

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



**FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA PETROLERA**



**FRACTURAMIENTO SELECTIVO
CON TUBERÍA FLEXIBLE**

TESIS PROFESIONAL

VALERIA CELESTE CASTAÑEDA ROJANO

Director: Ing. Israel Castro Herrera

MÉXICO, D.F.

2009

A la Universidad, por brindarme los mejores años de mi vida.

A mi mamá... gracias por brindarme todo tu cariño, tus cuidados y consejos. Te quiero.

Papá gracias por tu sabiduría, respaldo y por ser fuente de consejos. Te quiero.

Ani gracias por estar siempre conmigo. Te quiero mucho.

A toda mi familia gracias por estar siempre presente y por todo su apoyo.

Gracias a todos mis amigos que con su apoyo y cariño han hecho de mí una persona muy feliz, y me ayudaron a llegar hasta donde estoy. Azucena, Nazul, Erika, Apolo, Abraham, Tania Daniela y Miguel Ángel.

A todos mis demás amigos que estuvieron conmigo a lo largo de la carrera y en las inolvidables prácticas de campo: Ana Estela, Tere, Jelica, Ángeles, Javier, Jonathan, Estefanny Sánchez, Pako, Marta, Vidal, Alberto, David Manzano, Susana, Gilberto, Brenda, Josué, y demás personas que de mi memoria escapan en estos momentos.

Al M.I. Carlos Islas Silva, por haberme ayudado al comienzo de la realización de esta tesis.

A la empresa Halliburton por la oportunidad que me brindó y por su apoyo.

A los Ingenieros: Jaime Chapa, Eduardo Soriano y Mauricio Herrera, quienes fueron mis asesores por parte esta empresa.

ÍNDICE

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

PRESENTACIÓN	I
INTRODUCCIÓN	II
	PÁG.
CAPÍTULO I. EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	1
I.1. PRINCIPIOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	2
I.2. DIMENSIONES DEL FRACTURAMIENTO	3
I.2.1. Presión de Fractura	3
I.2.2. Fracturas verticales u horizontales	5
I.2.3. Fracturas verticales	6
I.2.4. Modelos de simulación de una fractura	9
I.3. FLUIDOS Y AGENTES SUSTENTANTES PARA EL FRACTURAMIENTO	11
I.3.1. Mecanismo del agente sustentante	15
I.4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES	16
CAPÍTULO II. TUBERÍA FLEXIBLE	17
II.1. INTRODUCCIÓN	18
II.2. EL NEGOCIO	19
II.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS	20
II.4. APLICACIONES BÁSICAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	21
II.5. COMPONENTES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	21
a) Unidad de potencia	22
b) Carrete de tubería	23

ÍNDICE

c) Cabina de control	24
d) Cabeza inyectora	26
e) Equipo de control de pozo	30
f) Equipo auxiliar	36
II.6. CONFIGURACIÓN TÍPICA PARA LOS TRABAJOS CON LA TF	37
a) Modular	37
b) Camión montado	38
c) Tráiler montado	38
CAPÍTULO III. EL FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE	39
III.1. INTRODUCCIÓN	40
III.2. HISTORIA	41
III.3. BENEFICIOS	42
III.4. PROCESOS DE FRACTURAMIENTO SELECTIVO (PINPOINT STIMULATION)	43
III.4.1. HydraJet (HJ)	44
III.4.2. Principio de funcionamiento del HydraJet	47
III.4.3. Herramienta del HydraJet	52
III.4.4 Procedimiento de operación del HydraJet	54
III.5. POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES	60
a) CobraFrac	60
b) CobraMax con HydraJet y tapón de arena	63
c) SurgiFrac	68
d) CobraJet Frac-HJ con empacador	71

ÍNDICE

e) CobraElite	74
• RamElite	74
• RamMax	75
• RamStraddle	76
f) RapidFrac	76
g) Delta Stim	78
III.5.1 Diferencias entre un fracturamiento convencional y un fracturamiento selectivo con TF.	80
III. 6 CONTINGENCIAS	82
CAPÍTULO IV. EJEMPLOS DE APLICACIONES	87
POZO 1	88
POZO 2	90
POZO 3	92
POZO 4	94
POZO 5	96
POZO 6	98
CONCLUSIONES	100
GLOSARIO	101
REFERENCIAS	104

PRESENTACIÓN

En apoyo a los estudiantes de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma De México, la empresa multinacional Halliburton otorgó un Patrocinio de Tesis a los alumnos que participaron en las pasantías del año 2008 en diferentes áreas, dentro de las instalaciones de esta empresa.

Este proyecto de tesis está enfocado al área de la Tubería Flexible y fracturamiento.

Actualmente no existe un trabajo para los estudiantes en donde se incluya información relacionada con la tecnología actual de las empresas petroleras, esta información sólo se encuentra en artículos o en bibliográfica interna de la empresa, a la que el estudiante no tiene acceso o la tiene limitada.

Este trabajo ayuda a tener la información necesaria y al alcance de la mano para que se conozcan los procesos de trabajo, así como también la herramienta que se utiliza para llevarlo a cabo actualmente.

También se tendrá información básica acerca de lo que es un fracturamiento hidráulico, ya que en la carrera no se profundiza en este tema.

El presente trabajo le ayudará al futuro ingeniero petrolero a tener una visión de lo que enfrentará en su práctica profesional, y tendrá una noción básica de estos procesos de trabajo y de la tecnología utilizada para su aplicación.

INTRODUCCIÓN

Esta tesis tiene como objetivos: Difundir el conocimiento de los procesos y las herramientas, para poder aplicarlos en México, ya que sólo se realizan en el extranjero por falta de información sobre ellos, sobre todo porque ahora se necesita llegar a los yacimientos donde antes no se podía. Así como el de resaltar los beneficios que se obtienen al emplear las herramientas y procesos en contraste con los trabajos convencionales.

La metodología que se utilizó fue la siguiente:

- ◆ Elaborar el contenido de la tesis.

Por capítulo:

- ◆ Búsqueda de la información básica.
- ◆ Desarrollo del contenido.
- ◆ Localizar imágenes de apoyo.

En México la industria petrolera representa la mayor fuente de ingresos, por eso es importante que se siga desarrollando o introduciendo nueva tecnología, procesos y métodos de trabajo. Lo anterior ayuda a incrementar la producción nacional de hidrocarburos, ya que ésta ha ido decayendo en estos últimos años.

De unos años a la fecha los expertos han notado que los pozos petroleros tienen una mayor dificultad para ser explotados por ser de difícil acceso, por eso es importante introducir nuevos procesos que ayudarían a aumentar considerablemente la producción y la vida de los pozos, ya sean verticales, desviados o totalmente horizontales.

En esta tesis se dará a conocer la herramienta para realizar el fracturamiento selectivo junto con la Tubería Flexible (TF), que unidos sirven para ejecutar con mayor rapidez y precisión los trabajos de obtención de los hidrocarburos y agilizar la producción del pozo.

Para lograr lo anterior, en el capítulo uno se define los conceptos del fracturamiento hidráulico, los materiales que se utilizan para la formación de las fracturas y su mecanismo. Estos conceptos se utilizarán a lo largo del trabajo.

En el capítulo dos se describe el equipo de Tubería Flexible (TF). Se explica la historia de cómo surgió, sus primeras funciones, lo que lo integra, sus partes, su funcionamiento, y sus aplicaciones. Con ayuda visual para un mejor entendimiento de la herramienta.

El capítulo tres trata de la unión del fracturamiento y la TF, lo cual nos lleva a los procesos que se utilizan en la realización de las operaciones; los principales son CobraFrac, CobraMax

INTRODUCCIÓN

y SurgiFrac. Cada una de las anteriores con sus características más importantes, funcionamiento y limitantes.

En el cuarto y último capítulo se presentan las aplicaciones que tienen los procesos en distintos pozos, se determina cual proceso es el que se sugiere realizar en cada uno de los ejemplos.

Posterior a los cuatro capítulos se presentan las conclusiones que resaltan la importancia de introducir nuevas herramientas y métodos para el mejoramiento del procedimiento del fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO I

El Fracturamiento Hidráulico

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

I.1 Principios del Fracturamiento Hidráulico

Estimulación de Pozos

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la industria están los métodos de Estimulación de pozos. Tal es su importancia que no existe pozo en el mundo en que no se haya aplicado uno o más de estos métodos.

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, y es una técnica que consiste en generar en la roca del yacimiento una fractura, mediante la inyección de un fluido viscoso a alta presión, generalmente se conoce como rompimiento de formación. Al mantener la presión del fluido la fractura se propaga desde el punto de rompimiento de la roca, creando un canal de flujo que provee un área adicional de drenaje. Al fluido utilizado para la transmisión de la presión hidráulica se le llama fluido fracturante.

Una vez creada la fractura ésta debe permanecer en alguna forma abierta, inyectando un agente de apuntalamiento o grabando las paredes de la fractura con un ácido, en cualquier caso debe establecerse un canal altamente conductivo para el flujo de fluidos entre el yacimiento y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva.

Existen dos razones para fracturar un pozo: para incrementar el gasto o la productividad y/o para mejorar la recuperación final. Adicionalmente, otros pozos pueden también ser fracturados para ayudar en las operaciones de recuperación secundaria y para asistir en la inyección o en la eliminación de aguas residuales.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

I.2 Dimensiones del fracturamiento

El fracturamiento hidráulico es el proceso de inyectar un fluido dentro de un pozo para crear esfuerzos de tensión en una formación expuesta a la presión del fluido, causando esfuerzos locales en la formación superando la fuerza de tensión de la roca. Esto crea una hendidura, o una fractura, que se sigue propagando dentro de la formación desde el pozo mientras el fluido se siga inyectando a un alto gasto.

La geometría dinámica de la fractura dependerá de muchos factores, que en su conjunto y actuando simultáneamente, conducen a un proceso sumamente complejo.

Después de iniciada una fractura hidráulica, el grado en que crece lateral o verticalmente depende de numerosos factores, tales como el esfuerzo de confinamiento, la pérdida de fluido de fractura, la viscosidad del fluido, la solidez de la fractura y el número de fracturas naturales presentes en el yacimiento.

Contar con un conocimiento razonable de la geometría y la orientación de las fracturas hidráulicas es crucial para determinar el espaciamiento entre pozos y concebir estrategias de desarrollo de campos petroleros concebidas para extraer más hidrocarburos.

I.2.1 Presión de Fractura

En muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico es esencial comprobar, si es posible, la orientación de la fractura. Lo primero que debemos ver es si la fractura es vertical u horizontal. Generalmente las fracturas horizontales son preferibles, pero en formaciones profundas son, como se hará evidente, en su mayoría verticales. Una de las mediciones importantes que pueden ayudar a distinguir entre las fracturas horizontales y verticales es la presión de fondo medida durante el tratamiento de fractura.

En el fracturamiento hidráulico, una presión suficiente debe ser aplicada inicialmente para romper o fracturar la formación y debe continuar esta presión para permitir la propagación de la fractura. Una vez que la fractura se ha formado, el fluido en la fractura actúa como una cuña, forzando a la fractura a crecer. Una fractura es más fácil de crear usando viscosidad baja, de un fluido penetrante que con un fluido no penetrante de alta viscosidad.

El comportamiento de la presión durante el tratamiento de fractura se ilustra en la Fig.1.1

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El gasto de inyección es constante, excepto en la que el tiempo de bombeo es detenido para obtener la presión de cierre instantánea. La presión de fondo es mostrada contra el tiempo a partir de la inyección inicial de fluido hasta que el tratamiento haya sido completado. La presión de superficie es diferente de la presión de fondo debido al peso del fluido y de las pérdidas por fricción en el pozo.

Las partes críticas de la historia de presión mostrada en la Fig.1.1 son:

1. Presión de ruptura: es la presión que se necesita para romper la formación e iniciar la fractura.
2. Presión de propagación: es la presión requerida para continuar extendiendo la fractura.
3. Presión de cierre instantánea: es la presión requerida para mantener la fractura abierta.
4. Presión de cierre.
5. Presión de reapertura de la fractura

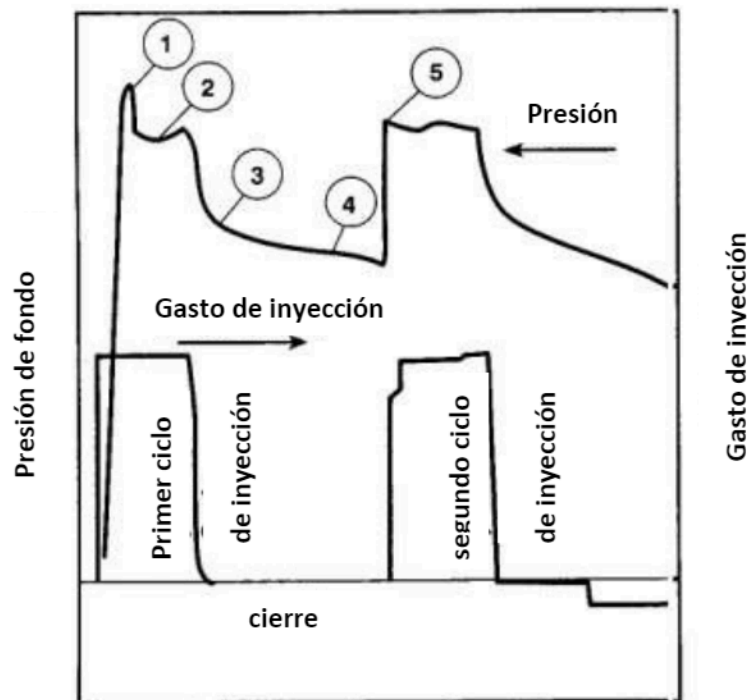


Fig.1.1 Comportamiento de presión ideal durante el fracturamiento

La presión de cierre instantánea medida deteniendo el flujo dependerá del ancho de la fractura en ese punto y de la presión de poro circundante a la fractura.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Este comportamiento de presión es ideal. Rara vez se observarán todas las presiones descritas durante un tratamiento de fractura. Por ejemplo, si la formación ha sido previamente fracturada, no va a haber ninguna diferencia entre la presión de ruptura y la presión de propagación de la fractura. Si la presión del yacimiento es muy baja, el pozo se pondrá en vacío cuando la fractura se cierre, y una presión estática de yacimiento no será medida en la superficie.

Si PCIS es la presión de cierre instantánea medida en superficie, entonces la presión en el fondo del pozo (PCIF) está dada por:

$$PCIF = PCIS + \rho g D \quad \text{ec. (1.1)}$$

Donde "D" es la profundidad de la formación, "ρ" es la densidad del fluido y "g" es la gravedad.

Esta ecuación es precisa ya que cuando el flujo es interrumpido, la presión por fricción se elimina.

La presión del fondo del pozo requerida para mantener la fractura, dividida entre la profundidad del yacimiento (D) es definida como el gradiente de fractura (GF), o sea:

$$GF = PCIF/D \quad \text{ec. (1.2)}$$

1.2.2 Fracturas verticales u horizontales

Aparentemente el principio que rige la orientación de una fractura es la grieta que se abre y se ensancha en una orientación que requiere el menor esfuerzo. Como se muestra en la Fig. 1.2.

Así, es posible decir que las fracturas pueden ocurrir a lo largo de un plano normal al del mínimo esfuerzo principal.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

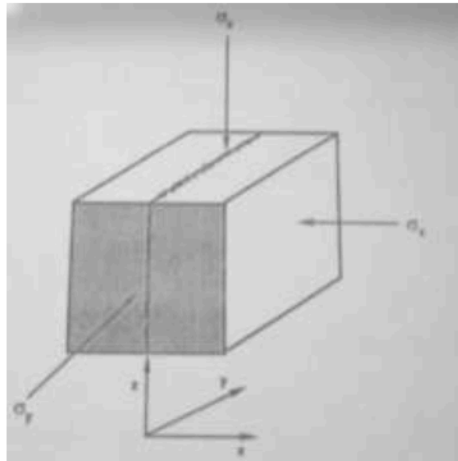


Fig.1.2 Muestra de Fractura de roca perpendicular a la dirección de menor esfuerzo

1.2.3 Fracturas verticales

La geometría de una fractura vertical está caracterizada por una longitud que está en función del tiempo de bombeo; de una amplitud que puede depender de la distancia del pozo, de la posición vertical y del tiempo de bombeo; y de la altura de la fractura que depende de la distancia al pozo y del tiempo de bombeo.

En la Fig. 1.3 se muestra un ala de una fractura que se propaga en el pozo, normalmente la fractura se propaga en una configuración que es simétrica con respecto al pozo. Hay, por lo tanto, dos alas las cuales se asume son idénticas. Las dimensiones de la fractura cambian con el tiempo conforme se inyecta el fluido.

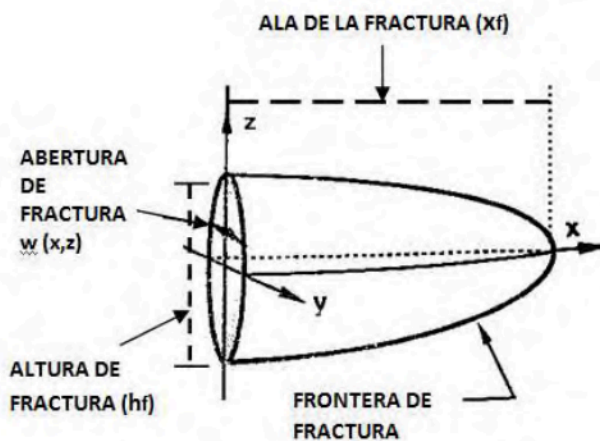


Fig. 1.3. Geometría de una fractura hidráulica vertical

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Altura de la Fractura (hf)

Una de las cuestiones más importantes que se abordarán se refiere al confinamiento de la fractura, o la tendencia de una fractura de extender su longitud en lugar de aumentar verticalmente.

Las fracturas que crecen extensamente en dirección vertical se extenderán más allá de la zona productora, hacia zonas indeseables, como acuíferos, o a cualquier lado hacia arriba o debajo de la zona productora.

Uno de los mecanismos de propagación de la fractura es el factor de intensidad de esfuerzo (K).

Considerando la formación como una roca homogénea, elástica o isotrópica, la fractura se propagará siempre y cuando se alcance el factor de intensidad de esfuerzo crítico, K_{ic} . Esta propagación será en cualquier dirección, generándose el crecimiento de la fractura en su altura, h_f , en su longitud, x_f , y en su amplitud, w . Con respecto al factor de intensidad de esfuerzo (K), este dependerá de la geometría de fractura y de la energía de presión aplicada; si la fractura se desarrolla principalmente en el eje X, el factor K esta dado por:

$$K=1.25\Delta P_c \sqrt{h_f} \quad \text{ec. (1.3)}$$

Y para una fractura de forma "penny-shaped" (radial circular)

$$K=0.8 \Delta P_c \sqrt{R} \quad \text{ec. (1.4)}$$

R: radio de la fractura

$$\Delta P_c = P_f - \sigma_3 \quad \text{ec. (1.5)}$$

Amplitud de la fractura (w)

El tamaño del sustentante que puede ser transportado dentro de una fractura está controlado principalmente por la amplitud de la fractura.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La amplitud será mayor o menor para una misma energía de presión, dependiendo del comportamiento mecánico de la roca. En el caso de los materiales elásticos, la respuesta de la roca al esfuerzo aplicado será en función de su módulo de corte G , y de su génesis. El problema es resuelto aplicando la teoría de la elasticidad y la solución conduce a establecer una relación independiente entre la amplitud de la fractura y la energía disponible de presión.

La amplitud de una fractura en un cuerpo elástico depende directamente de la presión del fluido. Si el esfuerzo es confinado en el plano Y-Z, entonces la amplitud está dada por:

$$w(x,z,t) = [(1-\nu)/G] (hf^2 - 4z^2)^{1/2} \Delta p(x,t) \text{ para } |z| < (1/2)hf \quad \text{ec. (1.6)}$$

Donde:

hf: altura de la fractura

G: módulo de corte

ν : relación de Poisson

En este modelo la presión del fluido depende de x y t , pero no de z . Esto implica que se asume el flujo de fluidos en una dimensión. Como se observa, modelos tridimensionales permiten que Δp dependa de z , tanto como de x y de t . Esta ecuación muestra que para crear fracturas amplias, la presión del fluido debe ser grande. Esta es una de las razones por las que los fluidos fracturantes viscosos se prefieren.

Longitud de la fractura

La longitud de la fractura es determinada por un balance de volumen. En cualquier momento el volumen del fluido por unidad de tiempo que entra a cada ala de la fractura se conoce y es una variable de diseño.

Esto junto con la amplitud y la altura de la fractura pueden determinar la longitud de la fractura, excepto por el hecho de que todo el fluido inyectado a la fractura no se queda en la fractura. Algo del fluido se pierde en la formación puesto que la presión del fluido en la fractura es mayor que la presión de los fluidos en los poros. Esta pérdida de fluido es conocida como filtración o "leak-off".

La fractura abierta en condiciones dinámicas, deberá permitir la distribución adecuada del sustentante, estableciéndose un análisis del proceso basado en las propiedades del fluido

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

fracturante y del agente sustentante en función de las condiciones hidrodinámicas y de pérdida de fluido de la fractura.

1.2.4 Modelos de simulación de una fractura

Para simular la propagación de una fractura inducida hidráulicamente deben considerarse un conjunto de leyes que gobiernan los aspectos de: balance de materia, de cantidad de movimiento y de energía mecánica; de mecánica de rocas y de mecánica de fluidos.

Los ingenieros especialistas en estimulación utilizan simuladores de fracturas hidráulicas para diseñar y pronosticar los tratamientos de estimulación por fracturamiento óptimos. Los datos de entrada básicos para estos modelos incluyen las propiedades de los fluidos y de los apuntalantes, el esfuerzo de cierre, la presión de poro, la permeabilidad de la formación y las propiedades mecánicas de las rocas, tales como la relación de Poisson y el módulo de Young.

a) Modelos de fracturamiento bidimensionales

El primer modelo de fractura es el de dos dimensiones y este puede ser dividido en dos grupos.

El primer grupo no toma en cuenta la deformación en el eje Z, la fractura es elíptica en el plano X-Y, y es rectangular en el plano Y-Z. Este modelo considera que la fractura se produce con deslizamiento entre las capas superior e inferior de la zona fracturada.

Khristianovich y Zheltov fueron los primeros en aplicar este modelo. Fue mejorado por Geertsma y de Klerk, y se conoce como modelo GDK. (Fig. 1.4).

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

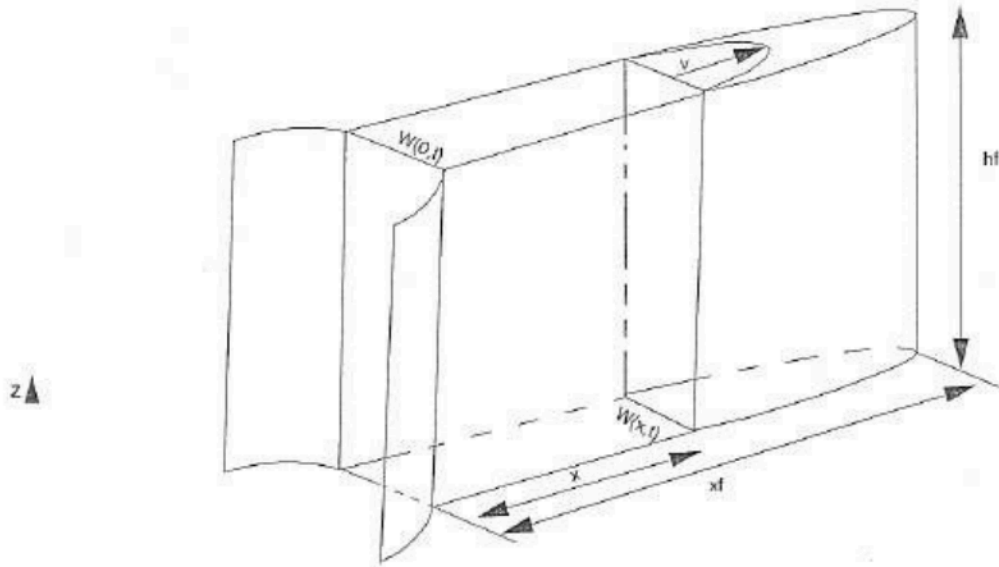


Fig. 1.4. Geometría de una fractura GDK

El segundo grupo no toma en cuenta la deformación del componente en X. En este caso la fractura es elíptica en el plano Y-Z. Perkins y Kern originalmente usaron este modelo y fue complementado por Nordgren. Se conoce como modelo PKN. (Fig.1.5).

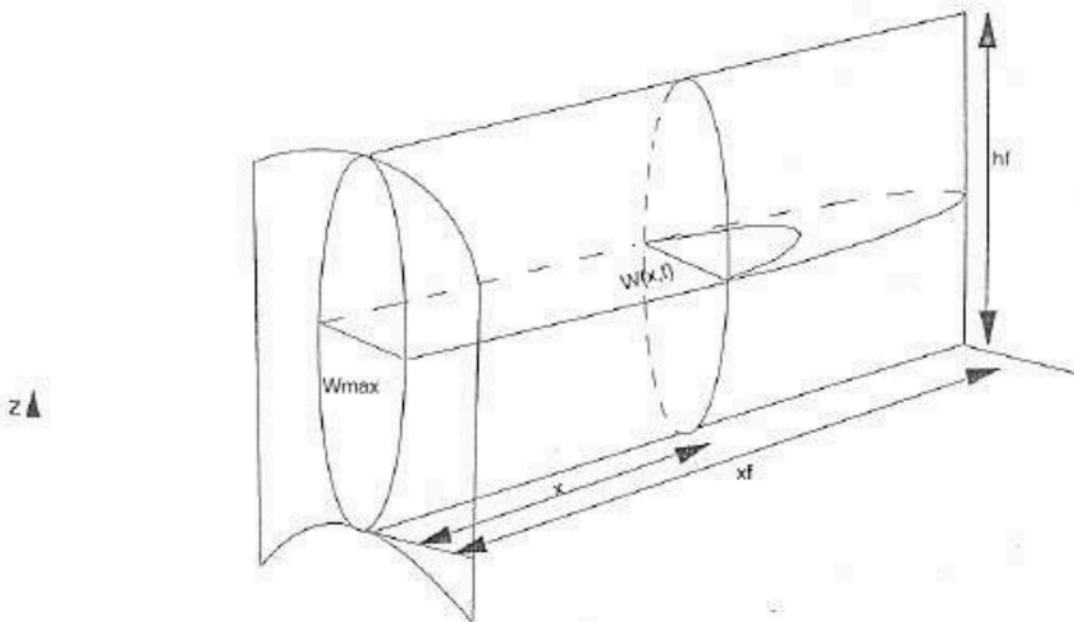


Fig. 1.5. Geometría de una fractura PKN

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los cálculos basados en los dos diferentes modelos revelan diferencias entre si y en realidad ninguno de los grupos puede considerarse estrictamente correcto, debido principalmente a las suposiciones de la altura de fractura constante y el flujo de fluido de la fractura sólo en la dirección X.

b) Modelos de fracturamiento tridimensionales

Settari y Cleary desarrollaron los modelos pseudo-tridimensionales basados en los modelos GDK y PKN. A estos últimos modelos se les hicieron modificaciones, ahora considerando la altura de fractura variable, función del tiempo y la distancia X. Estos modelos pueden ser considerados pseudo-tridimensionales ya que el flujo de fluidos es en una sola dirección y las deformaciones no se incluyen con rigor.

Los modelos tridimensionales más actuales consideran a la altura variable y al flujo de fluidos bidireccional, por lo que la presión en la fractura es función de la posición del punto considerado y del tiempo.

Para aplicar estos modelos es necesario estimar los valores de los parámetros requeridos de cada capa de roca que puede ser afectada por el fracturamiento (permeabilidad, módulo de elasticidad, relación de Poisson, factor de intensidad de esfuerzo crítico, presión de poro, perfil de esfuerzos, espesores brutos y netos, temperaturas, coeficiente de pérdida, etc.). La Fig. 1.6 representa la geometría considerada en estos modelos.

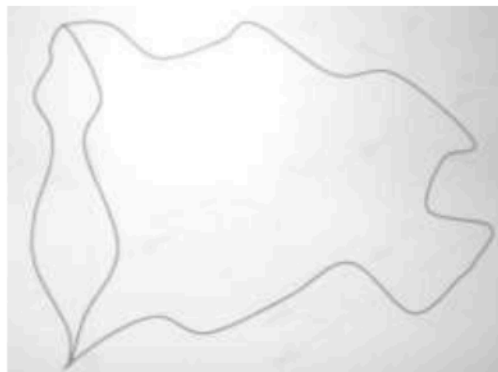


Fig. 1.6 Geometría fractura modelo 3D

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Todos los modelos fallan completamente; en general, como resultado de la información y las suposiciones incorrectas utilizadas en los modelos; sin embargo, el modelado es una herramienta necesaria en la ingeniería de las fracturas.

I.3 Fluidos y agentes sustentantes para el fracturamiento

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante o apuntalante, su función es mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo.

Para cumplir con sus funciones los agentes sustentantes deben ser:

- ◆ Resistentes
- ◆ Tamaño que permita su manejo y colocación en la fractura
- ◆ Partículas esféricas y uniformes
- ◆ Material inerte y libre de impurezas
- ◆ De densidad no elevada
- ◆ Disponible en grandes cantidades
- ◆ De bajo costo

Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a los que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tiene esfuerzos de cierre altos, este podría triturarlo, en formaciones suaves se puede embeber y el grado de ocurrencia de estos factores depende del tamaño y resistencia del apuntalante, la dureza de la formación y los esfuerzos a que estará sometido.

De acuerdo a sus características físicas se han dividido en dos grupos:

I. Apuntalantes Elasto-frágiles

En esta clasificación las deformaciones que sufre el material son casi nulas con los esfuerzos aplicados sobre él hasta que viene la ruptura, ejemplo: arenas de sílice.

II. Apuntalantes Elasto-plásticos

En esta la deformación del material es proporcional a los esfuerzos aplicados sobre el mismo.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Existen principalmente dos tipos de apuntalantes, los naturales y los sintéticos.

Apuntalantes naturales.- Principalmente se encuentran las arenas de sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4000 psi.

Apuntalantes sintéticos.-Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación, en la actualidad se han desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta de 14000 psi. Estos pueden ser recubiertos con capas de resina curable y precurable, según sea la necesidad.

La cantidad usada de sustentante, la manera en la que es puesto en la fractura, y las propiedades de su material todo esto juega un papel vital para mantener la productividad durante toda la vida útil del pozo.

Las seis propiedades físicas de los agentes sustentantes que afectan la conductividad resultante de la fractura son: fuerza del grano, tamaño del grano, distribución del tamaño del grano, factor de redondez de grano, calidad (cantidad de finos y de impurezas), y densidad del apuntalante.

Fuerza del grano: Si el apuntalante no es suficientemente fuerte para resistir el esfuerzo de cierre de la fractura, sería aplastado, y la permeabilidad se reduciría enormemente.

También, como la presión del yacimiento se reduce por el fluido de producción, el esfuerzo de cierre se incrementará. Por lo tanto, es importante que se seleccione la fuerza del apuntalante para la presión que se presentará durante la vida del pozo.

Tamaño del grano: Un tamaño grande de grano provee un empaque más permeable bajo condiciones de esfuerzo de cierre bajo y puede ser utilizada en pozos poco profundos. Sin embargo, formaciones sucias o esas que están sujetas a migraciones significantes de finos son pobres candidatos para los apuntalantes de gran tamaño. Los finos tienden a invadir el empaque de apuntalante, causando taponamiento parcial y rápida reducción de permeabilidad. En estos casos, tamaños pequeños de apuntalante que resistan la invasión de finos son mejores. Tamaños más grandes de grano son generalmente no considerados para pozos profundos debido a una mayor susceptibilidad a la trituración.

Calidad. El sustentante debe estar libre de impurezas, como son finos, arcillas, solubles en HCl (carbonatos, óxidos de hierro, etc).

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Densidad y porosidad: El sustentante debe tener una densidad la cual permita su transporte y distribución en la fractura, minimizando su asentamiento y una máxima porosidad para optimizar la permeabilidad del canal conductivo de sustentante.

Redondez: Los sustentantes deben ser lo más redondo y esférico posible. Basándose en la comparación estadística de las partículas del sustentante con la gráfica por Krumbein, (Fig. 1.7).

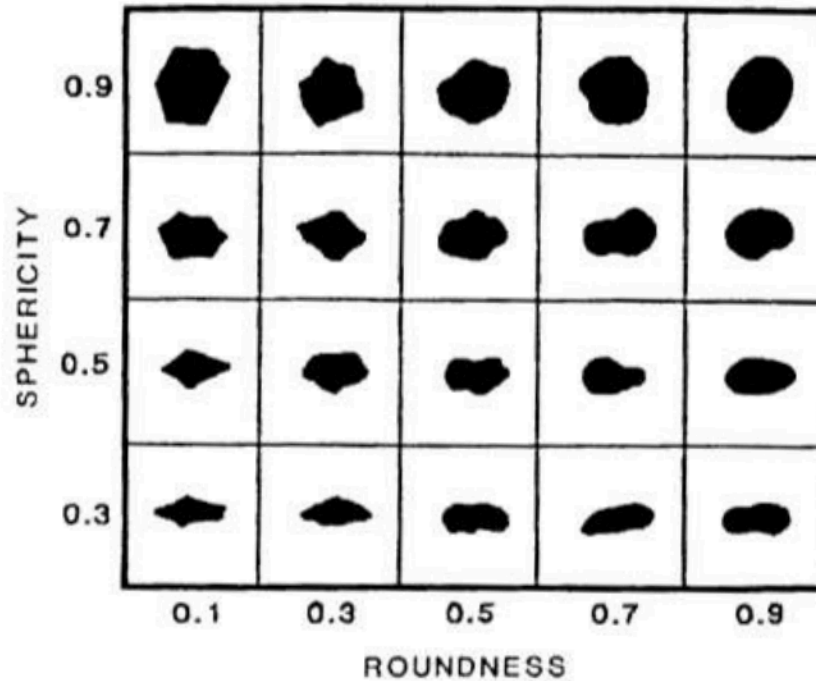


Figura 1.7. Gráfica de Krumbein

Propiedades mecánicas: El comportamiento de los sustentantes depende la interacción de las características mecánicas de la formación, la de los propios sustentantes y el esfuerzo de confinamiento. Se pueden presentar tres casos:

Trituración del sustentante: bajo el esfuerzo de confinamiento y formaciones duras, el sustentante se rompe por su menor resistencia.

Incrustación del sustentante en la formación: se presenta si la formación es suave y el sustentante tiene mayor resistencia bajo el esfuerzo confinante.

Deformación.: sólo se presenta en los elasto-plásticos.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Conductividad: El éxito de un fracturamiento depende de la conductividad del empaque de sustentante a condiciones de formación representa la interacción de las características de la formación (comportamiento mecánico, estado de esfuerzos, etc.) y las del sustentante.

Para la selección de los agentes sustentantes se requiere tener las características de la formación, las propiedades de los sustentantes disponibles y su costo. Como ya se ha visto, se debe seleccionar el tipo de sustentante y su tamaño.

Los mejores sustentantes permiten mejores conductividades; sin embargo, éstos son más costosos y no siempre son los más apropiados.

1.3.1 Mecanismo del agente sustentante

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo.

Los sustentantes que se utilizan generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante, cuando la fractura en la pared del pozo es lo suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se “arene” el pozo. La velocidad de flujo de la lechada disminuye al penetrar ésta en la fractura, iniciándose la depositación del sustentante.

El sustentante se acumula en el fondo de la fractura, formando un banco que crece en longitud y en altura. A medida que la altura del banco aumenta, disminuye el área disponible al flujo de la lechada, aumentando su velocidad hasta alcanzar un valor que permite mantener en suspensión al sustentante, impidiendo su depositación y el crecimiento del banco. En estas condiciones el sustentante se deposita a mayor distancia del pozo, incrementando la longitud del banco.

Al terminar el tratamiento la formación presiona al sustentante y si éste no ha sido seleccionado adecuadamente, puede triturarse o incrustarse en la formación, disminuyendo la capacidad de flujo de la fractura.

EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

I.4 Fracturamiento hidráulico en pozos horizontales y verticales.

En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables del mejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales. Las características de ambos tipos de fracturas dictaminan el azimut preferencial en el que deberían perforarse los pozos altamente desviados y horizontales. Teóricamente, en un pozo horizontal perforado en sentido paralelo a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, las operaciones de estimulación hidráulica producen una sola fractura longitudinal a lo largo del pozo horizontal.

Las fracturas provenientes de pozos horizontales y verticales se pueden propagar verticalmente fuera de la zona a la que están destinadas, reduciendo la efectividad de la operación de estimulación, desperdiciando potencia, apuntalante y fluidos, y conectándose potencialmente con otras etapas de fracturamiento hidráulico o con intervalos de agua o gas no deseados.

CAPÍTULO II

Tubería Flexible

TUBERÍA FLEXIBLE

II.1 Introducción

Historia de la Tubería Flexible (TF)

El desarrollo de la tubería flexible como la conocemos actualmente data de los años 60's, y se ha convertido en un componente integral de muchos servicios a pozos en aplicaciones de reparación. Si bien el servicio a pozo y las aplicaciones de reacondicionamiento siguen representando más del 75 % del uso de TF, los avances técnicos han incrementado la utilización de la TF tanto en perforación como en aplicaciones de la terminación.

La habilidad para desempeñar el trabajo en un pozo vivo es la clave asociada con el desarrollo de la TF. Para cumplir este hecho importante, tres retos técnicos se tienen que vencer:

- Una tubería continua capaz de ser insertada dentro del pozo (TF).
- Una media corrida y la recuperación de la cadena de la TF dentro o fuera del pozo mientras está bajo presión (cabeza inyectora).
- Un aparato capaz de proveer un sello dinámico alrededor de la cadena del tubo (stripper).

Origen de la TF

Anterior a la invasión aliada en 1944. Ingenieros británicos desarrollaron y produjeron muy largos, y continuos oleoductos para transportar combustible de Inglaterra al Continente Europeo para abastecer a la armada enemiga.

El proyecto fue llamado "PLUTO", un acrónimo de "Pipe Lines Under The Ocean", implicando la fabricación y puesta de varias tuberías a través del Canal Inglés. La fabricación exitosa y el enrollamiento de la tubería flexible proporcionaron el fundamento de un desarrollo de una técnica adicional que eventualmente condujo a la sarta de producción usada hoy en día por la industria de TF.

En 1962, La compañía "California Oil and Bowen Tools" desarrolló la primer Unidad de TF completamente funcional, para el propósito del lavado de puentes de arena en los pozos.

TUBERÍA FLEXIBLE

II.2 El negocio

La industria de la Tubería Flexible continúa siendo uno de los segmentos con mayor crecimiento del sector de servicios del campo petrolero, y por una buena razón. El crecimiento de la TF ha sido manejado por una economía atractiva, continuos avances en tecnología, y la utilización de la TF para ejecutar una lista creciente de operaciones de campo.

Tubería flexible actualmente es una global, industria multi billonaria en la corriente principal de la tecnología de extracción de energía.

Las ventajas potenciales asociadas a la TF son típicamente impulsadas por el hecho de que una torre de trabajo (con costos adicionales) no es requerida, la velocidad rápida de viaje de la TF dentro y fuera del pozo, y las operaciones con TF son diseñadas para ejecutarse con presión en el pozo. Eliminando el requerimiento de matar el pozo, puede ser un factor significativo en la decisión para utilizar la TF para una operación particular en el pozo, como reducir el riesgo de daño en la formación.

Crecimiento de la flota de servicios de la Tubería Flexible

En agosto del 2005, un poco más de 1060 unidades de TF fueron estimadas disponibles en la base mundial. El número total de unidades de TF trabajando está creciendo de aproximadamente 850 unidades reportadas en febrero 2001. Actualmente, el mercado internacional cuenta con la mayoría de las flotas disponibles con más de 556 unidades. Canadá y Estados Unidos se estima que contribuyen con 254 y 253 unidades, respectivamente. (Fig. 2.1).

Esta cifra está incrementándose como se indica en reportes de nuevas órdenes de perforación.

TUBERÍA FLEXIBLE

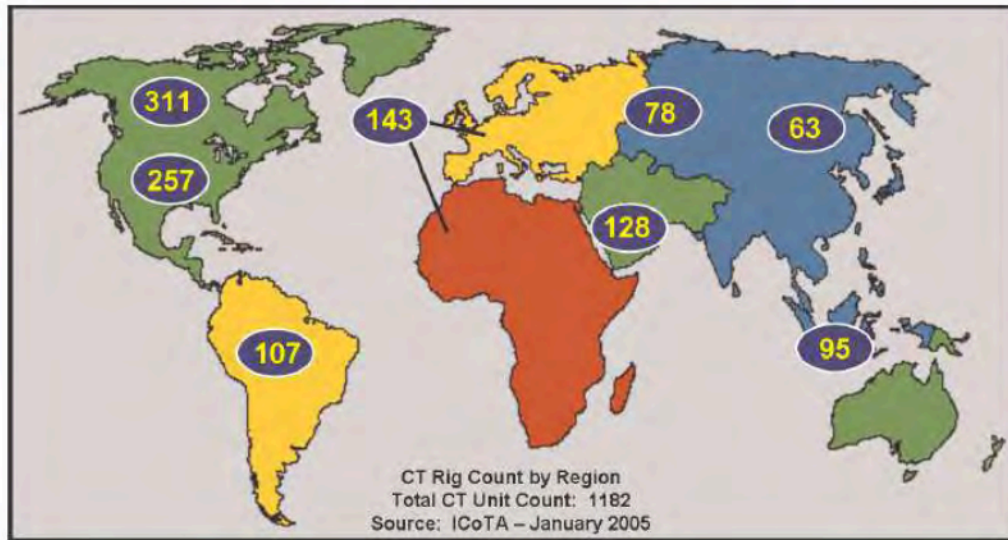


Fig. 2.1 Distribución global de las unidades de TF.

II.3 Ventajas y Desventajas

Ventajas

- Tiempo de viaje pequeño
- Bajo costo de movilización
- Operación con pozos fluyentes
- Reparaciones en pozos fluyentes
- Seguridad y menor impacto al medio ambiente
- Operaciones en el interior de la TP
- Menor personal para el manejo del equipo
- Menor costo de operación

Desventajas

- Necesita constante monitoreo de la vida útil de la tubería
- No se puede rotar
- Se presenta mayor caída de presión por fricción en la TF.

TUBERÍA FLEXIBLE

II.4 Aplicaciones básicas de la TF

- Inducción
- Limpieza
- Perforación
- Estimulación
- Control de pozo
- Terminación
- Registros
- Cementación
- Pesca

II.5 Componentes de la unidad de TF. (Fig.2.2)

- a) Unidad de potencia
- b) Carrete de tubería
- c) Cabina de control
- d) Cabeza inyectora
- e) Equipo de control de pozo
- f) Equipo auxiliar



Fig. 2.2 Componentes de la TF.

TUBERÍA FLEXIBLE

a) Unidad de potencia

Opera todos los componentes hidráulicos con excepción del preventor (BOP- Blowout preventer).

Utiliza un motor de combustión interna, y es un sistema de circuito cerrado.

Las unidades de suministro de energía son construidas en muchas configuraciones diferentes, dependiendo del ambiente de trabajo. Muchas son de presión hidráulica, sistemas de bombeo alimentado por los motores diesel.

En general, la unidad de potencia usada en las unidades de TF es equipada con motores diesel y con bombas hidráulicas multi etapa que suelen ser evaluadas para presiones de operación de 3000 psig a 5000 psig. (Fig. 2.3).

El sistema de potencia más común es descrito como de “circuito abierto”, donde el fluido es descargado desde el motor prescrito y devuelto a la presa hidráulica a la presión atmosférica.

Las bombas en estas unidades de potencia proporcionan una fuente de poder para el inyector, el carrete, el levelwind, el acumulador, la cabina de control y de los paneles auxiliares, según sea necesario.



a)

TUBERÍA FLEXIBLE



b)

Fig. 2.3 Unidad de potencia; a) y b)

b) Carrete de tubería. (Fig. 2.4)

Es un carrete metálico, que funciona con el motor hidráulico y cuenta con:

- Tambor
- Freno del carrete
- Guía, lubricador de tubería, Riel de la guía (level wind), gatos para levantar el riel.
- Cuñas
- Contador mecánico
- Swivel
- Líneas de tratamiento dentro del carrete
- Líneas de tratamiento fuera del carrete

Sus principales funciones son:

- Proteger la tubería y almacenarla (tambor)
- Eficiencia al colocar la tubería sobre el carrete (sistema level wind)
- Bombear fluidos con el tambor girando (swivel)
- Aplicación de capa protectora o inhibidor sobre la TF (sistema lubricador de tubería)

TUBERÍA FLEXIBLE

- Sistema de medición de profundidad; contador y medidor de profundidad ensamblado (contador mecánico)



Fig.2.4. Tambor, level wind, swivel, contador mecánico, lubricador de la tubería.

c) Cabina de control

La cabina de control es donde se controla todos los sistemas operativos de la unidad de TF. (Fig. 2.5). Esta cabina se puede elevar para tener una mejor visión del área de trabajo, esto con la ayuda de gatos neumáticos, y así se puede realizar la intervención al pozo con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad.

El diseño de la consola de la unidad de la TF puede variar de acuerdo al fabricante, pero normalmente todos los controles están posicionados en una consola remota. (Fig. 2.6).

La consola esta complementada con todos los controles y medidores requeridos para operar y monitorear todos los componentes en uso.

Los motores del carrete y del inyector son activados desde el panel de control a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento de la tubería y la velocidad de

TUBERÍA FLEXIBLE

operación. Así mismo, en la consola están los controles de los sistemas que regulan la cadena de mando, el stripper, y varios controles de los componentes del pozo.



Fig. 2.5. Cabina de control



Fig. 2.6. Panel de control

TUBERÍA FLEXIBLE

d) Cabeza Inyectora

EL inyector de la TF es el componente del equipo usado para sujetar la tubería continua y proveer la fuerza necesaria para desplegar y recuperar la tubería dentro y fuera del pozo, y puede levantar una carga de hasta 60000 lbs. (Fig. 2.7). El freno del inyector se encuentra entre el motor y la caja de transmisión.

El montaje del inyector está diseñado para desempeñar tres básicas funciones:

- 1) Proporcionar el empuje necesario para impulsar la tubería dentro del pozo en contra de la presión de superficie y/o para vencer las fuerzas de fricción del pozo.
- 2) Para controlar la reducción del gasto de la tubería dentro del pozo bajo varias condiciones del pozo.
- 3) Para soportar el peso completo de la tubería y acelerarla a velocidad de funcionamiento cuando se está extrayendo del pozo.

Componentes principales:

- Sistema Hidráulico/Freno (1)
- Cadenas y tensionadores (2)
- Cuello de ganso o guía arqueada (3)
- Sensor Indicador de Peso (4)
- Stripper (5)

TUBERÍA FLEXIBLE

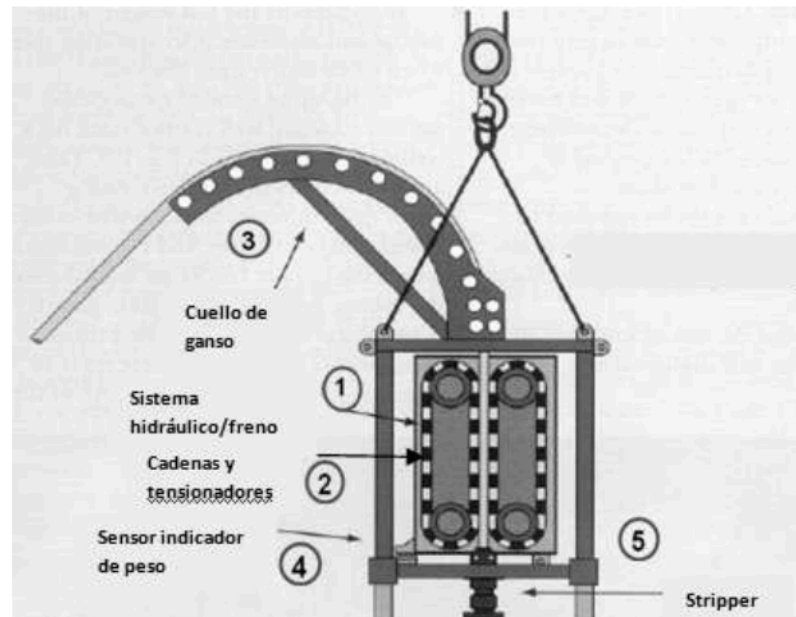


Fig. 2.7. Inyector de la TF y un típico equipo de control de pozos.

- Cuello de ganso

El cuello de ganso provee las siguientes funciones:

- a) Soporta la TF encima de la cabeza del inyector.
- b) Proporciona un radio controlado de flexión dentro de/desde la parte superior de la cabeza del inyector.
- c) Soportar el carrete contra tensión.
- d) Alinear el ángulo del cuello de ganso con respecto al carrete y pozo.

La vida de la TF depende en gran medida de la alineación del cuello de ganso con respecto a la cabeza inyectora, si no se prevé, se aceleran las deformaciones en la TF. (Fig. 2.8)

TUBERÍA FLEXIBLE



Fig. 2.8. Cuello de ganso

Diam. Tubería (in)	Radio (in)
1-1/4	48 to 72
1-1/2	48 to 72
1-3/4	72 to 96
2	72 to 96
2-3/8	90 to 120
2-7/8	90 to 120
3-1/2	96 to 120

Tabla 2.1. Recomendaciones de API

- Indicador de peso

Es sumamente importante que el inyector esté equipado con un indicador de peso para medir la carga de tensión en la TF (encima del stripper), con la medida del peso mostrada al operador del equipo durante los servicios de la TF. También debe haber un indicador de la

TUBERÍA FLEXIBLE

medida de la fuerza de compresión en la tubería abajo del inyector cuando la TF está siendo empujada dentro del pozo.

El incremento de peso está en función de la profundidad que se está operando; por lo que, una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo.

- Motores hidráulicos

El motor hidráulico maneja los bloques de cadenas de agarre sobre la rueda de cadena dentada. Un sistema hidráulico de válvula contra-balance proporciona un frenado dinámico cuando la presión hidráulica es removida de la transmisión hidráulica del motor del inyector.

- Stripper

El stripper usa un elastómero alrededor de la tubería, el cual sirve para controlar el pozo en el espacio anular fuera de la TF cuando la tubería se encuentra en movimiento o estacionada. (Fig. 2.9)



Fig. 2.9. Stripper y elastómero

TUBERÍA FLEXIBLE

e) Equipo de control de pozos

El sistema de control de pozos es una parte fundamental de la unidad de la TF y debe ser usada en todo programa de operación de pozo con TF.

El equipo de control de pozos tiene como función la de proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones que se producen en el pozo durante una operación, tanto en condiciones normales así como en una emergencia.

El equipo de control de pozo está compuesto por el stripper (Fig. 2.9), por el BOP que lleva un mínimo de cuatro arietes (ram's) operados hidráulicamente, los cuales son evaluados de 5000 psig a 15000 psig de presión de operación.

Tanto el stripper como el BOP deben ser probados a la presión máxima del pozo y a la posible temperatura para cada operación. Además, cada componente debe ser compatible con los fluidos corrosivos que se pueden producir en el pozo o los que son introducidos como parte de la operación de TF.

El BOP contiene la presión del pozo. Su principal función es prevenir que los fluidos del pozo escapen hacia la atmósfera. Un BOP está diseñado específicamente para las operaciones de TF.

El preventor (BOP) cuádruple se ilustra en la siguiente figura: (Fig. 2.10)

TUBERÍA FLEXIBLE

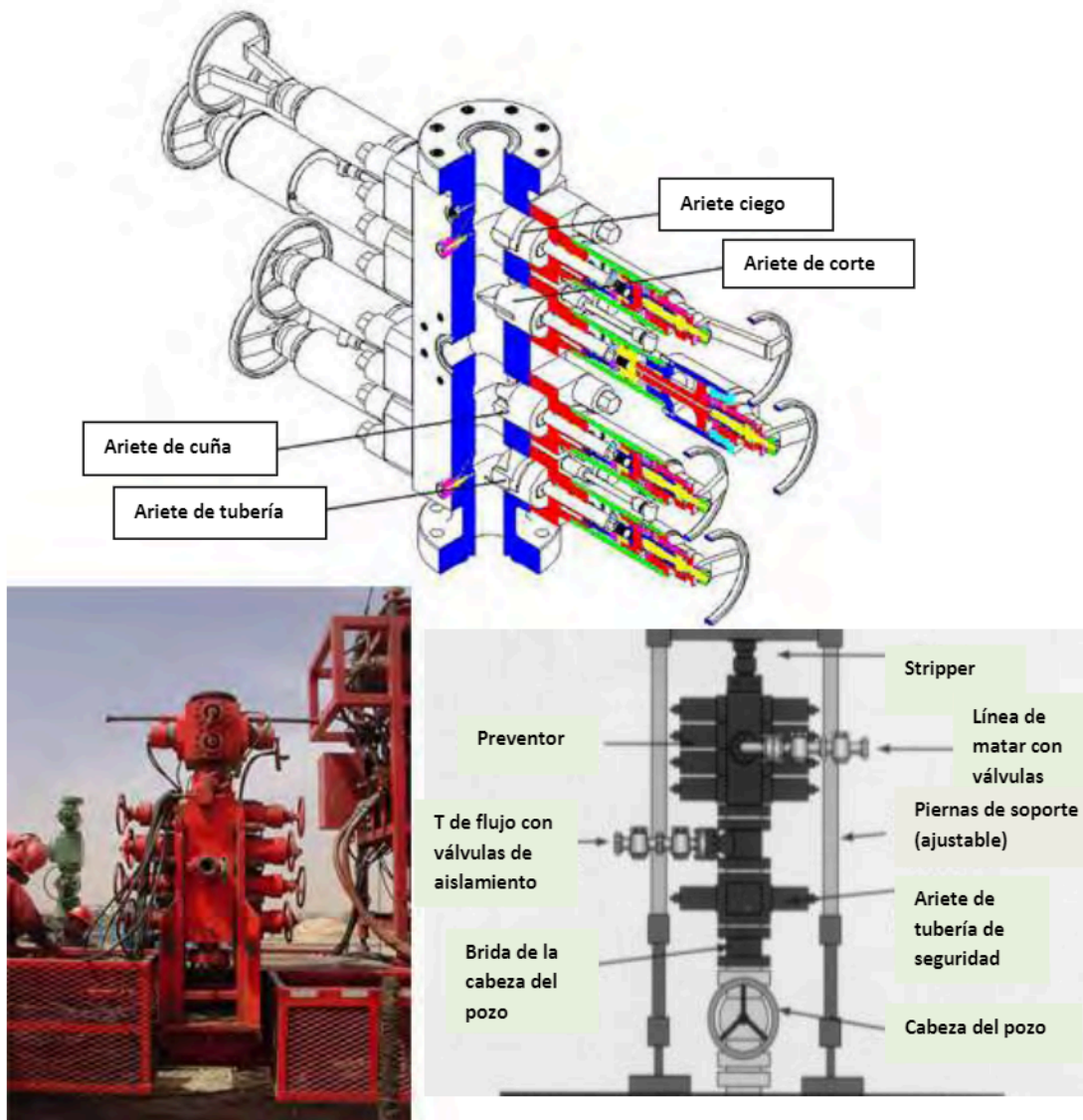


Fig. 2.10. Preventor, arreglo de arietes

El BOP consta de varios pares de arietes (ram's). Cada tipo de ariete desempeña una función específica.

El número y tipo de par de ram's en un BOP son determinados por la configuración del BOP: simple, doble, triple, cuádruple (quad), o quíntuple (Fig. 2.15). EL BOP estándar para la TF es el del arreglo de cuatro (quad). (Fig.2.10).

Estos arietes están se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. (Fig.2.10)

TUBERÍA FLEXIBLE

Se pueden encontrar normalmente de arriba hacia abajo como sigue:

- Ciego
- Corte
- Cuñas
- De tubería (anular)

i. Ciego

El ariete ciego es usado para sellar el pozo en la superficie cuando la TF está afuera del BOP y se pierde el control del pozo. El sellado del ariete ciego ocurre cuando los elementos del elastómero en los arietes son comprimidos uno en contra de otro. (Fig. 2.11).



Fig. 2.11. Ariete ciego

TUBERÍA FLEXIBLE

ii. Corte

El ariete de corte es usado para cortar mecánicamente la tubería flexible en el caso de que se atore dentro del BOP o cuando se requiera cortar la tubería y remover el equipo de superficie del pozo. (Fig. 2.12)



Fig. 2.12. Ariete de corte

iii. Cuñas

Los arietes de cuñas deben estar equipados con dientes unidireccionales, los cuales al activarse aseguran la tubería y soportan el peso de la sarta (Fig. 2.13)

Una utilidad adicional de estos arietes es la habilidad de cerrar sobre el cuerpo del tubo y controlar el movimiento en el caso de que la presión del pozo se incremente y empuje la tubería hacia afuera.



Fig. 2.13. Ariete de cuñas

TUBERÍA FLEXIBLE

iv. De tubería (Anular)

El ariete anular está equipado con un sello de elastómero que son del mismo diámetro exterior de la tubería empleada. Cuando cierra contra la tubería, aíslan la presión del espacio anular del pozo, bajo los arietes. (Fig.2.14)



Fig. 2.14. Ariete de tubería

El BOP estándar tiene dos puertas equilibradoras, una en cada ariete sellador. También tiene una salida entre el ariete de corte y el de cuñas. Esta salida puede ser usada como una línea de matar de seguridad. (Fig. 2.10)

El BOP está disponible en muchos tamaños. Estos tamaños normalmente siguen los tamaños de brida de API.

La tabla 2.2 muestra los diferentes tamaños del BOP y la tubería que se utiliza para cada uno de ellos.

Tamaño BOP	Rango de tubería flexible
2.56 in.	0.75 in. through 2.00 in.
3.06 in.	
4.06 in.	1.00 in. through 2.875 in.
5.12 in.	1.25 in. through 3.50 in.
6.375 in.	
7.06 in.	

Tabla 2.2 Tamaños de BOP's y de TF.

TUBERÍA FLEXIBLE

La Fig. 2.15 muestra el arreglo de los diferentes tipos de BOP.

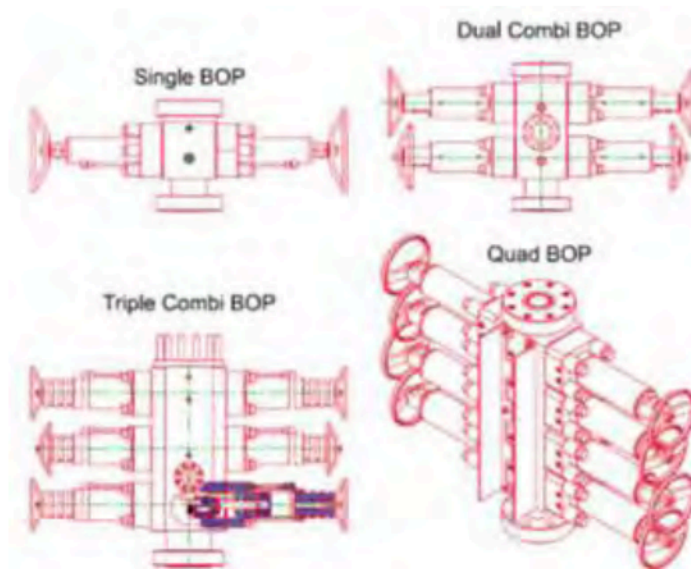


Fig. 2.15. Configuraciones de BOP.

Como ya se vio, el stripper, que es parte del equipo de control de pozos, está entre el BOP y la cabeza del inyector, y provee el primer sello operacional entre los fluidos presurizados del pozo y el medio ambiente en superficie. Forma un sello dinámico alrededor de la TF durante la sacada de la TF y un sello estático alrededor de la TF cuando está en reposo. Los primeros modelos del stripper no tenían acceso a los elementos de sellado con la TF puesta. Este estilo fue reemplazado por el stripper de puerta lateral que permite un fácil acceso para remover los elementos de sellado con la TF puesta. (Fig. 2.16)



Fig. 2.16. Stripper con puerta lateral

TUBERÍA FLEXIBLE

Los elementos consisten en cilindros de elastómeros con paredes gruesas (Fig. 2.9). Los elementos del stripper están compuestos en capas de diferentes elastómeros seleccionados por sus propiedades únicas.

Usualmente, la presión en la cabeza del pozo activa el sello del stripper forzando un pistón en contra del cilindro de elastómero. Esta fuerza axial crea una presión de sello alrededor de la TF comprimiendo el elemento del stripper entre la TF y la presión alrededor de la carcasa. El operador de la TF incrementa la fuerza axial en el pistón con presión hidráulica de la unidad de potencia para incrementar la fuerza de sello alrededor de la TF.

La fricción resultante de arrastre cuando la TF está moviéndose a través del stripper puede afectar significativamente la lectura del indicador de peso de la TF. Por consiguiente, los elastómeros usados por los elementos del stripper deben de tener bajo coeficiente de fricción (C_f) y buena resistencia química y de abrasión. La inyección de un lubricante dentro de la cavidad del stripper alrededor de la TF puede reducir la fricción del stripper.

f) Equipo auxiliar

Grúa de maniobras: Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de tubería flexible.



Fig. 2.17. Grúa de maniobras

TUBERÍA FLEXIBLE

Presas de fluidos: Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y similar a las utilizadas en equipos de perforación convencionales.

Bombas de lodos: Las comúnmente utilizadas son las triplex y se pueden integrar a la unidad de TF o en forma modular.

II.6 Configuración típica para los trabajos con la TF

- a) Modular
- b) Camión montado
- c) Tráiler montado

- a) Modular

Consiste en componentes individuales empacados en sus propios patines o en su “barrera” de protección.

Estas unidades son ideales para usarse costa fuera o en otras locaciones con severas limitaciones de espacio. (Fig. 2.18)



Fig. 2.18. Unidad de TF modular

TUBERÍA FLEXIBLE

b) Camión montado

Permiten efectuar menos movimientos logísticos y requieren menor área en la localización. Sus dimensiones y peso están restringidos por las leyes de tránsito. (Fig. 2.19)



Fig. 2.19. Camión montado

c) Tráiler montado

Lo mismo que para el Camión montado.



Fig. 2.20. Tráiler montado

CAPÍTULO III

Fracturamiento Selectivo con Tubería Flexible

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

III.1 Introducción

Los trabajos de Pinpoint Stimulation se realizan con la unión de dos líneas: estimulaciones y tubería flexible (TF).

Se realiza con la TF porque es la única con la cual se puede aislar temporalmente las zonas de interés.

Inicialmente, los métodos de fracturamiento con TF habían estado limitados por la colocación de pequeñas fracturas en la formación, y en algunas situaciones de acidificación.

Una reciente implementación de la TF es en el área de estimulación por fracturamiento. En esta área, el papel del BOP es soportar las altas presiones de los procedimientos de estimulación. Sin embargo, las estimulaciones por fracturamiento requieren, en general, de un alto gasto para una buena expansión de la fractura y pequeños diámetros de la tubería.

Los servicios de Pinpoint Stimulation son los procesos para estimular multi zonas individualmente en pozos verticales y horizontales con un sólo viaje hasta el sitio de interés, para mejorar los resultados de producción.

Con esta tecnología es posible estimular selectivamente cada uno de los intervalos del pozo, aislando los demás evitando que se contaminen con el producto mientras se estimula uno. Puede incrementar el flujo y las reservas, reduce el incremento de los costos de pre frac y acorta significativamente el ciclo del tiempo comparado con los tratamientos convencionales multi etapa.

Actualmente se ofrecen métodos para cumplir con esto: CobraFrac*, SurgiFrac* y CobraMax*, cada uno de una terminación dada.

Para realizar las estimulaciones los productos que se ocupan son: ácidos, apuntalantes, nitrógeno, agua, aceite, diesel, CO₂, entre otros.

Un exitoso tratamiento depende en la identificación de las causas de la deficiencia de producción del pozo que será tratado.

Las deficiencias de producción y las opciones de tratamiento incluyen desechos, enjarre o daño en la vecindad del pozo, la localización del pozo, y baja permeabilidad en la formación.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Si el problema de producción es causado por el taponamiento por desechos a lo largo del pozo, el pozo puede ser limpiado.

Los tratamientos deben mejorar la producción al menor costo posible. Por lo tanto, los ingenieros deben considerar lo económico (costo/beneficio) cuando se elige una solución para el incremento de la producción.

III.2 Historia

Se desarrolló a finales de los 80's por personal de HALLIBURTON debido a que desde hace 20 años se dieron cuenta que cada vez era más difícil estimular los pozos para incrementar la productividad, ya que no era fácil realizarlo específicamente en un intervalo del yacimiento. También fue por la dificultad de encontrar nuevos intervalos para explotarlos.

En la etapa temprana de la estimulación por fracturamiento el equipo de bombeo fue diseñado para cementar pozos, a baja presión y baja potencia. Se tuvo que quedar en intervalos grandes disparando y estimulando las zonas por etapas. Efectivamente, el primer tratamiento de estimulación por fracturamiento desarrollado fue uno de cuatro etapas usando un empacador y un tapón intermedio para aislar el intervalo que se estaba estimulando.

Fue obvio que para mejorar la eficiencia del proceso de fracturar se necesitaba más potencia y mayores presiones. Hoy, no es difícil llegar a 20000 HP en una sitio capaz de bombear a presiones de alrededor de 10000 psi. Hoy se tienen las herramientas y los procesos para ir después por los intervalos realmente grandes.

Desafortunadamente, los yacimientos grandes son raros ahora, por lo tanto se deben estimular los grupos de pequeños intervalos para hacer uso de la potencia a través de tipos de tratamientos con entrada limitada que se ha comprobado son ineficientes al estimular por intervalo.

Es tiempo de reevaluar que estamos haciendo y reconocer como la industria está cambiando:

- Los procesos de fracturamiento usados en formaciones anchas, y terminaciones con una sola TP siguen siendo aplicadas en formaciones lenticulares, en intervalos múltiples.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

- Los precios altos del gas y del petróleo han permitido a los dueños de las petroleras ir tras las reservas que han sido estimadas previamente como no económicas.
- Los yacimientos actualmente son más delgados y económicamente desafiantes, y requieren más concentración en costos y en eficiencia en los diseños.
- Los yacimientos están en su etapa madura: requiriéndonos tratar con el agotamiento de la presión y con intervalos productores no descubiertos.

Para resolver los puntos anteriores es necesario realizar una nueva estrategia, con el Pinpoint Stimulation.

III.3 Beneficios

- Optimizar tiempos tanto en pozos Horizontales como en Verticales.
Todo se realiza en un sólo viaje al pozo. Los disparos convencionales, el fracturamiento, el posicionamiento del empacador, la limpieza del pozo. Todo esto para cada intervalo, puede adicionar días o semanas en las operaciones con el fracturamiento convencional, con un retraso en la producción e incrementar el monto total de los costos. (Tabla 3.1).

Debido a que la TF correlaciona el pozo con un Registro CCL (Localizador de coples) para compararlo con los registros usados con las corridas del pozo, se reduce el tiempo ya que encuentra el lugar exacto en el que se desea fracturar sin sacar la herramienta.

La TF dispara con arena, y realiza también los registros y la limpieza del pozo.

Al disparar con arena, se evita estar sacando a superficie la herramienta de disparos, lo cual se puede llevar mucho tiempo, al igual que en la limpieza del pozo.

- Fracturas múltiples en una sola bajada.
Convencionalmente se necesita cambiar los cartuchos de las pistolas para realizar los disparos, y con la TF son múltiples disparos sin sacar la herramienta a superficie. Esto significa menor pérdida de tiempo, ya que como se mencionó se dispara con arena.

Dependiendo del tipo de TR será el tipo de arena para el fracturamiento. El tiempo de corte va de 3 a 6 min.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

- Aumento del Costo Beneficio.

Las operaciones se realizan en un tiempo menor, gracias a eso se puede poner a producir el pozo mucho antes que con los trabajos convencionales. A veces van de 4 a más días de diferencia.

Por lo anterior la inversión en la operación se puede recuperar en un menor tiempo. Aunque la inversión sea mayor que en los trabajos convencionales.

- Mayor eficiencia del tratamiento.

Los volúmenes del tratamiento, los gastos que se emplean, las concentraciones del agente sustentante, hasta los tipos de fluidos se prueban para cada intervalo, por ser diferente uno de otro.

- Posición exacta del tratamiento.

Se puede saber la profundidad exacta del lugar de interés por los registros del pozo. Una vez ya identificado el punto de interés, se baja la herramienta.

Se utiliza el CCL el cual localiza las roscas cuando va golpeándolas mientras baja, y esto se ve en los registros en cabina, es un sistema mecánico. Se tiene con esto un rango de error de ± 3 ft. Se realiza la comunicación casing-yacimiento exactamente donde el registro detectó la zona de interés.

III.4 Procesos de Pinpoint Stimulation

Pozos verticales

- CobraFrac*
- CobraMax *V
- CobraJet Frac*
- CobraEliteTM*
- RapidFrac MZTM*

Pozos Horizontales

- SurgiFrac*
- CobraMax* H
- Delta Stim SleevesTM/ASC*
- Delta Stim SleevesTM/ESP*

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

III.4.1 Hydra Jet

Introducción

Todos los procesos van acompañados del Hydra Jet, que es la herramienta que hace que se rompan las paredes de la tubería de producción por medio de un fluido con arena, que sale a presión.

El HydraJet (cortador de agua a alta presión) es una tecnología que ha estado en uso en varias industrias desde la década de los 60's. Desde aplicaciones de limpieza, como en limpieza de vehículos o removiendo los depósitos de las tuberías, hasta aplicaciones de cortar acero en fábricas, o cortando bloques de roca en canteras.

La herramienta de HydraJet ha progresado de ser una simple herramienta que remueve escombros a una herramienta con un tremendo poder y exactitud.

En la industria del petróleo, el HydraJet ha sido prevaleciente en la remoción de incrustaciones. El uso de esta herramienta ha sido muy exitoso en la remoción de las cabezas incendiadas durante la guerra del Medio Oriente.

Su éxito también es demostrado en los disparos y en la estimulación recientemente implantada con la TF.

En los procesos del HydraJet, un abrasivo como la arena es mezclada con un fluido y es forzado a través de las toberas bajo suficiente presión para llegar a la velocidad de chorro. El objetivo (TP, cemento, formación, o escombros) es cortado por la acción del chorro erosivo. Casi cualquier fluido puede ser usado, pero los de menor gravedad específica generalmente proporcionan una mejor característica de corte.

Por el empleo de abrasivos en el cortador del Hydra Jet su vida es limitada. Fundamentalmente, en aplicaciones de superficie, se asume que hay un riesgo aceptable. Regularmente el reemplazo del jet es simple, y generalmente no costoso.

En pozos profundos, aún, el principal gasto por los reemplazos yace en el costo del viaje, el cual consume tiempo, y el tiempo cuesta mucho dinero. Por eso los excesivos viajes dentro y fuera del pozo para hacer una operación no es lo adecuado.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Sin embargo, con el incremento del uso del Hydra Jet en un mercado competitivo de estimulación y perforación, combinado con el cada vez mayor costo de la plataforma de operaciones, se debe hacer algo para reducir los costos.

En las aplicaciones de campos de aceite, el hydrajel es usado para erosionar o penetrar varias sustancias, incluyendo, acero, cemento, y rocas de formación. Durante este proceso el fluido es forzado por la herramienta de chorro (C) a través de un pequeño orificio (J), dentro del espacio anular (A). (Fig.3.1)

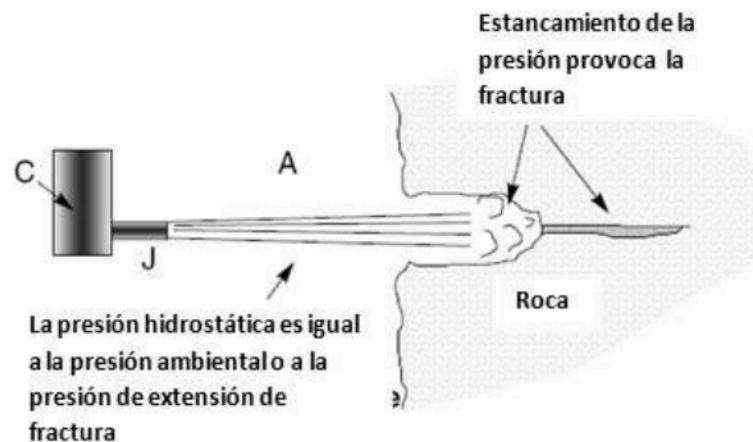


Fig. 3.1. Proceso del Hydra Jet

Boquillas o toberas (nozzles)

Los cuerpos de la herramienta, la mayoría de las herramientas de chorro encontradas en la industria, consisten de un gran almacén con toberas sostenidas en pequeñas roscas dentro del cuerpo. De estas toberas sale el fluido a alta presión (Fig.3.2). Pueden ser reemplazadas cuando se necesite.

La fase en la que están disponibles es de 180° que cuenta con dos boquillas y 120° que cuenta con tres boquillas.

Los tamaños de los orificios en toberas estándares están disponibles en 3/16 pg., 1/4 pg., y 1/8 pg.

El cuerpo del Jet de fase 120° tiene tres boquillas planas, de 3/16 pg. de diámetro. La distancia de cada boquilla es de 0.8 pg. (Una TP de 4 1/2" y 11.6 lbm/ft tiene un ID de 4 pg. y

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

el OD. de la tobera es de 3.2 pg.), y una presión diferencial a través de las boquillas de 1000 psi, sólo se necesitan 3 ó 4 minutos de chorro a presión para hacer agujeros en la TP.

Las boquillas son erosionadas durante el trabajo (Fig.3.3), pero son efectivas durante tres o cuatro cortes antes de que tengan que ser reemplazadas a causa de la erosión de las toberas y sus alrededores, causado por la salpicadura del fluido a la herramienta (Fig.3.4).

Los primeros esfuerzos conducen a la mejora de las boquillas; al ser erosionadas durante el servicio. De hecho, las boquillas a veces desaparecen completamente durante el trabajo. Muchos materiales para toberas fueron considerados; desde varios grados de carburo a substratos de diamantes comprimidos.

Después de un trabajo, el cuerpo de la herramienta a menudo regresa en mala condición (Fig.3.3).



Fig. 3.2. Toberas

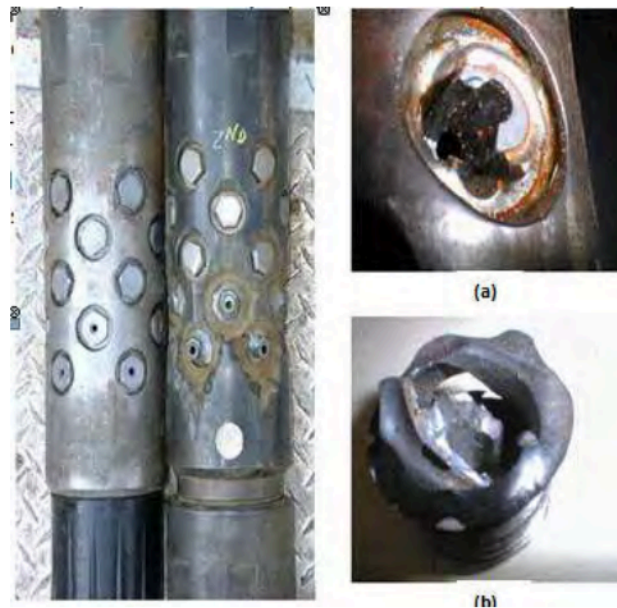


Fig. 3.3. Cuerpo de la herramienta antes y después de una operación

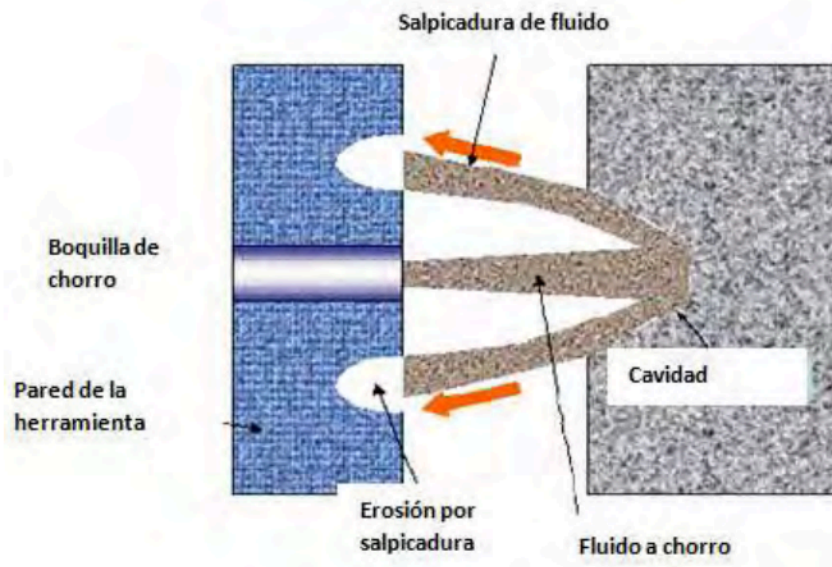


Fig. 3.4. Erosión de las toberas y su alrededor

La herramienta no sobrevive mucho (se observa en la Fig.3.3 la disminución de la superficie de sellado alrededor de la parte inferior izquierda del cuerpo de la herramienta). Las toberas pueden desmoronarse (Fig.3.3 (a) y (b)).

La salpicadura sucede cuando el fluido a chorro crea una cavidad en la roca o en la TP. Esta cavidad dirige el fluido fuera de la misma; así creando un flujo de alta velocidad que choca contra la pared de la herramienta, erosionándola (Fig.3.4).

III.4.2 Principio de funcionamiento del Hydra Jet

El principio del funcionamiento de Hydra Jet se basa en el principio de Bernoulli:

Bernoulli aplicó el principio de conservación de la energía a un fluido líquido. Identificó tres importantes términos de energía para el fluido líquido.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Energía debida a los fluidos	Ecuación
Movimiento (energía cinética)	$\frac{1}{2} \rho v^2$ ρ es la densidad del fluido
Altura (energía potencial gravitacional)	$\rho g h$ g es la aceleración debido a la gravedad h es la altura encima de un nivel arbitrario
Presión	P P es la presión

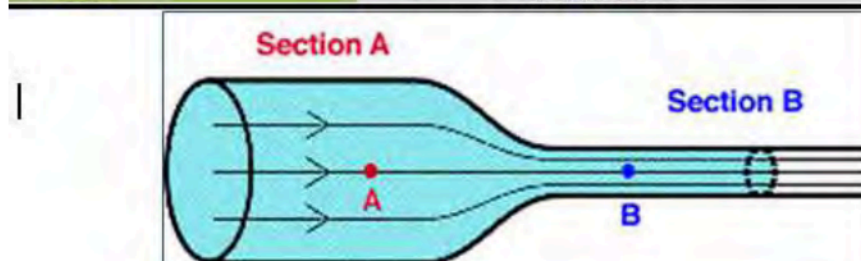


Fig.3.5. Principio Bernoulli.

El principio de Bernoulli dice que un aumento en la presión en un fluido en movimiento es acompañado siempre por un decremento en la velocidad, e inversamente, un incremento en la velocidad resulta en un decremento de la presión.

Un ejemplo trivial, es que el principio de Bernoulli es responsable por el hecho de que una cortina de agua es succionada hacia adentro cuando el paso del agua es abierto, y como resultado se obtiene una mayor velocidad. (Fig. 3.5).

El principio de Bernoulli dice que en un fluido ideal (aire de baja velocidad), con ningún trabajo desempeñado en el fluido, un incremento en su velocidad ocurre simultáneamente con un decremento en la presión o en la energía gravitacional. Este principio es una simplificación de la ecuación de Bernoulli que declara que la suma de todas las formas de energía en un fluido fluyendo a lo largo de un camino cerrado (toberas) es el mismo en cualquiera de los dos puntos en ese camino. Es importante notar que la única causa del cambio de la velocidad del fluido es la diferencia de presión en cada lado.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

De la Fig. 3.1, la presión en la herramienta de chorro (C) debe ser mayor que la presión en el espacio anular (A). La energía de la alta presión del fluido a través de la tubería se transforma en energía cinética, resultando en fluidos de alta velocidad. La siguiente ecuación de Bernoulli representa este proceso:

$$V^2/2 + p/\rho + gz = C \quad \text{ec. (3.1)}$$

En aplicaciones de alta presión y velocidad alta, los efectos gravitacionales se pueden no tomar en cuenta, por consiguiente se obtiene:

$$V^2/2 + p/\rho = C \quad \text{ec. (3.2)}$$

En un sistema de Hydrajet, la velocidad dentro de la herramienta de chorro es generalmente baja, menor a 50 pie/seg. La presión del chorro, así mismo, es usualmente de 2000 a 3000 psi más alta que la presión del espacio anular, causando que la velocidad de la boquilla exceda los 400 pie/seg. Esta energía cinética es usada para ejecutar la tarea seleccionada.

Cuando se golpea con el chorro a una superficie de roca, el HydraJet usa dos procesos principales para remover la roca:

- El chorro impacta la roca creando una presión alta confinada (ver ecuación anterior). Esta alta presión fuerza al fluido a entrar en la roca hasta que la roca se fractura por la tensión.
- EL chorro contiene abrasivos los cuales erosionan la roca.

El primer proceso depende de la permeabilidad de la roca y en el hecho de que la roca tiene muy poca resistencia a la presión. Esencialmente, este proceso ataca a la porosidad de la roca y hace que se fracture en pedazos.

El Segundo proceso básicamente implica una fuerza bruta que utiliza un material muy fuerte (arena, apuntalante, granate, etc.) para impactar o para erosionar la roca. El abrupto cambio en la corriente del chorro causa la erosión al contacto con la roca. Es importante para el apuntalante ser más pesado que el fluido, ya que los fluidos más pesados retrasarían el proceso de erosión.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

La siguiente ecuación explica el proceso de erosión:

$$E_r = \frac{C_i * V^2}{SFHN} * C_j + \frac{(W_p - W_f) * |W_p - W_f|}{R * W_f * \mu} \quad \text{ec. (3.3)}$$

Donde:

E_r = velocidad de erosión, pg. por cada 1000 lbs de apuntalante.

V = velocidad del fluido

SFHN= Surjaatmadja/Fitch número de dureza de metales

C_i, C_j = Constante, determinado por las pruebas

W_p = peso específico del apuntalante

W_f = peso específico del fluido

R = radio de la curvatura de la tortuosidad

μ = viscosidad del fluido

La primer parte de la ecuación es la erosión en un patrón de flujo linear, como en una herramienta de aislamiento en un pozo. La segunda parte refleja la erosión debido a las curvas, como en un camino tortuoso.

Beneficios del Hydra Jet

- No son necesarios los viajes a superficie para cambio de pistolas. Ya que usa arena para fracturar.
- Los túneles de los disparos no son compactos, como en los convencionales. Los disparos del Hydra Jet erosionan la tubería y la roca creando túneles. (Fig. 3.6).

Los disparos convencionales son los que agregan más daño al yacimiento. Ya que pueden taponar los disparos por los residuos de las cargas y por los sólidos de la formación. Esto puede ocasionar que las pruebas que se le hagan al pozo puedan salir mal, y tener valores erróneos tanto de productividad como de recuperación.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

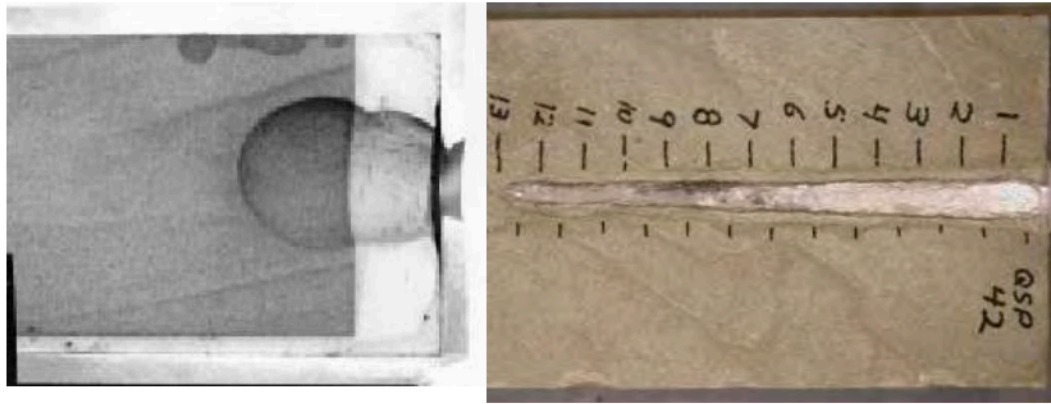


Fig. 3.6. Comparación del disparo con Hydra Jet (izquierda) y el convencional (derecha).

- Permite la ruptura de la tubería causada por la tensión.
 - Las presiones de la iniciación del fracturamiento son menores.
 - La energía se concentra en una fractura dominante.
 - Presiones de tratamiento más bajas.
 - Concentraciones de apuntalantes más grandes.
 - No se pierde la permeabilidad de la matriz cuando son usados fluidos compatibles, y la roca es erosionada y removida, eliminando cualquier compactación en las cercanías del pozo.
- Cuando una fractura es iniciada en el túnel perforado la conectividad en la fractura es realizada por la gran área de flujo creada durante la erosión del túnel.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

III.4.3 Herramienta del Hydra Jet. Bottom Hole Assembly (BHA).

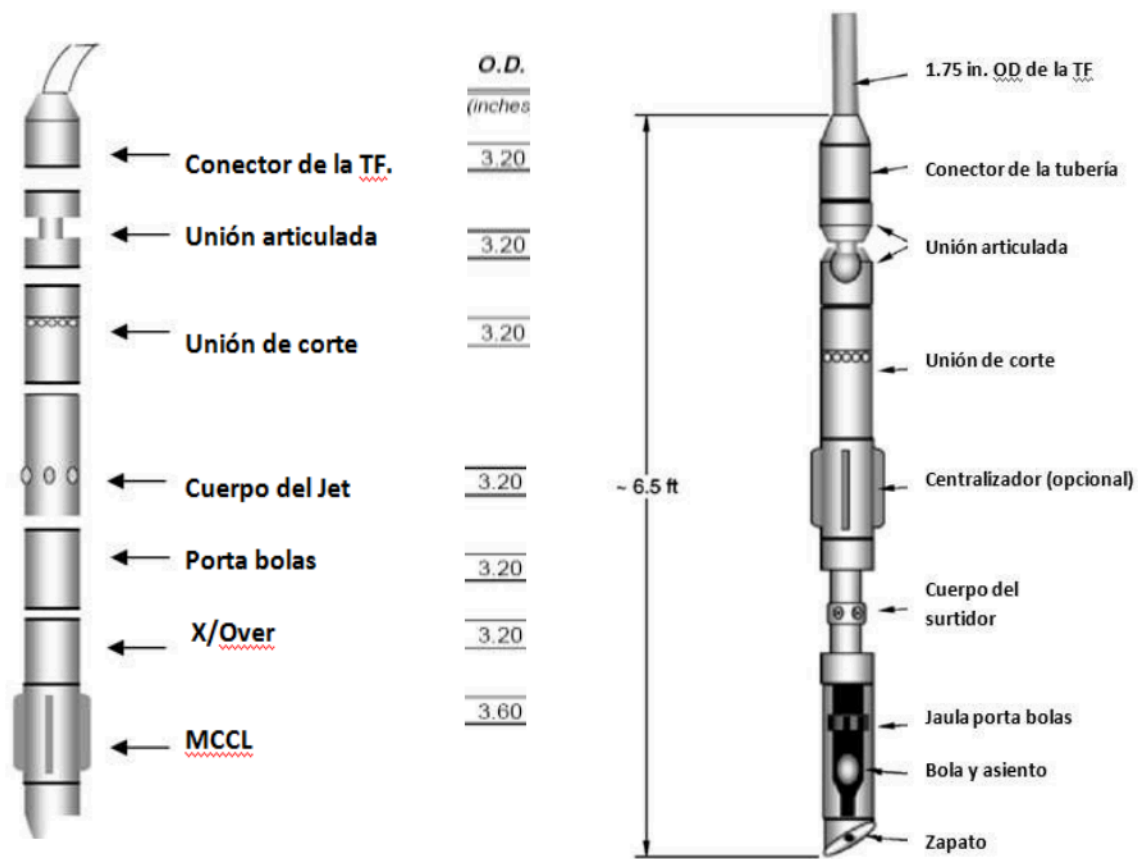


Fig. 3.7. Tipos de Hydra Jet y sus partes.

La herramienta del Hydra Jet se compone de las siguientes partes:

- Conector de la tubería: Conecta la TF al BHA.
- Unión articulada: Permite que el BHA actúe como un pivote.
- Unión de corte: Libera al BHA de la TF cuando es jalado por una fuerza determinada, haciendo la pesca más sencilla si el BHA se atora.
- Centralizador (opcional): Centra el BHA en el pozo, es esencial para trabajar en un pozo lateral.
- Cuerpo del surtidor: La herramienta de chorro

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

- Jaula porta bolas
- Bola y asiento



Permite el bombeo de dos vías a través del BHA (por ejemplo, el corte con el chorro o la circulación en reversa del fluido a través del espacio anular y la TF). La bola actúa como una válvula de escape.

- CCL (opcional): Localiza el punto exacto para realizar el fracturamiento.
- Zapato: Facilita el paso del BHA por el pozo.

Registrador de coples (CCL)

El CCL permite a los operadores posicionar la tubería exactamente con respecto a las roscas de la TP; también permite a los operadores colocar las perforaciones apropiadamente cuando se usa la herramienta Hydra Jet.

La herramienta puede ser ajustada varias veces usando la manipulación de tubos para indicar posición con la frecuencia necesaria, y puede permitir tanto como 25000 lbs de peso en cada indicación.

El CCL puede ser corrido en cualquier posición en la sarta de tubería arriba de la herramienta HydraJet.

Tiene una apertura total para permitir la máxima área de paso del fluido, y el OD es más pequeño que la de las herramientas estándar de recuperación.

La herramienta se mete dentro del pozo con el localizador de las roscas bloqueado en posición retraída. Al llegar al área donde se encuentran las roscas, se levanta la tubería y se rota un cuarto de vuelta en sentido horario.

Esta rotación desbloquea el localizador de roscas, permitiendo ser forzado hacia fuera con la acción de cuñas en tanto la herramienta se baja.

Pernos montados en bloques se contraen y deslizan libremente por el ID de la TP hasta que la herramienta llega a una rosca, donde se cierra firmemente y previene circulación más baja. La fuerza con la cual los pernos localizados son movidos dentro de la rosca asegura una indicación positiva.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Después de que una rosca ha sido localizada, la herramienta es removida y es automáticamente cerrada en la posición normal simplemente levantando la tubería. Puede ser movida hacia arriba o por debajo del agujero para localizar otras roscas o para posicionar la tubería para cortarla.



Fig. 3.8. Registrador de coples (CCL)

III.4.4 Procedimiento de operación del Hydra Jet:

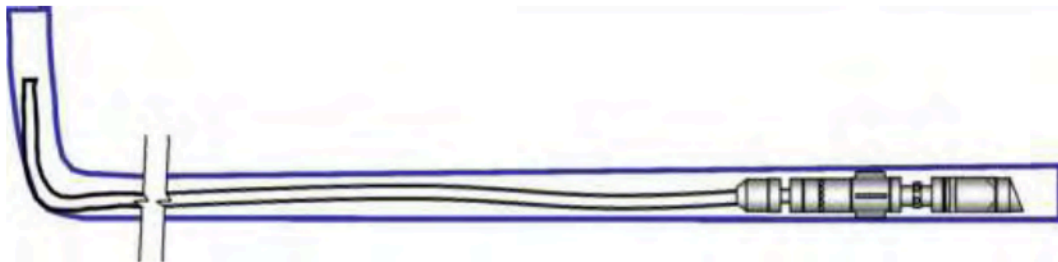


Fig. 3.9—La TF despliega la herramienta de chorro BHA en la ubicación de la primera etapa del fracturamiento, en sección lateral.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

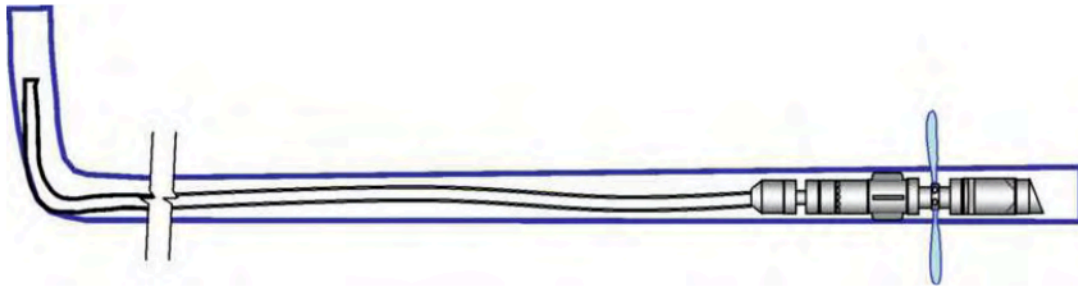


Fig. 3.10— Con el BHA posicionado en la ubicación donde la primera etapa de fracturamiento es deseada, los disparos son con chorro de agua. Este chorro de fluido limpio continua hasta que se cierra el espacio anular para iniciar el fracturamiento.

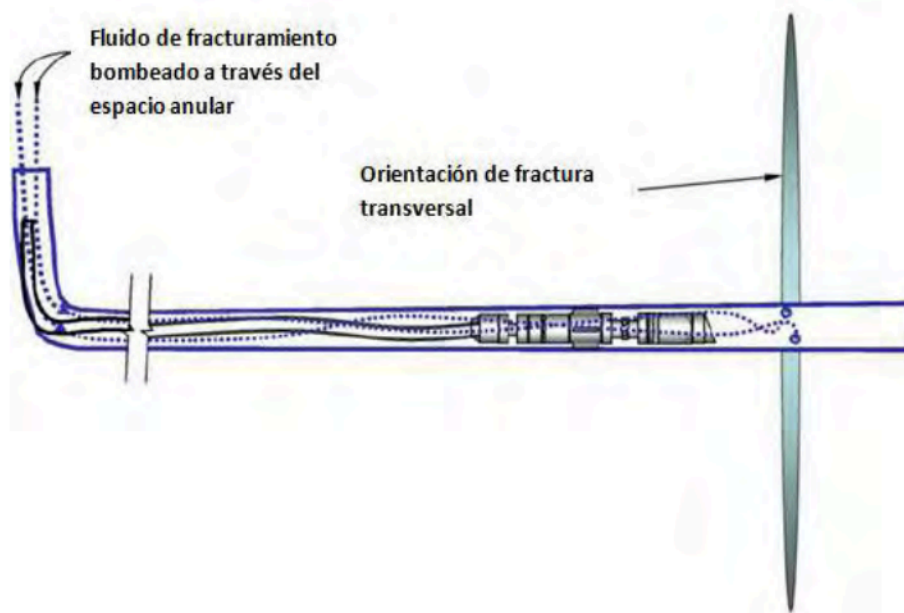


Fig. 3.11— Antes de que la emulsión del agente sustentante llegue a los disparos, el gasto de la TF se reduce y el BHA es retirado del punto de disparo. A menor presión, la TF actúa como una tubería muerta, para el monitoreo preciso de la presión de fracturamiento.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

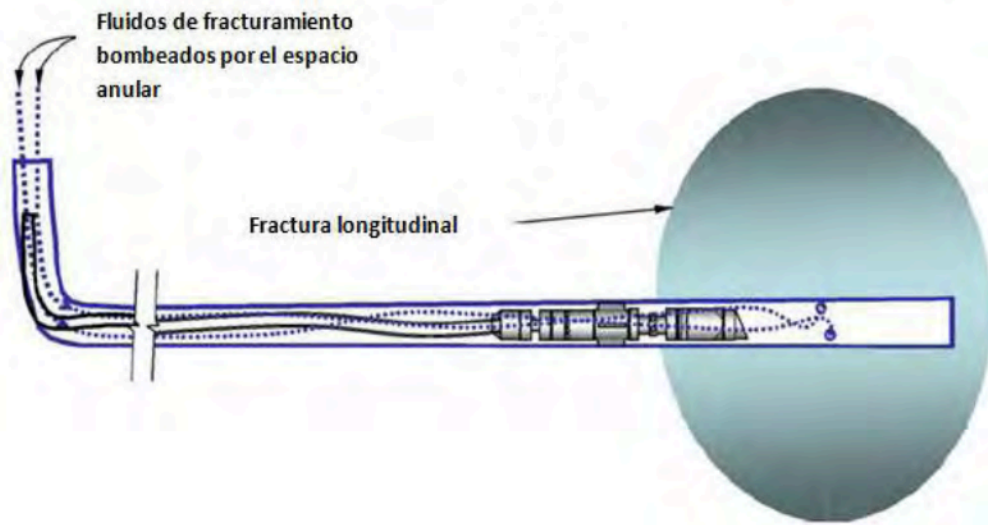


Fig. 3.12—Dependiendo del plano de la fractura en una específica ubicación en el yacimiento, las fracturas creadas pueden ser longitudinales en lugar de transversales.



Fig. 3.13— Después de que la etapa de fracturamiento está completa, el BHA es retirado por encima de cualquier apuntalante sobrante en el pozo. Luego el apuntalante es circulado fuera del pozo mientras el BHA se mueve hacia otra ubicación de interés.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

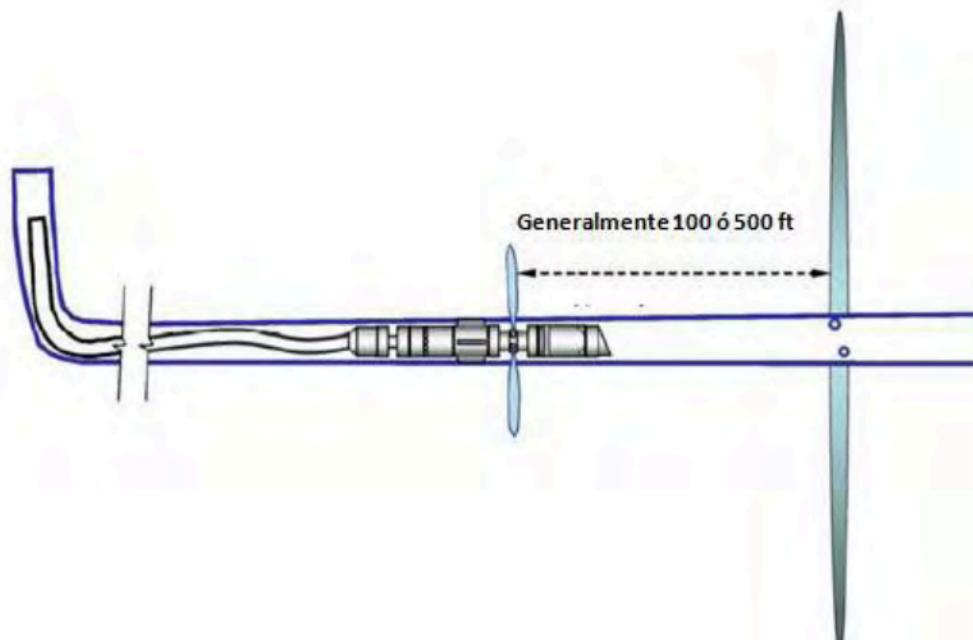


Fig. 3.14—Los disparos son perforados en la siguiente etapa, cuando el espacio anular se vuelve a controlar para permanecer por debajo de la presión de fractura, pero no permitirá el regreso del flujo del fracturamiento anterior, ya que se aísla cada intervalo con arena o con empacadores según el proceso que se utilice.

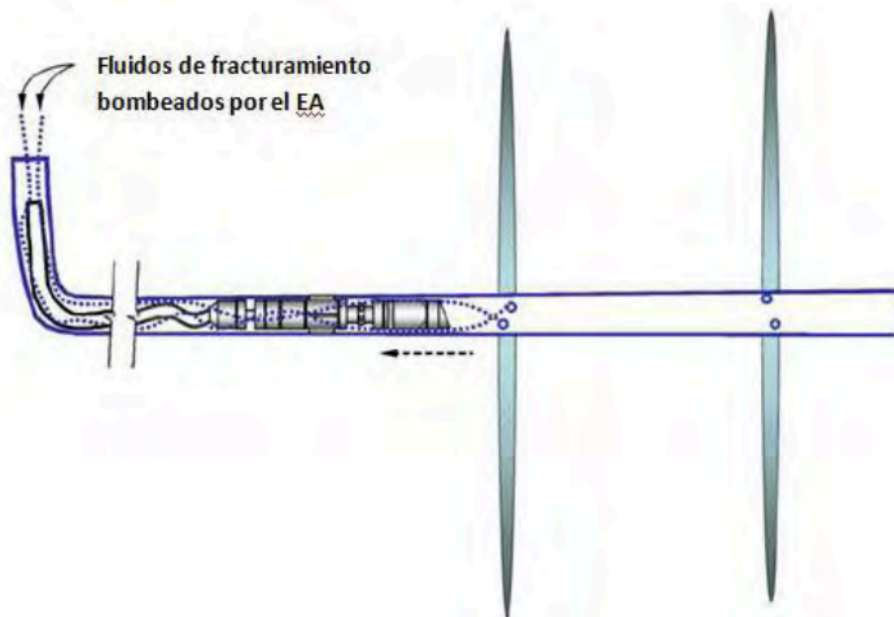


Fig. 3.15—De Nuevo, el gasto de la TF es disminuido y el BHA es retirado del intervalo de disparo para actuar como una tubería muerta, para la exactitud del monitoreo de la presión de fracturamiento. El arenamiento es inducido al final de la etapa de fracturamiento.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

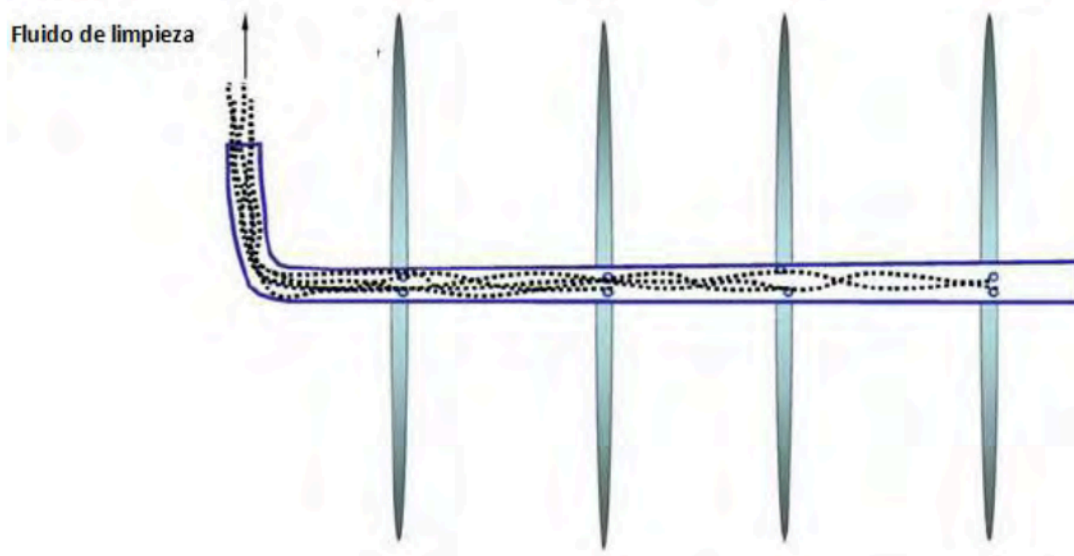


Fig. 3.16— La TF es retirada del pozo y la limpieza comienza. Si es necesario, la TF puede ser usada para iniciar el flujo de retorno.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Configuración de la cabeza del pozo para algunos de los procesos:

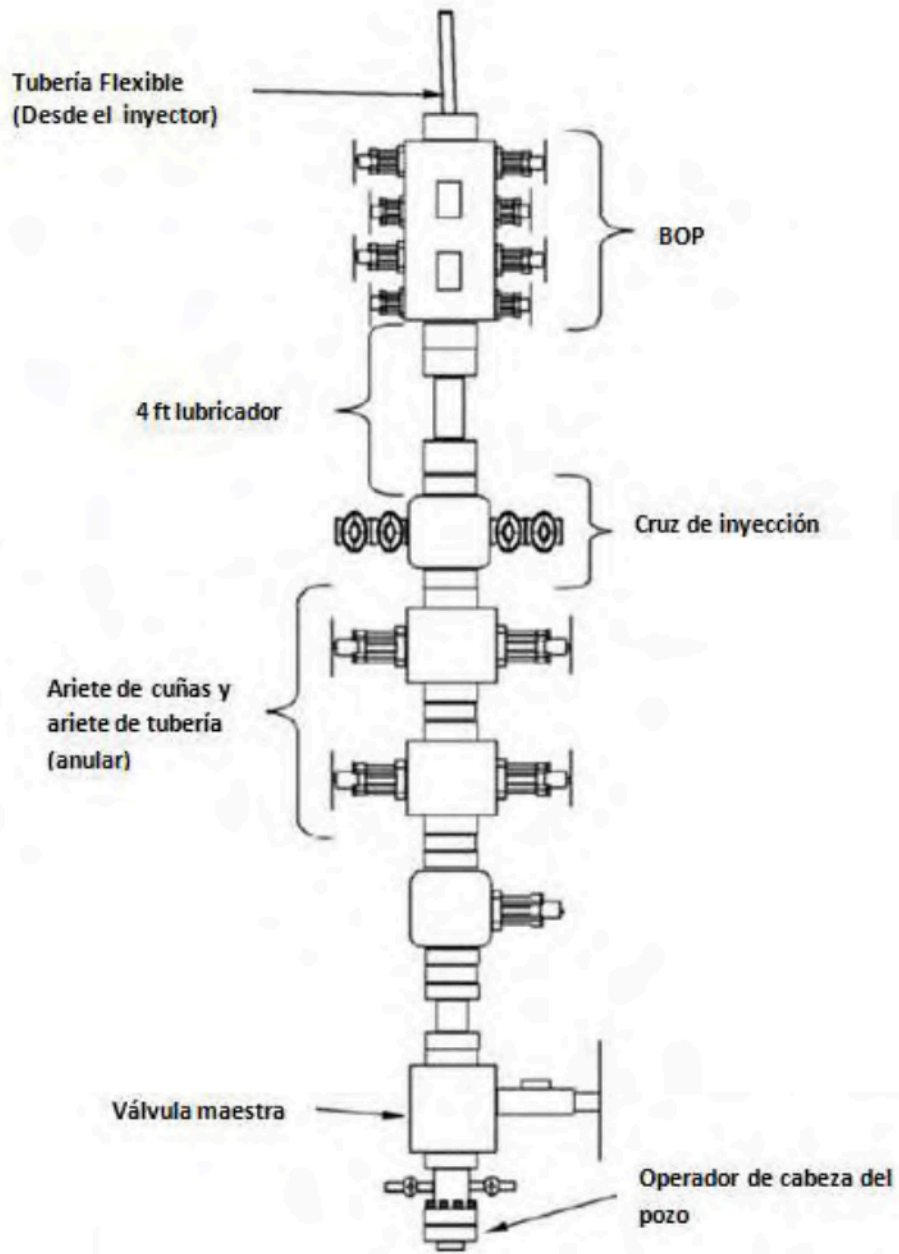


Fig. 3.17—Dibujo de una configuración de la cabeza del pozo

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

III.5 Pozos verticales y horizontales.

a) CobraFrac*

Para crear fracturas en pozos poco profundos, un proceso llamado CobraFrac es utilizado. Este proceso utiliza una herramienta especial que contiene un empacador superior, un puerto central, y un empacador inferior.

Actualmente, CobraFrac no ha sido probado en pozos profundos. Para usarlo en este tipo de pozos, herramientas más resistentes deben de ser desarrolladas.

Beneficios

- Fractura zonas independientes con reservas de hidrocarburos.
- Tratamientos de un solo día.
- Deja una huella más pequeña.
- Exclusivo Cobra Frac BHA.
- Ideal para aplicaciones de capas carboníferas de metano (coal bed methane (CBM)).
- Reduce los costos.

Este proceso es usado cuando el pozo fue disparado convencionalmente, o sea, en pozos viejos.

- El tratamiento se introduce por la TF.
- Tiene una limitación en la profundidad de 3000m.
- Los tamaños de la TF que se recomiendan son de 2 3/8" a 2 7/8" y de la TR 4 1/2" a 5 1/2".
- Se han realizado más de 5000 trabajos alrededor del mundo.
- Permite hasta 5.5 m de espacio entre empacadores.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

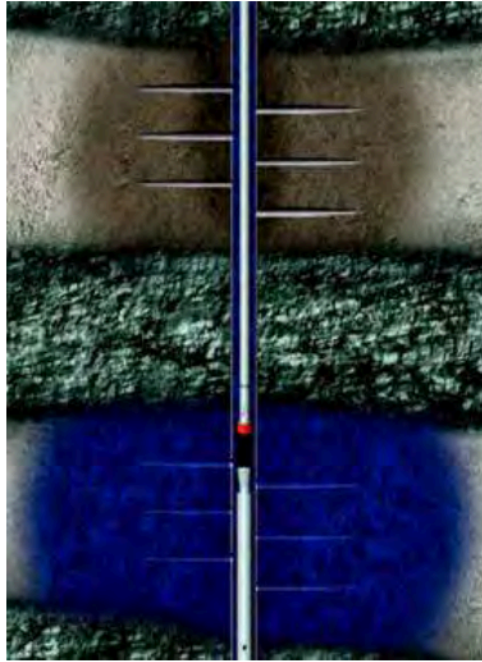


Fig. 3.19 Herramienta de CobraFrac

- Debe ser usado el localizador de roscas CCL.
- La unión de corte tiene un rango máximo de 40,000 lbf.
- Utiliza elementos empacadores selectivos superiores y un juego de elementos de compresión inferiores.
- La herramienta se centraliza en el pozo.
- La distancia del empacador es ajustable.
- Está disponible la medición de la presión del subsuelo.
- La herramienta es funcional y simple de operar con sólo dos posiciones: correr y colocar

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

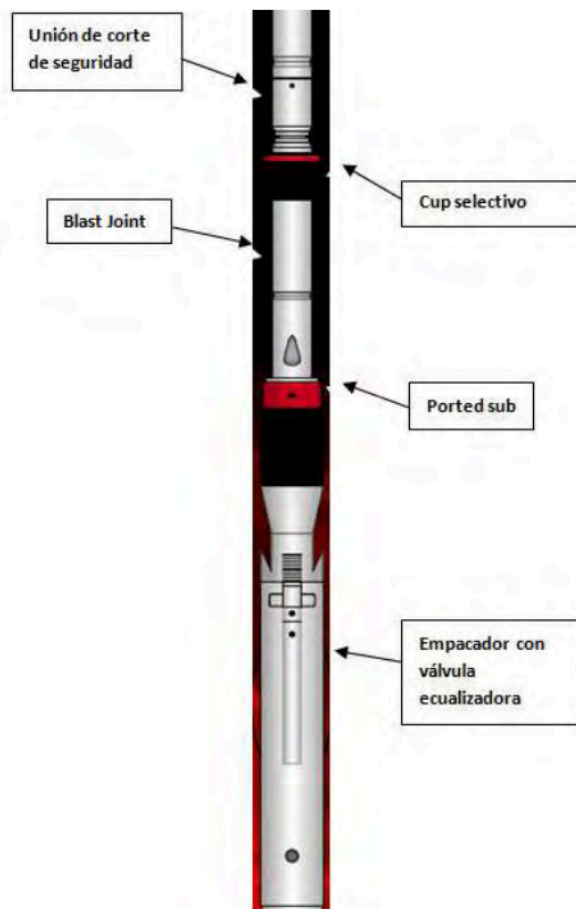


Fig. 3.20 Partes de la Herramienta

Funciones de los componentes	
Conector	Conecta la herramienta a la TF.
Empacador	Es el que aísla los intervalos a fracturar.
Blast Joint	Actúa como un trompo difusor convencional. Como se utiliza para pozos previamente fracturados, no se necesita la potencia del HydraJet para perforar, ya que sólo se requiere limpiar.
Ported Sub	Es el puerto de circulación del Blast Joint.
Empacador con una válvula ecualizadora.	Permite equilibrar las presiones de ambas partes, se debe activar antes de quitar el empacador.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Desventajas

El empacador se puede llegar a romper. Tanto por la presión como por la temperatura. Por eso se tiene la limitación de la profundidad. Y sólo se utiliza en pozos verticales.

Se tiene que asegurar que el pozo esté limpio, para eso se tiene que hacer una corrida para verificar lo anterior.

El pozo ya debe estar disparado previamente.

Una operación con CobraFrac consiste en los siguientes pasos:

- 1- Empezar por perforar todas las secciones en las cuales se quiere volver a fracturar.
- 2- La herramienta de CobraFrac es bajada por la TF para colocar el empacador inferior.
- 3- Se utilizan los centralizadores para mantener la herramienta en el centro del pozo.
- 4- Se activan los empacadores para mantener aislado el intervalo de interés, para que no haya fugas hacia o de otros intervalos.
- 5- El segundo empacador se puede colocar en otra posición, con la ayuda de más tubos rígidos.
- 6- La fractura es iniciada bombeando entre el empacador.
- 7- Después de que la fractura fue creada, el empacador es retirado y los técnicos están listos para moverse a la siguiente ubicación de otra fractura y se repite el proceso.

Se realiza la estimulación con CO₂ o con N₂, la estimulación puede ser también con apuntalantes o con ácidos. La desventaja de esto es que el gasto es menor, ya que se bombea por la TF y va en función del diámetro de la TF. Se limpia el pozo en caso de tener arena, no es necesario hacerlo cuando se estimula con CO₂ o con N₂. Se pone a producir el pozo, esto en menor tiempo que con un fracturamiento convencional. Se utilizan en pozos con un solo ID de TP (monobore o tubing less).

b) Cobra Max* con Hydra Jet y tapón de arena (Fig. 3.21).

El servicio de CobraMax para el fracturamiento permite la estimulación individual de intervalos múltiples en pozos verticales nuevos con la precisión del pinpoint.

CobraMax combina la tecnología probada del SurgiFrac con el control de pozos y la velocidad de la TF para fracturar-estimular cada horizonte productivo usando diseños de tratamientos que pueden proveer los siguientes beneficios:

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

- **Máximo gasto de inyección:** Se puede lograr debido a la gran área de flujo en el espacio anular. Puesto que el disparo de chorro se logra a través de la TF, la presión del tratamiento en el espacio anular no se ve afectada por la alta presión diferencial del chorro. El espacio anular es la trayectoria óptima del flujo para lograr un mayor gasto del tratamiento a presiones más bajas.
- **Máximo volumen de apuntalante:** Se puede lograr a través de la inyección del tratamiento en el espacio anular. EL proceso del CobraMax permite al apuntalante ser bombeado tanto por la TF y por el espacio anular, reduciendo el volumen abrasivo por las toberas y extendiendo su vida. La gran longevidad de la herramienta de chorro incrementa el número de intervalos que pueden ser tratados en un sólo viaje, independientemente del volumen de apuntalante utilizado en cada tratamiento.
- **Máxima conductividad en la vecindad del pozo:** Puede resultar en el aumento de la conductividad necesaria para el tratamiento de recuperación de la presión y de la producción. El proceso de CobraMax alcanza el enjarre en la vecindad del pozo al final de cada tratamiento de fracturamiento mientras ofrece un medio de eliminación del exceso de apuntalante en el pozo a través de la TF. Se ha mostrado que las perforaciones realizadas con la herramienta HydraJet proveen de una conectividad óptima al yacimiento a través de la erosión de la roca, en contraste con las perforaciones con explosivos que llevan al daño por compactación de la perforación de túneles.
- **Máximo valor del activo:** Se obtiene a través de un solo viaje al pozo para entregar múltiples tratamientos personalizados de fractura en horizontes productivos individuales sin la necesidad de los métodos convencionales de perforación. Reducción del ciclo de tiempo a producción, menor costo por barril de aceite equivalente (BOE), y mayor eficiencia en los esfuerzos de estimulación pueden ser logrados.

El proceso de fracturamiento CobraMax

Este proceso de pinpoint stimulation permite la colocación de múltiples, personalizadas, fracturas consecutivas en un pozo vertical sin previas perforaciones. Para cumplir con la colocación de los diseños de tratamientos personalizados, este proceso actualmente integra seis procesos individuales: correlación de profundidad con TF, fracturamiento con HydraJet, iniciación de fractura con HydraJet, estimulación por fracturamiento hidráulico, empacamiento del apuntalante en la vecindad del pozo, y limpieza de la TP con la TF. Así

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

mismo, tres líneas de servicio de productos están integradas en el proceso: Frac-ácidas, intervención de pozo, y servicio de herramientas.

Otros Beneficios

- Permite perforar y fracturar en el mismo viaje al pozo.
- Elimina la necesidad de poner tapones mecánicos que deben ser removidos después.
- Permite el uso de unidades convencionales de TF, generalmente la 1 ¾" ó la de 2".
- Las TR's de 3 ½" hacia arriba.
- Permite fracturar en TP de 3 ½" o mayores.
- Todas las operaciones se realizan con el pozo vivo.
- No hay límite de temperatura con la herramienta de fondo.
- No hay limitaciones con la profundidad excepto por el alcance de la TF.
- Se han realizado más de 300 tratamientos exitosos.

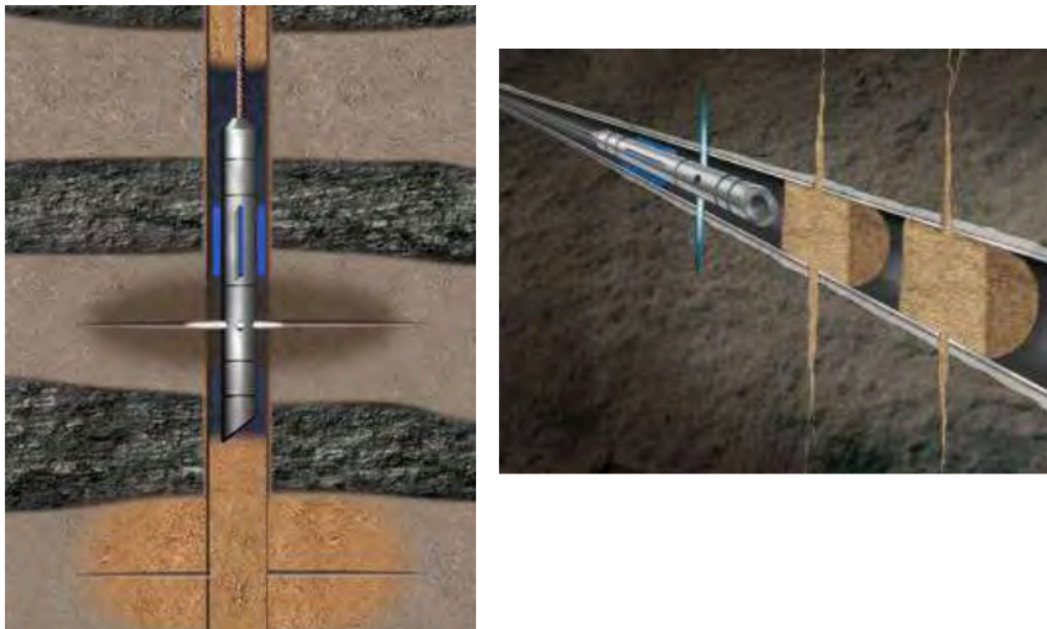


Fig. 3.21. Herramienta CobraMax

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Partes del Cobra Max (Fig.3.22)

1. Conector de la TF: conecta la herramienta a la TF.
2. Unión de corte: Libera la herramienta de la TF cuando es jalado por una fuerza determinada, haciendo la pesca más sencilla si se atora.
3. Cuerpo del Jet
4. Toberas de 3/16"
5. Jaula porta bolas } Actúan como una válvula de escape
6. Bola de cerámica }
7. Sub de circulación inferior tipo bola
8. Rosca del zapato

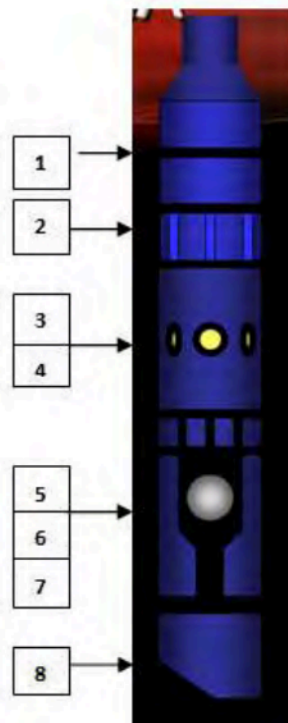


Fig. 3.22. CobraMax

Desventajas

- Se utiliza sólo en yacimientos nuevos.
- Utiliza el CCL inalámbrico. Manda la señal de presión a través del fluido que hay en el pozo. Si no hay fluido no puede medir la presión. No se puede llenar el pozo de agua para hacer la medición.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Funcionamiento (Fig. 3.23):

1. Posicionar la herramienta en la localización deseada.
2. Perforar con el HydraJet bombeando a través de la TF.
3. Iniciar la fractura aumentando la presión en el espacio anular mientras se sigue con el fluido a chorro. El estancamiento de la presión de la energía de la tobera se traduce en una mayor presión en el interior del túnel de perforación, causando que la roca se fracture por la presión.
4. Bombear el tratamiento de la fractura a través del espacio anular.
5. Inducir el empacamiento de apuntalante en las perforaciones y parar de bombear por el espacio anular.
6. Tirar del BHA por encima del apuntalante cargado de fluido y comenzar a circular.
7. Introducirla en el pozo y circular en reversa para limpiar la TP e ir al siguiente objetivo.
8. Posicionarse en la siguiente fractura y repetir los pasos 2 al 7.

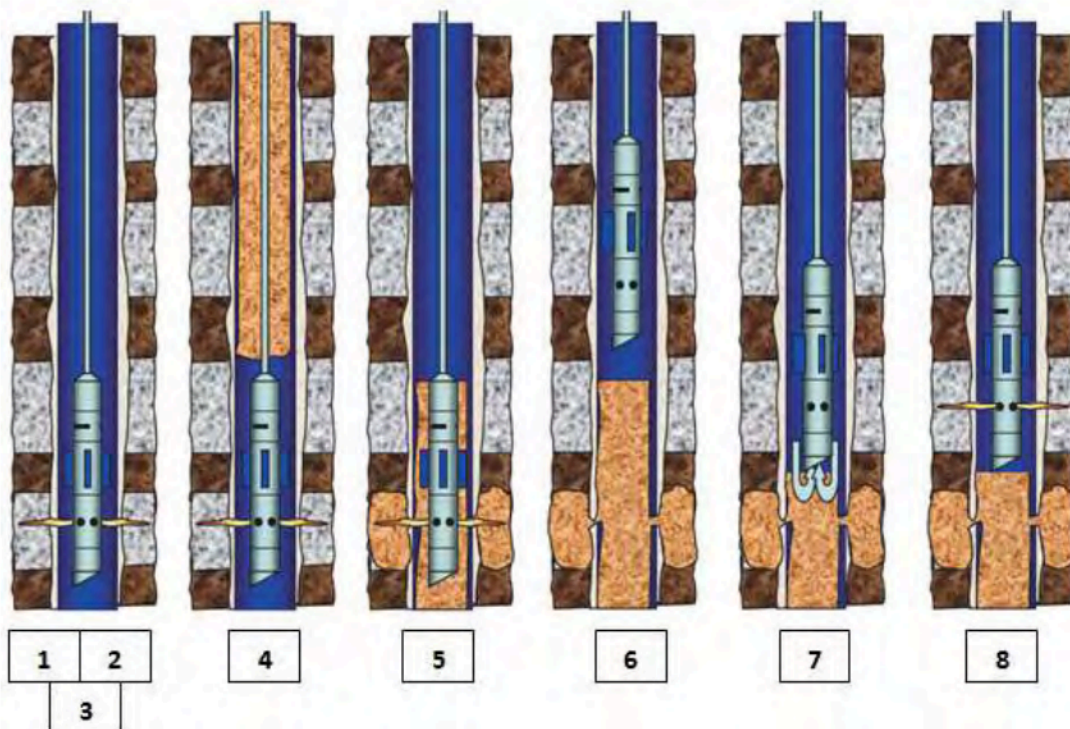


Fig. 3.23. Proceso CobraMax

La herramienta tiene una canica, en caso de que se atore la herramienta y se tenga que circular en reversa para limpiarlo. La canica sube cuando se está circulando en reversa para permitir el paso del fluido por la TF.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Aplicaciones:

El servicio de fracturamiento con CobraMax es aplicable en pozos cementados verticales y desviados que requieren de intervalos múltiples a fracturar y estimular. Puesto que el tratamiento principal es bombeado a través del espacio anular, el espacio anular de la TP de la superficie al objetivo debe de ser adecuado y libre de perforaciones. En casos con nuevas terminaciones en pozos viejos, la TP debe ser probada a presiones de fracturamiento antes del tratamiento. Parte del proceso de CobraMax incluye HydraJet con el que se perfora seguido del inicio de la fractura.

c) SurgiFrac*

SurgiFrac es una técnica para terminar pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad. Esta técnica combina la tecnología del uso del HydraJet y las técnicas de fracturar para permitir la colocación de fracturas múltiples con la precisión quirúrgica en pozos horizontales sin bajar empacadores para el pozo. Al usar esta técnica el aumento de la producción es significativo.

La tecnología de SurgiFrac es el método acertado para resolver el problema del control de la colocación de la fractura en agujero abierto usando técnicas dinámicas de divergencia, aprovechando la energía cinética generada por un súbito incremento de velocidad de flujo. En vez de usar sellos mecánicos o químicos, el sistema utiliza la dinámica de los fluidos para concentrar la mayoría del flujo en un punto específico en la formación. Esta idea se basa en la Mecánica de Rocas y el concepto de la hidráulica de los fluidos de Bernoulli (ec. 3.2). El proceso se comporta satisfactoriamente para tratar formaciones carbonatadas con ácido o usar sistemas con agente apuntalante para alcanzar la conductividad de la fractura deseada.

Beneficios

- No hay fracturas anteriores.
- Este trabajo puede ser realizado con Tubería de perforación o con TF.
- El tratamiento se bombea por la tubería de perforación o por la TF.
- No usa empacadores.
- Se utiliza en TP's de 4" o mayores.
- Es una herramienta BHA corta.
- El espacio anular permite la circulación en reversa.
- Requiere una limpieza final de la TP por el exceso de arena que se genera.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

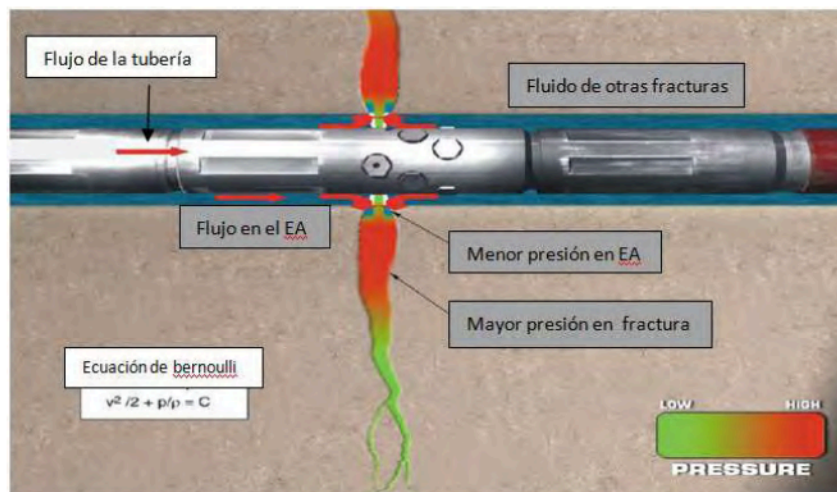


Fig. 3.24. Fractura con SurgiFrac

La presión del espacio anular (EA) es extremadamente importante y los gastos de fractura pueden ser suplementados con la inyección por el espacio anular una vez que la fractura fue creada. No es necesario aislar las fracturas.

Ventajas:

- Sólo se utiliza en pozos con agujero descubierto.
- En pozos horizontales y verticales
- Se hace cuando el yacimiento está muy dañado.
- Se utiliza ácido para romper la roca y hacer canales conductivos para que produzca.

Desventaja

- Se usa sólo en formaciones muy consolidadas, como la caliza.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

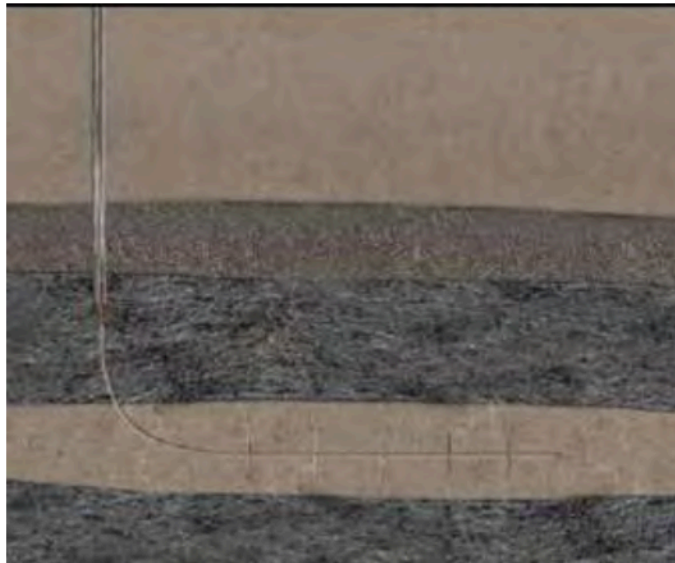
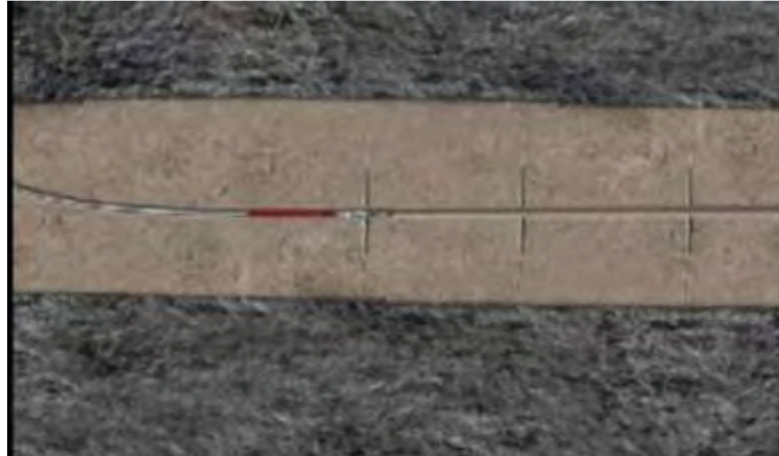


Fig. 3.25. SurgiFrac en pozos con agujero descubierto

En pozos horizontales

En pozos horizontales con agujero descubierto, grandes superficies de pared están expuestas causando fuertes pérdidas de fluidos, especialmente si hay fracturas naturales. Por eso, la estimulación tiene limitaciones para los fracturamientos poco rentables y para la eliminación del daño en el pozo por medio de tuberías, como la TF.

En estos pozos el gasto debe ser muy grande para realizar las fracturas, pero no se puede controlar el lugar de la fractura.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Limitaciones del Surgi Frac

La habilidad del Surgi Frac es tener una posición precisa y el control del inicio de la fractura, esto es definitivamente un rasgo único. Sin embargo, el tratamiento no es para todo y es ajustable para todas las situaciones. Muchos de los pozos no son candidatos para SurgiFrac, ya que usa un tubo dentro de otro tubo, lo que reduce la capacidad de flujo para los tratamientos de fractura.

La alta permeabilidad en el pozo es también un problema para esta técnica. Y no se recomienda el uso del SurgiFrac. Esto depende de la presión del pozo cerca de la fractura, está muy claro que la pérdida del fluido puede estar fuera de control rápidamente. Obviamente, remediar esta situación sigue siendo una opción, usando técnicas mecánicas de aislamiento.

Una clara ventaja es que este proceso es capaz de iniciar correctamente la fractura.

d) Cobra Jet Frac*- HydraJet con empacador

CobraJet Frac es una técnica de perforación y fracturamiento usado para la estimulación de múltiples zonas individuales. El BHA consiste en un empacador y la herramienta del HydraJet es bajada a la zona más profunda a través de la TF. Las perforaciones se realizan usando la herramienta de chorro, y el tratamiento de estimulación es bombeado por el espacio anular (EA). El BHA es movido a la siguiente zona, y le proceso se repite.

- Los tratamientos no son muy agresivos, tales como: fracturas acidas y con fluidos energizadores.
- No tiene límite de profundidad o de temperatura
- Se recomiendan TF's de 1 ¾" hacia arriba
- Las TR's de 4 ½" 5 ½" a 7"
- Se han realizado más de 130 tratamientos

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

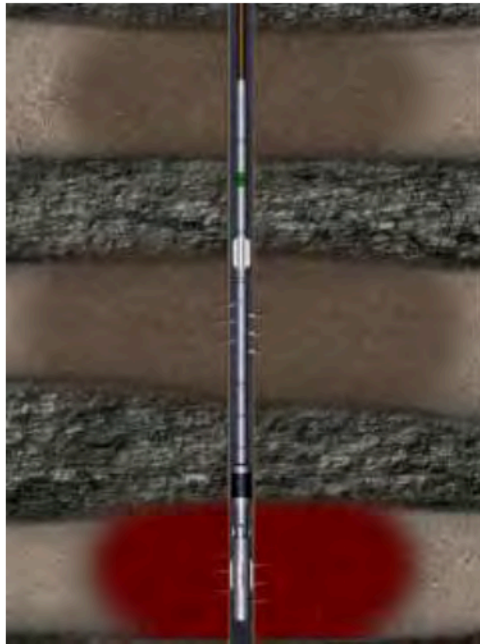


Fig. 3.26. CobraJet Frac

Procedimiento típico de los trabajos con CobraJet Frac

- Prueba de presión de todo el equipo de superficie
- Correr en el agujero con la TF mientras el EA es abierto a la presa- posicionar el BHA en la primera perforación (usualmente el más profundo).
- Colocar el empacador y hacer las perforaciones con el HydraJet a través de la TF.
- Circular en reversa para garantizar que un fluido limpio es utilizado para iniciar el fracturamiento.
- Fracturar estratégicamente en el sitio por el EA
- Reposicionar el BHA en el siguiente intervalo.
- Repetir el proceso en todo el pozo y sacar del agujero (POOH- put out of hole).

Limitaciones operacionales

- Por lo general requiere un tamaño de TF de 1.75 pg mínimo. Debido a los gastos de bombeo requeridos por la herramienta HydraJet.
Nota: los fluidos de fracturamiento no son bombeados por la TF.
- Apto para agujero con TP, verticales y pozos desviados arriba de 60°.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

- Limitación de profundidad actual de 10000 pies.
- Actual presión diferencial del empacador limitada a 7500 psi.
- Herramientas disponibles para TP de 4 ½" y 5 ½" - y próximamente de 3 ½" y 7".
- Si el pozo es incapaz de sostener una columna de fluido, se necesita tomar consideraciones especiales, como circulación inversa con N2 o el uso de la pérdida de circulación de materiales para ayudar a mantener la columna de fluidos en el EA. Mantener una columna de fluido en el EA permite monitorear la presión de tratamiento que te va a asegurar que no se tiene comunicación en el agujero.

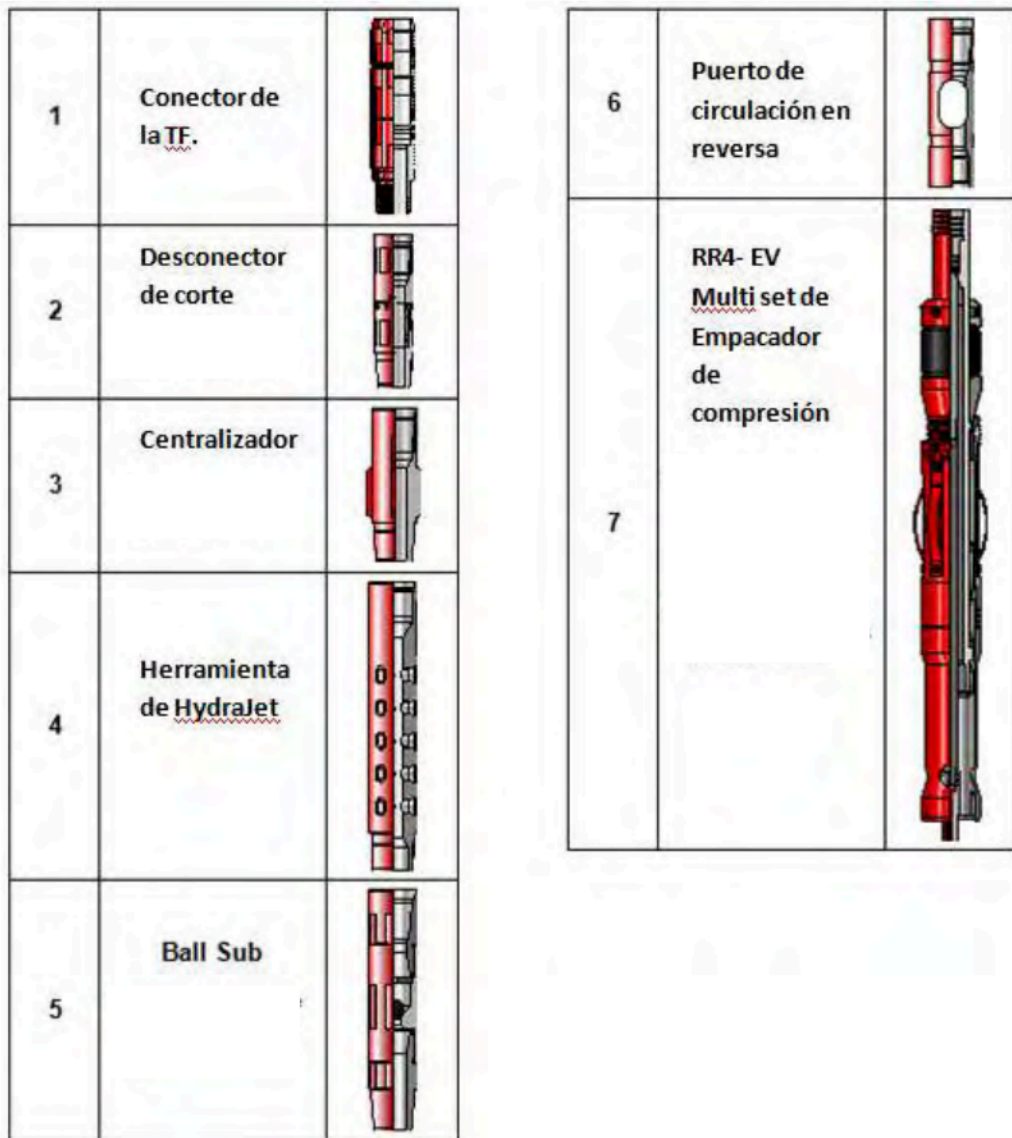


Fig. 3.27. Partes del BHA CobraJet Frac

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

e) CobraElite*

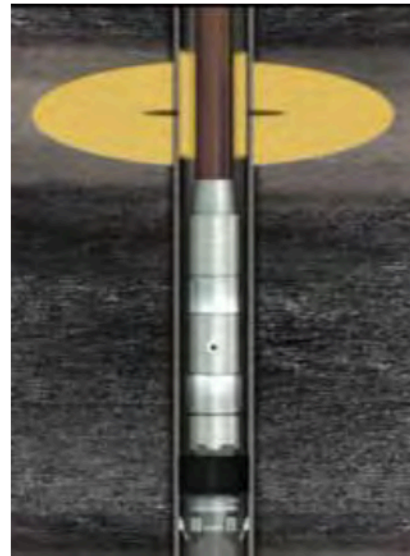
RamElite*

Para pozos verticales no disparados y cementados con múltiples intervalos, los trabajos hidráulicos utilizados por el servicio de RamElite requieren un tapón intermedio que se posiciona por debajo del intervalo que será tratado. Después del servicio de perforación HydraJet, el tratamiento de fractura es bombeado por el EA. Después el tapón intermedio es movido debajo del siguiente intervalo y el proceso se repite.

Las ventajas del proceso son las siguientes: un número ilimitado de etapas, total aislamiento del pozo abajo del tapón intermedio, y no deja lugar a los tapones de arena para limpiar después del tratamiento de fractura.

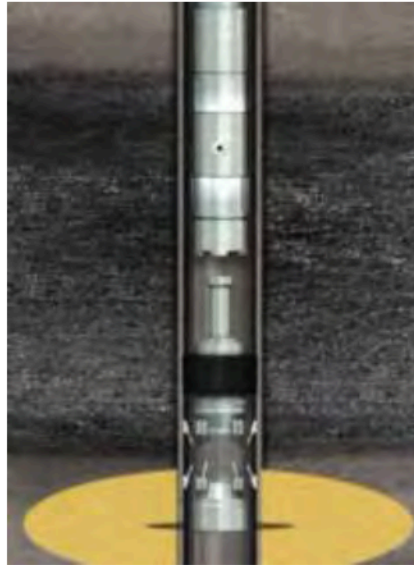


a) Se coloca empacador y se fractura



b) Se bombea apuntalante por EA

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE



c) Se coloca empacador en la sig. posición

Fig. 3.28. Proceso del RamElite; a), b) y c)

RamMax*

Para pozos no disparados, terminaciones cementadas en pozos verticales, el proceso es ejecutado con los trabajos hidráulicos y con la herramienta BHA. Es el mismo proceso que el CobraMax (Fig. 3.21), no hay empacadores o dispositivos mecánicos para poner. Esta combinación remueve virtualmente todas las limitaciones de profundidad para el pinpoint stimulation.

Para este proceso, el BHA es movido al primer objetivo y la perforación es llevada a cabo con el HydraJet. El EA es cerrado para permitir que se hagan las perforaciones, y el tratamiento de fractura es bombeado a través del EA.

Durante el tratamiento de fractura, la tubería es movida encima del intervalo tratado y actúa como una tubería muerta para los diagnósticos de fractura. Una etapa final de fluido con apuntalante no activado con alta concentración de apuntalante es bombeado para inducir un empacamiento cerca del pozo que además mejora la conductividad y actúa como una desviación de los tratamientos del pozo.

Cuando todos los intervalos han sido tratados, el pozo es limpiado con la unidad del HydraJet y puede ser a chorro o circulando para recuperar el fluido de tratamiento.

*Marca registrada por HALLIBURTON

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

RamStraddle*

Halliburton ha desarrollado la tecnología del servicio de fracturamiento RamStraddleSM para pozos profundos verticales predisparados con múltiples intervalos. Se comienza desde el intervalo más profundo, primero se coloca un empacador en ambos lados del intervalo, que elimina limitaciones de presión y profundidad. A demás, la habilidad de circular en reversa entre los empacadores sin moverlos permite una fácil recuperación en un arenamiento. Los tratamientos de fractura son entonces bombeados a través de las juntas de tubería.

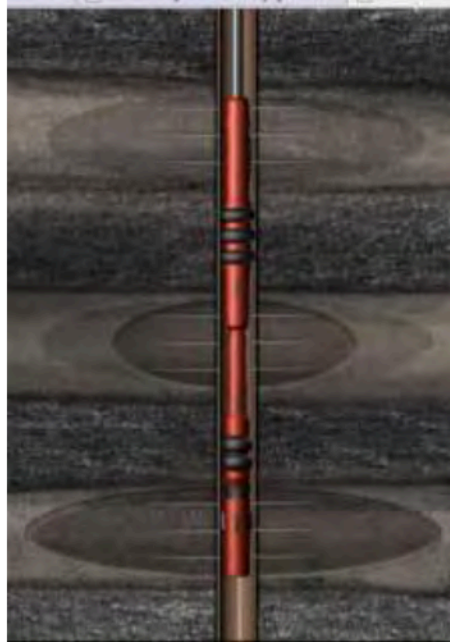
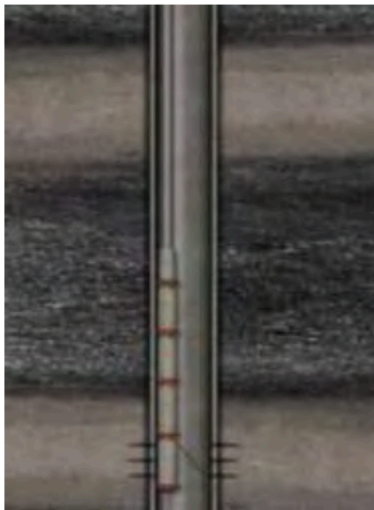


Fig. 3.29. Herramienta y proceso de RamStraddle

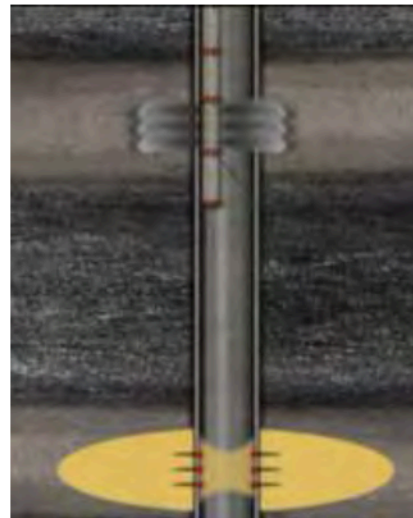
f) RapidFrac*

El servicio de RapidFrac utiliza pistolas convencionales para hacer las perforaciones y permanecen en la tubería durante las operaciones de fractura. Cada que se completa un tratamiento de fractura, se bombean una bolas sellantes para taponar temporalmente las perforaciones que se abrieron.

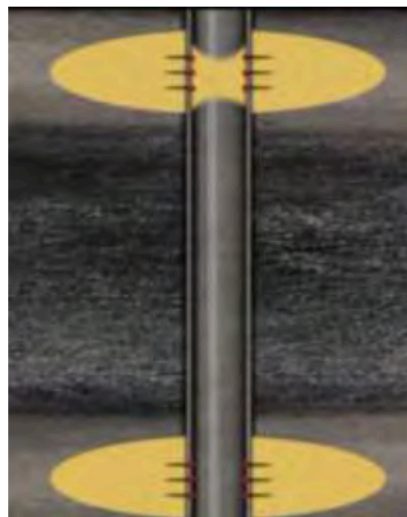
FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE



a) Se baja la pistola y se dispara



b) Se bombea apuntalante y las bolas para sellar los disparos y se dispara el sig. intervalo



c) Se vuelve a bombear apuntalante y se sellan los disparos con las bolas

Fig. 3.30. Proceso RapidFrac

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

g) Delta Stim*

Diseñado para terminaciones cementadas que requieren un tratamiento agresivo con apuntalante o ácido, el sistema de Delta Stim utiliza camisas deslizables.

En el sistema de terminación con Delta Stim Easywell Swellpacker (ESP), las camisas son corridas en liners no cementados con el sistema de aislamiento (ESP) para aislar los intervalos (Fig.3.31).

Las camisas del Delta Stim pueden ser desplazadas usando bolas o con deflectores, también pueden ser abiertas o cerradas con una herramienta de desplazamiento hidráulico corrido con la TF. El tratamiento de fracturamiento es bombeado por el EA. Con este método, el número de fracturas es prácticamente ilimitado.

En el sistema de terminación Delta Stim SoluCem cemento soluble al ácido (CSA), las camisas son corridas en un liner y son cementadas en su lugar con el CSA (Fig.3.32). Antes de fracturar, un ácido se gotea por la TF para remover el cemento de los puertos de las camisas del Delta Stim que han sido abiertas. El tratamiento de fractura es bombeado por el EA. Luego la camisa se desliza para cerrar.

Este proceso continúa hasta que todas las fracturas deseadas fueron creadas. Con este método, el número de fracturas es prácticamente ilimitado. En el caso de un arenamiento prematuro, el pozo puede ser limpiado inmediatamente con la TF que aún se encuentra en el pozo.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

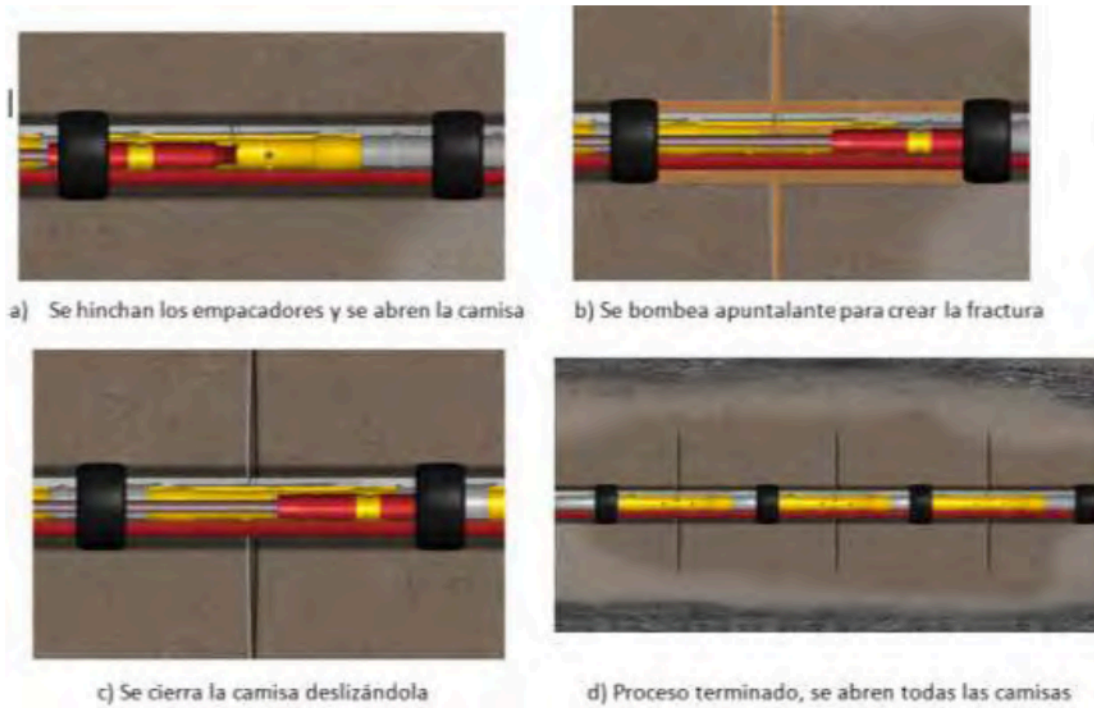


Fig. 3.31. Proceso de Delta Stim (ESP)

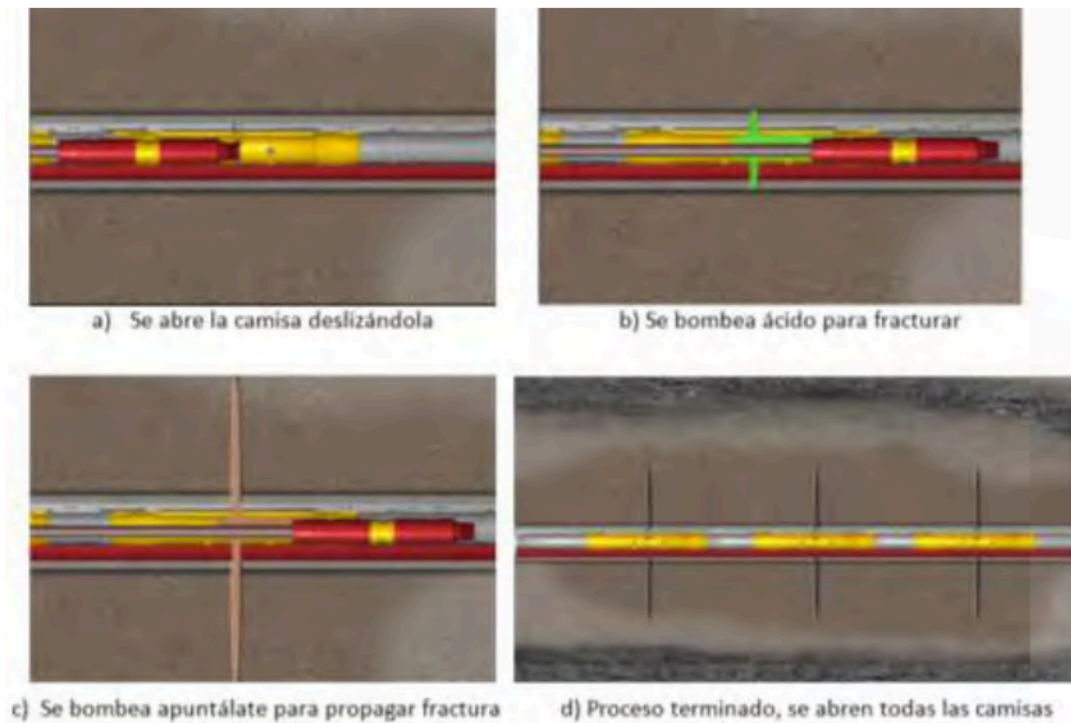


Fig.3.32. Proceso Delta Stim (CSA)

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

III.5.1 Diferencias entre un fracturamiento convencional y un Fracturamiento Selectivo con TF.

En este caso se enfocó al proceso SurgiFrac.

CONVENCIONAL		SURGIFRAC	
Días	Operación	Días	Operación
1er intervalo		1er intervalo	
1	Calibrar, disparar intervalo	2	Mover equipo de fracturas y tubería Flexible al pozo e instalarlo y probarlo.
1	Fluir pozo	1	Ejecución del trabajo con tecnología SurgiFrac del primer intervalo, con secuencia de operación incluyendo las perforaciones de la tubería, prueba de inyección, fracturamiento del intervalo, colocación del tapón de arena.
1	Tomar registro de presión		
1	Prueba de inyección		
1	Fluir pozo		
1	inducir		
1	Fracturar intervalo		
1	Limpiar pozo con TF e inducir		
2	Fluir pozo		
1	Medir pozo (producción después de la fractura)		
2do intervalo			
1	Colocar tapón perforable	1	Ejecución del trabajo con tecnología SurgiFrac del segundo intervalo, con secuencia de operación incluyendo las perforaciones de la tubería, fracturamiento del intervalo, colocación del tapón de arena.
1	Probar tapón presión		
1	Calibrar, disparar intervalo		
1	Fluir pozo		
1	Tomar registro de presión		
1	Prueba de inyección		
1	Fluir pozo		
1	Inducir		
1	Fracturar intervalo		
1	Limpiar pozo e inducir		
2	Fluir pozo	3er intervalo	
1	Medir pozo (producción después de la fractura)	Ejecución del trabajo con tecnología SurgiFrac del segundo intervalo, con secuencia de operación incluyendo las perforaciones de la tubería, fracturamiento del intervalo, colocación del tapón de arena.	
3er intervalo			
1	Colocar tapón perforable		
1	Probar tapón presión	2	Fluir pozo
1	Calibrar, disparar intervalo	1	Medir pozo (producción después de la fractura)
1	Fluir pozo		
1	Tomar registro de presión	1	Poner a producción los 3 intervalos
1	Prueba de inyección		

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

CONVENCIONAL			SURGIFRAC
1	Fluir pozo		
1	Inducir		
1	Fracturar intervalo		
1	Limpiar pozo con la TF e inducir		
2	Fluir pozo		
1	Medir pozo (producción después de la fractura)		
2	Moler tapones y poner a producir los 3 intervalos		
39	Total de terminación convencional	7	Total de terminación con SurgiFrac

Tabla 3.1

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

III. 6 Contingencias

Introducción

Una de las metas de aplicar el proceso Pinpoint es la reducción de riesgos. Proveer este beneficio requiere planes de contingencia para eventos causados por fallas de equipo o cambios inesperados en las condiciones de formación. Los problemas potenciales en estos trabajos son listados a continuación.

Paro de equipo

Si la unidad de tubería flexible o cualquier equipo de fractura fuga durante la operación causará un retraso en el trabajo, se debe circular el pozo hasta observar retornos limpios y libres de partículas que puedan asentarse en los alrededores de la herramienta.

La formación rompe mientras se hace el corte

Si se observan retornos significativos en la presa continuar con la operación como está diseñada. Si se pierde el retorno como resultado del rompimiento de la formación, cerrar el espacio anular para alinearlo a las unidades de bombeo (manteniendo el gasto a través de la tubería) y comenzar a bombear por anular incrementando el gasto tan rápido como sea seguro y posible operativamente. Cuando el gasto diseñado de fractura ha sido establecido disminuir el gasto en TF al mínimo diseñado.

Jets Tapados

Cuando la presión registrada en la TF es significativamente mayor que la que se manifestó momentos antes al mismo gasto (> 1,000 psi) los jets pudieran estar tapados. Como primer paso, circular en inversa un volumen por la TF para remover cualquier sólido que se haya alojado dentro de los jets. Si la circulación inversa no resulta, se puede realizar un incremento súbito del gasto en la tubería, siempre y cuando las presiones se mantengan dentro de los límites para la tubería utilizada. Para las operaciones de CobraMax*, la presión se debe mantener a un nivel en el cual no se comprometa el tapón de arena debajo de las herramientas. Si ninguna de estas medidas es exitosa, se deberá sacar la herramienta del pozo, inspeccionar los jets y cambiar las herramientas.

No hay que confundir la presión por fricción con un jet tapado. Usualmente se utiliza agua para circular al inicio de una etapa de corte. Esto puede ocasionar que la presión en la tubería flexible sea significativamente más alta que la que típicamente se ve con agua "FR" o Gel lineal.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Caída súbita de Presión

Si se observa una caída instantánea de presión de +/- 1,500 psi puede ser debido a un jet dañado. Este tipo de caída de presión se observa usualmente en trabajos SurgiFrac*, después de que varios cientos de miles de libras de arena, han pasado a través de los jets. Si se observa una caída de presión, se debe incrementar el gasto en el espacio anular (si lo permite), abrir pozo y terminar el trabajo si ya no queda un gran volumen de arena por bombear. Después del trabajo, sacar la herramienta del pozo, y remplazar los jets y el sub, de lo contrario no se tendrá suficiente caída de presión para la divergencia o el corte de las perforaciones en las próximas etapas. Durante el sacado de la herramienta del pozo, se deberá tener precaución por cualquier hoyo que se haya podido crear en la tubería.

Arenamiento Prematuro

Nota: Siempre hay que tener el anular libre de apuntalante.

Operaciones CobraMax*

Jalar la herramienta por encima del apuntalante mientras se circula en forma inversa. Ya una vez por encima del apuntalante hacer un RIH en la siguiente zona de interés, hay que bombear a una la velocidad necesaria para levantar el apuntalante hacia la superficie. Apagar el Equipo de bombeo y dejar el remanente de apuntalante que se asiente para crear un tapón de arena.

El tapón de arena no asienta.

Verificar que los gastos de asentamiento son congruentes con la cantidad de tiempo en que las operaciones fueron terminadas para permitir asentar la arena. Si se determinó que el tiempo ha sido adecuado y el tapón de arena no consolida, determinar la cima del tapón mediante la tubería flexible y calcular el volumen de arena requerida para llenar la TP hasta la profundidad deseada. Bombear un segundo tapón de arena del volumen calculado más un 50% (se ha llegado a bombear un excedente de hasta el 100%). Para pozos verticales: Circular de manera inversa el tapón excedente y colocarlo mediante herramientas aproximadamente en la profundidad del siguiente intervalo. Cuando la arena llegue a la herramienta, parar y jalar las herramientas a través del tapón. Para taponos de arena horizontales, jalar la TF hasta una sección vertical antes de circular de manera inversa el tapón por el espacio anular. Una vez que la arena llegue a la herramienta, parar y forzar el tapón hacia los perforados. Si el tapón no consolida después de darle el tiempo adecuado, reenviar otro tapón siguiendo los pasos descritos arriba para el segundo tapón. Si esto falla, considerar la utilización de un tapón tipo puente para asilamiento.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Herramientas atrapadas

Determinar si es que las herramientas están atrapadas como resultado de un diferencial o como resultado de restricciones. El atrapamiento por diferencial solo ocurrirá si la tubería fue dejada estática por lo menos un momento corto, en el que el fluido entre la tubería y la pared se filtra. Determinar siempre si es que la tubería estuvo estática, si fue así examinar en lo posible la información y antecedentes del pozo para identificar los intervalos en los que se tuvo pérdida de fluido. Realizar una prueba de esfuerzos en la tubería de perforación para determinar la profundidad en que la tubería está atrapada y ajustar la profundidad con el intervalo que fue identificado como zona de pérdida de fluido. Si la tubería queda atrapada mientras está en movimiento, el problema no es causado por diferenciales y es probable que sea resultado de un atrapamiento diferente, o más frecuentemente como resultado de restricciones.

Para herramientas atrapadas por diferencial (más frecuentemente en agujero abierto, SurgiFrac*), se debe practicar equalizar las presiones en el fondo (esto puede incluir un periodo de espera de más de 24 horas) mientras se bombea a gasto mínimo. Monitorear la tubería mientras se está forzando el fluido en el fondo. De otro modo, el primer paso para liberar herramientas atrapadas puede ser circular al menos un volumen anular o hasta que no se vea retorno de arena en la superficie. Monitorear la tubería mientras las presiones se equalizan en el fondo. Recircular de manera inversa si es necesario y hacer un intento de levantar la tubería, pero las presiones no deberán exceder la presión de colapso de la tubería. Después del levantamiento, hacer una circulación inversa de la tubería.

La arena debe estar solo unos pocos pies debajo de la herramienta. Para ayudar a evitar que la tubería quede atrapada cuando se para el bombeo, especialmente después de un avenamiento agresivo, continuar bombeando por el anular al mismo gasto por unos 30-40 segundos. Esto desplazará la arena debajo de la herramienta o dentro de la fractura y no será causa de un sobre desplazamiento, ya que básicamente empuja la arena que queda en la herramienta. Cuando se han probado todos los métodos para liberar la herramienta se mueve la sarta de tubería y se saca del agujero. Se pueden iniciar procedimientos de pesca mientras se extrae la tubería del agujero.

Perforados Incapaces de admitir después del jeteo

Limpiar el pozo de cualquier rastro de arena usada para perforar, por mínimo que sea el volumen. Cuando el pozo es limpiado, usar el jet con fluido limpio por 5 a 10 minutos. Considerar usar aproximadamente unos 200 galones de HCL al 15% si la formación lo permite. Si aún no hay admisión subir y cortar nuevamente a una profundidad aceptable de acuerdo con los registros.

FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Incapacidad de desplegar las Herramientas a Través del Cabezal del pozo (Árbol)

Asegúrese de que la válvula maestro se encuentra abierta. Si se está realizando CobraJet*, asegúrese de que el empacador no se está asentando en el árbol como resultado de ciclamiento debido a cambios de ID en el Árbol. Para las demás tecnologías, incluyendo CobraJet*, considere instalar una conexión de nudillo para permitir el movimiento de la sarta de herramientas independientemente de la tubería flexible. Considere la utilización de una tubería enderezadora para las operaciones subsecuentes. Asegúrese de que todas las pestañas en el árbol tienen biseles.

Incapacidad de Bombear hacia afuera la arena de corte.

Asegúrese de que el volumen de lavado fue adecuado para que una fractura dominante se haya establecido antes de que la arena entre a la tubería. Se recomienda que la arena de corte se desplace para que se encuentre aproximadamente 1,500 ft por arriba de la sarta de herramientas antes de que el tratamiento de fractura comience. Esto no solo ayudara a obtener el gasto designado antes de que la arena de corte entre, también asegurara que solo fluido limpio se encuentra alrededor de la herramienta de fondo así si el bombeo se para entre la etapa de corte y el tratamiento de fractura nos permita cambiar las válvulas.

De ser necesario, circular la arena de corte fuera del pozo antes de iniciar el trabajo de fractura. El camino por el cual la arena de corte se circula deberá ser aquel que tenga el menor volumen. En alguna ocasión, el gasto deberá ser mantenido a través de la tubería para ayudar a la arena de corte a entrar en la formación por la alta velocidad del fluido que sale de los jets. Cuando el colchón llegue a la formación, el gasto se deberá disminuir en la tubería flexible de acuerdo a lo diseñado.

Estranguladores Tapados

Pare las bombas y cierre los estranguladores. Cambiar a estranguladores manuales. Porque la presión que posiblemente este atrapada en el estrangulador. Si esto causa un retraso en el trabajo, circule el pozo hasta que regrese solo fluido limpio y libre de residuos que se puedan asentar alrededor de las herramientas. Posicione la tubería y los preventores hasta que la herramienta esté lista para continuar con la operación.

Lavado de Estranguladores.

Usualmente se indica por el cierre de los estranguladores para mantener la presión. Pare bombeo y cambie a estranguladores manuales. Si esto causa un retraso en el trabajo, circule el pozo hasta que regrese solo fluido limpio y libre de residuos que se puedan asentar

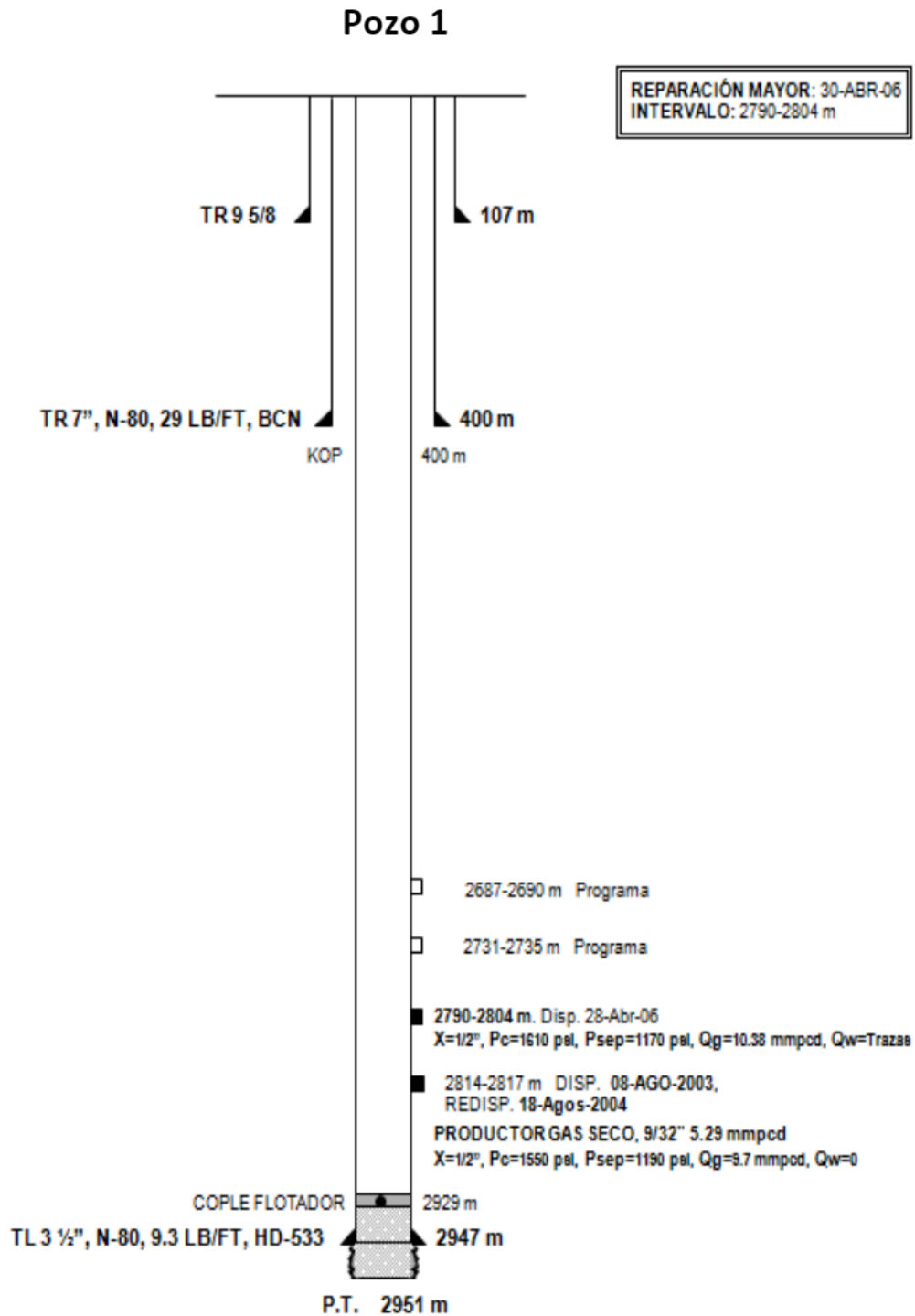
FRACTURAMIENTO SELECTIVO CON TUBERÍA FLEXIBLE

alrededor de las herramientas. Posicione la tubería y los preventores hasta que la herramienta esté lista para continuar con la operación.

CAPÍTULO IV

Ejemplos de Aplicaciones

EJEMPLOS DE APLICACIONES



EJEMPLOS DE APLICACIONES

Ejemplo 1.-

El pozo 1 consta de cuatro intervalos, dos ya disparados y dos por disparar. Se hace la suposición de que los intervalos son areniscas.

Si se necesitara re disparar uno de los intervalos que están a la profundidad de (2790-2804) m y (2814 a 2817) m, la técnica propuesta para llevar a cabo el fracturamiento selectivo consiste en el proceso CobraFrac, ya que sólo se necesita limpiar los disparos, y tiene una profundidad no mayor a los 3000 m, esto significa que los empacadores no corren el riesgo de dañarse.

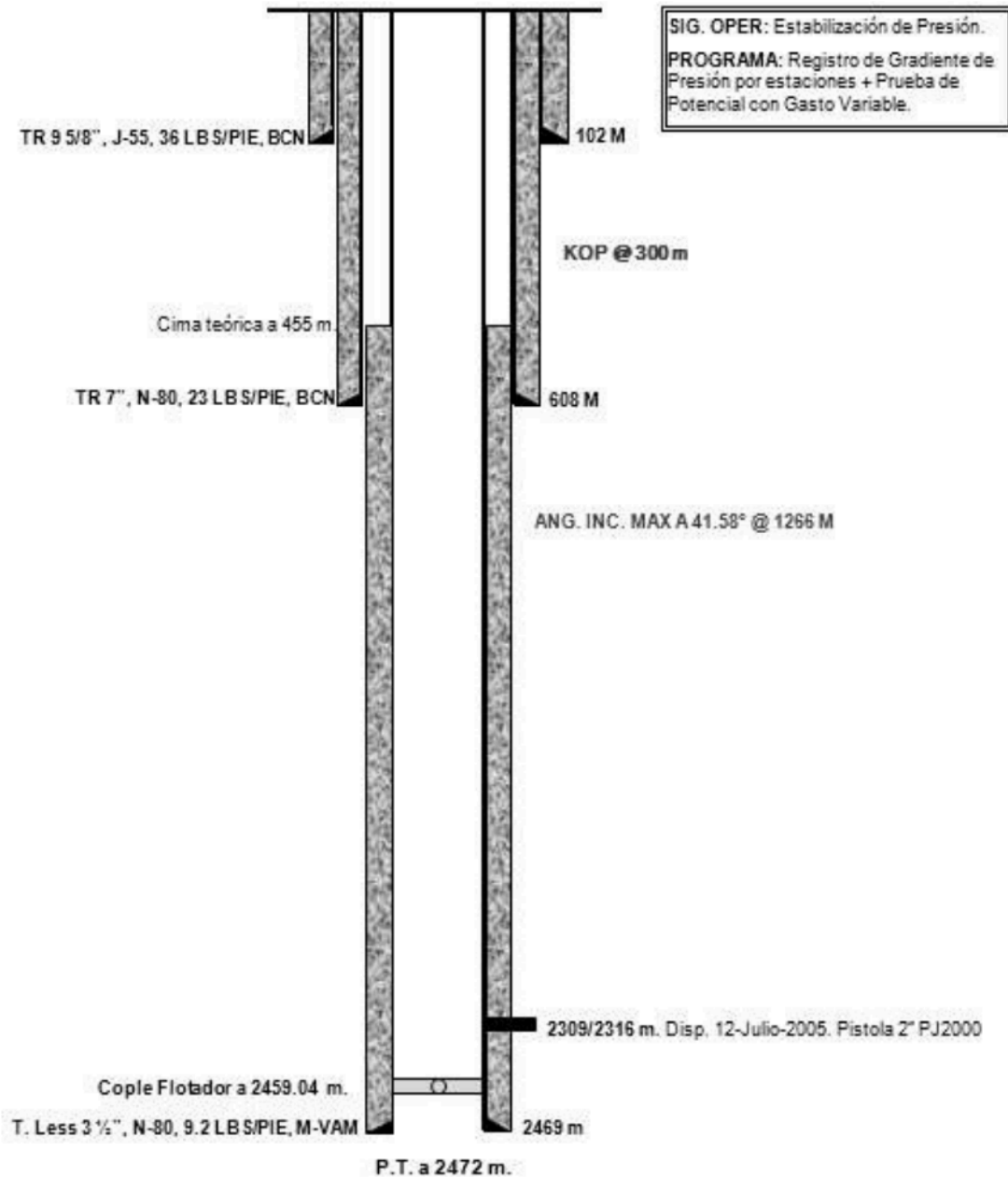
La herramienta puede bajarse con la tubería flexible por ser el agujero de tamaño reducido, y con ella se puede posicionar la herramienta en el lugar correcto. El tratamiento se bombea por la TF.

Y para disparar los intervalos que van de 2687 m a 2690 m y de 2731 a 2735 m. y haciendo la suposición de que hay más intervalos que se quieren disparar arriba de los anteriores utilizaríamos para el fracturamiento selectivo el servicio de CobraMax, ya que posee la herramienta de chorro HydraJet, el cual es bajado por la herramienta de tubería flexible aplicando la técnica de Pinpoint la cual consiste en levantar la sarta y situar el HydraJet en la cara del intervalo de interés permitiendo con ello hacer las perforaciones en la tubería y fracturas óptimas en los pozos.

En este proceso, el tratamiento es bombeado por la TF y el espacio anular entre TP y la TF, y utiliza como medio de aislamiento un tapón de arena.

EJEMPLOS DE APLICACIONES

Pozo 2



EJEMPLOS DE APLICACIONES

Ejemplo 2.-

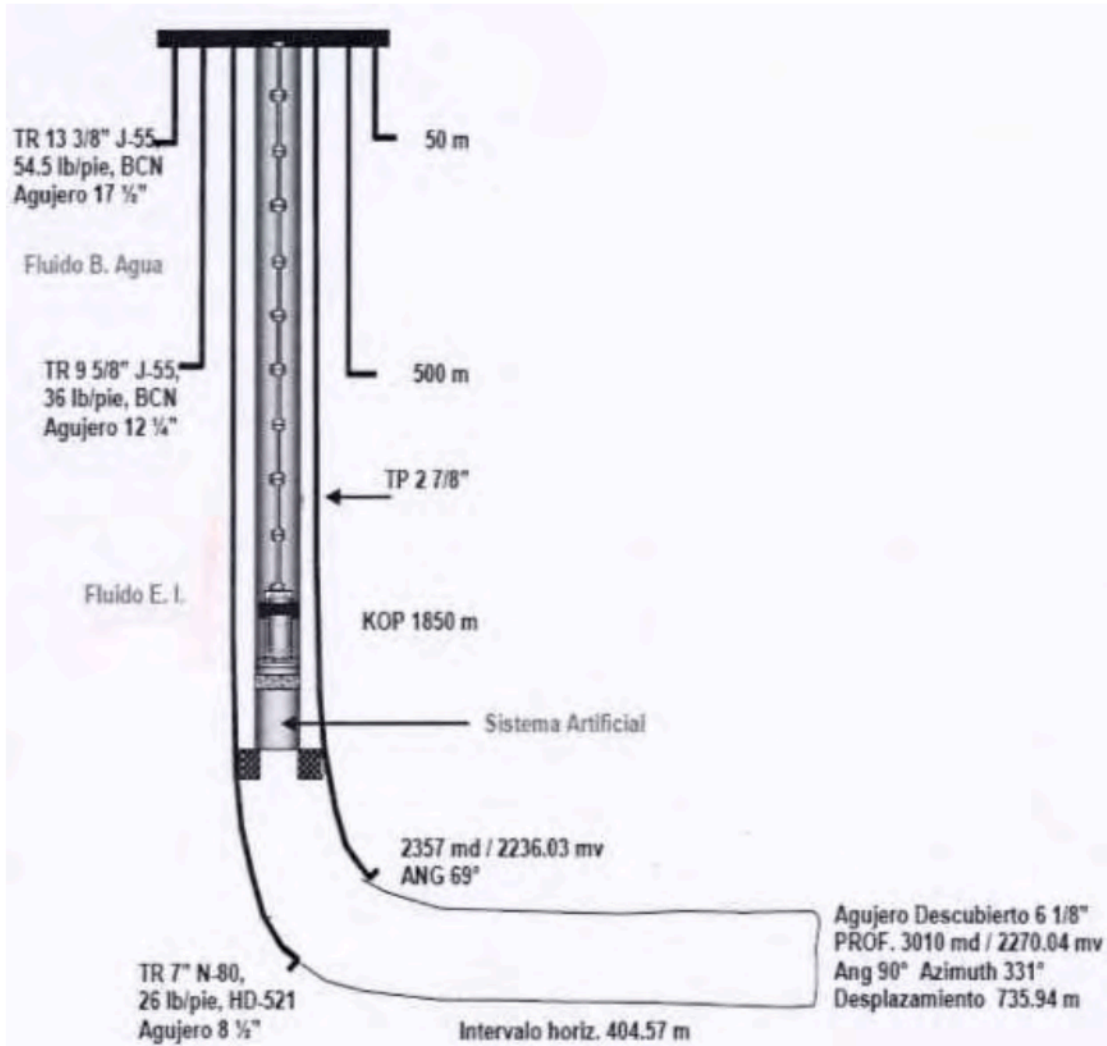
El pozo 2 es un pozo desviado, y cementado, el cual consta de un intervalo, que podemos suponer que requerimos disparar, el cual se encuentra a una profundidad de 2309 a 2316 m.

Esto se puede lograr con un trabajo convencional, ya que sólo se trata de un intervalo, y para recurrir al pinpoint se necesita más de 2 intervalos.

Si se quisiera disparar otros intervalos se sugeriría trabajar con el CobraMax. Se introduce con la TF, utiliza el HydraJet para hacer las perforaciones en la tubería y se bombea el tratamiento por el EA. Al finalizar el primer fracturamiento se coloca un tapón de arena, y se continúa con el siguiente intervalo de interés. Lo anterior para mejorar la conductividad y obtener una mayor producción.

EJEMPLOS DE APLICACIONES

Pozo 3



EJEMPLOS DE APLICACIONES

Ejemplo 3.-

El pozo 3 es un pozo horizontal, en agujero descubierto. Actualmente cuenta con un sistema artificial, mismo que tendrá que ser retirado para realizar la operación de fracturamiento.

En este pozo se sugiere realizar el multi fracturamiento selectivo con el proceso SurgiFrac, al ser agujero descubierto y tener roca consolidada. Este proceso cuenta con la herramienta HydraJet para realizar las perforaciones de la roca.

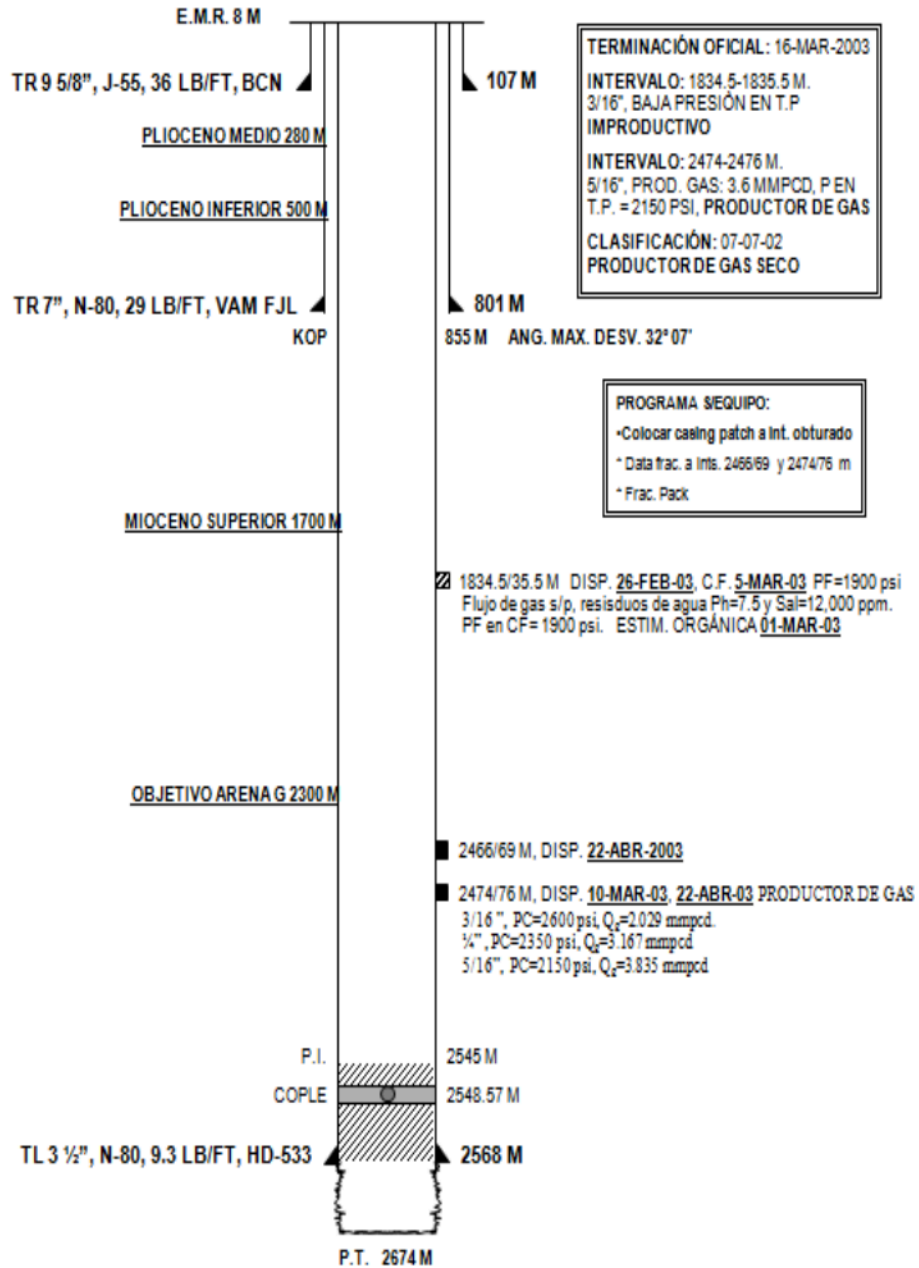
Se puede realizar la operación con tubería de trabajo o con la TF. El tratamiento se bombea tanto por la TF como por el espacio anular.

Con el empleo de éste proceso se pueden hacer las perforaciones en la tubería y llevar a cabo fracturas óptimas, sin utilizar ningún tipo de tapón mecánico ni de arena que después tenga que ser removido.

Se hacen correlaciones con los registros para saber qué zona es la adecuada y para proponer el número de fracturas que se necesitarán, esto con un análisis nodal para conocer el potencial del pozo.

EJEMPLOS DE APLICACIONES

Pozo 4



ÁRBOL DE VÁLVULAS: 9 5/8" X 7" X 3 1/2", S-5000

020603

EJEMPLOS DE APLICACIONES

Ejemplo 4.-

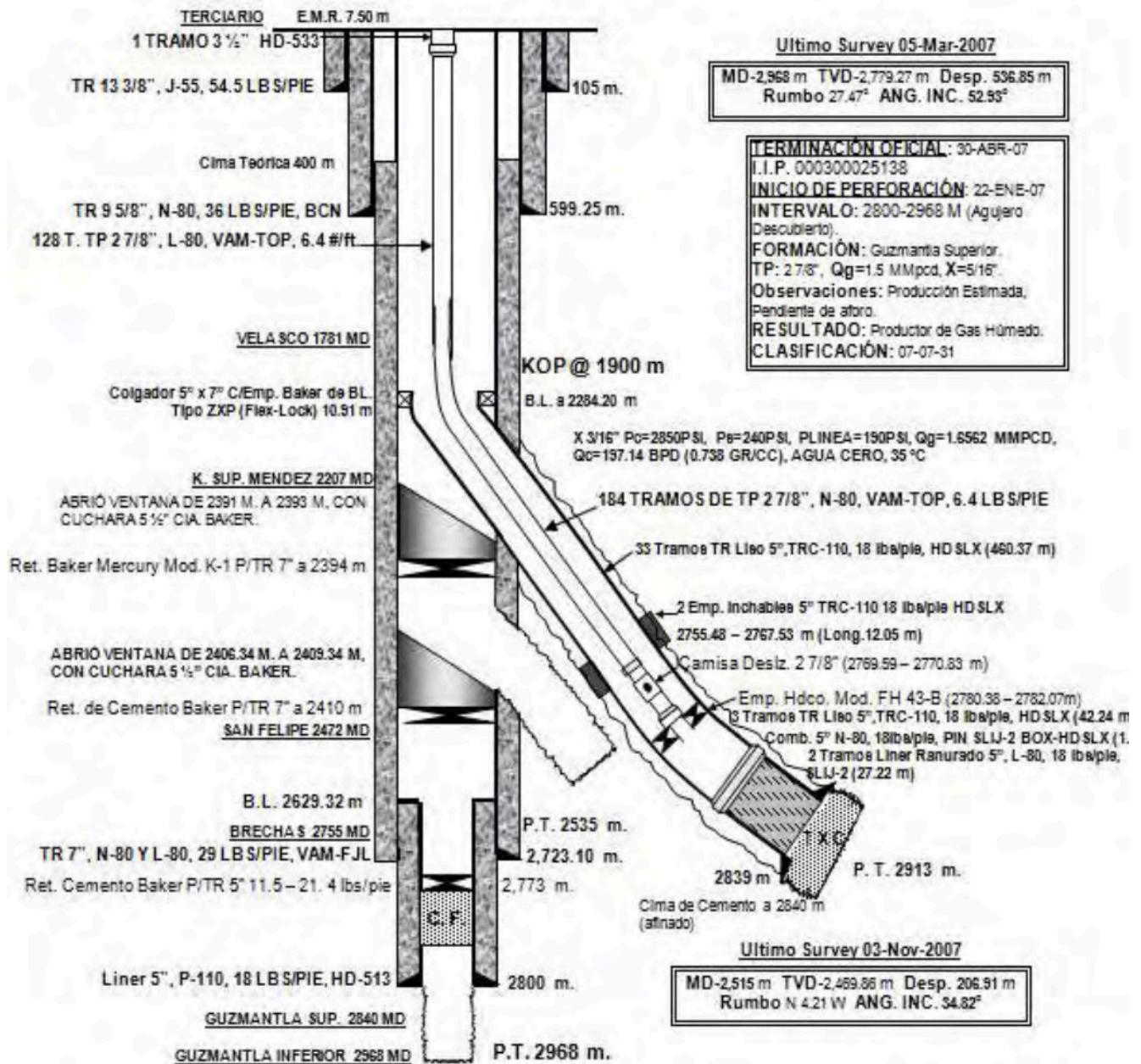
El pozo 4 es un pozo desviado, disparado en los intervalos 2474 a 2476 m, 2466 a 2369 m y de 1834.5 a 1835.5 m.

Para realizar redisparos en los intervalos anteriores se sugiere llevar a cabo el trabajo con el proceso CobraFrac. Se realiza primero en el intervalo más profundo, para aislar el intervalo se utilizan los empacadores que tiene la herramienta, y se limpian las perforaciones anteriores de la tubería con la herramienta a chorro.

O también se sugiere redisparar los intervalos anteriores con el proceso RamStraddle, que utiliza empacadores para posicionar tanto arriba como por debajo del intervalo a fracturar como medio de aislamiento. Se bombea el tratamiento a través de la tubería de trabajo.

EJEMPLOS DE APLICACIONES

Pozo 5



EJEMPLOS DE APLICACIONES

Ejemplo 5.-

El pozo 5 es un pozo que no ha sido perforado y cuenta con un aparejo que tiene una camisa deslizable, misma que tendrá que ser retirada para poder hacer los trabajos de pinpoint. Se pueden realizar tanto en carbonatos como en arenas.

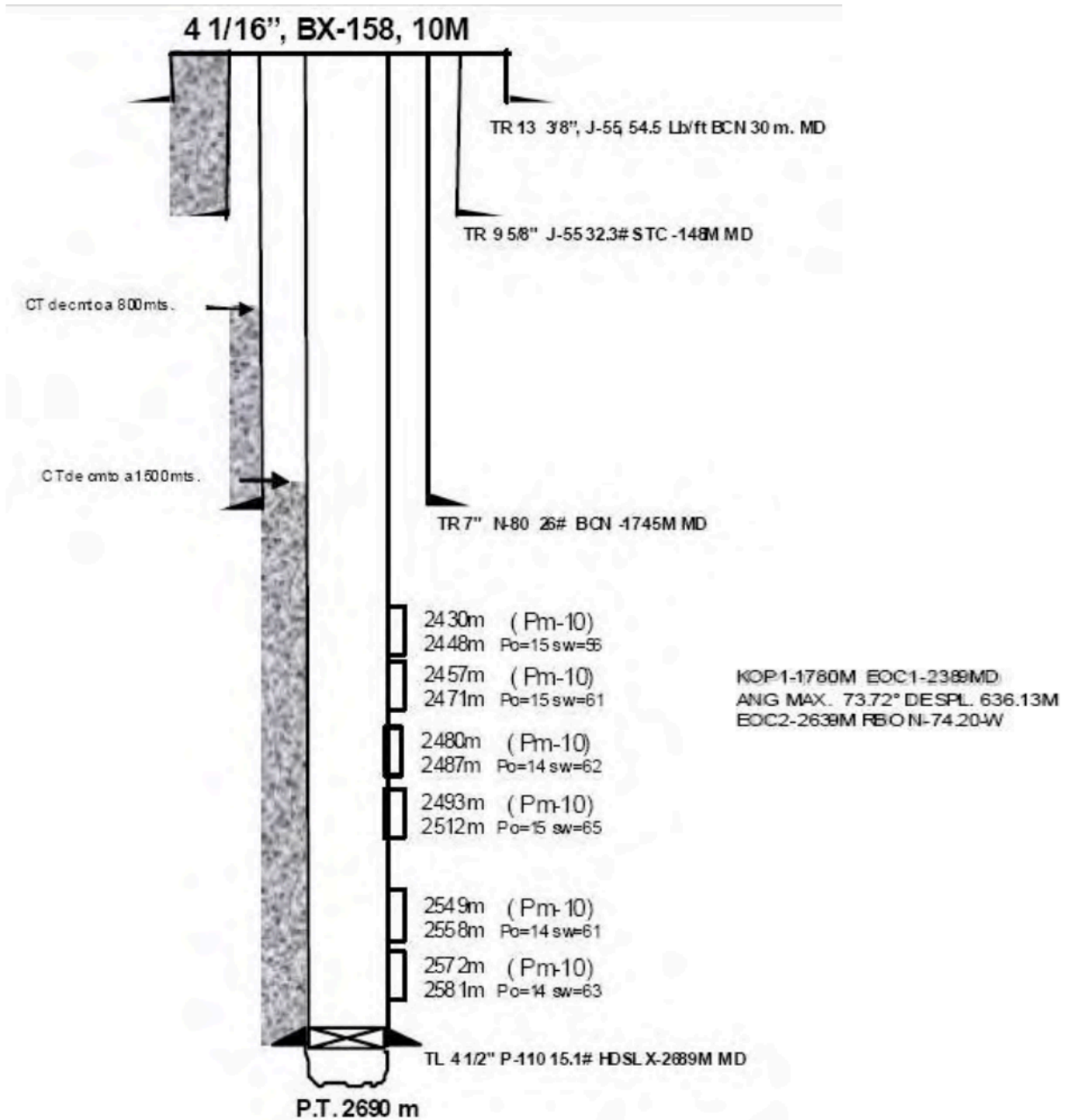
Se sugiere realizar el proceso DeltaStim Easywell Swellpacker, ya que es un pozo desviado. Este proceso utiliza como medio de aislamiento empacadores hinchables con camisas deslizables, y se introduce por medio de la TF o por la tubería de trabajo. Para abrir las camisas se puede utilizar bolas o deflectores.

Se bombea el tratamiento por la tubería de producción a través de las camisas para fracturar la tubería y la roca. Se cierra la camisa para poder hacer la fractura en el siguiente punto de interés. Con este método es posible seleccionar las camisas que se desean abrir, tomando en cuenta los registros de producción, o las que el cliente necesite.

Después de que todas las fracturas han sido realizadas, se abren las puertas de las camisas dejando pasar a los hidrocarburos. En este proceso se puede realizar un número ilimitado de fracturas y las camisas se quedan para siempre en la terminación del pozo.

EJEMPLOS DE APLICACIONES

Pozo 6



EJEMPLOS DE APLICACIONES

Ejemplo 6.-

El pozo 6 es un pozo que no ha sido perforado. Se tienen los intervalos mostrados como sugerencias para realizar el proceso CobraMax. Este proceso viene acompañado con la herramienta HydraJet que permite realizar las perforaciones tanto en la tubería, cemento y roca.

Se utiliza la TF para realizar el trabajo y el tratamiento se bombea por el EA de la TF y la TP. Se usa como medio de aislamiento los tapones de arena, esto elimina la necesidad de poner tapones mecánicos que deben ser removidos después.

Los problemas que se pueden presentar en este pozo es que no se hayan hecho los registros sísmicos adecuados para saber si hay o no alguna falla que pueda ocasionar pérdidas de circulación. O que el pozo esté mal perforado hacia los esfuerzos máximos de la roca, esto hace que sea más difícil fracturarlo porque ejerce mayor resistencia.

CONCLUSIONES

- 1) La tesis cumplió con el objetivo de difundir el conocimiento de las nuevas herramientas y procesos en materia de fracturamiento selectivo y múltiple, que existen en el mercado petrolero actual internacional y se cree tiene aplicación en las condiciones del mercado nacional.
- 2) Actualmente se empiezan a implementar algunos de los procesos en México, en algunos campos de la Cuenca de Burgos en Reynosa y en el área del Paleocanal de Chicontepec en Poza Rica, que son de difícil acceso y que requieren terminaciones rápidas y efectivas para producir de manera óptima varios horizontes. La herramienta utilizada en los procesos es muy versátil, puesto que ésta actualmente puede ser maquinada para la necesidad que se presente en la industria.
- 3) Se espera que en un corto tiempo ya se hayan aplicado muchos de estos trabajos y se pueda transferir este conocimiento a otras áreas de reciente desarrollo como lo son los proyectos de desarrollo del Terciario Marino y terrestre del área de Villahermosa en la Región Sur.
- 4) Es importante resaltar la importancia de introducir este tipo de nuevas tecnologías para la extracción de los hidrocarburos por medio del mejoramiento del porcedimiento de fractura, ya que como se presentó, se puede llevar a cabo el fracturamiento múltiple de varios intervalos en un solo pozo, ya sea vertical u horizontal en unos cuantos días obteniendo mayores ganancias por un periodo de tiempo mucho mayor, gracias a que los procesos que fueron descritos se realizan en menor tiempo y con métodos más eficientes, lo cual es de suma importancia tal sería el caso del área de Chicontepec, donde el tiempo de terminación de un pozo suele tomarse varias semanas.
- 5) También se logró poner al alcance del alumno los conocimientos básicos del fracturamiento hidráulico, para una mayor comprensión de la tesis y para un mejor desarrollo del ingeniero petrolero.

GLOSARIO

Abrasivos: Material que ejerce la acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material o tejido.

Aguas residuales: Es agua contaminada, que constituye un residuo, algo que no sirve para el usuario directo.

Arenamiento: Tapón de arena prematuro en el pozo.

Canal de flujo: Es un canal que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

Daño a la formación: El daño a la formación es la pérdida de productividad (o inyectabilidad) parcial o total, natural o inducida, de un pozo, resultado del contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

Desechos: Es todo material que queda en el pozo considerado perjudicial para éste.

Dureza de la roca: Es la propiedad de la roca de oponer resistencia a la acción puntual sobre ellas (en ocasiones se define como la resistencia que ella ofrece a ser penetrada por un objeto duro).

Elastómero: Tipo de plástico que se caracteriza por recuperar su forma inicial cuando cesa la fuerza que lo altera. Ayuda a controlar la presión del EA del pozo.

Enjarre: Es la formación de una capa de arcilla impermeable por depósito en la pared del agujero.

Esfuerzo de cierre: Es la fuerza que pone la formación para cerrar la fractura.

Fluido fracturante: El fluido fracturante es un fluido que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su fractura. Después el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

Formaciones lenticulares: Son formaciones que quedan atrapadas entre estratos, pero que han sido desgastadas en sus orillas, de tal manera que si hacemos un corte transversal, podemos observarla como un elipse con las orillas más puntiagudas.

Fuerza de compresión: Es la resultante de las tensiones o presiones que existe dentro de un sólido deformable o medio continuo, caracterizada porque tiene a una reducción de volumen o un acortamiento en determinada dirección.

GLOSARIO

Fuerza de tensión: Cuando sobre un elemento actúa una fuerza externa perpendicular a su sección transversal, el efecto que produce es un alargamiento longitudinal al que se le asocia una disminución en la sección transversal.

Granate: Familia de silicatos de hierro, aluminio, magnesio, calcio, manganeso y cromo que se forma alrededor de un tetraedro independiente y se presenta comúnmente como cristales de 12 caras bien desarrolladas.

Horizonte productivo: El estrato geológico del cual se está produciendo.

Permeabilidad de la matriz: Es la permeabilidad que tiene la roca o el yacimiento, en un sistema compuesto por fracturas y matriz.

Pozo vivo: Es el pozo al que se le hace cualquier tipo de reparación cuando sigue fluyendo.

Pozos fluyentes: Son los pozos en los que el yacimiento tiene suficiente presión para subir el aceite a la superficie.

Presión de poro: Se define como la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos. Esta presión es conocida como Presión de formación.

Productividad: Es la capacidad de producción de un pozo.

Recuperación secundaria: Es aquella que se obtiene al inyectar agua (llana) o/y gas natural y se puede recuperar hasta un 50%. Aproximadamente el 90% de los proyectos son de inyección de agua.

Reparaciones: Son todas aquellas intervenciones realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento.

Resistencia de abrasión o a la abrasión: Es la capacidad que tienen algunos materiales en ser de dificultoso desgaste por medios mecánicos.

Resistencia del apuntalante: Es la fuerza que opone el apuntalante a ser comprimido.

Resistencia química: Es la fuerza que opone el apuntalante a ser corroído por los químicos.

Roca elástica: Es la roca en la que las deformaciones producidas por fuerzas externas desaparecen cuando estas fuerzas dejan de actuar sobre ella.

GLOSARIO

Roca homogénea: Es la roca en la que el más pequeño elemento del mismo tiene iguales propiedades físicas del cuerpo total.

Roca isotrópica: Es la roca en la que sus propiedades físicas no cambian con la dirección del cuerpo.

Tubería muerta: Nombre que se le da a la tubería cuando se encuentra en el pozo estática, para permitir la toma de pruebas.

REFERENCIAS

- Un Siglo de La Perforación en México, Tomo 11, *“Terminación Y Mantenimiento De Pozos”*.
- M.I. Carlos Islas Silva, *“Fracturamiento hidráulico de pozos petroleros”*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. octubre 2006. (Inédito).
- Lilia Simona González Maya, *“Apuntes de Terminación de Pozos”*, Facultad de Ingeniería UNAM, 2005.
- Howard G. C., Fast C.R., *“Hydraulic Fracturing”*, New York, Society of Petroleum Engineers of AIME. 1970.
- Schechter, Robert S., *“Oil Well Stimulation”*, Prentice Hall, 1992.
- Basilio Moran Cafusi, *“Fracturamiento Hidráulico de Pozos Petroleros”*, Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 2006.
- Garaicochea P. Francisco, *“Estimulación de Pozos”*, Facultad de ingeniería UNAM, 1980.
- David R. Sarver, W.S.Birk, Julian Drew, et. al., *“La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas”*, 2006.
- www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/spr06/p46_61.pdf -)
- International Coiled Tubing Association (ICotA), *“An introduction to coiled tubing”*, 2005.
- Martínez Cano Javier, *“Tubería flexible”*, Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 2007.
- José Guadalupe Ibarra Quintero, *“Equipo y herramientas empleadas en operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos con tubería flexible”*, Facultad de Ingeniería UNAM, tesis, 2003.
- T.R. Wright, Jr., Alexander Sas-Jaworsky II, *“Coiled Tubing Handbook: The evolution of coiled tubing equipment and technology”*, World Oil.
- Coiled Tubing Manual, Halliburton.

REFERENCIAS

- Surjaatmadja J.B., Bezanson J., et. al., (2008), *“New hydra-jet tool demonstrates improved life for perforating and fracturing applications”*, SPE 113722.
- Loyd East (2005), Pinpoint Stimulation: *“Fracture Stimulation Processes For Multiple Interval Completions”* [Diapositiva], EU.
- CobraMax SM Fracturing Service, *“Cost-effective Technology That Can Help Reduce Cost Per BOE Produced, Shorten Cycle Time and Reduce Capex”*. Halliburton.
- K.J. Beatty, Santos Ltd, J.M. McGowen, *“Pin-Point Fracturing (PPF) in Challenging Formations”*, SPE 106052
- Cobra FracSM Coiled Tubing Fracturing Service (2004): *“DepthPro CFSM Service”* [Diapositiva], EU. Halliburton.
- *SurgiFrac System: Reference Manual. Halliburton. 2002.*
- Jim B. Surjaatmadja, B. W. McDanie, et. al., *“Successful Acid Treatments in Horizontal Openholes Using Dynamic Diversion and Downhole Mixing—An In-Depth Postjob Evaluation”*, SPE 75221
- M.C. Romer, M.V. Phi, R.C. Barber, et. al., *“Well-Stimulation Technology Progression in Horizontal Frontier Wells, Tip Top/Hogsback Field, Wyoming”*, SPE 110037
- J.B. Surjaatmadja, L.E. East, *“An Effective Hydrajet-Fracturing Implementation Using Coiled Tubing and Annular Stimulation Fluid Delivery”*. SPE 94098
- Project Leader Manual, *Pinpoint Stimulation*. Halliburton.
- <http://es.wikipedia.org/>