 sacos de arena que estarían provocando un arenamiento al filo de terminar la operación y que es lo esperado en este tipo de trabajos de fracturamiento.

### Historia de Producción.



Como se observa en la curva declinatoria la producción aumenta en 130 % para el año de 1997 cuando se realizó el fracturamiento, la producción de petróleo subió de 1574 barriles a 3622 barriles anuales

|         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1/12/56 | 1/12/57 | 1/12/58 | 1/12/59 | 1/12/60 | 1/12/61 | 1/12/62 | 1/12/63 | 1/12/64 | 1/12/65 | 1/12/66 | 1/12/67 |
| 1521    | 11707   | 11345   | 6586    | 4080    | 3752    | 3168    | 3048    | 3159    | 1932    | 2440    | 2512    |
| 1/12/68 | 1/12/69 | 1/12/70 | 1/12/71 | 1/12/72 | 1/12/73 | 1/12/74 | 1/12/75 | 1/12/76 | 1/12/77 | 1/12/78 | 1/12/79 |
| 2139    | 1899    | 1838    | 2300    | 2300    | 2300    | 2300    | 2753    | 2481    | 2913    | 2745    | 2502    |
| 1/12/80 | 1/12/81 | 1/12/82 | 1/12/83 | 1/12/84 | 1/12/85 | 1/12/86 | 1/12/87 | 1/12/88 | 1/12/89 | 1/12/90 | 1/12/91 |
| 2134    | 2216    | 2704    | 2315    | 2146    | 2104    | 2034    | 1964    | 1851    | 2130    | 2071    | 1964    |
| 1/12/92 | 1/12/93 | 1/12/94 | 1/12/95 | 1/12/96 | 1/12/97 | 1/12/98 | 1/12/99 |         |         |         |         |
| 1880    | 2010    | 1979    | 1878    | 1574    | 3622    | 2523    | 2960    |         |         |         |         |

En el año de 1958 se realizaron trabajos de fracturamiento sin buenos resultados, declinando la producción en 42% para el año siguiente. En el año de 1982 se realizó tratamientos de acidificación mejorando la producción en 22% con respecto al año anterior, pero después continua la declinación para los años siguientes al tratamiento ácido.



## 6.2. Análisis Económico de Pozos Fracturados.

**a) Proyecto de Aceleración:** Se evaluó el trabajo de fracturamiento como un proyecto de aceleración, donde la inversión tiene por objetivo adelantar la producción de bienes, los cuales habrían de obtenerse de toda forma aunque la inversión no se realizase.

Un proyecto de aceleración puede definirse como aquel donde el objetivo fundamental de la inversión es recuperar lo mas pronto posible la ocurrencia de los ingresos en el tiempo. Los ingresos totales de este tipo de proyectos en general no varían o aumentan muy poco.

Los métodos históricamente utilizados para evaluar proyectos de aceleración son:

- 1.- Delta cash flow
- 2.- Comparación de ambos proyectos desde el momento en que comienzan a diferir.
- 3.- Comparación de ambos proyectos desde el comienzo.

El método conocido como Delta cash flow consiste en estudiar los costos y ganancias adicionales atribuibles a la inversión de aceleración. Para un proyecto de aceleración la producción total debería ser cero (o muy próxima a cero si tenemos en cuenta el efecto del límite económico sobre la recuperación final). Sin embargo los valores anuales (ingresos) resultarán

positivos en los primeros años y negativos en los últimos. Igual situación habrá de producirse con los gastos, donde es probable que exista un cierto incremento de los mismos en los primeros años (debido a la mayor producción) y luego una disminución atribuible a la misma causa, seguida de un ahorro total ocasionado por el cese anticipado de la producción

**b) Tasa Interna de Retorno. (TIR):** La tasa interna de retorno equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurre en períodos regulares.

Puede demostrarse que la tasa de ganancia o retorno es la tasa de interés sobre el capital invertido. Puesto en otra forma, si el capital para un cierto proyecto lo ha prestado un banco y si las utilidades de la empresa se usan para reducir la deuda principal, entonces la tasa de retorno del proyecto será igual a la tasa de interés que carga el banco en el préstamo principal si la utilidad final de la empresa, hecha al fin de la vida de ganancia, es suficiente para cubrir el pago final al banco.

Es evidente que, mientras más alta sea la tasa de retorno, más atractivo será el proyecto. La TIR está estrechamente relacionada con el valor neto actual (VNA).

**c) Valor neto actual. (VNA) :** Devuelve el valor neto actual de una inversión a partir de flujos de caja que no tienen que ser constantes. El valor neto actual de una inversión es el valor que tiene una serie de pagos futuros (valores negativos) e ingresos (valores positivos).

**d) Flujo de Caja. (Cash flow) :** Es el resultado de la diferencia entre ingresos y desembolsos. En ingresos tenemos: inversiones, gastos (operativos, administración), impuestos, intereses por pagar. La sumatoria de los flujos de caja de todos los períodos que dura el proyecto es la utilidad neta.

**e) El tiempo de repago (Pay Out) :** Es el tiempo en el cual la acumulada de los flujos de caja del proyecto se hace cero, es decir el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale la inversión realizada. Representa el tiempo en el cual la compañía estará endeudada a causa del proyecto. Un tiempo alto de pay-out es un indicador de capacidad de endeudamiento de la compañía.

**6.2.1. Datos de producción y análisis:** De la base de datos se obtuvo las producciones por mes para analizarlos y desarrollar los cálculos económicos



| No. | POZO    | May-98 | Jun-98 | Jul-98 | Ago-98 | Sep-98 | Oct-98 | Nov-98 | Nov-98 |
|-----|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1   | PPP0236 | 0.89   | 0.71   | 5.5    | 1.2    | 0.6    | 1.3    | 1.1    | 1.1    |
| 2   | AAAC051 | 0      | 0      | 6.1    | 7.8    | 6.2    | 6      | 4.2    | 4.2    |
| 3   | AAAC057 | 1.84   | 3.76   | 1.1    | 3.8    | 3.8    | 4.2    | 4.9    | 4.9    |
| 4   | PPP0238 | 14.67  | 11.94  | 9.2    | 8.1    | 13.7   | 8.2    | 9.4    | 9.4    |
| 5   | PPP0248 | 7.9    | 7.26   | 3.8    | 4.6    | 5.2    | 6.7    | 6.2    | 6.2    |
| 6   | PPP0244 | 14.22  | 12.91  | 9.9    | 9.9    | 10.7   | 8.6    | 10.8   | 10.8   |
| 7   | AAAC058 | 1.38   | 3.71   | 1.8    | 2.1    | 1.2    | 2.2    | 1.8    | 1.8    |
| 8   | PPP0246 | 1.32   | 7.75   | 6.8    | 1.4    | 1.5    | 0.2    | 0      | 0      |
| 9   | AAA1293 | 0      | 0      | 2.1    | 0      | 2.1    | 1.9    | 2.6    | 2.6    |
| 10  | AAAC039 | 10.29  | 10.2   | 2.7    | 4.1    | 12.7   | 10.7   | 8.9    | 8.9    |
| 11  | AAA1287 | 6.37   | 5.5    | 5.2    | 10.2   | 10.5   | 11.6   | 11.9   | 11.9   |
| 12  | PPP0228 | 10.86  | 9.59   | 7.8    | 5.5    | 4.8    | 7.8    | 6      | 6      |
| 13  | PPP0233 | 11.43  | 7.83   | 8.4    | 8.5    | 7.1    | 9.4    | 8.6    | 8.6    |
| 14  | PPP0252 | 0.79   | 0      | 0      | 0.1    | 0      | 0.1    | 0.1    | 0.1    |
| 15  | AAAC055 | 8.4    | 7.43   | 7.2    | 7.7    | 8      | 4.9    | 5      | 5      |
| 16  | PPP0257 | 3.46   | 4.98   | 2.5    | 1.9    | 3.3    | 9.6    | 5.6    | 5.6    |
| 17  | AAA1274 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 6.4    | 13     | 13     |
| 18  | AAAC038 | 0      | 2.12   | 2.1    | 1.8    | 1.4    | 2.3    | 0.9    | 0.9    |
| 19  | PPP0235 | 2.99   | 12.16  | 9.9    | 9.6    | 10.5   | 9      | 10.9   | 10.9   |
| 20  | PPP0255 | 4.97   | 4.84   | 4.5    | 3.2    | 3.1    | 3.8    | 3.6    | 3.6    |
| 21  | TIG0057 | 5.1    | 4.09   | 4      | 1.9    | 3.7    | 4      | 2.3    | 2.3    |
| 22  | PPP0229 | 9      | 0.48   | 0.1    | 5.4    | 7.7    | 14.5   | 14.1   | 14.1   |
| 23  | PPP0224 |        |        |        |        |        |        |        |        |

| No. | POZO    | Dic-98 | Ene-99 | Feb-99 | Mar-99 | Abr-99 | May-99 | Jun-99 |
|-----|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1   | PPP0236 | 0.8    | 1.3    | 1.2    | 1.3    | 1.1    | 1.2    | 0.9    |
| 2   | AAAC051 | 3.3    | 3.9    | 3.8    | 4      | 3.8    | 3.2    | 2.8    |
| 3   | AAAC057 | 4.7    | 2.9    | 0.5    | 0.8    | 4      | 2.7    | 3.3    |
| 4   | PPP0238 | 10.4   | 9.5    | 8      | 6.6    | 9.2    | 14     | 9.5    |
| 5   | PPP0248 | 2.3    | 5.4    | 5.5    | 4.6    | 4.8    | 3.3    | 5      |
| 6   | PPP0244 | 8.7    | 6.7    | 8.7    | 6.6    | 9.9    | 1.1    | 11.8   |
| 7   | AAAC058 | 1.6    | 1.2    | 0.5    | 0.7    | 1.6    | 1.7    | 0.9    |
| 8   | PPP0246 | 1.4    | 1.9    | 2      | 1.7    | 1.2    | 0      | 2.7    |
| 9   | AAA1293 | 3.5    | 1      | 0.3    | 0      | 5.6    | 0.9    | 5.2    |
| 10  | AAAC039 | 4.6    | 4.2    | 4.2    | 3.7    | 5      | 4.2    | 4      |
| 11  | AAA1287 | 11.4   | 11.9   | 11.6   | 11.7   | 11.3   | 12.1   | 11.2   |
| 12  | PPP0228 | 7.2    | 7.5    | 3.9    | 12.9   | 10.8   | 6.4    | 18.5   |
| 13  | PPP0233 | 7.1    | 8.5    | 8.6    | 8.5    | 7.6    | 9.2    | 8.1    |
| 14  | PPP0252 | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.4    |
| 15  | AAAC055 | 5.9    | 5.8    | 5.3    | 4.7    | 4.3    | 4.1    | 3.7    |
| 16  | PPP0257 | 4.6    | 2      | 3.3    | 2.9    | 1.9    | 2.3    | 1.9    |
| 17  | AAA1274 | 10.2   | 7.2    | 4.6    | 5.5    | 6.5    | 6.8    | 6.4    |
| 18  | AAAC038 | 1      | 2.7    | 2.1    | 2.2    | 2      | 1.3    | 0.9    |
| 19  | PPP0235 | 9.7    | 8.7    | 8.7    | 8.1    | 6      | 1.4    | 2.7    |
| 20  | PPP0255 | 6      | 2.9    | 3      | 3.9    | 3.2    | 4.9    | 3.3    |
| 21  | TIG0057 | 3.2    | 2.9    | 1.5    | 3.8    | 3.2    | 3.6    | 2.7    |
| 22  | PPP0229 | 8.5    | 11.8   | 12.8   | 12.4   | 11.9   | 11.1   | 9.2    |
| 23  | PPP0224 |        |        |        |        |        |        |        |

| GANANCIAS DE PRODUCCION Ebs |        |        |       |       |       |       |       |        |         |         |         |        |
|-----------------------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|---------|---------|--------|
| POZO                        | mes 1  | mes 2  | mes 3 | mes 4 | mes 5 | mes 6 | mes 7 | mes 8  | mes 9   | mes 10  | mes 11  | mes 12 |
| FFP0236                     | 9      | 3      | 1.1   | 1     | 1     | 1.2   | 1.4   | 1.1    | 21      | 1.4     | 1       | 1.17   |
| AAAC051                     | 43     | 20     | 15    | 11    | 8.7   | 6.9   | 6     | 5      | 4.9     | 4       | 3.96    | 2      |
| AAAC057                     | 85     | 6      | 5     | 4     | 4.8   | 3.7   | 2.6   | 3.6    | 5.4     | 6.14    | 3.94    | 3.34   |
| FFP0238                     | 14.1   | 12     | 15.1  | 17.2  | 22.1  | 20.1  | 16.1  | 10     | 8       | 8.02    | 6.57    | 10.77  |
| FFP0248                     | 4.6    | 8.6    | 9.1   | 7.3   | 6.6   | 20.7  | 10    | 3.7    | 7.5     | 5.11    | 5.79    | 7.5    |
| FFP0244                     | 9.5    | 43.5   | 27.3  | 27.6  | 16    | 15.9  | 14.8  | 10     | 5.2     | 5.75    | 8.06    | 10.22  |
| AAAC058                     | 15.6   | 7.6    | 3.4   | 2     | 1     | 1     | 1.8   | 1      | 1       | 1       | 1       | 1      |
| FFP0246                     | 2.9    | 2.3    | 2.9   | 2.9   | 4.4   | 3.9   | 1     | 3.1    | 1.6     | 1.2     | 0.8     | 0.22   |
| AAA1238                     | 1      | 1      | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1      | 1       | 2.31    | 1       | 1      |
| AAAC039                     | 2.3    | 1.7    | 1.6   | 2.3.2 | 1.7.5 | 1.4   | 1.4.3 | 1.1.8  | 1.0.1.1 | 1.0.1.7 | 1.0.2.9 | 1.0.2  |
| AAA1287                     | 2.8    | 6.5    | 3     | 2.8   | 2.8   | 2.6   | 0.6   | 1      | 5.51    | 1       | 1       | 1      |
| FFP0228                     | 26.6   | 1.4    | 15.4  | 17.6  | 7.2   | 4.9   | 3.1   | 17.4   | 3.55    | 0.67    | 1.06    | 1      |
| FFP0233                     | 4.2    | 40.5   | 17.6  | 1.9   | 16.1  | 13.1  | 3.9   | 7.8    | 10.11   | 7.62    | 8.93    | 5.33   |
| FFP0252                     | 7      | 6.8    | 8.9   | 1     | 1     | 1     | 1     | 1      | 1       | 1       | 1       | 1      |
| AAAC055                     | 27.1   | 21.7   | 8.4   | 6.4   | 5.5   | 6.6   | 3.5   | 5.1    | 3.99    | 2.97    | 4.2     | 3.23   |
| FFP0257                     | 75.1   | 52.4   | 35.2  | 13.9  | 8     | 7.2   | 6.9   | 4.4    | 4.41    | 1.55    | 2.16    | 3.68   |
| AAA1274                     | 32.78  | 14.25  | 8.3   | 7.4   | 6.3   | 6.2   | 6.6   | 6      | 6       | 6       | 6       | 6      |
| AAAC038                     | 4.6    | 3      | 2.3   | 2     | 1.8   | 0.8   | 2.3   | 1      | 4.3     | 1       | 1       | 2.02   |
| FFP0235                     | 39.6   | 9.9    | 5     | 7.1   | 3.3   | 3.1   | 4     | 5.11   | 1       | 1       | 4.96    | 2.7    |
| FFP0255                     | 4.6    | 1.4    | 1     | 1     | 1     | 8.9   | 1     | 0.03   | 1       | 0.07    | 1       | 1      |
| TIG0057                     | 25.5   | 16.8   | 15.2  | 1.4   | 11.4  | 8.8   | 7.6   | 4.82   | 4.91    | 5.1     | 4.09    | 4      |
| FFP0229                     | 19.7   | 23.4   | 33.9  | 19.1  | 10.4  | 13.9  | 11.4  | 9.25   | 7.97    | 8.4     | 4       | 4      |
| FFP0224                     | 17.6   |        |       |       |       |       |       |        |         |         |         |        |
| TOTAL                       | 481.38 | 331.65 | 250.1 | 208.5 | 157.9 | 165.5 | 120.9 | 113.21 | 100.56  | 81.49   | 81.81   | 82.38  |
| PROMEDIO                    | 21     | 15.1   | 11.4  | 9.5   | 7.2   | 7.5   | 5.5   | 5.1    | 4.6     | 3.7     | 3.7     | 3.7    |
| DECLINACION                 |        | 28%    | 25%   | 17%   | 24%   | -5%   | 27%   | 6%     | 11%     | 19%     | 0%      | -1%    |

| GANANCIAS DE PRODUCCION Ebs |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |                    |
|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|
| POZO                        | mes 13 | mes 14 | mes 15 | mes 16 | mes 17 | mes 18 | mes 19 | mes 20 | mes 21 | mes 22 | mes 23 | COSTO US\$<br>FRAC |
| FFP0236                     | 1      | 1      | 1      | 55     | 12     | 1      | 13     | 11     | 1      | 13     | 12     | 150.04             |
| AAAC051                     | 2      | 2      | 61     | 78     | 62     | 6      | 42     | 33     | 39     | 38     | 4      | 117.22             |
| AAAC057                     | 3.26   | 3      | 3.3    | 3.3    | 3.7    | 4.4    | 4.2    | 2.4    | 2      | 2      | 3.5    | 143.16             |
| FFP0238                     | 8.04   | 5.3    | 4.2    | 9.8    | 4.3    | 5.5    | 6.5    | 5.6    | 4.1    | 2.7    | 5.3    | 102.348            |
| FFP0248                     | 6.86   | 3.4    | 4.2    | 4.8    | 6.3    | 5.8    | 1.9    | 5      | 5.1    | 4.2    | 4.4    | 75.206             |
| FFP0244                     | 8.91   | 5.9    | 5.9    | 6.7    | 4.6    | 6.8    | 4.7    | 2.7    | 4.7    | 2.6    | 5.9    | 150.373            |
| AAAC058                     | 2.31   | 0.4    | 0.7    | 1      | 0.8    | 0.4    | 0.2    | 1      | 1      | 1      | 0.2    | 159.126            |
| FFP0246                     | 6.65   | 5.7    | 0.3    | 0.4    | 1      | 1      | 0.3    | 0.8    | 0.9    | 0.6    | 0.1    | 52.794             |
| AAA1238                     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 0.1    | 1      | 1      | 1      | 1      | 3.1    | 78.85              |
| AAAC039                     | 5      | 4.1    | 1.27   | 1.07   | 8.9    | 4.6    | 4.2    | 4.2    | 3.7    | 5      | 4.2    | 80.191             |
| AAA1287                     | 1      | 1      | 1      | 0.4    | 0.7    | 0.2    | 0.7    | 0.4    | 0.5    | 0.1    | 0.9    | 153.491            |
| FFP0228                     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 3.1    | 1      | 1      | 46.829             |
| FFP0233                     | 5.9    | 6      | 4.6    | 6.9    | 6.1    | 4.6    | 6      | 6.1    | 6      | 5.1    | 6.7    | 54.023             |
| FFP0252                     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 49.928             |
| AAAC055                     | 3      | 3.5    | 3.8    | 0.7    | 0.8    | 1.7    | 1.6    | 1.1    | 0.5    | 0.1    | 1      | 59.441             |
| FFP0257                     | 1.2    | 0.6    | 2      | 8.3    | 4.3    | 3.3    | 0.7    | 2      | 1.6    | 0.6    | 1      | 63.428             |
| AAA1274                     | 5      | 5      | 4      | 6.4    | 1.3    | 10.2   | 7.2    | 4.6    | 5.5    | 6.5    | 6.8    | 63.788             |
| AAAC038                     | 2      | 1.7    | 1.3    | 2.2    | 0.8    | 0.9    | 2.6    | 2      | 2.1    | 1.9    | 1.2    | 67.566             |
| FFP0235                     | 2.4    | 3.3    | 1.8    | 3.7    | 2.5    | 1.5    | 1.5    | 0.9    | 1      | 1      | 1      | 43.312             |
| FFP0255                     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1.1    | 1      | 1      | 1      | 1      | 0      | 1      | 100.156            |
| TIG0057                     | 1.9    | 3.7    | 4      | 2.3    | 3.2    | 2.9    | 1.5    | 3.8    | 3.2    | 3.6    | 2.7    | 90.877             |
| FFP0229                     | 4.8    | 7.1    | 1.39   | 1.35   | 7.9    | 1.12   | 1.22   | 1.18   | 1.13   | 1.05   | 8.6    | 103.731            |
| FFP0224                     |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 45.03              |
| TOTAL                       | 75.23  | 66.7   | 78.8   | 98.4   | 80.4   | 75.1   | 65.5   | 62.8   | 64.2   | 55.6   | 64.8   | 2010.955           |
| PROMEDIO                    | 3.4    | 3.0    | 3.6    | 4.5    | 3.7    | 3.4    | 3.0    | 2.9    | 2.9    | 2.5    | 2.9    | 83.39              |
| DECLINAC                    |        | 9%     | 11%    | -18%   | -23%   | 18%    | 7%     | 13%    | 4%     | -2%    | 13%    | -17%               |

## ANÁLISIS ECONOMICO DE POZOS FRACTURADOS

| Valor neto percibido |                 | 14 u\$/bbl   |              |                 |                             |           |
|----------------------|-----------------|--------------|--------------|-----------------|-----------------------------|-----------|
| Tasa de interes      |                 | 8% anual     |              |                 |                             |           |
| Mes                  | Declinación (%) | Prod (bls/d) | Prod (bls/m) | Ingresos (u\$s) | Ingresos v. presente (u\$s) | Cashflow  |
| 0                    | Q. anterior     | 2,56         |              | -89.389         | -89.389                     |           |
| 1                    | Q. inicial      | 21,00        | 638,4        | 8938            | 8.878                       | (80.511 ) |
| 2                    | 28%             | 15,12        | 459,6        | 6435            | 6.350                       | (74.160 ) |
| 3                    | 25%             | 11,34        | 344,7        | 4826            | 4.731                       | (69.429 ) |
| 4                    | 17%             | 9,41         | 286,1        | 4006            | 3.901                       | (65.529 ) |
| 5                    | 10%             | 8,47         | 257,5        | 3605            | 3.487                       | (62.041 ) |
| 6                    | 5%              | 8,05         | 244,6        | 3425            | 3.291                       | (58.750 ) |
| 7                    | 4%              | 7,73         | 234,9        | 3288            | 3.139                       | (55.612 ) |
| 8                    | 3%              | 7,49         | 227,8        | 3189            | 3.024                       | (52.587 ) |
| 9                    | 2%              | 7,34         | 223,3        | 3126            | 2.944                       | (49.643 ) |
| 10                   | 2%              | 7,20         | 218,8        | 3063            | 2.866                       | (46.777 ) |
| 11                   | 2%              | 7,05         | 214,4        | 3002            | 2.790                       | (43.987 ) |
| 12                   | 2%              | 6,91         | 210,1        | 2942            | 2.716                       | (41.271 ) |
| 13                   | 2%              | 6,77         | 205,9        | 2883            | 2.644                       | (38.626 ) |
| 14                   | 2%              | 6,64         | 201,8        | 2825            | 2.574                       | (36.052 ) |
| 15                   | 2%              | 6,51         | 197,8        | 2769            | 2.506                       | (33.546 ) |
| 16                   | 2%              | 6,38         | 193,8        | 2713            | 2.440                       | (31.106 ) |
| 17                   | 2%              | 6,25         | 189,9        | 2659            | 2.375                       | (28.731 ) |
| 18                   | 2%              | 6,12         | 186,1        | 2606            | 2.312                       | (26.419 ) |
| 19                   | 2%              | 6,00         | 182,4        | 2554            | 2.251                       | (24.168 ) |
| 20                   | 2%              | 5,88         | 178,8        | 2503            | 2.191                       | (21.977 ) |
| 21                   | 2%              | 5,76         | 175,2        | 2453            | 2.133                       | (19.843 ) |
| 22                   | 2%              | 5,65         | 171,7        | 2404            | 2.077                       | (17.767 ) |
| 23                   | 2%              | 5,53         | 168,3        | 2356            | 2.022                       | (15.745 ) |
| 24                   | 2%              | 5,42         | 164,9        | 2308            | 1.968                       | (13.777 ) |
| 25                   | 2%              | 5,32         | 161,6        | 2262            | 1.916                       | (11.861 ) |
| 26                   | 2%              | 5,21         | 158,4        | 2217            | 1.865                       | (9.995 )  |
| 27                   | 2%              | 5,10         | 155,2        | 2173            | 1.816                       | (8.180 )  |
| 28                   | 2%              | 5,00         | 152,1        | 2129            | 1.768                       | (6.412 )  |
| 29                   | 2%              | 4,90         | 149,0        | 2087            | 1.721                       | (4.691 )  |
| 30                   | 2%              | 4,80         | 146,1        | 2045            | 1.675                       | (3.015 )  |
| 31                   | 2%              | 4,71         | 143,1        | 2004            | 1.631                       | (1.384 )  |
| 32                   | 2%              | 4,61         | 140,3        | 1964            | 1.588                       | 203       |

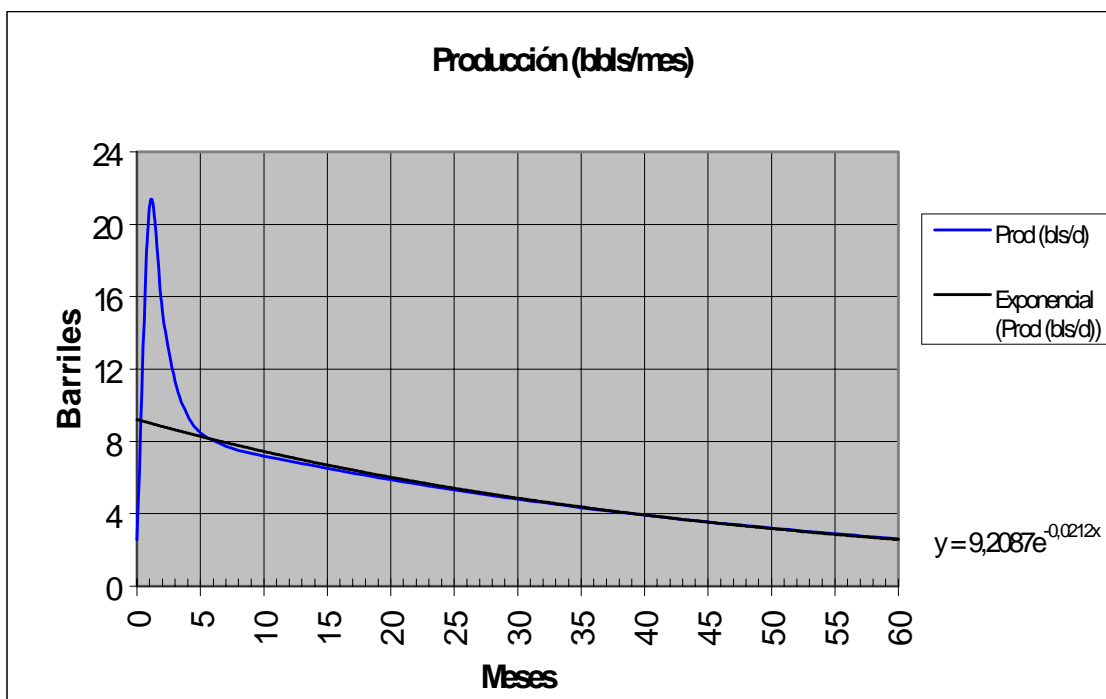
PAY OUT

| Mes | Declinación (%) | Prod (bls/d) | Prod (bls/m) | Ingresos (u\$s) | Ingresos v. presente (u\$s) | Cashflow      |
|-----|-----------------|--------------|--------------|-----------------|-----------------------------|---------------|
| 33  | 2%              | 4,52         | 137,5        | 1925            | 1.546                       | 1.749         |
| 34  | 2%              | 4,43         | 134,7        | 1886            | 1.505                       | 3.254         |
| 35  | 2%              | 4,34         | 132,0        | 1848            | 1.465                       | 4.719         |
| 36  | 2%              | 4,26         | 129,4        | 1811            | 1.426                       | 6.145         |
| 37  | 2%              | 4,17         | 126,8        | 1775            | 1.388                       | 7.533         |
| 38  | 2%              | 4,09         | 124,3        | 1740            | 1.352                       | 8.885         |
| 39  | 2%              | 4,01         | 121,8        | 1705            | 1.316                       | 10.200        |
| 40  | 2%              | 3,93         | 119,3        | 1671            | 1.281                       | 11.481        |
| 41  | 2%              | 3,85         | 117,0        | 1637            | 1.247                       | 12.728        |
| 42  | 2%              | 3,77         | 114,6        | 1605            | 1.214                       | 13.942        |
| 43  | 2%              | 3,69         | 112,3        | 1573            | 1.182                       | 15.124        |
| 44  | 2%              | 3,62         | 110,1        | 1541            | 1.150                       | 16.274        |
| 45  | 2%              | 3,55         | 107,9        | 1510            | 1.120                       | 17.394        |
| 46  | 2%              | 3,48         | 105,7        | 1480            | 1.090                       | 18.485        |
| 47  | 2%              | 3,41         | 103,6        | 1451            | 1.061                       | 19.546        |
| 48  | 2%              | 3,34         | 101,5        | 1421            | 1.033                       | 20.579        |
| 49  | 2%              | 3,27         | 99,5         | 1393            | 1.006                       | 21.585        |
| 50  | 2%              | 3,21         | 97,5         | 1365            | 979                         | 22.565        |
| 51  | 2%              | 3,14         | 95,6         | 1338            | 953                         | 23.518        |
| 52  | 2%              | 3,08         | 93,7         | 1311            | 928                         | 24.446        |
| 53  | 2%              | 3,02         | 91,8         | 1285            | 904                         | 25.350        |
| 54  | 2%              | 2,96         | 89,9         | 1259            | 880                         | 26.229        |
| 55  | 2%              | 2,90         | 88,1         | 1234            | 856                         | 27.085        |
| 56  | 2%              | 2,84         | 86,4         | 1209            | 834                         | 27.919        |
| 57  | 2%              | 2,78         | 84,7         | 1185            | 812                         | 28.730        |
| 58  | 2%              | 2,73         | 83,0         | 1161            | 790                         | 29.520        |
| 59  | 2%              | 2,67         | 81,3         | 1138            | 769                         | 30.290        |
| 60  | 2%              | 2,62         | 79,7         | 1115            | 749                         | <b>31.038</b> |

|               |  |             |                        |
|---------------|--|-------------|------------------------|
| <b>139332</b> | <b>Ingresos totales</b>                      |             |                        |
| <b>31.038</b> | <b>Valor neto actual</b>                     | <b>0,7%</b> | <b>Interes mensual</b> |
| <b>2,26%</b>  | <b>TIR(mensual)</b>                          | <b>31%</b>  | <b>TIR(anual)</b>      |
| <b>0</b>      | <b>Valor neto actual a una tasa = al TIR</b> |             |                        |
| <b>32</b>     | <b>Meses para Pay Out</b>                    |             |                        |



## CURVA TIPO PARA FRACTURA



Para los resultados obtenidos a partir del análisis económico, el proyecto de fracturamiento dependerá de su rentabilidad de acuerdo al precio final del barril de petróleo y del capital que la empresa privada espera seguir invirtiendo para elevar la producción de crudo en el menor tiempo posible.

El tiempo de repago (32 meses) me ayuda a medir parte del riesgo del proyecto, sin embargo no me permite conocer el rendimiento del capital invertido, mientras que la tasa interna de retorno (31%) esta por encima de la tasa máxima con que empezó la inversión y es un indicador de aceptación o rechazo de un proyecto.

El valor neto actual me da una idea de la magnitud del proyecto y es un criterio válido para aceptar o rechazar proyectos, tanto así que se lo utiliza con la tasa interna de retorno para un valor mayor o igual a cero para su aceptación.

***CAPITULO VII***

***CONCLUSIONES Y***

***RECOMENDACIONES***

## CONCLUSIONES

1. En la fractura hidráulica la roca llega al punto de falla separándose por efecto de tracción ya que la resistencia a la compresión puede ser bastante alta y la resistencia a la tracción es de 10 a 100 veces menores que la anterior.
2. La fractura o rompimiento de la roca se produce siempre en sentido perpendicular al de la menor tensión o esfuerzos en la roca reservorio.
3. La fractura hidráulica habilita zonas aisladas por heterogeneidad o donde existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde de pozo.
4. La clave principal para determinar cuando un pozo es o no un buen candidato a ser fracturado, es diagnosticar las razones por las que el pozo tiene baja productividad.
5. Cuando se realiza el tratamiento en zonas delgadas el régimen de producción no depende del espesor de la zona, sino de la recuperación final y los gastos de tratamientos.

6. La fractura a veces resulta ser beneficiosa cuando el espesor de la formación es errático, donde están ensanchadas o donde las secciones productoras de petróleo no están bien definidas.
7. Aunque el pozo tenga presión apropiada y no haya daño, si la permeabilidad natural es baja, también será la producción. Estos pozos son muy buenos candidatos a ser fracturados.
8. Si de los ensayos de presión resulta que la presión estática es muy baja (por ejemplo, por estar el reservorio depletado), un tratamiento de fracturación hidráulica sólo podría incrementar temporalmente la producción, pero la misma declinaría rápidamente.
9. Si se detecta existencia de daño, se puede mejorar la producción eliminando las causas del daño o bien atravesando por medio de una fracturación.
10. Se ha comprobado que las propiedades de los fluidos que se utilizan en fractura como coeficiente de filtrado y reología son drásticamente afectados por la temperatura.
11. Los fluidos ingresan a la fractura con una temperatura mucho más cercana a la que poseen en superficie que a la temperatura estática de la formación.

12. Las dimensiones de la fractura empaquetada serán distintas y menores que las de la fractura dinámica creada, además de ser las determinantes del incremento de productividad obtenido.
13. Los fluidos de fractura deben reunir ciertas condiciones de seguridad para poder ser usados en el campo. Por este motivo los fluidos base acuosa son los más comúnmente usados
14. Las formaciones más comunes donde se aplica la fractura hidráulica se puede agrupar en tres tipos básicos: la primera es una arenisca, estas poseen la menor reactividad y alteración en contacto con el fluido de fractura. El segundo tipo le constituyen las arcillas, estas son muy reactivas y fácilmente alterables por efecto del filtrado del fluido de fractura. El tercer tipo básico de roca es una arenisca cuarzosa con cemento carbonático, esta tiene expuesta los espacios porales, son altamente sensibles a bajo ph.
15. Se tiene claro lo importante que es la información completa del pozo para el tratamiento de fractura como es: espesor de la formación, información de intervenciones previas, aislación entre zonas, estado del equipo de pozo, historial de producción del pozo y la de los que lo rodean, ubicación de los contactos gas-petróleo y agua - petróleo, etc. La confiabilidad de los datos resulta significativa en las estimaciones del diseño de un tratamiento de fractura.

16. Estamos limitados en la capacidad de controlar como se propagará la fractura, donde quedará ubicado el agente de sostén y cuales serán los resultados obtenidos de la estimulación.
17. La determinación precisa de los valores exige tiempo y esfuerzos y tiene un costo, cuando se dispone de valores dudosos es aconsejable estudiar la sensibilidad de los resultados, realizar estimaciones con el valor cuestionado y, además, con los valores máximos y mínimos que lleguen a ser correspondidos en las estimaciones.
18. El análisis de todos los resultados orientará sobre la necesidad de realizar esfuerzos adicionales para precisar datos, a su vez enriquecen conocimientos y experiencias realimentando el diseño de futuros tratamientos en el yacimiento.
19. El tratamiento ideal sería aquel en que se produce un arenamiento cuando ingresa el último grano programado a la fractura. Prácticamente esto no significa que todo tratamiento debe orillar el arenamiento, sí se procura enfatizar que son muy distintas las consecuencias de un arenamiento prematuro de los de un arenamiento al filo de terminar la operación.

## **RECOMENDACIONES.**

1. Cuando se realizan tratamientos adicionales de fracturas o tratamientos sucesivos resulta efectivo exponer otras partes de las formaciones, eliminar el daño de formación o extendiendo las fracturas originales.
2. Mediante la información disponible de diversas fuentes y las estimaciones o cálculos derivados de ensayos de presión, es posible trazar algunos criterios para determinar el posible efecto de un tratamiento de fracturación hidráulica en determinado pozo.
3. Cada vez que un fragmento de una muestra de roca libere muchos finos en el fluido acuoso no ácido, se debería pensar que en el tratamiento utilizaremos un fluido base aceite
4. Si el agente cementante de las muestras de roca no es cuarzo, calcita, o dolomita, entonces las arcillas son probablemente las que mantienen los granos juntos. Un fluido acuoso puede causar que esta formación se desconsolide.
5. Si la prueba de flujo de fluido muestra un descenso significativo en la permeabilidad durante la prueba, algún tipo de daño esta ocurriendo. La migración de finos es frecuentemente la causa.



6. Si el pozo es muy caliente, tanto como 200 °F., las arcillas lógicamente estarán deshidratadas, a pesar de que un tratamiento ocasionará que se hidraten las arcillas, estas volverán a su estado natural con el tiempo.
  
7. Si la formación tiene alta permeabilidad, no podríamos fracturarlo debido a la eficiencia del fluido que puede ser demasiado baja para realizar un buen trabajo
  
8. La mejor recomendación que se puede tomar para obtener éxito en el diseño de un tratamiento de estimulación es NO economizar en pruebas de pozo y pruebas de laboratorio que conduzcan a la optimización del diseño.

# *APÉNDICES*

## APÉNDICE A

# APÉNDICE A

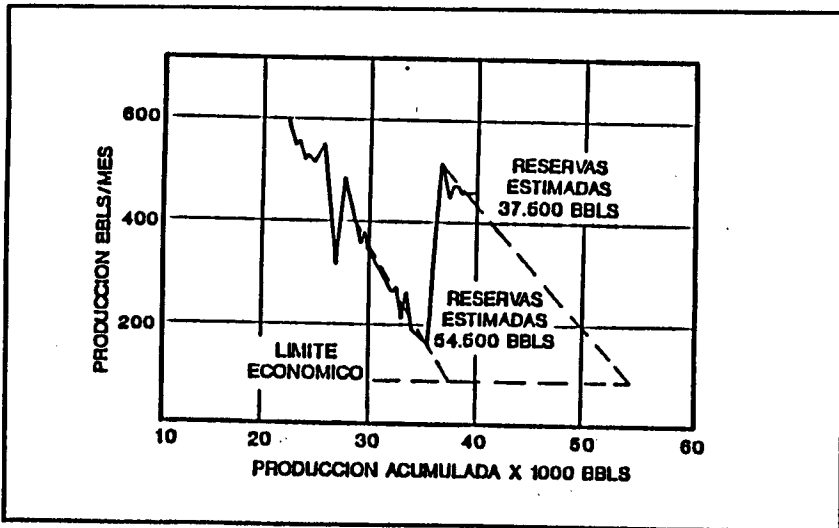


Figura # 1

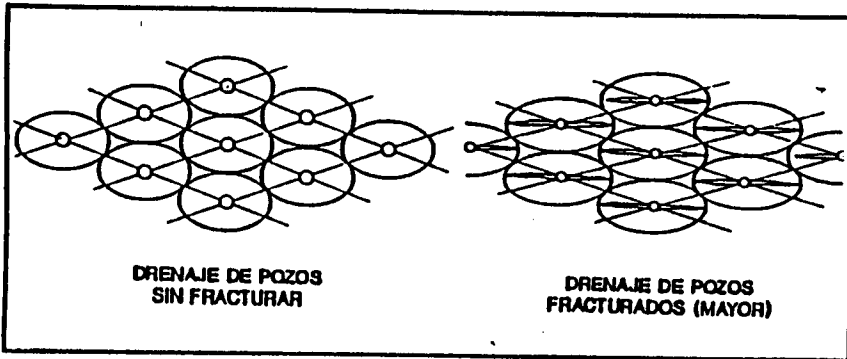


Figura # 2

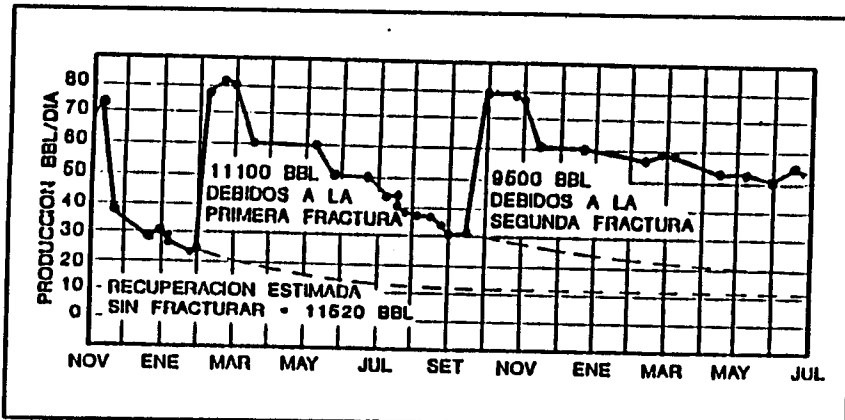


Figura # 3

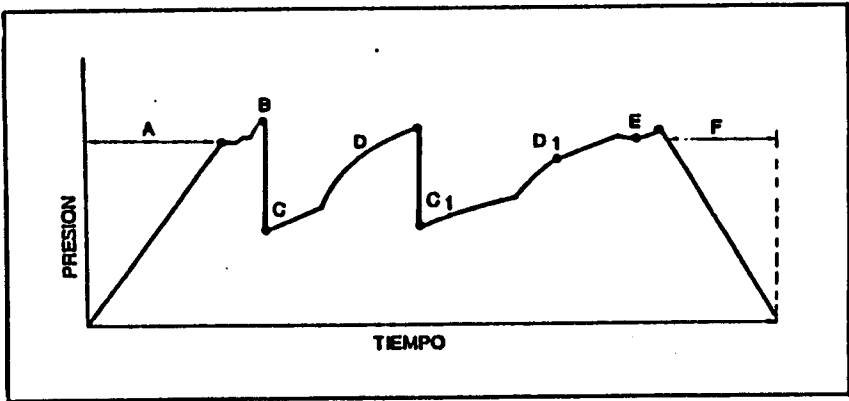


Figura # 4

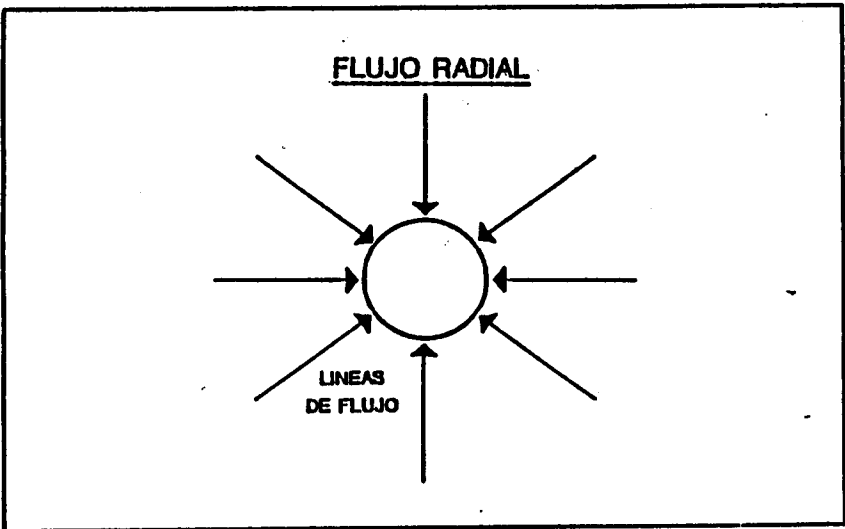


Figura # 5

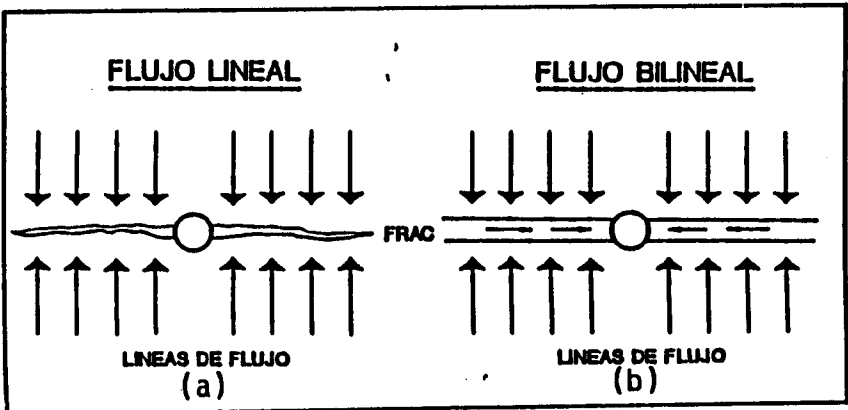


Figura # 6

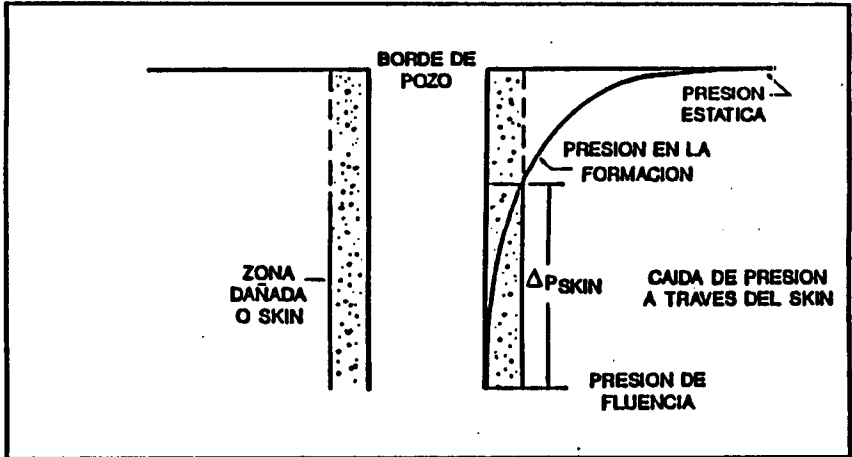


Figura # 7

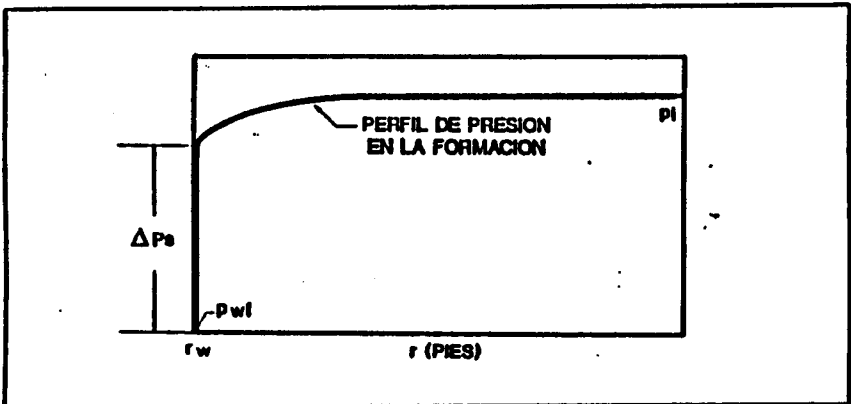


Figura # 8

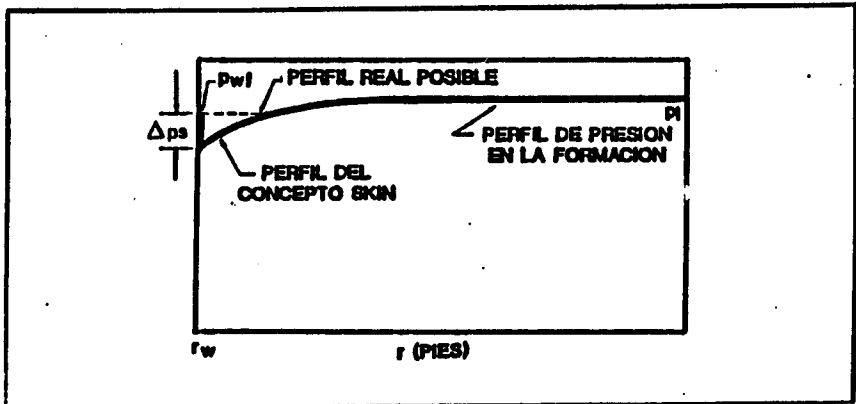


Figura # 9

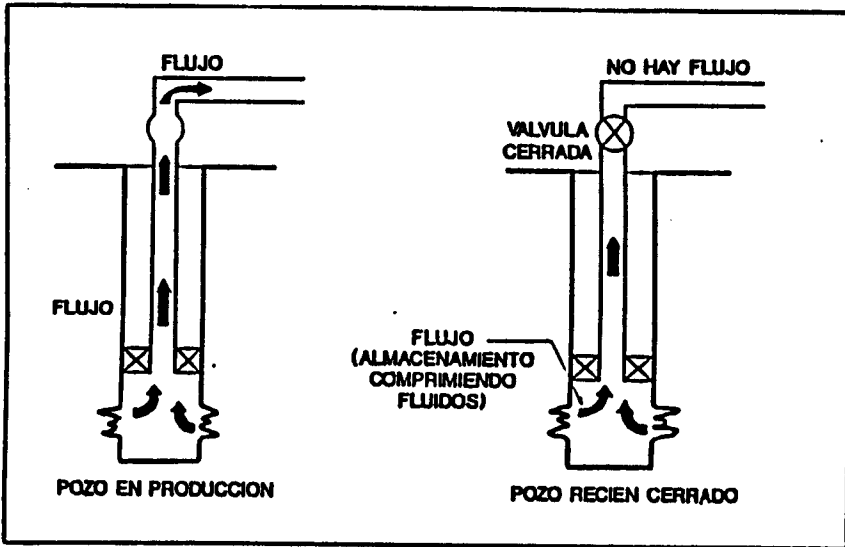


Figura # 10

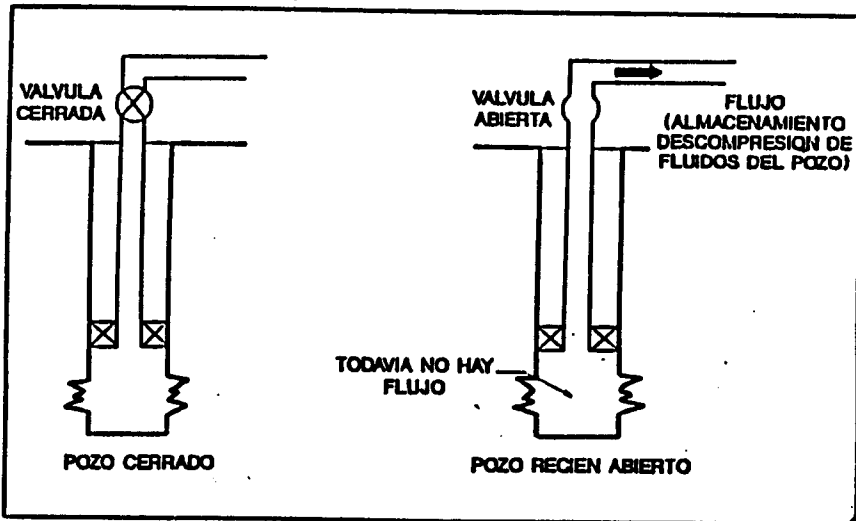


Figura # 11

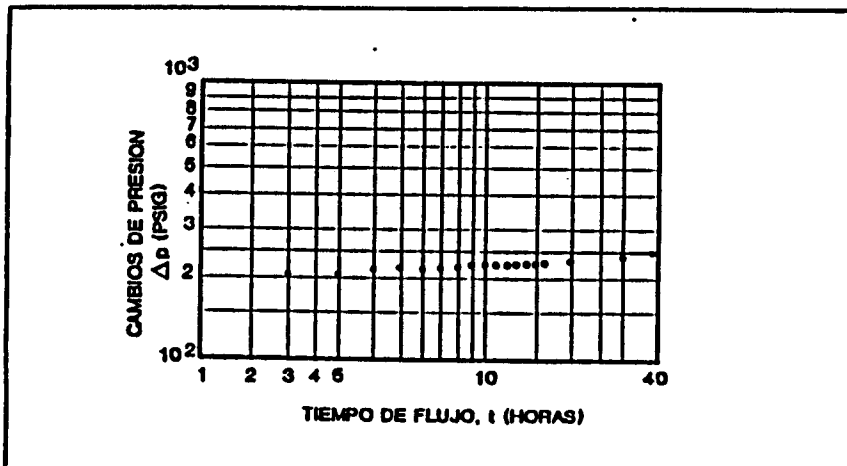


Figura # 12

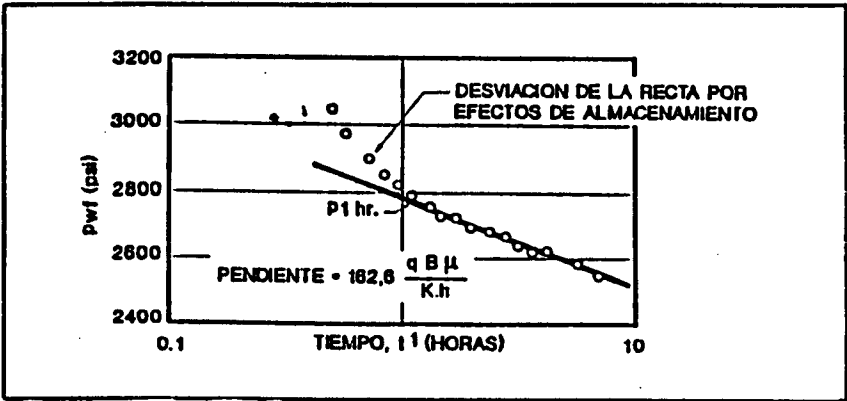


Figura # 13

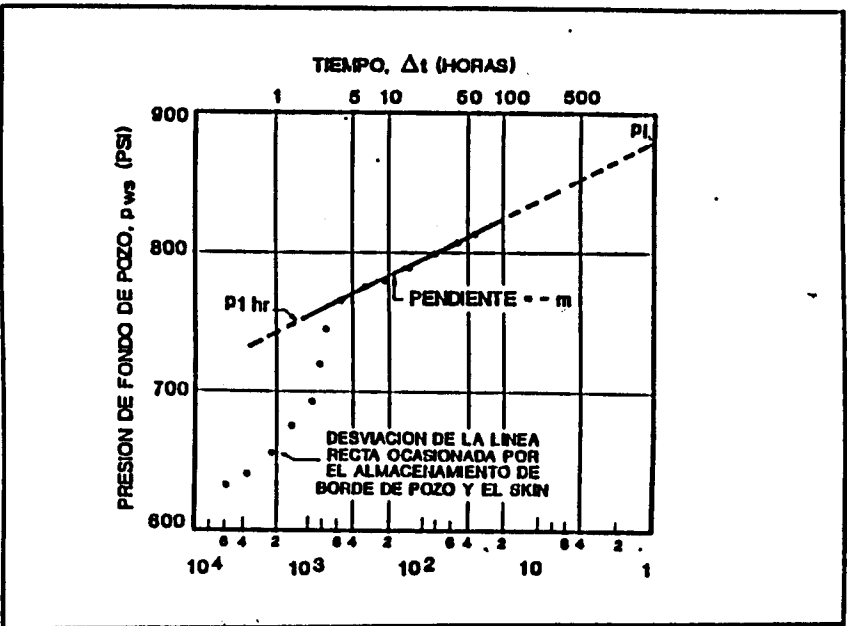


Figura # 14

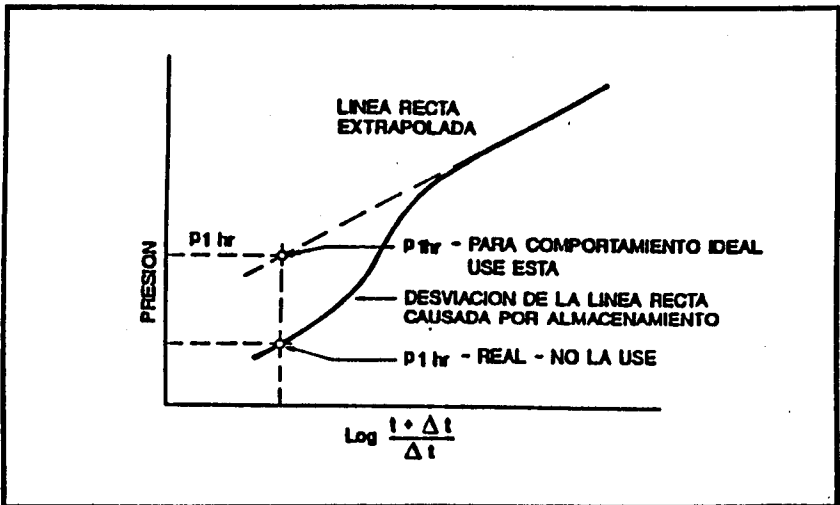


Figura # 15



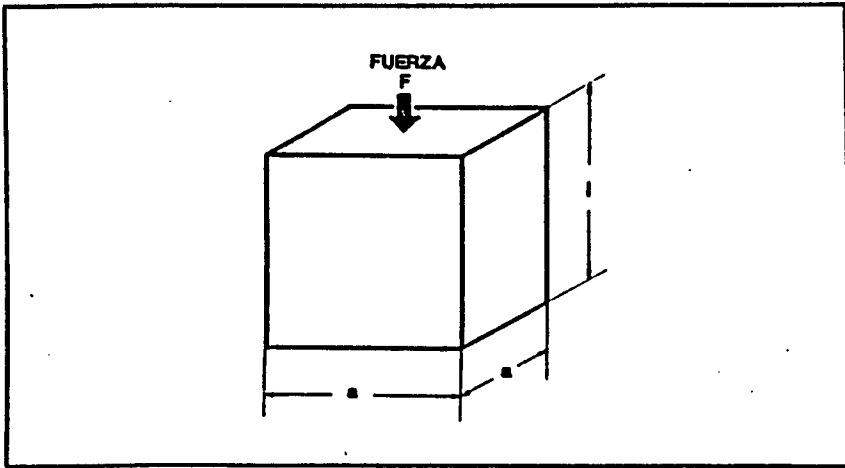


Figura # 16

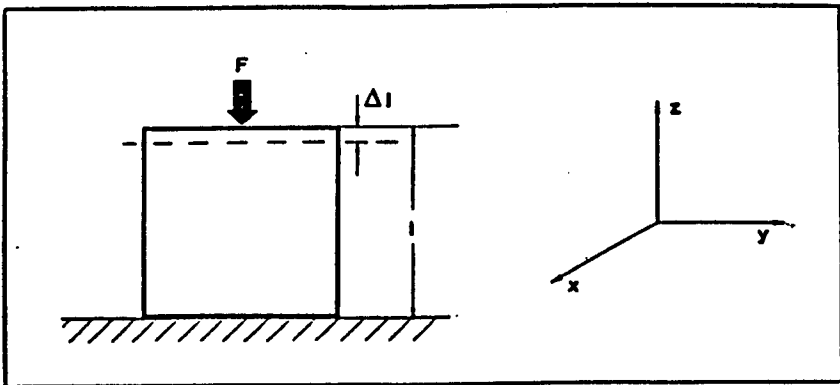


Figura # 17

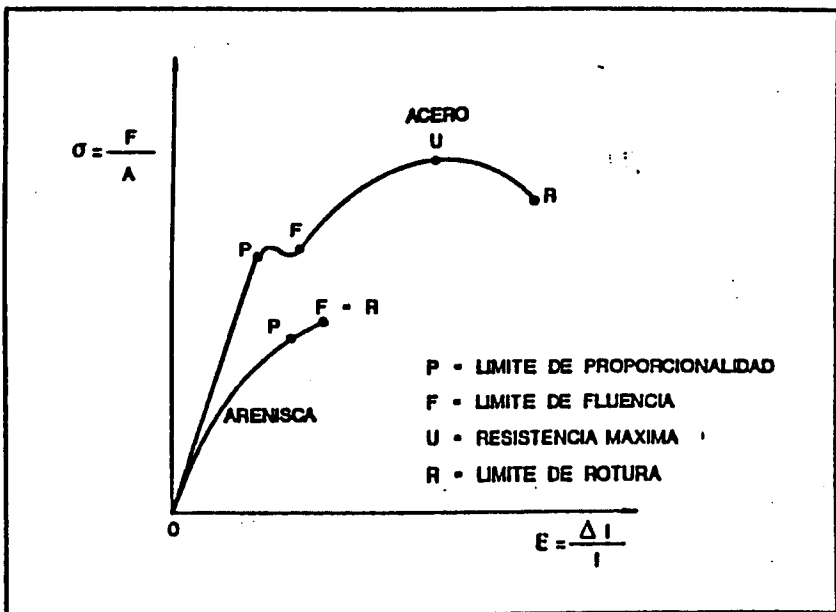


Figura # 18

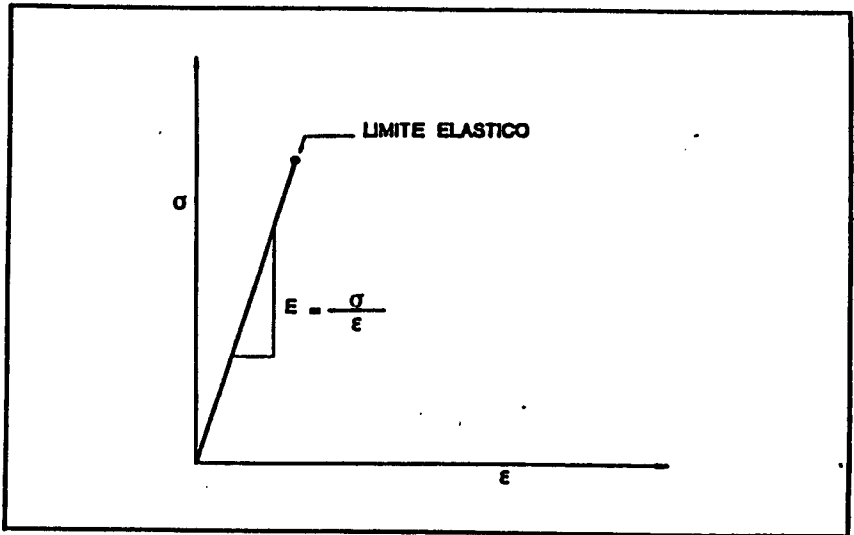


Figura # 19

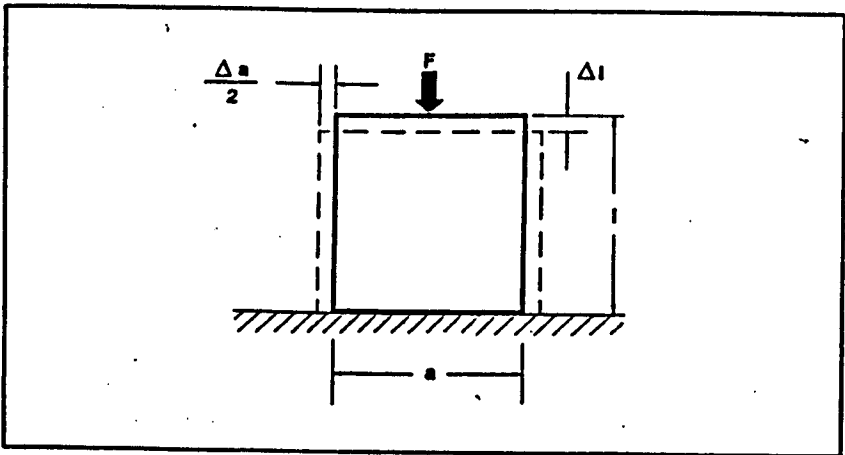


Figura # 20

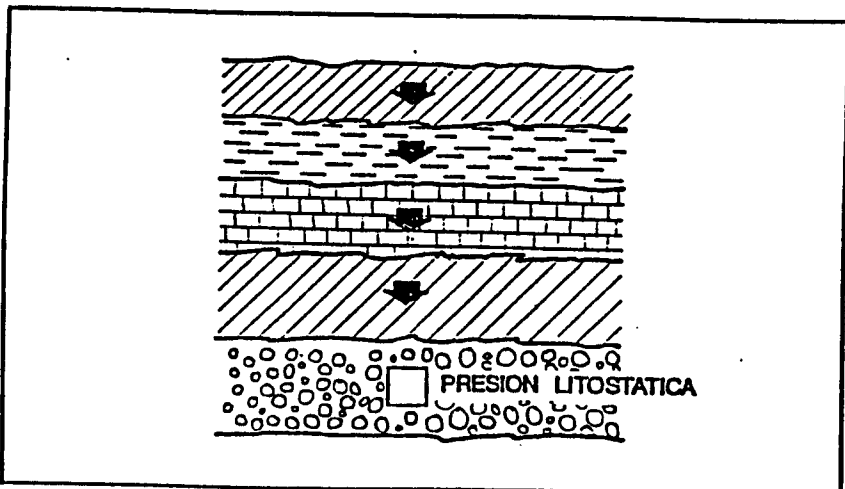


Figura # 21

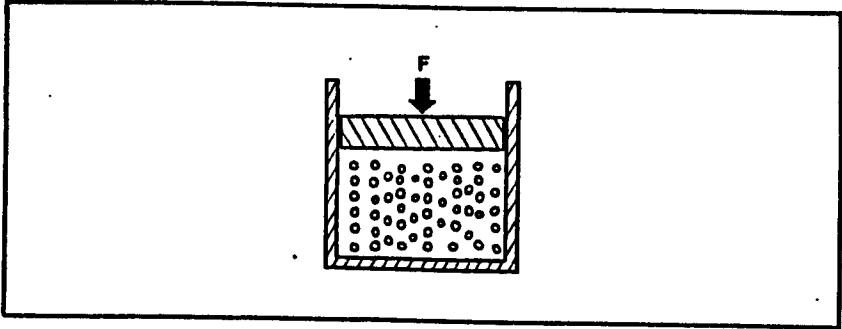


Figura # 22

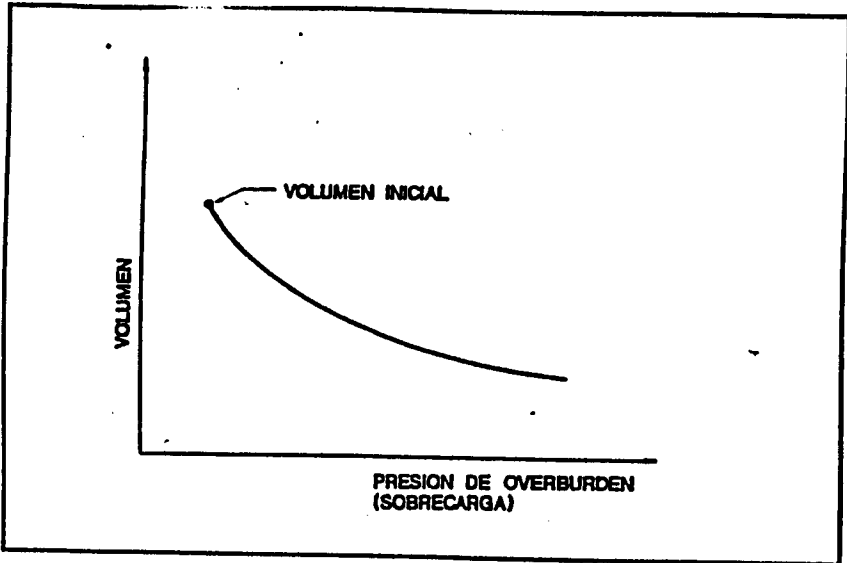


Figura # 23

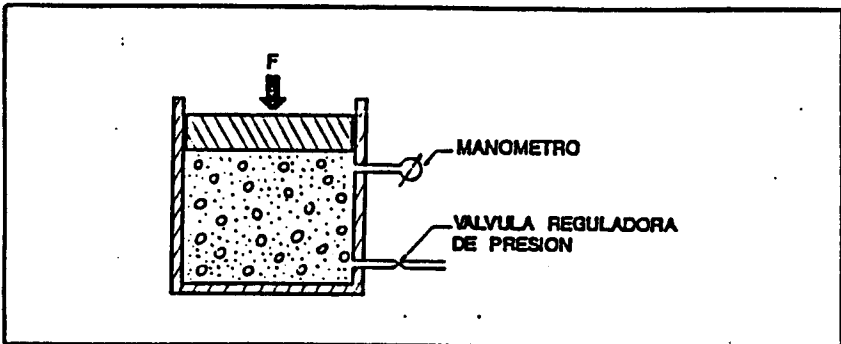


Figura # 24

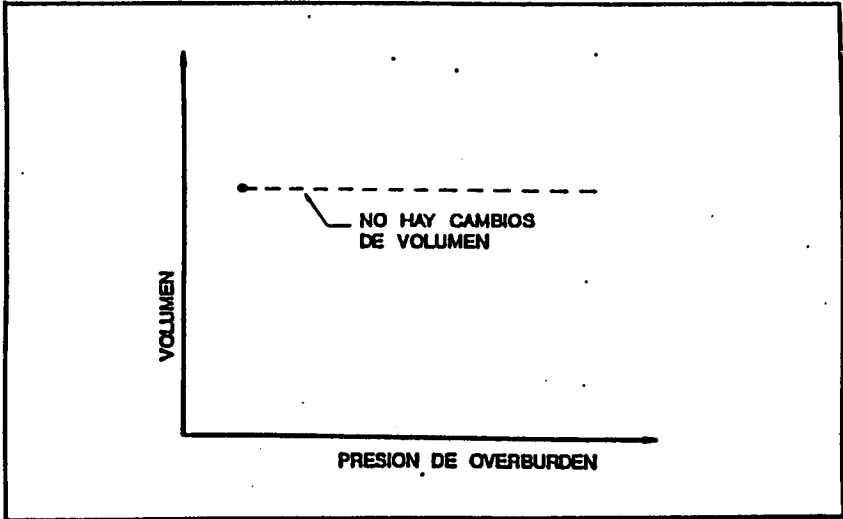


Figura # 25

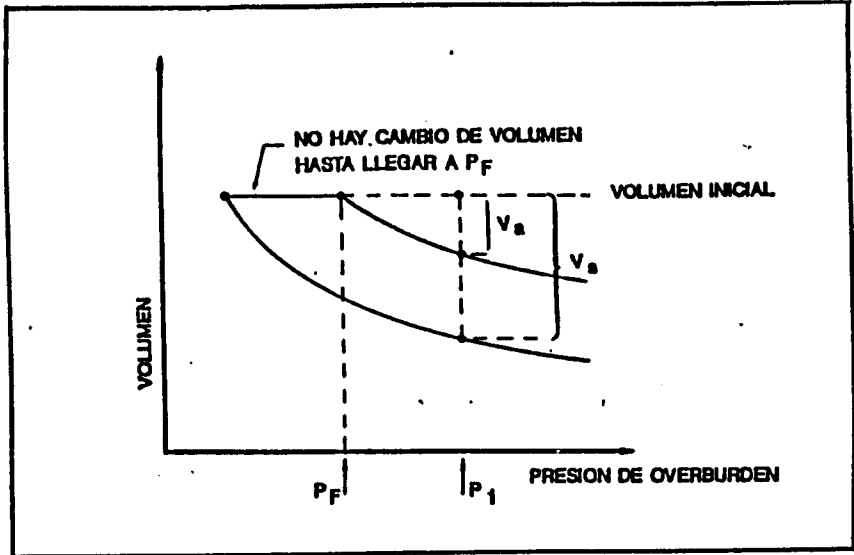


Figura # 26

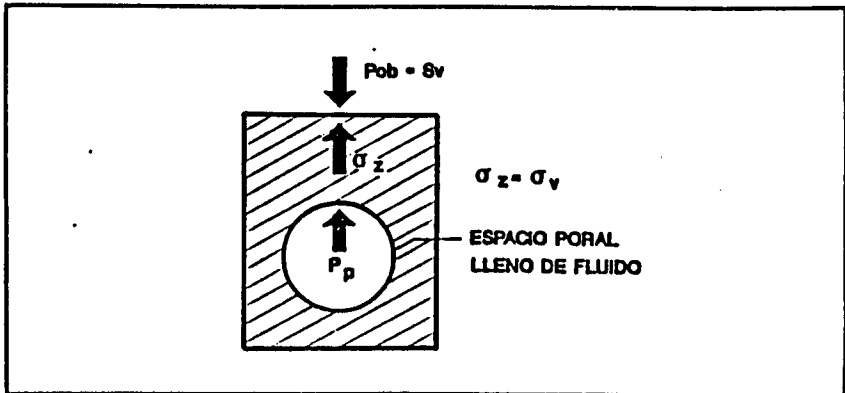


Figura # 27

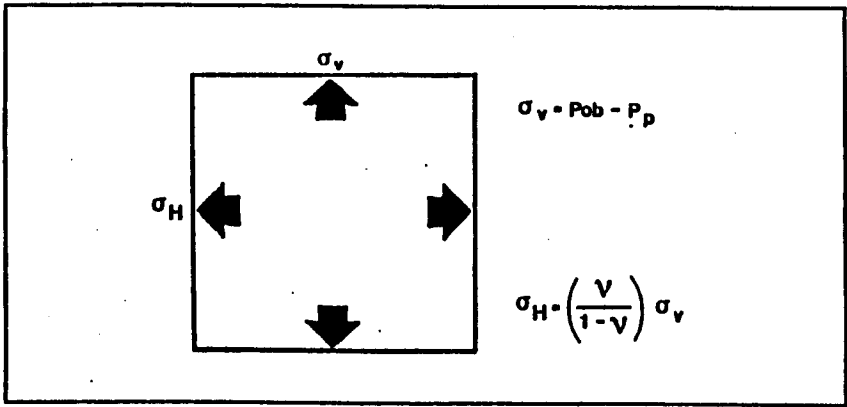


Figura # 28

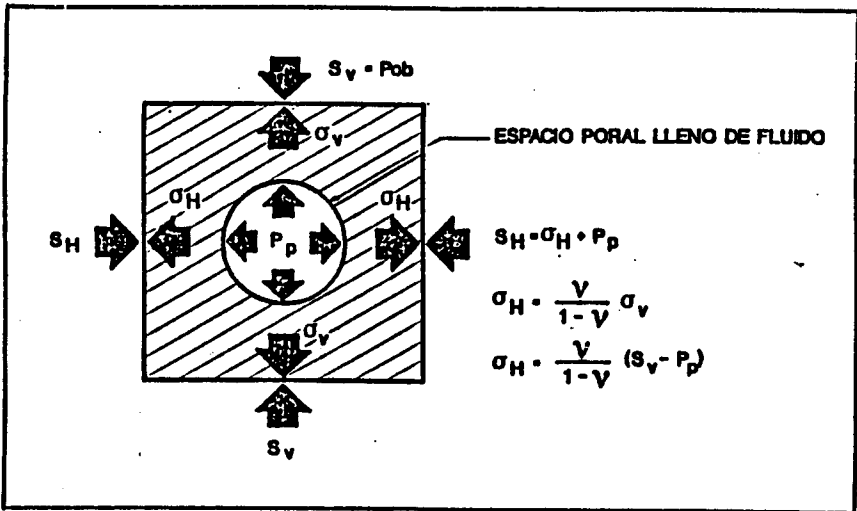


Figura # 29

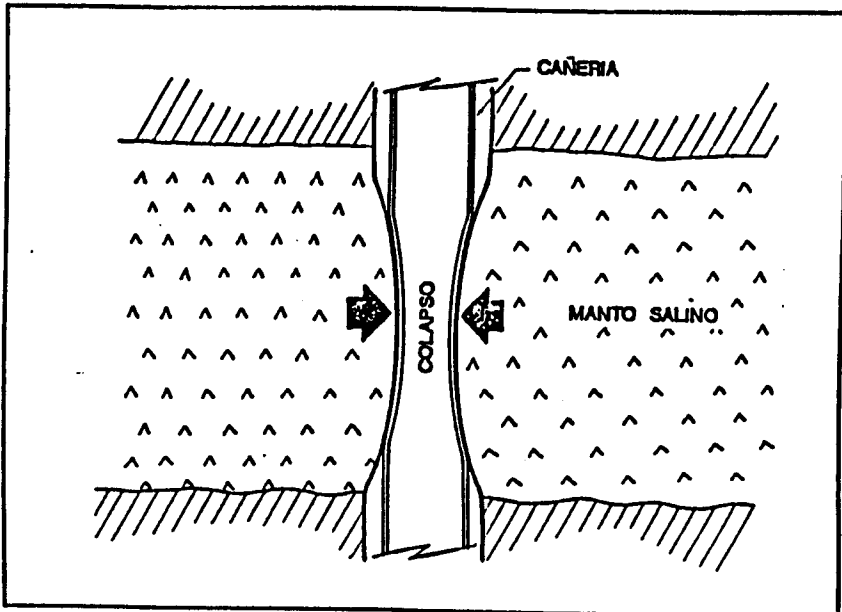


Figura # 30

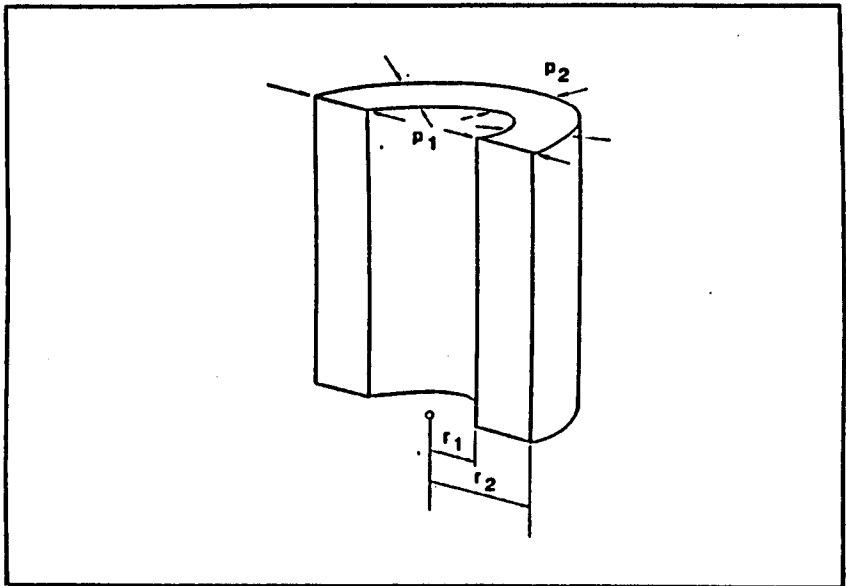


Figura # 31

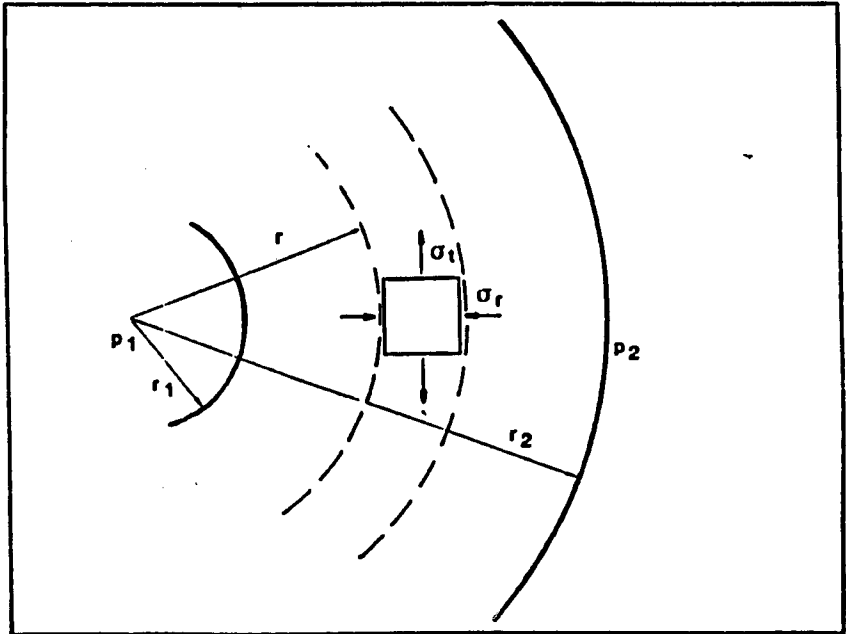


Figura # 32

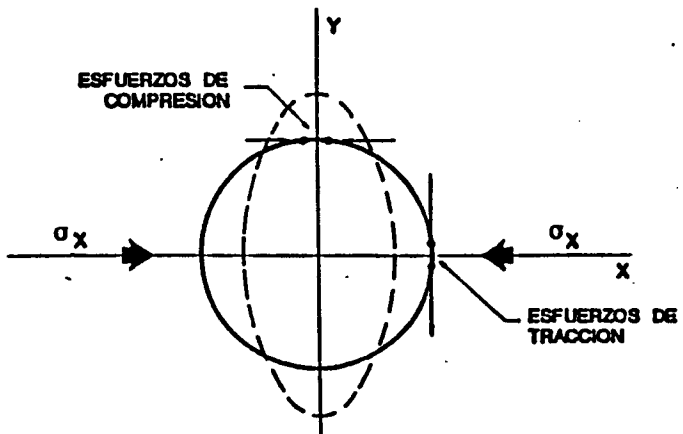


Figura # 33

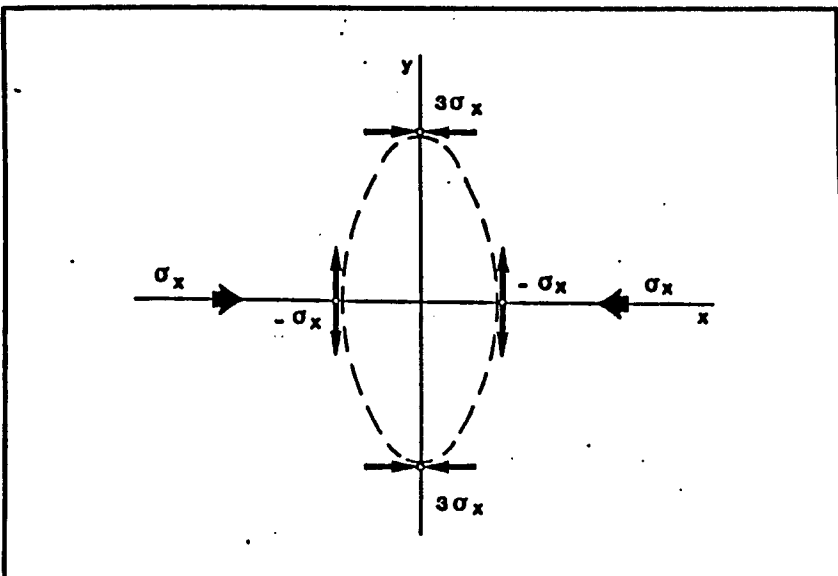


Figura # 34

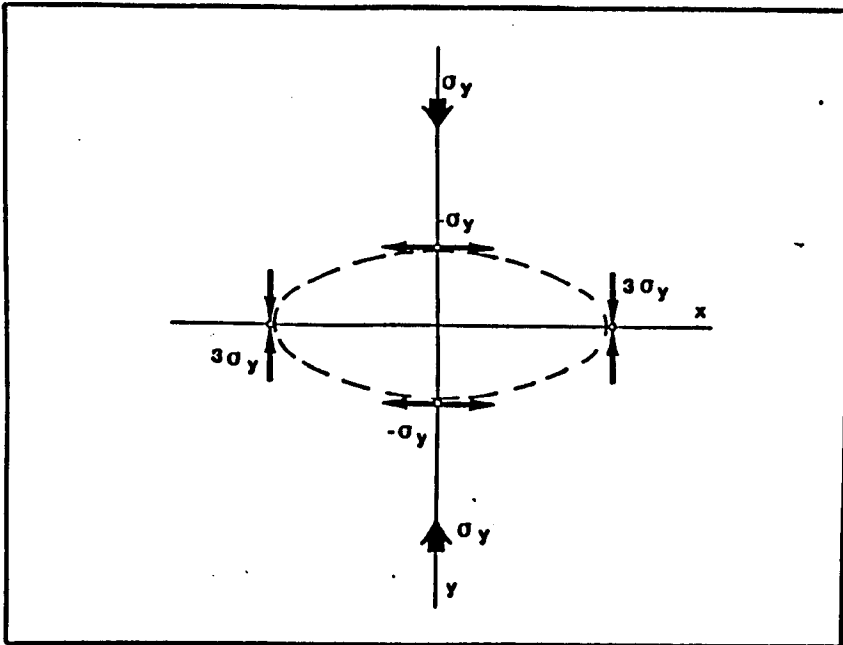


Figura # 35

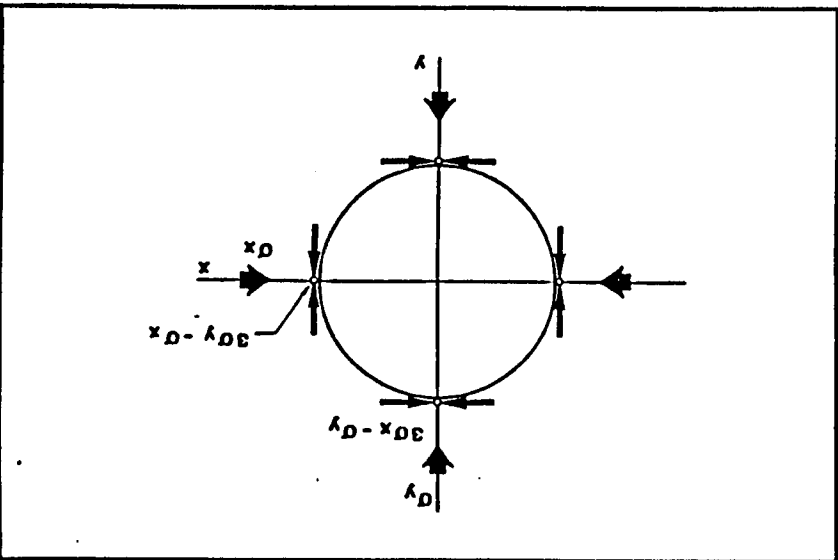


Figura # 36

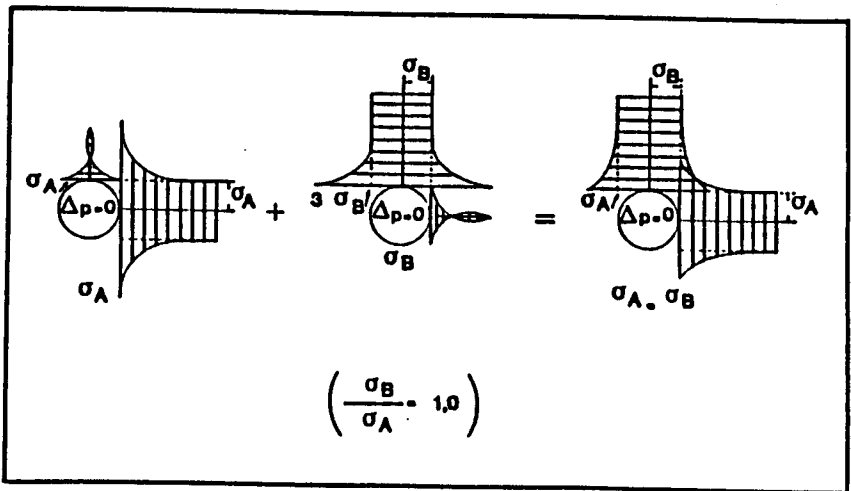


Figura # 37

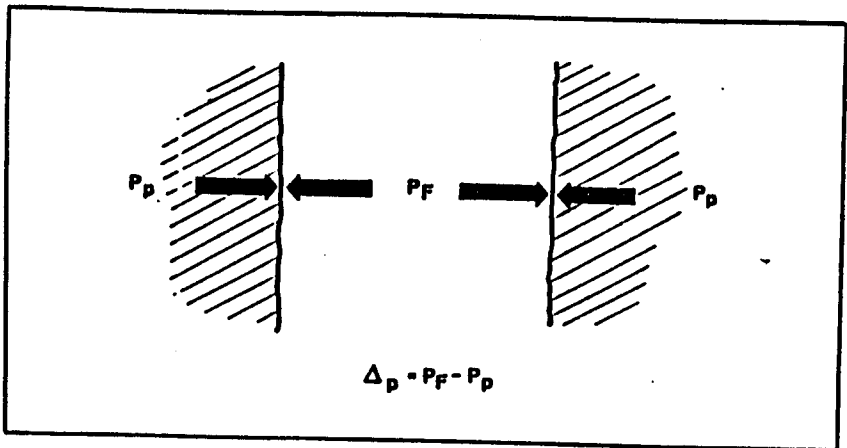


Figura # 38

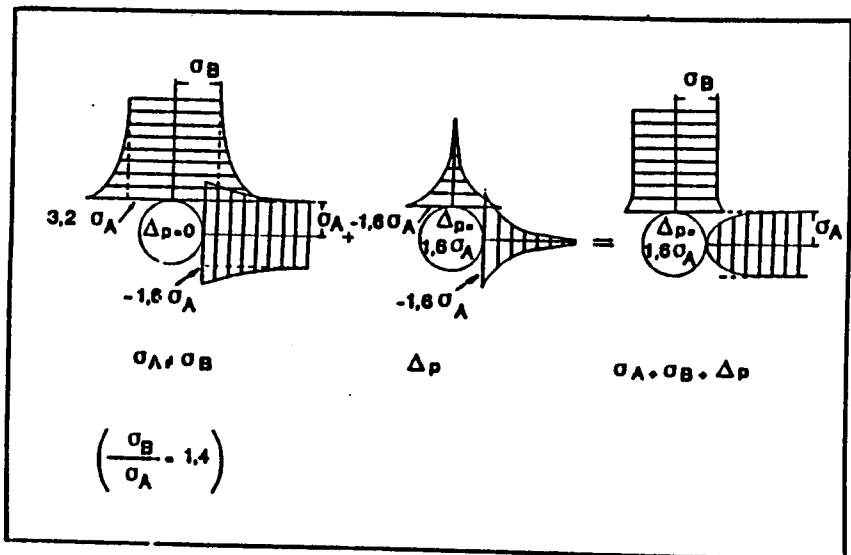


Figura # 39



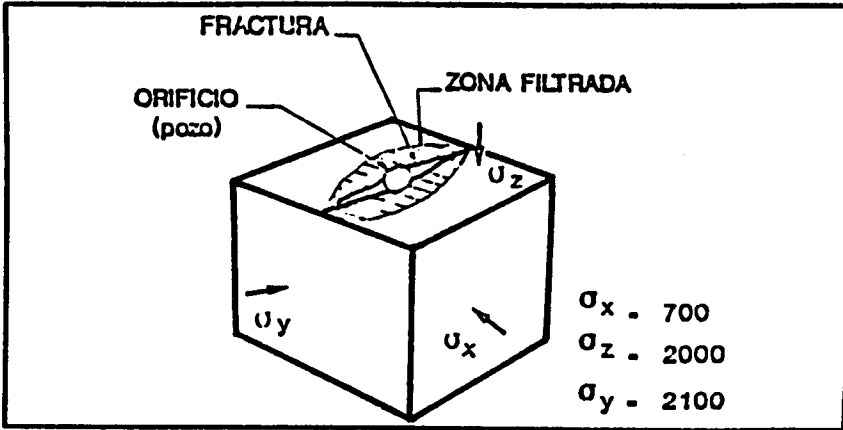


Figura # 40

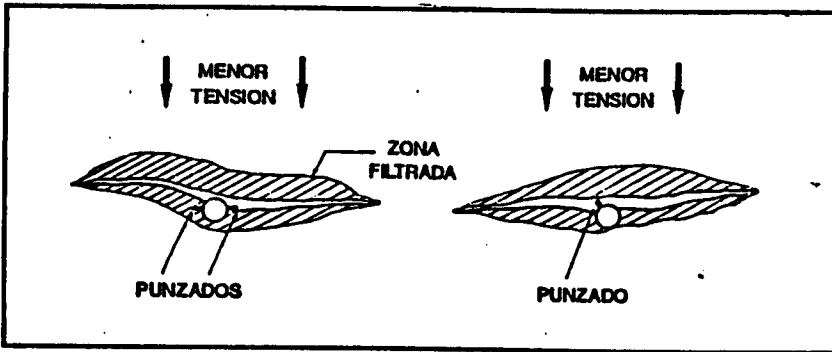


Figura # 41

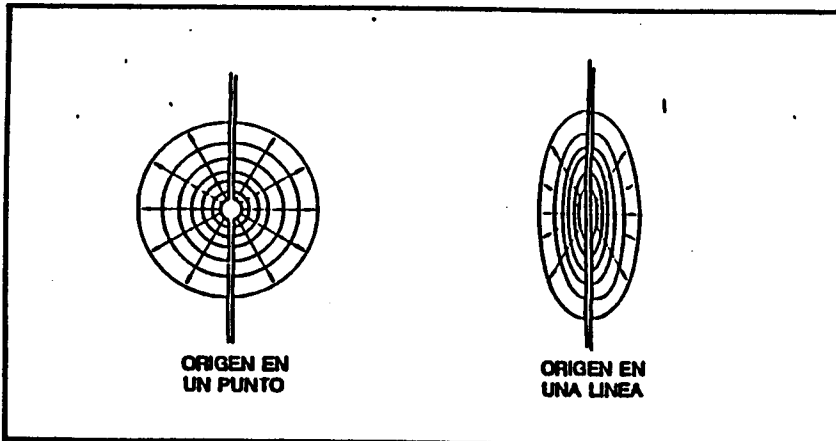
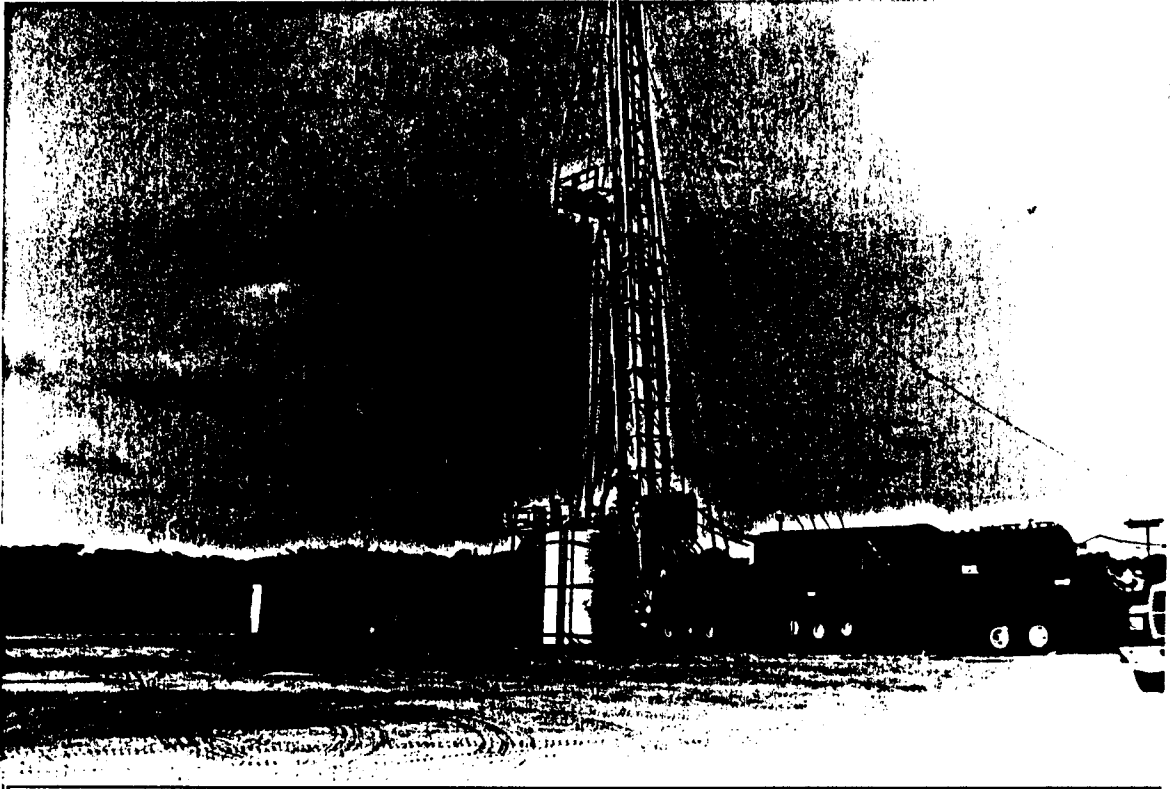
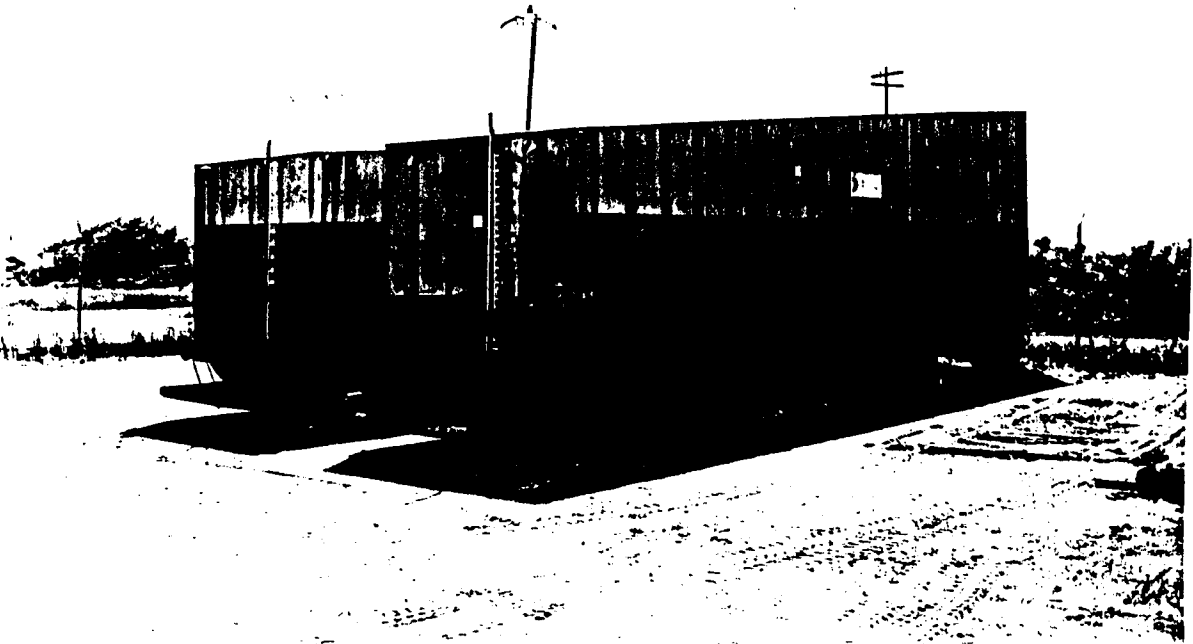


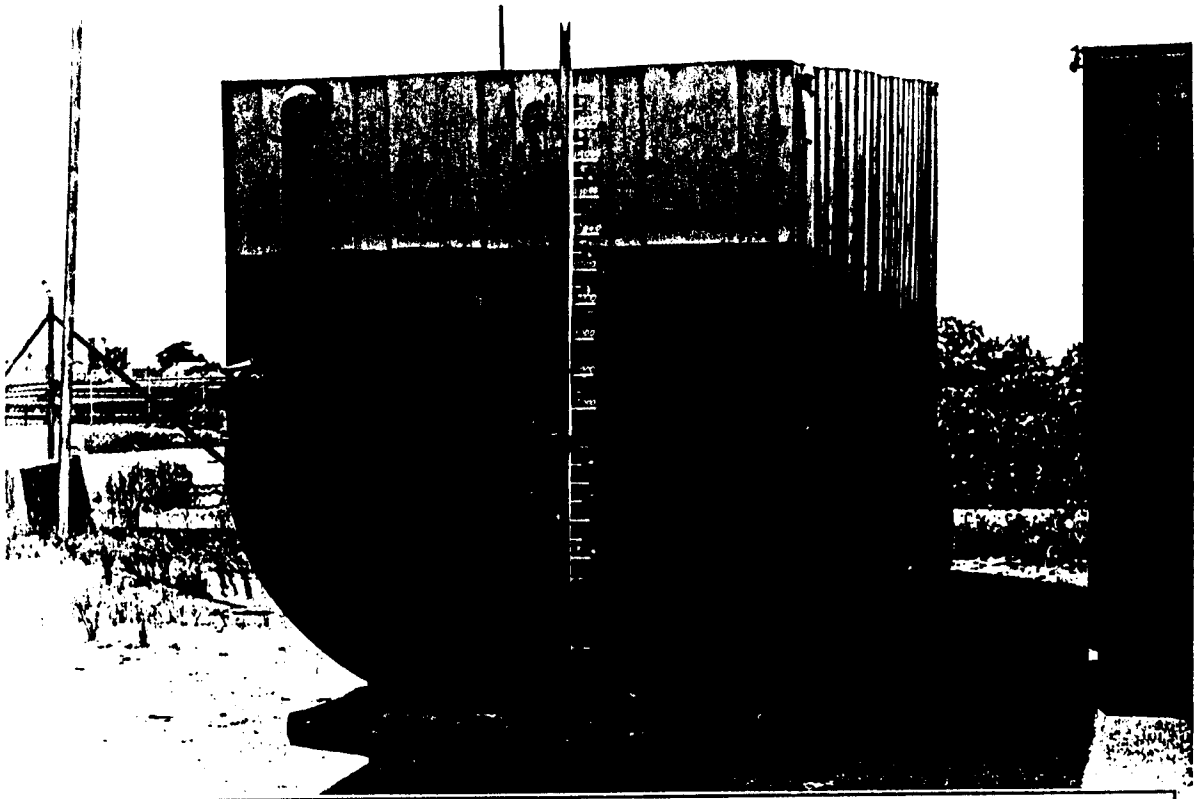
Figura # 42.



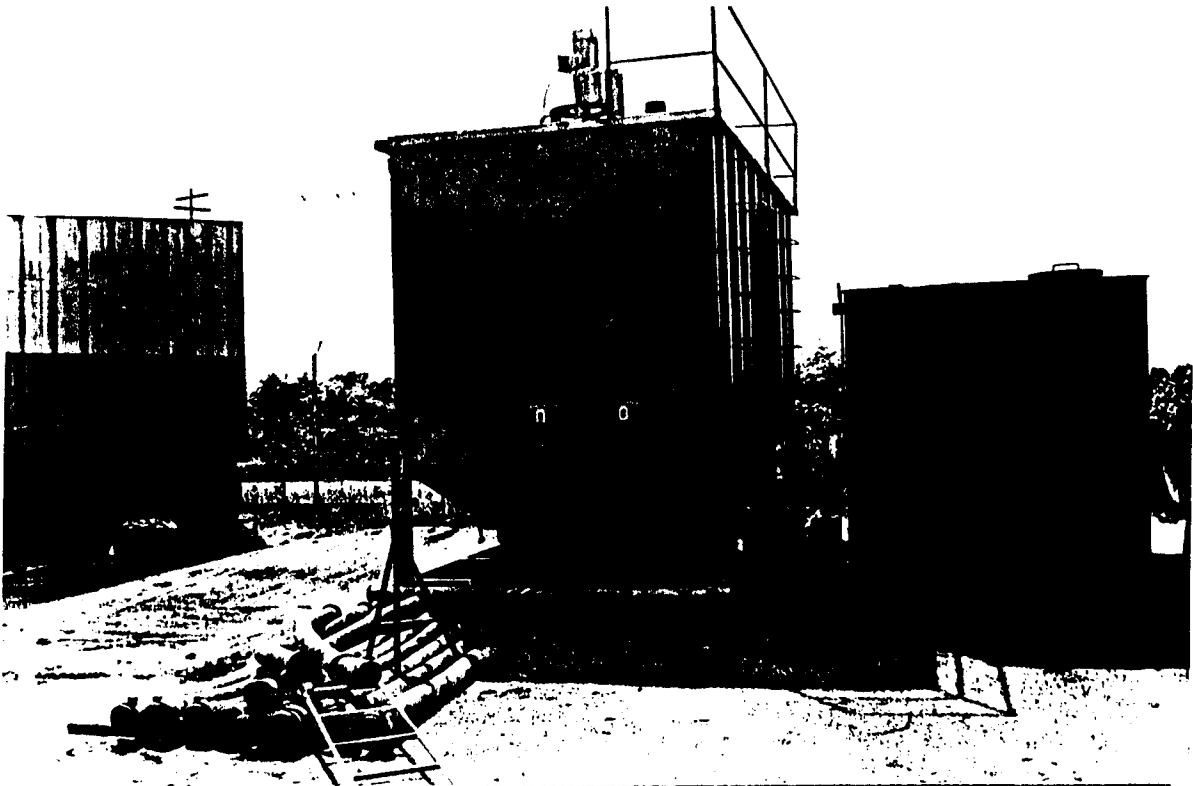
Torre de reacondicionamiento



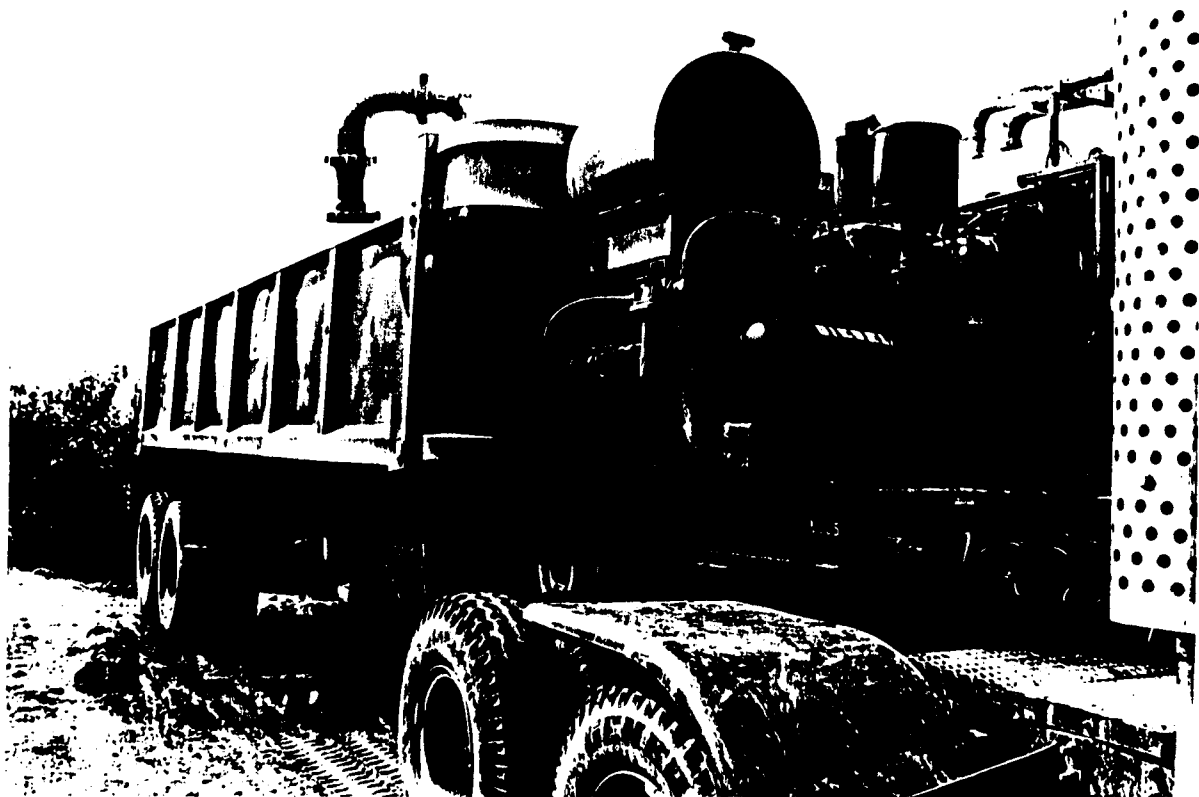
Fractank (transporta el fluido de fractura)



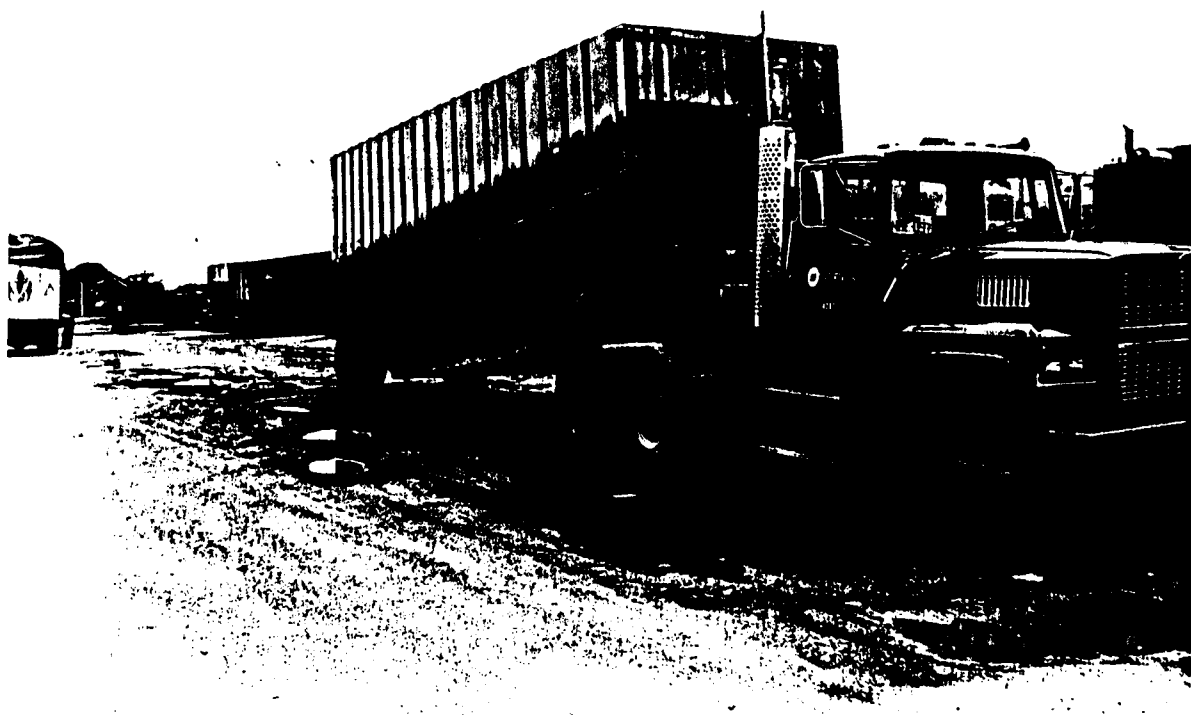
Fractank



Tanque de almacenamiento



Transportador de arena



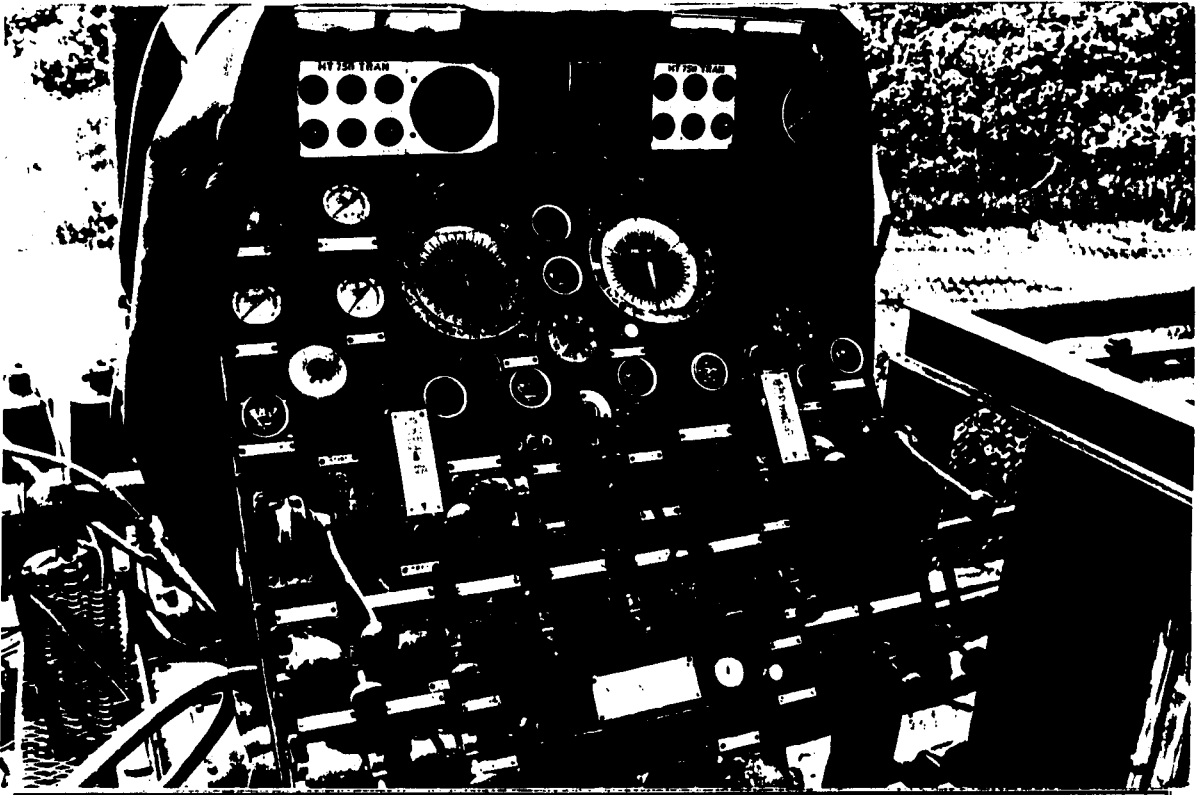
Transporte de fluido



Blender (vista del manifold)



Blender (tolvas)



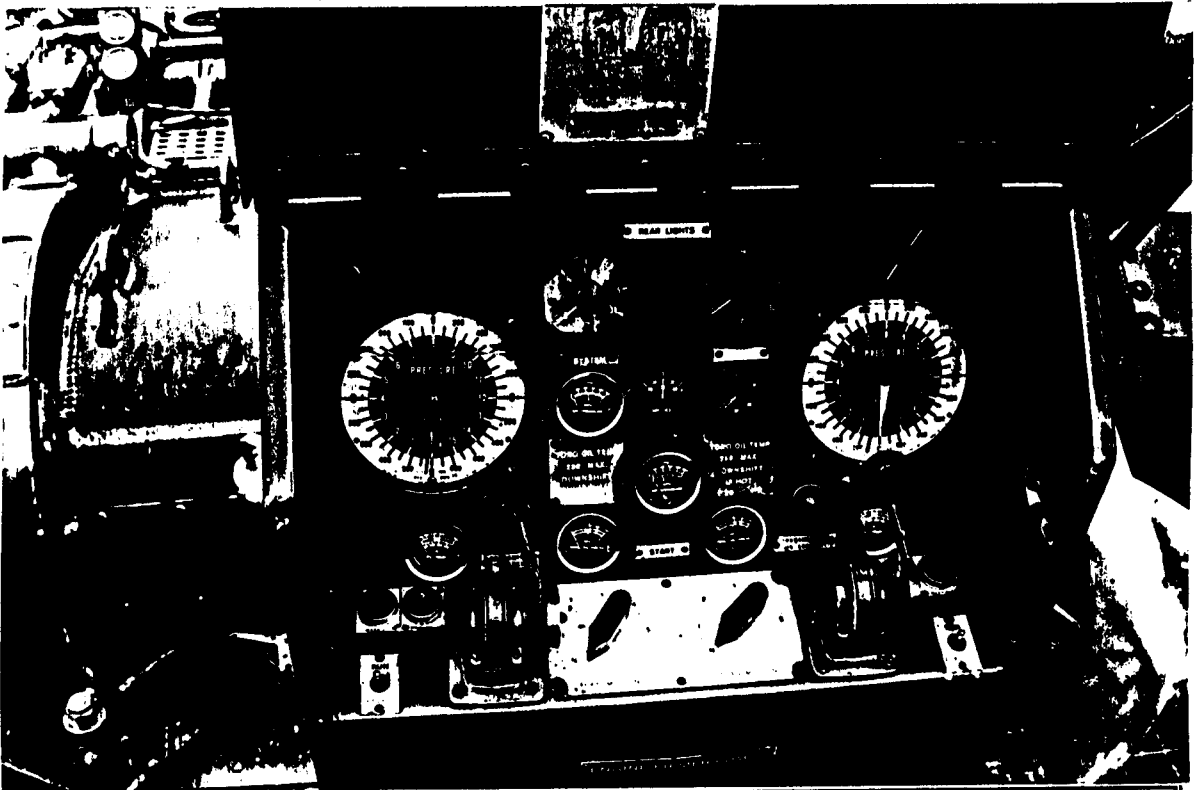
**Controles del blender**



**Bombeadores**



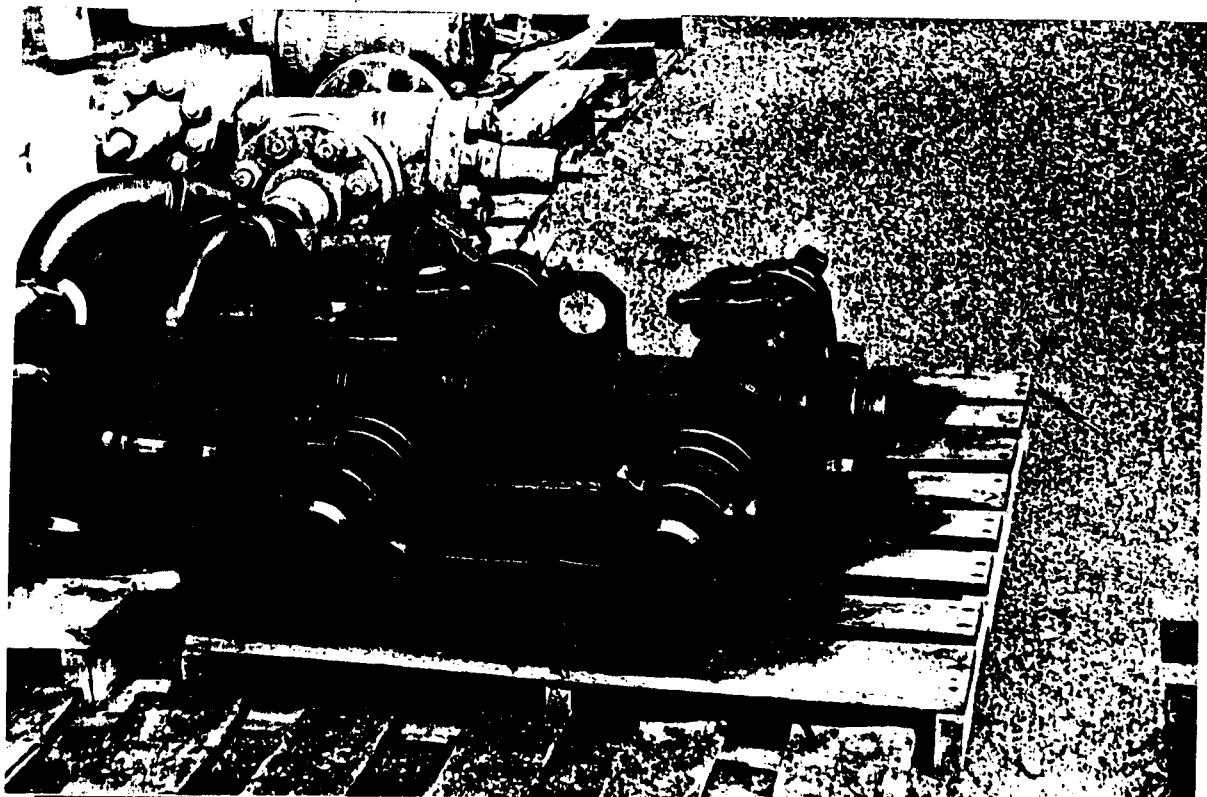
Blender y bombeador



Controles del bombeador



Parte de la cabeza de pozo (distribuidor)



Parte de la línea de conducción de alta presión (distribuidor chiksan)





Fracvan (camión de control de operación)



Sistema contra incendio (bomba de químicos)



**Uniones chiksán (giratorias)**



**Packers de diferentes tipos para utilizar en fractura**

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Beltran Chauvez R., Halliburton Energy Services, Fracturing with Screen out mode – optimum treatment for San Francisco field. Paper 27009 SPE, 1988.
2. Halliburton Energy Services, Estimulación, mecanismos de daño de formación, fracturamiento hidráulico. Abril 24 de 1997.
3. Lee, John: “Well testing”; SPE Textbook Series.
4. Geertsma, J. y de Klerk, F.: “A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures”; JPT Dic. 1990.
5. Nolte, K.G.: “Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline”; SPE 13278 (Houston, 1984).
6. B.J. Services: “Fracturación Hidráulica y técnicas especiales de fracturación”. Centro de Capacitación, Mendoza – Argentina. Noviembre de 1986.

7. Halliburton Energy Services, “Frac Pac Completion Services – Stimulation and Sand Control techniques for High Permeability oil and gas wells”. Houston 1994.
8. Instituto Mexicano del Petróleo: “Procedimientos Prácticos para Diagnosticar la Estimulación de Pozos Productores de Aceite”; Septiembre de 1981.
9. Nolte, K.G., Smith, M.B.: “Interpretation of Fracturing Pressures”; JPT, septiembre de 1981.
10. Blanco, E.: “Micro Fracturas y Minifracturas para Optimización de Diseños de Fracturación Hidráulica” II Congreso Colombiano de Petróleo.
11. Nind, T.E.W.: “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros” Trent University, Ontario, Canadá. Editorial Limusa, México, 1987.