

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
EN EL
NOROESTE PERUANO”**

**TITULACIÓN POR ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:
HUGO CLAUDIO GÓMEZ JIMÉNEZ
PROMOCIÓN 1994-0**

LIMA – PERÚ

2004

Dedicatoria

*A mi familia toda,
por su apoyo indeleble,
y en especial
a mi pequeña Priscilla,
porque cada sonrisa suya
es una luz que
alumbra el camino
para la consecución
de mis metas.*

**FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO
EN EL
NOROESTE PERUANO**

ÍNDICE

	Pág.
SUMARIO	08
INTRODUCCIÓN	10
 <u>CAPÍTULO I</u>	
FUNDAMENTO TEÓRICO	12
1.1. Productividad del Pozo	12
1.2. Causas de la Baja Productividad	14
1.2.1. Baja Permeabilidad Original del Reservorio	14
1.2.2. Reducción de la Permeabilidad en la Vecindad del Pozo.....	14
1.2.3. Baja Presión del Reservorio	14
1.3. Mecánica de la Roca	15
1.4. Definición del Tratamiento	18
1.5. Justificación del Tratamiento	20
1.5.1. Incremento del Régimen de Producción	20
1.5.2. Mejoras en la Recuperación Final.....	20
1.5.3. Incremento del Régimen de Inyección	21
1.6. Pozos Candidatos a Fracturación.....	21
1.6.1. Baja Permeabilidad.....	22
1.6.2. Daño de Formación	22
1.7. Estudio de las Condiciones del Pozo.....	22

1.7.1. Build Up	22
1.7.2. Draw Down	23
1.7.3. Fluencia a Caudales Variables.....	24
1.7.4. Drill Stem Test.....	24
1.8. Regímenes de Flujo.....	25
1.8.1. Flujo Radial	26
1.8.2. Flujo Lineal.....	26
1.8.3. Flujo Bilineal	26
1.9. Criterios Previos al Tratamiento.....	27
1.9.1. Pozos Marginales	27
1.9.2. Espesor de la Formación	27
1.9.3. Espaciamiento de pozos	28
1.9.4. Tiempo de Rendimiento Económico	28

CAPÍTULO II

MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL DISEÑO DE FRACTURACIÓN.....	29
2.1. Condiciones de Contorno: Reservorio y Pozo	29
2.1.1. Altura de Fractura.....	30
2.1.2. Permeabilidad	31
2.1.3. Gradiente de Fractura	31
2.1.4. Conductividad de la Fractura.....	32
2.1.4.1. Contraste de la Capacidad de Flujo.....	32
2.1.5. Presión de Incrustamiento.....	33
2.1.6. Propiedades Elásticas.....	33
2.2. Modelos Matemáticos	34

2.2.1. Howard – Fast – Carter	34
2.2.1.1. Filtrado del Fluido de Fracturamiento	38
2.2.1.2. Coeficientes del Fluido de Fracturamiento	38
2.2.1.3. Eficiencia de la Fractura	42
2.2.2. Modelo de Perkins – Kern – Nordgren	42
2.2.3. Modelo de Khristianovich – Geertsma – De Klerk	46

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA OPERACIÓN.....	48
3.1. Materiales a emplearse.....	48
3.1.1. Fluido de Fracturación.....	48
3.1.1.1. Selección del Fluido de Fracturación.....	49
3.1.2. Agente de Sostén.....	51
3.1.2.1. Análisis y Selección del Agente de Sostén	53
3.1.3. Materiales de Bloqueo.....	55
3.1.4. Aditivos.....	56
3.2. Equipo de Fracturamiento.....	62
3.2.1. Tanques de Almacenamiento.....	63
3.2.2. Mezclador (Blender)	63
3.2.3. Unidad de Fracturamiento.....	66
3.2.4. Líneas de Alta Presión	68
3.2.5. Cabezal del Pozo	69
3.2.6. Controladores y Medidores	70
3.3. Procedimiento de la Operación.....	75
3.4. Parámetros del Tratamiento	77

3.4.1. Presión de Tratamiento	77
3.4.2. Potencia Hidráulica	78
3.4.3. Presión y Gradiente de Fractura.....	78
3.4.4. Presión Hidrostática.....	79
3.5. Controles.....	79
3.6. Arenamiento	80
3.6.1. Causas del Arenamiento	81
3.7. Tipos Básicos de Comportamiento de la Presión	83
3.8. Aplicación de un Caso Real.....	90
3.8.1. Estratigrafía del Yacimiento Laguna	90
3.8.2. Desarrollo	90

CAPÍTULO IV

COSTOS.....	105
4.1. Modelo Económico	105
4.2. Costo del Tratamiento.....	105
4.3. Maximización del Retorno.....	107

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	108
5.1. Conclusiones	108
5.2. Recomendaciones	111
NOMENCLATURA.....	113

ANEXOS 116

Anexo 01:

Arena de Fractura.

Anexo 02:

Arena de Fractura Tipo Brady.

Anexo 03:

Comparación de Agentes de Sostén.

Anexo 04:

Cuadro Comparativo de Agentes de Sostén.

Anexo 05:

Razón de Productividad como Función de la Penetración de Fractura.

Anexo 06:

Incremento de Productividad luego de la Fractura.

Anexo 07:

Plataforma del Blender.

Anexo 08:

Presión de Fricción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 125

SUMARIO

La aplicación de la teoría en el presente trabajo se da lugar en el fracturamiento del Pozo AX-1 de un yacimiento del Noroeste Peruano en las formaciones Ostrea y Echino pertenecientes a la Cuenca Talara con el objetivo de aumentar la productividad y por consiguiente la rentabilidad del campo.

Se utilizó un fluido base agua con arena Brady 16/30 y los aditivos XLW-24, GBW-12, GBW-5, BF-7L, GW-27, NE-118, KCl Y Ácido Bórico.

Para el diseño, se utilizó el Simulador Pseudo-Tridimensional Meyer para describir el comportamiento de la respuesta al tratamiento de fracturamiento de las formaciones en mención.

En una primera etapa, se fracturó el pozo en el intervalo: **4993' – 5197'** en la Formación Ostrea.

En la segunda etapa, se fracturó el pozo en la Formación Echino cuyo intervalo es: **4592' – 4751'**. La permeabilidad del reservorio (con intercalaciones de lutitas) alcanza un valor máximo de **3.78 md** a los 4,760 pies de profundidad; además presenta una porosidad promedio de **12%**.

La fractura empaqueta de **4640' – 4770'** con las siguientes características:

Longitud de fractura (Lf) = 115 pies

Altura de fractura (h_f) = 112 pies

Ancho de fractura (w_f) = 0.10 pulgadas

Conductividad de la Fractura (C_f) = 1918 md-ft

Concentración Areal (C_a) = 0.72 lb/ft²

El Módulo de Young (E) varía entre 1.0×10^6 y 2.0×10^6 psi

Tiempo de cierre estimado = 25 minutos

INTRODUCCIÓN

La técnica de Fracturamiento Hidráulico para estimular la producción de pozos de petróleo y gas, en reservorios de baja permeabilidad, es uno de los principales desarrollos de la Ingeniería de Petróleo del cual podemos valernos para poder seguir explotando nuestros campos en condiciones rentables.

La primera operación verdadera, como tratamiento específico de estimulación, se realizó en julio de 1947 en el Pozo Klepper No. 1, en el Yacimiento Hugoton en Kansas (USA). Se estimularon cuatro zonas calcáreas a 2300'- 2600' de profundidad. Como fluido fracturante se usó gasolina gelificada. Este fluido, aunque peligroso e inflamable resultó fácilmente disponible y económico en esa época. Cada tratamiento consistía en el bombeo de 1000 gls. de napalm seguido de 2000gls de gasolina con ruptor de gel. A partir de ese momento, la cantidad de operaciones creció rápidamente con la consecuente evolución y progreso técnico.

En el Noroeste Peruano, esta técnica ha sido ampliamente utilizada, debido a que las características de los yacimientos son aparentes para su aplicación ya sea por su baja permeabilidad o por el daño de formación presentado en las cercanías del pozo.

En la actualidad, se dispone de una gran variedad de fluidos para todo tipo de situaciones: fluidos base agua, base hidrocarburo, espumas con gases,

de alta y baja viscosidad, para altas y bajas temperaturas, etc. Igualmente han evolucionado los agentes de sostén, ya que ahora se disponen de materiales manufacturados de alta capacidad y resistencia. Los equipos son cada vez más refinados, sobre todo en cuanto a la capacidad y precisión de mezclado y en cuanto a los controles de presiones, caudales y dosificaciones de aditivos y agentes de sostén.

También las técnicas han progresado aprovechando la información dada por la experiencia y los últimos adelantos de la informática. Ahora se dispone de modelos de simulación, técnicas de control y evaluación, equipos para diseño que van transformando la técnica de fracturación hidráulica, haciendo que deje de ser un arte para convertirse en una ciencia.

En los últimos años hubo grandes progresos en diseño, no solo por el desarrollo de algunos nuevos modelos sino, principalmente por la difusión masiva de las computadoras personales. Las complejidades del diseño se resuelven interactivamente con rapidez y eficiencia, incluso en el lugar de la operación.

Generalmente la técnica se ha aplicado en reservorios de baja permeabilidad. Recién en la última década se ha estado aplicando a reservorios de alta permeabilidad.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 Productividad del Pozo

Todos los componentes del sistema de producción pueden ser condensados dentro del índice de productividad, por lo que es necesario entender y medir todas las variables que controlan este índice. El índice de productividad J para un pozo de petróleo puede ser escrito de la forma siguiente:

$$J = \frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{k * h}{\mu_o * \beta_o (p_D + s)} \quad (1.1)$$

La presión adimensional p_D depende del modelo físico que controla el comportamiento físico del pozo; esto incluye comportamiento transitorio o infinito, estado estabilizado (donde $p_D = \ln r_e / r_w$) y otros.

Para un reservorio específico con permeabilidad k , espesor h , conteniendo petróleo con un factor de volumen de formación β_o y viscosidad μ_o , la única variable que puede ser modificada (en el lado derecho de la ecuación) es el efecto skin s . Este puede ser reducido o eliminado mediante estimulación a la matriz o por otros medios. Es posible lograr un efecto skin negativo si se desarrolla un tratamiento de fracturamiento hidráulico exitoso.

En consecuencia, la estimulación puede mejorar el índice de productividad; esto generalmente resulta en un mayor caudal de producción.

En reservorios con problemas relacionados a altas caídas de presión (daño por producción de finos, conificación de agua o gas, etc), mayores índices de productividad permitirán caudales de producción atractivos con bajas caídas de presión.

Dada la naturaleza de la relación entre la distancia y la caída de presión en el reservorio, la condición de la región cercana a la cara de la formación es crítica para el flujo de fluidos del reservorio hacia el pozo.

Van Everdingen y Hurst (1949) introdujeron el concepto de efecto skin como un medio para caracterizar esta región. Matemáticamente, el efecto skin no tiene dimensión física. Este efecto puede ser agregado a $\ln(r_e/r_w)$ para flujo estabilizado, $\ln(0.472r_e/r_w)$ para flujo pseudoestabilizado o p_D para la solución transitoria. Esta suma será proporcional a la caída de presión total en el reservorio (reservorio más boca del pozo).

El efecto skin es una variable compuesta. Cualquier fenómeno que cause una distorsión de las líneas de flujo resultará en un valor positivo del efecto skin.

Valores positivos del efecto skin pueden ser ocasionados por causas mecánicas tales como completación parcial, número inadecuado de perforados, cambio de fases, turbulencia, y por supuesto, por daño a la permeabilidad natural del reservorio.

Valores negativos del efecto skin denotan que la caída de presión en la zona cercana a la cara de la formación, es menor de la que debería haber sido en flujo normal.

Este efecto puede ser el resultado de estimulación a la matriz, fracturamiento hidráulico, o un pozo inclinado.

1.2. Causas de la Baja Productividad

La baja productividad de un pozo puede deberse a una de las siguientes causas o a una combinación de ellas:

1.2.1. Baja Permeabilidad Original del Reservorio

Aunque el pozo tenga presión apropiada y no haya daño, si la permeabilidad natural es baja, la producción también será baja. Estos pozos son muy buenos candidatos a ser fracturados, y generalmente se acelera el ritmo de la extracción con la creación de una fractura profunda o de gran penetración.

1.2.2. Reducción de la Permeabilidad en las Cercanías del Pozo (daño)

El daño afecta principalmente al borde del pozo, que es justamente la zona donde confluye el flujo radial de la formación. Los medios para eliminar el daño son tratamientos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), pero con fracturas de pequeño volumen es posible pasar más allá del daño y canalizar la producción en flujo lineal a lo largo de la fisura.

1.2.3. Baja Presión del Reservorio

Esta presión puede deberse a que el reservorio naturalmente no está presurizado, o bien que ya se ha depletado; en cualquiera de los dos casos, la fractura hidráulica difícilmente puede incrementar notablemente la producción.

1.3. Mecánica de la Roca

La presión necesaria para fracturar está relacionada al estado de tensiones en la formación.

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 no recupera su forma original, se dice que es un material plástico.

En general, podemos considerar que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos, por lo tanto consideraremos válido aplicar algunos conceptos de la teoría de la elasticidad.

En ausencia de fuerzas externas, el esfuerzo en cualquier punto es debido al peso de sobrecarga ($2 - 2.6 \text{ gr/cm}^3$).

P_{ob} = presión de sobrecarga (presión over burden)

Jakosky mostró que (usando $\rho_{avg \text{ roca}} = 144 \text{ lb/pie}^3$) el esfuerzo vertical en cualquier punto está expresado por σ_z .

$$P_{ob} = \sigma_z = D \quad (1.2)$$

D : profundidad (pies)

Bajo la influencia de este esfuerzo vertical, la roca tiende a expandirse lateralmente.

La Ley de Hooke establece que:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (1.3)$$

σ : esfuerzo (F/A)

ε : deformación ($\Delta l/l$)

$$\text{También: } \varepsilon = \frac{\sigma}{E} \quad (1.4)$$

La Relación de Poisson ν establece:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z} \quad (1.5)$$

La Relación de Poisson permite generalizar la Ley de Hooke. Un elemento de material está sometido a tres tensiones normales perpendiculares entre sí σ_x , σ_y , σ_z , acompañadas de tres deformaciones ε_x , ε_y , ε_z respectivamente. Superponiendo las componentes de la deformación originada por la expansión lateral debida al efecto de Poisson a las deformaciones directas, se obtiene el enunciado general de la Ley de Hooke:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu * (\sigma_y + \sigma_z)] \quad (1.6)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu * (\sigma_x + \sigma_z)] \quad (1.7)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu * (\sigma_x + \sigma_y)] \quad (1.8)$$

El esfuerzo vertical está relacionado al esfuerzo horizontal a través de la relación de Poisson.

En la formación (roca en compresión):

$$\varepsilon_x = 0, \quad \varepsilon_y = 0, \quad \varepsilon_{horiz} = 0 \quad ; \quad \varepsilon_z \neq 0 \quad (1.9)$$

Luego, tendremos que:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu * (\sigma_y + \sigma_z)] = 0 \quad (1.10)$$

También: como $\sigma_x = \sigma_y$

Reemplazando en la ecuación (1.10):

$$\sigma_x - \nu * (\sigma_x + \sigma_z) = 0 \quad (1.11)$$

$$\sigma_x - \nu * \sigma_x = \nu * \sigma_z$$

$$\sigma_x = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_z \quad (1.12)$$

Haciendo $x = h$: horizontal y $z=v$: vertical

$$\rightarrow \sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v \quad (1.13)$$

Según Hubbert y Willis, en regiones donde se presentan fallamientos, los mayores esfuerzos deben ser aproximadamente verticales e iguales a la presión de sobrecarga (over burden), mientras que los menores esfuerzos deben ser horizontales, variando de 1/2 a 1/3 de la presión de sobrecarga.

Por otro lado, en regiones donde hay plegamientos, fallas por corrimiento, el menor esfuerzo debería ser vertical e igual a la presión de sobrecarga, mientras que los esfuerzos mayores serán horizontales y entre 2 a 3 veces la presión de sobrecarga.

Si la presión del fluido es aplicada dentro de la roca, e incrementada hasta que ocurra el rompimiento, el plano a lo largo de la primera fractura que pueda ocurrir es aquel que es perpendicular al menor esfuerzo principal.

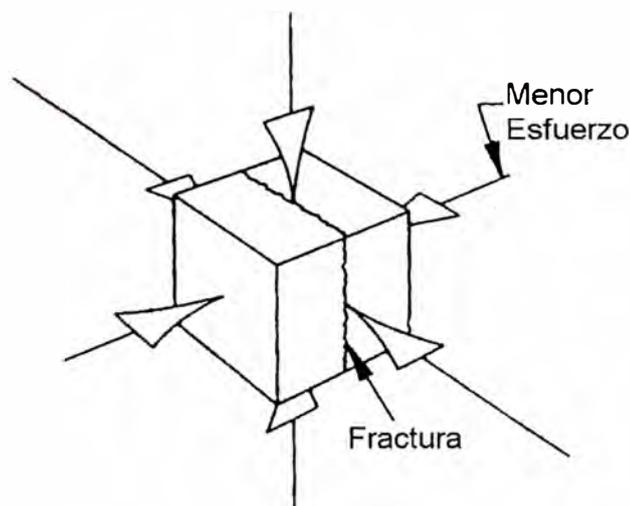


Fig. 1.1 Plano preferente de fractura

1.4. Definición del Tratamiento

El fracturamiento hidráulico es el procedimiento mediante el cual se aplica presión hidráulica a la roca reservorio con el fin de producir la fractura de la misma, creando canales de alta conductividad – las cuales se mantendrán abiertas con el agente de sostén – para facilitar el flujo de los hidrocarburos desde el reservorio hacia el pozo e incrementar el índice de productividad.

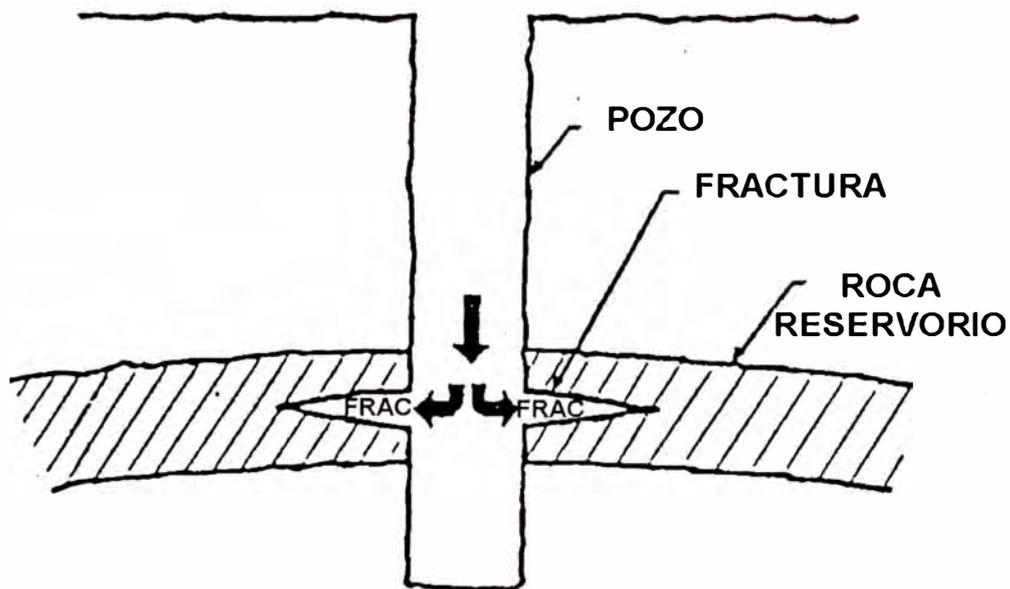


Fig. 1.2 Creación de la Fractura

El tratamiento de fracturación corresponde a los siguientes pasos principales dentro de todo el proceso que consiste en el bombeo de fluidos a través del pozo, los cuales son:

Pre-pad: Es el fluido base, inicia la fractura, disminuye la temperatura en pozos calientes. Podría contener aditivos para la pérdida de fluido, agentes para el control de arcillas.

Pad o Colchón: Fluido viscoso que ayuda a acondicionar la fractura, provee ancho a lo alto de la fractura para permitir la entrada del agente de sostén dentro de la fractura.

Fluido de Transporte: Es el que transporta y deposita el agente de sostén dentro de la fractura creada.

Fluido de Desplazamiento: Desplaza el fluido de transporte hasta por lo menos diez pies por encima del tope de perforados (por seguridad).

Fluido Limpiador: Hace la limpieza del pozo.

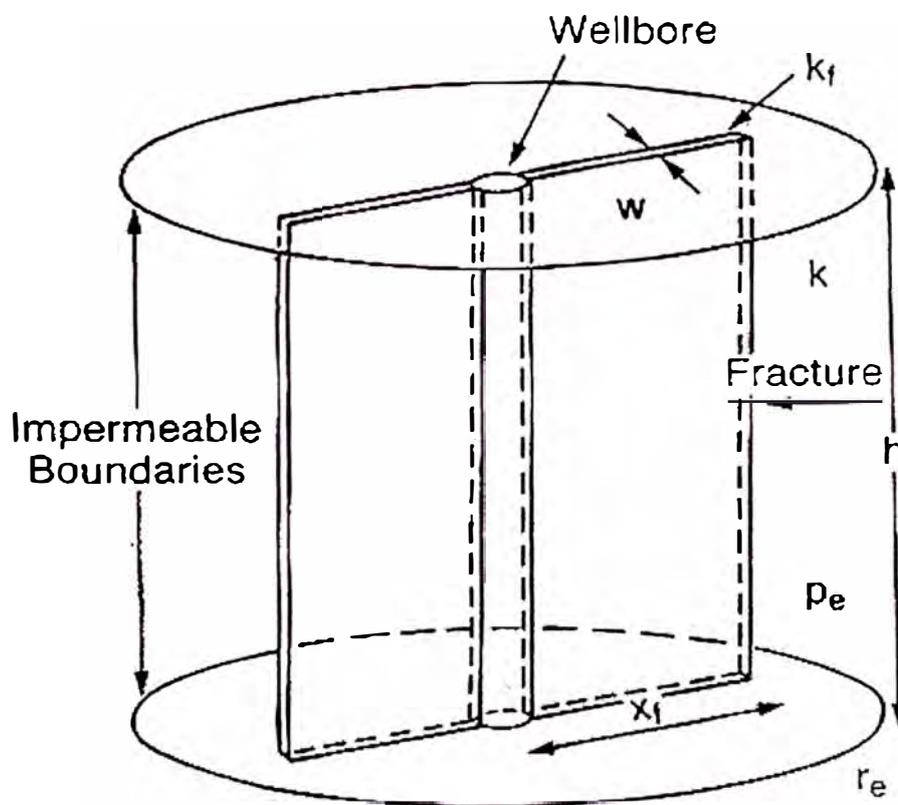


Fig. 1.3 Geometría Ideal de Fractura

1.5. Justificación del Tratamiento

Las dos razones por las cuales se fracturan los pozos son para incrementar su productividad y/o inyectividad.

1.5.1. 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 en un más rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve período de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados, generalmente responden en primera instancia con una productividad de varios cientos de veces superior a la producción sin fracturar. Ocasionalmente, este alto incremento de productividad puede ser mantenido.

Los pozos viejos en producción artificial, generalmente responden con incrementos de cinco a diez veces su producción cuando existe adecuada presión del 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.

1.5.2. 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 (fracturación y acidificación), muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

1.5.3. Incremento del Régimen de Inyección

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

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

1.6. Pozos Candidatos a Fracturar

La clave principal para determinar cuándo un pozo es o no un buen candidato a ser fracturado, consiste en diagnosticar las razones por las cuales el pozo tiene baja productividad.

De esto se desprende que habrá una mejor respuesta a la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico cuando se tiene principalmente:

- Baja permeabilidad
- Daño de formación

1.6.1 Baja Permeabilidad

La permeabilidad es un parámetro determinante, especialmente en caso de valores bajos. Aunque el pozo tenga una presión apropiada y no haya daño, si la permeabilidad natural es muy baja, también será baja la producción. Este pozo es muy buen candidato a ser fracturado.

1.6.2 Daño de Formación

Si se detecta la existencia de daño de formación, se puede mejorar la producción eliminando las causas del daño, ya sea por acidificación o por fracturación.

1.7. 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 y conductividad.

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 como build up, drawdown, fluencia a caudales variables y DST.

1.7.1. Build Up

El pozo se pone en producción durante un tiempo “ t ” con caudal constante. Luego se cierra durante un tiempo “ dt ”.

Durante el cierre, se mide la presión estática de fondo (p_{ws}).

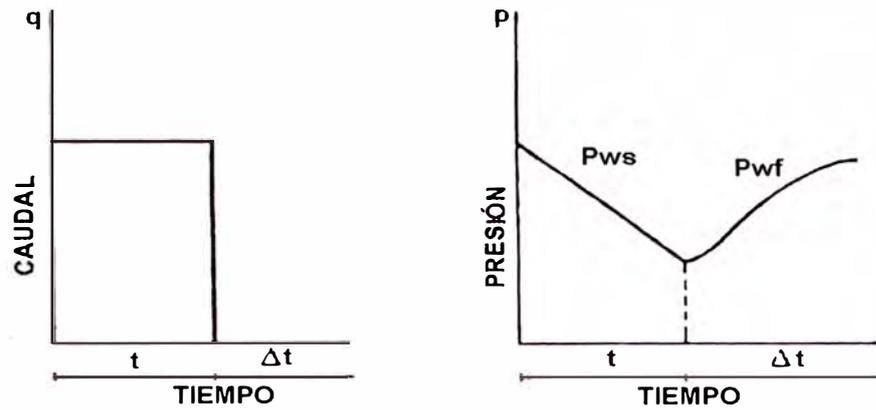


Fig. 1.4 Build Up

De esta prueba obtenemos la permeabilidad (k), la capacidad de flujo ($k \cdot h$), el efecto skin (s), la presión inicial del reservorio (P_i), la presión media del reservorio (P_m), el radio efectivo del borde del pozo (r_w').

1.7.2. Draw Down

Se cierra el pozo hasta alcanzar la presión estática (p_{ws}). Luego se pone en producción a caudal constante mientras se registra la presión dinámica en el fondo (p_{wf}).

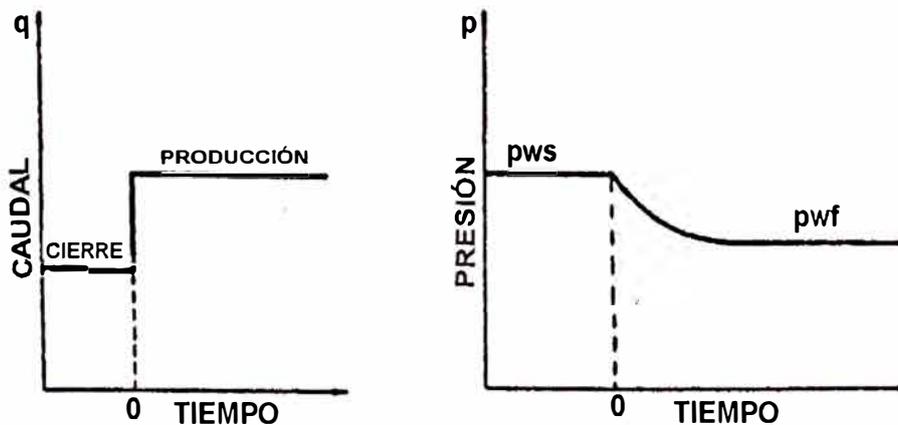


Fig. 1.5 Draw Down

De esta prueba se obtiene la permeabilidad del reservorio (k), el efecto skin (s), el área de drenaje (A), el almacenamiento del pozo (Cs).

k y $s \rightarrow$ de ensayos cortos

A y $Cs \rightarrow$ de ensayos largos

1.7.3. Fluencia a Caudales Variables

El pozo se mantiene en producción a una serie de distintos caudales durante períodos diferentes de tiempo. Los caudales pueden ser crecientes o decrecientes.

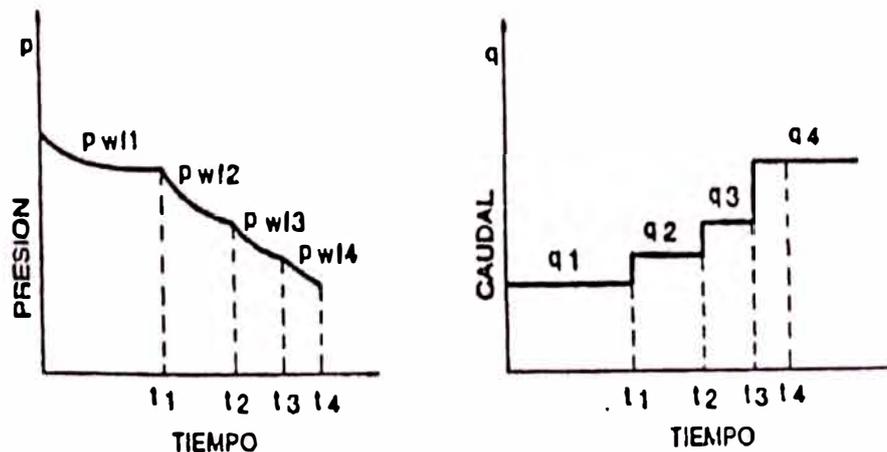


Fig. 1.6 Fluencia a Caudales variables

De esta prueba obtenemos la permeabilidad (k), el espesor de la formación productiva (h), el efecto skin (s), el potencial de flujo de un pozo gasífero (AOF).

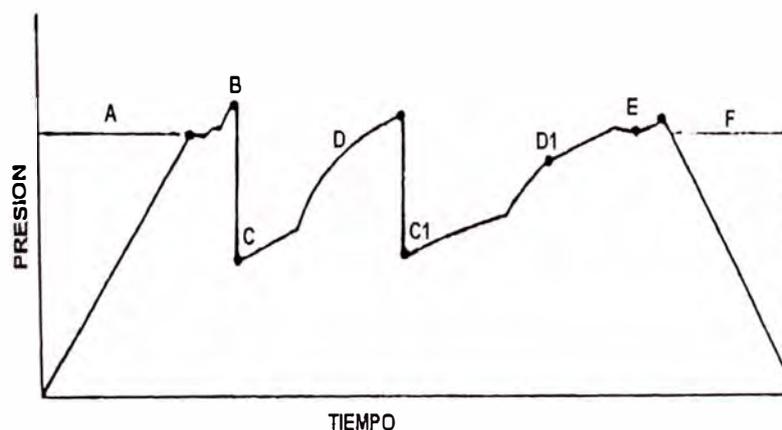
1.7.4. Drill Stem Test (DST)

Es un método práctico antes de la terminación del pozo. Utiliza los ensayos (métodos) de presión descritos anteriormente. Incluye un período de producción corto (período inicial de flujo), un período de cierre corto (build up

inicial), un período de fluencia largo (segundo período de fluencia), y un tiempo de cierre largo (build up final). Este método de doble cierre es el más común.

De esta forma, el **DST** se puede interpretar como un ensayo de draw down más un ensayo de build up en dos períodos de tiempo.

La carta de presión se muestra en la siguiente figura (1.7).



Donde:

- 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 (build up).
- C1:** Segundo período de fluencia (draw down).
- D1:** Segundo período de cierre (build up).
- E:** Liberación del packer. Retorno a la presión hidrostática.
- F:** Extracción de la herramienta.

Fig. 1.7 Drill Stem Test

De este ensayo podemos obtener la permeabilidad de la formación (**k**), altura neta de la zona productiva (**h**), y efecto skin (**s**).

1.8. Regímenes de Flujo

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

1.8.1. Flujo Radial.-

El reservorio produce a través de su porosidad natural. El flujo converge hacia el centro del pozo. Es la forma de flujo en los reservorios de alta permeabilidad.

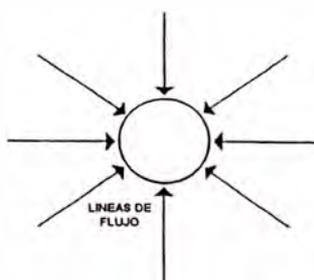


Fig. 1.8 Flujo Radial

1.8.2. 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.

1.8.3. Flujo Bilineal.-

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

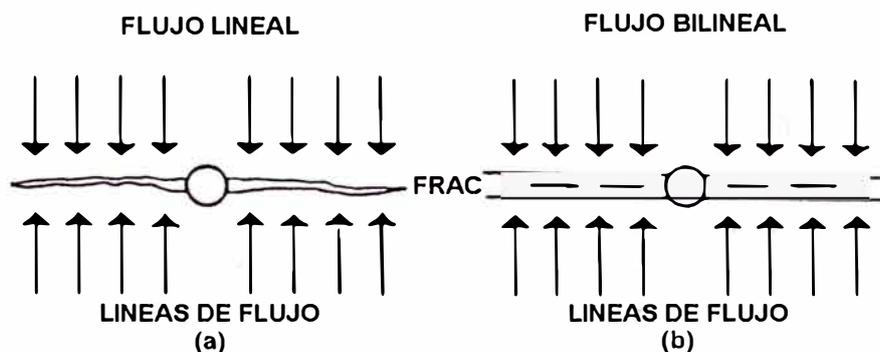


Fig. 1.9 Flujo Lineal y Bilineal

1.9. Criterios Previos al Tratamiento

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

1.9.1. 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 70% de las veces. Si el pozo está produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de la fractura.

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.

1.9.2. 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 los tratamientos.

1.9.3. Espaciamiento de Pozos

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

1.9.4. 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.

Ya que el costo del tratamiento es relativamente pequeño en relación al de perforar pozos más profundos, o comparados con el ingreso derivado de un incremento de producción, el período de tiempo de rendimiento económico puede no ser la consideración 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.

CAPÍTULO II

MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL DISEÑO DE LA

FRACTURA HIDRÁULICA

2.1. CONDICIONES DE CONTORNO: RESERVORIO Y POZO

Las características del reservorio, propiedades de la formación, y las condiciones del pozo se resumen en la lista siguiente:

- Tipo de Formación
- Porosidad y Permeabilidad
- Existencia de Daño
- Propiedades Elásticas (Módulo de Elasticidad y Relación de Poisson)
- Fluido del Reservorio (viscosidad, compresibilidad, etc.)
- Área de Drenaje (configuración y extensión)
- Espesor Neto Productivo
- Altura de Fractura (parámetros involucrados en la restricción de su crecimiento)
- Gradiente de Fractura y/o
- Presión de Cierre de la Fractura
- Presión Estática del Reservorio
- Temperatura de la Formación

- Propiedades varias (Presión Crítica, Conductividad Térmica, Resistencia al empotramiento)
- Diámetro del Pozo
- Tuberías y Configuración de la Boca del Pozo (tamaño, presiones permisibles, etc.)
- Perforados (Intervalo, Densidad, Tamaño)

La lista incluye algunos puntos que en determinadas circunstancias y dentro de ciertos límites se pueden controlar o seleccionar. Tal es el caso de lo referente a sarta de tratamiento y perforados.

Es importante destacar el siguiente aspecto: el principal cuidado con este conjunto de datos es obtener valores confiables. La calidad de la información disponible afecta y limita directamente la confiabilidad de las estimaciones realizadas durante el diseño.

Según el dato que se considere, existen diversas fuentes para la información. La obtención de valores confiables puede ser más o menos difícil, y en su incidencia en análisis y resultados de mayor o menor importancia. Algunos comentarios ilustran aspectos destacables.

2.1.1. Altura de Fractura

La altura de la fractura creada probablemente sea, entre todos los datos listados, 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.

Estrictamente no es un “dato”, en la medida de que durante un tratamiento la grieta se puede extender verticalmente según la presión desarrollada y las propiedades de los estratos superior e inferior que restringen su desarrollo. Sea como “dato” único más o menos definido, o como función de la presión, su valor se puede obtener con diversos perfiles y técnicas.

La situación más sencilla es que el perfil de resistividad muestre la presencia de estratos arcillosos de gran espesor por encima y debajo de la zona productiva.

2.1.2. Permeabilidad

La estimación de incremento de productividad es sensible a la permeabilidad.

Los valores de permeabilidad obtenidos ensayando núcleos de formación en el laboratorio tienen limitaciones importantes: carácter puntual, frecuentemente medidas con gas, etc. Se pueden realizar ajustes para estimar permeabilidades respecto al fluido del reservorio y al fluido de fractura. Sin embargo, se deben preferir valores de permeabilidad obtenidos con pruebas de pozos previos (por ejemplo build up), y una razonable estimación del espesor permeable.

2.1.3. Gradiente de Fractura

Errores en la estimación del gradiente de fractura se reflejan en la presión de tratamiento y la potencia hidráulica necesaria.

En operaciones con fluidos de fractura convencionales, la diferencia entre potencia estimada y potencia real representa una modificación en el

margen de seguridad disponible con el número de equipos de bombeo llevado a la locación.

En cambio, si se utilizan espumas, debido a su carácter compresible, valores distintos de gradiente de fractura exigen proporciones correspondientes de gas para que el fluido tenga las propiedades deseadas.

2.1.4. Conductividad de la Fractura

La conductividad de la fractura se define como el producto del ancho de la fractura multiplicado por la permeabilidad del manto del agente de sostén en la fractura.

Es una medida de la capacidad de flujo y comúnmente se expresa en md-pie. Es de suma importancia para el éxito de una operación, ya que de ella depende en parte el índice de productividad obtenido.

La capacidad de flujo de una fractura empaquetada depende de las características del agente de sostén, de su granulometría y su concentración, para las mismas condiciones de trabajo. La concentración superficial de los agentes de sostén se expresa en lb/pie².

El ancho de una fractura empaquetada depende de la concentración superficial del agente de sostén y del incrustamiento que se produzca en la formación.

2.1.4.1 Contraste de la Capacidad de Flujo

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.

2.1.5. Presión de Incrustamiento

Da una idea de la medida en que un agente de sostén va a penetrar en la formación cuando sea sometido a altas presiones de confinamiento de fondo del pozo.

La capacidad de flujo de una fractura depende en gran medida de este factor. El incrustamiento posee una dependencia directa entre la dureza relativa de la formación y el agente de sostén para las condiciones de fondo del pozo.

Un alto grado de incrustamiento puede ser la principal causa del fracaso de una operación de fractura, si no se evalúa adecuadamente este efecto. Éste es tanto mayor, cuanto menor es la densidad superficial del agente de sostén en la fractura.

2.1.6. Propiedades Elásticas

Los valores de propiedades elásticas (módulo de Young y relación de Poisson) se pueden determinar experimentalmente ensayando en el laboratorio núcleos de formación. También se utiliza información de perfiles: por ejemplo, correlaciones entre el tiempo de tránsito sínico y el módulo de Young.

La sensibilidad de los resultados calculados respecto al módulo de elasticidad y la relación de Poisson es relativamente baja. Esto significa que dentro del rango de variación de estas propiedades para las formaciones fracturables, las estimaciones obtenidas no diferirán demasiado.

2.2. MODELOS MATEMÁTICOS

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido fracturante y la distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Para aplicaciones prácticas de diseño, se utilizan los modelos bidimensionales, que son aplicaciones analíticas que asumen una altura de fractura constante y conocida.

Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de fractura se utiliza la solución de Perkins, Kern y Nordgren conocida como **Modelo PKN**, y para longitudes de fractura mucho menores que la altura de fractura se utiliza la solución de Khristianovich, Geertsma y De Klerk, conocida como **Modelo KGD**.

2.2.1. Howard – Fast – Carter

Howard y Fast presentaron una fórmula matemática para la determinación del área de la superficie de una fractura recientemente abierta en base a las condiciones del tratamiento.

Durante el proceso de fracturamiento, el fluido fracturante es inyectado a la cabeza del pozo a una tasa constante q_i . En la fractura, esta tasa es dividida en dos componentes como se muestra en la **figura 2.1**.

Parte del líquido q_i que entra en la formación resultado de la presión diferencial $(p_i - p_e)$ entre la fractura y el límite externo, y el restante q_f incrementa el área de la fractura, esto es, el volumen de la fractura.

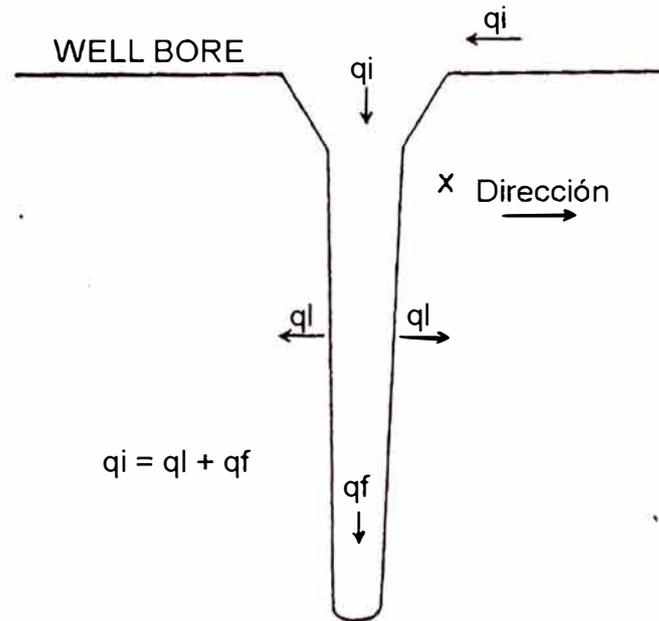


Fig. 2.1 Modelo lineal de Pérdida de Fluido

Una expresión para área de la fractura en cualquier momento puede ser derivada usando este concepto básico y las siguientes asunciones:

- 1.- La fractura es de ancho uniforme.
- 2.- El flujo del fluido fracturante dentro de la formación es lineal y la dirección del flujo es perpendicular a la cara de la fractura.
- 3.- La velocidad de flujo dentro de la formación en cualquier punto de la cara de la fractura es función del tiempo de exposición del punto de flujo.
- 4.- La función velocidad $\bar{v}_{(t)}$ es el mismo para cada punto en la formación. Sin embargo el tiempo cero es definido para cualquier punto como el instante en que el fluido fracturante alcanza ese punto.
- 5.- La presión en la fractura es **constante y es igual** a la presión de inyección en la cara de la arena.

La tasa a la cual el fluido fracturante filtra a través de las dos caras de la fractura dentro de la formación está relacionada a la velocidad \bar{v} y al área de la fractura A de una cara mediante la expresión:

$$q_l(t) = 2 \int_0^{A(t)} \bar{v}_{(t)} * dA \quad (2.1)$$

Desde que la extensión de la fractura aumenta con el tiempo, el área de la fractura es una función del tiempo. Para un elemento dado de área dA formado al tiempo λ , la velocidad de flujo dentro del elemento es $\bar{v}_{(t-\lambda)}$.

También, desde que A es una función del tiempo:

$$dA = \left(\frac{dA}{d\lambda} \right) * d\lambda \quad (2.2)$$

La ecuación (2.1), puede ser escrita entonces como:

$$q_l(t) = 2 \int_0^t \bar{v}_{(t-\lambda)} * \left(\frac{dA}{d\lambda} \right) * d\lambda \quad (2.3)$$

La tasa de incremento de volumen de fractura es:

$$q_f = w * \left(\frac{dA}{dt} \right) \quad (2.4)$$

donde w : ancho de fractura.

De la **fig. 2.1**, se puede notar que:

$$q_i = q_l + q_f \quad (2.5)$$

Reemplazando las ecuaciones (2.3) y (2.4) en (2.5):

$$q_i = 2 \int_0^t \bar{v}_{(t-\lambda)} * \left(\frac{dA}{d\lambda} \right) * d\lambda + w * \left(\frac{dA}{dt} \right) \quad (2.6)$$

Donde:

- q_i : tasa de inyección durante la extensión (ft/min)
- $\bar{v}_{(t-\lambda)}$: velocidad del fluido fluyendo dentro de la formación en un punto dado (ft/min)
- t : tiempo total de bombeo (min)
- λ : tiempo requerido para que el fluido alcance un punto dado (min)
- $(t-\lambda)$: intervalo de tiempo durante el cual el fluido ha ingresado desde cualquier punto (min)
- A : área total de una cara de la fractura a cualquier tiempo durante la inyección (ft)
- w : ancho de la fractura (ft)

Esta ecuación puede ser resuelta para el área de fractura a cualquier tiempo $A(t)$ mediante la transformación de Laplace con tal que q_i sea una constante para $\bar{v}_{(t)}$ conocida.

El valor de $\bar{v}_{(t)}$ será determinado para tres mecanismos específicos.

$$A_{(t)} = \frac{q_i * w}{4\pi * C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}_{(x)} + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (2.7)$$

$$\text{donde: } x = 2C \frac{\sqrt{\pi * t}}{w} \quad (2.8)$$

$$\operatorname{erfc}_{(x)} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-t^2} dt \quad (2.9)$$

donde $\operatorname{erfc}_{(x)}$ es la función error.

2.2.1.1 Filtrado del Fluido de Fracturamiento

La pérdida de fluido hacia el seno de la formación es de importancia decisiva en el volumen que alcanza la fractura, o sea en el conjunto de sus dimensiones. Se ha postulado que la velocidad del filtrado del fluido es producto de la diferencia de presiones actuando como una fuerza impulsora sobre tres resistencias.

Estas resistencias son la compresión del fluido del reservorio, la invasión de la formación por el fluido de fractura viscoso, y la eventual formación de un revoque en las paredes de la fractura.

2.2.1.2 Coeficientes del Fluido de Fracturamiento

La constante **C** en la ecuación **2.7** es el coeficiente del fluido de fracturamiento, y para cualquier tipo de sistema de flujo depende de las características del fluido del reservorio, de la roca y del fluido de fracturamiento. Este coeficiente es el único término en la ecuación mencionada que refleja las propiedades del fluido de fracturamiento, y por lo tanto es una medida de su efectividad relativa.

Un bajo valor de **C**, significa baja pérdida de fluido, y así un área de fractura mayor para un volumen de fluido y una tasa de inyección dadas.

Durante un tratamiento de fracturamiento, sólo el volumen de fluido que permanece dentro de las paredes de la fractura es útil; esto quiere decir que el fluido que escapa fuera de la fractura se pierde. Por lo tanto la efectividad relativa de los diferentes fluidos depende de las propiedades que controlan la

cantidad de pérdida de fluido que ocurren durante el tratamiento de fracturamiento.

En base a esto, la mayor parte de los fluidos de fracturamiento se pueden dividir en tres categorías:

C_I → Efecto de la viscosidad del fluido fracturante.

C_{II} → Efecto de la viscosidad – compresibilidad del fluido del reservorio.

C_{III} → Efecto del revoque.

Los dos primeros involucran coeficientes que pueden ser calculados de la data del reservorio y la viscosidad del fluido de fracturamiento con la ayuda de las fórmulas disponibles.

El tercer caso involucra coeficientes de pérdida de fluido para aditivos de pérdida de fluido, los cuales deben ser determinados experimentalmente.

a) Coeficiente de Viscosidad del Fluido de Fractura (C_I)

Este coeficiente considera la caída de presión, la permeabilidad, y naturalmente la viscosidad del fluido de fractura.

$$C_I [ft / \sqrt{\min}] = 0.0469 \sqrt{\frac{k \Delta p \phi}{\mu}} \quad (2.10)$$

Donde:

k : permeabilidad efectiva de la formación (darcies)

Δp : caída de presión a través de la cara de la fractura (psi)

ϕ : porosidad de la formación

μ : viscosidad del fluido fracturante (cp)

b) Coeficiente del Fluido del Reservorio (C_{II})

Depende de la diferencia de presión (fractura - reservorio), porosidad, permeabilidad y la viscosidad y compresibilidad del fluido del reservorio.

$$C_{II} [ft / \sqrt{\text{min}}] = 0.0374 \Delta p \sqrt{\frac{k C_f \phi}{\mu}} \quad (2.11)$$

Donde:

Δp : caída de presión a través de la cara de la fractura (psi)

k : permeabilidad efectiva de la formación (darcies)

C_f : compresibilidad isotérmica del fluido del reservorio (1/psi)

ϕ : porosidad de la formación (fracción)

μ : viscosidad del fluido fracturante (cp)

c) Coeficiente de Revoque (C_{III})

El uso de aditivos modernos para limitar la pérdida de fluido crea una tercera clase de fluido de fracturamiento; estos fluidos generan un revoque en la cara de la fractura.

La influencia del revoque se puede estudiar en el laboratorio con una celda convencional. Como medio filtrante se utiliza un núcleo de la formación de interés, o un medio poroso artificial de permeabilidad comparable.

Al comienzo el fluido sale rápidamente como un chorro y luego se reduce la velocidad. El volumen acumulado varía linealmente con la raíz cuadrada del tiempo. Este comportamiento se representa aproximadamente con:

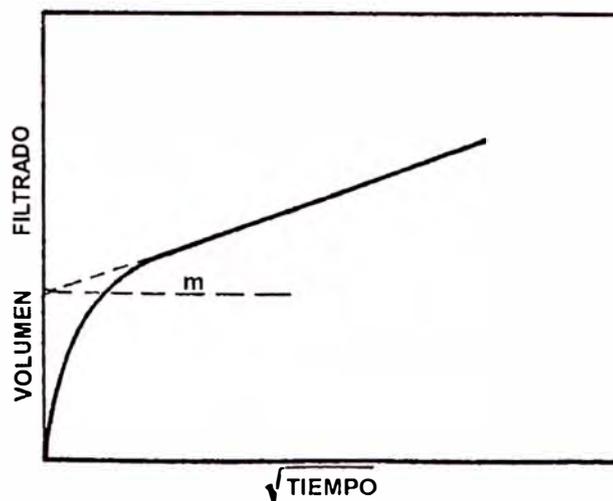


Fig. 2.2 Filtrado del Fluido que forma Revoque

$$V_f = V_{sp} + m\sqrt{t} \quad (2.12)$$

donde: **m** = pendiente de la recta.

La pérdida instantánea V_{sp} está asociada al corto período inicial en que se forma el revoque en toda la superficie filtrante. La pendiente m se vincula con la velocidad del filtrado a través del revoque:

$$V_f = \frac{C_{III}}{\sqrt{t}} \quad (2.13)$$

Donde el coeficiente de revoque C_{III} se calcula con la pendiente m y el área de la sección filtrante A_c :

$$C_{III} = 0.164 * \frac{m}{A_c} \quad (2.14)$$

d) Efecto Combinado de los Tres Coeficientes

Cada uno de los tres coeficientes actúa simultáneamente complementando a los demás. Para describir el coeficiente combinado C , se ha

propuesto una analogía con conductores eléctricos en serie, teniendo entonces que:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}} \quad (2.15)$$

2.2.1.3 Eficiencia de la Fractura

Habiendo calculado los coeficientes del fluido de fracturamiento, es posible determinar el área de la fractura con la ecuación básica (2.7).

Si definimos la eficiencia de un trabajo de fracturamiento como el volumen de la fractura dividido por el volumen del fluido bombeado entonces tendremos:

$$Ef_f = \frac{V_f}{V_i} = \frac{w * A_{(t)}}{q_i * t} \quad (2.16)$$

Reemplazando la ecuación (2.7) en la ecuación (2.16), tendremos que:

$$Ef_f = \frac{w^2}{4\pi * C^2 t} \left[e^{x^2} erfc_{(x)} + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

$$o \quad Ef_f = \frac{1}{x^2} \left[e^{x^2} erfc_{(x)} + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (2.17)$$

Desde que la eficiencia es función sólo de x , es posible plotear la

Eficiencia vs. x .

2.2.2. Modelo PKN (Perkins – Kern – Nordgren)

Este modelo toma en cuenta las siguientes asunciones:

- La altura de la fractura es constante, no depende de la longitud de la fractura.

- Cada sección vertical de la roca se deforma individualmente y no es influenciada por sus vecinos.
- El área de la sección transversal de una fractura vertical tiene forma elíptica con un ancho máximo en el centro.
- La presión del fluido en la fractura disminuye hacia los extremos, donde para $x = L$: $p = \sigma^*h$.
- No hay pérdida de fluido inyectado y el régimen de inyección q es constante a través de la fractura.
- El ancho es proporcional a la presión neta (diferencia entre la presión en la fractura y el esfuerzo tectónico que tiende a cerrarla) y a la altura:

Despreciando la variación de la presión a lo largo del eje vertical, la presión neta p_n es considerada como una función del eje horizontal x .

Una aplicación sencilla de la ecuación de Sneddon (1973) provee el máximo ancho de la elipse como:

$$w_0 = \frac{2h_f * p_n}{E'} \quad (2.18)$$

donde:

p_n = presión neta

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (2.19)$$

Perkins y Kern postularon que la presión neta es cero en la punta de la fractura y aproximaron la velocidad lineal promedio del fluido a una situación basada en la tasa de inyección q_i dividido por el área de la sección transversal. Ellos obtuvieron la ecuación de la pérdida de presión en la forma:

$$\frac{dp_n}{dx} = -\frac{4\mu^* q_i}{\pi^* w_0^3 h_f} \quad (2.20)$$

Combinando las ecuaciones (2.18) y (2.20) e integrando con la condición de presión neta cero en la punta de la fractura, obtuvieron el perfil del ancho:

$$w_0(x) = w_{w,0} \left(1 - \frac{x}{x_f} \right)^{1/4} \quad (2.21)$$

Donde el máximo ancho de la elipse en la cara del pozo está dado por:

$$w_{w,0} = 3.57 \left(\frac{\mu^* q_i^* x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (2.22)$$

En realidad, la tasa de flujo en la fractura es menor que la tasa de inyección, no solo porque parte del fluido se pierde sino también porque el incremento de ancho con el tiempo “consume” la otra parte del fluido inyectado. De hecho, lo que es más o menos constante a lo largo del eje horizontal a un instante de tiempo dado, no es la tasa de flujo sino la velocidad de flujo v_{avg} .

Sin embargo, repitiendo la derivación de Perkins & Kern con una asunción de velocidad de flujo constante, tiene muy poco efecto en los resultados finales.

La ecuación (2.22) es la ecuación del ancho de Perkins & Kern. Ésta muestra el efecto de la tasa de inyección, viscosidad y módulo de corte en el ancho una vez que la longitud de fractura es alcanzada.

Conociendo el máximo ancho en el pozo, podemos calcular el ancho promedio multiplicándolo por un factor de forma constante “ γ ”.

$$\bar{w} = \gamma^* w_{w,0} \quad (2.23)$$

donde: $\gamma = 0.628$

En la industria del petróleo se usa más a menudo una versión de la ecuación (2.22) con una constante ligeramente diferente, y se denomina la ecuación de ancho de Perkins - Kern – Nordgren (Nordgren, 1972):

$$w_{w,0} = 3.27 \left(\frac{\mu^* q_i^* x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (2.24)$$

La extensión de la fractura x_f está dada por:

$$x_f = 0.524 \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu^* h_f^4} \right)^{1/5} t^{4/5} \quad (2.25)$$

La presión neta p_n viene dada por:

$$p_{n,w} = 1.52 \left(\frac{E'^4 \mu^* q_i^2}{h_f^6} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad (2.26)$$

La geometría del modelo está representada por la siguiente figura:

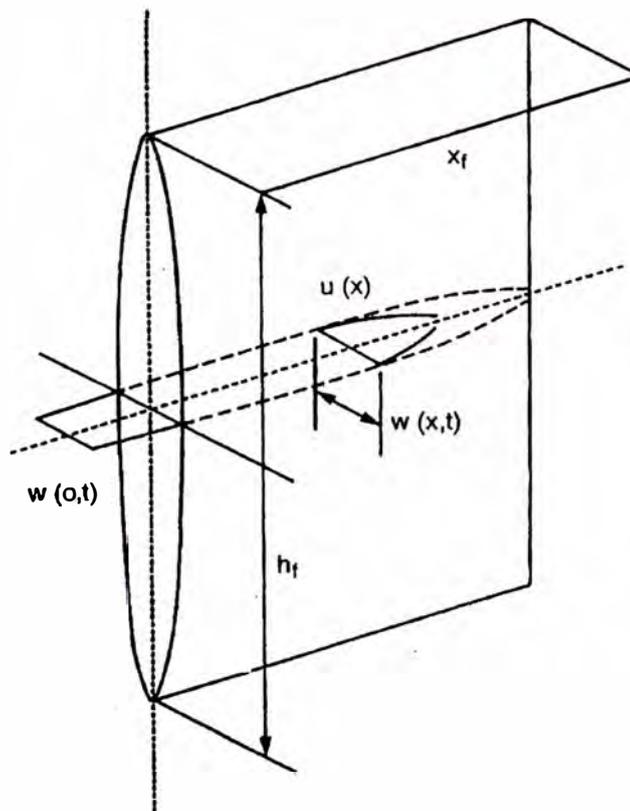


Fig. 2.3 Modelo PKN

2.3.2. Modelo KGD (Khristianovich – Geertsma – De Klerk)

Es particularmente aplicable cuando $h_f \gg x_f$. La forma de este modelo indica un ancho de igual magnitud a lo largo del pozo.

Este perfil geométrico resultará en mayores volúmenes de fractura.

Las asunciones son las siguientes:

- Altura de fractura constante.
- El ancho de fractura no depende de la altura de la fractura excepto en el pozo. El ancho es constante en la dirección vertical.
- La gradiente de presión del fluido en la dirección de la propagación está determinada por la resistencia al flujo de canales delgados rectangulares de ancho variable en la dirección de la propagación.
- La forma de la fractura en el plano horizontal está dada por:

$$w_{(o,t)} = \frac{2(1-\nu)x_f \Delta p}{G} \quad (2.27)$$

donde:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad /G: \text{módulo elástico de corte} \quad (2.28)$$

También, la ecuación del ancho del Modelo KGD se escribe:

$$w_w = \left(\frac{336}{\pi} \right)^{1/4} \left(\frac{\mu^* q_i x_f}{E' h_f} \right)^{1/4} = 3.22 \left(\frac{\mu^* q_i x_f}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (2.29)$$

y en función del tiempo:

$$w_w = 2.36 \left(\frac{q_i^3 \mu}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \quad (2.30)$$

La presión neta viene dada por:

$$p_{n,w} = 1.09 (E'^2 \mu)^{1/3} t^{-1/3} \quad (2.31)$$

La geometría KGD está representada por la figura.

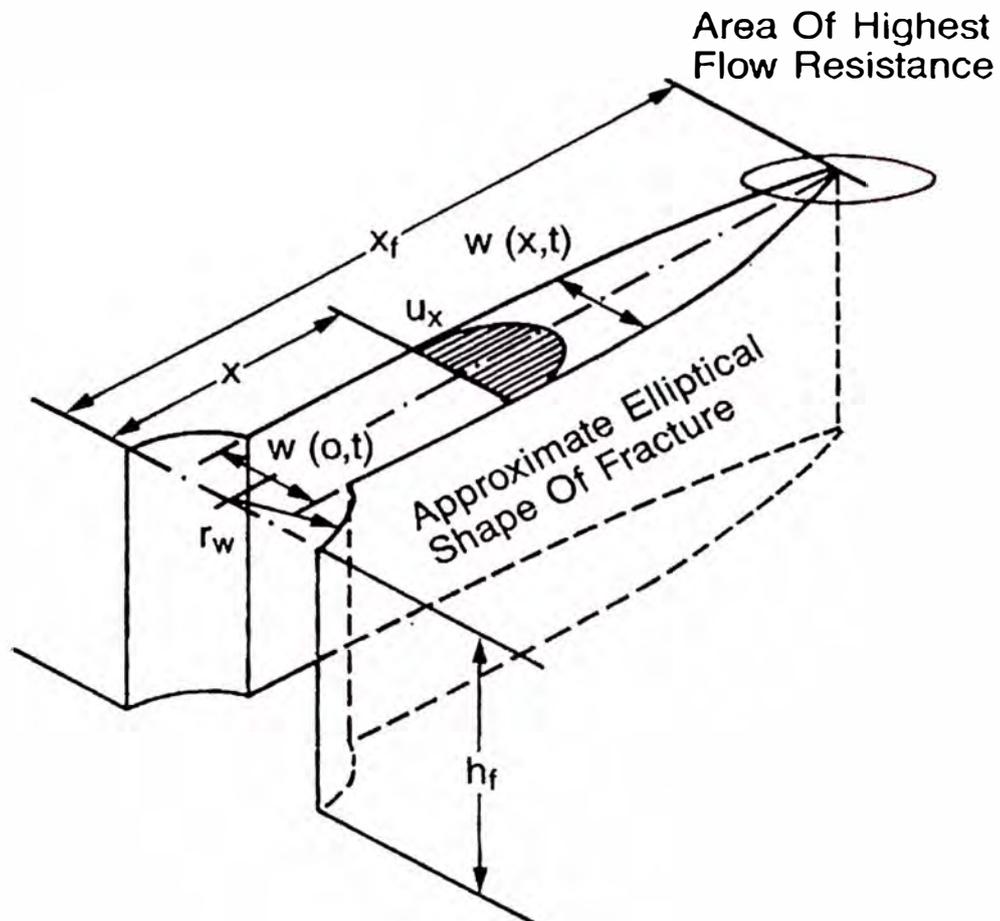


Fig. 2.4 Modelo KGD

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA OPERACIÓN

3.1. Materiales a Emplearse

Para la ejecución de la operación de fracturación hidráulica, se va a utilizar los siguientes materiales:

- Fluido de fracturación
- Agente de sostén
- Materiales de bloqueo
- Aditivos químicos

3.1.1. Fluido de Fracturación

Básicamente, existen dos tipos de fluidos bien definidos usados en fracturación hidráulica: fluidos de base acuosa y fluidos de base hidrocarburo. Dentro de esos dos grupos principales, existen un gran número de variantes surgidas a través del tiempo con el perfeccionamiento de la técnica de fracturación.

Los principales éxitos logrados a partir de la implementación de esta técnica de estimulación y la necesidad cada vez mayor de aplicar tratamientos en pozos más profundos, hizo que fueran perfeccionándose los fluidos de

fracturación usados hasta nuestros días, en que se cuenta con una completa y variada gama de ellos.

Con el desarrollo de nuevos fluidos de fracturación se ha logrado un mejor aprovechamiento de la potencia hidráulica aplicada, pudiéndose realizar exitosamente operaciones en yacimientos considerados infracturables en el pasado.

3.1.1.1. Selección del Fluido de Fracturación

En una fractura hidráulica, la selección de un adecuado fluido de fracturación es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de la operación. Su adecuada elección dependerá de un gran número de consideraciones previas a la operación surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipamiento disponible, costo, etc.

Las propiedades más importantes que debe cumplir un fluido de fracturación son las siguientes:

- Baja pérdida de fluido.
- Buena capacidad de transporte del agente de sostén.
- Baja pérdida por fricción.
- Fácilmente recuperable de la formación.
- Compatible con los fluidos de la formación.
- Causar el mínimo daño a la formación.
- Ser estable a temperatura de fondo del pozo.
- Seguridad en la manipulación.

a) Fluidos de Base Acuosa

Poseen la ventaja de ser fáciles de preparar en el campo y poseer excelentes propiedades de transporte de agente de sostén y control de filtrado.

Con el uso de este tipo de fluidos, se obtienen las siguientes ventajas adicionales:

- No existen problemas de incendios.
- Fácilmente disponibles en todas las áreas.
- Bajo costo.
- Son fácilmente adaptables a las condiciones de cada reservorio.

Con el fin de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se han usado en un principio, productos naturales de origen vegetal como la goma guar o celulosas simples.

Con el tiempo, se han incorporado otros productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de alta presión y temperatura de fondo del pozo, y que producen menor residuo.

b) Fluidos de Base Hidrocarburo

Los fluidos de base hidrocarburo surgieron de la necesidad de contar con un agente de transporte entibador que no provoque alteración apreciable sobre formaciones altamente sensibles a las soluciones acuosas.

El fluido más común y fácil de obtener usado en fracturación hidráulica fue simplemente petróleo liviano del mismo pozo o de otros yacimientos.

Los petróleos presentan el inconveniente de ocasionar una elevada pérdida de carga al ser bombeados a altos caudales con un excesivo consumo de potencia útil. Actualmente, se siguen utilizando por su disponibilidad y

relativo bajo costo, pero su uso se restringe a pozos poco profundos y con bajos gradientes de fractura.

Un mejoramiento de esta técnica fue el desarrollo de productos reductores de fricción, los cuales se adicionan en pequeñas dosis y producen considerables reducciones de la fricción generada por los altos caudales.

Con el uso de petróleo, normalmente no se obtienen considerables anchos de fractura. Otro inconveniente es la excesiva velocidad de decantación de los agentes de sostén, sobre todo a altas temperaturas. Esto incrementa las posibilidades de arenamiento y genera la formación de un banco en la fractura.

Los crudos de formación generalmente requieren el agregado de uno o más aditivos para mejorar su eficacia. Su alta pérdida por filtrado no permite una fractura de gran extensión y puede perderse gran parte de él si no se utiliza un reductor de filtrado a una concentración adecuada. Ejemplos de estos fluidos son el BJ Oil Frac y el T-O Frac (de BJ Services).

3.1.2. Agentes de Sostén

El agente de sostén más convencional y de mayor uso en la industria del petróleo es la arena. Su utilización se remonta desde las primeras operaciones realizadas con entibadores y su selección surgió de su fácil disponibilidad y bajo costo.

Con el correr de los años, se perforaron pozos cada vez más profundos, lo cual llevó a tener que desarrollar productos más resistentes que fueron capaces de soportar las altas presiones de confinamiento del fondo del pozo. Últimamente, se producen entibadores de muy buena calidad, capaces de soportar las condiciones de trabajo más rigurosas.

Los productos más comunes son:

- Arena
- Cáscara de nuez
- Bolitas de aluminio o acero
- Esferas de vidrio
- Arenas recubiertas en resina
- Bauxita
- Cerámicos
- Cerámicos recubiertos con resinas

La cáscara de nuez y las bolitas de aluminio fueron utilizadas durante algunos años, pero en la actualidad se descartaron por su costo y bajo rendimiento. Estos agentes de sostén son maleables o deformables por lo que se pretendió reducir el efecto de incrustamiento en formaciones blandas.

Las esferas de vidrio se desarrollaron para mayores profundidades, pero también fueron descartadas debido a que cierta presión de confinamiento “estallan” generando una excesiva cantidad de partículas finas.

De acuerdo a su resistencia a la compresión, los agentes de sostén actualmente en uso, se recomiendan para presiones de cierre que se indican en la siguiente tabla:

Tabla I: Resistencia del Agente de Sostén a la Presión de Cierre

Agente de Sostén	Presión de Cierre (psi)
• Arena.....	Hasta 5,000
• Arena recubierta con resina.....	Hasta 8,000
• Bauxita.....	Hasta 15,000
• Cerámicos.....	Hasta 15,000

3.1.2.1. Análisis y Selección del Agente de Sostén

Los agentes de sostén tienen una importancia crítica en el éxito de un tratamiento de fractura. La fractura entibada (no la creada) es la que determina la productividad del pozo y por lo tanto la efectividad del tratamiento.

La elección inadecuada del agente de sostén puede conducir al fracaso de la operación, o en muchos casos los resultados no satisfacen las expectativas.

El uso de arena limpia de buena calidad ha resultado exitoso en todo tipo de reservorio. La arena ofrece ventajas importantes, es mucho más barata que otros entibadores y de fácil disponibilidad en muchas áreas. Sus principales desventajas se derivan de la reducción de conductividad cuando se cierra la fractura.

En zonas profundas, la rotura de los granos producida por la elevada presión de confinamiento reduce la permeabilidad dramáticamente. En formaciones blandas (baja resistencia al empotramiento) también disminuye la conductividad porque luego del cierre, la fractura se cierra pese al entibador.

El problema del empotramiento se puede resolver con un ancho empaquetado considerable (configuración multicapa con varias filas de granos). Pero el problema de rotura de los granos exige el empleo de entibadores de mayor resistencia, cuyo común denominador es el costo varias veces superior al de la arena.

Para seleccionar adecuadamente un agente de sostén, hay que conocer sus propiedades físicas y su composición, razón por la cual se requiere como primer paso disponer de curvas de **conductividad** en función de la **presión de confinamiento** a diversas concentraciones superficiales y obtenidas con núcleos de formación.

Por consiguiente, deben efectuarse controles previos de laboratorio siguiendo las especificaciones de la Norma API RP-56.

Los ensayos de laboratorio que normalmente se realizan para determinar la calidad del agente de sostén son los siguientes:

- Análisis de Tamizado
- Solubilidad en ácidos
- Redondez y esfericidad
- Análisis mineralógico (para arenas)
- Contenido de finos
- Resistencia a la ruptura
- Permeabilidad
- Conductividad

3.1.3. Materiales de Bloqueo

Cuando se fractura un pozo productor o inyector, es importante que el fluido de tratamiento actúe uniformemente sobre las zonas de interés. De esta forma, se logrará una distribución más homogénea del agente de sostén, evitando las canalizaciones.

Muchas formaciones poseen una o más zonas de marcada diferencia de permeabilidad. En otros casos, en un mismo espesor existen capas con distintas presiones de fondo, lo cual evita el emplazamiento uniforme del agente de sostén sobre la totalidad del intervalo de tratamiento.

Para cuando se trata de fracturar un pozo nuevo de baja permeabilidad, se han desarrollado técnicas especiales de entrada limitada, con las cuales se logra mediante una adecuada técnica de punzamiento, una distribución homogénea del fluido y del agente de sostén en la fractura. Sin embargo cuando se estimulan pozos productores o inyectores que ya han sido punzados, es conveniente utilizar agentes de bloqueo temporal o herramientas para lograr el efecto de distribución homogénea del tratamiento.

3.1.3.1. Bolitas Selladoras de Punzados

Son utilizadas para sellar temporalmente los punzados por jet o cañón durante tratamientos ácidos y fractura. Alojadas contra los punzados, dirigen el fluido de tratamiento selectivamente a través de cada punzado en la tubería, sometiendo así cada porción del intervalo o de los intervalos al tratamiento.

Cuando la inyección del fluido se detiene, pues se ha completado el tratamiento, las bolitas no se sostienen más contra los punzados y caen al

fondo del pozo. Pueden ser introducidas en el fluido de tratamiento a intervalos regulares predeterminados, o ser introducidos en grupos.

Se utiliza un inyector de bolitas diseñado para tal fin. Generalmente, una bolita es inyectada por cada perforación. Son posibles de obtener en diámetros de 3/4", 7/8", 1", y 1 1/4". El tamaño a utilizar depende del tamaño del punzado a ser sellado.

En un trabajo de fracturación, las bolitas no deben ser inyectadas hasta que la primera fractura esté empaquetada en la formación.

La elección del tipo a usar esta determinada por el fluido de transporte y la temperatura del fondo del pozo.

3.1.3.2. Tapones y Packers

Cuando debe tratarse una zona específica, se acostumbra fijar un tapón (tapón puente con arena en el tope o tapón de cemento) debajo de la capa y un packer por encima de ella.

Usando un tapón recuperable y un packer es posible tratar varias zonas con una sola carrera de herramientas fijando el tapón, fracturando y luego moviendo de lugar hacia arriba o hacia abajo para fracturar otra vez. Este procedimiento puede repetirse hasta que todas las zonas hayan sido tratadas.

3.1.4. Aditivos

3.1.4.1. Reductores de Filtrado

Son sustancias químicas pulverulentas o líquidas que se adicionan al fluido de fractura para reducir la pérdida de fluido a la formación durante la operación de fractura. Normalmente se incorporan en pequeñas cantidades

(20-60lbs/1000gal), dependiendo principalmente del fluido y la permeabilidad de la formación. La concentración óptima debe ser determinada en el laboratorio.

Se trata de productos prácticamente inertes y poco solubles, los que actúan por obturamiento físico; no deben reaccionar o alterar al fluido de fractura, ni causar apreciable daño a la formación.

La granulometría debe ser tan pequeña que sea capaz de ser recuperado del pozo con el fluido de fractura y la producción pasando a través del manto de agente de sostén en la fractura.

a) De Base Acuosa

Los aditivos más convencionales para el control de la pérdida de fluido en aguas o espumas son polímeros sintéticos o naturales, o una variedad de otros sólidos que interactúan formando un puente o barrera sobre la superficie permeable.

En las formaciones de baja permeabilidad, los reductores de filtrado sólidos no ofrecen un adecuado control de pérdida de fluido. En ese caso, basta con agregar al fluido de fractura, el 5% de diesel o condensado, para reducir drásticamente la permeabilidad relativa al agua.

b) De Base Hidrocarburo

Los aditivos más usados en fluidos de base hidrocarburo, consisten esencialmente en productos constitutivos por derivados del alquilbenceno sulfonatado. Estos son particularmente efectivos en petróleos crudos, petróleos refinados y emulsiones. Sin embargo, algunos geles reticulados de destilados o

petróleos livianos no pueden ser aditivados con estos productos debido a que producen la ruptura de los mismos. Esto se debe a que muchos geles son jabones formulados a partir de sales de ácidos grasos, y por lo tanto la adición de un producto ácido revierte la reacción de saponificación. El problema se soluciona empleando productos neutros o débilmente alcalinos como los usados para geles de base acuosa.

3.1.4.2. Gelificantes

Los productos gelificantes incrementan la viscosidad del fluido. Existen de base acuosa y de base hidrocarburo.

a) De Base Acuosa

Para la gelificación de agua se disuelven polímeros de cadena muy larga. Básicamente son lineales puesto, que las ramificaciones que eventualmente poseen son de pequeña longitud.

Los productos más utilizados como gelificantes de base acuosa son los siguientes:

- Goma Guar
- Hidroxietil Celulosa (HEC)
- Hidroxipropil Guar (HPG)
- Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHPG)
- Carboximetil Celulosa (CMC)
- Carboximetil Hidroxietil Celulosa (CMHEC)
- Poliacrilamida (PAA) – Sintético
- Xantan (XC) - Bacteriano

De estos productos, existen modificaciones con los que se logra una mejor capacidad de transporte, sobre todo a altas temperaturas. Ese fenómeno se obtiene con el agregado de sustancias activadoras que modifican la estructura molecular con uniones y entrecruzamientos de ligaduras (crosslinking).

b) De Base Hidrocarburo

En el caso de hidrocarburos gelificados, cada uno de los eslabones de la cadena se une a los otros por atracción electrostática entre un ion metálico polivalente y una cadena hidrocarbonada con grupos cargados negativamente.

Si bien se han producido desarrollos de magnitud en geles de hidrocarburos, los avances más espectaculares corresponden a geles de base agua, que son los utilizados mayoritariamente en la actualidad.

3.1.4.3 Crosslinkeantes

Una segunda generación de fluidos gelificados se ha obtenido entrecruzando las cadenas de polímeros. Con el agregado de agentes reticuladores (crosslinking agents), es posible unir las cadenas entre sí, reduciéndose la movilidad de las moléculas y formando una red que se traduce en un notable incremento de viscosidad aparente y modificación beneficiosa de otras propiedades (filtrado, capacidad de suspensión, etc.).

Ejemplos de agentes crosslinkeantes:

- Acido bórico, bórax.
- Acetato de aluminio.
- Quelatos de trietanolamina o acetilacetato.

- Lactato de zirconio.
- XLW-24
- XLO-4

3.1.4.4. Ruptores de Gel

En una operación de fractura hidráulica, una vez que el agente de sostén ha sido depositado en la fractura, la función del fluido desaparece, por lo cual debe ser extraído a superficie, previo a la producción del pozo. Para esta operación se requiere de un fluido menos viscoso posible a fin de que pueda ser desalojado fuera de la fractura a través del manto de agente de sostén.

Los ruptores de gel son productos de acción retardada que degradan la cadena de polímero una vez que se ha completado el tratamiento.

Hay tres clases principales de productos químicos normalmente usados: enzimas, agentes oxidantes y ácidos.

El uso de estos productos varía dependiendo del tipo de fluido utilizado y de las condiciones de temperatura de la capa a fracturar.

Para cada gel en particular, existen curvas de la variación de viscosidad respecto del tiempo, obtenidas en base a ensayos de laboratorio.

Cuando se fracturan pozos con temperaturas mayores de 250°F, generalmente no es necesaria la adición de ruptores de gel.

La velocidad de ruptura de los geles depende de sus características particulares, de la temperatura, de los agentes contaminantes, y de la presencia de ruptores incorporados.

El tiempo de ruptura del gel es variable en cada caso, y puede regularse, pero no debe ser mayor de 24 horas.

Algunos ruptores de gel de una compañía de servicios que opera en el Noroeste son:

a) Base Acuosa:

- GBW-5 Oxidante
- GBW-9 Enzima
- GBW-12 Enzima alto pH

b) Base Hidrocarburo:

- GBO-1 Sal Inorgánica
- GBO-3 Ácido Orgánico

3.1.4.5. Surfactantes

- NE: No-Emulsionante, Rompedores de emulsión y bloqueo por agua.
- INFLO: Reductores de tensión superficial.
- S, E: Detergentes, emulsionantes.
- MMR: Agentes de suspensión de finos.
- FA: Espumantes.
- SLA: Retardadores.

3.1.4.6. Reguladores (Buffers)

Ajustan y mantienen el pH para una óptima reticulación.

Contribuyen al control destiempo de reticulación en los fluidos retardados. Se seleccionan de acuerdo al fluido y las características del agua de mezcla.

Ejemplos son:

BF-1, BF-2, BF-3, BF-7, BF-10.

3.1.4.7. Estabilizadores de Arcilla

Los fluidos base agua pueden desestabilizar minerales de arcillas. La migración de finos o el hinchamiento de arcillas dañan la formación en la cercanía de la fractura.

Los estabilizadores de arcilla inhiben o minimizan la incompatibilidad del fluido con la matriz.

Ejemplos:

- Cloruro de Potasio (KCl)
- Clatrol 3
- Clatrol 6
- Clapro
- Claylock

3.2. Equipo de Fracturamiento

Generalmente, las fracturas obligan a un movimiento de equipos bastante 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 alta presiones.

Los equipamientos de superficie involucrados incluyen:

- Tanques de almacenamiento
- Mezclador (blender)

- Unidad de Fracturamiento (bomba de alta presión)
- Líneas de alta presión y cabezal del pozo
- Instrumentos de medición y control, etc.

3.2.1. Tanques de Almacenamiento

Para los fluidos, ya sea agua o crudo, la experiencia ha estandarizado su construcción, y generalmente poseen una capacidad de 320, 440, 470 y 550 barriles. Las compañías de servicios cuentan con tinas de 460 barriles de capacidad. Usualmente, están provistas de tres o cuatro conexiones con media uniones de 4 pulgadas.

Las líneas de recirculación al tanque consisten predominantemente de una conexión de 3 pulgadas, aunque puede fabricarse de 4”.

Para la arena de fractura, las compañías cuentan con tolvas. Cada “jumbo” equivale a 30 sacos, y en la tolva ingresan 25 jumbos. Por lo tanto, cada tolva tiene capacidad para 750 sacos.

3.2.2. Mezclador (Blender)

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. En la siguiente figura se muestra un blender de una conocida compañía de servicios.

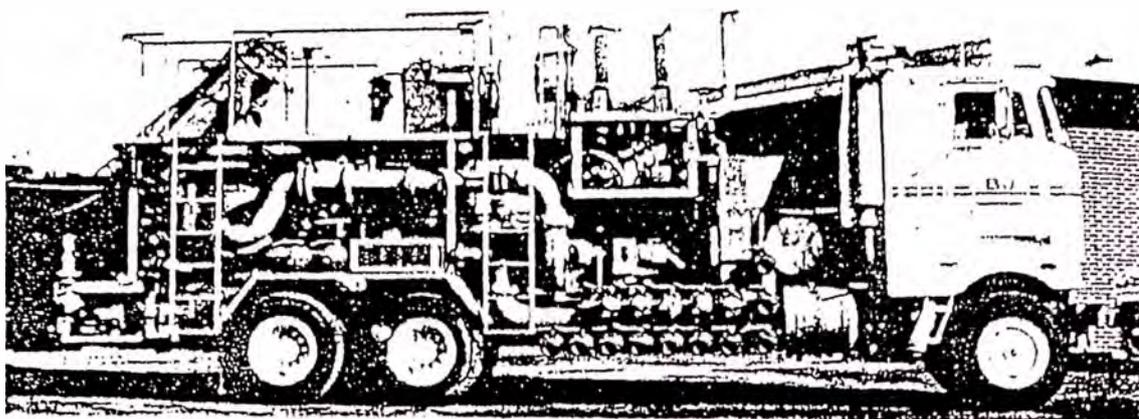


Fig. 3.1 Blender

Dicha empresa utiliza un blender equipado con un motor Diesel Detroit y una bomba Morris.

Hay dos sistemas de aditivos líquidos, cada uno de ellos consiste de una bomba de diafragma Bertolini manipulada hidráulicamente.

Básicamente, los elementos del blender se muestran en la siguiente figura:

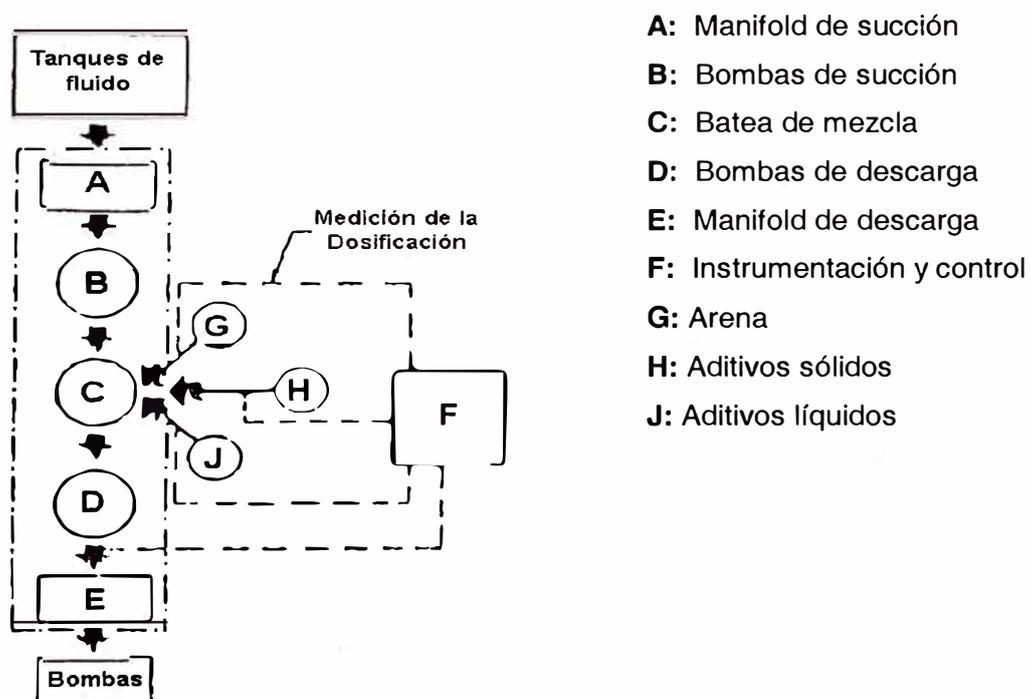


Fig. 3.2 Elementos del blender

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

El operador del blender debe mantener un nivel constante de la batea para la operación. Una disminución extrema del nivel de la 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 dosificaciones que deberán estar exactamente calibradas 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 dependerán de los modelos de blender. El sistema proporcional de líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las RPM de los motores hidráulicos que las impulsan. Puede modificarse el diseño utilizándose bombas centrífugas pequeñas con un control de válvulas y monitoreo digital.

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

3.2.3. Unidad de Fracturamiento (Bomba)

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

Tales características determinarán el modelo de bombas requerido. Aunque el concepto básico permanece invariable, existen variaciones en los HHP entregados. Los modelos de fracturador, identificados con números, pueden combinar tipos y tamaños de pistones de las bombas triplex utilizadas.

Las unidades son operadas por control remoto. En la siguiente figura se muestra una unidad fracturadora.

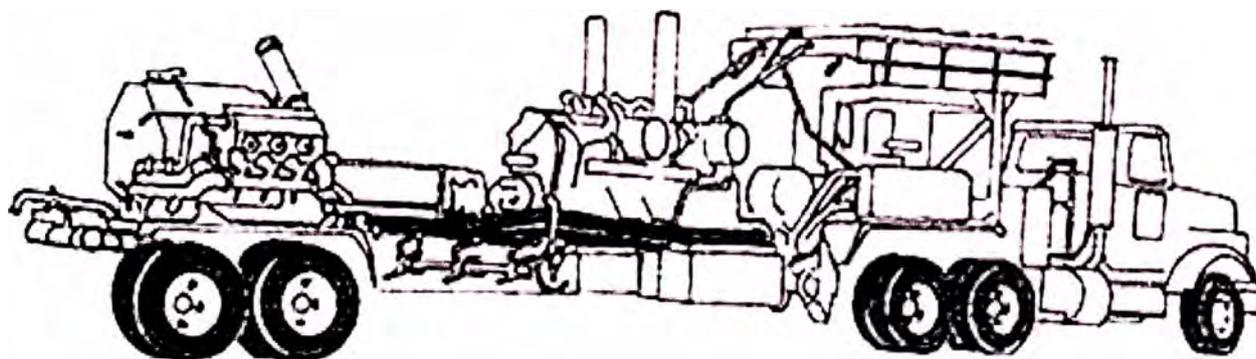


Fig. 3.3 Unidad de Fracturamiento

Las bombas Pacemaker (fig. 3.4), bombas triplex son impulsadas a través de los cardan y una transmisión Allison CLT 5960-A Tc 690 por motores 12V-71 Detroit Diesel, y comandadas desde plataforma.

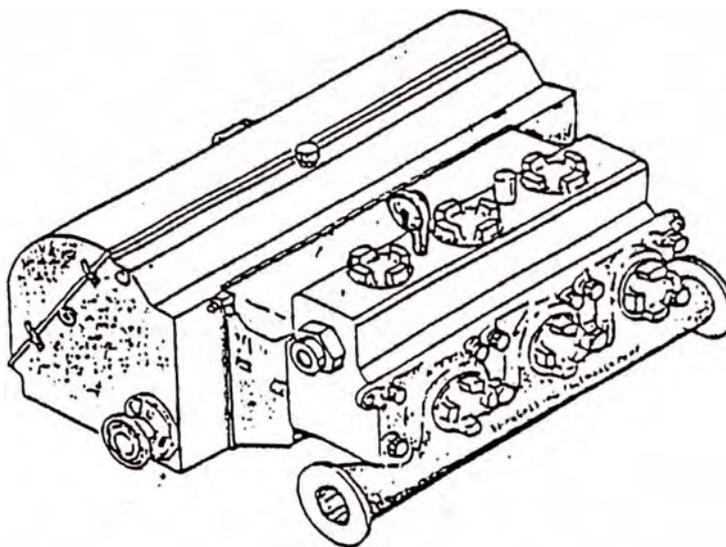


Fig. 3.4 Bomba Triplex BJ Pacemaker

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 a 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.

Cada equipo bombeador puede desarrollar su máximo de potencia utilizando relaciones de marcha adecuadas.

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

Si la viscosidad del fluido es muy elevada, si las concentraciones de arena son altas, y los bombeos 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.

3.2.4. Líneas de Alta Presión

Las líneas desde las bombas de alta presión hacia la boca del pozo cumplen el rol fundamental de ser la única porción en superficie que en su interior conducirá un flujo de fluido alta presión, y en la mayoría de los casos, en condiciones abrasivas.

El armado de estas líneas debe seguir estrictas normas de seguridad, ya que durante la operación toda la zona circundante es área restringida, y cualquier dificultad en ella será insalvable (sin que se detenga el bombeo), con el consiguiente riesgo de fracaso de la operación.

Las conexiones de las bombas a la línea de fractura puede dividirse en:

- Conexión a la línea individual
- Conexión a manifold de descarga común

La erosión de las líneas dependerá de la velocidad del fluido, del tipo de fluido, y del lapso de tiempo que se bombee. Por lo tanto, toda la tubería y componentes asociados deberán ser inspeccionados periódicamente según lo dicte la severidad de los trabajos involucrados. Se recomienda la inspección en períodos cada vez más cortos de acuerdo al uso de la línea.

La experiencia de campo y otros ensayos establecen que se debe considerar como velocidad máxima de pasaje de fluidos abrasivos, aproximadamente 40 pies/seg.

Es indispensable que todos los elementos involucrados para servicios de fractura consistan de componentes de idéntico rango de presión y serán conectados con uniones rápidas de rosca no presurizada o tipo integral.

Aunque la forma de armar una línea puede variar, comúnmente se involucran:

- Adaptadores de la bomba Pacemaker
- Una tijera Estilo 50 con uniones no presurizadas macho-hembra
- Una unión giratoria tipo Chiksan estilo 50
- Una válvula Hammer
- Una válvula de retención y
- Una Chiksan estilo 10 macho-macho.

Esto irá conectado a una "T" integral montada en la línea.

3.2.5. Cabezal del Pozo

El cabezal del pozo es el nexo entre las líneas de superficie y las del fondo del pozo. Para ello, hay una gama de posibilidades de acuerdo a las condiciones de fractura y de la boca del pozo.

La utilización de válvulas tapón o en el caso que se ha visto, válvulas Hammer, es el medio más económico y se conecta a tubing, casing o BOP por medio de adaptadores (reducciones).

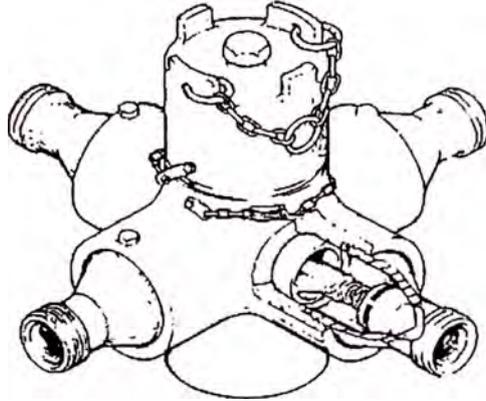


Fig. 3.5 Cabeza de Fracturamiento

Cuando se fractura a muy alta presión, poniendo en peligro el árbol de producción o arriesgando un desgaste prematuro o una falla en la cabeza del pozo, se recurre a la utilización de elementos tree-saver que están diseñados para aislar la acción de la presión sobre la carga del pozo. Esta unidad consistente de un mandril y un empaquetador operado con potencia hidráulica, puede ser adaptada para aislar cualquier longitud del árbol de producción hasta el tubing de 2 3/8" a 3 1/2".

3.2.6. Controladores y Medidores

La utilización de los modernos y sofisticados sistemas para el control de las operaciones de campo, requieren una adecuada instalación para el total aprovechamiento de su capacidad. Además, conociendo los fundamentos de la correcta calibración de sus elementos de registro se logra mejorar el control y la calidad del servicio.

Para alcanzar estos objetivos, las compañías de servicios que operan en el Noroeste cuentan con una Unidad Van Computarizada (ver figura 3.6), con el equipamiento necesario para funcionar como un sistema confiable de control y monitoreo de operaciones de campo.

El elemento principal en la Van Computarizada es el Monitor (3600 o 3305) con capacidad para transmisión de datos al computador. Un monitor remoto de sencilla fabricación acoplado al Modelo 3400 es sugerido como opción de apoyo para las funciones del operador del Blender o del Cementador. La instalación de un cable múltiple para transmisión de señales, especialmente entre el Blender y la Van, simplifica y reduce la conexión a elementos exteriores.

Monitor 3600

Este registrador electrónico de datos es una unidad de tecnología avanzada diseñada para cumplir con los requerimientos actuales de control y análisis en operaciones de cementación y estimulación de pozos petrolíferos.

Este modelo consta de tres elementos principales: pantalla táctil de programación y presentación visual, combinación de impresor/graficador y unidad de almacenamiento de datos tipo cartucho. De acuerdo a la selección que haga el ingeniero, se mostrarán por ejemplo, gráficos de:

- Caudal, presión de superficie, presión calculada de fondo y concentración de arena versus tiempo.
- Logaritmo de la presión neta versus logaritmo del tiempo.
- Inventario de fluidos y materiales (programa de tratamiento).

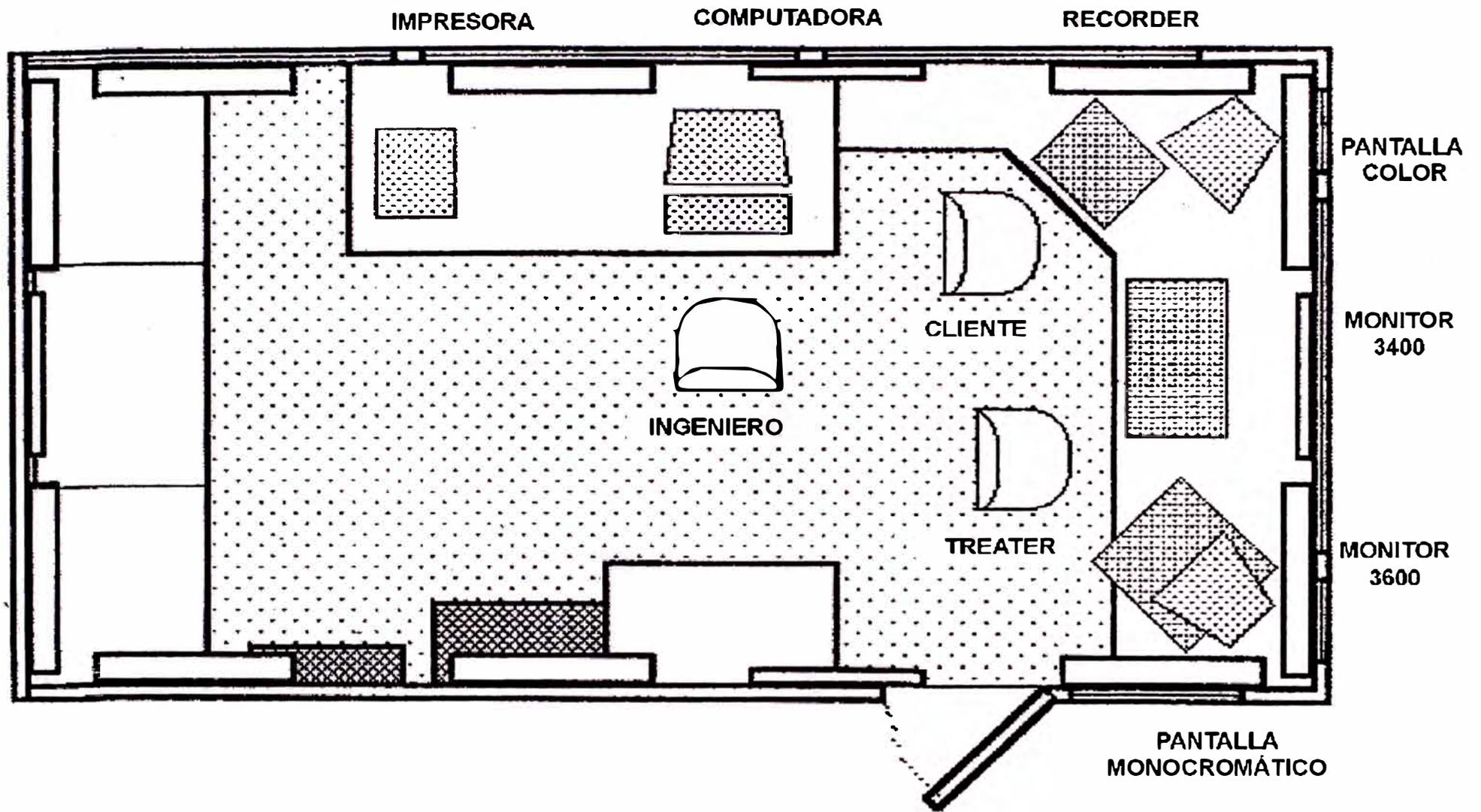


Fig. 3.6 VAN Computarizado

El Registrador está equipado con memoria “no volátil”, o sea que la información inicial solo requiere ser programada una vez; así la unidad queda lista para iniciar un trabajo en el momento en que se prende. Posee también un reloj/calendario de tiempo real, de modo que el sistema siempre está actualizado.

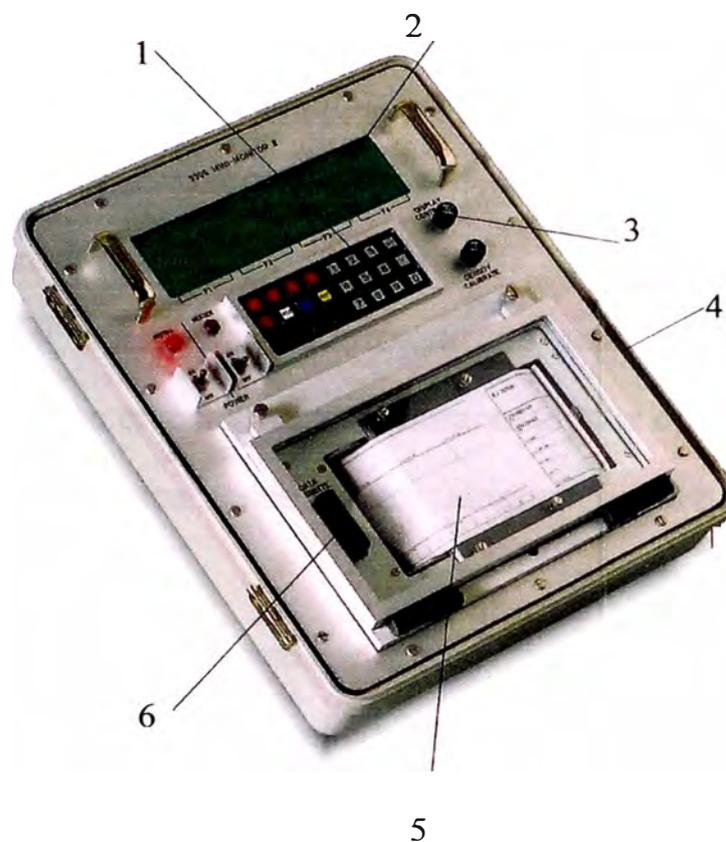


Fig. 3.7 Monitor 3600

Mini Monitor 3305

Este monitor es un instrumento de avanzada, permite monitorear fluidos en tiempo real sobre cementación, acidificación, fracturamiento, control de arena. El microprocesador compila y displaya parámetros como presiones, caudales, y densidad.

El Mini Monitor, con sus partes principales se muestra en la figura 3.8 de la siguiente página.



Elementos Principales

- ① Teclado para calibrar y operar el monitor.
- ② Pantalla (160 caracteres) muestra toda la data recibida en tiempo real.
- ③ Ajuste de contraste en la pantalla.
- ④ Caja sellada de fibra de vidrio.
- ⑤ Impresora de alta resolución.
- ⑥ Casete de la data.

Fig. 3.8 Monitor 3305

3.3. Procedimiento de la Operación

1. Se procede al armado de las líneas (ver fig. 3.9)
2. Antes de iniciar la operación, se realiza una charla de seguridad para tomar todas las precauciones del caso, en razón de que en el tratamiento de fracturamiento se manejan altas presiones y si no se toma conciencia de los riesgos que estas conllevan se pueden sufrir accidentes muy graves.

Todo el personal está provisto de teléfonos portátiles para mantenerse en comunicación durante toda la operación.
3. El blender toma fluido de los tanques de almacenamiento de fluido.
4. Circulación de las bombas
5. Prueba de las líneas y llenado del pozo
6. Pre-pad: Se aplica la presión necesaria para iniciar la ruptura de la formación.
7. Pad: El blender se abastece también de los aditivos líquidos (mediante las bombas Bertolini) y bombea la mezcla más viscosa con el objetivo de extender la fractura.
8. Carrying: Luego de fracturar la formación, el blender recibe el agente de sostén de la tolva y la mezcla con el fluido de fractura.
9. Las unidades de fracturamiento reciben el fluido y lo bombean a alta presión al pozo.
10. Se bombea el fluido de desplazamiento, el cual carece de agente de sostén.

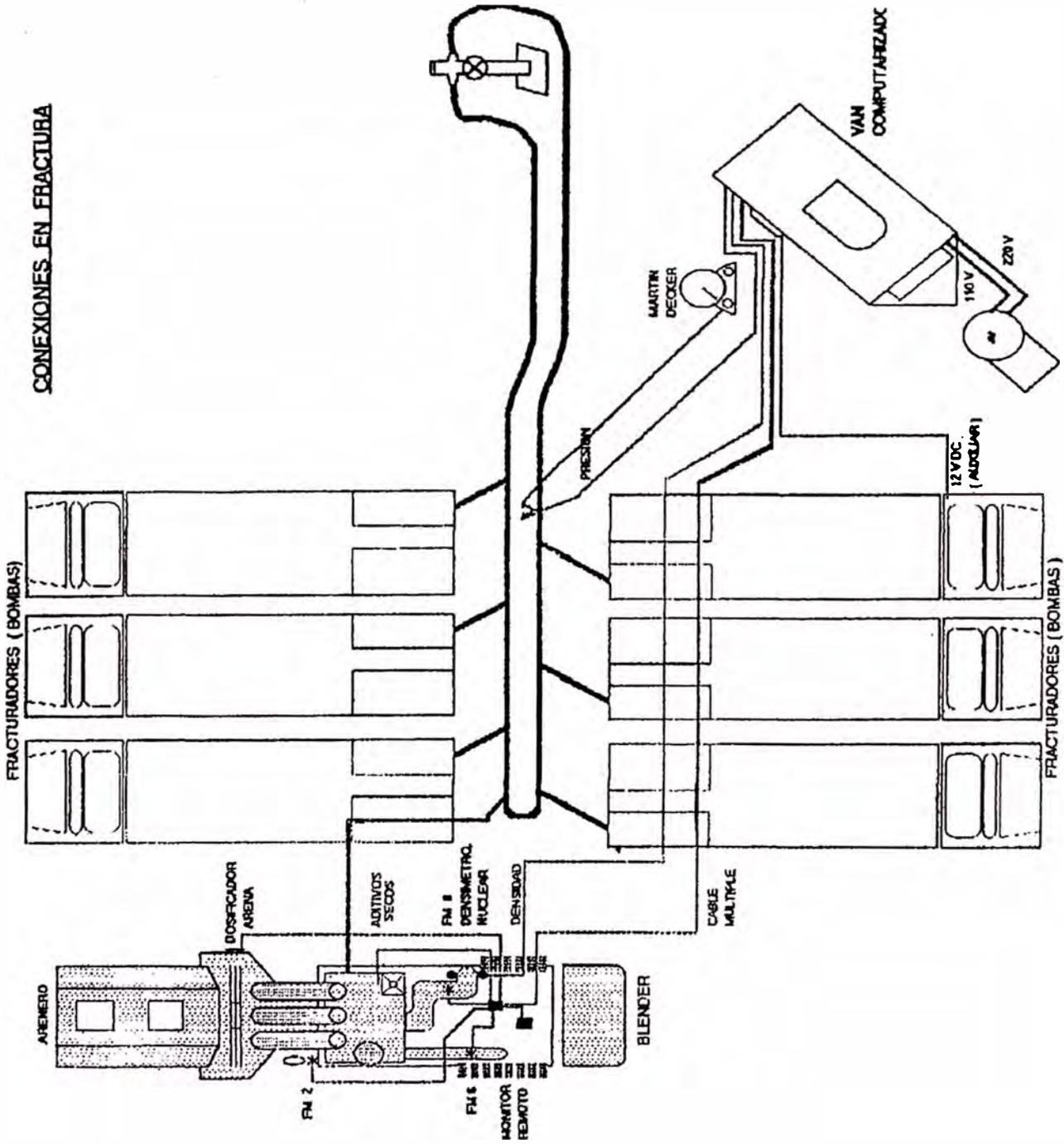


Fig. 3.9: Armado del Equipo de Fracturamiento

En la siguiente figura se aprecia el sistema de mezclado del blender.

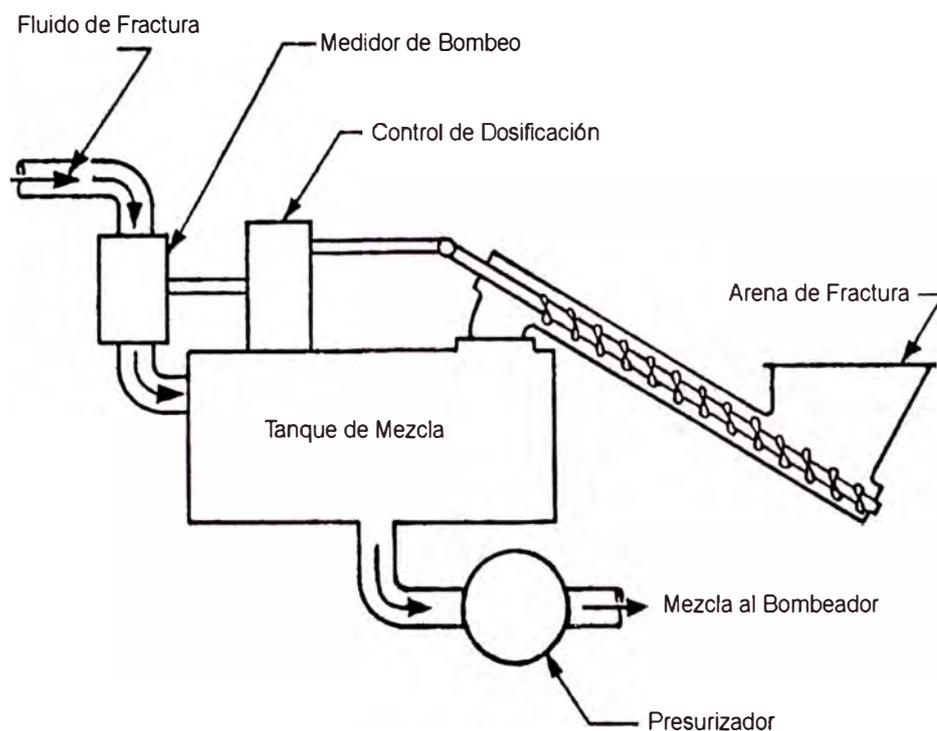


Fig. 3.10 Sistema de Mezclado

3.4. Parámetros del Tratamiento

3.4.1 Presión de Tratamiento

La presión de tratamiento y la potencia hidráulica necesaria tienen directa influencia en los aspectos operativos y los costos asociados. Su estimación constituye un aspecto importante del diseño.

Una revisión rápida permite apreciar que la **presión de tratamiento en superficie P_s** , está determinada por la presión necesaria para extender la fractura **P_{ef}** , la pérdida de presión por fricción en la cañería **P_{fc}** , pérdida de presión por fricción en los perforados **P_{fp}** , y la presión hidrostática **P_h** .

La expresión matemática que la representa es:

$$P_s = P_{ef} + P_{fc} + P_{fp} - P_h \quad (3.1)$$

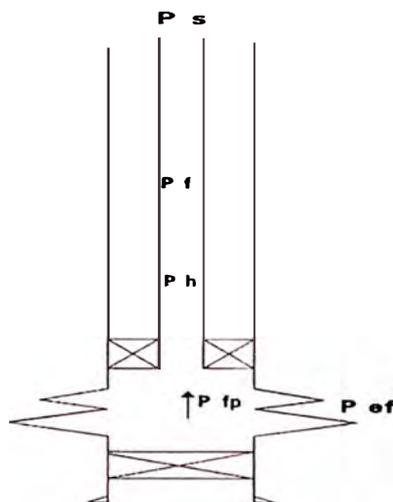


Fig. 3.11 Presión de Tratamiento

3.4.2 Potencia Hidráulica

La potencia hidráulica necesaria estará dada por:

$$HHP = \frac{P_s * q_l}{40.8} \quad (3.2)$$

La potencia mecánica se calcula considerando los rendimientos mecánicos (η_m) e hidráulico (η_h).

$$HP = \frac{HHP}{\eta_m * \eta_h} \quad (3.3)$$

3.4.3 Presión y Gradiente de Fractura

La presión de fractura P_{ef} , es la presión necesaria para mantener abierta la fractura creada y propagarla. Si bien puede variar durante la operación, resulta aceptable tratarla como constante en la estimación de la presión de tratamiento.

La presión de fractura se calcula a partir de la presión instantánea de cierre (**ISIP**) y de la presión hidrostática (**P_h**).

$$P_{ef} = ISIP + Ph \quad (3.4)$$

Usualmente se emplea el gradiente de fractura G_f para correlacionar distintos valores de un mismo reservorio, de modo que resulta:

$$G_f = \frac{ISIP + Ph}{D} \quad (3.5)$$

D : profundidad

$$P_{ef} = G_f * D \quad (3.6)$$

3.4.4 Presión Hidrostática

$$Ph = 0.052 * \rho_{mx} [lb / g \ln] * prof [pies] \quad (3.7)$$

Densidad de la mezcla fluido-arena (ρ_{mx}):

$$\rho_{mx} = \frac{masa \ total}{volumen \ total} \quad (3.8)$$

$$\rho_{mx} = \frac{8.34 + conc}{1 + \frac{conc}{0.263 * 8.34}}$$

$$\rho_{mx} = \frac{8.34\gamma + conc}{1 + 0.0456conc} \quad (3.9)$$

donde: conc = concentración

3.5. Controles

Para poder seguir un control de la operación, normalmente se registran las presiones, caudales, y dosificaciones de agente de sostén, con sus correspondientes equipos e instrumental.

En la siguiente página se aprecia una carta típica de presión de trabajo de fractura (fig. 3.12) indicando las presiones desarrolladas:

- 1.- **Presión de Ruptura:** Al iniciar el bombeo se incrementa la presión en el pozo hasta un punto en que la formación falla y se rompe.
- 2.- **Presión de Bombeo:** Ya rota la formación, la presión necesaria para extender la fractura se reduce, aún manteniendo el caudal constante.
- 3.- **Presión Instantánea o de Cierre:** Al cesar el bombeo ($q=0$) desaparecen todas las presiones de fricción y quedan solo la presión dentro de la fractura y la hidrostática del pozo.
- 4.- **Declinación Post-fractura:** En ciertas condiciones, es posible hacer algunas estimaciones con el comportamiento de la difusión de la presión desde la fractura hacia la formación.

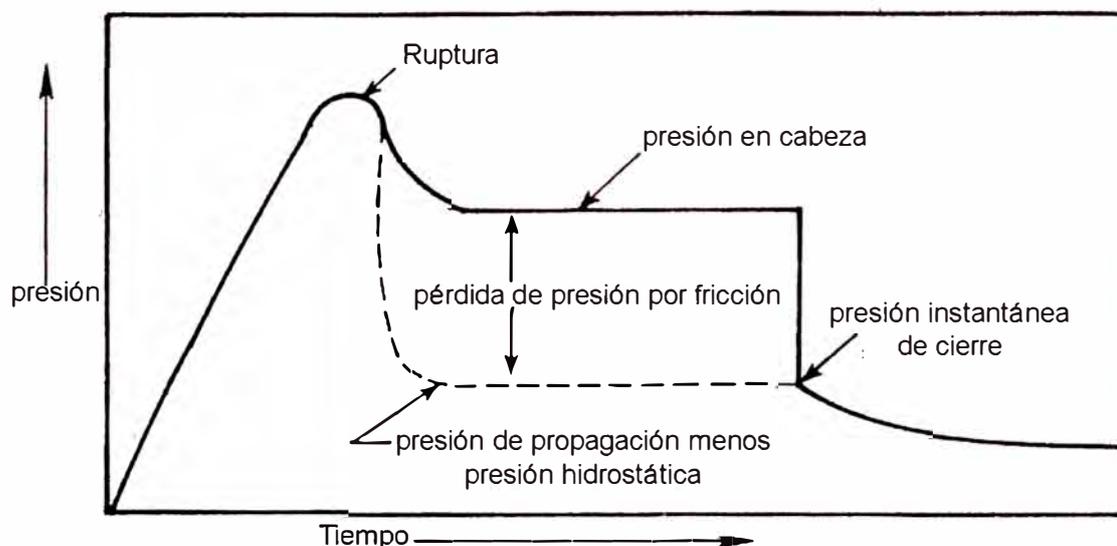


Fig. 3.12 Carta Típica de Presión de Trabajo de Fractura

3.6. Arenamiento

El análisis del problema del transporte del agente de sostén nos conduce a considerar la posibilidad de que durante la ejecución del trabajo se produzca un arenamiento, que viene a ser la acumulación del agente de sostén inmovilizado en algún punto que impide el posterior desarrollo de la fractura.

3.6.1. Causas del Arenamiento

a) Ancho de Fractura Insuficiente

Para poder ingresar a la fractura, los granos del entibador deben encontrar una separación entre las paredes (ancho) suficientemente grandes para que no se atasquen en la pared del pozo, bloqueen la grieta iniciada y detengan la operación.

El pad o colchón es la fracción del fluido de fractura sin entibador que se bombea inicialmente, delante de la mezcla entibador-gel. Su volumen debe crear un ancho de fractura de dos a tres veces mayor que el máximo diámetro del agente de sostén.

Superada la restricción inicial, el volumen del colchón se pierde más rápidamente que el resto del fluido. Por un lado la pérdida instantánea se produce en la punta de la fractura; por otra parte, la velocidad del filtrado es mínima cerca al pozo y crece rápidamente cerca de la punta.

A medida que se pierde por filtrado el volumen de colchón, los granos de agente de sostén se mueven por una grieta cada vez más estrecha. Nuevamente se pueden atascar bloqueando el paso de las partículas posteriores. Por acumulación, el arenamiento progresa rápidamente hacia el pozo. También para prevenir esta posibilidad, el volumen de colchón debe suplir holgadamente las pérdidas por filtrado de modo de mantener el entibador alejado del estrechamiento de la grieta cerca de la punta (ver fig. 3.13)

b) Excesiva Concentración del Entibador

A medida que crece la concentración de agente de sostén, se torna más difícil el movimiento fluido de la lechada. Existe un valor máximo de contenido

de sólidos que no se puede superar si se procura sostener el movimiento de la suspensión.

Para el caso de partículas esféricas de igual tamaño, el límite teórico corresponde al 52% en volumen. En el caso de arena suspendida en un fluido base agua, este límite teórico corresponde a una concentración de 24lbs de arena por galón de líquido. El límite práctico es considerablemente menor, pero la definición de una cifra es tema discutible. Se ha propuesto, por ejemplo, 18lbs de arena por galón, equivalente a un 45% de contenido de sólidos.

El dimensionamiento generoso del volumen del colchón es un medio idóneo para prevenir el arenamiento. El revoque generado en las paredes por el reductor de filtrado en el colchón, reducirá sensiblemente la velocidad del filtrado de las etapas subsiguientes que transportan entibador.

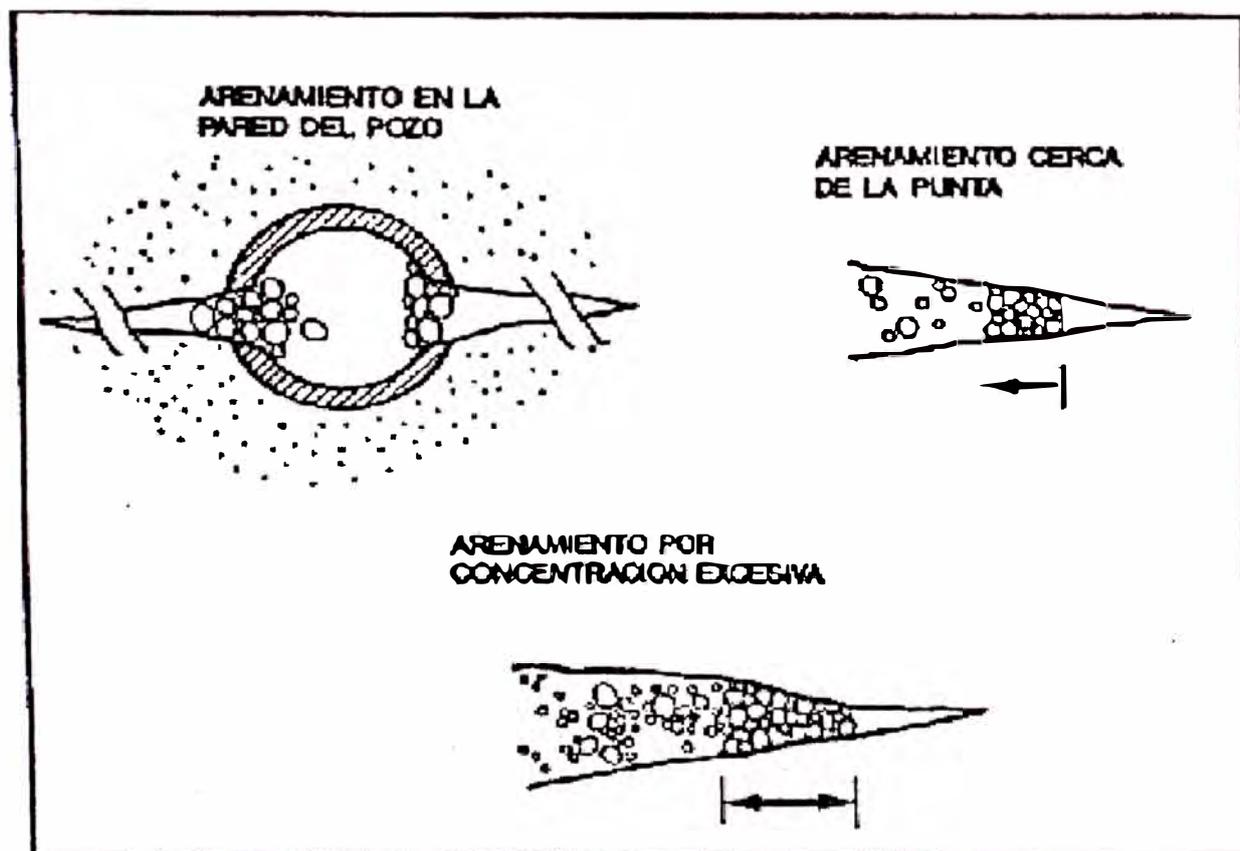


Fig. 3.13 Arenamiento

3.7. Tipos Básicos de Comportamiento de la Presión

Se han identificado cinco tipos básicos de comportamiento:

Tipo I: Khristianovich

Exhibe una presión de fondo neta constante.

La fractura que se genera está contenida perfectamente dentro de las barreras, y se verifica que la longitud obtenida es cercana a la calculada por los modelos que siguen la teoría del ancho de Khristianovich (ver figs. 3.14 y 3.15).

Tipo II: Perkins y Kern

La presión inicial se eleva aproximadamente a 0.2 de pendiente. Si la presión neta se incrementa en aproximadamente 1,000 psi, se alcanza una presión crítica en la cual la fractura se sale de la zona límite. A pesar que la concentración de esfuerzo es mayor en la cercanía del pozo, el crecimiento incontrolado de la altura puede ocurrir únicamente en el fondo de la fractura donde no existe mezcla de arena. Esta repentina pérdida del colchón permite que aumente la concentración de la mezcla o que se pierda ancho en la punta de la fractura, resultando en un arenamiento.

La disminución en la presión fue interpretada como un crecimiento incontrolado de la altura de la fractura, asociado con la propagación de la fractura dentro de una zona de menor esfuerzo.

A pesar que los anchos de fractura son considerados menores a los obtenidos por los pozos del Tipo Khristianovich, aún es posible colocar altas concentraciones de agente empaquetante en estos pozos (ver figs. 3.16 y 3.17)

Tipo III: Radial (Penny)

Se caracteriza por una declinación estable de la presión neta y luego un rápido incremento de la presión, con una pendiente promedio de 2/1 (modo de arenamiento). Este tipo de comportamiento generalmente ocurre en formaciones que esencialmente no tienen barreras. La fractura tiene un exagerado desarrollo en la punta, una gran altura y un ancho muy reducido que dificulta el colocado de material empaquetante, aprovechándose sólo parte de la geometría creada (ver figs. 3.18 y 3.19).

Tipo IV: Medlin

Se caracteriza por grandes incrementos de presión desde la etapa inicial del tratamiento, alcanzando el modo de arenamiento apenas llega el fluido viscoso a la formación. Las presiones de ruptura son impredecibles tanto en frecuencia como en magnitud.

En general muy poco agente empaquetante puede ser colocado en la fractura, logrando un pobre rendimiento del pozo. La geometría lograda es una incógnita (ver figs. 3.20 y 3.21).

Tipo V: Nolte

La característica de este comportamiento es que la presión neta de fondo se mantiene constante durante el “colchón”, pero en una magnitud mayor que la correspondiente a la gradiente de fracturamiento esperada; luego es seguido por un comportamiento de presión del modo arenamiento (pendiente ≥ 1) cuando el agente empaquetante alcanza a la formación (ver fig. 3.22).

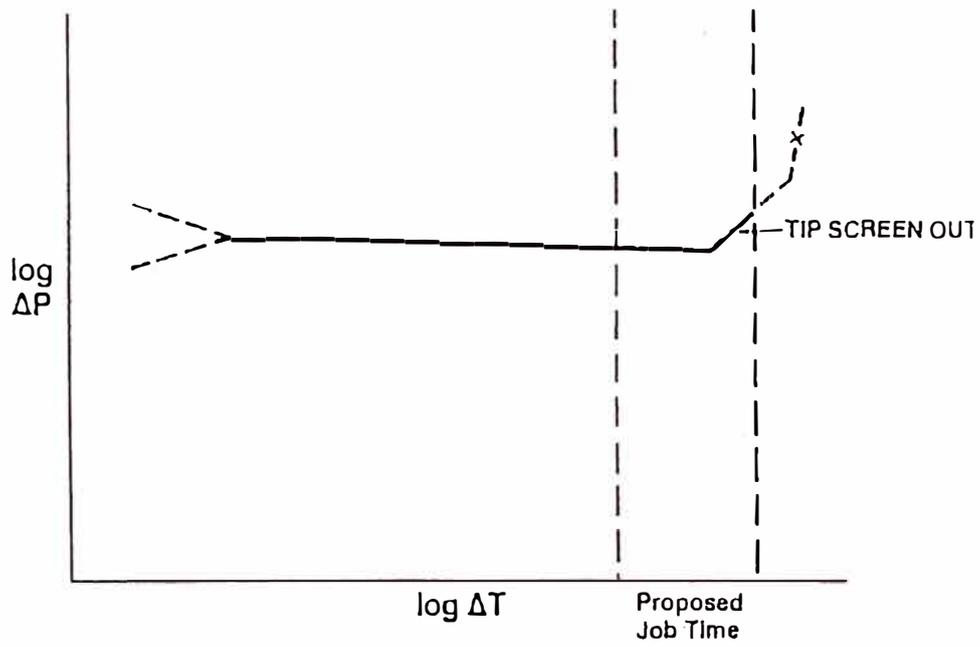


Fig. 3.14 Tipo I: KHRISTIANOVICH

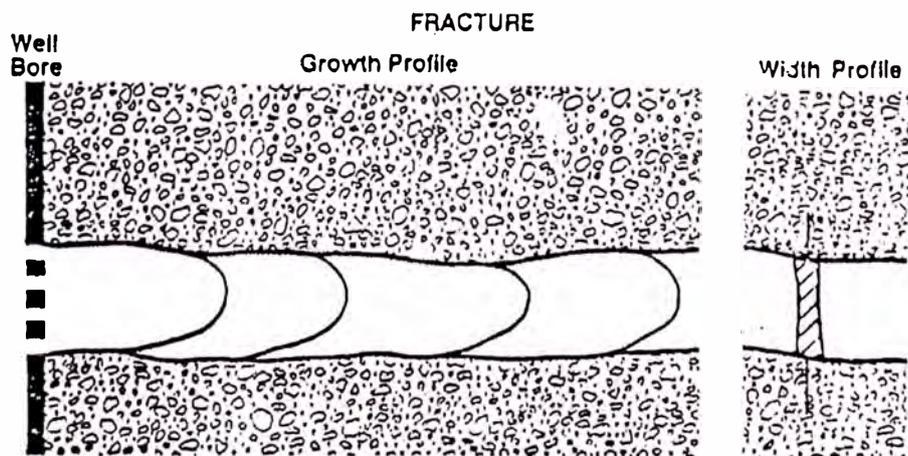


Fig. 3.15 Interpretación Física Tipo I

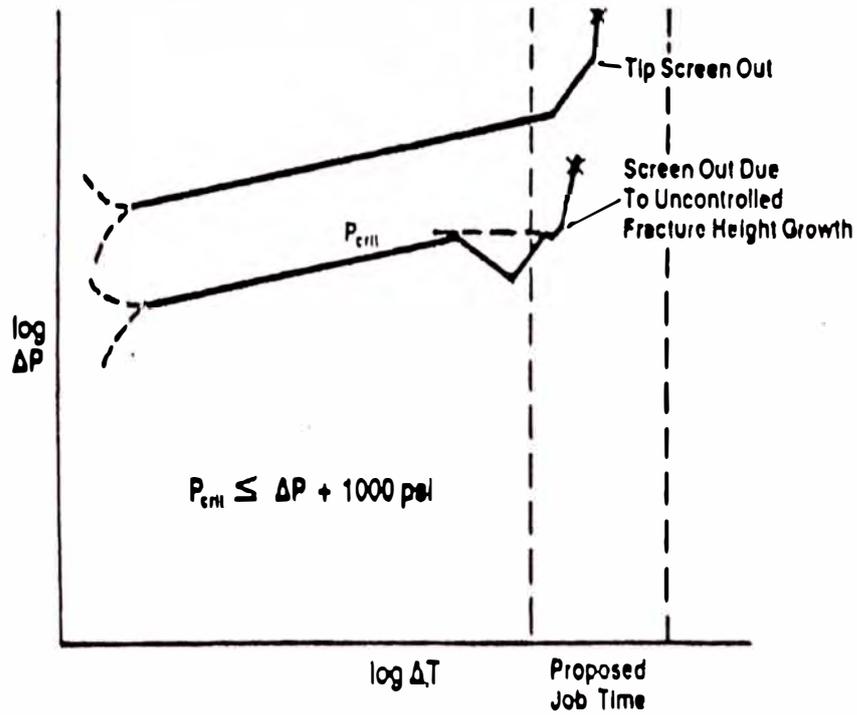


Fig. 3.16 Tipo II: PERKINS & KERN

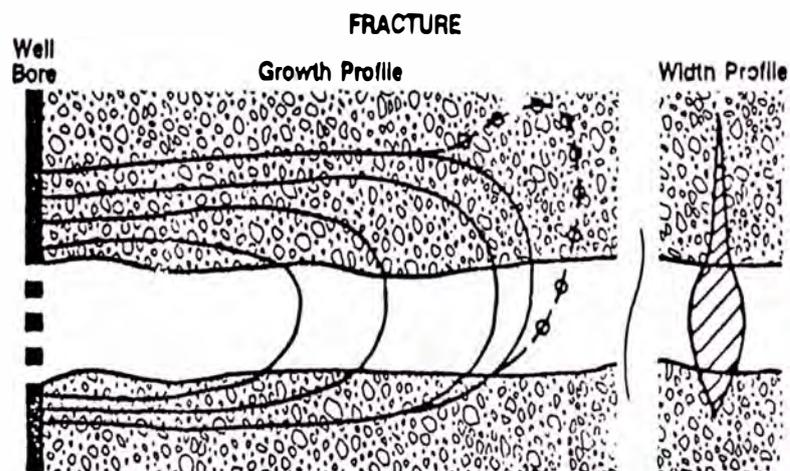


Fig. 3.17 Interpretación Física Tipo II

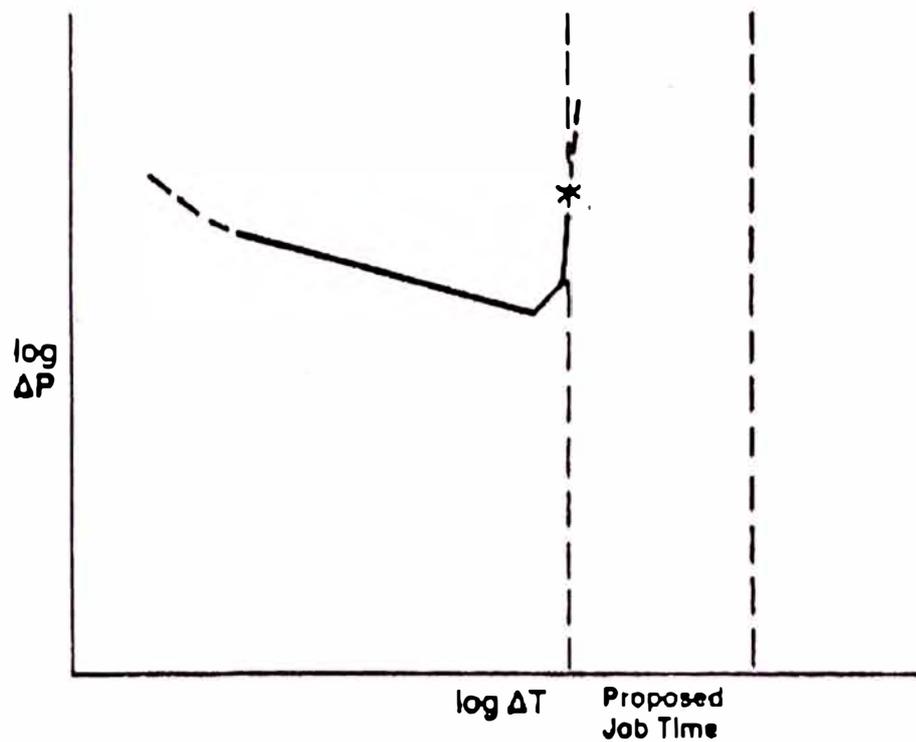


Fig. 3.18 Tipo III: RADIAL (Penny)

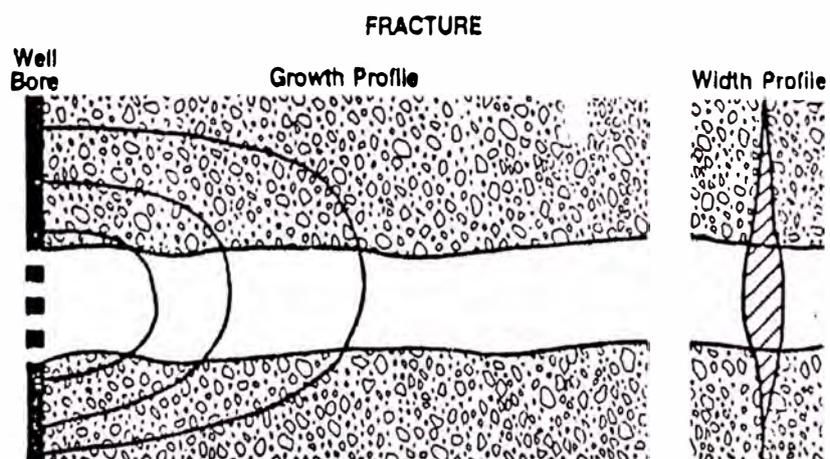


Fig. 3.19 Interpretación Física Tipo III

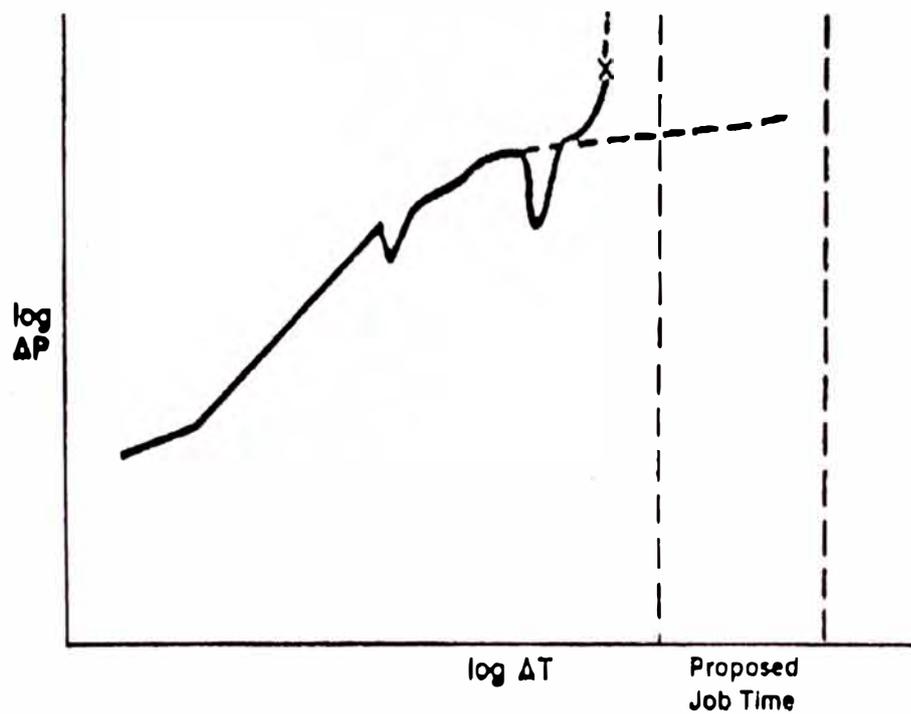


Fig. 3.20 Tipo IV: MEDLIN

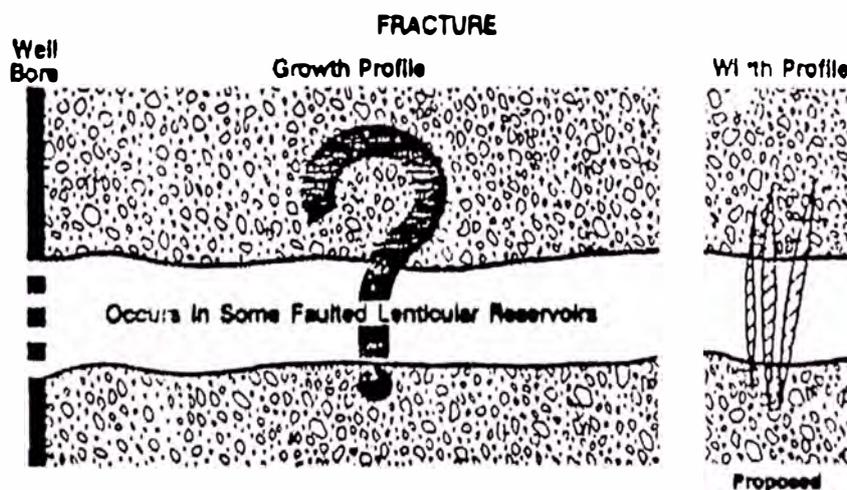


Fig. 3.21 Interpretación Física Tipo IV

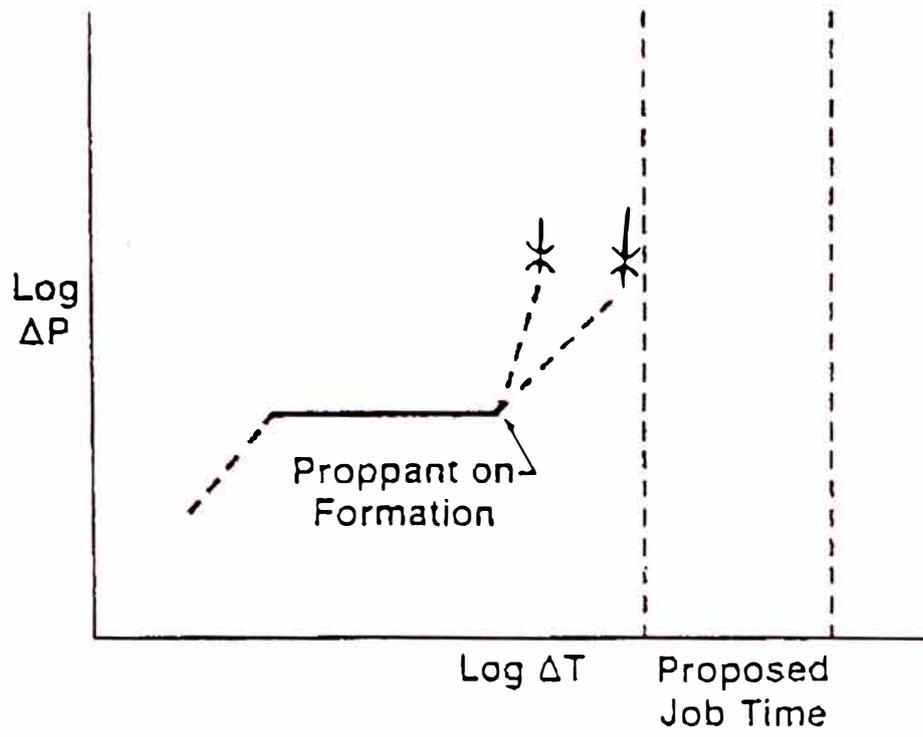


Fig. 3.22 Tipo V: NOLTE

3.6. Aplicación Práctica de un Caso Real

Pozo: AX -1

Yacimiento: Laguna

Formaciones:

Primera etapa: Ostrea (4993' – 5197')

Segunda etapa: Echino (4592' – 4751')

3.6.1. Estratigrafía del Yacimiento Laguna

El Yacimiento Laguna está ubicado cerca al límite Norte de la Cuenca Talara y tiene una superficie aproximada de 10km². Estratigráficamente está constituido por la siguiente secuencia:

- Paleozoico Superior
- Cretáceo Superior
- Terciario

En las figura 3.23 se muestra el mapa estructural en el tope del Paleozoico y mostrando la distribución del Cretáceo.

3.6.2. Desarrollo

El objetivo de cualquier tipo de diseño de fractura es planificar el tratamiento más económico que resultará en el incremento deseado de la productividad. Este tipo de cálculo involucra la consideración de las siguientes variables:

- Coeficiente de filtrado (C)
- Tasa de inyección (qi)
- Volumen total de inyección (Vi)

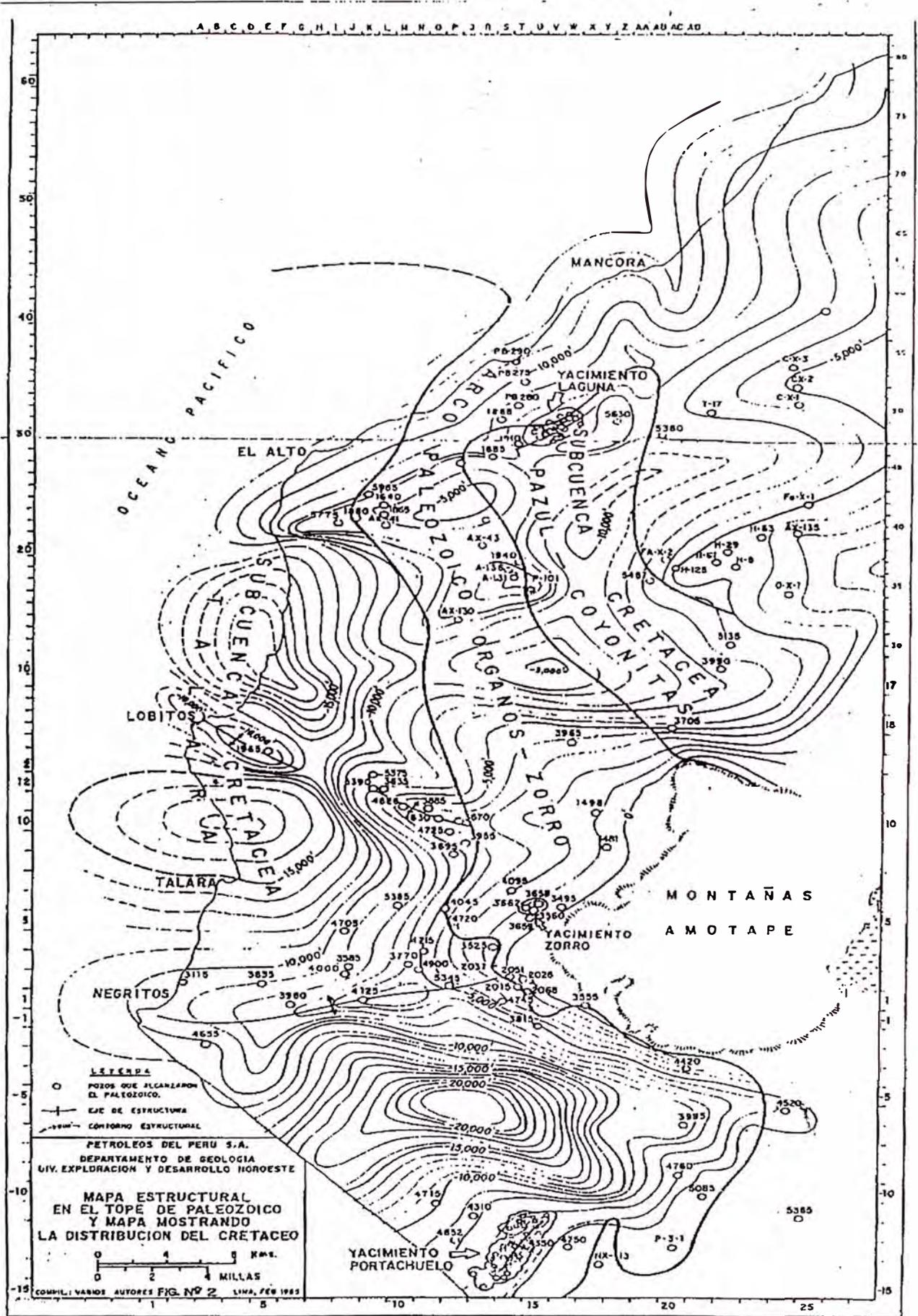


Fig. 3.23 Mapa Estructural

- Área de fractura (*A*)
- Peso del agente de sostén (*S*)
- Presión de inyección en superficie (*Ps*)
- Potencia requerida (*HHP*)
- Razón de productividad del pozo (*PR*)

Se ha fracturado el Pozo AX -1, perteneciente a la Cuenca Talara, y explotado por una empresa extranjera. En una primera etapa en la Formación Ostrea en el intervalo 4993' – 5197', y en la segunda etapa en la Formación Echino en el intervalo 4592' – 4751'.

Se utilizó un fluido de base acuoso con arena Tipo Brady malla 16/30.

Los aditivos utilizados fueron (entre ambas etapas):

- | | |
|--------------|---------------------------|
| • KCl | Estabilizador de arcillas |
| • Ac. Bórico | Reticulador |
| • GW-27 | Gelificante |
| • NE-118 | Surfactante |
| • BF-7L | Regulador de pH |
| • XLW-24 | Croslinkante |
| • GBW-5 | Ruptor de Gel |
| • GBW-12 | Ruptor de Gel |

En la siguiente página se muestra un resumen del diseño de Fracturamiento de la primera etapa en la Formación Ostrea, que sirve como referencia para la segunda etapa, en la Formación Echino que se aborda posteriormente con mayor detalle.

DISEÑO DE FRACTURA

POZO: AX -1
 YAC: LAGUNA
 FECHA: 16-DIC-2003

FORMACION OSTREA

INTERVALO: 4993'-5197'

VOL. ACUM.	VOL.LIMPIO	LB/GAL	VOL.SUCIO	V.S.ACUM	SXS	SXS ACUM.	FLUIDO
83	83	PAD	83	83			GEL LINEAL
131	48	1 - 1	48	131	20	20	SPECTRA
202	71	1 - 3	71	202	60	80	SPECTRA
253	51	3 - 4	51	253	75	155	SPECTRA
301	48	4 - 4	48	301	81	236	SPECTRA
308	7	FLUSH	7	308	12	248	SPECTRA
336	28	DESP.	28	336			GEL LINEAL

PRESION	4500	PSI	VOL.SPECTRA	225	BLS
CAUDAL	20	BPM	VOL.CARRYING	436	BLS
POTENCIA	2206	HHP	MINIFRAC	70	BLS
			LLENADO	30	BLS
			EXCESO	24	BLS
			VOL.TOTAL GELIFICADO	460	BLS
ARENA			PRODUCTOS:		
Cantidad	248	Sxs	KCl	2%	3223 lb
Malla	16/30		Ac.Borico	1 pptg	19 lb
Tipo	Brady		GW-27	25 pptg	483 lb
			NE-118	0.75 gptg	14 gal
			BF-7L	0.75 gptg	7 gal
			XLW-24	0.75 gptg	7 gal
			GBW-5	3 pptg	55 lb

En las páginas siguientes (95 – 100), se muestran los resultados en detalle del tratamiento aplicado en la Formación Echino, donde se representan los parámetros medidos y los valores obtenidos por el Simulador Meyer.

Asimismo, en las páginas posteriores (101 – 104), se muestran las siguientes curvas:

Figura 3.24: Presiones de Superficie, Caudales y Concentraciones de Arena.

Figura 3.25: Presiones Netas, Caudales y Concentraciones de Arena.

Figura 3.26: Conductividad de la Fractura.

Figura 3.27: Perfil de Crecimiento de la Fractura.

MFrac

Three-Dimensional Hydraulic Fracturing Simulator

MFrac is a trademark of Meyer & Associates, Inc.

Copyright (c) 1985-2003, Meyer & Associates, Inc.

Company : International
Well: AX -1
Location: Laguna
Date: 10-enero-2004

Comments:

Simulación Post-trabajo. Segunda etapa (4592'-4751'), Fm. Echino.
 Fluido de Fractura: Spectra 2500, Arena: 248 sxs 16/30.
 La fractura empaqueta de 4640'-4770'
 Lf: 115'
 Hf: 112'
 w: 0.10"
 Ca: 0.72 lb/ft², Cond: 1918 mD-ft.
 (File: AX-1-stage-echino)

Input Data

FRACTURE OPTIONS

Fracture Geometry

Three-Dimensional

ROCK PROPERTIES

Zone Name	TVD at Bottom	MD at Bottom	Stress Gradient	Stress	Young's Modulus	Poisson's Ratio	Fracture Toughness	Critical Stress	Stress Interpolation
	(ft)	(ft)	(psi/ft)	(psi)	(psi)	(-)	(psi-in ^{1/2})	(psi)	(-)
L	4540	4540	0.85	3859	1E+06	0.3	900	0	Off
SS	4582	4582	0.79	3619.8	1.8E+06	0.28	700	0	Off
E1	4600	4600	0.77	3542	1E+06	0.25	400	0	Off
E2	4610	4610	0.78	3595.8	2E+06	0.26	400	0	Off
L	4655	4655	0.79	3677.5	1E+06	0.3	500	0	Off
E3	4670	4670	0.77	3595.9	1.5E+06	0.27	400	0	Off
SS	4690	4690	0.79	3705.1	1.8E+06	0.28	500	0	Off
L	4715	4715	0.8	3772	1E+06	0.3	500	0	Off
SS	4740	4740	0.78	3697.2	1.8E+06	0.28	500	0	Off
E3	4760	4760	0.75	3570	1.5E+06	0.27	800	0	Off
L	4815	4815	0.85	4092.8	1E+06	0.3	900	0	Off
E4	4830	4830	0.78	3767.4	1.3E+06	0.28	850	0	Off
L	4993	4993	0.82	4094.3	1E+06	0.3	900	0	Off

FLUID LOSS DATA

Zone Name (-)	TVD at Bottom (ft)	MD at Bottom (ft)	Reservoir Pressure (psi)	Reserv Comp (1/psi)	Reserv Perm (md)	Poro Sity (fract)	Reservoir Viscosity (cp)	Filtrate Viscosit (cp)	CW (CIII) (ft/min ^{1/2})	Spurt Loss (gal/ft ²)
L	4540	4540	1300	3E-06	0	0	1.3	1	0.00072	0.005
E5	4582	4582	1300	2E-05	1.8	0.12	1.3	1	0.001125	0.04
E1	4600	4600	1300	2E-05	2.7	0.12	1.3	1	0.0072	0.04
E2	4610	4610	1300	2E-05	2.16	0.12	1.3	1	0.0072	0.04
L	4655	4655	1300	3E-06	0	0	1.3	1	0.00072	0.005
E3	4670	4670	1300	2E-05	1.89	0.12	1.3	1	0.0072	0.04
L	4715	4715	1300	3E-06	0	0	1.3	1	0.00072	0.005
E3	4760	4760	1300	2E-05	3.78	0.12	1.3	1	0.0072	0.04
L	4815	4815	1300	3E-06	0	0	1.3	1	0.00072	0.005
E4	4830	4830	1300	2E-05	2.7	0.12	1.3	1	0.0072	0.04
L	4993	4993	1300	3E-06	0	0	1.3	1	0.00072	0.005

Total Fluid Leakoff Coefficient (EOJ)

Depth (ft)	ECHINO (ft/min ^{1/2})
4540	0
4582	0.0010152
4600	0.0043033
4610	0.0040724
4655	0
4670	0.0039314
4715	0
4760	0.0046365
4815	0
4830	0.0043033
4993	0

WELLBORE HYDRAULICS DATA

Wellbore Volume	34.58	(bbl)
Injection Down	Tubing	
Horizontal Well	Off	
Surface Line Volume	8	(bbl)
Wellbore Volume Reference MD	4592	(ft)
Wellbore Volume Reference TVD	4592	(ft)
Maximum BHTP	6000	(psi)

PERFORATION ZONES

	Active	Zone	Top of Perfs TVD (ft)	Bottom of Perfs TVD (ft)	Top of Perfs MD (ft)	Bottom of Perfs MD (ft)
1.	Yes	ECHINO	4592	4751	4592	4751

ZONE DATA

	Zone	No. of Multiple Fractures (-)	Stiffness Inter- action (-)	Fluid Loss Inter- action (-)	Pay Zone From (ft)	To (ft)	Perm. (md)	Perfora tions Number (-)	Diame ter (in.)
1.	ECHINO	1	0	0	4580	4750	0.08	41	0.5

INPUT SURFACE TREATMENT SCHEDULE

Schedule Type	Surface
Wellbore Fluid Type	B126
Fraction of Well Filled	1
Recirculation Volume	0 (bbl)

Stage No.	Slurry Rate (bpm)	Stage Slurry Volume (bbl)	Stage Time (min)	Stage Type (-)	Fluid Type (-)	Prop Type (-)	Prop Damage Factor (-)
1	9.0217	100	11.084		B126	0005	0
2	0	0	0		B029	0005	0
3	2.004	71	35.429		B029	0005	0
4	21.078	24.041	1.1405		B029	0005	0
5	20.844	51.258	2.4592		B029	0005	0
6	20.745	64.562	3.1122		B029	0005	0
7	20.687	42.442	2.0516		B029	0005	0
8	20.597	29.242	1.4197		B029	0005	0
9	20.646	9.4481	0.45763		B029	0005	0
10	20.773	36	1.733		B029	0005	0

Fluid Type: B126 - 30 PPT GW-27, 7.5 GPT LFC-1

Fluid Type: B029 - Spectra Frac 2500 w/ 0.75 gpt BF-7L, 1.0 gpt XLW-24 & 2 gpt GBW-12

Proppant Type: 0005 - 16/30 Brady Sand

Output Data

SURFACE TREATMENT SCHEDULE PUMPED

Stage No.	Avg Slurry Rate	Liquid Volume	Slurry Volume	Total Slurry Volume	Total Time	Conc. From	Conc. To	Prop. Stage Mass
(-)	(bpm)	(bbl)	(bbl)	(bbl)	(min)	(lbm/gal)	(lbm/gal)	(lbm)
1	11.79	100	100	100	11.09	0	0	0
2	0	0	0	100	11.09	0	0	0
3	2.0043	71	71	171	46.513	0	0	0
4	21.079	23.686	24.041	195.04	47.654	0	0.66186	329.21
5	20.844	48.353	51.258	246.3	50.113	0.78429	1.8708	2696.1
6	20.746	58.018	64.562	310.86	53.225	2.0849	2.9	6073.5
7	20.686	37.07	42.442	353.3	55.277	2.9056	3.4989	4985.7
8	20.598	25.046	29.242	382.54	56.697	3.5232	3.8813	3894.5
9	20.641	8.0042	9.4481	391.99	57.154	3.8726	4.1	1340.1
10	5.7145	36.203	38.214	430.21	63.841	2.3029	0.15215	1866.5

Total Slurry Volume	430.21	(bbl)
Total Liquid Volume	407.38	(bbl)
Total Sand Mass	21186	(lbm)

BOTTOMHOLE TREATMENT SCHEDULE PUMPED

Stage No.	Avg Slurry Rate	Liquid Volume	Slurry Volume	Total Slurry Volume	Total Time	Conc. From	Conc. To	Prop. Stage Mass
(-)	(bpm)	(bbl)	(bbl)	(bbl)	(min)	(lbm/gal)	(lbm/gal)	(lbm)
Well	6.876	34.58	34.58	34.58	7.6371	0	0	0
1	2.6908	100	100	134.58	44.801	0	0	0
2	0	0	0	134.58	44.801	0	0	0
3	21.148	71	71	205.58	48.158	0	0	0
4	20.85	23.686	24.041	229.62	49.311	0	0.66186	329.21
5	20.781	48.353	51.258	280.88	51.778	0.78429	1.8708	2696.1
6	20.703	58.018	64.562	345.44	54.896	2.0849	2.9	6073.5
7	20.614	37.07	42.442	387.88	56.955	2.9056	3.4989	4985.7
8	20.716	25.046	29.242	417.12	58.367	3.5232	3.8813	3894.5
9	20.884	8.0042	9.4481	426.57	58.819	3.8726	4.1	1340.1
10	0.72371	3.0925	3.6345	430.21	63.841	3.8726	3.8726	503

Total Slurry Volume	430.21	(bbl)
Total Liquid Volume	408.85	(bbl)
Total Sand Mass	19822	(lbm)

WELLBORE HYDRAULICS SOLUTION

Hydraulic Power Required	2445	(hhp)
Surface Pressure, Min.	1613.3	(psi)
Surface Pressure, Max.	4707.4	(psi)
BHTP Pressure, Min.	3637.8	(psi)
BHTP Pressure, Max.	5386.9	(psi)
Gravitational Head, Min.	2024.5	(psi)
Gravitational Head, Max.	2531.9	(psi)
Frictional Pressure Loss, Min.	144.16	(psi)
Frictional Pressure Loss, Max.	2196.8	(psi)

FRACTURE PROPAGATION SOLUTION

(Calculated Values at End of Treatment)

	ECHINO	
Slurry Volume Injected	430.21	(bbl)
Liquid Volume Injected	408.85	(bbl)
Fluid Loss Volume	230.22	(bbl)
Frac Fluid Efficiency	0.46485	
Net Frac Pressure	468.8	(psi)
Length (one wing)	125.13	(ft)
Upper Frac Height	96.061	(ft)
Lower Frac Height	44.666	(ft)
Total Frac Height	140.73	(ft)
Max. Frac Width at Perfs	0.55051	(in.)
Avg. Hydraulic Frac Width	0.36812	(in.)

PROPPANT DESIGN SUMMARY

	ECHINO	
Created Fracture Length EOJ	125.13	(ft)
Total Propped Fracture Length	115.12	(ft)
Avg. Propped Height in Fracture	111.89	(ft)
Avg. Propped Height in Pay Zone	90.541	(ft)
Avg. Propped Width at Well	0.10543	(in.)
Avg. Propped Width in Pay Zone	0.088346	(in.)
Max. Width EOJ at Perfs	0.55051	(in.)
Avg. Prop. Conc./Area in Fracture	0.70792	(lbm/ft ²)
Avg. Prop. Conc./Area in Pay Zone	0.71968	(lbm/ft ²)
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone	1918	(md-ft)
Avg. Dim. Fracture Cond. in Pay	208.26	
Propped Fracture Ratio	0.29741	
Estimated Closure Time	25.285	(min)

SAND TRANSPORT SUMMARY TABLE

Sta ge No.	Interval From	Interval To	End of Job				After Closure			
			Height Slurry	Height Bank	Conc. Inlet	Conc. Final	Prop Width	Prop Ht. Total	Prop Ht. Pay	Conc. Area
(-)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(lbm/gal)	(lbm/gal)	(in.)	(ft)	(ft)	(lbm/ft ²)
10	0	14.505	138.56	0.039126	3.8726	4.2959	0.10909	138.56	109.39	0.8896
9	14.505	28.817	133.99	0.038304	3.9863	4.5777	0.11312	133.99	106.15	0.92254
8	28.817	55.931	126.41	0.037107	3.7022	4.3883	0.10393	126.41	100.77	0.84758
7	55.931	84.566	113.58	0.035615	3.2023	4.1357	0.086947	113.58	91.696	0.70906
6	84.566	117.82	90.299	0.028912	2.4924	4.3793	0.063757	90.299	75.353	0.51994
5	117.82	123.14	59.505	0.013665	1.3276	16.206	0.063368	59.505	53.965	0.51677
4	123.14	125.13	37.341	0.0046026	0.33093	19.545	0.044505	37.341	36.537	0.31333
3	125.13	125.13	0	0	0	0	0	0	0	0
2	125.13	125.13	0	0	0	0	0	0	0	0
1	125.13	125.13	11.595	0	0	29.293	0.010978	11.595	11.466	0.086201

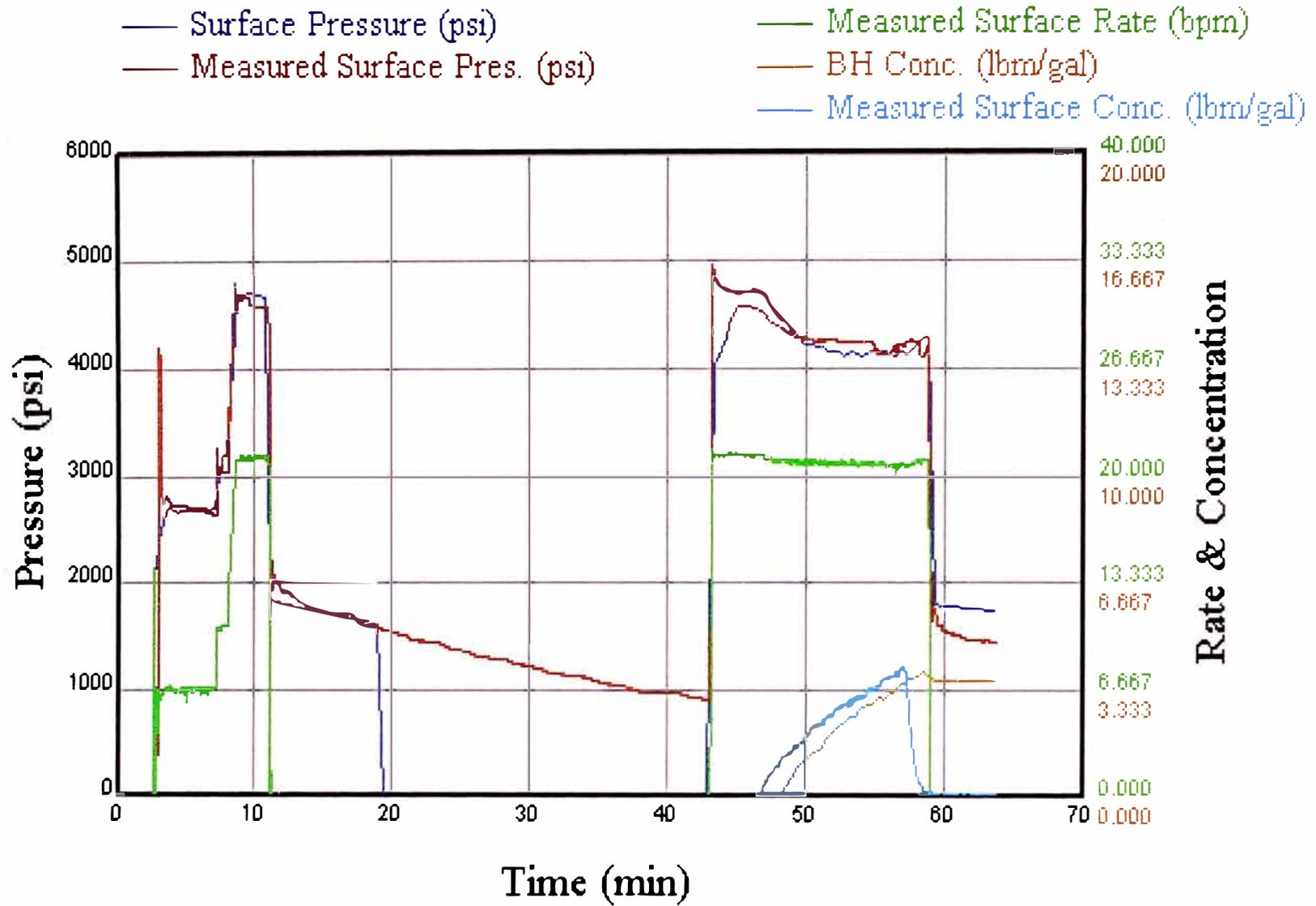


Fig. 3.24 Presiones de Superficie, Caudales y Concentraciones de Arena

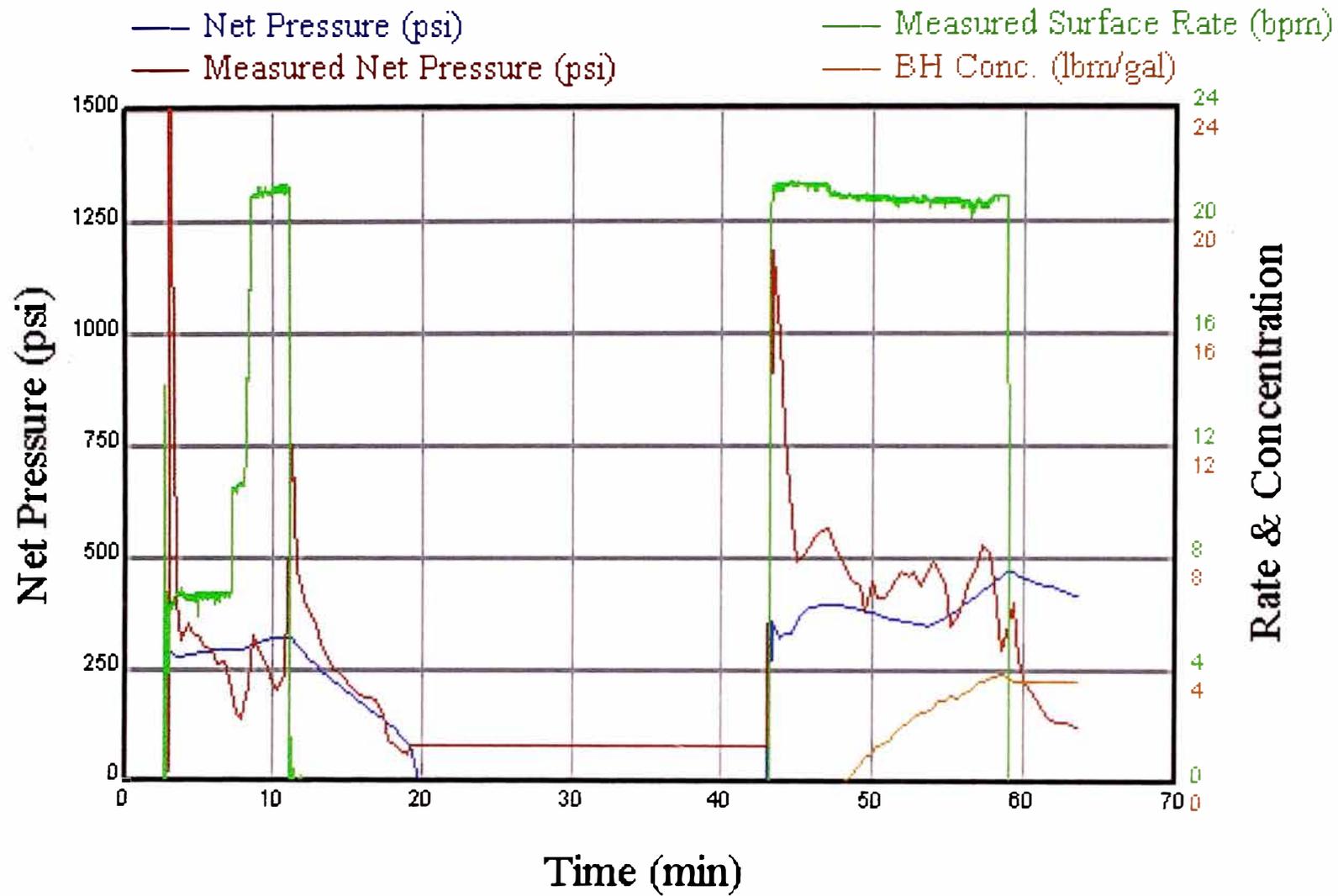


Figura 3.25 Presiones Netas, Caudales y Concentraciones de Arena

Average Pay Zone Conductivity

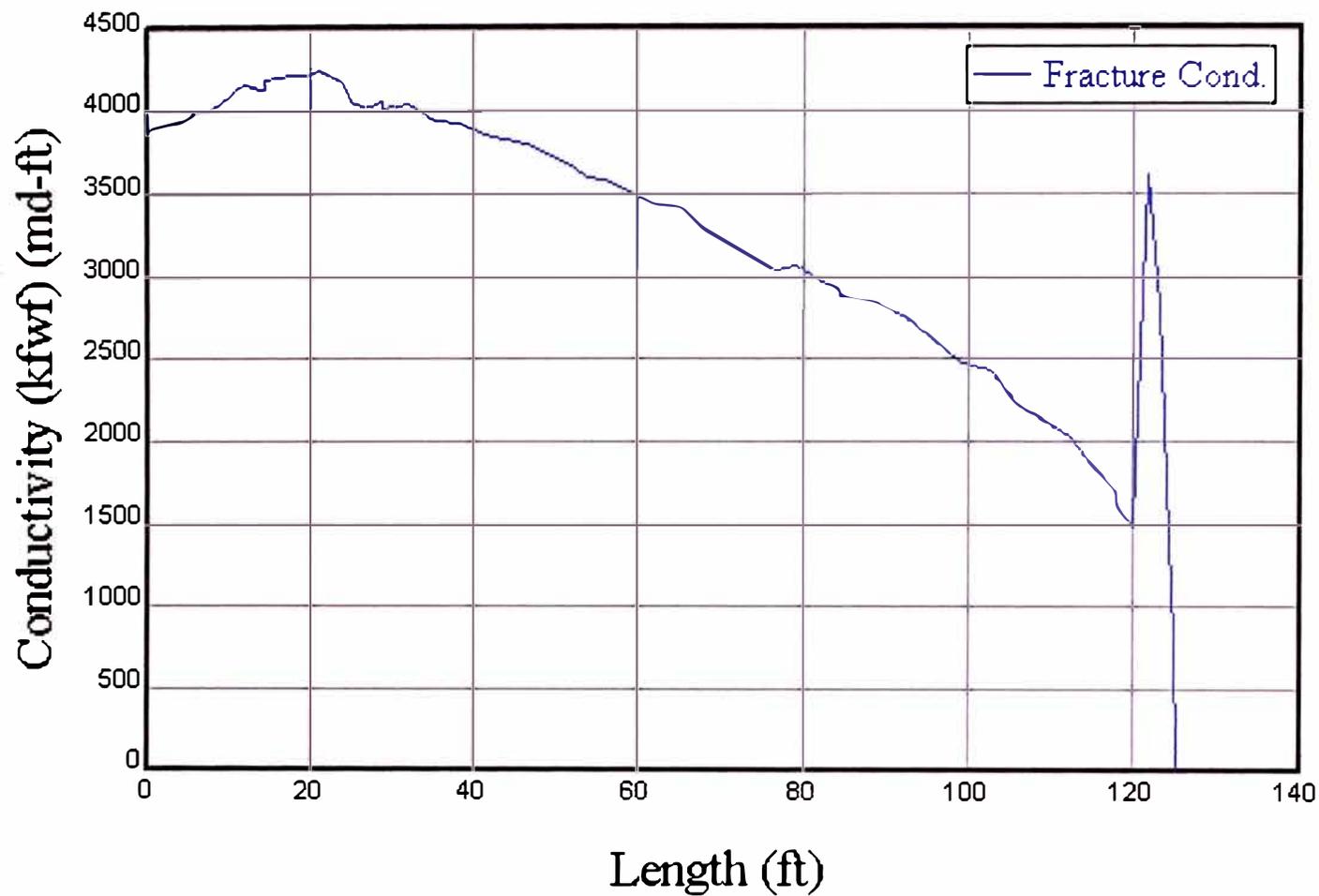


Figura 3.26 Conductividad de la Fractura

Concentration/Area (Closure)

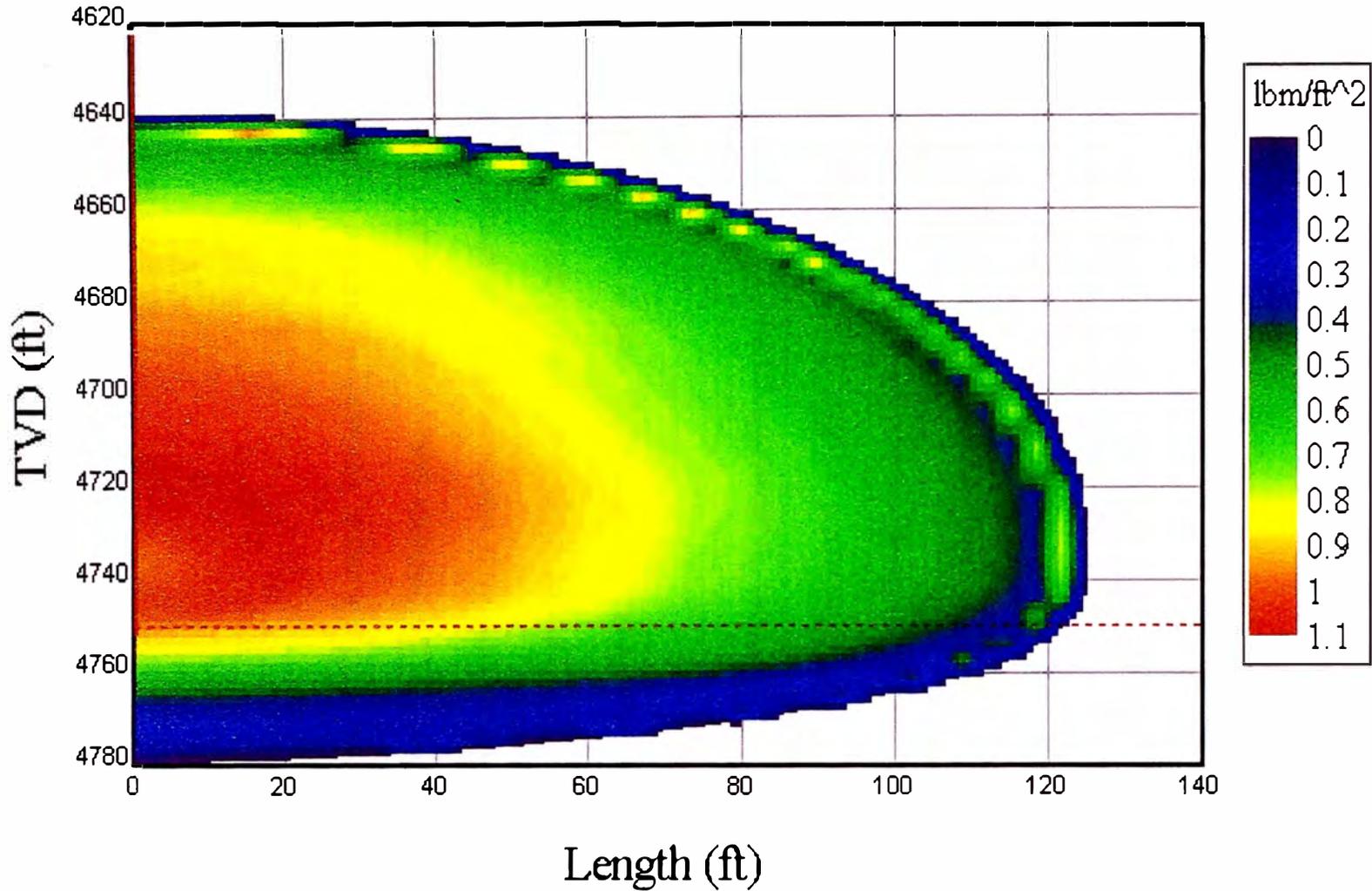


Figura 3.27 Perfil de Crecimiento de la Fractura

CAPÍTULO IV

COSTOS

4.1. Modelo Económico

El modelo económico cuantifica los beneficios derivados del incremento de producción y evalúa los costos asociados con diversas alternativas. En definitiva, se reduce el análisis a una curva “**beneficio neto**” vs. “**longitud de fractura**”, o parámetros más o menos equivalentes, en sentido funcional: tiempo de retorno, razón beneficios/inversión, tasa interna de retorno, valor presente neto, etc.

La aplicación de este tipo de modelo requiere datos como precio del petróleo, costo de extracción, tasas de interés, tasas de inflación, y su posible evolución por años, además de información muy precisa del reservorio y del pozo. De acuerdo al contexto económico mundial, la confianza en esos datos requiere un espíritu bastante optimista más allá de factores técnicos y económicos.

4.2. Costo del Tratamiento

En el costo del tratamiento existen cargos independientes del volumen con un peso considerable (potencia, cargos básicos, kilometraje, etc.). Pero

también inciden notablemente el costo del fluido de fractura, particularmente cuando se requieren geles reticulados para alcanzar penetraciones elevadas.

Los costos involucrados aproximados de un tratamiento típico de fracturamiento hidráulico que realizan las compañías de servicios (considerando que el fluido lo pone el cliente, ya sea agua o petróleo), que operan en el Noroeste se resumen a continuación:

<u>Materiales</u>	<u>Costo US\$</u>
1. Arena de fractura	10,000
2. Aditivos	5,000
<u>Servicios</u>	<u>Costo US\$</u>
1. Alquiler de Tanques	1,000
2. Millaje Bombeadores	500
3. Millaje Blender	200
4. Millaje Pick up	80
5. Millaje Transporte de Arena	600
6. Potencia Hidráulica	10,000
7. Cargo por Bombeo	5,000
8. Equipo Mezclador	1250
9. Cabeza de Fracturamiento	290
10. Frac VAN	570
11. Manipuleo y Descarga de Arena	1,750
12. Transporte de Material Envasado	120

El costo total asciende a una cifra aproximada de US\$ 35,000, la cual puede variar dependiendo del número de etapas, espesor del intervalo a tratar, volumen de tratamiento, etc.

4.3. Maximización del Retorno

Uno de los requisitos básicos en el diseño de un tratamiento de fracturamiento es maximizar el retorno. Un criterio para determinar el tratamiento más efectivo es maximizar el valor presente neto de las diferentes opciones de diseño. Britt (1985) usó el valor presente neto y retorno descontado en la inversión y comparó sus diferencias. El valor presente neto (VPN) será calculado por sustracción del costo total del tratamiento de los ingresos descontados.

4.3.1. Ingresos Descontados

La ecuación para calcular los ingresos descontados para n años está dada por:

$$\text{Ingresos Descontados} = \sum_{j=1}^n \frac{\text{Ing.Tot.Net.Anual}J}{(1+i)^j} \quad (4.1)$$

donde i denota la tasa descontada. Los ingresos netos se calculan con:

$$\text{Ingresos Netos} = \$/bbl * (\text{Producc. fract} - \text{Producc. no fract}) \quad (4.2)$$

También se deben incluir costos de impuestos y producción.

4.3.2. Valor Presente Neto

La ecuación para calcular el valor presente neto está dada por:

$$\text{VPN fractura} = \text{Ingresos Descontados} - \text{Costo del Tratamiento} \quad (4.3)$$

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

5.1.1. En la segunda etapa de la fracturación del Pozo AX-1 Laguna se consiguió una longitud total de fractura empaquetada de 115 pies y una altura empaquetada promedio de 90 pies en la zona de interés.

La presión neta de la fractura fue 469 psi, con una presión de superficie máxima de 4,707 psi. La conductividad en la fractura fue de 1,918 md-ft.

5.1.2. La estimulación del reservorio trata de la productividad del pozo. Para una estimulación exitosa, el primer paso consiste en la **identificación** precisa de los parámetros que controlan la productividad del pozo y la determinación de si el tratamiento mejorará o no la productividad.

5.1.3. Fracturar mientras el pozo produce bastante es antieconómico. Hasta tanto el pozo no decline por debajo de valores aceptables, las fracturas no ayudarán al inversionista a recuperar la inversión.

5.1.4. Las causas más comunes para el bajo rendimiento de la fractura surgen de la incapacidad de conseguir la geometría diseñada e incluyen lo siguiente:

- Crecimiento de la altura sin confinamiento.
- Punzamiento inapropiado.
- Creación de una fractura horizontal en lugar de una fractura vertical.
- Inadecuada conductividad cerca del estrangulamiento del pozo.
- Daño de formación.

5.1.5. La mayor **fricción** en tubería incrementa el costo (potencia necesaria), y además puede elevar la presión de tratamiento por encima del valor permisible.

5.1.6. Penetraciones muy altas exigirían el empleo de los fluidos más viscosos disponibles. Sin embargo, esto puede resultar contraproducente si consideramos la fricción desarrollada.

5.1.7. Viscosidades muy grandes generan también fricción elevada en el seno de la fractura. La presión puede superar algún valor crítico, induciendo fracturas secundarias (transversales a la principal) o extendiendo el crecimiento vertical de la grieta hacia estratos adyacentes.

5.1.8 El uso de la arena limpia de buena calidad ha resultado exitoso en todo tipo de reservorio. La arena ofrece **ventajas** importantes: mucho más

barata que otros entibadores y de fácil disponibilidad en muchas áreas. Sus principales **desventajas** derivan de la reducción de la conductividad cuando se cierra la fractura.

5.1.9. En zonas profundas, la rotura de los granos producida por la elevada presión de confinamiento reduce la permeabilidad dramáticamente. En **formaciones blandas** (baja resistencia al empotramiento), también disminuye la conductividad porque luego del cierre la fractura cicatriza pese al entibador.

5.1.10. El problema del **empotramiento** se puede resolver con un ancho empaquetado considerable (configuración multicapa con varias filas de granos). Pero el problema de la rotura de los granos exige el empleo de entibadores de mayor resistencia, cuyo denominador común es el costo de varias veces superior al de la arena.

5.1.11. La selección del agente de sostén requiere como primer paso disponer de curvas de conductividad en función de la presión de confinamiento a diversas concentraciones superficiales y obtenidas con núcleos de formación.

5.1.12. El tamaño del entibador incide en la permeabilidad que posee. **Cuanto más grandes** y uniformes son los granos, **mayor es la conductividad** obtenida. Así en principio se prefiere agente de sostén de gran tamaño, malla 8/12, por ejemplo. Esta afirmación pierde validez según se

incrementa la **presión de confinamiento** debido a que los granos mayores son los que más fácilmente se rompen, y su conductividad llega a caer por debajo de la de tamaños originalmente menores.

5.2. Recomendaciones

- 5.2.1.** Se recomienda fracturar en el momento en que comienza el declive de la producción.
- 5.2.2.** Se recomienda fracturar el pozo por forros para disminuir la pérdida de presión por fricción.
- 5.2.3.** En un trabajo de fracturación, las bolitas selladoras no deben ser inyectadas hasta que la primera fractura este empaquetada en la formación.
- 5.2.4.** Las mejores prácticas de producción requieren una tasa de producción del pozo con una máxima presión fluyente de fondo. Esto se puede conseguir mediante la reducción de la pérdida de presión en el reservorio y en los perforados.
- 5.2.5.** Si el objeto de la estimulación es una formación de permeabilidad elevada y la penetración óptima es reducida, puede ser aceptable el uso de un fluido de baja viscosidad (crudo deshidratado, por ejemplo). El agente de sostén sedimenta rápidamente, formando un banco de poca penetración y alta conductividad.

5.2.6. En cambio cuando se pretenden penetraciones mayores es necesario incrementar la capacidad de transporte, o sea la viscosidad. Esto también facilita crear fracturas más anchas y mezclar en superficie concentraciones mayores de agente de sostén. Así, es posible obtener simultáneamente conductividad de fractura elevada aún cuando el entibador no forme banco.

5.2.7. Con el fin de disipar dudas sobre el crecimiento incontrolado de la fractura, y obtener datos relacionados con la geometría de la fractura, su crecimiento vertical, presiones de extensión y cierre de la misma, y también poder determinar in-situ la eficiencia de los fluido de fracturación a utilizarse en el futuro, se recomienda efectuar mini-fracturaciones en los diferentes tramos que sean candidatos a fracturación hidráulica.

NOMENCLATURA

A : Área de drenaje; área de la fractura

A_f : Área de la fractura

C : Coeficiente de filtrado

C_a : Concentración areal

C_f : Conductividad de la fractura

C_s : Almacenamiento de pozo

$conc$: Concentración

D : Profundidad

E : Módulo de Young

E_f : *Eficiencia de la fractura*

$erfc(x)$: Función error

G : Módulo elástico de corte

G_f : Gradiente de fractura

h : Espesor de la formación productiva

h_f : Altura de la fractura

HHP : Potencia hidráulica

$ISIP$: Presión instantánea de cierre

J : Índice de Productividad

k : Permeabilidad

k_f :	Permeabilidad de la fractura
L_f :	Longitud de la fractura
p :	Presión
p_D :	Presión adimensional
p_e :	<i>Presión estática</i>
P_{ef} :	Presión para extender la fractura
P_{fc} :	Pérdida de presión por fricción en la tubería
P_{fp} :	Pérdida de presión por fricción en los perforados
P_h :	Presión hidrostática
p_i :	<i>Presión inicial del reservorio</i>
p_m :	<i>Presión media del reservorio</i>
p_n :	Presión neta
P_{ob} :	Presión de sobrecarga
P_s :	Presión de tratamiento de superficie
p_{wf} :	Presión fluyente de fondo
p_{ws} :	Presión estática de fondo
q :	Caudal
q_i :	Caudal de inyección
r_e :	Radio exterior
r_w :	Radio del pozo
r'_w :	Radio efectivo del pozo
s :	Efecto skin
t :	Tiempo
V_f :	Volumen del filtrado
V_i :	Volumen de inyección

V_{sp} : Pérdida instantánea

w_f : Ancho de fractura

x_f : Longitud de fractura

Símbolos:

β_o : Factor de Volumen de Formación del petróleo

Δp : Diferencial de presión

ρ : Densidad

μ_o : Viscosidad del petróleo

γ : Gravedad específica

σ : Esfuerzo

σ_H : Esfuerzo horizontal

σ_V : Esfuerzo vertical

ε : Deformación

ν : Relación de Poisson

Φ : Porosidad

η_h : Rendimiento hidráulico

η_m : Rendimiento mecánico

ANEXOS

Anexo 01: ARENA DE FRACTURA

2.65 GRAVEDAD ESPECIFICA

LB/GL 22.101	LB/BBL 928	GL/LB 0.04524
(dens. verdadera)	(dens. verdadera)	(vol. específico)

CONCENTRAC. PROPPANT (# PROPP/ GL. FLUIDO)	RAZON PROP/LECHADA (GL. LECHADA/ GL. FLUIDO)	% FLUIDO (% FLUIDO/ GL. LECHADA)	% PROPPANT (%PROP/ GL. LECHADA)	RAZON FLUIDO/LECH. (# PROP/ GL. LECHADA)
1	1.0452	0.9567	0.0433	0.957
1.5	1.0679	0.9365	0.0635	1.405
2	1.0905	0.9170	0.0830	1.834
2.5	1.1131	0.8984	0.1016	2.246
3	1.1357	0.8805	0.1195	2.641
3.5	1.1583	0.8633	0.1367	3.022
4	1.1810	0.8468	0.1532	3.387
4.5	1.2036	0.8309	0.1691	3.379
5	1.2262	0.8155	0.1845	4.078
5.5	1.2488	0.8008	0.1992	4.404
6	1.2714	0.7865	0.2135	4.719
6.5	1.2941	0.7728	0.2272	5.023
7	1.3167	0.7595	0.2405	5.316
7.5	1.3393	0.7467	0.2533	5.600
8	1.3619	0.7343	0.2657	5.874
8.5	1.3845	0.7223	0.2777	6.139
9	1.4072	0.7107	0.2893	6.396
9.5	1.4298	0.6994	0.3006	6.644
10	1.4524	0.6885	0.3115	6.885
10.5	1.4750	0.6780	0.3220	7.119
11	1.4976	0.6677	0.3323	7.345
11.5	1.5203	0.6578	0.3422	7.564
12	1.5429	0.6481	0.3519	7.778
12.5	1.5655	0.6388	0.3612	7.985
13	1.5881	0.6297	0.3703	8.186
13.5	1.6107	0.6208	0.3792	8.381
14	1.6334	0.6122	0.3878	8.571
14.5	1.6560	0.6039	0.3961	8.756
15	1.6786	0.5957	0.4043	8.936
15.5	1.7012	0.5878	0.4122	9.111
16	1.7238	0.5801	0.4199	9.282
16.5	1.7465	0.5726	0.4274	9.448
17	1.7691	0.5653	0.4347	9.610
17.5	1.7917	0.5581	0.4419	9.767

Anexo 02: ARENA DE FRACTURA TIPO BRADY

ARENA DE FRACTURA TIPO BRADY

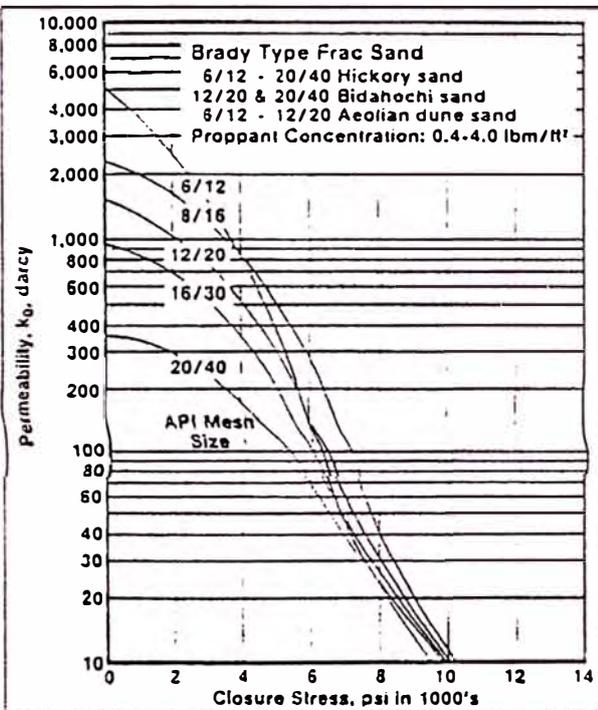


Fig. 6.2—Effect of Brady-type sand mesh size on pack permeability.¹⁷

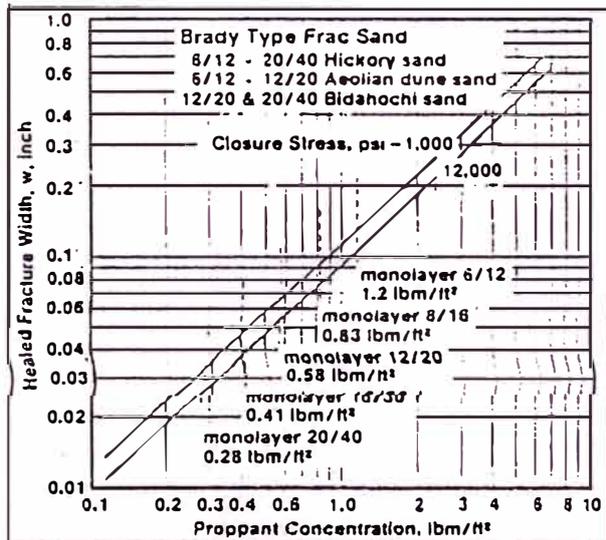


Fig. 6.3—Effect of closure stress on pack width for Brady-type fracturing sand.²⁰

Anexo 03: COMPARACIÓN DE AGENTES DE SOSTÉN

COMPARACION DE AGENTES DE SOSTEN

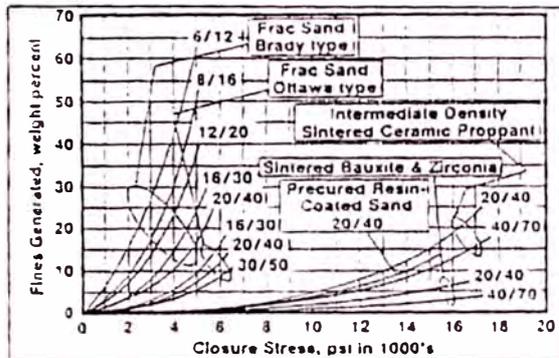


Fig. 5.14—Effect of proppant type and size on crush resistance as measured by a modification of the procedure outlined in Refs. 11 and 12. The greater the fines generated, the lower the flow capacity of the proppant-packed fracture.¹⁰

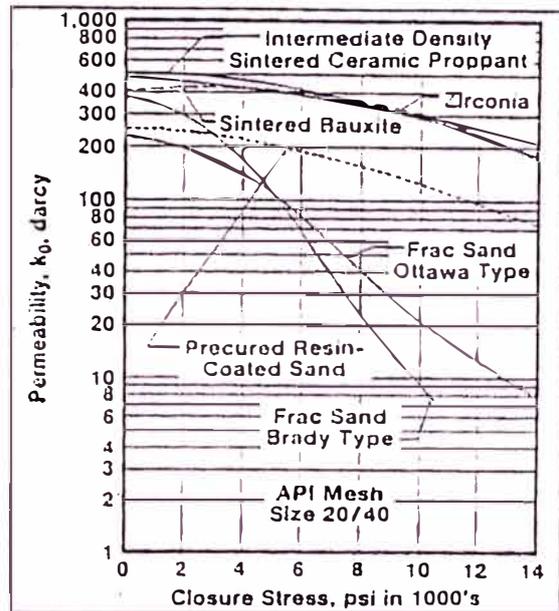
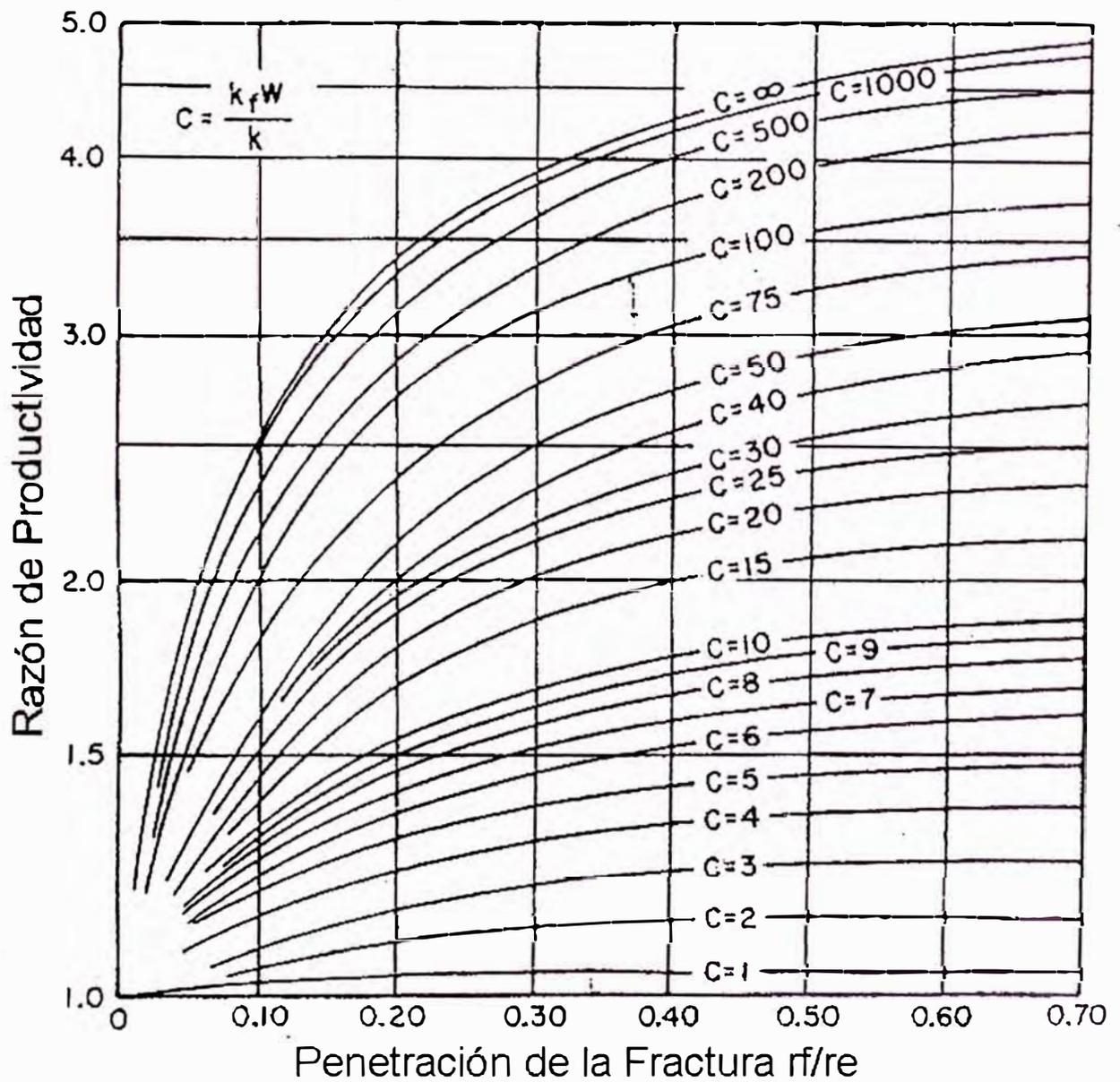


Fig. 5.15—Effect of proppant type on pack permeability. Relative performance of the various proppants is demonstrated for the 20/40-mesh size.¹⁰

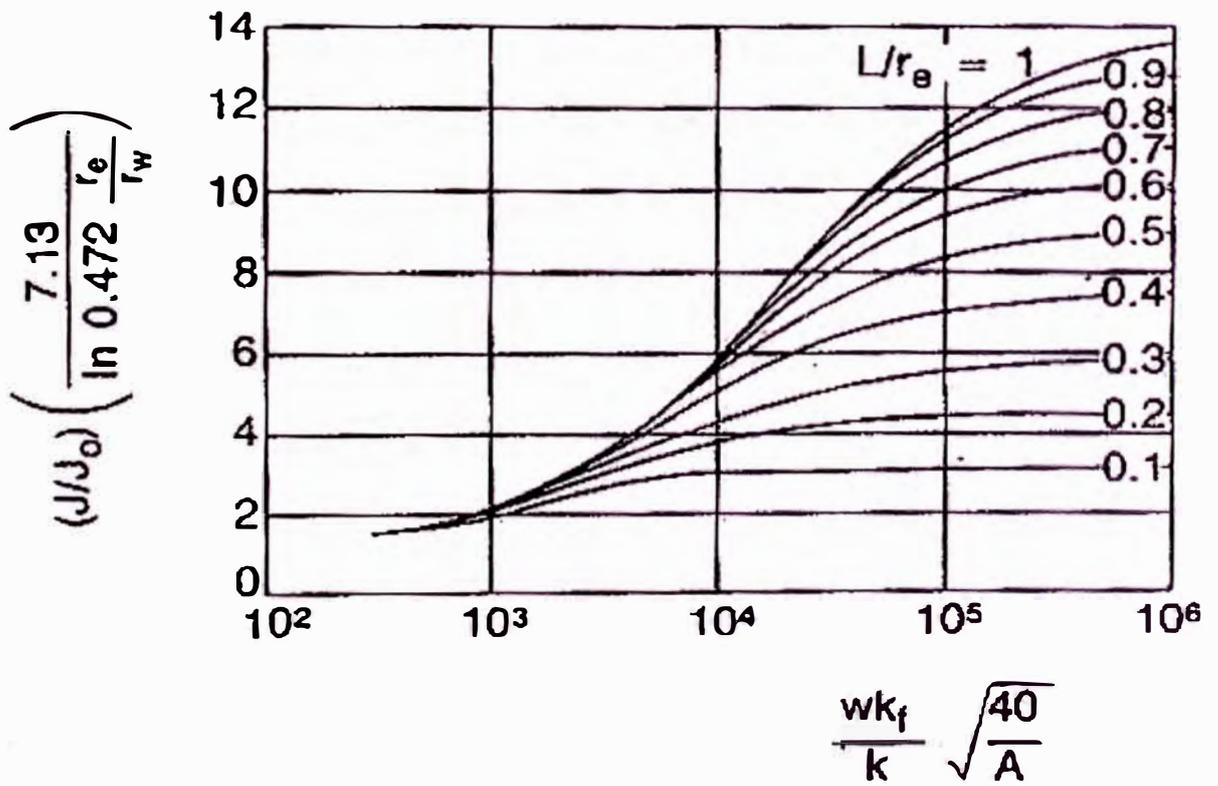
Anexo 04: CUADRO COMPARATIVO DE AGENTES DE SOSTÉN

AGENTE DE SOSTEN	TIPO	DENOMINACION	FABRICANTE	PRESION (psi) CONFINAMIENTO		
				100 darcy	200 darcy	
ARENA	OTAWA BRADY	JORDAN, etc.	VARIOS	4500	2500	
		HICKORY, etc.	VARIOS	5000	3000	
ARENA RECUBIERTA CON RESINA PRECURADA	STANDARD O PREMIUM	ACFRAC PR	ACME	6500	4000	
		ACFRAC PRB	ACME	7500	5000	
	TEMPERED DC	SANTROL	7000	4500		
	STRATA NB	STRATAPROP	N/A	N/A		
BAJO COSTO	ACFRAC PR-5000	ACME	6000	3000		
		TEMPERED LC	SANTROL	4500	2000	
		STRATA NB 5	STRATAPROP	6000	2000	
ARENA RECUBIERTA CON RESINA CURABLE (parcialmente curada o doble cobertura)	STANDARD	ACFRAC CR	ACME	8000	N/A	
		SUPER DC	SANTROL	7500	5000	
		STRATAFLEX	STRATAPROP	8500	6000	
	BAJO COSTO	ACFRAC CR-5000	ACME	7000	4000	
			SUPER LC	SANTROL	5000	2500
			STRATAFLEX 5	STRATAPROP	7000	2000
	ESPECIAL	ACFRAC SB	ACME	7000	5000	
			SUPER HS	SANTROL	8000	6000
			SUPER DC	SANTROL	7500	5000
STRATAFLEX	STRATAPROP	8500	6000			
CERAMICOS	BAJA DENSIDAD	CARBOLITE LWP PLUS	CCI	9000	7000	
			NORTON	N/A	N/A	
	DENSIDAD INTERMEDIA	CARBOPROP HC ISP-1 INTERPROP PLUS INTERPROP I	CCI	>10,000	9000	
			CCI	9000	5000	
			NORTON	N/A	N/A	
			NORTON	N/A	N/A	
	ALTA DENSIDAD	BAUXITA SINT HC ULTRAPROP PLUS	CCI	>12,000	11,000	
NORTON			N/A	N/A		

Anexo 05: RAZÓN DE PRODUCTIVIDAD COMO FUNCIÓN DE LA PENETRACIÓN DE FRACTURA

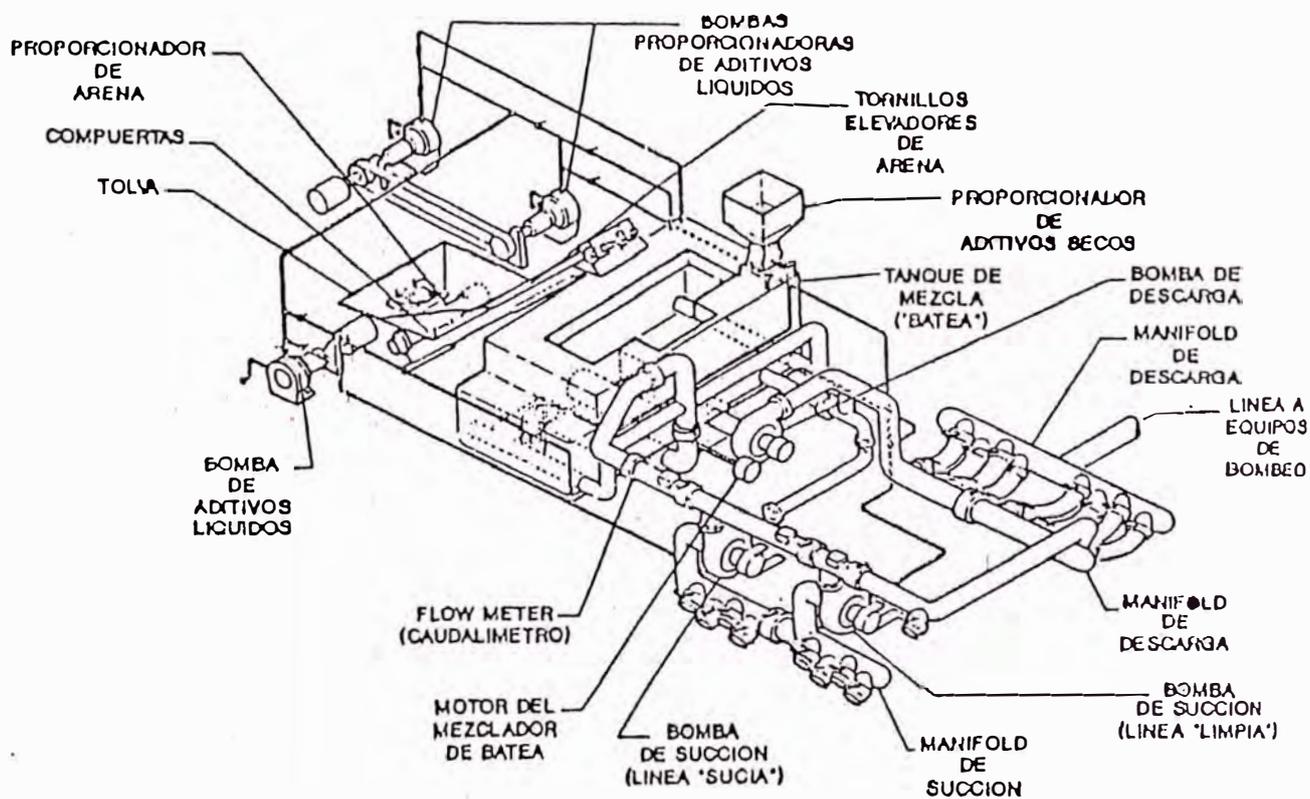


Anexo 06: INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD
LUEGO DE LA FRACTURA



Anexo 07: PLATAFORMA DEL BLENDER

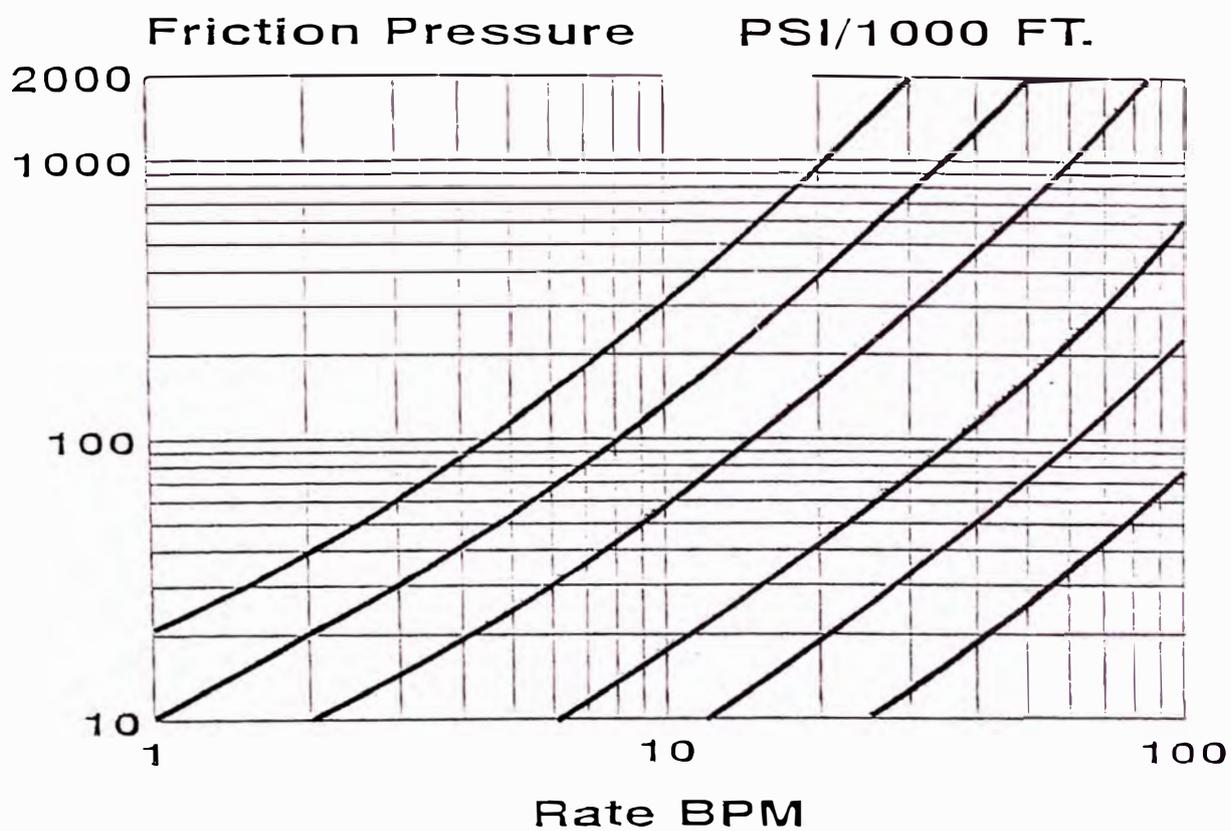
DIAGRAMA DE FLUJO - EQUIPO BLENDER



Anexo 08: PRESIÓN DE FRICCIÓN

Spectra Frac G-2500

0.75 gpt BF-7L, 1 gpt XLW-24



— 2 3/8 — 2 7/8 — 3 1/2 — 4 1/2 — 5 1/2 — 7

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Unified Fracture Design
Michael Economides / Ronald Oligney / Peter Valkó.
- Reservoir Stimulation
Michael J. Economides / Kenneth G. Nolte.
- Hydraulic Fracturing
G. C. Howard / C. R. Fast.
- Well Design
B. C. Craft & W. R. Holden / E.D. Graves, Jr.
- Well Performance
Michael Golan / Curtis H. Whitson.
- Fractured Well Performance
Hemanta Mukherjee / SPE, Schlumberger Oilfield Services.
- Fracturación Hidráulica Básica
Byron Jackson Services.