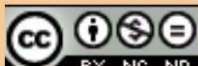


# YACIMIENTOS TIPO SHALE

PROYECTO DE CURSO DE EXTENSIÓN  
MODALIDAD A DISTANCIA  
CARRERA DE PETRÓLEO  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO

**4ta. Edición - 2020**



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución - No Comercial - Sin Obra Derivada 4.0 Internacional.

4

# ESTIMULACIÓN DE LOS RESERVORIOS TIPO SHALE

PROFESOR RESPONSABLE: ING. LOURDES GUÑAZU



## ESQUEMA GENERAL /UBICACIÓN TEMÁTICA

Se propone desarrollar un esquema interactivo donde se da a conocer los temas que serán trabajados en el material.



# DESARROLLO

## I. FUNDAMENTOS DE LA ESTIMULACION EN RESERVORIOS TIPO SHALE

Antes de iniciar a desarrollar método de estimulación que se aplica a los reservorios tipo Shale, es importante iniciar este módulo definiendo que es la estimulación y en qué casos se aplica.

### I. FUNDAMENTOS

La Estimulación es el proceso mediante el cual se mejora la permeabilidad de un reservorio facilitando el flujo de los fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de petróleo y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre. Estas Estimulaciones pueden ser Matriciales que se realizan con productos químicos, o por Fracturamiento Hidráulico donde se inyecta un fluido a presión para fracturar la roca.

La estimulación se realiza para mejorar 3 factores asociados a la producción de un pozo:

#### ✓ **DAÑO DE FORMACION:**

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad y porosidad en las zonas aledañas al pozo.

Para el diseño correcto para la producción del pozo es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción.

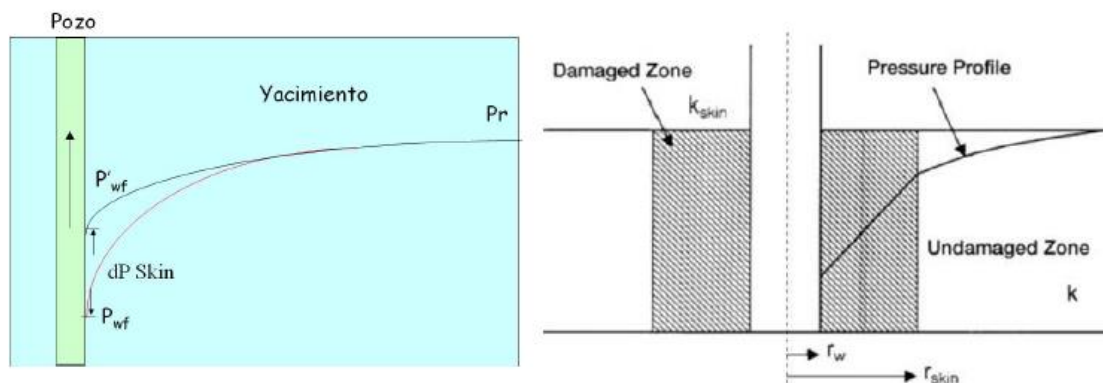


Fig.1. Daños de formación.

El daño puede estudiarse mediante el análisis de transientes de presión. Las principales y más comunes causas de la existencia de un daño de formación, y las respectivas consideraciones para minimizarlo se detallan a continuación.

**Perforación:** Es el principal motivo de daño en la formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación, de sólidos del cutting y el revoque. Para minimizarlo es conveniente atravesar las formaciones productivas en el menor tiempo posible, para evitar<sup>4</sup>el

prolongado contacto del lodo con la formación; que el lodo contenga la menor cantidad de sólidos posibles, tanto agregados como del cutting; y que los fluidos de perforación no interaccionen ni química ni físicamente con la roca reservorio.

**Entubación:** Es muy común, sobre todo en la zona de la cuenca austral de Argentina, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo, para que estas capas productivas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las mismas, el pozo se entube antes de seguir perforando hasta la mencionada profundidad final. Cuando la distancia entre las capas productivas superiores e inferiores es muy prolongada, normalmente el pozo se termina colgando un liner desde el piso de los niveles productivos superiores hasta el fondo del pozo, para abaratar los costos de terminación.

**Cementación:** La buena cementación de los niveles productivos es más que importante a la hora de poner en producción un pozo. En primer lugar, el cemento no debe infiltrarse en la formación, además, el revoque debe haber sido totalmente removido antes de iniciar la cementación, es decir, es necesario asegurar un buen lavado para lograr una buena adherencia entre el cemento y la cañería del casing, y entre el cemento y la formación, de modo que el nivel productivo quede absolutamente aislado antes de punzar.

**Punzado:** La cápsula del proyectil que se dispara para hacer los punzados debe ser de buena calidad y construcción, de lo contrario, quedaría un tapón provocado por el mismo proyectil que obstruiría el sistema poroso.

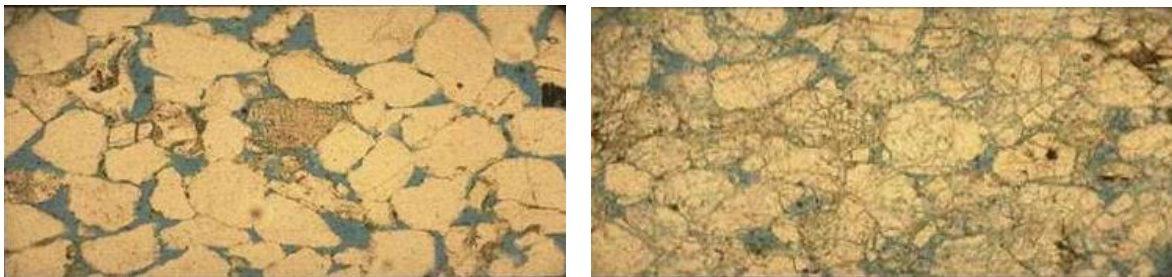


Fig.2. Izq. Formación con permeabilidad, Der. Formación con daño permeabilidad reducida al 70%

✓ **INDICE DE PRODUCTIVIDAD:**

El objetivo de cualquier estimulación es aumentar el índice de productividad, el cual se define como:

$$J = \frac{q}{Pr - Pwf}$$

Donde:

q= Caudal

Pr-Pwf = es la presión de Drawdown la cual es igual a la presión media del reservorio menos la presión e fondo fluyente.

Este índice de productividad se puede poner en función del daño de formación (skin), así es como la estimulación fue originalmente introducida como el método para reducir el efecto del daño a 0 restaurando así la permeabilidad de la formación.

✓ **PERMEABILIDAD:**

En definitiva, el daño de formación se puede expresar en términos de permeabilidad

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Donde:

k es la permeabilidad de la formación

$k_s$  es la permeabilidad de la zona con daño

$r_s$  es el radio del daño

$r_w$  es el radio del pozo

**De la formula se deduce:**

- Para una formación sin daño:  $k_s=k$ ,  $s=0$
- Para una formación con daño  $k_s < k$ ,  $s > 0$
- Para una formación estimulada  $k_s > k$ ,  $s < 0$



Al minimizar el daño de formación ( $s$ ) aumentamos la permeabilidad ( $k$ ) y por lo tanto se aumenta el índice de productividad del pozo ( $J$ )

## II. ESTIMULACION

La estimulación según el caso puede ser:

### Estimulación Matricial

Los tratamientos de estimulación matricial incluyen ácido, solvente y tratamientos químicos para mejorar la permeabilidad de la formación cercana al pozo, lo que aumenta la productividad de un pozo. La estimulación matricial es un proceso de inyección de fluido en la formación, sea ácido o solvente, a presiones inferiores a la presión de fractura, para mejorar la producción o la capacidad de flujo de un pozo. El objetivo de un tratamiento matricial es diferente en areniscas que en carbonatos. En areniscas, los tratamientos matriciales restauran o mejoran la permeabilidad natural de la formación alrededor del pozo al remover el daño de la formación, disolver material que taponan los poros o aumentar el tamaño de los espacios porosos. En carbonatos, la estimulación matricial crea nuevos canales (túneles) altamente conductores que sortean los daños.

### Estimulación Hidráulica

Un tratamiento de estimulación ejecutado en yacimientos de baja permeabilidad. Fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación. El apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo.

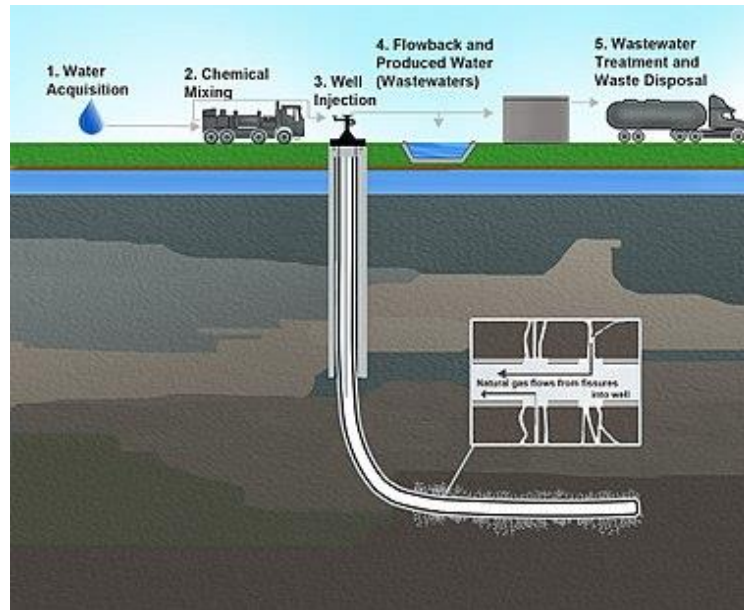


Fig.3. Estimulación Hidráulica

**Estimulación Matricial:** se realiza bombeando químicos que reaccionan con la formación

**Estimulación Hidráulica:** se realiza bombeando fluidos a alta Presión, los cuales generan una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación



**En el caso de las formaciones tipo shale en las cuales las formaciones por su naturaleza poseen una baja permeabilidad, el método de estimulación usado es la estimulación hidráulica**

Escala de permeabilidad (en milidarcy) mostrando el rango para reservorios convencionales y no convencionales (Fuente: gentileza de YPF y Schlumberger)

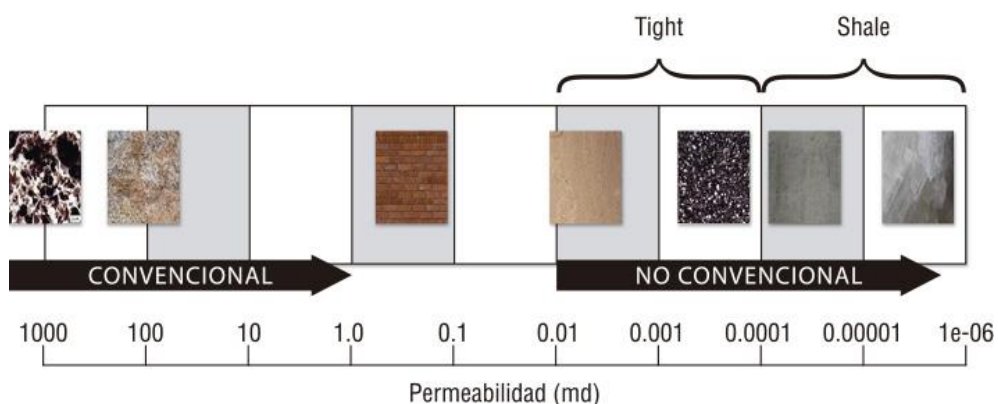


Fig.4. Permeabilidades según el tipo de formación

Una característica del shale es su muy baja permeabilidad, por lo tanto, es necesario crear artificialmente las vías para que el hidrocarburo pueda desplazarse y fluir.

El método consiste en que una vez perforado el pozo y verificada la existencia de hidrocarburos líquidos o gaseosos, se identifican las áreas productivas dentro del pozo. Una vez identificada y verificada, la formación se aísla con tubería sin costura (casing) y se cementa, lo que nos permite asegurar su estanqueidad y que la presión actuará solamente en la zona deseada.

Seguidamente se realiza el punzado en la tubería, de manera conectar el pozo y la formación. Hasta aquí el proceso es exactamente igual en un pozo perforado en un reservorio convencional o en uno no convencional.

### ***La operación de Fractura consta en los siguientes pasos:***

- 1.** Bajar un tapón aislante por debajo de la zona a fracturar.
- 2.** Se inyecta el fluido de fractura, que normalmente es un 95 % agua limpia de sólidos, ya sea dulce o de formación, con un 4,5 % de material de sostén, que es arena y un 0,5% de aditivos, en un número de 8 a 12, a una presión muy alta para fracturar la roca de la formación. Las fisuras que se generan no tienen más de 2 milímetros de espesor y se mantienen abiertas gracias a la inclusión de la arena, caso contrario se cerrarían. La longitud horizontal de las fracturas es como máximo de 200 metros y las verticales de no más de 80 metros y se producen en la dirección de menor tensión por lo cual la propagación en el plano horizontal siempre es mucho mayor que el plano vertical.

Teniendo en cuenta que en nuestro país, las formaciones productivas de los no convencionales están por debajo de los 2.500 metros, no hay posibilidad que una fractura llegue a un acuífero de agua dulce, cuya profundidad máxima es de 300 metros.

Por otro lado, los acuíferos de agua dulce están aislados con una triple tubería de acero y cementados entre ellos y la formación y se verifica la integridad del conjunto previo a cualquier operación de fractura para garantizar la seguridad del mismo. Los aditivos involucrados son elementos que cumplen la función de darle viscosidad al agua, anticorrosivos, ruptores de gel, etc.; son aditivos comúnmente usados en la industria en general, no son secretos y cada uno de ellos debe proveer su hoja de seguridad que determina su composición, peligrosidad y forma de manejo. De acuerdo con los procedimientos, dicha información debe encontrarse disponible en su lugar de depósito.

- 3.** Esta actividad se puede repetir en un mismo pozo, tantas veces como se crea necesario en función de la longitud del pozo dentro de la formación productiva, fundamentalmente en pozos horizontales, que pueden tener varios cientos de metros de exposición de la formación.

- 4.** Una vez terminada la actividad, el pozo comienza a producir.

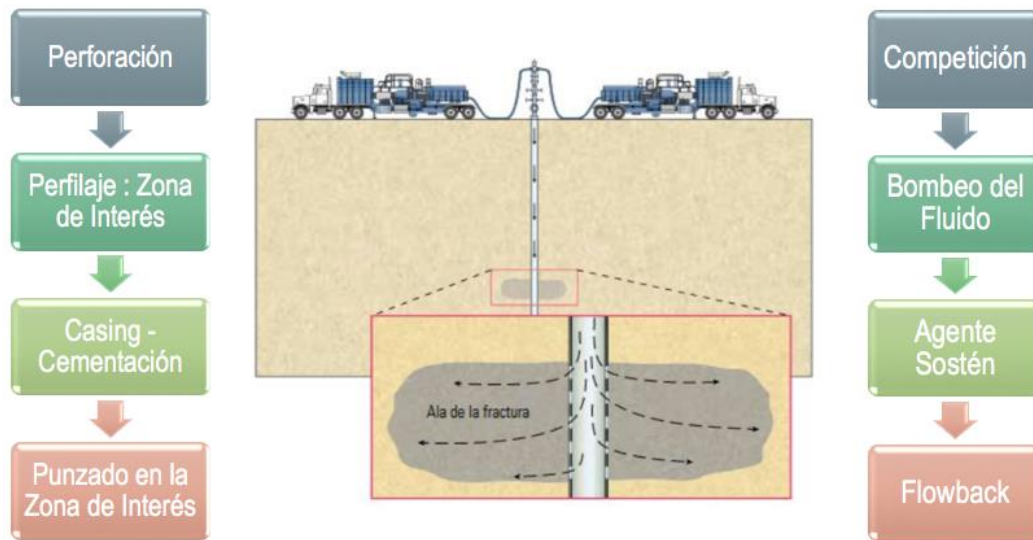
En primer lugar, sale parte del agua de fractura conocida como flowback, la cual es recuperada en superficie y enviada a un circuito estanco en donde se la trata, para ser recuperada para una próxima fractura. El flowback tiene una composición química muy similar al agua de formación que se extrae junto con el petróleo en una formación convencional. Se trata de un agua muy cargada de sales y puede contener también metales pesados por lo que su tratamiento es muy importante.

En caso de no reusarse, se le da el mismo tratamiento que al agua de formación y se reinyecta usando la misma técnica que se usa para ésta. Es importante destacar que el flowback de una operación de fractura hidráulica puede ser del orden de los 2.000 a 10.000 m<sup>3</sup>, el riesgo generado por esta operación es incluso menor al de la operación de un pozo convencional que en determinados casos produce petróleo con más del 90% de agua.



Posteriormente se comienza a extraer el petróleo o el gas y el pozo inicia una etapa activa de producción, que se puede prolongar varios años.

5. Se destaca que la operación completa se hace de la forma denominada “locación seca”, donde tanto los productos químicos como el agua nunca tienen contacto con el suelo y sus procesos son monitoreados y registrados.

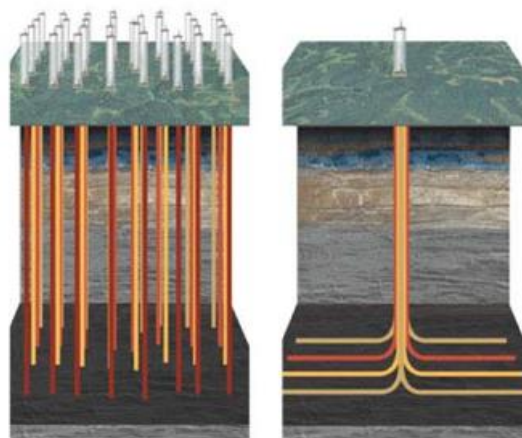


**Fig.5.** Proceso de Estimulación Hidráulica

El proceso se puede aplicar en pozos verticales u horizontales. Igualmente puede ser 1 sola etapa o varias etapas de fractura.

En los yacimientos tipo shale para maximizar el uso de los recursos y los tiempos, se perforan pozos horizontales los cuales se fracturan en varias etapas. (multi-stage o multietapa).

Para optimizar los tiempos se realizan los pozos desde un mismo PAD y en la sección lateral del pozo se realizan varias etapas de fractura. (Multi- stage)



**Fig.6.** Comparación de pozos verticales vs 1 PAD de pozos horizontales

**En la formación vaca muerta se están perforando PAD's de 5 pozos horizontales, en los cuales se realizan 25 - 30 etapas de fractura en la sección lateral de cada pozo.**

### III. PROCESO DE ESTIMULACION HIDRAULICA

Para poder explotar los yacimientos no convencionales tipo shale, se ha implementado una técnica que combina el fracturamiento multietapas con la perforación horizontal; fracturando diferentes etapas en una misma arena.

Un pozo vertical se podrían fracturar incluso diferentes arenas, esto dependerá del grosor de la (s) arena(s), del contacto agua /petróleo y de la profundidad del pozo; sin embargo, debido al costo de operación no es muy utilizado en pozos verticales.

La desventaja que se tenía al fracturar en una etapa a la vez es que se llevaba mucho tiempo en cada una de esas etapas, por esta razón se han creado diferentes herramientas para poder fracturar más de un intervalo en el mismo pozo al mismo tiempo

El Fracturamiento Multietapas consiste en dividir la sección horizontal en secciones, las cuales se fracturan independientemente. En este proceso se utilizan empacadores y tapones para aislar los intervalos; al terminarse el fracturamiento todos los equipos y herramientas se retiran para comenzar a producir.

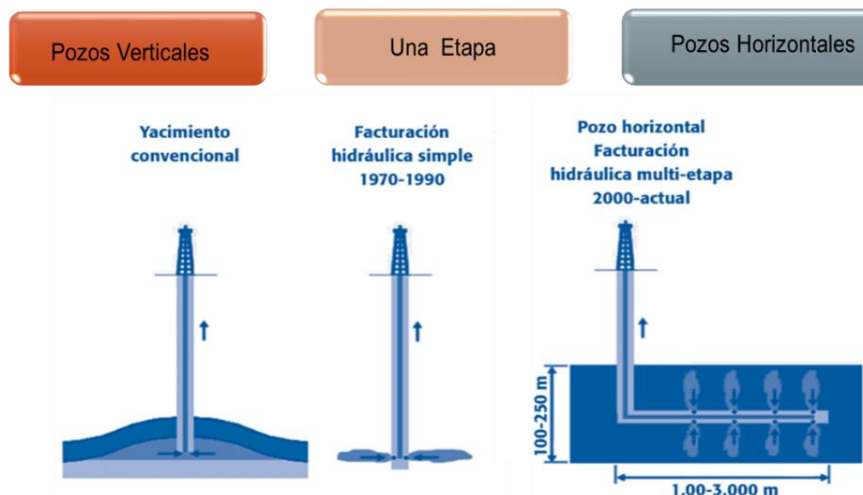
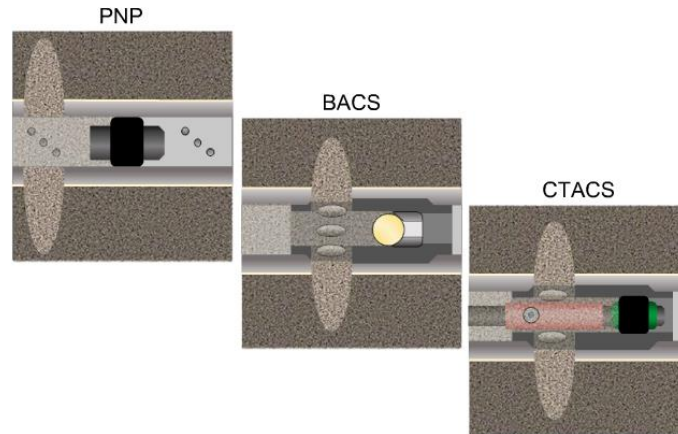


Fig.7. Fractura en 1 etapa vs Multi-etapa

#### Terminación

Existen diferentes técnicas de terminación cuando se realizan fracturas en multietapa: Básicamente están comprendidas en 3 tipos con sus respectivas variables:

- Perf & Plug (PNP)
- Coiled Tubing (CTACS)
- Camisas deslizables activadas por esferas (BACS)



**Fig.8.** Tipos de terminación de pozo



### PREGUNTA

*¿Cómo funciona cada tipo de terminación?*

**En el tema 5 se explicará en detalle cada tipo de terminación su aplicación open hole o case hole y si se realiza en etapa simple o multietapa.**

**Secuencia de bombeo de los fluidos se realiza siguiendo el siguiente proceso:**

- 1.** Bombeo de un volumen de pre-colchón, se conoce como Pad, de salmuera o gel lineal, con objeto de obtener parámetros de la formación y poder optimizar el diseño propuesto. A este tipo de operación se le conoce como Minifrac, El propósito principal del ensayo es obtener parámetros sobre los fluidos de fracturamiento para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. Permite determinar: La presión de fractura, el gradiente de fractura, gasto máximo de fractura, presión de cierre instantáneo y eficiencia de pérdida de fluido; parámetros importantes para el diseño de fracturamiento y la geometría de la fractura
- 2.** Bombear un colchón de gel lineal como fluido fracturante (no contiene apuntalante). El fluido se bombea a través de los disparos de la tubería de revestimiento con una tasa y una presión suficientes para romper la formación y crear una fractura para dar las dimensiones de la geometría de la fractura.
- 3.** Bombear la lechada de apuntalante, transporta el apuntalante a través de los disparos hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el apuntalante cuando cesa el bombeo y mantiene el apuntalante en su lugar durante el reflujó del fluido de fracturamiento en el pozo y también durante la producción de hidrocarburos.

Un fracturamiento hidráulico apropiadamente ejecutado se tendrá como resultado un "canal" que se conecta al pozo, dicho canal o fractura tiene una permeabilidad mucho más alta que la permeabilidad de la formación circundante.

Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales en un pozo: **Fluidos de fractura y Apuntalantes.**

La función del fluido de fractura son ejercer la potencia hidráulica en la cara de la roca para romperla y transportar el agente sostén en suspensión desde la boca del pozo, pasando por los punzados y hasta el borde de la fractura creada.

En los sistemas no convencionales (Shale oil/tight oil) generalmente se suelen utilizar geles muy livianos conocidos como los sistemas «*Slickwater*».

***Slickwater***: Es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada).

También se agregan quebradores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo.

La tendencia de los desarrollos de Vaca Muerta ha sido utilizar un sistema híbrido con *Slickwater* para los volúmenes iniciales con menor concentración y granulometría de agente sostén y pasar a geles más consistentes (sistemas reticulados con elementos metálicos como el borato).

**Sin embargo, desde este año se está tratando de cambiar la “receta” utilizando agua con menos cantidad de gel y mayor cantidad de agente sostén y más fino.**

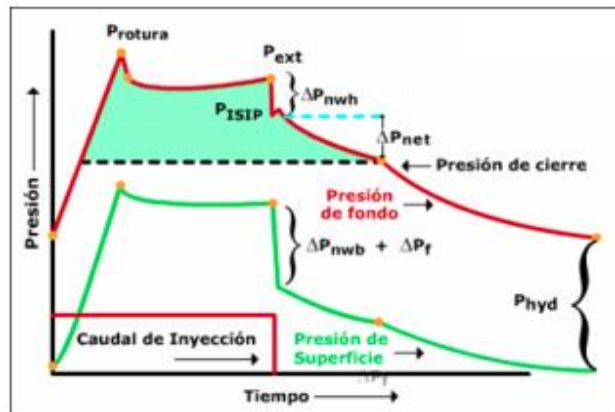
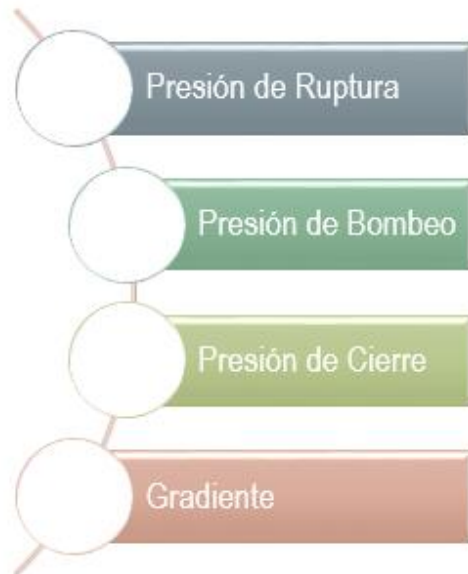
### **OPERACIÓN**

Para poder tener un control de la operación se tiene que realizar una serie de registros a detalle de los siguientes parámetros:

- ✓ Presión.
- ✓ Caudal de bombeo.
- ✓ Concentración del apuntalante.
- ✓ Concentración de aditivos.
- ✓ Condiciones del fluido fracturante

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico, como medida de control de calidad se debe monitorear en superficie las siguientes presiones:

- **Presión de ruptura**: es el punto en el cual la formación falla y se rompe.
- **Presión de bombeo**: presión requerida para fracturar y extender la fractura a un gasto constante.
- **Presión de cierre instantáneo (ISIP)**: es la presión obtenida al liberar la presión de bombeo, y desaparecer las presiones de fricción, quedando sólo la presión interna dentro de la fractura y la columna hidrostática en el pozo.
- **Presión de fractura (BHFP)** es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura.
- **Gradiente de fractura (FG)**: Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación. Una predicción exacta del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo.



$$FG = \left[ \frac{\sigma}{D} - \frac{Pf}{D} \right] \left( \frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + \frac{Pf}{D}$$

BHFP = FG X Depth → BHFP = ISIP + Ph

Fig.11. Presiones de fractura

En la etapa de planeación del pozo puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia. Sino hay datos disponibles, se usan otros métodos empíricos, por ejemplo:

- Mattew & Kely (1967).
- Eatom (1969).
- Daines (1982)

$$FG = \frac{\sigma}{D} - \frac{Pf}{D} \left( \frac{\mu}{1-\mu} \right) + \frac{Pf}{D}$$

**Donde:**

- FG: Gradiente de fractura psi/ft
- $\sigma$ : Presión litoestatica o de sobrecarga psi
- D: Profundidad en ft
- Pf: Presión de poro, psi
- $\mu$ : Relación de Poisson, adimensional

**Presión Neta:** Es la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra, en forma matemática se expresa de la siguiente forma:

$$Pnet = Pf - Pc$$

**Donde:**

- Pnet= Presión neta (psi)
- Pf=Presión del fluido en la fractura (psi)
- Pc= Presión de cierre de la fractura (psi)

Físicamente hablando, es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague.



*Si la Pnet es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada.*

El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura, es decir, estima si la fractura crece longitudinal y verticalmente.

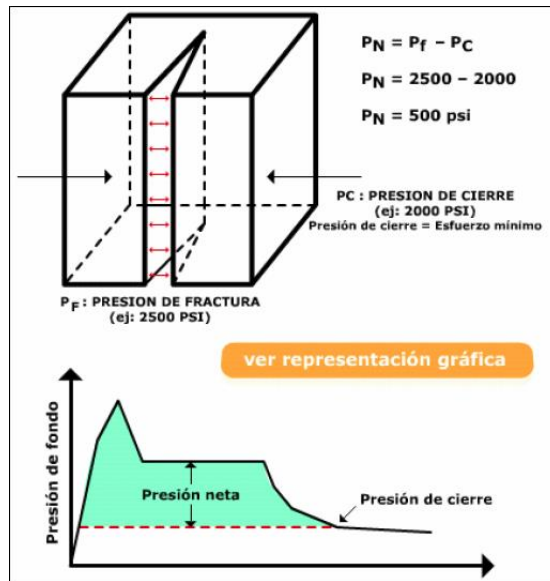
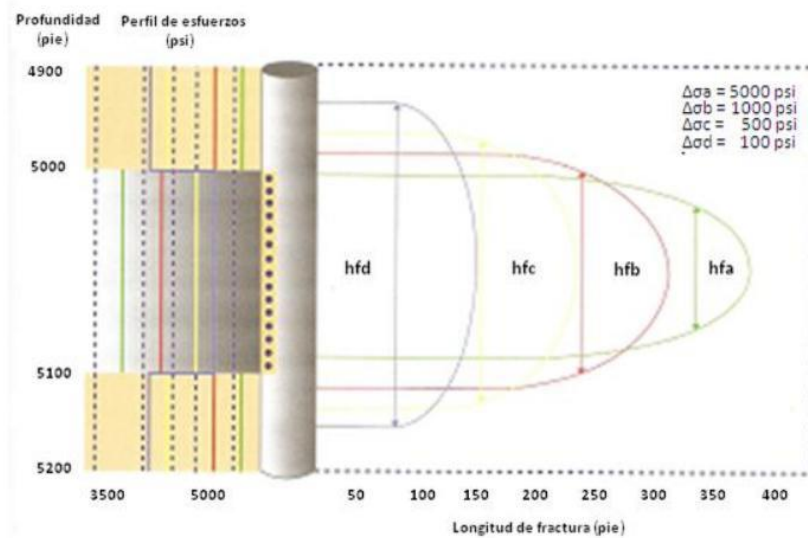


Fig.9. Presión Neta

**ALTURA**

La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como hf. La altura es controlada por la mecánica de las rocas que incluye el perfil de esfuerzos in situ de la formación y la presión neta.

A medida que aumenta el contraste de Esfuerzos ( $\Delta\sigma$ ) entre la formación y las capas límite, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta (ideal para el fracturamiento). En cambio, si  $\Delta\sigma$  disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce (no conveniente para el fracturamiento ya que se puede conectar los casquetes de gas y el control de agua).



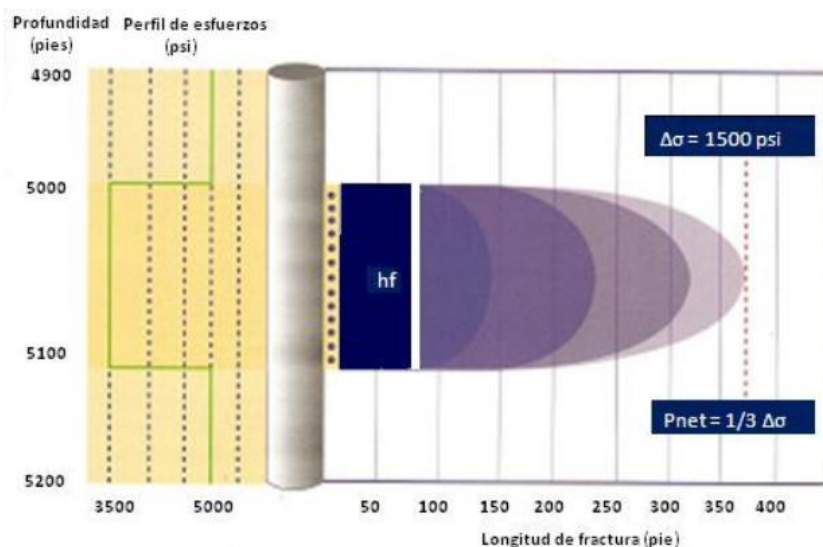
**Fig.10.** Altura y profundidad de la fractura

Respecto al ancho de la fractura, nos referimos a ella como la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura creada abierta al flujo, una vez liberada la presión de bombeo.

**Si la presión neta es menor al diferencial de los perfiles de esfuerzos ( $p_{net} < \Delta\sigma$ ), la fractura hidráulica creada será perfectamente confinada en el espesor de la formación productora.**

La Geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido y los esfuerzos y su distribución en el medio poroso. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación, para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se podrían disminuir los costos.

La Mecánica de la Roca es un factor muy importante para poder diseñar la fractura, y saber cómo se va a ir desarrollando y que posibles resultados se obtendrán.



**Fig.11.** Altura vs P Neta

#### IV. MONITOREO DE FRACTURAS

En un esfuerzo por caracterizar mejor el comportamiento y la geometría de las fracturas hidráulicas lejos del pozo, dos técnicas de Monitoreo de Fracturas Hidráulicas (HFM, por sus siglas en inglés) demostraron ser enormemente exitosas. Han ayudado a optimizar los softwares comerciales y los programas operativos, pudiendo cambiar estos últimos durante el desarrollo de la operación de acuerdo con los resultados de las mediciones realizadas en el momento. Estos métodos de mapeo de las fracturas del campo lejano incluyen:

- ✓ Inclínómetros de superficie y de fondo de pozo.
- ✓ El monitoreo microsísmico.
- ✓ Tiltmeter (Mediciones Superficiales).

#### MISCROSISMICA

Este método provee una imagen de la geometría de fractura en la formación y detecta eventos microsísmicos o microtemblores que son originados por la ruptura y desplazamiento de la roca por efecto de la fuerza hidráulica aplicada mediante bombas a un fluido que se inyecta en la formación.

La ubicación de estos eventos microsísmicos se determina mediante receptores (geófonos) ubicados en un pozo testigo a la misma profundidad de la fractura hidráulica (más específicamente, consta de múltiples geófonos colgados de un cable conductor en el pozo testigo).

Esos datos son conducidos a superficie mediante el cable eléctrico, recolectados y analizados en tiempo real por computadoras preparadas especialmente para tal fin.

El objetivo del monitoreo microsísmico es conocer la longitud de la fractura, azimuth, altura, ancho, localización de los eventos y también el grado de complejidad de campos de esfuerzos.

Eventos microsísmicos de una etapa de fractura específica y su correspondiente modelaje con un software comercial.

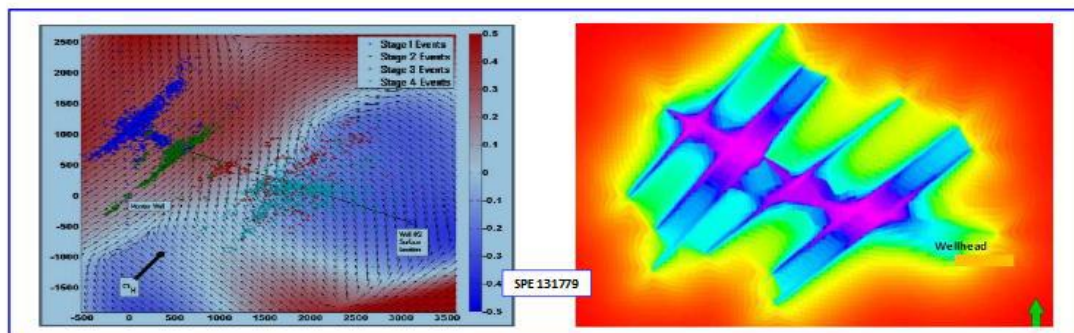
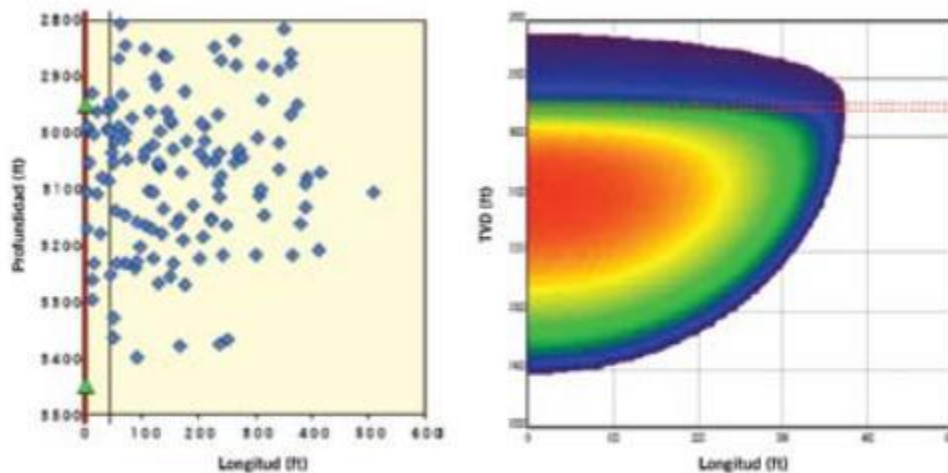


Fig.12. Microsismica





**Fig.13.** Comparación de pozos verticales vs 1 PAD de pozos horizontales

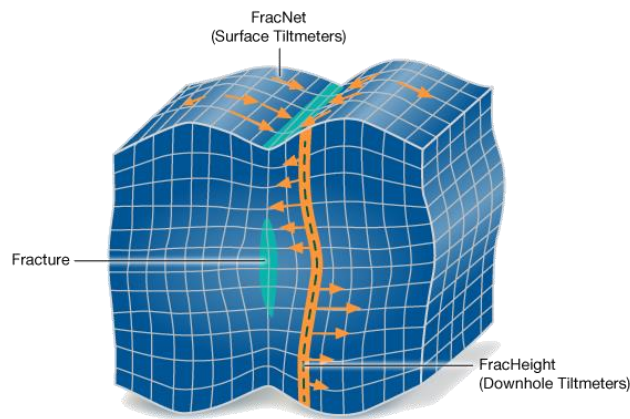
La primera etapa es la inferior (puntos azules) y la última es la superior (puntos grises). En el gráfico puede observarse que, mientras las dos primeras etapas (puntos azules y rojos) presentan una buena diferenciación, las tres últimas (puntos verdes, violetas y grises) se superponen debido al crecimiento vertical. Las etapas cuatro y cinco están manifiestamente superpuestas. Esto hace suponer que las tres últimas etapas pudieron haberse fracturado al mismo tiempo.

En este ejemplo, se bombearon cinco etapas de fracturamiento en el pozo de tratamiento (línea roja) mientras eran monitoreadas desde un segundo pozo (línea verde con la localización de los geófonos mostrada como discos verdes). Los eventos microsísmicos ocurridos durante las etapas 1 a 5 inclusive se indican con los puntos de color amarillo, azul, rojo, turquesa y magenta respectivamente.

### **INCLINOMETROS**

Existentes desde hace más de dos décadas, los inclinómetros miden la inclinación, o la deformación, inducida por las fracturas hidráulicas. Mediante la colocación de estos dispositivos en un arreglo de pozos someros de 6 a 12 m [20 a 40 pies] de profundidad se mide la deformación inducida por la creación de las fracturas. A partir de estos datos de superficie, se puede construir un mapa de la deformación en la superficie, lo que permite la estimación del azimut, buzamiento, la profundidad y el ancho de la fractura hidráulica.

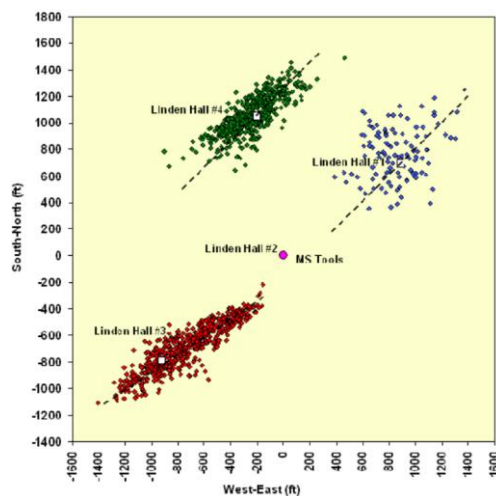
Los inclinómetros de fondo de pozo se despliegan en los pozos de observación cercanos, a una profundidad similar a la de la fractura creada. Dado que esta técnica permite colocar los sensores mucho más cerca de una fractura que se propaga que el método de superficie, las mediciones de la geometría de la fractura tienden a ser más exactas e incluyen el azimut, la altura, la longitud y el ancho de la fractura. El mapeo con inclinómetros de superficie presenta limitaciones a la hora de caracterizar las fracturas hidráulicas de más de 3,050 m [10,000 pies] de profundidad. Por regla general, los inclinómetros de fondo de pozo pierden su efectividad cuando la distancia entre la fractura hidráulica y el inclinómetro excede en tres veces la longitud de la fractura creada.



**Fig.14.** Inclinómetros

**TILMETER**

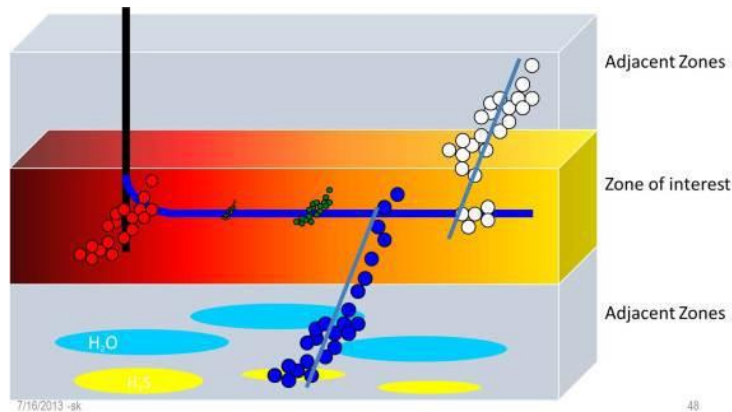
Este método provee una imagen de la orientación o azimut de la fractura y de su longitud horizontal. Es tomada con detectores conocidos como “inclinómetros” situados en superficie alrededor del pozo fracturado. Es muy preciso, pero solamente entrega una visión de la fractura en un plano horizontal, visto desde arriba



**Fig.15.** Microsismica

**MONITOREO MICROSISMIO**

La importancia de esta operación de registro no radica simplemente en la calibración del modelo de fractura en sí, sino en la adopción de una herramienta de decisión rápida para el ingeniero a cargo de la operación, para poder continuar o no con la fractura, con el objetivo de optimizar la producción económica del pozo, ya sea prolongando la operación con el fin de alcanzar la longitud óptima estimada inicialmente o detenerla para evitar que la fractura penetre en zonas adyacentes no deseadas, como formaciones depletadas, contactos con agua, etcétera.



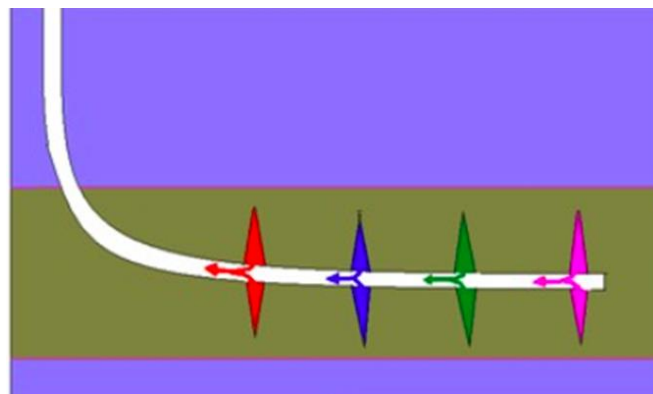
**Fig.16.** Comparación de pozos verticales vs 1 PAD de pozos horizontales

### **TRAZADORES**

La fractura en múltiples etapas puede generar dudas en cuanto al aporte individual de cada una de ellas. En principio, resultaría esencial que cada fractura devuelva el fluido de fracturación (etapa de flowback), con el fin de hacer más eficiente la conducción de los hidrocarburos al pozo.

Esto podría no ocurrir, si hubiere deficiencias de diseño, problemas operativos o simplemente por interferencia entre las fracturas (por ejemplo, una de mayor presión podría ahogar al resto).

Una manera sencilla para evaluar si todas las fracturas devuelven fluido base es marcando a este último con un trazador (King, 2011). Más precisamente, se debe marcar el fluido primitivo con el que se forma el gel.



**Fig.17.** Trazadores

Una vez que el pozo comienza a producir, se procura detectar y cuantificar la salida de cada uno de los trazadores inculados. El comportamiento de cada trazador durante su producción debería hablarnos acerca de la evolución de las fracturas.

**SELECCIÓN DE LOS TRAZADORES:** Naturalmente, a efectos del trazado de cada etapa de fracturación, resulta esencial seleccionar trazadores adecuados. En principio, se requiere que sean estables en las condiciones de trabajo; que no interfieran la acción de los aditivos; que no sean adsorbidos por la roca - agente sostén; que no preexistan en el reservorio; y que sean de fácil detección.

A continuación podrán ver capacidades y limitaciones de cada método de diagnóstico.

**Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas**

Técnicas  Determina  Puede determinar  No puede determinar

Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales	Capacidad para estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azmut	Echado	Volumen	Conductividad
Campo lejano, durante el tratamiento de fracturamiento	Mapeo con inclinómetro de superficie	<ul style="list-style-type: none"> <li>No puede resolver dimensiones de fracturas individuales y complejas</li> <li>La resolución de mapeo se reduce con la profundidad (azimut de la fractura <math>\pm 3^\circ</math> a una profundidad de 3,000 pies y <math>\pm 10^\circ</math> a una profundidad de 10,000 pies)</li> </ul>								
	Mapeo con inclinómetro de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación</li> <li>Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales</li> <li>No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura</li> </ul>								
	Mapeo microsísmico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales</li> <li>Depende de la corrección del modelo de velocidad</li> <li>No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura</li> </ul>								
Región vecina al pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Medición en el volumen de la región vecina al pozo</li> <li>Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas</li> </ul>								
	Adquisición de registros de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>La conductividad térmica de las diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados de los registros de temperatura</li> <li>El registro posterior al tratamiento requiere pasos múltiples dentro de las 24 horas posteriores al tratamiento</li> <li>Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas</li> </ul>								
	Adquisición de registros de producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado</li> </ul>								
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sólo se corre en agujero descubierto</li> <li>Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo</li> </ul>								
	Video de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado</li> <li>Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto</li> </ul>								
Basado en modelos	Análisis de fracturas por presión neta	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento</li> <li>Requiere "calibración" con observaciones directas</li> </ul>								
	Pruebas de pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo</li> <li>Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento</li> </ul>								
	Análisis de producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo</li> <li>Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento</li> </ul>								

^ Capacidades y limitaciones de las técnicas de diagnóstico de fracturas hidráulicas indirectas y directas. (Adaptado de Cipolla y Wright, referencia 2).

**Tabla 1.** Capacidades y limitaciones de cada método de diagnóstico



**PREGUNTA**

*¿Cómo es el fluido con el que se realiza la fractura en los reservorios tipo shale?*

**En el siguiente tema aprenderemos sobre los fluidos de fractura, cuál es su función, como están compuestos y como se bombean durante el proceso de estimulación.**



## RESUMEN

### En esta sección lograron conocer:

- Que es la Estimulación
- Cuando se aplica este método
- Estimulación Hidráulica aplicada a los yacimientos tipos shale.
- Proceso de estimulación Hidráulica: Fluidos involucrados, monitoreo

Por que estimulo?	Daño de Formacion	Estimulacion	Estimulacion Hidraulica	Monitoreo
<ul style="list-style-type: none"><li>• Mejorar permeabilidad (K)</li><li>• Daño de Formacion (s)</li><li>• Indice de Productividad (J)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Perforacion</li><li>• Entubado</li><li>• Cementacion</li><li>• Punzados</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Matricial</li><li>• Hidraulica</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Proceso</li><li>• Operacion</li><li>• Fluidos que intervienen</li><li>• Caracteristicas</li><li>• Monitoreo</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Microsismica</li><li>• Inclinometros<ul style="list-style-type: none"><li>• Tilmeter</li></ul></li><li>• Trazadores</li></ul>

## II. FLUIDOS DE FRACTURA

Durante el fracturamiento hidráulico, se bombea el fluido de fractura a alta presión el cual posibilitara abrir fracturas en el reservorio para aumentar la permeabilidad del mismo.

### I. FUNDAMENTOS

**El Fluido de Fractura:** Debe ser compatible con el reservorio y lo suficientemente viscoso para crear y propagar la fractura y transportar el agente sostén dentro de la misma.

El fluido de fractura generalmente está compuesto por 95% de agua, 4,5% de arena y entre 8 y 12 aditivos químicos (0,5% restante).



*La función del fluido de fractura ejerce la potencia hidráulica en la cara de la roca para romperla y transportar el agente sostén en suspensión desde la boca del pozo, pasando por los punzados y hasta el borde de la fractura creada.*

### REQUERIMIENTOS DE UN FLUIDO DE FRACTURA:

Los fluidos de fractura deben cumplimentar con los siguientes requerimientos:

- **Viscosidad:** Un factor importante para crear una buena fractura y transportar efectivamente al apuntalante.
- **Eficiencia:** Un buen fluido debe ser capaz de mantener abierta la fractura el tiempo suficiente como para colocar todo el apuntalante dentro de la misma. Para ello debe exhibir un bajo coeficiente de filtrado hacia la formación.
- **Compatibilidad:** El fluido debe ser compatible con la roca y con el reservorio y los fluidos contenidos en el mismo. Eso prevendrá problemas posteriores que dañan la fractura como el hinchamiento y migración de arcillas, las emulsiones y los bloqueos de agua por cambio de mojabilidad.
- **Estabilidad:** El fluido debe mantener sus características reológicas a temperatura de reservorio el tiempo suficiente para completar el tratamiento. Debe también exhibir una degradación mínima debido al esfuerzo de corte durante la colocación del apuntalante.
- **Baja Caída por Fricción:** Su coeficiente de fricción debe ser lo más bajo posible para minimizar la potencia hidráulica de bombas necesarias para colocarlo durante la fractura.
- **Rompimiento y Limpieza:** Una vez colocado el apuntalante y finalizada la fractura, la viscosidad debe degradarse hasta alcanzar niveles suficientemente bajos -cerca de los del fluido base, agua, por ejemplo- de tal manera que pueda ser fluido y retornado rápidamente. La limpieza es muy importante para minimizar el daño dentro del empaquetado de la fractura.
- **Económico:** El fluido debe ser económicamente eficiente y viable.

El fluido de fractura es un componente crítico de un tratamiento de fractura hidráulica.

Sus principales funciones son:

- ✓ Abrir la roca
- ✓ Crear y propagar la fractura
- ✓ Transportar el apuntalante a lo largo de la fractura
- ✓ Distribuir el apuntalante uniformemente a través del ancho de la misma en el momento del cierre de la formación

Consecuentemente, se considera que la viscosidad del fluido es su característica más importante. No obstante, una fractura exitosa también requiere que el fluido tenga otras propiedades especiales, tales como:

- ✓ Bajo coeficiente de fricción.
- ✓ Buen control de filtrado
- ✓ Un rompimiento adecuado de la viscosidad una vez colocado el apuntalante.
- ✓ Limpieza, que deje solamente un mínimo de residuos dentro de la fractura
- ✓ Económicamente eficiente.
- ✓ Fácil de manipular y mezclar.
- ✓ El fluido remanente y recuperado debe ser fácilmente eliminado (Protección al Medio Ambiente)

Desde que los reservorios a ser estimulados varían marcadamente en temperatura, permeabilidad, composición de la roca y presión poral, se desarrollaron muchos tipos de fluidos para adecuarlos a las condiciones particulares de cada yacimiento.

Los primeros fluidos de fracturas fueron base aceite. Al final de la década de los 50 se comenzaron a desarrollar fluidos base agua que usaban Goma Guar como viscosificante. El primer tratamiento con fluido reticulado se llevó a cabo en 1969. Actualmente, solo el 5% de los tratamientos son realizados con fluidos base aceite.

Debido a las dificultades encontradas durante el período de limpieza de la fractura, en los 70 se comenzó a utilizar un polímero más limpio como viscosificante, el hydroxypropyl-guar (HPG). Se han comenzado a desarrollar fluidos mucho más limpios y fáciles de mezclar, cuyo agente viscosificante no es un polímero, sino un surfactante especial, que le da unas características reológicas especiales al fluido. Estos fluidos se llaman viscoelásticos. También se han desarrollado diferentes aditivos para compatibilizar el fluido a ambos, la roca y el fluido contenidos en el reservorio.

## II. TIPOS DE FLUIDO DE FRACTURA:

Los fluidos base agua son los más utilizados. Aproximadamente el 70% de los tratamientos actuales se realizan con ellos.

Los fluidos base aceite son utilizados en el 5% de los casos. Mientras que el resto, especialmente los multifase se usan en el 25% restante.

Base agua	Base aceite	Espumas	Viscoelásticos
<ul style="list-style-type: none"> <li>•Bajo Costo</li> <li>•Alto Desempeño</li> <li>•Fácil Manejo</li> <li>•Polímeros solubles para aumentar viscosidad</li> <li>•Adelgazamiento de la solución a altas temperaturas</li> <li>•Problemas en formaciones reactivas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Causan menor daño a la formación</li> <li>•El flujo de retorno es incorporado directamente a la formación</li> <li>•Alto impacto al medio ambiente</li> <li>•Transporte de arenas muy bajo (3-4 lb/gal)</li> <li>•Baja conductividad de la fractura generada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Espumas de N2 y CO2</li> <li>•Espumas binarias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fluidos de fractura no-poliméricos</li> </ul>

**Tabla 2.** Tipos de Fluido

La viscosidad del fluido es una de las propiedades más importantes. Un fluido con una viscosidad alta va a exhibir una deformación menor, cuando esté sometido a las mismas condiciones de carga (Shear Stress  $\tau$ ).

### III. FLUIDO DE FRACTURA EN RESERVORIOS TIPO SHALE:

En los sistemas no convencionales (Shale oil/tight oil) generalmente se suelen utilizar geles muy livianos conocidos como los sistemas «Slickwater».

**Slickwater:** Es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que le confiere una muy baja viscosidad al fluido. También se agregan quebradores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo.



*Los fluidos de estimulación hidráulica, por lo general, están compuestos por un 99,5% de agua y arena, y un 0,5% de productos químicos.*

En el caso de la estimulación hidráulica para extraer hidrocarburos de reservorios no convencionales tipo shale, el fluido contiene entre 8 y 12 aditivos, dependiendo de las características del agua y de la formación que se fractura.



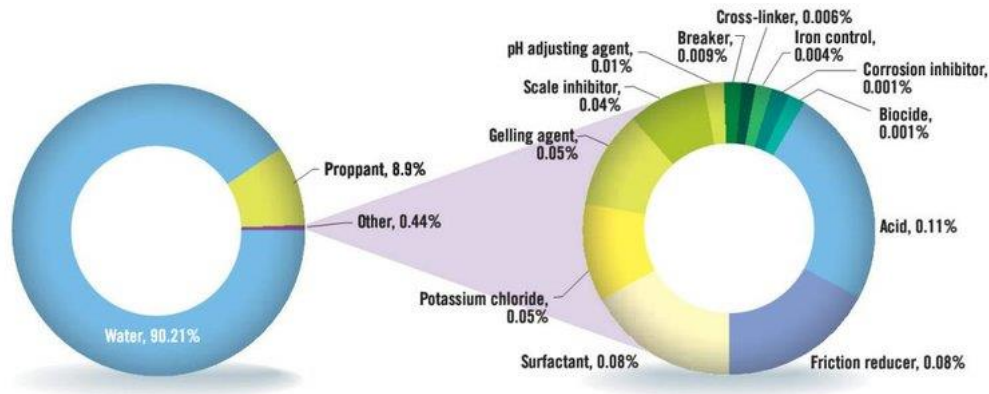


Fig. 18. Composición del Fluido de fractura

Las propiedades del propante o arena, se tratará separadamente en el próximo capítulo. En este capítulo hablaremos de las propiedades del fluido y de los aditivos.

### EL AGUA COMO FLUIDO DE FRACTURA

El uso de agua como fluido de fractura, podemos decir que la cantidad de agua necesaria es muy variable, depende de las características de la formación que se debe estimular, del tipo de pozo (horizontal o vertical) y del número de etapas de fractura.

La tendencia hoy es a hacer pozos horizontales en lugar de verticales, buscando que la superficie de contacto en la zona productiva sea mayor. Por esta misma razón, la sección lateral del pozo (sección horizontal) es mucho más extensa, y esa es la razón por lo que la cantidad de etapas de fractura pueden ser mayor a la de un pozo vertical.

Por ejemplo, para pozos de 3.000 metros de sección horizontal en los que se pueden realizar entre 20 y 40 etapas de fractura, el uso de agua se ubica en el rango de los 30.000 m<sup>3</sup> a 48.000 m<sup>3</sup>. Cabe destacar que la productividad de estos pozos equivale a la de varios pozos verticales.

Como regla general, se puede decir que en el caso del shale, se puede calcular entre 1.200m<sup>3</sup> y 1.500 m<sup>3</sup> de agua por etapa de fractura. En el caso del tight, alrededor de 300 a 400m<sup>3</sup> de agua por etapa de fractura.

Como concepto general, podemos mencionar que el agua que se utiliza en el desarrollo de un yacimiento no convencional es una fracción del uso total que se utiliza para fines agrícolas, industriales y recreativos.



#### **PREGUNTA**

*¿Solamente puedo usar agua dulce en la estimulación hidráulica de los reservorios tipo shale?*

Un aspecto importante para destacar en el uso del agua es que el fluido de fractura se puede realizar con agua de producción adecuadamente tratada o con agua dulce. El uso de un tipo u otra depende de la disponibilidad de agua de formación, de equipos de tratamiento y cómo afecta el costo del agua de producción vs. el costo del agua dulce, siempre que esta esté disponible y debidamente autorizado su uso.

En nuestro país existen antecedentes del uso de agua de producción para estimulación hidráulica tanto en reservorios convencionales como no convencionales, como uso de aguas industriales o cloacales debidamente tratadas.

### **REQUERIMIENTOS DE CALIDAD**

En términos generales, dado que el fluido de fractura está íntimamente en contacto con la formación, el agua utilizada suele requerir mayores cuidados de calidad respecto de la utilizada para la preparación de lodos de perforación.

Por su parte, se requiere agua de mejor calidad para fracturas de reservorios convencionales que para fracturas de reservorios no convencionales. En las fracturas convencionales se utiliza agente sostén de mayor granulometría que precisa de gelificantes de mayor capacidad de transporte. Además, se evita dañar la permeabilidad y porosidad existentes - que en los reservorios no convencionales es prácticamente nula - por la intromisión de material particulado fino.

De acuerdo a experimentaciones realizadas en las rocas reservorio de Bakken (North Dakota) y Eagle Ford (Texas) la salinidad del agua utilizada en la estimulación hidráulica tendría impacto en la imbibición espontánea. Agua de alta salinidad tendría un impacto negativo sobre la producción de hidrocarburos.

En la Tabla1, se presentan lineamientos generales de la calidad de agua para la preparación de fluidos de fractura.

### **FUENTES**

El agua puede provenir de lugares diversos. Los criterios principales para la selección de la fuente son la disponibilidad y cercanía, la calidad, la capacidad de provisión en relación con el caudal necesario y la interferencia con otros usos habituales.

Se consideran las siguientes:

- ✓ Agua superficial: ríos, arroyos, lagos, embalses;
- ✓ Agua subterránea: perforación de pozos;
- ✓ Suministro de agua local;
- ✓ Reutilización de agua proveniente de instalaciones domiciliarias e industriales, propias o locales;
- ✓ Reutilización de agua de retorno (o “flowback”).

La calidad de cada fuente de agua indicada es variable. En términos generales, las aguas superficiales suelen presentar concentraciones salinas menores que las subterráneas o que el flowback.

Parámetro	Unidad	Valores de calidad de agua para fluidos de fractura
Temperatura	°C	15 - 40
pH	UpH	6 - 8
Sólidos disueltos totales	mg/l	≤ 50.000
Sólidos totales en suspensión	mg/l	≤ 50
Turbiedad	NTU	0 - 5
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	mg/l	≤ 30.000
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	mg/l	≤ 500
Carbonatos (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	mg/l	≤ 600
Bicarbonatos (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	mg/l	≤ 600
Dureza total	mg/l	≤ 15.000
Calcio (Ca <sup>+2</sup> )	mg/l	50 - 250
Magnesio (Mg <sup>+2</sup> )	mg/l	10 - 100
Hierro (Fe <sup>+2</sup> ; Fe <sup>+3</sup> )	mg/l	1 - 20
Potasio (K <sup>+</sup> )	mg/l	100 - 500
Sodio (Na <sup>+</sup> )	mg/l	2000 - 5000
Boro (B <sup>+3</sup> )	mg/l	0 - 20
Sílice (SiO <sub>2</sub> )	mg/l	≤ 35
Bacterias	UFC/ml	0,00
Agentes reductores	mg/l	0,00

**Tabla.3.** Práctica recomendada. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina

La habilitación ambiental global de un proyecto de explotación de hidrocarburos suele estar sujeto a la habilitación de los sitios de extracción de agua por las autoridades hídricas provinciales. En particular, la toma de ríos interprovinciales suele requerir la autorización de comités de cuenca integrados. Asimismo, el uso de cualquier infraestructura local debe ser autorizado por los entes reguladores y no debe afectar el servicio a usuarios domiciliarios.

En términos generales, las fuentes de agua más habituales en la Argentina para este tipo de actividades son la subterránea y la superficial proveniente de ríos y embalses, según la disponibilidad.

La elección dependerá del volumen y la calidad del agua requerida, la disponibilidad física conforme a las normas, usos competentes, y características de la formación a fracturar (incluyendo la calidad del agua y las consideraciones de compatibilidad). En caso de ser posible, se debería utilizar en primer lugar, agua residual de otras instalaciones industriales, seguido de fuentes de agua superficiales y subterráneas y, por último, suministros de agua local (son los menos utilizados para proyectos a gran escala de larga duración). Sin embargo, esto dependerá de:

- Las condiciones locales y de la disponibilidad de fuentes de aguas superficiales y subterráneas próximas a las operaciones planeadas.
- No todas las opciones serán apropiadas para todas las situaciones, y el orden de preferencia puede variar entre áreas.
- Las fuentes de agua de origen residual industrial, o las utilizadas para la refrigeración de plantas de energía, las retorno reciclada y/o producida, requerirán tratamientos adicionales

previos a su utilización para fracturas; lo cual podría no ser viable, y no asegurar los resultados necesarios para garantizar el éxito del proyecto

La salinidad, TDS (total de sólidos disueltos), y la calidad total de esta mezcla de agua de formación / flowback, puede variar de acuerdo a la geología de la formación y a los estratos rocosos específicos.

La Guidance Document API HF2 - Water Management Associated with Hydraulic Fracturing clasifica las aguas, según su salinidad, en:

- ✓ Salobre (5.000 a 35.000 ppm de TDS)
- ✓ Salina (35.000 a 50.000 ppm de TDS)
- ✓ Salmuera sobresaturada (50.000 a 200.000 ppm de TDS o más).
- ✓

Otras de las características del agua que pueden influir son la concentración de hidrocarburos (petróleo), sólidos suspendidos, sustancias orgánicas, hierro, calcio, magnesio, trazas de benceno, boro, silicatos, sílice, y otros compuestos.

Se podrá evaluar si es técnicamente viable el uso del agua de producción y de fluido de retorno (flowback) en las operaciones de fractura. Para ello estas aguas deben ser tratadas para alcanzar los parámetros requeridos para el agua de fractura.

### **ADITIVOS**

El 0,5 % del fluido de fractura está compuesto por una serie de productos químicos con diferentes funciones:

- Inhibidores de crecimiento bacteriano (que impiden que proliferen las bacterias dentro del pozo).
- Agentes Gelificantes (permiten que el fluido adquiera consistencia de gel).
- Reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente por dentro del pozo).
- Ácido Clorhídrico se usa una solución ácida para disminuir la presión de fractura, la cual se gasta en la vecindad del pozo y no retorna como tal a la superficie, sino en forma de producto de reacción, dióxido de carbono y sales.
- Tensioactivos, productos químicos semejantes a los detergentes que previene la formación de espumas y emulsiones que puedan interferir en la producción.

On average, **99.51%** of fracturing fluids are comprised of water and sand.

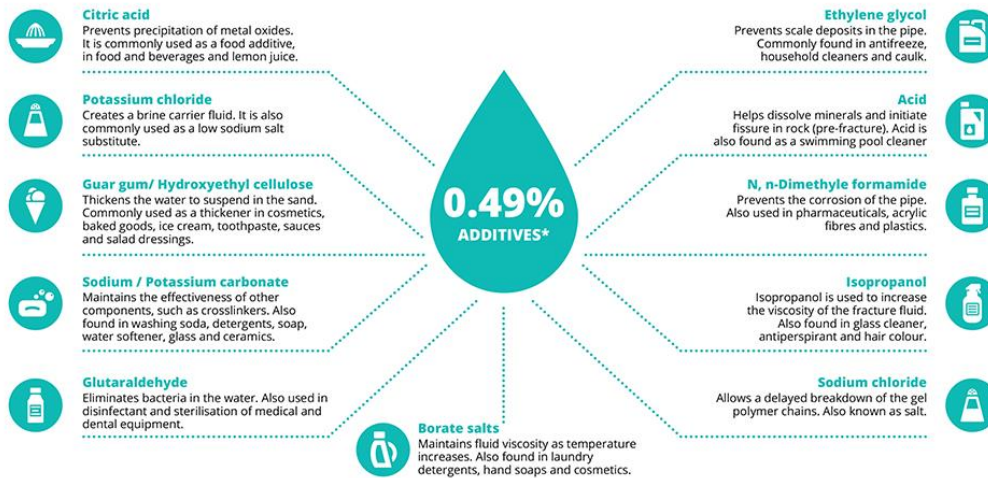


Fig. 19. Aditivos usados en fluido de fractura

La mayoría de dichos aditivos está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación



### PREGUNTA

¿Los aditivos utilizados en el fluido de fractura son secretos?

La información sobre los aditivos químicos que se utilizan en los fluidos de estimulación hidráulica no es secreta ni reservada, y se encuentra a disposición de las autoridades de aplicación y regulatorias. Algunos de los compuestos químicos enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones, e inyectándolos en pozos diseñados para la disposición final (sumideros), a grandes profundidades.


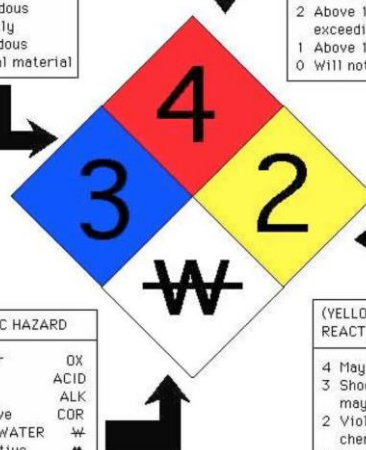
Cada proveedor o fabricante deberá presentar una Hoja de Seguridad (MSDS) de cada aditivo a utilizar en las fracturas hidráulicas, la cual deberá ser revisada previo a su utilización, y estar disponible en el sitio de trabajo. Las MSDS contienen información acerca del almacenamiento apropiado, peligros para el medio ambiente, procedimientos a seguir ante derrames y otra información relevante para minimizar los impactos ambientales.

Los operadores deberán proporcionar información acerca de la forma en la que administran el agua, y las operaciones de almacenamiento en el sitio.

Dicha información deberá incluir lo siguiente:

- ✓ Información acerca del diseño y la capacidad de almacenamiento de las piletas y / o tanques;

- ✓ Información acerca del número, y de la capacidad individual y total de los tanques de recepción en la locación para el agua de retorno;
- ✓ Descripción de las restricciones a los accesos públicos previstos, incluyendo las barreras físicas y la distancia al borde de la locación;
- ✓ La forma en la que se colocaran los revestimientos para evitar posibles fugas de las piletas sobre

 <p><b>HOJA DE SEGURIDAD</b> GOMA GUAR</p> <p>Página 1 de 4 Fecha de Emisión: 04-12-13</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>(BLUE) HEALTH HAZARD</b></p> <p>4 Deadly 3 Extreme danger 2 Hazardous 1 Slightly hazardous 0 Normal material</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p><b>(RED) Fire HAZARD</b></p> <p>Flash Points 4 Below 73°F 3 Below 100°F 2 Above 100°F not exceeding 200°F 1 Above 100°F 0 Will not burn</p> </div> </div> <div style="text-align: center; margin: 10px 0;">  </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>SPECIFIC HAZARD</b></p> <table border="0"> <tr><td>Oxidizer</td><td>OX</td></tr> <tr><td>Acid</td><td>ACID</td></tr> <tr><td>Alkali</td><td>ALK</td></tr> <tr><td>Corrosive</td><td>CDR</td></tr> <tr><td>Use NO WATER</td><td>W</td></tr> <tr><td>Radioactive</td><td>R</td></tr> </table> </div> <div style="width: 45%;"> <p><b>(YELLOW) REACTIVITY</b></p> <p>4 May Detonate 3 Shock and heat may detonate 2 Violent chemical change 1 Unstable if heated 0 Stable</p> </div> </div>	Oxidizer	OX	Acid	ACID	Alkali	ALK	Corrosive	CDR	Use NO WATER	W	Radioactive	R
Oxidizer	OX												
Acid	ACID												
Alkali	ALK												
Corrosive	CDR												
Use NO WATER	W												
Radioactive	R												

<b>1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO.</b>		
Nombre Producto: Polvo de Goma de Guar		
<b>2. COMPOSICION / INFORMACION DE INGREDIENTES.</b>		
Composición:	Viscosidad:	5500 CPS
	Humedad:	12% máx.
	Tamaño malla:	200 malla
<b>3. IDENTIFICACIÓN DE LOS PELIGROS.</b>		
Ninguna: No se desarrolló ningún sintoma peligroso. Sin embargo, la Goma Guar no debe estar abierta a la atmósfera por mucho tiempo ya que el material es susceptible a la humedad. El material se debe almacenar en un sitio cerrado y en condición seca con ventilación normal.		
<b>4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS.</b>		
Inhalación: Limpiar la nariz con agua limpia e inhalar y exhalar profundamente de 10-15 veces.		
Contacto con la piel: Limpiar con agua y secarlo con toalla normal.		
Contacto con los ojos: Limpiar con agua fresca varias veces. (parpadear con la mano llena de agua varias veces para limpiar los ojos a fondo).		
Ingestión: Beber agua de manera adecuada.		
<b>5. DATOS DE INCENDIO Y EXPLOSIÓN</b>		
Agentes recomendados para la extinción de incendios: Extintor de CO2; extintor de polvo seco.		
Agentes que se deben evitar en la extinción de incendios: Agua; ya que la pasta formada con agua forma sustancias muy resbaladizas y puede causar accidentes.		

Fig. 20. MSDS – Hoja de Seguridad

### Activadores de viscosidad

Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad, activando el fluido entre los más comunes: Boratos, Aluminatos, Zirconatos

La selección del activador dependerá:

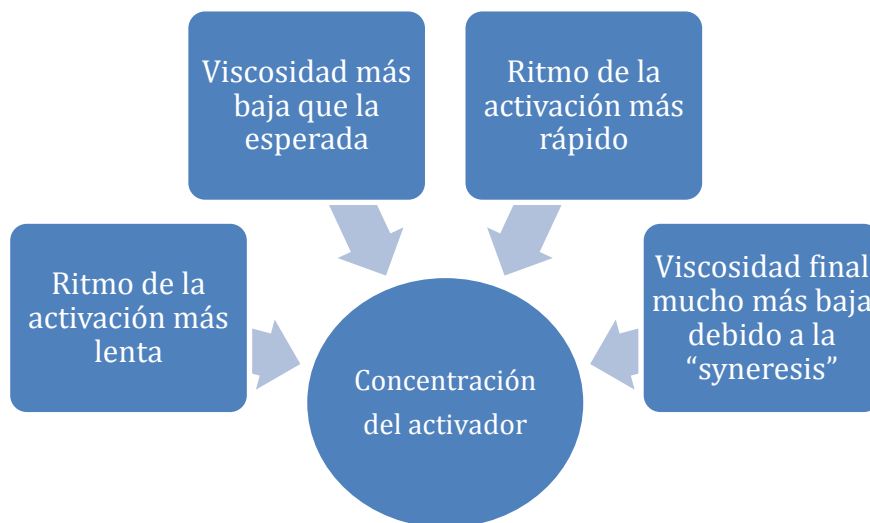
- ✓ Polímero utilizado para generar el gel lineal
- ✓ Temperatura de operación
- ✓ pH del sistema

Factores para controlar el ritmo de activación:

1. Temperatura
2. pH del fluido
3. Condiciones de deformación
4. Tipo de activador
5. Presencia de otros componentes orgánicos que reaccionan con el activador.

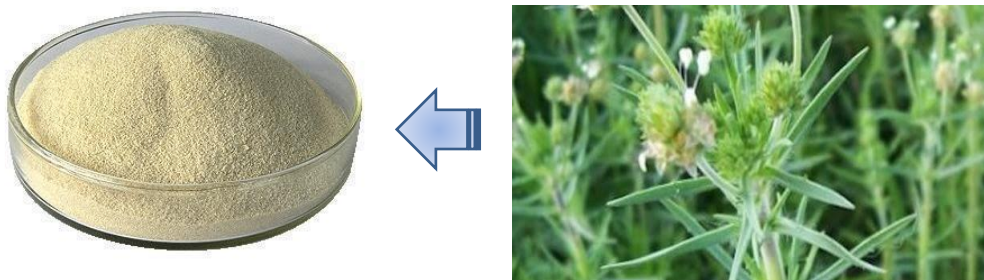
ACTIVADOR	Borato	Titanato	Zirconato	Aluminato
POLIMERO ACTIVADO	Guar, HPG, CMHPG	Guar, HPG, CMHPG, CMHEC+	Guar++, HPG++, CMHPG, CMHEC+	CMHPG, CMHEC
RANGO DE PH	'8 - 12	'3 - 11	'3 - 11	'3 - 5
TEMP. LIMITE SUP. (°F)	325	325	400	150
DEFORMACION DEGRADAGA	No	Si	Si	Si
'+ Activa con PH bajos (3 - 5) '++ Activa con PH altos (7 - 10)				

**Tabla.4.** Características de los activadores



**Fig.21.** Activadores

Uno de los viscosificantes más usados es la Goma Guar, que es un producto natural, totalmente compatible con el ambiente. El proceso usado para su manufactura no separa el corazón de la semilla de los otros componentes de la misma. Por ello entre 6 al 10% del producto terminado no es soluble en agua y causa el taponamiento parcial de la permeabilidad de la fractura. Para minimizar este problema, la Goma Guar es refinada en presencia de un oxidante para generar Hidroxipropyl Guar (HPG). Este proceso reduce la insolubilidad hasta un nivel del 2%, lo que origina un fluido más limpio. Una variante de este proceso, el Carboximetyl está comenzando a usar para bajas temperaturas y se retícula con sales de aluminio.



**Fig.22.** Goma Guar

### **Quebradores**

Reducen la viscosidad del sistema fluido-apuntalante, partiendo el polímero en fragmentos de bajo peso molecular.

### **Aditivos para pérdida de filtrado**

Un buen control de pérdida de filtrado es esencial para un tratamiento eficiente. La efectividad de los aditivos dependerá del tipo de problema de pérdida:

1. Pérdida por una matriz de permeabilidad alta
2. Pérdida por baja micro fracturas

La harina sílica es un aditivo efectivo de pérdida de filtrado y ayuda a establecer un enjarre. Las resinas solubles en aceite también son usadas como control de pérdida de filtrado, ya que pueden puentear y sellar los poros para reducir la pérdida de fluido. Tienen la ventaja sobre la harina sílica y los almidones en que son solubles en aceite y se disuelven en hidrocarburos líquidos producidos.

### **Bactericidas**

Previenen la pérdida de viscosidad causada por bacterias que degradan el polímero.

Es común agregar el bactericida a los tanques de fractura antes de que se agregue el agua, para asegurar que el nivel de enzima bacterial se mantendrá bajo.

### **Estabilizadores**

Se adicionan al gel lineal (fluido fracturante sin activar) para proporcionar mayor estabilidad al fluido, cuando se tienen altas temperaturas de operación, normalmente arriba de 200 °F.

Suelen ser compuestos salinos: Tiosulfato de Sodio ( $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ )

### **Surfactantes**

Es un material que, a bajas concentraciones, absorbe la interfase de dos líquidos inmiscibles, como pueden ser dos líquidos (aceite y agua), un líquido y un gas o un líquido y un sólido.

- Estabilizar emulsiones de aceite en agua
- Reducir las tensiones superficiales o interfaciales.
- Promover la limpieza del fluido fracturante de la fractura

### **Controladores de PH (buffers)**

Se utilizan por dos razones específicas:

1. Facilitar la hidratación
2. Proporcionar y mantener un rango de pH

### **Estabilizadores de arcilla**

Utilizados para la prevención de migración de arcillas.

Se usan soluciones del 1 al 3% de cloruro de potasio para :

También los cationes orgánicos de tetrametil cloruro de amonio son usados como efectivos estabilizadores.

*Algunos ejemplos que los aditivos químicos usados en los pozos de Vaca Muerta son los siguientes:*



**PLANILLA DE INFORMACIÓN DE COMPONENTES QUÍMICOS  
EN FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA**



		CANTIDADES TOTALES DE FLUIDO	
Fecha Fractura	25-sep-16	Vol Acid pad (m3)	268,76
Provincia	Neuquén	Vol Slickwater (m3)	10.044,64
Área	La Escalonada	Vol Gel/Xlink (m3)	16.591,43
Nombre y N° de Pozo	LEsc.x-3	Vol total (m3)	26.904,83
Operador	Total Austral	Profundidad Vertical Real TVD (m)	3.288,00
Contratista	Schlumberger		

El nombre del aditivo, la función, el proveedor y su concentración se presentan en la primera tabla. Los ingredientes de los aditivos y su concentraciones promedio en el Vol. Total del fluido de estimulación se informan en la segunda tabla.

Unidades de concentración:  
kg/m3 = kg soluto /m3 solución  
L/m3 = lts soluto /m3 solución  
%m/v= %masa/Vol = (Kg soluto/Lts Solución)\*100

ADITIVOS						
Función	Nombre Comercial	Concentración máx. del aditivo en fluido de estimulación	Unidad	Proveedor	Comentarios	
Red. Fricción	J618	0,70000	L/m3	Schlumberger	Solo en slickwater	
Inhibidor Corrosion	A261	4,00000	L/m3	Schlumberger	Solo en el Acid PAD	
Agente Quelante	L041	2,00000	L/m3	Schlumberger	Solo en el Acid PAD	
Desemulsificante	W054	4,79276	kg/m3	Schlumberger	Solo en el Acid PAD	
Polimero	J594	4,19366	kg/m3	Schlumberger		
Quebrador vivo	J218	0,71924	kg/m3	Schlumberger		
Quebrador encapsulado	J475	0,59937	kg/m3	Schlumberger	Solo en gel x-linked	
Inhibidor de Arcilla	L071	2,00000	L/m3	Schlumberger		
Bactericida	M275	0,06937	kg/m3	Schlumberger		
Cloruro de Potasio	M117	0,71924	kg/m3	Schlumberger		
Ácido Clorhídrico	HCl 28%	574,69000	kg/m3	Schlumberger	Solo en el Acid PAD	
ThermaFRAC Multifunc.	J638	2,00000	L/m3	Schlumberger	Solo en gel x-linked	
ThermaFRAC X-link	J596	3,00000	L/m3	Schlumberger	Solo en gel x-linked	
Agente sosten	Sinter-Lite	718,96000	kg/m3	Schlumberger		
Agente sosten	Arena-Natural	359,48020	kg/m3	Schlumberger		

**Tabla.5. Componentes Químicos**

A nivel internacional, la página web <http://fracfocus.org/> muestra registros de los químicos utilizados en fracturación hidráulica en los EEUU.

De cada producto se puede ver su hoja de seguridad MSDS en la página de OSHA/EPA (base de datos de salud ocupacional) <https://www.osha.gov/chemicaldata/>

### FLUIDOS RETICULADOS:

Los aditivos reticuladores (Cross-linkers o X-linkers) son agregados para incrementar efectivamente la viscosidad del fluido sin agregar una mayor cantidad de polímero.

El mecanismo químico que utilizan es el puenteo o unión de varias cadenas poliméricas hidratadas.

Esto hace que se formen larguísimas cadenas de muy alto peso molecular capaces de absorber una grna cantidad de agua.

El elemento reticulante es una sal metálica –como el Borato- u Órgano-metálica –como los Titanatos y Zirconatos. Otras sales, como los Aluminatos y los Antimonios –desarrolladas para aplicaciones especiales- son raramente utilizadas

Un fluido reticulado con Borato se degrada cuando es sometido a una velocidad muy alta (Alto corte) o a alta temperatura, pero, tan pronto como la condición crítica desaparece, las cadenas poliméricas vuelven a regenerarse, restituyendo su alta viscosidad.

Los reticuladores Organo-Metálicos, como el Zirconato y el Titanato son utilizados para aplicaciones especiales, especialmente de alta temperatura (Zirconato) o bajo pH (Titanato). A diferencia del Borato, cuando la viscosidad se degrada, no se regenera nuevamente. Por otro lado, una vez establecida la reticulación del gel base, el mismo es muy estable.

## IV. OPERACIÓN DEL FLUIDO

Durante la operación podemos decir que hay 3 tipos de fluido de fractura que intervienen:

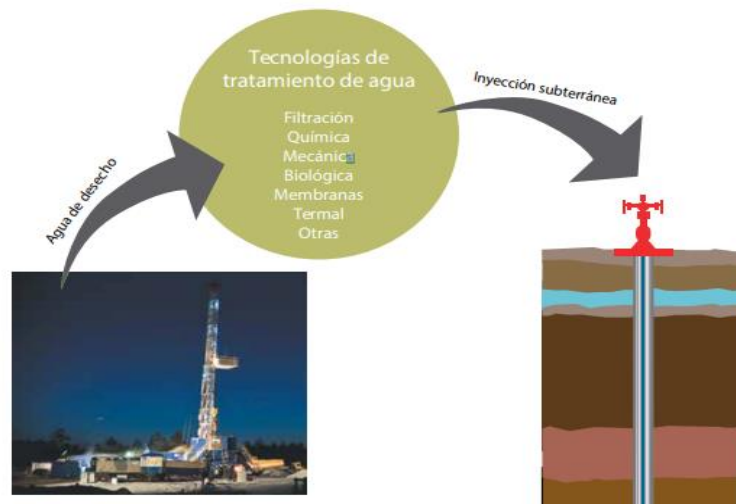
- ✓ **"Pad" o colchón:** Constituye el mayor volumen de fluido bombeado. Su misión es iniciar o producir la fractura y abrirla lo suficiente durante la operación para que pueda ingresar el agente de sostén.
- ✓ **Tratamiento:** Es un fluido cargado del denominado "propante" o soportante que actuará como agente de sostén evitando el cierre de la fractura, pero permitiendo el paso de fluidos.
- ✓ **"Flush" o enjuague:** Son fluidos de limpieza que se utilizan en distintas etapas de la operación con objeto de limpiar o lavar el pozo.  
Existe un último tipo de fluidos que son los denominados fluidos de retorno o "Flowback", término que designa a los efluentes del pozo constituidos por agua y sustancias lavadas de las formaciones objetivos y que retornan a superficie.

### Agua de retorno

En reservorios no convencionales del 20% al 40% del agua utilizada para fractura retorna a la superficie (flowback). Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, aproximadamente de 2.000 a 3.500 metros.

La calidad de este flowback difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado.

Este fluido es tratado antes de disponerlo, ya sea en pozos de inyección aprobados para tal fin o para su re-uso en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones. Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final.



**Fig.23.** Tratamiento del Agua de Retorno

La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y hay desarrollos de tratamiento con productos y equipamientos nacionales de efectiva performance en nuestro país.

Una de las unidades usadas consiste en una planta de acondicionamiento autónoma, capaz de tratar hasta 350 m<sup>3</sup>/día del flowback generado en la fractura, dejándola en condiciones de ser reutilizada. Contiene procesos de separación por flotación de alta eficiencia y un sistema de filtración y pulido diseñado específicamente para este fluido y deshidratación de residuos semi-sólidos generados en el proceso.

Los sólidos suspendidos y el material orgánico son separados del flowback incorporando al equipo una combinación de productos químicos ecológicamente amigables. Una vez lograda la separación, el material semisólido es colectado y deshidratado. La corriente de agua

limpia es bombeada fuera del sistema hacia una locación designada o se envía por camión a otra operación.

El tratamiento y disposición de esta agua es controlado y registrado. Cada provincia tiene su legislación en la que se estipula la calidad de esta agua si necesita disponerse.

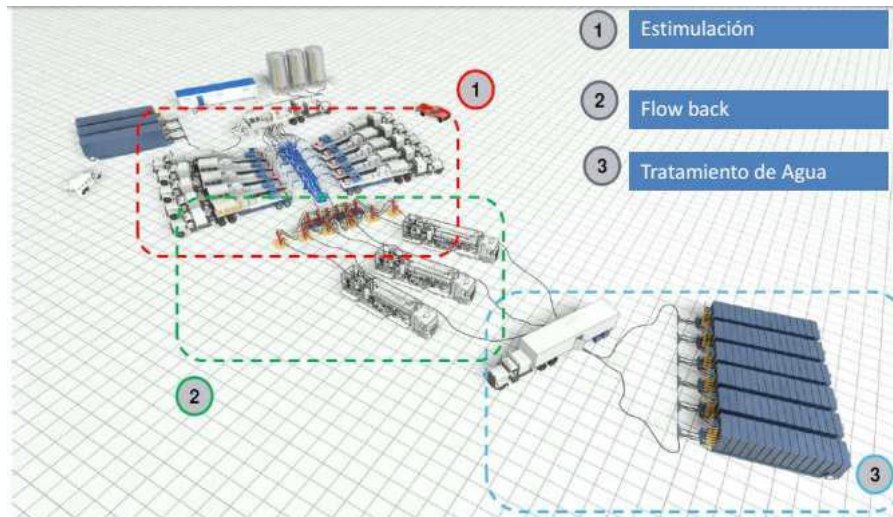


Fig.24. Flowback

## V. EFICIENCIA DEL FLUIDO

***La eficiencia de un fluido de fractura está dada por el volumen de la fractura sobre el volumen inyectado de fluido.***

En una prueba de campo para determinar la eficiencia no importa cuál es el mecanismo de pérdida de fluido, pero si la cantidad de fluido que pasa a la formación.

A mayor eficiencia se necesita menos fluido para un mismo volumen de fractura. Pero se necesita siempre que una parte del fluido pase a la formación, caso contrario la fractura no se podría cerrar.

Necesitamos una eficiencia de fluido de 30 ó 60%, para que la fractura cierre en un tiempo razonable, y sin que pase demasiado fluido de fractura a la formación. Pozos con altas permeabilidades y/o naturalmente fracturados tienen altos coeficientes de pérdidas de fluido (Ct), lo que es equivalente a bajas eficiencias.

***En caso de bajas eficiencias las fracturas creadas son cortas debidos a que hay menos volumen de fluido disponible para abrirlas.***

En el caso de la formación tipo shale donde la permeabilidad es muy baja el coeficiente de pérdida de fluido (Ct) es bajo, lo que hace que podamos encontrar altas eficiencias de fluido de fractura.

Esta eficiencia se reflejará en la geometría de la fractura, a mayor eficiencia la fractura será larga con una baja filtración del fluido en la formación.

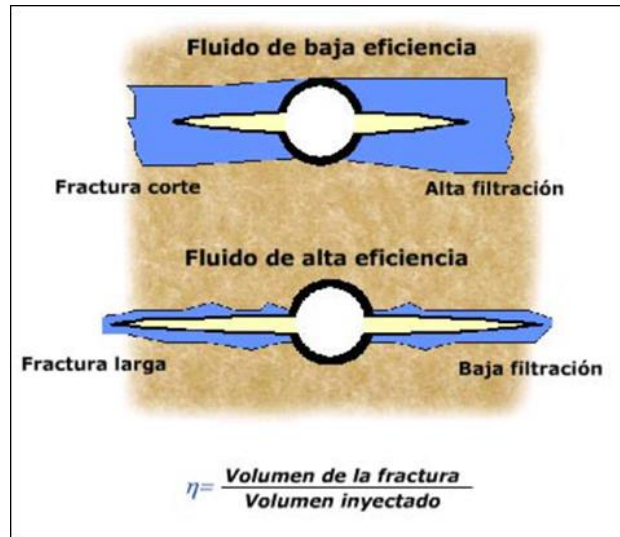


Fig.25. Eficiencia del fluido

### Residuos del fluido

Después del bombeo, se abre el pozo para producir el fluido inyectado. La apertura se hará inmediatamente después de parar el bombeo, o después de definido en el diseño para esperar el cierre de la fractura. En este momento es necesaria que el gel sea roto, lo que significa que tiene nuevamente la viscosidad del fluido base, agua o gasoil. Además, el fluido debe dejar el empaque libre de todo residuo de polímero o de gel no roto. Se llame un fluido limpio si no deja residuo.



Fig.26. Residuos

En la foto de izquierda se vean los granos de arena tal cual son antes de bombearlos en el pozo: están limpios. En la foto del centro, esta misma arena ha sido bombeada con un gel polimérico. El gel tiene solamente un ruptor diluido en la fase acuosa. A filtrar el agua, filtró el ruptor y se ve bastantes restos de polímeros atrapados en el empaque.

Estos residuos obstruyen por completo los poros, y por lo tanto la conductividad de la fractura será muy baja. En la foto de derecha, la misma arena ha sido bombeada con un gel polimérico al cual se agregó además del ruptor diluido en la fase acuosa, un ruptor encapsulado. Las cápsulas de ruptor quedan atrapadas en el empaque donde suelte

ruptor una vez la fractura cerrada. Esta técnica incrementa la eficiencia del producto, y por ende deja la fractura más limpia y con mayor conductividad.

### Pérdida de Filtrado

Una característica importante de los fluidos de fractura es su capacidad de controlar la pérdida de fluido. Vemos la cara de la fractura sobre la cual está fluyendo el gel. Parte del gel, o de sus componentes, penetra en la formación generando diferentes zonas:

- En la formación, lejos de la cara de la fractura una zona no contaminada, sin contacto con gel o filtrado.
- Más cerca de la cara de la fractura una zona invadida no por el gel, pero por lo que filtra del gel de fractura. En esta zona hay también fluido de formación. En los geles poliméricos base agua el filtrado es agua aditivada.
- Muy cerca de la cara de la fractura, hay una zona (bridging zone) donde material obturante (aditivo, o el mismo polímero) presente en el fluido de fractura, que hace puente sobre las gargantas porales, obstruyéndolas.
- Sobre la cara de la fractura, fuera de la matriz el material obturante genera un revoque. La generación del revoque es algo de dinámica ya que el mismo fluido, y más con agente de sostén, lo erosiona a medida que se forma.

La importancia del revoque y de la invasión va depender entre otros de la permeabilidad de la formación, de la movilidad del fluido de formación. A mismos valores de permeabilidades, habrá menos invasión si el fluido de formación es un petróleo viscoso, que si es gas fácilmente compresible.

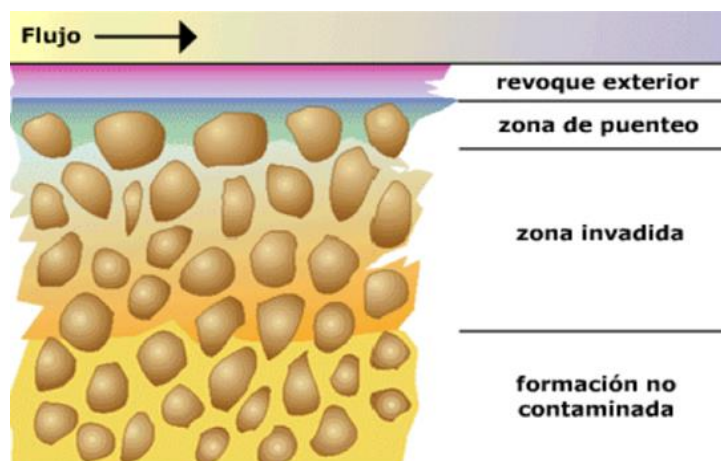


Fig.27. Pérdida de fluido

La pérdida de fluido puede ser representada como la suma de tres fenómenos que actúan al mismo tiempo. La importancia de cada una dependerá de las condiciones del pozo y del fluido utilizado. Todos pueden ser representados matemáticamente:

- **Efecto de pared - CW** - (wall building). El revoque impide el flujo del gel y del filtrado hasta la formación. Como este revoque no es totalmente impermeable dejara pasar solamente parte del líquido. Hay fluidos no poliméricos que no generan revoque y que no van a tener efecto de pared. Es dependiente del fluido de fractura (tipo del polímero utilizado) y de los agentes de control de pérdida de fluido. Este coeficiente es determinado en un ensayo de laboratorio.

- **Efecto de la viscosidad del filtrado – CV.** La viscosidad del fluido que penetra en los poros de la formación puede generar suficiente resistencia para impedir el flujo. Este fenómeno es más importante en fluido no polimérico que no generen filtrado, o en formaciones de muy alta permeabilidad.

- **Efecto de compresibilidad del fluido de formación – CC.** Si el fluido de formación es incompresible será mucho más difícil para el filtrado desplazarlo. En el caso de reservorio de gas, que es altamente compresible el filtrado penetrará fácilmente.



### PREGUNTA

*¿Cuál es la participación del Agente sostén en el Fluido de Fractura? ¿Cómo hago la elección del mismo?*

**En el siguiente tema aprenderemos sobre el agente sostén, que tipos existen, cuales se utilizan en los reservorios tipos shale, cuales se utilizan hoy en Argentina.**



### RESUMEN

**En esta sección lograron conocer:**

- Fluidos de fractura, tipos, propiedades, requerimientos
- El agua como fluido de fractura, fuentes, tratamiento
- Aditivos químicos, propiedades

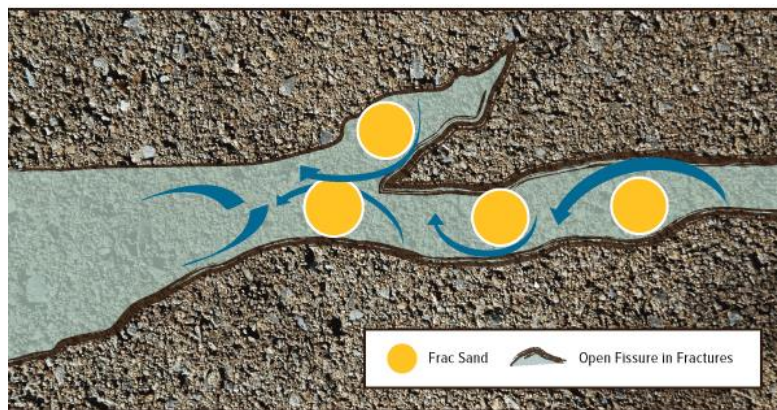
Requerimiento	Tipos de fluidos	Fluidos Base Agua	Operacion	Eficiencia del fluido
<ul style="list-style-type: none"> <li>•Eficiencia</li> <li>•Compatible</li> <li>•Estabilidad</li> <li>•Baja fricción</li> <li>•Limpieza</li> <li>•Económico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Base Agua</li> <li>•Base aceite</li> <li>•Sliding Sleeves</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fuentes de agua</li> <li>•Calidad</li> <li>•TDS</li> <li>•Aditivos químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•PAD</li> <li>•Tratamiento</li> <li>•Flush</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Residuos</li> <li>•Perdidas de filtrado</li> </ul>

### III. PROPANTES

Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales: fluidos de fracturamiento y el agente sostén (también conocido como “arena”, “apuntalante” o “propante”).

#### I- FUNDAMENTOS

**El Agente sostén:** son partículas que mantienen abiertas las fracturas y preservan los trayectos recién formados para facilitar la producción de hidrocarburos. Las partículas se clasifican cuidadosamente en cuanto a tamaño y esfericidad para formar un conducto eficiente, o empaque de apuntalante, que permite que los fluidos fluyan desde el yacimiento hasta el pozo.



Source: U.S. Global Investors

Fig.28. Agente sostén

**Generalmente los tratamientos de fracturamiento consisten en dos etapas principales de bombeo del fluido.**

- **La primera etapa, o etapa de colchón,** no contiene el agente sostén. El fluido se bombea a través de los disparos de la tubería de revestimiento con una tasa y una presión suficientes para romper la formación y crear una fractura.
- **La segunda etapa, o etapa de lechada,** transporta el agente sostén a través de los disparos hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el agente sostén cuando cesa el bombeo y lo mantiene en su lugar durante el reflujó del fluido de fracturamiento en el pozo y también durante la producción de hidrocarburos.

#### PARÁMETROS QUE CONSIDERAR PARA SELECCIONAR EL TIPO DE AGENTE SOSTÉN

Cuando se hace una fractura en una arenisca (y también en algunos carbonatos) es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo, y que garantice una conductividad al canal recién creado. Por ende, este material debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, principalmente una alta resistencia a los esfuerzos.

También debe **resistir a la corrosión**, porque en ciertos ambientes hay H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> en el fluido de producción, o a futuro se puede prever tratamientos ácidos. Asimismo, el agente de sostén debe tener una **gravedad específica lo más baja** posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura.

Como son materiales que se utilizan en gran volumen es muy importante que el costo sea lo más bajo posible. Se utilizan diferentes variedades de arena y la resistencia puede mejorarse con un revestimiento de resina que las hace aptas para un gran rango de aplicación.

**Por Ejemplo:** Para formaciones muy profundas, por encima de los 2800m se han desarrollado agentes cerámicos - sintéticos.

### PRESIÓN DE CONFINAMIENTO

Una vez cerrada la fractura el agente de sostén está sometido (confinado) a una presión ejercida por la formación. La presión de confinamiento es la presión que ejerce sobre el agente de sostén una vez la fractura cerrada.

$$P_c = \sigma_{min} - P_{poral}$$

**Donde:**

*P<sub>c</sub>*: Presión de Confinamiento (psi)

*σ<sub>min</sub>*: Esfuerzo mínimo (in situ) (psi)

*P<sub>poral</sub>*: Presión Poral (psi)

Debido a la producción, la presión poral disminuye en el tiempo, y con más intensidad en la vecindad del pozo. En consecuencia, la presión de confinamiento incrementa en el tiempo y es máxima cerca del pozo, donde también es necesaria la mayor conductividad.

- La presión poral varía a lo largo de la fractura.
- El esfuerzo ejercido sobre el agente sostén se incrementa a medida que la presión disminuye.

Dentro de la fractura propiamente dicha:

- en la cara de la fractura, en los punzados la P es menor por lo tanto la presión de confinamiento es mayor
- en el interior de la fractura la P es mayor, por lo tanto, la presión de confinamiento es menor.

Esta es la razón por la que se colocan agentes sostén diferentes granulometrías.

Al momento de producir un pozo debe asegurarse que la presión de confinamiento a la cual será sometido el agente de sostén no será en algún momento de la vida del pozo mayor que la presión por la cual fue diseñado el agente de sostén. O sea la presión de la fase líquida alrededor del grano no deberá ser reducida por debajo de un cierto valor.

Sometida a una PC = 10.000 psi

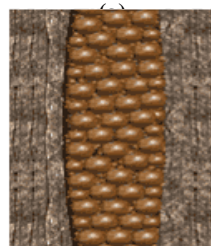
(b)



.15

Soporta hasta una PC ≤ 5000 psi

(a)



.25

**Fig.29 a y b.** Efecto de los esfuerzos efectivos sobre el agente de sostén.

En la Figura 29 a, vemos una arena utilizada como agente de sostén diseñada para una



presión de confinamiento inferior a los 4000 o 5000 psi. Podemos observar la forma de los granos y que todos son prácticamente del mismo tamaño. En la Figura 32b, vemos esta misma arena después de ser sometida a una presión de 10.000 psi, o sea una presión muy superior a la presión recomendada.

En el caso de la figura 29b se podría observar que parte de los granos se han roto y han formado una cantidad de partículas muy finitas. Si estos finos se quedan dentro del empaque tapanán los poros e impedirán el flujo desde la formación, a este efecto se le conoce como empotramiento. De igual forma, el ancho de la fractura se reduce significativamente de 0.15 a 0.25.

La norma API no especifica un valor máximo de finos permitido, pero se suele tomar un valor de 10% como máximo. Es importante definir bien cuál será la presión de confinamiento a la que será sometido el agente de sostén, ya que un material que será descartado por su resistencia a 10.000 psi (10 K) será más que suficiente a 6.000 psi (6 K).



En consecuencia, es importante conocer la **resistencia a la compresión** de los diferentes agentes de sostén por utilizar en cada operación, y cuáles serán los **esfuerzos efectivos** a los cuales serán sometidos dentro de la fractura a lo largo de la vida del pozo.

### CONDUCTIVIDAD, CONCENTRACIÓN Y EMPOTRAMIENTO

El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido producido desde la formación a través de la fractura. Por lo tanto, el parámetro más importante será la conductividad en condiciones de fondo de pozo. La conductividad de la fractura es el ancho (w) por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo (kf) y por la altura (h).

$$\text{Conductividad} = (k_f \cdot w \cdot h)$$

El ancho de la fractura **es directamente proporcional a la concentración** de agente de sostén dentro de la fractura (no confundir concentración en la fractura [lb/pie<sup>2</sup>] con la concentración en el fluido de fractura [PPA o PPG]).

Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en lb/pie<sup>2</sup>, y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado. O sea, a una misma concentración (lb/pie<sup>2</sup>) el ancho será diferente según el material utilizado.

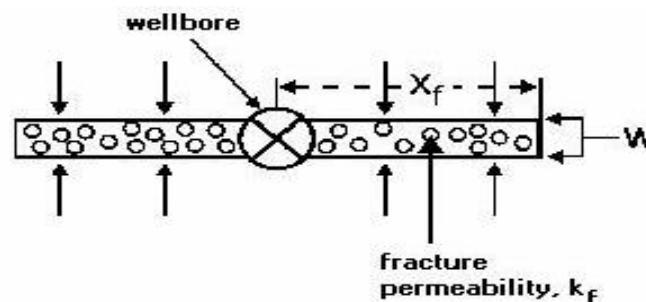


Fig.30. Conductividad

Cuando la industria empezó a fracturar el único agente de sostén disponible era la arena. Entonces se utilizó este término sin posibilidad de confusión, y seguimos utilizándolo hoy. Ahora sería más conveniente hablar de ancho de fractura y no de concentración en lb/pie<sup>2</sup>, ya que, por una misma concentración, el ancho dependerá de la gravedad específica del material.

*La permeabilidad final de la fractura es función del tipo de agente de sostén, de la concentración alcanzada dentro de la fractura (lb/pie<sup>2</sup>), de la temperatura del reservorio, de la presión de cierre, de la dureza de la formación (E), de la cantidad de finos, de la calidad del gel utilizado (cantidad de residuo dejado en la fractura), etc.*

**La conductividad necesaria dependerá del fluido a producir y de la permeabilidad de la formación:**

- ✓ En pozos de gas de baja permeabilidad => conductividad baja
- ✓ En pozos de petróleo de alta permeabilidad => conductividad alta

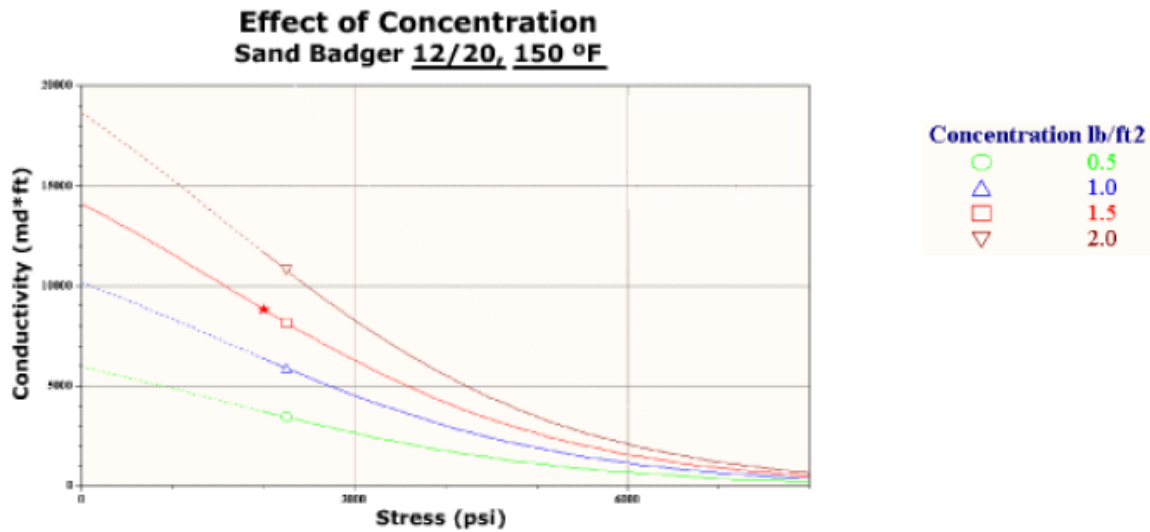
Para determinar la conductividad del agente sostén se realizan ensayos experimentales. Es necesario tener curvas de conductividad de cada tipo de agente de sostén para diferentes presiones de confinamiento. Una de las principales limitantes de no hacer estos ensayos es que mucho de los pozos no tienen o posee muy pocas muestras de coronas y, por lo tanto, hay muy pocas muestras de formación en condiciones para hacer dichos ensayos.



Fig.31. Jerarquía de la conductividad.

### Efecto de la Concentración sobre la conductividad

En el siguiente gráfico de Conductividad Vs Esfuerzo, se observa que para diferentes concentraciones de la arena (marca Badger) de tamaño 12/20, la conductividad varía proporcionalmente con respecto a su concentración, es decir, a una presión dada, a mayor concentración mayor será la conductividad de la fractura. Pero al aumentar la presión de confinamiento o los esfuerzos in situ sobre la arena menor será la conductividad, debido a la rotura de los granos.

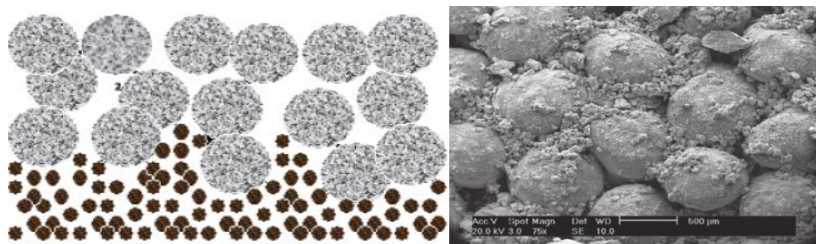


**Gráfico.4.** Efecto de la concentración sobre la conductividad de la fractura.

El ensayo se hace tomando dos placas de roca con el agente de sostén en el medio. Estos ensayos permiten tomar en consideración el efecto de empotramiento. Las diferentes concentraciones corresponden a diferentes anchos de fractura. Se hace fluir líquido midiendo diferencia de presión entre entrada y salida.

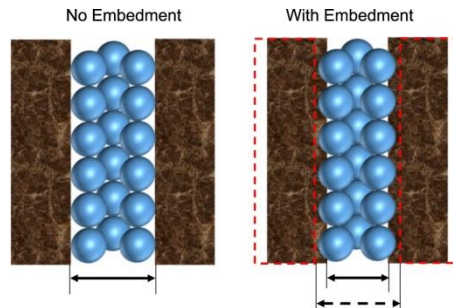
Se puede hacer este mismo gráfico con cualquier otro tipo agente de sostén de diferentes granulometrías. Las curvas tendrían comportamientos similares, pero con valores diferentes. Según el proveedor este tipo de ensayo es graficado con conductividad (mD-pie) o permeabilidad (mD) versus presión de confinamiento.

En referencia al empotramiento, este fenómeno es mayor en formaciones no consolidadas. En la Figura 6, vemos cómo los granos de la formación que son mucho más finos que los granos del agente de sostén penetran adentro. Esto es lo que llamamos **empotramiento**.



**Fig.32.** Empotramiento por migración de finos.

El ancho perdido de la fractura por este efecto se puede calcular en función de las propiedades mecánicas de la roca, mientras más blanda es la formación mayor será el empotramiento. Pero otro factor a considerar es la presión de confinamiento a mayor presión de confinamiento mayor será el empotramiento.



**Fig.33.** Efecto del empotramiento sobre el ancho de la fractura

El valor de empotramiento es calculado por los diferentes simuladores, que lo toman en consideración para calcular la conductividad final del empaque. El análisis de empotramiento permite simular en el laboratorio el comportamiento del agente sostén empleado en la fractura una vez dentro de la formación.

Con sus resultados se obtienen valores de conductividad hidráulica, pérdida de espesor de la fractura por empotramiento y el estudio se complementa en medir cuánto material fino se genera a partir de la rotura del agente sostén, equivalente a pérdida de conductividad y porosidad.

Es recomendable realizar la prueba utilizando diferentes agentes sostén (tipo y tamaño) por tipo litológico con el fin de optimizar el diseño de fractura y la productividad del pozo.

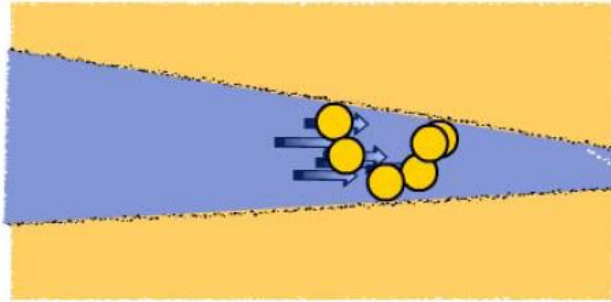


**Fig. 34.** Presencia de recortes (Crushing) del agente sostén, durante el ensayo de empotramiento

### **Bridging - Punteo en la fractura.**

Durante el bombeo el objetivo es que el agente de sostén se dirija hasta el fondo de la fractura. Para que los granos del agente de sostén puedan penetrar dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos dos veces y medio el diámetro de los granos. O sea, por una arena 12/20 el ancho deberá ser dos veces y medio el diámetro de un grano malla 12.

En caso contrario, se forman puentes en la fractura que impiden el flujo de la mezcla gel-agente de sostén. Si en la fase de diseño vemos que no se puede conseguir el ancho suficiente deberemos buscar otra granulometría.



**Fig. 35.** Efecto Bridging.

En los tratamientos tipo "Tip Screen Out" estamos buscando la formación de estos puentes, pero en un lugar bien especificado dentro de la fractura. De la misma manera que los granos tienen dificultades para entrar en el interior de la fractura, pueden tener dificultades a pasar por los punzados.

Gruesbeck y Collins (1978) determinaron una relación entre el diámetro mínimo del punzado y el diámetro promedio del agente de sostén. Este trabajo experimental realizado concluyó que para que pueda entrar cualquier concentración de agente de sostén el diámetro del punzado debía ser por lo menos 6 veces el diámetro del grano mayor del agente de sostén.

Para más seguridad algunos autores consideran 6 veces el diámetro máximo del agente de sostén y otros consideran 8 veces el diámetro promedio.

## II- ESPECIFICACIONES DEL AGENTE SOSTÉN

Además de la resistencia a la compresión, el agente sostén debe tener otras características, como: redondez, esfericidad y diferentes granulometrías que proporcionaran una alta permeabilidad, ya que formarán un conducto eficiente que permita que los fluidos fluyan.

**La Norma API (American Petroleum Institute) API-RP-19C** (equivalente a ISO 13503-2) determina los estándares de calidad que deben cumplir los agentes de sostén para ser aptos para el uso en fracturas hidráulicas. **La Norma API-RP56** siendo específica para las arenas da las diferentes especificaciones sobre resistencia a la compresión, resistencia a la corrosión (solubilidad), tamaño y formas de los granos.

### Esfericidad y Redondez

Las formas de los granos se clasifican en:

**Esfericidad:** representa el grado de comparación entre la forma de los granos de arena y una esfera.

**Redondez:** mide si las diferentes facetas de los granos se juntan de manera redondeada

Como la arena es un agente natural que se encuentra en canteras, no todos los granos de la arena son bien redondos, al contrario. Por lo tanto, el primer control de calidad será verificar su redondez.

Se debe exigir que la forma de los granos de arena, estadísticamente hablando, coincide con los cuatro cuadrados de arriba a la derecha de la figura 36.

Si la arena tiene una forma según las líneas inferiores y/o izquierdas del cuadro tendremos una arena de mala calidad. A empaquetarse la fractura los granos se acomodarán de tal manera que los poros del empaque tendrán una baja permeabilidad. Es este tipo de arena que debemos evitar de comprar.

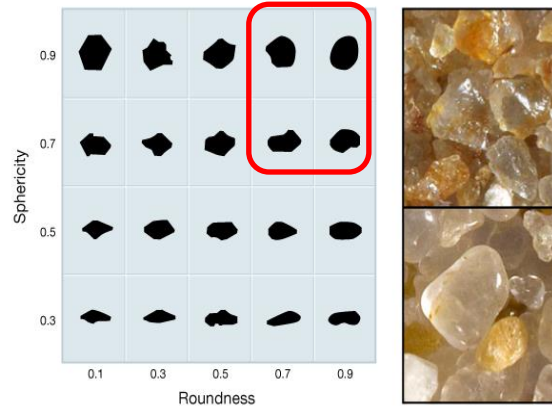


Fig. 36. Redondez vs esfericidad de las arenas  
Fuente: API-RP19 C (ISO 13503-2)

**La forma ideal del agente de sostén** es aquella que dará mayor resistencia a la compresión y a la vez mayor porosidad y permeabilidad. Los materiales sintéticos (bauxitas o cerámicas) son los que más se aproximan a una esfera. Para las arenas es conveniente que se aplique la norma que las regula (redondez y esfericidad promedio mayor a 0,6) ya que, en caso contrario, la conductividad sería demasiado reducida.

*Por lo general, las partículas más **grandes y más esféricas** forman empaques más permeables.*

### Tamaño requerido (malla)

Cuando especificamos un agente de sostén, especificamos también su granulometría o sea si se trata de un 12/20, 20/40, 30/50, entre otros.



Fig.37. Ejemplos de algunas granulometrías de arena.

**Por Ejemplo:** Una granulometría 12/20 significa que el agente de sostén pasa a través de un tamiz de 12 hilos por pulgada y es retenido sobre un tamiz de 20 hilos por pulgada.



### PREGUNTA

*¿Por qué es importante tener un agente de sostén que tiene una granulometría tan específica?*

En la figura 38 de la izquierda podemos observar que los poros entre los granos son grandes, y por lo tanto el fluido va a poder pasar fácilmente. A la derecha, los granos chicos se meten en el medio de los poros de los granos grandes tapándolos parcialmente y no permiten que el fluido pase fácilmente a través del empaque.

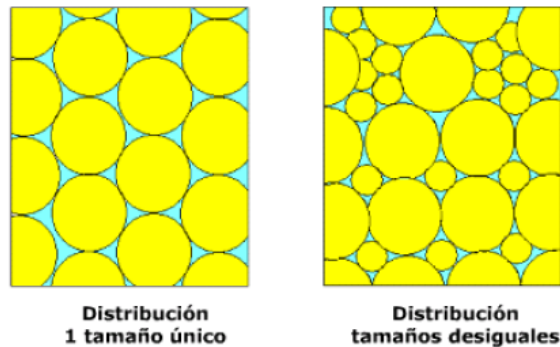


Fig.38. Distribución del tamaño de arena.

Por eso *no se debe mezclar agentes de sostén de granulometrías diferentes*, ni bombearlos uno tras el otro porque en la zona de la fractura donde las dos granulometrías se mezclarán habría una zona de baja permeabilidad (conductividad).

En fracturas convencionales, donde se trabaja con geles de alta viscosidad, se pretende siempre generar un canal de alta conductividad, por lo cual, se busca trabajar con granulometría de 20/40 a 12/20.

**Por Ejemplo:** En los reservorios shales, una malla fina como la 100 es raramente utilizada y no es considerada como agente de sostén, pero sí como reductor de filtrado. En reservorios shale se busca, primero, generar una red de fracturas de poco ancho que se crucen en varias direcciones y, sobre el final, generar una fractura principal corta que las conecte al pozo. Es la analogía de una red de caminos secundarios que lleven a los coches a la autopista que termina en la ciudad.

El ancho, en la red de fractura, será mínimo. Además, los granos de agente de sostén deberán dar una y otra vuelta para pasar de una a otra fractura. En consecuencia, se necesitan primero granos muy finos (por ejemplo: malla 100) y luego aumentarlos gradualmente hacia mallas mayores (30/50 o 20/40) a mayor tamaño, mayor conductividad, pero menor resistencia. En reservorios shale, generalmente bombean granos muy finos (por ejemplo: malla 100) y luego aumentarlos gradualmente hacia mallas mayores (30/50 o 20/40).

### **Densidad del Grano**

A mayor densidad más difícil será mantener los granos en suspensión. La utilización de arena de baja densidad, como, por ejemplo, la cerámica se incrementó en los últimos tiempos, como consecuencia de las amplias ventajas que poseen en comparación con las arenas API.

Algunas de ellas son:

- **Facilidad de transporte dentro de la fractura:** si se considera que la fractura es una enorme ranura angosta, la velocidad del fluido dentro de ella tiende a disminuir por efecto del filtrado, y cae en un flujo laminar. Bajo estas condiciones, la capacidad de suspensión de un grano de arena es directamente proporcional a su tamaño y densidad, e inversamente a la viscosidad del fluido que lo contiene (Ley de Stokes de sedimentación).

Cuanto menor sean estos valores, más lenta será la velocidad de caída, lo que permite que el fluido los transporte profundamente dentro de la roca.

- **Un mejor perfil de colocación:** como consecuencia de lo dicho, y considerando una geometría ideal, el gradiente de deposición vertical de la arena tiende a ser constante, es decir, que sus granos quedan repartidos en forma más o menos uniforme por toda la superficie de la fractura. Esto es muy importante porque maximiza el área efectiva de flujo.

- **Menor cantidad de arena para llenar la misma fractura:** en efecto, si tomamos en cuenta que la gravedad específica de estas arenas es del orden del 50% del valor correspondiente a la arena API, luego, a igualdad de peso, el volumen es el doble. Para llenar la fractura se necesita volumen. Así, en vez de mezclar a una concentración de 3,0 PPA con arena API normal, puede mezclarse a 1,50 de arena liviana lo que facilita la operación. Ahora, el volumen de arena a almacenar en la superficie (capacidad de silos) deberá ser el mismo, porque el volumen total es similar.

### III- TIPOS DE AGENTE SOSTÉN O ARENAS

Las arenas utilizadas en la actividad de fractura hidráulica se clasifican en:

- Arenas API o Naturales.
- Arenas Resinadas.
- Material sintético, tal como Cerámicas o Bauxita.

**Arena API o Naturales ( $P_c < 6000$ ):** Se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 a 6000 psi aproximadamente. Entre los proveedores de este tipo de arena de mayor calidad se encuentran Badger y Unimin, ambas arenas blancas. Son arenas con altos porcentajes de cuarzo que tienen poco material extraño como feldespatos, y son bien redondeadas. También existen arenas de menor calidad como la Texas o la Norton.

En la actualidad en nuestro país para los reservorios No convencionales tipo Shale, se utilizan arenas naturales de producción local. Esto ayuda a bajar los costos de toda la operación.

Estas arenas provienen mayormente de Entre Ríos y de la cantera de Dolavon, provincia de Chubut.

**Arena Resinada ( $P_c < 8000$  psi):** Estas tienen más resistencia que la arena común debido a la película de resina que se encuentra alrededor de los granos, lo que le otorga una mayor resistencia. Ese tipo de agente de sostén se utiliza principalmente para reservorios donde es necesario hacer control de arena. Dado que los granos están pegados uno a otro se evita su producción post-fractura.

Cuando se recubren los granos con una película muy fina de resina se mejora la calidad del material, esto se debe a:

- ✓ Se obtiene una mejor distribución de los esfuerzos entre granos, lo que incrementa la resistencia a la compresión del empaque.



- ✓ Los finos generados por la rotura de grano quedan atrapados dentro de la resina y, por ese motivo, no tapan los poros del empaque, y no reducen su conductividad. Hay diferentes calidades de resina y de resinado, por lo cual una arena resinada de buena calidad puede técnicamente competir con agentes sintéticos a un menor costo.

**Material Sintético:** tiene mayores resistencias a la presión de confinamiento. Si la arena tiene una resistencia de hasta 4000 a 6000 psi, una cerámica tiene una resistencia de **5000 a 10.000 psi**. La ventaja de los materiales artificiales es que son esferas prácticamente perfectas y por lo tanto tienen una conductividad mucho mejor que la arena. Las cerámicas son clasificadas como agentes de sostén de resistencia intermedia (ISP: intermediate Strength Proppant).

Para pozos muy profundos, que deberán soportar altas presiones de cierre se utiliza bauxita, que se clasifica como agente de sostén de alta resistencia (HSP: High Strength Proppant). Hay varios proveedores de bauxita en el mundo, entonces según la locación la bauxita puede ser más económica que la cerámica.

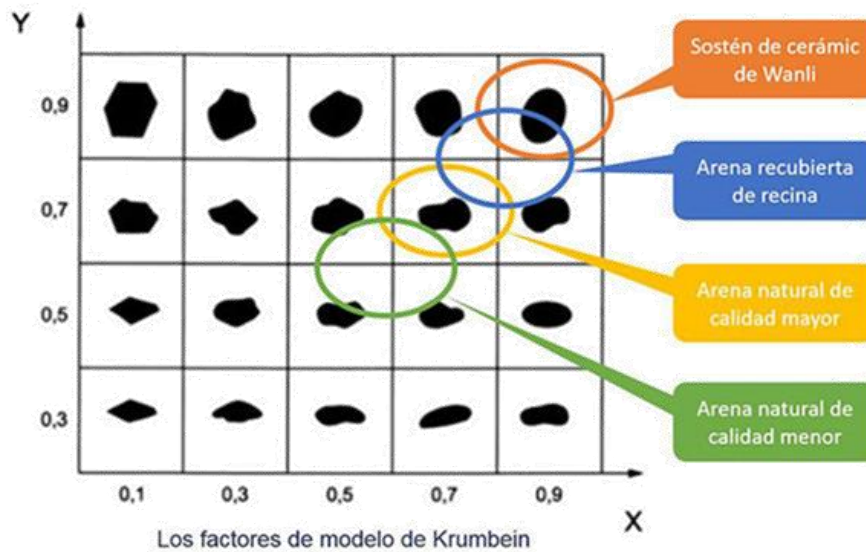
El inconveniente de estos tipos de agente sostén es que son mucho más caros. La cerámica procede generalmente de Estados Unidos. Entre los proveedores de arena de tipo cerámica se encuentran las siguientes marcas: Carboprop, Carbolite, Econoprop, Sinterlite.

**Apuntalante de baja densidad (SG 1,08 a 1,40):** Son muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.



**Fig. 39.** Algunos tipos de arenas  
Fuente: API.

Los tipos de arena anteriormente descritos según el tipo, varía también la forma del grano. Si lo llevamos a un gráfico de Redondez Vs Esfericidad, observamos que la arena natural es la que presenta menor redondez y esfericidad con respecto a las arenas resinadas y sintéticas.



**Gráfico 6. Redondez y Esfericidad según el tipo de agente sostén.**

#### IV- LA ELECCIÓN DEL AGENTE DE SOSTÉN DEPENDERÁ DE VARIOS FACTORES:

- ✓ La cantidad de agente sostén, y esta dependerá del volumen de fractura que necesitamos lograr.
- ✓ La granulometría será función de la presión de confinamiento a la cual será sometido el agente de sostén, de la profundidad y del tipo de fluido a producir.
- ✓ El tipo de agente de sostén dependerá principalmente de la presión de confinamiento y del costo.

El agente sostén es el único elemento que queda en la fractura luego de la estimulación y es el responsable, en definitiva, del incremento de productividad.

Definida la longitud a empaquetar, existe un rango ideal de conductividad. Cualquier esfuerzo tendiente a aumentar ese valor carece de sentido dado que no se traduce en un incremento de productividad.

Se debe remarcar que el valor teórico ideal de conductividad obtenido debe analizarse con consideraciones económicas y técnicas ya que alcanzar esa conductividad en la práctica puede resultar muy costoso.

La arena ofrece ventajas importantes: bajo costo y de fácil disponibilidad. Su principal desventaja es la reducción en la conductividad cuando se cierra la fractura

En zonas profundas la presión de confinamiento reduce la permeabilidad y en formaciones blandas ocurre lo mismo por empotrarse al cerrar la fractura.

El problema del empotramiento puede resolverse con un ancho de fractura considerable, pero la rotura de granos exige otro tipo de agente sostén más caro.

El tipo de agente sostén tiene otras influencias, por ejemplo, a mayor densidad, es más difícil el proceso de transporte, comenzando con su mezcla en superficie y finalizando con su distribución homogénea en el interior de la fractura.

El tamaño del agente sostén incide en la permeabilidad del mismo

Cuanto más grandes y uniformes son los granos se obtiene una mayor conductividad  
Esta afirmación pierde validez cuando la presión de confinamiento es grande debido a que los granos mayores son los que más fácilmente se rompen

Otros problemas con los granos grandes es que la posibilidad de arenamiento es mayor y que hay una mayor velocidad de sedimentación que se refleja en el proceso de transporte  
Además, favorecen la posibilidad de formación de bancos, disminuyen el rendimiento hidráulico de las bombas e incrementa el riesgo de fallas durante la operación

La conductividad mejora cuando más uniforme sean los granos, por lo cual no es aconsejable la mezcla de distintos tamaños

Pero, hay operaciones en las cuales se inyectan 2 tipos de tamaños, aunque no simultáneamente, sino uno a continuación del otro

Se comienza con un tamaño reducido para evitar arenamientos y luego con uno mayor para mejorar la conductividad.



### PREGUNTA

*¿Hemos visto el proceso, el fluido de fractura y el propante, pero Como se hace el diseño de la fractura? ¿Que características son importantes?*

**En el siguiente tema aprenderemos sobre el diseño de la fractura, la geometría de la misma y como se calcula.**



### RESUMEN

**En esta sección lograron conocer:**

- ¿Qué es el Agente sostén?
- Parámetros que considerar para seleccionar el tipo de agente sostén
- Propiedades y Especificaciones
- Tipos de Agente sostén

Tipos de Agente Sostén
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arena Natural</li> <li>• Cerámica</li> <li>• Resinada</li> </ul>

Parametros a considerar
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tamaño</li> <li>• Resistencia a la Compresion</li> <li>• Conductividad</li> <li>• Empotramiento</li> </ul>

Propiedades
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Esfericidad</li> <li>• Redondez</li> <li>• Conductividad</li> <li>• Turbiedad</li> <li>• Densidad</li> </ul>

Especificaciones
<ul style="list-style-type: none"> <li>• API-RP-19C</li> <li>• API-RP 56</li> </ul>

## IV. DISEÑO DE LA FRACTURA

Antes del diseño de un tratamiento de fracturación, se deben tomar medidas no solo para cuantificar las propiedades del reservorio, sino también para calificar el potencial del mismo para ello se debe tener conocimiento de diversos parámetros como lo son longitud, ancho, conductividad, alto de fractura, plan de bombeo, concentración del agente de soporte.

### I- FUNDAMENTOS

El diseño involucra un proceso de optimización que permite balancear la predicción del incremento de producción con su costo asociado. El costo del trabajo depende del tipo y volumen de fluidos de fractura, del uso de agentes gelatinizantes y del control de pérdida de filtrado, tipo y cantidad de agente sustentante y nivel de potencia requerida. Cada fracturamiento requiere diferentes diseños hasta obtener la mejor propuesta a sus objetivos para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros eléctricos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos.
- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación
- Características del fluido de fractura y del apuntalante.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas.
- Análisis de pruebas micro y Minifrac.
- Análisis postfractura de pozos vecinos.

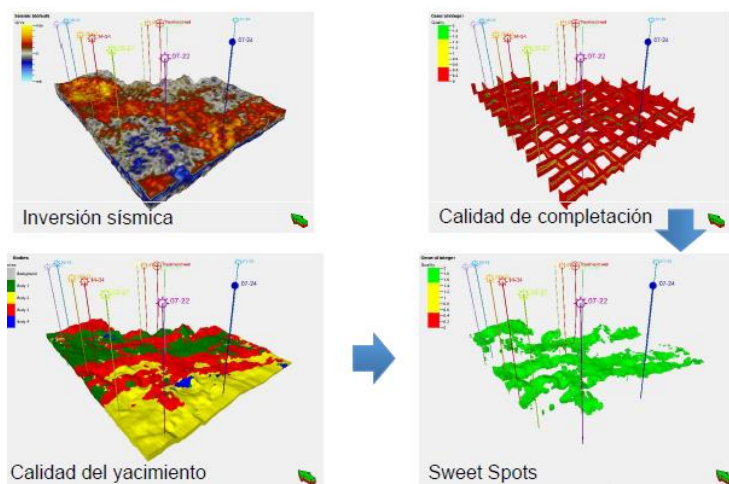


Fig.40. Integración de la información en el modelo

El diseño de un tratamiento de fracturación hidráulica consiste en hallar el mejor compromiso entre:

- Las propiedades del reservorio
- Las condiciones del pozo
- Los parámetros de la operación
- Los beneficios económicos previstos de la estimulación

Siendo algunos parámetros fijos, el diseño está limitado a:

- La capacidad de controlar la propagación de la fractura
- Donde quedará ubicado el agente sostén
- Cuáles serán los resultados de la operación

Las condiciones de contorno son el reservorio y el pozo donde se va a realizar la fractura. Los parámetros de diseño a tener en cuenta son cuatros:

- Tipo de materiales
- Volúmenes y cantidades
- Caudal de bombeo
- Programa de bombeo

Vamos a detallar cada uno de los parámetros comenzando por la información necesaria del reservorio y del pozo, esta información es:

- Tipo de formación
- Porosidad
- Permeabilidad
- Existencia de daño
- Propiedades elásticas (Módulo de Elasticidad y Relación de Poisson)
- Fluido de la formación (compresibilidad, viscosidad, etc.)
- Área de drenaje (configuración y extensión)
- Espesor productivo neto
- Altura de la fractura (parámetros involucrados en la restricción de su crecimiento)
- Gradiente de fractura y/o presión de cierre de la fractura
- Presión estática y temperatura del reservorio
- Propiedades varias (conductividad térmica, presión crítica, resistencia al empotramiento, etc.)
- Diámetro del pozo
- Tuberías y configuración de la boca del pozo (tamaño, presiones permisibles, etc.)
- Punzados (intervalo, densidad y tamaño)



Para poder diseñar un tratamiento adecuado de fracturamiento hidráulico es necesario tener información del pozo y del yacimiento

## II- CONSIDERACIONES DE DISEÑO

El diseño de un trabajo de fracturamiento es exclusivo para un determinado pozo y no debe ser aplicado a otro, pues el éxito logrado en el primero muy probablemente no se repetirá en el segundo. Se requiere de un conocimiento detallado de la geología del yacimiento específico, su mecanismo de producción y características de los fluidos de yacimiento. El análisis petrográfico de la roca de yacimiento es un factor clave de éxito, por lo que deben considerarse los siguientes parámetros de diseño:

Analizar los valores de porosidad y permeabilidad para determinar la conductividad y longitud de fractura. Así mismo, la resistencia de la roca gobierna el espesor de fractura y el tipo y procedimiento de colocación del agente sustentante.

*El módulo de Young está relacionado con el ancho de fractura y con la posibilidad de obtención de fracturas altamente conductivas.*

La relación de Poisson está ligada al esfuerzo horizontal actuante sobre la roca y al gradiente de fractura. Los esfuerzos horizontales en los estratos limitantes se relacionan con la posibilidad de que la fractura se extienda por encima o por debajo de la zona de interés. Una zona con un esfuerzo horizontal pequeño y baja relación de Poisson probablemente no servirá como barrera efectiva para la extensión de la fractura, mientras que una zona con alta relación de Poisson confinará la fractura.



> *Modulo de Young > Conductividad (Ancho)*

Dentro de las condiciones de diseño además de las características del reservorio se deberán tener en cuenta:

- Condiciones de Terminación
- Selección del Fluido de fractura
- Selección del agente sostén
- El caudal inyectado
- Selección del modelo geométrico

## 1- CONDICIONES DE POZO - COMPLETACION

La terminación de un pozo es la clave para el diseño del tratamiento de estimulación.

En este aspecto algunos factores de diseño son:

- El diámetro del casing y del tubing ya que afectan a la caída de presión de todo el sistema
- El rate de presión del casing y de la cabeza de pozo
- El diseño de los punzados

Estos dos últimos puntos, afectan a la presión del tratamiento.

Desarrollaremos cada uno de estos puntos a continuación.

### Casing

El casing debe ser capaz de soportar la máxima presión de trabajo de la fractura, esto aplica tanto para un pozo existente donde se va a aplicar estimulación como para un nuevo pozo en el que la fractura va a ser parte del proceso de completación.

En la planeación de la fractura se debe considerar el peor escenario esto crea una repentina restricción al flujo de fluido que cause un rápido aumento de la presión.

Aislamiento zonal es muy importante para la fractura, dentro de un pozo cementado y entubado.

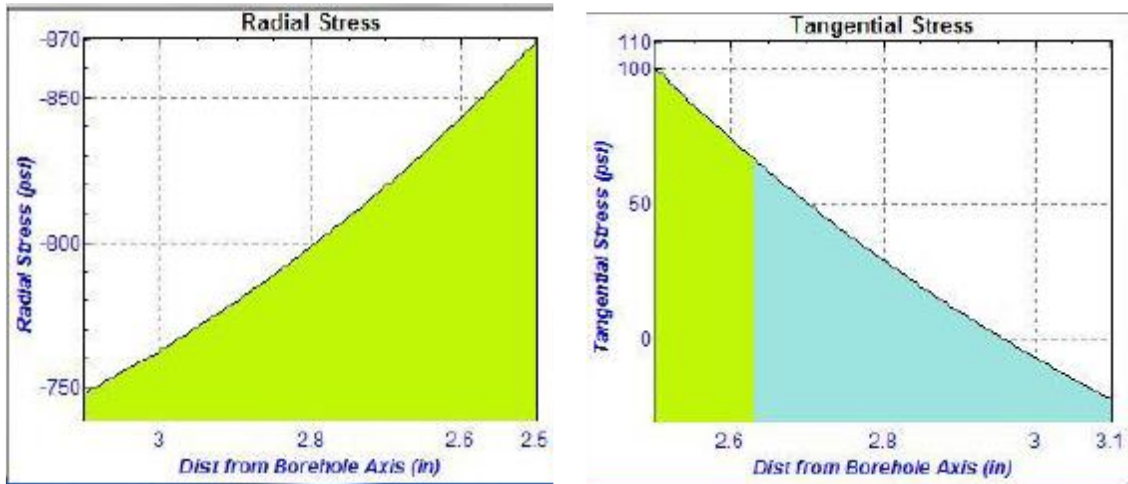


Gráfico.7. análisis de estreses casing – cemento

### Tubing

Si el proceso de fractura involucra bombeo a través del tubing, el diámetro de este tiene que ser lo suficiente para evitar excesivas pérdidas por fricción lo cual necesitara bombear a mayor potencia o reducir el caudal a bombear.

El diámetro estándar del tubing cuando se va a realizar estimulación hidráulica es de 3 ½ pulgadas, sin embargo, tubing de 2 7/8 in o 2 3/8 in también es aceptable para pozos someros.

Normalmente se utiliza un tubing de grado N-80.

**API Recommended Performance of Tubing**

OD in	Weight lbm/ft	ID in	Grade	Mechanical Properties	
				Collapse Resistance psi	Internal Yield psi
2.875	6.40	2.441	H-40	5580	5280
2.875	6.40	2.441	J-55	7880	7260
2.875	6.40	2.441	N-80	11170	10570
2.875	6.40	2.441	C-90	12350	11830
2.875	6.40	2.441	T-95	12940	12550
2.875	6.40	2.441	P-110	14550	14530
2.875	6.50	2.441	H-40	5580	5280
2.875	6.50	2.441	J-55	7880	7260
2.875	6.50	2.441	L-80	11170	10570
2.875	6.50	2.441	N-80	11170	10570
2.875	6.50	2.441	C-90	12350	11830
2.875	6.50	2.441	T-95	12940	12550
2.875	6.50	2.441	P-110	14550	14530
2.875	7.80	2.323	L-80	13890	13440
2.875	7.80	2.323	N-80	13890	13440
2.875	7.80	2.323	C-90	15020	15120
2.875	7.80	2.323	T-95	16490	15960
2.875	7.80	2.323	P-110	19090	18480
2.875	7.90	2.323	L-80	13890	13440
2.875	7.90	2.323	N-80	13890	13440
2.875	7.90	2.323	C-90	15020	15120
2.875	7.90	2.323	T-95	16490	15960
2.875	7.90	2.323	P-110	19090	18480
2.875	8.00	2.259	L-80	15300	15000
2.875	8.00	2.259	N-80	15300	15000

Fig.41. Información del tubing – iHandbook

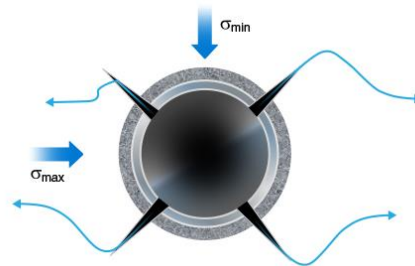
En algunos tratamientos, la presión debe ser retenida en el espacio anular entre el casing y el tubing sobre un packer para reducir la presión diferencial a través del tubing. Otro factor por considerar cuando se usa packer en el tubing en pozos profundos es la combinación de efectos de la temperatura y la presión del fluido, que pueden tener efectos de ballooning (hincharse) o alargarse por efecto del arrastre (drag). Esto puede estar presente hasta que la temperatura del pozo retorna a la temperatura normal.

## Punzados

Diámetro, densidad de los punzados pueden afectar significativamente la presión de la estimulación. Otro problema importante es la degradación del fluido de fractura a través de las perforaciones.

Una forma de maximizar la eficiencia de la operación de fractura es tratar sets de perforaciones múltiples simultáneamente. Esto se puede lograr usando métodos como packers o selladores de bola. Estos últimos son esferas plásticas diseñadas para encajar dentro de las perforaciones de los punzados y bloquear entrada adicional de fluido.

Cuando estas esferas se dejan caer dentro del pozo durante la fractura, sellara los punzados que toman fluido de fractura permitiendo que el fluya a otras perforaciones



**Fig.42.** Esferas selladoras izq. Orientación del punzado relacionado a los estreses der.

La orientación de los punzados relativa a la dirección del estrés de la formación puede ser un factor importante a la hora de prevenir la producción de arena y optimizar el camino del flujo desde la formación al pozo. Los punzados que no están alineados con la dirección del estrés máximo  $\sigma_H$  tiende a producir caminos de flujo complejos cerca del pozo durante la estimulación. Esto aumenta la tortuosidad de la fractura, aumentando la caída de presión adicional lo que hace incrementar los requerimientos de la bomba, reduce el ancho de la fractura y potencialmente puede disminuir los resultados del tratamiento.

## Wellhead

La presión de superficie durante la fractura será probablemente la mayor presión a la cual el cabezal del pozo (Wellhead) estará sujeto.

Este debe tener un rango de trabajo adecuado para soportar la presión de fractura más un margen por cualquier error. Esto es necesario en ocasiones instalar cabezales especiales solo para el trabajo de estimulación hidráulica y se lo reemplaza después de la operación.





**Fig.43.** Wellhead para fractura hidráulica

## **2- SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA**

Al seleccionar un fluido de fractura es importante tener en cuenta la temperatura del fondo del pozo, la capacidad de transporte del agente sostén y la pérdida del fluido.

La viscosidad del crudo, su tendencia a formar emulsiones, el contenido de asfaltenos deben considerarse también en la selección y modificación del fluido de fractura. Debe tenerse conocimiento sobre la presión de yacimiento, ya que es la responsable de la expulsión del fluido de fractura después de terminado el tratamiento

Cuando se diseña un trabajo de fracturamiento hidráulico pueden variar diversos parámetros. Típicamente, el volumen bombeado será especificado como parte del diseño y el caudal de inyección es usualmente predeterminado. El tipo de propano y su programación de uso también deberán ser especificados, por lo que se deben considerar las siguientes variables:

- Fluido
- Viscosidad
- Propiedades de pérdida de filtrado
- Fricción en la tubería
- Volumen de fluido
- Gasto de inyección
- Tipo de sustentante
- Concentración del sustentante
- Propiedades físicas de la formación
- Temperatura del fluido en la fractura

### **Selección de las variables de diseño**

#### **✓ *Temperatura de fondo del pozo***

Cuando se va a seleccionar el fluido de fractura es necesario tener en cuenta la temperatura del pozo. Se relaciona con el tiempo de bombeo, la pérdida por filtrado y la limpieza de la

formación, una vez extraído el fluido. Debido a la fuerte dependencia de la estabilidad del fluido con la temperatura, si el fluido no mantiene la viscosidad a la temperatura de fondo del pozo, se da una fuerte pérdida de fluido por filtrado a la formación y la posibilidad de que se produzca un arenamiento, por la incapacidad de suspensión del agente transportador, con lo cual no podría ser arrastrado al interior de la fractura, taponando el pozo.

✓ **Capacidad de transporte del propante**

En la selección de un fluido de fractura, se debe evaluar la capacidad de suspensión del fluido a la temperatura de fondo de pozo para garantizar el transporte del apuntalante al interior de la fractura y reducir la posibilidad de arenamiento.

Se puede decir que la selección técnica del fluido de fractura estará basada en la compatibilidad con los fluidos y propiedades de la roca del pozo, en la capacidad del fluido para transmitir la presión hidráulica dentro de la fractura, extender la fractura dentro de la formación, crear suficiente anchura de la fractura como para permitir la colocación del agente apuntalante dentro de la fractura, controlar su deposición y, finalmente, asegurar la limpieza del pozo después de la fractura.

✓ **Pérdida de fluido.**

La pérdida de fluido afecta el tiempo de la penetración y del cierre. Los mecanismos que controlan la pérdida de fluido se discutieron en la sección 5. Hay un cierto grado de dependencia de la permeabilidad de la formación, pero el control de pérdida de líquido para casi cualquier sistema de fluido que fractura puede ser mejorado usando los aditivos adecuados.

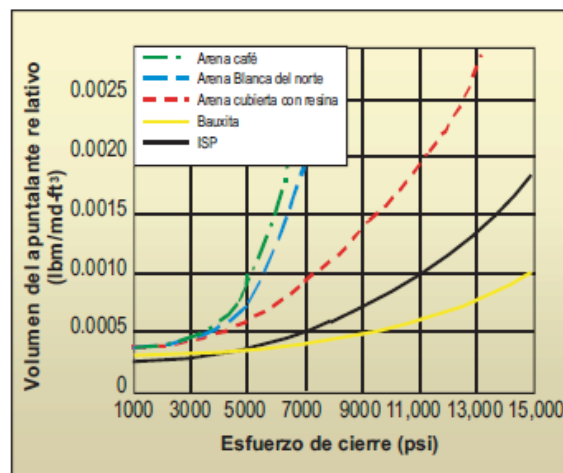
### 3- SELECCIÓN DEL AGENTE SOSTÉN

La consideración más importante para seleccionar el agente sosten es que optimice la permeabilidad o conductividad con la mejor relación costo / beneficio asociado.

El propante con la permeabilidad más alta no es siempre la opción óptima.

Deben considerarse el volumen y el costo requerido para obtener una conductividad óptima o deseada.

La siguiente figura muestra un diagrama del volumen relativo vs. el esfuerzo de cierre para diversos tipos de agente sostén.

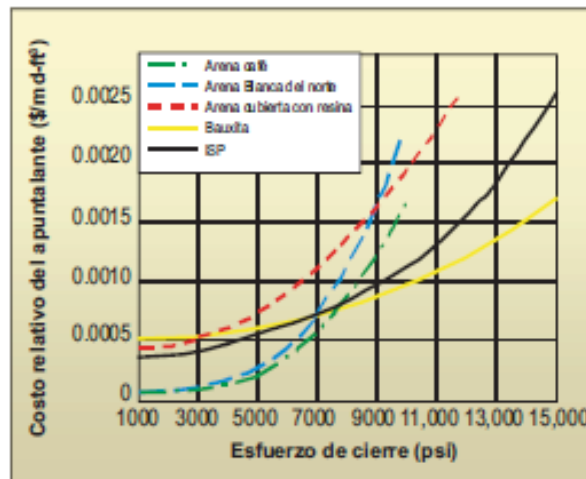


Gáfico8. Volumen relativo del agente sostén contra el esfuerzo de cierre para diversos tipos

El volumen relativo del propano en  $\text{lbm}/\text{md}\cdot\text{ft}^3$  refleja la cantidad requerida para alcanzar una conductividad específica.

A medida que el esfuerzo se incrementa, el volumen relativo de apuntalante (VRP) también aumenta; esto, por el bajo esfuerzo del apuntalante debido a la pérdida de permeabilidad y porosidad.

El producto de (VRP) y el costo de cada apuntalante graficado contra el esfuerzo de cierre refleja la rentabilidad para alcanzar la conductividad deseada.



**Gráfico 9.** Costo relativo del apuntalante vs esfuerzo de cierre.

En Argentina las fracturas hidráulicas realizadas en pozos convencionales usan un porcentaje de agente sostén cerámico ya que por sus características se necesita mayor resistencia. Mientras que para las fracturas de pozos no convencionales se está usando mayormente arena natural.

*Para entender mejor el historial del consumo del agente sostén en Argentina, es necesario comprender la importancia que tiene toda la cadena de abastecimiento y la evolución de la misma.*

La búsqueda de un objetivo económico de alta rentabilidad basado en la reducción de costos tiene varias aristas, donde el consumo de agente de sostén es uno de los más sensibles.

El uso del 100% arena natural nacional tiene varios puntos de evolución, cuya mayor dificultad para afrontar son la calidad y la cantidad de fuentes de producción.

Esto genera la necesidad de explorar alternativas que equilibren los factores económicos y técnicos, al considerar los requerimientos de presión sobre los materiales a emplear, podremos evaluar alternativas combinadas entre materiales nacional e importados de nivel premium, en el caso de arenas naturales o también combinaciones de materiales naturales y agentes de sostén artificiales, como cerámicos o arenas resinadas, sosteniendo de esta forma niveles económicos viables con la seguridad técnica de cubrir las expectativas o solicitudes del reservorio.

En Vaca Muerta, actualmente el volumen de arena usado por etapa es en promedio es de 520.000 lb, lo que significa que por etapa de fractura se necesitaran 260 Tn.

En la actualidad YPF busca duplicar la productividad de sus pozos No Convencionales cambiando la forma en la que se realizan las fracturas, este cambio aportará un incremento en la productividad del 30%.

*El modelo a seguir recibe el nombre de Hi Density Completion en el que se cambia la cantidad de agua y de arena que se utiliza en cada etapa de fractura.*

*Este método tiene mucha más arena y más fina y el fluido es más agua que gel. La cantidad de arena se duplica por cada etapa de fractura.*

#### **4- SELECCIÓN DEL CAUDAL A INYECTAR**

Junto a la selección del tipo y cantidad del agente sostén y el tipo de fluido, es necesario seleccionar los volúmenes y tiempos de fluido de fractura como del propano.

El caudal adoptado resulta del compromiso entre los requerimientos del volumen, del transporte y las limitaciones de presión y potencia

Aumentando el caudal se reduce el tiempo al cual el fluido está expuesto al filtrado o sea que es menor el filtrado y en consecuencia se incrementa la eficiencia del fluido

También se incrementa el ancho de fractura, por lo tanto, el volumen de agente sostén almacenado será mayor.

Si se quiere reducir el volumen de fluido para alcanzar una determinada longitud de fractura se deberá incrementar el caudal bombeado. El aumento de velocidad permite que los granos lleguen a mayor distancia, privilegiándose el arrastre sobre la sedimentación.

También se reduce el tiempo de degradación de las propiedades reológicas por acción de la temperatura, o sea que una mayor caudal demanda menor viscosidad

Existe un posible contra efecto: la mayor velocidad provoca mayor fricción en la cañería y punzados lo que puede provocar una degradación importante del fluido por efectos de las tensiones de corte.

La presión máxima permisible en la tubería y equipos en boca de pozo limitan el caudal de bombeo por efectos de la fricción. La potencia hidráulica aumenta significativamente, lo que impone limitaciones por la exigencia de mayor cantidad de equipos de bombeo y el costo asociado.

De existir una presión crítica a no superar también ésta impone restricciones al aumento del caudal. Dimensionar el volumen de fluido significa definir 2 valores distintos: el destinado al colchón y el utilizado para la mezcla y transporte del agente sostén

Los requerimientos por satisfacer también son 2: longitud a crear y permitir la mezcla y transporte del agente sostén.

Para determinar el volumen necesario se aplica un proceso de prueba y error con interpolaciones y simplificaciones que permiten aproximarse al valor del volumen.

Los datos básicos necesarios para comenzar los cálculos incluyen la altura de la fractura, el módulo de Young, la viscosidad, etc.

El primer paso en desarrollar la programación del bombeo es determinar el tiempo necesario para alcanzar la mitad de la longitud deseada de la fractura a un caudal específico basado en un modelo.



*Cuál será el ancho y la longitud óptima de la fractura también deben considerarse en diseño.  
Estas determinaciones son hechas primeramente por modelos matemáticos y luego se definen en las etapas pre fractura*

## 5- SELECCIÓN DEL MODELO GEOMETRICO

La simulación permite al ingeniero de diseño asegurarse de que la adición de apuntalante no cause un arenamiento no deseado, determinar el fluido de tratamiento y volumen de apuntalante requerido y asegurar que la concentración de apuntalante proporcione una adecuada conductividad.

Un paso importante en el diseño de la fractura es simular su geometría y la colocación del apuntalante. La simulación permite:

- Determinar si habrá arenamiento,
- Determinar el fluido de tratamiento y volumen de apuntalante requerido.
- Asegurar que la concentración de apuntalante proporcione una adecuada conductividad.

La geometría de la fractura considera lo siguiente:

- Esfuerzo mínimo en sitio.
- Relación de Poisson
- Módulo de Young
- Presión de Poro (yacimiento)

La orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera.

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

Bajo esta condición y para el caso particular donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular, independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación preferencial de los disparos.

***La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical.***

Si el caudal bombeado se mantiene superior al caudal de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece.

Determinar la geometría de la fractura antes, durante y después es importante para evaluar el comportamiento y propagación del fracturamiento, además de evaluar la viabilidad del proyecto.

El modelo usado para determinar la geometría de la fractura determinara 4 características básicas:

- Altura de la fractura
- Longitud
- Ancho

- Donde se va a producir la propagación



Fig.44. Esfuerzos naturales en la formación

Los primeros modelos matemáticos utilizados fueron los modelos en dos dimensiones. Todos los simuladores comerciales incluyen por lo menos los 3 más reconocidos de ellos. Estos 3 modelos son:

PKN (Perkins, Kern, Nordgren)  
 KGD (Kristianovich, Geerstma, De Klerk)  
 Radial

#### ✓ **Modelo PKN**

El modelo PKN considera que no hay deslizamiento de la capa fracturada en la interface entre la capa de interés y las barreras. Es decir que al nivel de las barreras no hay ningún movimiento. Eso implica que la fractura tendrá una forma elíptica tanto en los planos vertical como horizontal. La presión dentro de la fractura es gobernada por las pérdidas de fricción. Teóricamente la presión neta debería incrementarse paulatinamente durante toda la operación. El modelo considera cada sección vertical se deforma independiente de las demás.

El ancho de la fractura es proporcional a la altura y casi independiente de la longitud. Este modelo sería más representativo para fracturas que tienen longitudes mayores a la altura. Sería aplicable solamente en formaciones donde las barreras tienen esfuerzos in situ netamente mayor que los de la zona de interés. Por el contrario, si no hay suficiente diferencia entre los stress la fractura crecería en altura dentro de las barreras.

Las características del modelo son:

- Altura fija y flujo en una dirección.
- Sin esfuerzo en plano vertical. •
- El ancho varía con la altura. •
- Presión neta aumenta con el tiempo.
- El modelo sería apropiado cuando  $h < X_f$ .

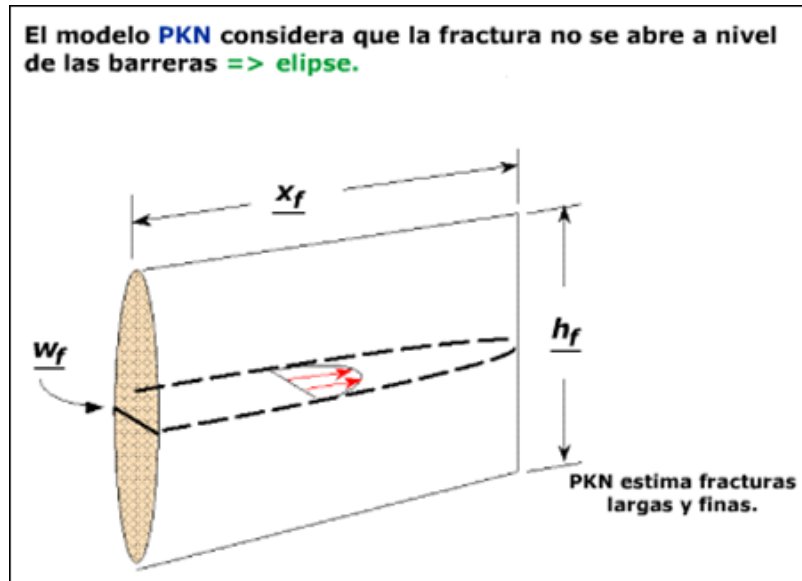


Fig.45. Modelo PKN.

✓ **Modelos KGD (también llamado GDK)**

El otro modelo 2D comúnmente utilizado anteriormente es el KGD. Este modelo considera que hay deslizamiento de las capas en la interface entre la capa de interés y las barreras, lo cual debe ser muy excepcional, si acontece en la naturaleza. En consecuencia, la fractura tendría una forma elíptica en el plano horizontal y rectangular en el plano vertical. Simula fracturas más anchas, más cortas y con mayor conductividad que el PKN. Teóricamente la presión neta debería disminuir paulatinamente durante toda la operación. El ancho de la fractura es proporcional a la longitud e independiente de la altura. Las características del modelo son:

- Altura fija y flujo en una dirección.
- Sin esfuerzo en plano horizontal.
- El ancho NO varía con la altura.
- Presión neta decrece con el tiempo.
- El modelo sería apropiado cuando  $h > K_f$ .



Fig. 46. Modelo KGD.

### ✓ **Modelos pseudo 3D: Análisis en celdas (Grids)**

Todos los modelos P3D consideran la fractura como un plano liso y no consideran cambio de dirección en la fractura una vez salida de la vecindad del pozo. Por lo tanto, también son llamados modelos planares. Algunos modelos dividen la fractura en celdas verticales. Utilizan las leyes de elasticidad. Son pseudo 3D, y utilizan una mezcla del modelo PKN en el sentido del desplazamiento longitudinal y del modelo KGD para simular el crecimiento de la fractura en altura. Por el uso combinado de estos dos modelos la presión neta es muy dependiente de la fricción sobre las caras de la fractura y la limitación principal en el crecimiento en altura es la diferencia de los esfuerzos in situ entre las diferentes capas.

Según la precisión en los cálculos pedida por el usuario el simulador dividirá la fractura en una cantidad mayor o menor de celdas, lo que influirá en el tiempo de procesamiento. En cada celda se simula el ancho, la presión, la altura, la medida en que crece la fractura etc., aplicando el balanceo de masa entre las diferentes celdas.

Pueden ser utilizados en tiempo real para cotejar en la misma locación diseño y operación, recibiendo los datos de presión, caudal y concentración del propante. Los modelos basados en el análisis en celda calculan para cada celda en:

- La altura y ancho calculados en función de la presión neta.
- Presión neta media en la celda.
- Balance de masa (leak-off).
- Puedan considerar efectos de convección.

### ✓ **Modelos pseudo 3D: Lumped models**

Los modelos, tipos análisis global (lumped), fueron diseñados cuando las computadoras no tenían la potencia de hoy y para poder simplificar y llevar el trabajo de simulación al pozo en lugar de hacerlo en las oficinas. En consecuencia, son modelos mucho más rápidos para correr que los de análisis por celda. En lugar de resolver ecuaciones para cada celda simplifican las ecuaciones agrupando (lump) y promediando varios parámetros (E,  $\nu$ , Ct, ...) en uno solo. Entonces el resultado es una fractura que tiene la forma de dos semi elipses.

La determinación de los valores "agrupados" de los parámetros para diferentes casos de fractura se hizo utilizando un modelo 3D total (fully 3D). Los resultados son aproximaciones y no soluciones exactas. El programa utiliza ecuaciones de flujo en dos dimensiones y permite calcular los efectos de convección.

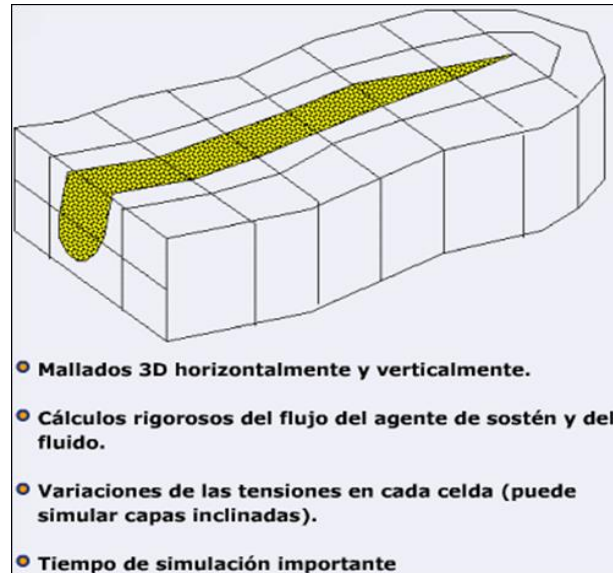
A la diferencia de los P3D que utilizan el cálculo en celda, estos modelos consideran que el crecimiento en altura es limitado principalmente por la presencia de capas de alta permeabilidad y no por la diferencia entre los esfuerzos in situ. En su modelo P3D el Fracpro, utiliza el fenómeno de dilatación (propiedad no elástica de la roca) para simular el efecto de resistencia en la punta de la fractura. Este considera que la mayor pérdida de presión es en la punta de la fractura y no es por fricciones a lo largo de la fractura. El coeficiente de dilatación puede ser ajustado por el usuario según la formación y en función del cotejo de curvas. De todos modos uno puede utilizar un simulador u otro, lo importante es de definir cual de los modelos disponibles se adapte más para la zona, y configurar los diferentes parámetros para cada yacimiento.

### ✓ **Modelos Fully 3D**

Hay modelos realmente 3D que dividen el reservorio en una malla de celdas en las direcciones vertical y horizontal (longitudinal y lateral). Cada celda está definida por sus



parámetros de mecánica de roca, lo que permite simular discontinuidades. Por sus complejidades estos modelos se utilizan solamente desde una workstation y para estudios tal como calibrar los otros modelos y hacer trabajos de investigación. Es a partir de estos modelos que se determinaron los parámetros "aglomerados" (lumped) utilizados en soft como el Fracpro.



**Fig. 47** Características de la simulación de Fracturamiento Hidráulico 3D.

## **6- LA IMPORTANCIA DE LA LONGITUD DE FRACTURA**

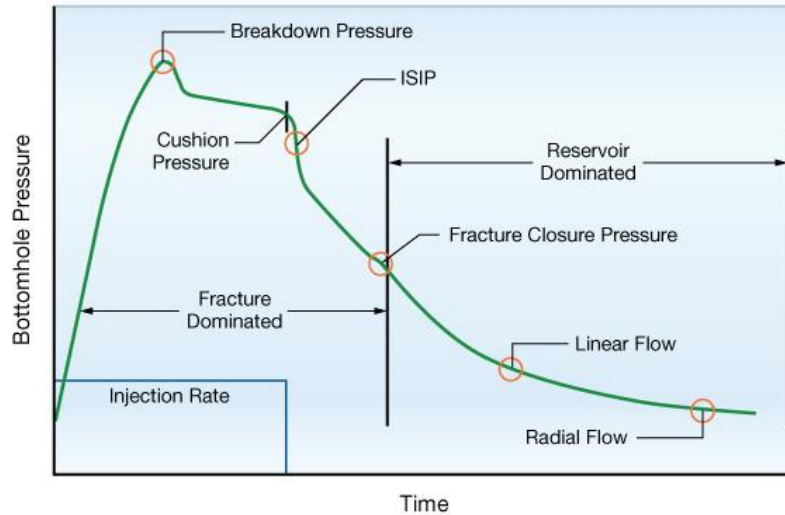
La altura de la fractura creada probablemente sea, entre todos los datos listados, el que tenga una incidencia mayor en las estimaciones del diseño  
 Su valor gobierna las dimensiones de la geometría creada y, en consecuencia, la ubicación final del agente sostén y el correspondiente incremento de producción  
 Estrictamente no es un dato, en la medida que durante el tratamiento la grieta se puede extender verticalmente según la presión ejercida y las propiedades de los estratos superior e inferior que restringen su desarrollo. Su valor puede ser obtenido con diversos perfiles y técnicas.

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

### **III- CALIBRACION DE LA FRACTURA**

Minifrac provee información de dos fuentes:  
 Presión de cierre Pre fractura  
 Presión de cierre Post Fractura

Los puntos importantes de presión en una curva típica durante la calibración se muestran en la figura siguiente



**Fig.48.** Calibración de la fractura

### ✓ Análisis Pre fractura

La información importante del análisis de la prefractura incluye la Presión de cierre, la ISIP (presión instantánea de cierre y la eficiencia del fluido).

La sección de la curva donde cae de presión (entre ISIP y la presión de cierre) es usado para obtener el coeficiente de leakoff para una geometría de fractura dada.

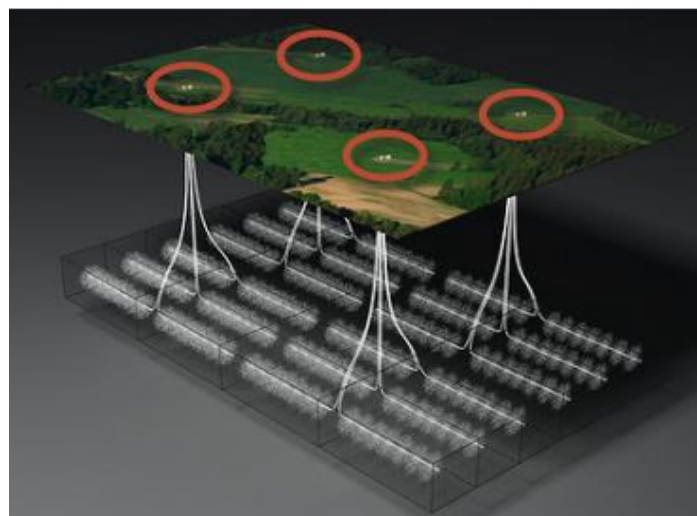
Muchas veces este dato se tiene de la perforación donde se realiza el leakoff test (LOT) al comienzo de la sección una vez perforado el zapato debajo del casing.

La presión de cierre puede identificarse también si antes de la fractura se realiza el test que se denomina minifrac.

La presión Instantánea de cierre ISIP se define como la presión de inyección final menos la caída de presión por fricción en el pozo y en los punzados.

## V- DISEÑO EN POZOS HORIZONTALES

Para el desarrollo de los reservorios no convencionales, se ha combinado la tecnología de la perforación horizontal con la fractura en multi etapa.



**Fig. 49.** Pozos horizontales realizados desde el mismo PAD

Esta combinación se realiza perforando varios pozos de un mismo PAD este diseño incluye el uso de un template geométrico donde la sección horizontal del pozo es dividida en un numero de etapas con 2 o más clúster de punzados distribuido uniformemente a lo largo de cada etapa.

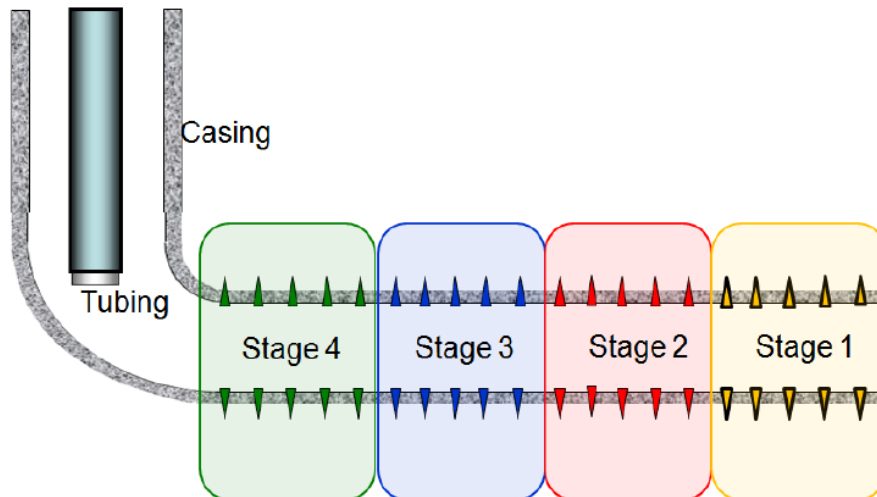


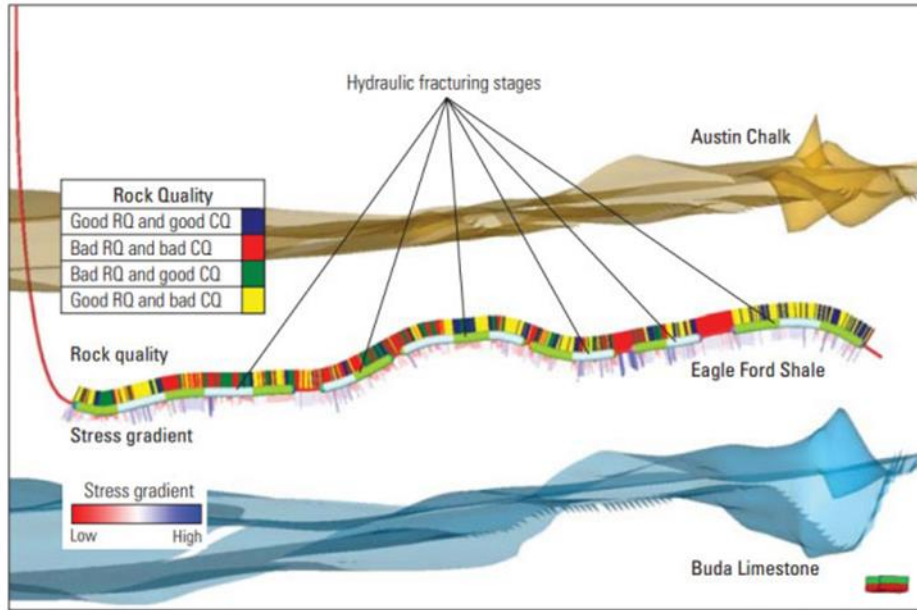
Fig. 50. Cluster de punzados en cada etapa de fractura.

A lo largo del tiempo se ha determinado que no todas las etapas contribuyen de la misma manera. Incrementar el número de etapas de fractura disminuyendo la distancia entre cada etapa aumenta la productividad, pero no asegura el éxito. Además es necesario tener en cuenta la heterogeneidad de los reservorios y que la ubicación de cada etapa de fractura y de los punzados necesita tener un buen entendimiento de la petrofísica y de las propiedades geomecánicas de la roca a lo largo de la sección horizontal del pozo.

Es por ello que el diseño de las etapas de fractura se puede realizar teniendo en cuenta la calidad del reservorio y la calidad de la terminación. Idealmente los punzados deben estar localizados en intervalos productivos y conductivos. Estos intervalos son identificados después de tener en cuenta las restricciones operativas, como el intervalo máximo de etapa o el mínimo y máximo intervalo de punzados que puede realizarse, al igual que las restricciones estructurales de la formación como son las fallas naturales.

Después de decidir dónde ubicar las etapas y los punzados el ingeniero diseña cada una de las etapas usando un simulador.

Abajo se muestra un ejemplo de Eagle Ford en USA, donde se observa un pozo horizontal en una formación tipo shale. La sección lateral del pozo está dividida en intervalos y luego dividida en etapas basadas en la calidad del reservorio (RQ) y en la calidad de la terminación (CQ).

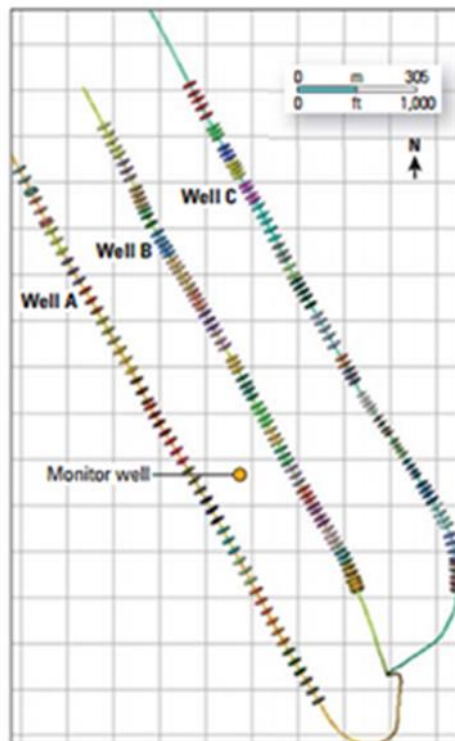


Source: Ajayi, et al. (2013)

**Fig. 51.** Pozo Horizontal Eagle Ford shale

Comparando pozos realizados en el mismo PAD: A, B y C,

- donde A se ha diseñado en forma geométrica
- B y C a través de un simulador que permite ubicar las etapas de fractura en las zonas de mejor calidad de reservorio como de terminación, como se mostró en la figura 55.



**Fig. 52.** Pozos Horizontales en el mismo pad.

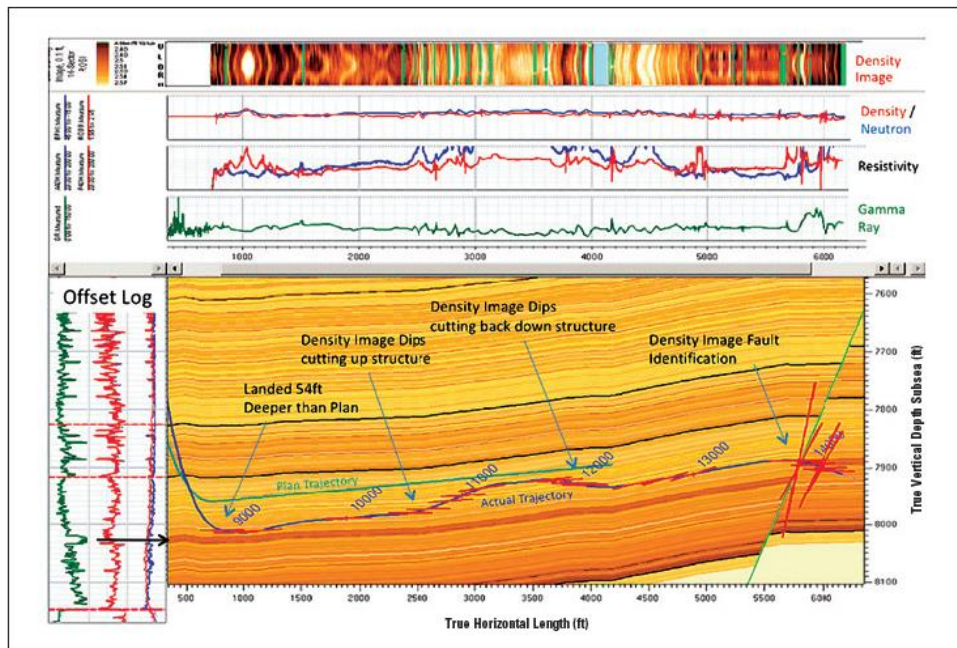
Se puede observar en la tabla como se han optimizado las etapas de fractura obteniendo mayor presión y caudal de Flowback.

Design Summary									
Well	Completion Method	Fluid	Proppant Size	Lateral Length, ft	Stages	Average Stage Length, ft	Perforation Clusters per Stage	Design Proppant per Lateral, lbm/ft	Design Pumping Rate, bbl/min
Well A	Geometric	Slickwater	40/70	5,312	18	295	3	1,650	90
Well B	Engineered	Slickwater	40/70	4,528	20	226	3.7	1,585	90
Well C	Engineered	Slickwater	40/70	4,998	20	250	3.9	1,675	90

Completion Summary						Flowback Results		
Well	Average Breakdown Pressure, psi	Average Treating Pressure, psi	Average Treatment Rate, bbl/min	Placed Proppant per Lateral, lbm/ft	Percentage of Proppant Placed Versus Design	Maximum Flow, Mcf/d/1,000 ft	Tubing Pressure, psi	Choke, in.
Well A	5,572	7,277	69.7	1,122	68%	450	1,500	5/8
Well B	5,160	7,095	81.1	1,353	83%	600	1,800	5/8
Well C						640	1,800	5/8
Difference	-412	-182	11.4	231	15%	170	300	
Percent difference	-7%	-3%	16%	21%	22%	38%	20%	

**Tabla 6.** Comparación etapas geométricas vs etapas diseñadas

En nuestros reservorios tipo shale desde el momento de la perforación en tiempo real, la Geonavegación toma un rol muy importante al permitir emplazar la trayectoria en el sweet spot, que posteriormente será estimulado con las fracturas. Esto permite ubicar las etapas de fractura en zonas de mejor calidad de reservorio. Más fracturas significa más volumen de roca entregando el recurso.



**Fig. 53.** Geonavegación en Eagle Ford Shale

La cantidad de fracturas ejecutadas es la medida que está utilizando la industria para determinar la productividad de los yacimientos no convencionales de la cuenca neuquina. Se llegó a la conclusión de que este método es más preciso para ese fin que el basado en la cantidad de perforaciones realizadas o de equipos desplegados.

## V-OPTIMIZACION

Lo medular en el diseño de un tratamiento de fractura es optimizar el caudal de producción y la recuperación de la reserva de un pozo para maximizar su rentabilidad.

El procedimiento de optimización requiere métodos para determinar la geometría, índice de productividad (IP), tipos de curvas, modelos analíticos o numéricos para simulación de la producción. La precisión de la optimización depende de lo sofisticado del modelo y la exactitud de los parámetros incluidos. Obviamente, el software de diseño maneja estos parámetros.

*Un procedimiento básico para la optimización económica es como sigue:*

1. Selección del sistema de fluidos aplicable a la formación.
2. Selección del apuntalante basándose en su resistencia y conductividad.
3. Determinación del volumen a bombear y la programación de inyección de material sustentante. El gasto de inyección y el volumen de apuntalante se utilizan para la programación del transporte, en la cual se modela el efecto de la adición de sustentante en su penetración y concentración a lo largo de la fractura.
4. Determinación del máximo caudal de bombeo permitido, basándose en la limitante de presión de los cabezales y tuberías. El caudal de inyección óptimo es un balance entre la reducción de la pérdida de fluido y el incremento del caballaje hidráulico cuando el gasto se incrementa. Deberá ser considerada la degradación de algunos fluidos fracturantes en el diseño.
5. Selección de un modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad (ejemplo 3D y P3D) para las características de la formación y comportamiento de la presión sobre la base del esfuerzo in situ, prueba de laboratorio, tratamientos de calibración y análisis de registros. Los softwares actuales permiten relacionar la productividad antes y después de la fractura, y pueden utilizarse para comparar el comportamiento de varias longitudes y conductividad de fractura.
6. Determinación de la entrada de datos requeridos para el modelo geométrico seleccionado.
7. Determinación de la penetración y conductividad de la fractura para una selección del tamaño del tratamiento y concentración del apuntalante por medio de un simulador. Los simuladores permiten realizar combinaciones de las variables a ser consideradas, y comparar el efecto de varias variables para obtener un diseño óptimo ante una determinada situación.  
Esto último generalmente se hace a través del cálculo del valor actual neto (VAN), comparando las ganancias de la producción predicha con los costos del tratamiento. El análisis de una prueba minifrac, realizada justo antes del trabajo de fractura, puede ayudar a determinar los valores de pérdida de filtrado para los fluidos reales a utilizar.
8. Determinación del caudal de producción y recuperación acumulada en un determinado período seleccionado para una penetración de apuntalante y su correspondiente conductividad.
9. Cálculo del valor actual de los ingresos netos de la producción basada en un gasto discontinuo (por ejemplo: la suma del valor presente para cada año del período seleccionado).

10. Cálculo del costo total del tratamiento, incluyendo los costos asociados con los fluidos, apuntalante y caballaje hidráulico.
11. Cálculo del VAN para la fractura, pero sustrayendo el costo del tratamiento del ingreso neto descontado del pozo (paso 9 menos paso 8).
12. Repetición del ciclo del proceso computacional hasta que el VAN decrece o se llega a la máxima longitud.
13. Construcción de curvas mostrando el VAN de la fractura con otros criterios económicos apropiados contra la penetración de la fractura. La producción acumulada para una longitud específica estará aun aumentando.

### Evaluación de la fractura durante la operación.

La correcta evaluación del comportamiento de la fractura depende de varios parámetros. Dos de ellos son la presión neta  $P$  neta y la capacidad de presión de formación.



*Cuando la presión neta alcanza la capacidad de presión de la formación, la fractura pierde confinamiento*

Los factores que controlan el confinamiento de la fractura son:

1. El contraste de esfuerzos entre los esfuerzos horizontales del yacimiento con los de las formaciones adyacentes. (propagación vertical de la fractura fuera de la formación)
2. La diferencia entre los esfuerzos horizontales con el esfuerzo vertical (sobrecarga) en el yacimiento.
3. Exceso del esfuerzo actuando en fracturas naturales, lo que ocasiona su apertura y consecuentemente alta pérdida de fluido.

Aunque es deseable medir la  $P$  neta real en un fracturamiento, operacionalmente la mayoría de las veces no es posible. Por lo tanto, para estimar la presión neta, la presión superficial debe ajustarse por los efectos de pérdidas de presión por fricción y cambios en la presión hidrostática, por las variaciones de concentración de sustentante.

### Proceso de propagación de la fractura.

Este proceso posee 2 etapas:

✓ **Primera etapa:**

Indica el desarrollo inicial de la fractura, donde ésta crece en forma irrestricta. Esta etapa es generalmente corta en tiempo y termina cuando la fractura queda verticalmente confinada por formaciones adyacentes competentes (superior e inferior). En esta etapa es aplicable el modelo KGD.

✓ **Segunda etapa:**

El incremento en presión indica que la fractura esencialmente se está propagando longitudinalmente (obedece al modelo PKN). La tercera etapa se presenta cuando la presión neta se aproxima a la magnitud del esfuerzo mínimo de alguna de las barreras verticales.

Esta etapa significa el arenamiento en el vértice de la fractura y es un indicativo de alerta de un potencial arenamiento en el pozo, ya que valores de la pendiente mayores a la unidad indican que, al dejar de crecer la fractura, no puede recibir más agente sostén o bien que existe restricción en el flujo en la vecindad cercana a la pared del pozo.

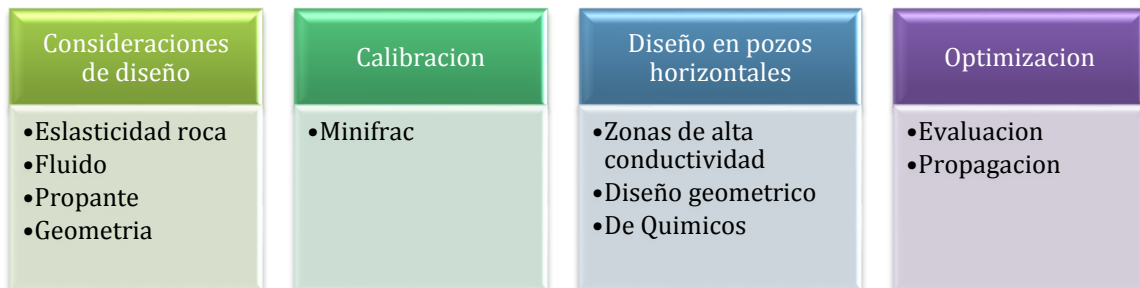
La aplicación de workflows que integran todos los datos es posible a través del uso de algoritmos capaces de validar la información del reservorio (sísmica, petrofísica, core, cuttings y datos geomecánicos) y optimizar el número y la ubicación de las etapas de fractura como el clúster de punzados.



**RESUMEN**

**En esta sección lograron conocer:**

- Consideraciones de diseño y optimización
- Tipos de Modelos geométricos utilizados
- Diseño de fractura en pozos horizontales



**PREGUNTA**

*¿Qué equipos usamos para realizar la estimulación hidráulica? ¿Como se monitorea la fractura durante el proceso y después del mismo?*

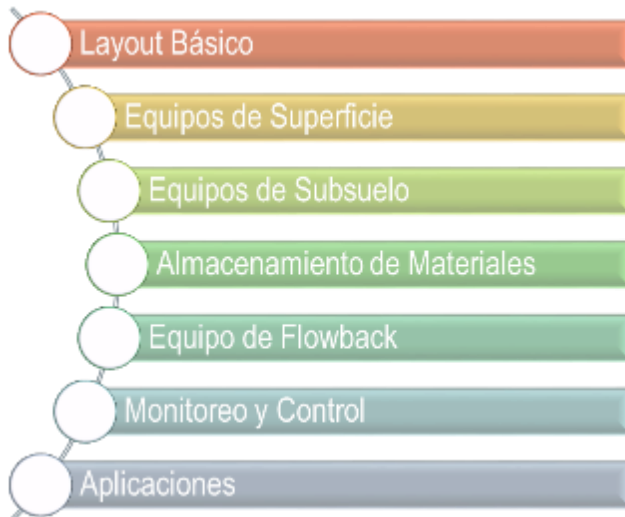
**En el siguiente tema aprenderemos sobre el Layout de los equipos en locación, cuáles son los equipos necesarios para realizar la fractura y como se realiza el monitoreo antes, durante y después.**



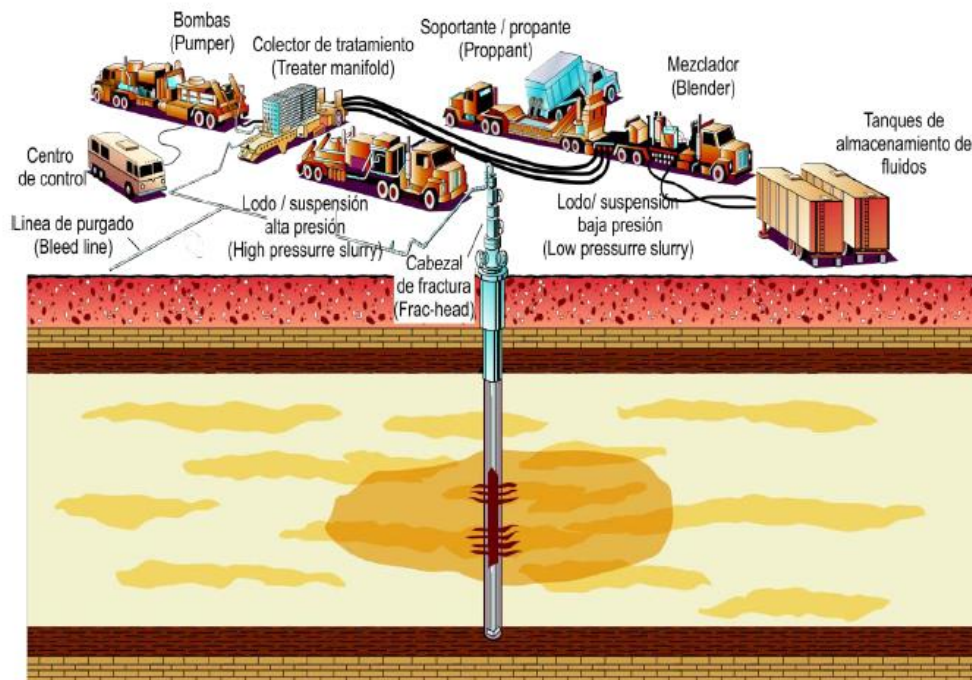
## V. EQUIPOS Y MONITOREO

La fractura requiere la coordinación de múltiples actividades en un espacio reducido. Los equipos básicos usados no han cambiado fundamentalmente a lo largo de los años, aunque si hayan cambiado la magnitud y complejidad del proceso de fractura.

En este capítulo vamos a tratar:



### LAYOUT BASICO



**Fig.54.** Equipos empleados en superficie para la fracturación hidráulica

El Layout de los equipos dependen de los siguientes factores:

- ✓ Volumen y Presión y número de equipos
- ✓ Naturaleza del trabajo (solo son líquidos, espumas, gases etc.)
- ✓ Fuente de los fluidos (tanques, líneas de flujo de equipos remotos)
- ✓ Dimensiones de PAD y numero de pozos en el mismo
- ✓ Topografía de la locación y puntos de acceso
- ✓ Necesidad de equipos auxiliares (Coil Tubing, equipo de flowback, bombas backup)



*A demás de considerar estos factores lo más importante a la hora de ubicar los equipos en la locación son las consideraciones de seguridad.*



Photo Credits (clockwise from top left): PLOGA, The Bakken, Custom Aerial Images, Drilling Contractor

**Fig.55** Layout de Equipos

Durante el tratamiento de estimulación todos los datos son colectados de los diferentes equipos y enviados a sistemas de monitoreo.

Estos datos incluyen el volumen de fluido a alta presión y la densidad del mismo, la concentración de arena, el volumen de químicos, etc.

## **EQUIPOS DE SUPERFICIE**

### **Bombas para fracturamiento**

La potencia necesaria para que cualquier sistema de bombeo introduzca los fluidos y productos al pozo la suministra la denominada bomba de fractura o "Frac Pump". El conjunto más usado es la bomba que posee 3 unidades de bombeo una de 20000 HP y dos de 15000 HP.



**Fig.56.** Bombas de Fractura

### Blender (mezclador)

El Blender o mezclador es literalmente el “corazón” de la operación de fractura. Los productos de fractura son mezclados en este equipo antes de ser bombeados al pozo.

Los Mezcladores cumple tres funciones:

- a) Extraer el fluido de los tanques de almacenaje;
- b) Mezclar la cantidad adecuada de agente de sostén con el fluido, y
- c) Enviar el fluido cargado con agente de sostén (lechada) a las succiones de los equipos de bombeo a baja presión (usualmente 60 psi o menores).



**Fig.57.** Blender y su interacción con los otros equipos

Em Mezclador está compuesto por:

- **Mangueras:** transportan el fluido de fracturamiento hacia el interior del pozo. Son usadas para transferir líquidos y aditivos del blender hacia las bombas de alta presión. Generalmente estas mangueras están cargadas con fluidos a alta presión por lo que tienen que ser más resistentes que las mangueras de succión
- **Bombas centrifugas:** son usadas en los blender para extraer los fluidos fuera de los tanques de almacenamiento y comunicarlo con la arena para ser bombeada a altas presiones. Las bombas centrifugas son usadas por que son más tolerantes a los fluidos abrasivos que otros tipos de bombas.

- **Agitador:** El propósito de esta tina agitadora es la de ayudar a mantener el apuntalante suspendido en el fluido sin la presencia de burbujas de aire. La velocidad por de fault es de 40 rpm sin apuntalante y es aumentada en 4 rpm por cada libra de apuntalante adicionado
- **Sistema de adición de aditivos:** Debido a la naturaleza de los fluidos de estimulación, algunos aditivos solo pueden ser adicionados “al vuelo” es decir, mientras es bombeado el fluido. Estos aditivos pueden ser en forma solida o liquida. Varias bombas y tolvas montadas en el blender permiten la medición y adición correcta de estos aditivos.
- **Tornillos para Apuntalante:** Los trabajos de fracturamiento normalmente requieren la adición de agentes sustentantes en el fluido de fracturación. Los tornillos comunican estos agentes sustentantes de la montaña hacia la tina agitadora. Cada tornillo es operado por computadora en forma independiente.

### Manifold (Colectores de succión)

Los Colectores de succión incluyen: el Manifold incorporado al tanque de fracturamiento, el de succión común, el del tanque de lodos y el de descarga.

**Manifold incorporado al tanque de Fractura:** La mayoría de los tanques de fractura están equipados con un mínimo de cuatro conexiones de 4” y una válvula mariposa de 12” entre el tanque y las conexiones. Para un trabajo en el que intervengan múltiples tanques, algunos tanques de fractura se pueden conectar entre ellos con mangueras cortas flexibles para formar un Manifold de succión común.

**Manifold de descarga:** Esta unidad se interconecta con acoplamientos y consta de 4 componentes principales: el Manifold del blender, la tubería de conexión, el Manifold de succión de la bomba y el de descarga de la bomba. Este último posee un cabezal de descarga al blender principal, al cual se pueden conectar hasta ocho mangueras para descargar. Dentro de un circuito cerrado de fluidos.



**Fig.58.** Manifold de descarga

## Mangueras

Se suelen emplear mangueras flexibles de goma tanto para succión como para descarga que se utilizan para enviar los fluidos desde su lugar de almacenaje al equipo de mezcla de aditivos o equipos de bombeo.

Las mangueras de succión normalmente están disponibles en un tamaño 4" y están diseñadas para satisfacer los requerimientos de succión de todo el equipo de mezcla y aditivos. Todas las mangueras de descarga (super-cargadoras) están diseñadas para soportar una presión de descarga normal del blender de 60 psi y tienen una capacidad nominal de presión de trabajo de 250 psi.



**Fig.59.** Mangueras de succión y descarga

## Wellhead o Cabezal de fractura

Es la conexión al pozo y permite la unión del equipo de fractura al pozo. Hay una variedad de conexiones dependiendo del diseño del cabezal.

Los factores envueltos en seleccionar el cabezal incluyen:

- ✓ Consideraciones de seguridad
- ✓ Proteger el cabezal de deterioro
- ✓ Proveer acceso a equipos de wireline o coiled tubing



**Fig.60.** Equipos de superficie y cabeza de pozo

## EQUIPOS DE SUBSUELO

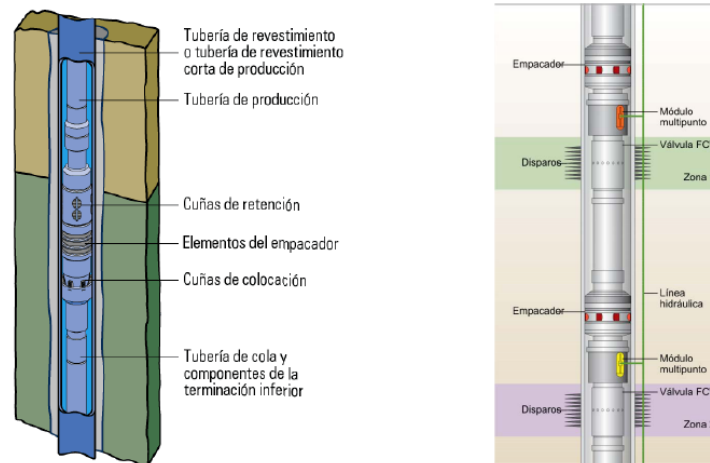
El equipo de subsuelo usado durante la fractura hidráulica puede variar dependiendo de:

- Tipo de pozo: vertical u horizontal
- Pozos revestidos o abierto y la longitud del mismo
- Numero de etapas de fracturas realizadas
- Presiones y volúmenes requeridos

Generalmente se utilizan packers o tapones para aislar la formación a fracturar.

La diferencia entre un packer y un tapon además de los detalles mecánicos, está en que a través del packer debe haber paso (empaquete superior) mientras que el tapón debe ser ciego (empaquete inferior). La acción de los packers evita el movimiento de los fluidos por el espacio anular y aísla la parte superior del pozo de la presión de trabajo (presión de inyección de los fluidos) durante la operación de fractura.

Estas herramientas se utilizan en pozos verticales como horizontales, lo que cambiara según el tipo de pozo es la configuración y el uso de otras herramientas de fondo.



**Fig.61.** Esquema de uso de los empacadores y su empleo en la fractura hidráulica

### ✓ Terminación

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y reequipamiento del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.

Una vez montado el equipo de terminación, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación, para luego, realizar los punzados en las zonas de interés.

En el caso de los pozos horizontales de las formaciones shale, luego de haber determinado el diseño de las fracturas se procede a realizar los clústeres de punzados según el diseño.

Para aislar cada clúster de punzados y proceder a la fractura multietapas es que se utilizan diferentes equipos de subsuelo.

Los tipos de terminación utilizados en un pozo de múltiples etapas de fracturas son:

- PNP: Plug & Perf
- BACS: Ball Activate Frac sleeves
- CTACS: Coiled Tubing

○ **PNP: Plug & Perf**

Se baja un packer con wireline junto con los punzados y cada clúster de punzados es aislado por el packer.

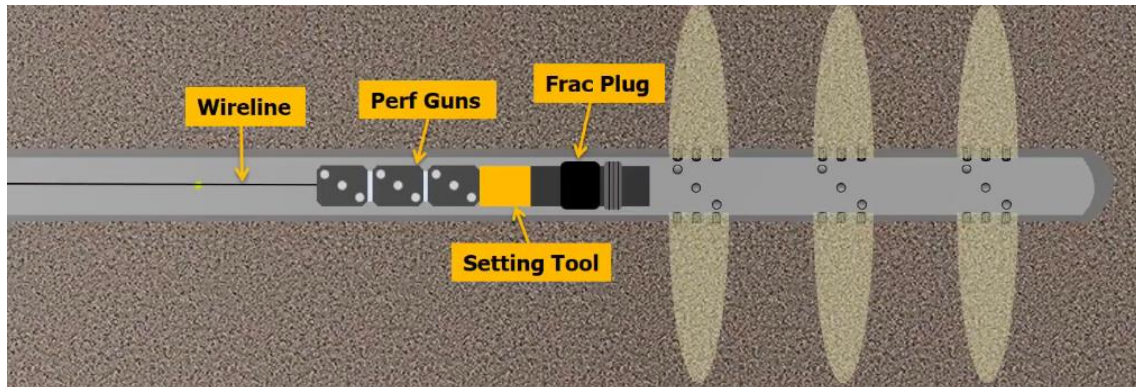


Fig.62. Sistema Plug & Perf

Algunos Beneficios de esta técnica son resumidos en la siguiente figura:

○ **BACS: Ball Activate Frac sleeves**

Se utilizan esferas selladoras para aislar cada etapa una vez realizado los punzados. Estas esferas pueden utilizarse con packers o con camisas deslizables

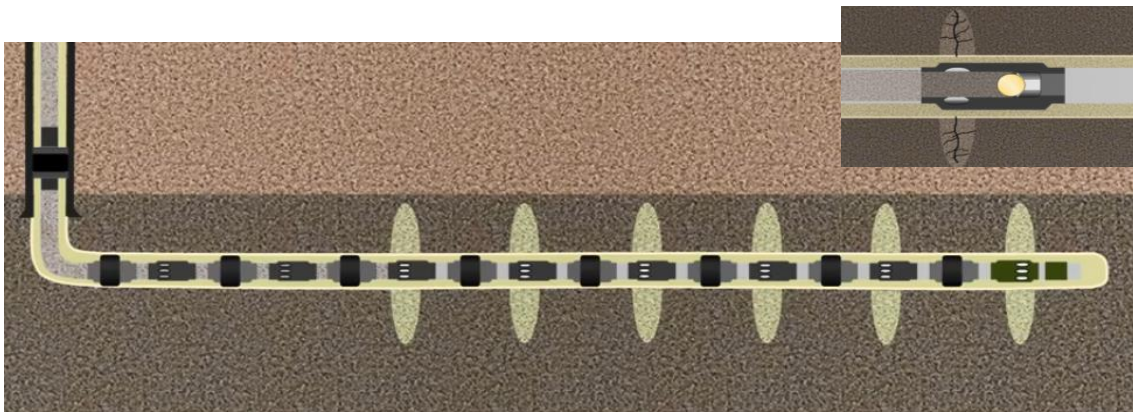


Fig.63. Sistema Bolas activadas

○ **CTACS: Coiled Tubing**

Se utiliza una unidad de coiled tubing para asentar los packers en el pozo. Junto al packer se baja la herramienta para hacer los punzados. Para aislar cada etapa puede utilizarse packer o camisas deslizables.

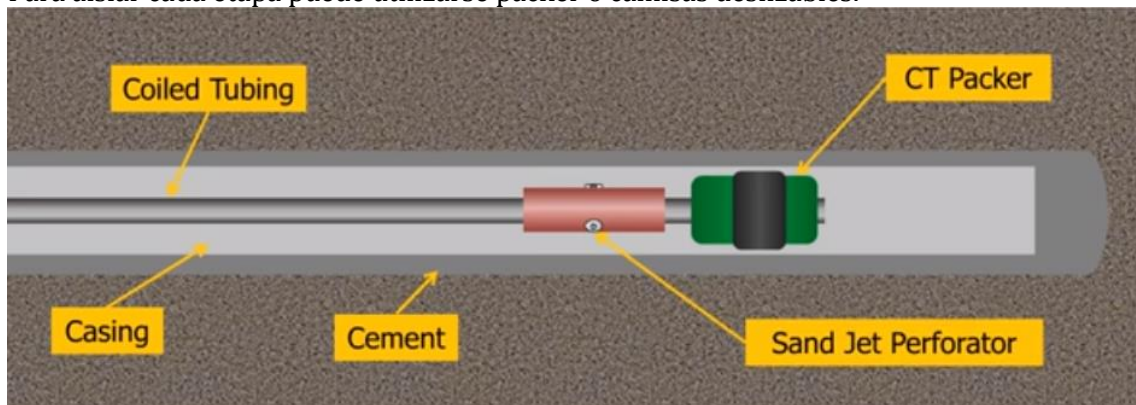


Fig.64. Sistema CTCAS

Para ver estas técnicas de terminación completas, sus beneficios y sus variantes en pozos con múltiples etapas de fracturas



**VE 5 MINUTOS DE VIDEO HACIENDO CLICK AQUÍ**

[Plug and Perf \(PNP\)](#)

[Coiled-Tubing-Activated Completion Systems \(CTCAS\):](#)

[Ball-Activated Completion Systems \(BACS\)](#)

A continuación, se presenta un resumen de las 3 técnicas explicadas anteriormente

	PNP	BACS	CTACS
Number of Stages	Virtually unlimited	Limited	Virtually unlimited
Stage Placement	Flexible	Fixed	Fixed with fracturing sleeves; flexible with abrasive perforator
Contingency Options	Full diameter	Diameter restrictions	Full diameter and CT in completion string
Fracturing Logistics	Pressure Pumping, Wireline, CT	Pressure pumping	Pressure pumping, CT
Fracturing Operational Efficiency	Set up/down between stages	Nonstop	Brief fracturing job shut down between stages
Post Fracture	Mill out plugs	Restricted diameter	Full production diameter

**Tabla 7.** Resumen de los sistemas de terminacion

## EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO DE MATERIALES

Si bien los tanques para almacenar los fluidos también forman parte de los equipos de superficie, se describen en esta sección separadamente.

### - Almacenamiento de Agua

El agua es la base del fluido de fractura comúnmente se almacena en tanques dependiendo del tamaño del trabajo pueden ser camiones tanques o tanques en locación. En los casos en el que se utiliza gel, este debe ser premezclado en tanques similares antes de ir al Blending.

Una alternativa al transporte de agua por medio de camiones es construir una facilidad temporal para transportar el agua a las locaciones y cubrir varios pozos a ser fracturados.





Fig.65. Tanques de Agua

### - Almacenamiento de Arena

La arena puede transportarse y almacenarse de diferentes maneras. Usando camiones tipo tovas y desde allí se bombea a los mezcladores. También puede ser transportada en Bolsones y almacenarse en tanques o transportarse y ser almacenada en contenedor “Sand Boxes”



Fig.66. Tolvas

Los Contenedor o SandBoxes reducen los costos al eliminar los cuellos de botella de entrega de agente sostén; reduciendo las inversiones de capital innecesarias y más. Optimizan el espacio de almacenamiento del propante en la locación ya que pueden apilarse horizontal o verticalmente





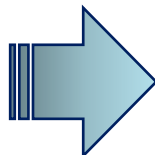
**Fig.67.** Sand Boxes

**- Almacenamiento de Químicos**

El tipo de almacenaje depende del tamaño del trabajo en algunos casos los aditivos son pre mezclados antes de llegar al mezclador (Blender).

Tanto la compañía de servicios como la compañía operadora tienen roles muy importantes gerenciando el transporte y almacenamiento de los aditivos químicos. Es responsabilidad de la compañía de servicios o proveedores educar a los operadores respecto a los fluidos y aditivos, en como manipularlos, procedimientos de emergencia y disposición final.

Es esencial que provean los aditivos con su correspondiente Hoja de Seguridad (SDS Safety Data Sheets) y que sean transportados de acuerdo con los requerimientos regulatorios.



SECTION 1 - CHEMICAL, PHYSICAL AND COMPANY IDENTIFICATION																					
<p><b>SECTION 1 - CHEMICAL, PHYSICAL AND COMPANY IDENTIFICATION</b></p> <p><b>MATERIAL SAFETY DATA SHEET</b></p> <p>Product Name: <b>Storage Battery System</b>  <b>LEAD-ACID BATTERIES</b></p> <p>Manufacturer: <b>Energy Storage Systems, LLC</b>            Address: <b>10000 W. 10th Ave., Suite 100, Denver, CO 80202</b>            Phone: <b>303.440.1000</b>            Fax: <b>303.440.1001</b>            Email: <b>info@energy-storage.com</b></p>																					
<p><b>SECTION 2 - COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ingredient</th> <th>Concentration</th> <th>MSDS Ref.</th> <th>Other Ref.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lead</td> <td>42.7%</td> <td>101-42-7</td> <td>101-42-7</td> </tr> <tr> <td>Antimony</td> <td>1.0%</td> <td>7440-36-0</td> <td>7440-36-0</td> </tr> <tr> <td>Diethylene Glycol</td> <td>48.3%</td> <td>111-48-3</td> <td>111-48-3</td> </tr> <tr> <td>Water</td> <td>48.0%</td> <td>7732-18-5</td> <td>7732-18-5</td> </tr> </tbody> </table>		Ingredient	Concentration	MSDS Ref.	Other Ref.	Lead	42.7%	101-42-7	101-42-7	Antimony	1.0%	7440-36-0	7440-36-0	Diethylene Glycol	48.3%	111-48-3	111-48-3	Water	48.0%	7732-18-5	7732-18-5
Ingredient	Concentration	MSDS Ref.	Other Ref.																		
Lead	42.7%	101-42-7	101-42-7																		
Antimony	1.0%	7440-36-0	7440-36-0																		
Diethylene Glycol	48.3%	111-48-3	111-48-3																		
Water	48.0%	7732-18-5	7732-18-5																		
<p><b>SECTION 3 - HAZARD IDENTIFICATION</b></p> <p><b>Classification:</b> <b>Corrosive (C)</b>  <b>Environmental (N)</b></p> <p><b>Signal Word:</b> <b>DANGER</b></p> <p><b>Hazard Statements:</b>  <b>H314: Causes severe skin burns and eye damage.</b>  <b>H332: Irritating to the respiratory system.</b></p> <p><b>Pictograms:</b> </p> <p><b>Prevention:</b>  <b>P201: Attention</b>  <b>P273: Avoid release to the environment.</b></p> <p><b>Response:</b>  <b>R11: Highly flammable.</b>  <b>R373: May cause irreversible health damage.</b></p> <p><b>Storage:</b> Store in a cool, dry, well-ventilated area away from incompatible materials.</p> <p><b>Disposal:</b> Dispose of in accordance with local, state, and federal regulations.</p>																					



**Fig.68.** Almacenamiento de químicos

### **EQUIPO DE FLOWBACK:**

El tiempo de recuperación del flowback va a depender del tipo de pozo, etapas de fractura. Durante este periodo el fluido recuperado puede ir desde y dentro de las primeras 2 horas decrece a unos cientos de barriles 1000 bpd en un par de horas.

El fluido producido debe ser separado y el agua tratada para su posterior uso o disposición final.

Dependiendo de la circunstancia en particular, el equipo para manejar el fluido de flowback puede incluir lo siguiente:

- ✓ Choque Manifold para controlar el flujo
- ✓ Desarenador
- ✓ Separador trifásico
- ✓ Antorcha para quemar gas
- ✓ Plug Catcher para atrapar los desechos del flowback
- ✓ Tanques o piletas para almacenar los fluidos

### **EQUIPOS ADICIONALES:**

#### **Fractura con Coiled Tubing:**

El Coiled Tubing es una tubería continua de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento.

Las características físicas del Coiled Tubing (CT) son las mismas a las de tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario estibarla tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se le desenrolla o enrolla en un carrete

accionado mecánicamente como si fuera una manguera, permitiendo así un mejor y más rápido almacenamiento y transporte. Por ser una tubería rígida flexible es utilizada en las fracturas de pozos horizontales.

Con CT los pozos se pueden fracturar en un tiempo mucho más corto que con los métodos convencionales. A menudo, el trabajo de fracturamiento se puede completar en un día utilizando coiled.

Tubing de diámetros entre 1 a 4 pulgadas y es transportado al pozo en un camión. El BHA (Bottom Hole assembly) se coloca al final del coiled tubing. Este proceso requiere lubricador, cabeza de inyección y un cabezal de pozo especial. El fluido de fractura es bombeado a través del espacio anular entre el coiled tubing y el casing liner.

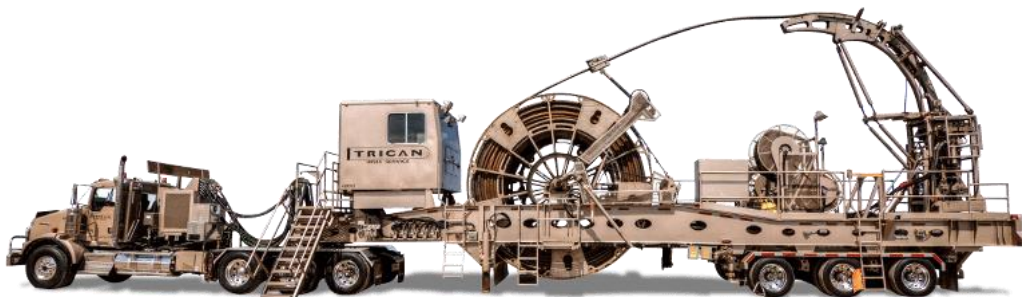


Fig.69. Equipos de coiled tubing

La mayoría de los CT que se utilizan en fractura hidráulica tienen entre 2 3/8 in a 2 7/8 in de diámetro. Esto dependerá del tipo de pozo.

Para el caso de las fracturas realizadas en la formación shale Vaca Muerta donde los pozos están alcanzando longitudes laterales mayores a 3000m, el coiled tubing utilizado es de 2 5/8 in ya que este posee la flexibilidad necesaria para recorrer el pozo horizontal, pero la rigidez necesaria para que no se produzca buckling. (pandeo)

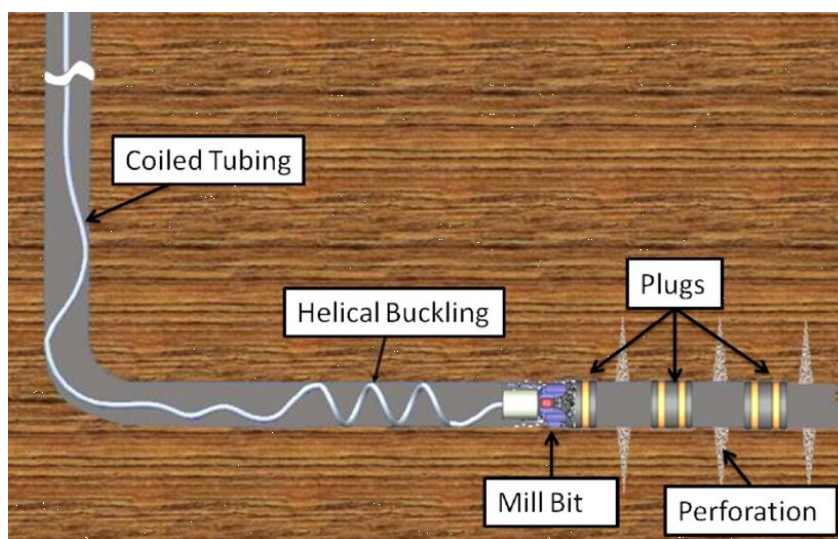


Fig.70 Coiled Tubing Buckling

En la siguiente figura se puede observar el coiled tubing aplicado en fracturas hidráulicas



**Fig.71** Fractura hidráulica con coiled tubing

La Unidad de Coiled Tubing posee cuatro componentes básicos, que sin alguno de ellos no se podrían llevar a cabo las operaciones:

- Carrete de Almacenamiento: Sirve para guardar y transportar íntegramente la tubería CT.
- Cabezal Inyector: Proporciona el esfuerzo de tracción para recuperar la tubería.
- Cabina de Control: Cabina en superficie desde donde se operan los equipos y se monitorea la operación que se esté llevando a cabo.
- Unidad de Potencia: Se encarga de generar la potencia necesaria para la operación de los otros componentes.

### **MONITOREO Y CONTROL DE DATOS:**

El sistema de monitoreo está presente en todas las etapas de la fractura:

- ***Antes de la fractura:***

#### **MINI FRAC**

Es una prueba de diagnóstico de inyección y caída realizada sin apuntalante antes de la estimulación. La intención es descomponer la formación para crear una fractura corta durante el período de inyección, y luego observar el cierre del sistema de fractura durante el siguiente período de caída.

Históricamente, estas pruebas se realizaron inmediatamente antes del tratamiento de fractura principal para obtener los parámetros de diseño (es decir, presión de cierre de la fractura, gradiente de fractura, coeficiente de fuga de líquido, eficiencia del fluido, permeabilidad de la formación y presión del yacimiento). Sin embargo, dado que los equipos de personal y frac estaban esperando en el lugar para realizar el tratamiento principal, el período de caída usualmente se detuvo poco después de observar el cierre, antes de que se pudieran obtener estimaciones confiables de la presión de formación y la permeabilidad.

Dado que estos dos parámetros son críticos para el diseño de la fractura y para la ingeniería de producción / yacimiento, pareció prudente extender el período de caída para obtener

mejores estimaciones, especialmente dado que hay pocas esperanzas de recopilar esta información después de la estimulación principal. Muchos operadores han logrado esto simplemente programando la prueba de minifrac mucho antes del tratamiento de fractura principal. Sin embargo, predecir el tiempo de caída requerido para obtener estimaciones significativas de la presión de formación y la permeabilidad es difícil, ya que depende de tener un conocimiento previo de la permeabilidad, además de conocer las propiedades geomecánicas de la formación.

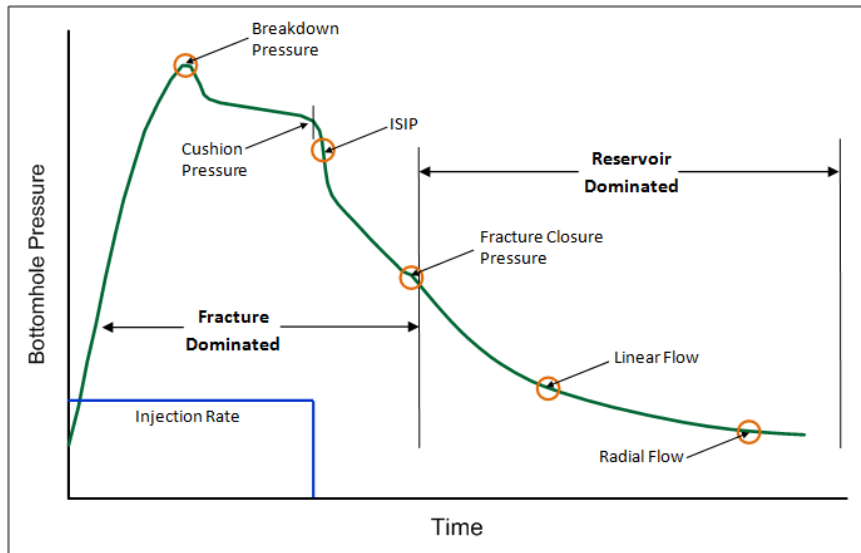


Fig.72. Mini Frac

- **Durante la fractura:**

Se monitorean todos los parámetros del proceso, presión de inyección, volumen de fluido de fractura, concentración y volumen del propano, etc. Sirve como control de calidad del proceso de fractura y permite tomar decisiones en tiempo real

- **Post Fractura:**

Se evalúan los parámetros para verificar el efecto de la fractura en la formación y sobre todo en la producción.

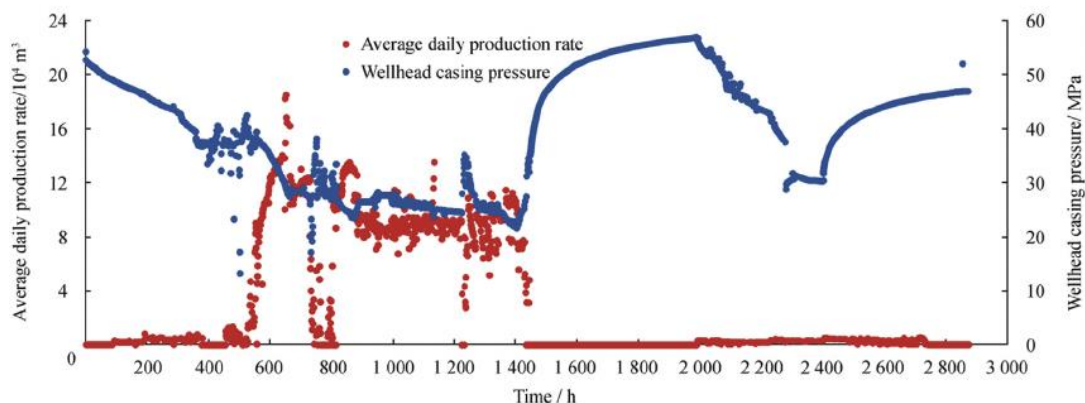


Grafico 10. Performance del pozo Post Fractura



**PREGUNTA**

¿Hasta aquí hemos visto el proceso, el diseño, los equipos, pero hay alguna norma para realizar seguimiento y control de las fracturas?

En el siguiente tema aprenderemos sobre las Normas API que existen como estándares y mejores prácticas para los procesos de estimulación hidráulica



## RESUMEN

En esta sección lograron conocer:

- Layout del Equipamiento
- Equipamiento de Fractura
- Equipo de Monitoreo

Equipos de Superficie	Equipos de Subsuelo	Equipos de Almacenamiento	Equipo de Flowback	Equipo de Monitoreo
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bomba</li> <li>• Mezclador</li> <li>• Manifold</li> <li>• Mangueras</li> <li>• Cabezal (Well Head)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plug &amp; Perf</li> <li>• Packers</li> <li>• Sliding Sleeves</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De Fluidos</li> <li>• De Arena</li> <li>• De Químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flowback para la separación de los fluidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo en Superficie de Datos antes, durante y post fractura</li> </ul>

## VI. PROCESO DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

La fractura requiere la coordinación, seguimiento y control de múltiples actividades. Si bien cada lugar cuenta con su normativa específica las Normas API (American Petroleum Institute) han juntado los estándares y las mejores prácticas para los procesos de estimulación hidráulica.

Estas normas mejoran la seguridad operacional y la fiabilidad de los equipos. Existen 5 normas específicas por parte de API para la operación:

API RP 100-1	• Hydraulic Fracturing – Well Integrity and Fracture Containment
API RP 100-2	• Managing Environmental Aspects Associated with E&P Operations Including Hydraulic Fracturing
API Bulletin 100-3	• Community Engagement
RP-51R	• Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations
Std 65-2	• Isolating Potential Flow Zones During Well Construction

Estas pueden encontrarse en la siguiente sección de los estándares API: <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/hydraulic-fracturing>

Abajo se explicará el ámbito de aplicación de cada una de las normas y su contenido:

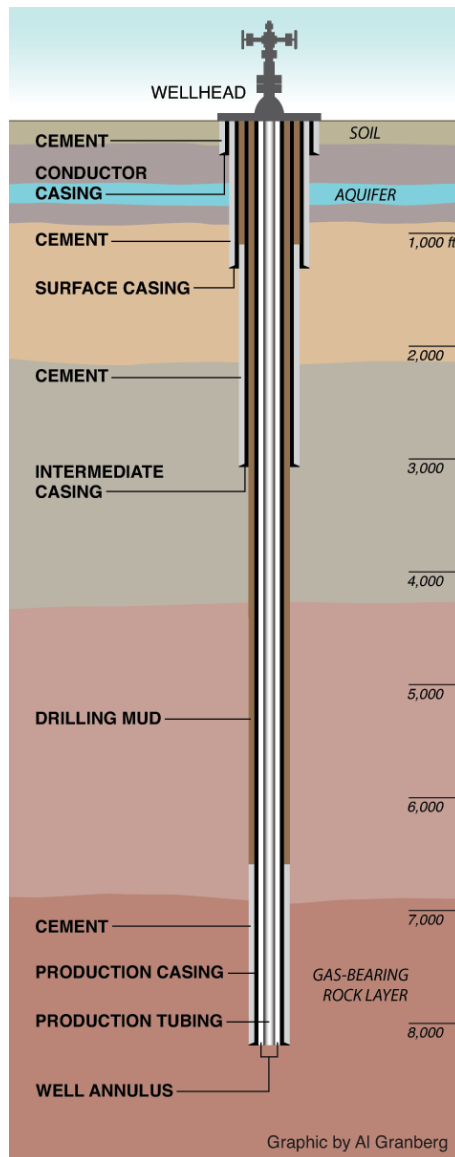
- **API RP 100-1: Fracturamiento hidráulico integridad del pozo y contención de la fractura**

**Alcance:** contiene prácticas recomendadas para la construcción del pozo y diseño y ejecución de estimulación hidráulica, en lo que se refiere a la integridad del pozo y la contención de la fractura.

La guía de este documento cubre recomendaciones para el diseño de barreras de contención de presión y las prácticas de construcción de pozos para pozos en tierra que se someterán a estimulación de hidráulica.

Este documento es específicamente para pozos perforados y completados en tierra, aunque muchas de las disposiciones son aplicables a pozos offshore también.





**Fig.73** Construcción del Pozo

- **API RP 100-2: Manejo de los aspectos ambientales asociados con las operaciones de E&P, incluida la fracturación hidráulica**

**Alcance:** proporciona prácticas comprobadas aplicables a la planificación y operación de pozos y pozos fracturados hidráulicamente. Los temas cubiertos incluyen la gestión de los aspectos ambientales durante la planificación; selección del sitio; logística; movilización, rig-up y desmovilización; construcción; y operaciones de estimulación.

Ofrece recomendaciones sobre los siguientes temas:

- muestreo de agua subterránea de referencia
- gestión del agua fuente
- selección de materiales
- transporte de materiales y equipo
- almacenamiento y gestión de fluidos y productos químicos
- gestión de sólidos y desechos líquidos
- emisiones al aire
- planificación del sitio

- entrenamiento
- ruido y recursos visuales

Este documento proporciona una discusión general de las operaciones de exploración y producción, lo que no reemplaza la revisión de los requisitos reglamentarios locales, estatales y federales aplicables. Los operadores deberían considerar disponibles estándares de la industria y orientación que pueden proporcionar información adicional.

- **API Boletín 100-3: Participación de la comunidad**

**Alcance:** describe lo que las comunidades locales y otras partes interesadas pueden esperar de los operadores.

Está diseñado para reconocer los desafíos e impactos que ocurren durante la presencia de la industria en una región determinada.

Proporciona estrategias flexibles y adaptables, reconociendo que la aplicación variará de un operador a otro. comunidad a comunidad.

Estas pautas están destinadas principalmente a apoyar proyectos de petróleo y gas en tierra para desarrollos de lutitas; sin embargo, se pueden adaptar a cualquier proyecto de petróleo y gas.

Administra las expectativas de todos los interesados: los operadores de la industria, los contratistas, las empresas de servicios y las comunidades y funcionarios locales.

Un proceso de mitigación de riesgos puede ayudar a los operadores a manejar problemas locales y posibles impactos en las comunidades aliviando los puntos de presión y dando como resultado menos demoras o interrupciones del proyecto. La gestión del riesgo es la identificación, evaluación y priorización de riesgos seguida de una aplicación coordinada y económica de recursos para minimizar, monitorear y controlar la probabilidad o el impacto potencial de un evento. Se recomienda que los operadores identifiquen, evalúen, administren y mitiguen los riesgos identificados.

- **API RP51 R: Protección ambiental para operaciones en tierra de producción de petróleo y gas.**

**Alcance:** Proporciona prácticas ambientalmente racionales para las operaciones de producción nacional de petróleo y gas destinadas a ser aplicadas tanto a contratistas como a operadores.

Las instalaciones dentro del alcance de este documento incluyen todas las instalaciones de producción, incluidas instalaciones de tratamiento de agua producidas. Las áreas offshore y árticas están más allá del alcance de este documento. La cobertura operativa comienza con el diseño y la construcción de carreteras de acceso y ubicaciones de pozos, e incluye operaciones de recuperación, abandono y restauración. Compresión de gas para transmisión o se incluyen operaciones de producción, como elevación de gas, mantenimiento de presión o recuperación mejorada de petróleo (EOR); sin embargo, no se trata el procesamiento de gas para la recuperación de líquidos.

- **STD 65-2: Aislamiento de zonas de flujo potencial durante la construcción del pozo**

**Alcance:** Proporciona orientación sobre el control de los flujos justo antes, durante y después de las operaciones de cementación primaria para instalar o establecer casing y liner.

Contiene prácticas para aislar zonas de flujo potencial, un elemento integral para mantener la integridad del pozo.

El enfoque de este estándar es la prevención de las barreras pasadas o pasadas que se instalan durante la construcción del pozo.

Las barreras que sellan las presiones y flujos del pozo y la formación pueden incluir barreras mecánicas como sellos, cemento o cabezal hidrostático o barreras operacionales, como las prácticas de detección de flujo. Las barreras operacionales son prácticas que resultan en la activación de una barrera física. Aunque las barreras físicas pueden dominar, la fiabilidad total del sistema de un diseño particular depende de la existencia de ambos tipos de barreras.

### **Aislación e integridad del Pozo:**

Aislación e integridad es un tema está cubierto en los estándares descriptivos anteriormente, sobre todo para proteger los acuíferos de agua dulce, por este motivo se detallará en esta sección la aislación y como se verifica la integridad del pozo.

La aislación se utiliza para los acuíferos, como para prevenir la comunicación entre fluidos de producción y otras formaciones con o sin fluidos. Los sistemas de monitoreo regulares en los procesos de perforación, fracturamiento y producción para asegurar que estas operaciones procedan dentro de los parámetros establecidos y acorde con el diseño, plan del pozo y los requerimientos permitidos.

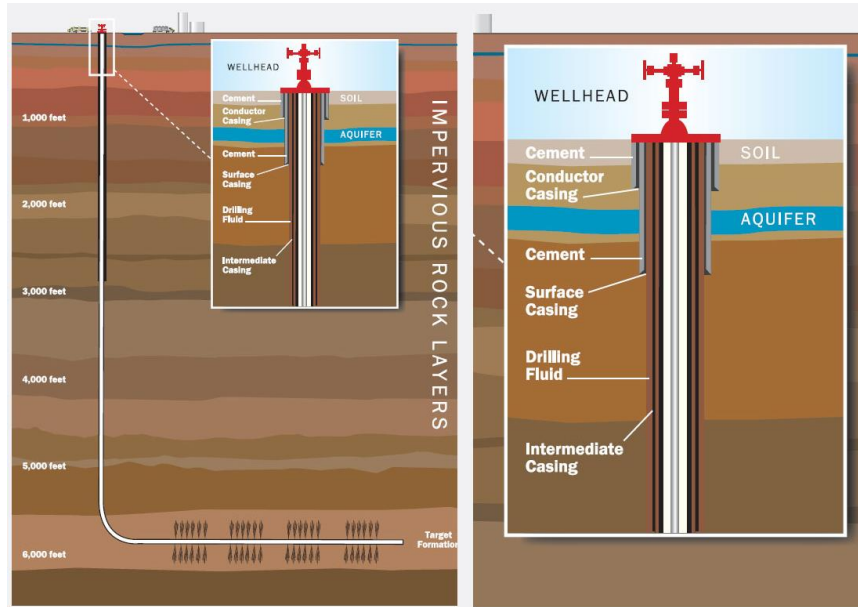


**Fig.74.** Aislación de zonas con casing

Los acuíferos de agua dulce se encuentran generalmente a profundidades someras, de 200 m a 300 m. Cuando se perfora la primera sección del pozo en la que se encuentran estos acuíferos, mediante la sísmica corrida en la etapa de exploración y de los perfiles eléctricos se determina su profundidad. Por seguridad siempre se perforan unos metros más para asegurar que el acuífero se ha atravesado totalmente.

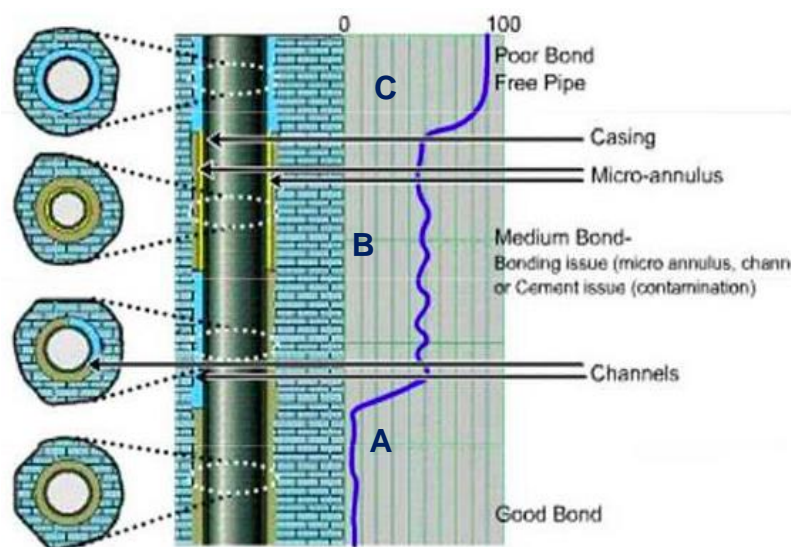


*El pozo se reviste con una tubería sin costura denominada casing y luego se cementa el espacio anular entre el casing y el pozo, de esta manera el acuífero queda doblemente aislado. Esta técnica de aislamiento se realiza en cada sección para aislar zonas de interés y aislar fluidos*



**Fig.75.** Aislación de acuíferos de agua dulce

Una vez que el cemento ha fraguado, se corren registros eléctricos, tales como: Cement Bond Log (CBL) y el Variable Density Log (VDL), la combinación de ambos registros ha sido la herramienta primaria de evaluación de cementación durante muchos años para verificar la calidad y adherencia del cemento. Si la calidad y adherencia del cemento no es buena, se realizan trabajos de remediación ya que es necesario garantizar el perfecto aislamiento de la formación dado por la adherencia del cemento.



**Fig.76.** Perfil CBL/VDL

Como se muestra en la figura 5 el perfil de cementación mide amplitud de la onda que viaja a través del pozo hacia la formación, según la medición de esa amplitud podemos determinar si el cemento tiene buena adherencia **(A)**, si existe canalizaciones **(B)** o si hay cañería libre **(C)**.

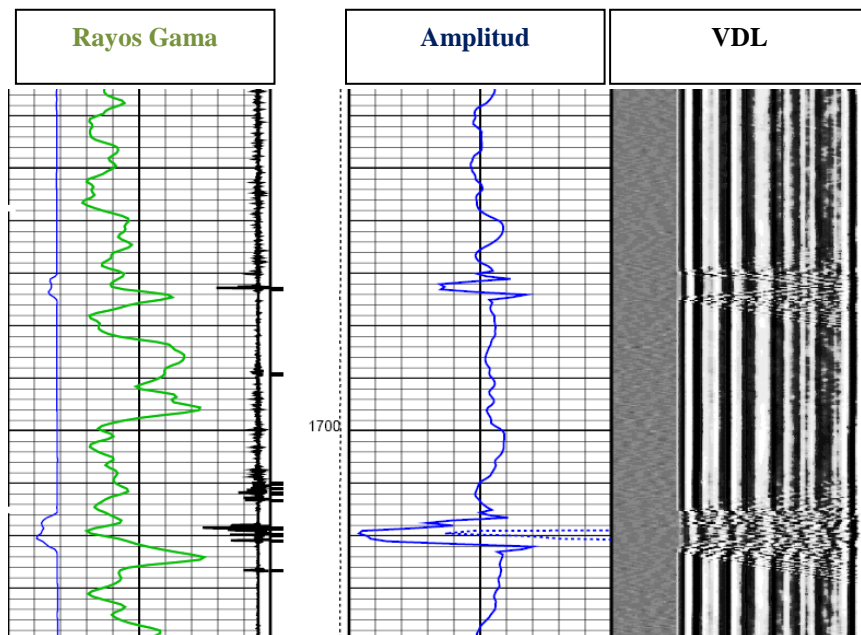
La amplitud, medida directamente o como una relación de atenuación, se utiliza para proporcionar:

- ✓ Estimaciones cuantitativas de la resistencia a la compresión del cemento
- ✓ Interpretación cualitativa de la interfaz cemento-formación

La respuesta de la herramienta depende de la impedancia acústica del cemento, que a su vez es función de la densidad y la velocidad. Sobre la base de datos empíricos, el registro se puede calibrar directamente en términos de resistencia a la compresión del cemento. Sin embargo, en los cementos espumados o cuando se usan aditivos exóticos, estas calibraciones pueden ser inexactas. En estas situaciones, se aconseja a los usuarios que consulten con la empresa de servicios de registro las calibraciones apropiadas



*Perfiles eléctricos CBL/VDL verifican la adherencia del cemento a la tubería y a la formación. Sirven para determinar si las zonas han quedado correctamente aisladas*



**Fig.77.** Ejemplo de Perfil CBL/VDL

La integridad del pozo debe ser periódicamente verificada tanto en pozos nuevos como en pozos antiguos para asegurar que se mantenga la hermeticidad del pozo. Esto último se logra corriendo perfiles eléctricos de corrosión del casing, los cuales se complementan con los de CBL descritos anteriormente.

Con ambos se puede verificar el estado del cemento en el tiempo, como el del casing y así comprobar que el pozo sigue teniendo hermeticidad.

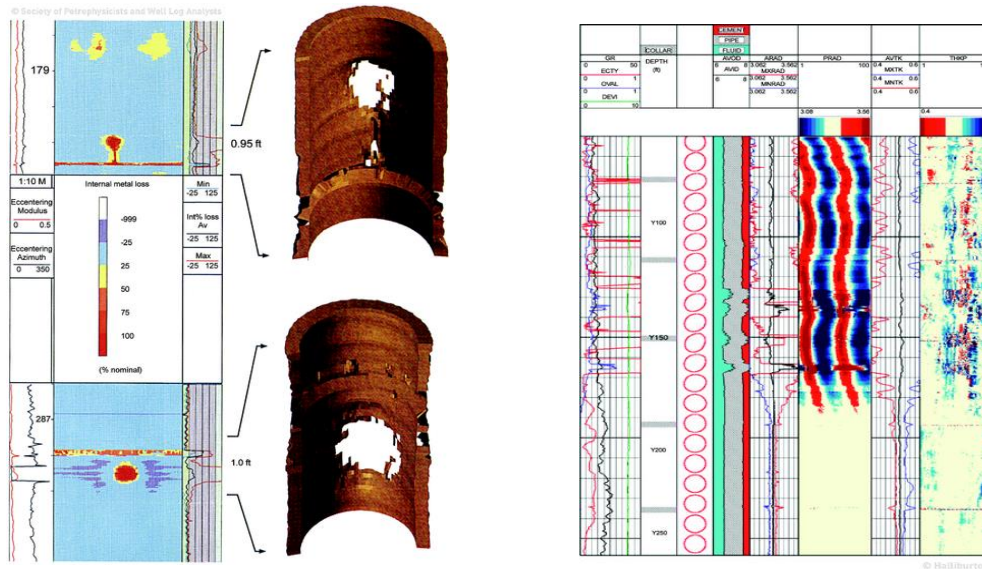


Fig.78. Perfiles de Inspección de casing

Otros estándares relacionados con la Fractura Hidráulica pueden encontrarse en la Guía de Buenas Practicas

En cada lugar (País / Provincia), los organismos de control competentes son responsables por hacer cumplir tanto estas normas como los decretos o leyes regionales que regulan tanto esta técnica como como cualquier practica dentro de la industria de Hidrocarburos



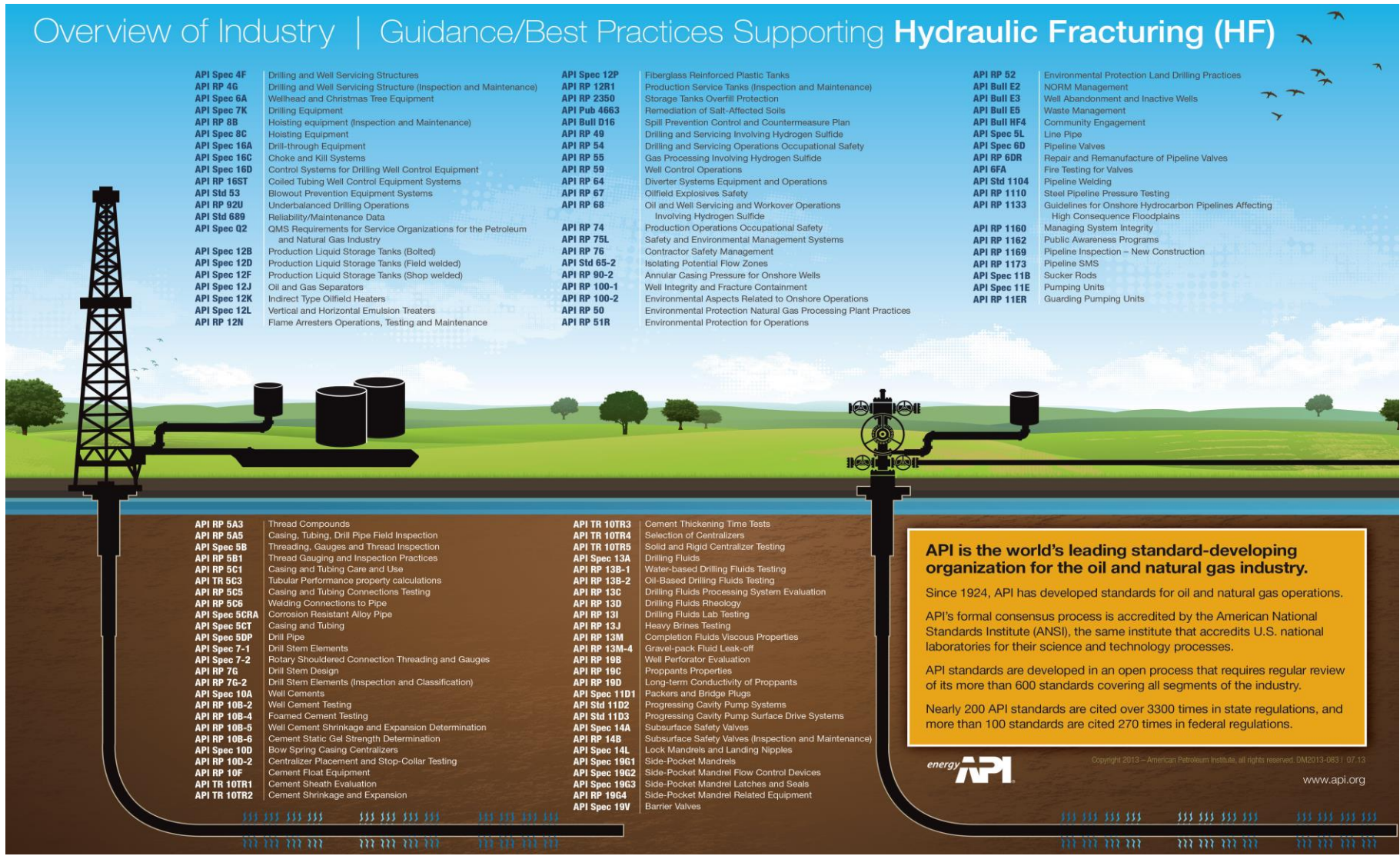
## RESUMEN

En esta sección lograron conocer:

- Normas API que han juntado los estándares y las mejores prácticas para los procesos de estimulación hidráulica.

API RP 100-1	API RP 100-2	API Boletin 100-3	RP51-R	Std 65-2
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fracturamiento hidráulico: integridad del pozo y contención de la fractura</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manejo de los aspectos ambientales en operaciones de E&amp;P, incluida la fracturación hidráulica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participación de la comunidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protección ambiental para operaciones en tierra de producción de petróleo y gas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aislamiento de zonas de flujo potencial durante la construcción del pozo</li> </ul>

# Overview of Industry | Guidance/Best Practices Supporting Hydraulic Fracturing (HF)



- API Spec 4F Drilling and Well Servicing Structures
- API RP 4G Drilling and Well Servicing Structure (Inspection and Maintenance)
- API Spec 6A Wellhead and Christmas Tree Equipment
- API Spec 7K Drilling Equipment
- API RP 8B Hoisting equipment (Inspection and Maintenance)
- API Spec 8C Hoisting Equipment
- API Spec 16A Drill-through Equipment
- API Spec 16C Choke and Kill Systems
- API Spec 16D Control Systems for Drilling Well Control Equipment
- API RP 16ST Coiled Tubing Well Control Equipment Systems
- API Std 53 Blowout Prevention Equipment Systems
- API RP 92U Underbalanced Drilling Operations
- API Std 689 Reliability/Maintenance Data
- API Spec Q2 OMS Requirements for Service Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry
- API Spec 12B Production Liquid Storage Tanks (Bolted)
- API Spec 12D Production Liquid Storage Tanks (Field welded)
- API Spec 12F Production Liquid Storage Tanks (Shop welded)
- API Spec 12J Oil and Gas Separators
- API Spec 12K Indirect Type Oilfield Heaters
- API Spec 12L Vertical and Horizontal Emulsion Treaters
- API RP 12N Flame Arresters Operations, Testing and Maintenance

- API Spec 12P Fiberglass Reinforced Plastic Tanks
- API RP 12R1 Production Service Tanks (Inspection and Maintenance)
- API RP 2350 Storage Tanks Overflow Protection
- API Pub 4863 Remediation of Salt-Affected Soils
- API Bull D16 Spill Prevention Control and Countermeasure Plan
- API RP 49 Drilling and Servicing Involving Hydrogen Sulfide
- API RP 54 Drilling and Servicing Operations Occupational Safety
- API RP 55 Gas Processing Involving Hydrogen Sulfide
- API RP 59 Well Control Operations
- API RP 64 Diverter Systems Equipment and Operations
- API RP 67 Oilfield Explosives Safety
- API RP 68 Oil and Well Servicing and Workover Operations Involving Hydrogen Sulfide
- API RP 74 Production Operations Occupational Safety
- API RP 75L Safety and Environmental Management Systems
- API RP 76 Contractor Safety Management
- API Std 665-2 Isolating Potential Flow Zones
- API RP 90-2 Annular Casing Pressure for Onshore Wells
- API RP 100-1 Well Integrity and Fracture Containment
- API RP 100-2 Environmental Aspects Related to Onshore Operations
- API RP 50 Environmental Protection Natural Gas Processing Plant Practices
- API RP 51R Environmental Protection for Operations

- API RP 52 Environmental Protection Land Drilling Practices
- API Bull E2 NORM Management
- API Bull E3 Well Abandonment and Inactive Wells
- API Bull E5 Waste Management
- API Bull HF4 Community Engagement
- API Spec 5L Line Pipe
- API Spec 6D Pipeline Valves
- API RP 6DR Repair and Remanufacture of Pipeline Valves
- API 6FA Fire Testing for Valves
- API Std 1104 Pipeline Welding
- API RP 1110 Steel Pipeline Pressure Testing
- API RP 1133 Guidelines for Onshore Hydrocarbon Pipelines Affecting High Consequence Floodplains
- API RP 1160 Managing System Integrity
- API RP 1162 Public Awareness Programs
- API RP 1169 Pipeline Inspection - New Construction
- API RP 1173 Pipeline SMS
- API Spec 11B Sucker Rods
- API Spec 11E Pumping Units
- API RP 11ER Guarding Pumping Units

- API RP 5A3 Thread Compounds
- API RP 5A5 Casing, Tubing, Drill Pipe Field Inspection
- API Spec 5B Threading, Gauges and Thread Inspection
- API RP 5B1 Thread Gauging and Inspection Practices
- API RP 5C1 Casing and Tubing Care and Use
- API TR 5C3 Tubular Performance property calculations
- API RP 5C5 Casing and Tubing Connections Testing
- API RP 5C6 Welding Connections to Pipe
- API Spec 5CRA Corrosion Resistant Alloy Pipe
- API Spec 5CT Casing and Tubing
- API Spec 5DP Drill Pipe
- API Spec 7-1 Drill Stem Elements
- API Spec 7-2 Rotary Shouldered Connection Threading and Gauges
- API RP 7G Drill Stem Design
- API RP 7G-2 Drill Stem Elements (Inspection and Classification)
- API Spec 10A Well Cements
- API RP 10B-2 Well Cement Testing
- API RP 10B-4 Foamed Cement Testing
- API RP 10B-5 Well Cement Shrinkage and Expansion Determination
- API RP 10B-6 Cement Static Gel Strength Determination
- API Spec 10D Bow Spring Casing Centralizers
- API RP 10D-2 Centralizer Placement and Stop-Collar Testing
- API RP 10F Cement Float Equipment
- API TR 10TR1 Cement Sheath Evaluation
- API TR 10TR2 Cement Shrinkage and Expansion

- API TR 10TR3 Cement Thickening Time Tests
- API TR 10TR4 Selection of Centralizers
- API TR 10TR5 Solid and Rigid Centralizer Testing
- API Spec 13A Drilling Fluids
- API RP 13B-1 Water-based Drilling Fluids Testing
- API RP 13B-2 Oil-based Drilling Fluids Testing
- API RP 13C Drilling Fluids Processing System Evaluation
- API RP 13D Drilling Fluids Rheology
- API RP 13I Drilling Fluids Lab Testing
- API RP 13J Heavy Brines Testing
- API RP 13M Completion Fluids Viscous Properties
- API RP 13M-4 Gravel-pack Fluid Leak-off
- API RP 19B Well Perforator Evaluation
- API RP 19C Proppants Properties
- API RP 19D Long-term Conductivity of Proppants
- API Spec 11D1 Packers and Bridge Plugs
- API Std 11D2 Progressing Cavity Pump Systems
- API Std 11D3 Progressing Cavity Pump Surface Drive Systems
- API Spec 14A Subsurface Safety Valves
- API RP 14B Subsurface Safety Valves (Inspection and Maintenance)
- API Spec 14L Lock Mandrels and Landing Nipples
- API Spec 19G1 Side-Pocket Mandrels
- API Spec 19G2 Side-Pocket Mandrel Flow Control Devices
- API Spec 19G3 Side-Pocket Mandrel Latches and Seals
- API RP 19G4 Side-Pocket Mandrel Related Equipment
- API Spec 19V Barrier Valves

**API is the world's leading standard-developing organization for the oil and natural gas industry.**

Since 1924, API has developed standards for oil and natural gas operations.

API's formal consensus process is accredited by the American National Standards Institute (ANSI), the same institute that accredits U.S. national laboratories for their science and technology processes.

API standards are developed in an open process that requires regular review of its more than 600 standards covering all segments of the industry.

Nearly 200 API standards are cited over 3300 times in state regulations, and more than 100 standards are cited 270 times in federal regulations.



Copyright 2013 - American Petroleum Institute, all rights reserved. DM2013-083 | 07.13  
www.api.org

Fig.79. API Guía de Buenas Practicas

## CONCLUSIÓN/ A MODO DE CIERRE

El desarrollo de este módulo permitió dar a conocer los fundamentos de la fractura hidráulica como método de estimulación de los reservorios tipo shale. Este método permite crear permeabilidad en este tipo de reservorios de baja permeabilidad para poder producir hidrocarburos.

El fluido de fractura tiene como función proveer la energía necesaria para iniciar y propagar la fractura. Este fluido está compuesto de agua donde el 90,5% es agua, 9% es agente sostén y el 0,5% son aditivos químicos, los cuales son conocidos y cada uno de ellos llega a la locación acompañada de su hoja de seguridad donde se encuentra: nombre, proveedor, composición química y como manipularlo.

El agua utilizada puede provenir de diferentes fuentes siempre que cumpla con las especificaciones necesarias

El tercer componente del fluido de fractura es el agente sostén el cual puede ser arena natural, resinada o cerámica. Este debe cumplir con características como redondez, esfericidad, debe resistir la presión de confinamiento de la formación para aumentar la conductividad en la fractura. Otra característica importante es la densidad del agente sostén y el tipo de malla.

La terminación de un pozo es la clave para el diseño del tratamiento de estimulación. Algunos factores de diseño son: el diámetro del casing y del tubing ya que afectan a la caída de presión del sistema, el rate de presión del casing y de la cabeza de pozo y el diseño de los punzados ya que afecta a la presión del tratamiento.

Los volúmenes de fluido de fractura y de propante y la geometría de la fractura.

Estas determinaciones son hechas primeramente por modelos matemáticos y luego se definen en las etapas pre fractura.

Los equipos utilizados en el proceso de estimulación son parte importante del tratamiento, es importante también el Layout que tienen en la locación ya que los espacios en la misma son reducidos.

La fractura requiere la coordinación, seguimiento y control de múltiples actividades.

Las Normas API (American Petroleum Institute) han juntado los estándares y las mejores prácticas para los procesos de estimulación hidráulica.



## BIBLIOGRAFÍA

- Handbook of Hydraulic Fracturing - James G. Speight (2016)
  - Hydraulic Fracturing Operations: Handbook of Environmental Management Practices - Cheremisinoff, Davletshin (2015)
  - Hydraulic Fracture Modeling - Yu-Shu Wu (2018)
  - Shale Oil and Gas Handbook - Zendehboudi, Bahadori (2016)
  - Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development- Y Zee Ma, Stephen Holditch (2015)
  - API, American Petroleum Institute: [www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/hydraulic-fracturing](http://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/hydraulic-fracturing)
  - Schlumberger Oilfield Glossary - [www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)
  - 2016 API Workshop on Commitment to Excellence in Hydraulic Fracturing
  - El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. IAPG
  - La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas. Les Bennett, Joël Le Calvez, David, Sarver, Kevin Tanner-College Station, Texas, EUA
  - Why are Conventional Perforating Systems Deployed on Unconventional Reservoirs - Khaled Gasmi et al, BHGE (2017)
  - Hydraulic Fracturing. IHRDC
  - Actualidad de los agentes de sostén - Petrotecnia, Mariano Giglio (2017)
  - SPE-174119-MS (2015) - Water Management for Tight and Shale Reservoir: A Review of What Has Been Learned and What Should Be Considered for Development in Argentina - Juan Carlos Bonapace, Halliburton
  - SPE 151101224056 (2015) - Argentina Water Management for Hydraulic Fracture from Conventional to Unconventional Reservoirs. What we have learned and what we need to consider. Juan C. Bonapace - (Halliburton)
  - SPE-180818-Proppant Management (2016) - Juan C. Bonapace - (Halliburton)
  - Petrotecnia (2015) - Diseño optimizado de fracturas hidráulicas en el Yacimiento 25 de mayo Medanito, - Miguel Porollan y Daniel Yochcaff (Petrobras S.A.)
  - A new post-frac evaluation method for shale gas wells based on fracturing curves (2015) - Bian Xiaobing et al.
  - Gestión Del Agua En La Exploración Y Explotación De Reservorios No Convencionales En El Área De Influencia De La Cuenca Neuquina (2013) IAPG.
  - New API Industry Standards for Shale Development – R. Goodman (2016).
  - Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fractura hidráulica. - Burch et al.
  - Reservoir Stimulation in Petroleum Production Michael J. Economides, University of Houston Curtis Boney, Schlumberger Dowell. (2009)
  - Hydraulic Fracturing G.C. Howard – C.R. Fast. Monograph Volume 2 SPE Henry L. Doherty Series
- 
- Guía de Diseño para Fracturamiento Hidráulico – PEMEX (2008)

- An Overview of Multistage Completion Systems for Hydraulic Fracturing. - A. Burton (2016)
- Production Optimization for Unconventional Reservoirs through Multi-Disciplinary Collaboration. - Stuart Cox (2016)
- SPE 152596 (2012)- Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor, and Engineer Should Know About Hydraulic Fracturing RiskGeorge Everette, Apache Corp.
- An Overview of Multistage Completion Systems for Hydraulic Fracturing -SPE W. Aaron Burton. (2016)
- Hydraulic Fracturing—Well Integrity and Fracture Containment ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 100-1 (2015)
- Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing - ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 100-2 (2015)
- Community Engagement Guidelines - ANSI/API BULLETIN 100-3 (2014)
- Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases - API RECOMMENDED PRACTICE 51R (2009)
- Isolating Potential Flow Zones During Well Construction - API STANDARD 65—PART 2 (2010)
- Reservoir Stimulation in Petroleum Production- Michael J. Economides, University of Houston Curtis Boney, Schlumberger Dowell.
- Hydraulic Fracturing G.C. Howard – C.R. - Fast. Monograph Volume 2 SPE Henry L. Doherty Series
- Allen, T.O. and Roberts, A.P. Production Operations 2, Well Completions, Workover and Stimulation. Oil & Gas Consultants International, Inc. Fourth Edition, Volume 2. USA, (1993).
- Crowe, C.W., Hutchinson, B.H., and Trittipio, B.L.: Fluis Loss Control: The Key to Successful Acid Fracturing, paper SPE 16883, (1987).
- Crowe, C.W., Martin, R.C., and Michaelis, A.M.: Evaluation of Acid Gelling Agents for Uso in Well Stimulation, JPT (Aug. 1981), pp 415-424.
- Daneshy, A.A. On the Design of Vertical Hydraulic Fractures. JPT, January 1973.
- Daneshy, A.A. Experimental investigation of Hydraulic Fracturing Through Perforation. JPT, p. 1201. October 1973.
- Daneshy, A.A. Hydraulic Fracture Propagation in Layered Formations. SPEJ, 33. February 1978.
- Coiled-tubing fracturing operations (2009) - M.L. Connell R.G. Howard Offshore

## GLOSARIO

- 1- API:** American Petroleum Institute. Representa cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, la distribución, y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural. Las principales funciones de la asociación a nombre de la industria incluyen la defensa, negociación con las agencias gubernamentales, asuntos legales, y negociación con organismos reguladores; investigación de efectos económicos, toxicológicos, y ambientales; establecimiento y certificación de los estándares de la industria, y programas de acercamiento a la comunidad a través de la educación. <https://www.api.org/>
- 2- Apuntalante:** (Agente sostén) Partículas de determinado tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Además de los granos de arena que aparecen naturalmente, también se pueden utilizar agentes de sostén o apuntalantes artificiales o de diseño especial, como arena cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia, como la bauxita sinterizada. Los materiales de los agentes de sostén o apuntalantes se clasifican cuidadosamente por su tamaño y esfericidad para brindar un conducto eficiente para la producción de fluido desde el yacimiento hasta el pozo.
- 3- BHA (Bottom Hole assembly):** Es el ensamblaje de fondo de pozo el cual debe proporcionar la fuerza para el trepante fracture la roca (peso sobre la barrena), A menudo, el arreglo incluye un motor, el equipo de medición y de perforación direccional, las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación, las herramientas de adquisición de registros durante la perforación y otros dispositivos especiales.
- 4- Buckling (pandeo de la tubería):** Cuando una tubería se pandea causando operaciones de pesca y otros problemas en el pozo. El pandeo de la tubería se produce al aplicar demasiada fuerza o peso
- 5- Casing:** Una tubería de gran diámetro que se baja en el pozo descubierto y se cementa en el lugar. El diseñador de pozos debe diseñar la tubería de revestimiento para que tolere una diversidad de fuerzas, tales como aplastamiento, explosión y falla por tracción, además de las salmueras químicamente agresivas. La mayoría de las uniones de la tubería de revestimiento se fabrican con roscas macho en cada extremo, y se utilizan acoplamientos de corta longitud con roscas hembra para unir entre así las diferentes uniones de tubería de revestimiento, o bien las uniones de la tubería de revestimiento pueden ser fabricadas con roscas macho en un extremo y roscas hembra en el otro. La tubería de revestimiento se baja para proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdida de circulación o aislar formaciones con gradientes de presión significativamente diferentes. La operación durante la cual la tubería de revestimiento se coloca en el pozo se conoce generalmente como "bajada de la tubería".
- 6- Cement Bond Log (CBL):** Un registro que utiliza las variaciones producidas en la amplitud de una señal acústica que se propaga en forma descendente por la pared de la tubería de revestimiento, entre un transmisor y un receptor, para determinar la calidad de la adherencia del cemento en la pared exterior de la tubería de

revestimiento. El principio fundamental es que la señal acústica será más atenuada en presencia de cemento que si la tubería de revestimiento no estuviera cementada. La medición es en gran parte cualitativa ya que no existe ninguna indicación de la existencia de variaciones acimutales del cemento, tales como la formación de canales, y dado que es sensible al efecto de un micro espacio anular.

- 7- **Coiled Tubing:** (Tubería flexible) Una sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor. La tubería se endereza para ser bajada en un pozo y luego se rebobina para enrollarla nuevamente en el tambor de transporte y almacenamiento. Dependiendo del diámetro de la tubería (1 pulgada a 4 1/2 pulgadas) y del tamaño del tambor, la longitud de la tubería flexible puede variar entre 610 y 4 570 m [2 000 pies y 15 000 pies] o una longitud mayor.
- 8- **Conductividad;** Producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho de la fractura para una fractura de conductividad finita.
- 9- **Clúster:** se denomina a un conglomerado, un grupo de puntos de medición que poseen características similares.
- 10- **Estimulación:** Tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Los tratamientos de estimulación se dividen en dos grupos principales: tratamientos de fracturamiento hidráulico y tratamientos matriciales. Los tratamientos de fracturamiento se realizan a una presión superior a la de fractura de la formación del yacimiento y crean una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo. Los tratamientos matriciales se realizan a una presión inferior a la de fractura del yacimiento y, en general, están diseñados para restaurar la permeabilidad natural del yacimiento después del daño al área cercana al pozo. La estimulación en yacimientos de gas de lutita adopta la forma de tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- 11- **Flowback:** Se denomina al proceso de permitir que los fluidos fluyan desde el pozo luego de un tratamiento, ya sea en preparación para una fase subsiguiente del tratamiento o en preparación para la limpieza y para devolver el pozo a la producción.
- 12- **Geonavegación:** El control direccional intencional de un pozo basado en los resultados de las mediciones derivadas de los registros geológicos de fondo de pozo, en vez de los objetivos tridimensionales en el espacio, generalmente para mantener un pozo direccional dentro de una zona productiva. En las áreas maduras, el proceso de Geonavegación puede ser utilizado para mantener un pozo en una sección determinada de un yacimiento con el fin de minimizar la irrupción de gas o agua y maximizar la producción económica del pozo.
- 13- **Layout:** proviene del inglés, quiere decir diseño, plan, disposición. En este caso es la disposición de los equipos de fractura en la locación.
- 14- **Pad:** Perforación de la plataforma de múltiples pozos, es una práctica de perforación que permite perforar múltiples pozos desde una sola pieza compacta de terreno conocida como plataforma. Para ser considerado perforación de plataforma, se deben perforar múltiples pozos en una sola plataforma, y eso

pozos se deben perforar durante la misma visita de una plataforma de perforación. Por ejemplo, si una plataforma de perforación perforara tres pozos en una plataforma y luego se retirará, esos pozos se considerarían perforados.

- 15- Perfil Eléctrico:** Medición, en función de la profundidad o del tiempo, o de ambos parámetros, de una o más magnitudes físicas en o alrededor de un pozo. El término proviene de la palabra inglesa "log" utilizada en el sentido de registro o nota. Los registros con cable se obtienen en el fondo del pozo, se transmiten a través de un cable a la superficie y allí se registran. Los registros de mediciones durante la perforación (MWD) y los registros adquiridos durante la perforación (LWD) también se obtienen en el fondo del pozo y son transmitidos a la superficie mediante pulsos de lodo, o bien se registran en el fondo del pozo y se recuperan posteriormente cuando el instrumento se lleva a la superficie. Los registros de lodo que describen muestras de recortes perforados se obtienen y se registran en la superficie.
- 16- Punzado:** Túnel de comunicación creado a partir de la tubería de revestimiento o liner hacia el interior de la formación, a través del cual se produce petróleo o gas. El método más común utiliza pistolas o cañones de disparo a chorro equipados con cargas explosivas premoldeadas. Sin embargo, otros métodos de disparo incluyen disparo con bala, chorros abrasivos o chorros con fluido a alta presión.
- 17- Reología:** es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir.
- 18- Skin (daño de formación):** Zona de permeabilidad reducida o aumentada alrededor de un pozo, frecuentemente explicada por el daño de la formación y la invasión de lodo infiltrado durante la perforación o el taladrado, o por la estimulación del pozo. Un factor adimensional calculado para determinar la eficiencia de la producción de un pozo mediante la comparación de las condiciones reales con las condiciones teóricas o ideales. Un valor de factor de daño positivo indica la existencia de cierto daño o influencias que están deteriorando la productividad del pozo.
- 19- Sweet Spot:** Expresión coloquial para una ubicación o área objetivo dentro de una extensión productiva o yacimiento que representa la mejor producción o producción potencial. Los geocientíficos y los ingenieros intentan detectar los puntos dulces para colocar los pozos en las áreas más productivas del yacimiento. Los puntos dulces en los yacimientos de lutita se pueden definir por la riqueza o el espesor de la roca generadora, por fracturas naturales u otros factores, usando datos geológicos como análisis de núcleos, datos de registros del pozo o datos sísmicos.
- 20- Variable Density Log (VDL):** Una presentación de la forma de onda acústica de una medición sónica o ultrasónica en un receptor, en la que la amplitud se muestra en color o en sombras de la escala de grises. El registro de densidad variable se utiliza comúnmente como suplemento del registro de adherencia del cemento, y ofrece más conocimientos acerca de su interpretación; en la mayoría de los casos, utilizando esta representación adicional, se pueden identificar los efectos del micro espacio anular y de los arribos de formaciones rápidas.



**UNCUYO**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD DE  
**INGENIERÍA**

ARTICULADO POR:

DIRECCIÓN DE MODALIDADES  
Y TECNOLOGÍAS EDUCATIVAS

COORDINADORAS  
ELENA CALIGULI  
EVANNA FUENMAYOR