



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
MULTIETAPAS”**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**  
**BLANCA INGRID ÁLVAREZ LÓPEZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**  
**M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA**



**MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA,**

# ÍNDICE

|   |    |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN  | 1  |
| 2. CONCEPTOS BÁSICOS  | 5  |
| 2.1. Yacimientos no convencionales  | 5  |
| 2.1.1. Definición y características de Shale Gas  | 5  |
| 2.1.2. Definición y características de Shale Oil  | 9  |
| 2.1.3. Definición y características de Tight Gas  | 10 |
| 2.1.4. Definición y características de Tight Oil  | 12 |
| 2.2. Daño a la formación  | 13 |
| 2.2.1. Definición de daño   | 13 |
| 2.2.2. Mecanismos de daño a la formación  | 14 |
| 2.3. Conceptos básicos de fracturamiento  | 17 |
| 2.3.1. Fracturamiento hidráulico  | 17 |
| 2.3.2. Fracturamiento hidráulico apuntalado   | 19 |
| 2.3.3. Presión de fractura  | 20 |
| 2.3.4. Presión de cierre  | 20 |
| 2.3.5. Presión instantánea al detener el bombeo   | 20 |
| 2.3.6. Presión neta   | 20 |
| 2.3.7. Presión de fricción total y en la cercanía del pozo                              | 22 |
| 2.3.8. Dirección de la fractura   | 22 |
| 2.3.9. Conductividad de la fractura   | 23 |
| 2.4. Geometría de la fractura   | 24 |
| 2.4.1. Tamaño de la fractura  | 25 |
| 2.4.2. Factor de intensidad de esfuerzo o rugosidad (KIC)                               | 29 |
| 2.4.3. Factor de conductividad  | 30 |
| 2.4.4. Gradiente de fractura  | 31 |
| 2.4.5. Perfil de esfuerzos  | 32 |
| 2.5. Fracturamiento hidráulico ácido  | 33 |
| 2.5.1. Definición de Fracturamiento hidráulico ácido                                    | 33 |
| 2.5.2. Factores que afectan el comportamiento del ácido<br>en formaciones de carbonatos | 35 |
| 2.5.3. Conductividad de la fractura ácida   | 36 |
| 2.5.4. Pérdidas del fluido ácido  | 36 |
| 2.5.5. Concentración y volúmenes utilizados en fracturamientos con ácido                | 38 |
| 2.5.6. Técnicas y materiales para el control de la velocidad de reacción                | 40 |
| 2.6. Diseño de Fracturamiento Hidráulico  | 40 |
| 2.6.1. Selección del fluido fracturante   | 41 |
| 2.6.2. Diseño del fracturamiento hidráulico apuntalado                                  | 42 |
| 3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIETAPAS  |    |
| 3.1. Objetivo y definición del fracturamiento hidráulico multietapas                    | 46 |

## ÍNDICE

---

|  |     |
|--|-----|
| 3.2. Procesos de estimulación multietapas  | 50  |
| 3.2.1. Ball Sealers (Esferas Selladoras)   | 50  |
| 3.2.2. Proceso con Tubería Flexible (TF)   | 50  |
| 3.2.2.1. Servicio de Fracturamiento con TF (CF Multistage CT Fracturing)   | 51  |
| 3.2.2.2. Hydrajet Assisted Fracturing (HJAF)   | 51  |
| 3.2.2.3. Hydrajet Perforating anular pumping (HPAP)  | 55  |
| 3.2.2.4. HPAP con Proppant Plug Diversion (PPD)  | 60  |
| 3.2.2.5. HPAP, PPD y Servicio con TF   | 64  |
| 3.2.2.6. HPAP con Empacador de Desvío  | 66  |
| 3.2.3. Jointed Tubing (Tubería Articulada)   | 67  |
| 3.2.4. Perf and Plug   | 68  |
| 3.2.4.1. Bridge Plug   | 68  |
| 3.2.4.2. Frac Plug   | 68  |
| 3.2.5. Sliding Sleeve  | 69  |
| 3.2.6. Análisis de otras alternativas  | 72  |
| 3.3. Selección del tipo de método que se va a implementar  | 88  |
| 3.4. Complementos del Fracturamiento Multietapas   | 92  |
| 3.4.1. Régimen de Flujo en el Fracturamiento Multietapas en pozos horizontales                                     | 92  |
| 3.4.2. Identificación de incrustaciones en el fondo del pozo utilizando tratamientos de Fracturamiento Multietapas | 100 |
| 3.4.3. Terminación adecuada para llevar a cabo un Fracturamiento Hidráulico  | 104 |
| 3.4.4. Uso del gel de desviación   | 107 |
| 3.5. Algunos datos interesantes acerca de la aislación y el gasto de inyección                                     | 108 |
| 4. CASOS DE APLICACIÓN   | 113 |
| CONCLUSIONES   | 138 |
| NOMENCLATURA   | 140 |
| REFERENCIAS  | 142 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| 2.1 Diferentes tipos de lutitas  | 6  |
| 2.2 Fracturamiento Multietapas   | 8  |
| 2.3 Curvas de declinación de Shale Gas   | 9  |
| 2.4 Producción, consumo, exportación e importación de gas natural  | 9  |
| 2.5 Como se extrae el gas  | 12 |
| 2.6 Poros conectados   | 12 |
| 2.7 Rangos de permeabilidad  | 13 |
| 2.8 Determinación de la presión instantánea al detener el bombeo, ISIP   | 21 |
| 2.9 Perfil de presión en una fractura apuntalada   | 21 |
| 2.10 Presiones de fricción total y en la cercanía del pozo para una prueba<br>de calibración                               | 22 |
| 2.11 Definición de conductividad de la fractura  | 23 |
| 2.12 Esfuerzo efectivo sobre un agente apuntalante   | 24 |
| 2.13 Longitud y altura de una fractura contra el perfil de esfuerzos   | 26 |
| 2.14 Comportamiento de la altura y longitud de una fractura en función de la<br>presión neta y la diferencial de esfuerzos | 26 |
| 2.15 Proceso de optimización de un tratamiento de fracturamiento   | 29 |
| 2.16 Los tres principales esfuerzos efectivos  | 32 |
| 2.17 Proceso de selección del fluido fracturante   | 42 |
| 2.18 Selección del apuntalante considerando la presión de cierre, Economides   | 42 |
| 2.19 Comportamiento el ácido fluyendo en la fractura   | 44 |
| 3.1 Proceso hidrojet   | 53 |
| 3.2 Las perforaciones con el sistema hidrojet  | 60 |
| 3.3 Sección de una herramienta lista para entrar al pozo para un tratamiento con<br>HJAF                                   | 61 |
| 3.4 Equipo de fondo del método HPAP con PPD  | 65 |

## ÍNDICE

---

|  |     |
|--|-----|
| 3.5 Equipo de fondo del método HPAP  | 66  |
| 3.6 Equipo de fondo del método HJAF  | 67  |
| 3.7 Ilustración del método Perf & Plug   | 69  |
| 3.8 Componentes de un empacador inflable   | 70  |
| 3.9 Lechada de apuntalante siendo bombeada a la fractura   | 73  |
| 3.10 Método Commuter Frac  | 75  |
| 3.11 Circulación inversa de la esfera hacia la superficie  | 75  |
| 3.12 Bombeo de la lechada de apuntalante   | 76  |
| 3.13 Ejecución del SSP   | 77  |
| 3.14 Empacador del SSP   | 77  |
| 3.15 Vista interior de la herramienta de cambio del SSP  | 77  |
| 3.16 Fractura principal con fracturas “stress-relief” no conectadas                                      | 79  |
| 3.17 Creación de la fractura dos   | 79  |
| 3.18 Creación de la fractura tres  | 79  |
| 3.19 Resultado del método de dos pasos o interferencia de esfuerzo                                       | 80  |
| 3.20 Diagrama de una terminación en agujero descubierto con 12 etapas                                    | 85  |
| 3.21 Ejemplo de una combinación de fracturas y lavado ácido  | 87  |
| 3.22 Ilustración del HSP   | 88  |
| 3.23 Sistema de fracturas con aislación mecánica   | 92  |
| 3.24 FMHP con tres fracturas transversales   | 95  |
| 3.25 FMHP con siete fracturas transversales  | 96  |
| 3.26 FMHP con tres fracturas, comparación entre $k=0.01$ mD y $k=0.001$ mD                               | 96  |
| 3.27 FMHP con siete fracturas, comparación entre $k=0.01$ mD y $k=0.001$ mD                              | 97  |
| 3.28 Comparación de los dos modelos de simulación  | 97  |
| 3.29 Mapeo de presión durante el CFL (un pozo por unidad de espaciamiento)                               | 99  |
| 3.30 Mapeo de presión durante el CFL e interferencia al pozo (tres pozos por<br>unidad de espaciamiento) | 100 |
| 4.1 Respuesta de la presión cuando las esferas son lanzadas hacia los asientos                           | 116 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.2 Comparación del comportamiento de la producción de pozos<br>verticales y horizontales en el mismo campo  | 116 |
| 4.3 Análisis Nodal indicando un IP de 13 bopd/psi  | 117 |
| 4.4 Primera etapa del re-fracturamiento con FDT  | 118 |
| 4.5 Segunda etapa del re-fracturamiento con FDT  | 118 |
| 4.6 Tercera etapa del re-fracturamiento con FDT  | 119 |
| 4.7 Cuarta etapa del re-fracturamiento con FDT   | 119 |
| 4.8 Varios caminos de flujo que el fluido puede tomar cuando este llegue al<br>intervalo perforado           | 120 |
| 4.9 Pozo multilateral con un fracturamiento de cinco etapas, esto en cada una de<br>las extensiones del pozo | 131 |
| 4.10 Fotografía de los jets utilizados   | 134 |

## LISTA DE TABLAS

|   |     |
|---|-----|
| 2.1 Características de los pozos dañados, estimulados e ideales                         | 7   |
| 2.2 Dimensión de la fractura de acuerdo al modelo de fracturamiento                     | 24  |
| 2.3 Valores del modulo de Young y del coeficiente de Poisson de acuerdo al tipo de Roca | 28  |
| 2.4 Valores comunes del factor de intensidad de esfuerzos para diferentes tipos de Roca | 30  |
| 2.5 Cantidad de $\text{CaCO}_3$ disuelto en diferentes ácidos y concentraciones         | 40  |
| 3.1 Propiedades del yacimiento  | 98  |
| 4.1 Comparación de declinación entre presión e ISIP                                     | 122 |
| 4.2 Comparación de producción post tratamiento para el yacimiento S                     | 125 |
| 4.3 Comparación de producción post tratamiento para el yacimiento Y                     | 125 |
| 4.4 Característica de los pozos a los que se le realizó un fracturamiento               | 127 |
| 4.5 Características del yacimiento  | 128 |
| 4.6 Resultados del fracturamiento   | 128 |

# INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera se tiene la necesidad de aumentar la producción de los pozos en el mínimo tiempo posible y a bajos costos. Para poder lograr el objetivo anterior, la ingeniería de producción tiene la labor de vigilar, controlar y mejorar la productividad de los pozos.

Una de las tecnologías recientemente desarrolladas, es el Fracturamiento Multietapas. Ésta realiza múltiples fracturas a lo largo del pozo, en un solo viaje al fondo del pozo, ahorrando tiempo de operación. Su principal objetivo es, explotar yacimientos no convencionales, aumentar la producción de los pozos, y muy rara vez eliminar el daño.

Para poder explotar los yacimientos no convencionales, se ha implementado una técnica que combina el fracturamiento multietapas con la perforación horizontal; fracturando diferentes etapas en una misma arena, siendo estos pozos los candidatos más comunes para implementárseles un fracturamiento multietapas; y si se trata de un pozo vertical se podrán fracturar incluso diferentes arenas, esto dependerá del grosor de la(s) arena(s), del contacto agua – aceite y de la profundidad del pozo; sin embargo, debido al costo de operación no es muy utilizado en pozos verticales.

Entre los yacimientos no convencionales que se conocen están: Shale Gas y Shale Oil, los cuales están compuestos por lutitas, y en los que la roca generadora funciona también como roca almacén. Otro tipo de yacimientos son los Tight Gas y Tight Oil, en estos yacimientos se tiene valores de permeabilidad muy bajos, del orden de 0.01 hasta 0.0001 mD. En un futuro no tan lejano, estos yacimientos serán las principales fuentes de hidrocarburos, por esta razón el fracturamiento multietapas tendrá una gran aplicación, a nivel mundial y en México, con el desarrollo del campo Sabinas-Burro Picachos.

Un factor que impide a un pozo producir un buen gasto es el factor de daño; cuando se tiene un pozo dañado se sabe que hay una reducción de la permeabilidad en la vecindad de este. El daño en los pozos puede ser natural o inducido, cuando es inducido puede ser causado por las diferentes operaciones que se realizan en los pozos, puede ser desde la perforación, terminación, producción y

reparación del pozo. Es por esto que es imperativo remover el daño utilizando diferentes tecnologías que se han creado a través del tiempo.

Debido a los buenos resultados que se han tenido, se desarrollaron más herramientas y métodos para mejorar dicha técnica. La desventaja que se tenía al fracturar una etapa a la vez, es que se llevaba mucho tiempo en cada una de esas etapas, por esta razón se han creado diferentes herramientas para poder fracturar más de un intervalo en el mismo pozo al mismo tiempo. Optimizando esta tecnología se podrán obtener gastos de hidrocarburos más altos y mejorar la rentabilidad del pozo.

El tema de este trabajo es el Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Como ya se mencionó pueden utilizarse agentes apuntalantes para mantener abierta la fractura o fluidos ácidos para crear la fractura, esto dependerá del tipo de formación y del alcance de la fractura que se requiera. Se presentarán las diferentes técnicas y herramientas para realizar un fracturamiento multietapas como son:

- Esferas Selladoras
- Tubería Flexible (TF) con diferentes técnicas conocidas como:
  - HJAF (Hydrajet Assisted Fracturing)
  - HPAP (Hydrajet Perforating Annular Path Pumping)
  - HPAP con PPD (Proppant Plug Diversion)
- Tubería articulada
- Perf & Plug
- Camisas deslizables

La selección del tipo de técnica a utilizar va a depender de las características del yacimiento, como presión, temperatura y, por supuesto, permeabilidad. También se consideran otros conceptos como presión de fractura, presión de cierre de la fractura, entre otros que se definirán en la tesis. La selección del apuntalante o del ácido va a depender en gran medida de la temperatura que se tenga a la profundidad de la etapa que se va a tratar. Para tener buenos resultados es necesario hacer un diseño óptimo del tratamiento, siendo el factor más importante la correcta selección del pozo, del fluido apuntalante o ácido y de la técnica a utilizar.

## CAPÍTULO I

---

También se presentarán diferentes casos de estudio, con los que se podrá observar los resultados obtenidos con la implementación de las diferentes tecnologías de Fracturamiento Multietapas y con sus resultados se demuestra el éxito obtenido, debido al aumento considerable de la producción y la disminución del tiempo y costos de operación.

# CAPÍTULO 2

## CONCEPTOS BÁSICOS

El principal objetivo del Fracturamiento Hidráulico Multietapas es mejorar la producción de los pozos en yacimientos de baja permeabilidad, tight gas y tight oil, y de los yacimientos no convencionales, como el caso de las lutitas gasíferas y petrolíferas. Siendo la mayoría de estos pozos horizontales.

El Fracturamiento Multietapas es una técnica que ayuda en la explotación de los yacimientos antes mencionados, también mejora la producción y aumenta la recuperación de los hidrocarburos. Además, un fracturamiento hidráulico puede ayudar a la reducción del daño en la cercanía del radio del pozo.

En un fracturamiento hidráulico apropiadamente ejecutado se tendrá como resultado un “canal” que se conecta al pozo, dicho canal o fractura tiene una permeabilidad mucho más alta que la permeabilidad de la formación circundante. Esta fractura de gran permeabilidad (frecuentemente de cinco a seis veces más la magnitud de la permeabilidad de la formación) es estrecha pero puede ser extremadamente larga. Los valores promedios del ancho de la fractura hidráulica son del orden de 0.25 pg (o menores), mientras que la longitud efectiva puede ser de 3000 pies de un extremo de la fractura a otro.

En muchas formaciones, se crea una sola fractura que se propaga en dos direcciones desde el pozo, formando una especie de ramaje con un ángulo de 180º entre las ramas, y normalmente se consideran idénticas en forma y tamaño a cualquier punto en el tiempo; sin embargo, en casos recientes, se ha determinado que las ramas no son idénticas en tamaño. En formaciones naturalmente fracturadas, es posible que puedan crearse y conectarse múltiples fracturas con ayuda del fracturamiento hidráulico.

### 2.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

#### 2.1.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE SHALE GAS<sup>5</sup>

El Shale Gas es una fuente de combustible fósil no convencional, esto significa que los procedimientos requeridos para explotarlos van más allá de los métodos convencionales. Los

yacimientos no convencionales son muy difíciles de explotar, pero debido a las nuevas tecnologías desarrolladas, ahora pueden ser explotados. Una de las tecnologías es una combinación entre perforación direccional y el fracturamiento hidráulico multietapas.

El gas proveniente de las lutitas gasíferas sigue siendo gas natural, compuesto principalmente de metano. Y a pesar de que los geólogos sabían que el gas también se encontraba en lutitas, apenas hace 12 años comenzó el interés por estas formaciones, debido en gran parte, al despliegue de la perforación de pozos horizontales y por la implementación del fracturamiento hidráulico multietapas, además de la creciente demanda de gas a nivel mundial.

Los depósitos del Shale Gas están atrapados, como su nombre lo dice, en lutitas. Comúnmente las lutitas son fuente de gas y un medio para atraparlo. Los recursos de Shale Gas se encuentran en “plays” o “capas” en vez de campos, y generalmente cubren grandes áreas geológicas. Tanto los Shale Gas como los Tight Gas están más dispersos sobre muchas áreas a nivel mundial, más que las áreas con yacimientos convencionales; esto significa que hay mucho más pozos que necesitan ser perforados y fracturados para extraer la misma cantidad de gas, que la que proviene de las fuentes convencionales.

El color de la lutita puede variar dependiendo del tamaño del grano. Pueden ser café oscuro o gris, conocidas como lutitas negras, como se muestra en la siguiente imagen, (a); en otras ocasiones, las lutitas de granos finos están intercaladas con granos más grandes de limolita, como en el inciso (b); y también las lutitas pueden fracturarse, creando caminos naturales para que fluyan los hidrocarburos, la imagen se muestra en el inciso (c).

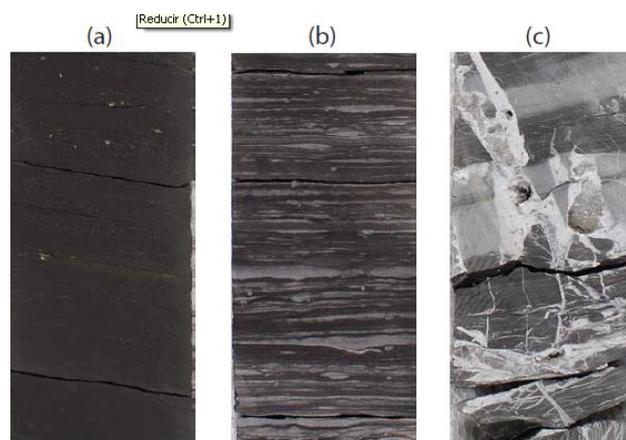


FIGURA 2.1.- Diferentes tipos de lutitas<sup>7</sup>

## CAPÍTULO II

La cantidad de espacio poroso dentro de las lutitas tiene un rango de entre 2 a 10%, permitiendo que se almacene una gran cantidad de gas natural dentro de la roca. La cantidad de gas hidrocarburo va a depender de la porosidad, cantidad de materia orgánica presente, presión de yacimiento y madurez térmica. La madurez térmica es una medida que se refiere a cuanta presión y temperatura se ha sometido la roca. Para poder medir la cantidad de materia orgánica presente, formada por la madurez térmica, se hacen pruebas de laboratorio a núcleos.

Para poder medir la cantidad de hidrocarburos en el shale gas se utilizan dos métodos:

El material orgánico está referido como TOC (Total Organic Carbon) y se mide como un porcentaje del peso de la roca. La cantidad de gas que puede almacenarse por absorción dentro de la roca, depende de la cantidad de materia orgánica.

La madurez térmica se mide en una vitrina de reflectancia (%Ro). La madurez de la roca está controlada por las condiciones de presión y la temperatura en la roca. La madurez del kerógeno en la roca controla el tipo de hidrocarburo que se creará.

Las lutitas gasíferas termogénicas se formaron a cierta profundidad bajo la influencia de calor, el gas a menudo esta “mojado”, lo que significa que el metano se mezcla con otros gases. A comparación de las lutitas gasíferas biogénicas, que están formadas por la acción de las bacterias en profundidades someras, y está comúnmente “seco”.

|                                 | Tight Gas | Shale Gas |
|---------------------------------|-----------|-----------|
| Norte de África y Medio Oriente | 23        | 72        |
| África y Sahara                 | 22        | 8         |
| Rusia                           | 25        | 18        |
| Asia – Pacífico                 | 51        | 174       |
| América del Norte               | 35        | 109       |
| América Latina                  | 37        | 60        |
| Europa                          | 12        | 16        |

TABLA 2.1.- Reservas de gas natural en yacimientos no convencionales a nivel mundial. Cantidades dadas en trillones de metros cúbicos.<sup>5</sup>

Como ya sabemos, los principales métodos para explotar estos yacimientos, es la perforación horizontal y fracturamiento hidráulico multietapas. El fracturamiento multietapas consiste en dividir la sección horizontal en secciones, las cuales se fracturan independientemente. En este

proceso se utilizan empacadores y tapones para aislar los intervalos; ya que se terminó el fracturamiento todos los equipos y herramientas se retiran para comenzar a producir.

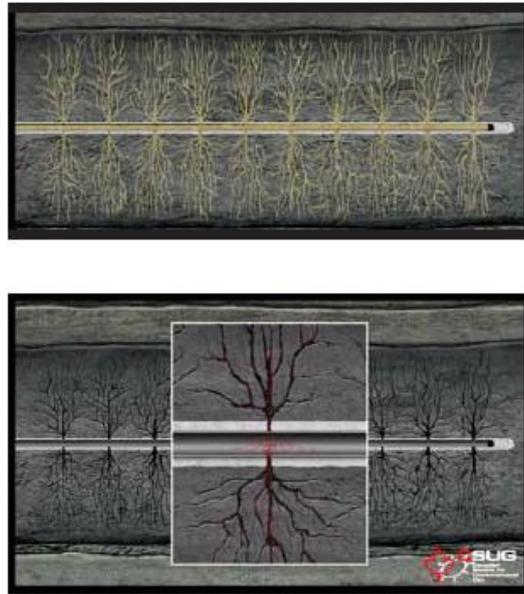


FIGURA 2.2.- Fracturamiento Multietapas.<sup>7</sup>

Es muy importante que los ingenieros petroleros, tengan un buen conocimiento de cómo va a reaccionar el yacimiento con el fracturamiento, así como también cuánto volumen de gas se va a recuperar de cada intervalo. Esto optimizará el desarrollo del campo. Otras herramientas que también se utilizan son registros de producción, microsísmica y trazadores de fracturamiento. El monitoreo de microsísmica, permite observar la orientación, distancia y complejidad de la fractura; aparte identifica la extensión lateral y vertical del fracturamiento.

Una de las preocupaciones que se tienen respecto a la explotación de estos yacimientos, es la declinación de la producción. Ya que las curvas de declinación muestran que con el ritmo de producción de pozos, ya sea de gas o de aceite, declina rápidamente a través del tiempo. Se tienen dos posibilidades: la declinación pesimista, en la que se observa una rápida declinación, considerada una declinación exponencial; mientras que en la visión optimista se tiene una disminución gradual, seguido de un largo periodo de producción a bajo nivel, se considera como una declinación hiperbólica. El profesor Paul Stevens de Chatham House, observó que los yacimientos no convencionales de gas, declinan cinco veces más rápido que los yacimientos convencionales.<sup>5</sup>

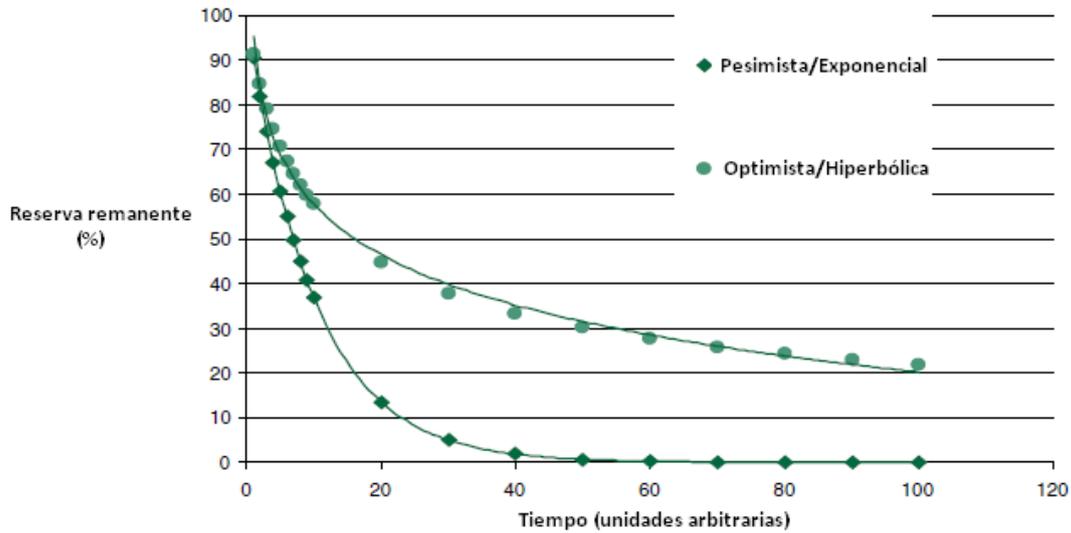


FIGURA 2.3.- Curvas de declinación de los Shale Gas.<sup>5</sup>

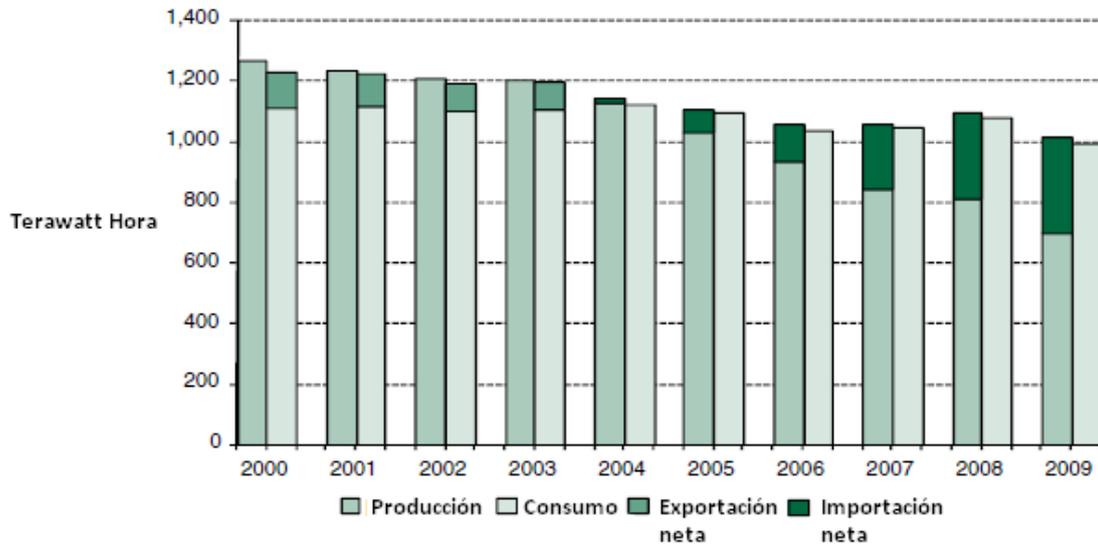


FIGURA 2.4.- Producción, consumo, exportaciones e importaciones de gas natural en la unión europea.<sup>5</sup>

**2.1.2 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE SHALE OIL<sup>10</sup>**

Los Shale Oil, son yacimientos productores de aceite. En estas formaciones, los hidrocarburos están atrapados en la roca, por lo que para explotarlos es necesario implementar nuevas tecnologías, como la perforación de pozos horizontales junto con un tratamiento de fracturamiento multietapas. Los hidrocarburos que se obtienen, a menudo, no son de buena calidad. Se ha estimado que el volumen total a nivel mundial, proveniente del Shale Oil, es de 2.9 trillones de barriles.

### 2.1.3 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE TIGHT GAS (Yacimientos de baja permeabilidad)<sup>9</sup>

Este término se refiere a depósitos de gas encontrados en formaciones de baja permeabilidad, esto significa que los poros en la formación no están suficientemente conectados. Con la intención de extraer el gas, estas formaciones deben ser fracturadas para permitir que haya flujo de gas. La Agencia de Energía Internacional (IEA), definió a los tight gas basándose en un yacimiento que no puede ser explotado por medio de perforación vertical, debido a la falta de flujo natural en ellos.

La imagen a continuación muestra cómo se explotan los Shale Gas:

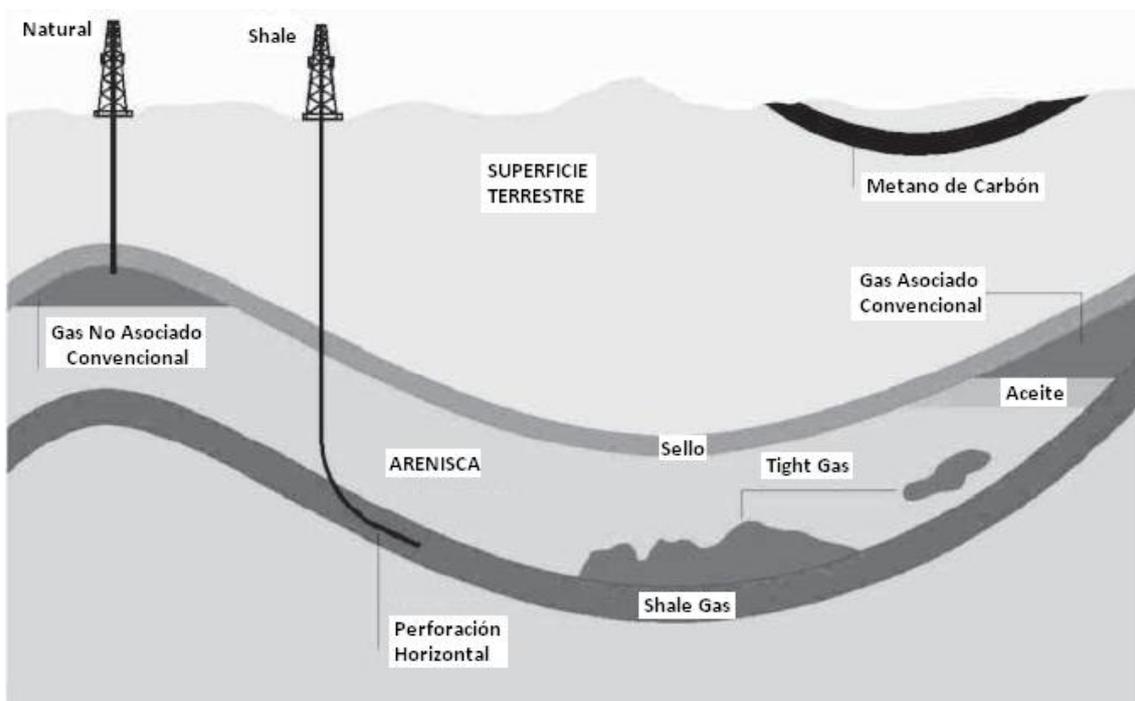


FIGURA 2.5.- Como se extrae el gas.<sup>5</sup>

#### Características de los yacimientos de baja permeabilidad<sup>9</sup>

Presentan un valor muy bajo de  $Sw$ , las curvas que se obtienen de pruebas de laboratorio muestran que las columnas de gas son superiores al espesor de la trampa.

Los perfiles y pruebas de presión en el pozo, sugieren zonas de transición poco efectivas.

En general se tienen estas características:

- Muy baja permeabilidad
- Grandes espesores

- Son yacimientos aislados
- Gradientes anómalos
- La roca madre está muy cercana a la roca almacén
- Probablemente estos yacimientos no hayan alcanzado el equilibrio hidrostático

En la década de los 70's, en Estados Unidos, se consideraba un yacimiento como Tight Gas cuando este tiene una permeabilidad menor a 0.1 mD; actualmente la definición está en función de muchos factores económicos y físicos.

Los factores físicos están relacionados con la ley de Darcy para flujo radial, donde el gasto está en función de la presión de fondo fluyendo, la presión de yacimiento, radio del pozo, radio de drene, temperatura del yacimiento, permeabilidad, espesor, daño y propiedades del fluido.

Este tipo de yacimientos no son capaces de producir a gastos económicamente rentables, y en los que sólo se pueden recuperar cantidades favorables; eso si los pozos en estos yacimientos están estimulados o fracturados, o si son pozos horizontales o multilaterales.

Para optimizar el desarrollo de Tight Gas, se puede optimizar el número de pozos, así como también los procedimientos de perforación y terminación.

Respecto al cálculo de reservas, no pueden utilizarse métodos volumétricos debido a que el área de drene no se conoce. Tampoco puede utilizarse Balance de Materia ya que no se pueden cerrar los pozos por mucho tiempo para poder estimar el valor de la presión del yacimiento. Por lo que para calcular reservas es necesario realizar un modelado del yacimiento, ya sea semi-analítico o numérico, considerando detalles como fracturas de conductividad finita y cambios en la presión de fondo fluyendo.

Con la finalidad de explotar los Tight Gas, es necesario encontrar "puntos dulces", donde se tiene una gran cantidad de gas accesible, y algunas veces para usar varios medios para crear presión de vacío en el pozo, lo cual atrapa el gas y lo lleva hacia la superficie.

Muchos de los depósitos de Tight Gas se ubican en el Paleozoico, lo que significa que tienen por lo menos 251 millones de años; siendo esta la razón principal por la cual estos yacimientos son de baja permeabilidad, debido a que la roca circundante ha tenido más tiempo para volverse más densa.

### 2.1.4 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE TIGHT OIL<sup>10</sup>

Las formaciones de Tgiht Oil contienen petróleo convencional que se encuentra en yacimientos con muy baja permeabilidad. Comúnmente, el aceite que se encuentra en estos yacimientos, no puede fluir a gastos económicamente rentables, a menos que se apliquen métodos y tecnologías avanzadas, e incluso, procesos diseñados específicamente para explotar estos yacimientos. Como ya se ha venido mencionando, una de las alternativas para obtener mejores resultados es la implementación perforación y terminación de pozos horizontales. Un proceso muy utilizado, es la combinación de perforación horizontal con fracturamiento multietapas, para poder acceder a las formaciones difíciles de explotar.

El aceite en estas formaciones, se encuentra en los espacios abiertos o poros existentes en la roca. Estos poros pueden son pequeños espacios que se forman entre cada grano en la arena, y para el caso de los carbonatos se pueden tener vúgulos abiertos o cavidades. Para que los hidrocarburos puedan fluir a través de la formación, ésta tiene que ser permeable; es decir, tiene que tener canales entre los espacios porosos, o también pueden fluir a través de las fracturas naturales que se tienen en la formación. Generalmente, el porcentaje de volumen poroso, en los Tight Oil, es menor al 10%.

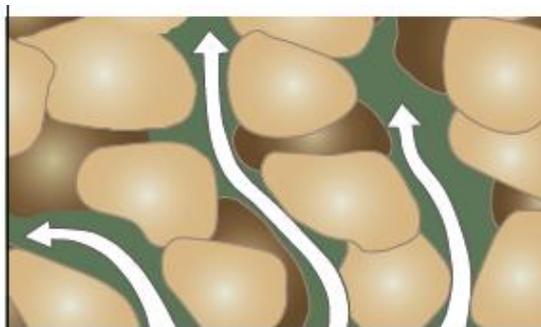


FIGURA 2.6.- Poros conectados, los cuales proporcionan caminos por los que el fluido fluye.<sup>10</sup>

El tipo de aceite que se obtiene de la mayoría de los Tight Oil, es un aceite ligero o mediano, de baja viscosidad. Comúnmente, este crudo no necesita pasar por tratamientos de refinamiento muy complejos, en muchos casos, si ya se cuenta con instalaciones superficiales, éstas pueden ser utilizadas, reduciendo la inversión inicial.

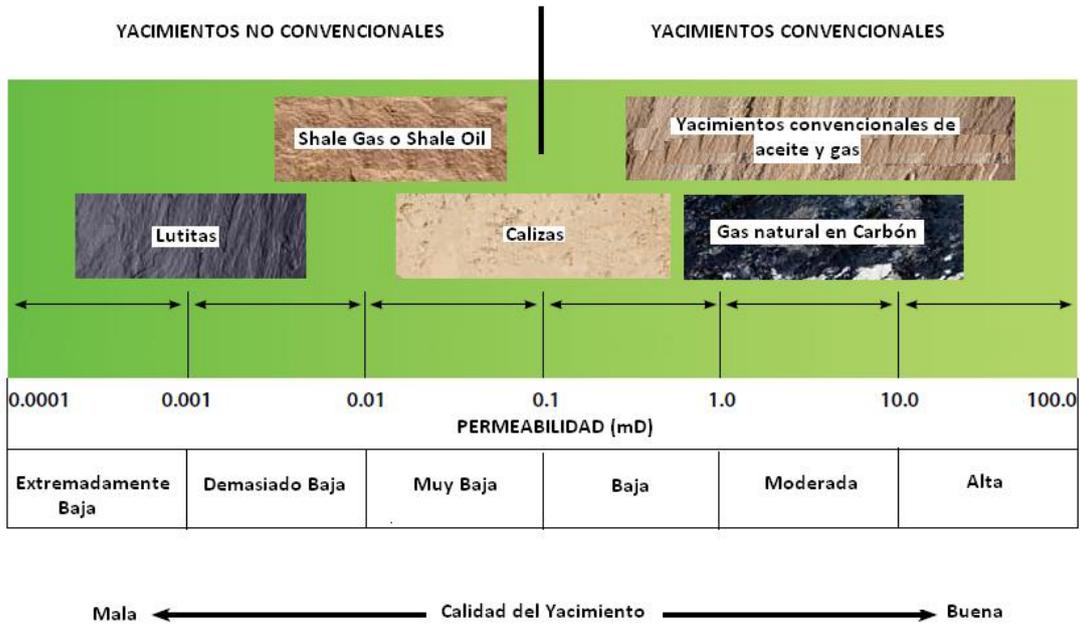


FIGURA 2.7.- Rangos de Permeabilidad.<sup>10</sup>

## 2.2 DAÑO A LA FORMACIÓN

### 2.2.1 DEFINICIÓN DE DAÑO<sup>2</sup>

El daño lo podemos entender como cualquier impedimento del flujo de fluidos dentro o fuera del pozo. Esta definición de daño incluye a las restricciones causadas por la reducción en la permeabilidad de las zonas cercanas al pozo, cambios en la permeabilidad relativa al aceite, y todas aquellas restricciones al flujo en la misma terminación.

Las restricciones al flujo en la tubería o las impuestas por la penetración parcial del pozo en el yacimiento, u otros aspectos en la geometría de la terminación no se incluyen en la definición debido a que se han considerado para su estudio independiente con un propósito en específico, o debido a que no muestra medidas comunes de daño a la formación.

Otra definición de daño es la siguiente, el daño es un factor que causa, en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación.

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal, a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

## CONCEPTOS BÁSICOS

El concepto de daño fue propuesto originalmente por Hurst (1953) y Van Everdingen (1953). Ellos propusieron que el factor de daño es una forma de cuantificar el flujo no ideal. En relación al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión real o actual.

Comúnmente se representa la caída de presión adicional como  $\Delta p_s$ . El factor de daño adimensional  $S$ , es proporcional a  $\Delta p_s$ , y es definido como:

Donde:

$k$  = Permeabilidad, md

$h$  = Espesor, pie

$q_o$  = Gasto de aceite, bpd

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite, cp

$B_o$  = Factor de volumen del aceite

$\Delta p_s$  = Diferencia de presión de fondo fluyendo ideal entre la presión de fondo fluyendo actual, psi

$p'_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal, psi

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo a condiciones reales, psi

A continuación se muestra una tabla del efecto cuantificable de flujo no ideal.

| CONDICIÓN DEL POZO | $\Delta p_s$     | $S$     |
|--------------------|------------------|---------|
| Dañado             | $\Delta p_s > 0$ | $S > 0$ |
| Sin daño           | $\Delta p_s = 0$ | $S = 0$ |
| Estimulado         | $\Delta p_s < 0$ | $S < 0$ |

TABLA 2.2.- Características de los pozos dañados, estimulados e ideales.<sup>2</sup>

### 2.2.2. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN<sup>1</sup>

Hay muchos factores que provocan daño a la formación, estos se pueden originar durante la etapa de perforación, terminación, producción y reparación de un pozo. Dentro de las operaciones que provocan mucho daño son la perforación del pozo, la cementación de las

tuberías de revestimiento, fluidos de terminación, disparos, fluidos producidos por el pozo, como asfaltenos, parafinas, finos, emulsiones, etc., estimulaciones y operaciones de inyección.

A continuación se presenta una breve explicación de los principales daños a la formación:

**INTERACCIONES ROCA – FLUIDOS.**- La restricción al flujo, es decir el daño a la formación, puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo y con los que se reduce la permeabilidad.<sup>1</sup>

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido – roca.

**Invasión de sólidos.**- Se pueden presentar sólidos no deseados en los fluidos que se introducen al pozo, que causan una deficiencia en el control de la calidad de los sistemas químicos; así como, migración de finos a la propia formación, los cuales ocasionan taponamiento parcial o total de los poros y por consiguiente una disminución de la productividad del pozo.<sup>1</sup>

**Migración de arcillas.**- La mayoría de las formaciones contienen cierta cantidad de arcillas, las cuales son sensibles al contacto con algunos líquidos, generando la dispersión y migración de las mismas y ocasionar el taponamiento de los canales de flujo en el medio poroso, reduciendo en gran medida la permeabilidad relativa.<sup>1</sup>

**Daño por invasión de lodo.**- A menudo los fluidos de la formación tienen incompatibilidad con los lodos de perforación y terminación; cuando se tienen pérdidas de estos fluidos se originan emulsiones, precipitaciones, cambios de mojabilidad y obturación de los poros por los sólidos contenidos en estos.<sup>1</sup>

**INTERACCIONES FLUIDO – FLUIDO.**- Este tipo de interacciones traen como consecuencia varios mecanismos de daño: bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad con agua; u orgánicos por incompatibilidad con agua, u orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.<sup>1</sup>

**Incompatibilidad de fluidos.**- Cuando se introducen fluidos ajenos a la formación, como lodo de perforación, salmuera, ácidos, etc.; que son incompatibles con los fluidos de la formación.

La combinación de estos fluidos puede ocasionar emulsiones, precipitaciones de sólidos, cambios de mojabilidad, hinchamiento de arcillas, por mencionar las más comunes.<sup>1</sup>

La incompatibilidad de fluidos puede clasificarse en precipitación inorgánica y precipitación orgánica. Dentro de la primera se reconoce el carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfato de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio.<sup>1</sup>

Respecto a las precipitaciones orgánicas, las más comunes son las parafinas y los asfaltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudos cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfaltenos son compuestos aromáticos y naftenos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.<sup>1</sup>

FENÓMENOS INTERFACIALES.- Hay daños causados por los fluidos que involucran cambios en la porosidad aparente de la fase oleica o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo.<sup>1</sup>

**Emulsiones.**- Las emulsiones son sistemas líquidos heterogéneos compuestos por dos líquidos inmiscibles, donde uno de ellos se encuentra disperso en forma de gotas dentro de otro líquido. Los principales factores que contribuyen a la formación de emulsiones dentro del pozo son:<sup>1</sup>

- Incremento de la viscosidad
- Cambio de mojabilidad
- Incremento de saturación de agua
- Precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos
- Incremento de la tensión superficial e interfacial de los fluidos y la roca de formación

**Bloqueo por agua.**- Se presenta cuando existe un cambio de saturación de agua en el pozo provocando una disminución en la permeabilidad relativa del aceite.<sup>1</sup>

CAMBIOS DE MOJABILIDAD.- Con esto nos referimos al cambio o modificación de la tensión superficial de la roca que impide el flujo de los fluidos del yacimiento.<sup>1</sup>

DAÑO POR POLÍMEROS.- Es causado por la degradación de los polímeros del fluido de control que se absorbe en las paredes de la roca durante el proceso de formación de enjarre.<sup>1</sup>

### 2.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

#### 2.3.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es el bombeo de un fluido viscoso a un alto gasto y a una presión mayor a la presión de fractura de la formación, creando una fractura nueva, la cual puede mantenerse abierta una vez que se libera la presión de bombeo, mediante la colocación de agentes apuntalantes en el caso de la arena, o la adición de sistemas ácidos que graban las paredes de la fractura de manera heterogénea, por la disolución del material de la roca al contacto con el ácido.

En general, los tratamientos de fracturamiento hidráulico son utilizados para incrementar el índice de productividad de un pozo productor o el índice de inyectividad en un pozo inyector.

Hay muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico, por ejemplo: puede aumentar el gasto de aceite y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad, aumentar el gasto de aceite y/o gas de pozos que han sido dañados, conectar fracturas naturales con el pozo, disminuir la caída de presión alrededor del pozo, para minimizar problemas con el depósito de parafinas y asfaltenos, o aumentar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.

Un yacimiento de baja permeabilidad es aquel que tiene alta resistencia al flujo de fluidos. En muchas formaciones, los procesos físicos y/o químicos alteran a la roca a lo largo del tiempo geológico. A veces, los procesos diagenéticos restringen la abertura de la roca y reduce la habilidad de que fluyan los fluidos a través de ella. Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para un fracturamiento hidráulico.

Si hacemos a un lado la permeabilidad, un yacimiento puede dañarse cuando se perfora un pozo, cuando se coloca la tubería de revestimiento o cuando se hacen las labores de cementación. El daño ocurre debido a que cuando se perfora y termina un pozo se alteran los poros y la garganta poral. Cuando los poros se taponan, la permeabilidad se reduce, y el flujo de fluidos en la porción dañada puede reducirse sustancialmente. El daño puede ser muy severo en yacimientos naturalmente fracturados.

En muchos casos, especialmente en formaciones de baja permeabilidad, yacimientos dañados o en pozos horizontales en diferentes capas, el pozo podría ser rentable a menos de que se realice un buen fracturamiento hidráulico.

Para muchos ingenieros petroleros, la investigación de información completa y exacta es a menudo, la parte que más lleva tiempo para diseñar el fracturamiento hidráulico. La

información requerida para diseñar el modelo de fracturamiento y el modelo de simulación puede dividirse en dos grupos: la información que puede controlar un ingeniero y la información que debe medirse o estimarse, pero no controlarse.

La información que puede controlar un ingeniero es la concerniente a los detalles de terminación del pozo, volumen del tratamiento, volumen del colchón (Pad), gasto de inyección, viscosidad y densidad del fluido fracturante, pérdidas de aditivo y tipo y volumen del apuntalante.

La información que debe medirse es la profundidad de la formación, permeabilidad, esfuerzos in-situ en la formación y en sus alrededores, modelo de la formación, presión de yacimiento, porosidad, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento (espesor bruto, espesor neto del intervalo productor de aceite y/o gas, espesor permeable que es el que aceptará la pérdida de fluidos durante el fracturamiento).

Los fracturamientos hidráulicos se clasifican en:<sup>1</sup>

- Fracturamientos hidráulicos apuntalados
- Fracturamientos hidráulicos ácidos

Esta clasificación depende del material empleado para crear o mantener abierta la fractura.

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico son de suma importancia ya que una aplicación exitosa puede generar muchos beneficios, entre ellos:<sup>1</sup>

- Tener recuperaciones comerciales de hidrocarburos en formaciones de muy baja permeabilidad.
- Recuperación de producción en intervalos severamente dañados.
- Incremento de las reservas recuperables.
- Conexión del pozo con sistemas naturales aislados, permeables y/o fracturados.
- Incremento del área de drene efectiva.
- Aumento en la estabilidad del agujero.
- Incremento en la eficiencia de proyectos de recuperación mejorada.
- Mejorar el almacenamiento en el subsuelo.
- Se puede aplicar en todo tipo de formaciones, yacimientos y pozos.

El tratamiento con fracturamiento hidráulico puede aplicarse en un pozo por una o varias de las siguientes razones:<sup>1</sup>

- Rebasar el daño presente en la formación para restablecer y/o mejorar el índice de productividad.
- Generar un canal altamente conductivo en la formación.
- Modificar el flujo de fluidos en la formación.

### **2.3.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APUNTALADO<sup>1</sup>**

Este proceso consiste en bombear un fluido de alta viscosidad llamado fluido fracturante; dicho fluido tiene como objetivo generar o producir una ruptura en la formación y extenderla más allá del punto de falla, de tal forma, que permita la colocación del apuntalante para mantener abierta la fractura creada una vez que se libere la presión de bombeo, la misma que rompe la formación y logra al mismo tiempo propagar la fractura a través del yacimiento. Se aplica principalmente en formaciones de arenas de muy baja permeabilidad. Normalmente, en un fracturamiento hidráulico apuntalado la secuencia de bombeo de los fluidos se realiza siguiendo el siguiente proceso:

1. Bombeo de un volumen de precolchón, se conoce como Pad, de salmuera o gel lineal, con objeto de obtener parámetros de la formación y poder optimizar el diseño propuesto. A este tipo de operación se le conoce como Mini-frac, permite determinar: la presión de fractura, el gradiente de fractura, gasto máximo de fractura, presión de cierre instantáneo y eficiencia de pérdida de fluido; parámetros importantes para el diseño de fracturamiento y la geometría de la fractura.
2. Bombear un colchón de gel lineal como fluido fracturante para generar la ruptura de la roca de la formación y dar las dimensiones de la geometría de la fractura.
3. Bombear gel de fractura con agente apuntalante para mantener abierta la fractura generada.

Para poder tener un control de la operación se tiene que realizar una serie de registros a detalle de los siguientes parámetros:<sup>1</sup>

- Presión
- Gasto de bombeo
- Concentración del apuntalante
- Concentración de aditivos
- Condiciones del fluido fracturante (viscosidad, mojabilidad, etc.)

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

- Presión de ruptura: es el punto en el cual la formación falla y se rompe.
- Presión de bombeo: presión requerida para fracturar y extender la fractura a un gasto constante.
- Presión de cierre instantáneo: es la presión obtenida al liberar la presión de bombeo, y desaparecer las presiones de fricción, quedando sólo la presión interna dentro de la fractura y la columna hidrostática en el pozo.

### 2.3.3 PRESIÓN DE FRACTURA<sup>1</sup>

La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura.

### 2.3.4 PRESIÓN DE CIERRE<sup>1</sup>

Se conoce como  $p_c$ . Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.

### 2.3.5 PRESIÓN INSTANTÁNEA AL DETENER EL BOMBEO, ISIP<sup>1</sup>

Es la presión de fondo correspondiente al gasto de inyección cero. La presión ISIP se puede obtener gráficamente a partir de la información de la inyección del fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinada de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a 0.

### 2.3.6 PRESIÓN NETA<sup>3</sup>

Se conoce como  $p_{net}$ . Es la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra, en forma matemática se expresa de la siguiente forma:

Donde:

$p_{net}$  = Presión neta (psi)

$p_f$  = Presión del fluido en la fractura (psi)

$p_c$  = Presión de cierre de la fractura (psi)

$\sigma_f$  = Esfuerzo de cierre de la fractura (psi), esfuerzo mínimo horizontal

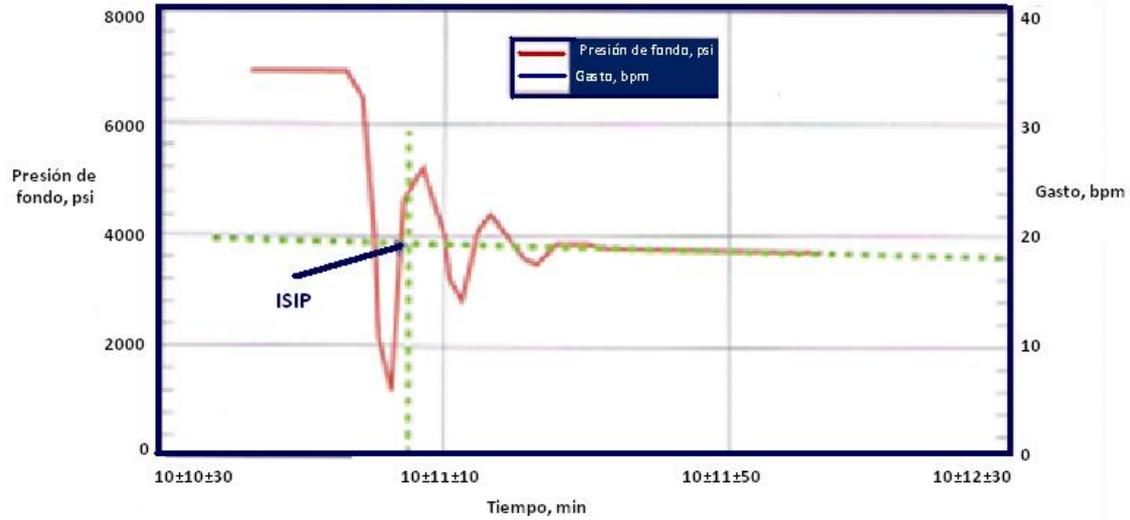


FIGURA 2.8.- Determinación de la presión instantánea al detener el bombeo (ISIP)<sup>1</sup>

La presión neta se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso. En muchas formaciones, esta caída de presión es dominada por la presión en aumento cerca del inicio de la fractura cuando se empieza a propagar. El perfil de la presión neta controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

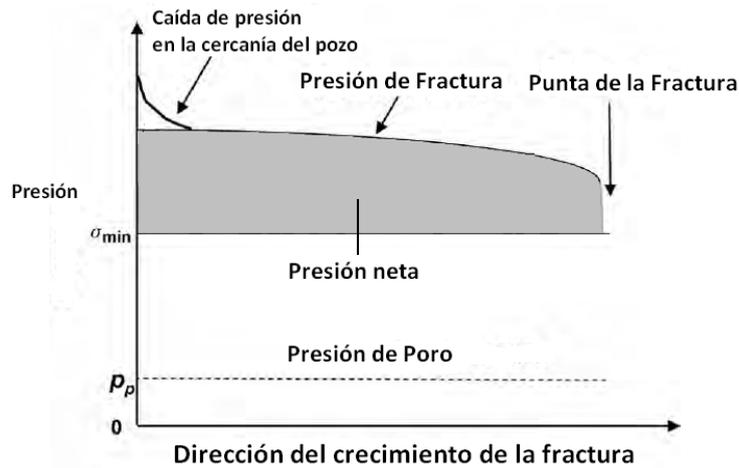


FIGURA 2.9.- Perfil de presión en una fractura apuntalada.<sup>3</sup>

Físicamente hablando, es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la  $p_{net}$  es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura,

es decir, estima si la fractura crece longitudinal y verticalmente, además de indicar si existe arenamiento. La presión de cierre es una propiedad constante de la formación y depende fuertemente de la presión de poro.

La presión neta es un dato muy importante debido a que los ingenieros necesitan conocerla para diseñar el tratamiento de fractura, para realizar análisis de las presiones de fracturamiento en el lugar y para realizar análisis de las presiones después del fracturamiento.

### 2.3.7 PRESIÓN DE FRICCIÓN TOTAL Y PRESIÓN DE FRICCIÓN EN LA CERCANÍA DEL POZO<sup>1</sup>

La presión de fricción se refiere a la porción de las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento a través de la tubería. La presión de fricción total es calculada con las mediciones de presión de superficie, mientras que la presión de fricción en la cercanía del pozo, es calculada con las mediciones de presión de fondo.

En ambos casos se refiere a la diferencia entre la última presión de bombeo y la presión instantánea al detener el bombeo (ISIP).

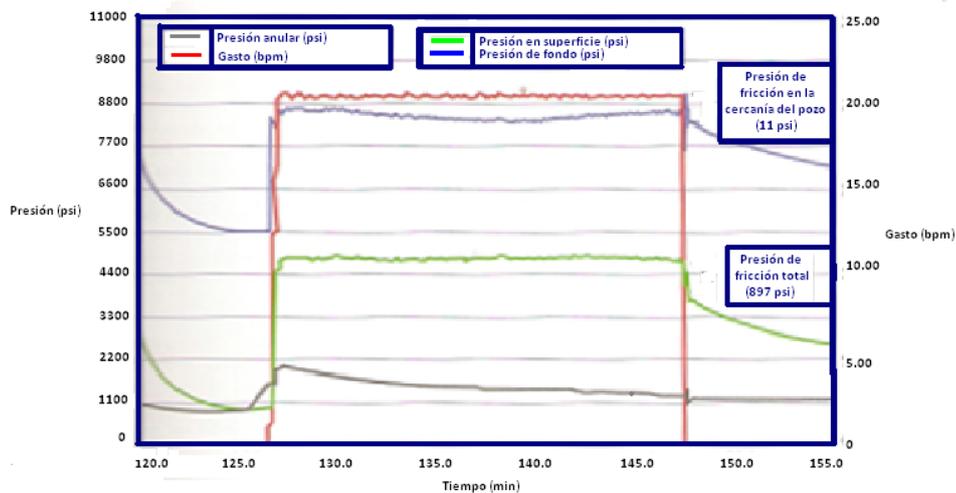


FIGURA 2.10.- Presiones de fricción total y en la cercanía del pozo para una prueba de calibración.<sup>1</sup>

### 2.3.8 DIRECCIÓN DE LA FRACTURA<sup>3</sup>

La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento, es decir; para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo.

La fractura hidráulica se propagará perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo

de sobrecarga; esto provocará una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.

### 2.3.9 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA<sup>3</sup>

La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante.

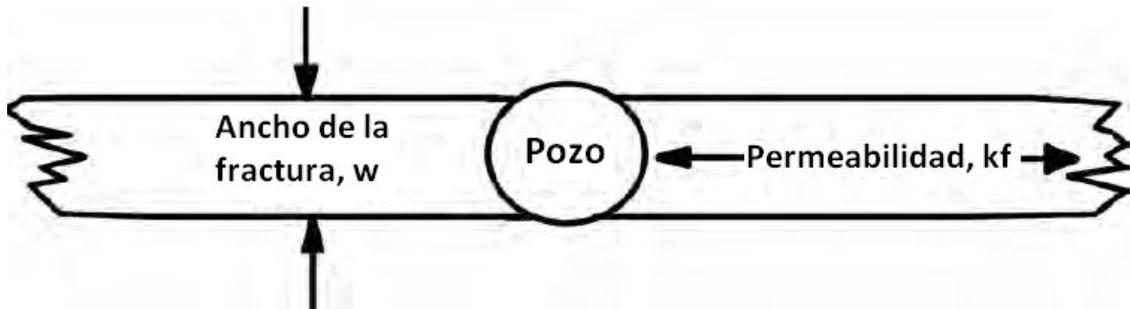


FIGURA 2.11.- Definición de conductividad de la fractura.<sup>3</sup>

La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente (arenas, RCS, y los apuntalados cerámicos) son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuirá durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante, aplaste del apuntalante, empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos.

El esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante es la diferencia entre el esfuerzo in-situ y la presión fluyendo en la fractura. Cuando el pozo está produciendo, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante, aumentará normalmente debido a la disminución de la presión de fondo fluyendo. El esfuerzo in-situ disminuirá con el tiempo conforme declina la presión en el yacimiento.

Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas. Conforme aumenta el esfuerzo efectivo a valores muy grandes, se deben de utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva.

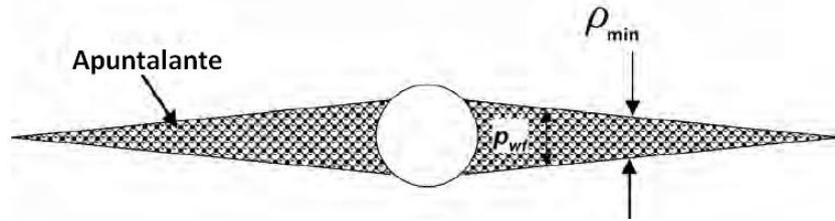


FIGURA 2.12.- Esfuerzo efectivo sobre un agente apuntalante.<sup>3</sup>

En la selección del agente apuntalante se debe escoger aquel que mantenga una conductividad suficiente después de que se ha incrustado y empotrado; también deben de considerarse los efectos de flujo no-Darciano, flujo multifásico y el daño que pueda causar el fluido.

### 2.4 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA<sup>3</sup>

Es un área del fracturamiento multietapas muy importante, donde el objetivo principal es saber las características y dimensiones correctas de la fractura, para poder así optimizar la operación. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación, para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se podrían disminuir los costos.

La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido y los esfuerzos y su distribución en el medio poroso.

Para poder tener una buena propagación de la fractura, se tienen que considerar estas dos leyes:<sup>3</sup>

- Entender los principios fundamentales, tales como las leyes de momento, masa y energía.
- Criterio de propagación, por ejemplo, los factores que causan que la fractura avance. Esto incluye interacciones con la roca, fluido y la distribución de energía.

Los modelos de geometría de fractura se dividen en tres categorías: Segunda Dimensión (2D), Pseudo Tercera Dimensión (p3D) y Tercera Dimensión (3D). La fractura es discretizada, y dentro de cada bloque se hacen cálculos basándose en las leyes fundamentales y criterios. La fractura se propagará vertical y lateralmente, y algún cambio en la dirección planeada originalmente, dependiendo de la distribución de esfuerzos local y de las propiedades de la roca.

En los modelos en 2D, se tienen aproximaciones analíticas suponiendo que la altura de la fractura es constante. Hay dos modelos exclusivos que se utilizan para el modelado de fracturas. Para fracturas con una longitud mucho más grande que la altura,  $x_f \gg h_f$ , se utiliza el modelo de Perkins, Kern y Nordgren o PKN, ya que da mejores aproximaciones. Cuando se tiene  $x_f \ll h_f$ , el modelo apropiado es el presentado por Khristianovic, Zheltov, Geertsma y Klerk o KGD.<sup>3</sup>

La mecánica de la roca es un factor muy importante para poder diseñar la fractura, y saber cómo se va a ir desarrollando y que posibles resultados se obtendrán. La mecánica de rocas controla y manipula los siguientes conceptos con el propósito de diseñar un modelo del comportamiento de una fractura:

- La mecánica de rocas controla el proceso de bombeo
- Los tres esfuerzos principales que definen la mecánica de la fractura
- El Modulo de Young y la relación de Poisson definen el esfuerzo mínimo horizontal
- La presión neta controla la geometría de la fractura

### 2.4.1 TAMAÑO DE LA FRACTURA<sup>1</sup>

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

A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos ( $\Delta\sigma$ ) de los estratos de la formación, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta (ideal para el fracturamiento); en cambio si  $\Delta\sigma$  disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce (no conveniente para el fracturamiento ya que se puede conectar los casquetes de gas y el control de agua).

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

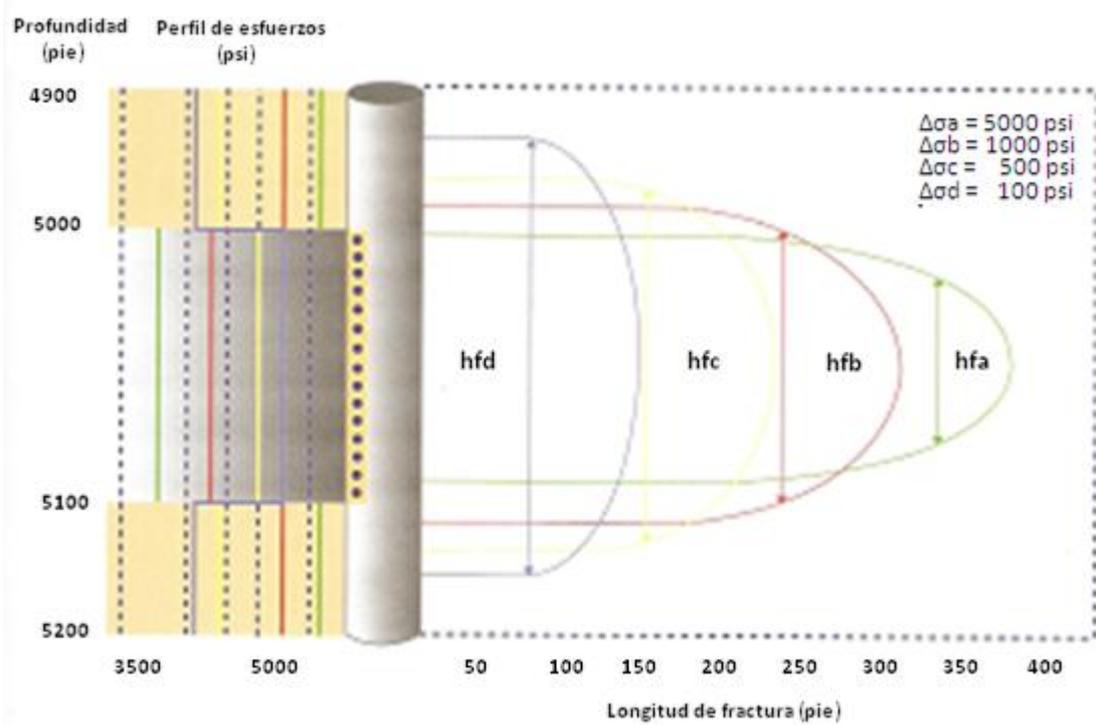


FIGURA 2.13.- Longitud y altura de una fractura vs perfil de esfuerzos.<sup>1</sup>

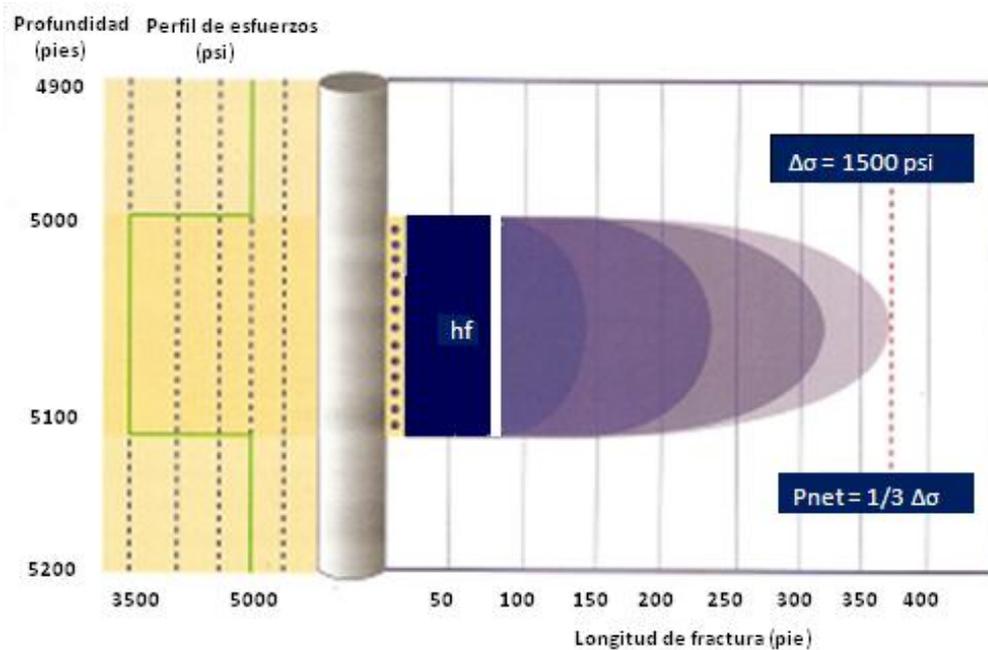


FIGURA 2.14.- Comportamiento de la altura y la longitud de una fractura en función de la presión neta y el diferencial de esfuerzos.<sup>1</sup>

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

## CAPÍTULO II

---

El modelo PKN utiliza la siguiente ecuación. Este considera que se tiene una forma elíptica en el pozo. El ancho máximo es la línea central de la elipse. Para fluidos Newtonianos el ancho máximo, cuando la longitud a la mitad de la fractura es igual a  $x_f$ , se puede calcular con la siguiente expresión:<sup>3</sup>

\_\_\_\_\_

Donde:

\_\_\_\_\_

Donde:

$W_{m\acute{a}x}$  = Ancho máximo de la fractura (pies)

$q_i$  = gasto de inyección (bpm)

$\mu$  = viscosidad aparente (cp)

E = Módulo de Young

$\nu$  = Relación de Poisson

Para calcular el ancho promedio de la fractura en unidades de campo, se utiliza la siguiente ecuación:<sup>3</sup>

\_\_\_\_\_

El ancho promedio de la fractura hidráulica con el modelo KGD, en unidades de campo y para un fluido Newtoniano, el ancho se da en pulgadas, se da con la siguiente ecuación:<sup>3</sup>

\_\_\_\_\_

### MÓDULO DE YOUNG<sup>1</sup>

Es la propiedad elástica de la roca según la dirección en la que se aplica una fuerza. Es un parámetro extremadamente importante en los procesos de fracturamiento hidráulico, que se obtiene a través de pruebas de laboratorio con núcleos de formación, de tal manera, que

## CONCEPTOS BÁSICOS

permite determinar la propiedad estática lineal de la roca, por lo que convierte a este concepto en el único parámetro utilizado en el diseño de una fractura que puede medirse mediante pruebas de laboratorio.

### RELACIÓN DE POISSON<sup>1</sup>

También conocido como Coeficiente de Poisson ( $\nu$ ), es una propiedad mecánica de la roca que relaciona la expansión lateral con la contracción longitudinal, y esta definida por la siguiente expresión adimensional:

$$\nu = \frac{\epsilon_{lateral}}{\epsilon_{longitudinal}}$$

| TIPO DE ROCA            | MÓDULO DE YOUNG (10 <sup>6</sup> psi) | RELACIÓN DE POISSON |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------------|
| Caliza                  | 5 – 13                                | 0.30 – 0.35         |
| Arenisca no consolidada | 0.2 – 1.3                             | 0.25 – 0.35         |
| Arenisca consolidada    | 1 – 8                                 | 0.15 – 0.30         |
| Limo                    | 4 – 8                                 | 0.20 – 0.30         |
| Lutita                  | 1 -5                                  | 0.25 – 0.45         |
| Carbón                  | 0.10 – 1.0                            | 0.35 – 0.45         |

TABLA 2.3.- Valores del Módulo de Young y el coeficiente de Poisson de acuerdo al tipo de roca.<sup>1</sup>

### OPTIMIZACIÓN DEL TAMAÑO DE LA FRACTURA<sup>3</sup>

Cuando se implementa un fracturamiento hidráulico, la meta a la que se tiene que llegar es a obtener una fractura óptima con la que se puedan obtener canales de alta conductividad. Holditch en 1978, estudió el efecto de la longitud de la fractura apuntalada y el área de drenaje en yacimientos de gas de baja permeabilidad.

A continuación se presentan algunas observaciones post - tratamiento:

1. Conforme aumente la longitud de la fractura apuntalada, la producción acumulada aumentará y los ingresos de la venta de hidrocarburos también aumentará.

2. Conforme aumente la longitud de la fractura, disminuye el beneficio incremental (la cantidad de recursos generados por pie de la longitud de una fractura apuntalada adicional).
3. Conforme aumenta el volumen de tratamiento, la longitud de la fractura aumenta.
4. Conforme aumenta la longitud de la fractura, el costo incremental por cada pie de fractura aumenta (costo/pie de longitud de la fractura apuntalada).
5. Cuando el costo incremental del tratamiento se compara con el beneficio incremental, se muestra un aumento del volumen del tratamiento.

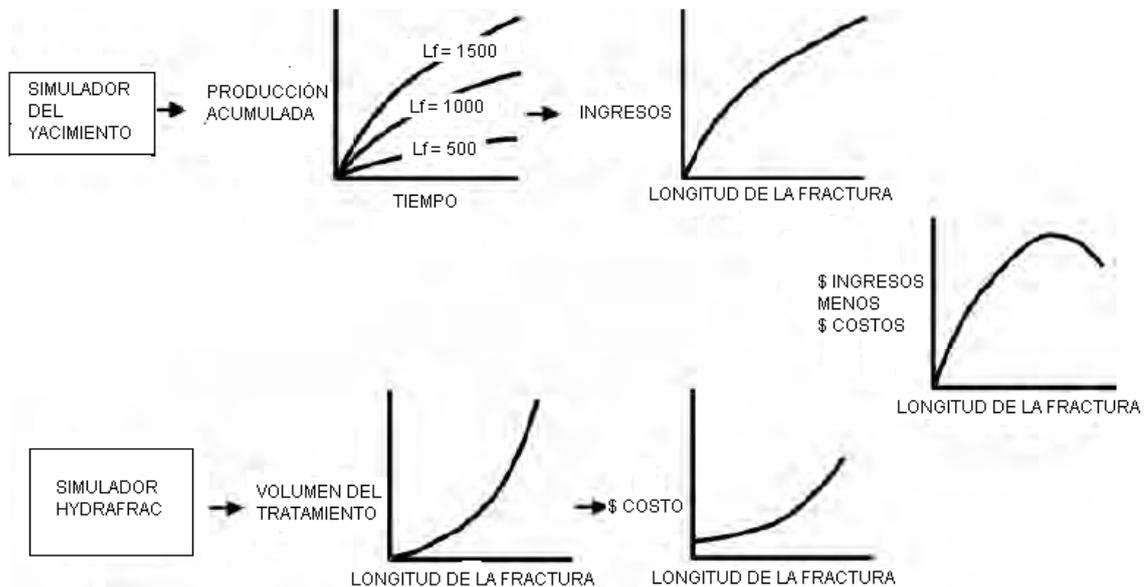


FIGURA 2.15.- Proceso de optimización de un tratamiento de fracturamiento.<sup>3</sup>

#### 2.4.2 FACTOR DE INTENSIDAD DE ESFUERZO O RUGOSIDAD (KIC)<sup>1</sup>

Es una medida de la resistencia de la roca a la propagación de la fractura, en donde domina la presión requerida para propagar la fractura, en resumen, es una medida de la facilidad con la cual una fractura se propaga en la roca. Es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por la roca antes que la propagación ocurra.

La distribución de esfuerzos ( $\sigma$ ) desde la cercanía del pozo a la punta de la fractura es directamente proporcional a la dureza e inversamente proporcional a  $1/\sqrt{r}$ , tal como se define en la siguiente expresión:<sup>1</sup>

—

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo (psi)

K = Dureza de la fractura ( $\text{psi} \cdot \text{pg}^{0.5}$ )

r = Distancia radial desde el pozo al extremo de la fractura (pg)

La rugosidad es un parámetro importante requerido para el diseño de la fractura y se selecciona generalmente según el tipo de roca utilizando la siguiente tabla:

| TIPO DE ROCA | RUGOSIDAD ( $\text{psi} \cdot \text{pg}^{0.5}$ ) |
|--------------|--|
| Arenisca     | 1200 – 1500                                      |
| Lutita       | 750 – 1300                                       |
| Caliza       | 600 – 1000                                       |
| Granito      | 2000 – 2500                                      |

TABLA 2.4.- Valores comunes del factor de intensidad de esfuerzos para diferentes tipos de rocas.<sup>1</sup>

### 2.4.3 FACTOR DE CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL (FCD)<sup>1</sup>

El factor de conductividad adimensional se define como la capacidad de la fractura para transportar el fluido recibido de la formación hacia el pozo, matemáticamente esta expresada como:

\_\_\_\_\_

Donde:

FCD = Factor de conductividad (adimensional)

$k_f$  = Permeabilidad de la fractura (mD)

$w_f$  = Ancho de la fractura (pies)

k = Permeabilidad de la formación (md)

$L_f$  = Longitudinal de la fractura (pies)

$h_f$  = Altura de la fractura

El FCD es una relación entre la conductividad fractura ( $k_f \cdot w_f$ ) y el producto de la permeabilidad de la formación y la longitud de la fractura ( $k \cdot L_f$ ). En todo trabajo de fracturamiento hidráulico se busca que el factor de conductividad adimensional sea mayor a uno, es decir, la conductividad de la fractura sea mayor que la conductividad de la formación.

Debe existir un contraste de conductividades, esto favorecerá la capacidad de flujo en un pozo fractura.

### 2.4.4 GRADIENTE DE FRACTURA<sup>1</sup>

Es la relación entre la presión de fractura y la profundidad de la formación. Los valores numéricos del gradiente de fractura aplicados en las fracturas verticales, son característicos para cada formación, puesto que están directamente relacionados con la presión que depende del comportamiento mecánico de la roca. Se calcula con la siguiente ecuación:

—

Donde:

$G_f$  = Gradiente de fractura (psi/pies)

$p_f$  = Presión de fractura (psi)

$D$  = Profundidad de la formación (pies)

Además, para el mismo caso de fracturas verticales, la presión de fractura está en función de la presión de poro, por lo tanto, el gradiente de fractura variará de acuerdo a éste factor. En un yacimiento de explotación reciente, el gradiente de fractura tendrá un valor mayor comparado con ese mismo yacimiento.

La orientación de la fractura puede ser estimada dependiendo del valor calculado del gradiente de fractura, por lo tanto se tiene que:<sup>1</sup>

- $G_f < 0.23 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  ó  $1.0 \text{ psi/pie}$ , la fractura puede ser vertical.
- $G_f > 0.23 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  ó  $1.0 \text{ psi/pie}$ , la fractura puede ser horizontal.
- $G_f > 0.28 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ , se explica como una anomalía debida a la restricción de la formación (taponamiento o falta de permeabilidad).

### 2.4.5 PERFIL DE ESFUERZOS<sup>3</sup>

Existen tres esfuerzos principales de compresión, las cuales son diferentes entre sí y mutuamente perpendiculares.

- Esfuerzo de sobrecarga ( $\sigma_1$ ).- Es el esfuerzo debido al peso de la roca de la formación superpuesta al yacimiento. Tiene un rango de gradiente de sobrecarga de entre 1.0 – 1.1 psi/pie.
- Esfuerzos horizontales.- Es la primera consecuencia del esfuerzo de sobrecarga, presión del yacimiento y fuerzas tectónicas:
  - Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_2$ ) ( $\sigma_{\text{min}}$ ): 0.3 – 0.9 psi/pie.
  - Gradiente del esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_3$ ) ( $\sigma_{\text{máx}}$ ): 1.0 – 1.5 psi/pie.

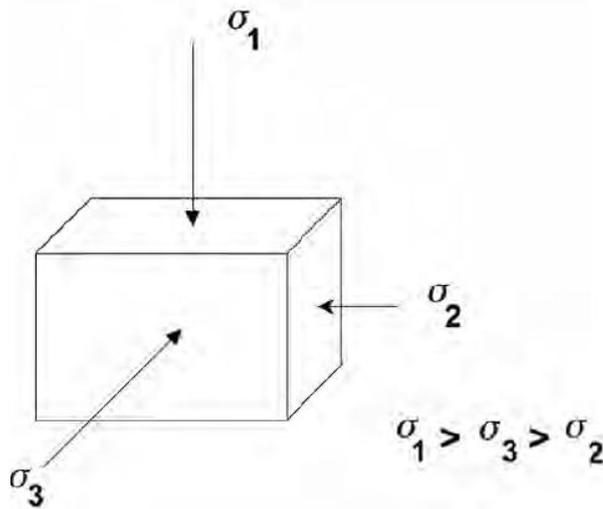


FIGURA 2.16.- Los tres principales esfuerzos efectivos.<sup>3</sup>

Estos esfuerzos normalmente son compresivos, anisotrópicos y no homogéneos, lo cual significa que los esfuerzos compresivos sobre la roca no son iguales y varían en magnitud en la misma dirección. La magnitud y dirección de los principales esfuerzos son importantes debido a que controlan la presión requerida para crear y propagar la fractura, la forma y extensión vertical, la dirección de la fractura, y los esfuerzos tratan de aplastar y/o incrustar el agente apuntalante.

Una fractura hidráulica propagará perpendicularmente el esfuerzo mínimo principal para una fractura vertical, el esfuerzo horizontal mínimo se calcula con la teoría Psuedoelástica:<sup>3</sup>

Donde:

$\sigma_{\min}$  = esfuerzo mínimo horizontal

$\nu$  = relación de Poisson

$\sigma_1$  = esfuerzo de sobrecarga

$\alpha$  = constante de Biot

$p_p$  = presión de poro

$\sigma_{\text{ext}}$  = esfuerzo tectónico

El esfuerzo de sobrecarga puede calcularse con un registro de densidad. Normalmente, el valor es aproximadamente de 1 psi/pie. La constante de Biot es usualmente 1.0, pero ocasionalmente puede ser menor.

La presión aplicada sobre la roca excede el esfuerzo mínimo principal, por lo tanto, la fractura se propagará sobre un plano perpendicular al mínimo esfuerzo.

Es importante conocer la magnitud de los esfuerzos principales de compresión. El contraste entre los esfuerzos permitirá determinar el comportamiento de la fractura en el plano vertical. Es decir, si no existe contraste importante en los esfuerzos de dos capas vecinas, es posible predecir que la fractura crecerá verticalmente.

El perfil de esfuerzos se puede calcular a partir de los registros geofísicos del pozo, principalmente de los perfiles sínicos, empleando relaciones empíricas. Sin embargo, el perfil de esfuerzos necesita ser ajustado con los datos obtenidos durante la prueba de Mini-Frac, particularmente la presión de cierre ( $p_c$ ) y la presión instantánea al detener el bombeo (ISIP).

### **2.5 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ÁCIDO<sup>1</sup>**

#### **2.5.1 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ÁCIDO**

Además del fracturamiento hidráulico apuntalado, otra operación dirigida al aumento de la producción o potencialidad de los pozos que constituyen los campos, está dada por la fractura hidráulica ácida, encaminadas hacia formaciones de carbonatos. Es un proceso de fracturamiento en el cual se inyecta o bombea el fluido ácido por encima de la presión de fractura rompiendo la formación, con la finalidad de crear un canal altamente conductivo, con una longitud suficiente para mejorar la comunicación en el sistema yacimiento-pozo y por consiguiente un incremento en la producción del pozo.

Este tipo de fractura es aplicada a yacimientos de carbonatos (caliza, dolomías y en tizas, dependiendo de su grabado). La longitud y el grabado de la fractura dependerán principalmente del tipo y concentración del ácido, composición mineralógica de la roca, temperatura y velocidad de reacción, entre otras.

Las diferencias principales entre el fracturamiento apuntalado y el ácido, radican en que los fluidos empleados en el primer tratamiento no reaccionan con los materiales de la roca, no siendo así para el caso de los fracturamientos ácidos, donde se presentan reacciones químicas entre los sistemas ácidos empleados y los minerales de la roca.

Comúnmente en este tipo de operaciones se utiliza el ácido clorhídrico (HCl) como fluido principal para lograr la disolución del material calcáreo y propagar fracturas en formaciones solubles al ácido, tales como, rocas dolomíticas y calcáreas. Una de las grandes diferencias entre las fracturas acidificadas y apuntaladas es que la conductividad en uno de ellos se logra por el grabado heterogéneo de las caras de la fractura inducida, y el otro por la colocación de un apuntalante dentro de la fractura que evita que se cierre al liberarse la presión del fluido bombeado a alto gasto.

En muchos casos la preferencia de un fracturamiento con ácido se realiza debido a la tendencia de puenteo del apuntalante y al retorno del mismo. Sin embargo, el diseño y control de la longitud de la fractura dependen fuertemente de la efectividad del ácido dentro de la formación para lograr una mayor conductividad de grabado, lo cual es un parámetro muy difícil de controlar en comparación con la colocación del apuntalante.

El conocimiento apropiado de la composición mineralógica de la roca a fracturar con ácido y de los sistemas químicos, son factores fundamentales para definir la penetración del ácido en la formación y determinar la conductividad con base a los patrones de grabado creados por la reacción química entre la roca y el fluido fracturante.

La geometría de las fracturas ácidas puede ser determinada con los mismos modelos de simulación para fracturas apuntaladas, con la excepción del impacto de la amplitud de grabado sobre la relación de presión-amplitud.

Sin embargo, se deben considerar ciertos aspectos en un fracturamiento ácido:

- Transporte del ácido y la reacción química hacia la roca.
- Transferencia de calor, ya que la velocidad de reacción del ácido se incrementa al aumentar la temperatura.

- Pérdida de fluido, a mayor pérdida del sistema ácido menor penetración.

### 2.5.2 FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL ÁCIDO EN FORMACIONES DE CARBONATOS<sup>1</sup>

1. PÉRDIDAS DE ÁCIDO HACIA LA FORMACIÓN.- La pérdida de fluido hacia la formación durante el proceso de acidificación limita la extensión de las fracturas y su grabado, acentuándose aun más en carbonatos naturalmente fracturados. Durante un fracturamiento ácido, la presión de tratamiento disminuye continuamente, debido a las pérdidas de ácido hacia la formación cuando se crean los “agujeros de gusano” (wormholes). El objetivo fundamental de un fracturamiento ácido es lograr la creación de una “fractura” lo más larga posible controlando a su vez la cantidad de agujeros de gusanos en su trayectoria. El crecimiento en longitud de la fractura se ve afectado cuando se igualan el gasto de inyección o bombeo con la pérdida hacia la formación.
2. AGUJEROS DE GUSANO.- El ácido vivo penetra en la formación interconectando todos los espacios porosos formándose los llamados agujeros de gusano (wormholes), los mismos, pueden penetrar una longitud considerable dentro de la formación. Una vez que los agujeros de gusano son desarrollados, se incrementa la cantidad de ácido perdido hacia la formación. Los agujeros de gusano divergen grandes volúmenes de ácido profundamente dentro del sistema primario de fracturas, estos volúmenes no pueden ser utilizados para grabar la cara de la fractura principal de allí que constituye una limitación en crecimiento. El control de pérdida de fluidos en la formación y la temperatura son factores influyentes en el crecimiento de los agujeros de gusano.
3. FISURAS Y FRACTURAS NATURALES.- Las formaciones de carbonatos normalmente son más fisuradas que las areniscas. Las fisuras representan una trayectoria particular de menos resistencia para el ácido. Generalmente la cantidad recibida de fluido a través de las fisuras y agujeros de gusano es proporcional a la cantidad de ácido bombeado durante un trabajo de fracturamiento hidráulico. Un yacimiento puede contener muchas fisuras o fracturas naturales por las cuales se puede perder el ácido limitándose de esta forma el crecimiento en longitud de la fractura grabada. En yacimientos naturalmente fracturados o con un tren de fisuras considerables, el control del crecimiento de la longitud de la fractura grabada es limitado, de ahí que en muchos de los casos, se logra crear una longitud corta con muchos agujeros de gusano.

### 2.5.3 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA ÁCIDA<sup>1</sup>

La conductividad creada por un fracturamiento ácido es mucho menor a la creada por un fracturamiento apuntalado. Para lograr una mayor conductividad de la fractura ácida, el grabado de las caras de la fractura realizado por el ácido no deberá ser uniforme, a fin de asegurar que los canales de flujo creados no se cierren al liberarse la presión del fluido fracturante. Afortunadamente, en la mayoría de los casos el grabado del ácido en la roca no es uniforme, debido a la heterogeneidad de la composición mineralógica de la roca y a la formación de agujeros de gusano al reaccionar el ácido con la roca contactada, generando con ello la formación de numerosos canales horizontales en forma de ramificaciones.

Para crear una fractura de alta profundidad y conductividad es necesario controlar la pérdida del fluido fracturante, mediante la creación de un enjarre en las paredes internas de la fractura.

Los principales componentes de control de pérdida son:

- Desplazamiento y compresión de los fluidos de yacimiento.
- Baja pérdida de fluido fracturante antes de la generación del enjarre.
- Creación de un enjarre en las paredes de la fractura.
- Invasión de la formación de los componentes del fluido fracturante.

### 2.5.4 PÉRDIDAS DEL FLUIDO ÁCIDO<sup>1</sup>

El control de la pérdida de fluidos durante un trabajo de fractura hidráulica ácida en formaciones de carbonatos presenta problemas debido a la reactividad del ácido con estas, es por ello, que se han desarrollado varios aditivos y técnicas para controlar la pérdida de fluidos, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- BOMBEO DEL GEL BASE AGUA ALTERNADO CON ETAPAS DE ÁCIDO.- Con la finalidad de crear un enjarre que pueda actuar como una barrera para impedir la pérdida de ácido e iniciar el proceso de fracturamiento ácido, se colocan etapas o secuencias en formas alternadas de baches de gel base agua y baches de ácido. La función principal de las diversas etapas de gel es la de sellar temporalmente los agujeros de gusano creados durante la etapa de bombeo de ácido, haciendo una divergencia interna dentro de la roca al tiempo que va creando la mayor cantidad y secuencias de bombeo, además de tratar de localizar y penetrar lo más que se pueda la fractura principal.

Por otro lado, se considera que los primeros baches de gel sirven además de enfriadores de la formación, puesto que, la velocidad de reacción de los ácidos está en función de la temperatura; de allí que en formaciones profundas de alta temperaturas es necesario enfriar la roca para conseguir una mayor reacción del ácido vivo dentro de la misma y mejorar entre otras cosas el grabado en las caras de la fractura.

- **MATERIALES DE PARTÍCULA FINA.**- Otra forma de sellar temporalmente los agujeros de gusano a medida que los mismos son creados con volúmenes determinados de ácido, es colocando en las etapas de gel base agua ciertos materiales de partículas finas. Los materiales de partículas finas llenan y obturan los agujeros de gusanos así como las fracturas naturales presentes mejorando la eficiencia del bombeo.

La sílica malla 100 es el material más comúnmente utilizado en concentraciones de 1 hasta 3 libras por galón, un potencial problema presentado cuando se utiliza este tipo de material es su retorno, pudiendo taponar la zona productora o bien los accesorios del cabezal de producción a nivel de superficie. Para el uso de este tipo de técnica se requiere que el yacimiento tenga suficiente energía para ayudar en el desalojo y limpieza del material obturante, sin embargo, hoy en día esta técnica no es utilizada.

- **ÁCIDO GELIFICADO.**- Otra forma de evitar la pérdida de ácido es gelificando el mismo. Un líquido viscoso tiene menos tendencia a invadir los poros abiertos (y por ende su pérdida es menor) que un fluido de poca viscosidad. Este método de control ha llegado a ser ampliamente utilizado con el desarrollo de agentes gelificantes en medios ácidos más estables. Algunos sistemas de ácidos viscosos, como los ácidos gelificados para el control de pérdidas son muy eficaces. Estos fluidos ácidos gelificados base polímeros tienen baja viscosidad inicial además de una baja fricción lo que origina bajas presiones durante la inyección y colocación en el fondo y en superficie. En el momento que ocurre la pérdida de fluidos, los sistemas de ácidos gelificados para el control de éstas desarrollan temporalmente grandes viscosidades, bloqueando el crecimiento de los agujeros de gusano y retardando además la entrada de ácido en las fracturas naturales. Esto permite tener un mejor control en el crecimiento de la fractura grabada.
- **RESINAS SOLUBLES EN ACEITE.**- La limitación principal de las resinas solubles en el aceite es la alta concentración que requiere ser agregada, por tanto, el costo del

producto es un elemento de evaluación. En México, este tipo de sistemas no se utiliza pero puede ser un área de oportunidad a aplicarse.

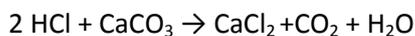
### 2.5.5 CONCENTRACIÓN Y VOLÚMENES UTILIZADOS EN FRACTURAMIENTOS CON ÁCIDOS<sup>1</sup>

En la industria petrolera, el ácido clorhídrico (HCl) constituye el elemento más utilizado en la preparación de sistemas ácidos para ser empleado en tratamientos de limpiezas, acidificaciones matriciales y fracturamiento ácido, se caracteriza por ser un ácido mineral fuerte, con un alto poder de disolución en formaciones de carbonatos y por su bajo costo. Su limitante de uso es la temperatura, normalmente se emplea a temperaturas no mayores a 130°C.

En formaciones de temperaturas mayores a los 130°C, el uso de sistemas ácidos orgánicos tales como el fórmico (HCOOH) y el acético (CH<sub>3</sub>COOH) son recomendables formándose mezclas con HCl o solos, según sea el caso. El poder de disolución de los ácidos orgánicos es menor que el del ácido clorhídrico, de ahí que los primeros se consideran ácidos débiles. Los ácidos orgánicos tienen la característica de ser más fáciles de inhibir contra la corrosión que el ácido clorhídrico y también son utilizados como secuestrantes del ión férrico (Fe<sup>3+</sup>).

Cuando los ácidos orgánicos se mezclan con ácido clorhídrico la reacción es retardada, permitiendo con ello tener una mayor penetración de fractura grabada originando una mayor conductividad. La ecuación química para las reacciones del HCl con las rocas caliza (CaCO<sub>3</sub>) y dolomía (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>) se muestran en forma de balance estequiométrico. Los productos de la reacción son solubles en agua y se pueden recuperar fácilmente una vez que el pozo inicie el proceso de limpieza.

❖ Reacción de calizas con el HCl



❖ Reacción de dolomías con el HCl



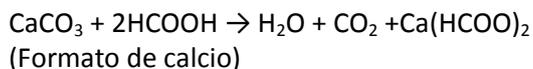
Los productos de la reacción química entre el HCl y las calizas o dolomías son: sal de cloruro de calcio, sal de cloruro de magnesio, dióxido de carbono (gas) y agua. El ácido clorhídrico se inhibe, estabiliza, retarda, gelifica, y se mezcla con otros ácidos, es espumado y emulsionado.

Otros aditivos utilizados con el ácido clorhídrico incluyen a los reductores de fricción, reductores de tensión superficial, solventes mutuales, cosolventes, solventes aromáticos, aditivos para control de pérdidas, surfactantes, inhibidores de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ , viscosificantes, inhibidores de parafinas, agentes divergentes, estabilizadores y secuestrantes de hierro. En los procesos de fracturas hidráulicas ácidas, las concentraciones comúnmente empleadas de HCl son de 15, 20 y 28%.

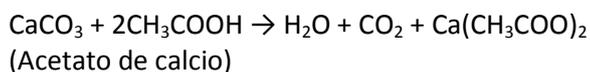
El ácido fórmico y el ácido acético, también reaccionan con el  $\text{CaCO}_3$  y el  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  presentándose en este último una reacción más lenta. Estos ácidos orgánicos (considerados ácidos débiles) no reaccionan completamente con el carbonato de calcio y el carbonato de magnesio presentes en la formación.

Las concentraciones máximas a utilizar son 9% en el caso de ácido fórmico y 10% en el caso del ácido acético, una mayor concentración de estos ácidos originarían altas concentraciones de sales orgánicas de calcio las cuales pueden precipitarse en la formación. A continuación se muestran las reacciones químicas del  $\text{CaCO}_3$  tanto con el ácido fórmico como el acético:

- ❖ Reacción del  $\text{CaCO}_3$  con el ácido fórmico



- ❖ Reacción del  $\text{CaCO}_3$  con el ácido acético



La expansión del gas es una fuente potencial de energía que puede ser utilizada para el momento de apertura y limpieza del pozo una vez finalizado el trabajo de fractura. Según lo indicado previamente, una cantidad dada de ácido creará un proceso ácido, al lograr controlar las pérdidas hacia la formación, grandes volúmenes y concentraciones de ácidos crearán mejores grabados (formando canales profundos y extensos) y anchos en las caras de la fractura mejorando así la conductividad final producto de mayores cantidades disueltas de carbonato de calcio.

En la tabla 2.7 se muestra la cantidad de  $\text{CaCO}_3$  que puede ser disuelta por los diferentes sistemas ácidos comúnmente empleados en la industria petrolera para tratamientos de formaciones de carbonatos, nótese que el sistema HCl tiene un mayor poder de disolución en comparación con los otros sistemas ácidos, lo cual es indicativo de que velocidad de reacción instantánea es mayor al contacto con la roca.

| TIPO DE ÁCIDO     | CONCENTRACIÓN (%) | CONCENTRACIÓN DISUELTA DE CaCO <sub>3</sub> POR CADA 1000GAL DE ÁCIDO (lbm) | CANTIDAD GENERADA DE CO <sub>2</sub> POR CADA BARRIL DE ÁCIDO (pie <sup>3</sup> ) |
|-------------------|-------------------|---|---|
| Ácido Clorhídrico | 15                | 1833  | 289   |
| Ácido Clorhídrico | 20                | 2515  | 396   |
| Ácido Clorhídrico | 28                | 3662  | 577   |
| Ácido Acético     | 10                | 422   | 30  |
| Ácido Fórmico     | 9                 | 726   | 60  |

TABLA 2.5.- Cantidad de CaCO<sub>3</sub> disuelto en diferentes ácidos y concentraciones.<sup>1</sup>

### 2.5.6 TÉCNICAS Y MATERIALES PARA EL CONTROL DE LA VELOCIDAD DE REACCIÓN<sup>1</sup>

Para obtener una mayor penetración de grabado de la roca, la velocidad de reacción del sistema ácido con la roca debe ser controlado, por lo que, la temperatura juega un papel sumamente importante en el control de la reacción. En pozos con temperaturas bajas a moderadas (60 °C a 115 °C) la retardación no es tan crítica, sin embargo, en aplicaciones mayores a los 250 °F (120 °C) la retardación de la velocidad de reacción puede ser muy crítica para lograr la efectividad y eficiencia del fracturamiento.

Uno de los métodos más comunes de extensión de la penetración del ácido vivo está enfocada en la inyección de precolchones (PAD) viscosos no reactivos seguidos por el sistema ácido, el precolchón reduce la velocidad de reacción del ácido, para incrementar la amplitud de la fractura, mediante el enfriamiento de las superficies de la fractura.

Otro métodos es mediante la utilización de ácidos orgánicos (ácidos acético y/o fórmico), los cuales son utilizados como retardadores de ácido. Las mezclas de estos ácidos de ionización débil con el ácido clorhídrico permiten retardar la reacción con la roca, permitiendo con ello que el grabado de la misma sea de mayor penetración.

### 2.6 DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>1</sup>

Para poder diseñar un tratamiento adecuado de fracturamiento hidráulico es necesario tener información del pozo y del yacimiento, como lo es: perfil de esfuerzos in-situ, permeabilidad de la formación, características de pérdida de fluidos, volumen total de fluido bombeado, tipo y cantidad del agente apuntalante, volumen del precolchón, viscosidad del fluido de fractura, gasto de inyección y módulo de la formación. Es necesario saber interpretar registros, núcleos, información de producción y de pruebas de presión, así como también de indagar toda la información posible del pozo.

Se debe de determinar cómo afectarán la longitud y la conductividad de la fractura a la productividad del pozo y al factor de recuperación. Es recomendable hacer un análisis de sensibilidad para evaluar las incertidumbres, como la estimación de la permeabilidad y el daño. Para poder determinar la longitud óptima y conductividad de la fractura es necesario tener en cuenta el modelo del yacimiento y analizarlo económicamente.

Para diseñar un fracturamiento hidráulico debe utilizarse la ayuda de un modelo de propagación de la fractura para conseguir la longitud y la conductividad deseadas al menor costo posible. El modelo de propagación se utiliza para saber que necesita mezclarse y bombearse en el pozo para mejorar los valores de la longitud de la fractura apuntalada y la conductividad. Como se mencionó anteriormente, se debe hacer un análisis de sensibilidad junto con el modelo de propagación para estimar y determinar los valores de las características antes mencionadas.

Es recomendable que se hagan simulaciones del fracturamiento en computadora, hacer análisis de sensibilidad de los valores más importantes, esto hará que se tenga un mejor diseño. Esto con el tiempo, proporcionará experiencia respecto al rango de valores utilizados y cómo estos valores afectan a las dimensiones de la fractura.

### **2.6.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO FRACTURANTE<sup>4</sup>**

La selección del fluido fracturante es una decisión vital en el diseño del fracturamiento hidráulico. Michael Economides desarrolló una tabla que se utiliza para seleccionar la categoría del fluido tomando como base la presión y temperatura del yacimiento, longitud media de la fractura esperada y sensibilidad del agua.

Muchos yacimientos contienen agua, y la mayoría de los yacimientos de aceite pueden inundarse con facilidad. En consecuencia, en muchos tratamientos de fracturamiento debe bombearse fluidos base agua que sean adecuados al sistema. Los fluidos ácidos se pueden utilizar en carbonatos; sin embargo, en muchos yacimientos profundos de carbonatos han utilizado fluidos base agua que contienen agentes apuntalantes exitosamente. Los fluidos base aceite se usan solamente en yacimientos de aceite cuando se ha probado que los fluidos base agua no funcionan. Es más riesgoso utilizar fluidos base aceite que utilizar los fluidos base agua.

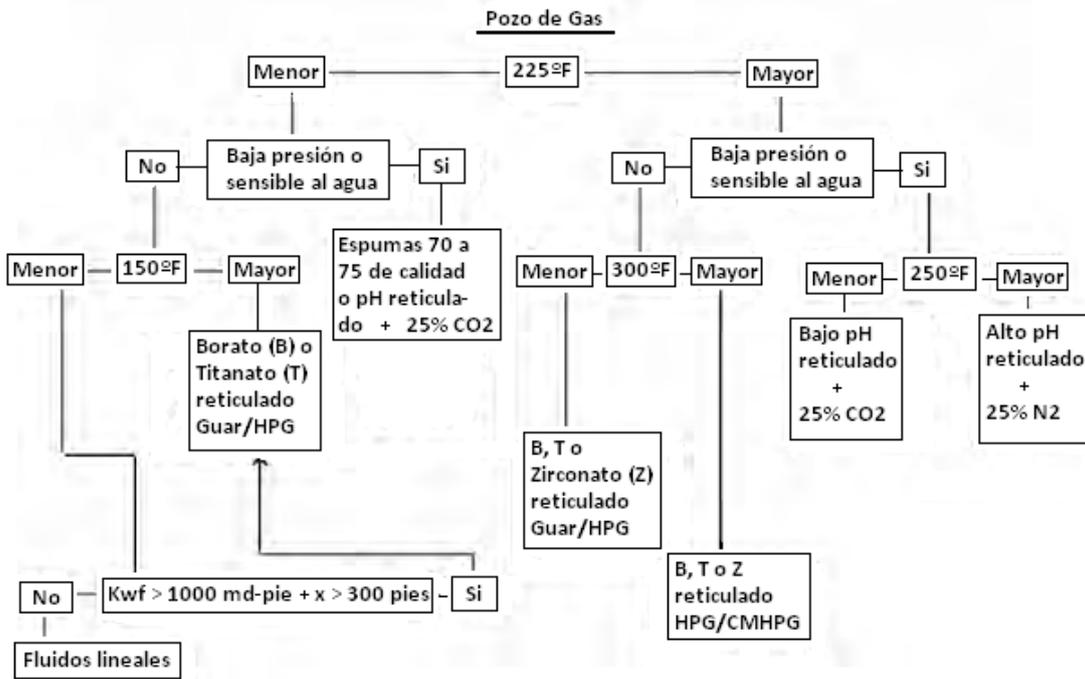


FIGURA 2.17.- Proceso de selección del fluido fracturante.<sup>4</sup>

SELECCIÓN DEL AGENTE APUNTALANTE<sup>4</sup>

Economides y Nolte crearon un diagrama para seleccionar el apuntalante correcto. El siguiente diagrama muestra su trabajo:

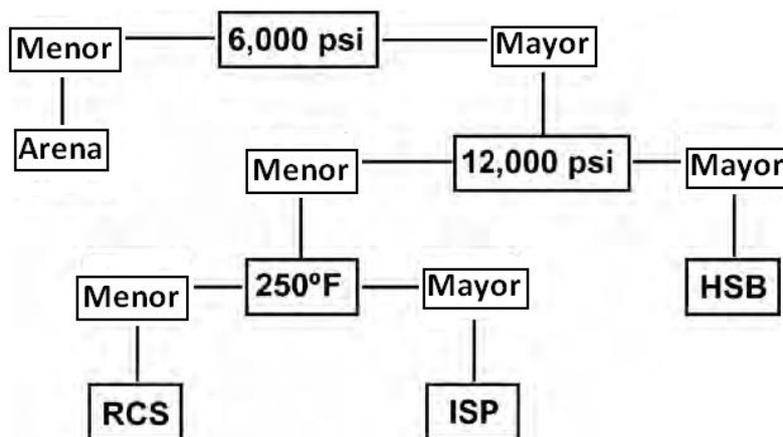


FIGURA 2.18.- Selección del apuntalante considerando la presión de cierre, Economides.<sup>4</sup>

Para poder utilizar el esquema anterior es necesario determinar el máximo esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante. El máximo esfuerzo efectivo depende del valor mínimo de la presión de fondo fluyendo esperada durante la vida del pozo. Si este esfuerzo tiene un valor

mínimo a 6000 psi entonces se recomienda el uso de arena como apuntalante. Si el esfuerzo efectivo máximo tiene un valor entre 6000 y 12000 psi, entonces se puede utilizar el apuntalante RCS o uno con resistencia intermedia, dependiendo de la temperatura. Para casos en los que el esfuerzo efectivo máximo es mayor a 12000 psi, se debe usar un apuntalante de alta resistencia.

Una manera segura de saber qué tipo de apuntalante es el adecuado, se deben tener en cuenta los valores estimados de permeabilidad y la longitud óptima de fractura. H. Cinco Ley publicó una ecuación que puede utilizarse para determinar la conductividad óptima de la fractura. La ecuación adimensional es la siguiente:<sup>4</sup>

—

Para minimizar la caída de presión debajo de la fractura, el valor de  $C_{fD}$  se debe aproximar a 10 o más. La conductividad de la fractura requerida se calcula con la siguiente ecuación:<sup>4</sup>

Donde:

$L_f$  = Longitud de la fractura (pie)

### SELECCIÓN DEL ÁCIDO PARA EL FRACTURAMIENTO<sup>4</sup>

El fracturamiento ácido es la mejor aplicación en yacimientos someros de carbonatos de baja temperatura. La temperatura aproximada debe ser de 200°F y el esfuerzo efectivo máximo sobre la fractura será menor a 5000 psi. La baja temperatura reduce la reacción entre el ácido y la formación, lo cual permite al ácido penetrar profundamente dentro de la fractura antes de ser usado. Los yacimientos de dolomías son menos dúctiles que los yacimientos de calizas, por lo que los fracturamientos ácidos funcionan satisfactoriamente; sin embargo, el fracturamiento apuntalado con fluidos base agua también funcionan bien.

No se recomienda utilizar fluidos de fracturamientos ácidos con agentes apuntalantes. Cuando el ácido reacciona con el carbonato, los finos comienzan a migrar. Si el apuntalante se usa con ácido, pueden formarse tapones debido a los finos, y esto puede perjudicar a la conductividad de la fractura.

En yacimientos de dolomías que contienen fracturas naturales en abundancia, se implementa fracturamiento ácido que da mejores resultados que los fracturamientos apuntalados. En

muchos casos, es común que se hagan múltiples fracturas; y así se puede utilizar más apuntalante con la finalidad de tener mejores fracturas que tengan una buena conductividad.

A menudo puede presentarse arenamiento en la cercanía del pozo si la concentración de apuntalante aumenta a más de 2 o 3 ppg. En casos así se recomienda más utilizar fracturamiento ácido.

Otra consideración es analizar la seguridad y los costos. En yacimientos muy profundos con alta temperatura, el costo de un fracturamiento ácido puede exceder al de un fracturamiento apuntalado. En yacimientos de alta temperatura, se requieren químicos muy caros para inhibir la reacción ácida con productos de acero y retardar la reacción con la formación. Obviamente, el ácido debe manejarse con extrema precaución cuando está en campo. Cuando se bombean grandes volúmenes de ácido de alta resistencia, a grandes gastos y presiones, la seguridad debe de ser de las principales preocupaciones.

### 2.6.2 DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APUNTALADO<sup>4</sup>

Para poder diseñar adecuadamente un fracturamiento hidráulico debe de considerarse la distancia de penetración óptima del ácido. Como ya sabemos, debe inyectarse el fluido de precolchón para obtener las dimensiones deseadas y así una mayor conductividad. Cuando el ácido entra en contacto con las paredes de la fractura, la reacción entre el ácido y el carbonato es casi instantánea, especialmente si la temperatura del ácido es 200°F o mayor. El objetivo del diseño de fracturamiento ácido es crear una fractura amplia, con mínimas fugas, con fluidos viscosos. La figura 2.15 muestra cómo se va creando la fractura y muestra porque debe ser una fractura amplia<sup>2</sup>.

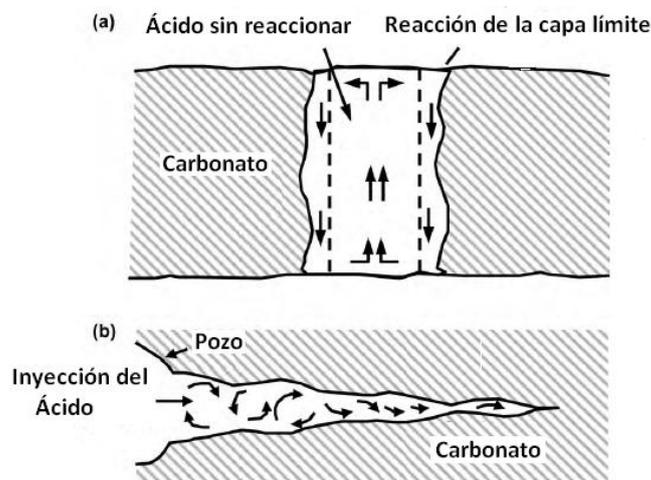


FIGURA 2.20.- Comportamiento del ácido fluyendo en la fractura.<sup>4</sup>

## CAPÍTULO 3

# FRACTURAMIENTO MULTITETAPAS

Debido a la necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos, proveniente de yacimientos no convencionales, se ha creado el Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Esta nueva tecnología se desarrolló con la finalidad de realizar un fracturamiento hidráulico en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo, teniendo como principal ventaja una disminución en el tiempo de operación y también una disminución en los costos.

En este capítulo se presentará la definición y objetivo del fracturamiento multietapas. Así como también, se presentarán las diferentes herramientas y métodos que se utilizan para lograr fracturar en diferentes etapas.

El fracturamiento hidráulico convencional es un método donde se forman fracturas únicas; estos tratamientos se realizan comúnmente en los llamados yacimientos no convencionales. Estos yacimientos se caracterizan por tener permeabilidad del orden de nano-darcys, con micro porosidad, fracturas naturales y capas muy delgadas que contienen metano libre, entre otras características mencionadas en el capítulo anterior. La perforación horizontal y el fracturamiento multietapas son técnicas muy comunes utilizadas hoy en día.

Los yacimientos heterogéneos, comúnmente tienen fracturas naturales o planos de debilidad, los cuales podrían o no ser conductivos a condiciones originales. Cuando se hace una fractura hidráulica, las fracturas naturales pueden dilatarse. Como resultado, cuando se fracturan este tipo de yacimientos, las fracturas creadas representan una red o cadena de fracturas. En los yacimientos de baja permeabilidad, esta red o enrramaje se conecta mejor con la formación, teniendo como resultado una mejor conductividad, ya que se generan nuevas vías o caminos, que mejorará la producción de hidrocarburos.

La variedad de métodos de fracturamiento utilizados para mejorar la producción, están enfocados en la complejidad de la creación de fracturas en una zona lejana para generar una fractura con varias ramas. Las fracturas con ramas, son particularmente utilizadas en formaciones con permeabilidad en el orden de nano darcys ( $<0.001$  md), ya que estas redes abarcan una gran porción de la matriz de la roca, en lugar de crear fracturas en un solo plano en la formación.

Debido a que se tiene la necesidad de manejar grandes gastos, en muchos de los tratamientos se bombea por debajo del casing. El bombear altos gastos reduce el tiempo necesario para lograr el fracturamiento eficientemente. La desventaja del proceso es que las decisiones del diseño se toman en superficie, como los cambios en la concentración de ácido o apuntalante, ya que no se verán los resultados sino hasta que se ha terminado de bombear todo el fluido que se tiene en el casing.

Una vez que se ha inyectado toda la concentración, se llena con apuntalante el volumen total del casing, esto cuando el extremo principal de la etapa comienza a entrar al sistema de fracturas.

Cuando se tiene un fracturamiento complejo en el sistema, incluso un pequeño cambio en la concentración de apuntalante puede traer problemas de arenamiento prematuro. El plan de contingencia para tal evento es costoso y consume tiempo de operación. Entonces, el alto gasto de fluidos de fracturamiento está comúnmente diseñado tomando como base la conductividad de la fractura y para evitar arenamientos prematuros u otros problemas.

### **3.1 DEFINICIÓN Y OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIETAPAS<sup>11, 12, 18, 26</sup>**

Debido a que las reservas de aceite y gas están declinando continuamente, las compañías operadoras alrededor del mundo están forzadas a explorar nuevas zonas que tienen condiciones extremas y que están ubicadas a grandes profundidades en el mar, encontrando yacimientos no convencionales, como los que están conformados por numerosos yacimientos individuales, o también conformados por lutitas gasíferas o los yacimientos de baja permeabilidad.

Debido a los diferentes tipos de yacimientos que se tienen que explotar, se han tenido que desarrollar otras formas de explotarlos, una de ellas son los pozos horizontales. Los pozos horizontales anteriormente, se limitaban a yacimientos naturalmente fracturados con un solo agujero o con terminaciones de liner ranurado. También se consideraba que los yacimientos que eran candidatos a una estimulación o fracturamiento, no podían tener pozos horizontales. Sin embargo, en la actualidad esto es totalmente contrario.

Para poder hacer estimulaciones o fracturamientos en pozos horizontales, se utilizaba una tubería flexible (TF) con puentes conectores. Estos últimos proveían una desviación mecánica a través del liner para fracturar correctamente cada una de las zonas seleccionadas. Este proceso se repetía el número de veces que se deseara fracturar a lo largo del pozo. A pesar de que este método era efectivo, el costo era extremadamente alto, sin mencionar el largo tiempo de operación que se llevaba.

Respecto a los yacimientos de baja permeabilidad, se llegaron a obtener resultados no tan buenos cuando se hacían tratamientos de fracturamiento hidráulico convencional, por lo que se hicieron nuevos estudios y desarrollos que dieron como resultado una técnica menos costosa. Con esa técnica, se pueden fracturar dos o más intervalos en un mismo pozo. Se tenían dos ideas principales: a) utilizar el esfuerzo creciente alrededor de la primera fractura creada con la primera inyección para desviar al siguiente intervalo; y b) utilizar los agentes apuntalantes utilizados en el primer intervalo para minimizar la cantidad de apuntalante en el fondo para la porción de la fractura creada en el segundo intervalo; esto cuando se trata de un fracturamiento apuntalado.

Otros factores que hacen del fracturamiento multietapas una tecnología viable, son la disminución en los costos y tiempo de operación y sobre todo el deseo de aumentar la producción. Cabe destacar que la disminución de los costos radica en que se realiza un solo viaje hacia el fondo del pozo, mientras que al hacer un fracturamiento convencional en cada intervalo se tenían que realizar varios viajes hacia el fondo del pozo, de uno a dos viajes por etapa, aumentando así, el tiempo de operación y de esta forma aumentando los costos. En la última década se han probado numerosas técnicas y métodos, para lograr minimizar costos y tiempo sin castigar el gasto de producción. Una de esas técnicas fue el fracturamiento multietapas, la cual ha tenido gran aceptación entre operadores y compañías de servicio alrededor del mundo.

La estimulación o fracturamiento multietapas, ofrece varias opciones de tratamiento para los diferentes tipos de terminaciones, condiciones y tipos de pozo. Estos métodos constan de diferentes herramientas o técnicas que se presentarán más adelante. Ésta tecnología se utiliza en pozos nuevos o en campos maduros, con la finalidad de mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación del yacimiento. El fracturamiento hidráulico se puede realizar de diferentes maneras, dependiendo del diseño y terminación del pozo.

El fracturamiento multietapas se ha implementado en más de 6000 pozos en 18 países. Para muchos de los pozos que necesitaban dicha tecnología, hubo una reducción significativa del tiempo de no-producción (NPT), lo cual ayuda a reducir costos, incluso si se requiere fracturar más etapas. Con el uso de TF, la tarea de colocar diferentes herramientas u objetos es sencilla y no se consume tanto tiempo.

Una de las primeras experiencias en el fracturamiento multietapas del que se tiene registro, fue un proceso de fracturamiento de cuatro etapas en julio de 1947 en Kansas, en una porción del campo Hugoton, en el cual se fracturaron cuatro diferentes etapas en una formación de calizas productora de gas, a una profundidad de 2340 a 2580 pies. En cada una de las etapas se bombearon 1000 gal de

napalm (gasolina muy ligera), a través de una tubería enroscada equipada con empacadores, seguidos de 2000 gal de gasolina con 1% de gel fracturante.

El fracturamiento hidráulico se introdujo en 1948, y durante las últimas seis décadas se han realizado grandes mejoras en las tecnologías existentes para poder fracturar. En los años 70's, los pozos horizontales se empezaron a desarrollar, con la intención de evitar el fracturamiento. Es evidente que a lo largo de los años, se dieron cuenta de que esto no era una solución, pues los valores de producción también revelaban la necesidad de utilizar este tipo de proceso. Un gran número de pozos horizontales tienen bajo rendimiento, esto como resultado principal de la baja permeabilidad en el yacimiento, la anisotropía en la permeabilidad, factor de daño, fracturas taponadas en la vecindad del pozo, y técnicas ineficientes de estimulación. Una de las principales desventajas de la estimulación o fracturamiento convencional, es la falta de control de la formación y dirección de la fractura.

Muy a menudo, la creación simultánea de múltiples fracturas en agujeros descubiertos horizontales, resultan en, a lo sumo, dos zonas con fracturas dominantes, comúnmente conocidas como fracturas completas, teniendo como resultado varios posibles intervalos prolíficos.

Actualmente, hay hasta 20 diferentes procesos de estimulación o fracturamiento multi etapas, que cubren todos los tipos de terminaciones de pozos; estos procesos se han utilizado para ayudar a optimizar la producción de los pozos con diferentes en terminaciones y en múltiples intervalos.

El procedimiento más común para realizar un fracturamiento hidráulico o estimulación, en pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad, tiene que contar con los siguientes aspectos para obtener el mayor éxito posible: <sup>14</sup>

- Pozo con casing cementado
- Realizar las perforaciones con pistolas TCP
- Realizar el fracturamiento bombeando los fluidos a través del espacio anular.
- Dejar fluir el pozo para recuperar los fluidos.
- Limpiar el casing utilizando TF o tubería articulada.
- Aislar la fractura con un Tapón Puente.
- Utilizar pistolas TCP para perforar el siguiente intervalo superior.

Un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal, necesita lograr varios objetivos incluyendo: <sup>14</sup>

1. Tener un bajo riesgo de perder la pared lateral, ya sea completa o solo una parte; es decir, no dañar más la formación.
2. Eficacia en la colocación de las fracturas en etapas específicas a lo largo del intervalo productor.
3. Habilidad para dimensionar adecuadamente la fractura, así como los volúmenes de fluido y de apuntalante, tipos de apuntalante, etc.
4. Evitar los problemas en el fracturamiento, tales como: excesivas fracturas múltiples o excesiva tortuosidad en la cercanía del pozo, los cuales pueden causar arenamientos y/o una fractura de longitud insuficiente.
5. Habilidad para bombear los fluidos apropiados basándose en las características del yacimiento.
6. Hacer del tratamiento un proceso efectivo y barato, mediante la selección del yacimiento en específico y en el valor de la recuperación final estimada (EUR).

Si no se puede aplicar consistentemente el proceso con los seis pasos antes mencionados, se debe escoger cuales de esos puntos son de más prioridad. Aparte de estar consientes que el punto 1 debe siempre ser el más importante, y que el punto 7 debe, en una instancia, cumplirse. El orden de importancia de los puntos 2 al 5, varía dependiendo de cada uno de los yacimientos y de los pozos.

Para muchos de los programas de perforación horizontal, actuales y futuros, el mayor reto no es lo relacionado con la perforación en sí, sino la habilidad de determinar el número y tamaño de las fracturas necesarias a lo largo del intervalo horizontal.

Las claves para obtener éxito en un fracturamiento multietapas en un pozo horizontal, pueden resumirse en las siguientes:<sup>14</sup>

- Movimiento individual del equipo de fracturamiento de las compañías de servicio.
- Exactitud en la ubicación de las fracturas.
- Tener flexibilidad para ubicar las fracturas debido a los eventos del trabajo.
- Minimizar el tiempo entre cada una de las etapas perforadas.
- Proveer mejor aislación o desviación entre las fracturas sucesivas.
- Utilizar programas agresivos de apuntalante, particularmente en el último paso del fracturamiento de cada una de las etapas para lograr la mayor conductividad posible en la cercanía del pozo con la fractura.
- Facilitar la limpieza del pozo en un momento cercano al que se formará el arenamiento.
- Dejar el agujero completamente abierto y sin ninguna restricción.

Es importante tener en cuenta, que cada una de las etapas puede diseñarse y determinarse el bombeo específico, dependiendo de las condiciones del yacimiento y de la zona en la que se va a efectuar el fracturamiento. La distancia entre cada una de las fracturas puede variar, especialmente cuando el operador tiene información para indicar que parte de toda la formación, y de la sección horizontal, es la indicada para aplicar el tratamiento. El aislamiento y los sellos en cada una de las etapas pueden mantenerse si tienen una distancia entre ellos de 100 pies.

El sistema hidrojet y las operaciones con la TF no utilizan partes de movimiento mecánico, los cuales reducen el riesgo de que no se introduzcan materiales o herramientas ajenas al pozo.

### **3.2 PROCESOS DE FRACTURAMIENTO MULTIETAPAS**

Como ya se mencionó anteriormente, la fracturamiento o estimulación multietapas pueden realizarse con diferentes procesos que utilizan diversas herramientas. Esto hace que el fracturamiento multietapas pueda adaptarse para diferentes tipos de terminación y a diferentes condiciones del pozo. A continuación se hará una descripción de los procesos que se utilizan para realizar un fracturamiento hidráulico multietapas.

#### **3.2.1 BALL SEALERS (Esferas Selladoras)<sup>26</sup>**

Las Esferas Selladoras o Ball Sealers, son una tecnología muy conocida para desviar el fluido de tratamiento durante el fracturamiento multietapas. El proceso específico diseñado para utilizar las Esferas Selladoras, utiliza pistolas convencionales que permanecen en el casing durante las operaciones de fracturamiento. Conforme cada uno de los fracturamientos se termina, las Esferas Selladoras se bombean para tapar momentáneamente los orificios abiertos. En una sola operación con bombeo continuo, las esferas no permiten que haya ninguna interrupción y que se tenga una presión positiva sobre los asientos para lograr un sellado efectivo. A la fecha, más de 35 pozos han ido fracturados con más de 350 etapas; trabajos que se han realizado con más frecuencia en EUA. A parte, esta tecnología puede combinarse con algunos otros métodos multietapas.

#### **3.2.2 PROCESO CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF)<sup>12, 26</sup>**

Hay muchos procesos de fracturamiento hidráulico, tanto convencional como multietapas, que utilizan TF. El uso de ésta herramienta, tiene muchas ventajas tecnológicas, que son de más ayuda cuando se implementan tratamientos multietapas. A continuación se muestran algunos de los procesos con TF, en orden cronológico.

### 3.2.2.1. SERVICIO DE FRACTURAMIENTO CON TF (CF MULTISTAGE CT FRACTURING)<sup>26</sup>

En 1997, se presentó un proceso de fracturamiento con TF, el cual utiliza un empacador y una cuchara para pre-perforar un pozo con muchos intervalos. Hasta la fecha, se han realizado más de 18,000 tratamientos de fracturamiento.

Este método es especialmente efectivo en pozos someros. El método de fracturamiento que utiliza el empacador Straddle, implementado con TF, permite perforar cada uno de los intervalos que van a tratarse individualmente, haciéndolo en una misma corrida en el mismo pozo, a menudo seis o más fracturamientos en un mismo día. Las máximas profundidades en las que se ha fracturado son de 8,061 pies, para pozos en Norte América. A continuación se muestran unos ejemplos:<sup>26</sup>

- Colorado.- Se encontraron capas de carbón atrapadas (CBM) en múltiples zonas que fueron muy analizadas por compañías operadoras. El pozo tenía 3,500 pies de profundidad. Se buscaba utilizar una técnica que realizara el trabajo en un tiempo corto y que fuera exacto, sin embargo los métodos utilizados nunca fueron exitosos. Recientemente, con el uso de ésta tecnología con TF, se pudo realizar el tratamiento en un solo día, recuperando más metano.
- Inglaterra.- En el Reino Unido, el objetivo fue terminar un programa de exploración en yacimientos de múltiples capas, de (10 a 14 por pozo). Tratando de hacerlo de la manera más rápida y efectiva. Utilizando este sistema de fracturamiento multietapas, se pudo trabajar en cinco pozos generando 53 tratamientos individuales de fracturamiento, colocando 3000 lbm de arena, colocando exactamente en las zonas establecidas.
- Alabama.- La meta fue estimular la producción de tres zonas individuales en un pozo de 1950 pies de profundidad. El grosor total de las tres zonas es de solo 30 pies y están distribuidas a través de 800 pies. El gasto de producción después del tratamiento, se calculó en 200,000 PCD. Las zonas se perforaron con la meta de fracturar intervalos de entre 2 y 10 pies, utilizando una TF de 2 7/8"; se colocaron 80,000 lbm de apuntalante.

### 3.2.2.2. HYDRAJET ASSISTED FRACTURING (HJAF)<sup>12, 26</sup>

Este método utiliza una desviación dinámica, se introdujo en la industria en 1997, como un proceso alternativo para explotar pozos horizontales, particularmente en agujero descubierto. Este proceso, fractura efectivamente pozos horizontales, el cual utiliza métodos convencionales para crear distintas fracturas individuales, lo que anteriormente no había podido lograrse.

El sistema hidrojet es una técnica que utiliza agua, u otro fluido, a alta presión; es una técnica muy conocida que utilizan muchas industrias para realizar diferentes tareas. Las tareas van desde limpieza y preparación de superficies, colocación de cementos, perforación, en la minería, en el uso de maquinaria; hasta usos domésticos, como lavar un automóvil o higiene dental. Este sistema funciona comúnmente, por medio de almacenar energía de alto poder, que es concentrada en un blanco o punto de trabajo. En la industria petrolera, las aplicaciones más comunes para son el levantamiento de recortes o en la perforación. A través del tiempo, la calidad de los sistemas hidrojet ha mejorado dramáticamente, teniendo una gran resistencia a varios químicos y abrasivos; a parte, la vida útil de la herramienta también se ha alargado considerablemente. Utilizando esta herramienta altamente mejorada, el fracturamiento hidráulico multietapas se ha aplicado teniendo mucho éxito en sus resultados en pozos horizontales.

La aplicación de ésta técnica puede ser en pozos horizontales con diferentes tipos de terminación, ya sea en agujero descubierto o cementado; las terminaciones no cementadas pueden ser en agujero descubierto, con liner ranurado, liner perforado, o con liners con empacador en la TR.

En los años 90's, se creó un nuevo proceso hidrojet, el cual utiliza una desviación dinámica que se desarrolló con la intención de tratar pozos horizontales, en particular aquellos con agujero descubierto. Los beneficios que se obtienen del proceso son reducir el NPT (tiempo no productivo); aparte, la terminación en los pozos horizontales, puede llegar a tener hasta 20 tratamientos de fracturamiento por separado en un mismo pozo, realizando la operación en sólo 2 días.

Debido a que el proceso de HJAF se basa en una dispersión dinámica, no se requieren tapones mecánicos para desviar fluido entre cada uno de los intervalos tratados. Por lo que, no se tienen tapones que perforar después de que se han llevado a cabo los tratamientos, se reduce el NPT del proceso entero. El método HJAF tiene una alta probabilidad de que no se formaron arenamientos prematuros, debido a que las tuberías están en una posición la cual permite una rápida limpieza del apuntalante excedente en cada una de las etapas del fracturamiento.

El método HJAF se basa en la presencia de esfuerzos consistentes de la roca para mantener la desviación dinámica entre cada una de las etapas; y entonces es por eso que es muy útil en pozos horizontales; aunque no necesariamente sirve para pozos verticales, debido a que los esfuerzos de la roca pueden variar significativamente de capa a capa.

El HJAF puede usarse no solo para la iniciación y extensión de las fracturas múltiples, sino también para remover el daño en la vecindad del pozo y para hacer un bypass a la zona dañada.

Funcionamiento<sup>26</sup>

En el proceso de HJAF, los fluidos fracturantes (con apuntalante) se inyectan a través de la tubería, mientras que los fluidos de limpieza se bombean por debajo del espacio anular. La presión en el espacio anular tiene que ser controlada, manteniendo la presión de fondo fluyendo ligeramente menor a la presión de fractura inicial. El apuntalante sobrante golpea la pared formando una cavidad o perforación en segundos. La presión en el espacio anular puede mantenerse constante debido a las fugas. Inicialmente, el fluido entra a las cavidades de la formación y se regresa por el espacio anular, ya que no tiene otro lugar por el cual regresar. Conforme se va formando la cavidad, la presión en el fondo de ésta cavidad aumenta. El fluido dentro de la cavidad, continua avanzando hasta que se comienza a formar la fractura. El punto de alta presión puede ser cualquiera fuera del espacio anular, generalmente en el fondo de la cavidad creada.

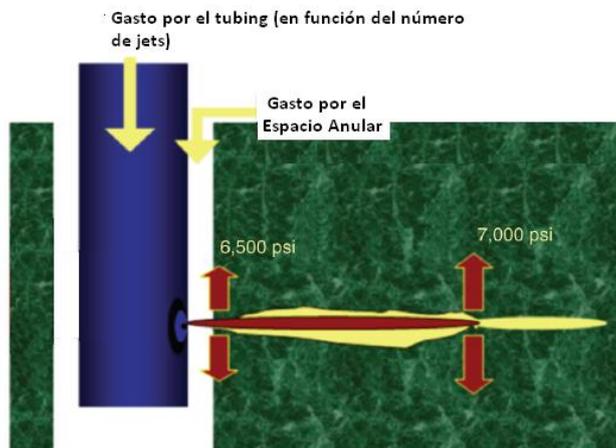


FIGURA 3.1.- Proceso hidrojet.<sup>26</sup>

Como se crean fuerzas de tensión, la presión excede la presión de fractura, y la fractura se comienza a generar; basándose en la ecuación de Bernoulli, los fluidos que fluyen por el espacio anular son introducidos en la fractura para entonces continuar con la extensión de la fractura. No se requiere aislar las fracturas debido a que la alta energía cinética del fluido inyectado se convierte en energía potencial (presión) dentro de la fractura. Luego, se alcanza la presión de extensión de la fractura en el punto de inyección dentro de la fractura, mientras que la presión en el espacio anular se mantiene igual o por debajo de ésta presión.

En la práctica, generalmente, el sistema hidrojet se despliega hacia el intervalo más profundo, utilizando un jet de alta energía. Luego, se inicia la fractura y la ubicación de ésta tiene que ser controlada con mucha exactitud. Todo el material necesario para crear una buena conductividad, tales como los apuntalantes o los ácidos, se bombean a través de la tubería y directamente dentro de

la fractura creada. La presión en el espacio anular es extremadamente importante y los gastos de fractura pueden complementar esta presión, al inyectarlos una vez que la fractura ya se haya creado.

El proceso puede resumirse de la siguiente manera:

- El jet se coloca en los túneles en el plano de la fractura.
- La presión de estancamiento del fluido más la presión en el espacio anular es lo que crea la fractura.
- La presión de inyección más la presión en el espacio anular es lo que extiende la fractura.
- El concepto del efecto Bernoulli explica cómo se mantiene la entrada del fluido en la fractura con la mínima presión en el pozo.
- El flujo complementario del espacio anular hace que la fractura crezca.

### Algunas características

Esta tecnología utiliza jets estándar compuestas de carburo de tungsteno a altas presiones, aproximadamente de más de 4000 psi, aunque tienen la desventaja de no resistir más de 8500 lbm de apuntalante o arena a través de cada una de las boquillas o jets. Y peor aún, la mezcla de arena con un máximo de 28% de HCl, provoca una disminución en el uso del jet a solo 1000 a 2000 lbm de arena por jet. Debido a que el carburo de tungsteno es prácticamente inerte, este muestra no tiene la necesidad de usar una cubierta (el cobalto), causando una declinación drástica en la vida del jet.

Se diseñó un nuevo tipo de jet para utilizar en estos procesos, compuesto de carburo, haciendo que la vida del jet ahora depende del tiempo de vida de la herramienta del sistema hidrojet y no solo de los jets. La cantidad de apuntalante que podría bombearse por boquilla instalada está en el rango de 20,000 a 50,000 lbm. Tan sólo 4 boquillas, o hasta más de 30, pueden utilizarse en herramientas específicas, comúnmente esto depende del gasto permitido en el tubing y de cuán grande sea el OD de la herramienta, esto dependiendo de la configuración del pozo.

### Ventajas

No se requieren empacadores o Tapones Puente. La aislación entre las regiones fracturadas en el pozo se logra dinámicamente; por ejemplo, el uso de altas velocidades del fluido en el jet. Esta característica ahorra mucho más tiempo en el proceso de terminación, haciendo el proceso más económico. La característica de aislamiento dinámico también permite que el proceso se pueda utilizar en agujero descubierto y con liners ranurados.

Los colchones de doble flujo con bombas separadas, realizar una mezcla en el fondo, por lo tanto, generando una espuma in-situ. Esto podría ayudar a realizar ajustes en tiempo real (casi instantáneamente) de la concentración de los químicos, ya que cada gasto de inyección está controlado independientemente. Este también tiene la habilidad de cambiar instantáneamente la concentración de apuntalante. A menudo, tener concentraciones adecuadas, ayuda a obtener un arenamiento mucho más plano. En los procesos de fracturamiento, se bombean al pozo grandes concentraciones de fluido, y comúnmente esta lechada está cargada de apuntalante. En este paso, el gasto de inyección de la lechada debajo del tubing puede reducirse, lo que inmediatamente reduciría la concentración de apuntalante en el pozo; esto se logra bombeando inmediatamente un alto gasto de fluido limpio en el espacio anular, reduciendo los riesgos de arenamiento prematuro. Si éste no se puede prevenir, la arena podría inmediatamente circularse en flujo inverso hacia la superficie, y así evitarse la necesidad de limpiar profundamente el pozo.

Cada una de las perforaciones está independientemente presurizada, permitiendo tener comunicación con la fractura, aunque una vez que la corriente del jet ha entrado a la fractura hidráulica, la presión en la fractura se iguala rápidamente.

La posición de cada una de las fracturas es exactamente la misma que la de los jets, logrando así una colocación exacta.

La dirección de la fractura inicial es controlada con los jets; sólo la fractura inicial y la dirección cerca del pozo, son controladas fuera del pozo; la fractura se alinea con la orientación del esfuerzo en la zona lejana al pozo.

Una vez que la fractura se formó, el flujo del jet causa una erosión adicional significativa en la formación, abriendo una cavidad de gran diámetro que puede extenderse unos pocos pies. Las pruebas de laboratorio muestran que las cavidades pueden llegar a tener un diámetro de 5 pies. Las grandes cavidades pueden reducir drásticamente el flujo radial en las fracturas transversales y también reducen la presión en la cercanía del pozo, lo que resulta en una reducción de producción.

Una característica única del HJAF, es que todos los fluidos de tratamiento pasan a través de los jets. Si los jets no crean una diferencial de presión lo suficientemente grande, debido a la erosión, tienen que ser reemplazados, teniendo que sacar la sarta de tratamiento fuera del pozo.

### **3.2.2.3. HYDRAJET PERFORATING ANULAR PUMPING (HPAP)<sup>12, 26</sup>**

Fue desarrollado inicialmente en 2003, este método utiliza un empacador para desviar el fluido, con dicho fluido se tiene una forma viable de fracturar varias etapas en un pozo vertical u horizontal, con

una terminación convencional, con ayuda de una TF. La TF comúnmente es de 1.75" para realizar la inyección de fluido.

### Cálculos necesarios para operar la TF en la implementación de HPAP<sup>11</sup>

Los cálculos y análisis comunes en las operaciones en cualquier pozo que utilizan TF, deben incluir el cálculo de tiempo de vida o fuerza necesaria para operar la TF.

- Colapso de la TF:<sup>11</sup>

El equipo de fondo no tiene instalada una válvula check, por lo que la TF puede utilizarse como una sarta muerta para monitorear la presión de fondo. La diferencia de la presión hidrostática de los fluidos en la TF y en el espacio anular, son transferidos a la TF a través de su diámetro interno, pero la fricción debido a los altos gastos en el anular no se transfiere, por lo que se da una diferencial de presión. Las simulaciones de bombeo deben enfocarse al cálculo de la presión de colapso esperada, esto para asegurar que la TF tenga las propiedades para resistir las condiciones de colapso, y deberá incluir la carga axial de la tubería flotante y la carga axial del arrastre del fluido en el espacio anular.

Es común realizar un bombeo continuo y lento por la TF, durante el bombeo de los fluidos de tratamiento por debajo del espacio anular, ambos para mantener limpia la sarta y ayudar a protegerla del colapso.

Nota: Para aplicaciones en pozos que manejan fluidos amargos, es requisito indispensable contar con una válvula check. En los procesos que requieren de circulación inversa, las válvulas check son removidas y se añaden sellos en el pozo.

- Bloqueo de la TF, en laterales horizontales.<sup>11</sup>

Cuando la TF está bajo compresión axial, puede experimentar el fenómeno de buckling si la fuerza de compresión excede un cierto valor. Este fenómeno aumenta significativamente el arrastre entre la TF y el pozo. Como la longitud de la sección "buckleada" aumenta, se alcanza un punto en el cual la parte inferior de la TF deja de moverse aunque la tubería sigue moviéndose hacia la superficie. Este punto es conocido como "lockup" (bloqueo), y cualquier intento para mover la tubería dentro del pozo podría causar algún daño a la TF.

Los cálculos de fuerza pueden predecir la profundidad del bloqueo o el punto donde la fuerza requerida para manipular un empacador, no pueda ser transferida al equipo de fondo. Los cálculos

de fuerza deben realizarse para asegurar que se alcance la profundidad deseada en pozos horizontales o desviados.

- Correlación de Profundidad de la TF.<sup>11</sup>

En una operación con TF, el proceso actual para la determinación de la profundidad es una “rueda contadora” que está en contacto con la TF. Utilizar la TF es uno de los métodos más seguros y exactos para medir la profundidad, aunque esta declaración pueda parecer contradictoria, debido a que a lo largo del tiempo, se han tenido problemas en la determinación de la correlación de profundidad.

La diferencia de tener exactitud o inconsistencia, se da cuando introducimos fuerzas externas tales como dinámica del pozo o presión. Los elementos que se requieren para desarrollar la correlación de profundidad con la TF son los siguientes:

- Dimensiones de la Rueda Medidora
- Resbalamiento de la Rueda Medidora
- Ángulo apropiado.- En la tubería debe entrar y salir el sistema de la rueda de forma lineal.
- Elongación por el ciclo de la tensión plástica.- Como la TF está en un ciclo continuamente a lo largo del rollo, la longitud aumenta por la tensión aplicada en el rollo y la deformación plástica. Actualmente, los estudios están progresando para determinar la cantidad de longitud que aumenta en condiciones específicas.
- Elongación por carga axial elástica.- La carga axial aumenta conforme aumenta la porción colgada de la TF; la longitud aumenta o disminuye proporcionalmente a la carga aplicada.
- Elongación por cambios de temperatura.- Como la temperatura de la TF aumenta, la longitud aumenta en proporción al cambio en la temperatura ( $\Delta t$ ).
- Acortación por cambios de temperatura.- El bombeo de un alto gasto puede enfriar la TF y causar un cambio en la profundidad durante las operaciones.
- Condiciones del pozo
- El acortamiento puede ser causado aplicando la presión.

### Modelado de la fuerza en tiempo real<sup>11</sup>

Para poder mantener los márgenes de seguridad en las operaciones con TF, los operadores se han apoyado en una técnica para poder obtener toda la información necesaria. El monitoreo de la fuerza aplicada y el modelado de la operación en tiempo real, han sido dos herramientas muy poderosas en las operaciones de TF.

Este modelo proporciona un rango de las condiciones esperadas, ya que el trabajo realizado no se podría ejecutar en la forma en la que se había predicho en el diseño.

El software que recibe información en tiempo real, continuamente calcula el esfuerzo en la tubería, ciclo de trabajo, posición del fluido y condiciones hidráulicas en el fondo; a partir de la información que manda un sensor de fondo. Esto da al operador la información dinámica de la operación, que es continuamente renovada conforme las condiciones cambian.

### Iniciación de la Perforación con sistema hidrojet y Fracturamiento<sup>11</sup>

En este método, el fracturamiento muy a menudo iniciará en la interface cemento/formación, y se orientará alrededor de la región del túnel perforado. El grado de los problemas que existen con pistolas convencionales, es referido a la dureza de la formación, donde los problemas son más comunes y más severos conforme ésta aumenta.

La perforación hidrojet utiliza un proceso de erosión para remover la roca, luego se presenta un daño resultante en la roca, debido a la compactación en el túnel erosionado. La fractura puede propagarse a través de un túnel perforado de gran diámetro, no dañado y no compactado; utilizando la ecuación del principio de Bernoulli. La energía del fluido dentro de la tubería se transforma en energía cinética a través del jet, resultando en corrientes a alta velocidad, como se demuestra en la siguiente ecuación:<sup>11</sup>

— —

Donde:

V = velocidad

p = presión

$\rho$  = densidad del fluido

g = gravedad

z = altura

C = constante

Se tiene que tener en cuenta una simple y sencilla relación, esta es: el tiempo de inyección necesario y la diferencial de presión a través del jet, son inversamente proporcionales; esto es, si se tiene una delta de presión menor significa que se necesita más tiempo de inyección. Se consideran varias

variables para llegar a esta determinación, incluyendo el tamaño de las boquillas de inyección, la delta de presión del jet, jet fuera del casing, espesor y dureza del casing, y dureza de la formación.

En algunos casos, especialmente en pozos horizontales, el casing o liner, pueden no estar cementados, y esto también altera la dinámica del proceso de perforación hidrojet. La herramienta del sistema hidrojet, puede diseñarse para diferentes configuraciones del jet, siendo este más limitado que el diámetro de la herramienta, ya que esta puede reducir su diámetro dependiendo de las restricciones que se tengan en el pozo.

Un jet con un ID más pequeño permite tener una mayor presión a cualquier gasto, pero si no se cuenta con una herramienta de colocación, la corriente abrasiva del jet se centrará menos en la zona deseada, y hay partículas menos abrasivas que erosionen el acero.

### Espaciamiento vs. Perforación<sup>11</sup>

La perforación hidrojet se realizará, en muchos de los casos, en acero, con un diámetro igual a tres veces más el diámetro del jet. Por ejemplo, si el diámetro del jet que se usará para perforar a través del casing y el cemento, es de 3/16"; la perforación resultante en el casing sería de 9/16" de diámetro.

Los pozos horizontales con fracturas transversales, pueden requerir de una mayor conductividad debido a los problemas potenciales de la convergencia del flujo. No solo las perforaciones deben ser suficientes para manejar el flujo de la fractura, sino el flujo en toda la conductividad de la fractura alrededor del pozo. En el diseño óptimo, se puede determinar la conductividad de las fracturas transversales que atraviesan el pozo horizontal, ya que debe ser la máxima posible para solventar los problemas de convergencia de flujo. Esto se presenta en el método de HPAP con PPD, pero es también una limitación con muchos otros métodos de fracturamiento multietapas existentes actualmente. Esta es la capacidad de obtener la máxima conductividad posible sin comprometer la eficiencia del proceso, como se observa en el método HPAP con PPD, como una técnica agresiva de fracturamiento.

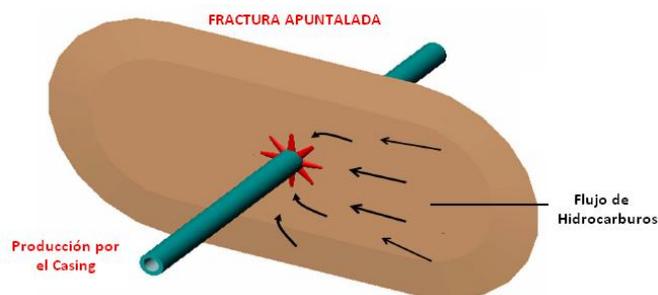


FIGURA 3.2.- Las perforaciones con el sistema hidrojet tienen un ID grande y no están dañadas, con los métodos convencionales de perforación pueden reducirse las restricciones en la producción.<sup>11</sup>

### 3.2.2.4. HPAP CON PROPPANT PLUG DIVERSION (PPD)<sup>26</sup>

El HPAP con PPD (Proppant Plug Diversion) se presentó en la industria por Surjaatmadja y otros en el 2005. Este método utiliza TF, perforaciones con hidrojet, tratamiento con almohadillas en el espacio anular y desviación con tapones o baches de apuntalantes. El trabajo realizado con el método anteriormente mencionado, en pozos verticales, proporciona un fracturamiento muy agresivo con un filtrado inducido, que logra una mayor conductividad entre la vecindad del pozo y este, mientras que se gestiona una total eficiencia del proceso.

Después de perforar y fracturar un intervalo, una pequeña carga medida de arena se vierte a través de la TF para colocarlo en el túnel antes perforado. Un nuevo intervalo se perfora o se fractura arriba del tapón o bache de apuntalante y el proceso se repite en cada una de las etapas que se necesiten fracturar. El último paso es limpiar el pozo de los excesos de apuntalante, para que finalmente el pozo se ponga a producir y así recuperar el fluido de tratamiento utilizando TF, un sistema hidrojet, colocación del colchón y los tapones de apuntalante.

El trabajo inicial con este método, se realizó en un pozo vertical; el método superó las expectativas por el hecho de no necesitar dispositivos mecánicos dentro del pozo. A continuación se muestra una foto del dispositivo que se utiliza en este tipo de proceso:

Por lo general, este dispositivo tiene un diámetro externo de 3.4" y cuatro boquillas de 0.25", con un bombeo nominal de 9 bpm. Un dispositivo con un OD de 3.66" y seis boquillas de 0.25", pueden llegar a tener un gasto de fractura nominal de 13 a 14 bpm, con una vida útil de la herramienta de 200,000 a 250,000 lbm de apuntalante a través de las seis boquillas. Si la terminación del pozo es lo suficientemente más grande a 4.5" de OD, el gasto máximo podría llegar a ser de 35 bpm, sólo si se tiene una cantidad adecuada de boquillas y una TP de por lo menos 3.5". La vida útil esperada podría ser de 30,000 lbm de apuntalante para una boquilla de 0.25", o hasta alrededor de 14 a 15 boquillas

(~450,000 lbm). Para usar un dispositivo de OD de 4.5", se requiere por lo menos un liner de 7" y no tener restricciones que disminuyan el agujero a 4.65".



FIGURA 3.3.- Sección de una herramienta lista para entrar al pozo para un tratamiento con HJAF.<sup>26</sup>

A la fecha, el método se ha utilizado en más de 400 pozos en Australia, Canadá, Argentina, Omán, Rusia y China. El máximo número de fracturas que se ha realizado en un sólo pozo, es de 39. La implementación de esta técnica ha tenido buenos resultados en pozos verticales.

Este método ha sido utilizado exitosamente en algunas partes del mundo. El tiempo de operación del fracturamiento convencional toma mucho tiempo (varias semanas). Con este método se ha podido comprobar que se reduce el tiempo de operación, tomando pocos días u horas, y la recuperación de los fluidos fracturantes es rápida. Debido a las mejoras continuas del proceso y con el rápido aumento de su uso, se puede asegurar que tendrá una proliferación a nivel mundial. Además de que ha ganado gran aceptación de su aplicación en pozos horizontales, las cuales se empezaron desde el 2006. Este mismo método pero en pozos verticales no es tan benéfico como en pozos horizontales, ya que el flujo converge desde la fractura hasta al pozo causando una pérdida de producción.

Un tapón de apuntalante, en la etapa final de cada tratamiento de fractura, ayuda a mantener una máxima conductividad con la vecindad del pozo, donde los problemas con la convergencia de flujo son comunes.

Las fracturas de los pozos horizontales son especialmente vulnerables a la pérdida de conductividad, debido a la migración de finos, la circulación inversa del apuntalante y la limitada área de flujo expuesta a pequeños intervalos perforados conectados a las fracturas. Una pequeña cantidad de finos pueden formar un tapón en la vecindad de las perforaciones, que provocan un efecto de

estrangulador. Para poder ayudar a conseguir una alta producción en cada una de las etapas fracturadas, se puede hacer uso de algunos productos que mantienen una buena conductividad.

### Colocación del tapón de apuntalante<sup>11</sup>

Un paso crítico en el proceso del HPAP con PPD, es la óptima colocación del tapón de apuntalante, ya que debe ser suficiente para actuar como un mecanismo de desvío cuando se aplica el tratamiento en cada una de las etapas superiores, y también para proveer la máxima conductividad posible para prevenir que el flujo converja y se formen restricciones en las perforaciones.

Varios métodos se han aplicado, en los cuales varía el grado de éxito obtenido, a menudo el resultado de un proceso de “prueba y error” varía de un pozo a otro.

- Método: Arenamiento cerca del pozo<sup>11</sup>

Este método de colocación del tapón de apuntalante después del tratamiento de fractura, se coloca en base a un puenteo de apuntalante en la fractura, como resultado de un exceso de concentración de apuntalante en una fractura de espesor limitado. Un análisis inicial de los efectos de bombeo de un tapón de alta concentración de apuntalante, de casi el doble de las concentraciones acostumbradas utilizadas en campo, demostró ser erróneo cuando se perfora con un sistema hidrojet. Los tratamientos que comúnmente presentan arenamiento tienen concentraciones mayores a 5 lb/gal con métodos convencionales, con concentraciones de 10 lb/gal utilizando el HPAP con PPD se obtuvieron malos resultados.

- Método: Arenamiento con gasto reducido<sup>11</sup>

Si el tapón de apuntalante final no es suficiente para inducir un arenamiento, una alternativa para lograrlo es ir reduciendo el gasto conforme el tapón alcance las perforaciones. El propósito es intentar formar un puente reduciendo el ancho de la fractura, conforme la alta concentración de apuntalante alcanza las perforaciones. Se ha comprobado que una velocidad de 6 pie/s en el espacio anular, mantiene una suspensión de apuntalante en pozos horizontales cuando, utilizando gel lineal como fluido acarreador al final del tapón.

- Método: Presión sin precisión (Squeeze Hesitation)<sup>11</sup>

Si no se logra un arenamiento con gasto reducido, el bombeo debe cesar con suficiente apuntalante, el cual se encuentra en el casing, y así para formar un tapón. La presión del pozo debe observarse

para determinar el cierre de la fractura. Cuando se cierra, se continúa brevemente el bombeo a bajo gasto para presionar el apuntalante concentrado dentro de la fractura cerrada.

- Método: Cierre Inducido<sup>11</sup>

Si no ocurre un arenamiento cuando se bombea a alto gasto y el pozo requiera un largo periodo de cierre antes de que se cierre la fractura, se utiliza circulación inversa momentáneamente para inducir el cierre. El gasto en la circulación inversa no debe exceder 1/4 bpm en muchas terminaciones. Una vez que la fractura se ha cerrado, el bombeo debe continuar lentamente para empaquetar el área cercana al pozo.

Una vez que el tapón de apuntalante se colocó y probó satisfactoriamente, la presión del espacio anular debe mantenerse constante a lo largo de la terminación, para mantener el tapón de apuntalante en estado de sobre balance. Una falla en el proceso puede generar una presión en el espacio anular lo suficientemente grande para resultar en una pérdida de estabilidad del tapón, y el apuntalante puede moverse a la superficie. Esto significa que las operaciones de perforación con sistema hidrojet, se utilizan en muchos casos, siempre y cuando se mantenga la contrapresión en el espacio anular con ayuda de un estrangulador.

- Método: Perforación Hidrojet Orientada<sup>11</sup>

Los pozos horizontales son especialmente susceptibles a los problemas con la colocación del tapón debido a los efectos gravitacionales en el ajuste del apuntalante durante el periodo de cierre. Un canal libre de apuntalante puede formarse desde la parte superior del casing, y a menudo reanudar el bombeo no siempre resulta en la movilización del apuntalante, y así fomentar la formación del puente en las perforaciones, particularmente las perforaciones a lo largo del tope del casing en comunicación con el canal creado.

Si se orientan las boquillas del jet hacia la parte inferior del pozo, el apuntalante caerá o se ajustará en las perforaciones durante el periodo de cierre. Un bombeo a bajo gasto continuo puede forzar al apuntalante concentrado a entrar en las perforaciones, y esto facilita la formación del puente, logrando una colocación exitosa del tapón.

- Método: Lavado en el fondo con TF<sup>11</sup>

En muchos casos, se realiza una limpieza en los pozos del excedente de apuntalante, se hace con la finalidad de evitar un arenamiento prematuro o para que se cierre el espacio entre las etapas. El

equipo de fondo hidrojet puede modificarse para facilitar la limpieza del fondo, se ha probado que lavar el pozo mejora la colocación en pozos horizontales.

### **3.2.2.5. HPAP, PPD Y SERVICIO CON TF<sup>11, 26</sup>**

En el 2006, se utilizó el HPAP con el método PPD y servicio de TF para darle tratamiento a pozos horizontales cementados.

Después de que se ha perforado y fracturado un intervalo o etapa, una carga de grava o arena, se arroja a través de los intervalos perforados y así lograr que se fije. Una vez que se ha fracturado otro intervalo arriba de la grava fijada, el proceso se repite en cuantos intervalos sean necesarios. El paso final en este proceso, es la limpieza del exceso de apuntalante en el fondo, para finalmente poner a producir el pozo, y así recuperar el fluido de tratamiento.

Este método no tiene la necesidad de tener un pozo que tenga un agujero sin restricciones, debido a que no hay dispositivos mecánicos colocados dentro del casing. Un equipo simple de fondo contiene un dispositivo hidrojet, un freno de bola, un dispositivo de desconexión, y un conector de TF.



FIGURA 3.4.- Equipo de fondo del método HPAP con PPD.<sup>11</sup>

Además, la decisión de cambiar el empacador por un tapón de arena entre las zonas, aumenta la necesidad de realizar una circulación inversa controlada utilizando un estrangulador adecuado. Una vez que el tapón de arena se ha colocado, es necesario que se mantenga una presión adecuada en el pozo durante la perforación de las etapas para que la circulación inversa del fluido fracturante no altere el tapón de arena. Cuando se interrumpen las operaciones por varias horas antes de que se hayan bombeado todas las etapas, es aconsejable jalar la TF e instalar un tapón puente, durante este periodo.

**3.2.2.6. HPAP CON EMPACADOR DE DESVÍO<sup>18</sup>**

Este método es una forma viable de estimular o fracturar múltiples etapas en pozos verticales cementados no perforados, utilizando TF. Este método tiene un equipo en el fondo que cuenta con un empacador que aísla las etapas que ya han sido tratadas; también cuenta con un sistema de perforación hidrojet, que utiliza TF para bombear el fluido y coloca el tratamiento para fracturar debajo del espacio anular.



FIGURA 3.5.- Equipo de fondo del método HPAP.<sup>18</sup>

Este método es una forma mejorada del HJAF. Ya que el espacio anular se utiliza para bombear el colchón de fluido de tratamiento, y no se tiene ninguna restricción en la cantidad de apuntalante. La TF y el equipo de fondo se utilizan para aislar y para llevar a cabo las operaciones del sistema hidrojet, y de esta misma forma se reduce el riesgo de corrosión.

El equipo de fondo se mueve de fractura a fractura, con dirección a la superficie utilizando una TF; con un mínimo de tiempo de operación entre cada uno de los tratamientos. Se pueden lograr un total de 8 fracturas por día; además, se ha encontrado particularmente aplicable cuando se utilizan fluidos energizantes, como espumas de N<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub>, como fluidos de tratamiento.

El uso de TF para aplicar este método, requiere de una configuración en la cabeza del pozo especial para que no resulte abrasivamente dañada por la TF, y seguir permitiendo a la TF moverse durante las condiciones de bombeo a alta presión.

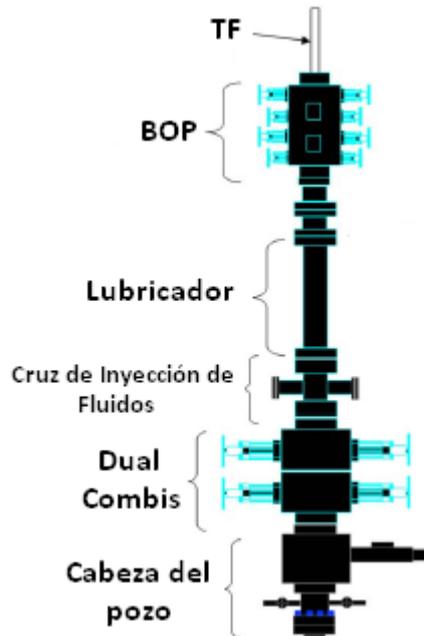


FIGURA 3.6.- Equipo de fondo del método HJAP.<sup>18</sup>

Otra característica de este método es que tiene acceso en tiempo real de la información de presión en el fondo, por medio de la TF, durante el fracturamiento de las etapas. Además, con la TF dentro del casing es fácil y rápido realizar la limpieza del pozo, removiendo la lechada cargada de arena si se presentará hay un arenamiento prematuro; esta es otra forma de minimizar el NPT.

El empacador de aislamiento o de desvío, sólo se puede utilizar en pozos de un solo agujero, o por lo menos en terminaciones que no tengan ninguna restricción (como nipples), que pudieran impedir el trabajo del equipo de fondo en las etapas a fracturar.

### 3.2.3. JOINTED TUBING (TUBERÍA ARTICULADA)<sup>26</sup>

Por más de 75 años, ha sido necesario controlar la presión en las operaciones que se llevan a cabo en la industria de la explotación de hidrocarburos. En la actualidad, se tienen herramientas y equipos más seguros y actualizados para lograr el objetivo antes mencionado, como el reacondicionamiento hidráulico (HWO). Hay una gran variedad de procesos para estimular y fracturar con tubería articulada, esto tiene ventajas tecnológicas en comparación con otros métodos convencionales.

Para pozos verticales, con TR cementada, con múltiples intervalos, el método de HPAP se combina con otro método conocido como Puente-Tapón Recuperable, RBP (Retrievable Bridge Plug); con este método se pueden fracturar varias etapas a la vez. El RBP se coloca debajo del intervalo que va a tratarse. El proceso involucra perforación hidrojet, para después bombear el fluido fracturante debajo del espacio anular. Luego, el Puente-Tapón Recuperable se retira y se coloca en el siguiente intervalo y se inicia nuevamente el proceso de fracturamiento.

El método de tubería articulada junto con HPAP y PPD, para pozos verticales y horizontales, cementados y no cementados, con múltiples intervalos, utiliza tubería articulada en lugar de TF. Esto permite realizar un fracturamiento más agresivo con arenamientos inducidos, y así lograr una alta conductividad en la vecindad del pozo, para lograr obtener una mayor eficiencia del tratamiento.

### **3.2.4. PERF AND PLUG<sup>26</sup>**

Esta tecnología método tiene dos diferentes métodos, que son el Bridge Plug y el Frac Plug. Estos métodos se han utilizado para realizar un tratamiento de fracturamiento multietapas. Estas herramientas están construidas de diferentes materiales, con el mínimo de metales ferrosos y gomas que hacen más fácil y rápida la perforación. Los tapones son perforados utilizando una barrena y después con TF o tubería articulada. Hay un amplio rango de tamaños, presiones y temperaturas de operación.

#### **3.2.4.1. BRIDGE PLUG<sup>26</sup>**

El Bridge Plug es una herramienta compuesta de material perforable, que está diseñada para proveer un aislamiento de la zona que se va a fracturar en el pozo. Esta herramienta está disponible en modelos estándar y en modelos de alta presión/alta temperatura (HP/HT), que tienen un rango de tamaños que van desde 2 7/8" hasta 13 3/8".

#### **3.2.4.2. FRAC PLUG<sup>26</sup>**

El Frac Plug esta hecho de fibra de vidrio, cerámicas con una cantidad mínima de latón o de metales no ferrosos, haciendo más fácil su perforación. Está diseñado para proveer un aislamiento en el pozo entre cada uno de los intervalos donde se está realizando un fracturamiento multietapas. Estas herramientas están disponibles en modelos estándar o en modelos HP/HT que van desde 3 1/2" a 7".

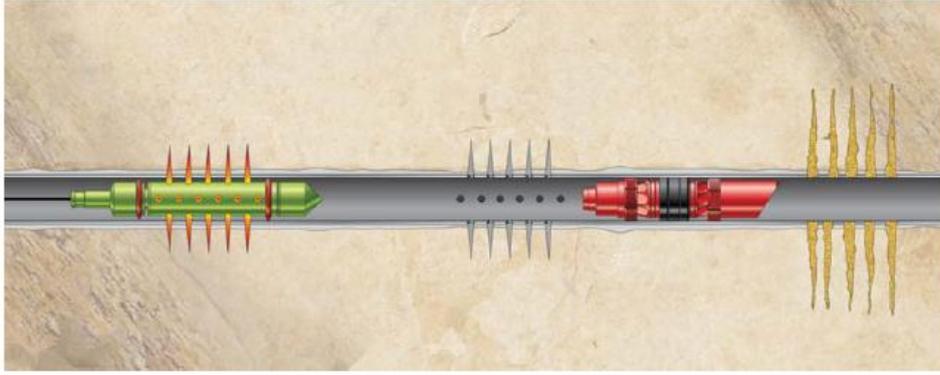


FIGURA 2. 7.- Ilustración del Perf & Plug, donde se utiliza un Bridge Plug para aislar las etapas que se van a fracturar y se perfora para crear las fracturas en las etapas deseadas. El número y tamaño de las perforaciones para cada etapa a menudo son limitados para asegurarse de que cada etapa reciba el fluido de tratamiento.<sup>18</sup>

### 3.2.5. SLIDING-SLEEVE<sup>26</sup>

Junto con Sliding-Sleeve, cemento soluble en ácido, un liner suspendido y un sistema de aislamiento de empaques inflables, forman parte de un método para fracturar múltiples etapas; ha sido utilizado para proveer una intervención libre en el fracturamiento; con la opción de cambiar a un modo mecánico, utilizando TF o tubería articulada. Estas tecnologías permiten aislar, así como re-fracturar los intervalos en un mismo pozo, obteniendo ventajas económicas.

Este método, provee a los operadores nuevas opciones para tratar varias etapas en pozos horizontales, con agujero descubierto, que permite hacer las fracturas en el lugar adecuado, con mínimas intervenciones.

Esta técnica se ha utilizado y adaptado rápidamente para fracturar pozos horizontales. Provee a los operadores otra opción para tratar múltiples etapas en un pozo efectiva y económicamente. El tratamiento utiliza dos herramientas anteriormente desarrolladas, una camisa de fracturamiento y un empaque deslizante; para poder acceder a las zonas seleccionadas en un mismo pozo, con la opción de cerrar o abrir, una o más zonas, en el momento que se desee. Está diseñada para viajar junto con la sarta de producción. Las camisas resisten una diferencial de hasta 10,000 psi a 350°F. Estas camisas tienen puertos de comunicación entre el ID y el OD del casing, que puede abrirse o cerrarse selectivamente, ya sea por un procedimiento mecánico o hidráulico, o también con el uso de esferas selladoras que activan el mecanismo.

### EMPACADORES AISLANTES INFLABLES<sup>26</sup>

Este empacador se basa en las propiedades de inflamamiento del hule expuesto a hidrocarburos. El hule es un material que puede inflarse hasta un 200% de su volumen original, sellando el espacio anular entre la tubería para aislar la zona que se está tratando.

El hule retiene su flexibilidad después de que se infló y mantiene la integridad del sello, con cualquier cambio que se presente durante el proceso. El hule continúa expandiéndose, incluso con la presencia de algún hidrocarburo, para sellar aunque se tenga cualquier irregularidad en el pozo, causada por lavado o cambios en la formación.

El índice de presión en el empacador es directamente proporcional a la longitud y grosor del hule utilizado. El tiempo de inflamamiento puede controlarse con aplicaciones específicas, y esto da a los operadores libertad para instalar los sistemas apropiadamente sin la necesidad de apresurarse.



FIGURA 3.8.-. Componentes de un empacador inflable.<sup>26</sup>

Se desarrolló una herramienta que ayuda en la toma de decisión e identificación del método correcto de fracturamiento multietapas basándose en un caso específico.

### Identificación de algunos problemas con el Sliding Sleeve<sup>18</sup>

Cuando se utilizan herramientas que se activan por medio de una caída de presión en pozos cementados, rara vez se obtienen resultados exitosos, a parte se tienen varias inconsistencias en la operación de la herramienta. En algunos casos, las herramientas se abren a presiones más bajas que las presiones programadas, mientras que otras se abren a presiones más altas. En el peor de los casos, las herramientas no abren, lo que resulta en tener intervenciones al pozo extremadamente riesgosas, utilizando TF, para perforar los asientos de las esferas que fallaron, se perfora el intervalo inferior, y se continúa con las etapas restantes. El éxito del uso de la herramienta en cuestión, cuando se aplica en pozos cementados, es de un 50%. Se tienen varias teorías sobre la inconsistencia en la presión de apertura; las siguientes tres son las más probables:

1. Presiones hidráulicas en el espacio anular desconocidas o no controladas, pueden afectar en la presión de apertura de las herramientas que se abren a presión.
2. Los escombros afectan a la presión de apertura del SS; los escombros pueden aumentar las fuerzas de fricción entre los componentes del sistema.
3. La exactitud de la apertura del Sliding Sleeve, específicamente está involucrado con el arreglo hidráulico inicial.

En la primera teoría se involucra la inhabilidad del operador para controlar las presiones que pueden afectar la exactitud de la apertura de la herramienta. En este caso, las preguntas están involucradas con la presión en el espacio anular, debido a que los fluidos y la presión dentro del casing están relativamente controlados. Algunas de las preguntas evaluadas son: qué pasa con la presión hidrostática en el espacio anular una vez que se coloca el cemento, qué pasa con la presión hidrostática en el espacio anular si se tiene una pérdida de circulación y qué pasa si la presión de formación comienza a aumentar alrededor de la herramienta antes de la apertura.

En la segunda teoría, los escombros son un reto que tiene que cubrirse, cuando se utiliza el SS estándar o la herramienta con apertura a presión, sobre todo en pozos cementados. La herramienta con apertura a presión, tiene un área de pistón que está expuesta a la formación al momento de la operación. Esta exposición crea un punto de entrada y un tapón de cemento o sólidos alrededor del lodo. Estos sólidos podrían ligarse al aumento de la fricción en los miembros en movimiento, contribuyendo con la inconsistencia e inexactitud de la presión de apertura del arreglo.

En la tercera teoría, respecto a la exactitud de la apertura, el método debe tener cierta tolerancia para la apertura del Sliding Sleeve por sí misma. En este caso, el análisis se enfatizó en el Sliding Sleeve activado hidráulicamente, debido a la exactitud y precisión que se requiere con la presión de apertura en esta alternativa. El diseño en cuestión, utiliza pasadores de seguridad que corren dentro de una ranura. Hay dos puntos en los cuales hay que enfocarse en el diseño; el primero es la tolerancia del cierre sobre los pasadores, y el segundo es el método en el cual los pasadores se cierran (entran en la ranura).

El método para cerrar múltiples pasadores en una sola ranura tiene una pequeña variable en las propiedades de cerrado, debido a que este tipo de método se basa en la carga sobre un punto uniforme para todos los pasadores al mismo tiempo. Si uno de los pasadores no estuviera alineado con el resto, la carga total del cierre que se requiere para abrir la herramienta no será la requerida.

Además, debido a que los pasadores están enlazados, no se corre el riesgo de que haya una deformación o carga uniformemente. Las herramientas que se activan por medio de esferas, también utilizan pasadores con cierres enlazados; además, la exactitud de la presión de apertura no es un problema debido a que requieren una esfera para abrir la herramienta.

### 3.2.6 ANÁLISIS DE OTRAS ALTERNATIVAS

#### COMMUTER FRAC, MÉTODO ESFUERZO – DESVIACIÓN<sup>18</sup>

Cuando se consideraron las limitaciones de los diseños convencionales, se pensó en desarrollar un método alternativo que mejore el diseño y proporcione mayor control en tiempo real. Algunas de las limitaciones encontradas en otros métodos son las siguientes:

- Falta de profundidad en la penetración del apuntalante.
- Inconsistencia o riesgo en la desviación cuando hay fluido dentro de la fractura, para crear más ramas.
- Falta de control en el programa de apuntalante en el punto de entrada de la fractura.
- NPT asociado con la necesidad de aislar previas etapas ya fracturadas.
- Casing perforado para nuevos intervalos fracturados durante la operación de fracturamiento, ya que se requieren viajes individuales entre cada etapa.
- Se requieren perforaciones sobre – barrido.
- Riesgo de arenamiento prematuro en redes complejas de fracturas, aumentando el costo de operación.
- Erosión en el equipo de superficie y de fondo cuando se bombean apuntalantes o ácidos a altos gastos.
- Mapeo de microsismos en tiempo real, provocados por el fracturamiento, para tener un mayor control de la geometría de la fractura creada.

Colocando una alta concentración de apuntalante dentro de la fractura creada en el pozo, el ancho de la fractura será una distancia pequeña; de tal forma que eventualmente, se formará un bache de apuntalante que servirá como un puente y forzará al fluido a buscar una vía alterna. El puente o tapón de apuntalante, ayuda a asegurar la formación de una fractura grande y profunda de buena conductividad, a menudo referido como “pilares de apuntalante”. Este método es una variación del análisis de arenamiento en la orilla de la fractura, donde la presión de tratamiento va aumentando hasta que es lo suficientemente grande para dilatar las fracturas naturales o hasta romper los planos más débiles.

Un punto clave para determinar el volumen del bache de apuntalante y la concentración necesaria para lograr el efecto de “ramas”, es monitorear el fracturamiento a través del uso de un mapeo de microsísmica de la fractura en tiempo real, y así realizar ajustes sobre la marcha. Además de mejorar los controles de diseño, estos ajustes podrían hacerse inmediatamente, sin la necesidad de esperar a que el volumen total en el casing sea bombeado para poder tomar decisiones.

El control de las propiedades del apuntalante y del fluido en las perforaciones, se hace a través de un único proceso que incorpora dos tecnologías de apoyo: (1) Fracturar con TF y (2) Líquido concentrado de apuntalante.

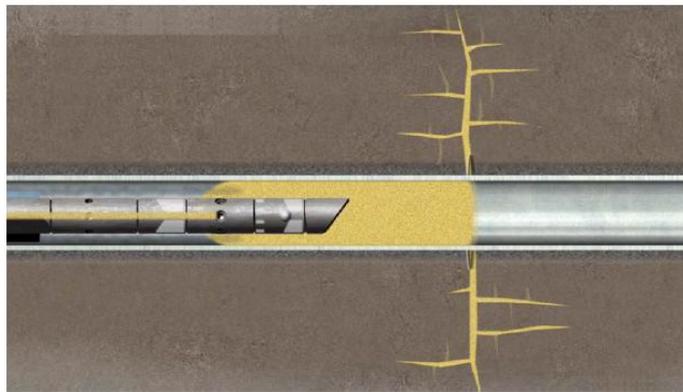


FIGURA 3.9.- Esta figura muestra la lechada concentrada de apuntalante siendo bombeada a través de la TF y se combina con el fluido de tratamiento acarreado el fluido sin apuntalante siendo bombeado por el espacio anular para formar una mezcla con la concentración deseada de apuntalante y el gasto de inyección total de fluido de tratamiento. Este proceso puede usarse en una perforación y con una desviación del bache de apuntalante o con una camisa mecánica de estimulación para fracturar cada una de las etapas pero intercaladas.<sup>18</sup>

### Proceso Commuter Frac<sup>18, 26</sup>

El fracturamiento con TF, ha crecido durante los últimos años con el uso de un empacador aislante, donde todos los fluidos de tratamiento se mezclan y bombean a bajo gasto a través de la TF, el proceso que utiliza es el HPAP, que bombea el fluido de tratamiento a gastos mucho más altos de los que se pueden bombar en la TF. El uso de TF en el HPAP, provee soluciones a muchos de los problemas previamente descritos en tecnologías convencionales.

- Con la TF en el casing durante el tratamiento, se proporciona una rápida contingencia para arenamientos prematuros, permitiendo diseños con tratamientos más agresivos.

## FRACTURAMIENTO MULTITAPAS

---

- Con la perforación con un sistema hidrojet y bombeo a través de la TF, no se tiene la necesidad de hacer viajes por separado en el pozo, lo cual reduce el NPT durante el proceso y ayuda a asegurar que todos los intervalos o etapas estén fracturadas adecuadamente.
- El uso de tapones o baches de apuntalante para crear empaques al final de cada una de las fracturas, ayuda a asegurar la máxima conductividad posible.

Hay, sin embargo, dos principales desventajas en el proceso HPAP cuando esta considerándose para tratamientos con altos gastos:

- El bombeo de fluido abrasivo que cae por el espacio anular está limitado a 35 pies/s para prevenir la erosión de la TF, el cual limita los gastos de inyección para otros tratamientos en yacimientos no convencionales.
- Los cambios en las propiedades del fluido de tratamiento, tales como la concentración y volumen de apuntalante, para cada una de las fracturas, no se realiza en la fractura hasta que el volumen en el espacio anular se ha desplazado.

Para resolver estos dos problemas y utilizar el HPAP con altos gastos, se desarrolló un nuevo método de entrega del apuntalante para el sistema de fracturamiento. El nuevo método utiliza apuntalante concentrado, apuntalante líquido (de 12 a 24 lbm/gal de concentración de apuntalante), el cual es bombeado a través de la TF a bajo gasto (35 pie/s), mientras que el fluido no abrasivo está siendo bombeado a alto gasto por el espacio anular. Cuando se bombea el fluido no abrasivo por el anular, la velocidad límite para prevenir la erosión puede ser ampliamente excedida sin que cause alguna erosión en la TF.

Los pasos en general en el proceso Commuter Frac es el siguiente:

1. Posicionar el equipo de fondo (BHA) del sistema hidrojet a través de la etapa más profunda que se va a fracturar.
2. Inyectar, perforar e iniciar la fractura en el primer intervalo o etapa.
3. Remover la esfera del equipo de fondo, y llevarla hasta la superficie utilizando circulación inversa.
4. Bombear debajo del espacio anular con agua aceitada y establecer el gasto de diseño.
5. Bombear debajo de la TF, el fluido de tratamiento con apuntalante.
6. Bombear el gasto del espacio anular para llevar la concentración de apuntalante dentro de la fractura.

7. Recuperación del gasto diseñado del espacio anular, para desplazar el bache de apuntalante con agua aceitada.
8. Repetir los pasos 6 a 7 para lograr la presión neta deseada o hasta que se presente un conjunto de ramas de la fractura, con ayuda de un mapeo de microsísmica.
9. Reducir lentamente el gasto en el espacio anular, para concentrar el apuntalante y crear el empaque de apuntalante en las perforaciones.
10. Mover el equipo de fondo hacia la siguiente etapa a tratar.
11. Recircular el exceso de apuntalante, si es necesario.
12. Bombear hacia abajo la esfera a través de la TF para colocarla en el equipo de fondo.
13. Repetir los pasos del 1 al 12 para cada uno de los intervalos deseados.



FIGURA 3.10.- Método Commuter Frac, muestra la esfera en el asiento mientras se hace la perforación de la fractura en el objetivo deseado.<sup>26</sup>



FIGURA 3.11.- Circulación inversa de la esfera hacia superficie, dejando abierta la tubería.<sup>26</sup>

### SLIDING SLEEVE JET<sup>26</sup>

El despliegue de las esferas y el cambio mecánico de las camisas deslizables en el casing o liner se ha utilizado en numerosas ocasiones. Las camisas que abren y cierran mecánicamente, son compatibles con empacadores externos al casing y pueden incluir puertos erosionables de inyección para ayudar a disminuir la complejidad en la vecindad del pozo, y tener más control durante la etapa más cercana, y comenzar a fracturar en las etapas adyacentes a la posición de la camisa.

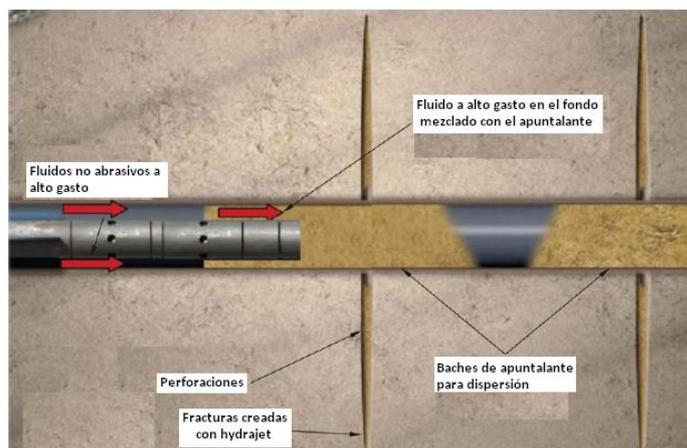


FIGURA 3.12.- Bombeo de la lechada de apuntalante concentrado debajo de la tubería mientras que se bombea agua aceitada debajo del espacio anular permitiendo que los fluidos se mezclen dentro del espacio anular. Colocando los baches de apuntalante en las perforaciones, es posible dispersar el bache dentro de la fractura o crear un tapón dentro del pozo para variar el gasto en el espacio anular.<sup>26</sup>

El proceso es compatible con el Commuter Frac (antes mencionado) y permite el acceso individual en cada una de las etapas y también aislar cualquiera de ellas en cualquier momento. Utilizando una TF (con camisas deslizables mecánicamente) como mecanismo de cambio de las camisas (adjunto al casing), para abrirlas y cerrarlas ya que se cuenta con todos los beneficios que se mostraron anteriormente, incluyendo un solo viaje dentro del pozo para estimular y fracturar múltiples intervalos simultáneamente.

En la figura 3.13 se muestra una configuración del proceso con Camisa Deslizable (SS). Se coloca una camisa por etapa y un empacador aislante en el límite de cada etapa. Las etapas adyacentes comparten un solo empacador; el empacador aislante puede ser un empacador inflable o un empacador hidráulico.

En la figura 3.15 se muestra una vista interna de la herramienta de cambio mecánico de la camisa. Conforme la herramienta se coloca en posición, la presión aumenta en la TF (o tubería articulada) para extender las llaves. En este momento, la camisa puede abrirse o cerrarse.

### MÉTODO DE "DOS PASOS" DE DESVIACIÓN POR ESFUERZO<sup>18</sup>

Se ha desarrollado una nueva herramienta de cambio; la cual ofrece un mejor funcionamiento que permitirá contar con solo dos pasos. Permitirá bombear una lechada de fluido/apuntalante debajo de la TF o tubería articulada, y el fluido limpio (sin apuntalante) se podrá bombear debajo del espacio

anular entre la terminación base y la TF. La combinación de estos dos gastos permitirá que el tratamiento se realice a bajos gastos.



FIGURA 3.13.- Ejecución de SSP.<sup>26</sup>



FIGURA 3.14.- Empacador del SSP.<sup>26</sup>

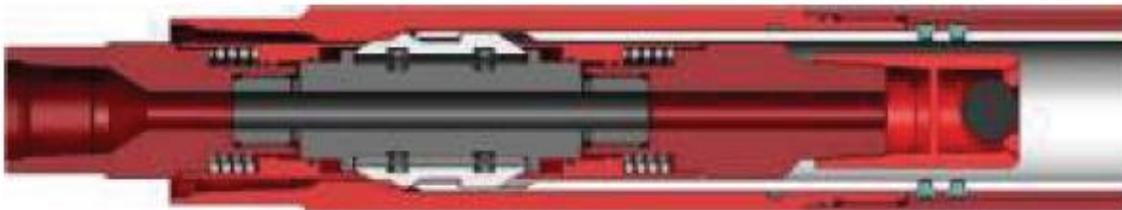


FIGURA 3.15.- Vista interior de la herramienta de cambio del SSP.<sup>26</sup>

Es un método en el cual tres o más intervalos perforados tienen una entrada limitada, y todos los intervalos que se tratan juntos en una sola operación de bombeo. Es un método en el cual se realiza un análisis para saber cómo inducir el esfuerzo en el yacimiento durante un fracturamiento, con la finalidad de facilitar la creación de una fractura con varias ramas.

La interferencia de esfuerzos creada provoca que múltiples fracturas se extiendan, y al mismo tiempo que se altere el esfuerzo horizontal en el yacimiento alrededor de cada una de las fracturas, permitiendo que las fracturas naturales se abran debido al aumento en la presión neta en el sistema de fracturas. Mientras que este método había sido ampliamente aceptado, el grado de efectividad estaba en duda porque la erosión de las perforaciones, debido al alto gasto de fluidos abrasivos, causan una reducción significativa de la entrada de los fluidos y en la distribución del tratamiento.

En un tratamiento de tres intervalos, el intervalo de en medio es muy probable que tenga un alto grado de interferencia en el esfuerzo, y luego su crecimiento será inhibido, causando que las fracturas en los lados externos del sistema reciban más fluido de tratamiento.

La presión neta en la fractura en yacimientos heterogéneos y frágiles causan fracturas, llamadas “stress – relief” (es decir, fracturas en donde disminuye el esfuerzo), y esto a su vez es causa de que las fracturas sean paralelas a la fractura primaria de doble ala. Sin embargo, la creación de estas fracturas puede observarse con un mapeo de microsísmica de la fractura, estas no pueden ser conectadas a la primera fractura hidráulica, esto se ilustra en la figura 3.16.

Se sabe que la fractura crece en el yacimiento, dependiendo de la complejidad del sistema de fracturas, lo que causa fuertes incrementos en la presión neta y limita la extensión de la longitud de la fractura. La falta de presión neta aumenta durante el fracturamiento, lo que podría indicar que se ha creado una fractura de doble ala, a pesar de que los eventos micro-sísmicos se capturaron de forma adyacente a la fractura principal durante el tratamiento. Por lo tanto, teniendo la oportunidad significativa de conectar las fracturas “stress-relief” y mejorar la conectividad en un volumen grande de roca.

En el contexto del fracturamiento multietapas, para poder la meta de alterar el esfuerzo en el yacimiento para facilitar la creación de más ramas en una fractura y conectar con las fracturas “stress-relief”, se propuso un nuevo método el cual involucra un fracturamiento convencional en intervalos individuales en pozos horizontales pero con un cambio en la secuencia con la cual es realizado.

Empezando con el último extremo del pozo horizontal, se fractura el primer intervalo; luego, se mueve hacia adelante, se fractura un segundo intervalo de tal forma que haya un grado de interferencia entre las dos fracturas. Luego, en lugar de continuar hacia delante, el tercer intervalo o etapa que se va a fracturar se realiza entre las dos fracturas previamente creadas para tomar ventaja del esfuerzo alterado en la roca y conectar las fracturas “stress-relief”, como se muestra en la figura 3.18.

Cuando se combina con el método Commuter Frac, esta técnica ofrece una gran oportunidad de crear fracturas con varias ramas y lograr una conductividad efectiva y profunda en el yacimiento.

Esta técnica fue aplicada en desarrollos recientes con el método de las Camisas Deslizables (Sliding Sleeves), utilizando un cambio mecánico con TF o con tubería articulada. Pero si se utiliza la TF, las camisas se abren para mejorar el acceso hacia el yacimiento para el fracturamiento, y se cerrarán

para mejorar la desviación entre cada uno de los tratamientos. Para poder tratar algún pozo, es necesario que éste tenga casing y tiene que estar cementado o tener un empacador en el espacio anular para aislar los intervalos.

Esta tecnología de SS está actualmente en desarrollo y se desea hacer un método con la tecnología HJAF.

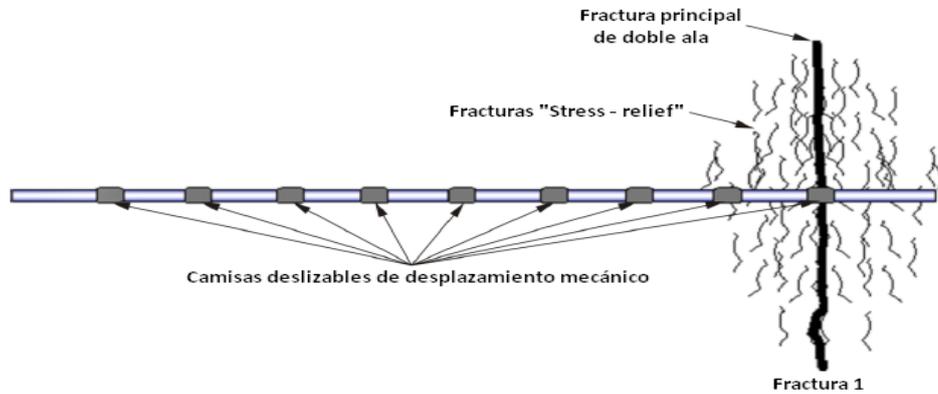


FIGURA 3.16.- Fractura principal con fracturas "stress-relief" no conectadas.<sup>18</sup>

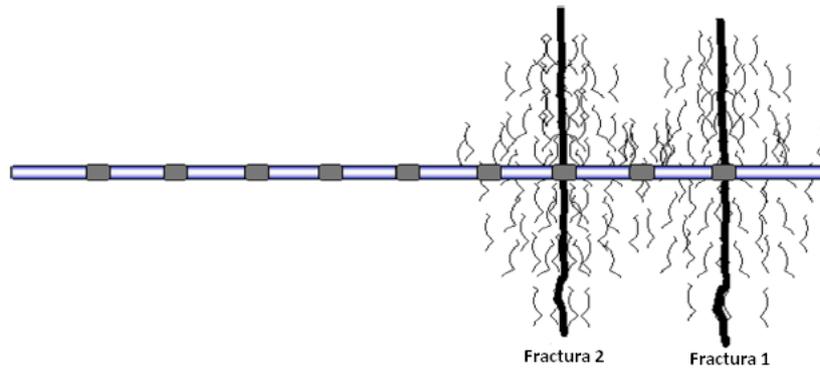


FIGURA 3.17.- Creación de la fractura número 2, en donde se muestra que las fracturas "stress-relief" aún no están conectadas con la fractura principal.<sup>18</sup>

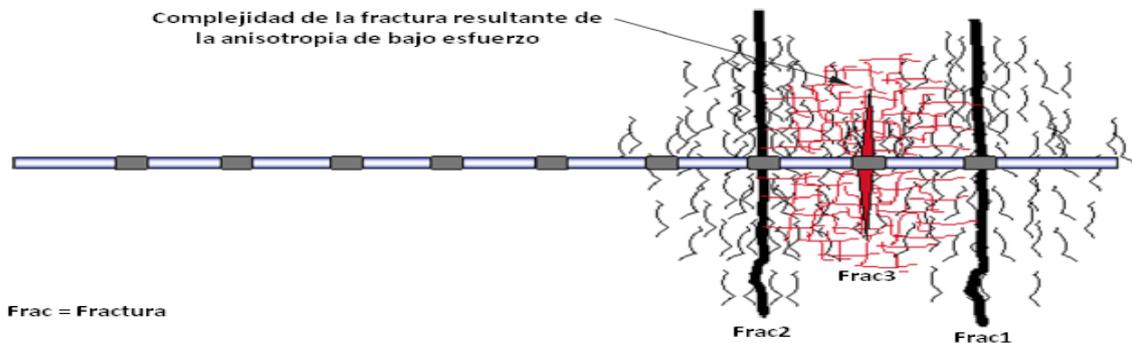


FIGURA 3.18.- Creación de la fractura 3 con interferencia de esfuerzo entre la fractura 1 y la fractura 2 optimizada para reducir la anisotropía, lo que resulta en tener una conectividad con las fracturas "stress-relief".<sup>18</sup>

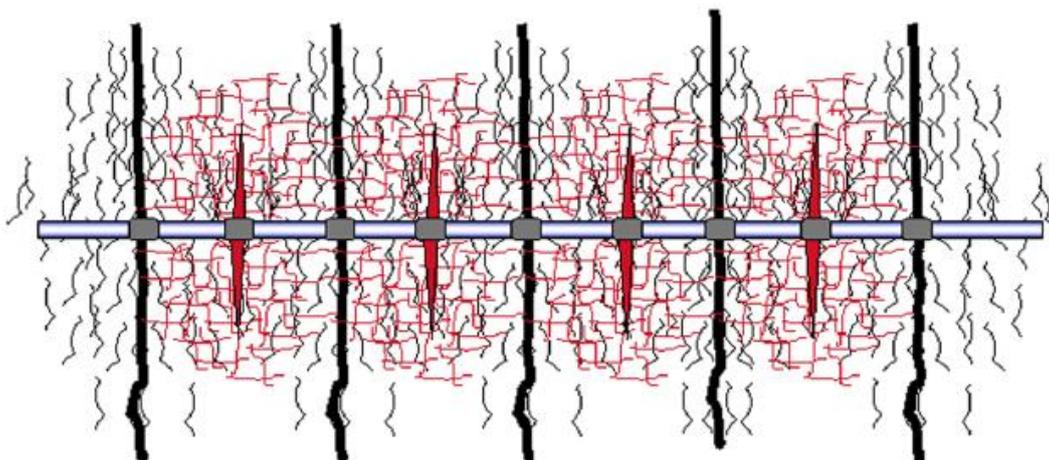


FIGURA 3.19.- Resultado del método de dos pasos o interferencia de esfuerzo.<sup>18</sup>

#### NUEVA TÉCNICA DE DESVIACIÓN DEL FLUIDO POR FRICCIÓN<sup>28</sup>

Uno de los problemas más comunes en el proceso de fracturamiento multietapas, es la desviación de los fluidos en una perforación con entrada limitada en la fractura. Es común utilizar la caída de presión debido a la fricción ( $\Delta p_f$ ) para distribuir los fluidos a través de las secciones perforadas en el pozo.

Se han desarrollado técnicas para perforar un agujero de entrada limitada, y han sido utilizadas exitosamente en muchas aplicaciones en pozos verticales. Sin embargo, para lograr un  $\Delta p_f$  de 250 psi en la entrada, a través de la perforación de la fractura, se requiere un gasto de inyección tan alto como 2.22 bpm/hoyo. Bajo estos parámetros, en el caso del campo Sholem Alechem, el fluido inyectado a gastos comunes, de 150 a 300 bl/min, puede lograr solo de 67 a 135 perforaciones en toda la longitud horizontal. Este número de perforaciones es relativamente bajo comparado con la longitud horizontal de 3000 a 5000 pies.

Se tiene una sola etapa de inyección a alto gasto, el proceso de fracturamiento es ineficiente, en la sección horizontal. Normalmente, esta técnica se utiliza en tratamientos con intervalos y gastos de inyección cortos, que sean lo suficientemente bajos para igualar la diferencial de presión en todos los tratamientos. Cuando se utilizan altos gastos de bombeo para forzar al fluido a entrar a las perforaciones, separadas y distribuidas a lo largo del intervalo productor, los cálculos de distribución del fluido deben considerar la  $\Delta p_f$  a lo largo de la tubería. Si incluso, pocas perforaciones fueron erosionando, especialmente aquellas localizadas cerca de la parte más baja o en la punta, un

porcentaje desproporcionadamente alto de fluido puede salir del liner hacia los intervalos erosionados, resultando en una distribución inadecuada del fluido.

Desarrollo de la nueva técnica:

Este método se desarrolló debido a la necesidad de tener un método alternativo de estimulación o fracturamiento, que pudiera desviar los fluidos de fracturamiento desde la punta de la sección horizontal hasta el final, y para “puntos clave” específicos entre estos dos puntos. Con este método, se podría bombear un alto gasto de fluido en cada una de las etapas de fracturamiento, y a altas presiones, y dejar al pozo como si fuera agujero descubierto después del fracturamiento.

El proceso de aceptación de la patente de esta técnica está pendiente de desviación por fricción (FDT), pero es muy recomendada para alcanzar los objetivos que se tienen al llevar a cabo un tratamiento de fracturamiento. La técnica fue aplicada siguiendo los siguientes pasos:<sup>28</sup>

1. Insertar la sarta completa o un liner retráctil/permanente dentro de la sección en agujero descubierto. Calibrar el liner o la sarta completa, de modo que el espacio anular sea mínimo, pero el final de la tubería puede posicionarse en o cerca del final del agujero descubierto. El liner debe estar suspendido con ayuda de un gancho, y el espacio entre el liner y el agujero debe estar sellado en la parte superior.
2. Bombear la primera etapa con mayor volumen de fluido de tratamiento, el bombeo debe ser a alto gasto y debajo del liner y en el extremo abierto, cerca de la punta del agujero. El fluido que fluye hacia el final de la tubería ahora tiene dos colchones: 1.- dentro de la nueva fractura creada y 2.- detrás del espacio anular. Mientras algunos fluidos viajan por el espacio anular, la mayoría deben de tomar el colchón de menor resistencia, fluyendo fuera del extremo de la tubería y dentro de la fractura hidráulica.
3. Después de que se bombeó la primera etapa, se instala un lubricador y se bombea hacia el fondo una pistola. Se perforan los agujeros de la siguiente etapa en el liner, los agujeros tienen que ser de un diámetro lo suficientemente grande, para minimizar las pérdidas de presión debido a la fricción cuando el fluido es bombeado al máximo gasto de inyección de la segunda etapa. Los nuevos agujeros se colocan comúnmente en los llamados “puntos clave” o “puntos dulces”, determinados por medio de un registro de cementaciones, relaciones de penetración y perforación y/o con inspección de registros. El agujero debe estar lo suficientemente lejos del extremo del liner (usualmente de 600 a 1000 pies o más), de modo que el colchón de menor resistencia este atravesando el nuevo conjunto de agujeros.

4. Se bombea a alto gasto el tratamiento de la segunda etapa que se va a fracturar. El alto porcentaje de fluido inyectado debe salir de los nuevos agujeros. La fricción del fluido que está dentro del liner minimizará el flujo que pasa por los agujeros, debido a la distancia entre cada uno de ellos. Las presiones de poro aumentadas en la primera etapa fracturada, también son un impedimento el flujo debajo de la tubería (y debajo del espacio anular). Después de pasar a través de los nuevos agujeros, el fluido inyectado fluirá a lo largo del anular o bien creará nuevas fracturas hidráulicas. Debido a que los liners de gran diámetro disminuyen el tamaño del espacio anular, se minimiza el flujo por este, una gran porción de fluidos inyectados se concentrará en las nuevas fracturas hidráulicas creadas a través de la nueva etapa perforada.
5. Repetir los pasos 3 y 4, avanzando con el fracturamiento desde el sitio de inicio hacia el final de la sección horizontal.
6. Si es necesario, se realizará circulación inversa en el pozo inmediatamente después de la etapa final tratada.

El diseño y procedimiento del FDT, permite que la fricción causada por los fluidos inyectados a altos gastos, se concentre como caballos de fuerza hidráulicos (hhp) en cada uno de los agujeros. El proceso FDT no se enfoca en la selección precisa de la profundidad de las etapas. En lugar de eso, el objetivo es entregar el máximo flujo de fluidos de tratamiento en intervalos relativamente cortos, que beneficiarán los tratamientos. Debido a que probablemente existan fracturas múltiples dentro de las capas en el yacimiento, se puede distribuir eficazmente los fluidos de tratamiento dentro de la etapa seleccionada para ser fracturada.

### FRACPORT<sup>17</sup>

Después de identificar las deficiencias en las operaciones de fracturamiento multietapas en pozos horizontales, en agujero descubierto, así como de las opciones viables de fracturamiento; se desarrolló una serie de productos y sistemas que pudieran proporcionar una solución viable con los mismos atributos que se tendrían si fuera un pozo cementado, donde los baches de apuntalante se desplegarían con un aislante mecánico.

El criterio de diseño para esta iniciativa se basa en que la presión y la temperatura se establecerán, tomando como base un extenso análisis del mercado de fracturamiento en Norte América. Se determinó que la diferencial de presión que los empacadores en agujeros descubiertos necesitan es de 10,000 psi a temperaturas de hasta 450°F, y realizar agujeros con un aumento en su tamaño en un 40%; además de considerar las irregularidades en los agujeros, incluyendo ovalidades y demás

defectos. Sin embargo, con algunas pruebas realizadas inicialmente con empacadores inflables, se obtuvieron valores indispensables de diferenciales de presión y temperatura.

Al realizar una evaluación más del desarrollo del sistema, un análisis de torque y arrastre sobre varios parámetros presentados en varios pozos horizontales, se llegó a la conclusión de que los empacadores mecánicos podrían requerir de una colocación hidráulica. También se determinó, con una serie de análisis mecánicos, que un sistema de doble elemento sería óptimo para manejar altas presiones del empacador, para cada una de las etapas en cualquier dirección. Por lo tanto, el empacador podría optimizar la desviación mecánica dentro de cada una de las etapas, en cualquier pozo horizontal en agujero descubierto; mientras que se coloca hidráulicamente una fuerza de tensión o compresión, y cerrarse mecánicamente; sin embargo, tiene que ser suficientemente adaptable en pozos con alta severidad (dog leg severity).

Aunque el diseño del empacador en agujero descubierto es crucial, el desarrollo de un método de colocación de fluido entre los empacadores también es de suma importancia. Los dos sistemas resultantes fueron, un diseño para fracturamientos ácidos, para su aplicación en carbonatos; y el segundo para fracturamiento apuntalado, primordialmente para yacimientos en arenas. Cada uno de ellos presenta diferentes retos.

Sistema de fracturamiento en arenas:<sup>17</sup>

Las distribuciones iniciales de los puertos de fracturamiento (FracPort), fueron diseñadas para entrar en contacto con el área máxima de flujo del sistema, para alcanzar la tracción deseada y la resistencia a la compresión de la matriz estándar del liner que se está utilizando. Por ejemplo, en un agujero de 8 ½", la terminación estándar es de 7" a 5 ½", así que las propiedades mecánicas del Frac Port serán diseñadas para exceder las siguientes propiedades del liner P-110 de 7" 29 ppf (pounds per foot) y 5 ½" con 17 ppf, respectivamente. Luego, el área de flujo de 7" con 29 ppf del liner, es de 30.04 pg<sup>2</sup>, con una fuerza de tensión de poco más 750,000 psi y con presiones de estallido y colapso de 10,000 psi. Para un Frac Port de 7", se tiene un área de flujo 25% más grande que la del liner, mientras que la fuerza de tensión se mantiene con un poco más de 750,000 psi y teniendo una presión de estallido y colapso de 10,000 psi. Para el Frac Port de 5 ½", el área de flujo es de casi 37% más que el área de flujo de un casing de 5 ½" con 17 ppf, con una presión de estallido y colapso que exceden los 10,000 psi, mientras que se mantiene con una fuerza de tensión cerca de los 675,000 psi, 50% más grande que el casing mismo. El mismo concepto de diseño es válido para todos los tamaños de herramientas desde 2 3/8" hasta 7", para agujeros que van desde 3 ¾" hasta 12 ¼", mientras que

cada uno de los componentes en el sistema están clasificados con una presión de trabajo de 10,000 psi.

### FRACPORT ESTÁNDAR<sup>17</sup>

Este método se diseñó considerando que la etapa inicial sería igual que la del procedimiento mencionado anteriormente. El FracPort se basa en parámetros iniciales ya establecidos, el sistema debe proveer funcionalidad y eficiencia. En esta aplicación, la eficiencia es la eliminación del uso de TF, de la línea de acero, alambre, entre otras intervenciones al pozo, y lograr el número deseado de fracturas. Luego, se determinó que el proceso iniciará con esferas que podrían dejarse caer desde la superficie durante el bombeo. Después de que se lanzaron las esferas, se empezó a bombear hacia el fondo el fluido lavador en los intervalos previos que se van a fracturar, y en el espacio anular en un asiento específico para activar el FracPort para el siguiente intervalo y proveer un sello en el asiento para prevenir que el tratamiento se vaya hacia el intervalo de abajo.

El desarrollo de los asientos para las esferas dentro del FracPort estándar, fue un reto de ingeniería. Los asientos siempre están expuestos a altos gastos de bombeo de varios fluidos de tratamiento, para fracturar con altas concentraciones de arena y ácidos de estimulación y fracturamiento. Por esa razón, los asientos fueron diseñados para resistir los altos efectos erosivos que se presentan cuando se fractura, y los efectos corrosivos de los ácidos. Se realizaron pruebas extensivas y se implementaron algunos conceptos de ingeniería con la intención de establecer, no solo la geometría del asiento, sino también cubrir las especificaciones del material para el asiento, que debe proporcionar mayor resistencia a la erosión y al desgaste. En la conclusión del laboratorio y de las pruebas de campo, los asientos mostraron mayor resistencia al desgaste cuando se utilizaban fluidos de fractura con una alta concentración y mostraron resistencia a la corrosión después de que se probaron varios ácidos para fracturamiento.

Las esferas y los asientos se dimensionaron para de cada uno de los sistemas, y así acoplarse en diferentes diámetros y tamaños de liner, hasta más de 18 etapas se pueden bombear en un solo pozo horizontal en una sola vez.

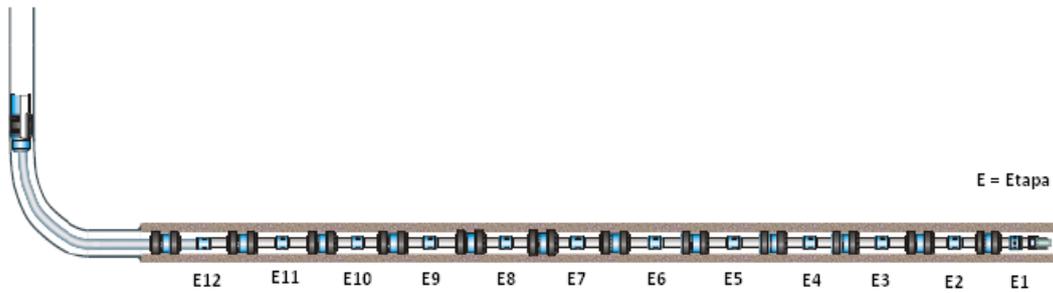


FIGURA 3.20.- Diagrama de una terminación en agujero descubierto con 12 etapas.<sup>17</sup>

### FRACPORT PERFORABLE<sup>17</sup>

El siguiente paso en el desarrollo de esta herramienta, fue aplicar tecnologías para la resistencia a la erosión de los asientos de las esferas, en el diseño se consideraron asientos que podrían ser fácilmente molidos o perforables.

Utilizando un material perforable todas las obstrucciones en el liner podrán ser removidas, permitiendo tener un acceso completo hacia la punta del agujero para operaciones estándar asociadas con la TF, registros, pruebas de flujo, etc. Después de una completa investigación de las propiedades metalúrgicas del material, se tuvieron ideas encontradas acerca de la perforabilidad con molinos de carburo, pero finalmente se seleccionó esta opción.

Para calificar los diferentes tamaños de los asientos del FracPort perforable, se construyó un prototipo utilizando la misma geometría y configuración que se había diseñado para el FracPort Estándar. Después de las pruebas, se realizó otra prueba de molienda en superficie para establecer los parámetros óptimos de perforación del asiento, en conjunto con un diseño para moler el asiento. Después de tres años en los que se diseñó y probó este método, se ha convertido en una herramienta muy común dentro de la industria petrolera.

Además, la perforabilidad de los asientos ha sido experimentada y comprobada en campo. Ha sido a través de esta información de campo, que se han optimizado los parámetros de la operación de molienda de los asientos. Se ha observado que un total de 8 asientos se han molido en alrededor de 3.5 horas; este es un claro ejemplo de cómo la mayoría de los asientos son removidos cuando se utiliza una TF y un motor. Conforme aumenta el número de asientos, va aumentando el tiempo de operación, lo cual tiene sentido, ya que hay más material que remover con cada asiento subsecuente y el molino se entorpece en cierto grado con la molienda de cada asiento.

### FRACPORT RESELLABLE<sup>17</sup>

Además de los descubrimientos antes mencionados, se diseñó y construyó un FracPort específicamente para la formación Barnett, compuesta por Lutitas gasíferas, en 2003. A este diseño patentado, se le incorporaron los mismos principios de diseño, que tenían los dos tipos de FracPort, anteriormente mencionados. Pero en esta versión el equipo de FracPort puede cerrarse en el momento que sea necesario. Uno de los problemas limitantes asociado con los diseños actuales de terminación es la incapacidad de re-fracturar el pozo sin utilizar una plataforma de reparación.

Con el diseño del FracPort resellable, se cierran todas las etapas, dejando solo la última abierta y el pozo puede re-fracturarse solo como en un inicio, dejando caer esferas y bombeando los tratamientos de fracturas ya calculados, para cada una de las secciones en específico, en un pozo horizontal. Además se puede utilizar como aplicación para controlar el índice de producción.

### Sistema de fracturamiento en carbonatos:<sup>17</sup>

El sistema diseñado para carbonatos utiliza los mismos principios para activar e iniciar el FracPort, y utiliza los mismos empacadores y mecanismos de desviación. Sin embargo, para fracturar efectivamente la sección horizontal en yacimientos de carbonatos, se requieren de múltiples puertos en intervalos separados, sería como lavar el yacimiento, en lugar de ubicar los empacadores de alto rendimiento entre cada una de las etapas.

Con la ayuda de varias iteraciones en el diseño, se diseñó y construyó otra herramienta llamada Jet Frac; ésta está compuesta por boquillas de diferentes tamaños ubicados dentro del equipo. Así, las boquillas pueden dimensionarse para aplicaciones específicas, basándose en la longitud del intervalo, gasto de bombeo, velocidad de inyección, número de jets por cada intervalo, etc. El reto ingenieril, fue aislar todas las boquillas para mantener integra la presión, hasta que el tratamiento para cada una de las secciones se haya bombeado. Esta meta se logró tapando las boquillas y estableciendo comunicación utilizando esferas para activarlas, en el momento deseado. En conjunto con este sistema, se desarrolló un programa de cómputo para optimizar la configuración de las boquillas a lo largo de la sección horizontal, para obtener mejores resultados.

Además, se establecieron los mismos criterios que en el FracPort Estándar, tal como las propiedades mecánicas del Jet Frac fueron iguales o mejores que los del liner. Por ejemplo, en un agujero de 6", el liner estándar es de 4 ½" con 11.60 ppf, P-110, el cual tiene una presión de colapso de 7,580 psi, presión de estallido de 10,690 psi y un índice de tensión de 279,000. El índice de tensión del Jet Frac es de más de 390,000, mientras que el colapso y el estallido están más arriba de 10,000 psi.

### SISTEMA COMBINADO DE FRACPORT Y JET FRAC<sup>17</sup>

Utilizando los mismos empacadores y el mismo método de activación, es posible integrar los dos sistemas para aplicaciones en específico. Esto se ha convertido en una práctica muy común en algunos casos en carbonatos en América del Norte, donde la calidad del yacimiento no es muy buena, ya que son yacimientos heterogéneos. Integrando los dos sistemas, las secciones del yacimiento con mejor calidad pueden lavarse y las secciones con menor calidad pueden fracturarse. Esto provee una mejor conductividad en las secciones de menor calidad del yacimiento y provee una mejor producción proveniente de todas las secciones del yacimiento.

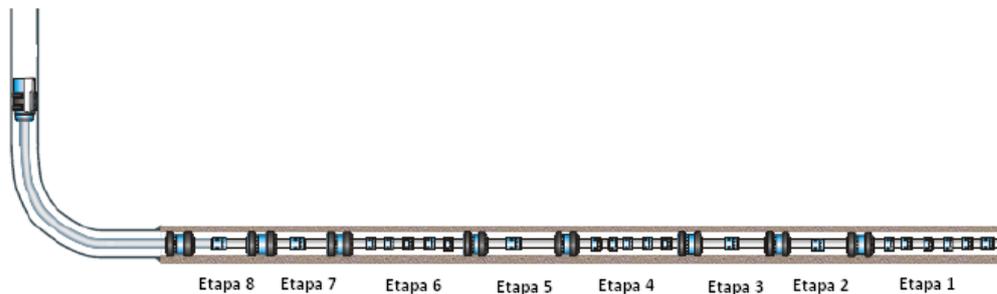


FIGURA 3.21.- Ejemplo de una combinación de fracturamiento y lavado ácido.<sup>17</sup>

### EMPACADOR STRADDLE HORIZONTAL<sup>18</sup>

El proceso HSP (Horizontal Straddle Packer), utiliza un único empacador conocido como Straddle Packer o Empacador Straddle, que se instala en la TF para poder aislar intervalos separados. No se utiliza Tapón Puente (Bridge Plug), ya que se tienen que perforar al final de la operación. Muchos intervalos pueden tratarse en una sola corrida dentro del agujero con el Empacador Straddle. Utilizando TF, pueden tenerse más ventajas si se permite que estas operaciones sean conducidas a pozos productores sin la necesidad de interrumpir la conexión entre los intervalos.

El proceso de fracturamiento con el HSP, controla los puntos de inicio de la fractura, con una precisión milimétrica, mientras que la ingeniería y el modelado permiten controlar la geometría de la fractura e ir calculando gastos de tratamiento bajos. Antes de la implementación del proceso HSP, los pozos no productores habían sido fracturados utilizando un empacador en el espacio anular para aislar, y se utilizaban esferas que fueron lanzadas para activar el Sliding Sleeve, con inyección de tratamiento de alrededor de 20 bpm para seis etapas.

Cuando se aplicó el proceso HSP en un pozo cementado, con casing pre perforado, se lograron fracturar intervalos individuales con gastos de bombeo de aproximadamente 6 bpm; pudiendo realizar más de 25 fracturas independientes en la sección horizontal.

La figura siguiente muestra una ilustración del proceso de fracturamiento HSP desplegado en una TF, aislando un intervalo pre perforado para crear una fractura. Todos los fluidos de tratamiento se bombearon a través de la TF, para cada una de las perforaciones aisladas. Después del tratamiento, el equipo se jala y se mueve hacia el siguiente intervalo pre perforado.

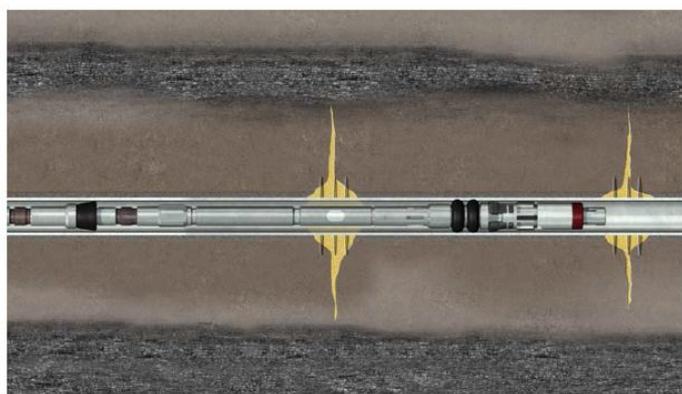


FIGURA 3.22.- Ilustración del HSP.<sup>18</sup>

### 3.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE MÉTODO QUE SE VA A IMPLEMENTAR<sup>24</sup>

A continuación se va a mostrar un proceso de selección apoyándose en un caso de estudio. El proceso de selección es el que se llevó a cabo en el yacimiento de carbonatos en la cuenca Tarim, en el oeste de China.

El fracturamiento se realizó en el carbonato TZ-1, con una profundidad de 16,404 a 22,965 pies con una temperatura de 130 a 160°C. El yacimiento tiene baja porosidad, con un valor del 2%; y baja permeabilidad con un valor de 0.01 md. Se caracteriza también por ser un yacimiento severamente heterogéneo. Se tenían microfisuras naturales, fracturas, vórgulos e incluso grandes cavidades densamente distribuidas en la formación.

Con la intención de aumentar la productividad y mantener la producción estable. En el área de la prueba piloto se perforaron pozos horizontales para conectar más fracturas y cavidades, considerando que se tenía un acuífero de baja energía y que las fracturas tenían un alto ángulo, es decir, ( $K_v > K_h$ ) lo que benefició al desarrollo del yacimiento.

La trayectoria del pozo estaba por encima del sistema de fracturas y cavidades para lograr una filtración masiva, y posteriormente inyectar ácido o apuntalante para conectar el sistema y maximizar el contacto con el área de drene.

Para fracturar efectivamente los pozos horizontales, se han desarrollado muchas técnicas o “artes y oficios”, los cuales pueden clasificarse como se muestra a continuación:

1.- Fracturamiento de entrada limitada<sup>24</sup>.- Este método ha sido utilizado y probado por muchos años y en intervalos muy largos, teniendo como resultado que todos los intervalos acepten el fluido y se puedan fracturar con exactitud, controlando la presión por fricción a través de las numerosas perforaciones. Su costo es bajo, pero su confiabilidad es pobre, por lo que puede ser usado en terminaciones entubadas.

2.- Ball Sealers (Esferas Selladoras)<sup>24</sup>.- Las Esferas Selladoras pueden utilizarse en agujeros entubados como una herramienta para desviar, ya que sella el intervalo que va a fracturarse, provocando que el que el fluido fluya hacia el nuevo intervalo y fracturarlo. Es de fácil ejecución, pero su confiabilidad en pozos horizontales está en duda debido a que la esfera puede sellar simultáneamente el fondo y la cima del pozo.

3.- Bache de químico/arena<sup>24</sup>.- Esta técnica fue principalmente utilizada en pozos entubados no perforados. En esta técnica es necesario realizar múltiples viajes y su operación consume mucho tiempo. El primer intervalo se perfora y fractura, luego el bache de químico/arena se bombea para formar un tapón después de cierto tiempo para aislar el primer intervalo. El segundo intervalo se perfora y el proceso se repite hasta que todos los intervalos deseados sean fracturados. Finalmente, se requiere de un bache de arena para limpiar, pero si se utiliza el bache de químico, este puede cuajar automáticamente, sin necesidad ser perforado, lo cual reduce los costos y el tiempo de operación.

4.- Tubería Flexible<sup>24</sup>.- El fracturamiento ha sido ampliamente utilizado ya que es una técnica muy eficiente. Su principal ventaja que se tiene al usar la TF, es el tiempo de operación, ya que puede fracturar 13 intervalos o etapas en 36 horas, aproximadamente. De acuerdo con el tipo de aislación, esta técnica puede subdividirse en 3 tipos: TF + perforación abrasiva + bache de arena, TF + empacador simple, y TF + empacador Straddle. Estos pueden realizar la perforación, fracturar y aislar en un solo viaje. Pero la principal limitación es el gasto de bombeo y la longitud de la TF, por lo cual no se utiliza en pozos muy profundos.

5.- Herramienta de inyección de agua<sup>24</sup>.- En este sistema, las boquillas de la herramienta se colocan al final del tubo o de la TF, y se utilizan para perforar y crear túneles de flujo inyectando fluidos abrasivos como primer paso. El segundo paso, es bombear el fluido de fracturamiento principalmente a través de la tubería, y al mismo tiempo el fluido es suministrado a través del espacio anular. En el tercer paso, el siguiente intervalo es perforado y fracturado. Realizando los mismos pasos de los mismos métodos antes mencionados, ya sea con TF o tubería articulada o con Esferas Selladoras y Camisas Deslizables.

Esta herramienta no sólo se puede usar en agujeros descubiertos, sino también en pasos no cementados y liners perforados, y también en agujeros entubados no perforados. Su principal ventaja es la colocación exacta, su efectividad y eficiencia.

6.- Aislación zonal mecánica<sup>24</sup>.- Se han diseñado varios tipos de herramientas mecánicas para aislar varias zonas, por ejemplo: Empacador Straddle extraíble, Tapones puente perforables o un Sistema externo en el casing, entre otros que no son ampliamente usados. En años recientes, el fracturamiento multietapas con aislación mecánica, se convirtió en una de las técnicas predominantes. Este sistema involucra una serie de empacadores y de camisas deslizables. La Camisa Deslizable puede abrirse y cerrarse por medio de presión o por medio de esferas que se dejan caer desde la superficie, y el empacador es a menudo auto-inflable, aislando el lateral en posiciones específicas y en un momento determinado cuando se tenga contacto con los hidrocarburos.

Primero, el sistema se corre en agujero descubierto, y el empacador se coloca en la posición deseada. Segundo, los empacadores se colocan hidráulicamente o a través de un sistema auto inflable. Luego todos los tratamientos de fracturamiento se pueden bombear en una sola operación. Durante el bombeo, se dejan caer desde la superficie, esferas de diferente diámetro junto con el flujo de tratamientos de cada una de las etapas, esto para abrir las Camisas Deslizables para el siguiente intervalo y aislar los intervalos previos. Después de la operación, el sistema se retira del pozo y las esferas pueden regresar a la superficie por medio de una circulación inversa. Esta técnica puede reducir efectivamente el riesgo de perder el control del pozo y disminuye el tiempo y costo de operación.

En vista de que se tenían pozos horizontales con agujero descubierto y un alto contenido de H<sub>2</sub>S (100~400000 mg/L), el sistema seleccionado fue el de Aislación zonal mecánica como la primera técnica de fracturamiento considerando el riesgo, efectividad y eficiencia.

### Método para diseñar del Fracturamiento Multietapas<sup>24</sup>

Generalmente, para formaciones homogéneas, la trayectoria del pozo horizontal (fractura transversal o fractura longitudinal), el número de etapas aisladas que se van fracturar y el número de operaciones en cada una de las etapas, son optimizadas basándose en los resultados de una simulación de yacimientos. Pero para la formación en el carbonato TZ-1, altamente heterogéneo, las metas y propósitos del fracturamiento son totalmente diferentes y se muestran a continuación:

1. Eliminación del daño a la formación. El daño a la formación en pozos horizontales es a menudo severo, debido al largo tiempo de perforación y las grandes fugas especialmente de las fracturas naturales y de cuevas kársticas que se encuentran en el carbonato. Por lo que es necesario eliminar y romper la zona dañada con ayuda del fracturamiento.
2. Conectar el sistema de fracturas y cavernas para aumentar dramáticamente la producción. La conexión del sistema de fracturas y cavernas no era buena; ya que la producción del yacimiento heterogéneo en el carbonato TZ-1 viene principalmente de este sistema. Por lo tanto, si se logra conectar todas las fracturas y cavernas con ayuda del fracturamiento horizontal se puede mejorar la productividad del pozo.
3. Aumento del área de drene. La fractura hidráulica principal no puede solamente extenderse en el área de drene como en los yacimientos homogéneos de arena, la solución es conectar más fracturas naturales al pozo.

Para el propósito 1, es necesario un fracturamiento de aislación zonal para cubrir la pared lateral y eliminar todo el daño a la formación cerca del pozo; para los propósitos 2 y 3, la reducción de la fuga del fluido y el aumento en el gasto bombeado son puntos clave para formar la fractura hidráulica principal.

Hay que remarcar que el primer objetivo en el fracturamiento en carbonatos, es el de conectar las fracturas y cavidades en la zona en la que haya más volumen de aceite y gas. Determinando esas zonas. Con la ayuda de un análisis de microsísmica en 3D, en el que se puede ver que observar el estado del sistema de fracturas y cavernas lejos del pozo y su posición relativa en la trayectoria del pozo horizontal.

El diseño principal puede resumirse con los siguientes tres puntos que se muestran a continuación:

1. En el proceso de diseño se debe analizar y considerar toda información que se tenga de la zona que no esté cercana al pozo, esta información se puede obtener de un estudio de sísmica 3D.

2. El número de etapas depende de la cantidad de fracturas y cavernas que se encuentran a lo largo de la trayectoria del pozo. Cada una de las etapas aisladas debe conectarse con el sistema de fracturas en el yacimiento. Probablemente, sea suficiente una etapa aislada y fracturada es suficiente por cada sistema de fracturas.
3. El tipo y escala del fracturamiento en cada una de las etapas depende de la distancia y posición entre el pozo y el sistema de fracturas y cavernas.

### 3.4 OTROS USOS DEL FRACTURAMIENTO MULTIETAPAS

#### 3.4.1. ANÁLISIS DEL RÉGIMEN DE FLUJO EN FRACTURAMIENTOS MULTIETAPAS EN POZOS HORIZONTALES<sup>20</sup>

Las actividades que se desarrollan en yacimientos de baja permeabilidad de aceite y gas, han crecido enormemente en los últimos años. El desarrollo económico de estos recursos no convencionales recae fuertemente en tecnologías avanzadas de terminación del pozo, como es el caso del fracturamiento hidráulico multietapas.

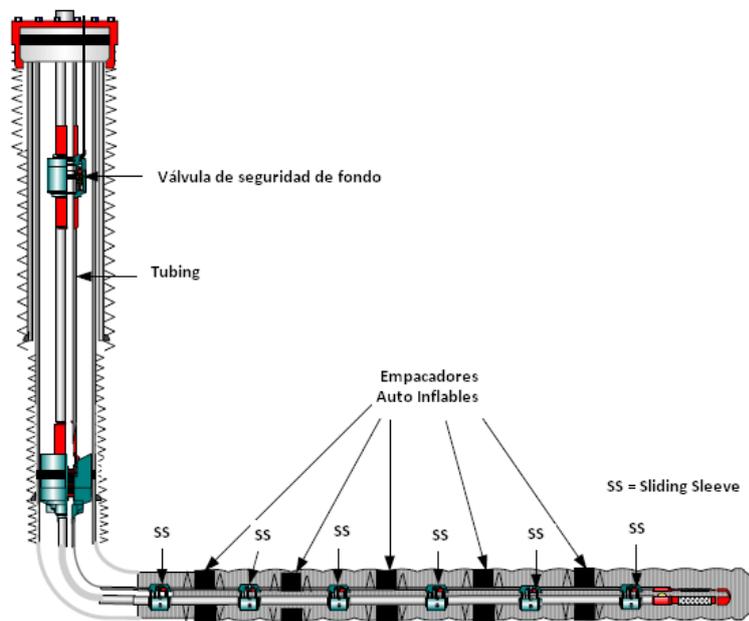


FIGURA 3.23.- Sistema de fracturamiento con aislamiento mecánico.<sup>20</sup>

El fracturamiento multietapas en pozos horizontales, ha demostrado ser una forma efectiva de desarrollar yacimientos no convencionales. Se han desarrollado varios modelos analíticos, semi-analíticos y empíricos para estudiar el comportamiento de la presión y el gasto del fracturamiento multietapas en pozos horizontales y en sistemas de baja permeabilidad. Van Krusdik y Dullaert

desarrollaron un “elemento solución,” para entender la respuesta de la presión transitoria, de un fracturamiento multietapas en pozos horizontales (FMPH). Larsen y Hegre introdujeron métodos para generar información acerca de la presión transitoria sintética, que se tiene en el FMPH con fracturas de conductividad finita en yacimientos ilimitados. Raghavan y otros, introdujeron un nuevo modelo para analizar el comportamiento de la presión transitoria, y realizaron un debate exhaustivo acerca de las variables que influyen en el comportamiento de producción del FMPH.

Larsen y Hegre realizaron una investigación exhaustiva del comportamiento de la presión transitoria de pozos horizontales, con fracturas horizontales o verticales; y también, presentaron métodos para determinar la productividad de pozos horizontales con fracturas múltiples, tanto transversales como longitudinales. Hegre, investigó el efecto del tamaño de la malla y de la conductividad de la fractura en el comportamiento de la presión transitoria en FMPH; a través de un estudio detallado de simulación del yacimiento. Chen y Raghavan diseñaron un riguroso y estable algoritmo, para mejorar la eficiencia del FMPH en sistemas anisotrópicos cerrados o semi infinitos, homogéneos o naturalmente fracturados, y discutieron acerca de los regímenes de flujo correspondientes con gráficas log-log de la presión vs la derivada de la presión. Freeman y otros construyeron un simulador numérico de multi propósito para investigar los mecanismos de producción de yacimientos de gas de baja permeabilidad y de lutitas gasíferas, con lo que examinaron regímenes de flujo con gráficas especializadas de funciones de gasto y presión.

Para poder examinar los tipos de régimen de flujo que se presentan en FMPH, se utilizaron gráficas log-log de la derivada del recíproco del gasto e hicieron las siguientes suposiciones:

1. Producción a presión de fondo constante.
2. El flujo que viene del yacimiento, fluye solamente a través de las fracturas hidráulicas. El periodo de flujo transitorio puede durar más tiempo del esperado.

Se utilizó la técnica de simulación de simplificación para ilustrar los diferentes tipos de regímenes con más detalle.

El régimen de flujo, CFL, del FMPH puede confundirse con facilidad como la frontera del yacimiento, y la mala interpretación dará estimaciones incorrectas de las propiedades del yacimiento y de la fractura, y también un mal pronóstico de la producción a largo plazo. Utilizando una herramienta analítica, se determinaron los principales parámetros que influyen en el régimen de flujo CFL; también se utilizó una herramienta numérica para estudiar los regímenes de flujo e investigar los efectos de la intervención en un modelo de simulación del yacimiento.

### Análisis del régimen de flujo en un FMPH<sup>20</sup>

En los pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multietapas se presentan varios regímenes de flujo complejos, los cuales se describen a continuación:

- a) Flujo Bilineal o Lineal: Los fluidos fluyen por debajo de la fractura, y en el yacimiento el flujo que va hacia las fracturas es normal. El tipo de régimen de flujo que predomina en este periodo dependerá de la conductividad y longitud de la fractura. El flujo a través de las fracturas es despreciable, y cada una de las fracturas se comporta independientemente a otras fracturas.
- b) Flujo Elíptico / casi Radial: Durante este periodo, se tiene flujo a través de las fracturas. La existencia de este periodo dependerá principalmente de la longitud de la fractura y del espaciamiento entre cada una de ellas. Las fracturas no se comunican y la producción de las fracturas es independiente a las otras.
- c) CFL: Durante este periodo, las fracturas interactúan y el sistema se caracteriza por tener flujo lineal desde la formación hasta las fracturas. El patrón de flujo en el plano vertical que contiene el plano horizontal es predominantemente normal. El concepto del flujo CFL, fue originalmente propuesto por Van Kruysdijk y Dullaert.
- d) Flujo Pseudo Radial /Elíptico: En este periodo, el flujo a través del sistema completo de pozo – fracturas, es radial (o elíptico), y el flujo a través de la zona más externa es el más dominante. Este patrón de flujo es similar al comportamiento a largo plazo del pozo vertical fracturado.
- e) Flujo dominante en la frontera: Este periodo de flujo ocurre cuando una frontera del yacimiento. En el caso de las fronteras cerradas, el flujo eventualmente alcanzará el estado pseudo estacionario.

Cabe aclarar que los regímenes de flujo descritos anteriormente no se presentan en una sola prueba al pozo. Dependiendo de las propiedades del sistema (tales como longitud y espaciamiento de la fractura), puede que se presenten o no. El punto más importante es investigar a detalle el flujo CFL. Se estudió un fracturamiento multietapas en un pozo horizontal con 3 fracturas transversales utilizando el software de análisis de la producción Kappa Topaze, tomando en consideración las siguientes suposiciones:

- a) La producción sólo proviene de las fracturas hidráulicas y no del área de drenaje horizontal del pozo.
- b) Las fracturas tienen el mismo espacio entre sí y con las mismas propiedades.

c) El yacimiento es homogéneo.

En la siguiente tabla se muestran las propiedades del yacimiento y fractura que se utilizaron para analizar el régimen de flujo:

|                                    |                        |
|------------------------------------|------------------------|
| Permeabilidad del yacimiento, md   | 0.01                   |
| Tamaño del yacimiento              | Infinito               |
| Espesor del yacimiento, pie        | 20.0                   |
| Porosidad, %                       | 7.0                    |
| Xf, pie                            | 250.0                  |
| Conductividad de la fractura       | Infinita               |
| Viscosidad del aceite, cp          | 0.14                   |
| Bo, rb/STB                         | 1.8                    |
| C <sub>T</sub> , psi <sup>-1</sup> | 3.0 * 10 <sup>-5</sup> |

TABLA 3.1.- Propiedades del yacimiento.<sup>20</sup>

Se realizó un análisis de sensibilidad que condujo a tres escenarios posibles con respecto a la relación entre la longitud total de la fractura ( $2X_f$ ) y el espaciado de ésta ( $D_f$ ).<sup>20</sup>

- —
- —
- —

La figura 3.24 muestra una gráfica log-log de la derivada del recíproco del gasto de cada uno de los tres escenarios mencionados anteriormente. Se observa que la pendiente del régimen de flujo CFL aumenta conforme aumenta el valor de  $2X_f/D_f$  y la duración del régimen de flujo elíptico/casi radial disminuye conforme aumenta  $2X_f/D_f$ . También se realizó un estudio similar para un pozo con FMPH con 7 fracturas transversales. En la figura 3.25 se muestran los resultados de este último análisis. Aquí podemos observar que la pendiente del régimen de flujo CFL aumenta conforme aumenta  $2X_f/D_f$ , y la duración del régimen de flujo elíptico/casi radial disminuye conforme aumenta  $2X_f/D_f$ .

El efecto de la permeabilidad del yacimiento también se investigó. La figura 3.26 muestra la comparación entre  $k=0.01$  md vs  $k=0.001$  md para un pozo FMPH con tres fracturas transversales. Como era de esperarse, la disminución en la permeabilidad del yacimiento retrasa el comienzo del flujo CFL. Sin embargo, las pendientes del flujo CFL muestran características similares para los dos

valores de permeabilidad; es decir, la pendiente del flujo CFL no es sensible a la permeabilidad del yacimiento.

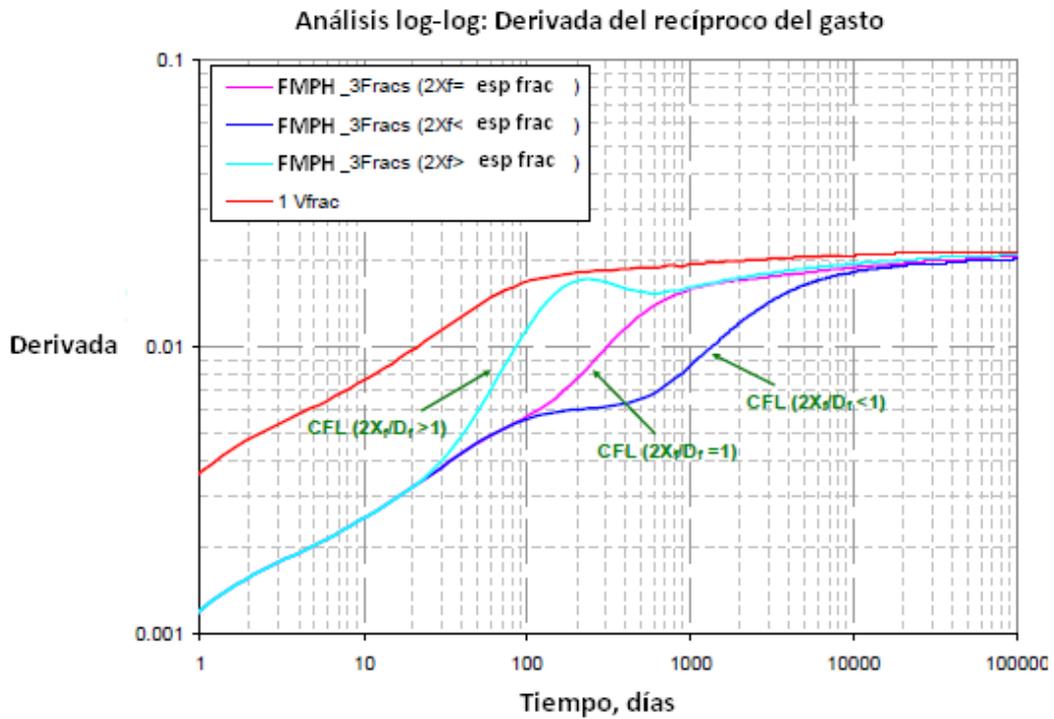


FIGURA 3.24.- FMPH con tres fracturas transversales.<sup>20</sup>

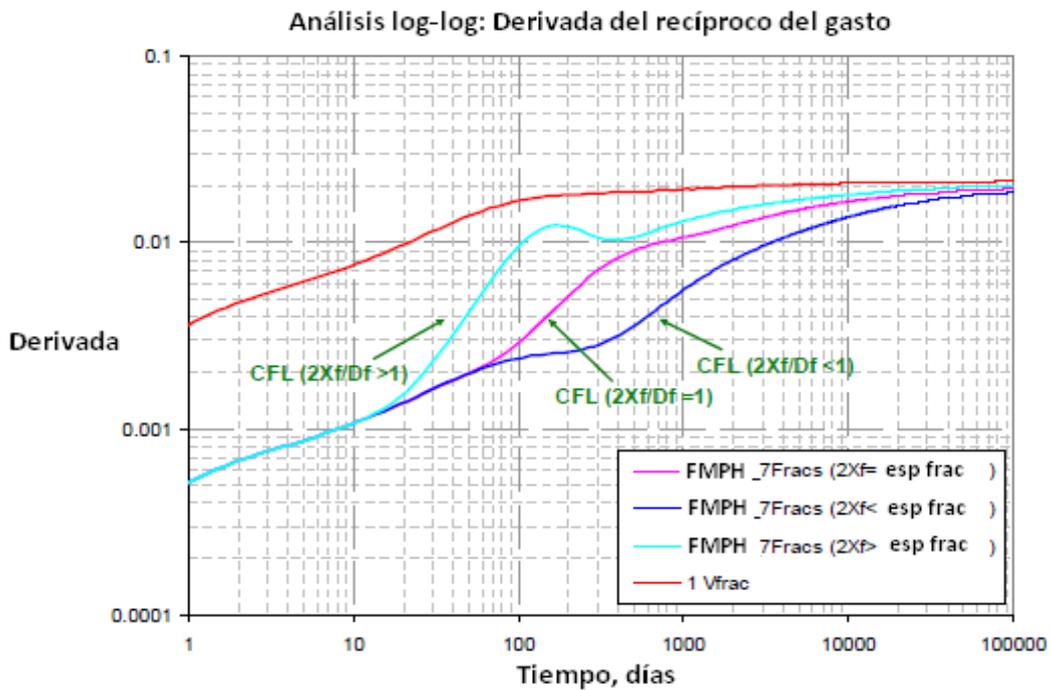


FIGURA 3.25.- FMPH con siete fracturas transversales.<sup>20</sup>

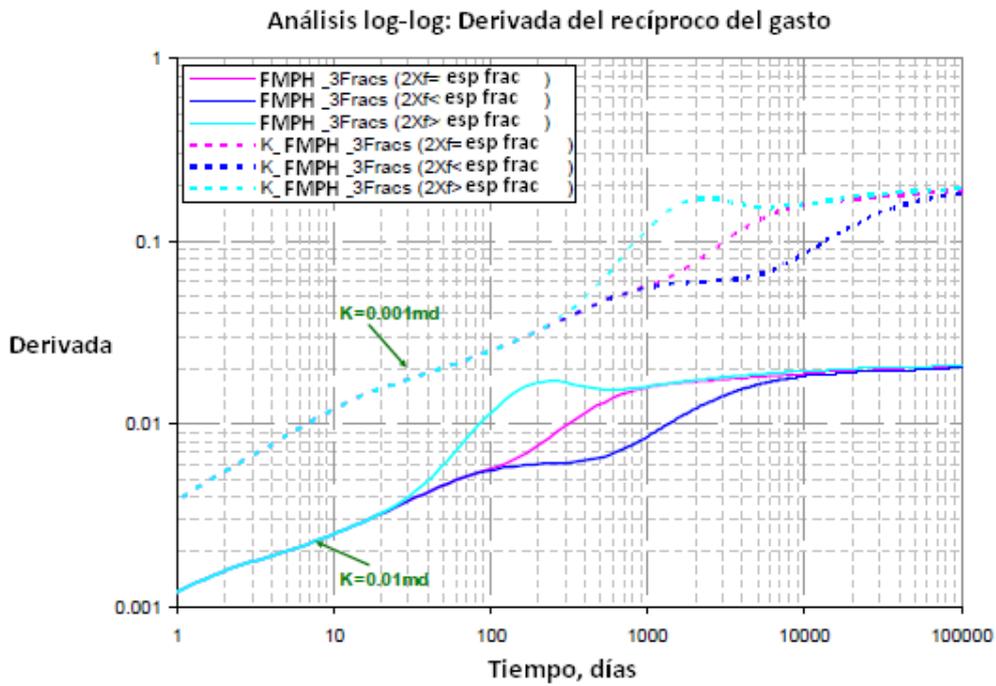


FIGURA 3.26.- FMPH con tres fracturas, comparación entre  $k=0.01$  md y  $k=0.001$  md.<sup>20</sup>

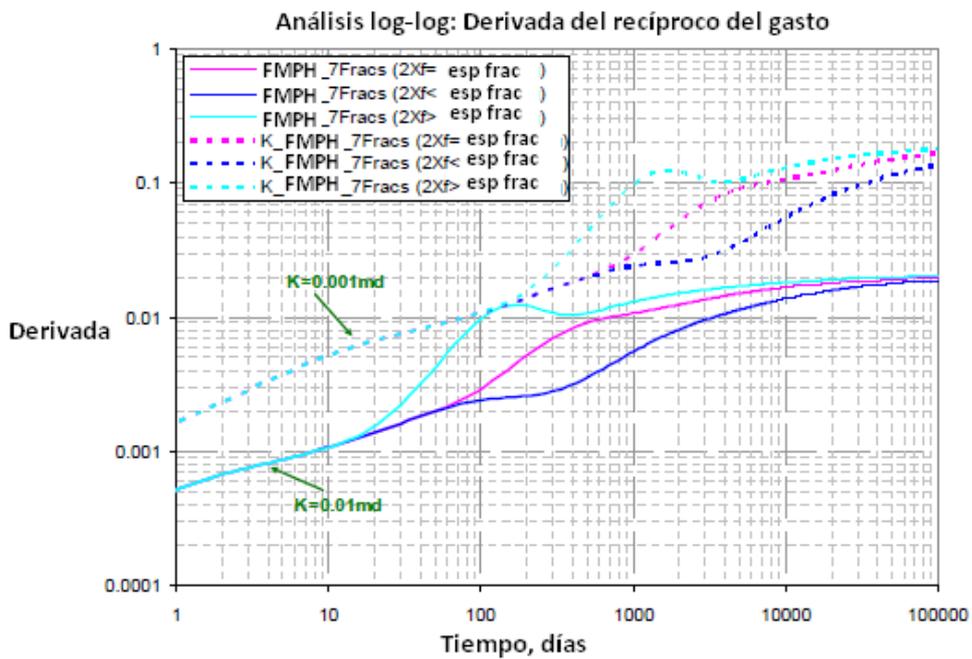


FIGURA 3.27.- FMPH con siete fracturas, comparación entre  $k=0.01$  md y  $k=0.001$  md.<sup>20</sup>

La figura 3.27 muestra la comparación entre  $k=0.01$  md y  $k=0.001$  md pero ahora en un pozo con FMPH con siete fracturas transversales, y el efecto resultante en la permeabilidad del yacimiento es similar a la observada en el caso de los FMHP con 3 fracturas transversales.

Estas observaciones sugirieron que en los análisis de producción recientes, cuando se presenta el flujo CFL, la pendiente de la derivada puede usarse para hacer un buen diagnóstico de que tan efectivo fue el tratamiento de fracturamiento; esto es, si se tiene una pendiente alta significa que hay más etapas fracturadas, poco espaciamiento entre fracturas o una alta longitud de la fractura; y potencialmente indica que se tiene la necesidad de aplicar más tratamientos de estimulación, como el re-fracturamiento.

Caso de estudio:<sup>20</sup>

La formación Bakken, al oriente de Montana, tiene una gran reserva de hidrocarburos y ha experimentado un rápido aumento en el desarrollo de actividades con tecnología avanzada en pozos horizontales. Este yacimiento es de baja porosidad, baja permeabilidad, compuesto por una mezcla de sedimentos clásticos y carbonatos depositados principalmente en un ambiente marino somero. La formación Bakken intermedio esta subdivida en tres zonas: MB1, MB2 y MB3. En cada una de estas zonas las propiedades de la roca varían substancialmente. La zona MB1 está constituida de cuarzos de gran tamaño, la zona MB2 está compuesta generalmente constituida por arena altamente consolidada con una gran concentración de calcita, y la zona MB3 es el intervalo compuesto por dolomita.

Se perforó un pozo horizontal de 9000 pies con 10 fracturas transversales ubicadas en el modelo de simulación, (18 FMPH en este modelo). Todos los pozos producen con una presión de fondo constante, los cuales tienen 40 años de vida; todos estos pozos muestran claramente la presencia de los siguientes regímenes de flujo lineal, casi elíptico, CFL y después elíptico. Para poder estudiar los efectos que se tenían se construyó un modelo de simulación con tres pozos por cada 1280 acres (54 FMPH). En la siguiente figura se muestra la comparación de los promedios correspondientes a los 18 pozos centrales en los modelos de simulación.

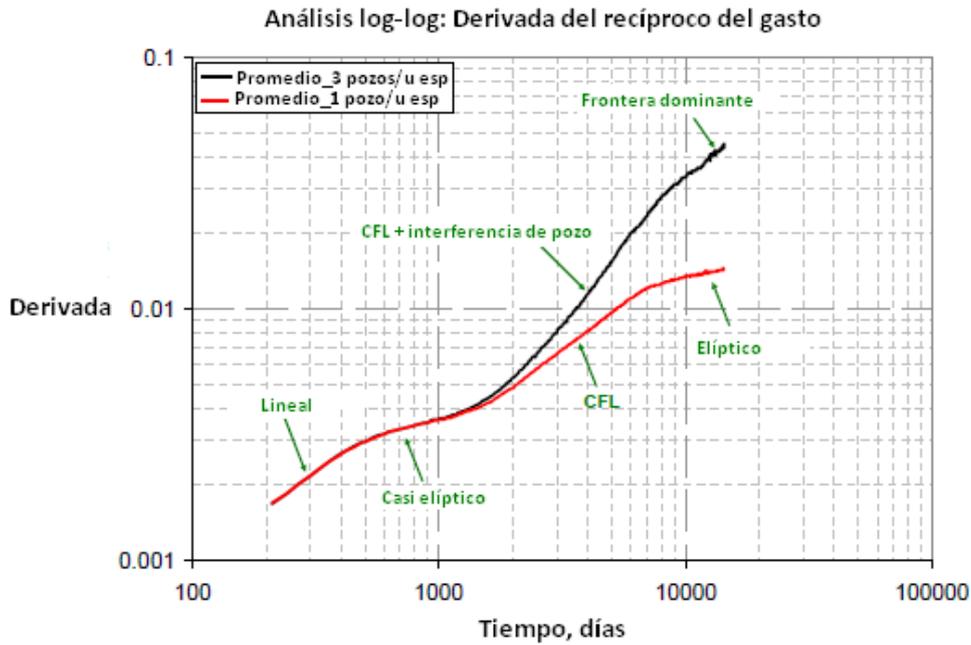


FIGURA 3.28.- Comparación de los dos modelos de simulación.<sup>20</sup>

En la gráfica podemos observar un aumento en la pendiente del CFL con los tres pozos por unidad de espaciamiento en el modelo, lo cual muestra el efecto de interferencia entre los pozos vecinos.

La figura 3.29 muestra un mapeo de la presión, correspondiente al régimen de flujo CFL para un pozo en una unidad de espaciamiento, y la figura 3.30 muestra el mapeo de presión correspondiente al flujo CFL para el modelo de simulación con 3 pozos por unidad de espaciamiento.

Debido al efecto de la interferencia al pozo, que ocurre durante el régimen de flujo CFL, es importante distinguirlos para hacer un correcto análisis de producción.

Finalmente podemos decir que la pendiente del CFL depende de la relación de la longitud de la fractura  $2X_f$  entre el espaciamiento de las fracturas,  $D_f$ ; entre más grande sea la relación, más grande será la pendiente. También se sabe que la pendiente no depende de la permeabilidad del yacimiento. También se puede decir que el efecto de interferencia entre los pozos vecinos también resulta en un aumento en la pendiente del CFL.

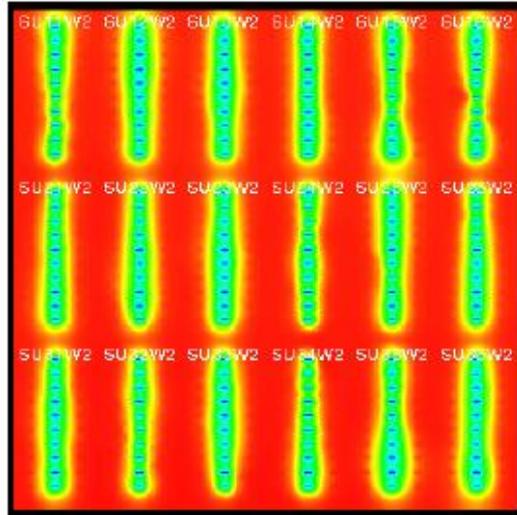


FIGURA 3. 29.- Mapeo de presión durante el CFL (1 pozo por unidad de espaciamento).<sup>20</sup>

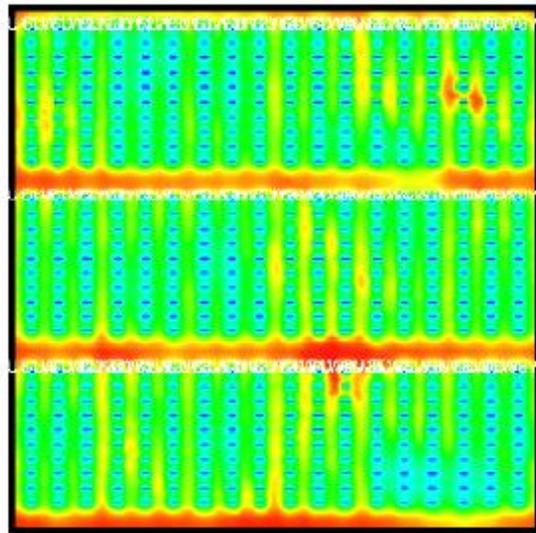


FIGURA 3.30.- Mapeo de presión durante el CFL e interferencia al pozo (3 pozos por unidad de espaciamento).<sup>20</sup>

### 3.4.2. IDENTIFICACIÓN DE INCRUSTACIONES EN EL FONDO DEL POZO, UTILIZANDO TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO MULTIETAPAS<sup>22</sup>

Uno de los objetivos del Fracturamiento Multi etapas, es obtener información con la intención de verificar los tipos de incrustaciones o depósitos que se han formado, y por lo tanto también confirmar el mecanismo de depósito. El trabajo de diseño necesita tener como objetivo principal, la disolución de varias de las incrustaciones, y proporcionar una mejor forma de confirmar la presencia de cada uno de los tipos de incrustaciones. Ninguna otra de las opciones de fracturamiento o

estimulación, pueden utilizarse para garantizar la disolución de los depósitos. Se llevo a cabo un primer intento, en el campo Cuisana para verificar y cuantificar el tipo de incrustaciones y depósitos presentes.

Decidieron aplicar una primera etapa de salmuera con la intención de evaluar la presencia de halita u otros depósitos solubles en agua. El pozo se puso a producir, antes de bombear una etapa ácida para evaluar la presencia de depósitos carbonatados. Después de que se puso a producir el pozo, se bombeo una etapa de disolvente de incrustaciones. Con la intención de minimizar la contaminación de los fluidos de tratamiento, se decidió realizar un tratamiento antioxidante en la tubería, antes de realizar el tratamiento de fracturamiento multietapas.

### Pruebas de Laboratorio

Se realizaron una serie de experimentos, entre ellos: pruebas de núcleo; para averiguar qué tipo de fluidos son los mejores para ser bombeados al pozo y compatibles con la formación. Se decidió probar sólo con los químicos disponibles y dependiendo de los resultados, a futuro se realizarían mejoras al fluido.

Se realizaron un total de cuatro pruebas al núcleo, de ellas se pudo concluir que el ácido debería bombearse como pre-flujo y post-flujo, para limpieza, con un solvente común; y se debía utilizar una mezcla de ácido xileno, esto si se tiene un revestimiento de hidrocarburos, y aparte si se tenía la sospecha de que había sólidos en el fondo del pozo. De las pruebas en núcleos, también se buscaba la reacción que se tenían los químicos cuando se adicionaba en depósitos carbonatados, el ácido disolvía otros minerales como silicio, bario y especialmente hierro y sodio.

La etapa en la que se realizaría la disolución del sulfato de bario, también fue probada y optimizada, ya que el disolvente que se utilizaría era incompatible con el hierro cuando se excedía la concentración a más de 5000 ppm. También se observó que cuando el sulfato de bario estaba en contacto con el ácido se formaban emulsiones perjudiciales.

### Ejecución del Trabajo

A continuación se muestra un caso de estudio que muestra cómo se realiza el trabajo de eliminación de las incrustaciones y depósitos, utilizando la metodología del fracturamiento multietapas.

Con la intención de lograr los objetivos establecidos, y teniendo en cuenta la dificultad de mantener al pozo produciendo (para asegurar el flujo suficiente para recopilar diferentes muestras en cada una de las etapas), se planeó realizar el trabajo en varias etapas.

Antes de llevar a cabo cualquier trabajo de mejoramiento de producción, en los pozos del campo Cuisana, específicamente en los yacimientos Mirador, Barco y Guadalupe; se pusieron a fluir hacia los tanques de almacenamiento con ayuda de bombeo neumático. Los pozos tenían una temperatura en la cabeza de 68°C y una presión de 410 psi. Esto se logró realizando una limpieza al liner, utilizando una boquilla giratoria de inyección, seguido de un trabajo de re-perforación. Durante este trabajo no se pudieron obtener muestras de incrustaciones sólidas. Se midió la radioactividad de los fluidos que regresaron a la superficie, encontrando niveles normales.

El primer tratamiento con químicos, utilizó una mezcla ácida de xileno con HCl, la cual se bombeó a una profundidad somera de aproximadamente 2 pies; este tratamiento no se colocó de forma selectiva. Tampoco se utilizaron empacadores Straddle, ya que elastómeros son incompatibles con el xileno.

Después se bombeó  $\text{NH}_4\text{Cl}$  con 2% de solvente mutuo utilizando un empacador Straddle. En esta etapa se deseaba cubrir un área de 10 pies de radio. Para finalizar esta etapa, el pozo se puso nuevamente a producir y se tomaron muestras.

En la siguiente etapa se utilizó HCl, se diseñó el volumen adecuado para penetrar un área de 5 pies dentro de la formación. En esta etapa se utilizó un empacador Straddle para llegar correctamente a la profundidad de la etapa deseada. Terminado el tratamiento, el pozo se puso nuevamente a producir y se tomaron muestras.

En la etapa final se utilizó disolvente de sulfato de bario, se bombeó un volumen que pudiera penetrar 5 pies en la formación, lo cual también fue colocado con un empacador Straddle. Una vez más, el pozo se puso a producir para tomar muestras. En el periodo en el cual el pozo producía, se pudo identificar la formación de una emulsión pobre después del bombeo del disolvente de sulfato de bario. Finalmente se realizó una etapa adicional en la que se bombeó surfactante no iónico, con la finalidad de resolver el problema de las emulsiones.

### Resultados

El principal objetivo de este tratamiento fue el de adquirir información suficiente para determinar los diferentes tipos de incrustaciones y el principal mecanismo de depósito. Para lograrlo se realizó un

proceso de muestreo extensivo durante las etapas de producción del pozo. Los resultados que se obtuvieron fueron analizados para poder optimizar los futuros tratamientos de fracturamiento e inhibición de depósitos e incrustaciones en el campo Cuisana. A parte de analizar las muestras, también se llevo a cabo un análisis de la producción, con la finalidad de observar los beneficios que se obtuvieron al realizar este trabajo.

Construcción del Ión de referencia.- Se tomaron muestras de agua de un pozo de este mismo campo antes de que muriera y se hicieron pruebas de desplazamiento en núcleos, a partir de su análisis se construyó el ión de referencia.

Minerales removidos.- Con la intención de identificar que minerales se tenían que remover en cada uno de los intervalo, durante el trabajo multietapas, se construyeron siete gráficas que fueron clave para el trabajo incluyendo su respectivo ión de referencia: Fe:Mg, Fe:Ca, Al:Si, Al:K, Fe:Mn y Na:Ba.

Balance de Materia.- Se calculó la cantidad que se había removido de cada ión para cada una de las etapas utilizando la siguiente ecuación:

Resultados de la etapa en la que se inyectó la mezcla ácida de xileno y HCl.- En esta etapa se utilizó una TF para inyectar los fluidos con la siguiente secuencia:

- Preflush: 91 barriles de diesel más surfactante
- Main: 93.5 barriles con 50% xileno y 50% HCl.
- Overflush: 51.7 barriles de diesel más surfactante

Después de 8 hrs, el pozo se puso a producir con ayuda de la inyección de N<sub>2</sub>. Se tomaron un total de 26 muestras, se analizaron y se desarrollaron gráficas para mostrar los resultados. Estas gráficas mostraban una cantidad significativa de depósitos removidos (corrosivos y minerales asociados), así como también una pequeña cantidad de minerales de calcio.

Resultados de la etapa de Salmuera.- En esta etapa no se encontró evidencia de depósitos de halita, durante la etapa de producción del pozo. Se realizaron pruebas de producción antes y después de esta etapa, las cuales no mostraron mejorías en el comportamiento del pozo. Por el contrario se mostró una reducción en la producción de aceite.

Resultados en la etapa de HCl.- Con la inyección de HCl, se pudo remover una mayor cantidad de componentes que tenían una base de hierro (corrosivos y otros componentes como siderita y piritita).

Además, se removieron, aunque en poca cantidad, algunos componentes de calcio. Esto significó que había depósitos de calcio en la zona cercana al pozo. En esta etapa, también se pudieron remover componentes con potasio y magnesio, lo que indicó que se tenía también caolinita y dolomita. También se confirmó la presencia de depósitos de carbonato de calcio. No se tuvieron muchos beneficios en la producción.

Resultados en la etapa con disolvente de Sulfato de Bario.- Como se esperaba, se removió la mayor cantidad de sulfato de Bario a comparación de las otras etapas. Y también se removieron los componentes de aluminio y de hierro. Se tuvo una gran cantidad de sodio, debido a la presencia de NaOH, en el disolvente de Sulfato de Bario.

### **3.4.3. TERMINACIÓN ADECUADA PARA LLEVAR A CABO UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**<sup>16, 17</sup>

Muchos de los proyectos en los que se ha intentado llevar a cabo un tratamiento de fracturamiento o estimulación, se han realizado en pozos verticales, que estaban cementados y perforados, para luego aplicarles varios tipos de tratamientos ácidos o realizar fracturas apuntaladas para mejorar la producción. A lo largo del tiempo, se ha observado que los resultados de este tipo de tratamientos en pozos verticales, solo tiene beneficios a corto plazo.

Los pozos horizontales prometen mejorar las cuestiones económicas, y la capacidad de fracturarse efectivamente, mejorando los costos que se tienen en los pozos verticales. Con el tiempo, se han desarrollado más pozos horizontales y más técnicas de fracturamiento y estimulación que prometen ser una opción económicamente viable para desarrollar yacimientos no convencionales.

Uno de los yacimientos que se ha visto beneficiado con este tipo de terminación (pozos horizontales con tratamientos de fracturamiento multitapas), es el yacimiento ubicado en el campo Edwards, en el cual se empezaron a desarrollar pozos horizontales; uno de ellos con un liner cementado. Pero como ya se sabe, el hecho de cementar el pozo hace difícil la tarea de ubicar efectivamente las fracturas, y también debido a las altas temperaturas. Por esta razón, se ha tomado como una opción viable, dejar los pozos en agujero descubierto (de ahora en adelante AD).

Esto puede reducir costos, no sólo por el tamaño del casing, sino también porque se eliminan los problemas que se tienen debajo de la tubería. A parte se tiene la oportunidad, en un futuro, de

permitir que se hagan tratamientos de fracturamiento o estimulación por medio de la TF, presentándose el fenómeno de bullheading.

Las fallas que se presentaban con otros sistemas, antes de que se optara por tener pozos en AD, eran la incapacidad de realizar una desviación mecánica adecuada y la correcta ubicación del tratamiento en el intervalo deseado, a lo largo del pozo horizontal. Los primeros intentos que se hicieron con empacadores inflables no tuvieron buenos resultados, debido a que se tenía una alta temperatura en el fondo del pozo, que entraban en un rango de 185 a 196°F, y se tuvo una fluctuación de la presión ocasionada debido al enfriamiento del fluido durante el tratamiento. Además, el método para ubicar el fluido entre los empacadores no fue el mejor para la desviación del fluido de una etapa a otra, permitiendo que la zona más permeable se vuelva a tratar una y otra vez.

### Diseño del tipo de terminación

La terminación de un pozo en AD, para llevar a cabo un fracturamiento multietapas, permite ubicar estratégicamente los empacadores mecánicos, especiales para AD, a lo largo del liner, además de contar con la flexibilidad de colocar los puertos de fracturamiento (FP) en el mejor lugar posible basándose en la terminación.

En el corazón de este sistema, se coloca un empacador mecánico para AD, este empacador debe soportar diferenciales de presión de 10,000 psi a temperaturas mayores de 425°F, y colocarse en agujeros ampliados en un 50%. Además, deben adaptarse a las irregularidades del agujero, como ovalidades o derrumbes, etc. Los empacadores que se utilicen, deben tener un sello excedente para mitigar las fallas asociadas con la carga cíclica. Debe tener la longitud y diámetro externo adecuados, para poder viajar a través de las altas desviaciones que llegan a tener los pozos. La energía en el sistema se mantiene constante, utilizando un cierre de trinquete; mientras que la presión inicial se ajusta a cada uno de los empacadores, en un rango de 700 a 3400 psi, siempre teniendo en cuenta las condiciones de fondo. Diseñados también con un aislante de larga duración, los empacadores mecánicos para AD, han sido utilizados en zonas de agua, como aislación del agujero y para pruebas de producción, pero el uso más común que tiene es para el fracturamiento o estimulación multietapas, para aislar cada una de las etapas adecuadamente, incluso para desviar y extender las fracturas a lo largo de los pozos horizontales.

Operacionalmente, estos empacadores son enviados dentro del pozo, donde se colocaran en el liner en puntos estratégicos, establecidos basándose en información que se tomo del pozo justo antes de meter las demás herramientas. El tiempo que se lleva en correr el empacador en el pozo, es

aproximadamente un poco más que lo que se tarda en correr un liner estándar, ya que son muy pocas las herramientas para llevar a cabo esta operación.

El diseño del empacador mecánico para AD es crucial pero, el desarrollo del método para colocar el fluido entre los empacadores también es crítico. Los puertos de fracturamiento, FP, se diseñaron para abrirse selectivamente en tiempos específicos; y una vez abiertos, deben resistir los fluidos abrasivos por largos periodos de tiempo. Las últimas generaciones han incorporado a los asientos una resistencia más alta contra la erosión, que puede, molerse fácilmente cuando ya no se necesitan. También, se ha incorporado, en cada una de las etapas, un área de flujo óptimo, con una configuración más grande que la que tiene un liner ranurado, para no inhibir la caída de presión conforme el fluido fluye durante el tratamiento y después entra en la fase de producción.

Este tipo de FP, es también utilizado ampliamente para controlar el flujo en la etapa de producción. Las relaciones de presión también se acoplaron con todos los demás componentes, a un valor mínimo de 10,000 psi. En conjunto con el diseño de los FP, se hizo el diseño de las esferas que activan los puertos. El material de las esferas se evaluó, siendo el material elegido un material fenólico utilizado en muchas aplicaciones en pozos horizontales. Debido a que las esferas son frágiles, pueden fácilmente quitarse siempre y cuando, sean lo más ligeras posibles para determinar con mayor exactitud los tiempos de viaje a través del pozo, sobre todo cuando se aplica en pozos horizontales profundos y largos.

Se tiene un índice de presión proporcional al resto del sistema, sin considerar alguna deformación. Esto es un aspecto importante, ya que otros materiales tienden a deformarse a altas presiones, y podría extrudirse dentro o a través de los asientos. Si esto ocurriera, entonces la producción que proviene de los asientos y de las etapas podría acabarse.

Si se está familiarizado con el perfil de producción, considerando el número de etapas, podría resultar un pozo de muy baja producción. En un pozo de bajo rendimiento con este caso difícilmente se podría determinar si es por este problema, a menos que se realice un trabajo de diagnóstico costoso y tardado.

Es importante saber, que se han desarrollado esferas de otro tipo de material, que pueden usarse en aplicaciones específicas que presentan algunos problemas de ingeniería asociados con el sistema.

Es recomendable que cada uno de los diseños de las herramientas (puertos, esferas, asientos, empacador) se realicen simultáneamente para obtener una mejor aplicación y resultados.

Las operaciones de fracturamiento son consideradas antes de realizar cualquier instalación en el sistema, debido a la activación de los FP y los requisitos subsecuentes de circulación inversa. El diseño se debe realizar correctamente para que el sistema pueda realizar el fracturamiento secuencialmente en cada una de las etapas, sin la necesidad de parar el proceso.

La selección de las esferas puede variar dependiendo de la aplicación; sin embargo, muchos pozos horizontales utilizan esferas de un material fenólico de peso más ligero para la activación del sistema y el sellado, como se mencionó anteriormente. Las esferas pueden ser precargadas y operadas desde un tubo múltiple, para desplazar el asiento. El equipo de fracturamiento en superficie, debe tener un ID lo suficientemente grande para acomodar la última esfera de más grande OD, para ser lanzada. Los tiempos de caída de las esferas deberán ser analizados con una compañía especializada antes de comenzar con las operaciones, considerando que el peso del fluido y los programas de desplazamiento deben estar sujetos a cambios.

Se ha tenido éxito cuando las esferas son lanzadas por medio de colchones de agua en agujeros secos, así como geles espaciadores en varios apuntalantes de alta viscosidad. Una vez que las esferas están en los asientos, éstas aíslan las etapas más bajas y re direccionan el flujo hacia la siguiente etapa hacia arriba. Inmediatamente después de que se han tratado todas las etapas, se lleva a cabo circulación inversa.

Tanto las esferas como los escombros, se filtran y se atrapan en un estrangulador de superficie para prevenir algún taponeo o bloqueo en las líneas corriente abajo. Si la energía durante la circulación inversa no es suficiente para levantar las esferas, pueden sacarse en cualquier momento sin que se interrumpan las operaciones de terminación o producción.

#### **3.4.4. USO DEL GEL DE DESVIACIÓN<sup>29</sup>**

El gel de desviación se utiliza para aislar las zonas que han sido o serán fracturadas. Con este fin, se bombea un gel viscoso y pesado por el espacio anular. Después del lanzamiento de las esferas, para activar el equipo en cada una de las etapas, se bombean los fluidos ácidos o apuntalantes necesarios a un gasto máximo; éste gasto tiene que estar en los rangos que el equipo de bombeo pueda manejar, a una presión admisible en la TP. Se pueden incluir los indicadores de presión y temperatura en la base de la sarta de terminación, para determinar si se logró la desviación con el gel. Al final del tratamiento, se retira la sarta para determinar si la desviación con el gel fue exitosa, esto se determina analizando la información de fondo que se tiene. Se hace una inspección en las

herramientas para determinar si se abrieron correctamente en las etapas, la información observada se verifica con los indicadores de presión.

Cuando el indicador de temperatura del fondo muestra un enfriamiento en alguna de las etapas, tiene dos posibles significados: 1) que hubo una fuga del fluido ácido hacia la punta del pozo a través de la sarta de terminación; o 2), que el gel no se mantuvo y el ácido llegó hasta la punta a través del espacio anular. La principal causa de la fuga del fluido ácido es el bombeo a un alto gasto, y para evitarla, se requiere añadir otros asientos, y así llevar el sistema hidrojet de fracturamiento hacia la siguiente etapa.

En algunos casos se tendrá un aumento en la presión en el espacio anular, hasta el valor máximo permitido, restringiendo el bombeo a la mitad de lo que se tenía programado. Esto demuestra que se tiene la necesidad de aislar mecánicamente la parte superior del agujero, esto a su vez ocasiona que se tenga que usar un empacador en el liner suspendido, para prevenir la comunicación del ácido con el espacio anular. Además, un alto valor de presión en el espacio anular, indica la presencia de una falla potencial en la colocación del gel.

### **3.5 ALGUNOS DATOS INTERESANTES ACERCA DE LA AISLACIÓN Y EL GASTO DE INYECCIÓN.**<sup>14, 19, 21</sup>

#### Respecto a la Aislación entre etapas

Uno de los grandes retos del proceso de fracturamiento hidráulico multietapas, es el control de la colocación de las fracturas, ya que debe fracturarse en el lugar correcto en la formación.

Idealmente, la colocación se logra bombeando todo el fluido en una sola etapa, en un solo punto a lo largo de todo el intervalo productor (en donde se desea fracturar). Para pozos laterales con liners cementados, la desviación del fluido es más fácil debido a que no hay discontinuidades entre los agujeros en el liner y las fracturas, aceptando la lechada de ácido para realizar el fracturamiento. Con un liner no cementado, la desviación puede ser más difícil.

Para lograr una desviación adecuada y efectiva, usualmente no se requiere de asientos que se activen con presión, pero debe restringirse el gasto de fluido, a comparación de los gastos utilizados en otros métodos de fracturamiento, que utilizan gastos más altos.

En algunos casos, puede que sólo sea necesario aislar temporalmente una fractura, para no aceptar el flujo de líquidos que podrían volver a abrir dicha fractura, mientras que se fractura una etapa

superior. Para lograr completar la aislación de una etapa, es necesario bombear un pequeño volumen con una ultra-alta concentración de apuntalante en el paso final. En otras situaciones, esto no siempre provee el control suficiente para desviar el fluido, o no se logra la formación del arenamiento. Para estos casos, puede ser necesario sellar la fractura para aceptar el fluido y también para prevenir altos gastos de fluido entrando por el espacio anular y crear una nueva fractura muy cerca de la fractura anterior. Cuando este método es insuficiente, significa que hay una mínima distancia entre cada una de las fracturas a lo largo del pozo; solamente se llega a requerir una longitud mínima cuando se tienen que construir dunas o topes en el arenamiento.

El tamaño del agujero y otras características del pozo, son factores importantes que ayudan a determinar la distancia necesaria; comúnmente esta distancia es de 50 a 100 pies.

### Límites del Gasto de Inyección

Para muchas operaciones de fracturamiento multietapas, el límite superior de los gastos de inyección para los tratamientos diseñados, dependerá de los límites de presión en el cabeza del pozo o de los conductores en la tubería de producción.

En algunos casos, se pueden permitir altos límites de presión, sólo si se aísla la cabeza del pozo. Con el método HPAP en pozos horizontales, un factor limitante puede ser el uso de un gasto máximo de fluido de tratamiento. Este proceso utiliza el espacio anular para conducir la lechada de fracturamiento, y con los apuntalantes siendo esencialmente abrasivos, las velocidades del fluido muchas veces pueden convertirse en un factor limitante, así como la presión.

Existen dos consideraciones: 1) las condiciones en la cabeza del pozo, ya que el flujo dentro del espacio anular puede invadir la TF, y 2) las velocidades del flujo debajo del espacio anular. En el espacio anular, a menudo hay restricciones en el ID de la TR, los cuales se deben considerar ya que son lugares de alta velocidad.

Si toda la lechada está entrando a través de un puerto simple, es posible que en la cabeza del pozo se tenga una explosión en el interior, por lo cual se debe para proteger la TF. Una solución común ha sido el uso de un adaptador en la cabeza del pozo, que tenga por lo menos dos puertos de entrada del fluido para un adecuado ID, y así mantener las velocidades por debajo de los niveles seguros

predeterminados. Si el espacio anular es muy pequeño o los ID's de los puertos de entrada son pequeños, se necesitarán más de estos puertos.

Se ha adoptado una geometría estándar para la conexión en la cabeza del pozo, utilizando un equipo con doble puerto de inyección, esto para poder inyectar la lechada de fracturamiento por el espacio anular. Además, la implementación de este proceso tiene un valor estandarizado de la velocidad límite, que es de 20 pies/s para la corriente de fluido que incide en la TF con los puertos, con un ángulo de 180°. Este adaptador de doble entrada en la cabeza del pozo, es comúnmente conocido como Cruz de Fracturamiento (Frac Cross). Dentro del espacio anular, entre la TF y el casing, se ha observado una velocidad límite de 42 pies/s.

La siguiente tabla muestra los máximos gastos permitidos en el espacio anular que se tienen generalmente. Estos gastos se determinaron considerando el uso del adaptador de doble entrada y una velocidad máxima en la entrada de 20 pies/s.

|                   |           |
|-------------------|-----------|
| 3 ½" en el casing | 11 bl/min |
| 4 ½" en el casing | 25 bl/min |
| 5 ½" en el casing | 36 bl/min |
| 7" en el casing   | 55 bl/min |

TABLA 3.2.- Máximos gastos permitidos en el espacio anular.<sup>21</sup>

### Selección del Número de Fracturas

El número y tamaño de las fracturas que deben colocarse a lo largo de cualquier pozo, debe determinarse haciendo un análisis muy específico y considerando las características del yacimiento y de las limitaciones económicas. El modelo de simulación del yacimiento, analiza la producción proveniente de múltiples fracturas que se encuentran a lo largo del pozo horizontal, siendo de gran ayuda para la determinación de las fracturas, aunque este estudio aún necesita mejorarse. Algunos métodos requieren que todas las fracturas sean idénticas y/o eventualmente espaciadas a lo largo del pozo horizontal.

En algunos casos, especialmente en yacimientos delgados, la diferencia en las fracturas longitudinales y transversales puede ser muy pronunciada, a menos que la longitud de la fractura efectiva sea corta o que las permeabilidades no sean tan bajas.

En la realidad, las fracturas a menudo pueden intersecar la sección horizontal con ángulos de entre 30° y 60°, apenas pocos simuladores pueden modelar esta geometría de fractura.

Sin valores exactos de la permeabilidad efectiva vertical, los modelos de simulación del yacimiento no pueden hacer predicciones con mucha exactitud, especialmente para los casos de pozos que no se han fracturado anteriormente, en los que las fracturas disminuirán el problema de la poca permeabilidad vertical.

Es probable que se encuentren formaciones con variaciones significativas en la roca, a lo largo de la sección horizontal; a menudo, la proximidad de las zonas húmedas o con agua puede cambiar dependiendo de la profundidad que se tenga. Estas son variables muy importantes que ayudan a optimizar la selección adecuada de la profundidad de las fracturas, así como también diseñar correctamente el tamaño de cada una de ellas.

# CAPÍTULO 4

## CASOS DE APLICACIÓN

Los casos de aplicación que se muestran a continuación, son ejemplos de los resultados que se obtuvieron en la aplicación de los diferentes métodos de Fracturamiento Hidráulico Multietapas.

### CASO 1.- HPAP con PPD

La arena Perdido, con una TVD de 10,550 – 10,630 pies; localizado en el sur de Texas. Fue perforado y terminado en julio de 2008, principalmente con pozos horizontales. Esta arena de gran grosor, requiere de un fracturamiento hidráulico extensivo para poder obtener un éxito comercial, e inicialmente fueron evaluadas varias tecnologías para llevar a cabo un total de seis a ocho fracturas.

El método HPAP con PPD se selecciono para implementarlo en los pozos que tienen complicaciones en la configuración del pozo, causadas por la pérdida o daño de una sección del intervalo que se va a fracturar, el daño pudo ocurrir cuando los operadores han intentado terminar con alguna otra tecnología de fracturamiento multietapas. El pozo se desvió y se perforó, terminó y cementó con un nuevo intervalo, con un liner de 3 ½"

Se diseñó otro procedimiento para tener otra alternativa y poder obtener un alto gasto de fluido de tratamiento a través del liner de 3 ½", la TF fue de ID 1 ¾", se extrajo del liner y se introdujo en la tubería de producción después de que se hizo la perforación y ruptura de cada una de las etapas. El tratamiento de fractura se bombeó a 30 bpm a través del espacio anular formado entre la TF y la tubería de producción, también se utilizó un último tapón de apuntalante de 14 lb/gal. Después de que se colocó el tapón o bache de apuntalante, la TF se corrió de regreso al liner y el pozo se limpió para continuar con la siguiente etapa.

La operación se repitió en un total de seis fracturas, colocando 1.5 millones de lb de apuntalante cerámico. Los resultados en la producción superaron las expectativas a comparación de otros esfuerzos con otras tecnologías. El pozo en circulación inversa y la producción del gas alcanzó gastos más altos en menos de tres días.

Lo que hace significativo a este caso es que demostró al operador tener un bajo nivel de riesgo asociado con el método HPAP con PPD, así como la versatilidad de dicha técnica. El equipo de fondo fue notablemente más pequeño, con una TF de OD pequeño pudo fácilmente trabajar en pozos con altos valores de severidad y restricciones en la terminación ya que no hay empacadores o no se realizan operaciones mecánicas, además el diámetro de las herramientas es flexible.

La contingencia de un arenamiento prematuro está considerada; debido a que en el proceso se utiliza TF. El equipo de fondo se configuró para poder realizar circulación inversa. Considerando estos problemas, se pudo utilizar un tratamiento más agresivo, ya que son considerados importantes para cubrir los efectos de la convergencia de flujo en fracturas transversales, que intersecan a los pozos horizontales. Los arenamientos prematuros son causados por la tortuosidad en la cercanía del pozo, pueden solucionarse con el método de perforación con el sistema hidrojet, el cual minimiza la tortuosidad por la capacidad del proceso de erosión que le permite crearlos túneles perforados.

Otros métodos requieren de perforación convencional y comúnmente se utiliza un tratamiento diseñado específicamente para crear el arenamiento intencionalmente, y así limpiar el pozo antes de que la terminación pueda realizarse. Este análisis está enfocado a diseñar fracturas menos óptimas o menos agresivas, lo que en muchos casos requiere de un desplazamiento en el pozo.

### CASO 2.- HPAP con PPD

Otro pozo horizontal documentado y extremadamente exitoso, también utilizó el HPAP con PPD, el pozo también se encontraba en el sur de Texas, posiblemente con la mayor profundidad en la que se haya trabajado, de 15,700 pies de TVD con 2,000 pies en la sección horizontal. Este caso de aplicación es único, ya que el liner utilizado no estaba cementado. Se utilizó liner de diámetro 3 ½", con una longitud de más de 2750 pies a partir del empacador deslizable, ubicado en el liner de perforación de 8 ½", desde la zapata hasta la punta de la sección horizontal. La parte superior del empacador tenía un OD muy grande a comparación con los que se utilizaron dentro de la sección en agujero descubierto con un diámetro de 6 ½".

Se colocó un Tapón Puente debajo de la zona donde se iba a perforar la primera fractura y ésta fue inicialmente comparada con el equipo de fondo del sistema hidrojet para tener mejor exactitud en la profundidad antes de que se retirara de la primera fractura. Como en el caso

anterior, el liner de 3 ½" se perforó utilizando un sistema hidrojet con una TF de 1 ¾" y un sistema hidrojet con un OD de 2 ½". En esta terminación, el equipo de fondo tenía 3 jets; con los cuales se hicieron tres operaciones separadas, para romper por lo menos un total de 9 agujeros con un espacio entre ellas de 1.

Después de que se inició el fracturamiento, la TF se introdujo en un liner de producción de 5 ½" y el bombeo se realizó debajo del espacio anular entre la TF y el casing de producción. Se utilizó un bache de apuntalante de 12 a 16 lb/gal en cada una de las fracturas. Para cuatro fracturas se utilizó un millón de libras de apuntalante con bauxita. El siguiente paso fue cerrar el pozo por un corto periodo después de la última etapa fracturada; la TF se introdujo hasta el fondo del pozo y así se limpiaron los tapones de la arena restante. El pozo produjo gas en las primeras 24 horas después del tratamiento.

Cabe notar que en el liner no cementado se presentó un alto valor de fricción durante el fracturamiento. La fricción se redujo con ayuda de la aplicación de los baches y un colchón de apuntalante. Debido al éxito obtenido, se hicieron especulaciones de que debía requerirse una diferencial de presión mayor durante la operación con el sistema hidrojet, en los puntos muertos, como en el caso de un agujero descubierto de 6 ½" y jets de 2 ½" dentro de un liner de 3 ½".

### CASO 3.- ESFERAS SELLADORAS

Antes de colocar el equipo de fracturamiento multietapas, se realizó una limpieza a lo largo de toda la profundidad (TVD) con un equipo escariador. Este escariador simula la dimensión de los empacadores en pozos con agujero descubierto, y tiene la misma área de contacto para los empacadores en el pozo así como también en agujero descubierto. Si cualquiera de los puntos de baja permeabilidad se encuentran en el agujero durante la corrida del escariador, el equipo puede rotarse para deshacerse de ese punto hasta que el equipo pueda deslizarse libremente de arriba hacia abajo.

Todos los sólidos y recortes se circularon hasta que llegaron a la superficie, utilizando pastillas viscosas y lodo base aceite. El lodo base aceite es comúnmente recomendado debido a que proporciona una mejor lubricación cuando se corre el equipo.

Mientras que se está corriendo el equipo de fracturamiento, se determinó la diferencial de la tubería y el equipo se atoró a una profundidad de 6,734 pies. Se sospechaba que era

consecuencia de que la densidad del lodo de 9.4 ppg, era demasiado grande. El equipo se pudo sacar exitosamente después de que la densidad del lodo se redujo a 8.7 ppg. El equipo de fracturamiento se colocó finalmente a profundidad deseada después de que se volvió a correr el escariador.

Las esferas se dejaron caer hasta la orilla del intervalo la para sellar el liner y ejercer una presión arriba de la sarta y activar todos los empacadores. La sarta de fracturamiento, de diámetro 4 ½", se introdujo en el agujero y se aseguró dentro del empacador del liner después de que se corrió la sarta y la herramienta de servicio se retiró del pozo.

El tratamiento en la primera etapa, se bombeó a través de un puerto hidráulico que se abrió ejerciendo una presión en la sarta de 4,700 psi; el resto de las etapas se activaron con ayuda de esferas de diámetro específico que se dejaron caer con ayuda de un post flujo en cada una de las etapas a fracturar. El tratamiento completo se bombeó exitosamente de acuerdo con lo establecido en el programa diseñado. Se bombeó un total de 2,480 barriles de ácidos emulsificados al 28%; 1,880 barriles de ácido de desvío VES; 1,005 barriles de HCl al 28% y 270 barriles de solvente mutuo post flujo. El tratamiento fue desplazado con 100 barriles de salmuera nitrificada al 2% con KCl. El gasto de bombeo se mantuvo constante a 30 bpm (barriles por minuto) para todo el tratamiento. Las presiones de tratamiento en superficie máxima y promedio fueron de 4,500 psi y 3,000 psi respectivamente. El gasto se redujo a aproximadamente 5 barriles antes de que cada una de las esferas se lanzará hacia el asiento, esto para asegurar que fueran lanzadas y asentadas correctamente. Se obtuvieron lecturas claras de presión (picos de presión), registradas cuando el puerto hidráulico se abrió y cada una de las esferas subsecuentes fueron lanzadas.

Se realizó circulación inversa en el pozo se puso en circulación inversa inmediatamente después del tratamiento con ayuda de nitrógeno que se añadió al final del fluido de desplazamiento para maximizar la recuperación.

Se midió la producción del pozo con diferentes tamaños de estranguladores después de la limpieza. El estrangulador de 1" fue el más estable indicando un gasto de aceite de 3,827 bpd con una presión en la cabeza de 458 psi. Estos datos fueron significativamente más grandes que los gastos de pozos horizontales en el campo, que eran de 1,127 bopd.

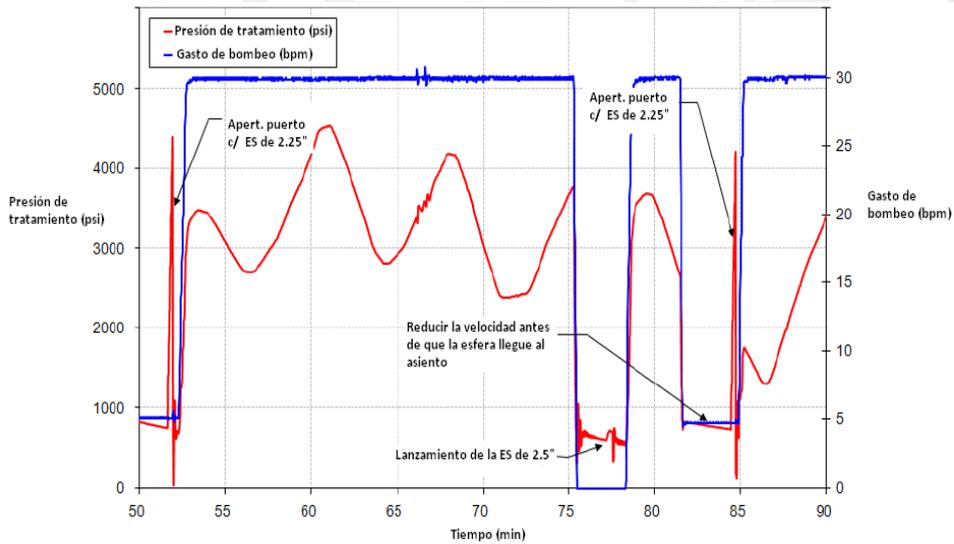


FIGURA 4.1.- Respuesta de la presión cuando las esferas son lanzadas hacia los asientos.

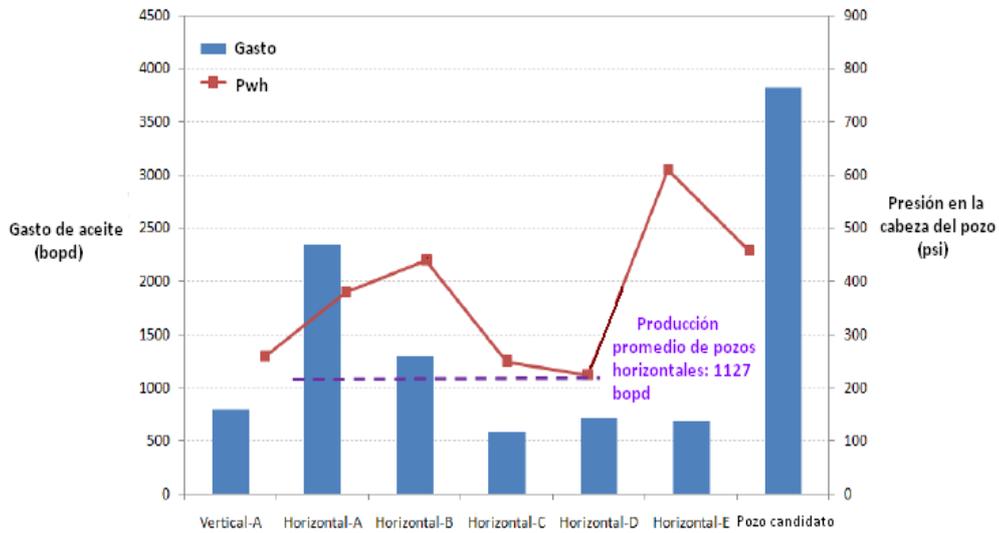


FIGURA 4.2.- Comparación del comportamiento de la producción de pozos verticales y horizontales en el mismo campo.

Se realizó un análisis nodal para que los resultados coincidieran con la producción post – tratamiento, con un índice de producción por arriba de 13 bopd/psi. En la figura 4.3 se pueden observar los resultados. Obviamente el resultado, probó que el fracturamiento multietapas es más efectivo para mejorar el rendimiento de los pozos horizontales.

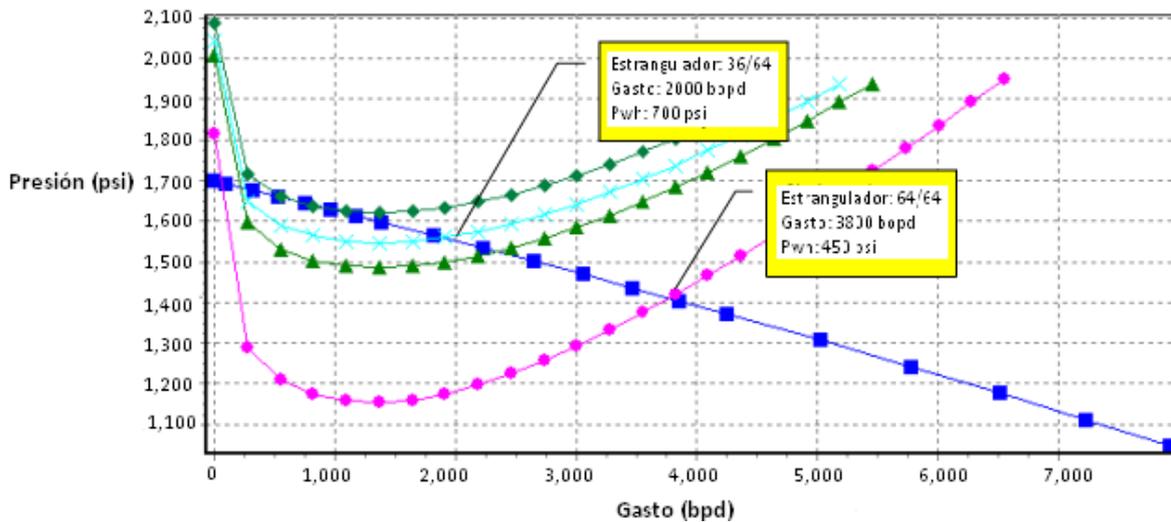


FIGURA 4.3.- Análisis Nodal indicando un IP de 13 bopd/psi.

#### CASO 4.- TÉCNICA DE DESVIACIÓN DEL FLUIDO POR FRICCIÓN

El caso de aplicación, Pozo 1, fue uno de los muchos pozos horizontales en la zona Sycamore del campo Sholem Alechem en el condado Stephens.

El tratamiento inicial de fractura fue bombeado por debajo de un casing de 6 1/4", dentro de un pozo en agujero descubierto de 7 5/8", a 300 bpm y 6,100 psi. El fluido de fracturamiento consistió de 20,000 gal de HCl al 15% y 19,000 barriles de agua. Basándose en un porcentaje constante de declinación, el gasto de declinación después del fracturamiento inicial fue de  $\pm 90\%$ . Este dato de declinación de producción es común en pozos en los cuales solo una porción del agujero descubierto ha sido fracturada correctamente.

En noviembre de 1997, el pozo fue re-fracturado en cuatro etapas en una operación continua. Se tuvo a disposición un total de 30,000 hhp para bombear los fluidos, y se utilizó menos potencia para la perforación en el fondo con la línea de acero para las etapas 2, 3 y 4. El tiempo total de operación fue de 23 horas. De las figuras 4.4 a 4.7 se ilustra el proceso.

La figura 4.8 ilustra las trayectorias de flujo que el fluido de tratamiento pudo tomar cuando llegó un intervalo perforado. Mientras que algunos fluidos probablemente fluyeron a través de las trayectorias, la mayoría de los fluidos debieron salir de las perforaciones y formar nuevas fracturas hidráulicas.

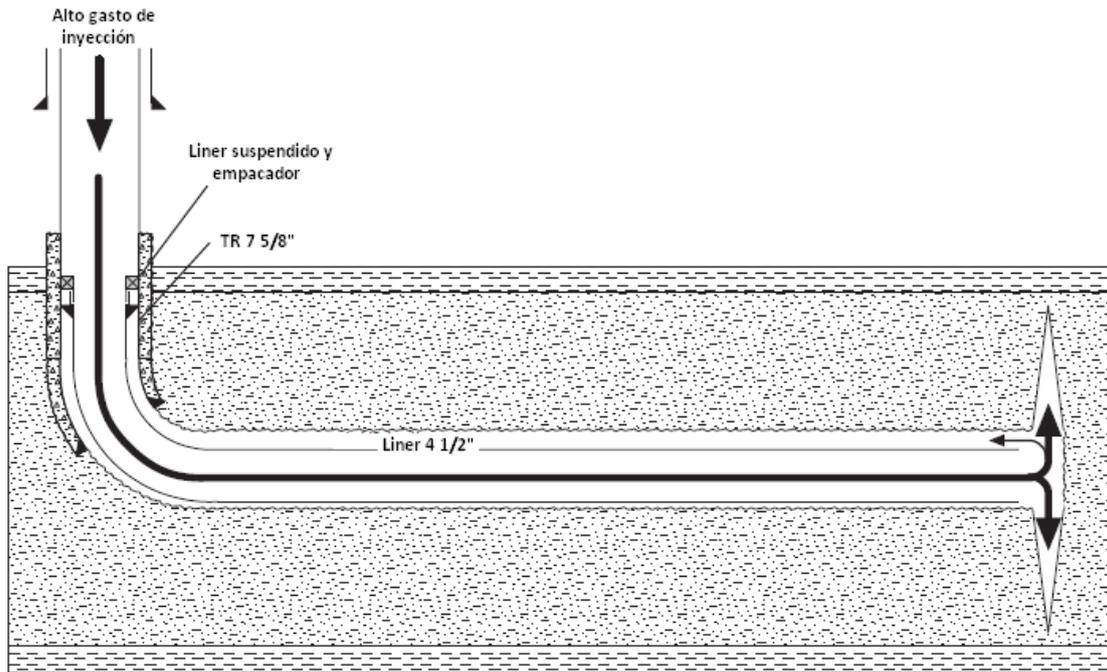


FIGURA 4.4.- Primera etapa del re-fracturamiento con FDT

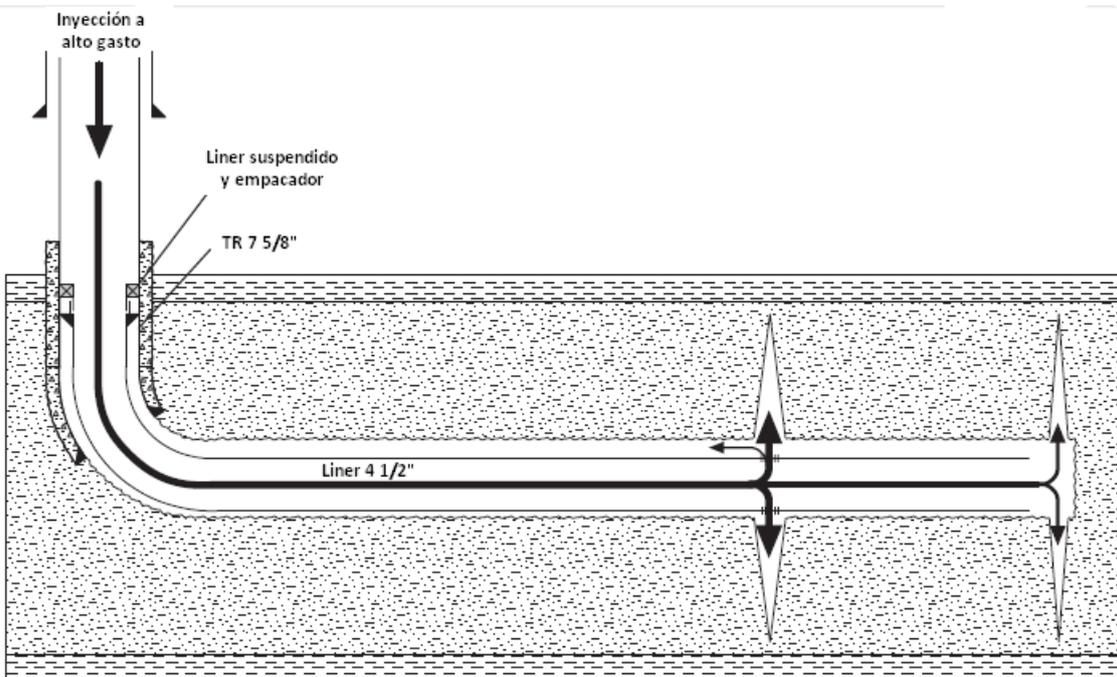


FIGURA 4.5.- Segunda etapa del re-fracturamiento con FDT

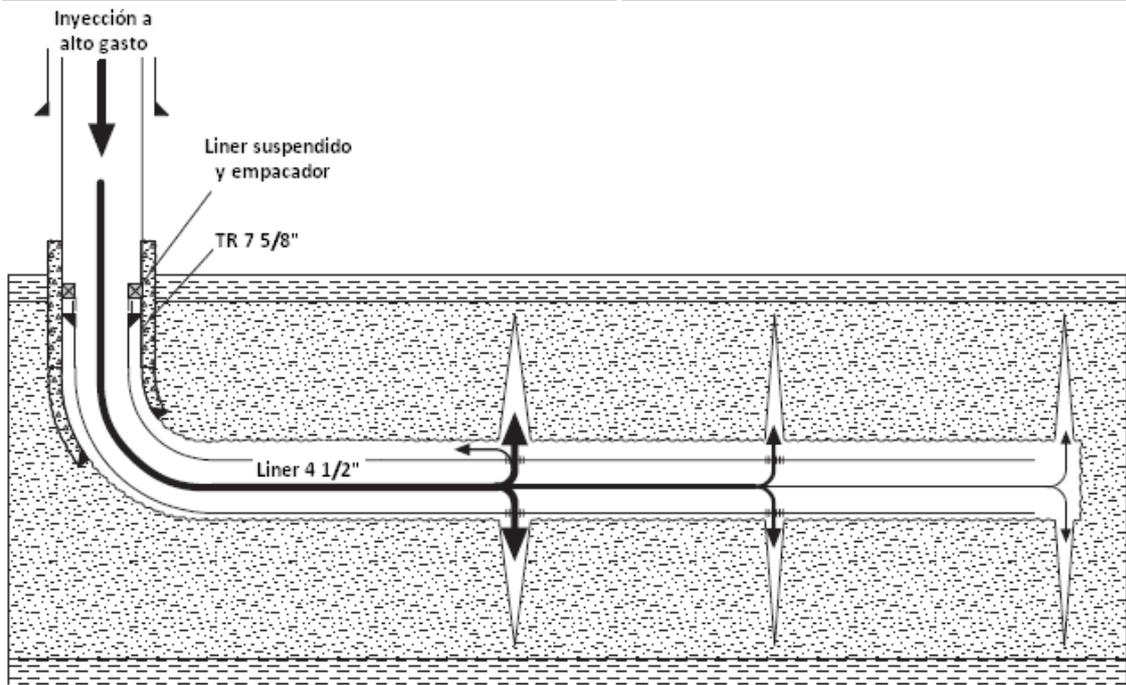


FIGURA 4.6.- Tercera etapa del re-fracturamiento con FDT

Después del fracturamiento, la producción del pozo horizontal mejoró considerablemente, comparada con el fracturamiento inicial. Los gastos de producción estabilizados fueron altos, y la tasa de declinación fue menor después del tratamiento de re- fracturamiento.

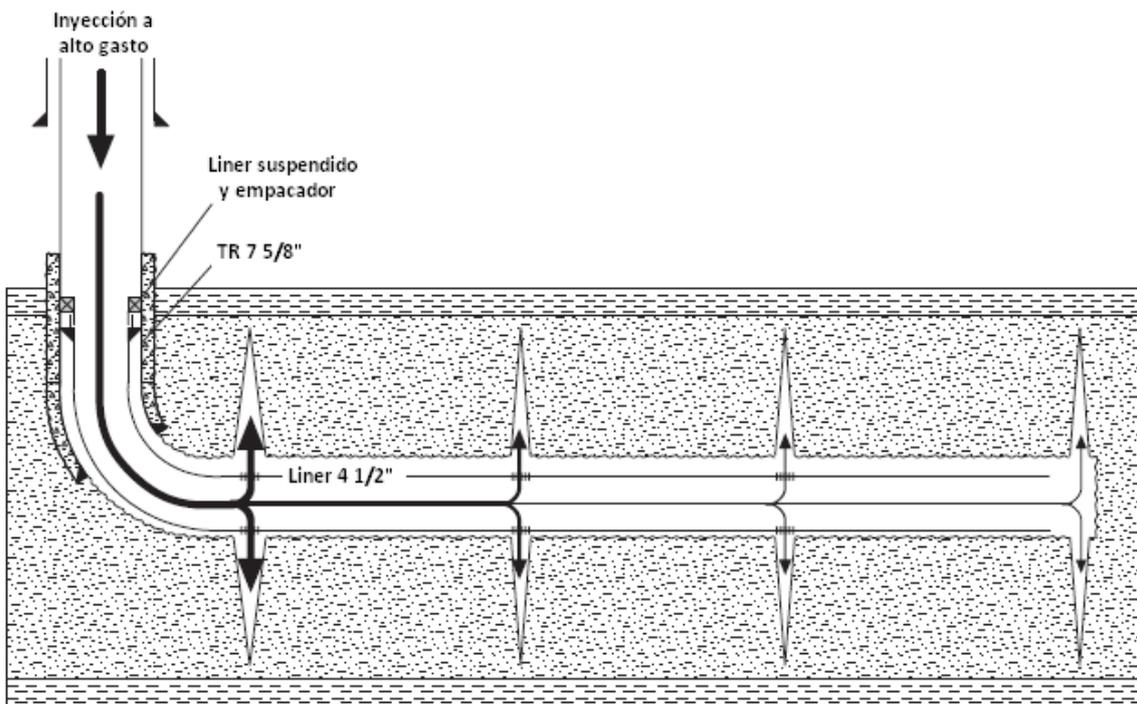


FIGURA 4.7.- Cuarta etapa del re-fracturamiento con FDT

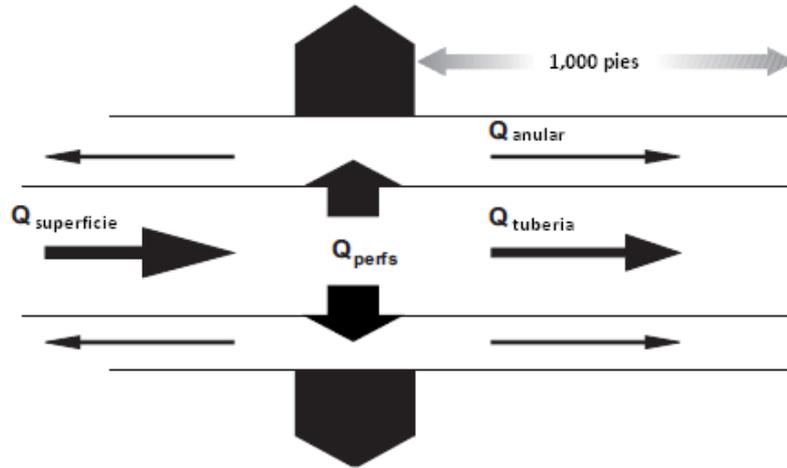


FIGURA 4.8.- Varios caminos de flujo que el fluido puede tomar cuando este llegue al intervalo perforado.

Después de que se bombearon los altos volúmenes de fluido de fracturamiento, se realizó circulación inversa en el pozo, utilizando volúmenes significantes de agua. La producción durante el segundo mes después del fracturamiento inicial fue, en promedio, de 89 bopd y 103 MPCD de gas, o 106 boed (Barriles de Crudo Equivalente por Día). La producción durante el segundo mes después del re-fracturamiento fue de 99 bopd y 81 MPCD de gas, o 113 boed.

La producción acumulada durante los primeros 12 meses después del fracturamiento se realizó convencional fue de 16,594 barriles de aceite y 27,617 MCF de gas, o 21,197 boe (Barriles de Crudo Equivalente). La producción incremental de los 12 meses posteriores al re-fracturamiento fue de 28,130 barriles de aceite y 25,666 MPC de gas, o 32,408 boe. La recuperación incremental final esperada después del re-fracturamiento fue de 58,539 barriles de aceite y 4,808 MPC de gas, o 69,340 boe.

#### CASO 5.- HJAF

La formación Bakken en el norte de Dakota, EUA; es una formación de lutitas productora de aceite, perforada convencionalmente de 4,000 a 10,000 pies con una sección lateral. El método común de fracturamiento que se utilizó, fue la técnica de Perf & Plug, perforando de tres o cuatro intervalos por etapa y con gastos del fluido de tratamiento de 30 a 40 bpm. Se realizarían arriba de nueve etapas (con 3 a 5 intervalos perforados por etapa) en una sección lateral cementada a 10,000 pies.

La producción inicial promedio de este tipo de terminación era de 900 a 1,200 boed. Recientemente, debido a las condiciones que se tenían, se requirió fracturar el pozo horizontal con una profundidad total de más de 20,000 pies, con un gasto promedio por fractura de 15 bpm. Haciendo un análisis de la intensidad de la fractura (aumentando el número de fracturas y volumen de tratamiento para cada una de las fracturas individualmente), salieron un total de 35 fracturas independientes y con más de 3 millones de libras de apuntalante, resultando en una producción inicial mayor a 1,800 boed.

### CASO 6.- EMPACADOR STRADDLE HORIZONTAL

En el yacimiento de baja permeabilidad productor de aceite Spearfish en Manitoba, Canadá; se tuvieron excelentes resultados con un Empacador Straddle Horizontal (HSP). Antes de la implementación de esta técnica, los pozos vecinos se fracturaron utilizando un empacador aislante en el casing y camisas deslizables con esferas selladoras; con un gasto de inyección de tratamiento de aproximadamente 20 bpm en seis etapas. Este proceso, HSP con un casing pre perforado y cementado, activando los intervalos individuales con gastos de bombeo de 6 bpm. Se realizaron más de 25 fracturas independientes en la sección horizontal. Más de 90 pozos se fracturaron en esta formación. Estas operaciones se realizaron en un día completo con 10 fracturamientos en promedio.

El resultado de este proceso fue un yacimiento totalmente fracturado a excepción de las zonas donde hay agua. Utilizando otras tecnologías de fracturamiento y estimulación, los gastos en esta formación eran de 90 bopd aproximadamente. Con el HSP y las fracturas, se lograron producir 350 bpd inicialmente, la declinación del gasto en los 5 meses siguientes en flujo estacionario fue de la mitad del gasto inicial.

### CASO 7.- SLIDING SLEEVE

Este caso de aplicación es la continuación del tratamiento realizado en la cuenca Tarim, en la formación TZ-I; que ha sido tratado con un sistema de aislación mecánica multietapas.

El pozo en desarrollo TZ 62-11H con un intervalo horizontal en agujero descubierto de 3,280 pies, y una temperatura de yacimiento es de 130°C. Con el sistema de aislación mecánica, en este pozo se fracturaron 6 etapas, basándose en un estudio de sismica 3D. La presión de tratamiento fue de 5265 a 13314 psi, con un gasto de bombeo de 29.3 a 43 bpm. Las 6 etapas

## CASOS DE APLICACIÓN

se terminaron en 23 horas bombeando un volumen total de fluido de 15,530 barriles. El perfil de presión la apertura del SS, se pudo obtener a excepción de la etapa 2, se observó que la presión de tratamiento fue diferente para cada una de las etapas. Este perfil de presión indicó un buen comportamiento del SS y del empacador, y el sistema completo aisló efectivamente cada etapa.

Por otra parte, la presión de tratamiento mostró que cada una de las etapas estuvieron conectadas a la formación favorablemente, ya que habían sido simuladas previamente con ayuda de la sísmica. Después del tratamiento se obtuvo una producción de 501 bpd de aceite y 9225 MPCD, con un estrangulador de ½”.

El segundo caso en esta formación fue el pozo X-7H, que presentó una pérdida de circulación durante la perforación, teniendo como consecuencia una productividad pobre, con solo 17.5 bpd de aceite y 196.8 MPCD de gas, con una presión de tratamiento de 406 psi y un estrangulador de ¼”. Se aislaron y fracturaron cuatro etapas en la sección horizontal. Además del perfil de presión en el SS abierto, la presión declina en cada etapa mientras que se dejan caer las esferas. No sólo el valor del ISIP, sino que también la velocidad con la que declinó la presión fue diferente, lo cual además probó que el sistema de fracturamiento aisló eficientemente cada etapa. Como resultado, la productividad también aumentó significativamente. El gasto diario de aceite y gas alcanzó 1,271 bpd y 5,203 MPCD, respectivamente. Con un estrangulador de 1/3” mientras que la presión en la tubería aumentó a 4355.5 psi.

La tabla 4.1 muestra la comparación de la declinación entre la presión y el ISIP en cada una de las etapas.

| Esfera | Etapas | ISIP (psi) | P (psi) | Tiempo de cierre (min) | Velocidad de declinación de p (psi/min) |
|--------|--------|------------|---------|------------------------|---|
| 1      | 1      | 3959.5     | 1813    | 25                     | 85.6                                    |
| 2      | 2      | 5269       | 4863    | 33                     | 11.6                                    |
| 3      | 3      | 5126       | 4931    | 18                     | 10.2                                    |
| 4      | 4      | 4641       | 3916    | 14                     | 52.2                                    |

TABLA 4.1.- Comparación de declinación entre p e ISIP.

### CASO 8.-

En una prueba de ensayo, realizada hace 5 años en la formación Edwards, se configuró en un pozo un equipo de terminación multietapas en agujero descubierto que permitió realizar un

fracturamiento en varios intervalos a lo largo de la sección horizontal, alrededor del casing y del agujero descubierto; capaz de adaptarse a las temperaturas elevadas y a los perfiles de producción. Este sistema de terminación presenta varias ventajas para el fracturamiento. Primero, el fracturamiento debe realizarse en etapas específicas y puntos estratégicos a lo largo del agujero horizontal para optimizar la exposición al yacimiento. Segundo, que permite realizar un fracturamiento, en lugar de acidificar el yacimiento.

Los fenómenos de Bullheading anteriores al tratamiento, fueron marginales debido a las altas temperaturas; así, se corroboró que fuera un tratamiento efectivo en la punta de la sección horizontal, debido a que la TF a estas profundidades no puede manejar gastos efectivos para propagar la fractura. El fracturamiento de múltiples etapas se realizó en un sólo día con bombeo constante, obteniendo un incremento en la producción del 30%.

### CASO 9.- Sliding Sleeve

Tratamiento en el pozo 1.- Tres etapas fracturadas en seis horas.

La primera etapa en el pozo 1, se fracturó con el método de Camisas Deslizables con apertura hidráulica. La camisa se abrió aproximadamente a 280 psi por debajo de la  $p_{wh}$  esperada, la inyección se pudo realizar sin ningún problema. Una vez que el volumen de fluido en el agujero se bombeó, se obtuvo el valor del ISIP. La meta era bombear de acuerdo al programa establecido. La primera esfera se lanzó con la parte inicial del volumen de descarga. El gasto fue reducido a 10 bpm durante los últimos barriles de desplazamiento. Las bombas se apagaron y después de varios minutos la esfera cayó en la segunda camisa, ya que la primera esfera activó las camisas.

La segunda camisa se abrió aproximadamente a 2,500 psi por arriba del valor final de ISIP del primer tratamiento. La presión de apertura de la segunda camisa, en la cabeza del pozo, fue de aproximadamente 7,000 psi. El fluido utilizado para realizar el fracturamiento, se bombeó como se había establecido, y también conforme al procedimiento de lanzamiento de las esferas al final del tratamiento en la segunda etapa; esto con la finalidad de abrir la tercera camisa. La tercera camisa también se abrió con una presión aproximada de 7,000 psi.

El fracturamiento en las tres etapas llevó a cabo en un tiempo de 6 horas. Las dos esferas utilizadas se recuperaron mediante circulación inversa realizada en las dos primeras horas después del tratamiento.

Tratamiento en el pozo 4.- Problemas con el arenamiento, las esferas activaron las válvulas bajo condiciones desfavorables, el pozo se limpió con TF.

El tratamiento en este pozo dio la oportunidad de experimentar los problemas comunes en este tipo de operación, estos problemas fueron debido a que el trabajo planeado no se llevó a cabo como se había estipulado. La ventaja fue que se desplazó el pozo terminado utilizando el método convencional Perf & Plug. Sin embargo, las complicaciones encontradas no se atribuyeron a las Camisas Deslizables. A continuación se muestran los eventos ocurridos:

- La primera etapa presentó arenamiento prematuro.
- Se aplicó circulación inversa y se realizó re-fracturar.
- La primera etapa volvió a presentar arenamiento prematuro después del re-fracturamiento.
- La esfera se lanzó para abrir la camisa, lo que resultó como se esperaba.
- La segunda etapa también presentó arenamiento.
- No se iba a poder realizar circulación inversa en el pozo, por lo que se tuvo la necesidad de limpiarlo con TF.
- No hubo problemas con la operación de la TF a través del pozo.
- La última esfera se lanzó desde la superficie y las camisas se abrieron como se había previsto.
- La tercera etapa se bombeó para terminar la operación.

### CASO 10.- SLIDING SLEEVE

El campo de aceite Changqing es considerado un yacimiento no convencional, debido a que está compuesto de varios yacimientos individuales, que cruzan a través de la gran cuenca Ordos. Está localizado en el norte central de China. Los intervalos de aceite en estos yacimientos pueden encontrarse a profundidades de 1,640 a 7,217 pies. En este caso de aplicación, se implementaron fracturamientos de doble etapa en dos yacimientos de aceite, denotados como Yacimiento S y Yacimiento Y.

La producción de aceite de ambos yacimientos proviene de la misma formación. Las profundidades de los intervalos de ambos yacimientos, es de aproximadamente de 6,233 a 6,562 pies, con un grosor neto de entre 538 a 807 pies. Estos yacimientos son de muy baja permeabilidad, ya que tiene valores de 0.05 a 0.3 Md; los valores de la porosidad entran en un

## CAPÍTULO IV

rango de 11.5 a 13.5%; la saturación de aceite está entre 48.5 y 51.5%. Siendo yacimientos muy heterogéneos.

El aceite crudo de esta formación tiene una gravedad específica de 0.85 (35 °API), con una Rs de 78. La energía del yacimiento es principalmente por un empuje de gas disuelto.

La siguiente tabla muestra la comparación entre la producción post-tratamiento para un número de pozos fracturados con etapas separadas y etapas individuales en el yacimiento S.

| Tipo de fracturamiento | No. de pozos | Gasto de Producción de líquidos (bpd) | Gasto de Producción de Aceite (bpd) | Corte de Agua (%) |
|------------------------|--------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Etapas separadas       | 6            | 25.2                                  | 18.7                                | 26.0              |
| Etapas simples         | 15           | 24.6                                  | 20                                  | 18.6              |

TABLA 4.2.- Comparación de la producción post tratamiento para el yacimiento S.

En la siguiente tabla se muestran las mismas características de la anterior pero ahora para el yacimiento Y.

| Tipo de fracturamiento | No. de pozos | Gasto de Producción de líquidos (bpd) | Gasto de Producción de Aceite (bpd) | Corte de Agua (%) |
|------------------------|--------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Etapas separadas       | 11           | 30.2                                  | 26.1                                | 13.6              |
| Etapas simples         | 4            | 33.5                                  | 28.4                                | 15.2              |

TABLA 4.3.- Comparación de la producción post tratamiento para el yacimiento Y.

### Fracturamiento de Doble Etapa.-

Debido a la limitación de la potencia del equipo para fracturamientos en el área y la falta de altos gastos de bombeo, hace que los tratamientos de simple etapa consuman mucho tiempo de operación, haciendo el tratamiento ineficiente. Por esta razón, se tuvo la necesidad de un tratamiento más efectivo para explotar este tipo de yacimientos con grandes capas y poca calidad. Es claro, que tratar varios intervalos perforados mientras que se elimina la aislación entre las etapas, puede mejorar la cobertura de la zona y hacer del fracturamiento una operación menos costosa.

Con cualquier tipo de método de fracturamiento multietapas, la presión en el yacimiento y el esfuerzo alrededor de las fracturas creadas en etapas previas, siempre tiene valores elevados, causado por los fluidos de fracturamiento dentro del yacimiento y al cierre de las fracturas ya

con el apuntalante. Los altos esfuerzos en el campo creados por las fracturas previas provocan la iniciación y propagación de la fractura de las etapas posteriores.

Como resultado de la búsqueda de más técnicas para fracturar y/o estimular los yacimientos de baja permeabilidad, se desarrolló una nueva técnica multietapas. Con dicha técnica, dos o más intervalos fueron perforados y luego se fracturaron con el método de doble fractura (una etapa a la vez), utilizando aislación mecánica. Se tenían dos objetivos: 1) utilizar el esfuerzo que aumenta alrededor de la fractura creada por la primera inyección, para desviar el tratamiento subsecuente y no fracturar el intervalo, y 2) utilizar bancos de apuntalante creados en la primera etapa para minimizar el sellado del apuntalante desde el fondo de la porción de la fractura creada por el segundo tratamiento de apuntalante inyectado.

También se utilizó la técnica ISD, como un mecanismo para desviar los tratamientos subsecuentes, que no considera los efectos del banco de apuntalante de las etapas previas.

El pozo Y23-15 en el yacimiento Y, tiene un fracturamiento de doble etapa. Para fracturar efectivamente el pozo, se seleccionaron tres intervalos a perforar, con las siguientes profundidades: 7,296 – 7,306 pies; 7,336 – 7,346 pies, y 7,377 – 7,387 pies.; después de que se perforaron los intervalos, se realizó el fracturamiento de doble etapa en uno de ellos sin utilizar ningún método de aislación mecánica. En la primera etapa, se ocuparon 912 barriles de fluido y 57 toneladas de apuntalante. Después de 15 minutos, la primera etapa fue terminada, se inició circulación inversa, para forzar a la fractura a cerrar y a que el apuntalante la sostuviera.

Una vez que se terminó la primera etapa, se comenzó con el fracturamiento en la segunda etapa; esta fue más pequeña que la primera y se utilizaron 585 barriles y 36 toneladas de apuntalante.

Uno de los pozos vecinos, Y23-16, fue fracturado con tratamiento de etapa simple; otro pozo cercano es el Y23-15. Los resultados de los siguientes tres meses después del tratamiento se muestran a continuación, indicando que el Y23-15 sobrepasó al Y23-16 significativamente.

## CAPÍTULO IV

| Pozo            | Tipo de tratamiento | Espesor neto (pies) | Porosidad (%) | Permeabilidad (mD) | Saturación de aceite (%) | Volumen de apuntalante (ton) | q (bpd)   |
|-----------------|---------------------|---------------------|---------------|--------------------|--------------------------|------------------------------|-----------|
| Y20-15          | Etapa doble         | 88.3                | 11.1          | 0.06               | 59.4                     | 112.5                        | 66        |
| Y19-15          | Etapa doble         | 58                  | 10.8          | 0.10               | 48.1                     | 106                          | 47        |
| Y19-14          | Etapa doble         | 74.1                | 10.8          | 0.04               | 43.9                     | 81.5                         | 44        |
| Y17-15          | Etapa doble         | 52.8                | 11.6          | 0.09               | 52.6                     | 97.8                         | 47.5      |
| Y23-15          | Etapa doble         | 78                  | 11.0          | 0.08               | 47.6                     | 93                           | 33        |
| <b>Promedio</b> | <b>Etapa doble</b>  | <b>70.2</b>         | <b>11.1</b>   | <b>0.07</b>        | <b>50.3</b>              | <b>98.2</b>                  | <b>48</b> |
| Y21-13          | Etapa simple        | 126.3               | 12.7          | 0.11               | 60.7                     | 65.2                         | 28.5      |
| Y19-17          | Etapa simple        | 71                  | 12.1          | 0.11               | 63                       | 97.8                         | 49.2      |
| Y19-18          | Etapa simple        | 98.4                | 12.0          | 0.16               | 59.6                     | 68.5                         | 33.6      |
| Y17-11          | Etapa simple        | 66.6                | 12.9          | 0.12               | 56.6                     | 89.7                         | 40        |
| Y23-16          | Etapa simple        | 81.4                | 11.2          | 0.09               | 56.2                     | 64.8                         | 19.2      |

TABLA 4.4.- Características de los pozos a los que se le realizó un fracturamiento

Los resultados del modelado de la fractura se muestran en la siguiente tabla. Estos resultados revelaron que la altura de la fractura en la segunda etapa sólo fue ligeramente menor a la de la primera etapa, pero la longitud de la fractura en la segunda etapa, fue mucho más corta que la de la primera etapa.

Aunque el volumen del tratamiento para la segunda etapa fue menor que la de la primera etapa en un 50%, la presión instantánea de cierre (ISIP), para la segunda etapa, es mayor a la que se tuvo en la primera etapa por 72.5 psi. La ISIP aumentó en la segunda etapa, posiblemente debido al aumento en el esfuerzo y/o por un tapón de apuntalante en la primera etapa.

## CASOS DE APLICACIÓN

| Resumen del tratamiento                     | Etapa 1 | Etapa 2 |
|---|---------|---------|
| Fluido de limpieza total (bl)               | 918.3   | 603.8   |
| Colchón (bl)                                | 176.1   | 125.8   |
| Apuntalante total (kg)                      | 57,000  | 36,000  |
| Concentración máxima de apuntalante (kg/bl) | 119     | 115     |
| Gasto promedio (bpm)                        | 16.4    | 16.4    |
| ISIP en superficie (psi)                    | 2074    | 2146.6  |

TABLA 4.5.- Características del tratamiento.

|   | Etapa 1 | Etapa 2 |
|---|---------|---------|
| Modulo de Young (Mpsi)                          | 2175    | 2175    |
| Gradiente de esfuerzo en arena (psi/pie)        | 0.632   | 0.632   |
| Gradiente de esfuerzo en lutitas (psi/pie)      | 0.729   | 0.729   |
| Permeabilidad estimada (mD)                     | 0.08    | 0.08    |
| Presión neta de cierre (psi)                    | 594.7   | 667.2   |
| Longitud media de la fractura hidráulica (pie)  | 360.9   | 288.7   |
| Longitud media de la fractura apuntalada (pies) | 328.1   | 255.9   |
| Altura de la fractura hidráulica (pies)         | 193.6   | 183.7   |
| Altura de la fractura apuntalada (pies)         | 180.4   | 167.3   |
| Conductividad de la fractura                    | 7       | 7.6     |

TABLA 4.6.- Resultados del fracturamiento.

La producción post-tratamiento para el pozo Y23-15, fue predicha utilizando información de la geometría de la fractura y los valores de la conductividad obtenida en un modelado de fractura. El pozo tuvo una producción de aproximadamente de 24 bopd después de un periodo de 3 meses.

### CASO 11.-

La funcionalidad y eficiencia de los procesos de explotación no es la misma en pozos en agujero descubierto. En un análisis comparativo de cien pozos, la aplicación de los métodos multietapas en agujero descubierto, está entre un 5 a 10% mayor a los casos de pozos con liner a lo largo de la TD, esto si se tiene aislación mecánica en el agujero descubierto y si se tiene la habilidad de propagar múltiples fracturas donde se desean a lo largo de la sección horizontal.

Los empacadores de alto rendimiento y los FracPorts, son enviados a la profundidad deseada, listos para ser recibidos por el liner y ser enroscados en puntos estratégicos a lo largo del pozo horizontal. Sin embargo, si en cualquier momento se tiene información adicional en tiempo

real, los empacadores se cambian de lugar durante el proceso. Esto permite un óptimo espaciado entre cada uno de los empacadores, y un óptimo desarrollo de secciones en blanco que no requieren aislarse ni fracturarse, tales como una falla.

La funcionalidad del tratamiento radica también, en que todos los componentes tienen la habilidad de navegar a través del sistema, el cual tiene secciones con altos valores de severidad, manteniendo un espacio mínimo entre cada etapa. El caso contrario con los empacadores en agujeros descubiertos, los cuales son excepcionalmente altos, su flexibilidad permite que se manejen bien en grandes severidades, teniendo un buen funcionamiento en la profundidad deseada.

El sistema es muy eficiente cuando se realizan las operaciones de bombeo, todas las etapas a lo largo del pozo son fracturadas en una sola operación continua de bombeo.

Se han realizado más de 450 tratamientos en agujeros descubiertos, con más de 2,000 etapas bombeadas en agujeros con un ID de 3 3/4" hasta 9 7/8", y en varias formaciones como: arenas, lutitas, dolomías y carbonatos. A la fecha, el número máximo de etapas bombeadas simultáneamente, ha sido de 9, en este campo. El bombeo máximo continuo llevó un tiempo de 26 horas y el gasto máximo bombeado fue de 145 bpm. En un pozo horizontal de 18 etapas, se bombearon 3.5 millones de libras de apuntalante. Estos sistemas se utilizan en pozos horizontales en agujero descubierto, con secciones de más de 4,000 pies de longitud. Recientemente, el sistema se desarrolló en un pozo donde la etapa superior del liner estaba a 17,100 pies de MD, y 7,100 pies de TVD. Se ha comprobado la durabilidad del sistema, considerando de algunos parámetros.

Los sistemas se han aplicado consistentemente, con profundidades que entran en el rango de 1,000 a 18,000 pies de TVD, y temperaturas arriba de 380°F, lodos que sobrepasan los 18 ppg, en presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

Hay ciertos aspectos del sistema que varían en comparación con las operaciones convencionales, en áreas o formaciones comparables. La presión de iniciación de la fractura es siempre menor que a las presiones comparadas en pozos cementados y perforados, y es más alta que las presiones comparadas en pozos en agujero descubierto.

Cuando un pozo se cementa y perfora, la presión de iniciación de la fractura tiende a ser más alta debido al cemento y al daño creado por las operaciones de perforación y cementación. Cuando se presenta el fenómeno de bullheading, la presión de iniciación de la fractura será mayor donde la fuerza de la roca sea débil a lo largo del pozo horizontal. Utilizando los

empacadores en agujero descubierto para segmentar el pozo horizontal, la fractura se iniciará donde la roca sea débil en un segmento en particular del pozo y no solo hay un segmento donde la presión es más baja que la que se tiene en el bullheading.

La variación de la presión del sistema dentro de cada segmento del pozo, ha probado ser un método invaluable para determinar la efectividad del sistema de desviación mecánica. Como se ha visto en las experiencias de campo, cuando el pozo se está particionando, cada compartimiento tiene una única presión de fracturamiento o estimulación. Este valor de presión en cada una de las etapas provee información en tiempo real, mostrando que los empacadores para como una correcta desviación mecánica, el cual es su propósito.

Si la fractura o estimulación se hace después del empacador, las presiones serían las mismas para un intervalo adyacente. En algunos casos, se realiza un estudio de microsísmica para verificar que el fracturamiento se haya realizado en el lugar y forma correcta.

La gran experiencia de campo que se ha obtenido en la aplicación de los sistemas multietapas, es de ayuda para tener un amplio panorama de las eficiencias, costos y mejoramiento de la producción. En cada uno de los casos, todas las fracturas son bombeadas en una sola operación o viaje, tomando menos de un día para terminar. En una comparación directa en pozos horizontales que ya se han terminado, con liner cementado y utilizando tapones como un método de desviación mecánica, el costo y tiempo fueron en promedio de \$150,000 dólares, con un tiempo de terminación de menos de una semana.

Además de esto, el desarrollo en pozos horizontales o verticales ha ido en aumento, donde a veces la TR intermedia es prescindible. Esto se logra utilizando una única variación del sistema, la cual permite que la porción superior del liner sea cementada, y así dejar el intervalo productor como agujero descubierto. No sólo se ha obtenido más eficiencia que los métodos actuales, ahorrando cientos y miles de dólares en gastos de compra de tuberías.

Como ha aumentado la experiencia y se han expandido las aplicaciones, se han desarrollado sistemas híbridos, los cuales han sido utilizados para incorporar los equipos de fondo de fracturamiento y jets, adicionando otros atributos en los sistemas en secciones específicas en pozos horizontales. La experiencia en la aplicación de estos sistemas, ha mitigado los problemas iniciales concernientes en cómo llegar a lo largo de toda la TD. Como resultado, ahora a muchos sistemas se les implementan empacadores para agujero descubierto de alto rendimiento, tanto en las zonas que estaban en mal estado, como en lutitas o zonas no productivas que no requieren de fracturamiento.

La evaluación de la tendencia histórica, mostró que el número de etapas incorporadas dentro de cada equipo continúan creciendo, lo cual tiene el mismo comportamiento para todos los trabajos multietapas en pozos horizontales. Por ejemplo, en 2002, el 67% de los trabajos de fracturamiento en pozos horizontales tenían una sola etapa; por el contrario, los trabajos con cinco etapas, en este mismo año, se compone del menos de 5%, y para el 2006 el número de operaciones aumentó en casi un 35%. Para los pozos con agujero descubierto horizontales con trabajos multietapas, en 2002, el número promedio de etapas realizadas en cada operación fue de 2.00, y en el 2006 el número aumentó hasta 5.00. Esto, en combinación con la tendencia de producción de pozos horizontales, es además una evidencia de que la desviación mecánica es efectiva.

A muchos pozos multilaterales, se les han implementado métodos de fracturamiento multietapas, esto demuestra la versatilidad en la aplicación de este tipo de tecnología. Al observar los resultados, se puede concluir que, la mayoría de los pozos que se perforarán en un futuro, deberían ser multilaterales, y si se les debería implementar un fracturamiento multietapas, debido a los beneficios económicos, la habilidad para fracturar efectivamente cada una de los respectivos pozos; lo que ayudará eficientemente en la explotación de los yacimientos no convencionales.

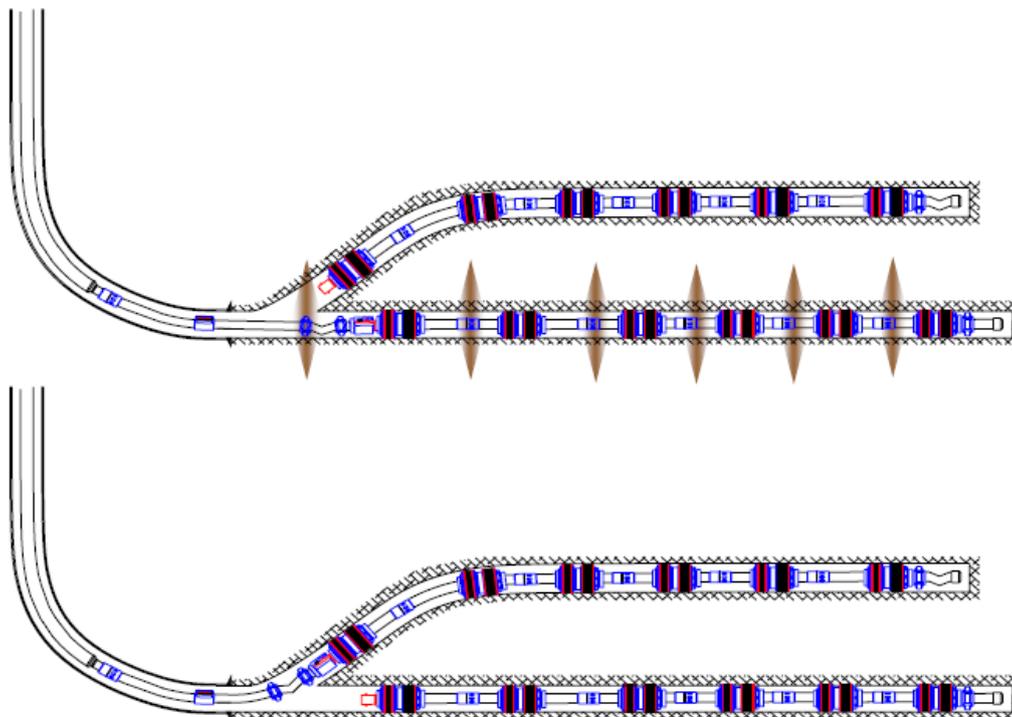


FIGURA 4.9.- Pozo multilateral con un fracturamiento de cinco etapas, esto en cada una de las extensiones del pozo multilateral.

### CASO 12.- HJAF Horizontal

La primera aplicación de este método, fue en 2005, en la formación Barnett, conformada por lutita. Los pozos de este caso de aplicación, son el Pozo B1 y el Pozo A. En estos pozos se tuvieron problemas con la implementación de un programa de fracturamiento convencional.

El programa de terminación para el pozo A, fue: 1) Utilizar un liner no cementado y perforar la parte inferior del liner en cuatro etapas, 2) Realizar un tratamiento de fracturamiento con alto gasto de agua, y 3) Hacer fluir el pozo para limpiarlo; con un tiempo de operación de aproximadamente una o dos semanas. Después de que se limpió el pozo lo suficiente, se tuvo que colocar un Bridge Plug arriba de las perforaciones, para perforar otras cuatro etapas en la mitad superior del liner. Sin embargo, después del fracturamiento en la mitad inferior del liner, el pozo produjo sólo grandes volúmenes de agua, esencialmente sin gas. Una prueba post tratamiento, determinó que las dos partes perforadas en la parte superior del liner, se encontraban en la principal zona de agua, lo que llevó a hacer numerosos intentos para sellar estos dos intervalos correctamente.

En el pozo B1 se tuvo más control en la colocación de las fracturas, especialmente con bajos gastos de fracturamiento, esto con la esperanza de reducir el riesgo de comunicar excesivamente el acuífero con el pozo, ya que este se encontraba por debajo de la zona productora.

Los operadores estaban conscientes de que existía una técnica como el HJAF horizontal, con la finalidad de producir gas en lugar de pura agua. Se diseñó un programa de 8 etapas fracturadas, utilizando gastos de fracturamiento de aproximadamente 50 bpm, bombeando sólo agua y alrededor de 40 bpm con arena 20/40.

Se utilizó una TF de 1.75" OD, con un equipo de fondo del sistema hidrojet con 3 jets de 3/16" ID. Se utilizaron altos gastos de inyección, se planeó tener por lo menos dos jets y tres juegos para perforar cada una de las etapas, jalando solo de 3 a 5 pies entre cada una de las etapas perforadas.

Se programó terminar de fracturar las ocho etapas en 2 o 3 días. Siendo la primera aplicación de campo del HJAF horizontal, había varias experiencias que aprender, como aquellas que causaron retrasos en el trabajo y un aumento en los costos. Se necesitaron cinco días para terminar la perforación y bombeo de las ocho etapas en total.

Se tuvo un problema post operación relacionado con el desgaste por erosión del equipo de fondo; pero en el diseño de la herramienta se obtuvieron valores que indicaban una buena vida de servicio. Se supuso que el desgaste podía ser más extenso en un jet, cuando sólo se utilizó uno en el pozo, debido a que el equipo de fondo sólo tiene una parte centralizada y que el jet principal se encuentra en el fondo, además se experimentaron más salpicaduras durante el proceso de perforación.

La producción post fracturamiento de este pozo fue solo agua, más de lo que se esperaba, y siguió produciendo más agua y menos gas. Sin embargo, proporcionó un resultado muy superior al pozo A y su plan de terminación convencional. Aunque la producción de gas fue decepcionante, se determinó que fue un proceso efectivo.

### Segundo caso de aplicación.-

En el segundo cuarto del 2005, se aplicó este método en un pozo al noreste de Canadá, en el cual, se fracturaron cinco etapas con aproximadamente 250,000 lb de apuntalante por etapa. El resultado obtenido fue un aumento en la producción que no se esperaba. A continuación se presentan algunos detalles de la operación.

La formación es una arena que produce gas, considerada muy sensible al agua. Por esta razón, se bombearon fluidos de fracturamiento base diesel. Históricamente, las expectativas de producción para este yacimiento habían sido bajas. Por lo tanto, el operador concluyó que se requerían numerosas fracturas de gran tamaño, para lograr un éxito económico en terminaciones horizontales. La TVD del intervalo productor era de aproximadamente 6,500 pies, con una sección horizontal de 4,700 pies. Tenía un liner cementado de 7".

Se diseñó un fracturamiento de cinco etapas, colocando en cada etapa 200,000 lb con arena 20/40 y luego 300,000 lb de CRC (recubrimiento de resina curable) con arena 16/30. Se utilizó una TF de OD 2 3/8", para desplegar el equipo de fondo, el cual tenía seis boquillas de 3/16". Con el deseo de llegar a una profundidad de 12,000 pies, se colocó una pieza de tubería rígida arriba del equipo de fondo, orillando al operador a utilizar una larga sección de lubricador.

Debido a que las presiones en la cabeza del espacio anular y en la TF, fueron algo limitadas a comparación de las presiones requeridas en la iniciación de la fractura, se obtuvo una temprana "curva de aprendizaje", mostrando que la mejor opción era balancear la presión en el espacio anular y también en cada uno de los jets, esto para tener una mejor forma de lograr que la formación inicial se rompa para empezar con el fracturamiento. Durante la primera etapa fracturada, el primer intento por romper la formación seguida del proceso convencional

de perforación falló; para luego simplemente tener un aumento en la presión en el pozo, y aún así la formación no se rompió.

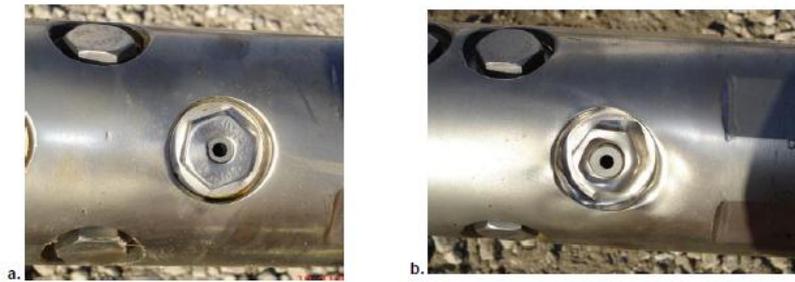


FIGURA 4.10.- a) Dos de los tres jets, mostrando muy poco desgaste. b) Uno de los tres jets tenía mucha erosión en el protector contra salpicaduras.

El siguiente intento para romper la formación, fue utilizar el sistema hidrojet, pero no se tenía un balance en la presión en el espacio anular y en la diferencial de presión en los jets, esto se necesitaba para evitar un exceso en la presión de la TF. Después de que se terminó la perforación con el sistema hidrojet, el gasto de la TF se redujo y se inyectó por debajo del espacio anular para empezar a ejercer presión. Cuando la presión en el espacio anular estuvo a punto de alcanzar el punto deseado para romper la formación, el gasto en la TF aumentó brevemente. El resultado de perforar con el sistema hidrojet, fue aumentar la presión efectiva en la perforación por arriba de la presión del pozo por varios cientos de psi, con lo cual empezó a romperse la formación y a crearse la fractura.

El gasto de la TF comenzó a reducirse cuando la formación se empezó a romper, entonces el gasto en el espacio anular pudo elevarse al valor que se había diseñado para el tratamiento.

Otra técnica que se probó, fue mantener el gasto del jet por debajo de la TF, inmediatamente seguido de la perforación y aumentar poco a poco la presión en el espacio anular por medio de la inyección en este. Como la presión en la TF alcanzó su límite, el gasto tuvo que reducirse lo más posible. Esto fue en la iniciación de la fractura, haciendo más fácil el rompimiento en las otras etapas.

La lechada de fracturamiento se bombeó por completo a través del espacio anular entre la TF y el casing (o liner), sin ningún problema; con excepción de alguna dificultad en forzar el arenamiento al final del fracturamiento sobre las dos primeras etapas. Las etapas posteriores pudieron lograr una presión neta alta, resultante en un aumento agresivo en la concentración de apuntalante en la orilla de la fractura (arriba de 12 lb/gal).

La producción del pozo post fracturamiento se mantuvo por arriba de las expectativas del operador. El operador siguió tratando de utilizar este método en pozos futuros, pero no se pudo aplicar debido a la necesidad de tener más capacidad en el compresor en este campo.

El HJAF horizontal fue utilizado para fracturar ocho etapas en pozos horizontales. Se predijo que las publicaciones futuras serían capaces de presentar más extensamente los resultados de producción y detalles de la operación. Este nuevo proceso no ha sido todavía aplicado como método para un tratamiento ácido en pozos horizontales. Sin embargo, tiene muchas oportunidades de ser uno de los métodos más utilizados; tal vez, en un futuro, se utilizaran otros métodos de sellado después de cada una de las etapas, como un método complementario al HJAF horizontal.

### CASO 13.-

La compañía Williston Basin Interstate, WBI, producía gas natural de la formación de arena Eagle Gas, del cretácico, a lo largo del anticlinal Cedar, en el sureste de Montana. Con una profundidad promedio de 1200 a 1700 pies. En 1996, WBI implementó un programa piloto en 5 pozos con el objetivo de investigar el costo, ejecución y beneficios en la terminación de pozos, utilizando tecnologías avanzadas de fracturamiento, promovidas por Gas Research Institute (GRI) y otros.

#### Implementación y Prueba del programa piloto.-

El desarrollo del programa de prueba, fue muy importante para obtener un éxito total, debido a que se pudieron probar cada una de las etapas individualmente (antes y después del fracturamiento), para evaluar el éxito obtenido. Después de que todos los intervalos habían sido fracturados y probados. Se realizó una última prueba AOF (Absolute Open Flow Potential) para todas las zonas mezcladas, con la finalidad de evaluar la productividad del pozo. WBI escogió las pruebas AOF porque este es un buen indicador del comportamiento a largo plazo del yacimiento. Una gráfica de AOF vs la producción acumulada en un año, para 13 pozos vecinos terminados de manera convencional, mostró una excelente correlación entre cada uno de los factores. Esta relación se utilizó para cuantificar los beneficios del programa.

Sólo a 3 de los 5 pozos se les hizo la prueba AOF. Los pozos con una mayor profundidad estaban produciendo grandes gastos de agua durante las pruebas, las cuales impidieron tener una recolección de información exacta. Para los tres pozos probados, la información exacta de

la prueba, se obtuvo solo en las zonas más bajas debido a problemas mecánicos con el aparato medidor. Sin embargo, el pozo probado, incluso con solo dos o tres intervalos probados, se comportó mucho mejor el promedio de los pozos vecinos.

Basándose en una estimación de un año de producción acumulada (22 MMPCS) y un precio del gas neto de \$2/MPCS (miles de pies cúbicos estándar), con el gasto incremental del bombeo en un fracturamiento multietapas, se calculó terminar de pagar en aproximadamente 7 meses.

Extendiendo este aumento en la producción y el valor del VPN para todo el año 96, en un programa de 24 pozos, WBI observó un incremento en el VPN de 10 años en más de \$352,000 por pozo. La producción de un año después del tratamiento fue de 3.5 veces (200 MPCSD) más que los pozos vecinos, los cuales son incluso mejores que las predicciones con la relación AOF.

Como dato interesante, en 1975 un pozo de esta formación se terminó utilizando un método similar de fracturamiento multietapas. Este pozo aun produce más de 100 MPCSD, mientras que en otros pozos se habían realizado fracturamientos de simple etapa, los cuales producían menos de 50 MPCSD. La técnica de fracturamiento hidráulico multietapas no se volvió a implementar debido a sus altos costos y la incapacidad de los operadores para cuantificar el retorno de la inversión. Se anticipó que en 1996, las terminaciones multietapas tendrían como resultado un alto gasto estable a largo plazo, debido al aumento en la exposición al yacimiento y un fracturamiento más efectivo.

### CASO 14.-

El yacimiento de aceite, Swalwell, está localizado a 62 km al noreste de Calgary, Edmonton Canadá. Este yacimiento tiene un área de 40 km<sup>2</sup> y su volumen original se mantenía aproximadamente en 87.5 millones de barriles y 85 BPC.

El espesor del yacimiento es de 32.8 a 49.2 pies, y se consideraba como un yacimiento heterogéneo, caracterizado por secciones horizontales más permeables, o "puntos dulces". La porosidad que se tiene en la matriz es de aproximadamente 7%, sin embargo, hay vetas con una porosidad de entre 8 y 12%. La permeabilidad tiene valores que entran en un rango de 0.1 a 0.3 mD, pero dentro de las zonas de alta porosidad, la permeabilidad puede exceder los 100 mD.

El primer pozo que se trató utilizando empacadores hidromecánicos para aislar, fue uno que estaba recién terminado con un sistema de seis etapas, y con un total de 17 jets para realizar el

fracturamiento, que se activan por cizalla. Se colocó un empacador hidromecánico de doble elemento entre cada etapa. Además, la primera etapa incluía un puerto de fracturamiento para fracturar hasta la punta, la cual fue aislada por un empacador hidromecánico de elemento simple, con una hoja de metal para mejorar el agarre. El pozo fue fracturado exitosamente de acuerdo al programa propuesto.

Para este, y todos los pozos previos, los gastos máximos de bombeo permitidos para las primeras dos etapas, fueron siempre menores a la de las etapas restantes, conforme las esferas selladoras alcanzaban la presión límite a bajos gastos. El operador buscaba ser capaz de usar altos gastos para todas las etapas, pero el tamaño de las esferas era limitado, debido a que los asientos se extendían hasta el espacio anular del liner; entonces, como el tamaño de las esferas aumentó, se presentó un daño potencial en los asientos mientras que el bombeo llegaba al fondo. Por lo tanto, el tamaño máximo del equipo de fondo debió ser de 2.5" y los asientos de 2.96".

Para poder tener un gasto máximo de bombeo en todas las etapas, la sarta de terminación que se diseñó para el segundo pozo, tenía que tener tres etapas con un total de 15 jets (un total de 5 jets por etapa), seguido de tres etapas con un puerto, cada una con una sola esfera que activaría el puerto de fracturamiento. Aunque el número de jets y puertos es el mismo, en un 65% de la longitud horizontal se aplicaron los jets y en el otro 35% por puertos de fracturamiento.

La primera etapa, también incluyó un puerto de fracturamiento hidráulico para fracturar la punta, y fue aislada con el empacador hidráulico de simple elemento. Todas las etapas restantes se separaron con empacadores hidromecánicos de doble elemento, con la última etapa aislada en la parte superior del pozo por un empacador hidráulico en el liner.

La producción inicial promedio para estos pozos, fue 102% más alta que la producción histórica de los pozos, con una producción inicial promedio de 28% más. La combinación de puertos con jets utilizado, se ha convertido en el método estándar para los tratamientos en pozos subsecuentes dentro del mismo programa. En el 2008 se trataron quince pozos más con este método.

## CONCLUSIONES

- El Fracturamiento Multietapas es una técnica muy eficiente y casi indispensable, para explotar los yacimientos no convencionales; en combinación con la perforación de pozos multilaterales.
- El Fracturamiento Hidráulico multietapas es una tecnología que tiene la ventaja de fracturar muchas etapas en un pozo al mismo tiempo. Ahorrando tiempo y costo de operación.
- Es una tecnología muy flexible, debido a que puede implementarse en pozos horizontales y verticales con diferentes tipos de terminación.
- La aplicación de ésta tecnología en México, también tiene un gran futuro, ya que se están han descubierto lutitas gasíferas, en las provincias geológicas: Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Salinas-Burro Picachos, en éste último ya se perforó el pozo Emergente 1.
- También se recomienda conocer y analizar las propiedades del yacimiento, antes de hacer empezar con cualquier operación de fracturamiento. Estas propiedades deben ser evaluadas para establecer las metas que se quieren alcanzar con el tratamiento, y así seleccionar el método más adecuado.
- La perforación de los intervalos donde se va a fracturar, pueden realizarse con un sistema hidrojet, ésta es una importante y recomendable técnica, que mejora el fracturamiento. Esta técnica puede ayudar a eliminar o reducir los problemas de arenamiento prematuro, causados por una mala perforación, a parte reduce el tiempo de operación. Las perforaciones realizadas con este sistema proveen una conductividad óptima debido a la erosión de la roca.
- Las Esferas Selladoras son de fácil uso y pueden utilizarse con otros métodos, haciendo un método híbrido, como con el método Sliding Sleeve. El único factor que debe de cuidarse es la reducción del gasto en el momento preciso cuando las esferas van llegando a los asientos.
- El método HPAP puede combinarse con herramientas de aislamiento como la desviación mecánica, empacador de desviación o con el método PPD.

## CONCLUSIONES

---

- El método HPAP con PPD, tiene buenos resultados, reduciendo el riesgo en pozos horizontales, debido al uso de tratamientos no tan agresivos como otros. Es recomendable que en su aplicación en pozos con agujero descubierto, se aumente la diferencial de presión en el jet durante la perforación de los intervalos que servirán para reducir la fricción en la entrada de la fractura durante el tratamiento.
- El método Sliding Sleeve, puede aplicarse con el uso de un sistema hidrojet o con el uso de Esferas Selladoras, ambos métodos presentan buenos resultados. Con esta técnica, el comportamiento del pozo es mejor a comparación del método Perf & Plug. Incluso en el costo de operación, utilizando estos dos métodos, es menor para el método de Camisas Deslizables.
- El método HJAF puede utilizarse en pozos horizontales, donde la formación no está abierta al casing o liner, bombeando los fluidos a través del espacio anular entre el liner y la TF. Este método necesita de empacadores o Bridge Plug removibles. Provoca también arenamientos al final de cada etapa o tapones de arena que sirven para aislar. A comparación de otros métodos que entregan los mismos resultados, este es de bajo costo.

## NOMENCLATURA

$2X_f$  = Longitud total de la fractura, pies

$D$  = Profundidad de la formación, pies

$D_f$  = Espaciamiento entre fracturas, pies

$E$  = Módulo de Young

FCD = Factor de Conductividad, adimensional

$g$  = gravedad,  $\text{pie}/\text{s}^2$

$G_f$  = Gradiente de fractura,  $\text{psi}/\text{pies}$

$h_f$  = Altura de la fractura, pies

HJAF = Hydrajet Assisted Fracturing

HPAP = Hydrajet Perforating Anular Pumping

ISIP = Presión instantánea al detener el bombeo, psi

$K$  = Dureza de la fractura,  $\text{psi} \cdot \text{pg}^{0.5}$

KIC = Factor de intensidad de esfuerzo o Rugosidad

$L_f$  = Longitud de la fractura, pies

$p$  = presión, psi

$p_c$  = Presión de cierre de la fractura, psi

$p_f$  = Presión de fractura, psi

$p_{\text{net}}$  = Presión neta, psi

PPD = Proppant Plug Diversion

$q_i$  = Gasto de inyección, bpm

$R$  = Distancia radial desde el pozo al extremo de la fractura, pg

$S_d$  = Factor de daño real a la formación.

SS = Sliding Sleeve

TF = Tubería Flexible

$V$  = Velocidad,  $\text{pie}/\text{s}$

## NOMENCLATURA

---

$V_w$  = Volumen de agua, pie<sup>3</sup>

$W_f$  = Ancho de la fractura, pies

$W_{max}$  = Ancho máximo de la fractura, pies

$z$  = altura, pies

$\mu$  = Viscosidad aparente, cp

$\nu$  = Relación de Poisson

$\rho$  = densidad, lbm/pie<sup>3</sup>

$\rho_w$  = Densidad del agua, lbm/pie<sup>3</sup>

$\sigma_f$  = Esfuerzo de cierre de la fractura, psi

## REFERENCIAS

1. PEMEX Exploración y Producción, “Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos”. México, D. F. 2011.
2. Ramírez Sabag Jetzabeth, Lozano Villajuana Gerardo y Pérez Tavares Rodolfo Carlos, “Productividad de Pozos Petroleros”. DICT, UNAM. 2007
3. Lake Larry W., “Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV”, University of Texas. Austin, Texas. SPE. 2007
4. Economides Michael J., Hill A. Daniel y Economides Christine-Ehlig, “Petroleum Production Systems”. Prentice Hill Petroleum Engineering Series. New Jersey. 1994.
5. “Shale Gas”. House of Commons. Energy and Climate Change Committee. Fifth Report of sesión 2012-12. Vol.I. London. 2011
6. King George E. “Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What have we learned?”. SPE 133456. 2010
7. Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG. “Understanding Shale Gas in Canada”. [www.csug.ca](http://www.csug.ca)
8. Halliburton, [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)
9. Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG. “Understandign Tight Gas in Canada”. [www.csug.ca](http://www.csug.ca)
10. Canadian Society for Unconventional Resources, CSUR. “Understanding Tight Oil in Canada”. [www.csur.ca](http://www.csur.ca)
11. Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. W. McDaniel. “Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-Interval Horizontal Well Fracture Stimulaction: Case Histories”. SPE 114881. Halliburton. 2008.
12. R. Pongratz, M.Stanojic, V. Martysevich. “Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation – Global Applications and Case Histories from Russia”. SPE 114786. Halliburton. 2008.
13. X. Li, H. Wei, B. Chen, X. Liu, C. Wang y X. Zhao. “Multi-Stage Fracturing Stimulations Improve Well Performance in Tight Oil Reservoirs of the Changqing Oilfield”. IPTC 12303. PetroChina Oilfield Co. 2008.
14. B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East y J.B. Surjaatmadja. “CT – Deployed Hydrajet PErforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications”. SPE 100157. Halliburton. 2006.
15. Neil Stegent y Matt Howell. “Continuos Multistage Fracture-Stimulation Completion Process in a Cemented Wellbore”. SPE 125365. Halliburton 2009.
16. R. Seale, J. Athans. “Effective Open Hole Horizontal Completion System for Multistage Fracturing and Stimulation”. SPE 114880. Packers Plus Energy Services, 2008.

17. R. Seale. “An Efficient Horizontal Openhole Multistage Fracturing and Completion System”. SPE 108712. Packers Plus Energy Services. 2007.
18. Roch Romanson, Reinhard Pongratz y Loyd East. “Novel, Multistage Stimulation Processes Can Help Achieve and Control Branch Fracturing and Increase Stimulated Reservoir Volume for Unconventional Reservoirs”. SPE 142959. SPE & Halliburton. 2011
19. Surjaatmadja Jim B. y Van Gijtenbeek. “Recent Advancements in Hydrajet Perforating and Stimulation Provide Better Penetration and Improve Stimulation”. SPE 144121. Halliburton 2011.
20. Shanqiang Luo, Lane Neal, Pathman Arulampalam, Jessica McDonough Ciosek. “Flow Regime Analysis of Multi-stage Hydraulically-Fractured Horizontal Wells with Reciprocal Rate Derivative Function: Bakken Case Study”. CSUG/SPE 137514. Hess Corporation. 2010.
21. Sameer Desai, Naz H. Gazi, Hussain Al Ajmi y Bader Al-Matar, SPE Kuwait Oil Company; Hai Liu y Azmin Hartme Majid, SPE Schlumberger; y Bryan Johnston, SPE, PackersPlus. “Multi-stage Stimulation Technique Boosts Production for Horizontal Wells in Kuwait”. IPTC 13316. 2009.
22. C.A. Franco, J.A. Leal y P.S. Smith. “Identification of Downhole Scales Using a Multi-Stage Stimulation Treatment”. SPE 68306. British Petroleum. 2001.
23. T.W. Green, M.R. Besler y D.M. Zander. “Multi-Stage Fracture Stimulations are Making Better Wells Along the Cedar Creek Anticline”. SPE 38374. S.A. Holdtich & Assoc., Halliburton Energy Services y Wiliston Basin Interstate Pipeline Co. 1997.
24. Yongping Li, Yonghui Wang, Xingsheng Cheng, Mingguang Che, Fuxiang Zhang, Jianxin Peng y Raoyun Zhu. “Case Study of Multistage Isolating Stimulation in High Temperature Deep Carbonate Horizontal Wells”. SPE 125854. SPE, RIPED, PetroChina. 2010.
25. Hassan Hussein Al-Jubran, Stuart Wilson, Bryan Johnston. “Successful Deployment of Multistage Fracturing Systems in Multilayered Tight Gas Carbonate Formations in Saudi Arabia”. SPE 130894. Saudi Aramco, SPE, Schlumberger, PackersPlus. 2010.
26. M. Stanojic, O. Jaripatke y A.Sharma. “Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade”. SPE 130580. Halliburton. 2008.
27. Roch Romanson, Reinhard Pongrats, Loyd East, Miloard Stanojic. “Novel, Multistage Stimulation Processes Can Help Achieve and Control Branch Fracturing and Increase Stimulated Reservoir Volume for Unconventional Reservoirs”. SPE 149259. SPE, Halliburton. 2011.
28. Bill Grieser, Tim Wiemers y Britt Hill. “Fluid Frictional Diversion Technique for Sequential Multistage Horizontal Stimulation”. SPE 55615. SPE & Halliburton. 1999.

## REFERENCIAS

---

29. Dan Baumgarten, Doug Bobrosky. "Multi-Stage Acid Stimulation Improves Productio Values in Carbonate Formations in Western Cnada". SPE 126058. SPE & Packers Plus Energy Services Inc. 2009.