

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

*Por Mi raza Hablará El Espíritu*



---

---

**DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**EN POZOS DE BAJA PERMEABILIDAD**

**REPORTE LABORAL QUE PARA OBTENER EL GRADO**

**DE**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**

**HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ**

**ASESOR:**

**ING. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA**

**INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO**

**SEPTIEMBRE, 2009**

**México, D.F.**



## Agradecimientos



- A mis padres **María Magdalena González Castillo y Héctor Silva Durán**, primero que nada por haberme dado la vida, por que con muchos sacrificios me dieron la oportunidad de estudiar, y por que los quiero mucho.
  - A mis hermanos por soportar mis desvelos y mis malos humores y por estar siempre con migo.
  - A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, particularmente a la **Facultad de Ingeniería** que como escuela pública de excelencia mundial le brinda la oportunidad de estudiar a personas de bajos recursos.
  - A mi asesora la Dra. Cristina Avilés por su comprensión y a poyo para la realización de este trabajo.
  - A mis familiares por creer siempre en mi e incitarme a salir adelante.
  - A mis amigos por estar siempre allí para darme un aliento de fuerza y ánimos para echarle ganas.
  - Al ingeniero Rodolfo Arenas por haber sido mas que mi asesor en el Instituto Mexicano del Petróleo, un amigo con el cual se que puedo contar toda la vida.
-



<b>Capítulo I</b>	<b>Introducción</b>	
1.1	Definición de fracturamiento hidráulico.....	2
1.2	Historia del fracturamiento hidráulico.....	2
1.3	Proceso del fracturamiento hidráulico.....	2
1.4	Tipos de presión asociadas la proceso de fracturamiento.....	3
<b>Capítulo II</b>	<b>Propiedades Mecánicas de la Roca</b>	
2.1	Esfuerzo.....	5
2.2	Deformación.....	5
2.3	Relación de Poisson.....	5
2.4	Modulo de Young.....	6
2.5	¿Por que fracturar?.....	7
2.6	Orientación de la Fractura.....	7
2.7	Espesor.....	9
2.8	Longitud.....	9
2.9	Altura.....	9
<b>Capítulo III</b>	<b>Daño a la formación</b>	
3.1	Problemas comunes asociados al daño de la formación.....	10
3.2	Mecanismos de daño .....	10
	Natural	
3.2.1	Migración de finos.....	9
3.2.2	Hidratación de arcillas.....	9
3.2.3	Deposición de Residuos.....	9
3.2.4	Formación de residuos por agua.....	11
3.2.5	Depósitos inorgánicos.....	11
3.2.6	Depósitos de mezclas orgánicas/inorgánicas.....	11
3.2.7	Emulsiones.....	11
	Inducido	
3.2.8	Taponamiento por entrada de partículas finas.....	11
3.2.9	Cambios de mojabilidad causados por fluidos.....	11
3.2.10	Reacciones ácidas.....	11
3.2.11	Por productos ácidos.....	12
3.2.12	Precipitación de metales.....	12
3.2.13	Bacterias.....	12
3.2.14	Taponamientos por bloqueos de agua.....	12
3.2.15	Incompatibilidad con fluidos de perforación.....	12
3.3	Orígenes de daño	
	Perforación	
3.3.1	Invasión de sólidos.....	13
3.3.2	Invasión de Filtrado.....	13
	Cementación	
3.3.3	Lavadores y Espaciadores.....	14
	Terminación	
3.3.4	Disparos.....	14
3.3.5	Empacamiento de arena.....	14
3.3.6	Reparación.....	14



<b>Capitulo IV</b>	<b>Reología de los fluidos fracturantes</b>	
4.1	Modelo Newtoniano.....	15
4.2	Modelo de Ley de Potencias.....	15
4.3	Modelo de ley de Potencias con punto de Cedencia.....	16
<b>Capitulo V</b>	<b>Aditivos y Apuntalantes</b>	
Aditivos		
5.1	Reductores de fricción.....	17
5.2	Agentes Gelificantes.....	17
5.3	Biocidas.....	18
5.4	Buffers.....	19
5.5	Activadores “Crosslinkers”.....	19
5.6	Rompedores.....	20
5.7	Estabilizadores de arcillas.....	21
5.8	Surfactantes.....	22
Apuntalantes		
5.9	Redondez y esfericidad.....	25
5.10	Tamiz.....	26
5.11	Tipos de apuntalantes.....	26
<b>Capitulo VI</b>	<b>Cédula de Bombeo</b>	
6.1	Definición de fluido limpio y fluido sucio.....	29
6.2	Densidad verdadera y densidad total.....	30
6.3	Cálculos de volumen de mezcla.....	31
6.4	Cálculos de volumen de arena.....	32
6.5	Construcción de la cédula de bombeo.....	37
6.6	Ejemplo de fracturamiento hidráulico.....	47
<b>Capitulo VII</b>	<b>Equipo utilizado en campo</b>	
7.1	Etapas del fluido de trabajo.....	52
7.2	Tubería de tratamiento.....	52
7.3	Manifold de Baja presión.....	54
7.4	Manifold de Alta presión.....	54
7.5	Equipo de Hidratación.....	55
7.6	Equipo de transporte de arena “Sand King”.....	56
7.7	Bombas.....	57
7.8	Equipo de mezclado “Blender”.....	59

**Bibliografía**



## Introducción

La presente guía pretende dar una breve explicación del tema principal de cada uno de los capítulos, de esta forma el lector podrá identificar de forma rápida el objetivo por capítulo.

- Capítulo I      Se presentan algunas definiciones del fracturamiento hidráulico, así como las definiciones de las presiones asociadas el fracturamiento hidráulico
- Capítulo II      En este capítulo se explica de forma breve y sencilla las definiciones de módulo de Young, Relación de Poisson, el concepto de esfuerzo, las razones de un fracturamiento hidráulico y conceptos de espesor, longitud y altura de la fractura.
- Capítulo III     Este capítulo está dedicado a explicar el concepto, mecanismos, problemas asociados y orígenes del daño a la formación.
- Capítulo IV     Explica de forma breve y sencilla los modelos reológicos para los fluidos fracturantes.
- Capítulo V      Este capítulo abarca los principales aditivos utilizados en el fracturamiento hidráulico convencional utilizando como fluido base, agua, y las principales características de los apuntalantes utilizados en la industria.
- Capítulo VI     Es este capítulo el lector podrá encontrar de forma detallada los cálculos asociados al diseño de una fracturamiento hidráulico, mostrando ejemplos que facilitarán su comprensión, algunos de ellos son tomados de experiencias reales en campo y otros mas son ejemplos teóricos. Este capítulo finaliza con un ejemplo de la real del pozo “x”.
- Capítulo VII    En este capítulo en lector podrá encontrar el funcionamiento básico de cada uno de los equipos relacionados con el fracturamiento hidráulico.



## Fracturamiento Hidráulico.

- Puede ser definido como la aplicación de presión (a través de una columna de fluido a una cara de la formación) la cual es mayor que el mínimo esfuerzo principal actuando sobre la formación de tal forma que la formación se rompa (fracture)<sup>1</sup>
- Es el proceso mediante el cual se provee un patrón conductivo del yacimiento al pozo, ¿Como se logra?. Depende de los objetivos de la fractura, del yacimiento y del pozo mismo<sup>5</sup>.

## Historia del Fracturamiento Hidráulico.

- Durante la mitad de los años 40's, la compañía Pan American Petroleum Corp.(Stanolind Oil & Gas Co., posteriormente Amoco y luego BP) investigaron intensivamente el proceso de ruptura de los yacimientos y desarrollaron el proceso de fracturamiento Hidráulico llamado "Hydrafrac".<sup>1</sup>
- Napalm y Aluminio fueron los primeros agentes gelificantes utilizados para fluidos base aceite.<sup>1</sup>
- El pozo Keppler N° 1 en el campo Hugoton, Kansas fue estimulado utilizando el proceso "Hydrafrac" en julio de 1947.<sup>1</sup>
- En 1949 el proceso fue primeramente patentado por la compañía Halliburton Oil Well Cementing Company como única licencia.<sup>1</sup>
- En 1953 la exclusividad de la licencia termino y otras compañías pudieron ingresar.
- En 1957 modelos matemáticos de fracturamiento fueron desarrollados, y hoy en día simuladores de fractura.<sup>1</sup>
- Al principio de los años 60's fluidos base agua en polímeros Guar fueron utilizados.<sup>1</sup>
- A finales de los años 60's fluidos base agua con agentes activadores "Crosslinked Fluids", fueron introducidos.<sup>1</sup>
- Al principio de los años 70's fluidos base agua fueron reemplazados por fluidos base aceite.<sup>1</sup>
- Bajo contenido polimérico tomo gran importancia y se reemplazo el Guar por HydroxoPropilGuar (HPG).<sup>1</sup>
- Posteriormente CarboXimetilHydroxoPropilGuar (CMHPG), reemplazó a HydroxoPropilGuar.<sup>1</sup>
- Por los años 90's la industria regreso a los fluidos Guar por ser mas baratos.<sup>1</sup>

## Proceso del Fracturamiento hidráulico

- Consiste en el mezclado de químicos especiales para preparar un fluido apropiado de fracturamiento y posteriormente bombearlo en la zona de interés (Pay zone), a gastos y presiones suficientemente grandes para romper y extender la fractura hidráulicamente<sup>3</sup>. Primeramente un fluido llamado colchón es bombeado para iniciar la fractura y propagar la misma, seguido de una mezcla fluido y agentes sustentantes. Con forme el bombeo continua la mezcla acarrea el agente sustentante adentrándose más en la fractura. Después de que el sustentante es colocado en el yacimiento, el fluido químicamente se rompe y permite la expulsión de mismo desde el yacimiento al pozo y posteriormente a superficie, dejando un canal altamente conductivo para el flujo de gas/aceite desde las extremidades de la formación al pozo<sup>3</sup>.
- Conforme el fluido fracturante es bombeado en la formación, una presión diferencial es creada proporcional a la permeabilidad de la formación  $k_f$ . Con forme el gasto se incrementa, la diferencial de



presión entre la presión original del yacimiento ( $p_y$ ) y la presión del pozo ( $p_{wf}$ ) también se incrementa. Esta presión diferencial causa un esfuerzo adicional en las cercanías del pozo. Eventualmente, con forme el gasto se incrementa, esta presión diferencial causará esfuerzos que excederán los esfuerzos necesarios para romper la roca y crear una fractura. En este punto si el bombeo se detiene o la presión declina, la fractura se cerrará nuevamente. Eventualmente dependiendo de la dureza de la roca y la magnitud de la fuerza actuando para cerrar la fractura, la misma se cerrará o será propagada.<sup>4</sup> Sin embargo si colocamos un agente sustentante en la fractura y posteriormente reducimos la presión la fractura continuará abierta, de tal forma que el agente sustentante tenga mayor resistencia que las fuerzas que tratan de cerrar la fractura, si el agente sustentante posee además porosidad y permeabilidad significativas, bajo estas circunstancias un patrón de incremento de conductividad ha sido creado del yacimiento al pozo. Si el tratamiento ha sido diseñado correctamente, éste resultará en un incremento de la producción.<sup>4</sup>

### Tipos de presión asociadas al proceso de fracturamiento

- **Presión de inyección:** ( $P_{inj}$ ) Es también referida a la presión en la cabeza (WHP), Presión superficial de tratamiento (STP), o simplemente presión de tratamiento. Es la presión en la cabeza del pozo a la que se enfrentan las bombas durante la operación.
- **Presión Hidrostática:** ( $P_{head}$ ) También referida como cabeza hidrostática, es la presión ejercida por la columna de un fluido de “x” densidad a una cierta profundidad.
- **Presión por fricción en la tubería:** ( $P_{pipe\ friction}$ ) Se refiere a la presión por fricción o presión en el pozo, la cual es una pérdida de presión por fricción en el pozo cuando el fluido es inyectado.
- **Presión de inyección en fondo:** ( $P_{iw}$ ) También conocida como presión de tratamiento en fondo (BHTP), o presión en fondo (BHP). Es la presión en el fondo del pozo en la parte media del intervalo en consideración.

Puede ser calculada de la siguiente manera.

$$BHTP = STP + P_{head} - P_{pipe\ friction}$$

- **Presión por fricción debido a disparos:**  $\Delta p_{pf}$ . Es la caída de presión generada por el paso del fluido fracturante a través de los disparos, la cual puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\Delta p_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D^2 P C_d^2}$$

Donde:

$\rho$  es la densidad de la mezcla (ppg),

$q$  es el gasto total en (bpm),

$N_{perf}$  es el número de disparos así que  $q/N_{perf}$  es el gasto por disparo

$D_p$  es el diámetro de los disparos en (pulgadas)

$C_d$  es el coeficiente de descarga

- **Presión por tortuosidad:**  $\Delta p_{tort}$  Simplemente conocida como tortuosidad, es la caída de presión del fluido fracturante, cuando éste pasa a través de una región de flujo restringido entre los disparos y la fractura principal.



- **Fricción cerca del pozo:**  $\Delta p_{near\ wellbore}$  Es la caída de presión debida a efectos cercanos al pozo y es igual a la suma de la caída de presión por fricción y la caída de presión por tortuosidad

$$\Delta p_{nearwellbore} = \Delta p_{pf} + \Delta p_{tort}$$

- **Presión instantánea de cierre  $P_{ISI}$**  También conocida como ISIP “ Instantaneous Shut-in Pressure”. Es la presión de inyección en el fondo del pozo inmediatamente después de que las bombas han sido paradas, son todos los efectos de fricción basados en las caídas de presión ( $\Delta p_{tort}$ ,  $\Delta p_{pf}$ ,  $P_{pipe\ friction}$ )
- **Presión de Cierre:  $P_c$**  Es la presión ejercida por la formación sobre el agente sustentante (Apuntalante). También es la presión mínima requerida en el interior de la fractura para mantenerla abierta,
- **Presión de Extensión:** También conocida como presión de extensión de la fractura. Es la presión en el interior de la fractura requerida para que ésta crezca
- **Presión del fluido fracturante:  $P_f$**  A pesar de que el término se utiliza en una gran variedad de situaciones, estrictamente hablando la presión del fluido fracturante es la presión en el interior del cuerpo principal de la fractura, después de que éste haya pasado por los disparos y la tortuosidad.
- **Presión Neta:  $P_{net}$**  Es el exceso de presión en el fluido fracturante del interior de la fractura, para mantener la fractura abierta, en otras palabras es la energía disponible en el fluido fracturante para propagar la fractura y producir mayor espesor.

La presión neta puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_{net} = p_f + p_c$$

O

$$P_{net} = BHTP - \Delta p_{pf} - \Delta p_{tort} - p_c$$





**Esfuerzo:**

Si una fuerza F, esta actuando sobre un cuerpo de área transversal A, perpendicular a la dirección de la fuerza, el esfuerzo,  $\sigma$ , inducido en este cuerpo será igual a la fuerza dividida entre el área.

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

**Deformación:**

Es una medida de cuanto material ha cambiado de forma cuando un esfuerzo ha sido aplicado. Conforme la fuerza, F, es aplicada en la dirección “x”, la altura original del bloque del material, “x”, cambia por “ $\delta x$ ”, de tal forma que la nueva altura es (x-  $\delta x$ ). La deformación en la dirección x está dada por:

$$\epsilon_x = \frac{\delta_x}{x}$$

**Relación de Poisson**

La relación de Poisson “ $\nu$ ”, es una medida de cuanto se deformará un material una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada. (Ver Fig 1)

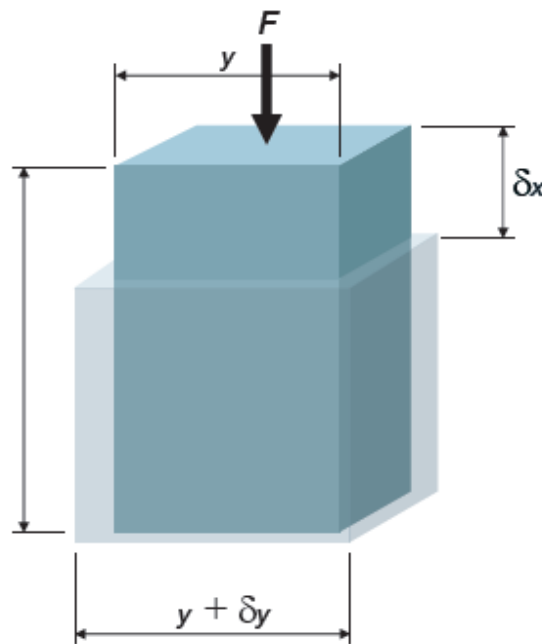


Fig 1 La aplicación de una fuerza F en la dirección “x” también produce una deformación en la dirección “y”<sup>4</sup>.

La deformación en la dirección “y”  $\epsilon_y$ , está dada por la ecuación siguiente:

$$\epsilon_y = \frac{-\delta_y}{y}$$

La relación de Poisson está definida por:



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

$$\nu = \frac{\epsilon_{Radial}}{\epsilon_{axial}}$$

Por definición la relación de Poisson siempre es menor que 0.5, (de otra forma un esfuerzo uniaxial compresivo resultará en un incremento de volumen)

### Modulo de Young

También conocido como módulo de elasticidad, es definido como la relación esfuerzo-deformación.<sup>4</sup>

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

Debido a que la deformación es adimensional, E tiene las mismas unidades que el esfuerzo. El módulo de Young es una medida de cuanto se deformará elásticamente un material sometido a una carga.

El módulo de Young puede ser determinado en una formación por medio de pruebas uniaxiales.

La tabla 1 ilustra valores típicos de módulo de Young para algunas rocas.

Arenisca bien consolidada: 4 - 7
Arenisca consolidada: 2 - 4
Arena no consolidada: 0.1 - 2
Dolomita: 6 - 13
Limolita Reef: 1 - 5
Limo Porosa/Oolitica: 2-7
Limo de grano medio-fino 4-11
Lutita: 1-7

Tabla 1 Valores típicos del modulo de Young para rocas comunes1.



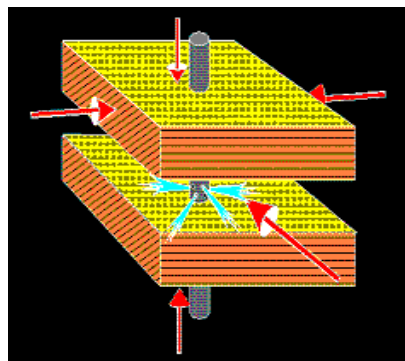
### ¿Por qué fracturar?

- Para pasar el daño cerca del pozo y regresar el pozo a su estado natural de producción<sup>2</sup>.
- Para extender el patrón de producción dentro de la formación y por consiguiente aumentar la productividad mas allá de de su nivel natural<sup>2</sup>.
- Para alterar el flujo de fluidos en la formación<sup>2</sup>.
- Conectar fracturas naturales y fallas<sup>1</sup>.
- Incrementar la inyectividad y mejorar la cobertura vertical de la zona de drene<sup>1</sup>.
- Reducir la caída de presión en el yacimiento<sup>1</sup>.

### Orientación de la Fractura

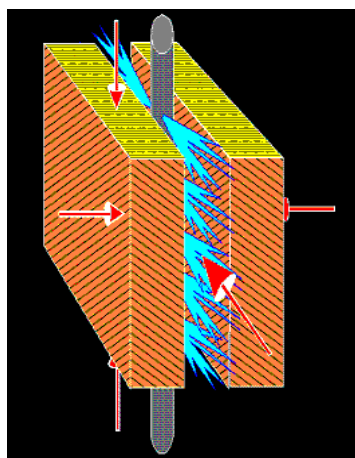
- La fractura será creada perpendicular al menor esfuerzo principal<sup>1</sup>.
- La fractura crecerá perpendicular al menor esfuerzo principal<sup>1</sup>

#### Fractura Horizontal



Posible fractura horizontal donde el esfuerzo vertical es menor que el esfuerzo lateral<sup>1</sup>.

#### Fractura Vertical

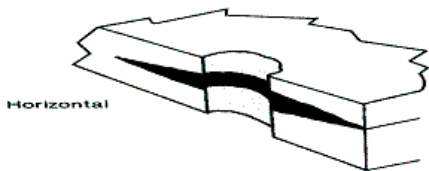


Fractura vertical perpendicular al menor que el esfuerzo principal<sup>1</sup>.

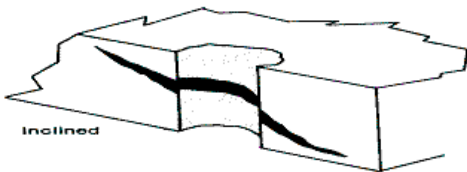


**Factores de mayor influencia en la orientación de la Fractura.**

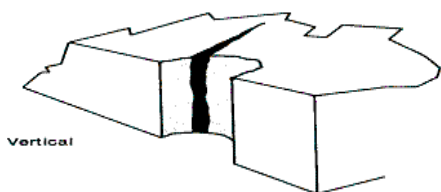
- Estado de esfuerzos<sup>1</sup>.
  1. Presión de sobre carga
  2. Presión de poro
  3. Fuerzas tectónicas.
- Propiedades mecánicas de la roca<sup>1</sup>.
  1. Relación de Poisson
  2. Modulo de Young
  3. Compresibilidad de la roca.
  4. Toughness (Medida de resistencia de los materiales a la propagación de la fractura)



Horizontal (Menor a 1000 ft)



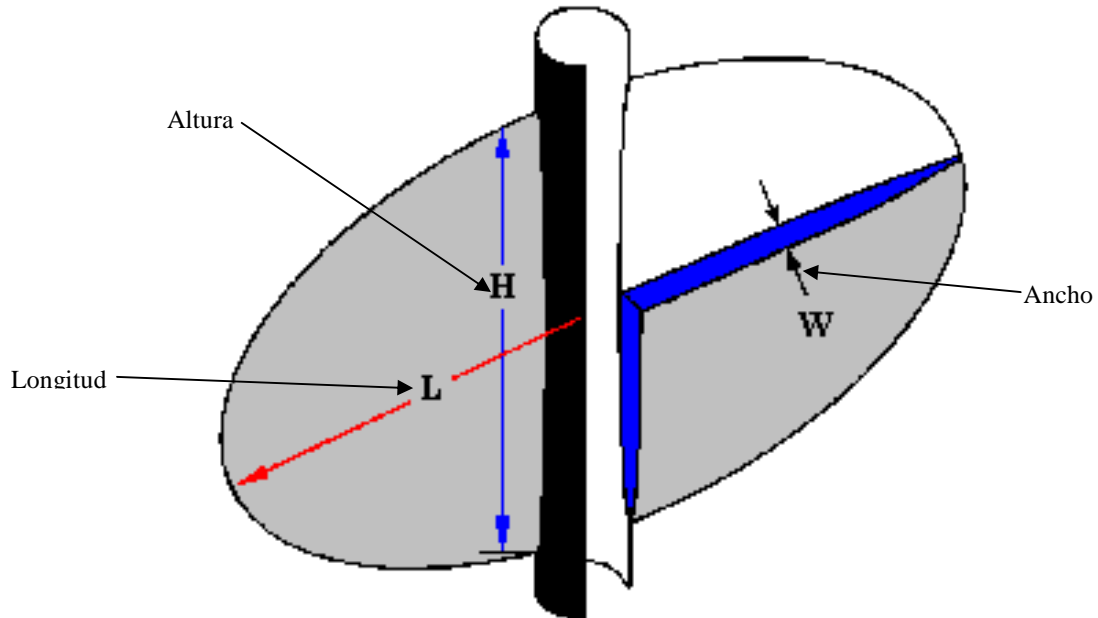
Horizontal, Vertical o inclinado (1000-2000)ft



Vertical (Mas de 2000 ft).



Concepto de Longitud, Ancho y Altura de la fractura



Fractura Idealizada mostrando longitud, altura y ancho <sup>4</sup>.

<b>Longitud</b>	Volumen del fluido Bombeado
	Volumen del fluido en la Fractura
	Geometría de la Fractura
<b>Ancho &amp; Altura</b>	Viscosidad del fluido
	Gasto de inyección
	Estado de esfuerzo In-Situ
<b>Metas de Diseño</b>	Espaciamiento entre pozos
	Geometría del yacimiento
	Permeabilidad del yacimiento
	Radio de Daño
	Zonas Adyacentes de Agua
Aspectos económicos	

Factores que afectan las la geometría de la fractura <sup>1</sup>.



### Introducción

El daño a la formación es una terminología genérica referida a la reducción de permeabilidad de una formación que contiene hidrocarburos debida a varios procesos adversos.<sup>6</sup> EL daño a la formación es un problema indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la vida productiva de un yacimiento, incluyendo perforación, producción, fracturamiento hidráulico y reparación.<sup>6</sup>

El daño a la formación incluye:

- Reducción de la permeabilidad y un decremento de la producción del pozo.<sup>6</sup>
- Reducción de la producción de aceite y gas.<sup>6</sup>

Los procesos fundamentales que causan el daño a una formación son.<sup>6</sup>

- Físico-Químicos
- Químicos
- Hidrodinámicos
- Térmicos
- Mecánicos
- Biológicos

### Problemas comunes asociados con el daño a la Formación

Se pueden clasificar básicamente en cuatro grupos.<sup>6</sup>

- Tipo, morfología y ubicación de los minerales residentes.
- Composición de los fluidos In-Situ y extraños.
- Condiciones de temperatura y esfuerzo In-Situ y propiedades de la formación porosa.
- Prácticas de desarrollo de campos y explotación de yacimientos.

Amaefule y compañía. (1988) clasificaron varios de los factores que afectan el daño a la formación de la siguiente manera.<sup>6</sup>

- Invasión de fluidos extraños (Como agua y químicos utilizados para mejorar la recuperación del yacimiento)
- Invasión de partículas extrañas y movilización de partículas (Como arenas, lodos finos, bacterias y residuos)
- Condiciones de operación (Como gasto, presiones del pozo y temperatura)
- Propiedades de los fluidos de la formación y el medio poroso

### Los Mecanismos daño natural incluyen.<sup>2</sup>

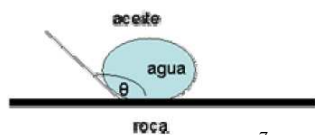
- **Migración de finos** (Ocurre como resultado de la migración de partículas finas en el fluido producido, las partículas pueden taponar las gargantas de poro en la región cercana al pozo y reducir la productividad del mismo, la migración de finos incluye arcillas y silicatos)<sup>2</sup>.
- **Hidratación de arcillas** (Las arcillas cambian de volumen con forme la salinidad del fluido que fluye a través de ellas cambia. Los cambios de permeabilidad resultado de la interacción de las arcillas se deben a la cantidad, ubicación y tipo de minerales arcillosos en la formación. Las arcillas mas comunes son smectita y mezclas de la misma, la cual puede cambiar su volumen hasta en una 600%, reduciendo significativamente la permeabilidad del yacimiento)<sup>2</sup>.
- **Deposición de Residuos** (Los residuos pueden ser químicamente removidos, pueden estar presentes en la tubería de producción, disparos y en la formación. Los residuos mas comunes son: 1) Sulfato de calcio "Gypsum", 2) Carbonato de calcio, 3) Sulfato de Bario, 4))<sup>2</sup>.



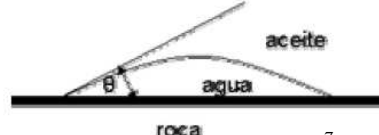
- **Formación de residuos por agua** (Los depósitos de cloruro como cloruro de sodio causados por el decremento de la temperatura o la evaporación del agua, no hay una forma efectiva para prevenir la precipitación de sal)<sup>2</sup>.
- **Depósitos orgánicos como parafinas y asfaltenos** (Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados, como parafinas y asfaltenos que se precipitan con forme la temperatura o la presión se reduce, están típicamente localizados en tuberías, disparos o en la formación, el principal mecanismo de depositación es el cambio de la temperatura o presión. **Las parafinas** son normalmente encontradas en la tubería cercana a la superficie, donde la presión y la temperatura cambian considerablemente, las parafinas pueden ser precipitadas por la inyección de un fluido frío. **Los asfaltenos** son materiales orgánicos componentes aromáticos y nafalénicos con altos peso molecular, los asfaltenos generalmente son encontrados en cualquiera de las siguientes forma: 1) Como una substancia, 2) Como una emulsión fuerte, 3) En combinación con parafinas)<sup>2</sup>.
- **Depósitos de mezclas orgánicas/inorgánicas** (Son resultados de mezclas orgánicas y sus residuos o finos y arcillas. Cuando migran, los finos asociados con la producción de agua en un yacimiento compuesto por areniscas se puede llegar a ser mojado por aceite, y actuar como sitio para depósitos orgánicos)<sup>2</sup>.
- **Emulsiones** (Las emulsiones son combinaciones de dos o mas fluidos inmiscibles”Incluyendo gas”, que no se dispersaran molecularmente uno con otro, están compuestas por una fase externa de gotas suspendidas en una fase interna, la mayoría de la emulsiones producidas en el campo son generadas por la adición de algún tipo de energía que hace que dos fases se mezclen)<sup>2</sup>.

### Mecanismos daño inducido incluyen.<sup>2</sup>

- **Taponamiento por entrada de partículas finas como sólidos o polímeros inyectados en los fluidos** (En adición a la migración natural de partículas, muchas partículas extrañas son introducidas en la formación durante operaciones normales del pozo “Perforación, Terminación, Reparación, Estimulación u Operaciones de recuperación secundaria o mejorada”. El daño por partículas introducidas a la formación tiene sus efectos en las vecindades del pozo, debido al taponamiento de la garganta de poro. Los problemas que lo ocasionan incluyen: 1) Taponamiento de poros, 2) Empacamiento de formaciones y pérdida de grandes cantidades de grandes sólidos en fracturas naturales o inducidas)<sup>2</sup>.
- **Cambios de mojabilidad causados por fluidos inyectados o lodos de perforación base aceite** (El taponamiento de la formación puede ser causado por líquido o gas, cambiando la permeabilidad relativa de la formación, la permeabilidad relativa puede reducir la efectividad de la permeabilidad de una formación asta en un 80% o 90%. La mojabilidad y la permeabilidad relativa de la formación son determinadas por la cantidad de la fase que fluye y por la cantidad de surfactantes así como aceites inyectados. **La mojabilidad** es una medida del ángulo de contacto que una gota de fluido forma en una superficie particular, si el ángulo de contacto es menor a  $90^\circ$ , la gota se dispersa desde una bola inicial y la superficie se dice que es mojada por líquido. Si el ángulo es mayor a  $90^\circ$  la superficie no es mojada por el líquido. En su estado natural las formaciones pueden ser mojadas por agua, aceite o neutrales, dependiendo de la superficie expuesta al fluido y los surfactantes naturales del fluido)<sup>2</sup>.



Roca mojada por aceite<sup>7</sup>.

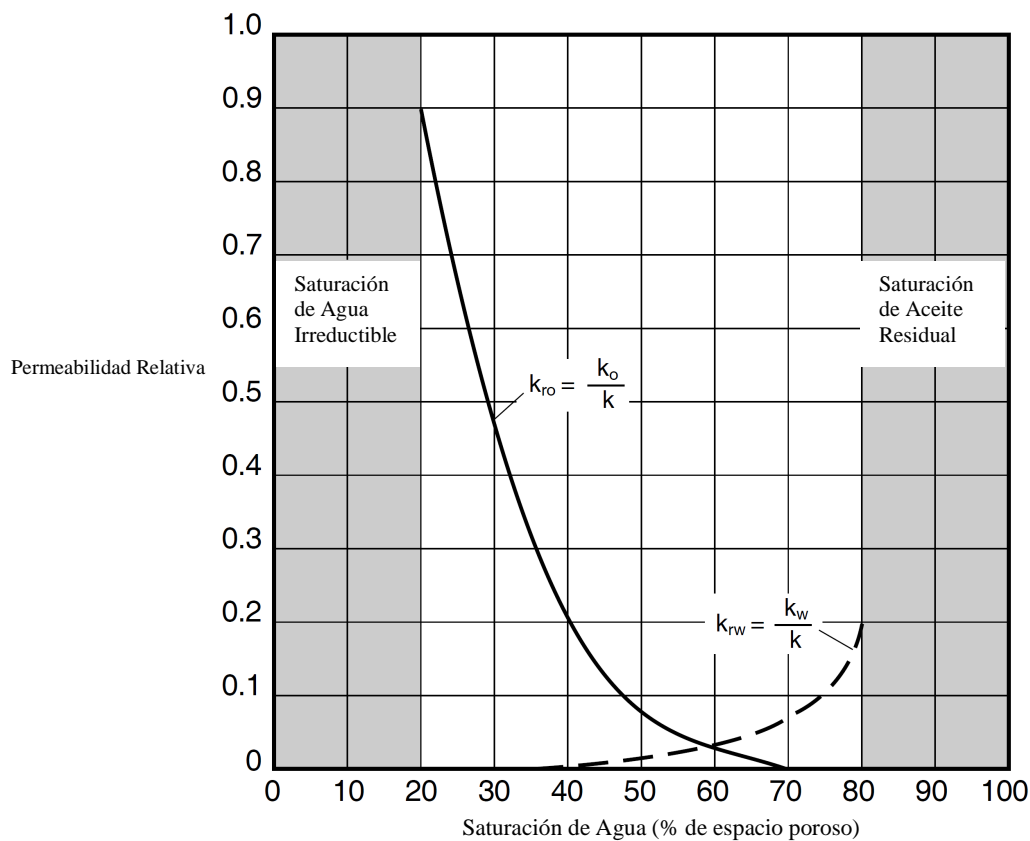


Roca mojada por agua<sup>7</sup>.

- **Reacciones ácidas** (Numerosos problemas pueden ocurrir durante tratamientos ácidos incluyendo: Daño por la introducción de material alojado en la tubería, Cambio de mojabilidad por la introducción de surfactante, especialmente inhibidores de corrosión, los cuales pueden crear emulsiones, bloqueos por agua, depositación de parafinas y asfaltenos)<sup>2</sup>.



- **Por productos ácidos** (Cuando grandes volúmenes de ácidos son inyectados. En adición tapones producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, especialmente en presencia de algunos aditivos)<sup>2</sup>.
- **Precipitación de metales** (Por precipitados de productos por reacción de ácidos con materiales de la formación, precipitados formados por la adición de ciertos secuestrantes adicionados a los ácidos)<sup>2</sup>.
- **Bacterias** (Las bacterias pueden crecer en diferentes ambientes y condiciones. Rangos de temperatura 12°F a 250 °F, valores de PH de 1 a 11. las bacterias pueden ser clasificadas de tres formas: 1) Aeróbica “que requiere oxígeno”, Anaeróbica “Que no requiere de oxígeno” y Facultativa “Puede vivir en ambos ambientes”. Las bacterias reductoras de sulfatos causan los peores problemas en los yacimientos debido a la reducción de sulfato y consecuentemente la producción de gas sulfídrico H<sub>2</sub>S, el cual es corrosivo a cierto rango de temperatura y en grandes concentraciones es mortal para el ser humano)<sup>2</sup>.
- **Taponamientos por bloqueos de agua** (El agua puede causar bloqueo en rocas de baja permeabilidad, los bloqueos de agua son casos especiales problemas de permeabilidad relativa, en un bloque por agua el agua ocupa el mayor espacio de flujo. Debido a la diferencia de movilidad y viscosidad, los hidrocarburos no son capaces de desplazar el agua)<sup>2</sup>.



Los taponamientos por agua incrementan la saturación de agua de un 20% a un 35%, decrementan la permeabilidad relativa del aceite de un 90% a un 30% respectivamente<sup>2</sup>.

- **Incompatibilidad con fluidos de perforación** (El lodo base aceite “OBM”, es el fluido preferido por su lubricidad requerida en muchos pozos desviados y formaciones extremadamente sensibles a lodos base agua “WBM”. El problema con los OBM’s es el efecto en la permeabilidad relativa, creada por los





surfactantes pesados utilizados para hacer estable los OBM's, cuando estos materiales son entran a la formación, la mojabilidad de la formación es alterada, la mayoría de los problemas ocurren cuando el lodo pesa mas de 1.67gr/cc. La causa principal de los problemas es la mojabilidad del aceite de los finos proveniente de agentes viscosificantes y densificantes y de recortes)<sup>2</sup>.

### Orígenes de Daño

#### Perforación

- **Invasión de sólidos**

Los sólidos pueden progresivamente taponar los poros de la formación, subsecuentemente tienden a ser producidos a altos o moderados gastos que pueden causar que estos materiales taponen los poros y decrementar severamente la permeabilidad cercana al pozo, la cual puede resultar en una reducción de permeabilidad hasta de un 90%. La invasión de partículas sólidas en el yacimiento es favorecida por:<sup>2</sup>

- 1) Grandes poros en la formación.
- 2) Presencia de fisuras y fracturas naturales en el yacimiento.
- 3) Pequeñas partículas sólidas del fluido de perforación.
- 4) Bajos ritmos de perforación resultando en destrucción del enjarre (Incremento de filtrado)
- 5) Altos gastos de circulación (Erosión del enjarre).
- 6) Alta densidad del lodo de perforación causando gran diferencial de presión en el yacimiento.

El uso de salmueras (Cero contenido de partículas sólidas) como fluidos de perforación minimiza la invasión por finos, pero crea grandes cantidades de perdida de fluido en la matriz de la roca.<sup>2</sup>

- **Invasión de filtrado**

El líquido del fluido de perforación también contiene varios componentes potencialmente dañinos para la formación, debido a que el filtrado puede ser profundo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado, en promedio la reducción de la permeabilidad es del 40%, pero puede llegar a ser del 100%, dependiendo de la naturaleza de la formación y de los fluidos.<sup>2</sup>

Los factores que incrementan la probabilidad de invasión por fluido son:

- 1) Enjarre altamente permeable
- 2) Alta presión diferencial en el yacimiento
- 3) Largo tiempo de contacto lodo/formación

Profundidad de invasión del filtrado ( <b>Simpson, 1974</b> )			
Profundidad de invasión (in)			
Tiempo (D)	Lodo base aceite	Lodo base aceite (Bajo coloide)	Lodo base Agua
1	1.2	3.3	7.7
5	4.6	11	12
10	7.7	17	18
15	10	21	23
20	12	23	27
25	14	29	31
30	16	32	34

Tabla de Profundidad de invasión del filtrado (**Simpson, 1974**)<sup>2</sup>



### Cementación

- **Lavadores y espaciadores**

La remoción del fluido de perforación durante el proceso de cementación aumenta el daño a la formación a través del incremento de la pérdida de fluido o problemas de incompatibilidad de lavadores y espaciadores con el cemento.<sup>2</sup>

### Disparos

Los disparos son punto de entrada de la formación al pozo, los disparos son siempre una causa de daño adicional debido a las siguientes razones:<sup>2</sup>

- 1) Los disparos a condiciones media de sobre-balance siempre forzan los restos generados por las pistolas en las paredes de la formación y reducen la permeabilidad cercana a los disparos
- 2) Insuficiente profundidad de los disparos no sobre-pasa en daño generado por el filtrado durante la perforación
- 3) Si la diferencial de presión (Bajo balance), es mal estimada, la falta de presión diferencial limitará la remoción del daño, sin embargo excesiva presión diferencial permitirá un influjo de arena en el pozo.
- 4) Baja densidad de los disparos generará restricciones de flujo

La eficiencia de los disparos puede ser medida con la productividad que sería obtenida en una terminación de agujero descubierto.

- **Empacamiento de Arena**

Los mecanismos de daño a la formación pueden afectar los empacamientos de arena. Los empacamientos de arena son esencialmente filtros, colocados en formaciones en las que se espera producción de finos, es casi universalmente cierto que los empaques de arena se deterioran con el tiempo, causando progresiva reducción en el índice de productividad del pozo. Las principales fuentes de daño por empaques de arena son:<sup>2</sup>

- 1) Colocación inadecuada del empaque (Los disparos permanecen vacíos y el espacio anular entre la tubería y la ventana está completamente llena), permitiendo que la arena de la formación llene los disparos.
- 2) Daño por geles difíciles de romper o colocación de partículas como resultado de incompleta limpieza de los disparos
- 3) Tamaño del grano inadecuado permitiendo invasión de finos a empacamiento de arena durante la producción.
- 4) Tubería con agujeros demasiado grandes (No retienen arena) o agujeros demasiado pequeños que llegan ser tapados causando una reducción en la producción.

- **Reparación**

Varios tipos de daño debido a procesos de terminación y reparación son similares a los obtenidos durante el proceso de perforación.<sup>2</sup>

- Reducción de la permeabilidad de la formación y consecuentemente reducción de la productividad debida al taponamiento por partículas sólidas.
- Problemas comunes, resultado de la invasión de filtrado:
  - 1) Hinchamiento de arcillas
  - 2) Bloqueos por agua
  - 3) Bloqueos por emulsiones
  - 4) Precipitación de residuos



### Introducción

Las propiedades reológicas de un fluido fracturante pueden ser utilizadas directamente para calcular las caídas de presión por fricción en el pozo, los disparos y en la fractura, desde un punto de vista de ingeniería las caídas de presión por fricción pueden ser descritas utilizando aproximaciones de estado estacionario, por consecuencia la caracterización reológica de los fluidos fracturantes mas comunes puede ser hecha con un viscosímetro de corte estacionario<sup>4</sup>.

El objetivo final de las series de mediciones de laboratorio es proveer un comportamiento de flujo en estado estacionario en la forma esfuerzos de corte vs curva de gasto-corte.

#### Modelo Newtoniano

En general, el modelo reológico de estado estacionario es de la forma

$$\tau = f(y) \dots\dots\dots 1$$

Donde “y” es el ritmo de corte medido en s<sup>-1</sup>, y τ es el esfuerzo de corte (lbf/ft<sup>2</sup>).

El ritmo de corte describe la intensidad del flujo, que es el cambio de la velocidad con respecto a su posición, el esfuerzo de corte está asociado con las fuerzas de fricción internas emergiendo durante el flujo, y esta es la última causa de las caídas de presión por fricción

Dividiendo ambos lados de la ecuación 1

$$\frac{\tau}{y} = \frac{f(y)}{y} = \mu_a \dots\dots\dots 2$$

Donde μ<sub>a</sub> es la viscosidad aparente. Muchos fluidos manifiestan una simple relación entre “y” y “τ”, estos fluidos son llamados **newtonianos** y pueden ser descritos de la siguiente ecuación

$$\tau = \mu * y \dots\dots\dots 3$$

#### Modelo de Ley de Potencias

Uno de los modelos más simples que describe el incremento de la estructura interna de la resistencia al flujo es llamado **Modelo de Ley de potencias**.

$$\tau = k(y)^n \dots\dots\dots 4$$

Donde “n” es el índice de comportamiento de flujo adimensional, k es el índice de consistencia Para fluidos de corte delgados el índice de comportamiento de flujo de convierte en cero. A “n=1” el modelo se convierte en Newtoniano, mientras que para un fluido cuyo comportamiento puede ser descrito por el modelo de ley de potencias la viscosidad aparente es calculada como:

$$\mu_a = k(y)^{n-1} \dots\dots\dots 5$$



**Modelo de Ley de Potencias con punto de Cedencia o Modelo "Herschel-Buckley"**

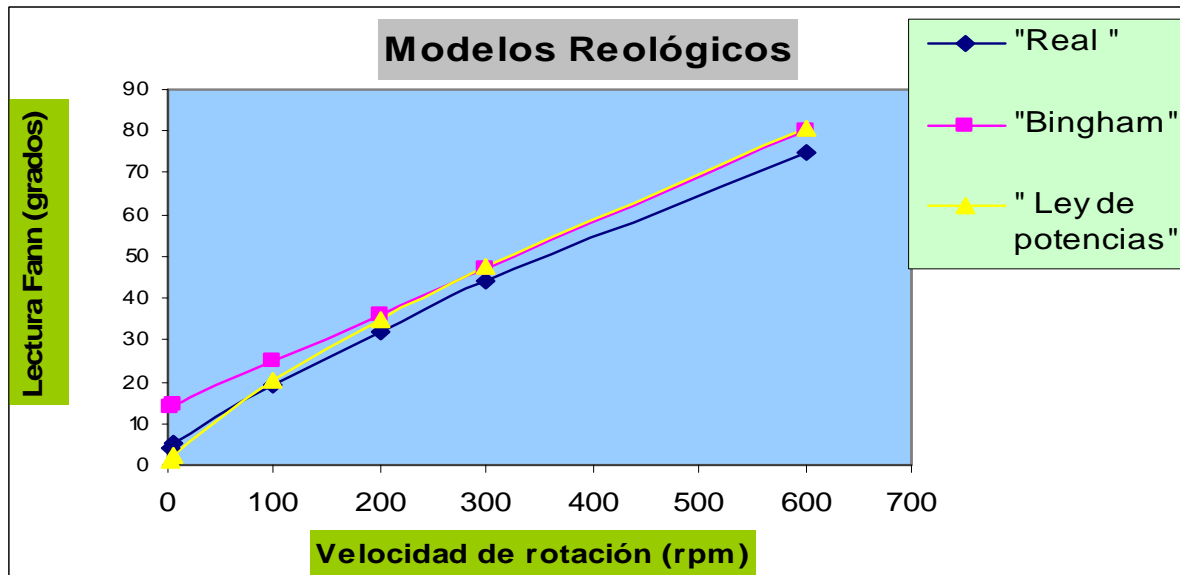
Está descrito de la siguiente manera

$$\tau = \tau_y + k(y)^n \dots\dots\dots 6$$

Este modelo pretende representar la existencia de un esfuerzo mínimo de flujo y al mismo tiempo contener un parámetro adicional de esfuerzo de corte  $\tau_y$ . El modelo de ley de potencias con punto de cedencia es la forma general y se reduce el modelo de ley de potencia cuando  $\tau_y = 0$ , o al modelo plástico de Bingham con ("n=1" y  $\tau_y = 0$ ).

La siguiente tabla muestra una comparación entre los modelos de Bingham y Ley de Potencias para un conjunto de datos leídos de un viscosímetro FANN.

Revoluciones Fann	Lectura Real Fann	Bingham	Ley de potencias
N(rpm)	Ø(grados)	Ø(grados)	Ø(grados)
3	4	14.2018595	1.37231243
6	5	14.5327187	2.33844495
100	19	24.8996391	20.3449268
200	32	35.9282799	34.6681213
300	44	46.9569206	47.3515282
600	75	80.0428391	80.687851





### Reductores de Fricción

Los reductores de fricción no solo decrementan las caídas de presión por fricción en la tubería, si no que también protegen el equipo de excesivo desgaste, los reductores de fricción mas comunes son surfactantes, sin embargo no funcionan como reductores de fricción en regimenes altamente turbulentos o en trabajos de altos gastos de inyección<sup>4</sup>.

Poliacrilamida parcialmente hidrolizada ha sido utilizada como reductor de fricción desde los años 60's, la poliacrilamida debe ser agregada como emulsiones o micro emulsiones en una solución salina prehidratada o como polvo, dependiendo de la temperatura del agua y del contenido de sal se pueden hidratar casi instantáneamente<sup>4</sup>.

### Agentes Gelificantes

Para viscosificar el agua se ha utilizado en la industria polímeros como el Guar, y derivados de la celulosa, estos polímeros se hidratan y tienen como consecuencia un incremento de viscosidad, estos polímeros pueden ser entrelazados para incrementar su comportamiento y la estabilidad térmica y reducir el costo utilizando menos carga polimérica. Las semillas Guar son trituradas para obtener la goma Guar y posteriormente convertirlo en polvo.



*Vainas de Guar, Semillas, separadas y polvo<sup>4</sup>.*



*Foto de Laboratorio del Polímero base Guar (Cortesía de BJ Services)*



La siguiente tabla resume las características comunes para aditivos “crosslinker”

Crosslinker	Borato	Titanato	Zirconato	Aluminio
Polímeros de Crosslinker	Guar,HPG CMHPG	Guar,HPG CMHPG,CMHEC <sup>+</sup>	Guar <sup>++</sup> ,HPG <sup>++</sup> CMHPG,CMHEC <sup>+</sup>	CMHPG,CMHEC
Rango de PH	8-12	3-11	3-11	3-11
Límite superior de Temp (F)	325	325	400	150
Degradación	No	Si	Si	Si
<sup>+</sup> Bajo PH (3-5) Solo crosslinker				
<sup>++</sup> Alto PH (7-10) Solo crosslinker				

*Características de los aditivos crosslinker comúnmente usados<sup>4</sup>.*

Un gran número de factores pueden ser manipulados para controlar la tasa de activación de las partículas, estos factores incluyen temperatura del fluido y PH, condiciones de corte, tipo de aditivo, y la presencia de componentes orgánicos que reaccionan con el aditivo<sup>2</sup>.

Para asegurar el óptimo comportamiento de los crosslinkers y de esta forma optimizar el comportamiento reológico, transporte de apuntalante, estabilidad térmica, limpieza, etc., Los siguientes factores deben ser considerados:

**1) Concentración del aditivo crosslinker**

- 1.1 Si la concentración del crosslinker es demasiado baja, la tasa de activación del polímero disminuirá y la viscosidad será menor a la anticipada<sup>2</sup>.
- 1.2 Si la concentración excede el rango óptimo la tasa de activación del polímero será mas rápido de lo anticipado y la viscosidad final será menor a la esperada debido al la sineresis, la cual no es otra cosa que la precipitación del polímero en solución, causado por el colapso del mismo<sup>2</sup>.

**2) Control de PH**

Todos los fluidos tienen un rango específico de PH para un óptimo comportamiento. Si el PH no es mantenido, la tasa de activación del polímero y la estabilidad térmica no serán obtenidos, para minimizar las variaciones de PH en el fluido Buffers son incluidos<sup>2</sup>.

**3) Concentración Química**

Una gran variedad de componentes pueden alterar el comportamiento de los aditivos crosslinker, el caso mas obvio son los compuestos presentes en el agua como bicarbonatos, fosfatos y silicatos, básicamente estos componentes reducen o eliminan la acción de entrelazamiento del polímero (crosslinker)<sup>2</sup>.

**Biocidas**

Las bacterias degradan los polímeros y la viscosidad del gel puede perderse en una cuantas horas<sup>4</sup>, algunas bacterias pueden convertir a los yacimientos en amargos. Los biocidas o bactericidas son agregados a los tanques de agua para prevenir el crecimiento de bacterias. Algunos biocidas también desactivan las enzimas producidas por las bacterias.



Los biocidas más comunes son de tipo Oxidante o de naturaleza Catiónica<sup>4</sup>.

La Glutaraldeída es el biocida más común y económico disponible para fluidos de fractura, el cual funciona en un rango de PH de 7-11. Los biocidas son típicamente utilizados para esterilizar el agua de tratamiento antes de agregársele el polímero, y prevenir la creación de una colonia de bacterias en la mayoría de los casos<sup>4</sup>.

La Glutaraldeída es altamente efectiva contra las bacterias reductoras de sulfatos (SRB), la DBNPA(2,2 dibromo-3-nitrilopropionamida) es el más rápido de los biocidas utilizado con fluidos fracturantes. Bronopol o BNP (bromonitropropano-1, 3-) es típicamente utilizado en conjunción con isotiazolona en un rango efectivo PH. THPS (tetrakis(hidroximetil) sulfato de fosfonio), es un biocida de baja toxicidad, es compatible con biocidas no oxidantes, no es compatible con biocidas oxidantes y tiene una estabilidad limitada de PH<sup>4</sup>.

Isotiazolona es una mezcla de 5-cloro-2-methyl-4- isothiazolin-3- y 2-methyl-4-isothiazolin-3. En aproximadamente una relación de 2.7:1, es un buen biocida en niveles de concentración de ( 0.3 – 2 PPM). Es una buena práctica cambiar de biocidas para que las bacterias no se vuelvan resistentes a cualquiera de los bactericidas utilizados<sup>4</sup>.

### Buffers

Los Buffers son utilizados para varios propósitos en los fluidos fracturantes, pero básicamente son utilizados para la dispersión de las partículas del polímero en el agua y también su hidratación. El grado de activación de las partículas del polímero (Crosslinking) y su estabilidad dependen del PH, el PH es ajustado con los buffers, las soluciones de buffers pueden resistir el cambio en el ión hidrógeno y la concentración del ión hidróxido. Las soluciones de Buffer consisten en un ácido débil y su base conjugada, las más comunes son: (soluciones de ácido acético/hidróxido de sodio), resultando en acetato ácido/sodio, o una base débil y su ácido conjugado ácido amonio/hidroclórico, resultando en cloruro de amonio.



Foto de Laboratorio del aditivo Buffer (Cortesía de BJ Services)

### Activadores Crosslinkers

Los activadores son el medio más económicamente efectivo para incrementar la viscosidad de un fluido fracturante sin incrementar la cantidad de agente gelificante<sup>4</sup>.

Cada crosslinker funciona a un rango particular de PH y temperatura, y funciona con un cierto tipo de polímero. El crosslinker más común para los polímeros guar es hydroxypropyl guar, borato, el cual funciona a un alto rango de PH<sup>4</sup>.



El Borato mas común es una forma de ión mono-borato ( $\text{BO}_3^-$ ) obtenido del bórax, ácido bórico y similares, típicamente estas especies funcionan en rangos altos de PH, arriba de 9.5 casi instantáneamente, pueden ser retardados utilizando pequeñas soluciones de buffer o utilizando borato ligeramente soluble.<sup>4</sup>

Debido a la alta viscosidad que pueden generar estos boratos, para minimizar la fricción, se recomienda utilizar sistemas retardados. Se puede optimizar el fluido modificando una combinación de PH y cantidad de ión borato<sup>4</sup>.

Uno de los problemas más comunes con los sistemas de borato es que a altas temperaturas el ión borato experimenta “synerisis”, algunas veces llamada sobre activación. El fluido expelle el exceso de agua, y se convierte en no homogéneo y no soporta el apuntalante. Muy poco borato hace el gel débil e inestable a altas temperaturas. De cualquier forma al estabilizar la temperatura con mono-borato típicamente se requiere de altos valores de PH, lo cual tiende a retardar el efecto del activador, lo cual afecta el desempeño de las enzimas rompedoras<sup>4</sup>.



Foto de Laboratorio del Activador “Crosslinker” (Cortesía de BJ Services)

## Rompedores

Los rompedores literalmente “Rompen” la viscosidad de un fluido fracturante, reducen el peso molecular del polímero y ayudan en la limpieza del empaquetamiento del apuntalante, los tipos más comunes de rompedores son oxidantes, enzimas y ácidos, estos productos pueden ser utilizados como sólidos, como mezclas de líquidos sólidos o como soluciones líquidas.

Los oxidantes más comunes son: persulfatos como el amonio, sodio y potasio, peróxidos como calcio, magnesio o peróxidos inorgánicos o perboratos<sup>4</sup>.

Las enzimas ayudan en la catálisis y continúan con el proceso de degradación por un largo tiempo, éstas no son consumidas en el proceso como los oxidantes, tienen la propiedad de no actuar con otros aditivos en el fluido fracturante o los fluidos de la formación, y son muy compatibles con apuntalantes cubiertos de resina. Las enzimas son más costosas si nos basamos respecto al peso, sin embargo debido a sus propiedades de catálisis, se han convertido efectivas económicamente<sup>4</sup>.





Foto de Laboratorio del quebrador (Izquierda) y rompedor (Derecha) (Cortesía de BJ Services)

### Estabilizadores de arcillas

Los estabilizadores de arcillas son partículas de óxido de Silicio y aluminio que están en un rango de  $2\mu$  de tamaño, están negativamente cargadas, son resultado del cambio de balance entre cargas positivas (aluminio) y negativas (oxígeno). Los cationes en una solución rodean una partícula de arcilla crean una nube positivamente cargada, estas partículas se repelen unas a otras, una vez que las partículas de arcilla están dispersas pueden bloquear los espacios del poro y reducir la permeabilidad<sup>4</sup>.

Las arcillas pueden dividirse en cuatro grandes grupos:<sup>8</sup>

- 1) **Bentonita, Smectita, Montmormolinita:** (Clay Swelling) Este tipo de arcilla tiene la propiedad de hincharse al contacto con el agua e incrementar su volumen reduciendo el tamaño de las gargantas de poro y por consiguiente reduciendo la permeabilidad.
- 2) **Clorita :** Este tipo de arcilla es extremadamente sensible al ácido y aguas oxigenadas, tiende a precipitarse en ión  $FE^{3+}$ , y  $FE^{2+}$ , el cual al ser transportado en el medio poroso y tapar las gargantas de poro reduciendo la permeabilidad
- 3) **Illita:** Taponan las gargantas de poro debido a que este tipo de arcilla puede migrar desde su origen hacia la dirección del flujo, resultando en una disminución de la permeabilidad.
- 4) **Kaolinita:** Es considerada también como una arcilla que migra y se concentra en las gargantas de poro, causando severos problemas de taponamiento y pérdida de permeabilidad.

Las soluciones que contienen del 1% al 3% de KCL son comúnmente utilizadas como el fluido base para estabilizar las arcillas.



Foto de Laboratorio del aditivo tratador de arcillas (Cortesía de BJ Services)

### Surfactantes

La palabra surfactante es una abreviación de (Surface-Active-Area), son utilizados para reducir la tensión interfacial e incrementar la recuperación del fluido introducido a la formación, romper emulsiones y alterar favorablemente la mojabilidad de la formación<sup>8</sup>.

Un surfactante puede ser descrito como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalecentes<sup>8</sup>.

Químicamente un surfactante tiene afinidad por ambos agua y aceite, las moléculas de los surfactantes consisten en dos partes, una de ellas es soluble en agua y la otra en aceite, por que la molécula es parcialmente soluble en agua y aceite<sup>8</sup>.

Los surfactantes tienen la habilidad de disminuir la tensión superficial de un líquido en contacto con gas, absorción en la interfase entre en líquido y el gas<sup>8</sup>.

Los surfactantes son clasificados por su carga en porción soluble en agua (Grupo Hidrofílico), los surfactantes son típicamente esquematizados como se muestra en la figura 2, utilizando un círculo para representar la parte soluble en agua (Hidrofílico) y un rectángulo para representar la parte soluble en aceite (Hidrofóbico)<sup>8</sup>.



Figura 2 Descripción Esquemática de un Surfactante<sup>8</sup>.

Los surfactantes pueden ser:

- a) Catiónicos
- b) Aniónicos
- c) Noniónicos
- d) Anfotericos

Los surfactantes **catiónicos** son compuestos orgánicos cuyo grupo soluble en agua es positivamente cargado, ésta carga es balanceada por un anión (X), como un cloruro (Cl<sup>-</sup>), como se muestra en la figura 3<sup>8</sup>.



Figura 3 Surfactante Catiónico<sup>8</sup>.

Los surfactantes **Aniónicos** son compuestos orgánicos cuyo grupo soluble en agua está negativamente cargado,. La carga negativa es balanceada por un catión de metal ( $M^+$ ), como Sodio ( $Na^+$ ), Los surfactantes aniónicos pueden ser representado como se muestra en la figura 4<sup>8</sup>.



Figura 4 Surfactante Aniónico<sup>8</sup>.

Los surfactantes **Noniónicos** son compuestos que contienen ambos grupos, soluble en agua y soluble en aceite, sin embargo no se ionizan, el grupo soluble en agua es usualmente un óxido de polietileno o un polímero de propileno. El grupo soluble en aceite es una larga cadena de hidrocarburos. Los surfactantes Noniónicos pueden ser representado como se muestra en la figura 5<sup>8</sup>.



Figura 5 Surfactante Noniónic.

Los surfactantes anfotericos son compuestos orgánicos cuyo grupo soluble en agua puede ser cargado positivamente o negativamente o simplemente sin carga<sup>8</sup>.

La carga iónica del grupo soluble en agua depende del PH de la solución que contiene el surfactante. Ejemplos de este tipo de surfactante son fosfatos de amina, y sulfonatos de amina. Los surfactantes Noniónicos pueden ser representado como se muestra en la figura 6<sup>8</sup>.

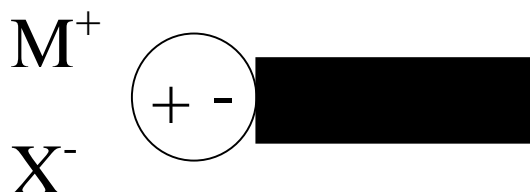


Figura 6 Surfactante Anfoterico<sup>8</sup>.



Los surfactantes proveen varias funciones cuando son utilizados en los fluidos fracturantes. Son utilizados para reducir la tensión superficial, lo cual hace que la recuperación del fluido sea más fácil después de haber fracturado. También reducen la tensión interfacial entre el agua y los fluidos de formación, previniendo la formación de emulsiones<sup>4</sup>.

Cuando la recuperación del fluido no es muy buena, grandes cantidades de fluido son atrapados en el yacimiento, en el área circundante, este fluido crea una reducción en la permeabilidad relativa o efectiva, el área de flujo efectiva y la longitud efectiva de la fractura. Los surfactantes también son utilizados para cambiar el ángulo de contacto el fluido filtrado a la formación, lo cual cambia la mojabilidad del fluido que moja la formación<sup>4</sup>.



Foto de Laboratorio del aditivo surfactante (Cortesía de BJ Services)

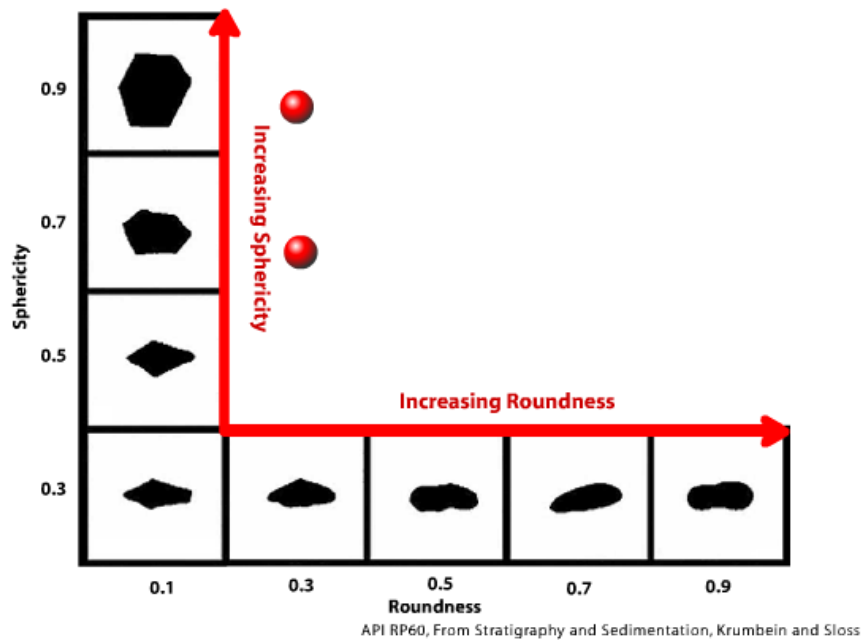


## Apuntalantes

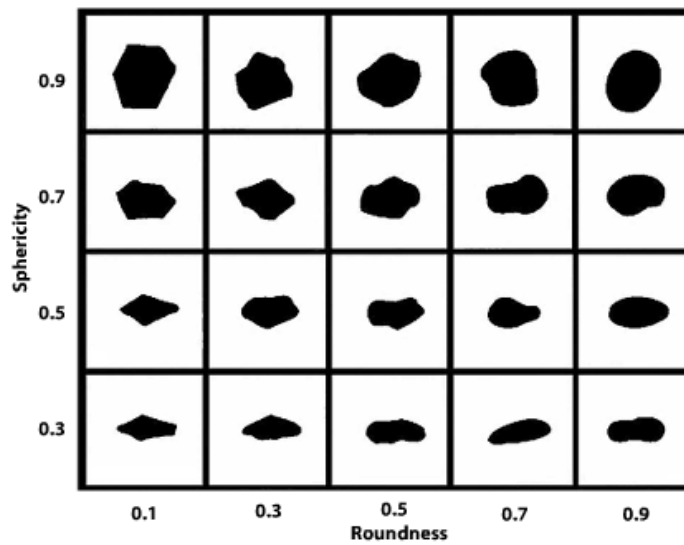
### Redondez y esfericidad

Los apuntalantes son usualmente descritos en términos de redondez y esfericidad<sup>9</sup>.

- La redondez es una medida relativa de la forma de las esquinas del grano
- La esfericidad es una medida de que tan cercano esta a la forma de una esfera



La redondez y esfericidad son descritas en términos de su forma<sup>9</sup>.





**Tamiz**

El rango del tamaño de las partículas es descrito por medio de un tamiz, el tamiz estándar utilizado en USA es designado acorde a la ASTM<sup>8</sup>.

Malla	Abertura	
	(in)	(pg)
2.5	0.3150	8.0000
3	0.2650	6.7300
3.5	0.2230	5.6600
4	0.1870	4.7600
5	0.1570	4.0000
6	0.1320	3.3600
7	0.1110	2.8300
8	0.0937	2.3800
10	0.0787	2.0000
12	0.0661	1.6800
14	0.0555	1.4100
16	0.0469	1.1900
18	0.0394	1.0000
20	0.0331	0.8400
25	0.0280	0.7100
30	0.0232	0.5890
35	0.0197	0.5000
40	0.0165	0.4200

*Series de mallas ASTM*

**Tipos de Apuntalante**

**Arena Natural**

Uno de los primeros apuntalantes utilizados en los años 1950s fue arena del río Arkansas en USA, posteriormente se utilizo arena de la formación de Saint Peter cerca de Ottawa, comúnmente conocida como arena Ottawa o arena “Blanca”.

En 1958 arena “café” cerca de la formación Brandy, Texas comenzó a utilizarse

La arena Ottawa “blanca” y la arena “café” de Texas siguen siendo actualmente las mayores fuentes de arena en la industria.

**Arenas resinadas**

Las resinas pueden ser aplicadas a arena blanca o café<sup>8</sup>.

**Standard RCS**

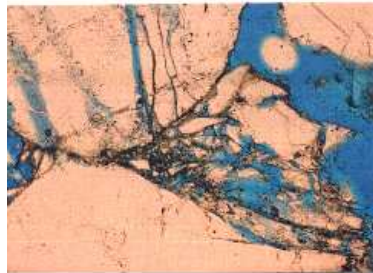


**Premium RCS**





La resina puede ser precurada o calentada para encapsular los finos durante el rompimiento. Aparentemente las resinas deben ser mandadas al pozo parcialmente precuradas durante el proceso de manufactura y son diseñadas de esta forma para que terminen de curarse a condiciones temperatura del yacimiento y de esta forma reducir el retorno de arena a superficie<sup>8</sup>.



*Migración de finos y taponamiento por residuos generados de el rompimiento de la arena*

## Cerámicas

Los apuntalantes con cerámica pueden ser divididos en tres grandes grupos:

- 1) Cerámica ligera (LWC)
  - 1.1 Carbo Econoprop
  - 1.2 Carbo Lite
- 2) Cerámica de resistencia intermedia (ISC)
  - 2.1 CarboProp
- 3) Cerámica de alta resistencia (HSC) “Hecha de Bauxita de alta densidad”
  - 3.1 Carbo HSP

La cobertura de cerámica puede ser aplicada a cualquier clasificaciones anteriores de arenas para el control de finos o control de retorno de arena a superficie.

Las resinas pre-curadas son diseñadas para distribuir el esfuerzo y encapsular la generación de finos.



*Fotografía óptica de una cerámica curada Cortesía de CARBO Ceramics*



### **Arena Blanca:**

Ventajas:

- Relativo bajo costo
- Adecuada para pozos relativamente someros y de bajo gasto y permeabilidad.

### **Arena Resinada:**

Ventajas:

- Útiles cuando es necesario encapsular los finos generados por el rompimiento de la misma
- Reducir el regreso de arena a superficie cuando el pozo se ha puesto en producción

La arena resinada es clasificada como:

- Pre-curada
- Curada

### **Cerámica:**

Para esfuerzos de cierre de la formación superior a los obtenidos por arenas resinadas o blancas, se recomienda el uso de cerámicas

Sus características son las siguientes:

- Incrementan la producción en todos los pozos
- Son mas caras
- Se recomienda en pozos de:
  - 1) Alto esfuerzo de cierre de la formación
  - 2) Altas temperaturas

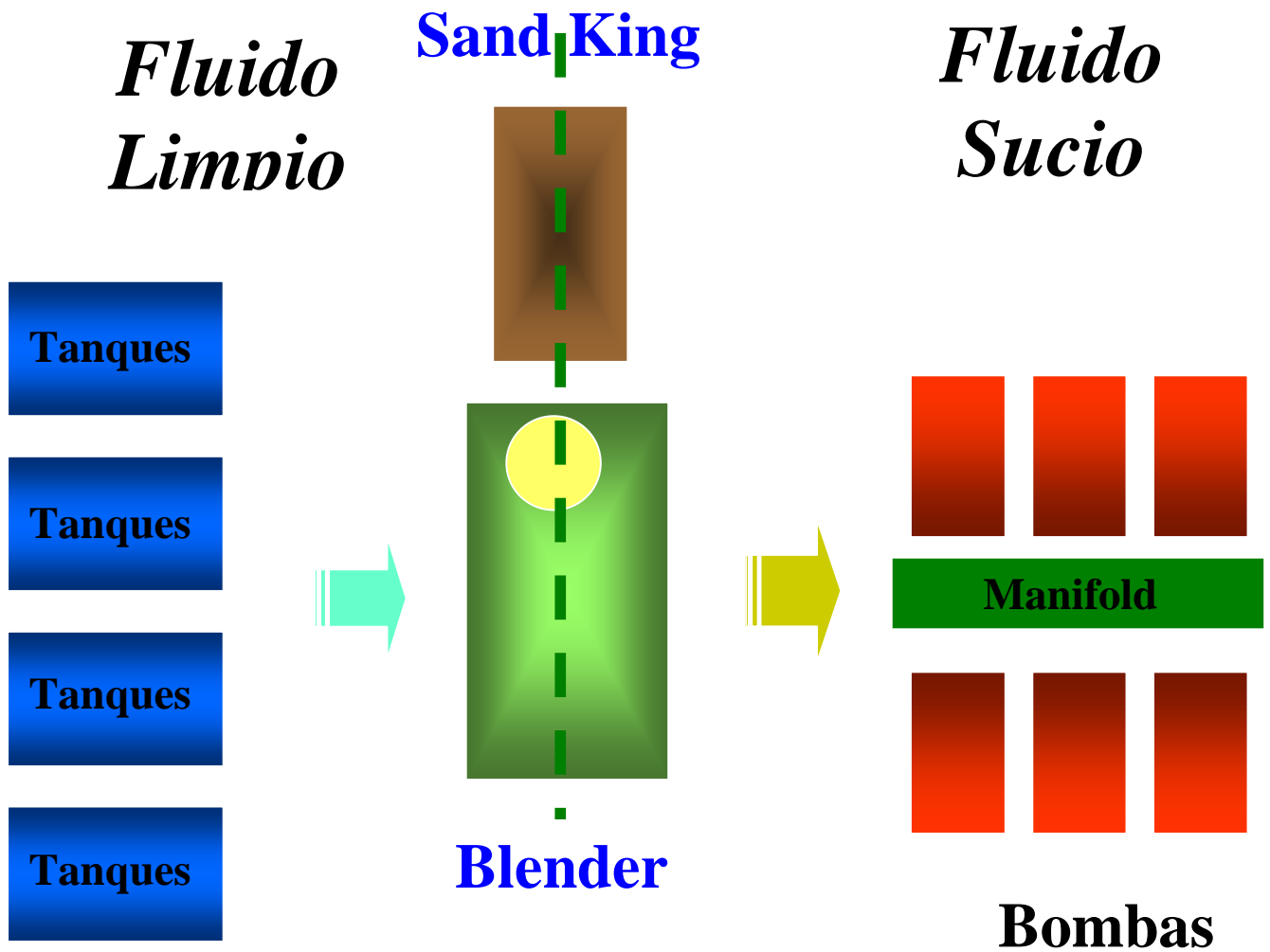




### Definición de Fluido Limpio y Sucio

El fluido de tratamiento es clasificado como sucio o limpio dependiendo de su ubicación durante el proceso de bombeo. Por ejemplo el gasto limpio es considerado desde que el fluido sale de los tanques, pasa por el equipo de hidratación (Hydration Unit) y llega al equipo encargado de mezclar los aditivos con la arena y el fluido limpio “Blender”, Una vez que el fluido sale del “Blender” es considerado como sucio y por consiguiente los volúmenes asociados a cada etapa son denominados de la misma forma.

La Fig 1 muestra esquemáticamente el fluido limpio y sucio durante una operación de fracturamiento hidráulico.



Representación Esquemática del fluido limpio y sucio

La razón principal de llamar al fluido limpio o sucio es que en el equipo de mezcla “Blender” el fluido limpio se junta con la arena y los aditivos y forma una mezcla, misma que es activada por medio de aditivos y adquiere mayor viscosidad que la desarrollada con el polímero.



Cabe mencionar que durante las primera etapas de la fractura es decir el pre-colchón y el colchón a pesar de que el fluido no lleva arena una ves que pasa por el Blender es considerado como fluido sucio.

### Densidad Verdadera y Densidad Total (Bulk)

La densidad total (Bluk) es aquella que considera el volumen total de los granos de arena y los espacios vacíos entre grano y grano tal como se indica en la Fig 2.

$$Densidad\_Bulk = \frac{Masa}{Volumen(Grano + Espacios\_Vacios)} \left( \frac{lb}{gal} \right)$$

o

$$Densidad\_Bulk = Gravedad\_Especific\_de\_la\_Arena(SG) \times 8.34 \left( \frac{lb}{gal} \right)$$

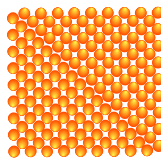


Fig 2 Representación Esquemática de la densidad total (Bulk)

La densidad verdadera considera el volumen y masa de cada grano de arena tal como se indica en la Fig 3



Fig 3 Representación Esquemática de la densidad Verdadera

$$Densidad\_Verdadera = \frac{Masa}{Volumen\_Grano} \left( \frac{lb}{gal} \right)$$



### Cálculos de volumen de mezcla

Si el gasto de fluido sucio se mantiene constante con forme la concentración de arena se incrementa el gasto del fluido limpio decrementará.

Una ves que el fluido limpio llega al Blender su gasto disminuye, de tal forma que el gasto de fluido limpio siempre es menor o igual que el gasto de fluido sucio y por consiguiente el volumen de fluido limpio siempre es menor o igual que el fluido sucio.

Volumen de la mezcla “aditivos + arena + volumen limpio” = volumen sucio, tal como se ilustra en la Fig 4.

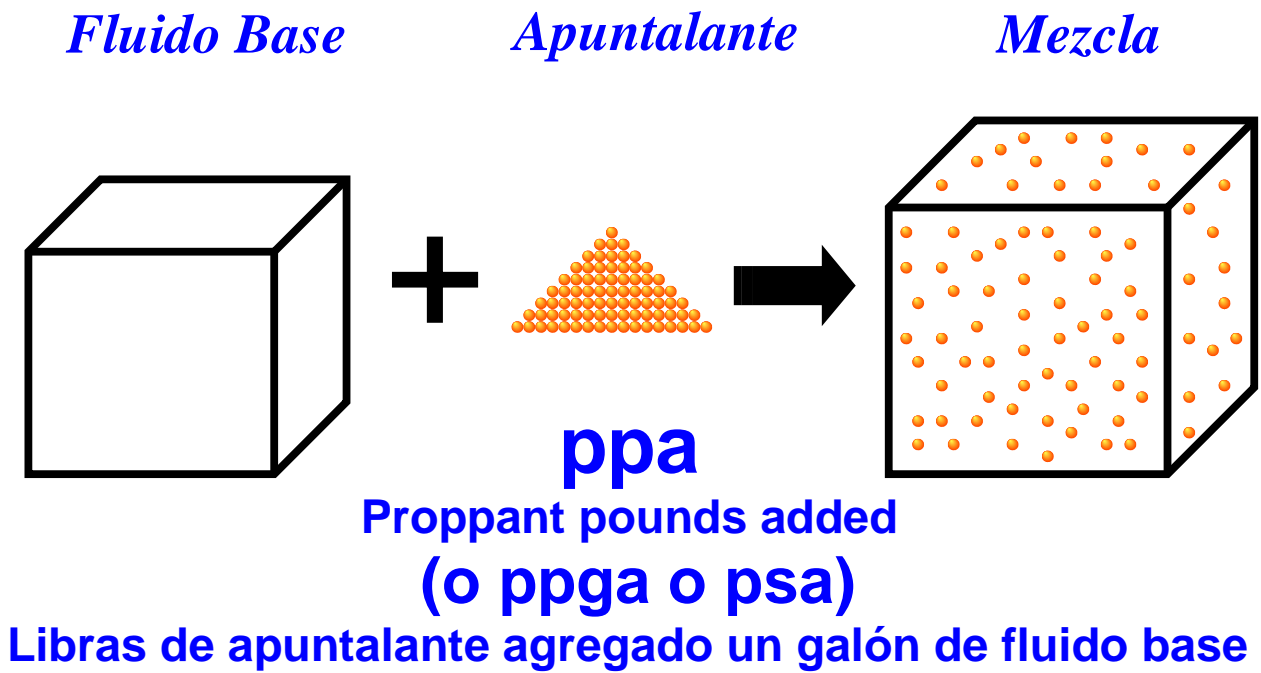


Fig 4 Representación Esquemática del volumen de la mezcla “aditivos + arena + fluido limpio”

Por ejemplo para una concentración de 1 lb/gal o 1 ppa el volumen en galones de la mezcla, considerando arena blanca, cuya gravedad específica es 2.65 es:

$$Volumen_{MEZCLA} = 1(gal)_{FLUIDO} + \frac{1lb}{(SG)(8.34)} \frac{lb}{gal}$$

$$Volumen_{MEZCLA} = 1(gal)_{FLUIDO} + \frac{1lb}{(2.65)(8.34)} \frac{lb}{gal} = 1.04524 \frac{lb}{gal}$$



Para 2 ppa

$$Volumen_{MEZCLA} = 1(gal)_{FLUIDO} + \frac{2lb}{(2.65)(8.34) \frac{lb}{gal}} = 1.09049 \frac{lb}{gal}$$

## Cálculos de volumen de arena

Los cálculos de volumen de arena son importantes debido a que durante el proceso de la fractura existe la posibilidad de un arenamiento, es decir no se alcance a desplazar la arena que se está bombeando y por lo tanto cierta cantidad se decantará dentro de la tubería, en algunas ocasiones será necesario que equipos como “tubería flexible” realicen un trabajo de limpieza, es decir por medio de un fluido (puede ser viscoso o utilizar nitrógeno, o una combinación de ambos) sacar la arena, y en otras ocasiones la misma energía del pozo expulsará el apuntalante.

Dichos cálculos están basados en la densidad total (Bulk).

Para calcular la altura generada por un volumen de arena es necesario conocer:

- 1) La cantidad de apuntalante dentro de la tubería
- 2) La capacidad de la tubería
- 3) La densidad total del apuntalante (Bulk)

La siguiente fórmula es utilizada para obtener la altura de arena:

$$Altura(ft) = \frac{(lbs)Apuntalante}{Densidad.Total(\#/ gal)} \times Capacidad\_Tuberia(ft / gal) :$$

Ejemplos:

- 1) Cuántas libas de arena necesitas para colocar un tapón de 300 (ft) de arena blanca malla 24/40 en una tubería 5 ½” 20 #/ft.

Solución

$$(lbs)Apuntalante = \frac{Altura(ft) \times Densidad.Total(\#/ gal)}{Capacidad\_Tuberia(ft / gal)}$$



$$(lbs)Apuntalante = \frac{300(ft) \times 14.3(\#/gal)}{1.07362(ft/gal)} = 3995.82(lbs)$$

- 2) Cuántas libras de arena necesitas para colocar un tapón de arena de 300 (ft) de arena resinada en una tubería 5 1/2" 20 #/ft.

$$(lbs)Apuntalante = \frac{300(ft) \times 13.760(\#/gal)}{1.07362(ft/gal)} = 3845(lbs)$$

De lo anterior se puede concluir que la altura generada por un volumen de arena depende de la densidad total del apuntalante, de la cantidad y del tipo de apuntalante.

A continuación se muestra una tabla comparativa de las densidades totales y densidades verdaderas para los apuntalantes más comunes.

Tipo de Apuntalante	Gravedad Especifica	Densidad Total (lb/gal)
Arena	2.65	14.300
Arena resinada	2.55	13.760
Arena resinada de baja resistencia "Tempered LC"	2.6	14.030
Cerámica Ligera "Carbolite"	2.7	14.570
Interprop	3.1	16.728
Cerámica de alta resistencia "Bauxita"	3.55	19.156

**Ejemplos**

- 3) Se está bombeando a un gasto de 40 (bpm), a una concentración de 6 ppa, el tipo de arena blanca malla 12/20.
- ¿Cual es el gasto limpio?

Solución:

Sabemos que 40 bbl = 1680 (gal)

De la definición de ppa, 1 ppa = 1 libra de apuntalante agregada a un galón de fluido limpio, por lo tanto 6 ppa son 6 lbs por cada galón de fluido limpio.

Sabemos que el volumen de la mezcla es 1680 galones por lo tanto se debe cumplir la siguiente relación.

$$Volumen\ total - Vol\ Ocupa\ Apuntalante = Vol\ Limpio \dots\dots\dots 1$$

Ahora el volumen que ocupa el apuntalante se calcula de la siguiente forma:



$$Vol\ Ocupa\ Apuntalante = \frac{Cantidad\ de\ Arena\ (lbs)}{Densidad\ Verdadera\ (lb/gal)}$$

$$Vol\ Ocupa\ Apuntalante = \frac{(Vol\ Limpio) \times Concentracion\ (ppa)}{Gravedad\ Especifica \times 8.34\ (lb/gal)} \dots\dots\dots 2$$

Ahora resolviendo para el volumen limpio de las ecuaciones 1 y 2

$$Vol\ lim\ pio = \frac{[Vol\ Total\ (gal)] \times [Gravedad\ Especifica \times 8.34\ (lb/gal)]}{[Gravedad\ Especifica \times 8.34\ (lb/gal)] + Concentracion\ (ppa)} \dots\dots\dots 3$$

$$Vol\ lim\ pio = \frac{[1680\ (gal)] \times [2.65 \times 8.34\ (lb/gal)]}{[2.65 \times 8.34\ (lb/gal)] + 6\ (ppa)} = 1321.29\ (gal) = 31.459\ (bbl)$$

Ahora si el volumen lo dividimos entre el tiempo obtenemos gasto por lo tanto para un minuto el gasto en barriles por minuto es 31.459 bpm.

4) Se esta bombeando a una gasto limpio de 20 bpm de arena blanca malla 20/40a una concentración de 7 ppa.

- ¿Cual es el gasto Sucio?

$$Vol\ Sucio = Vol\ lim\ pio \left[ 1 + \frac{Concentracion\ (ppa)}{Gravedad\ Especifica \times 8.34(lb/gal)} \right]$$

$$Vol\ Sucio = 20 \left[ 1 + \frac{7\ (ppa)}{2.65 \times 8.34(lb/gal)} \right] = 26.334\ (bpm)$$

Por lo tanto el gasto sucio es 26.334 bpm

5) Se está bombeando a un gasto de 18 (bpm), a una concentración de 10.5 ppa, el tipo de arena es resinada.

- ¿Cual es el gasto limpio?



$$Vol \ lim \ pio = \frac{[756 \ (gal)] \times [2.55 \times \ 8.34 \ (lb/gal)]}{[2.55 \times \ 8.34 \ (lb/gal)] + 10.5 \ (ppa)} = 506.118 \ (gal) = 12.0504 \ (bbl)$$

- 6) Supón que se esta bombeando en la etapa de 5 ppa y blender se descompone, el tipo de arena que se esta bombeando es de arena resinada con 100 bbl de mezcla bombeados, la tubería es 7", 23 #/ft, @ 5000 ft.

- ¿Cuál es el tope de la arena?

Solución:

Primero hay que determinar las libras de arena bombeadas, para ello hay que determinar el volumen de fluido limpio utilizado y multiplicarlo por la concentración.

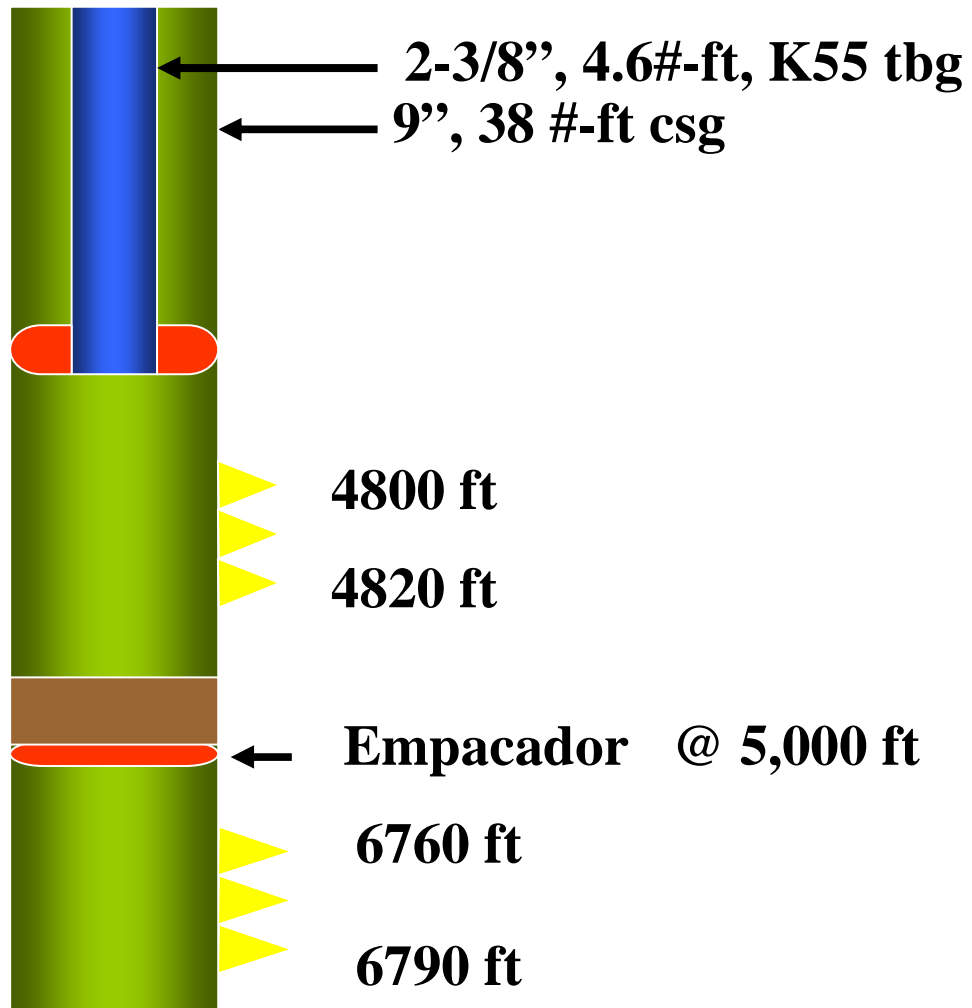
$$Vol \ lim \ pio = \frac{[4200 \ (gal)] \times [2.55 \times \ 8.34 \ (lb/gal)]}{[2.55 \times \ 8.34 \ (lb/gal)] + 5 \ (ppa)} = 3,400.51776 \ (gal) = 80.9647 \ (bbl)$$

De tal forma que las libras de arena bombeadas = (3,400.51776) (5) = 17,002.5888 lbs

$$Altura(ft) = \frac{17,002.5888(lbs)}{13.760(\#/ \ gal)} \times 0.60480(ft / \ gal) = 747.323(ft)$$

Por lo tanto el tope de arena es 5000 ft – 74.73 ft = **4252.67 (ft)**.

- 7) Cuantas libras de arena serán necesarias para colocar un tapón de arena de 300 ft arriba del empacador en una tubería con la siguiente configuración.



Solución

$$(lbs)Apuntalante = \frac{Altura(ft)xDensidad.Total(\#/ gal)}{Capacidad\_Tuberia(ft / gal)}$$

Ejemplo

Por lo tanto

$$(lbs)Apuntalante = \frac{300(ft)x14.3(\#/ gal)}{0.36487(ft / gal)}$$

$$(lbs)Apuntalante = 11,757.6$$





## Construcción de la Cédula de Bombeo

La cédula de bombeo para un fracturamiento convencional consta principalmente de:

- 1) Etapas
- 2) Concentración por etapa
- 3) Volumen limpio por etapa
- 4) Gasto limpio por etapa
- 5) Gasto Sucio por etapa
- 6) Volumen limpio por etapa
- 7) Volumen de mezcla por etapa
- 8) Libras bombeadas por etapa
- 9) Acumulado de libras
- 10) Tiempo de bombeo por etapa.
- 11) Tiempo total de bombeo

### Ejemplo 1

Dados los siguientes datos

- 1) Estado Mecánico
- 2) Etapas
- 3) Concentración de arena por etapas
- 4) Volumen limpio
- 5) Gasto sucio
- 6) El tipo de apuntalante es arena blanca malla 20/40

A)

- 1) **Determinar la cédula de bombeo**
- 2) **Tiempo de la total de la operación**

B)

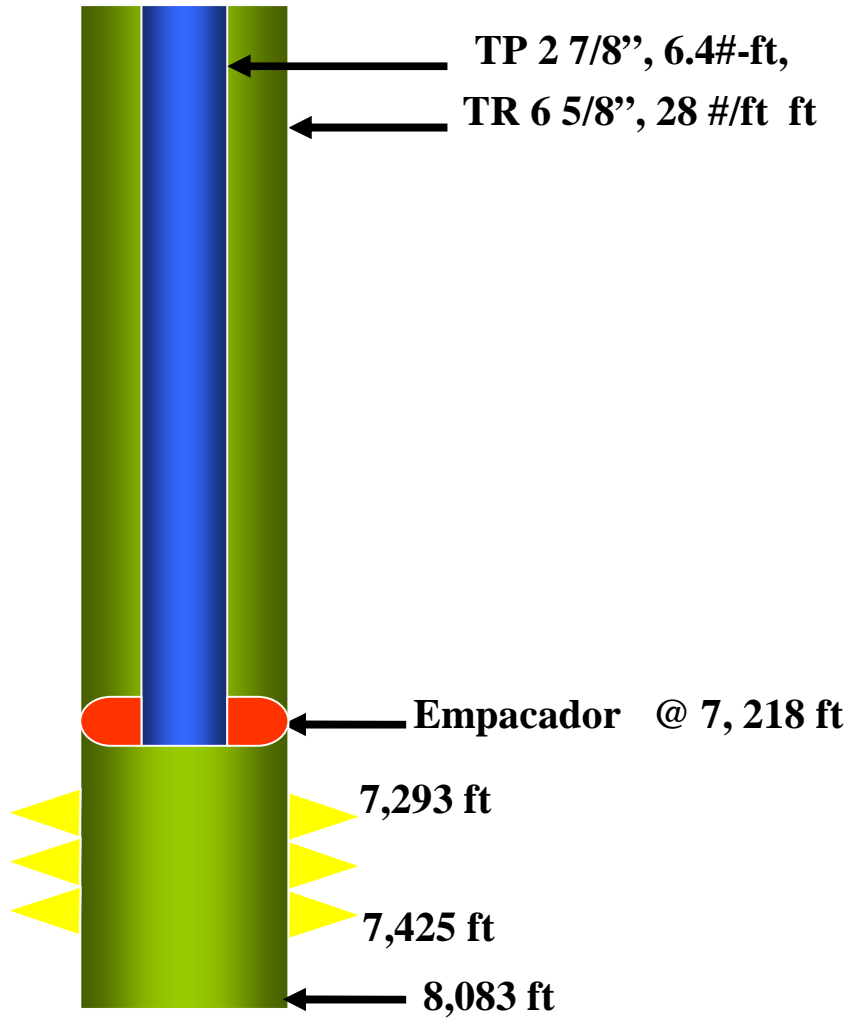
**Del ejemplo anterior,**

**Si se está bombeando a la mitad de la etapa de 6 ppa y se para la operación por falla de un equipo.**

- a) **Calcular las libras de arena que ha entrado a la formación**
- b) **Calcular el tope de arena.**
- c) **Calcular las libras de arena en superficie**



## Estado Mecánico





## 1) Determinación de la cédula de bombeo

Etap	Conc Etapa (ppa)	Vol Fluido Limpio (gal)	Gasto			Arena Acumulad (lbs)	Volumen (bbls)				Tiempo Etapas (Minutos)	Tiempo Acumulado (Minutos)
			Sucio	Limpio	Arena		Sucio		Limpio			
			(bpm)	(bpm)	(lbs)		Etap	Acumulado	Etap	Acumulado		
Pre .C	0	10500	30									
2	0	10000	30									
3	1	3000	30									
4	2	4000	30									
5	3	5000	30									
6	4	6000	30									
7	5	5000	30									
8	6	6000	30									
9	7	6450	30									
Des p	0		30									

### Solución

- Primero hay determinar el volumen de desplazamiento, el cual se obtiene calculando el volumen interno de la tubería al tope de los disparos.

$$\text{Vol desplazamiento} = (0.00579 \text{ bbl/ft}) (7,218)\text{ft} + (0.03258 \text{ bbl/ft}) (75)\text{ft} = 44.23 \text{ bbl}$$

$$\text{Vol desplazamiento} = 44.23 \text{ bbl} = 1,857.9 \text{ galones}$$

- El tipo de apuntalante es arena, por lo tanto la gravedad específica que vamos a utilizar para todos los cálculos es 2.65
- Contamos con los volúmenes limpios por etapa, la concentración de arena y sabemos que nuestro gasto de fractura es 30 bpm



Etap a	Conc Etap a (ppa)	Vol Fluido Limpi o (gal)	Gasto			Arena Acumu lad (lbs)	Volumen (bbls)				Tiemp o Etapas (Minut os)	Tiempo Acumul ado (Minuto s)
			Suci o (bpm)	Limpi o (bpm)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etap a	Acumul ado	Etap a	Acumul ado		
Pre. C	0	10500	30	30.00								
2	0	10000	30	30.00								
3	1	3000	30	28.70								
4	2	4000	30									
5	3	5000	30									
6	4	6000	30									
7	5	5000	30									
8	6	6000	30									
9	7	6450	30									
Des p	0	1857.9	30									

**Paso 1)**

Determinar el gasto limpio y el gasto de arena por etapa, así como el acumulado de arena por etapa.

$$Gasto\ limpio = \frac{[Gasto\ Sucio\ (gal)] \times [Gravedad\ Especifica \times 8.34\ (lb/gal)]}{[Gravedad\ Especifica \times 8.34\ (lb/gal)] + Concentracion\ (ppa)}$$

Para la etapa 1 y 2 debido a que la concentración de arena es cero el gasto limpio es igual al gasto sucio.

Para la etapa 3

$$Gasto\ limpio = \frac{[1260(gal)] \times [2.65 \times 8.34(lb/gal)]}{[2.65 \times 8.34(lb/gal)] + 1(ppa)} = 28.70\ bpm$$

Semejante a la etapa 3 se puede obtener los gastos limpios para las etapas 4,5,6,7,8,9.



Etap	Conc Etapa (ppa)	Vol Fluido Limpio (gal)	Gasto			Arena Acumulad (lbs)	Volumen (bbls)				Tiempo Etapas (Minutos)	Tiempo Acumulado (Minutos)
			Sucio (bpm)	Limpio (bpm)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etap	Acumulado	Etap	Acumulado		
1	0	10500	30	30.00								
2	0	10000	30	30.00								
3	1	3000	30	28.70								
4	2	4000	30	27.51								
5	3	5000	30	26.41								
6	4	6000	30	25.40								
7	5	5000	30	24.47								
8	6	6000	30	23.59								
9	7	6450	30	22.78								
Desp	0	1857.9	30	30.00								

**Paso 2)**

Determinar el gasto de arena por etapa.

Sabemos que para las primeras etapas debido a que la concentración de arena es cero el gasto de arena también es cero.

Para las etapas 3,4,5,6,7,8,9 la concentración de arena es diferente de cero, por lo tanto hay que calcularla.

Conocemos el gasto sucio y el gasto limpio por etapa, ahora podemos determinar el volumen que ocupa la arena restando el gasto limpio al gasto sucio y determinar cuanta arena es necesaria para obtener dicho volumen.

Por lo tanto:

Para la etapa 3

Gasto sucio = 30.00 bbl

Gasto Limpio = 28.70 bbl

Gasto sucio – Gasto limpio = 1.3 bbl = 54.6 galones que ocupa la arena, las libras de arena se pueden obtener de la siguiente forma:

- (54.6 galones)\*(Densidad Verdadera)
- (54.6 galones)\*(8.34 lb/gal \* 2.65) = 1205.46 lbs de arena para la etapa 3

Continuando para las etapas posteriores se obtiene la siguiente tabla



Etap a	Conc Etap a (ppa)	Vol Fluido Limpi o (gal)	Gasto			Arena Acumula da (lbs)	Volumen (bbls)				Tiemp o Etapas (Minutos)	Tiempo Acumul ado (Minutos)
			Suci o (bbl s)	Limpi o (bbls)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etap a	Acumul ado	Etap a	Acumul ado		
1	0	10500	30	30.00	0.00	0.00						
2	0	10000	30	30.00	0.00	0.00						
3	1	3000	30	28.70	1205.46	1205.46						
4	2	4000	30	27.51	2310.88	3516.34						
5	3	5000	30	26.41	3328.23	6844.56						
6	4	6000	30	25.40	4267.62	11112.18						
7	5	5000	30	24.47	5137.68	16249.86						
8	6	6000	30	23.59	5945.82	22195.68						
9	7	6450	30	22.78	6698.42	28894.11						
10	0	1857.9	30	30.00	0.00	28894.11						

**Paso 3)**

Para determinar el volumen sucio por etapa es necesario determinar el volumen que ocupan las libras y sumarlo al volumen limpio.

De tal forma que:

$$Vol \text{ Sucio} = Vol \text{ lim pio} \left[ 1 + \frac{Concentracion \text{ (ppa)}}{Gravedad \text{ Especifica} \times 8.34(lb / gal)} \right]$$

Para las etapas 1 y 2 el volumen limpio es igual al volumen sucio

Para la etapa 3

$$Vol \text{ Sucio} = 3000 \text{ (gal)} \left[ 1 + \frac{1 \text{ (ppa)}}{2.65 \times 8.34(lb / gal)} \right] = 3135.74 \text{ (gal)} = 74.66 \text{ (bbls)}$$

Siguiendo el mismo procedimiento para las etapas posteriores.



Etap a	Con c Etap a (ppa )	Vol Fluid o Limpi o (gal)	Gasto			Arena Acumula da (lbs)	Volumen (bbls)				Tiem po Etapa s (Minu tos)	Tiempo Acumul ado (Minuto s)
			Suc io (bbl s)	Limpi o (bbls)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etapa	Acumula do	Etapa	Acu mula do		
1	0	10500	30	30.00	0.00	0.00	250.00	250.00				
2	0	10000	30	30.00	0.00	0.00	238.10	488.10				
3	1	3000	30	28.70	1205.46	1205.46	74.66	562.76				
4	2	4000	30	27.51	2310.88	3516.34	103.86	666.61				
5	3	5000	30	26.41	3328.23	6844.56	135.21	801.82				
6	4	6000	30	25.40	4267.62	11112.18	168.71	970.53				
7	5	5000	30	24.47	5137.68	16249.86	145.98	1116.51				
8	6	6000	30	23.59	5945.82	22195.68	181.64	1298.15				
9	7	6450	30	22.78	6698.42	28894.11	202.21	1500.36				
10	0	18579	30	30.00	0.00	28894.11	44.24	1544.60				

**Paso 4)**

El volumen limpio por etapa es dato solo hay que calcular su equivalente en barriles

Para la etapa 1

- $10,500 \text{ (gal)} / 42 \text{ (gal/bbl)} = 250 \text{ bbl}$

De la misma manera para las etapas posteriores

Etap a	Con c Etap a (ppa )	Vol Fluid o Limpi o (gal)	Gasto			Arena Acumula da (lbs)	Volumen (bbls)				Tiem po Etapa s (Minu tos)	Tiempo Acumul ado (Minuto s)
			Suc io (bbl s)	Limpi o (bbls)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etapa	Acumula do	Etapa	Acumul ado		
1	0	10500	30	30.00	0.00	0.00	250.00	250.00	250.00	250.00		
2	0	10000	30	30.00	0.00	0.00	238.10	488.10	238.10	488.10		
3	1	3000	30	28.70	1205.46	1205.46	74.66	562.76	71.43	559.52		
4	2	4000	30	27.51	2310.88	3516.34	103.86	666.61	95.24	654.76		
5	3	5000	30	26.41	3328.23	6844.56	135.21	801.82	119.05	773.81		
6	4	6000	30	25.40	4267.62	11112.18	168.71	970.53	142.86	916.67		
7	5	5000	30	24.47	5137.68	16249.86	145.98	1116.51	119.05	1035.71		



8	6	6000	30	23.59	5945.82	22195.68	181.64	1298.15	142.86	1178.57		
9	7	6450	30	22.78	6698.42	28894.11	202.21	1500.36	153.57	1332.14		
10	0	1857.9	30	30.00	0.00	28894.11	44.24	1544.60	44.24	1376.38		

**Paso 5)**

El tiempo por etapa se calcula dividiendo el volumen de la mezcla por etapa entre el gato de bombeo

Para la etapa 1

- $250 \text{ (bbl)} / 30 \text{ (bbl/min)} = 8.33 \text{ (min)}$

Para las etapas posteriores

Etap a	Con c Etap a (ppa )	Vol Fluid o Limpi o (gal)	Gasto			Arena Acumula da (lbs)	Volumen (bbls)				Tiem po Etapa s (Minuto s)	Tiempo Acumul ado (Minuto s)
			Suc io (bbl s)	Limpi o (bbls)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etapa	Acumu lado	Etapa	Acumul ado		
1	0	10500	30	30.00	0.00	0.00	250.00	250.00	250.00	250.00	8.33	8.33
2	0	10000	30	30.00	0.00	0.00	238.10	488.10	238.10	488.10	7.94	16.27
3	1	3000	30	28.70	1205.46	1205.46	74.66	562.76	71.43	559.52	2.38	18.65
4	2	4000	30	27.51	2310.88	3516.34	103.86	666.61	95.24	654.76	3.17	21.83
5	3	5000	30	26.41	3328.23	6844.56	135.21	801.82	119.05	773.81	3.97	25.79
6	4	6000	30	25.40	4267.62	11112.18	168.71	970.53	142.86	916.67	4.76	30.56
7	5	5000	30	24.47	5137.68	16249.86	145.98	1116.51	119.05	1035.71	3.97	34.52
8	6	6000	30	23.59	5945.82	22195.68	181.64	1298.15	142.86	1178.57	4.76	39.29
9	7	6450	30	22.78	6698.42	28894.11	202.21	1500.36	153.57	1332.14	5.12	44.40
10	0	1857.9	30	30.00	0.00	28894.11	44.24	1544.60	44.24	1376.38	1.47	45.88

**2) El tiempo total de la operación es= 45.88 minutos**

Para la segunda parte del ejemplo





Si se está bombeando a la mitad de la etapa de 6 ppa y se para la operación por falla de un equipo.

- d) Calcular las libras de arena que ha entrado a la formación
- e) Calcular el tope de arena.
- f) Calcular las libras de arena en superficie

**Solución**

**a) Cálculo de las libras de arena que han entrado a la formación**

- Primero es necesario calcular el volumen de la tubería al fondo de los disparos, el cual es 48.53 bbls
- Sabemos de la cédula de bombeo que justamente a la mitad de la etapa de 6 ppa se han bombeado 90.82 bbl de mezcla de la etapa mas el volumen de mezcla de las etapas anteriores
- Lo cual significa que se ha introducido el acumulado de arena de las etapas anteriores a 6 ppa, mas las libras de arena correspondientes a 42.29 bbls de mezcla de la etapa de 6 ppa.
- Por lo tanto la cantidad libras introducidas a la formación es  $16249.86 \text{ lbs} + 42.29 \text{ bbl} (5945.82 \text{ lbs} / 181.64 \text{ bbl}) = 17,636.01 \text{ lbs}$

**B) Cálculo del tope de arena**

- Primero es necesario saber cuantas libras de arena se quedaron en la tubería lo cual se calcula de la siguiente forma
- $(48.53 \text{ bbls de capacidad de la tubería}) \times (5945.82 \text{ lbs} / 181.64 \text{ bbl}) = 1588.6 \text{ lbs de arena dentro de la tubería}$
- Dichas libras ocupan una longitud dentro de la tubería de:

$$Longitud(ft) = \frac{(lbs) Arena}{Densidad \text{ Total}(lbs / gal)} \times \frac{1}{Capacidad \text{ Tubería}(gal / ft)}$$

$$Longitud(ft) = \frac{1588.6(lbs)}{14.3(lbs / gal)} \times \frac{1}{1.36826(gal / ft)} = 81.19(ft)$$

- Por lo tanto el tope de arena es  $8,083 \text{ ft} - 81.19 \text{ ft} = 8001.8 \text{ (ft)}$

**C) Cálculo del tope de arena**

- Las libras en superficie son aquellas se calculan restando las libras totales menos las que se han introducido a la formación menos las libras que se quedaron en la tubería
- Libras totales = 28,894.11
- Libras Introducidas a la formación = 17,636.01





## Ejemplo

### Fracturamiento Hidráulico del pozo

“X”

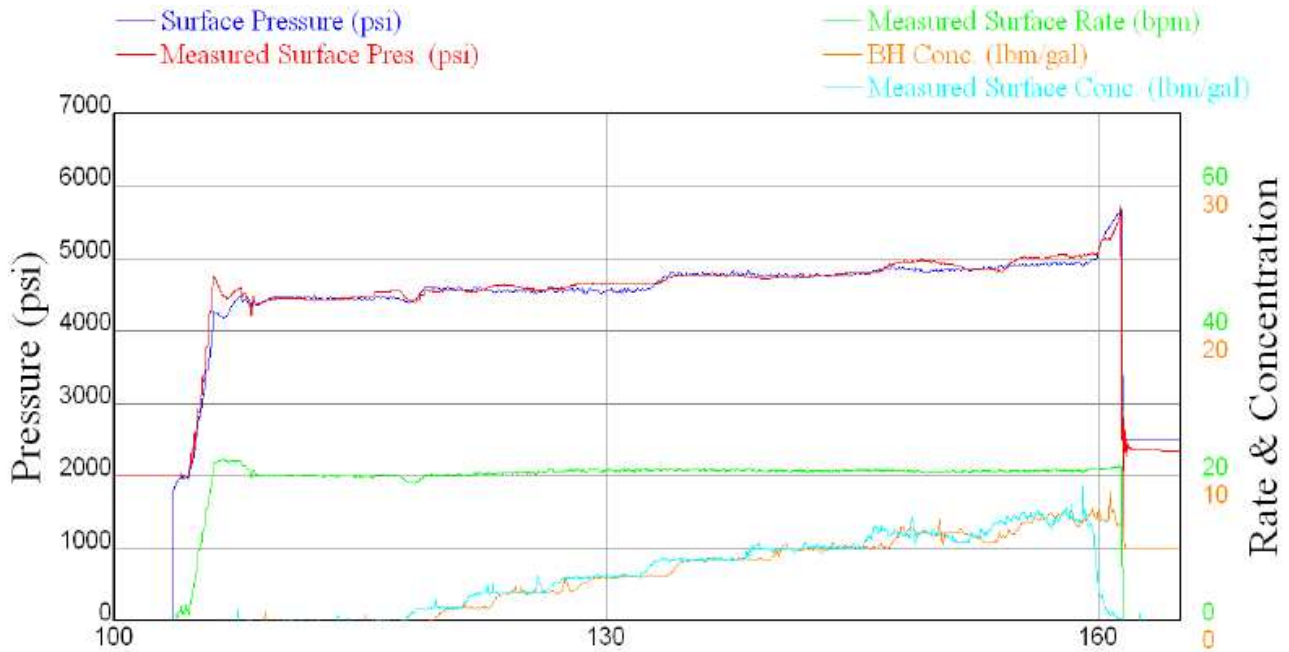
Al Intervalo (1688 – 1701) m

### Cédula de Bombeo

Etap	Conc Etapa (ppa)	Vol Fluido Limpio (gal)	Gasto			Arena Acumulada (lbs)	Volumen (bbls)				Tiempo Etapas (Minutos)	Tiempo Acumulado (Minutos)
			Sucio (bpm)	Limpio (bpm)	Arena (lbs)		Sucio		Limpio			
							Etap	Acumulado	Etap	Acumulado		
1	0	9000	20	30.00	0.0	0.0	214.3	214.3	214.3	214.3	10.7	10.7
2	1	3000	20	28.70	803.6	3000.0	74.7	288.9	71.4	285.7	3.6	14.3
3	2	4000	20	27.51	1540.6	11000.0	103.9	392.8	95.2	381.0	4.8	19.0
4	3	4500	20	26.41	2218.8	24500.0	121.7	514.5	107.1	488.1	5.4	24.4
5	4	4500	20	25.40	2845.1	42500.0	126.5	641.0	107.1	595.2	5.4	29.8
6	5	5000	20	24.47	3425.1	67500.0	146.0	787.0	119.0	714.3	6.0	35.7
7	6	5000	20	23.59	3963.9	97500.0	151.4	938.4	119.0	833.3	6.0	41.7
8	7	3220	20	22.78	4465.6	120040.0	100.9	1039.3	76.7	910.0	3.8	45.5
9	0	1471	20	30.00	0.0	120040.0	35.0	1074.3	35.0	945.0	1.8	47.3

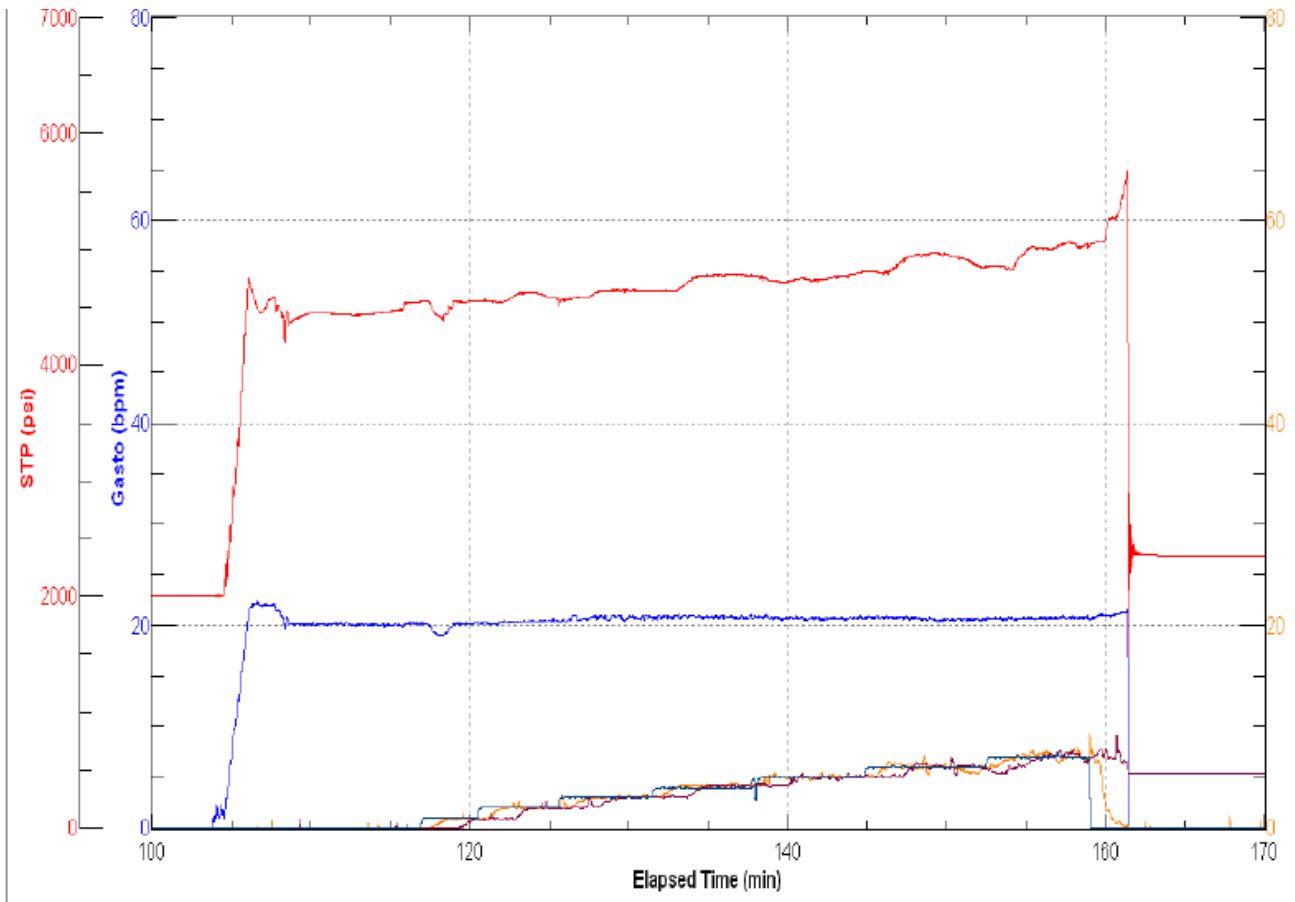


## Análisis de Precolchón

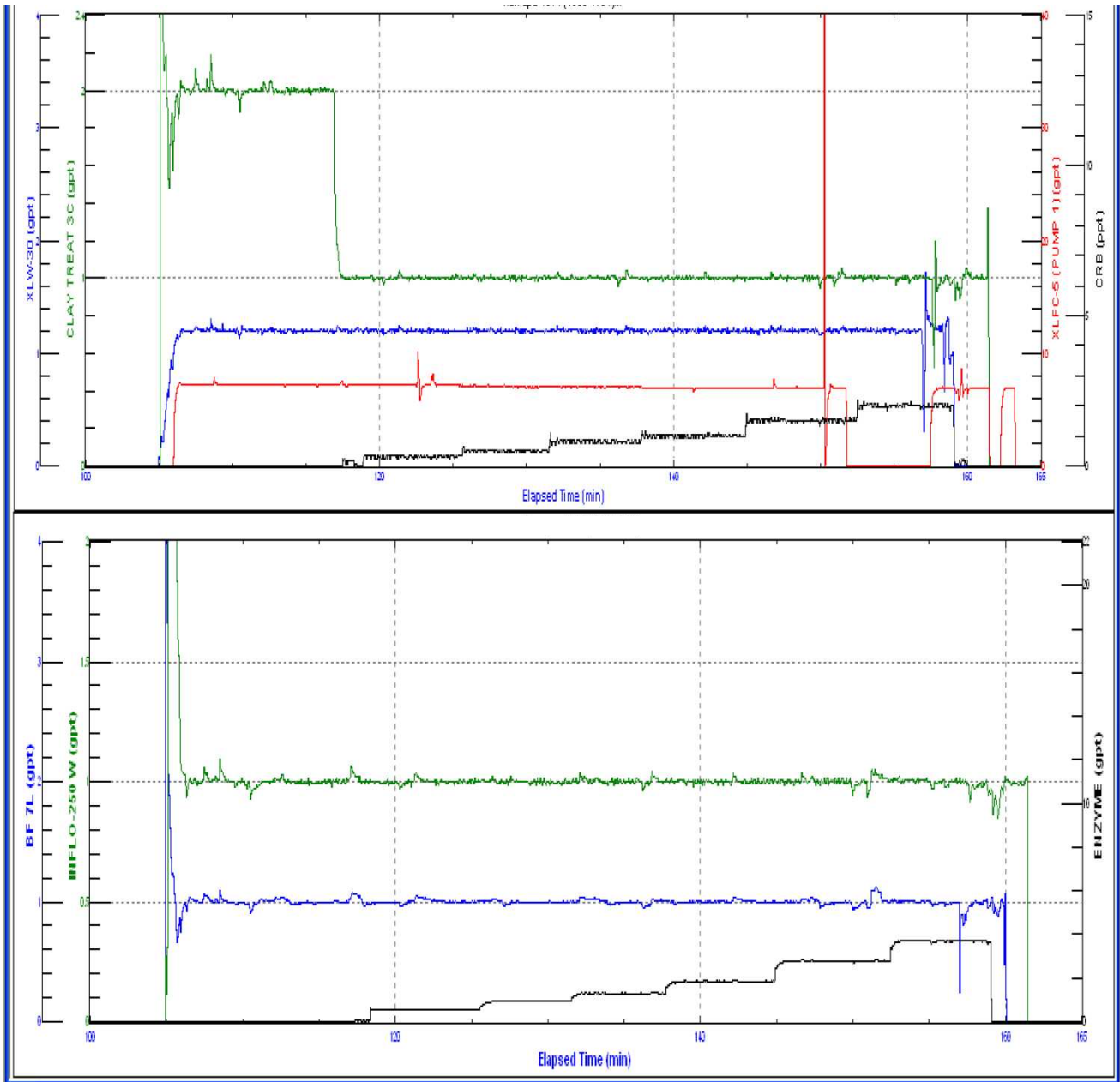


## Resultados Obtenidos del Precolchón

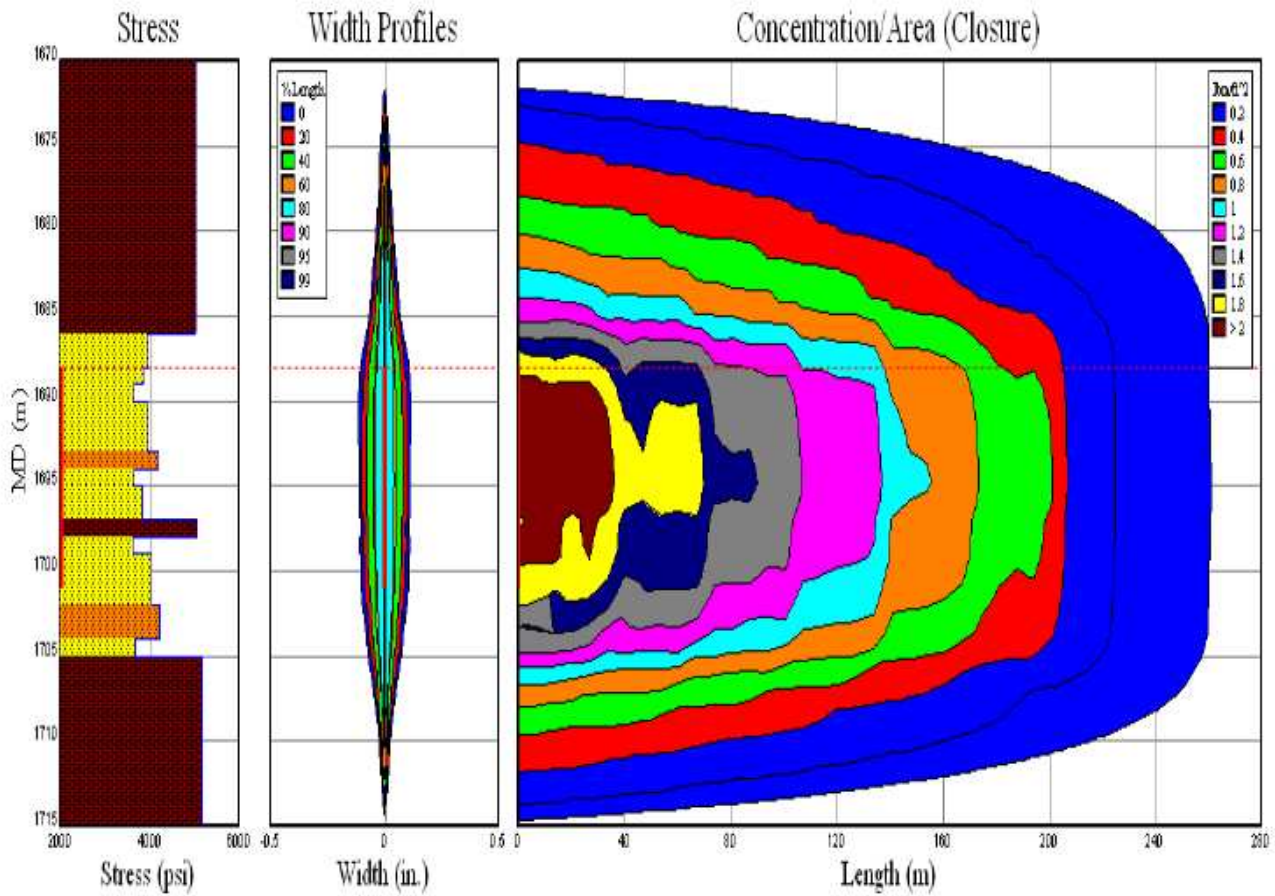
Presión Inicial	1260	psi
Presión de Ruptura	2130	psi
Presión Máxima	4770	psi
ISIP	2095	psi
Gradiente de Fractura	.84	psi/ft
Gasto de Inyección	20	bpm



Gráfica de la operación



Gráfica de los Aditivos



Dimensión de la fractura al terminar el tratamiento y Concentración de apuntalante por ft<sup>2</sup>.

Parámetros	
Volumen de arena bombeada	1100 sk Arena Balnca 12/20
	100 sk x 12/20
Porcentaje de colchón	24%
Presión neta	1110 psi
Longitud de la fractura	261 m
Longitud apuntalada	174 m
Altura de la fractura	37 m
Altura apuntalada	13 m
Ancho máximo de fractura	.65 in
Conductividad	3553 md-ft
Concentración areal al cierre	1.42 lb/ft <sup>2</sup> .



### Etapas del fluido de trabajo

A continuación se describirá el proceso de una fractura convencional con polímero como aditivo viscosificante y agua como fluido de trabajo.

Para entender el proceso operativo de un fracturamiento hidráulico convencional es necesario conocer las etapas por las que el fluido pasa, es decir desde que sale de los tanques de agua, hasta que llega a los disparos.

- El fluido de trabajo se almacena en tanques regularmente rectangulares con capacidad de 500 bbl.
- Una vez que el fluido sale de los tanques de almacenamiento es transportado al equipo de Hidratación el cual es diseñado para que el polímero se hidrate con el agua de los tanques, dicho equipo es conocido como “Hydration Unit”, su funcionamiento será descrito mas adelante.
- Una vez que el fluido sale del equipo de hidratación es llamado gel lineal, y su viscosidad está en función de la carga polimérica y el tiempo de hidratación.
- Para este momento recordemos que el fluido contiene los siguientes aditivos: Bactericida, Polímero
- Los demás aditivos son agregados en otra unidad (“Blender”) encargada de mezclar el gel lineal proveniente de la unidad de hidratación y la arena que proviene de otra unidad (“Sand King”) encargada de proporcionar la cantidad de apuntalante suficiente para la operación. Los demás aditivos como activadores, reductores de fricción, controladores de arcillas, buffer etc, también son agregados en esta etapa.
- Para esta momento el fluido es conocido como sucio y contiene todos los aditivos necesarios para sostener el apuntalante en suspensión y una vez dentro del yacimiento romperse y dejar un canal altamente conductivo, de tal forma que el fluido introducido a la formación como un gel activado se rompa y fluya hacia la superficie como agua y no ocasione daño alguno.
- Una vez que el fluido sale del “Blender”, es enviado a una tubería de tratamiento llamada Manifold de baja presión, ésta tubería tiene como objetivo transportar el fluido proveniente del Blender hacia la succión de las Bombas.
- Las bombas succionan el fluido sucio proveniente del Manifold de baja presión y lo envían al Manifold de alta presión.
- El fluido sale del Manifold de alta presión y llega hacia la tubería de tratamiento 3” 15,000 psi wp y posteriormente hacia la cabeza del pozo.
- Pasa a través del protector de árbol (Si es necesario), y llega hacia los disparos.

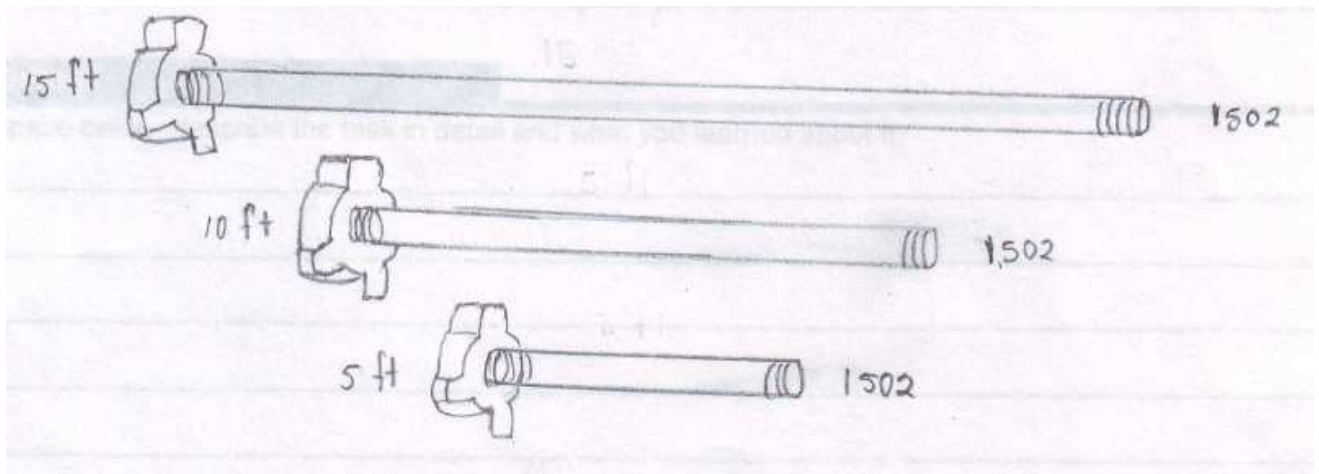
A continuación se describirá cada uno de los equipos antes mencionados

### Tubería de Tratamiento

- La tubería de trabajo para operaciones de Fracturamiento Hidráulico consiste en tubos de longitudes de 5, 10 15 y 20 ft, con presiones máximas de trabajo de 15,000 psi, si embargo para cada tubería se aplica un factor de seguridad del 80% por lo que la presión máxima en campo a la que la tubería puede estar sometida es de 12,000 psi.
- Cada tubería es inspeccionada por año y se coloca un brazaletes que certifica que la tubería está en buenas condiciones para trabajar

Una dibujo típico de la tubería de trabajo se muestra a continuación (**Figura 1**)

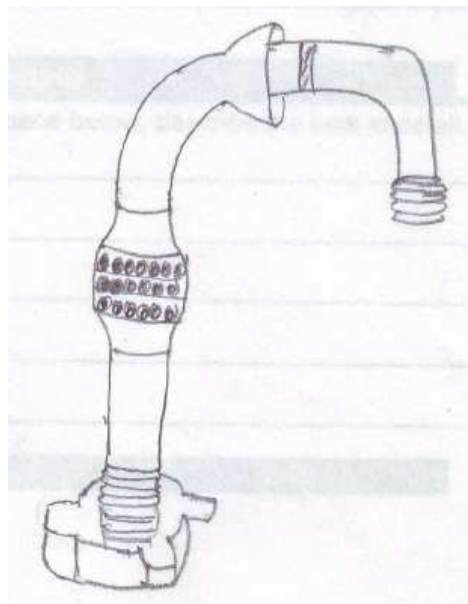




*Figura 1 Tubería típica de trabajo utilizada para Fracturamiento Hidráulico*

- Otro tipo de conexiones utilizadas durante el proceso de armado es conocida como swivels o uniones giratorias, o comúnmente llamadas “Chiksands”, son uniones que sirven para proveer un sello adecuado entre la tubería de tratamiento, permiten instalar las líneas necesarias dando flexibilidad a las mismas y reducen vibraciones causadas por el bombeo de fluidos a altos gastos, los Chiksands también son certificados de tal forma que soportan la misma presión que la tubería de trabajo.

Un dibujo típico de la tubería de los Chiksands se muestra a continuación (**Figura 2**)



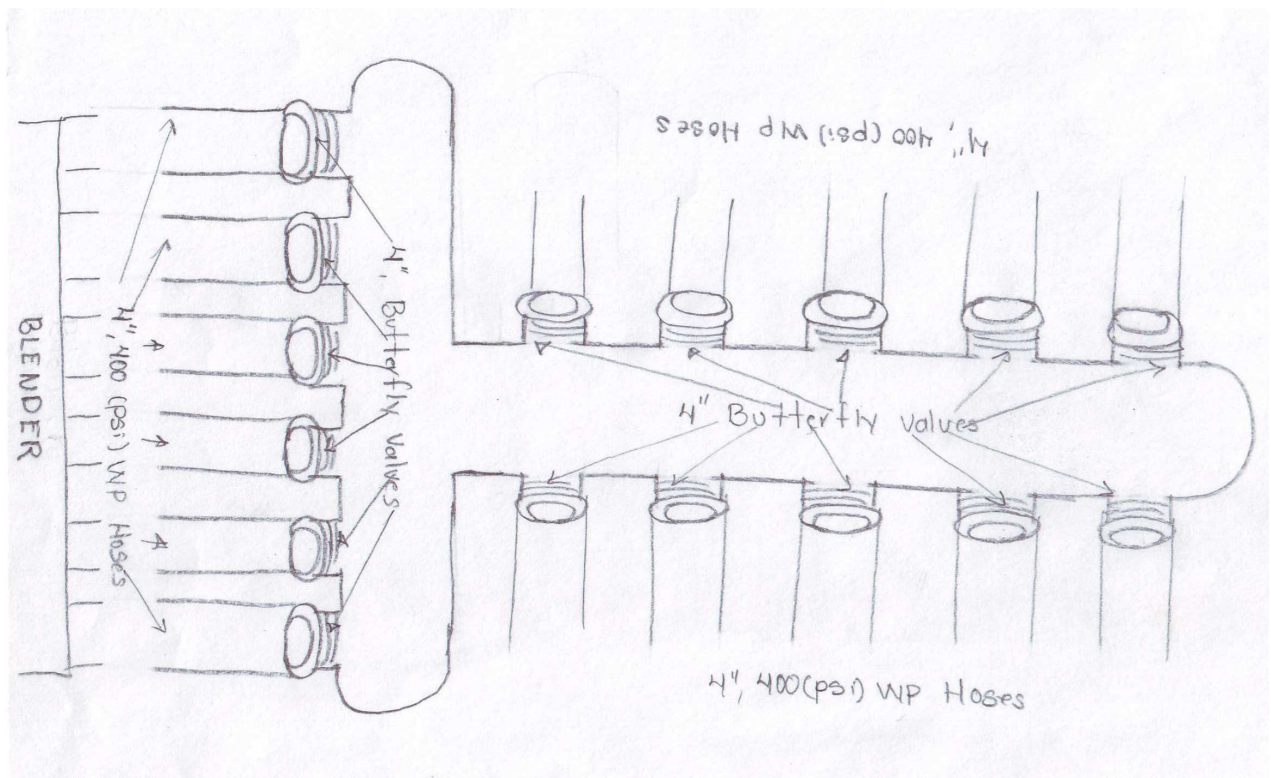
*Figura 2 Típico Chiksand utilizado durante el Fracturamiento Hidráulico*



### Manifold de Baja Presión

- El Manifold de baja presión tiene aproximadamente 6" de Diámetro nominal y es utilizado para recibir y trasportar el fluido sucio proveniente del Manifold de descarga del Blender y llevarlo a la succión de las Bombas, cada salida del Manifold tiene instalada una válvula de mariposa de 4", de tal forma que cada succión de las bombas es instalada al Manifold de baja presión a través de mangueras de 4", 400 psi de presión de trabajo.

A continuación se muestra un dibujo típico del Manifold de Baja Presión (**Figura 3**)



**Figura 3** Típico Manifold de Baja Presión utilizado durante el Fracturamiento Hidráulico

### Manifold de Alta Presión

- El Manifold de alta presión está hecho del mismo tipo de la tubería de tratamiento, por lo tanto soporta las mismas presiones, la cual es 15,000 psi con un margen de seguridad del 80% es decir la máxima presión en campo a la cual puede estar sometido el Manifold es 12,000 psi, como se ha comentado antes la máxima velocidad permitida dentro del la tubería es de 40 ft/seg, en cada salida del Manifold se conecta una válvula check para evitar retorno de fluido hacia las bombas y una Chiksand para dar flexibilidad a las líneas y permitir el apropiado armado.

A continuación se muestra un dibujo típico del Manifold de Alta Presión (**Figura 4**)

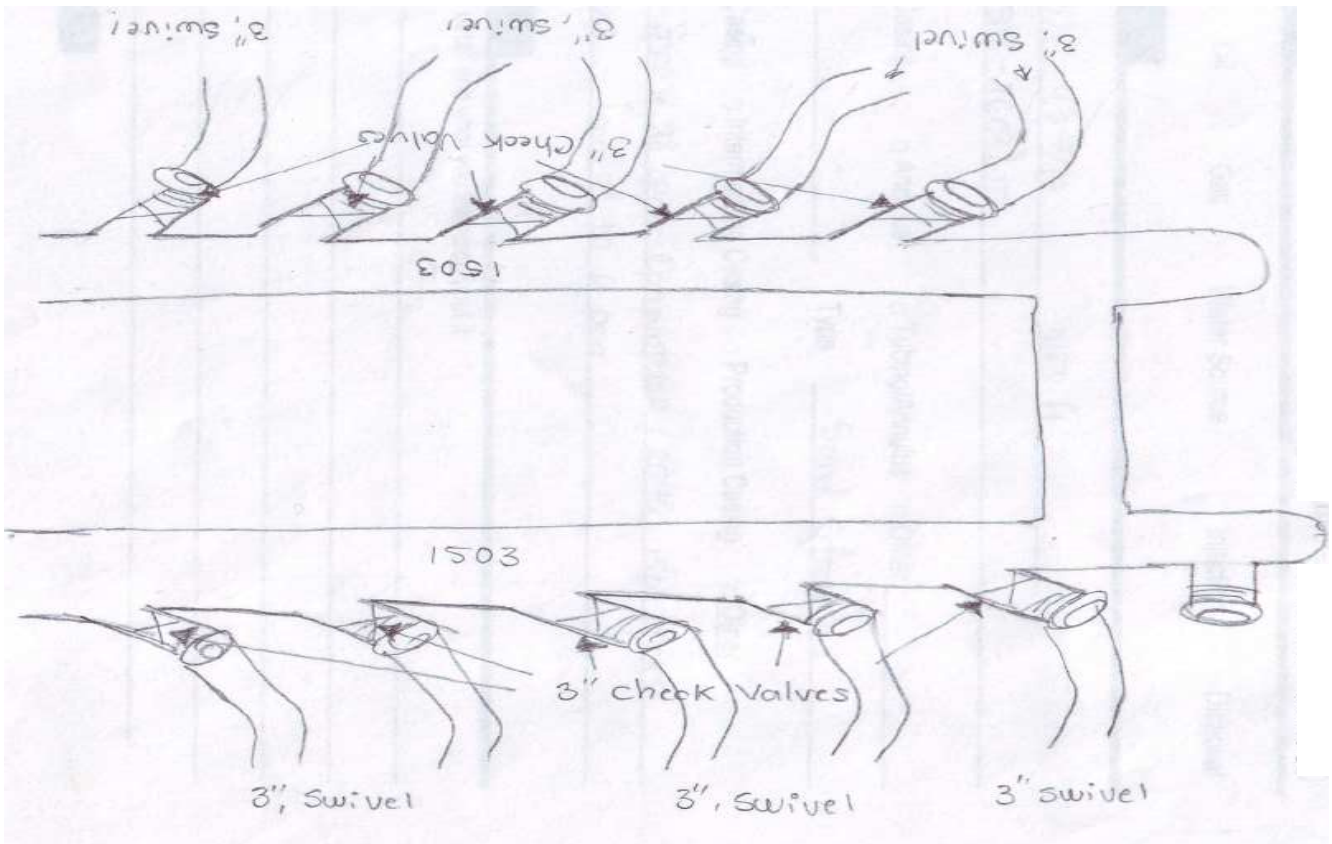


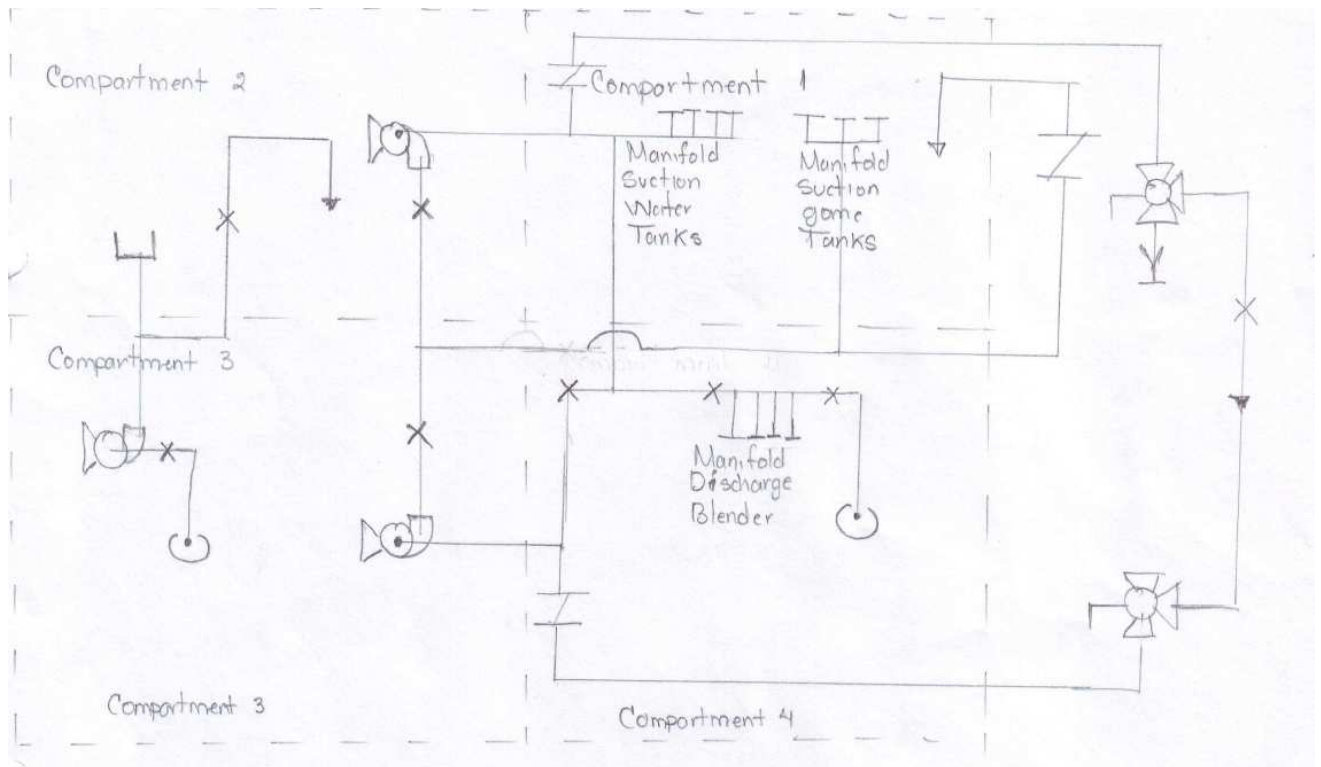
Figura 4 Típico Manifold de Alta Presión utilizado durante el Fracturamiento Hidráulico

### Equipo de Hidratación



- La unidad de hidratación succiona el polímero hacia el compartimento 1, allí mismo es succionada el agua proveniente de los tanques, la mezcla pasa al compartimento 2 en donde es succionada por una bomba centrífuga y dependiendo de la configuración de la válvulas de la unidad la mezcla puede ser mandada al Manifold de succión del Blender o pasar al compartimento 3, posteriormente la mezcla pasa al compartimento 4 y es succionada por la bomba centrífuga del Manifold de succión del Blender.
- En realidad el único objetivo de ésta unidad es circular la mezcla polímero-agua e incrementar su viscosidad, la cual dependerá de la concentración de polímero y el tiempo circulación de la mezcla.

A continuación se muestra un dibujo típico del diagrama de circulación del la Unidad de Hidratación (Figura5)



*Figura 5* Típico diagrama de Circulación de la Unidad de Hidratación

### Sand King

- El Sand King es un equipo diseñado para proporcionar el apuntalante durante la fractura
- Consta de 4 compartimentos con capacidades de (1063, 401, 401, 1335) ft<sup>3</sup>, este equipo opera hidráulicamente, también posee una banda de goma que transporta el apuntalante desde cada compartimento hacia la tina del Blender llamada Hopper.
- Para abrir las compuertas debajo de cada compartimento se utiliza un panel de control, se procura siempre equilibrar el peso de la arena contenida en esta unidad de tal forma que la unidad no pierda el equilibrio y se levante.

A continuación se muestra un dibujo típico del Sand King (**Figura5**)

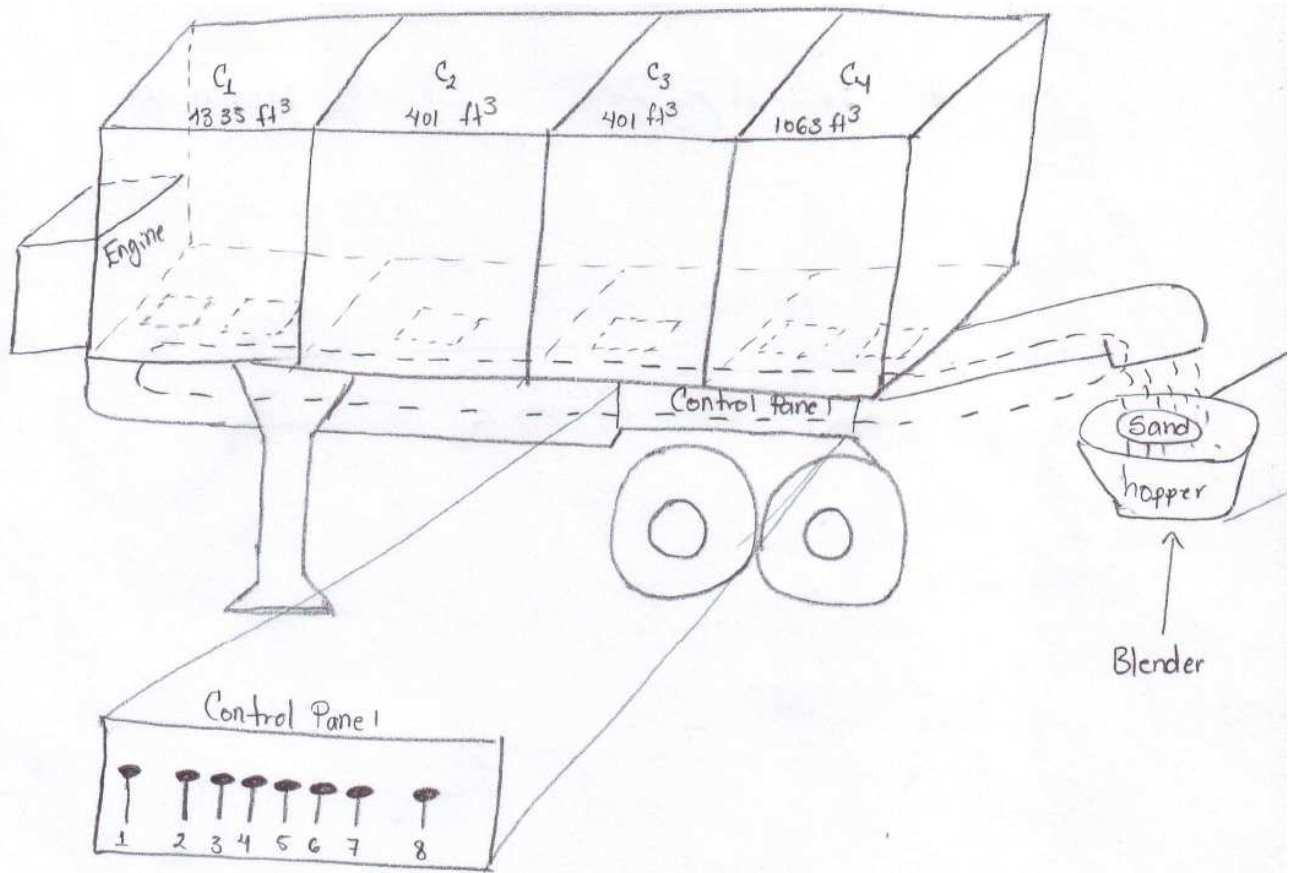


Figura 5 Diagrama Típico del Sand King

## Bombas

- Las Bombas son el corazón de la fractura pues proporcionan la potencia hidráulica para mandar el fluido a través de la tubería de tratamiento hacia los disparos y posteriormente al yacimiento, venciendo las caídas por fricción en la tubería de tratamiento, en el pozo, en los disparos y el yacimiento mismo.
- La potencia hidráulica se puede calcular por medio de la siguiente formula

$$HHP = \frac{Q \times P}{40.8}$$

Donde:

HHP = Caballos de Potencia hidráulicos

Q = Gasto (bpm)

P = Presión (psi)

- El desempeño de cada modelo de bombas se puede observar gráficamente en las curvas de bombeo proporcionadas por el fabricante, a continuación se mostrará ua curva de desempeño típica para una unidad de Fracturamiento con diámetro de pistón de 4.5”.

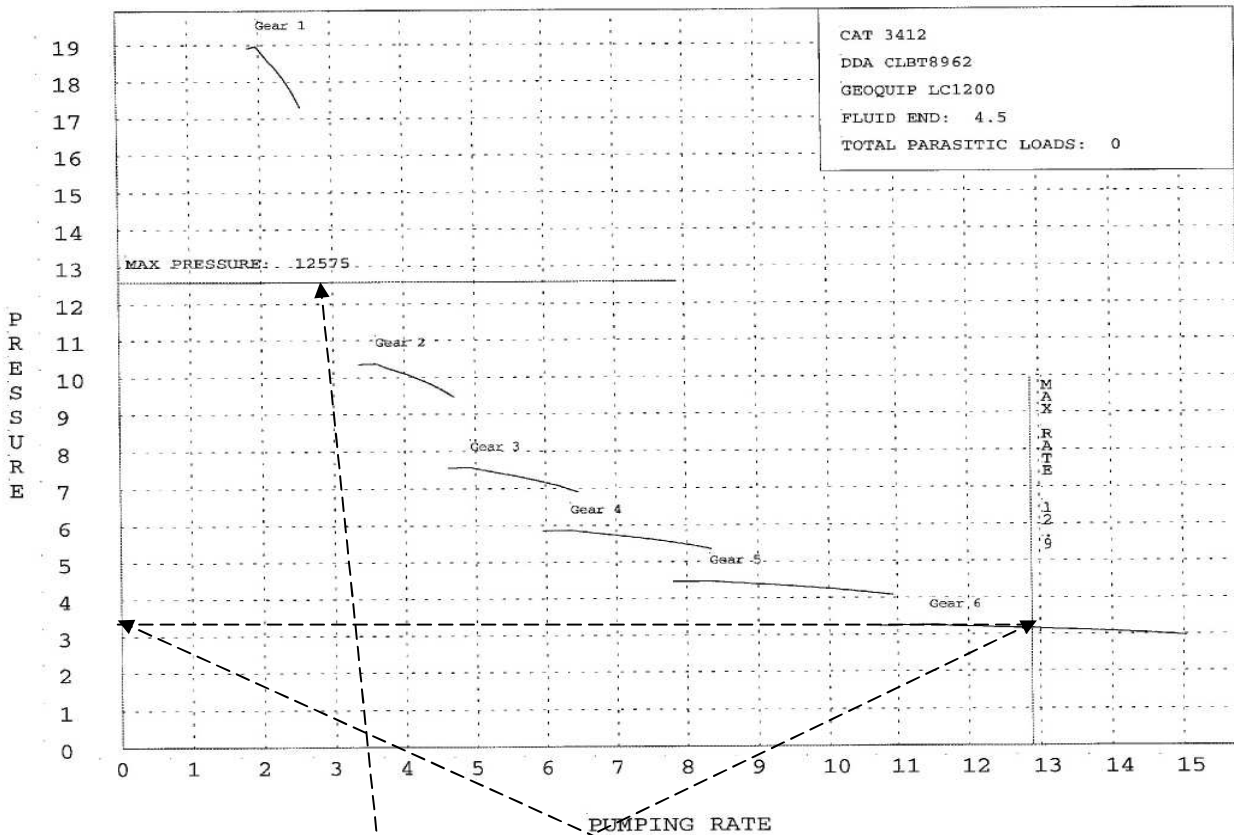


Figura 6 Curva Típica de desempeño para una Bomba de Fracturas

- El gasto máximo obtenido por esta unidad es de 12.9 bbls a una presión de trabajo de aproximadamente 3150 psi, en sexta velocidad
- Mientras que la máxima presión de trabajo tal como lo indica la curva de desempeño es de 12,575 psi.
- Las bombas son operadas por medio de un control remoto, mostrado a continuación (Figura 7)

Sus características son:

1. SELECTED TRUCK: Especifica los parámetros que se vana medir, como son ( Presión, RPM, Gasto, Paro de emergencia), por medio de este comando se puede leer cada parámetro individualmente, simplemente seleccionando la bomba.
2. MAXIMUM READINGS: Muestra las lecturas máximas de presión, temperatura del aceite, La sumas del gasto aportado por cada bomba y el para de emergencia de las bombas
3. OVER PRESSURE (UP – DOWN): Es utilizado para calibrar el paro de emergencia de las bombas
4. UP AND DOWN SHIFT: Es utilizado para subir o bajar una velocidad
5. INST NEUTRA: Neutraliza instantáneamente todas las bombas
6. TROTTLER: Es como el volante en un carro, permite moverte de una bomba a otra, subir revoluciones.



### “FRAC MASTER PANEL CONTROL”

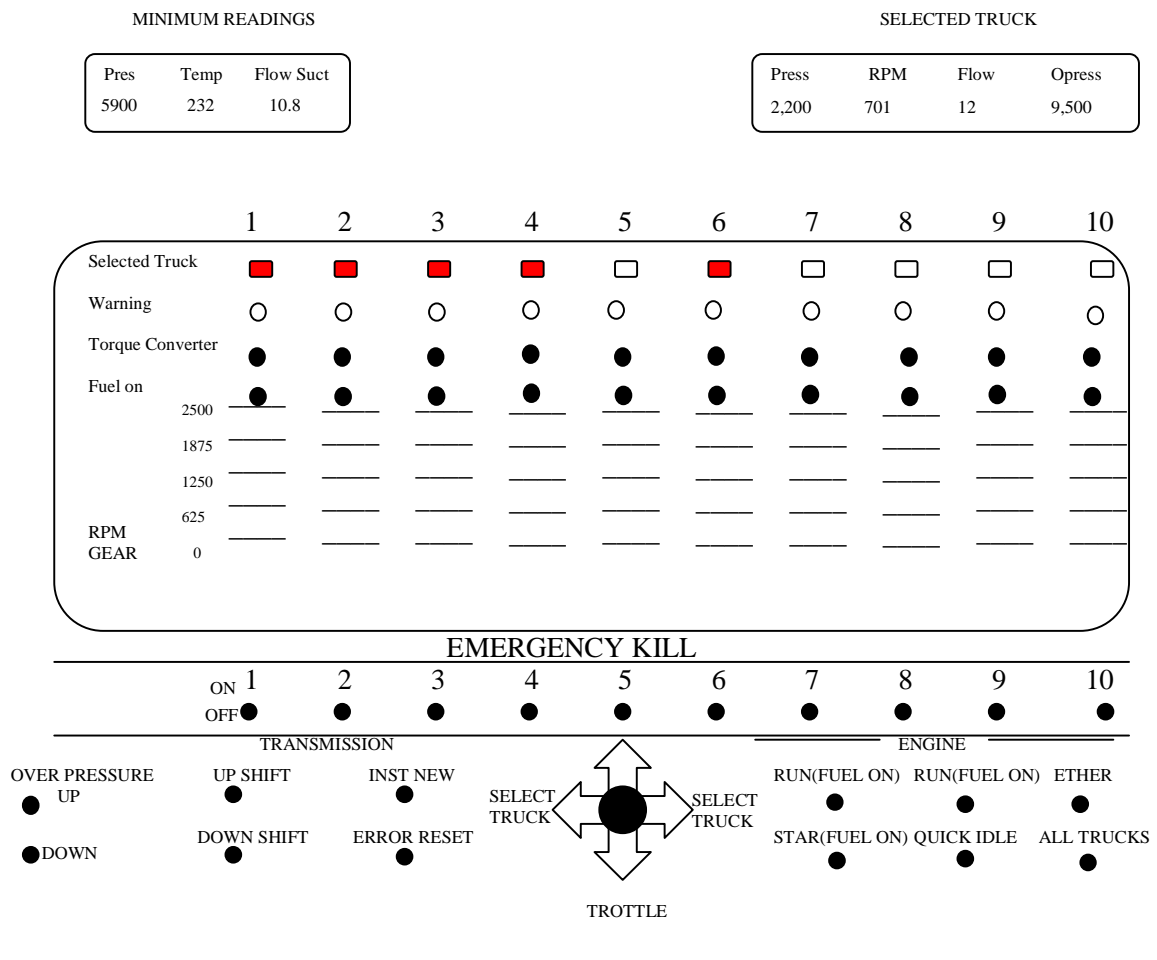


Figura 7 Panel de control de las Bombas

### Blender

- El Blender es un equipo diseñado para mezclar el gel lineal proveniente de la unidad de hidratación, los aditivos necesarios para la fractura y el apuntalante que proveniente del Sand King.

A continuación se describirá su funcionamiento

- El Blender succiona el gel lineal proveniente de la unidad de hidratación a través de mangueras de 4”, 150 psi de presión de trabajo.
- El gasto de los aditivos es medido por medio de pequeñas bombas llamadas Micro-Motion.(Figura 9)
- El apuntalante es tomado del Hopper por medio de tornillos, los cuales tienen un diámetro nominal de 14”, montados a 45 grados y tienen una capacidad de acarreo de apuntalante de 45 lbs/rev. (Figura 11)



- El sistema de adición de aditivos sólidos consta de dos tornillos independientes con una capacidad de acarreo de aditivos de  $0.002 \text{ ft}^3/\text{rev}$ , este valor no es absoluto y puede variar dependiendo de la densidad total del aditivo (Bulk) (Figura 12).
- La mezcla es mandada hacia el Manifold de baja presión por medio de la centrífuga de descarga del Blender (Figura 8)
- Para asegurar el correcto gasto de aditivos líquidos se realiza una prueba llamada de “galón”, la cual consiste en medir el gasto de las bombas Micro-Motion en un minuto, si la bomba está bien calibrada el gasto volumen final deberá ser de 1 galón. (Figura 10)
- Posteriormente estas bombas incrementaran o disminuirán su gasto de aditivos dependiendo del gasto de bombeo.
- Los gastos de succión-descarga así como la concentración de arena en el Blender y los gastos de aditivos tanto líquidos como sólidos es monitoreada por el Blender y esta información es enviada analizada por el ingeniero de campo, así como las presiones manejadas en la línea de tratamiento.

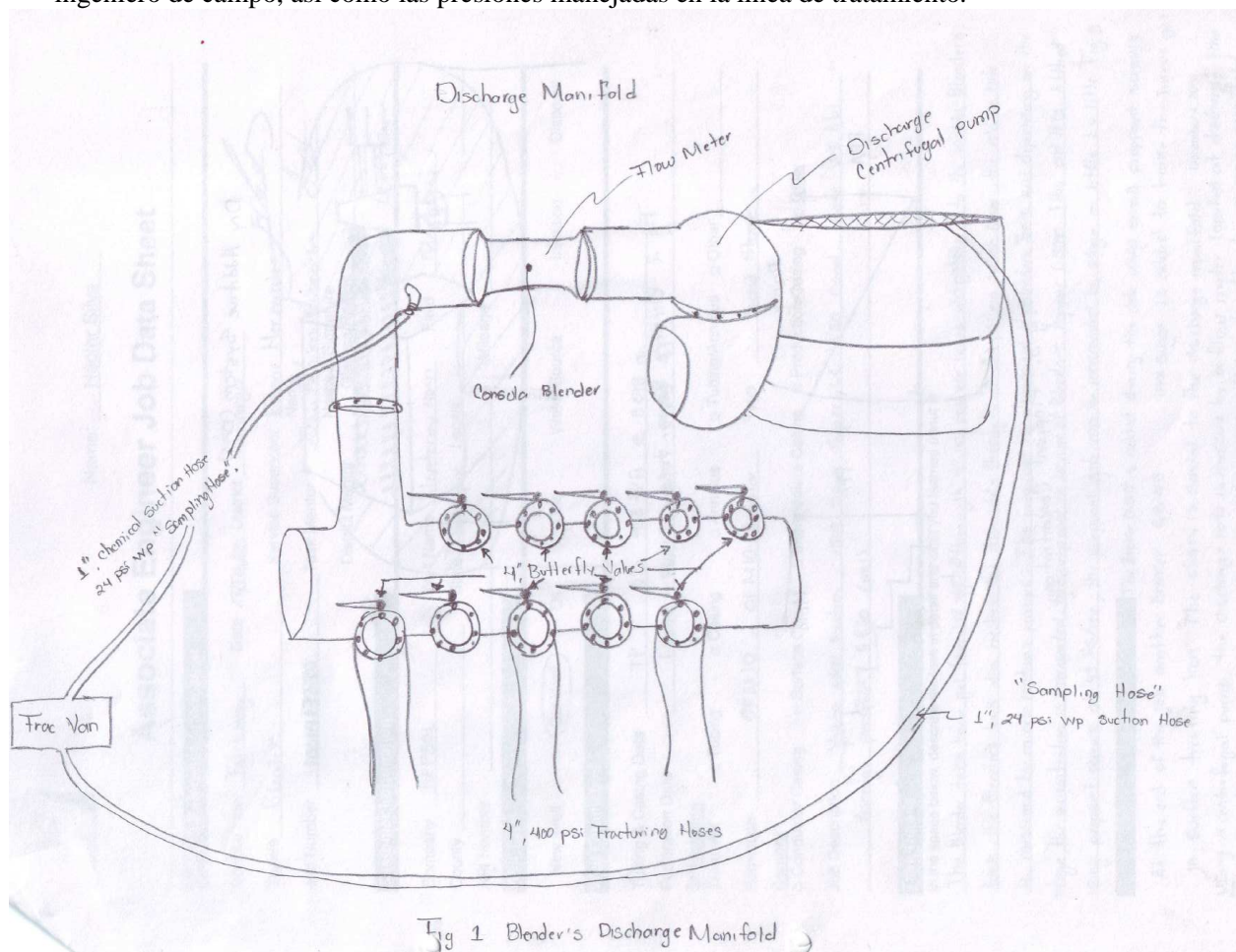


Figura 8 Manifold de descarga del Blender



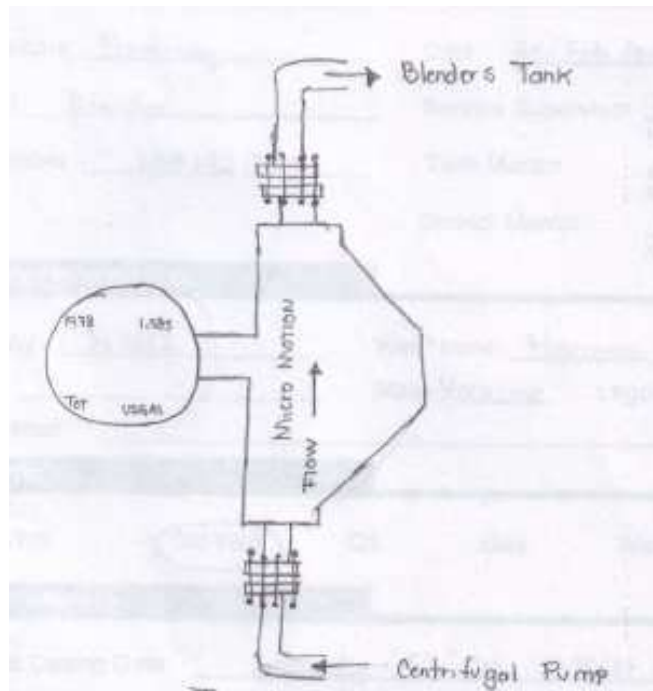


Figura 9 Bombas Micro-Motion

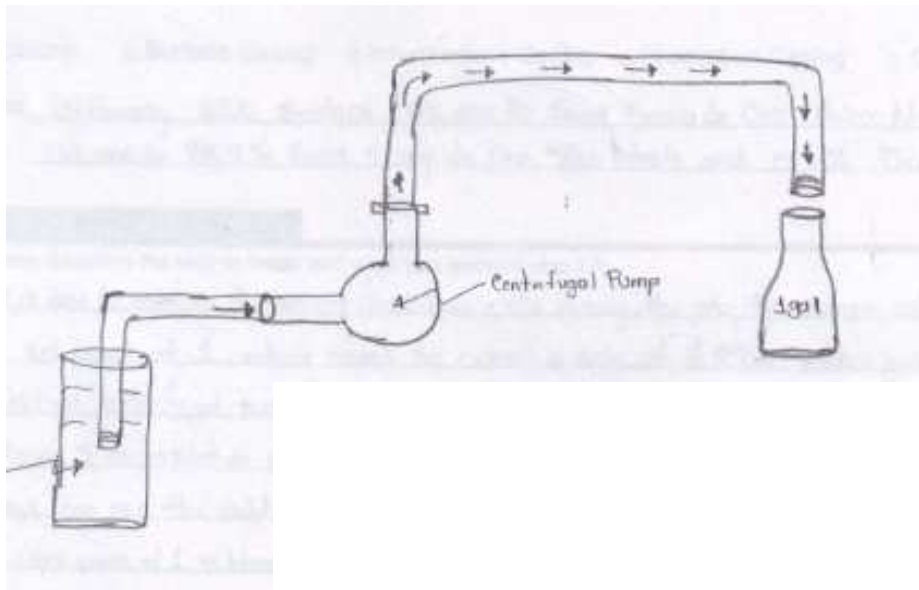


Figura 10 Prueba de galón

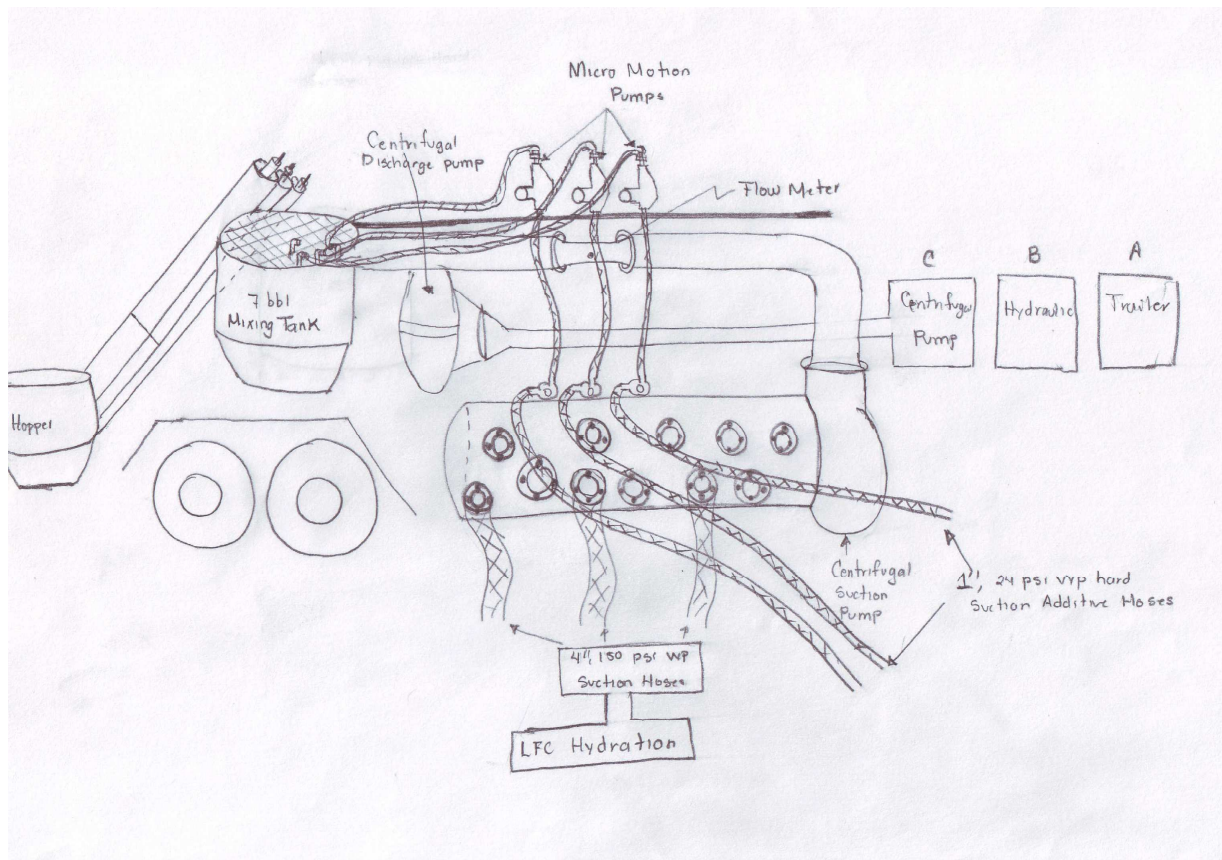


Figura 11 Manifold de Succión del Blender

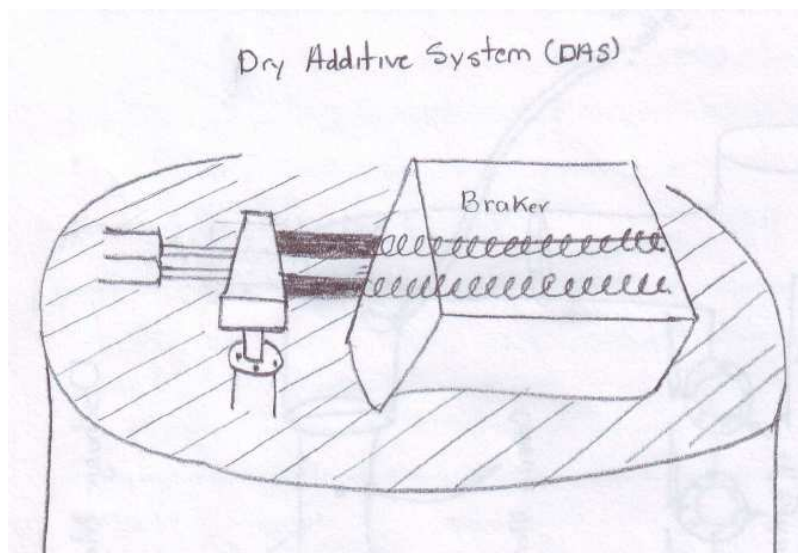


Figura 12 Sistema de Aditivos Sólidos



### Resultados

- El software muestra una longitud de fractura de 261 m con 174 m apuntalados.
- El ancho máximo de la fractura obtenido es de 0.65 (in).
- La concentración promedio de apuntalante al cierre es 1.42 lb/ft<sup>2</sup>.
- La conductividad obtenida por después del fracturamiento es de 3553 md-ft

### Conclusiones

- El presente trabajo contempla los principales aspectos de diseño, condiciones operativas y los cálculos necesarios involucrados en un fracturamiento hidráulico, que el ingeniero encargado de la operación enfrenta día a día, así como un ejemplo real utilizando, datos del pozo "x", y el software "MFrac" para de diseño y el análisis post operación.
  - Este trabajo servirá como una guía para el estudiante para que se familiarice con términos de campo que generalmente pasan desapercibidos en aulas, que son recabados de prácticas de campo, y que son importantes para la vida profesional del ingeniero.
  - El correcto análisis de la prueba de MiniFrac nos proporcionará datos que nos ayudarán la correcta ejecución del fracturamiento.
  - El porcentaje de colchón es de vital importancia pues el volumen de este fluido determinará la longitud de la fractura.
  - El coeficiente total de pérdida de filtrado en la formación también es un factor que junto con el volumen de filtrado determinan la longitud de la fractura.
  - El correcto monitoreo en tiempo real a lo largo de toda la operación de la calidad del fluido fracturante es un factor vital para el éxito de la fractura.
  - El diseño de la concentración de arena en la cédula de bombeo juega un papel importante operativamente hablando, especialmente cuando existen problemas de fricción por disparos, pues pequeños baches de arena en etapas tempranas pueden ayudar a limar disparos.
  - La gráfica de aditivos, la cantidad de arena en superficie, la cantidad de arena bombeada, el volumen de fluido restante en los tanques, la prueba de líneas, la calibración de la válvula de alivio "pop off", presión máxima que soporta el árbol. son parámetros esenciales para el éxito de un fracturamiento hidráulico.
-



## Bibliografía



- 1) BJ Services Company Mexicana “ENG 103 T-CAP Level I Fundamentals of Fracturing Engineering”
  - 2) Reservoir Stimulation “Michael J Economides, Kenneth G. Nolte
  - 3) Recent Advances in Hydraulic Fracturing “JHON L. GUIDLEY, STEPHEN A, HOLDITCH, DALE E, NIERODE AND RALPH W. VEATCH JR.
  - 4) Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production “Michael J. Economides, Tony
  - 5) Fracturing Manual “ BJ Services Company”
  - 6) Formation Damage. Faruck Civan 2Ed (2007)
  - 7) Apuntes de Ingeniería de yacimientos, Facultad de Ingeniería UNAM
  - 8) Production Enhancement with Acid Stimulation, Leonard Kalfayan.
  - 9) <http://www.carboceramics.com/English/theory/techpres.html#>
-