

**ANÁLISIS GEOMECÁNICO Y DE RIESGOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE  
LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA  
ENERGÍA (HEGF) EN POZOS COLOMBIANOS**



**BERTHA SOL ANGEL MENDOZA PASTO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTA DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**ANÁLISIS GEOMECÁNICO Y DE RIESGOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE  
LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA  
ENERGÍA (HEGF) EN POZOS COLOMBIANOS**

**BERTHA SOL ANGEL MENDOZA PASTO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**M. Sc. FERNANDO E. CALVETE GONZÁLEZ**

**Codirectores:**

**ING. MANUEL JAIMES PLATA**

**ING. REINEL CORZO RUEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTA DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por llevarme siempre de la mano y guiarme en cada paso de mi vida  
dándome sabiduría y fortaleza.*

*A mi precioso por su cariño, compañía, su tiempo, su confianza. Por estar a mi lado  
siempre apoyándome, por todos los momentos compartidos, las alegrías, las tristezas  
que nos hicieron crecer juntos y hacer de estos momentos una experiencia hermosa e  
imborrable.*

*A todas y cada una de las personas que me acompañaron, que sonrieron conmigo e  
hicieron esta etapa de mi vida única.*

**Sol Angel Mendoza Pasto**

## AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas que me brindaron su colaboración y apoyo en la realización de este proyecto.

Agradecimientos especiales a:

A mi precioso por estar siempre a mí a lado, por brindarme su incondicional apoyo, por creer en mí.

Al Ing. Manuel Jaimes por su apoyo incondicional y orientación durante el desarrollo de la investigación.

Al ingeniero Fernando Enrique Calvete, por brindarme su colaboración, compromiso, por sus aportes y recomendaciones en el desarrollo del proyecto.

Al grupo de Investigación Estabilidad de Pozo por haberme permitido hacer parte de un gran grupo de trabajo y permitirme realizar mi trabajo de investigación.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
1 CAÑONEO.....	19
1.1 TIPOS DE CAÑONEO DE POZOS <sup>2</sup> .....	21
1.1.1 El cañoneo tipo balas.....	21
1.1.2 Cañoneo Tipo Chorro (water jet Perforating): .....	22
1.1.3 Cañoneo con Cargas Moldeadas Tipo Chorro.....	22
1.2 PROCESO DE CAÑONEO <sup>1</sup> .....	22
1.3 TÉCNICAS PARA REALIZAR UN CAÑONEO .....	24
1.3.1 Cañones bajados a través de tubería de producción (Throug Tubing) <sup>2</sup> :.....	24
1.3.2 Cañones bajados a través del Revestidor (Casing Gun): .....	25
1.3.3 Cañoneo por Wireline <sup>1</sup> .....	27
1.3.4 TCP (Tubing Conveyed Perforating):.....	28
1.4 PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LA REALIZACIÓN DE UN CAÑONEO.....	31
1.4.1 Taponamiento de Disparos.....	31
1.4.2 Presión Diferencial.....	32
1.4.3 Resistencia y Compresión de la Formación.....	34
1.4.4 Densidad de Disparo .....	37
1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO LUEGO DEL CAÑONEO.....	39
1.5.1 Factor Geométrico .....	39
1.5.2 Daño a la Formación.....	40

1.5.3 Técnicas para remediar el Daño en la zona del cañoneo.....	41
1.6 GEOMETRÍA DEL CAÑONEO .....	42
1.6.1 Efectos de la geometría del cañoneo.....	43
1.7 PARTES Y ESPECIFICACIONES DE UN CAÑÓN .....	44
1.7.1 Booster .....	44
1.7.2 Cable detonante (Primacord).....	45
1.7.3 Cañones <sup>9</sup> .....	45
1.7.4 Explosivos <sup>9</sup> .....	47
1.7.5 Componentes de las Cargas Moldeadas <sup>9</sup> (Figura 6).....	48
2 FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA (HEGF) .....	53
2.1 FUNCIONAMIENTO DE LA TÉCNICA <sup>6,7</sup> .....	54
2.2 EQUIPO.....	56
2.3 PROCEDIMIENTO.....	60
2.4 MECANISMOS DE TRANSPORTE <sup>7</sup> .....	62
2.4.1 Wireline.....	62
2.4.2 Tubing Conveyed.....	62
2.4.3 Coiled tubing.....	63
2.5 VENTAJAS .....	63
2.6 DESVENTAJAS .....	64
2.7 APLICACIONES .....	65
2.7.1 Mini frac .....	65
2.8 PROPELLANT <sup>11</sup> .....	67
2.8.1 Propellant sólido o Gun Propellant .....	69
2.8.2 Propellant Líquido.....	73

2.8.3 Regulaciones de seguridad .....	74
3 DIFERENCIAS ENTRE HEGF Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, CAÑONEO.....	77
4 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS MÚLTIPLES FRACTURAS CREADAS EN LA TÉCNICA <sup>13-14</sup> .....	84
4.1 MECANISMO DE FRACTURAMIENTO CON PROPELLANT .....	86
4.2 MODELO DE FLUJO DE FRACTURA <sup>14</sup> .....	88
4.3 MODELO DE COMBUSTIÓN DEL PROPELLANT <sup>14</sup> .....	93
4.4 PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA DESPUÉS DEL ROMPIMIENTO <sup>15</sup> .....	95
5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO .....	99
6 CONDICIONES NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA HEGF .....	103
Masa del propellant <sup>16</sup> .....	103
Integridad del Casing: .....	108
Cementación:.....	109
Tamaño del Casing:.....	109
Rathole <sup>17</sup> :.....	109
Columna de Fluido:.....	109
Centralización: .....	110
Densidad de Disparo .....	110
Propellant:.....	110
Profundidad:.....	110

Inclinación del Pozo: .....	110
Temperatura y Presión del Yacimiento: .....	110
Espesor de la Formación .....	110
Presión de Overburden .....	111
7 METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA EN POZOS COLOMBIANOS.....	112
8 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA (HEGF) A ALGUNOS POZOS COLOMBIANOS .....	115
8.1 CALCULO DE LOS PARÁMETROS PARA EL MODELAMIENTO.....	116
8.1.1 Correlación de Pruebas PVT .....	116
8.1.2 Presión de Yacimiento: .....	119
8.1.3 Calculo Pwf.....	122
8.1.4 Calculo de Permeabilidad Efectiva del Aceite.....	123
8.1.5 Temperatura de Yacimiento.....	124
8.1.6 Radio de Drenaje .....	125
8.2 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA HEGF .....	126
8.2.1 Aspectos Mecánicos y Aspectos Operacionales .....	126
8.2.2 Aspectos de Yacimiento .....	127
8.3 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN .....	130
9 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	134
9.1 Análisis Pozo UIS 1 .....	140
9.2 Análisis Pozo UIS 2 .....	142

9.3 Análisis Pozo UIS 3 .....	144
9.4 Análisis Pozo UIS 4 .....	146
10 ANÁLISIS DE LA MATRIZ DOFA .....	149
10.1 MATRIZ DOFA PARA HEGF .....	152
10.1.1 FORTALEZAS INTERNAS CLAVES .....	152
10.1.2 DEBILIDADES INTERNAS CLAVES .....	152
10.1.3 OPORTUNIDADES EXTERNAS IMPORTANTES .....	153
10.1.4 AMENAZAS EXTERNAS CLAVES.....	153
11 CONCLUSIONES .....	155
12 RECOMENDACIONES .....	160
13 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	161
14 BIBLIOGRAFIA .....	163
15 GLOSARIO .....	166

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. “Cañoneo de Pozo” .....	20
Figura 2. “Geometría del Cañoneo” .....	21
Figura 3. “Proceso de Cañoneo” .....	25
Figura 4. “Zonas Creadas por el Cañoneo” .....	26
Figura 5. “Estados del Pozo- Presión Diferencial” .....	33
Figura 6. “Componentes de las Cargas” .....	49
Figura 7. “Forma de la Cubierta o Liner” .....	49
Figura 8. “Liberación de energía del propellant y la columna de fluido.” .....	55
Figura 9. “Ensamble del equipo de HEGF” .....	60
Figura 10. “Camisa de Propellant que recubre un cañoneo convencional.” .....	61
Figura 11. “Procedimiento HEGF” .....	62
Figura 12. Registros de presión de fondo de pozo para un tratamiento con propellant .....	67
Figura 13. “Comportamiento del Proyectoil” .....	69
Figura 14. “Tipos de Combustión del Propellant” .....	71
Figura 15. “Combustión Progresiva Vs Combustión Regresiva” .....	72
Figura 16. “Prueba en superficie de StimGun .....	76
Figura 17. “Prueba en superficie de StimTube” .....	76
Figura 18. “Perfiles Presión-Tiempo para tres Métodos de Estimulación” .....	77
Figura 19. “Estimulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados” .....	79
Figura 20. “Comportamiento de la Fractura para tres Métodos de Estimulación” ..	82
Figura 21. “Geometría de fractura generada por el Propellant a escala de laboratorio “ .....	86
Figura 22. Fracturamiento Múltiple inducido por una presurización dinámica o Fracturamiento con Propellant. ....	87
Figura 23. Mecanismo de propagación de la Fractura .....	97
Figura 24. Casos de aplicación a nivel mundial. ....	101
Figura 25. Aplicación a Nivel Mundial .....	101

Figura 26. Porcentaje de aplicación de HEGF para diferentes tipos de pozos ....	102
Figura 27. Comportamiento de fractura y casing caso A y B .....	105
Figura 28. Comportamiento de fractura y casing caso E y G.....	106
Figura 29. Comportamiento de fractura y casing caso C y D.....	107
Figura 30. Comportamiento de fractura y casing caso F y H .....	108
Figura 31. Ubicación de todos los pozos. ....	116
Figura 32. Macheo para el GOR en Solución .....	117
Figura 33. Macheo para Factor Volumétrico de Formación .....	118
Figura 34. Macheo para la Viscosidad del aceite.....	119
Figura 35. Ubicación de los pozos UIS 3 y COR 1 para la Correlación .....	120
Figura 36. Correlación de Registros GR entre UIS 3 y COR 1 .....	121
Figura 37. IPR UIS 1 .....	130
Figura 38. IPR UIS 2.....	131
Figura 39. IPR UIS 3.....	131
Figura 40. IPR UIS 4.....	132
Figura 41. Comportamiento del Precio del Crudo .....	138
Figura 42. Flujo De Caja .....	141
Figura 43. VPN UIS 1 .....	142
Figura 44. Flujo De Caja .....	143
Figura 45. VPN UIS 2 .....	144
Figura 46. Flujo De Caja .....	145
Figura 47. VPN UIS 3 .....	146
Figura 48. Flujo De Caja .....	147
Figura 49. VPN UIS 4 .....	148
Figura 50. Matriz DOFA .....	149
Figura 51. Estrategias de la Matriz Dofa.....	151
Figura 52. Matriz DOFA HEGF .....	154

## LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. “Ventajas y Desventajas del Cañoneo en TCP” .....	26
Tabla 2. “Ventajas y Desventajas del Cañoneo a través del Revestidor” .....	27
Tabla 3. “Ventajas y Desventajas de Cañoneo con TCP” .....	30
Tabla 4. “Compactación de la Formación” .....	36
Tabla 5. “Penetración del Disparo en función del diámetro” .....	37
Tabla 6. “Penetración del disparo en función de la resistencia Compresiva” .....	38
Tabla 7. “Clasificación de los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción” .....	47
Tabla 8. “Diferentes tipos de cargas utilizados en procesos de cañoneo” .....	51
Tabla 9. “Ventajas de HEGF sobre las otras Técnicas de Estimulación.” .....	83
Tabla 10. Valores de parámetros variables en un tratamiento de HEGF .....	103
Tabla 11. Características de los propellant. ....	104
Tabla 12. Presión de Yacimiento calculado por registros y por MDT .....	122
Tabla 13. Pwf calculadas con sus respectivas Tasas totales de producción .....	123
Tabla 14. Datos para modelamiento de la producción en Wellflo .....	123
Tabla 15. Datos para modelamiento de la producción en Wellflo. ....	123
Tabla 16. Temperatura de Yacimiento para modelamiento de la producción en Wellflo. ....	125
Tabla 17. Radios de Drenaje Calculados.....	126
Tabla 18. Análisis de Aspectos Mecánico Y Operacionales para evaluar la tecnología HEGF .....	127
Tabla 19. Análisis de Aspectos de Yacimiento (Temperatura de Yacimiento) para evaluar la tecnología HEGF.....	128
Tabla 20. Análisis de Aspectos de Yacimiento (Presión Hidrostática) para evaluar la tecnología HEGF.....	128
Tabla 21. Análisis de Aspectos de Yacimiento (Espesor de la Formación) para evaluar la tecnología HEGF.....	129
Tabla 22. Incrementales de Producción.....	133
Tabla 23. Costo Total promedio por barril producido. ....	137

Tabla 24. Indicadores Financieros .....	138
Tabla 25. Costos de un Cañoneo Convencional y HEGF .....	139
Tabla 26. Costos de Levantamiento .....	140
Tabla 27. Indicadores Económicos .....	141
Tabla 28. Indicadores Económicos .....	143
Tabla 29. Indicadores Económicos .....	145
Tabla 30. Indicadores Económicos .....	147

## RESUMEN

**TITULO: ANÁLISIS GEOMECÁNICO Y DE RIESGOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA (HEGF) EN POZOS COLOMBIANOS**<sup>1</sup>

**AUTOR: BERTHA SOL ANGEL MENDOZA PASTO**<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES: Fracturamiento con Gas a Alta Energía, Cañoneo, Fracturas Dinámicas.**

## DESCRIPCIÓN

En la actualidad las técnicas de estimulación convencionales en Colombia presentan algunas deficiencias ya que se presentan, resultados inesperados debido al daño por la compactación de la formación, costos de estimulación injustificables para algunos resultados obtenidos y algunas técnicas tienen dificultades para ser implementadas por las condiciones de la formación. Debido a esto la industria de los hidrocarburos ha buscado nuevas alternativas para estimular pozos y una de ellas es el Fracturamiento con Gas a Alta Energía (HEGF).

Este trabajo muestra una metodología para seleccionar pozos candidatos basada en información recopilada de casos de estudio, análisis de parámetros Geomecánicos y riesgos que influyen en la implementación de la técnica con el fin de establecer criterios limitantes para la selección de pozos con gran potencial a estimular con la técnica HEGF. Esta Metodología contribuye al estudio de formaciones colombianas y a la selección de un piloto con el objetivo de estimar la viabilidad económica, técnica y de riesgo de su implementación en comparación con otras técnicas de estimulación como cañoneo y fracturamiento hidráulico.

Este trabajo se planteó ya que no existe actualmente una metodología a seguir para seleccionar pozos candidatos y fue realizado con el objetivo de contribuir a la factibilidad de implementar la técnica Fracturamiento con Gas a Alta Energía (HEGF) en Colombia.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. Director; CALVETE, Fernando., Co-Director; JAIMES, Manuel; CORZO, Reinel.

## ABSTRACT

**TITLE: ANÁLISIS GEOMECÁNICO Y DE RIESGOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA (HEGF) EN POZOS COLOMBIANOS <sup>1</sup>**

**AUTHOR: BERTHA SOL ANGEL MENDOZA PASTO <sup>2</sup>**

**KEYWORDS: Higt Energy Gas Fracturing, Shooting, Dynamic Fracture**

## DESCRIPTION

At present conventional stimulation techniques in Colombia have some deficiencies unexpected results that occur due to damage by compaction of the formation, stimulation unjustifiable costs for some results and some techniques have difficulties in being implemented by the conditions of the formation. Because of this the oil industry has sought new ways to stimulate wells and one of them is the fracturing of High Energy Gas (HEGF).

This paper presents a methodology for selecting candidate wells based on information gathered from case studies, geochemical analysis and risk parameters that influence the implementation of the technique to establish limiting criteria for selecting wells with great potential to stimulate HEGF technique. This methodology contributes to the study of Colombian formations and the selection of a pilot with the aim of estimating the economic viability, technical and implementation risk compared with other stimulation techniques such as shooting and hydraulic fracturing.

This work was raised because there is currently no methodology for selecting candidate wells and was conducted with the aim of contributing to the technical feasibility of implementing Gas Fracturing with a High Energy (HEGF) in Colombia.

---

<sup>1</sup>Degree Project

<sup>2</sup>Physical – Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, UIS. Tutor; CALVETE, Fernando., Co-Tutor; JAIMES, Manuel; CORZO, Reinel.

## INTRODUCCIÓN

La alta demanda energética y los altos costos de los hidrocarburos, ha despertado la necesidad de avanzar tecnológicamente para facilitar la recuperación de hidrocarburos; debido a esto surgen nuevas tecnologías como el Fracturamiento con Gas a Alta Energía (HEGF),

Debido a que las técnicas de estimulación actuales como fracturamiento hidráulico y cañoneo presentan algunas restricciones para implementarse como las condiciones de la formación, incompatibilidad de los fluidos con la formación o no se cuenta con los equipos necesarios para implementarse, entonces se presentan problemas ocasionando que no se tengan los resultados deseados en las operaciones generando gastos adicionales. Con el objetivo de buscar una solución a estos problemas surge una nueva técnica de estimulación llamada Fracturamiento con Gas a alta energía que consiste en un cañoneo mejorado que reduce el daño de la formación a partir de crear canales de alta conductividad desde el wellbore hasta la formación permitiendo aumentar la producción del pozo.

Este trabajo se desarrollo una metodología básica para seleccionar pozos candidatos basada en información recopilada de casos de estudio, se analizo el comportamiento de la fractura, se realizo un análisis de riesgos que influyen en la implementación de la técnica y se hizo un análisis económico basado en una aplicación a partir de incrementales de producción. Este trabajo contribuye al conocimiento y funcionamiento teórico de la tecnología, favoreciendo a comparar la tecnología con otras técnicas de estimulación permitiendo realizar una adecuada aplicación.

Este trabajo se planteó ya que no existe actualmente una metodología a seguir para seleccionar pozos candidatos y fue realizado con el objetivo de contribuir a la factibilidad de implementar la técnica Fracturamiento con Gas a Alta Energía (HEGF) en Colombia.

## 1 CAÑONEO

El cañoneo es un procedimiento clave para el éxito de la exploración, producción y la recuperación eficiente de hidrocarburos que consiste básicamente en establecer la conectividad desde la cara del pozo hasta la formación a través de orificios creados mediante la utilización de cargas disparadas a través de la tubería de revestimiento, cemento y formación, hasta sobrepasar la zona de daño y lograr la comunicación de los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie y facilitar la inyección en la intervención de remediación del pozo. Figura 1.

Funciones del cañoneo:

- Evaluar zonas productoras.
- Permite crear el conducto que comunica el yacimiento con el pozo.
- Los parámetros obtenidos en el cañoneo son la base para siguientes estimulaciones.
- Mejora la producción por inyección.
- Es fundamental para efectuar trabajos de cementación.

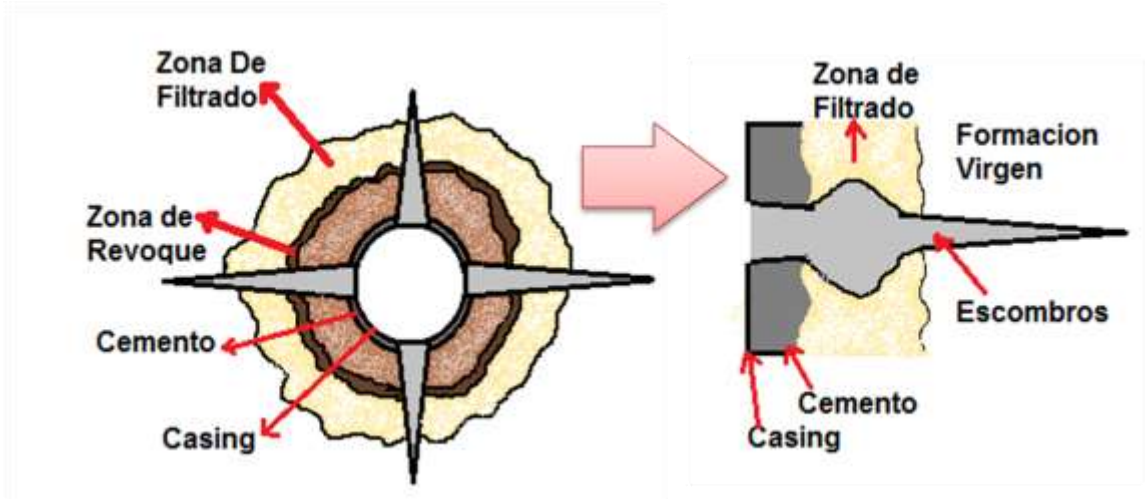
Tanto la productividad como la inyectividad de un pozo dependen esencialmente de la caída de presión en las cercanías del orificio generado por los disparos, la cual habitualmente se determina a través del factor de daño, que también depende del tipo de completamiento, del daño producido en la formación y de los parámetros de los disparos.<sup>1</sup>

La efectividad del cañoneo depende fundamentalmente de los siguientes factores:

- Tipo del equipo usado en el proceso.
- Cantidad y tipo de carga en el cañón.
- Procedimiento usado para el cañoneo

- Técnicas usadas en la completamiento del pozo.
- Características de la tubería y el cemento.

Figura 1. “Cañoneo de Pozo”



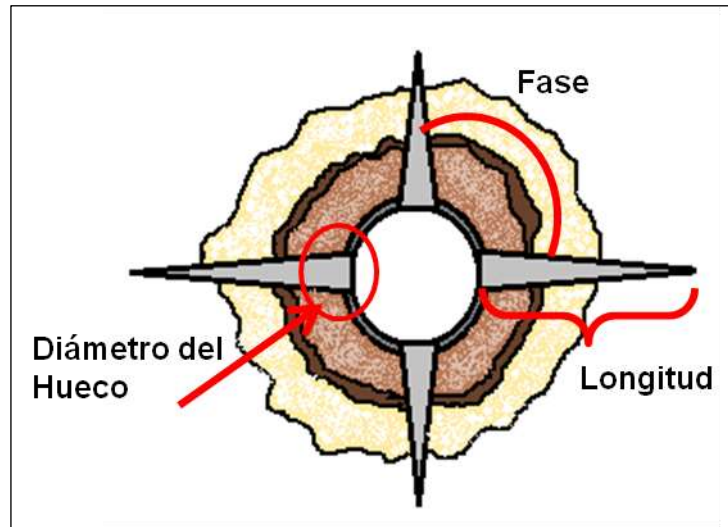
Fuente: Scribd Completacion-1-Tuberia. [Http: //scribd.com](http://scribd.com) (2010).

### Factores a considerar durante el cañoneo:

*Geometría del Cañoneo:* La geometría del cañón es uno de los aspectos sobre los cuales se tiene mayor control en la eficiencia de las operaciones de cañoneo. La geometría del cañoneo incluye: densidad del disparo, ángulo de fase, diámetro de perforación y longitud de penetración.

Variando la geometría del cañoneo se puede producir aportes significativos en el comportamiento del flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. Estas variables pueden ser seleccionadas de acuerdo a condiciones particulares del pozo y las técnicas de cañón aplicadas. En la figura 2 se muestra un arreglo típico de geometría de cañoneo.

Figura 2. “Geometría del Cañoneo”



Fuente: Scribd Completacion-1-Tuberia. [Http://scribd.com](http://scribd.com) (2010)

*Espaciamiento de las perforaciones* (depende de la densidad de disparo)

*Diámetro de la zona dañada* (causada por la perforación)

*Diámetro del Casing*

## 1.1 TIPOS DE CAÑONEO DE POZOS<sup>2</sup>

Antes de 1926 el cañoneo consistía simplemente en orificios realizados en el acero del casing con cortadores mecánicos. Posteriormente a partir de 1932 se realizaba por medio de disparos de bala. Luego en 1958 se desarrollo el método de bombeo de abrasivos, cañoneo con chorros de agua. En la actualidad el cañoneo se realiza detonando explosivos con cargas huecas.

### 1.1.1 El cañoneo tipo balas

Diseñado y patentado en 1926, y 4 años después aplicado en campo. En este método las balas son disparadas hacia el revestidor atravesando el casing-

cemento hasta llegar a la formación y de esta manera comunicar efectivamente yacimiento y el pozo. El desempeño disminuye sustancialmente al incrementar la dureza de las formaciones, del revestidor y cementos de alta consistencia.

Es poco utilizado en la actualidad pero continúa aplicándose en formaciones blandas o formaciones resquebradizas.

### **1.1.2 Cañoneo Tipo Chorro (water jet Perforating):**

El cual consiste en fluidos bombeados por tubería, con arreglos de orificios direccionados hacia la pared del casing, el chorro presurizado lanzado hacia la formación deja túneles limpios con muy poco daño, los agujeros son creados uno a la vez. Utiliza altas presiones de fluido (algunas veces con arena) para abrir agujeros a través del casing, cemento y formación.

Tiene la desventaja de ser un sistema lento y muy costoso.

### **1.1.3 Cañoneo con Cargas Moldeadas Tipo Chorro**

Una de las últimas tecnologías introducidas en el proceso. Involucra explosivo de alta potencia y cargas moldeadas con cubierta metálica, más del 95% de las operaciones de cañoneo utiliza este método. Las cargas son seleccionadas para diferentes tipos de formación. Los cañones pueden ser bajado simultáneamente dentro del pozo utilizando guaya eléctricas, guayas mecánicas, tubería de producción o tubería flexible (Coiled tubing).

## **1.2 PROCESO DE CAÑONEO<sup>1</sup>**

La operación de cañoneo consiste en disparar una pistola con cargas explosivas huecas. El cañoneo comienza con el posicionamiento en el fondo del pozo, junto a una zona productora y un “CAÑÓN”, que contiene explosivos con cargas de

formas específicas y hechas especialmente para poder causar perforaciones en pozos entubados.

Todo cañoneo se genera en una fracción de segundo, por medio de cargas huecas, las cuales tienen un efecto de cavidad explosiva, es decir tiene un revestimiento de partículas metálicas prensadas cuyo objetivo es aumentar la penetración. Las cargas consisten de tres partes: un explosivo, un casco y un liner cónico con un cable detonador, cada uno fabricado con características exactas y estrictos estándares de calidad.

Después del posicionamiento en el fondo del pozo se detona el explosivo principal que produce un colapso en la camisa dando lugar a un chorro de partículas metálicas fundidas que se impulsan a alta velocidad a lo largo del eje de carga. Este chorro es de gran potencia y se presenta en una forma similar a una ráfaga, la cual tiene una punta que va a una velocidad mayor que la de la cola de la misma. Este gradiente de velocidad causa un alargamiento del chorro el cual atraviesa primero el revestidor y luego el cemento hasta llegar a la formación creando la fractura o cavidad que comunicara el yacimiento con el pozo, como se muestra en la figura 3.

En el proceso de creación del túnel el chorro fractura los granos de la matriz y altera las propiedades mecánicas de la roca que rodea el túnel creando una capa de roca dañada por las vibraciones rellena con detritos que pueden taponar el túnel y obturar las gargantas de poro. A través del túnel de disparo se muestran tres zonas independientes: Figura 4 .

- Una zona de relleno suelto compuesto por arena no consolidada y los detritos de las cargas. Este relleno suelto puede taponar los espacios porosos complicando las operaciones futuras como procesos de inyección, tratamientos

de acidificación, empaques de grava y estimulación por fracturamiento hidráulico.

- La roca dañada mecánicamente con características modificadas de flujo y resistencia. Reduce el influjo de fluido.
- La roca virgen identificada por sus valores intrínsecos inalterados de permeabilidad y porosidad y resistencia de la roca.

Causas para que el cañoneo no sea exitoso<sup>1</sup>:

- Desconocimiento de la técnica y requerimientos para realiza un buen cañoneo.
- Sacar los cañones inmediatamente después de cañonear, cualquiera que sea el método utilizado
- Inadecuado control del espacio libre de los cañones.
- Selección de los cañones o cargas en base a las pruebas realizadas a condiciones de superficie.
- No estimar la calidad del cañoneo en base a beneficios en la producción, sino en base al precio del mismo.

### **1.3 TÉCNICAS PARA REALIZAR UN CAÑONEO**

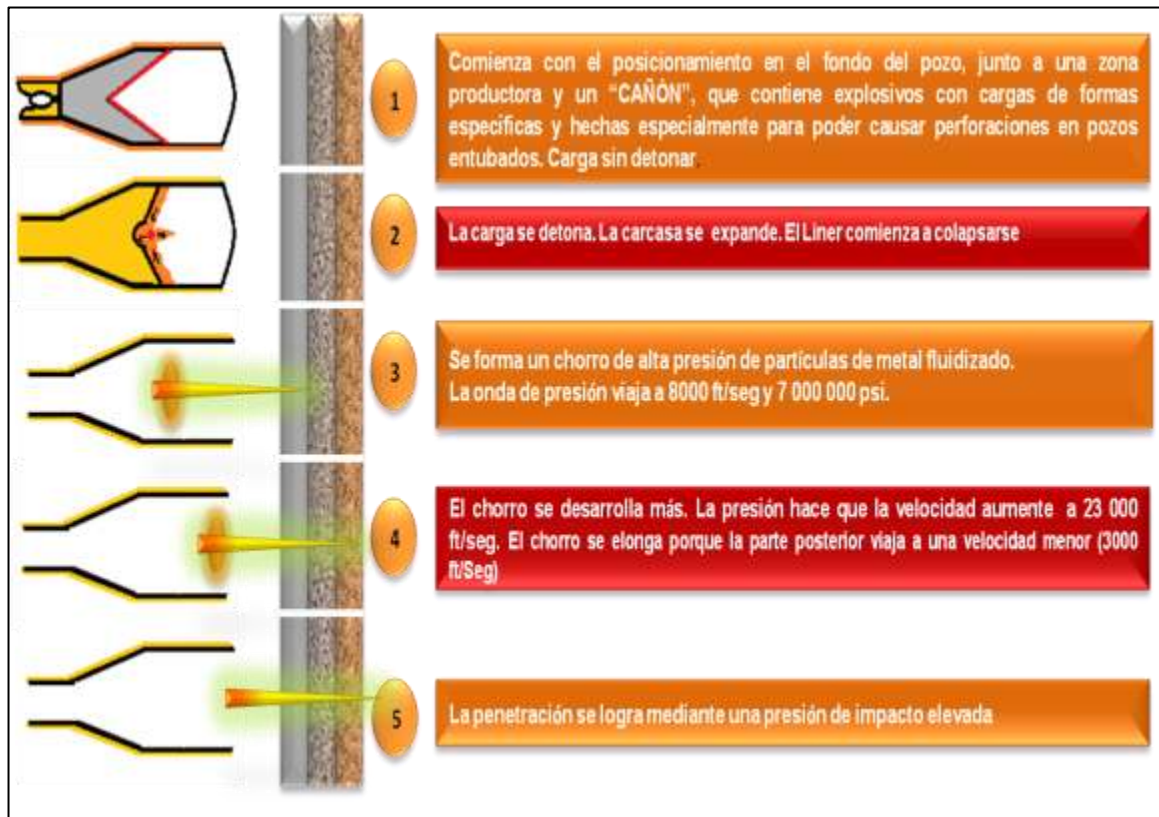
#### **1.3.1 Cañones bajados a través de tubería de producción (Throug Tubing)<sup>2</sup>:**

Primero se baja la tubería con casing de prueba o se baja el completamiento final. Luego se crea un diferencial de presión negativo ( $P_h < P_f$ ) y posteriormente se baja el cañón con equipo de guaya. Generalmente se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables. Los restos recuperables del cañón, la herramienta de profundidad y la guaya se recuperan usando lubricador.

Este método de cañoneo permite obtener una buena limpieza de las perforaciones. Sin embargo, ellos no son selectivos. Por esta razón cuando se

requiere probar otro intervalo es necesario controlar el pozo con el cual se exponen las perforaciones existentes a los fluidos de control, esto puede causar cierto daño. Las ventajas y desventajas de utilizar esta técnica de cañoneo se muestra en la tabla 1.

Figura 3. "Proceso de Cañoneo"



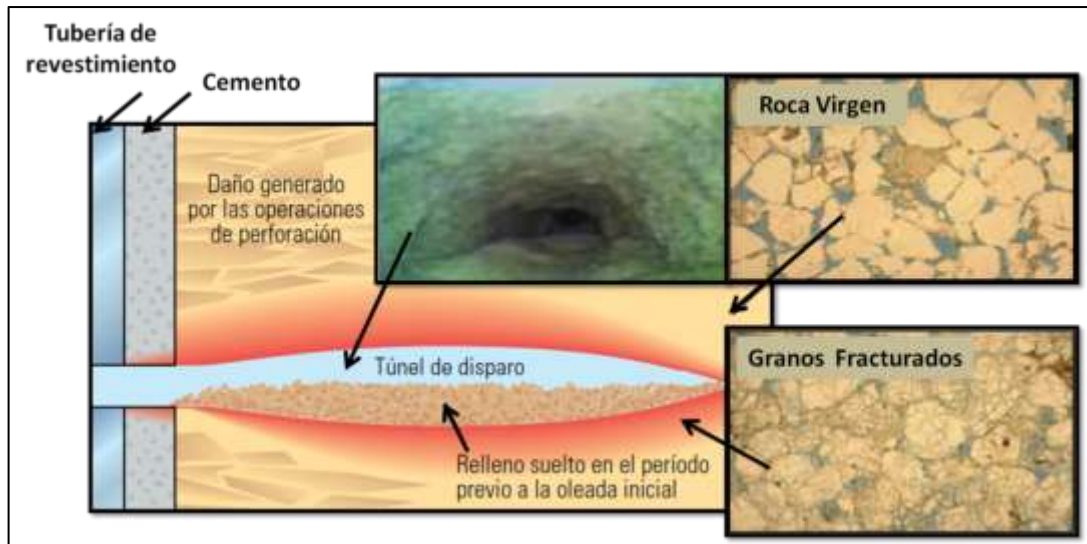
Fuente: Scribd Completacion-1-Tuberia. Http: //scribd.com (2010)

### 1.3.2 Cañones bajados a través del Revestidor (Casing Gun):

Estos cañones se bajan a través del revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente las cargas se colocan en soportes recuperables. Los cañones de revestidor son más eficientes que los de tubería, cuando se usan en operaciones de fracturamiento o de inyección, ya que en estas operaciones se requiere de un buen control del tamaño de las perforaciones, lo cual usualmente

se logra usando cañones de revestidor. Las ventajas y desventajas se muestra en la tabla 2.

**Figura 4. “Zonas Creadas por el Cañoneo”**



**Fuente: Oilfield Review**

**Tabla 1. “Ventajas y Desventajas del Cañoneo en TCP”**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ofrece seguridad durante las operaciones por tener tubería dentro del pozo</li> <li>• Permite el cañoneo bajo la condición de bajo balance, lo que garantiza tener los túneles cañoneados limpios de residuos de cañones.</li> <li>• Disponibilidad de cañones de hasta 32” de penetración y con densidades de disparo de 4 @6 tpp.</li> <li>• Capacidad de monitorear comportamiento de producción, presiones de fondo en las operaciones de cañoneo por plataforma</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intervalos a ser cañoneados esta limitada al uso de cañones cuya longitud es menor o igual a 30’ por corrida.</li> <li>• Disparo afectado por la holgura y la orientación de las cargas debido a la diferencia de diámetros entre el cañón y el revestimiento a ser cañoneado.</li> </ul>

**Fuente: Autor**

**Tabla 2. “Ventajas y Desventajas del Cañoneo a través del Revestidor”**

Ventajas	Desventajas
<p>Cañones diseñados de acuerdo al ID del revestimiento con penetración de hasta 49” y con densidades de disparo de 4 @ 27 tpp.</p> <p>Capacidad de cañonear intervalos hasta una longitud máxima de 60’ por corrida.</p> <p>Menor tiempo de duración de operaciones de cañoneo.</p>	<p>Riesgo de arremetida al cañonear zonas nuevas por no existir tubería en el pozo</p> <p>La operación solamente puede realizarse con presencia de taladro en el pozo y con el pozo lleno/controlado.</p> <p>Existencia de residuos de cañones en los tuneles cañoneados</p> <p>Problemas de incompatibilidad y por daño a la formación productora.</p>

Fuente: Autor

### 1.3.3 Cañoneo por Wireline<sup>1</sup>

Se basa en la utilización de una unidad de cable eléctrico. El pozo se encuentra en sobre – balance lo que requiere que la presión hidrostática para equilibrar tiene que ser igual o mayor a la presión de la formación con la finalidad de evitar el soplado de los cañones hacia arriba y las altas presiones tanto en el anular como en superficie.

La ventaja de esta técnica radica es que puede utilizarse cañones y cargas grandes para lograr un máximo rendimiento a un menor costo de operación con respecto a otros.

Una desventaja de este método es que el cañoneo debe ser realizado ya sea en condiciones de balance o sobre balance por seguridad, descartando el bajo balance, a condiciones de sobre balance es de beneficio porque evita la invasión a la formación, por otro lado también se considera que la longitud de cañoneo es limitada.

#### **1.3.4 TCP (Tubing Conveyed Perforating):**

Este sistema de cañoneo, llamado TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP), son cañones transportados por tubería. El método de TCP debe ser operado en fluido limpio con una presión de bajo-balance (presión de la formación es mayor que la presión de la columna hidrostática).

El TCP involucra correr un cañón casing estándar con tubing o tubería de perforación bajo un packer que tiene la función de tensionar o comprimir.

Con esta técnica se puede utilizar cañones y cargas grandes con alta densidad de disparo para lo cual se necesita un control óptimo del pozo lo que da lugar a un bajo balance ilimitado ya que por tubería es más probable controlar las presiones, por lo tanto permite una limpieza instantánea de las perforaciones.

Se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permiten utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparo sin límites de longitud en los intervalos a cañonear en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial optima a favor de la formación.

Con este método el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción con una empaadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar la operación de cañoneo.

Suministra mayor seguridad del pozo, debido a que cuando se baja el cañón adaptado a la tubería también se usa el equipo de control de presiones en el cabezal del pozo. Este equipo está instalado todo el tiempo para lograr máxima seguridad. Las ventajas y desventajas de utilizar esta técnica de cañoneo se muestran en la tabla 3

Realizar un cañoneo con TCP involucra una sarta de herramientas sofisticadas.

Con este sistema, el cañón es disparado de una de las siguientes maneras:

- Por caída de una barra detonadora que se lanza a través del Tubing hasta que golpee el pin de disparo del cañón. La barra es lanzada por el Tubing o tubería de producción, esta cae libremente sobre el disco de corte, rompe el disco y cae sobre el tope superior de los cañones donde golpea el detonador y dispara el cañón. Bajo condiciones normales el pozo empezará a fluir inmediatamente.
- Por aplicación de una presión a un pistón de detonación ensamblado abajo del cañón: por aplicación de una presión de disparo controlada, el cañón será disparado por una presión diferencial o una presión absoluta. Este tipo de cañón puede ser equipado para permanecer como un completamiento definitivo y el Tubing y el cañón pueden ser recuperados o el cañón puede ser liberado y dejarlo caer al fondo del pozo.

Una gran ventaja de esta técnica de cañoneo es que se pueden perforar grandes intervalos simultáneamente y en múltiples zonas, en un mismo viaje dentro del pozo, lo que se considera un ahorro de dinero en intervalos largos. Pero es difícil confirmar si todos los disparos se realizaron a menos que todos los cañones sean retirados del pozo. A menos que se lo pueda hacer con un sensor *Fastgauge*.

**Tabla 3. “Ventajas y Desventajas de Cañoneo con TCP”**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Técnica combinada (through Tubing/casing Gun) garantiza el cañoneo del pozo en condiciones de bajo balance mediante el uso de cañones tipo casing Gun.</li> <li>• Brinda seguridad durante las operaciones por tener tubería en el pozo al igual que tener instalado el cabezal del pozo.</li> <li>• El diseño permite cañonear 100% los intervalos propuestos en una sola corrida.</li> <li>• El diseño permite cañonear los pozos, bien sea por taladro o por plataforma. Pudiendo soltar los cañones, enviarlos al fondo del pozo y dejarlo listo para trabajos futuros through Tubing.</li> <li>• Cañones diseñados de acuerdo al ID del revestimiento con penetración de hasta 49” y con densidades de disparo de 4 a 27 tpp.</li> <li>• Permite el cañoneo de pozos altamente inclinados por ser transportados con tubería a la zona de interés.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Probabilidad de tener que controlar el pozo después de haber efectuado el cañoneo</li> <li>• Mayor tiempo de ejecución de la actividad de cañoneo en comparación con otras técnicas.</li> <li>• Requiere de suficiente espacio para soltar los cañones al momento del disparo con el fin de reducir la posibilidad de atascamiento de la tubería al momento de sacarla del pozo.</li> </ul>

**Fuente: Autor**

## 1.4 PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LA REALIZACIÓN DE UN CAÑONEO

Para realizar un cañoneo se debe tomar en cuenta muchos factores para facilitar el diseño y ejecución de los disparos para obtener una buena productividad.

El diseño de cañoneo se realiza con el objetivo de:

- Obtener todos los datos de pozo y yacimiento.
- Determinar el método de cañoneo. (Wireline, TCP...)
- Condiciones de cañoneo.
- Seleccionar el tipo de explosivo basado en la carta de exposición Tiempo vs Temperatura (RDX, HMX, HNS, PYX).
- Seleccionar el diámetro del cañón.

Para realizar esto se debe tener en cuenta ciertos factores, entre los factores más importantes se encuentran:

### 1.4.1 Taponamiento de Disparos

Cuando se realiza el disparo, se producen residuos debido a que el disparo ha traspasado el casing hasta la formación creando una acumulación de macropartículas cerca de la cara del pozo producto de la fusión de las partículas del casing, formación y hasta de las mismas cargas lo cual es el causante principal del daño de la zona virgen.

También se puede presentar un profundo daño a la formación debido al taponamiento de los disparos cuando el disparo se realiza en fluidos limpios tales como aceite o agua que tienen altos ritmos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o del casing.

Asimismo cuando se presentan permeabilidades altas (mayor a 250 md), todas las partículas de tamaño similar al de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas ocasionando un daño muy severo.

### **1.4.2 Presión Diferencial**

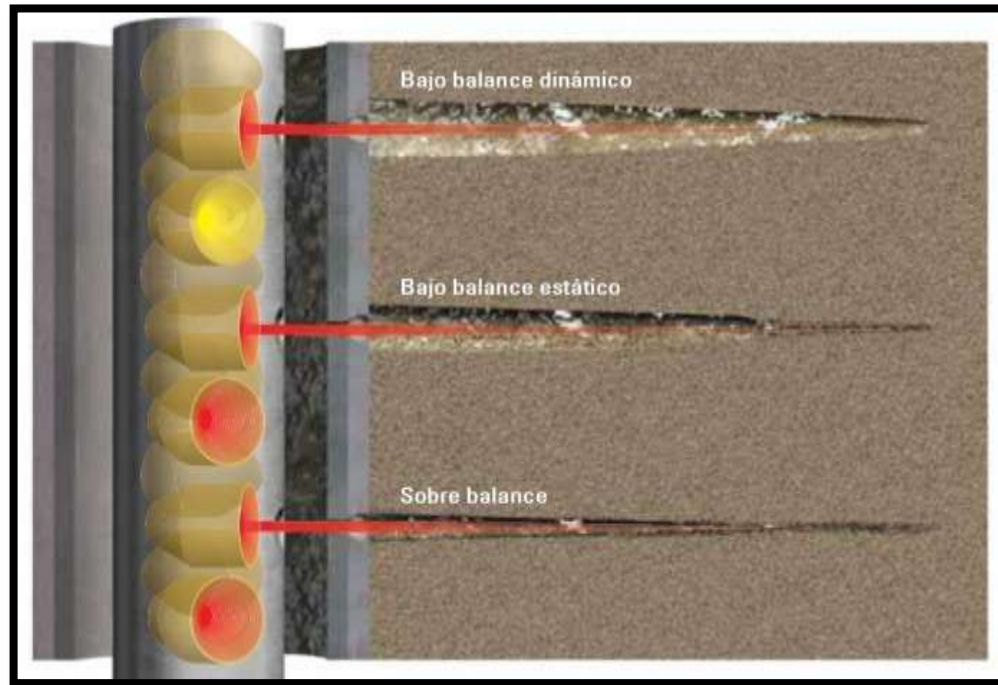
En el momento del diseño es importante tener en cuenta el estado del pozo (sobre balance, balance, bajo balance) para poder determinar el sistema de cañoneo más adecuado. Como se muestra en la figura 5. El diseño habitualmente se concentra en crear cargas que produzcan túneles más limpios, más grandes y más profundos, si bien estas características son importantes el grado de productividad requiere más que mejores cargas huecas, la presión que se producen en los túneles durante y después de la detonación puede mejorar la geometría de los disparos y la efectividad del flujo lo que incide directamente en el desempeño del pozo.

#### **1.4.2.1 Sobre Balance**

Ocurre cuando la presión hidrostática necesaria para matar el pozo es mayor o igual a la presión de la formación. Se requiere que el pozo permanezca cerrado y controlado durante las operaciones de cañoneo. Al disparar los cañones se genera un incremento de presión en la formación mayor que la resistencia compresiva de la roca produciendo fracturas en la formación.

Generalmente cuando hablamos de un sistema de Wireline se lo hace en una condición de sobre balance, debido a que el peso de la herramienta sería lo único que ejercería presión a la formación, es así, que se podría producir un soplo si no se inyecta presión para equilibrar la columna Hidrostática.

Figura 5. “Estados del Pozo- Presión Diferencial”



Fuente: Oilfield Review

### 1.4.2.2 Balance

Se puede considerar cuando el pozo está relativamente en un equilibrio dinámico.

### 1.4.2.3 Bajo balance

Habitualmente las pistolas de disparos son desplegadas en pozos entubados que contienen algo de fluido. La columna de fluido crea una presión hidrostática estática que es una función de la altura de la columna del fluido y de la densidad del fluido. Si la presión hidrostática es menor que la presión del yacimiento, existe una condición de bajo balance. Esta condición produce un influjo inmediato de los fluidos del yacimiento y facilita la remoción de la roca dañada y los detritos. En pruebas de laboratorio se demuestra que se necesitan presiones diferenciales

mayores que las recomendadas para remover efectivamente la roca dañada y barrer los detritos de los túneles de disparos.<sup>3</sup>

Otra consecuencia de las operaciones de disparo bajo balance es que la sobrepresión transitoria generada durante la detonación puede hacer que los detritos penetren en las profundidades del túnel creando un tapón impermeable. En los pozos donde se produce al menos cierto nivel de influjo, este puede ser desproporcionado, los disparos realizados en roca menos permeable necesita más ayuda para una limpieza completa y tal vez no experimente influjo suficientemente prolongado, el resultado es menos disparos limpios y menos disparos que contribuyan al flujo total.

Cuando tratamos de un sistema TCP lo hacemos en condición bajo balance o sobre balance debido a que el peso de la tubería ya ejerce cierta presión que impide que el pozo se venga. Y cual fuese el caso permite equilibrar de una mejor manera las condiciones del pozo.

### 1.4.3 Resistencia y Compresión de la Formación

La condición y las características de la formación son muy importantes para el diseño de un sistema de cañoneo, ya que es elemental conocer frente a qué situación se va a realizar el disparo y saber hasta qué punto sería exitoso el uso de las distintas técnicas que se ha mencionado anteriormente, sea por Wireline o TCP, por lo tanto las dos condiciones básicas que tenemos que tomar en cuenta son formaciones consolidadas y no consolidadas las cuales serán detalladas a continuación:

- **Consolidación:** Consolidación o compactación, es el factor geológico que reduce la porosidad, debido a la presión de los sedimentos superpuestos o a la presión orogénica.

Las areniscas exhiben una compresibilidad muy reducida ( $3 \times 10^{-7}$  por lpc), mientras que las lutitas pueden ser reducidas a una pequeña fracción de su volumen original al tiempo de sedimentación. La porosidad de rocas sedimentarias están estrechamente relacionada en función del grado de compactación” (Krumbein y Sloss

- **No consolidación:** Las formaciones débiles no tienen disparos abiertos en la formación se considera que la única grieta sería el hueco que traspasa el casing y el cemento.

Los disparos en las arenas débiles dependen fundamentalmente de la resistencia de la roca, tensión efectiva, desbalance, la distancia entre los disparos adyacentes, los fluidos en los poros y en el hueco. Cuando el disparo se realiza en formaciones no consolidadas es recomendable cañonear con empaques de arena para minimizar la caída de presión en todo el hueco en el casing y el cemento. Esa caída de presión está determinada por el área total abierta al flujo; que no es otra cosa que el área de huecos individuales multiplicada por el número total de disparos realizado, la permeabilidad de la arena y la tasa de flujo por disparo. Por medio de pruebas que se han realizado a muestras de núcleos se conoce que la acumulación de los residuos y finos de la formación perjudican directamente a la permeabilidad de la arena.

Para determinar si la arena es o no consolidada se logra por la obtención del tiempo de tránsito. Para clasificarlo hay ciertas tendencias que nos ayudan a determinar la compactación de una formación como se muestra en la tabla 4.

Es necesario verificar la dureza de la formación para el tipo de carga utilizada para cañonear. Cuando una formación es de alta permeabilidad la invasión de los fluidos de perforación es alta y por lo tanto el daño de la formación es mayor.

Al ser la formación de baja permeabilidad tarda mucho más en formarse la torta y en este caso se requieren cargas que tengan buena penetración en formaciones duras, para que se rebase la zona dañada. La eficiencia de las cargas está extremadamente sensible a la dureza de la formación. Este aspecto tiene una relevancia significativa debido a que la productividad de los pozos dañados durante la perforación depende directamente de la profundidad del daño y el mejor desempeño de las pistolas con que se dispara, si los disparos tienen una penetración mayor que la zona dañada el factor de daño mecánico será bajo, consecuentemente si la zona dañada es mucho mayor que la penetración del disparo se observara un factor de daño mucho mayor.

**Tabla 4. “Compactación de la Formación”**

	<b>Tiempo de Transito</b>	<b>Densidad Volumétrica de las Arenas Adyacentes</b>
Consolidadas	<b>&lt;100</b>	<b>&gt;2.4</b>
No Consolidadas	<b>&gt;100</b>	<b>&lt;2.4</b>

**Fuente: BOAS, Jaqueline. “ Análisis técnico y de costos del Uso de StimGun como Método de Punzamiento en algunos Pozos de Petroproduccion” , Ecuador: Tesis, 2009**

Por ejemplo pruebas realizadas<sup>4</sup> a calizas (1200 psi de resistencia tensil) para diferentes diámetros de cañón mostro que a mayor diámetro mayor penetración en la formación y se obtuvo el mismo resultado para el granito y para el acero como se muestra en la tabla 5. Comparando la penetración alcanzada para un mismo diámetro pero para materiales de diferentes durezas como la caliza, el granito y el acero, se concluyo que a mayor dureza menor es la penetración, como se muestra en la tabla 6.

**Tabla 5. “Penetración del Disparo en función del diámetro”**

<b>Caliza</b>			
Diámetro del Cañón	<b>1-11/16</b>	<b>2-1/8</b>	<b>2-1/2</b>
Penetración del Disparo	3.92	6.48	9.67
<b>Granito</b>			
Diámetro del Cañón	<b>1-11/16</b>	<b>2-1/8</b>	<b>2-1/2</b>
Penetración del Disparo	3.458	5.33	9.25
<b>Acero</b>			
Diámetros	<b>1-11/16</b>	<b>2-1/8</b>	<b>2-1/2</b>
Penetración del Disparo	3.166	5.125	6.625

**Fuente: Pemex**

#### **1.4.4 Densidad de Disparo**

La densidad de disparo está directamente relacionada con tasa la producción que se requiere y/ó la tasa que se quiere inyectar, es decir de esto depende la cantidad de disparos por pie en el cañón a utilizarse, así como también se toma en cuenta la fase a la cual están situadas las balas.

El número de cargas por unidad de longitud en los cañones está disponible desde 1,4, 5, 6, 8, 11, 12,14, 18 hasta 21 disparos por pie (spf), lo cual se relaciona con

el área de flujo barrida. El objetivo de los disparos es generar una caída de presión razonable y permitir un gasto deseado.

**Tabla 6. “Penetración del disparo en función de la resistencia Compresiva”**

<b>Para un diámetro de 1-11/16</b>			
Resistencia a la Compresión	12000	<b>20000</b>	<b>49000</b>
Penetración del Disparo	3.92	3.458	3.166
<b>Para un diámetro de 2-1/8</b>			
<b>Resistencia a la Compresión</b>	12000	<b>20000</b>	<b>49000</b>
<b>Penetración del Disparo</b>	6.48	5.33	5.125
<b>Para un diámetro de 2-1/2</b>			
<b>Resistencia a la Compresión</b>	12000	<b>20000</b>	<b>49000</b>
<b>Penetración del Disparo</b>	9.67	9.25	6.625

Fuente: Pemex

## 1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO LUEGO DEL CAÑONEO

Los factores que intervienen en la productividad de un pozo están relacionados al índice de productividad que permite determinar la potencialidad de producción de un pozo, es decir, ésta va a depender de:

- La penetración de las cargas,
- La fase de las cargas en el cañón,
- Diámetro del orificio que se obtuvo con el disparo,
- Daño del cemento,

Entre otras características que se las puede obtener mediante la Relación de Productividad la cual está dada por:

$$PR = \frac{PR (Zona Cañoneada)}{PR(Zona En agujero abierto)} \dots (1)$$

### 1.5.1 Factor Geométrico

La geometría del cañoneo es un factor importante para conocer el posicionamiento de las cargas en el cañón, es decir, la densidad del disparo, número de cargas por pie y el ángulo de fase entre las cargas ya que existen diferentes grados de fase y distintas densidades de disparos para diferentes condiciones de activación. Por ejemplo las experiencias de campo demuestran que los cañoneos desbalanceados, es un método efectivo para crear perforaciones abiertas y sin daño, pero tomando la precaución de evitar fallas mecánicas en la formación. Con la ayuda de simuladores se puede crear diferentes eventos, variando presión de desbalance, y tipo de carga, con las experiencias pasadas de campo y la selección del sistema óptimo de desbalance y cañoneo. Ya que tanto la densidad

del disparo como la disposición de las cargas son factores importantes para poder conseguir el deseado incremento de producción.

### **1.5.2 Daño a la Formación**

Otro factor es el daño a la formación, puede ser de varios tipos y en distintos lugares.

#### **1.5.2.1 Daño generado por el Cemento**

Filtración del cemento y daño del lodo permitiendo invasión de filtrado a la formación. Una falta de control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen del cemento y posibles problemas con el cañoneo y productividad.

#### **1.5.2.2 Daño generado por el Disparo**

El trabajo de cañoneo ocasiona daños a la formación cualquiera que sea el método de cañoneo que se utilice. El proyectil pasa la zona que se desea cañonear y compacta alrededor de dicha zona, aumentando la dureza de la superficie a lo largo del cañoneo y reduciendo la porosidad hasta un 80%.

#### **1.5.2.3 Daño generado por el fluido de terminación**

Taponamiento de la formación en los punzados provocado por sólidos suspendidos reduciendo la permeabilidad de la formación. Hinchamiento de las arcillas, es decir un bloqueo por agua, emulsiones y precipitación de incrustaciones en la formación.

#### **1.5.2.4 Daño por invasión de sólidos**

Debido a los fluidos que se utilizan en la perforación (arcillas, densificantes, viscosificantes, minimizadores de pérdidas de circulación) se produce un daño cercal al pozo. Ya que cuando son forzados a entran a la zona productora causan una reducción de la porosidad y permeabilidad de la roca. Cuando el pozo empieza a producir ocasiona que los materiales depositados en el sistema pasen de poro en poro provocando el daño cerca al pozo.

#### **1.5.2.5 Penetración del Disparo**

La penetración esta conducida por una alta presión asociada con una corriente de metal pulverizado o piezas de metal sólido, dependiendo del tipo de revestimiento de la carga, lo que obliga al material a mantenerse al margen antes de procesos como quemado, perforación o abrasión; por otro lado la temperatura y gases explosivos no contribuyen al proceso de penetración. La asunción primordial para establecer una teoría de penetración del revestimiento de metal es que tanto el chorro como la roca se comportan como fluidos. Por tal la ley hidrodinámica de Bernoulli describe la interacción entre el chorro y la roca, prediciendo que la penetración total puede ser incrementada utilizando un chorro denso y largo.

Durante el proceso de penetración se produce un cierto daño a la roca dentro del túnel perforado. Esta zona alterada se denomina zona de daño o compactada. Su espesor oscila entre  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  de pulgada. Su espesor no es uniforme a lo largo del túnel. El mayor daño está en la entrada del hueco donde el impacto de presión es mayor. Su permeabilidad está entre un 10% a 20% de la presentada en la zona virgen.

#### **1.5.3 Técnicas para remediar el Daño en la zona del cañoneo.**

- Cañoneo bajo- balance

- Lavado en las perforaciones ( tratamientos)
- Cañoneo con sobre balance extremo
- Pozos presurizado con  $N_2$
- Cargas con propellant.
- Nuevos Diseños de cargas.

## 1.6 GEOMETRÍA DEL CAÑONEO

Para diseñar en forma efectiva el cañoneo de un pozo se necesita conocer los cuatro parámetros para lograr la máxima productividad del pozo, que son: densidad de disparo, longitud de penetración, fase del disparo y diámetro del agujero de entrada. El parámetro más importante es la penetración efectiva a la formación que depende de la dureza de la formación, ya que de no conocer este dato, se puede tener producción inferior a la esperada en el mejor de los casos y en ocasiones ni siquiera tener acceso a la formación.

- **Fase o dirección de tiro:** La fase de un cañón de perforación es la dirección en la cual las cargas son disparadas con relación a los otros disparos. Por ejemplo, las cargas pueden estar disparadas en una o varias direcciones de acuerdo con el ángulo. ( $0^\circ$ ,  $90^\circ$   $120^\circ$  Y  $180^\circ$ ). Figura 2.

- **Densidad de Disparo:** Se define como el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 tiros por pie (TPP). Con dispositivos especiales esta densidad se puede elevar a 8 y 14 TPP.

- **Penetración:** Es la profundidad o longitud de la perforación realizada por la carga. Usualmente se mide siguiendo el método API (API RP43). Figura 2.

- **Diámetro del Hueco:** Representa el diámetro del agujero que se crea en el casing durante el proceso de cañoneo. Figura 2.

- **Separación de Cargas:** Indica la distancia existente entre la pared interior del casing y la carga.

## 1.6.1 Efectos de la geometría del cañoneo

### 1.6.1.1 Fase:

La fase de disparo es fundamental para la productividad. El caudal más alto es obtenido con la menor fase de disparo. En FH si se conoce el plano de fractura entonces la fase será de 180 y si no se conoce entonces tiene una fase de 60.

### 1.6.1.2 Densidad de Disparo:

A mayor densidad de disparo mayor es el caudal obtenido. El aumento de la densidad de disparos permite que el pozo produzca a presiones inferiores. Para formaciones laminares o con alto grado de anisotropía se recomienda alta densidad de disparos. En formaciones naturalmente fracturadas se aconseja alta densidad de disparo, con la finalidad de interceptar mayor numero de fracturas.

### 1.6.1.3 Longitud de Penetración:

A mayor longitud de disparo más alto es el caudal. Los disparos deben atravesar el daño producido durante la perforación. La penetración del disparo es función de la resistencia compresiva de la roca.

## 1.7 PARTES Y ESPECIFICACIONES DE UN CAÑÓN

La secuencia de explosión consta de varios dispositivos que son utilizados para iniciar y extender la detonación de los cañones. Esta secuencia esta conformada de la siguiente forma:

- Booster o Detonador.
- Cable detonante (Primacord).
- Cañones.
- Explosivos
- Carga explosiva moldeada.

### 1.7.1 Booster

Se llaman también detonadores, debido que son los que inician el proceso de ignición. El detonador inicia el ensamblaje del tren de explosivos en una de tres maneras, por impacto, percusión o corriente eléctrica. Cada booster posee menos de un gramo de material explosivo en su interior, sin embargo genera una gran fuerza, que ayuda a originar los cañoneos. El iniciador puede estar localizado encima o debajo de los cañones.

Existen dos tipos:

**Eléctricos:** son utilizados para cañones transportados con guaya eléctrica, hay sensibles al fluido y no sensibles.

**Persecución:** para cañones transportados por tubería, no son sensibles a corrientes eléctricas, el impacto con el pin de disparo causan la detonación de 5 – 7 ft-lb

El explosivo del cordón detonante deberá estar en contacto con el explosivo detonador.

### 1.7.2 Cable detonante (Primacord)

El cordón detonante o primacord es el medio que transmite la onda explosiva a través del ensamblaje del cañón, consiste en un sistema de conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas.

Es un explosivo secundario (cordón plástico o metálico que cubre el núcleo) dentro de una protección cilíndrica o rectangular, cuando empieza el proceso de ignición es detonado por la onda de choque creada por el booster, la cual pasa por el interior del Primacord y lo detona. La velocidad de la onda de choque determina que el Primacord detone o deflagre; la onda se transmite en todo el cañón armado, a una velocidad de 25 000 pies por segundo.

Consta de explosivos: **RDX**, **HMX**, (26000 ft/seg), **PYX** (20000 ft/seg).

### 1.7.3 Cañones<sup>9</sup>

El cañón de perforación es un ensamblaje del tren explosivo con una serie de componentes explosivos, diseñado para funcionar en secuencia predeterminada de tiempo.

**Desechables:** Consiste en un tubo cargado con explosivos conectados por primacord y posicionado internamente en intervalos; es usado durante muchas operaciones con TCP o con Logging & Perforating (L&P), En los cañones desechables, los residuos de las cargas, se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de residuos dentro de las perforaciones.

**Semi-desechables:** Consiste en tiras de acero inoxidable, en las cuales se colocan las cargas, las cuales están interconectadas por primacord. La ventaja es que se recupera la regleta, reduciendo la cantidad de residuos en los perforados.

Tanto en los contenedores desechables como Semi-desechables las cargas se encuentran expuestas a las condiciones del pozo y se deben encapsular en contenedores separados. Pueden ser envasados individualmente y en forma hermética. Los envases están contruidos de aluminio, plástico, vidrio, hierro colado y materiales cerámicos. Al detonar los cañones los envases se desintegran en pequeños trozos, mientras que la energía desarrollada no es absorbida por el soporte de los explosivos.

Son dispositivos ligeros y flexibles. Su paso a través de tuberías de diámetros pequeños es generalmente sencillo. Por esta razón, es posible usarlos en pozos ya completados o en tuberías con empaques de prueba. Facilita las operaciones de cañoneo en trabajos de aislamiento y cementación de intervalos. Permite el cañoneo de bajo balance y con mayor seguridad en pozos con elevadas presiones de fondo.

**Los cañones no recuperables:** Los cañones no recuperables no son selectivos. En caso de que rompa el cable, la pesca del cañón se hace difícil. Los desechos quedan en el pozo, total o parcialmente. La longitud máxima del cañón está limitada a 30 ft. En pozos desviados se presenta problemas para bajar el cañón al fondo del mismo. El revestidor debe absorber toda la onda expansiva causada por los disparos.

**Reusable:** Consiste en puertos de desfogue, detrás de los cuales se encuentran las cargas explosivas y son posicionadas e interconectadas por primacord. Cuando se produce la detonación, las cargas crean un orificio solo dentro de los puertos de desfogue y en él se conserva el resto del cañón intacto.

### 1.7.4 Explosivos<sup>9</sup>

Los explosivos suplen la energía necesaria para realizar una penetración efectiva en el casing, Cemento y formación. Actúan rápidamente, producen una explosión caracterizada por la producción de una onda de alta velocidad. Los Explosivos se clasifican de acuerdo a su velocidad de reacción (Tiempo en que el explosivo reacciona en un medio y es consumido en el momento de ignición): como se ve en la tabla 7

**Tabla 7. “Clasificación de los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción”**

Deflagración	Altos Primarios	Altos Secundarios
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pólvora negra y propellant</li> <li>- Velocidad de reacción muy alta,</li> <li>- Producen gases,</li> <li>- Tienen que estar cubiertos para generar un trabajo útil;</li> <li>- Sensibles al calor, Fricción, llamas o chispas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No necesitan estar dentro de otros,</li> <li>- Son de tipo detonantes,</li> <li>- Son extremadamente sensibles,</li> <li>- Son detonados con generación de calor en forma eléctrica o por percusión (ondas de impacto),</li> <li>- Velocidad de reacción mayor a 1500m/s,</li> <li>- Son capaces de soportar altas temperaturas sin deteriorarse con el tiempo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pueden ser encontrados en las cargas de cañoneo y en cordones de detonación.</li> <li>- No necesitan confinamiento para ser usados, por tanto son menos sensibles.</li> <li>- Se debe tomar precauciones en su manipulación porque tienen más potencia y son destructivos y se los conoce como no iniciadores.</li> <li>- Para el cañoneo deben tener una alta estabilidad para que sea efectiva su utilización a altas temperaturas en los pozos.</li> </ul>

Fuente: Halliburton

## Explosivos Secundarios más Comunes<sup>10</sup>:

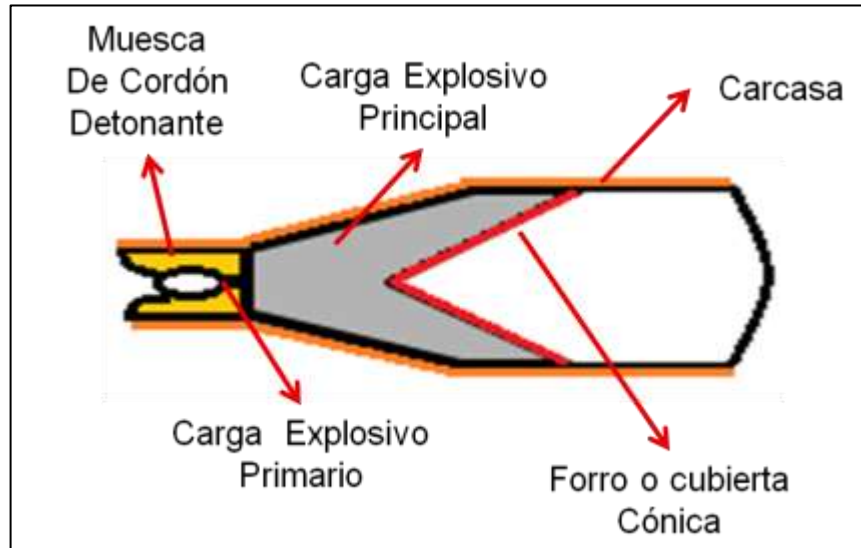
- **RDX o ciclonita trinitramina y cyclotrimetileno** (Escogen o T4): RDX es un componente importante en un número de explosiones binarias como la composición B. Cyclotol, Torpes y el explosivo plástico como el C-4.
- **HMX o tetranitramina cyclotetrametileno (Octogen)**: Es un tipo de explosivo utilizado en cargas de cañoneo y en cordón detonante. El promedio de temperatura de este explosivo es alto con respecto al RDX.
- **HNS, Hesanitrostilbene**: Es usado en cuerdas detonantes y en cargas de punzonamiento, los cuales son expuestos a altas temperatura. Su ventaja radica en que tiene mejor estabilidad térmica que el RDX y el HMX. HNS puede ser producido por la mezcla de TNT con blanqueador de productos caseros.
- **PYX o 2.6 -bi (picrylamino) - 3.5 Dinitropyridine**: Es usado en aplicaciones de cañoneo a muy altas temperaturas.

### 1.7.5 Componentes de las Cargas Moldeadas<sup>9</sup> (Figura 6)

#### 1.7.5.1 Carcasa de la Carga

- Permite alojar los otros componentes de la carga.
- Debe soportar altas presiones y temperaturas.
- Son generalmente fabricadas de zinc o aceros suaves. Las carcasas de zinc se quiebran en pequeñas partículas, solubles en ácidos que también se pueden hacer circular hacia afuera. Las carcasas de acero se fragmentan en trozos grandes que se mantienen en el tubo transportador.

Figura 6. “Componentes de las Cargas”

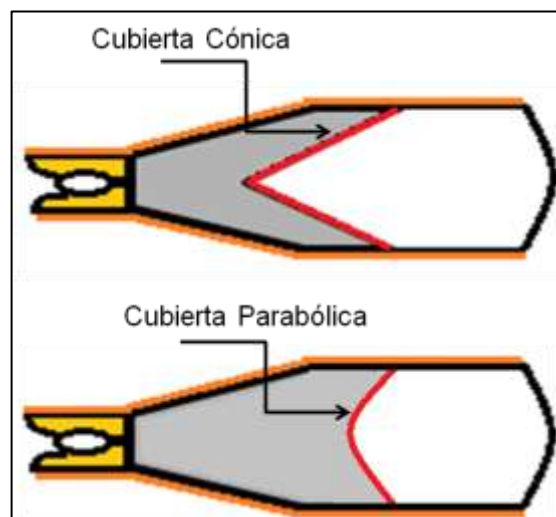


Fuente: Scribd – baleo y Punceco. <http://scribd.com> (2010).

### 1.7.5.2 Cubierta (liner) (Figura 7)

- El material de la cubierta puede ser presionado o solido
- La cubierta puede tener forma cónica o parabólica: La forma cónica es usada en cargas para obtener penetraciones profundas de diámetro grande.

Figura 7. “Forma de la Cubierta o Liner”



Fuente: Scribd – baleo y Punceco. <http://scribd.com> (2010).

### 1.7.5.3 Carga de Explosivo Principal

- Es el que provee la energía necesaria para producir el chorro de partículas.
- El rendimiento de la carga depende en gran proporción de la clase, forma, masa distribución y velocidad de detonación del explosivo principal.
- Es usualmente suplido con una cera sobre los granos, la cual, reduce la sensibilidad del explosivo y lo hace más seguro de manejar.

### 1.7.5.4 Tipos de Cargas

La eficiencia de las cargas utilizadas en las operaciones de cañoneo depende de los explosivos.

• **Cargas de penetración profunda (DP- Deep Penetrating Charges):** la geometría del Liner es cónica alargada y fina (42 a 45°) produciendo un chorro estrecho, produce un cañoneo delgado y pequeños agujeros mediante un jet rápido. Se utilizan para formaciones consolidadas. La penetración es relativamente profunda (>13 ") y el diámetro del agujero es pequeño (3/8 a 1/2 "). La presión máxima de colapso alcanza unos 29 000 000 LPC. Las velocidades del chorro pueden ser mayores a 26 000 ft/s. El 20% de la forma del Liner forma el chorro de alta velocidad y el 80% restante pasa a ser de movimiento lento.

• **Carga de Agujero Grande (BH- big hole):** la geometría del liner de la carga es parabólica, produciendo un chorro lento. Por tener un Liner de acero, tiende a fragmentar partículas más grandes que en un Liner de zinc, por lo tanto balísticamente se desintegra en mayor porcentaje. La penetración es relativamente somera (6-8") y el diámetro del agujero es grande (1/2 – 1") las velocidades del chorro están alrededor de 13000 a 20 000 ft/s. El chorro representa del 60 al 80% de la masa de la cubierta, del 20- 40% restante constituye la zona.

En la tabla 8 se indica la terminología de los diferentes tipos de cargas utilizados en procesos de cañoneo:

**Tabla 8. “Diferentes tipos de cargas utilizados en procesos de cañoneo”**

Tipos de Cargas de Penetración Profunda	
DP	Deep Penetrating
SDP	Super Deep Penetrating
DP/LD	Deep Penetrating /low debris
Millennium charge:	Trade Name Premium DP
Dominator charge	Trade Name Special DP
Tipos De Carga de Agujero Grande	
BH	Big Hole
BH/LD	Big Hole/low Debris
SH	Súper Hole
SH/LD	Super Hole/Low Debris
Mirage charge	Trade Name Special BH/LD
Excalibre Charge	Trade Name Hybrid BH/DP for Dual Casing Applications

**Fuente:** Halliburton.

- **Cargas Millennium:** Esta carga tiene el mismo principio de las cargas tipo jet, es decir se detona por una reacción en cadena ya sea eléctrica, mecánica o hidráulica, que pasa por el primacord a gran velocidad hasta el booster, provocando una explosión.

La presión causada por el impacto causa que el metal en el Liner de la carga fluya separando el interior y el exterior de la capa del Liner. Esta depresión en el Liner de la carga hace que el chorro de partículas a una alta velocidad, aproximadamente 20000 pies/seg, salga desde el cono con una presión en este



punto aproximadamente de 10´000.000 psi. El exterior de la carga colapsa debido a la alta presión y viaja a una velocidad de 1500-3000 pies/seg, formando una corriente de metal, llamada jet tipo chorro.

Son cargas de alta penetración, fabricadas por la compañía. Tiene muchos beneficios como: bypasear el daño de penetración, incrementar el radio efectivo del pozo, reducir la presión alrededor de las perforaciones, evitar reacondicionamientos posteriores y por ende incrementar la producción, como beneficio adicional previene la formación de escala, parafina y asfaltos en la tubería.

## 2 FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA (HEGF)

Cuando se realiza un cañoneo se genera un daño a la formación por el sometimiento a la formación a un exceso de presión en tan corto tiempo, generando escombros o ripios sueltos en los túneles perforados, lo que se convierte en una limitante para productividad del pozo. Haciendo necesario remover este daño, para lo cual se requiere procedimientos adicionales como: estimulación acida, fracturamiento hidráulico, limpieza de fondo de pozo lo que genera más costos para la operación.

En el caso del fracturamiento hidráulico se presentan restricciones en cuanto a la presión de bombeo necesaria para fracturar la formación, debido a que no se cuenta con equipos en superficie con la capacidad para realizar la operación, lo que genera que el tratamiento no se pueda realizar.

Debido a estos motivos se desarrollo un mecanismo de cañoneo basado en un combustible sólido llamado propellant que genera gas a alta presión sin dañar la formación logrando disparos 100% limpios y con la capacidad de fracturar la formación reduciendo la presión en superficie necesaria para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Dando lugar a un área efectiva de flujo mayor y permitiendo que todas las áreas contribuyan a una mejor productividad.

Esta técnica también es conocida con otros nombres como:

- Tailored Gas Pulse Loading.
- Dynamic Gas Pulse Loading ( Servo-Dynamics)
- High Energy Gas Fracturing (Sandia National Laboratories)



Entre las diferentes empresas que prestan el servicio se encuentran:

- GasGun
- Stressfrac
- StimGun
- Energy frac
- Integral Engineering, Inc.
- Owen Oil Tools, Inc.
- Geotec Thermal Generators, Inc.

Donde los acuerdos de licencia y dueños del producto están disponibles en el Grupo de Desarrollo de Tecnología con Propellant por medio de MARATHON OIL COMPANY.

## **2.1 FUNCIONAMIENTO DE LA TÉCNICA <sup>6,7</sup>**

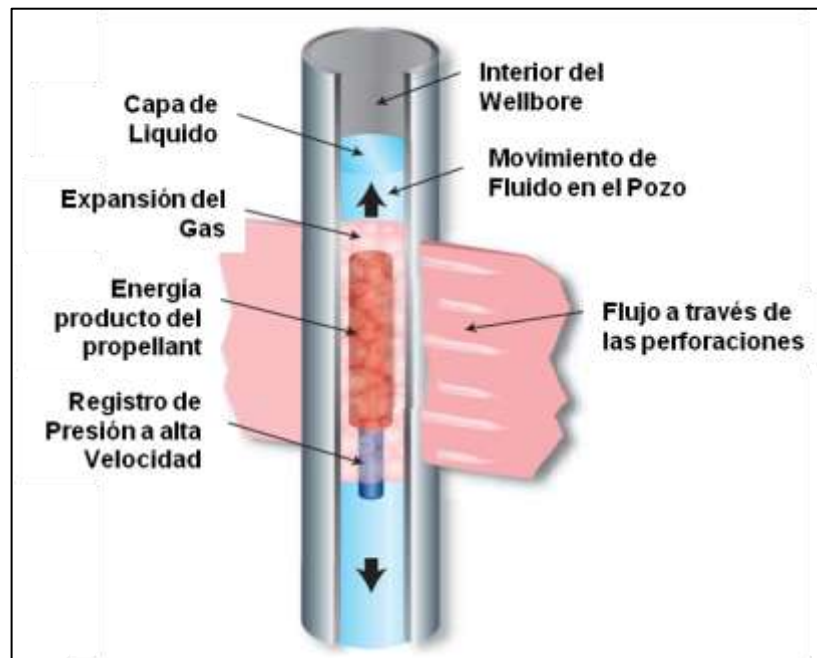
HEGF es una tecnología utilizada para estimular pozos de gas y aceite; fue originada y desarrollada a mediados de 1956. HEGF -High Energy Gas Fracturing- es el nombre comúnmente usado por la industria petrolera y de gas para la tecnología de estimulación de pozos con propellant generadores de gas a alta energía. Tiene el objetivo de crear perforaciones más limpias y garantizar el sobre balance para lograr un trabajo exitoso.

HEGF es un mecanismo mejorado que combina la aplicación de cañones convencionales con cargas de alta penetración y propellant, las camisas de propellant se colocan recubriendo al cañón y reaccionan en el instante que se produce el disparo, produciendo un porcentaje de gas a alta presión pasando por los huecos perforados como consecuencia de la liberación de CO<sub>2</sub> y ocasionando

micro-fracturas, mejorando la conductividad del pozo, reduciendo el daño de formación y por ende aumentado la permeabilidad efectiva.

El equipo de HEGF es transportado a la zona de interés por wireline o por tubería. Se une al wireline como una pistola de perforación bajo una columna de fluido de 100 a 4000 ft que comprime la carga y asegura que la energía se encuentre restringida a la zona productora como se muestra en la figura 8. La masa de la columna de fluido y la corta duración del pulso de presión en decenas de milisegundos evitan que la columna se mueva más que unas pocas pulgadas durante el proceso de fracturamiento de la formación. El fluido que presiona la herramienta puede ser compatible con la formación tal como agua fresca, salmuera, aceite o solvente.

**Figura 8. “Liberación de energía del propellant y la columna de fluido.”**



**Fuente: Halliburton**

Cuando la herramienta se encuentra suspendida a la profundidad correcta, se enciende y el gas es forzado en los túneles perforados inmediatamente

adyacentes y no abre otras zonas arriba o abajo permitiendo tratar únicamente las zonas de interés creando múltiples fracturas en todas direcciones de los cañones en el pozo. Las fracturas se convierten en canales de flujo altamente conductivos, que permite un movimiento libre del hidrocarburo en el pozo aumentando la producción.<sup>5</sup>

Típicamente poco o ninguna limpieza es requerida, y el pozo se puede poner en producción después de la estimulación. No hay necesidad de empaques para aislar la zona de tratamiento como sería el caso para el fracturamiento hidráulico con múltiples intervalos abiertos.

HEGF es una técnica compatible tanto con el hueco abierto y pozos completados. El casing perforado o cañoneado debe ser de buena calidad y debe tener una buena y adecuada cementación. Pero a la hora diseñar el tratamiento de estimulación se deben tener en cuenta si está o no completado.

## **2.2 EQUIPO**

El equipo de HEGF consiste de 3 configuraciones de herramientas según las condiciones para las cuales se va implementar, la diferencia radica en la forma del propellant:

- Como cañoneo y estimulación en un pozo no cañoneado
- Como cañoneo y estimulación en un pozo con perforaciones existentes.
- Como cañoneo o estimulación en pozos horizontales.

En forma general según el objetivo la configuración de la manga de propellant que cubre un cañón convencional se modifica como se muestra en la Figura 9 y en la Figura 10.

Entre las partes más importantes se encuentra:

- Tubo Convencional
- Propellant
- Centralizadores
- Cañones
- Marca Radiactiva
- Cabeza mecánica de Disparo
- Barra detonadora y Sensor ( Fast Gauge)

***Un tubo convencional*** usado en cualquier sistema de cañoneo (porta cargas), el cual está armado por Explosivos, Cargas, Booster, Primacord (cable detonante) y a este conjunto se le adiciona una camisa de propellant al tubo del cañón. Esta camisa queda segura al cañón a través de dos anillos que la sujetan al cuerpo del cañón.

***Propellant:*** Molde con propiedades oxidantes que tiene apariencia similar a un tubo de plástico, la manga de propellant se modifica según las condiciones para las cuales se va implementar.

El propellant se puede utilizar de las siguientes formas:

- **Como cañoneo y estimulación en un hueco revestido no cañoneado:** Como una manga alrededor del cañón que simplemente se desliza sobre el cañón de perforación, se inicia su combustión por el evento de perforación, un mínimo de 4 spf es requerido para encender el propellant pero se recomienda 6 spf. Las mangas son impermeables a los fluidos del yacimiento.

• **Como cañoneo y estimulación para hueco revestido con perforaciones existentes o en hueco abierto:** El propellant es moldeado a una barra cilíndrica con un integrado tubo de soporte de acero perforado.

**Centralizadores:** Usados para asegurar las mangas al cañón de perforación y proteger las mangas del contacto con el casing.

**Cañones:** Son cañones convencionales donde las cargas son posicionadas en las regletas porta cargas las cuales están interconectadas por el primacord el cual es el encargado de transportar la brecha de ignición.

Los tipos de ensamblajes de los cañones pueden ser:

3 3/8" – 6 spf – 60 deg de fase,  
4 5/8 – 5 spf – 60 deg de fase,  
5/8" – 12 spf – 30 deg de fase.

El procedimiento para ensamblar los cañones:

1. Se extrae la regleta porta cargas para armar los cañones
2. Se ingresa el cable detonador por un extremo del porta cargas hasta sacarlo por el otro extremo
3. Colocar las cargas junto el primacord de la manera apropiada, para asegurar el éxito del cañoneo.

**Marca Radiactiva:** Es un crossover radioactivo que tiene la función de permitir correlacionar y ubicar en profundidad a la sarta de disparo, por medio de un registro de Gamma efectuado por la unidad de L&P.

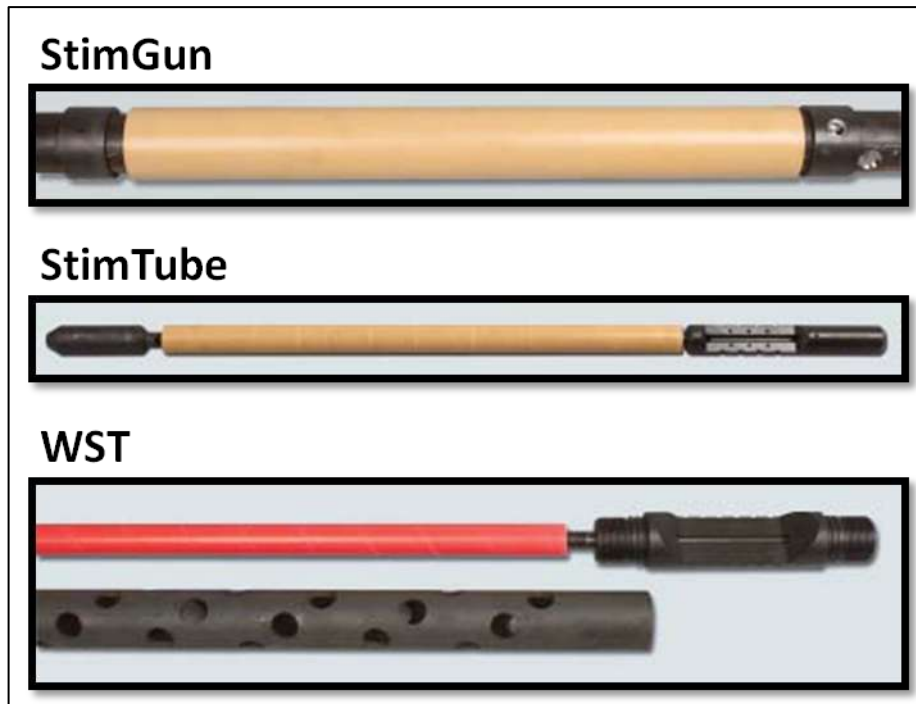
**Cabeza mecánica de Disparo:** La cabeza mecánica de disparo es un sub ensamblaje dentro del ensamblaje. Ya que la activación del sistema se hace por medio del envío de una barra desde superficie, la cual viaja a través de la tubería hasta producir un golpe activando el Booster y a su vez el explosivo primario, momento en el que comienza el proceso de ignición y el disparo; pero en caso de que aquello no se realice, existe la opción de un activador alternativo que es la función de la *cabeza mecánica*. La cual es un elemento importante cuando las condiciones de pozo impiden el uso de sistema de disparos alternos.

**Barra detonadora y Sensor ( Fast Gauge):** La barra detonadora tiene la función de activar la cabeza de disparo para iniciar la percusión de la cápsula y dar origen al disparo. La barra detonadora es lanzada desde superficie, en el momento que la barra cae rompe el tapón, permitiendo que la presión sea transmitida.

La barra detonadora mide 10 pies de largo y de 1” y 1.25” de diámetro. El fast gauge tiene la forma similar a una barra convencional, pero internamente posee un sensor, el cual es usado para capturar la dinámica de las presiones mientras se realiza el disparo desde la primera mitad de un segundo hasta un segundo de la perforación o del evento de simulación. El “fast” detecta 115 000 eventos por segundo que es un periodo muy pequeño de tiempo.

El Fast Gauge cuando empieza a tomar la data, lo hace a baja velocidad y en el momento que se producen los cambios de presión el sensor comienza a recoger todas las variaciones a alta velocidad, hasta cuando se empieza estabilizar y recoge la data a intermedia velocidad (programable desde 115 a 14 700 datos por segundo).

Figura 9 .” Ensamble del equipo de HEGF”



Fuente: Halliburton.

## 2.3 PROCEDIMIENTO

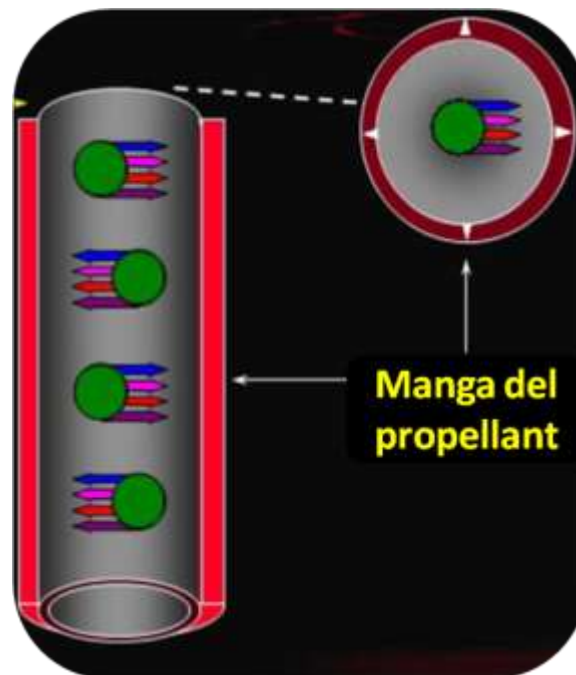
El cañón es detonado como en un sistema de cañoneo normal y durante el proceso la camisa de propellant se activa rápidamente y produce una explosión, donde hay liberación de gas a alta presión, el cual entra en los perforados creando mini- fracturas alrededor de las los huecos y reduce la zona dañada. Figura 11. La longitud de fractura de los perforados ocurre y aumenta debido a la continua generación de gas producto del consumo progresivo de propellant. Creando fracturas de longitudes de 10 a 50 ft y de diámetro de 3 ft. El procedimiento es el siguiente:

1. Iniciación del proceso de detonación, se genera la chispa y pasa a través del primacord.
2. La energía llega a la carga y se activa la pólvora, provocando el disparo.

3. Empieza el jet a perforar pasando por el propellant hasta la formación y todo esto se realiza en milisegundos.

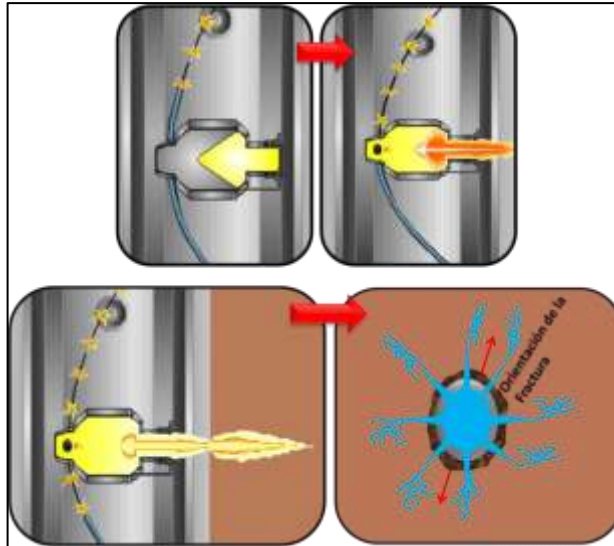
4. Una vez que se forma el túnel del cañoneo, el propellant empieza reaccionar y se efectúan las mini fracturas

Figura 10. “Camisa de Propellant que recubre un cañoneo convencional.”



Fuente: BOAS, Jaqueline. “ Análisis técnico y de costos del Uso de StimGun como Método de Punzamiento en algunos Pozos de Petroproduccion” , Ecuador: Tesis, 2009

Figura 11. "Procedimiento HEGF"



Fuente: Halliburton.

## 2.4 MECANISMOS DE TRANSPORTE<sup>7</sup>

Son los encargados de bajar la herramienta al pozo para realizar la estimulación a la profundidad de interés según las características de pozo que se tengan:

### 2.4.1 Wireline

Es la técnica más versátil, se puede poner con las operaciones en curso, tales como perforación, registros, completamiento inicial o recompletamiento. Genera fracturas múltiples desde 5 -10 ft, en formaciones sensibles al fluido es frecuentemente conducida con CO<sub>2</sub>, metanol y destilados, etc.

### 2.4.2 Tubing Conveyed

Este modo es apropiado para estimulación en zonas largas de pozos verticales, desviados y horizontales. Se puede llevar a cabo el pozo abierto y cementado, completamiento con Liner perforado en longitudes de 100 a1000 ft.

La tubería tiene varias longitudes y configuración de 100-400 ft es utilizado rutinariamente para periodos de estimulación en pozos EOR con liners ranurados y paquetes de grava. Otra aplicación en zonas de mucho tiempo de cementación, casing perforado. Múltiples zonas separadas son tratadas en una sola corrida. En pozos fluyendo es favorable dejar los transportados en el pozo como parte de la sarta de producción.

### **2.4.3 Coiled tubing**

En tubería flexible con cañoneo hidráulico en cabeza es utilizado para la combinación de tratamientos como control de arena con polímeros, dispersión y entrega de ácido. La zona seleccionada para la prueba, la estimulación puede ser combinada con inyección de ácido o otros químicos tales como inhibidores a escamas.

Bajo ciertas condiciones, todos los métodos de transporte pueden ser utilizados alternativamente.

## **2.5 VENTAJAS**

La técnica HEGF tiene amplias ventajas debido a que puede ser utilizado con varios fines<sup>7</sup>:

- Remueve el skin debido a las perforaciones, ripios de perforación, scale, torta de lodo, cementación.
- Remoción de finos producto de la migración, rompimiento y limpieza de escamas en Workovers.
- Mejora la efectividad de la acidificación.
- Estimulación selectiva de intervalos específicos.

- Prepara el pozo para el fracturamiento hidráulico y genera múltiples fracturas radiales en todas las direcciones del pozo al contrario del ala de fractura producida en un fracturamiento hidráulico convencional. Además no requiere camiones pesados, equipos de bombeo o almacenamiento en la superficie ni necesita empaques para estimular la zona de interés.
- Incrementa las tasas de inyección en tratamientos de inyección de agua
- Estimula yacimientos naturalmente fracturados
- Pre acondicionamiento para posteriores aplicaciones
- Escala de dispersión, migración de finos y precipitados
- Tratamientos de remediación
- Formaciones sensibles a los fluidos.
- Estimulación de pozos geotérmicos y en pozos horizontales
- Asegura el tratamiento en el intervalo de interés.
- Reduce la canalización fuera de la zona, por lo que es ideal para un estrecho contacto entre O/W, O/G o G/W
- Utiliza un sistema de encendido y no de detonación.

## 2.6 DESVENTAJAS

- Se debe tener una adecuada selección del propellant (tamaño, tasa de combustión) de acuerdo a las condiciones del pozo (pozo con o sin casing).
- La operación no es a largo plazo; si se utiliza como un pre fracturamiento debe ser aplicada lo antes posible porque a largo plazo las fracturas creadas tenderán a cerrarse.
- El propellant soporta una temperatura máxima de 350°F.
- Para su uso se necesita de una presión mínima de confinamiento de 500 psi.
- En superficie debe tener por lo menos 100 ft.de aire o gas.
- En el ensamblaje de los cañones se requiere utilizar cañones de por lo menos 4 tiros por pie y nunca a 0<sup>o</sup> fase.

- El sistema tiene que estar centralizado.
- Los empaques tienen que estar separados a por lo menos 50 ft.
- Si el ensamblaje se baja por medio de cable, la velocidad es restringida por protección del sistema la cual es máximo de 50 ft, por otro lado la aplicación con TCP no presenta ningún inconveniente.

## **2.7 APLICACIONES**

HEGF permite reducir el daño de la formación creando mini fracturas y resulta beneficioso como:

- Herramienta de cañoneo.
- Tratamiento primario para zonas con daño, el cual pudo haber sido como resultado de la perforación inicial del pozo, cementación y hasta por el cañoneo.
- Un tratamiento pre fracturamiento hidráulico o pre fracturamiento ácido con el fin de mejorar la conectividad de la formación y la inyectividad. Puede reducir la HP requeridos en un 35%. El pre-Fracturamiento antes de un Fracturamiento hidráulico convencional puede reducir la presión de inicio de fractura y el riesgo de una propagación de fractura no deseada (efecto aureola, efecto de tortuosidad en la fractura y pequeñas barreras de esfuerzos).
- Un Mini frac a alta velocidad.
- Tratamientos de zonas con contactos agua petróleo-gas cercanos.
- Puede ser combinado para perforación es pozos de alta compactación.
- Estimulación antes de un tratamiento de Inyección de Agua.
- Limpieza de emulsiones y asfáltenos.

### **2.7.1 Mini frac**

La tecnología HEGF cuenta con registradoras de presión de fondo de pozo de alta velocidad con el objetivo de mejorar el desarrollo y validación del modelo de

trabajo de diseño previo, y para garantizar que el sistema de estimulación no impacte negativamente los componentes mecánicos del pozo. El uso más importante en la registradora de presión fue en confirmar el modelo, como los datos pueden justificar que el propellant inicia y amplía las fracturas en la formación.

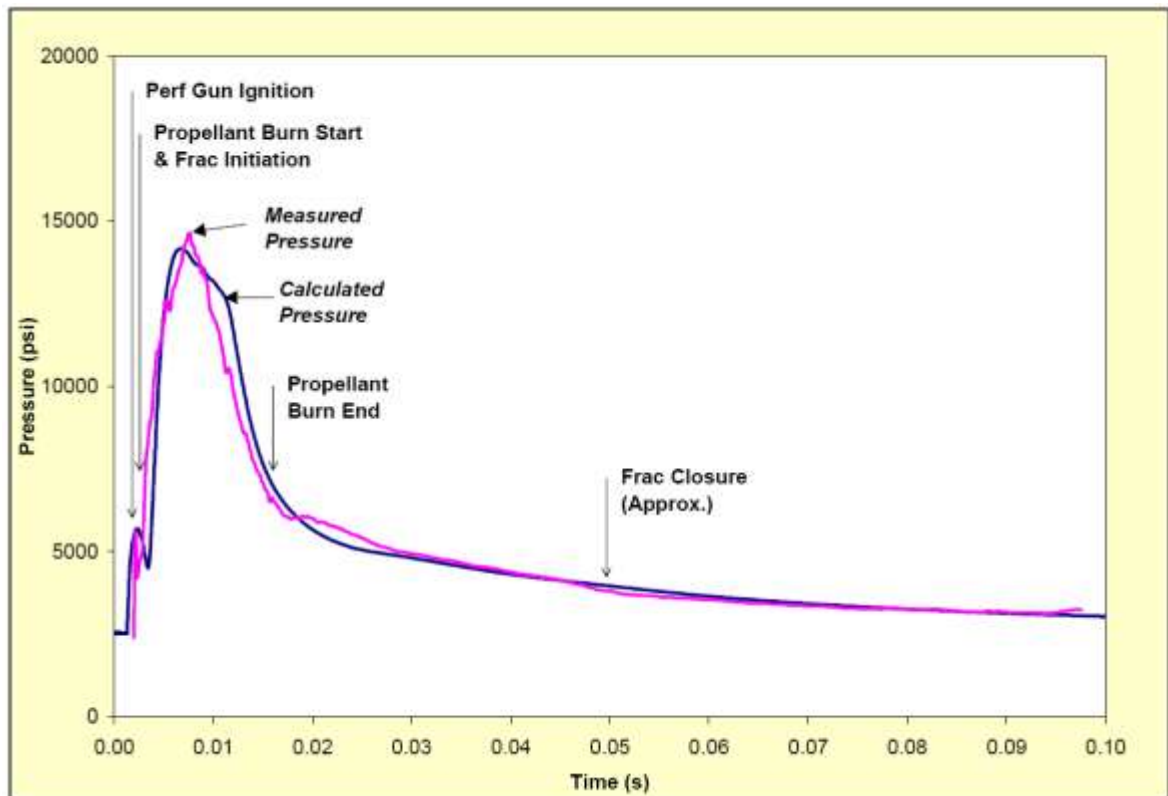
Durante los tratamientos de perforación de pozos con propellant, el uso de un registrador digital de datos de alta velocidad de presión en fondo de pozo permite una rápida y nueva técnica para determinar el esfuerzo de cierre usando la función G y métodos asociados. El evento del propellant es romper las perforaciones y extender las fracturas en la formación en el lapso de tiempo de decenas de milisegundos y por lo tanto puede ser tratado como un mini frac de alta velocidad.

La curva de caída de presión después de la combustión del propellant, que normalmente no dura más que unos pocos de cientos de milisegundos, suministrar suficiente información de cierre. A pesar de ciertas condiciones favorables que deben existir para que la técnica se implemente, esta nueva técnica se puede utilizar cuando una rápida estimación de los esfuerzos de cierre es necesaria antes de la fractura hidráulica y mientras el equipo este en el campo. Si la formación se fracturo es razonable que el cierre de la fractura se pueda observar en los datos de caída de presión.

En la figura 12 se muestran cálculos y datos de presión de fondo de pozo a alta velocidad para un tratamiento combinado de perforación con propellant a una profundidad de 1774 m. Todos los eventos importantes ocurren durante este registro. La presión máxima esta cerca de 14500 psia y la longitud de fractura máxima calculada es de 3.3m.

El fin de la combustión, o poco tiempo después de finalizar la combustión, cuando las fracturas no se extiendan o crezcan mas, se puede considerar como el tiempo de cierre.

**Figura 12. Registros de presión de fondo de pozo para un tratamiento con propellant**



Fuente: SPE 78171.

## 2.8 PROPELLANT<sup>11</sup>

Técnicamente la palabra propellant es el nombre general para productos químicos creados para generar un empuje. Un propellant es un material que es usado para remover ("propel") un objeto por medio de presión del gas generado producto de una reacción química. El propellant antes de una reacción química puede ser un sólido, líquido o gel.

Los propellant químicos comunes consiste de un combustible y un oxidante, son usualmente hechos de materiales de baja explosión pero pueden incluir ingredientes químicos de alta potencia que son diluidos y quemados en forma controlada (deflagración) en lugar de detonar.

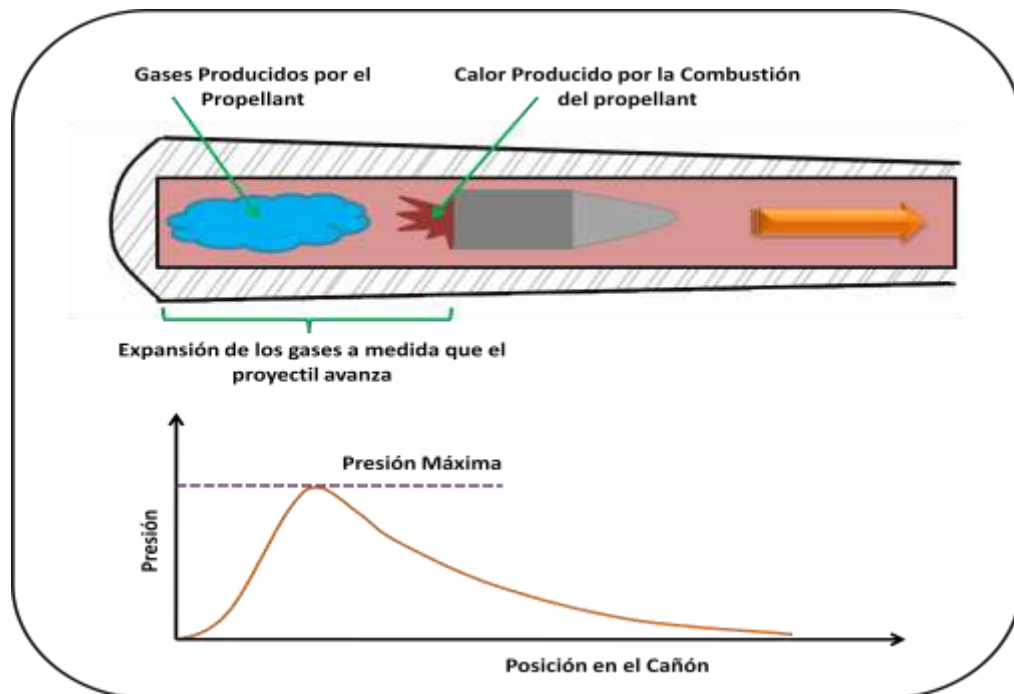
El compuesto oxidante del propellant está formado por partículas de perclorato de potasio y una resina epóxica. Por tal no debe considerarse como explosivo y para su activación necesita de condiciones instantáneas de presión, temperatura y además confinamiento. La combustión del propellant debido a la acción de los explosivos genera un gas de alta tasa de expansión y puede acelerar desde un proyectil, cohete hasta un vehículo.

Para vehículos el término propellant se refiere solamente a productos químicos que son almacenados dentro del vehículo antes de su uso y excluye el gas atmosférico u otro material que se pueda recoger en la operación. En cohetes, la más común es la combinación de biopropellant que usa 2 productos químicos, un combustible y un oxidante. Hay la posibilidad de la combinación de 3 propellant que toma ventaja de la capacidad de las sustancias con pequeños átomos para obtener una mayor velocidad de expulsión y entonces una mayor eficiencia de propulsión a una temperatura dada. Aunque no son usados en la práctica, el sistema involucra un tercer tanque de propellant que contiene hidrogeno liquido para hacer esto.

Cuando un proyectil se lanza desde un cañón se acelera a gran velocidad por la combustión del propellant. El propellant puede viajar con el proyectil o puede estar parado en el cañón. Los gases producidos por la combustión del propellant son atrapados en el volumen detrás del proyectil. El introducir más calor a los gases producidos hace que la presión aumente y acelere el proyectil. Inicialmente, la presión aumentará, dominado por la introducción de calor. A medida que el proyectil gana velocidad, el efecto de expansión se hace más grande hasta que se

alcanza una presión máxima. Posteriormente, la presión caerá rápidamente. La presión máxima o pico determina la cantidad de esfuerzos para los que el contenedor debe estar diseñado para soportar. Presiones muy grandes requieren de contenedores de espesor grueso. Ver figura 13.

Figura 13. “Comportamiento del Proyectoil”



Fuente: FAS. Federation of American Scientists. <http://www.fas.org>. (2010).

### 2.8.1 Propellant sólido o Gun Propellant

- Pólvora (polvo negro) – gunpowder
- Nitrocelulosa – Polvo base
- Cordita: Propellant sin humo
- Balistita
- Polvos sin Humo

### 2.8.1.1 Compuestos del Propellant

- Oxidante solido: perclorato de amonio o nitrato de amonio
- Goma o caucho como HTPB o PBAN puede ser sustituido por polímeros energéticos como nitrato de polyglycidyl o de polivinilo de nitrato de energía extra.
- Opcional un combustible de alta potencia ( por energía extra) como: RDX i nitroglicerina
- Combustible metálico en Polvo tal como el aluminio

Algunos propellant amateur (propulsores de cohetes amateur) usan nitrato de potasio combinado con azúcar, pegamento u otros combustibles/compuestos para aglutinación.

El perclorato de potasio ha sido utilizado como oxidante, emparejado con asfáltenos, pegamento y otros aglutinantes. Los propellant que explotan en la operación son de poca utilidad práctica en la actualidad.

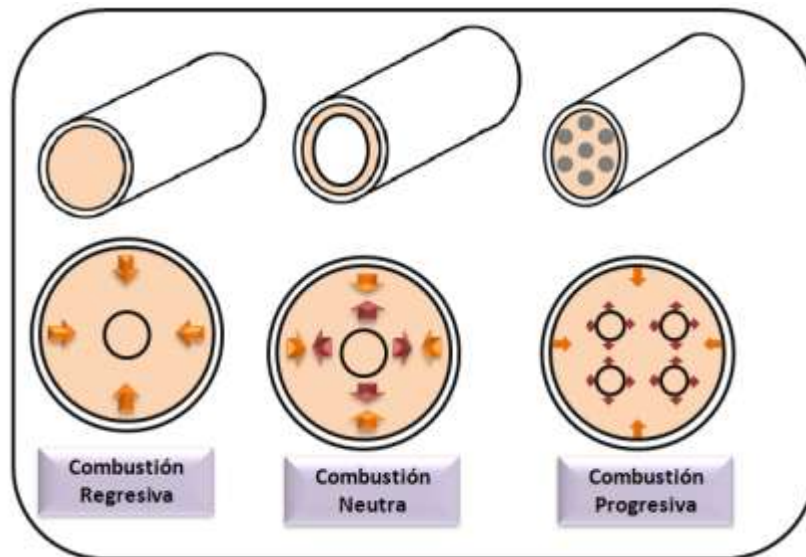
### 2.8.1.2 Grano <sup>13</sup>

Propellant usados en formas de granos. Un grano es cualquier partícula de propellant sin importar tamaño y forma. La forma y el tamaño de un propellant determinan el tiempo de combustión, cantidad y tasa producida de gas de la combustión del propellant y por consiguiente el perfil de empuje versus tiempo.

La mayoría de propellant no son sólidos, pero compuesto de muchas pequeñas bolitas. La forma de los gránulos individuales determinará el tipo de tasa de combustión. Para granos cilíndricos los tres tipos de propellant podrían tener el aspecto mostrado en la figura 14. Hay tres tipos de combustión que se puede lograr con diferentes granos.

- **Combustión Progresiva:** la combustión se puede crear de muchas pequeñas posiciones interiores. La combustión progresiva suministra una mayor cantidad de superficie quemándose de adentro hacia afuera y al mismo tiempo de afuera hacia adentro.
- **Combustión Regresiva:** El área de la superficie se quema de afuera hacia adentro reduciéndose con el tiempo.
- **Combustión Neutra:** Por lo general es una sola perforación, como la superficie exterior disminuye la superficie interior aumenta a la misma tasa. Es decir, si el propellant es quemado desde el interior como el exterior, la superficie neta será la misma, creando un propellant neutro.

Figura 14. “Tipos de Combustión del Propellant”

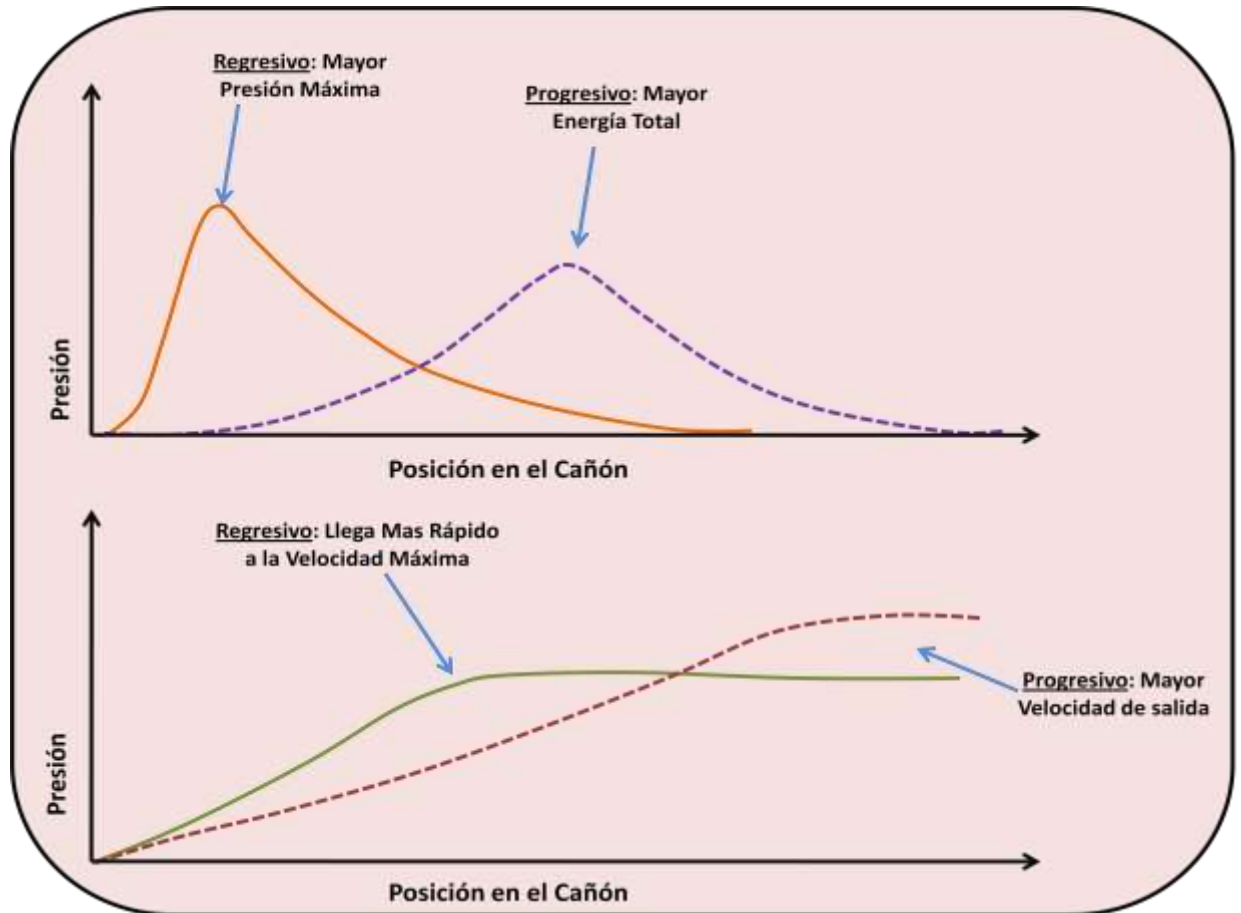


Fuente: Modificado de, FAS. Federation of American Scientists. <http://www.fas.org>. (2010)

El tipo de propellant va a alterar la forma de la curva presión versus posición. Propellant progresivos aumentan la presión más lentamente que los propellant regresivos. Por esta razón la presión mayor es frecuentemente menor. Por otra parte, los propellant regresivos aceleran el proyectil más rápidamente en la parte

inicial, mientras que los propellant progresivos pueden alcanzar mayores velocidades de salida. Una comparación entre los dos tipos se ve en la figura 15.

Figura 15. “Combustión Progresiva Vs Combustión Regresiva”



Fuente: Modificado de, FAS. Federation of American Scientists. <http://www.fas.org>. (2010)

El tipo de propellant a utilizar depende de la aplicación. si el contenedor no puede ser muy largo, es mejor utilizar propellant regresivos para alcanzar la máxima velocidad de salida en una distancia limitada.. Como consecuencia el cañón debería ser más grueso para soportar la presión máxima. Si la longitud no está restringida, un propellant progresivo puede ser usada para minimizar los esfuerzos y lograr la velocidad máxima de salida.

### 2.8.1.3 Tipos de Composición del Propellant

Hay cuatro tipos diferentes de composición de un propellant solido.

- **Propellant de una sola base:** Una sola base de propellant que tiene nitrocelulosa y como ingrediente principal explosivos. Los estabilizadores y otros aditivos son usados para controlar la estabilidad química y mejorar las propiedades del propellant.
- **Propellant de doble base:** Doble base de propellant consiste de nitrocelulosa con nitroglicerina y la adición de otros explosivos de nitratos orgánicos. Estabilizadores y otros aditivos son usados también. La nitroglicerina reduce el humo y aumenta la producción de energía. Los propellant de doble base son usados en armas pequeñas, cañones, morteros y cohetes
- **Propellant de triple Base:** consiste de nitrocelulosa, nitroglicerina, la nitroglicerina u otros explosivos líquidos de nitrato orgánico. Son utilizados en cañones.
- **Compuestos:** no contienen nitrocelulosa, nitroglicerina, nitroguanidine, u cualquier otro nitrato orgánico. Usualmente consiste de un combustible tal como el aluminio metálico, una carpeta como caucho sintético y un oxidante como el perclorato de amonio. Se utilizan en motores de cohete de gran tamaño (rocket motors).

### 2.8.2 Propellant Líquido

Comúnmente la combinación de propellant utilizado para propellant rocket líquido incluye:

- Rojo ácido nítrico fumante (RFNA) y el queroseno o RP 1-
- RFNA y dimetil hidracina asimétrica (UDMH)
- Tetróxido de dinitrógeno y UDMH, MMH y / o hidracina
- Oxígeno líquido y queroseno o RP 1-
- El oxígeno líquido y hidrógeno líquido
- Oxígeno líquido y el etanol
- El peróxido de hidrógeno y alcohol o RP 1-
- El cloro pentafluoruro y hidracina

Mono propellant comunes empleados para los motores cohete de propellant líquidos son:

- El peróxido de hidrógeno
- Hidracina
- Red ácido nítrico fumante (RFNA)

### **2.8.3 Regulaciones de seguridad**

El cumplimiento de las regulaciones de la seguridad del producto es un parámetro importante para la tecnología con propellant. El propellant ha sido probado en laboratorio desde 1996 para asegurarse que su manipulación, transporte y almacenamiento cumpla con los requisitos normativos y no poner en peligro la integridad de las personas y el medio ambiente.

El químico oxidante en este producto fue seleccionado basándose en una baja sensibilidad, alta estabilidad y un buen rendimiento. Adicionalmente el producto fue probado y clasificado por el modelo de regulaciones (UN) y por el Departamento de Regulaciones de Transporte (DOT).



La compatibilidad química del propellant con los fluidos de pozo y los efectos de los ciclos rápidos de alta y baja presión fueron evaluados, los resultados de estas pruebas han sido usados para identificar cualquier posible riesgo intrínseco por la manipulación del propellant. Basados en todas las pruebas realizadas los productos fueron clasificados como oxidantes, estos resultados fueron confirmados a través de NRC y CERL

UN: Model Regulations

DOT: US Department of Transportation

NRC: Natural Reserch Canada

CERL: Canadian Explosives Reserch Laboratory

Se han realizado varias pruebas como:

- En superficie para verificar que las mangas del propellant no reaccionan a condiciones de superficie. Figura 16
- Se realizo prueba en superficie para verificar que en algunas ocasiones cuando se ubica el cordón alrededor de la herramienta no encenderá el propellant. Los resultados de la prueba mostraron que el cordón se fragmentara y solamente se encenderá parcialmente la mezcla oxidante. Figura 17
- Pruebas adicionales se corrieron sugirieron un medio hostil con presiones de 20000 psi y 400 F que no generaron reacción
- Se realizaron pruebas de compatibilidad de fluidos con propellant mostraron que no hay reacción con acido clorhídrico, acido nítrico, xileno y alcohol.

Figura 16. "Prueba en superficie de StimGun



Fuente: Halliburton– no observo que reaccionara la manga de propellant"

Figura 17. "Prueba en superficie de StimTube"

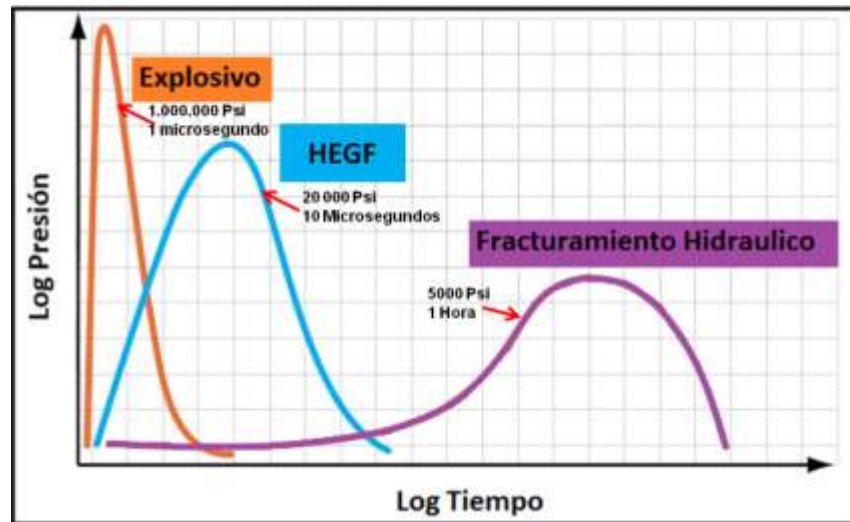


Fuente: Halliburton

### 3 DIFERENCIAS ENTRE HEGF Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, CAÑONEO

Para fundamentar la tecnología se presenta el siguiente grafico (presión/tiempo) que explica los distintos comportamientos de tres métodos de estimulación:

Figura 18. “Perfiles Presión-Tiempo para tres Métodos de Estimulación”



Fuente: Modificado de [www.thegasgun.com](http://www.thegasgun.com)

La figura 18 muestra los perfiles de presión/tiempo generalizados para tres métodos de estimulación: explosivos, estimulación con propellant, fracturamiento hidráulico.

**El Fracturamiento Hidráulico** se realiza mediante el aislamiento de una zona específica o formación en el wellbore y aplicando una presión hidráulica suficiente para superar los esfuerzos compresivos alrededor del pozo. La presión cuasi estática es aplicada hasta que los esfuerzos de tensión son creados y ocurre un rompimiento; creando fracturas de una sola ala orientadas perpendicularmente al menor esfuerzo principal In Situ.

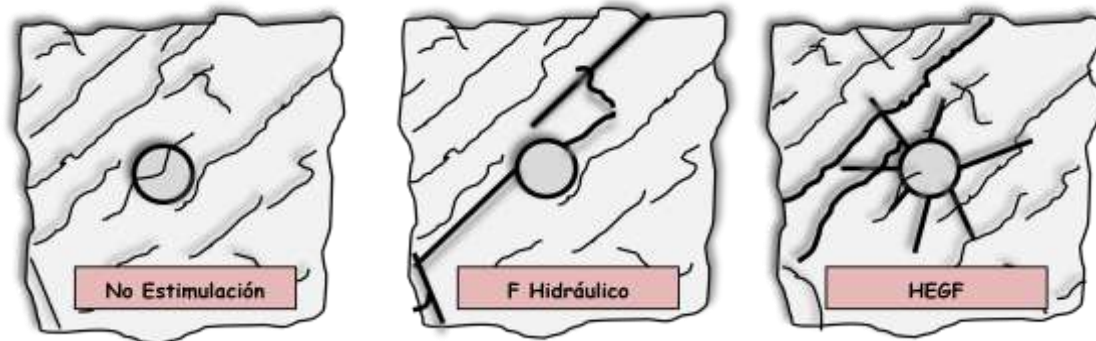
Desafortunadamente la fractura se propaga tanto verticalmente como horizontalmente buscando el camino de menor resistencia, es decir, se ha conocido de muchas fracturas hidráulicas que rompen fuera de la formación productora y entran en acuíferos y zonas ladronas; al contrario de las fracturas producidas por HEGF que son más limitadas en longitud y la presión del gas es mayor al estado de los esfuerzos in situ creando múltiples fracturas radiales con crecimiento vertical mínimo.

Investigaciones por Sandia National Laboratories mostraron que el crecimiento vertical de la fractura será no mayor que 2 a 5 ft por encima y por debajo de la zona cañoneada<sup>11</sup>. Como resultado, las fracturas de HEGF tienen mucha menor probabilidad de crecer fuera de la zona productora.

El fracturamiento con gas a alta energía nunca remplazara el fracturamiento hidráulico. Grandes tratamientos de fracturamiento hidráulico pueden crear una fractura de cientos de pies de longitud que puede ser necesaria para producir yacimientos con permeabilidades extremadamente bajas. Sin embargo, muchas zonas productoras pequeñas en pozos marginales puede no justificar el costo de estos tratamientos; entonces una estimulación con gas a alta energía puede ser una alternativa económica, requiriendo menor equipo en el sitio (In situ), siendo una excelente opción en pequeños tratamientos de fracturamiento hidráulico

Las fracturas múltiples son mucho más efectivas que las fracturas hidráulicas en yacimientos naturalmente fracturados, debido a que las fracturas hidráulicas se propagan paralelamente a las fracturas naturales, y las fracturas radiales múltiples creadas por HEGF no se pueden extender mucho pero pueden conectar el pozo con mas fracturas naturales existentes; como se muestra en la figura 19.

Figura 19. “Estimulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados”



Fuente: “[www.thegasgun.com](http://www.thegasgun.com)”

El uso de propellant tiene varias ventajas sobre el fracturamiento hidráulico que hacen de esta técnica atractiva en ciertas condiciones. Por ejemplo. Las fracturas hidráulicas que se propagan a presiones que son ligeramente más altas que el esfuerzo mínimo in situ y tiempos de bombeo que están en el orden de cientos de segundos, frecuentemente producen solo una fractura cuya orientación es perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Con el propellant se logran presiones más altas en el wellbore que son necesarias para conducir las fracturas en las direcciones menos favorables con respecto a los esfuerzos In situ generando fracturas múltiples.

Al otro extremo de la figura 18 está el perfil presión/tiempo para **explosivos de alta potencia**. Un importante aspecto común en la mayoría de veces en la configuración del cañoneo del pozo es el hecho de que no hay suficiente superficie libre cerca para que afecte el comportamiento. El fenómeno asociado con cargas enterradas a altas profundidades, como son llamados, difieren significativamente de aquellos explosiones que ocurren cerca de una superficie libre como excavaciones, cavernas, cantera y cortes de carretera.<sup>11</sup>

Los explosivos de alta potencia detonan y crea una onda de choque que hace que la roca cercana ceda y se compacte (flujo plástico). La presión creada es

extremadamente alta pero sólo duran unos cuantos microsegundos. Debido a los efectos de inercia, los esfuerzos de tensión no se producen y en lugar de eso se crean esfuerzos compresivos que aumentan el tamaño del wellbore por incrustamiento y compactación de la roca<sup>6</sup>. El wellbore aumentado, queda con una zona de esfuerzos residuales compresivos que ayudan a prevenir el crecimiento de la fractura durante la operación. Estos esfuerzos residuales compresivos y la roca compactada pueden realmente reducir la permeabilidad cerca al wellbore, generando además gran cantidad de cavings que frecuentemente llenan el wellbore con escombros que requieren días, incluso semanas para limpiarse. El uso de explosivos de alta potencia está limitado a completamiento de hoyo abierto.

Entre estos dos extremos se encuentra el Fracturamiento con Gas a Alta Energía (HEGF) que utiliza unos combustibles sólidos llamados **propellant** que pueden generar un pulso de presión que crea un fracturamiento, con un comportamiento que es muy diferente para cualquiera de los dos: fracturamiento hidráulico o explosivos; creando fracturas múltiples radiales desde el wellbore.

Según los conceptos básicos los efectos de los esfuerzos compresivos residuales creados impiden el crecimiento de la fractura cerca a la cavidad cargada de explosivos. *¿La pregunta sería como un cañoneo convencional algún día podría aumentar la producción de un pozo?* En algunas ocasiones el cañoneo puede aumentar la producción por que remueve el daño y las grietas o caminos se pueden generar de tal forma que conecten la cavidad a la región fuera del conjunto de esfuerzos; también puede ocurrir que el conjunto de esfuerzos se rompa y se desechen o se pierdan en el wellbore aunque estas posibilidades no son necesariamente predecibles o aplicables a todas las formaciones y por supuesto sería mejor si se pudiera desarrollar procesos confiables para remplazar los convencionales disparos en el pozo.

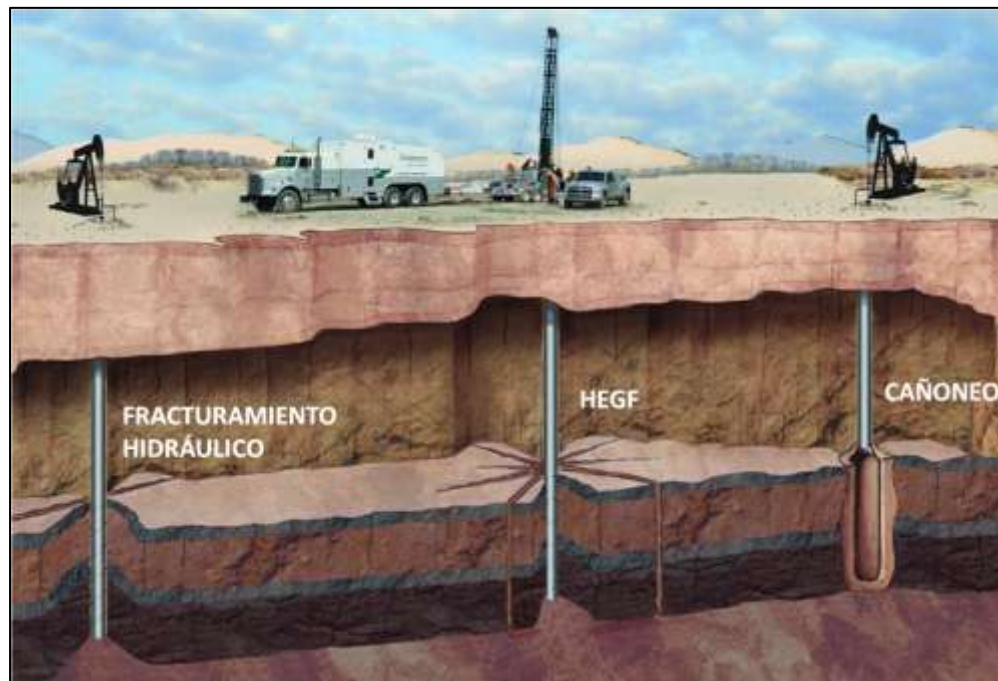
Con base en los inconvenientes generados, varias alternativas viables para el disparo de explosivos en el pozo han sido consideradas y probadas mostrando una mejora en el desarrollo en los últimos años. Un enfoque que ha recibido considerable atención es adaptar el comportamiento presión/ tiempo del explosivo o un propellant (propulsor) adecuado con el fin de mantener la presión máxima y la tasa de carga por debajo del nivel que haría que la roca se fracture (romper) y experimente (sometería ) un flujo plástico. La intención es evitar por completo la formación de un conjunto de esfuerzos mientras aun se está cargando una tasa suficientemente alta para producir múltiples fracturas desde el wellbore. Afortunadamente HEGF genera la combinación adecuada de los parámetros produciendo óptimas fracturas múltiples y evitando la formación de un conjunto de esfuerzos que aun no se conocen bien.

Los propellant sólidos en realidad no se detonan, sino que arde con gran calor pero sin explotar (deflagrar la cabeza de un fosforo). La deflagración es el proceso de combustión que tiene lugar sin ninguna fuente externa de oxígeno y crea grandes cantidades de gas de alta presión a una rápida tasa desde milisegundos a segundos facilitando la creación de múltiples fracturas radiales.

*El objetivo* es adaptar el perfil de presión/tiempo de modo que sea lo suficiente lento para cargar la roca en tensión, evitando los efectos de inercia que crean esfuerzos compresivos extremos en la carga explosiva (explosive loading: Cargando el explosivo); y lo suficientemente rápido para que una sola fractura no pueda tomar toda la alta presión del gas que ha sido producida. Si la tasa de combustión alcanza un punto intermedio de presión (entre un cañoneo y fracturamiento), se obtendrá una presión suficiente para poner otras partes del wellbore en tensión, creando múltiples fracturas que se propagan en direcciones que no se rigen por los estados de esfuerzos in situ de la tierra. Esto suministra los beneficios deseados para un óptimo drenaje cerca al wellbore y que la propagación de la fractura este contenida en la zona de interés. La duración

requerida del pulso es 10 000 veces mayor que para los explosivos y 10 000 veces menor que para el fracturamiento hidráulico. El modelo de fractura que es resultado de los tres perfiles de presión de la figura 18 se muestra en la figura 20.

Figura 20. “Comportamiento de la Fractura para tres Métodos de Estimulación”



Fuente: Modificado de [www.thegasgun.com](http://www.thegasgun.com)

Un resumen entre los distintos métodos de estimulación mostrados anteriormente se ven en la tabla 9.

Tabla 9. “Ventajas de HEGF sobre las otras Técnicas de Estimulación.”

<b>Ventajas HEGF</b> <b>Vs</b> <b>Fracturamiento Hidráulico</b>	<b>Ventajas De HEGF</b> <b>Vs</b> <b>Explosivos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mucho más bajo costo</li> <li>• Crecimiento vertical mínimo fuera de la zona productora</li> <li>• Las múltiples fracturas proporcionan una mayor permeabilidad cerca a la cara del pozo.               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Genera fracturas en cada perforación.</li> </ul> </li> <li>• Mínimo equipo necesario en el sitio               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimulación de las zonas seleccionadas sin la necesidad de colocar empaques o balones.</li> <li>• Mínimo daño a la formación por fluidos incompatibles.</li> </ul> </li> <li>• Permeabilidad homogénea para los pozos de inyección.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No genera una zona de compactación (consolidación) de la zona o conjunto de esfuerzos.</li> <li>• La presión dura más tiempo para la penetración máxima de la fractura.</li> <li>• La energía no se pierde en incrustamiento               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Máxima penetración de fractura                   <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se utiliza en el casing</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>• Menor limpieza- producción inmediata               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mas seguridad y más fácil manejo</li> </ul> </li> <li>• Puede utilizarse el casing perforado o cañoneado               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resultados predecibles</li> </ul> </li> </ul>

Fuente: El Autor

#### 4 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS MÚLTIPLES FRACTURAS CREADAS EN LA TÉCNICA<sup>13-14</sup>

La característica más notable del Fracturamiento con proppant es su capacidad para crear fracturas múltiples y para controlar el patrón de Fracturamiento. Los típicos patrones de Fracturamiento que se han observado experimentalmente han dado como resultado que dependiendo de la tasa de presurización en el wellbore el patrón de Fracturamiento varía significativamente.

Si la tasa de presurización es demasiado alta, se crea una onda de choque que hace que la roca cercana ceda y se compacte lo cual genera que no se produzcan esfuerzos de tensión y en lugar de eso se crean esfuerzos compresivos que aumentan el tamaño del wellbore por incrustamiento y compactación de la roca. Este fenómeno en la estimulación no es deseado, por que conduce a la reducción de la conductividad hidráulica en la zona cercana al wellbore y es extremadamente peligrosa para la construcción del pozo y para la estabilidad del wellbore.

Si la tasa de presurización es pequeña, se genera una sola fractura de dos alas en la dirección perpendicular al esfuerzo principal mínimo. La propagación de una fractura hidráulica ocurre como un sistema de presurización cuasi estática del pozo, suponiendo que  $\sigma_1 < \sigma_2$ , el fracturamiento es logrado primero a lo largo del plano perpendicular al menor esfuerzo principal  $\sigma_1$  cuando el aro de esfuerzos en la pared del hueco ( $\sigma_\theta$ ) llega a ser igual a los esfuerzos tensiles de la roca ( $\sigma_T$ ). Adicionalmente la presión en la cara del pozo (Presión de Rompimiento) (ecuación 2), el flujo de fluido y la variación de la presión de pozo que son inducidas por la presurización del pozo se pueden despreciar, de esta forma se genera el ala de fractura.

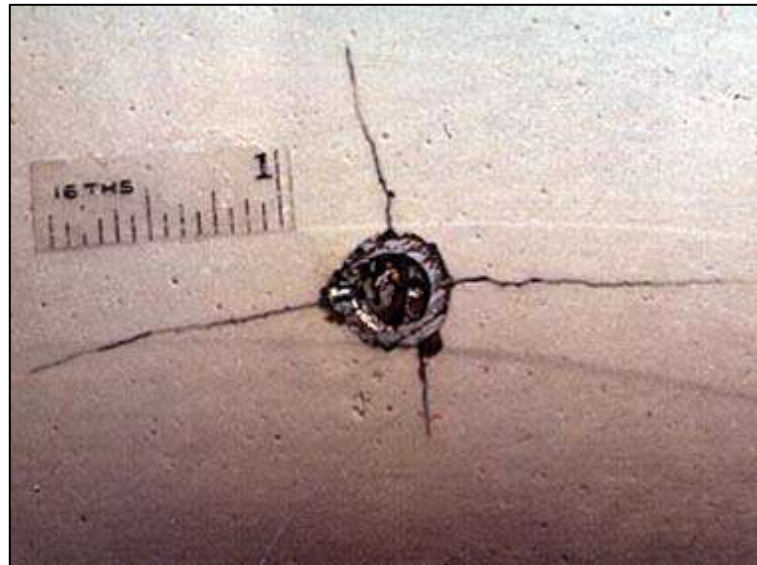
$$P_B = 3\sigma_1 - \sigma_2 - p_p + \sigma_T \dots\dots\dots(2)$$

Las dos alas de fracturas generadas duraran propagándose fuera del wellbore. La relajación del aro de esfuerzos (esfuerzos Circunferenciales) alrededor de la pared del hueco debido al desplazamiento de las superficies de las fracturas usualmente previene la iniciación de las fracturas en la superficie del pozo.

Si la tasa de presurización es alta, pero no es aplicada en tan corto tiempo como el cañoneo para crear esfuerzos residuales compresivos ocurren fracturas múltiples, las fracturas se propagan predominantemente en dirección radial del cañoneo. Estas fracturas son más largas que las generadas por un cañoneo convencional pero más cortas que las generadas por un fracturamiento hidráulico, las fracturas pueden llegar a propagarse desde 10 hasta 50 ft como se muestra en la Figura 21. El número de fracturas generadas puede depender de la tasa de presurización, propiedades elásticas de la roca y su resistencia, el tamaño del pozo, esfuerzos in situ y la presión de poro si la roca está saturada por fluido.

El objetivo de la técnica es adaptar el perfil de presión/tiempo de modo que sea lo suficiente lento para cargar la roca en tensión, evitando los efectos de inercia que generen esfuerzos compresivos extremos en la carga explosiva; y lo suficientemente rápido para que una sola fractura no pueda tomar toda la alta presión del gas que ha sido producida. Si se alcanza este equilibrio, la presión alcanza niveles suficientes para poner otras partes del wellbore en tensión, creando múltiples fracturas que se propagan en direcciones que no se rigen por los estados de esfuerzos in situ de la formación.

Figura 21. “Geometría de fractura generada por el Propellant a escala de laboratorio “.

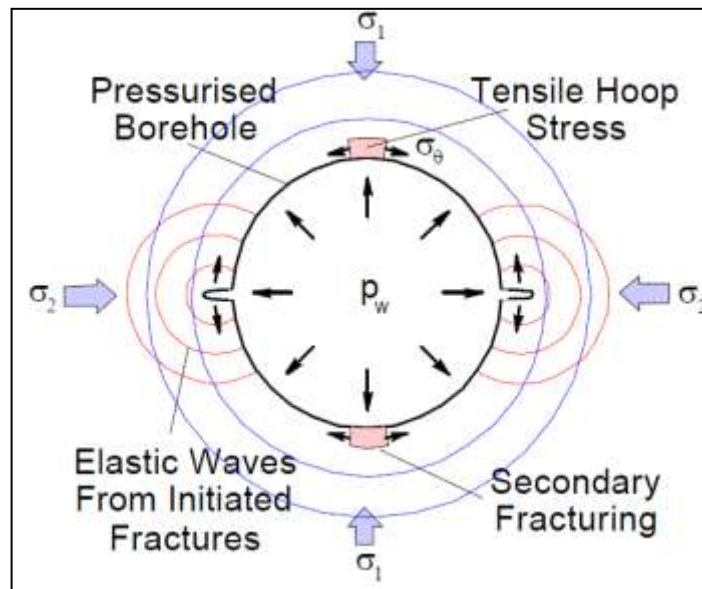


Fuente. Halliburton

#### 4.1 MECANISMO DE FRACTURAMIENTO CON PROPELLANT

El mecanismo de fracturamiento múltiple es muy diferente al de un fracturamiento hidráulico, está basado en un mecanismo de sobre caga dinámica, el cual consiste en aplicar la presión generada por la combustión del propellant y que va incrementando progresivamente mientras ocurre una redistribución de esfuerzos en una circunferencia transitoria inducida por la iniciación y propagación de la fractura, generando dos campos de esfuerzos que interactúan dinámicamente siendo estas, las ondas elásticas inducidas por la presurización del pozo y las ondas elásticas debido a la propagación inicial. Figura 22

**Figura 22. Fracturamiento Múltiple inducido por una presurización dinámica o Fracturamiento con Propellant.**



Fuente: ARMA /NARMS 04-612

El mecanismo de fracturamiento con propellant no está basado en el mismo mecanismo de fracturamiento de un Fracturamiento Hidráulico (ecuación 2), debido a que la roca puede resistir durante un corto tiempo mucha más carga que la crítica, bajo una condición cuasi estática. Como resultado de esto, la iniciación de la primera fractura en la pared del pozo ocurre a presiones  $p_w$  mucho más alta que la presión de rompimiento  $P_B$ , determinada en la ecuación 2. Como la presión es lo suficientemente alta, la circunferencia de las ondas de esfuerzos de las fracturas creadas no se pueden descargar instantáneamente en la roca cerca wellbore con esfuerzos tensiles, es decir no se pueden generar los esfuerzos tensiles, y por lo tanto la iniciación de la fractura puede continuar después del rompimiento inicial.

Durante el disparo adicionalmente se produce rotura de la cementación entre los granos y la pérdida de adherencia de las partículas dispersas de roca. El desplazamiento radial de los granos de la matriz crea un esfuerzo elástico residual en la roca inalterada más adelante en la fractura. A medida que la roca se

descomprime, el esfuerzo hace que la roca más dañada, es decir, la roca adyacente al túnel de disparo, falle pero permanezca en su lugar. El grado máximo de daño mecánico se produce sobre la superficie de las paredes del túnel, y el daño se reduce con la distancia radial a la superficie del túnel.

Las fracturas se siguen propagando hasta el final de la combustión del propellant donde las fracturas tienden a girar en dirección del plano preferencial de fractura donde son totalmente contraladas por la distribución de esfuerzos, aunque no se generara una gran curvatura, las fracturas más largas serán las que se encuentren paralelas al plano preferencial de fractura y las fracturas más cortas ocurren en los otros planos.

Después de generada la fractura, esta se mantendrá abierta debido a la erosión, ablación, rípios y deslizamiento del cierre, causado por el corte de las capas y no utiliza ningún agente de soporte como en el caso del fracturamiento hidráulico.

#### 4.2 MODELO DE FLUJO DE FRACTURA<sup>14</sup>

El modelo de flujo de fractura está basado en el flujo laminar y turbulento de un gas compresible. Está basado en la simulación del flujo de fractura de Louis (1969) y Nilson (1985), soportado en un algoritmo de diferencias finitas hacia adelante

La mezcla de flujo laminar y turbulento es descrito por separado en términos de flujo. El flujo laminar es definido por la siguiente expresión:

$$ql = \frac{\Delta P}{\Delta L} * \frac{a^3}{12\mu} \dots\dots\dots(3)$$

Donde

a: es la apertura de la fractura... ancho

$\Delta P$ : es el gradiente de presión.

$\Delta L$ : incremento en longitud de la fractura.

$\mu$ : Es la viscosidad del fluido.

El flujo turbulento es representado por la proporcionalidad:

$$qt = a^{1.5} * \left[ \frac{\Delta P}{\Delta L} \right]^{1/2} \dots\dots\dots(4)$$

Combinando las ecuaciones 3 y 4 se produce una ecuación de la mezcla de flujo en términos del gradiente de presión;  $\Delta P/\Delta L$ :

$$AQ^2 + BQ = \Delta P / \Delta L$$

$$Q = ql + qt$$

$$A = \left( C_1 * a^{1.5} * \ell \left( -1.5 * \left( \frac{\varepsilon}{a} \right) \right) \right)^{-1} \dots\dots\dots(5)$$

$$B = \frac{12\mu}{a^3}$$

Donde:

$C_1$  es una constante determinada empíricamente

$\varepsilon/a$  Es la relación que indica la rugosidad relativa de la fractura.

La ecuación 5 es una aproximación numérica debido a que proporciona una suave transición de flujo laminar a flujo turbulento. Bajo las condiciones de flujo laminar el término  $AQ^2$  es insignificante, mientras que bajo condiciones de flujo turbulento el término  $AQ^2$  domina.

El trabajo de Louis fue basado en el flujo de agua subterránea, los factores del modelo no dan resultados razonables para el flujo de gas. Por lo tanto, el modelo es calibrado para flujo de gas ajustando la constante  $C_1$  para el cambio de presión del gas, velocidad y cambio de la apertura de fractura.

Cambio en la apertura a lo largo de la fractura requiere el cálculo de un valor medio armónico para asegurar la continuidad en los cálculos del flujo de fluido. La apertura utilizada en la ecuación 5 se encontró de:

$$a = \left[ \frac{(\ell_1 + \ell_2) * a_1^3 * a_2^3}{a_1^3 \ell_2 * a_2^3 \ell_1} \right]^{1/3}$$

Donde  $a_1$  y  $\ell_1$  son la apertura y longitud del elemento 1 de fractura, y  $a_2$  y  $\ell_2$  son la apertura y longitud del elemento 2 de fractura. La unión de los elementos 1 y 2 es usada para definir el incremento de longitud  $\Delta L$ .

La compresibilidad del gas, pérdidas por filtrado y cálculos de la transferencia de calor están basados en el enfoque de Nilson. La compresibilidad del gas es definido por la ley de gas ideal, es decir:

$$P = mgRT / V \dots \dots (6)$$

Donde:

mg: masa del gas

R: Constante de compresibilidad del gas asumiendo un calor específico constante.

T: Temperatura local del fluido en la fractura

V: volumen de gas

La condensación del producto de la combustión no se tiene en cuenta. La masa de gas y la temperatura se ajustan en la ecuación 6 para tener en cuenta las filtraciones y transferencia de calor. Las pérdidas laterales por filtraciones en la pared de la roca fueron estimadas por la ecuación de flujo de Darcy unidimensional:

$$V_s = \frac{(P - P_p)}{t^{\frac{1}{2}}} \left[ \frac{K\theta}{\pi P \mu} \right] \dots \dots \dots (7)$$

Donde:

K: permeabilidad de la roca

$\Phi$ : porosidad de la roca

$\mu$ : Viscosidad del fluido

P: Presión local en la fractura

$P_p$ : Presión de poro

t: tiempo de exposición de la roca a lo largo de la fractura

La masa de gas perdida por filtraciones a lo largo de la grieta es estimada por un incremento en el tiempo por la expresión:

$$\Delta m \frac{1}{g} = V_s \rho_o (2\Delta L) \Delta t \dots (8)$$

Donde:

$\rho_o$ : es la densidad del gas de referencia

$\Delta t$ : es el incremento del tiempo para el cálculo de flujo

Las pérdidas por filtrado en el pozo se calculan de la misma forma para las pérdidas a lo largo de la fractura, excepto que la circunferencia del pozo sea sustituida para elementos de área de fractura,  $2\Delta L$ .

La transferencia de calor a la pared permeable de la roca es aproximada por la expresión:

$$q_h = \frac{T - T_\infty}{R_{conv} + R_{cond}} \dots \dots (9)$$

Donde:

$T_\infty$ : la temperatura ambiente de la roca

$R_{conv}$ : Es la resistencia a la transferencia de calor entre el fluido y la pared

$R_{cond}$ : Es la resistencia térmica asociada con la transferencia de calor por conducción dentro de la pared de la roca.

$R_{conv}$  es estimado por:

$$R_{conv} = \frac{4Pr^{\frac{2}{3}}}{\psi \rho C_p u} \dots \dots (10)$$

$\rho$ : Densidad

$C_p$ : Calor específico del gas.

$u$ : Es la velocidad del gas.

$Pr$ : Es el número Prandtl del gas

$\psi$  es definido por:

$$\psi = \frac{12}{Re} + 0.1 \left( \frac{\epsilon}{a} \right)^{0.5} \dots \dots (11)$$

$\epsilon/a$ : Es la rugosidad relativa

$Re$ : Número de Reynolds definido por:

$$Re = \left( \frac{\rho u a}{\mu} \right) \dots \dots (12)$$

$\mu$ : Viscosidad

La resistencia de calor por conducción basado en un análisis de difusión lateral unidimensional es:

$$R_{cond} = \left( \frac{\alpha \pi t}{k} \right)^{1/2} \dots (13)$$

$\alpha$ : Difusividad térmica

K: Conductividad térmica

t: tiempo de exposición

La cantidad de calor dentro de cada elemento unido (común) es estimado de la temperatura del propellant y volumen constante de calor específico. El calor es removido por transferencia de calor, resultando en una caída de temperatura. La temperatura ajustada es usada en unión con la masa de gas ajustada por pérdidas por filtrado para actualizar la presión del gas usando la ecuación 6.

#### 4.3 MODELO DE COMBUSTIÓN DEL PROPELLANT<sup>14</sup>

El modelo de combustión del propellant está basado en los resultados reportados de trabajo por Mniszewski and Napadensky (1985). Las ecuaciones están basadas en la suposición que la presión y la temperatura en el pozo se tratan como uniformes y no se considera que la masa sea quemada dentro de la fractura.

Basado en las características específicas del propellant, primero se tiene en cuenta la masa de propellant disponible para entrar en la fractura; luego el volumen disponible para la expansión del gas en el pozo y finalmente la presión en el wellbore. La temperatura actual es determinada con base en la presión, masa, y densidad de energía del gas, asumiendo un gas ideal.

La masa de combustión del propellant,  $M(t)$ , es una función del tiempo y puede ser expresada como:

$$M(t) = M_o * f(t) * [1 + k - (k * f(t))] \dots (14)$$

$M_o$ : masa inicial del propellant (kg)

$K$ : coeficiente de forma, una constante de orden 1 puede ser negativo

$f(t)$ : fracción de red quemada en función del tiempo

En la ecuación 14  $f(t)$  puede ser expresado como:

$$f(t) = f(t-1) + 2 * \left( \frac{BP * (t-1)^n}{D} \right) * \Delta t \dots (15)$$

La masa de gas en el wellbore es:

$$M_{wb}(t) = M(t) - M_c(t) \dots (16)$$

**$M_c(t)$** : Pérdida de masa de gas a las fracturas (kg), según como fue calculado por el modelo de flujo de gas en la fractura dado por la ecuación 4. El volumen del pozo disponible para la expansión del gas,  $V_{wb}(t)$  es descrito por la expresión:

$$V_{wb}(t) = V_i + V_e(t) + M_o * \left[ \frac{1}{\rho} + \frac{f(t) - 1}{\rho_s} \right] \dots (17)$$

**$V_i$** : volumen de aire que inicialmente rodía el contenedor del propellant del propellant (m<sup>3</sup>), igual a cero cuando es restringido por liquido.

**$V_e(t)$** : volumen de expansión elástica del wellbore (m<sup>3</sup>)

**$\rho$** : densidad del propellant como inicialmente se había empacado (kg m<sup>-3</sup>)

**$\rho_s$** : Densidad de sólidos en el propellant (kg m<sup>-3</sup>)

La presión en el wellbore es:

$$P(t) = \frac{M_{wb}(t) * F}{V_{wb}(t) - [M_{wb}(t) * C]} \dots (18)$$

Donde:

$M_{wb}(t)$ : masa de gas en el wellbore (kg)

F: densidad de energía del propellant (J. kg<sup>-1</sup>)

C: m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup>

#### 4.4 PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA DESPUÉS DEL ROMPIMIENTO<sup>15</sup>

Bajo cargas dinámicas, el rompimiento del hueco a presión no se produce instantáneamente, pero si se produce durante un tiempo finito, requerido para la redistribución y estabilización del estado de los esfuerzos alrededor del pozo. El éxito del fracturamiento con propellant es usualmente estimado en las bases de mejorar la productividad, que no puede ser igualado por ningún modelo existente. La principal dificultad está relacionada al hecho de que el patrón de fracturamiento creado es desconocido, es decir, el número de fracturas, sus longitudes y anchos y por lo tanto los criterios de diseño todavía son solamente empíricos. La falta de evidencia de que las fracturas creadas por fracturamiento con propellant permanecen abiertas después de la relajación de la presión, permite considerar el fracturamiento con propellant como una técnica de estimulación no segura.

El tiempo de rompimiento puede ser calculado aproximadamente como:

$$t_B = d / C \dots (19)$$

Tasa de combustión:

$$R = A (0.175 * P \text{ (Mpa)})^n \dots (20)$$

Para un diámetro del pozo de  $d = 0.2 \text{ m}$  y la velocidad de la onda compresiva  $C = 2000 \text{ m/s}$  llega a  $t_B \approx 0.1 \text{ ms}$ .

Uno puede esperar que el tamaño de las fracturas alrededor del pozo sea de orden de el radio del pozo,  $d/2$  o más pequeño en el tiempo  $t_B$  después de la iniciación de rompimiento, porque la velocidad de la propagación dinámica de las fracturas está restringida a la velocidad de la onda de corte (también conocida como la velocidad de Rayleigh )

$$C_R = \sqrt{G/\rho} < C \dots \dots \dots (21)$$

Lo que sucede después depende del patrón de Fracturamiento creado durante el rompimiento y el escenario de la presurización del pozo. Si la tasa de presurización deja de crecer debido a la leak-off en la propagación de las fracturas y la expansión de la zona presurizada a lo largo del wellbore, las fracturas rápidamente lograrán un estado de equilibrio y continuar la propagación de una forma cuasi estática. Si la presurización aumenta, la propagación dinámica puede continuar hasta que la tasa de leak-off crítica sea lograda o el propellant sea totalmente consumido. La detención de la fractura es casi siempre causada por la tasa de pérdida de volumen de gas debido a las fugas adyacentes a la roca y a que el enfriamiento térmico sea mayor que la tasa de volumen ganado debido al flujo desde el pozo en la fractura.

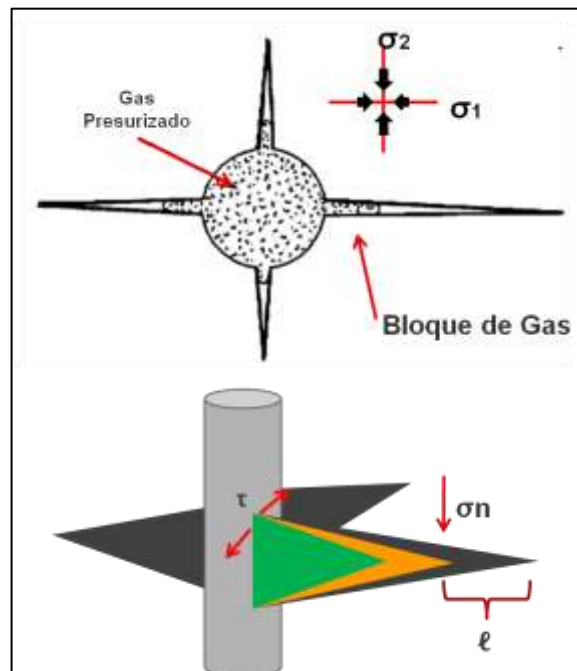
Una variación en la resistencia de tensión resulta en un cambio en la longitud de la fractura. Esto implica que la longitud final de la fractura es relativamente insensible al criterio de ruptura usado para predecir la propagación. Esto puede ser explicado asumiendo la presión del gas como una cuña o bloque de gas haciendo avanzar la fractura (figura 23). La distancia al frente de la cuña que la fractura propagara es

controlada por el criterio de ruptura. Sin embargo la distancia desde el pozo para que la presión en la cuña pueda ser mantenida es controlada por otros factores.

La clave para la propagación de la longitud de fractura es mantener la presión por detrás de la punta de la fractura. Si la presión del gas en la cuña es menor que  $\sigma_1$  y alcanza la punta de la fractura, la orientación preferida para la fractura será paralela a  $\sigma_1$ , y la fractura girara y se convertirá en una fractura hidráulica. El objetivo es que la presión en la cuña siempre sea alta para que me permita crear un método de empuje y propagación de la fractura.

Mantener la presión en la fractura llega a ser difícil para largas fracturas debido a un mantenimiento térmico, fugas de gas y resistencia al flujo causado par la relativamente pequeña apertura.

**Figura 23. Mecanismo de propagación de la Fractura.**



Fuente: Itasca Consulting Group, Inc

Es difícil estimar por cuánto tiempo dura la fase dinámica de Fracturamiento y en que longitud de fractura la propagación de la fractura llega a ser cuasi estática. En ausencia de observación experimental, se puede suponer las siguientes observaciones:

- El criterio de propagación de la fractura bajo una carga cuasi estática, basada en la concentración de esfuerzos críticos cerca a la punta, puede ser aplicado a la propagación dinámica de la fractura.
- Los factores de intensidad de esfuerzos dinámicos estimados son solamente cerca del 30% más pequeños que unos cuasi estáticos y por lo tanto el espesor de la fractura convencional puede ser usado para el modelamiento de la propagación de las fracturas
- Las pérdidas en el intervalo del pozo presurizado en la formación no se tienen en cuenta pero las pérdidas de fluido dentro de las fracturas creadas si son tomadas en cuenta. Adicionalmente las pérdidas de presión por fricción son despreciables.
- El intercambio de calor entre gas y el fluido del pozo, que conduce a la refrigeración y contracción del gas del propellant son despreciables.

## 5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Pozos de aceite y gas han sido estimulados con explosivos de gran potencia desde finales de 1800. Sin embargo, que el término “well shooting: Pozo cañoneado” fue originado muchos años antes cuando los pozos de agua fueron rejuvenecidos por cañoneo para hacer producir el pozo. El cañoneo aquí se refiere a cualquier rápida liberación de energía de una reacción química en el wellbore con el objetivo de la estimulación de la producción por el fracturamiento de la roca del yacimiento.

Esto incluye explosivos, (sólido, líquido y gas) propellants que deflagran en lugar de explotar. En un amplio sentido, el cañoneo ha sido aplicado en varios campos geotécnico, por ejemplo la preparación de una capa de shale bituminosos para un verdadero tratamiento in situ, la preparación de depósitos de mineral subterráneo para soluciones de minería, etc. Pero debido al daño que genera en el wellbore, el riesgos de seguridad han reducido el número relativo de pozos estimulados con explosivos de alta resistencia. Al contrario del fracturamiento hidráulico que en los recientes años ha sido favorecido, y sofisticadas técnicas, equipos, fluidos de fracturamiento, y propante han sido desarrollados para optimizar el proceso de fracturamiento hidráulico.

Desafortunadamente, un esfuerzo similar hacia un entendimiento general y proceso de optimización ha faltado para el cañoneo. Sin embargo recientes hallazgos han arrojado una nueva luz en el proceso dinámico de fracturamiento del wellbore. Estos resultados indican que una gran mejora se puede lograr utilizando gas de alta energía a partir propellant.

HEGF es una técnica de estimulación que ha sido implementada en varias partes del mundo, a continuación se hace un breve resumen de sus aplicaciones y se



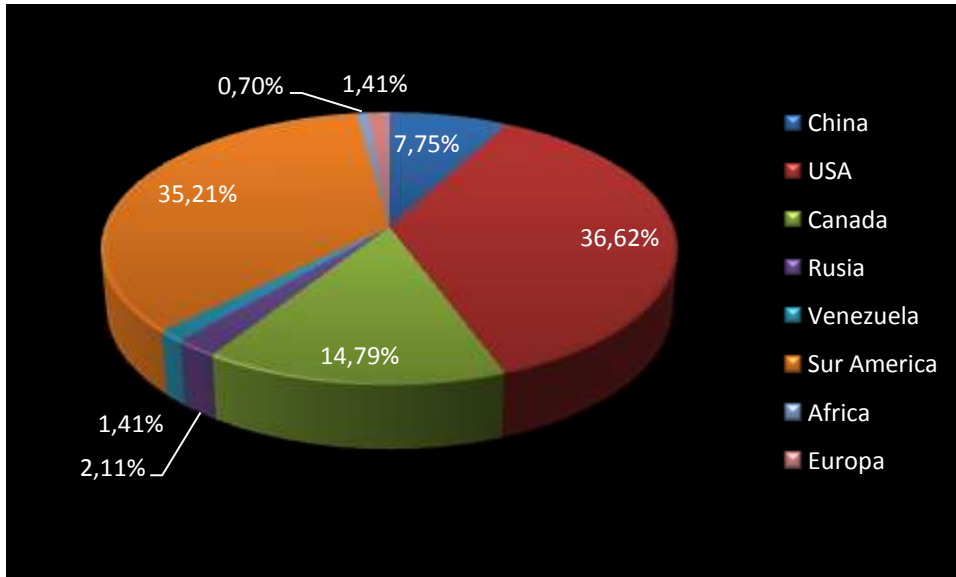
muestras unos breves casos de estudio, mostrando las ventajas de la estimulación sobre las tradicionales estimulaciones de explosivos y fracturamiento hidráulico.

***Inyección de agua en Arena Bradford:*** En noviembre de 2006, cuatro pozos fueron inyectados con agua en el condado de Cattaraugus, New York, fueron estimulados, dos con GasGun y dos con nitroglicerina. Los pozos son parte de una amplia inyección de agua fueron completados a pozo abierto en la formación de arenisca Bradford a 1600ft. Antes de la estimulación, las tasas de inyección fueron cero en todos los 4 pozos. Aproximadamente 130 ft de la formación fue tratado en cada pozo. Los estimulados con nitro implican gastos significativos en la limpieza, y se consiguió tasas de inyección de 15 BPD de agua. En contraste, los pozos tratados con el GasGun no tuvieron gastos de limpieza y se consiguió tasas de 60 y 90 BPD de agua. Basado en estos resultados, todos los pozos de inyección y muchos de los pozos de producción en el campo fueron estimulados con el GasGun con un éxito similar.

***Dolomita- Arbuckle:*** La estimulación de pozos de aceite en la Dolomita - Arbuckle en Kansas presenta un desafío diferente o especial. Esta formación se sabe que se encuentra sobre una gran cantidad de agua. El fracturamiento hidráulico y incluso una ligera acidificación comúnmente resulta en la migración de la fractura vertical a la zona que contiene el agua. Como resultado, muchos operadores han adoptado una estrategia de implementación de GasGun para crear una fractura en red que no migre fuera de la zona, seguido con un ligero tratamiento ácido que usualmente va en el vacío. La producción de aceite típicamente incrementa con un poco o ningún cambio en el porcentaje de la producción de agua. Cerca de 200 pozos en Arbuckle han sido tratados con este método y se ha logrado éxito en aproximadamente un 75% con un promedio de 3 a 10 veces el aumento en la producción.

A nivel mundial ha sido aplicada ampliamente como se muestra en la figura 24 y figura 25:

Figura 24. Casos de aplicación a nivel mundial.



Fuente: Autor

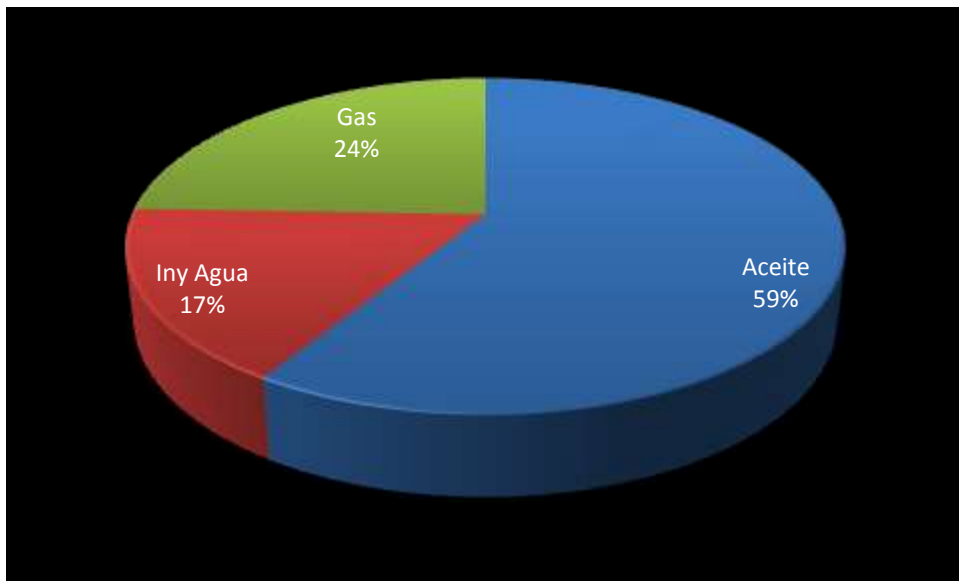
Figura 25. Aplicación a Nivel Mundial



Fuente: Autor

Esta tecnología puede ser aplicada tanto pozos productores de gas y aceite como para inyección de agua. De los casos revisados se muestra la siguiente figura con la relación de los pozos a los que ha sido aplicado:

**Figura 26. Porcentaje de aplicación de HEGF para diferentes tipos de pozos**



Fuente: Autor

## 6 CONDICIONES NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA HEGF

En este capítulo se muestra todos los parámetros necesarios para la implementación de la técnica fracturamiento con gas a alta energía (HEGF).

**Masa del propellant<sup>16</sup>:** Para generar múltiples fracturas radiales es necesario una adecuada selección del propellant, que se encuentra disponible en un rango de tamaño de grano y tasas de combustión. Para pozos no entubados el tipo de combustión está en función del diámetro del pozo y la roca, pero en el caso de que el pozo este entubado se suministra una restricción adicional, hay que tener en cuenta ciertos factores como diámetro, orientación y densidad de perforación y tamaño de la carga de propellant.

Según el tamaño del propellant, se generara cierta cantidad de gas y por esto este gas debe contar con el espacio suficiente para poder salir sin generar un daño en el casing. Por ejemplo se realizaron 8 experimentos:

**Tabla 10. Valores de parámetros variables en un tratamiento de HEGF**

	Wet / Dry	Perforaciones			Propellant		Diámetro contenedor (in)
		Perf / ft	Diámetro (in)	Fase en grados	Tipo	Peso (lb)	
A	D	4	0.375	120	M5(B)	4.75	1.75
B	D	4	0.375	120	M5(A)	4.00	1.75
C	D	4	0.375	90	M5(B)	6.00	1.75
D	W	4	0.375	90	M5(B)	5.25	1.75
E	W	6	0.6	120	M30(B)		2.66
F	W	6	0.6	120	M5(B)	13.00	2.66
G	D	6	0.6	120	M30(B)	10.35	2.66
H	W	4	0.375	180	M5(A)	4.60	1.75

Fuente: Spe 15253

**Tabla 11. Características de los propellant.**

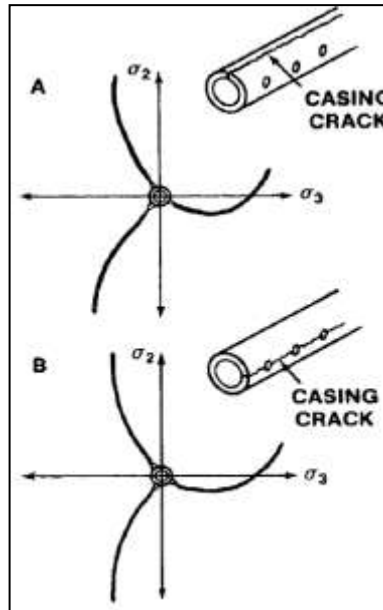
Variable	M5A	M5B	M30B
Longitud del grano (mm)	6.73	11	23.75
Diámetro del grano (mm)	1.40	5.00	11.87
Diámetro Perforación (mm)	0.33		1.07
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	1660	1660	1660
Temperatura (K)	3245	3245	3040
Contante de producción de gas (m <sup>3</sup> /kg)	0.88	0.88	0.96
Constante de tasa de combustión (A)	0.000761	0.000761	0.00576
Constante de tasa de combustión (n)	0.895	0.895	0.652

**Fuente: Spe 15253**

Los experimentos A y B fueron diseñados para producir una cantidad insignificante de gas que pudiera salir a través de las perforaciones. La carga del propellant fue de un tamaño para producir una presión máxima que pudiera ser contenida sin dañar significativamente el casing.

Se mostro una presión máxima de 20000 psi, que luego cayó por la fractura del casing y después aumento de nuevo hasta 40000 psi, la fractura mostro una propagación para cada línea de perforación y después giro hacia la dirección de propagación de la fractura hidráulica. Se observo longitudes de fractura de hasta 8 ft. Ocurrió una sola división en el casing para cada experimento. El daño fue mínimo, el casing no se deformo y la abertura fue cerrada. Figura 27

Figura 27. Comportamiento de fractura y casing caso A y B



Fuente: Spe 15253

Los experimentos E y G fueron diseñados para maximizar el flujo de gas a través de las perforaciones durante la combustión del propellant y entonces limitar la presión máxima obtenida. Los experimentos fueron idénticos excepto por que E fue llenado con agua y G estaba libre de agua.

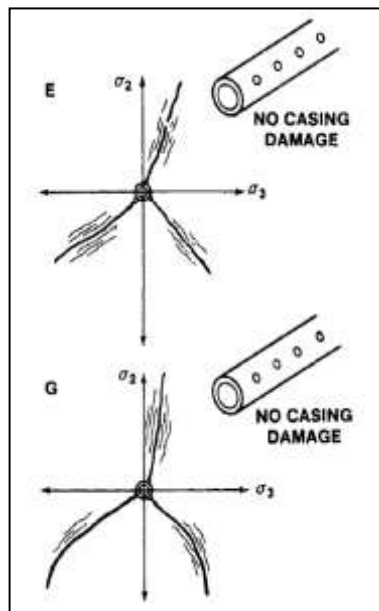
Los experimentos maximizaron el flujo de gas a través de las perforaciones durante la combustión del propellant, y así minimizar el daño del casing usando el diámetro máximo de perforación práctico 0.6 in y espaciamiento de 6 ft y mediante el uso de grano de propellant de gran tamaño (M30B) y extender el tiempo de combustión. El uso de propellant más lento y perforaciones más grandes hizo posible el uso de más grandes contenedores de propellant 2.6 in para más grandes extensiones de fractura.

Se registraron presiones máximas de 12600 psi y 16 500 psi. Estos resultados son consistentes con los de pozo no entubado, pozo lleno de líquido, donde el tiempo de ascenso de presión se considero que fue más rápido y se considero que la presión máxima fue más baja que las medidas en seco y en pozo no entubado.

La geometría de fractura observada fue similar a la de A Y B .las fracturas creadas de cada línea de perforación y dobladas hacia el plano normal al mínimo esfuerzo in situ aumentando la distancia desde el pozo. La longitud de la fractura no se determino con precisión fue mayor 10 ft. Figura 28

Un fenómeno observado en el patrón de fractura fue la presencia de un número de pequeñas fracturas paralelas a las tres principales fracturas. Estas fracturas se pueden ser debido a las variaciones de la estructura de la roca. No se produjeron daños en el casing. Los resultados del fracturamiento para los experimentos sin agua y con agua fueron esencialmente idénticos. Esta combinación de parámetros de perforación y propellant suministran un buen fracturamiento sin dañar el casing.

**Figura 28. Comportamiento de fractura y casing caso E y G**

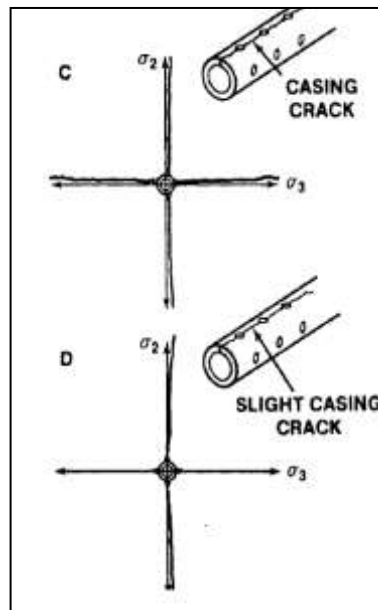


**Fuente: Spe 15253**

Los experimentos C y D fueron similares a los de A y B excepto que tenían una fase de 90° y las perforaciones fueron orientadas a lo largo del plano principal de esfuerzos. Ambos experimentos utilizaron propellant M5B.El experimento C estaba

libre de líquido, el experimento D estaba lleno de líquido. Para C las fracturas estaban en el plano principal de fractura y ligeramente más largas que para A y B. El casing se agrietó a lo largo de la línea superior de perforación. Para el experimento D el casing se dividió de nuevo en la parte superior y resultó solo fracturas verticales. No ocurrió fracturamiento a través de perforaciones horizontales en esta prueba con llenado de agua. Figura 29.

**Figura 29. Comportamiento de fractura y casing caso C y D**



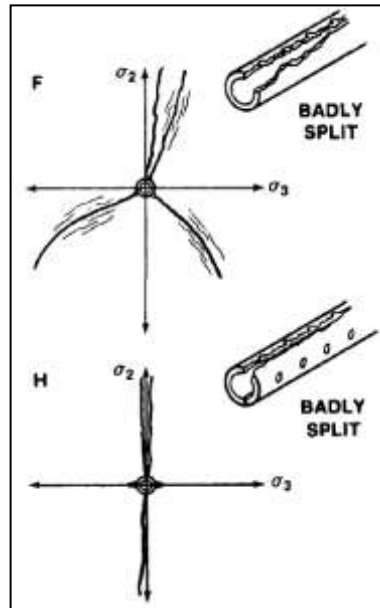
**Fuente: Spe 15253**

*El experimento F* usó la misma geometría de perforación y tamaño de contenedor de propellant como en E y G, pero fue usado propellant mucho más rápido M5B en lugar de granos mas grandes M30B. El uso de propellant M5B produce fracturas aceptables espaciadas de  $120^\circ$ . Sin embargo el daño del casing fue excesivo y un cuarto tipo de fractura hidráulica vertical desprendió una gran grieta abierta en la parte superior del casing.

*El experimento H* fue un intento para producir solamente fracturas perpendiculares a la dirección de la fractura hidráulica. Las fracturas fueron orientadas paralelamente al esfuerzo mínimo in situ, es decir, horizontalmente. Se utilizó

propellant M5A muy rápido en un contenedor del mismo diámetro del pozo con agua. El casing se dividió verticalmente en la parte superior e inferior. No ocurre fracturamiento a través de las perforaciones. Figura 30

**Figura 30. Comportamiento de fractura y casing caso F y H**



**Fuente: Spe 15253**

Podemos concluir entonces que la adecuada selección del propellant según las condiciones del pozo es importante. Es deseable utilizar un diámetro mayor de perforación y espaciamiento con propellant lentos, permitiendo mayores cargas de propellant. Se pudo observar que no existe un problema al implementar la técnica HEGF tanto para pozos con líquido o libres de líquido, generando la misma geometría de fractura.

**Integridad del Casing:** Se debe verificar el estado del casing antes de realizar la operación debido a que será sometido a una presión muy alta y si la integridad del casing no es adecuada el tratamiento puede causar que se fracture el casing y se puede obtener producción de zonas no deseadas o producción por el anular

además de generar pérdidas de gas, que me generan reducción en la energía. Entonces se deben realizar pruebas que verifiquen la integridad del casing.

**Cementación:** La cementación del pozo debe ser buena, ya que si es deficiente se pueden comunicar zonas adyacentes a la formación objetivo y conducir fluidos no deseados

**Tamaño del Casing:** El sistema actual de HEGF puede ser operado para casing entre 2 3/8" y 7". En cuanto al grado del casing no se presenta ninguna restricción pero debe tener la resistencia adecuada para soportar la presión al que va ser sometido para evitar fracturarlo.

**Rathole<sup>17</sup>:** Los empaques deben estar por lo menos a 50 ft. Cuando se realiza una operación de HEGF se cuenta con un sistema de registro de presión de alta velocidad en fondo que me permite extraer información del tiempo de ascenso de presión, presión máxima, presión de cierre de fractura. Si la herramienta está muy cerca al empaque se producen reflexiones de presión que afectan la herramienta mientras ocurre la combustión del propellant. La reflexión me genera una presión adicional aumentando la velocidad de combustión del propellant resultando en una mayor presión de combustión. Y generándose medidas no confiables de presión en superficie.

Si la tecnología se va a utilizar como un mini frac, estas ondas de reflexión de la presión me van generar que no tenga en superficie los datos reales de cierre de fractura.

**Columna de Fluido:** Se debe contar con mínimo 100 ft de columna de fluido o de arena para poder dar estabilidad a la operación. En el momento de realizar la operación se está suministrando una presión muy alta en muy corto tiempo el objetivo de la columna es dar estabilidad para restringir el movimiento de la herramienta durante la operación.

**Centralización:** El sistema siempre debe estar centralizado para dar mayor estabilidad. El propellant no es un combustible, está compuesto de elementos que no explotan y que sirven para facilitar la combustión de otros elementos como el perclorato de potasio, que reacciona a la fricción o choque. Por esta razón se debe evitar el contacto o fricción del propellant y siempre se debe garantizar que la manga de propellant esté bien centralizada.

**Densidad de Disparo:** Se debe tener por lo menos 4spf y nunca a 0 fase, para que el gas a alta presión pueda salir del cañón y evitar acumulación de gas a alta presión que cause la fractura de la herramienta.

**Propellant:** El propellant de combustión progresiva debido a su presión aumenta lentamente pero permanece por más tiempo lo que se convierte en mayor energía para seguir aumentando la longitud de la fractura. Si se desea grandes longitudes de fractura utilizar propellant de combustión progresiva y si al contrario se desean fracturas cortas utilizar propellant de combustión regresiva.

**Profundidad:** no se tiene limitantes en cuanto a la profundidad, pero se han realizado trabajos desde 200 ft hasta 15000 ft.

**Inclinación del Pozo:** Inclinación máxima 60 °

**Temperatura y Presión del Yacimiento:** Se debe revisar la presión y la temperatura del yacimiento debido a la estabilidad del propellant, la presión y temperatura máximas. Temperatura máxima de 350 °F. Presión hidrostática máxima de 8000 psi.

**Espesor de la Formación:** Debe ser máximo de 10 ft, si es mayor las zonas deben ser estimuladas con múltiples herramientas, se puede estimular hasta 50 ft en una sola corrida.



**Presión de Overburden:** En pozos más profundos donde es mayor el overburden se requiere más energía para compensar los esfuerzos de overburden y generar la fractura, por esto se debe tener en cuenta la presión de overburden en el momento de diseño del trabajo y elección del propellant, masa y tamaño a utilizar.

## **7 METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA EN POZOS COLOMBIANOS.**

La tecnología de HEGF tiene una serie de restricciones y condiciones para su aplicación. Para la selección de los pozos candidatos, se propuso una clasificación a partir de los siguientes criterios que fueron explicados en el capítulo anterior:

- Aspectos mecánicos
- Aspectos operacionales
- Aspecto de yacimiento.

### **Aspectos Mecánicos**

En esta sección se clasificaron todas las restricciones mecánicas, las cuales fueron priorizadas según la dificultad que generarían para la aplicación.

- Integridad del Casing
- Cementación
- Tamaño del Casing
- Columna de Fluido
- Centralización de la herramienta
- Rathole

## **Aspectos Operacionales**

En esta sección se clasificaron todas las restricciones operacionales, las cuales fueron priorizadas según la dificultad que generarían para la aplicación.

- Densidad de Disparo
- Propellant
- Profundidad
- Inclinación del Pozo

## **Aspecto del Yacimiento**

En la implementación de la tecnología no sólo existen restricciones de tipo mecánico, también existen algunas con respecto al yacimiento. El principal objetivo en el momento se considero yacimientos de gas natural en formaciones de baja permeabilidad (las fracturas deben aumentar la conductividad hidráulica cerca al wellbore, facilitando el flujo de gas al wellbore) y también formaciones apretadas de shale que pudieron ser utilizados para el entierro de residuos peligrosos (la inyectividad requerida debe ser estabilizada).

- Temperatura y Presión del Yacimiento
- Espesor de la Formación

A continuación se muestra la metodología como guía para implementar la tecnología HEGF:

1. Asegurar que la masa de propellant sea la adecuada para la configuración del pozo.
2. Seleccionar el propellant de acuerdo a la energía necesaria para la configuración de la fractura.
3. Analizar la integridad del casing.
4. Analizar la cementación del pozo.
5. Verificar que el diámetro del pozo se encuentre entre 2 3/8 " y 7 ".
6. Verificar que exista una columna de fluido de mínimo 100 ft.
7. Garantizar que la herramienta este centralizada.
8. Garantizar un Rathole mínimo de 50ft.
9. Se debe tener por lo menos 4spf y nunca a 0 fase.
10. Verificar que la inclinación del pozo sea máximo 60 °.
11. Se debe verificar la presión y la temperatura del yacimiento debido a la estabilidad del propellant, temperatura 350°F, la Presión hidrostática máxima de 8000 psi.
12. Espesor máximo de la formación 10 ft.

## **8 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FRACTURAMIENTO CON GAS A ALTA ENERGÍA (HEGF) A ALGUNOS POZOS COLOMBIANOS**

El objetivo de este trabajo fue evaluar y estudiar la tecnología de Fracturamiento Hidráulico con Gas a alta Energía como una estrategia de estimulación de pozos debido a las restricciones que presentan las técnicas de estimulación convencionales. En este capítulo se realizó un pronóstico de producción en Wellflo, comparando la producción actual del pozo con la producción generada en caso de implementar HEGF; calculando un incremental de producción.

A continuación se muestran los parámetros necesarios para realizar el modelamiento del estado actual del pozo en Wellflo de los pozos seleccionados:

- Correlación PVT
- API
- GOR
- BSW
- PMP
- $P_b$
- $P_{wf}$  (calculados)
- $Q(B/D)$
- $P_{yto}$  (Calculado)
- $T_{yto}$  (Calculado)

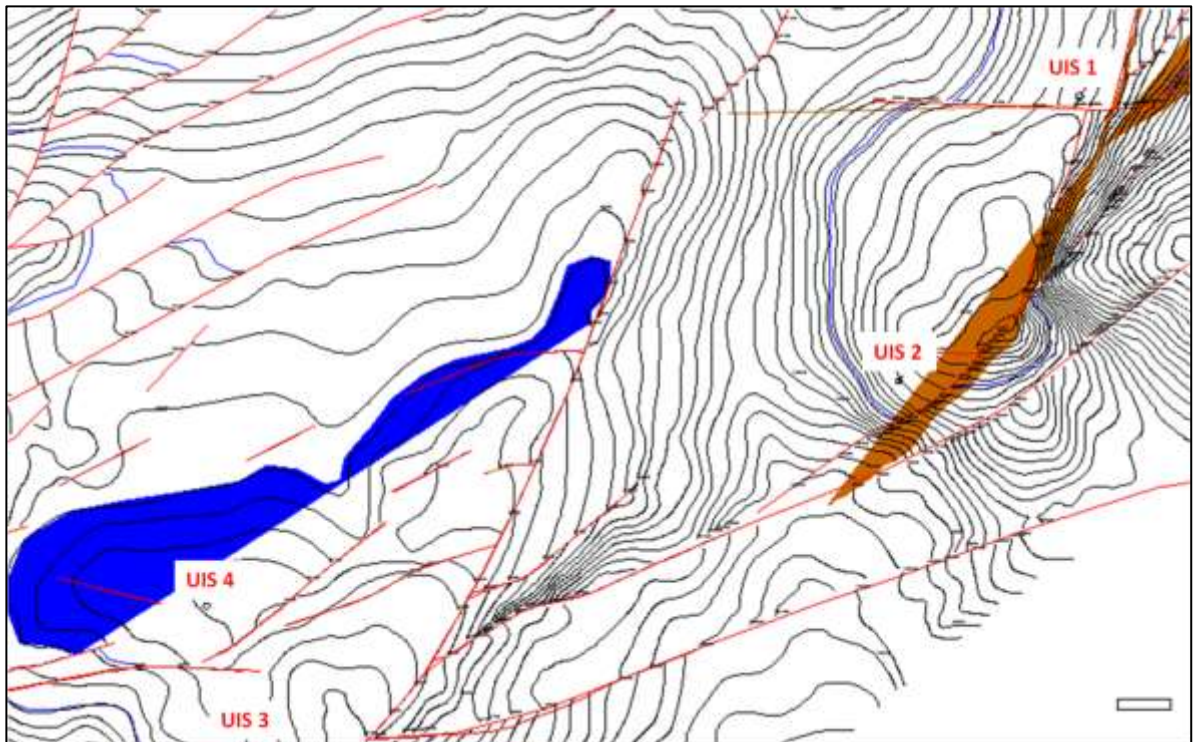
Los parámetros mencionados anteriormente fueron sacados de la base de datos de OFM y otros como en el caso de  $P_{yto}$ ,  $T_{yto}$ ,  $P_{wf}$ , fueron calculados de la siguiente manera:

## 8.1 CALCULO DE LOS PARÁMETROS PARA EL MODELAMIENTO

### 8.1.1 Correlación de Pruebas PVT

Antes de correlacionar las pruebas PVT es necesario ubicar las fallas entre los pozos a correlacionar. Para poder seleccionar los pozos indicados esto se realiza en caso de que nos falte información puntual del pozo de estudio. En la siguiente imagen se encuentran los pozos seleccionados para la tecnología.

**Figura 31. Ubicación de todos los pozos.**

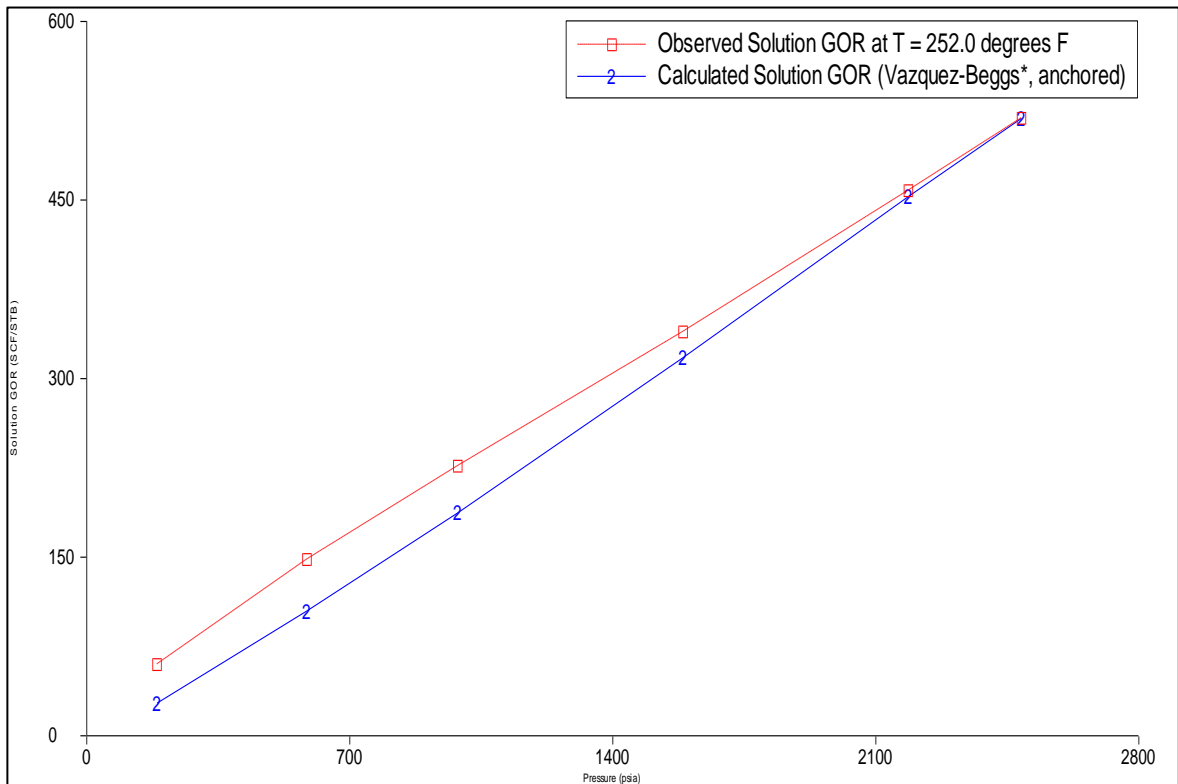


**Fuente. Base de datos OFM**

Para la información de los PVT no se tenía para cada pozo entonces se correlacionaron con pozos cercanos teniendo en cuenta que fuera de la misma formación, que no existieran fallas entre ellas y se realizó el macheo de la siguiente información:

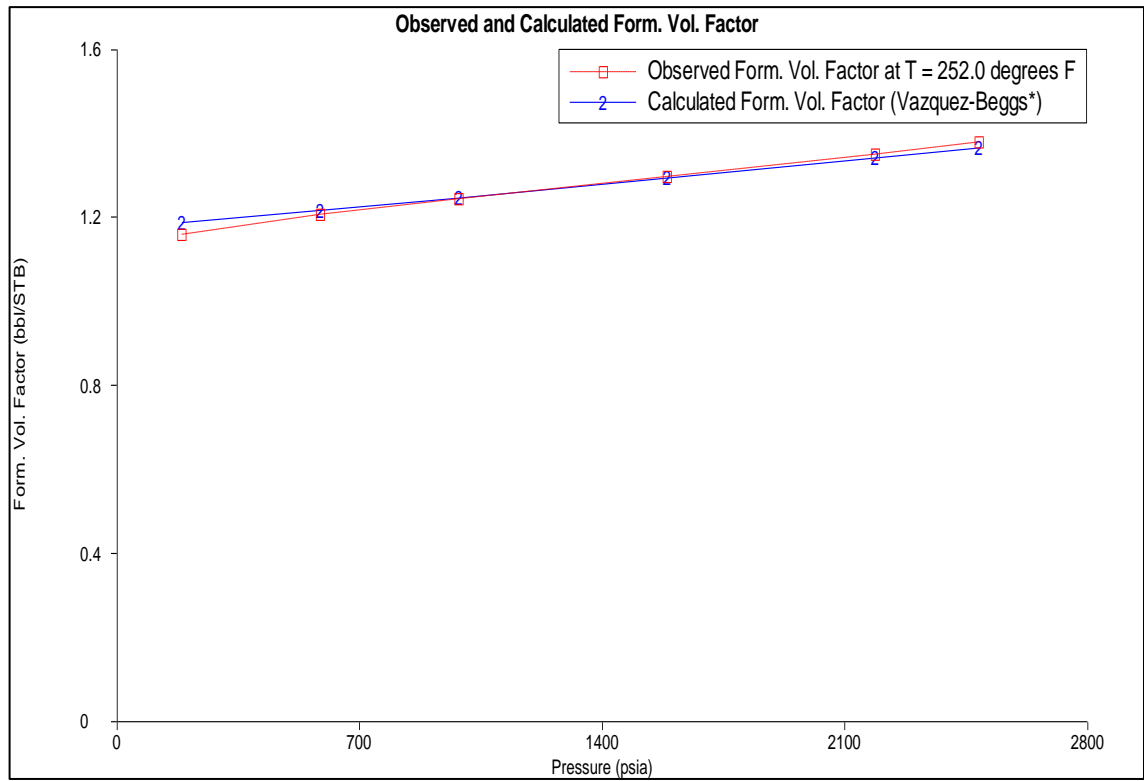
- Presión de Burbuja.
- GOR en Solución. Figura 32
- Factor Volumétrico de la Formación. Figura 33
- Viscosidad Aceite. Figura 34
- Viscosidad del Gas.

**Figura 32. Macheo para el GOR en Solución**



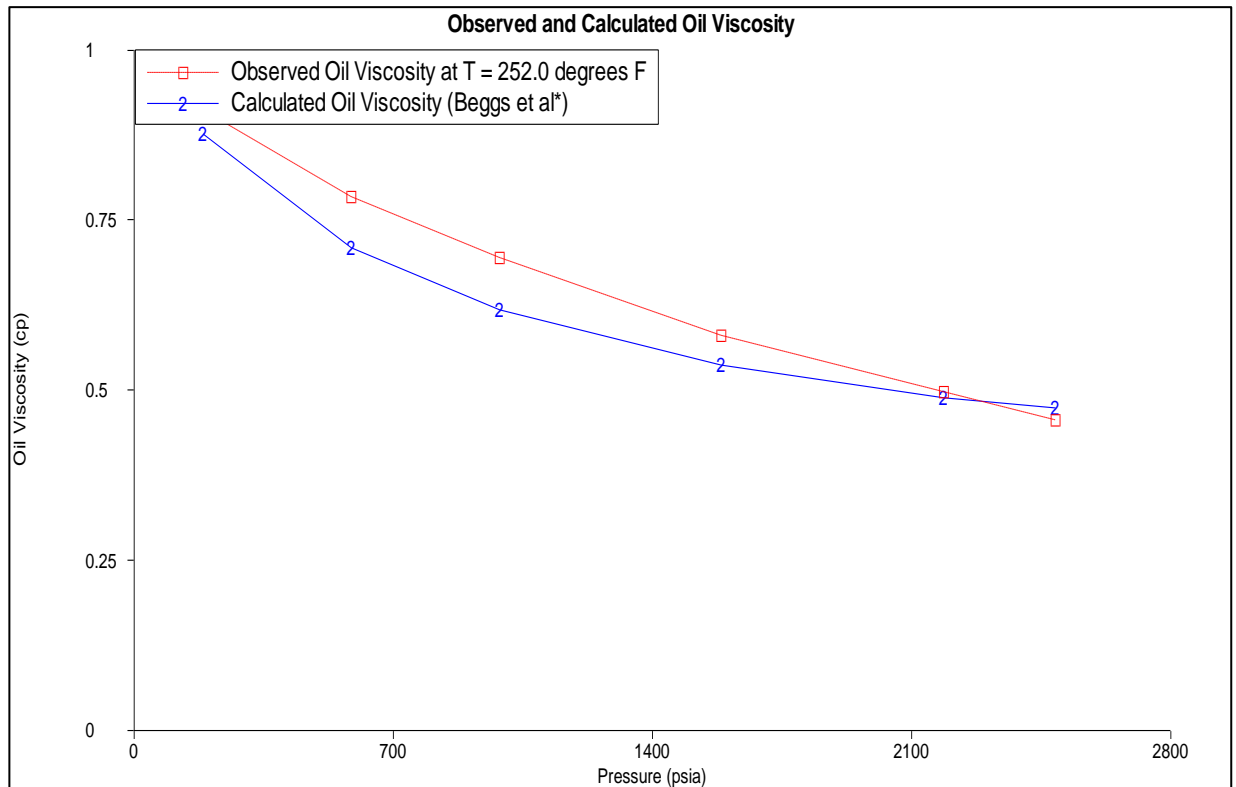
**Fuente: Base de Datos OFM**

**Figura 33. Macheo para Factor Volumétrico de Formación**



**Fuente: Base de Datos OFM**

**Figura 34. Macheo para la Viscosidad del aceite.**



**Fuente: Base de Datos OFM**

### 8.1.2 Presión de Yacimiento:

La presión de yacimiento fue calculada por dos formas diferentes, las cuales se enuncian a continuación:

- Correlación de registros Gamma Ray
- Reportes MDT

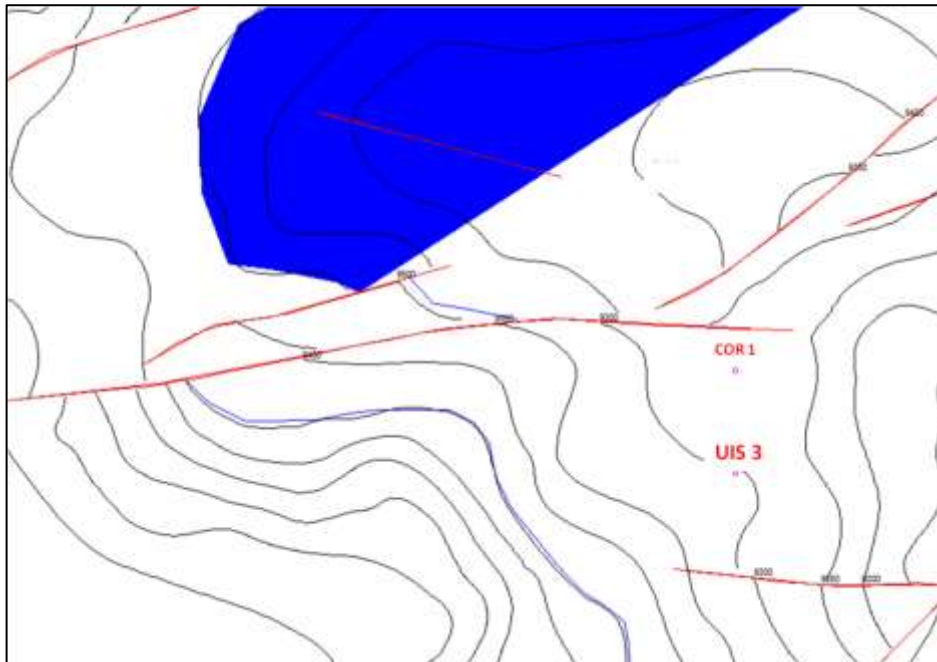
**Correlación de registros Gamma Ray:** Para calcular la presión de yacimiento a partir de correlación de registros Gamma Ray, se utilizó la base de datos de OFM para identificar los pozos cercanos con la misma zona de interés que no se encontraran divididos por fallas. Contando con la información de reportes MDT para poder realizar la correlación. Posteriormente, se observaron las similitudes

entre los dos registros partiendo de las profundidades de la misma formación para ambos pozos. La profundidad a la cual ambos registros coincidieron fue registrada y a partir de la información del pozo cercano se calculó un gradiente de presión que finalmente fue utilizado para calcular la presión de yacimiento del pozo en estudio.

Los pozos que fueron correlacionados por registros se muestran a continuación:

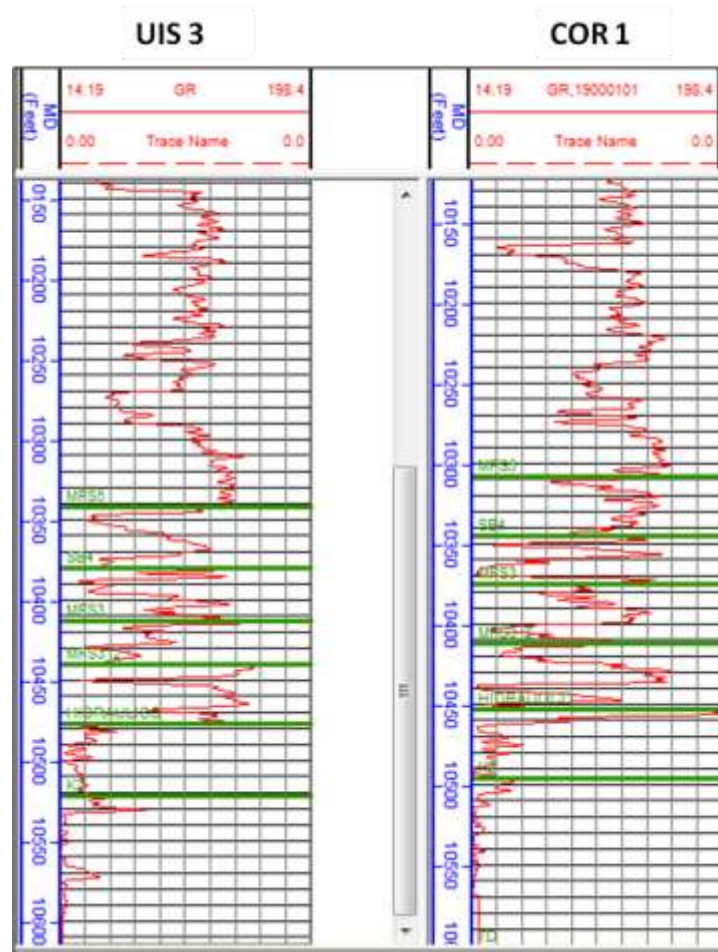
**UIS 3:** El pozo UIS 3 fue correlacionado con COR 1. En la figura 35 se ve que no existen entre ellos fallas y en la figura 36 se muestra la correlación de registros. A una profundidad de 11044 ft con  $P^* = 4277$  psi de COR 1, la profundidad del pozo UIS 3 que corresponde a la misma formación y que tiene la misma presión de yacimiento es 10467 ft, obteniéndose de esta manera un gradiente de 0.4086 psi/ft. Por lo tanto, teniendo el valor del PMP= 10360.5ft del pozo UIS 3 se obtiene una  $P^* = 4233.48$  psi.

**Figura 35. Ubicación de los pozos UIS 3 y COR 1 para la Correlación**



Fuente: Base de Datos OFM

Figura 36. Correlación de Registros GR entre UIS 3 y COR 1



Fuente: Base de Datos OFM

### Reportes MDT

Los reportes MDT son una forma directa de leer la presión de yacimiento de los pozos en estudio, sin necesidad de realizar cálculos complementarios. En la tabla 12 presenta los valores de presión de yacimiento para los pozos de interés con su respectiva fuente basada en información actualizada al año 2011.

**Tabla 12. Presión de Yacimiento calculado por registros y por MDT**

Pozo	Pyto (psi)	Fuente
<b>UIS 1</b>	4192	MDT
<b>UIS 2</b>	3637	MDT
<b>UIS 3</b>	4205	MDT
<b>UIS 4</b>	4233	Correlación registros COR 2

Fuente. El Autor

### 8.1.3 Calculo Pwf

Los valores de pwf fueron calculados a partir de reportes de pruebas de producción a partir de niveles de fluido en el pozo. Se cálculo de la siguiente forma:

- Con datos de API y densidad del agua se calculo la densidad del aceite.
- A partir de la densidad del aceite, la densidad del agua y BSW se realizo el cálculo de la densidad de la mezcla.
- Teniendo en cuenta la densidad de la mezcla encontrada, PMP, el intake de la bomba, nivel de fluido en el Casing y % Porcentaje de liquido realizo el cálculo de la pwf.

Las ecuaciones utilizadas fueron las siguientes:

$$P_{fw} = \left( (0.052 * \rho_{mezcla}) * (PMP - (Nivel\ fluido\ CSG * \%Liq)) \right) + P_{CSG} \text{ Ecuacion (22)}$$

$$\rho_{mezcla} = \left( \rho_o \left( 1 - \left( \frac{BSW}{100} \right) \right) \right) + \left( \rho_w * \left( \frac{BSW}{100} \right) \right) \dots \dots \text{Ecuacion (23)}$$

El procedimiento fue el mismo para todos los pozos, en la tabla 13 se muestran sus Pwf con sus respectivas producciones:

**Tabla 13. Pwf calculadas con sus respectivas Tasas totales de producción**

Pozo	Pwf	Q (B/D)
<b>UIS 1</b>	1074	2338
<b>UIS 2</b>	1141	809
<b>UIS 3</b>	1234	1239
<b>UIS 4</b>	1034	1377

Fuente. El Autor

En resumen todos los pozos con sus respectivos parámetros para hacer el análisis de la producción actual se muestra en las tablas 14 y15:

**Tabla 14. Datos para modelamiento de la producción en Wellflo**

Pozo	Formación	API	GOR	BSW	PMP
<b>UIS 1</b>	K1	28.5	207	92	10205
<b>UIS 2</b>	K1	23.2	562	37	10271
<b>UIS 3</b>	K1	19.4	167	74	10360.5
<b>UIS 4</b>	K1	30.3	726	40	10293.5

**Tabla 15. Datos para modelamiento de la producción en Wellflo.**

Pozo	Pb	Pwf	Q(B/D)	Pyto	Tyto
<b>UIS 1</b>	2486	1074	2338	4192	241
<b>UIS 2</b>	2486	1141	809	3637	238
<b>UIS 3</b>	2486	1234	1239	4233	236
<b>UIS 4</b>	1239	1034	1377	4205	243

Fuente. El Autor

#### **8.1.4 Calculo de Permeabilidad Efectiva del Aceite**

Se utilizo para el cálculo del daño de la formación en Wellflo y para el cálculo del Índice de productividad de HEGF. La metodología para hallar los valores de permeabilidad efectiva, necesario para el modelamiento de producción de los pozos, es la siguiente:

- Teniendo el Bsw de cada pozo, se calcula el corte de agua:

$$WOR = \frac{BSW}{1 - BSW} \dots\dots Ecuacion 24$$

- Con el corte de agua se calcula el valor del flujo fraccional:

$$f_w = \frac{WOR}{WOR - B_o} \dots\dots Ecuacion 25$$

- Con el valor de flujo fraccional se entra a la gráfica y se lee la saturación de agua actual de cada pozo.
- Con esta saturación, se entra a la gráfica de permeabilidades relativas y se lee la permeabilidad relativa del aceite Kro.
- Esta permeabilidad relativa del aceite es multiplicada por la permeabilidad absoluta, para finalmente obtener el valor de permeabilidad efectiva para cada pozo.

### 8.1.5 Temperatura de Yacimiento

Debido a que no se contaba con los datos de temperatura de la formación de interés para cada pozo, se realizó una correlación entre los pozos en estudio y los pozos cercanos. Se tuvieron en cuenta algunos aspectos:

- Se revisaron los mapas de contornos para cada campo con el fin de verificar que no existieran fallas entre los pozos que se iban a correlacionar y por lo tanto, que no se generara un error alto en el momento de calcular la variable temperatura.

- Una vez identificados los pozos cercanos, sin fallas que interfirieran entre ellos, se procedió a mirar detalladamente las formaciones de interés, para corroborar que tanto el pozo cercano como el pozo en estudio tuvieran la misma formación cañoneada.
- Con los datos de profundidad y temperatura del pozo cercano se calculó el gradiente de temperatura, para luego realizar la correlación con el pozo en estudio. Para esto, se multiplicó el gradiente de temperatura por el punto medio de perforaciones del pozo respectivo.

**Tabla 16. Temperatura de Yacimiento para modelamiento de la producción en Wellflo.**

Pozo	Tyto (°F)
UIS 1	241
UIS 2	238
UIS 3	236
UIS 4	243

Fuente. El Autor

### 8.1.6 Radio de Drenaje

El radio de drenaje es un parámetro importante en el pronóstico de producción de los pozos en estudio. Por lo tanto, debe calcularse en función del espesor neto, el factor volumétrico de formación, el EUR, la porosidad y las saturaciones de aceite residual y agua, de acuerdo a la siguiente ecuación:

Para yacimientos no volumétricos (con empuje):

$$r_e = \left( \frac{43560 * N_p * B_{oi}}{7758 * h * \pi * \Phi * (1 - S_w - S_{or})} \right)^{0,5} \quad (ft)$$

La tabla 17 presenta los datos necesarios para calcular el radio de drenaje por medio de la anterior ecuación:

**Tabla 17. Radios de Drenaje Calculados**

POZO	Np /EUR	h	Porosidad	Sw	Boi	Sor	Radio Drenaje (ft)
<b>UIS 1</b>	71827	20	0.102	0.61	1.05	0.192	584
<b>UIS 2</b>	23380	10	0.117	0.38	1.05	0.192	169
<b>UIS 3</b>	46085	21	0.122	0.49	1.05	0.192	287
<b>UIS 4</b>	121895	12	0.152	0.38	1.05	0.192	541

Fuente: Base de Datos OFM

## 8.2 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA HEGF

En esta parte de la evaluación tecnológica se busca revisar que los pozos candidatos cumplan con cada uno de los aspectos de la metodología planteada anteriormente.

### 8.2.1 Aspectos Mecánicos y Aspectos Operacionales

Como se describió en el aspecto mecánico de la metodología de selección de pozos, existen ciertas restricciones mecánicas que impiden la implementación de la tecnología HEGF a ciertos pozos, a continuación se mostrará una tabla en modo de resumen donde se encuentra realizada ya la selección de los pozos donde es mecánicamente posible realizar el trabajo.

Los pozos pilotos seleccionados fueron:

- UIS 1
- UIS 2
- UIS 3
- UIS 4

La tabla 18 se muestra los aspectos mecánicos para los pozos seleccionados a HEGF. Donde se evalúa factores como:

- Profundidad del pozo,

- Inclinación del pozo,
- Concepto de cementación,
- Tamaño del casing
- La longitud del Rathole.

**Tabla 18. Análisis de Aspectos Mecánico Y Operacionales para evaluar la tecnología HEGF**

Pozo	Profundidad de Interés (200 ft - 15000 ft)		Inclinación (60°)	Concepto de Cementación-Integridad Casing	Diámetro del Casing	Longitud del Rathole (50 Ft)	Se puede Implementar HEGF?
	MD (ft)	TVD (ft)					
<b>UIS 1</b>	10232	10232	0°	Buena	7'	414	<b>SI</b>
<b>UIS 2</b>	10670	10657	2.8°	Buena	7'	83	<b>SI</b>
<b>UIS 3</b>	10358	10358	0°	Buena	7'	100	<b>SI</b>
<b>UIS 4</b>	10387	10387	0°	Buena	7'	140	<b>SI</b>

**Fuente: Autor**

En conclusión, después de realizado el filtro mecánico en todos los pozos es posible realizar el trabajo. Con respecto a los aspectos operaciones de densidad de disparo y propellant, se dejan como recomendación al momento de diseñar la aplicación.

### **8.2.2 Aspectos de Yacimiento**

En la implementación de la tecnología no sólo existen restricciones de tipo mecánico, también existen algunas con respecto al yacimiento y la geología de la zona como se describió anteriormente, a continuación se mostrará en tablas en modo de resumen el filtro realizado para parámetros como, temperatura y presión de yacimiento, presión hidrostática,

La aplicación de la tecnología HEGF en cuanto a criterios de yacimiento se ve restringida para:

- Temperatura de yacimiento máxima 350 F
- Presión Hidrostática máxima de 8000 psi
- Espesor de la formación máximo de 10 ft

En las tablas 19, tabla 20 y tabla 21 se muestra el filtro realizado donde se evaluaron las características mencionadas anteriormente.

**Tabla 19. Análisis de Aspectos de Yacimiento (Temperatura de Yacimiento) para evaluar la tecnología HEGF.**

<b>Criterios de Yacimiento</b>		Se Puede Implementar HEGF?
Temperatura de Yacimiento Max: 350 (°F)		
Pozo	Temperatura Yacimiento (°F)	
<b>UIS 1</b>	238	<b>SI</b>
<b>UIS 2</b>	241	<b>SI</b>
<b>UIS 3</b>	243	<b>SI</b>
<b>UIS 4</b>	236	<b>SI</b>

Fuente: Autor

**Tabla 20. Análisis de Aspectos de Yacimiento (Presión Hidrostática) para evaluar la tecnología HEGF.**

<b>Criterios de Yacimiento</b>		Se Puede Implementar HEGF?
Ph Maxima: 8000 psi		
Pozo	Ph (Psi)	
<b>UIS 1</b>	3842	<b>SI</b>
<b>UIS 2</b>	1133	<b>SI</b>
<b>UIS 3</b>	1151	<b>SI</b>
<b>UIS 4</b>	684	<b>SI</b>

Fuente: Autor

Tabla 21. Análisis de Aspectos de Yacimiento (Espesor de la Formación) para evaluar la tecnología HEGF.

Criterios de Yacimiento		Se Puede Implementar HEGF?
Espesor máximo 10 (ft)		
Pozo	h(ft)	
<b>UIS 1</b>	20	<b>NO</b>
<b>UIS 2</b>	10	<b>SI</b>
<b>UIS 3</b>	21	<b>NO</b>
<b>UIS 4</b>	12	<b>SI</b>

Fuente: Autor

Después de realizado el análisis anterior a partir de los aspectos mecánicos, operacionales y de yacimiento todos los pozos cumplieron con los parámetros de la metodología. Para el caso de los pozos UIS 1, UIS 2 y UIS 4 que no cumplen con el espesor máximo de 10 ft, se puede realizar el trabajo pero teniendo presente que se debe acomodar la herramienta para estos casos ya que no sobrepasan los 50 ft.

En conclusión la metodología se siguió para evaluar los pozos. En cuanto a parámetros como: Verificar que exista una columna de fluido de mínimo 100 ft y Garantizar que la herramienta este centralizada. Son Aspectos que deben ser tenidos en cuenta al momento de realizar el trabajo.

Para los parámetros: Asegurar que la masa de propellant sea la adecuada para la configuración del pozo, Seleccionar el propellant de acuerdo a la energía necesaria para la configuración de la fractura y Se debe tener por lo menos 4spf y nunca a 0 fase. Son aspectos que se recomiendan en el momento del diseño del trabajo

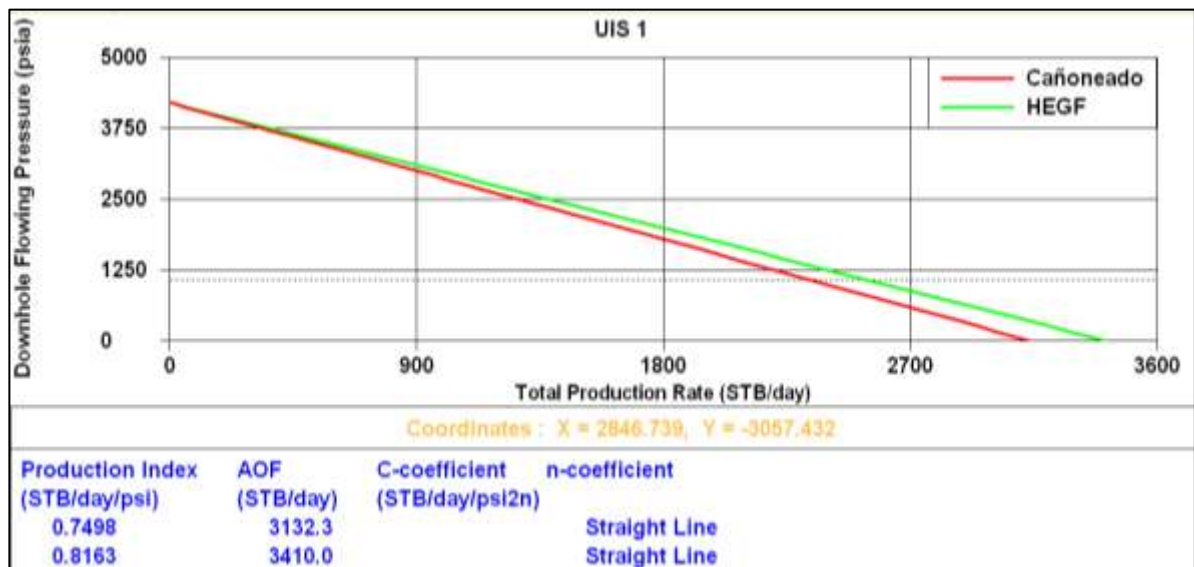
### 8.3 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN

Para el análisis de producción de partiío de la base de que la tecnología tiene la capacidad para eliminar el daño. Se evaluó las condiciones actuales del pozo cañoneado y se evaluó la producción al implementar HEGF y comparando con la producción antes de realizar el cañoneo.

Se procedió a realizar el pronóstico de producción a partir de la información recolectada de la base de datos OFM y de la información calculada que se mostro anteriormente. Los pronósticos de producción son mostrados en las siguientes figuras.

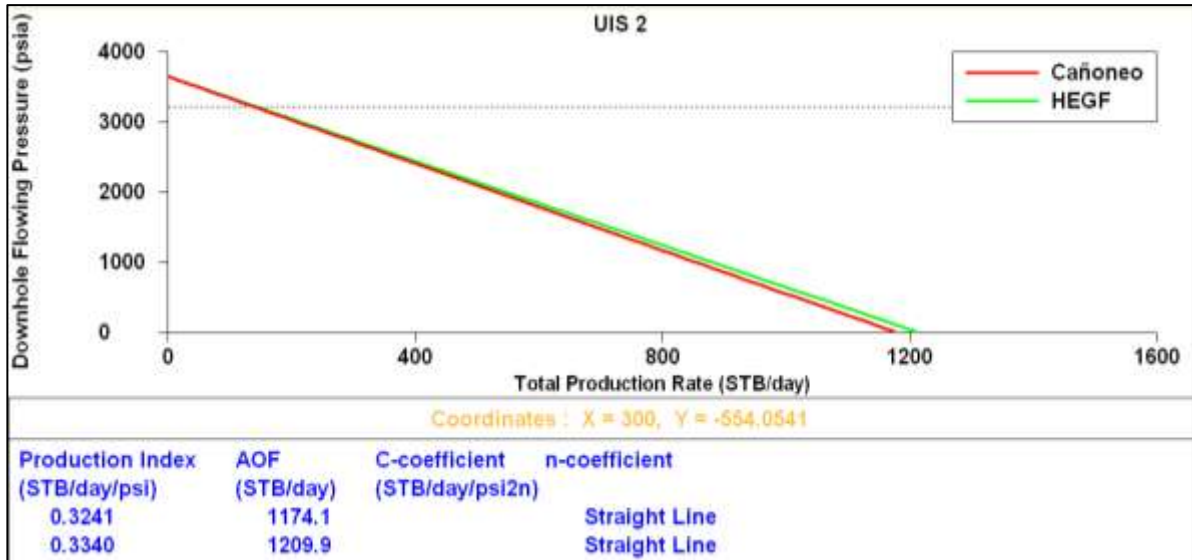
Un factor a tener en cuenta es que se utilizo el modelo IPR de Línea recta debido a que la presión de yacimiento se encuentra por encima de nuestra presión de burbuja.

Figura 37. IPR UIS 1



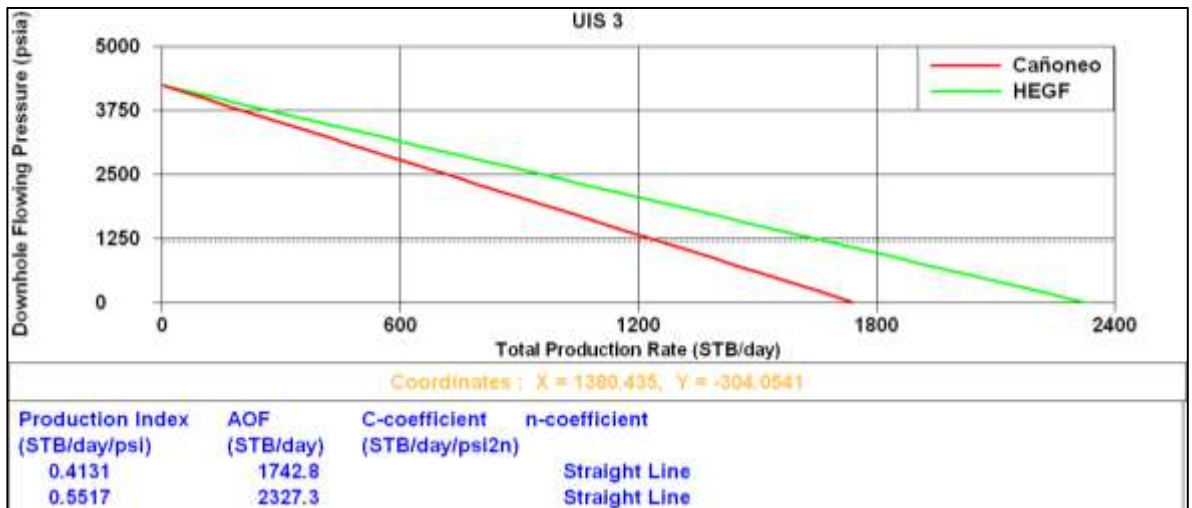
Fuente: Herramienta Wellflo.

Figura 38. IPR UIS 2



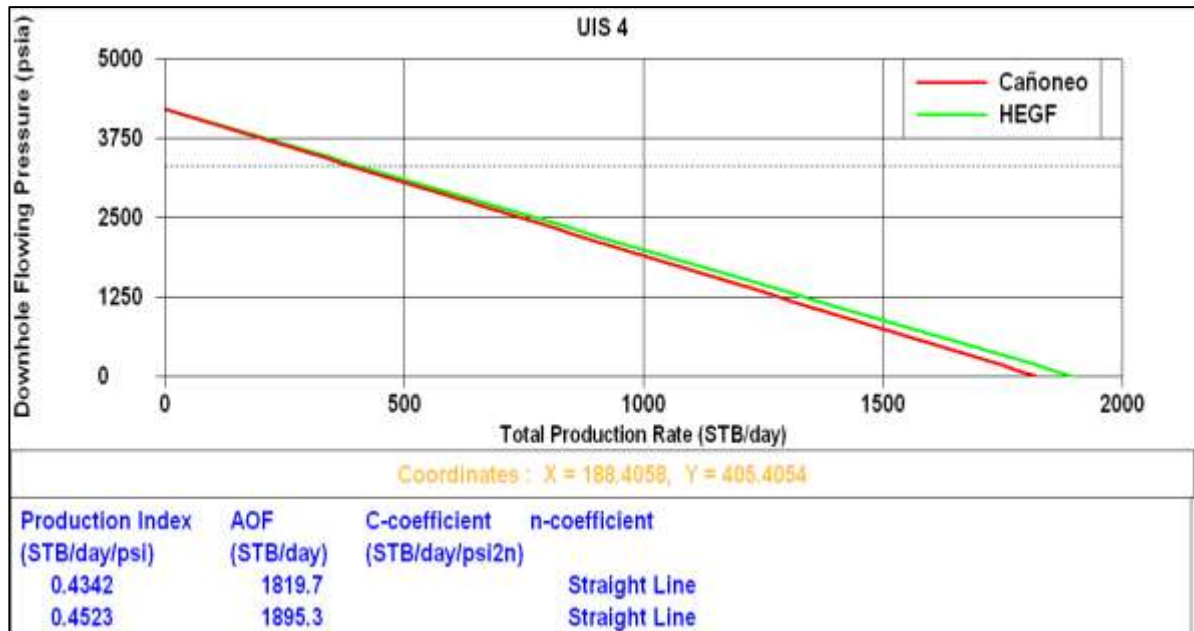
Fuente: Herramienta Wellflo.

Figura 39. IPR UIS 3



Fuente: Herramienta Wellflo.

Figura 40. IPR UIS 4



Fuente: Herramienta Wellflo.

Con base en las graficas IPR anteriores se calcula los siguientes incrementales de producción en el caso de implementar HEGF en los pozos seleccionados: (tabla 22)

**Tabla 22. Incrementales de Producción**

<b>Cañoneo</b>				
<b>Pozo</b>	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>Incremental Aceite</b>	<b>Incremental Agua</b>
<b>UIS 1</b>	187	2151	180	50
<b>UIS 2</b>	510	299	247	202
<b>UIS 3</b>	320	916	217	101
<b>UIS 4</b>	827	550	230	50
<b>HEGF</b>				
<b>Pozo</b>	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>incremental Aceite</b>	<b>Incremental Agua</b>
<b>UIS 1</b>	205	2353	198	152
<b>UIS 2</b>	522	307	256	210
<b>UIS 3</b>	430	1149	301	334
<b>UIS 4</b>	861	574	204	134

Fuente: Autor

Con base en los resultados anteriores podemos concluir que HEGF es una buena opción para estimular pozos si se evalúa la producción.

## 9 ANÁLISIS ECONÓMICO

Diseñar y lograr operaciones competitivas que satisfagan tanto operacionalmente como económicamente depende del balance entre lo que es técnicamente posible y lo que es aceptable económicamente. De esta manera, los métodos del análisis económico deben utilizarse para proporcionar resultados que ayuden a conseguir un balance aceptable, a partir del estudio de los costos de la realización del trabajo, las ganancias del mismo y la viabilidad de realizar el trabajo

En este capítulo se muestra el análisis económico de la técnica HEGF con el objetivo de mostrar que la tecnología es una opción económica viable o rentable en comparación al escenario base planteado. El análisis económico se basará en los indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN).

Adicionalmente se resumirá los indicadores financieros y algunos términos para realizar la evaluación:

**CAPEX** (Gastos de Capital): son los gastos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general toda la infraestructura necesaria para realizar el trabajo.

**OPEX** (Gastos Operativos): Es el costo permanente para el funcionamiento de un producto del día a día, que incluye costos de energía, servicios de reacondicionamiento, personal y costos generados por acciones remediales durante el trabajo.

**FLUJO DE CAJA:** Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación de flujo de caja, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los

costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

**PAY-BACK** (Plazo de Recuperación): Es uno de los llamados métodos de selección estáticos. Se trata de una técnica que me da una idea aproximada del tiempo que tardarán en recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversión Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \dots \text{Ecuación 26}$$

**RELACIÓN COSTO- BENEFICIO (BCR):** Es un indicador que resume el total del valor de un proyecto, en relación entre los beneficios del proyecto y sus costos. Se expresa como un valor adimensional entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos:

$$BCR: \left| \frac{VPN_{\text{Ingresos}}}{VPN_{\text{Egresos}}} \right| \dots \text{Ecuación 27}$$

**EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN (J):** Es una relación entre los ingresos y egresos, donde su valor representa la viabilidad para realizar el trabajo. Se cuenta con un valor máximo que no debe ser superado para poder implementar el trabajo.

$$J = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingresos}} \dots \text{Ecuación 28}$$

**TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO):** La tasa interna de oportunidad (TIO), es la mínima tasa de interés de rentabilidad que un inversionista está dispuesto a aceptar como rendimiento en sus nuevas inversiones o como consecuencia de la realización de un proyecto, porque la obtiene en sus actuales inversiones en condiciones razonables de riesgo

**VALOR PRESENTE NETO (VPN):** Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto, a este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{Vf}{(1+i)} \dots Ecuacion 29$$

Vf= flujo en el periodo de tiempo t

i= tasa de descuento en fracción

**TASA INTERNA DE RETORNO (TIR):** La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la

tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{Vf * t}{(1 + TIR)} - I_0 \text{ Ecuacion 30}$$

Una vez identificada la oportunidad desde el punto de vista técnico, a continuación se evaluara cada escenario planteado en este trabajo para el indicador financiero VPN, para lo cual son necesarios los siguientes datos preliminares:

- **INGRESOS:** Los ingresos del proyecto, provienen directamente de la venta de los hidrocarburos producidos. Dependiendo fundamentalmente del precio del barril del crudo para el periodo evaluado y el de la producción.

El precio del barril se determino en base a la figura 41, que muestra el comportamiento del precio del crudo en el tiempo durante los últimos años.

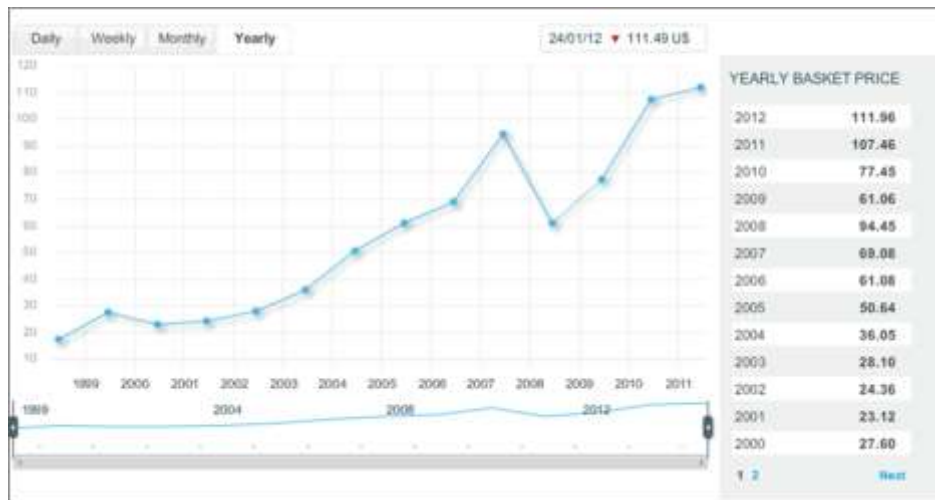
El costo total promedio por barril producido en forma directa por la empresa, incluyendo el costo por extracción, tratamiento y transporte (incluido manejo y trasiego) hasta la refinería o puerto de embarqué se muestra en la tabla 23.

**Tabla 23. Costo Total promedio por barril producido.**

Costo Total	
Tratamiento y Recolección	\$2.52
Extracción	\$15.21
Almacenamiento y Despacho	0.22
Total Operación Directa	17.95

Fuente: Ecopetrol

**Figura 41. Comportamiento del Precio del Crudo**



Fuente: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs)

Se tomo como base para el precio del crudo un valor de 89 USD/bbl, al cual después de realizar los descuentos por transporte y extracción se obtiene un precio de crudo neto de 51 USD/bbl.

Adicionalmente se debe tener en cuenta los siguientes valores en la tabla 24:

**Tabla 24. Indicadores Financieros**

Indicadores Financieros	
Precios crudo \$/bbl	51
Tasa de declinación mensual	1%
Regalías, ingresos	20%
Impuestos	33%

Fuente: Ecopetrol

• **EGRESOS:** Los egresos de los proyectos son los costos que me generar implementar la tecnología que incluyen la inversión inicial y el Lifting Cost.

**Inversión inicial:** La inversión inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto.

Los costos por trabajo para un cañoneo convencional y para un tratamiento con HEGF serian los siguientes: teniendo en cuenta que el HEGF utilizado para esta aplicación no es utilizado con ningún método de estimulación. Tabla 25

**Tabla 25. Costos de un Cañoneo Convencional y HEGF**

<b>CAÑONEO CONVENCIONAL</b>				
	<b>U\$/Unidad</b>	<b>Unidades</b>	<b>Unidad</b>	<b>Sub Total</b>
W/O	11000	9	dia	99000
Cañoneo Convencional	597	110	Pies	\$65,670
Total				<b>\$164670</b>
<b>HEGF</b>				
	<b>U\$/Unidad</b>	<b>Unidades</b>	<b>Unidad</b>	<b>U\$D</b>
W/O	11000	2		22000
Cañoneo HEGF 12 tpp	1194	110	Pies	\$131,340
Total				<b>\$153,340</b>

**Fuente:** Ecopetrol

**Lifting Cost:** Estos costos están asociados a levantar un barril de crudo desde yacimiento hasta superficie. En la tabla 26 se muestran los costos de levantamiento promedio donde el valor total se encuentra alrededor de 7.06 USD/bls.

Hay que tener en cuenta que al momento de implementar HEGF se mantuvieron los mismos costos de levantamiento por lo tanto no se modifico el Lifting cost.

**Tabla 26. Costos de Levantamiento**

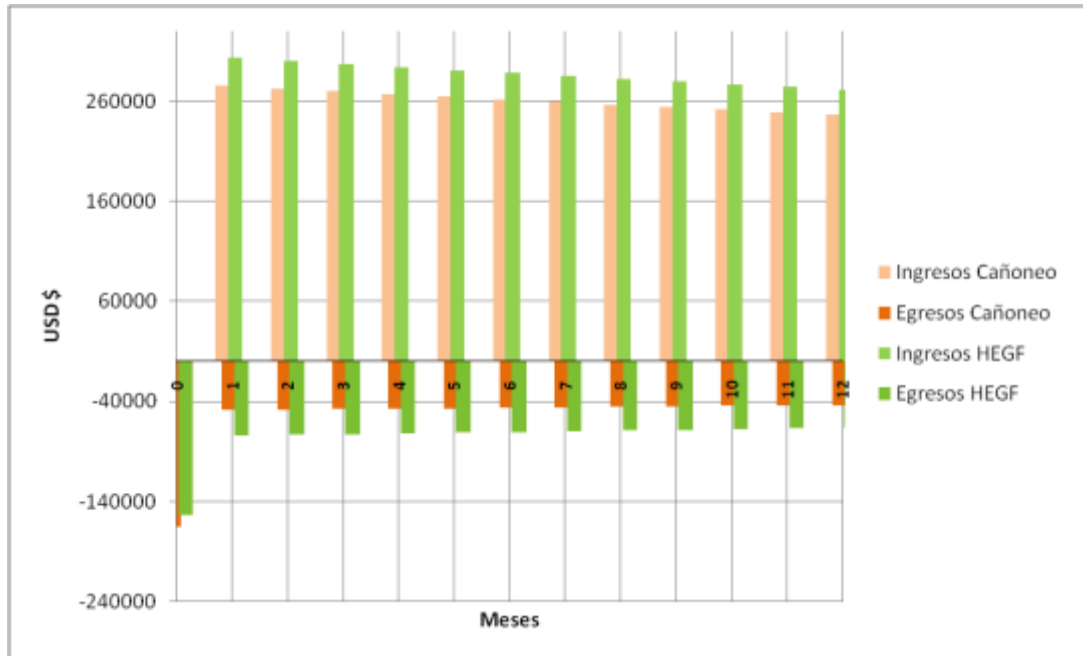
<b>COSTO</b>	<b>LIFTING COST</b>	
laborales cargado a los activos	0.01	0,2%
Combustibles consumidos de crudo	0.32	4,5%
Servicio y transporte químico	0.81	11,5%
Gastos de desarrollo	0.09	1,3%
Honorarios operacionales contratados	0	0,0%
Gastos generales	0.13	1,9%
Gastos de estudios y proyectos	0.7	9,9%
Soporte administrativo de tecnología, investigación y contratación	0.13	1,9%
Costos de proceso	0.38	5,4%
Energía eléctrica	0.9	12,8%
Reacondicionamiento de pozos	2.08	29,4%
Bodega de materias	0.04	0,6%
Mantenimiento de superficie operativo	0.35	5,0%
Costos overhead	1.12	15,8%
<b>TOTAL</b>	<b>7.06</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Ecopetrol

### 9.1 Análisis Pozo UIS 1

Para el pozo **UIS 1** se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de un año. En la figura 42 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se puede comparar las ganancias que se pueden recibir al implementar HEGF y un cañoneo convencional comparando los ingresos y los egresos.

Figura 42. Flujo De Caja



Fuente: Autor

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

Tabla 27. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos		
	Condiciones Actuales	HEGF
<b>VPN (TIR 12%)</b>	364308	442215
<b>Periodo de Pago (Meses)</b>	10.63	10.50
<b>RCB</b>	1.14	1.16
<b>TIO</b>	14%	16%
<b>EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN</b>	0.88	0.86

Fuente: Autor

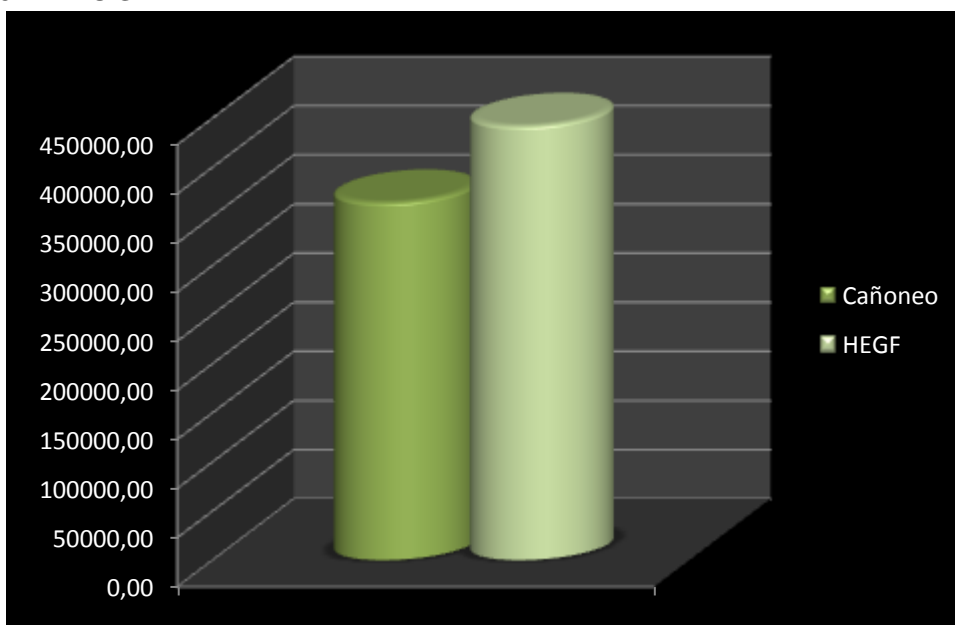
Los resultados obtenidos muestran un incremental de producción mayor para HEGF que para un cañoneo convencional, generando un aumento de ganancias en el pozo y como resultado altos valores de VPN a la tasa estándar de 12% como se muestra en la figura 43, lo que ocasiona que la inversión se recuperaría en un tiempo menor a 12 meses, la relación costo/ beneficio indica una buena

rentabilidad del proyecto en los dos casos pero se encuentra una mayor rentabilidad para el HEGF.

Para el indicador TIO se obtuvo un valor superior al 12%, en este pozo para ambos casos la tasa mínima de interés de rentabilidad es mayor a la tasa utilizada lo que garantiza la realización del proyecto en condiciones razonable de riesgo. En cuanto al parámetro J se obtuvo un valor inferior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

Como conclusión es mas rentable aplicar HEGF para este pozo.

Figura 43. VPN UIS 1

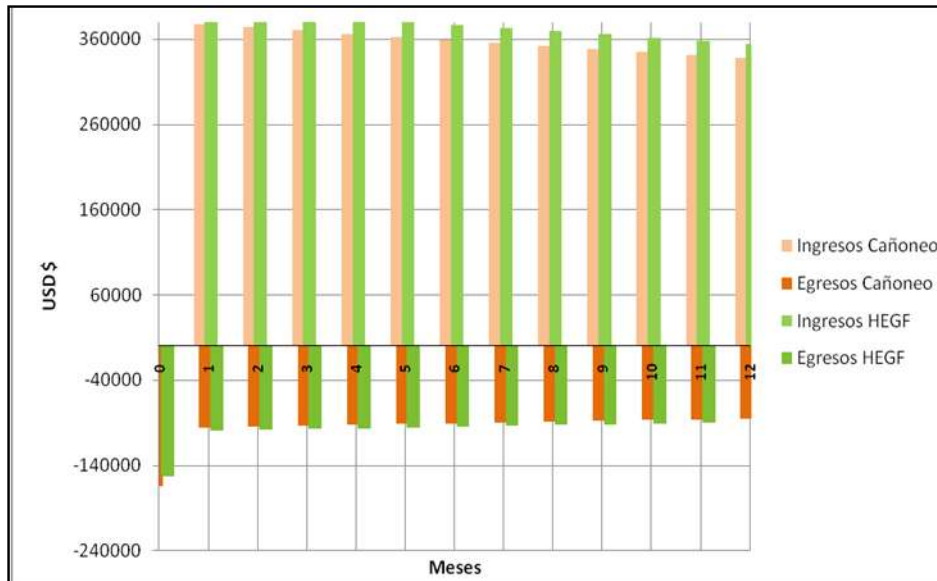


Fuente: Autor

## 9.2 Análisis Pozo UIS 2

Para el pozo **UIS 2** se realizo el análisis económico. Este análisis se realizo para el tiempo de un año. En la figura 44 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se puede comparar las ganancias que se pueden recibir al implementar HEGF y un cañoneo convencional comparando los ingresos y los egresos.

Figura 44. Flujo De Caja



Fuente: Autor

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

Tabla 28. Indicadores Económicos

Indicadores Economicos		
	Condiciones Actuales	HEGF
<b>VPN (TIR 12%)</b>	194431.67	351193.19
<b>Periodo de Pago (Meses)</b>	11.57	11.13
<b>RCB</b>	1.05	1.09
<b>TIO</b>	5%	9%
<b>EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN</b>	0.95	0.92

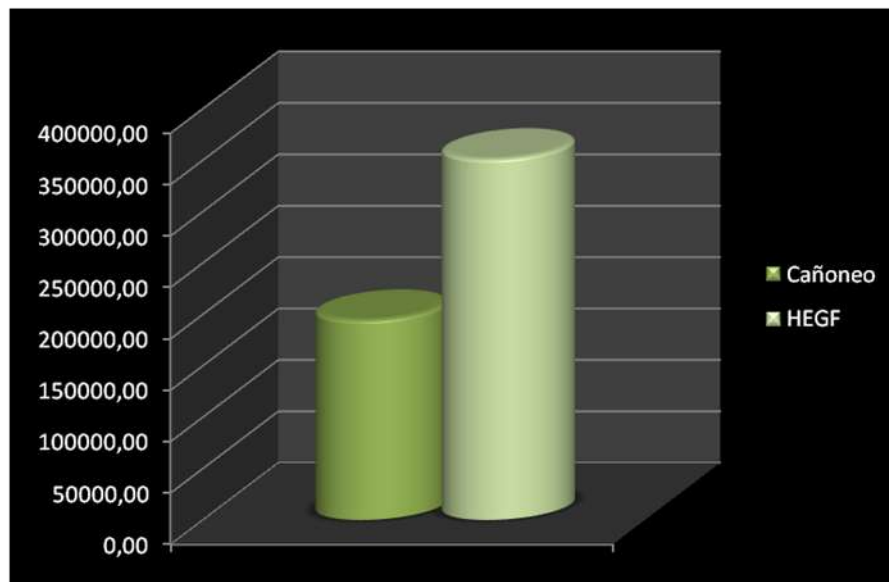
Fuente: Autor

Los resultados obtenidos muestran un incremental de producción mayor para HEGF que para un cañoneo convencional, generando un aumento de ganancias en el pozo y como resultado altos valores de VPN a la tasa estándar de 12% como se muestra en la figura 45, lo que ocasiona que la inversión se recuperaría en un tiempo menor a 12 meses, la relación costo/ beneficio indica una buena rentabilidad del proyecto en los dos casos pero se encuentra una mayor rentabilidad para el HEGF.

Para el indicador TIO se obtuvo un valor inferior al 12%, en este pozo para ambos casos la tasa mínima de interés de rentabilidad es menor a la tasa utilizada para evaluar el proyecto lo que me genera un riesgo al implementar el proyecto. En cuanto al parámetro J se obtuvo un valor inferior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

Como conclusión aun teniendo valores de TIO menores a los indicados es mas rentable aplicar HEGF para este pozo.

**Figura 45. VPN UIS 2**

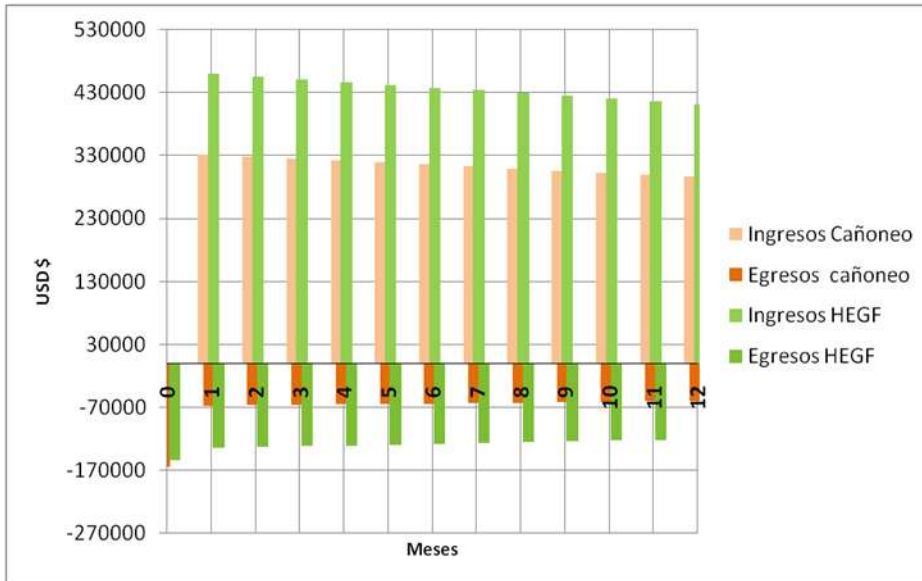


Fuente: Autor

### 9.3 Análisis Pozo UIS 3

Para el pozo UIS 3 se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de un año. En la figura 46 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se puede comparar las ganancias que se pueden recibir al implementar HEGF y un cañoneo convencional comparando los ingresos y los egresos.

**Figura 46. Flujo De Caja**



**Fuente: Autor**

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 29. Indicadores Económicos**

Indicadores Economicos		
	Condiciones Actuales	HEGF
<b>VPN (TIR 12%)</b>	152385.88	499403.85
<b>Periodo de Pago (Meses)</b>	12.00	11.02
<b>RCB</b>	1.05	1.10
<b>TIO</b>	4%	10%
<b>EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN</b>	0.96	0.91

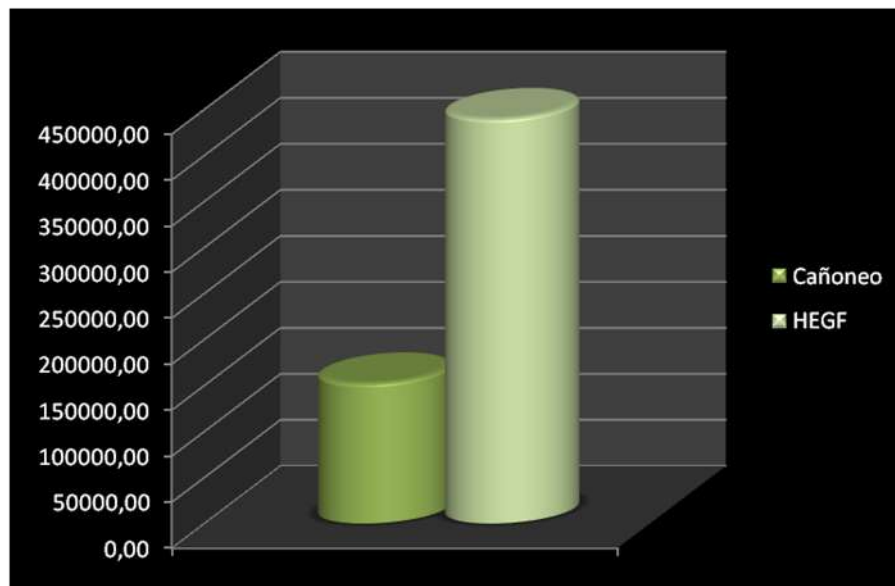
**Fuente: Autor**

Los resultados obtenidos muestran un incremental de producción mayor para HEGF que para un cañoneo convencional, generando un aumento de ganancias en el pozo y como resultado altos valores de VPN a la tasa estándar de 12% como se muestra en la figura 47, lo que ocasiona que la inversión se recuperaría en un tiempo menor a 12 meses, la relación costo/ beneficio indica una buena rentabilidad del proyecto en los dos casos pero se encuentra una mayor rentabilidad para el HEGF.

Para el indicador TIO se obtuvo un valor inferior al 12%, en este pozo para ambos casos la tasa mínima de interés de rentabilidad es menor a la tasa utilizada para evaluar el proyecto lo que me genera un riesgo al implementar el proyecto. En cuanto al parámetro J se obtuvo un valor inferior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

Como conclusión aun teniendo valores de TIO menores a los indicados es más rentable aplicar HEGF para este pozo.

Figura 47. VPN UIS 3

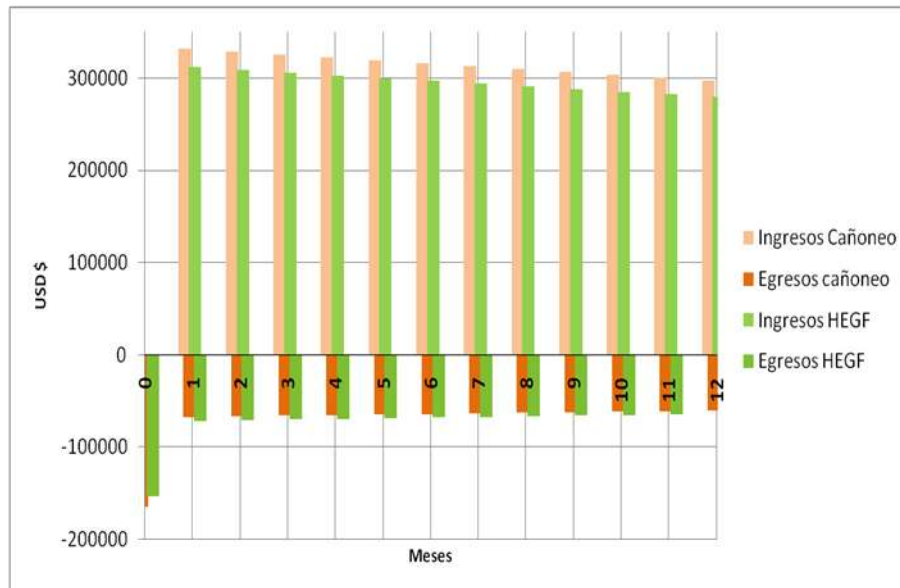


Fuente: Autor

#### 9.4 Análisis Pozo UIS 4

Para el pozo **UIS 4** se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de un año. En la figura 48 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se puede comparar las ganancias que se pueden recibir al implementar HEGF y un cañoneo convencional comparando los ingresos y los egresos.

**Figura 48. Flujo De Caja**



**Fuente: Autor**

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 30. Indicadores Económicos**

Indicadores Economicos		
	Condiciones Actuales	HEGF
<b>VPN (TIR 12%)</b>	152385.88	87395.87
<b>Periodo de Pago (Meses)</b>	12.00	11.85
<b>RCB</b>	1.05	1.03
<b>TIO</b>	4%	3%
<b>EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN</b>	0.96	0.97

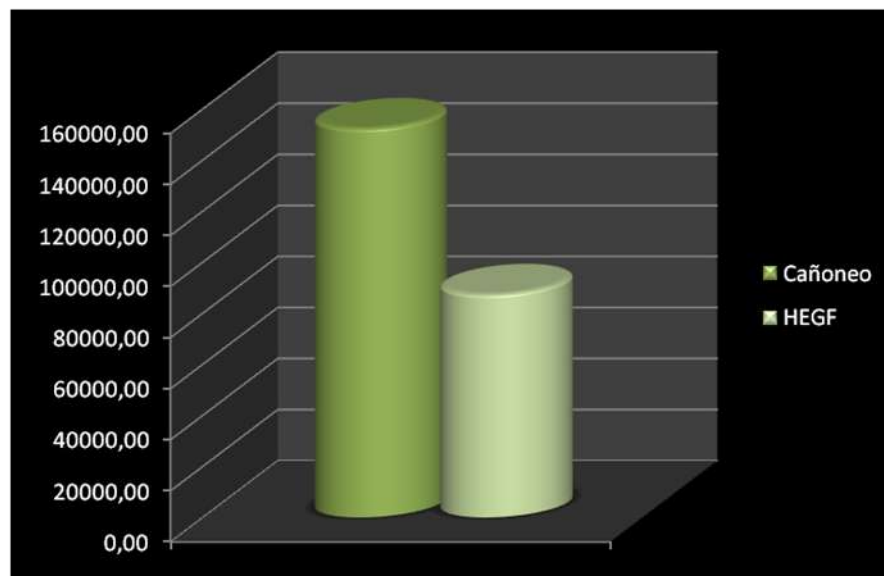
**Fuente: Autor**

Para este pozo Los resultados obtenidos muestran un incremental de producción mayor para un cañoneo convencional que para un HEGF, generando un aumento de ganancias en el pozo y como resultado altos valores de VPN a la tasa estándar de 12% como se muestra en la figura 49, lo que ocasiona que la inversión se recuperaría en un tiempo menor a 12 meses, la relación costo/ beneficio indica una buena rentabilidad del proyecto en los dos casos pero se encuentra una mayor rentabilidad para el Cañoneo Convencional.

Para el indicador TIO se obtuvo un valor inferior al 12%, en este pozo para ambos casos la tasa mínima de interés de rentabilidad es menor a la tasa utilizada para evaluar el proyecto lo que me genera un riesgo al implementar el proyecto. En cuanto al parámetro J se obtuvo un valor inferior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

Como conclusión aun teniendo valores de TIO menores a los indicados es mas rentable aplicar Cañoneo Convencional para este pozo.

**Figura 49. VPN UIS 4**



**Fuente: Autor**

Con base en los resultados HEGF es posible pensar en HEGF como una alternativa al cañoneo convencional debido a los altos beneficios que puede presentar al momento de implementarse la tecnología, reduciendo los costos y generando mayor producción lo que se traduce en una mayor ganancia. Para el caso del pozo UIS 4 donde es más conveniente utilizar un cañoneo convencional esto se debe a que al implementar HEGF se producirá mas agua generando mayor costo.

## 10 ANÁLISIS DE LA MATRIZ DOFA

La matriz DOFA (también conocida como matriz FODA o análisis SWOT en inglés), es una metodología de estudio de la situación competitiva del tema a investigar (situación externa) y de las características internas (Situación interna) de la misma, para determinar sus **Debilidades**, **Oportunidades**, **Fortalezas** y **Amenazas**.

La situación interna se compone de dos factores controlables: Fortalezas y Debilidades, mientras que la situación externa se compone de dos factores no controlables: Oportunidades y Amenazas como la economía, política, factores sociales y legales; como se muestra en la FIGURA 50

Figura 50. Matriz DOFA

<b>Interior</b>	<b>Fortalezas</b> 	<b>Debilidades</b> 
<b>Exterior</b>	<b>Oportunidades</b> 	<b>Amenazas</b> 
	<b>Positivas</b>	<b>Negativas</b>

Fuente: <http://www.degerencia.com/tema/analisisdofa>

La matriz DOFA es la herramienta estratégica por excelencia más utilizada para conocer la situación real en que se encuentra el tema de investigación.<sup>2</sup> Aunque la matriz DOFA resultante es atractiva y simple de entender, los expertos estiman que lo más valioso y revelador de la herramienta es el propio proceso de análisis para llegar hasta allí.

El proceso de crear una matriz DOFA es muy sencillo: en cada una de los cuatro cuadrantes, se hace una lista de factores. Seguidamente, se les puede asignar un peso o ranking, según las prioridades o ente que se evalúa.

### **¿Para qué sirve el análisis DOFA?**

Antes de tomar cualquier decisión estratégica, es imprescindible realizar un diagnóstico de nuestro tema de investigación. Nos ayudará a plantear las acciones que deberíamos poner en marcha para aprovechar las oportunidades detectadas y a estar preparados contra las amenazas teniendo conciencia de nuestras debilidades y fortalezas.

### **Objetivo de un análisis DOFA**

El principal objetivo de un análisis DOFA es ayudar a encontrar factores estratégicos críticos, para una vez identificados, usarlos y apoyar en ellos los cambios organizacionales: consolidando las fortalezas, minimizando las debilidades, aprovechando las ventajas de las oportunidades, y eliminando o reduciendo las amenazas.

El análisis DOFA se basa en dos pilares básicos: el análisis interno y el análisis externo de una organización como ya se menciono anteriormente.

### **Pasos Para Construir una Matriz D.O.F.A**

1. Hacer una lista de las fortalezas internas claves.
2. Hacer una lista de las debilidades internas decisivas.
3. Hacer una lista de las oportunidades externas importantes.
4. Hacer una lista de las amenazas externas claves.
5. Comparar las fortalezas internas con las oportunidades externas y registrar las estrategias FO resultantes en la casilla apropiada.

6. Cortejar las debilidades internas con las oportunidades externas y registrar las estrategias DO resultantes.
7. Comparar las fortalezas internas con las amenazas externas y registrar las estrategias FA resultantes.

Esto se muestra mejor en la figura 51.

**Figura 51. Estrategias de la Matriz Dofa**

	<b>Fortalezas-F</b> <i>Listar las fortalezas</i>	<b>Debilidades-D</b> <i>Listar las debilidades</i>
<b>Oportunidades-O</b> <i>Listar las oportunidades</i>	<b>Estrategias FO</b> <i>Usar las fortalezas para tomar ventaja de las oportunidades</i>	<b>Estrategias DO</b> <i>Superar las debilidades tomando ventaja de las oportunidades</i>
<b>Amenazas-A</b> <i>Listar las amenazas</i>	<b>Estrategias FA</b> <i>Usar fortalezas para evadir amenazas</i>	<b>Estrategias DA</b> <i>Minimizar debilidades y evite amenazas</i>

Fuente: <http://www.degerencia.com/tema/analisisdofa>

El análisis DOFA es esencial en el desarrollo de un tema de investigación porque me permite prever problemas y entregar un proyecto bien planificado, es decir debe tener en cuenta<sup>8</sup>:

- En qué momento debo cancelar el proyecto y retirarme para evitar mayores pérdidas.
- Hasta que punto estoy dispuesto a arriesgar en la ejecución de un proyecto y seguir o no financiándolo.
- En qué momento debo considerar aumentar la inversión para aprovechar la materialización de una de las oportunidades previstas.

- Determinar el flujo de caja que requiere el proyecto.

## **10.1 MATRIZ DOFA PARA HEGF**

### **10.1.1 FORTALEZAS INTERNAS CLAVES**

- Conocimiento de las bases teóricas y funcionamiento de la tecnología.
- Análisis de casos de estudio permitiéndome sacar lecciones aprendidas.
- Conocimiento de los parámetros de importancia en la implementación de la tecnología
- Conocimiento de las restricciones al implementar la tecnología.
- Desarrollo de una metodología general para optimizar la implementación de la tecnología.

### **10.1.2 DEBILIDADES INTERNAS CLAVES**

- No se cuenta con toda la información para realizar una buena aplicación de la tecnología y metodología.
- Difícil obtención del propellant por ser considerado como un explosivo.
- Del caso aplicado en Colombia no se cuenta con toda la información necesaria para poder sacar los problemas o beneficios de aplicar la tecnología.
- Poco conocimiento en cuanto a la cantidad de propellant necesaria, no se cuentan con pruebas de laboratorio.

### **10.1.3 OPORTUNIDADES EXTERNAS IMPORTANTES**

- Gran oportunidad de implementación debido a que no es una tecnología que sirva para reemplazar sino sirve para acompañar o ayudar otras tecnologías.
- Aumenta la producción, reduce el daño, sirve para pozos que tienen sensibilidad a los fluidos de fractura por lo tanto tiene amplias aplicaciones.
- Tiene la oportunidad de ser una tecnología de gran implementación

### **10.1.4 AMENAZAS EXTERNAS CLAVES**

- Imposible de aplicar por no poder comercializar la manga de propellant.
- Surja una nueva tecnología.
- No se realicen trabajos de cañoneo o Fracturamiento Hidráulico por sus restricciones debido a que no se tiene el conocimiento de la existencia de HEGF

**Figura 52. Matriz DOFA HEGF**

<p style="text-align: center;"><b>Oportunidades</b></p> <p>Gran oportunidad de implementación debido a que no es una tecnología que sirva para reemplazar sino sirve para acompañar o ayudar otras tecnologías.</p> <p>Aumenta la producción, reduce el daño, sirve para pozos que tienen sensibilidad a los fluidos de fractura por lo tanto tiene amplias aplicaciones.</p> <p>Tiene la oportunidad de ser una tecnología de gran implementación</p>	<p style="text-align: center;"><b>Fortalezas:</b></p> <p>Conocimiento de las bases teóricas y funcionamiento de la tecnología.</p> <p>Análisis de casos de estudio permitiendo sacar lecciones aprendidas.</p> <p>Conocimiento de los parámetros de importancia en la implementación de la tecnología</p> <p>Conocimiento de las restricciones al implementar la tecnología.</p> <p>Desarrollo de una metodología general para optimizar la implementación de la tecnología.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Debilidades</b></p> <p>No se cuenta con toda la información para realizar una buena aplicación de la tecnología y metodología.</p> <p>Difícil obtención del propellant por ser un explosivo.</p> <p>Del caso aplicado en Colombia no se cuenta con toda la información necesaria para poder sacar los problemas o beneficios de aplicar la tecnología.</p> <p>Poco conocimiento en cuanto a la cantidad de propellant necesaria, no se cuentan con pruebas de laboratorio.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Amenazas</b></p> <p>Imposible de aplicar por no poder comercializar la manga de propellant.</p> <p>Surja una nueva tecnología.</p> <p>No se realicen trabajos de cañoneo o Fracturamiento Hidráulico por sus restricciones debido a que no se tiene el conocimiento de la existencia de HEGF</p>

**Fuente: El Autor**

## 11 CONCLUSIONES

- El cañoneo consiste básicamente en establecer la conectividad desde la cara del pozo hasta la formación, es un procedimiento clave para la producción de hidrocarburos debido a que de este proceso se recopila información para procedimientos posteriores como el fracturamiento hidráulico, por esto es importante tener en cuenta que factores lo afectan antes y después del procedimiento, que tipo de cañoneo realizar según la formación y que técnica utilizar para realizar el cañoneo. Entre los factores más importantes para el éxito del cañoneo esta el factor geométrico que incluye: densidad de disparo, fase, diámetro de perforación, longitud de penetración, que se debe diseñar dependiendo de la configuración del pozo, formación y fluido a producir para tener el resultado deseado.
- La tecnología HEGF es una alternativa para la estimulación de pozos de gas y aceite consiste básicamente en cañonear el pozo con un combustible sólido de propagación lenta llamado propellant que genera gas a alta presión que se expande en las direcciones del cañón creando múltiples fracturas radiales que se convierten en canales de flujo de alta conductividad reduciendo el daño y permitiendo aumentar la producción.
- HEGF es una tecnología que puede ser aplicada con varios fines como: para la estimulación de pozos como un tratamiento pre fracturamiento, inyección de agua o como un cañoneo mejorado. Para un tratamiento de pre fracturamiento hidráulico es un alternativa cuando no se cuenta en superficie con el equipo necesario para realizar la estimulación para las condiciones planteadas de la formación, como tratamiento de inyección de agua ayuda a reducir la tasa de inyección debido a que crea canales que facilitan el flujo, para el caso del cañoneo reduce el daño generado a la formación comparado con un tratamiento de

cañoneo convencional siendo de gran utilidad para futuros trabajos de estimulación.

- La técnica tiene la alternativa de que todos los métodos de transporte pueden ser utilizados bajo ciertas características del pozo.
- El propellant es el componente que mejora el cañoneo, tiene la propiedad de deflagrar sin detonar lo que favorece la operación, debido a que no genera daño a la formación porque es más lento que un explosivo convencional y no permite que los esfuerzos compresivos residuales se generen y es más rápido que un fracturamiento hidráulico lo que genera que la energía no sea solamente distribuida para un ala de fractura sino que sea utilizada para generar múltiples fracturas.
- Existen diferentes tipos de propellant como líquidos y sólidos, los sólidos tienen forma de granos y según el grano se puede generar diferentes tipos de combustión por ejemplo combustión progresiva, regresiva y neutra. La combustión progresiva es lenta y proporciona una presión máxima menor pero una duración de presión mayor, la combustión regresiva presenta una presión máxima mayor en un corto tiempo. El tipo de propellant a utilizar depende de la aplicación con un propellant regresivo voy a obtener una velocidad de salida mayor y por más tiempo pero el contenedor debe ser de mayor resistencia para soportar la presión máxima.
- La tecnología HEGF tiene ventajas sobre el fracturamiento hidráulico como: el fracturamiento múltiple que genera, no necesita tantos equipos, no necesita empaques etc. Pero nunca reemplaza el Fracturamiento Hidráulico debido a que en ocasiones será de mayor rentabilidad generar un ala de fractura pero con mayor longitud de fractura. Lo que deja al HEGF como una tecnología más para

aplicar para ciertas condiciones en las cuales no es posible realizar un fracturamiento hidráulico.

- En el caso de un cañoneo convencional aunque en algunas ocasiones ha sido exitoso, no se tiene certidumbre en cuanto a las condiciones para cuales ha tenido buenos resultados, debido a esto y a todos daños que genera a la formación, HEGF sería una opción para superar estos problemas y generar cañoneos más rentables esto partiendo de que HEGF es una tecnología que surgió con la necesidad generar una alternativa viable para disparar explosivos en el pozo (cañonear) sin generar un daño mayor en la formación. De manera generar HEGF será una opción más en el momento de realizar un trabajo en el pozo, ya sea como cañoneo o como un Pre Fracturamiento Hidráulico.
- La tecnología de HEGF genera un patrón de fracturamiento en cada dirección del cañón independiente de la distribución de esfuerzos, debido que la velocidad de propagación no permite la generación de esfuerzos de tensión, permitiendo que la fractura crezca en longitud en la dirección del cañoneo hasta que se termine la combustión del propellant o se generen altas perdidas de leak off, después de esto la fractura tomara la dirección del esfuerzo máximo; siendo estas de mayor longitud que las fracturas generadas en otras direcciones.
- El patrón de fracturamiento es diferente para cada tecnología de estimulación , el cañoneo genera fracturas cortas de baja permeabilidad, generando más daño a la formación, el fracturamiento hidráulico puede lograr fracturas largas pero solo un ala de fractura, en el caso del HEGF podemos tener fracturas de longitud intermedia entre el cañoneo y el fracturamiento hidráulico pero las fracturas serán en varias direcciones, permitiendo aumentar el área de contacto entre el wellbore y la formación y permitiendo conectar posibles fracturas naturales.

- En el momento de diseñar la operación se debe tener en cuenta seleccionar una adecuada masa del propellant para la configuración del pozo que se tiene, debido a que se puede generar un daño mayor. Para mayores longitudes de fractura es necesario propellant de combustión lenta, con perforaciones más grandes y contenedores de mayor diámetro.
- El resultado del propellant no se ve influenciado por la presencia o no de liquido en el pozo generando una misma geometría de la fractura, pero si por la dirección del cañoneo, si la dirección del cañón está en la dirección del plano de fractura las longitudes de fractura van a ser mayores.
- Una adecuada selección del propellant según las condiciones del pozo es importante. Es deseable utilizar un diámetro mayor de perforación y espaciamiento con propellant lentos que me permiten mayores cargas de propellant.
- EL tratamiento con propellant puede actuar como un mini frac de alta velocidad y se puede analizar la presión de cierre usando un acercamiento de la función G. Este análisis puede ser especialmente útil cuando los propellant se ejecutan antes de un trabajo de fracturamiento hidráulico para reforzar la ruptura y reducir la tortuosidad. El análisis de cierre del propellant y la G-función, que se puede hacer muy rápidamente, se puede utilizar para ayudar con rapidez en el diseño del trabajo de fracturamiento hidráulico.
- La metodología presentada en este proyecto se realizo con el objetivo de crear una guía para implementar la tecnología en Colombia, y tener en cuenta las características básicas antes de realizar un trabajo de fracturamiento con gas a alta energía.
- Con base en los resultados de los incrementales de producción mostrados para HEGF podemos concluir que para los pozos seleccionados incrementaría su producción, aun teniendo en cuenta que puede existir cierto porcentaje de error

debido a que se tuvieron que realizar ciertas correlaciones para los cálculos de algunas propiedades. Aunque el error sería muy poco debido a que se tuvo en cuenta que se tratara de la misma formación, se trabajó con los pozos más cercanos y se aseguró que no existiera ningún tipo de falla entre ellos.

- En cuanto a los costos generados al implementar HEGF, el costo inicial es mucho mayor que en un cañoneo convencional, sin embargo para los pozos seleccionados puede resultar en una mejora económica y en una más rápida recuperación de la inversión.
- Para 3 de los 4 pozos evaluados el análisis el VPN para el HEGF tuvo valores altos, con incrementales altos de producción, por lo tanto existe alta viabilidad económica para implementar la tecnología con un menor tiempo de recuperación que en el caso de realizar un cañoneo convencional.
- Para los pozos UIS 3 y UIS 2 se debe tener precaución al implementar cualquiera de las dos tecnologías debido a su bajo valor de TIO lo que hace menos rentable realizar el trabajo.

## 12 RECOMENDACIONES

- Se recomienda Realizar pruebas piloto de la tecnología de HEGF teniendo en cuenta los parámetros analizados previamente en este proyecto, ya que el análisis de producción y el análisis económico muestran que el HEGF es una tecnología exitosa.
- Realizar pruebas de laboratorio para analizar las características del propellant (tamaño, tasa de combustión), para tener una adecuada selección de acuerdo a las condiciones del pozo con el fin de tener mayor certeza y mayor éxito al implementar la tecnología.
- La tecnología HEGF es una tecnología que se recomienda utilizar como acompañante de otras tecnologías mas no para reemplazarlas, tal como el caso del Fracturamiento Hidráulico, ya que si se llega a utilizar como un pre fracturamiento produce grandes beneficios en el fracturamiento hidráulico y debe ser aplicada lo antes posible porque a largo plazo las fracturas creadas tenderán a cerrarse.



### 13 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BOAS, Jaqueline. " Análisis técnico y de costos del Uso de StimGun como Método de Punzamiento en algunos Pozos de Petroproduccion" , Ecuador: Tesis, 2009
2. Scribd - Cañoneo. <http://scribd.com> (2010).
3. BAXTER, Dennis." Operaciones de disparos: cuando la falla es el objetivo", Oilfield Review, Texas, 2009.
4. Pemex. " Investigación del desempeño de cargas para disparos en formaciones duras ".
5. "Dynamic Gas Pulse loading / StressFrac. A Superior Well Stimulation Process", Artículo: 1998
6. Gas Gun <sup>TM</sup>. Volumen 3 2000; Volumen 4, 2001; Volumen 5, 2002; Volumen 6, 2003, Volumen 8, 2005. <http://thegasgun.com> (2011).
7. Schimidt, R.A., "A solid Approach", Oilfield Technology, April 2009.
8. Scribd Completacion-1-Tuberia. [Http://scribd.com](http://scribd.com) (2010).
9. Scribd – baleo y Punceo.. <http://scribd.com> (2010).
10. Halliburton.
11. Clark, J.D. "An Informal History of Liquid Rocket Propellants". Rutgers University Press, pp. 214, 1972



12. FAS. Federation of American Scientists. <http://www.fas.org>. (2010).
13. Zazovsky,A.F. *Schlumberger Product Center, Sugar Land, Texas USA*.  
“PROPELLANT FRACTURING REVISITED”ARMA/NARMS 04-612
14. M.C.Christianson & R.D.Hart, J. ESchatz. “Numerical analysis of multiple radialfracturing”. Itasca Consulting Group,Inc., Minneapolis Minn., USA. 1998
15. . Dynamic Gas Pulse Loading® / STRESSFRAC® - A Superior Well Stimulation Process, Servo Dynamics Inc.,
16. J.F. Cuderman. “Tailored-Pulse Fracturing in cased and Perforated Boreholes”, Spe 15253, 1986
17. D.A. Cuthill, SPE, Computalog Wireline Services; J.F. Schatz, SPE, John F. Schatz Research & Consulting, Inc.;J.V. Gilbert, SPE, Marathon Oil Company. “A New Technique for Rapid Estimation of Fracture Closure Stress When Using Propellants”, SPE /ISRM 78171, 2002.



## 14 BIBLIOGRAFIA

Baxter, Dennis." Operaciones de disparos: cuando la falla es el objetivo", Oilfield Review, Texas: Articulo, 2009

BOAS, Jaqueline. " Análisis técnico y de costos del Uso de StimGun como Método de Punzamiento en algunos Pozos de Petroproduccion" , Ecuador: Tesis, 2009

Clark, J.D. "An Informal History of Liquid Rocket Propellants". Rutgers University Press, pp. 214, 1972

Cuderman, J.F.: "Multiple Fracturing Experiments – Propellant and Borehole Consideration" SPE/DOE 10845, 1982

Cuderman, J.F.et al.: "A Propellant Based Technology for Multiple Fracturing wellbore To Enhance Gas Recovery: Application and Results in Devonian Shale" SPE 128364

D.A. Cuthill, SPE, Computalog Wireline Services; J.F. Schatz, SPE, John F. Schatz Research & Consulting, Inc.;J.V. Gilbert, SPE, Marathon Oil Company. "A New Technique for Rapid Estimation of Fracture Closure Stress When Using Propellants", SPE /ISRM 78171, 2002

"Dynamic Gas Pulse loading / StressFrac. A Superior Well Stimulation Process", Servo Dynamics Inc., Articulo: 1998

FAS. Federation of American Scientists. <http://www.fas.org>. (2010).

Folce, K.C. et al.: "Field Performance of Propellant / Perforating Technologies to Enhance Placement of Proppant on High Risk Sand Control Completions" SPE 72135, 2001.



Gas Gun <sup>TM</sup>. Volumen 3 2000; Volumen 4, 2001; Volumen 5, 2002; Volumen 6, 2003, Volumen 8, 2005. [http: //thegasgun.com](http://thegasgun.com) (2011).

Halliburton.

Haney, B.L.: “The Application of an Optimized Propellant Stimulation Technique in Heavy Oil Wells” SPE 37531, (1997).

J.F. Cuderman. “Tailored-Pulse Fracturing in cased and Perforated Boreholes”, Spe 15253, 1986

Keough, D.D.: “Applicability of Tailored Pulse Loading For Gas Well Stimulation” SPE/DOE/GRI 12837. 1984

M.C.Christianson & R.D.Hart, J. ESchatz. “Numerical analysis of multiple radialfracturing”. Itasca Consulting Group,Inc., Minneapolis Minn., USA. 1998

Pemex. “ Investigación del desempeño de cargas para disparos en formaciones duras ”.

Richard A. Schimdt, Norman R. “ In situ evaluation of several Tailored Pulse Well-Shooting concepts” Spe 8934

Schimdt, R.A., “A solid Approach”, Oilfield Technology, April 2009.

Scribd – baleo y Punceo.. [http: //scribd.com](http://scribd.com) (2010).

Scribd - Cañoneo. [http: //scribd.com](http://scribd.com) (2010).

Scribd Completacion-1-Tuberia. [Http: //scribd.com](Http://scribd.com) (2010)



StimGun Technology. 2010. Marathon Oil Company. Libro

Tinghan, Z. et al.: "High-Energy Perforation and Fracturing (HEPF)-Great Revolution of Perforation for 21st Century" SPE 64760, 2000.

Zazovsky, A.F. "Propellant Fracturing Revisited", Texas USA : ARMA/NARMS 04-612,2004

Zazovsky,A.F. *Schlumberger Product Center, Sugar Land, Texas USA.*  
"PROPELLANT FRACTURING REVISITED"ARMA/NARMS 04-612

CASTILLO, Rubén; JAIMES, Manuel. "Informe Técnico Tecnología Fracturamiento con Gas a alta Energía (HEGF)" Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo Unidad de Disciplinas Especializadas. Diciembre 2010

## 15 GLOSARIO

**Densidad de Cañoneo:** Se define como el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 tiros por pie (TPP). Con dispositivos especiales esta densidad se puede elevar a 8 y 14 TPP.

**Dirección de Tiro (Fases):** Indica el ángulo entre cargas, por ejemplo, las cargas pueden estar disparadas en una o varias direcciones de acuerdo con el ángulo. ( $0^\circ$ ,  $90^\circ$   $120^\circ$  Y  $180^\circ$ ).

**Separación de Cargas:** Indica la distancia existente entre la pared interior del casing y la carga.

**Penetración:** Es la longitud de la perforación realizada por una cargadaza.

**Diámetro a la entrada de la perforación:** Representa el diámetro del agujero que se crea en el casing durante el cañoneo.