

**METODOS PARA LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO EN  
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

**JAHIR ARTURO RIVERA GONZALEZ  
ANGELA XIMENA AVELLA MOLANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

**METODOS PARA LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO EN  
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

**JAHIR ARTURO RIVERA GONZALEZ  
ANGELA XIMENA AVELLA MOLANO**

**Trabajo de Investigación presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
HERNEY DELGADO MARTINEZ  
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

## DEDICATORIA

Dedicado a Dios, mis padres y mi familia.....gracias por su valioso apoyo en todo momento, por su esfuerzo y dedicación.

Gracias por darme fortaleza y confianza en los momentos difíciles....Gracias por creer en mí.

Dedicado a todas las personas, que me permitieron con sus enseñanzas, orientaciones y apoyo, alcanzar este momento de alegría y superación en mi vida.

Mil gracias.....

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
2. OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
2.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3. JUSTIFICACIÓN.....	16
4. MARCO TEÓRICO.....	17
4.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	17
4.2 DESCRIPCION GENERAL DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL.....	18
4.3 TIPOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES.....	21
4.4 TIPOS DE GASES NO CONVENCIONALES.....	22
4.5 CÓMO SE EXTRAER EL PETRÓLEO NO CONVENCIONAL.....	23
5. POZOS DE DESARROLLO HORIZONTAL.....	26
5.1 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	26
5.2 COSTOS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	27
5.3 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	30
5.4 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	30
5.5 FACTORES PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	31
5.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO.....	31
5.7 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA.....	34
5.8 APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	36

6	TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES .....	39
6.1	ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	40
6.2	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APUNTALADO .....	43
6.3	DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	43
6.4	DIRECCIÓN DE LA FRACTURA .....	45
6.5	CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA .....	46
6.6	TAMAÑO DE LA FRACTURA .....	48
6.7	SELECCIÓN DEL AGENTE APUNTALANTE.....	49
7	TECNOLOGIA UTILIZADA MUNDIALMENTE PARA LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	52
7.1	TECNOLOGÍA DE FRACTURAMIENTO MULTITETAPA .....	52
7.1.1	BALL SEALERS (Esferas Selladoras) .....	52
7.1.2	PROCESO CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF).....	52
7.1.3	FRACTURAMIENTO CON TF (CF MULTISTAGE CT FRACTURING).....	52
7.1.4	HYDRAJET ASSISTED FRACTURING (HJAF) .....	53
7.1.5	HYDRAJET PERFORATING ANULAR PUMPING (HPAP) .....	58
7.1.6	HPAP CON PROPPANT PLUG DIVERTER (PPD) .....	61
7.1.7	MÉTODO: ARENAMIENTO CERCA DEL POZO .....	64
7.1.8	MÉTODO: ARENAMIENTO CON COLCHÓN APUNTALANTE .....	64
7.2	HPAP, PPD Y SERVICIO CON TF .....	66
7.3	HPAP CON EMPAQUE DE DESVÍO.....	67
7.4	JOINTED TUBING (TUBERÍA ARTICULADA) .....	69
7.5	PERF AND PLUG.....	69
7.6	SLIDING-SLEEVE .....	71
7.7	ANÁLISIS DE OTRAS ALTERNATIVAS.....	74

7.7.1	COMMUTER FRAC, MÉTODO ESFUERZO – DESVIACIÓN.....	74
7.7.2	MÉTODO DE “DOS PASOS” DE DESVIACIÓN POR ESFUERZO .....	78
7.7.3	SISTEMA DE FRACTURAMIENTO FRACPORT:.....	83
7.7.4	EMPAQUE STRADDLE HORIZONTAL.....	87
8	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	89
8.1	TIPOS DE COMPLETAMIENTO EN COLOMBIA. ....	89
8.2	CUENCAS EN COLOMBIA PARA COMPLETAMIENTO .....	90
8.4	EL ESTADO COLOMBIANO FRENTE A LA EXPLORACIÓN .....	92
8.5	COLOMBIA FRENTE A LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO .....	93
8.6	CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN COLOMBIA .....	95
8.7	EL DESAFÍO AMBIENTAL.....	97
9	METODOS PROPUESTOS PARA LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	98
9.1	HPAP CON PROPPANT PLUG DIVERTION (PPD) CON TAPON DE ARENA.....	98
9.1.1	GENERALIDADES.....	98
9.1.2	GLOSARIO.....	98
9.1.3	CONDICIONES GENERALES.....	100
9.1.4	RESPONSABLES Y ROLES .....	100
9.1.5	RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA .....	101
9.1.6	DESARROLLO.....	102
9.1.7	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO.....	108
9.1.8	CONTINGENCIAS .....	112
9.2	AISLAMIENTO MECANICO CON EMPAQUE RTTS Y RBP .....	112
9.2.1	GENERALIDADES DEL MÉTODO.....	112
9.2.2	CONDICIONES GENERALES DEL MÉTODO.....	112
9.2.3	RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA.....	113

9.2.4	DESARROLLO DEL MÉTODO.....	113
9.3	TAPON DE ARENA O QUIMICO .....	120
9.3.1	GENERALIDADES DEL MÉTODO.....	120
9.3.2	GLOSARIO DEL MÉTODO .....	121
9.3.3	CONDICIONES GENERALES MÉTODO.....	122
9.3.4	RESPONSABLES .....	122
9.3.5	RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA.....	123
9.3.6	DESARROLLO DEL MÉTODO.....	123
9.3.7	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE REMOCIÓN DE ARENA.....	129
9.3.8	CONTINGENCIAS.....	134
10	ESTIMACION ECONOMICA DE LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	135
10.1	OPTIMIZACIÓN Y ANALISIS ECONÓMICO .....	135
11.	CONCLUSIONES .....	138
12.	RECOMENDACIONES.....	139
	BIBLIOGRAFIA.....	140

## LISTA DE IMÁGENES

	<b>Pág.</b>
imagen 1. Pirámide de comparación de yacimientos.....	18
imagen 2. Esquema general de muestras de petróleo en yacimientos .....	21
imagen: 3 esquema de muestras de roca .....	22
imagen 4. Campo athabasca, estado de alberta (canadá) .....	24
imagen 5. Perforación horizontal.....	25
imagen 6. Modelo perforación horizontal. ....	27
imagen 7. Trayectoria de un pozo horizontal.....	34
imagen 8. Proceso de estimulación hidráulica .....	41
imagen 9. Selección del apuntalante considerando la presión de cierre.....	49
imagen 10. Proceso hjaf .....	54
imagen 11. Hpap con proppant plug diversion .....	63
imagen 11. Hpap con proppant plug diversion .....	67
imagen 13. Hpap con empacador de desvío .....	68
imagen 14. Frac plug .....	70
imagen 15. Sliding-sleeve .....	72
imagen 16. Sistema de fracturamiento por fracport.....	84
imagen 17. Horizontal straddle packer .....	88
imagen 18. Tecnologías aplicadas en la industria colombiana .....	89
imagen 19. Posibles cuencas de exploración y explotación de pozos.....	91
imagen 20. Muestra de una sección de los yacimientos no-convencionales.....	94
imagen 21. Cuenca valle medio magdalena.....	95
imagen 22. Sarta de fracturamiento hidráulico .....	105
imagen. 23 Diseño de bomba desarenadora.....	109
imagen 24. Sarta de fracturamiento hidráulico con aislamiento mecánico.....	116
imagen 26. Bomba desarenadora armada .....	131

imagen 27. Proceso de optimización de un tratamiento de fracturamiento..... 136

## RESUMEN

**TÍTULO:** METODOS PARA LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA\*

**AUTORES:** JAHIR ARTURO RIVERA GONZÁLEZ - ÁNGELA XIMENA AVELLA MOLANO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Métodos, formación rocosa, movilidad, recobro, cuencas.

### DESCRIPCIÓN:

La insuficiente producción, la baja exploración y el enorme potencial de hidrocarburos que posee nuestro país, se hace necesario incorporar métodos y estrategias que posibiliten su recuperación en forma técnica, ecológica y ambientalmente responsable.

Desde el año 2012 Colombia ha encomendado al Ministerio de Minas y Energía el propósito de desarrollar yacimientos no convencionales con la resolución 180742 y la resolución 90341, definiendo estos como una formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación, para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.

Esta tesis plantea diferentes métodos paso a paso, que pueden efectuarse en sistemas de completamiento en yacimientos de petróleo definidos como no convencionales para el país, con el ánimo incrementar y producir mayor cantidad de hidrocarburos elevando el volumen de reservas de estas, los métodos planteados son formulados según las normas técnicas de calidad y ponen especial atención en preservar las condiciones ambientales.

La propuesta se ha dividido en seis partes, que abarcan temas concernientes a la experiencia existente a nivel mundial de estos procedimientos, teniendo en cuenta tecnología, herramientas y operaciones para su ejecución y viabilidad de la aplicación en los campos colombianos centrada a la propuesta de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multietapa como método primordial de completamiento debido a su alta eficiencia en el aumento del factor recobro.

La propuesta no trata de generar nueva tecnología si no que trata de acoplar la experiencia y desarrollo internacional en este tipo de yacimientos con las herramientas, procedimientos y operaciones que se utilizan convencionalmente debido a que es un área nueva de conocimiento, también otro factor que se tuvo en cuenta fue que los métodos puedan ser aplicables en cualquier pozo de forma general debido a las diferentes cuencas y litologías que presenta cada campo estas pueden tener variaciones.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Herney Delgado Martínez, Ingeniero de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODS FOR COMPLETION OPERATIONS IN NON-CONVENTIONAL DEPOSITS IN COLOMBIA.\*

**AUTHORS:** JAHIR ARTURO RIVERA GONZÁLEZ - ÁNGELA XIMENA AVELLA MOLANO\*\*

**KEYWORDS:** Methods, Rock Formation, mobility, recovery, basins.

### DESCRIPTION:

To the insufficient production, lower exploration and the enormous potential of hydrocarbons that has our country, it is necessary to incorporate methods and strategies that enable its recovery in technical, ecological and environmentally responsible way.

Since 2012 Colombian has entrusted the Ministry of mines and energy the purpose for developing non-conventional deposits with 180742 resolution and resolution 90341, defining these as a rock formation with low primary permeability must be that stimulation, to improve the conditions for mobility and recovery of hydrocarbons.

This thesis proposes different step by step methods, which can be made in systems of Workover in oil fields defined as unconventional for the country, with the aim of increasing and to produce greater amount of hydrocarbons by raising the volume of reserves of these, the methods proposed are formulated according to the technical standards of quality and pay special attention to preserve environmental conditions.

The proposal has been divided into six parts, covering topics concerning the existing experience at world level of these procedures, taking into account technology, tools, and operations for its execution and recovery feasibility of application in the Colombian fields centered to the proposal of horizontal wells with hydraulic fracturing multistage as a primary method of completion due to its high efficiency in the increase recovery factor.

The proposal is not about generating new technology if not that tries to match the experience and international development in this type of deposits with the tools, procedures, and operations that are conventionally used since a new knowledge area, also another factor that was taken into account was that methods may be applicable in any well in general because of the different basins and lithologies that displays each field they can have variations.

---

\* Degree Work

\*\* Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: Herney Delgado Martínez, Petroleum engineer.

## INTRODUCCIÓN

Colombia, produce cerca de un millón de barriles de petróleo por día (bpd) según la agencia nacional de hidrocarburos, sus reservas probadas de crudo se estiman cerca a los 2.445 millones de barriles; sin embargo el panorama para los próximos 7 años es de disminución de producción de hidrocarburos y minería, lo cual llevaría a un caos fiscal ya que estos representan el 20% de los ingresos corrientes de la nación.

Ante la disminución de la producción de los pozos convencionales por su maduración y la necesidad de mantenerse como país exportador, las multinacionales del petróleo y agencia nacional de hidrocarburos han iniciado estudios que confirman la existencia entre 500 y 3000 millones de barriles de petróleo en los yacimientos no convencionales.

Para la recuperación de este potencial energético que tiene Colombia se debe contar con tres factores determinantes:

- 1 - La alta inversión que requiere la técnica que se utiliza para la extracción denominada "fracking".
- 2 - El cumplimiento de la alta exigencia ambiental, para reducir los riesgos de la zona y el deterioro de acuíferos.
- 3 - La seguridad, ya que las mayores concentraciones de esquistos se encuentran en el Magdalena medio y en la zona del Catatumbo; regiones asediadas por las principales fuerzas guerrilleras del país.

Este proyecto recopila la información existente sobre el tema, toma como ejemplo los países de América que han decidido incluir la perforación de no convencionales como herramienta válida para recuperar hidrocarburos; y propone métodos de operaciones específicas que permitan utilizar la técnica en nuestro país.

## **1. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

A partir de la información existente y de la tecnología nacional e internacional establecer lineamientos operacionales que permitan aplicar las tecnologías usadas en las operaciones de completamiento de los yacimientos convencionales en los yacimientos no convencionales en campos colombianos.

#### **2.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer lineamientos generales para el fracturamiento hidráulico en Colombia.
- Planificación de la sarta de fracturamiento hidráulico de acuerdo a las tecnologías implementadas en Colombia.
- Definir y estandarizar las actividades necesarias para realizar las operaciones de completamiento con fracturamiento multietapas.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Siendo Colombia el vigésimo segundo país en el mundo en la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales, ve día a día como baja la producción de la compañía petrolera nacional, en el último año esta se redujo aproximadamente en 2,73% pasando de 548.215 barriles en abril del 2013 a 533.230 barriles en el mismo mes del año 2014.

Aún y en cuando el mes de junio de 2014 la producción promete ser la más alta de los últimos años para la Agencia Nacional de hidrocarburos, la tendencia Nacional de la producción total petrolera es la de seguir en reducción.

De continuar esta tendencia se hace necesario establecer una proyección hacia el futuro del país en las reservas de hidrocarburos, que según datos estadísticos variables del Ministerio de Minas y Energía, alcanzarán solo para los próximos siete años. La industria petrolera nacional, debe iniciar nuevos retos en la búsqueda de fuentes de hidrocarburos, como lo son por ejemplo, la exploración y explotación de los controvertidos yacimientos no convencionales.

Este reto ya ha sido iniciado por otros países del orden mundial como lo son Canadá y Estados Unidos de América, pioneros en el uso de herramientas y tecnologías para esta tarea.

Se justifica plantear métodos para aplicar al modelo que debe seguir nuestro país, para la utilización de la tecnología internacional, buscando establecer cómo integrarla con la que posee nuestro país, y que ello contribuya en excelente desempeño, acorde con la litología Colombiana, para el completamiento de los pozos convencionales, y en la forma más apropiada para hacer el completamiento de yacimientos no convencionales; pero sobre todo en la búsqueda de cómo reducir al máximo el impacto del completamiento de pozos, en los recursos hídricos y naturales de la región.

### **3. MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

Los yacimientos no convencionales son formaciones de roca que contienen hidrocarburos en unas condiciones geológicas que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar atrapado en rocas poco permeables o por tratarse de fluidos de muy alta viscosidad.

La explotación de estos hidrocarburos tiene antecedentes de estudio, exploración y explotación en países como Canadá y Estados Unidos pero en los países latinoamericanos apenas se está comenzando su estudio.

Colombia tiene un alto potencial de producción en sus yacimientos no convencionales principalmente en la región del magdalena medio y la cordillera oriental, su adecuado aprovechamiento significaría mayores recursos.

La ANH estima que en Shale Gas las reservas del país pueden ser de 31.7 TPC, convirtiéndose en una gran oportunidad para incrementar la relación reservas producción, que actualmente está en siete años, asegurar el autoabastecimiento energético para el país y como la tranquilidad de que la tecnología permite desarrollar de manera segura y responsable la producción de estos yacimientos.

Estos proyectos son grandes generadores de empleo directo e indirecto en las regiones donde se realizan ya que requieren inversión continua durante toda la vida del campo para mantener la producción. Además, tienen una demanda intensiva de compra de insumos y servicios, por lo que también representan una oportunidad para el desarrollo económico y el crecimiento del sector de bienes y servicios especializados en el sector petrolero.

La siguiente figura muestra una pirámide donde se representa la relación de aumento costo, tecnología y dificultad de su producción con la variedad de yacimientos de hidrocarburos comparando los convencionales en menor proporción con los no convencionales que se encuentran en la parte de la base de la misma.

**IMAGEN 1.** Pirámide de Comparación de Yacimientos.



Fuente: Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluación & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, figura: desarrollo de yacimientos no convencionales.<sup>1</sup>

## 4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL<sup>2</sup>

**ROCA FUENTE/MADRE:** En los yacimientos no-convencionales la roca fuente y la roca almacén tienen el mismo horizonte estratigráfico.

Trampas en yacimientos no-convencionales se limitan a donde se encuentra la distribución de la roca fuente y sobretodo basado generalmente a la calidad de la misma.

---

<sup>1</sup> Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluación & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, Ecopetrol. Bogotá 9 mayo 2013, pag-7, En línea: <https://www.youtube.com/watch?v=4dmcYlf-s8U>

<sup>2</sup> Panorama General de Hidrocarburos no Convencionales, Olade, 2012.

**YACIMIENTO:** No-convencionales. Se incluyen lutitas, margas, mantos de carbón y las areniscas y calizas que debido a su baja porosidad y permeabilidad.

Porosidad: La gran mayoría de yacimientos no-convencionales tienen mucho menos del 10% de porosidad.

**PERMEABILIDAD:** Las lutitas por naturaleza son rocas porosas pero sus poros no están intercomunicados, a no ser que estén fracturadas o se fracturen artificialmente. Por lo tanto, son de muy baja permeabilidad. En reservorios no convencionales la permeabilidad puede ser menor de 0.1 md. Frecuentemente el rango puede ser en nanodarys.

**TRAMPA:** En las trampas de reservorios no-convencionales, el gas esta embebido en los poros y en la matriz y por consiguiente, la trampa en el sentido clásico no aplica. Naturalmente, dentro del área prospectiva de los yacimientos no-convencionales hay que identificar los trenes o áreas más apropiados (“sweet spots”) para su explotación.

Extensión de la trampa: La extensión física de la trampa es por supuesto más grande en los no-convencionales que en los convencionales. En el sentido amplio se puede considerar que los yacimientos no-convencionales cubren la totalidad de las cuencas hidrocarburíferas donde se encuentre la roca fuente en el subsuelo.

**SELLO:** En yacimientos no-convencionales la roca reservorio de hecho es un sello pero con hidrocarburos embebidos que no podrán salir al menos que sean estimulados de alguna forma como produciendo fracturamientos hidráulicos (Fracking).

**MIGRACIÓN:** En yacimientos no-convencionales la migración no es tan importante o no se considera. Estos yacimientos los encontramos directamente en la roca fuente, es decir, no consideramos migración a distancia para los yacimientos no-convencionales.

**PRESIÓN DE PORO:** Cuando se trata de yacimientos no-convencionales generalmente se relaciona con la presencia de espesas secciones de arcillas/lutitas, bajo presiones anormales, en las partes más profundas de las cuencas hidrocarburíferas.

**GEOQUÍMICA:** En yacimientos no-convencionales la sección que produce debe tener la madurez y contenido de materia orgánica apropiada para el tipo de gas o gas húmedo si fuera el caso.

**EXPLORACIÓN:** En yacimientos no-convencionales, generalmente, hay una muy reducida producción de agua o ninguna. En ellos no hay fases de recobro ya que no producen al menos que se los estimule y fracturen hidráulicamente (Fracking) para que desarrollen permeabilidad. En yacimientos convencionales la producción diaria puede ser muy superior a los no-convencionales.

**POZOS:** En los yacimientos no-convencionales la mayoría de los pozos son horizontales dentro del objetivo.

**DECLINACIÓN:** La declinación o agotamiento de los yacimientos no-convencionales puede ser muy precipitada con relación a los convencionales. Los pozos de gas de yacimientos no-convencionales declinan rápidamente, muchas veces alrededor de 35%. Por este motivo hay que perforar en proporción, más pozos que en los yacimientos convencionales. Lógicamente el área de drenaje de los no-convencionales es mucho menor.

**ESTUDIO Y RIESGO GEOLÓGICO:** La explotación del crudo de esquisto, se encuentra en el país en un promedio de ubicación a profundidades de entre 1.500 y 2.400 metros.

Si nos referimos al riesgo geológico de encontrar hidrocarburos en donde al menos se haga una prueba y fluya algo de hidrocarburos, podríamos decir que es muy bajo en los yacimientos no-convencionales, puesto que la roca fuente generalmente tiene hidrocarburos embebidos en los poros.

Las cuencas (“tight gas basins”) no son más que las cuencas potenciales para yacimientos no-convencionales. Su comercialidad está supeditada a efectuar fracturamientos hidráulicos masivos en los pozos.

**ESTRATEGIA Y HERRAMIENTAS:** Siempre se ha usado herramientas de baja resolución para determinar extensión de las cuencas, como son la gravimetría y magnetometría.

Por décadas se ha tratado de tener resolución en reservorios muy delgados pero sin mucho éxito. Para los reservorios no-convencionales se tendrá que pensar en

esquemas de como adquirir información que nos dé resolución adicional para el estudio de las lutitas.

Los yacimientos no-convencionales son como una trampa estratigráfica gigantesca con saturación de hidrocarburos a varios niveles, donde hay que encontrar los puntos o áreas más propensos para lograr producción de hidrocarburos a partir de permeabilidad inducida por las fracturaciones hidráulicas.

#### 4.3 TIPOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES<sup>3</sup>

- Heavy Oil: Petróleo en estado líquido de alta densidad. Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.
- Oil Shale: Petróleo producido directamente de la roca madre (shale rica en materia orgánica).
- Oil Sands o Arenas Bituminosas: Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.

**IMAGEN 2.** Esquema general de muestras de petróleo en yacimientos no convencionales.



Fuente: *Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluacion & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, figura: esquema general de muestras de petróleo en yacimientos no convencionales.*<sup>4</sup>

- Tight Oil: Petróleo proveniente de reservorios con baja porosidad permeabilidad.

#### **4.4 TIPOS DE GASES NO CONVENCIONALES<sup>5</sup>**

- Shale Gas: Gas Natural contenido en rocas arcillosas (shale) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre). Para su explotación es necesario perforar pozos horizontales y fracturar la roca.
- Tight Gas: Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.
- Coalbed Methane: Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.
- Hidratos de metano: Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 metros.

**IMAGEN: 3** Esquema de muestras de roca (vista básica de las rocas de yacimientos donde está presente en el gas).

---

<sup>4</sup> Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluacion & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, Ecopetrol. Bogota 9 mayo 2013,pag-7, En línea: <https://www.youtube.com/watch?v=4dmcYLFs8U>

<sup>5</sup> Panorama General de Hidrocarburos no Convencionales, Olade, Quito – Ecuador. 2012.



Fuente: *Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluacion & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, figura: muestras de roca de yacimientos no convencionales.*<sup>6</sup>

#### 4.5 CÓMO SE EXTRAHE EL PETRÓLEO NO CONVENCIONAL<sup>7</sup>

Existen varios métodos de extracción de petróleo no convencional, entre los que podemos destacar:

- ✓ Minería a cielo abierto, cuando las oil sands están muy someras como es el caso de Canadá con los campos de Athabasca, cold lake y Peace River ubicados en el estado de Alberta.
- ✓ Entre ellos, se cubren más de 140.000 kilómetros cuadrados y reservas probadas de 1,75 billones de barriles de bitumen, el 97% de las reservas petrolíferas de Canadá y el 75% de las reservas totales de petróleo de América del Norte.

---

<sup>6</sup> Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluacion & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, Eco petrol. Bogota 9 mayo 2013, pag-7, En línea: <https://www.youtube.com/watch?v=4dmcYLFs8U>

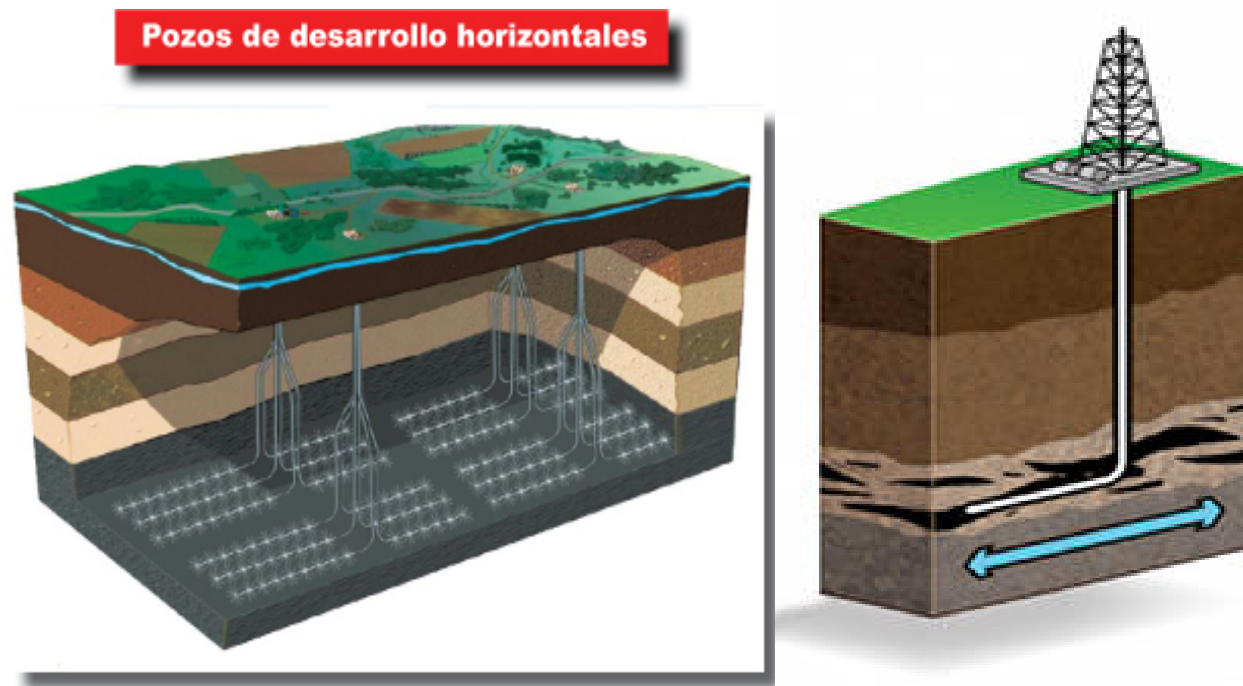
<sup>7</sup> Panorama General de Hidrocarburos no Convencionales, Olade, Quito – Ecuador. 2012.

**IMAGEN 4.** Campo Athabasca, Estado de Alberta (Canadá)



Fuente: Canalazul24. La explotación de las arenas bituminosas están contaminando aguas subterráneas de Canadá, blog econoticias 25/02/2014, figura: *Arenas- bituminosas- de- canada.jpg*, En línea: <http://www.ecoticias.com/eco-america/88973/noticia-medio-ambiente-explotacion-arenas-bituminosas-contaminando-aguas-subterranasCanada>.

## IMAGEN 5. Perforación Horizontal



Fuente: Lenis Oritza Zuñiga . Pozos horizontales y multilaterales, figura 1: cluster de pozos horizontales, figura 2: pozo horizontal.scrib, USA 27 de febrero 2013 (En línea): <http://es.scribd.com/doc/127658020/Pozos-Horizontales-y-Multilaterales#scribd>

## **4. POZOS DE DESARROLLO HORIZONTAL**

En la industria petrolera se conoce como perforación horizontal o paralela a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción.

Los pozos horizontales son aquellos con un ángulo de inclinación no menor de  $86^\circ$  respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de perforación para pozos horizontales básicos, cada tipo de ellos posee una técnica diferente que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal. En todo pozo horizontal se requiere de un montaje o ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación necesarios para alcanzar el objetivo.

### **5.1 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL**

Este tipo de pozos de petróleo y gas que se reconocen por que terminan con una sección que hace un recorrido horizontal, no son una novedad en la industria del petróleo, pero sólo hasta en los últimos años se ha vuelto un método utilizado en una mayor proporción. Como un pozo convencional, un pozo horizontal comienza con la perforación de la superficie con una sección vertical. En un punto por encima del horizonte de destino, el pozo comienza a curvarse hasta que resulta en un pozo funcionando lateralmente, lejos de su localización de la superficie.

Un pozo horizontal que sigue hasta el depósito, a través de miles de metros de tubos delgados de manera lateral, expone una cantidad mucho mayor de depósito con un aumento resultante en la producción. Los perforadores originalmente utilizaron pozos horizontales para cruzar múltiples fracturas naturales, pero la técnica también ha encontrado un amplio uso en depósitos con permeabilidad convencional.

Los operadores de petróleo y gas de lutitas o esquisto perforan varios pozos horizontales, combinando la técnica de fracturamiento hidráulico, o "fracking", creando grietas artificiales o fracturas en la roca del yacimiento, que luego se mantiene abierta por los granos de arena inyectados junto con los líquidos bajo presión extrema. Las fracturas aumentan la permeabilidad del depósito, permitiendo que más petróleo y gas alcancen el pozo.

## IMAGEN 6. Modelo Perforación horizontal.



Fuente: Lenis Oritza Zuñiga . Pozos horizontales y multilaterales, figura 1: modelo de perforación horizontal scribd, USA 27 de febrero 2013 (En línea): <http://es.scribd.com/doc/127658020/Pozos-Horizontales-y-Multilaterales#scribd>

### 5.2 COSTOS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL.<sup>8</sup>

El análisis económico en la perforación de pozos horizontales tiene como fundamento considerar el tiempo de recuperación del capital que se invierte teniendo en cuenta todos los costos y la rentabilidad del proceso.

Los pozos horizontales consideran incremento en sus costos operativos debido a que deben aumentar en forma significativa el proceso de perforación. Además el costo de cada sección es mayor, debido a los riesgos operacionales por el uso de elementos y herramientas de precisión de gran costo.

---

<sup>8</sup> Gabino Velasco Horacio. "¿Cómo es la perforación horizontal?". Petrotecnia. Abril, 2014. <http://www.petrotecnia.com.ar/abril14/Petro/Como-es.pdf>

La relación de costos e inversión en la perforación de pozos horizontales frente a la perforación de pozos verticales es de 3 a 1 aproximadamente, costo que se justifica en la tarea recíproca del mecanismo, a mayor costo, mayor producción y mayor rentabilidad de los mismos.

Los costos aumentan cuando en el proceso operativo se presenta problemas que deben ser resueltos con máxima urgencia.

**Incremento en la Velocidad de Perforación horizontal:** Uno de los factores más importantes que limitan la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento, es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona de producción del pozo. En estos casos el pozo debe completarse a una distancia de los contactos que evite la temprana irrupción de los fluidos por efecto de la conificación.

Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en el caso de un pozo vertical. Esta disminución de la caída de presión, reduce la tendencia del agua o gas a conificarse.

Los pozos horizontales han sido utilizados en procesos de recuperación mejorada de crudos; tales como: Inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores o inyectoras. Los pozos horizontales son usados como inyectoras para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción, así como también un incremento en la eficiencia de barrido, debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento y reducen el número de pozos requeridos para la inyección.

**Yacimientos Naturalmente Fracturados:** Muchos yacimientos de baja permeabilidad, están conectados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Para obtener una alta producción se debe obtener la conexión de un pozo con esas fracturas. Con pozos horizontales puede lograrse el contacto del pozo con la mayor cantidad de las fracturas y así mejorar la productividad en forma sustancial.

**Reducción de Pérdidas de Circulación**<sup>9</sup> : Cuando la presión ejercida por la columna de lodo es mayor que la presión de fractura de la formación se generan fracturas que producen pérdidas del fluido hacia la formación, esta situación eleva los costos, y mucho más si se emplean lodos especiales, el fluido que escapa debe ser reemplazado.

Los problemas surgidos de esta situación puede ser reducida o eliminada con la técnica de perforación horizontal, esta permite usar fluidos livianos, nivela o reduce la presión hidrostática, previniendo pérdidas de fluidos en la formación.

**Tiempos de Limpieza y Prueba de Pozo:** La acumulación de arena, residuos y escombros pueden producir un gran impacto en el flujo del fluido de un pozo. En otros casos la misma arena, el limo llegan a obstaculizar su propio flujo, situación que provoca emergencias en los terrenos al modificar su curso.

A medida que se desarrollan yacimientos de baja permeabilidad, los tratamientos de estimulación hidráulico de pozos altamente desviados o pozos horizontales se han convertido relativamente en práctica habitual, en todo su proceso de fracturamiento, quedan cantidades que varían de residuos que deben ser removidas para dar inicio a la producción.

El mejoramiento de la eficiencia de las operaciones de limpieza no sólo reducirá el costo, sino que además permitiría volver a poner el pozo en producción, más rápido, generando mejores ingresos al iniciar más rápido la producción.

Durante el año 2004, los ingenieros de diversas compañías a través de una base de datos, documentaron los procesos de limpieza con tuberías denominadas flexibles, para ello tuvieron en cuenta 24 factores de análisis, entre otros datos, tomaron: las propiedades de los apuntalantes, niveles de profundidad inicial, velocidades de penetración, alcance del barrido y la velocidad de circulación.

---

<sup>9</sup> Abbas Raafat, Jarouj Haitham, Dole Steve y otros. “ Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación”. Oilfield Review. 2004.  
[www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish04/spr04](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/spr04)

Los ingenieros encargados del estudio se centraron en la optimización del tiempo efectivo total (TET) definido como la suma del tiempo de penetración, el tiempo de circulación de los escombros del pozo y el tiempo de lavado desde el fondo hasta la superficie.

Utilizando los módulos del programa PowerClean, los ingenieros analizaron las operaciones de limpieza previas e identificaron las oportunidades de mejoramiento de la eficiencia. De particular interés resultó el hecho de que el apuntalante para fracturamiento residual aparecía en el pozo con patrones de distribución variables, lo que requería que cada uno de los elementos de diseño tuviera que optimizarse para cada sección de pozo específica.

### **5.3 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.**

- El costo de un pozo horizontal es de 1,3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- La corrida de registros presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación.
- Las opciones de completamiento son limitadas.
- La excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo.
- Inestabilidad del Agujero.
- Vibraciones de la Sarta y Ensamble de Fondo.
- Equipo de Perforación Direccional.
- Factores económicos.

### **5.4 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES**

Los Pozos Horizontales pueden clasificarse en cuatro (4) tipos de acuerdo a las variantes en la técnica de perforación, la cual, a su vez, depende de la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal.

- **Pozos de Radio Ultra Corto:** Representan una tecnología donde, se pueden alcanzar radios de curvatura de 1 y 2 pies, entre 45 y 60 grados de desviación por pies y desplazamientos horizontales comprendidos entre 100 y 200 pies. Su uso actualmente es muy esporádico.
- **Pozos de Radio Corto:** En esta técnica el radio de curvatura varía de 20 a 40 pies con variaciones de la tasa de construcción de ángulo de 2° a 5° por pies, con una sección horizontal de 100 a 800 pies longitud.
- **Pozos de Radio Medio:** Estos pozos presentan un radio de curvatura entre 300 y 1000 pies, con una tasa de construcción de ángulo de 6° a 20° por cada 100 pies y una longitud de sección entre los 1.000 y 4.000 pies. Este es el método más comúnmente usado en la perforación de pozos horizontales, debido a que por el radio de curvatura empleado, es posible usar la mayoría de las herramientas de la perforación direccional.
- **Pozos de Radio Largo:** Este método es de uso limitado para perforaciones de desarrollo. Ha sido utilizado con fines de estudio y para la determinación de la extensión del yacimiento. El radio de curvatura varía de 1000 a 3000 pies y el ángulo de construcción entre 2° y 6° por cada 100 pies. La sección horizontal varía entre 1000 y 6000 pies de longitud.

## 5.5 FACTORES PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL

Elige perforar un pozo horizontalmente, debido a muchas razones. Los usos de la perforación se pueden separar en cuatro grandes categorías: Mejor drenaje de yacimiento.

- Retorno rápido de inversión.
- Objetivos inaccesibles desde la superficie.
- Evita obstrucciones en el hoyo.

## 5.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL

- Espesor de la arena de yacimiento.
- Reservas remanentes.
- Propiedades definidas de los fluidos.
- Mecanismo de producción del yacimiento definido.
- Información geológica confiable.
- Esquema de completamiento.
- Tipos de Completamiento.

A continuación se detallan algunos parámetros:

- **Modelo geológico:** En la perforación de un pozo horizontal se requiere tener la mejor caracterización geológica posible de la zona a perforar, y de las propiedades petrofísicas de la roca y el yacimiento. Así, tienen que conocerse detalladamente parámetros como espesor.

Variación de la permeabilidad horizontal y vertical, heterogeneidades, extensión lateral del yacimiento, comunicación entre arenas, entre otros.

- **Permeabilidad vertical:** Para que un pozo horizontal presente una buena productividad, el yacimiento que esta drenando el mismo, debe tener buena comunicación vertical. Los pozos horizontales no son convenientes en formaciones con muchas intercalaciones de barreras de lutitas.

- **Espaciamiento entre pozos:** La perforación de pozos muy próximos entre sí en yacimientos altamente drenados puede provocar interferencia entre ellos. En lo que se refiere a yacimientos con desplazamiento con agua o gas, el espaciado entre pozos depende de la distancia mínima requerida para evitar la Conificación de agua o gas entre pozos cercanos.

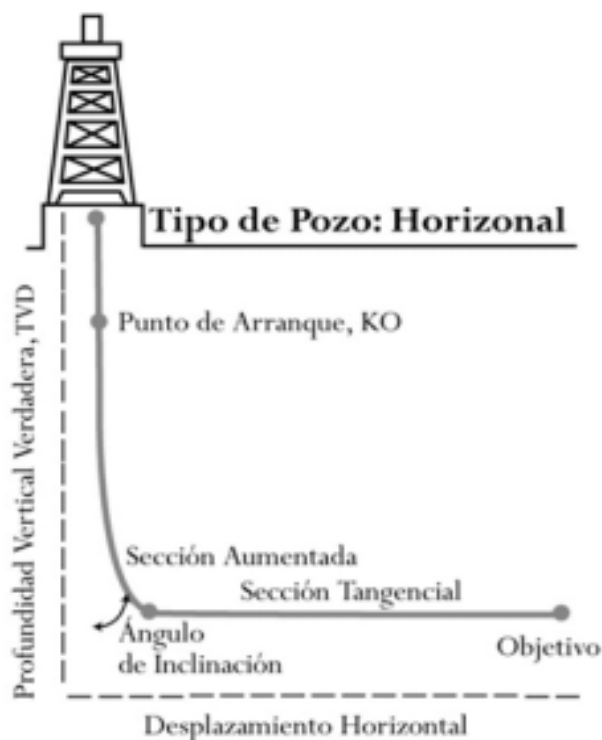
- **Espesor del yacimiento:** El espesor de la arena objetivo debe conocerse para escoger la trayectoria óptima de la misma. Este espesor aparente puede conocerse a partir de registros de pozos vecinos o de mapas isópacos-estructurales.

- **Dirección de las fracturas:** Para obtener una buena productividad es necesario perforar el pozo perpendicular a las fracturas, para lo cual se requiere conocer la orientación de las mismas. Así se mejora no solo la productividad del pozo, sino también se mejora el área de drenaje y se incrementa significativamente las reservas recuperables con respecto a los pozos verticales convencionales. Por otro lado, un pozo horizontal perforado paralelamente a las fracturas naturales producirá más que un pozo convencional; sin embargo, el incremento en el área de drenaje y de las reservas recuperables sobre los pozos convencionales podría resultar mínimo. En ese caso la perforación de un pozo horizontal podría solo acelerar la producción de las reservas, lo cual conllevaría a no dar los incentivos económicos suficientes que justifiquen la perforación del pozo horizontal.

- **Saturación de Fluidos:** En las zonas donde se va a desarrollar la perforación horizontal se requiere conocer la saturación de petróleo, agua y gas existente, para determinar la factibilidad técnica y económica de la aplicación de esta tecnología.

## 5.7 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL<sup>10</sup>

**IMAGEN 7.** Trayectoria de un pozo Horizontal.



Fuente; BIBLIOTECA DIGITAL DE TRABAJOS ESPECIALES DE GRADO. Desplazamiento horizontal [imagen]. España: Tesis. Ula.Ve, 2014. 800 X 400 Jpg.

Al realizar el diseño de un pozo horizontal convencional debe tenerse en consideración una serie de datos sobre las características del área superficial, del yacimiento, del taladro que será utilizado y de las herramientas disponibles. Estas características originan una serie de parámetros que son los siguientes:

- Profundidad Vertical Verdadera (TVD): Es la distancia vertical de cualquier punto dado del hoyo al piso de la mesa rotaria del taladro de perforación utilizado.
- Objetivo: Es un punto fijo en el subsuelo de la formación que va a ser conectada a producción con el hoyo desviado.

---

<sup>10</sup> Gabino V. Horacio, ¿Cómo es la perforación horizontal?, Petrotecnia. Abril. 2014.

- Punto de Desviación o Kick Off Point (KOP): Es el punto de la trayectoria en el cual el pozo se comienza a desviar de la vertical.

Radio de Curvatura (R): Es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.

- Sección de Incremento de Angulo: Es la sección donde se incrementa el ángulo a una tasa controlada hasta alcanzar el ángulo máximo de inclinación.

Esta sección del hoyo viene después del arranque inicial y se mide en grados por cada 100 pies de longitud.

- Sección Tangencial o Mantenimiento de Angulo: Es la sección donde se mantiene el mismo ángulo de inclinación. En el caso de los pozos horizontales con esta sección se podría llegar al objetivo y terminarlo, igualmente es la zona en donde será ubicado la bomba.

- Punto revestidor (PC): es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo, o en algunos casos en el centro de la misma, con el mismo ángulo de navegación del pozo horizontal.

- Punto Horizontal (PH): es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.

- Profundidad Final (TD): es la profundidad o longitud total alcanzada por el pozo.

- Profundidad Medida (MD): es la distancia medida de cualquier punto dado del hoyo al piso de la mesa rotaria del taladro de perforación utilizado, el cual considera el ángulo de inclinación de la trayectoria de navegación.

- Desplazamiento Horizontal (VS): Es la distancia horizontal desde la locación del pozo hasta su profundidad final.

- Tasa de construcción de Angulo o Severidad de la Pata de Perro (DLS): es la razón de cambio de la inclinación por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.

## 5.8 APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES<sup>11</sup>

Los objetivos de aplicación de los pozos horizontales varían de acuerdo a las condiciones de acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Entre las aplicaciones más frecuentes se tienen:

- **Reducción del número de localizaciones:** Otras aplicaciones de los pozos horizontales son reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.

Esto puede ocurrir en zonas de altas sensibilidad ambiental, por ejemplo ríos, lagos, playas, etc.

- **Yacimientos con empuje de agua o capa de gas:** Uno de los factores más importantes que limitan la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona de producción del pozo.

Una mejor alternativa para evitar la temprana irrupción de los fluidos por efecto de la conificación son los pozos horizontales. Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en caso de un pozo vertical. Esta disminución de la caída de presión, reduce la tendencia del agua o gas a sufrir conificación.

- **Perforaciones en localizaciones inaccesibles:** Un pozo horizontal constituye la mejor opción cuando el objetivo se encuentra justo bajo zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan riesgo ambiental.

- **Recuperación mejorada de crudo:** Los pozos horizontales han sido utilizados en procesos de recuperación mejorada de crudos; tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores e inyectores. Los pozos

---

<sup>11</sup> Gabino V. Horacio, ¿Cómo es la perforación horizontal, Petrotecnia. Abril. 2014.

horizontales son usados como inyectoras para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción así como también un incremento en la eficiencia de barrido, debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento, y reducen el número de pozos requeridos para la inyección.

- **Yacimiento naturalmente fracturado:** Los pozos horizontales, ofrecen una gran posibilidad de interceptar, ya sea perpendicularmente o no, las fracturas naturales encontradas en la trayectoria de la sección de desvió, drenando área en cuestión en forma selectiva. También se tiene la posibilidad de conectar mecánicamente dichas fracturas y es deseable que la intersección de estas sea perpendicular y no paralelamente, puesto que así expone una mayor área del yacimiento.

En yacimientos en donde no ocurren las fracturas naturales, es posible generarlas. Se ha obtenido un gran éxito realizando múltiples fracturas a lo largo de la longitud de un pozo horizontal tal que, cada una de estas contribuya a la productividad del pozo.

- **Yacimiento de espesor delgado:** Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. Desde el punto de vista económico los pozos horizontales resultan una buena alternativa al momento de producir yacimientos de este tipo ya que se evitaría la perforación de varios pozos convencionales.

- **Yacimientos de crudos pesados:** Una de las principales aplicaciones de la tecnología de perforación horizontal es la explotación de yacimiento de crudos pesados y extrapesados, tanto para la producción de petróleo en frío como en proyectos de recuperación mejorada.

Esto se debe a que en este tipo de yacimientos el petróleo usualmente presenta una viscosidad considerable, y por ende menor movilidad que la de agua o el gas, y la producción mediante un pozo horizontal por las bajas caídas de presión que se generan en ellos permiten que se retarde la conificación de estos fluidos.

- **Cluster de pozos horizontales:** Los pozos horizontales se pueden perforar agrupados en una misma localización (cluster), minimizando el impacto ambiental, costos de taladros e instalaciones de superficie y su mantenimiento en la fase de producción. Cada pozo drena un área, según su configuración.

Es la mejor opción para perforación costa fuera En pozos off-shore o costa afuera permite desarrollar varios yacimientos o un único yacimiento en varios puntos, ya que el costo de colocar una plataforma de perforación marina por pozo, haría sumamente costoso el desarrollar campos de este tipo.

Para producir múltiples arenas con un mismo pozo, todo dirigido a reducir económicamente las operaciones de perforación, atravesando a un mismo tiempo horizontes productores, en los que entrando en forma inclinada u horizontalmente, se conecta y producen a través de un mismo hoyo.

- **Perforación multilateral:** Está práctica principalmente provee un drenaje de reservas efectivo desde un solo pozo, presentado a lo largo de su construcción, sendas ventanas que son dirigidas individualmente a un sector específico de una o varias estructuras petrolíferas en tierra o costa fuera, para drenar el crudo que se encuentra en ellas, además incrementa la probabilidad de interceptar y drenar los diferentes sistemas de fracturas que se puedan presentar; a todo esto se suma la atenuación del impacto ambiental.

## 6 TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES<sup>12</sup>

La forma y metodología seguida cuando se contempla un pozo horizontal, puede tener una significativa influencia en el comportamiento del pozo futuro. Por ello, a nivel mundial se han establecido cuatros formas de completar este tipo de pozos, las cuales se describen a continuación:

**Hoyo Abierto:** Este tipo de completamiento menos costosa, pero está sujeta a la dureza de la roca de formación. En este tipo de completamientos la sección horizontal no tiene ningún tipo de tubería que mantenga la integridad del hoyo, adicionalmente, se prestan dificultades a la hora de estimular este tipo de pozos, así como también llevar un control efectivo de la producción e inyección a lo largo de la longitud de la sección horizontal.

**Liner Ranurado:** El principal propósito de insertar un liner ranurado en un pozo horizontal es prevenir el colapso del hoyo. Adicionalmente, el liner está diseñado de tal forma que permite el paso de herramienta como es el caso de la tubería flexible o continua (Coiled Tubing).

Los tres tipos de liner que frecuentemente se usan son:

- **Liner Perforado:** El cual consta de hoyos perforados en el acero.
- **Liner Ranurado:** Donde las ranuras a lo largo del liner son de varias longitudes y espaciamiento.
- **Liner Pre empacado:** Los liner ranurados pueden proveer un control de arena, dependiendo si se selecciona correctamente el ancho de la ranura para un diámetro de hoyo dado y se efectúa un análisis granulométrico a la arena de formación. Sin embargo estos liner son muy susceptibles al taponamiento.

---

<sup>12</sup> Gabino Velasco Horacio. “¿Cómo es la perforación horizontal?”. Petrotecnia. Abril, 2014.

- **Liner con Aislantes Parciales:** En la última década la industria petrolera ha venido probando diversos sistemas de empaquetadura para el revestimiento externo. El revestimiento con aislante parcial se instala por fuera del liner ranurado, con la finalidad de dividir la sección horizontal en pequeñas partes. Este método provee un aislamiento parcial de una zona, que puede ser estimulada individualmente a lo largo de la trayectoria del pozo.

- **Liner Cementados y Cañoneados:** Es posible cementar y perforar pozos horizontales de radio medio y largo. Sin embargo por lógica y según experiencias de campo no es económico cementar pozos de radios cortos. Ya que el cemento usado en el completamiento de un pozo horizontal debe estar libre de un porcentaje de agua específico, para efectuar la cementación. Esto se debe a que en un pozo horizontal, debido a la gravedad el agua libre se segrega hacia el tope y el cemento hacia el fondo, lo cual resultara en un mal trabajo de cementación.

## 6.1 ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>13</sup>.

Es una tecnología probada y comprobada a través del tiempo. En Colombia se viene aplicando desde hace varios años para yacimientos convencionales implementándose en múltiples campos petroleros. En las últimas seis décadas esta técnica se ha implementado en más de un millón de pozos en todo el mundo.

Su funcionamiento empieza con la perforación instalando toda la infraestructura necesaria, se arma y se inspecciona todo el equipo de perforación conforme a las normas ambientales y de seguridad requeridas.

Durante la perforación del pozo se instalan varias tuberías de revestimiento de acero y cemento para crear una barrera impermeable entre el pozo y las aguas subterráneas. El pozo se perfora verticalmente hasta aproximarse a las zonas de lutitas también conocido como esquistos sedimentario o shale, justo antes de llegar a esa zona, el pozo se desvía y comienza la perforación horizontal tras colocar otra tubería de revestimiento de acero para garantizar la máxima integridad del sistema. Se introduce dentro de la tubería un dispositivo de

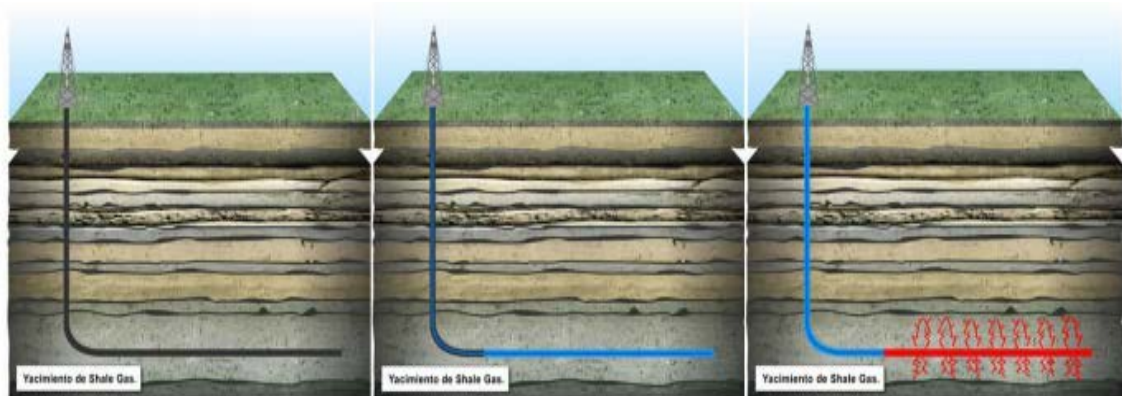
---

<sup>13</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". México D.F. 2011.

perforación para crear pequeños orificios en el revestimiento y en la roca, luego se inyecta a alta presión una mezcla que contiene agua, sólidos granulados (tipo arena) y algunos productos químicos provocando una red de micro fracturas en la formación, de esta manera permite que el gas atrapado en las capas de lutitas se libere y fluya al pozo hasta llegar a la superficie.

Completado este proceso todo el equipo implementado para la estimulación hidráulica se retira y con una pequeña válvula el pozo comienza su producción con una vida útil de hasta treinta años.

**IMAGEN 8.** Proceso de Estimulación hidráulica



Fuente: KIM SERRANO. Estimulación hidráulica,fig: proceso de estimulación hidraulica. 2014. 600 X 300 Jpg.México 2012 (En línea): <http://kellykims.blogspot.com>.

**Control de fractura:** Durante el diseño, proceso y operación de un fracturamiento hidráulico, como medida de control de calidad inicialmente se debe tener un buen conocimiento de cómo va a reaccionar el yacimiento al estímulo, como también cuánto se puede recuperar de cada intervalo fracturado. La investigación y obtención de la información más completa y exacta acerca del yacimiento es a menudo, la parte que más lleva tiempo, para esto es necesario para diseñar el modelo de fracturamiento en el cual se usa modelo de simulación que puede dividirse en dos grupos: la información que se puede controlar y la información que debe medirse o estimarse, pero no controlarse.

La información que puede controlarse es la concerniente a los detalles operacionales como el completamiento del pozo, cantidad y volumen del tratamiento, volumen del colchón (Pad), caudal y presión de inyección, viscosidad y densidad del fluido fracturante, tipo y volumen del apuntalante.

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

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

Presión de ruptura: es el punto en el cual la formación falla y se rompe.

Presión de bombeo: presión requerida para fracturar y extender la fractura a un gasto constante.

Presión de cierre instantáneo: es la presión obtenida al liberar la presión de bombeo, y desaparecer las presiones de fricción, quedando sólo la presión interna dentro de la fractura y la columna hidrostática en el pozo.

También registrar detalles como: Gasto de bombeo, Concentración del apuntalante, Concentración de aditivos, Condiciones del fluido fracturante (viscosidad, mojabilidad, etc.)

Otras herramientas que también se utilizan son registros de producción, micro sísmico y trazador de fracturamiento. El monitoreo de micro sísmica, permite observar la orientación, distancia y complejidad de la fractura; aparte identifica la extensión lateral y vertical del fracturamiento.

## **6.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APUNTALADO<sup>14</sup>**

La operación de fracturamiento hidráulico consiste en bombear un fluido de alta viscosidad llamado fluido fracturante; dicho fluido tiene como objetivo generar o producir una ruptura en la formación y extenderla más allá del punto de falla, de tal forma, que permita la colocación del apuntalante para mantener abierta la fractura creada una vez que se libere la presión de bombeo, la misma que rompe la formación y logra al mismo tiempo propagar la fractura a través del yacimiento. Se aplica este tipo de operación principalmente en formaciones de muy baja permeabilidad.

## **6.3 DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>15</sup>**

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

Se debe de determinar cómo influyen las propiedades de la fractura a la productividad del pozo y al factor de recuperación de hidrocarburo. Es recomendable hacer un análisis de sensibilidad para evaluar las incertidumbres, como la estimación de la permeabilidad y el daño. Para poder determinar las características óptimas de la fractura es necesario tener en cuenta el modelo del yacimiento.

Diseñar un fracturamiento hidráulico necesita la ayuda de un modelo de propagación de fractura para determinar las propiedades deseadas al menor costo posible. El modelo también provee la información de qué cantidad de fluido

---

<sup>14</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". México D.F. 2011.

<sup>15</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". México D.F. 2011.

apuntalante debe mezclarse y bombearse en el pozo para optimizar los valores de la longitud y la conductividad. Se debe hacer un análisis de sensibilidad junto con el modelo de propagación para estimar y determinar los valores óptimos.

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

**PRESIÓN DE FRACTURA<sup>16</sup>**: Presión por encima de la inyección de fluidos causará que la formación de rocas se fracture hidráulicamente.

**PRESIÓN DE CIERRE<sup>17</sup>** : La presión de cierre o PC, es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.

**PRESIÓN INSTANTÁNEA AL DETENER EL BOMBEO, ISIP<sup>18</sup>**: Se conoce como ISIP a la presión instantánea en el momento de llevar a cero la inyección del fluido apuntalante. La presión ISIP se puede obtener gráficamente a partir de la información de la inyección del fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinada de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a 0.

**PRESIÓN NETA<sup>19</sup>**: Se conoce como P neta a la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra.

La presión neta se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso. En muchas formaciones, esta caída de presión es dominada por la presión en aumento cerca del inicio de la fractura cuando se

---

<sup>16 y 20</sup> Álvarez López Blanca Ingrid. "Fracturamiento Hidráulico Multietapas" Tesis Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

<sup>18</sup> Ball Sealers de México. 2013.

<sup>19</sup> Ball Sealers de México. 2013.

empieza a propagar. El perfil de la presión neta controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

Físicamente hablando, es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la P net (presión neta) es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura, estima si la fractura crece longitudinal y verticalmente, además de indicar si existe arenamiento. La presión de cierre es una propiedad constante de la formación y depende fuertemente de la presión de poro.

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

**PRESIÓN DE FRICCIÓN TOTAL Y PRESIÓN DE FRICCIÓN EN LA CERCANÍA DEL POZO<sup>20</sup>:** La presión de fricción se refiere a la porción de las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento a través de la tubería. La presión de fricción total es calculada con las mediciones de presión de superficie, mientras que la presión de fricción en la cercanía del pozo, es calculada con las mediciones de presión de fondo.

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

## **6.4 DIRECCIÓN DE LA FRACTURA**

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

---

<sup>20</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". Mexico D.F. 2011.

La fractura hidráulica se propagará perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto provocará una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.

## 6.5 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA<sup>21</sup>

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

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

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

Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas. Conforme aumenta el esfuerzo efectivo a valores muy grandes, se deben de utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva. En la selección del agente apuntalante se debe de escoger aquel que mantenga una conductividad suficiente después de que se ha incrustado y empotrado; también deben de considerarse los efectos de flujo no-Darci, flujo multifásico y el daño que pueda causar el fluido.

---

<sup>21</sup> Lake Larry W., Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV", University of Texas. Austin, Texas. SPE. 2007

**GEOMETRÍA DE LA FRACTURA<sup>22</sup>:** Es un área del fracturamiento multi-etapas, donde el objetivo principal es saber las características y dimensiones correctas de la fractura, para poder así optimizar la operación. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación, para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se podrían disminuir los costos.

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

Para poder tener una buena propagación de la fractura, se tienen que considerar estas dos leyes:<sup>23</sup>

Entender los principios fundamentales, tales como las leyes de momento, masa y energía.

Criterio de propagación, por ejemplo, los factores que causan que la fractura avance. Esto incluye interacciones con la roca, fluido y la distribución de energía.

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

En los modelos en 2D, se tienen aproximaciones analíticas suponiendo que la altura de la fractura es constante. Hay dos modelos exclusivos que se utilizan para el modelado de fracturas. Para fracturas con una longitud mucho más grande que la altura,  $x_f \gg h_f$ , se utiliza el modelo de Perkins, Kern y Nordgren o PKN, ya que

---

<sup>22</sup> Lake Larry W., Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV", University of Texas. Austin, Texas. SPE. 2007

<sup>23</sup> Lake Larry W., Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV", University of Texas. Austin, Texas. SPE. 2007

da mejores aproximaciones. Cuando se tiene  $x_f \ll h_f$ , el modelo apropiado es el presentado por Khristianovic, Zheltov, Geertsma y Klerk o KGD.

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

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

## **6.6 TAMAÑO DE LA FRACTURA<sup>24</sup>**

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

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

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

---

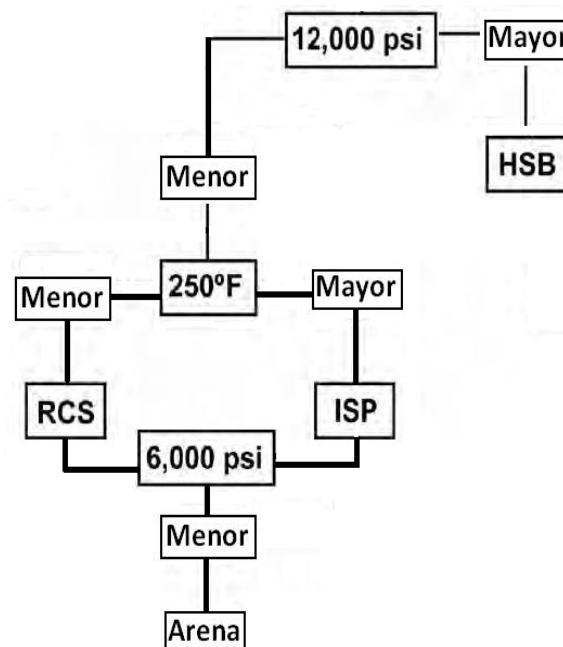
<sup>24</sup> Álvarez López Blanca Ingrid. "Fracturamiento Hidráulico Multietapas" Tesis Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

formación productora de sensibilidad junto con el modelo de propagación para estimar y determinar los valores de las características antes mencionadas.

## 6.7 SELECCIÓN DEL AGENTE APUNTALANTE<sup>25</sup>

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

**IMAGEN 9.** Selección del apuntalante considerando la presión de cierre, Economides.<sup>26</sup>



Fuente: BLANCA LOPEZ. Fracturamiento Hidráulico multietapas. México: Universidad Autónoma de México, 2014. 600 X 300 Jpg, fig: selección de material apuntalante considerando la presión de cierre según economides.

<sup>25</sup> Michael J., Hill A Daniel y Christine – Ehlig, "Petroleum Production System". Prentice Hill Petroleum Engineering Series. New Jersey.

<sup>26</sup> Michael J., Hill A Daniel y Christine – Ehlig, "Petroleum Production System". Prentice Hill Petroleum Engineering Series. New Jersey. October 5, 2012.

Para poder utilizar el esquema anterior es necesario determinar el máximo esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante. El máximo esfuerzo efectivo depende del valor mínimo de la presión de fondo fluyendo esperada durante la vida del pozo. Si este esfuerzo tiene un valor mínimo a 6000 psi entonces se recomienda el uso de arena como apuntalante. Si el esfuerzo efectivo máximo tiene un valor entre 6000 y 12000 psi, entonces se puede utilizar el apuntalante RCS o uno con resistencia intermedia, dependiendo de la temperatura. Para casos en los que el esfuerzo efectivo máximo es mayor a 12000 psi, se debe usar un apuntalante de alta resistencia.

**Fracturamiento Hidráulico Multi-etapas:** El fracturamiento hidráulico convencional es un método donde se forman fracturas únicas; estos tratamientos se realizan comúnmente en los llamados yacimientos no convencionales. Estos yacimientos se caracterizan por tener permeabilidad del orden de nano-darcys, con micro porosidad, fracturas naturales y capas muy delgadas que contienen metano libre, entre otras características mencionadas en el capítulo anterior. La perforación horizontal y el fracturamiento multi-etapas son técnicas muy comunes utilizadas hoy en día.<sup>27</sup>

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

**DEFINICIÓN Y OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIETAPAS.<sup>28</sup>** La estimulación o fracturamiento multi-etapas, ofrece varias opciones de tratamiento para los diferentes tipos de terminaciones, condiciones y tipos de pozo. Ésta tecnología se utiliza en campos nuevos o en campos maduros, con la finalidad de mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación del yacimiento. El fracturamiento hidráulico se puede realizar de diferentes maneras, dependiendo del diseño y terminación del pozo.

---

<sup>27</sup> Álvarez López Blanca Ingrid. "Fracturamiento Hidráulico Multi-etapas" Tesis Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

<sup>28</sup> McDaniel, E. J. Marshall, L. E. East y J. B. Surjaatmadja. "CT-Deployed Hydrajet Perforating in Horizontal Completions provides new approaches to multistage Hydraulic Fracturing Applications". SPE 100157. Halliburton. 2006.

Una de las primeras experiencias en el fracturamiento multietapas del que se tiene registro, fue un proceso de fracturamiento de cuatro etapas en julio de 1947 en Kansas, en una porción del campo Hugoton, en el cual se fracturaron cuatro diferentes etapas en una formación de calizas productora de gas, a una profundidad de 2340 a 2580 pies. En cada una de las etapas se bombearon 1000 gal de napalm (gasolina muy ligera), a través de una tubería enroscada equipada con empacadores, seguidos de 2000 gal de gasolina con 1% de gel fracturante.

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

El procedimiento más común para realizar un fracturamiento hidráulico o estimulación, en pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad, tiene que contar con los siguientes aspectos para obtener el mayor éxito posible:<sup>29</sup>

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

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

---

<sup>29</sup>Álvarez López Blanca Ingrid. “Fracturamiento Hidráulico Multietapas” Tesis Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

## **7 TECNOLOGIA UTILIZADA MUNDIALMENTE PARA LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

### **7.1 TECNOLOGÍA DE FRACTURAMIENTO MULTITETAPA**

#### **7.1.1 BALL SEALERS (Esferas Selladoras)<sup>30</sup>**

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

#### **7.1.2 PROCESO CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF)<sup>31</sup>**

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

#### **7.1.3 FRACTURAMIENTO CON TF (CF MULTISTAGE CT FRACTURING)<sup>32</sup>**

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

---

<sup>30</sup> Gabino Velasco Horacio. "¿Cómo es la perforación horizontal?". Petrotecnia. Abril, 2014.  
<http://www.petrotecnia.com.ar/abril14/Petro/Como-es.pdf>

<sup>31 - 35</sup> M. Stanojic, O. Jaripatke y A. Sharma. "Pinpoint Fracturing Technologies". SPE 130580. Halliburton. 2008.

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

#### **7.1.4 HYDRAJET ASSISTED FRACTURING (HJAF) <sup>33</sup>**

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

El sistema hidrojet es una técnica que utiliza agua, u otro fluido, a alta presión; Este sistema funciona comúnmente, por medio de almacenar energía de alto poder, que es concentrada en un blanco o punto de trabajo. Utilizando esta herramienta el fracturamiento hidráulico multietapas se ha aplicado teniendo mucho éxito en sus resultados en pozos horizontales.

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

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

---

<sup>33</sup> R. Pongratz, M. Stanojic V. Martysevich. "Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation Global Applications and case Histories from Russia". SPE 114786. Halliburton. 2008.

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

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

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

**IMAGEN 10.** Proceso HJAF



Fuente: HALLIBURTON. Rapidfrac[video]. Estados Unidos: Halliburton, 2014. Wmv. 3 minutos.

**FUNCIONAMIENTO**<sup>34</sup>: En el proceso de HJAF, los fluidos fracturantes (con apuntalante) se inyectan a través de la tubería, mientras que los fluidos de limpieza se bombean por debajo del espacio anular. La presión en el espacio anular tiene que ser contralada, manteniendo la presión de fondo fluyendo ligeramente menor a la presión de fractura inicial. El apuntalante sobrante golpea la pared formando una cavidad o perforación en segundos. La presión en el espacio anular puede mantenerse constante debido a las fugas. Inicialmente, el fluido entra a las cavidades de la formación y se regresa por el espacio anular, ya que no tiene otro lugar por el cual regresar. Conforme se va formando la cavidad, la presión en el fondo de ésta cavidad aumenta. El fluido dentro de la cavidad, continua avanzando hasta que se comienza a formar la fractura. El punto de alta presión puede ser cualquiera fuera del espacio anular, generalmente en el fondo de la cavidad creada. Como se crean fuerzas de tensión, la presión excede la presión de fractura, y la fractura se comienza a generar; basándose en la ecuación de Bernoulli, los fluidos que fluyen por el espacio anular son introducidos en la fractura para entonces continuar con la extensión de la fractura. No se requiere aislar las fracturas debido a que la alta energía cinética del fluido inyectado se convierte en energía potencial (presión) dentro de la fractura. Luego, se alcanza la presión de extensión de la fractura en el punto de inyección dentro de la fractura, mientras que la presión en el espacio anular se mantiene igual o por debajo de ésta presión.

En la práctica, generalmente, el sistema hidrojet se despliega hacia el intervalo más profundo, utilizando un jet de alta energía. Luego, se inicia la fractura y la ubicación de ésta tiene que ser controlada. Todos los materiales necesarios para crear una buena conductividad, se bombean a través de la tubería y directamente dentro de la fractura creada. La presión en el espacio anular es extremadamente importante y los gastos de fractura pueden complementar esta presión, al inyectarlos una vez que la fractura ya se haya creado.

El proceso puede resumirse de la siguiente manera: El jet se coloca en los túneles en el plano de la fractura.

-La presión de estancamiento del fluido más la presión en el espacio anular es lo que crea la fractura.

---

<sup>34</sup> R. Pongratz, M. Stanojic V. Martysevich. "Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation Global Applications and case Histories from Russia". SPE 114786. Halliburton. 2008.

-La presión de inyección más la presión en el espacio anular es lo que extiende la fractura.

-El concepto del efecto Bernoulli explica cómo se mantiene la entrada del fluido en la fractura con la mínima presión en el pozo.

-El flujo complementario del espacio anular hace que la fractura crezca.

Algunas características: Esta tecnología utiliza jets estándar compuestas de carburo de tungsteno a altas presiones, aproximadamente de más de 4000 psi, aunque tienen la desventaja de no resistir más de 8500 lbm de apuntalante o arena a través de cada una de las boquillas o jets. Y peor aún, la mezcla de arena con un máximo de 28% de HCl, provoca una disminución en el uso del jet a solo 1000 a 2000 lbm de arena por jet. Debido a que el carburo de tungsteno es prácticamente inerte, este muestra no tiene la necesidad de usar una cubierta (el cobalto), causando una declinación drástica en la vida del jet.<sup>35</sup>

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

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

---

<sup>35</sup> R. Pongratz, M. Stanojic V. Martysevich. "Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation Global Applications and case Histories from Russia". SPE 114786. Halliburton. 2008.

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

Cada una de las perforaciones está independientemente presurizada, permitiendo tener comunicación con la fractura, aunque una vez que la corriente del jet ha entrado a la fractura hidráulica, la presión en la fractura se iguala rápidamente. La posición de cada una de las fracturas es exactamente la misma que la de los jets, logrando así una colocación exacta.

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

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

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

### 7.1.5 HYDRAJET PERFORATING ANULAR PUMPING (HPAP)<sup>36</sup>

Fue desarrollado inicialmente en 2003, este método utiliza un empaque para desviar el fluido, con dicho fluido se tiene una forma viable de fracturar varias etapas en un pozo vertical u horizontal, con una terminación convencional, con ayuda de una TF comúnmente es de 1.75" para realizar la inyección de fluido, para poder tener un buen desempeño de la tubería flexible es necesario tener en cuenta las restricciones de la misma.

**Colapso de la TF<sup>37</sup>** : El equipo de fondo no tiene instalada una válvula de control, por lo que la TF puede utilizarse como una sarta muerta para monitorear la presión de fondo. La diferencia de la presión hidrostática de los fluidos en la TF y en el espacio anular, son transferidos a la TF a través de su diámetro interno, pero la fricción debido a los altos gastos en el anular no se transfiere, por lo que se da una presión diferencial. Las simulaciones de bombeo deben enfocarse al cálculo de la presión de colapso esperada, esto para asegurar que la TF tenga las propiedades para resistir las condiciones de colapso, y deberá incluir la carga axial de la tubería flotante y la carga axial del arrastre del fluido en el espacio anular.

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

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

**Bloqueo de la TF, en laterales horizontales<sup>38</sup>** : Cuando la TF está bajo compresión axial, puede experimentar el fenómeno de buckling si la fuerza de compresión excede un cierto valor. Este fenómeno aumenta significativamente el arrastre entre la TF y el pozo. Como la longitud de la sección "buckleada" aumenta, se alcanza un punto en el cual la parte inferior de la TF deja de moverse aunque la tubería sigue moviéndose hacia la superficie. Este punto es conocido

---

<sup>36</sup> R. Pongratz, M. Stanojic V. Martysevich. "Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation Global Applications and case Histories from Russia". SPE 114786. Halliburton. 2008.

<sup>37</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

<sup>38</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

como “lockup” (bloqueo), y cualquier intento para mover la tubería dentro del pozo podría causar algún daño a la TF.

Los cálculos de fuerza pueden predecir la profundidad del bloqueo o el punto donde la fuerza requerida para manipular un empaque, no pueda ser transferida al equipo de fondo. Los cálculos de fuerza deben realizarse para asegurar que se alcance la profundidad deseada en pozos horizontales o desviados.

**Correlación de Profundidad de la TF<sup>39</sup>:** En una operación con TF, el proceso actual para la determinación de la profundidad es una “carrete Medidor” que está en contacto con la TF. Utilizar la TF es uno de los métodos más seguros y exactos para medir la profundidad, aunque esta declaración pueda parecer contradictoria, debido a que a lo largo del tiempo, se han tenido problemas en la determinación de la correlación de profundidad.

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

- Resbalamiento de la carrete Medidor

Ángulo apropiado.- En la tubería debe entrar y salir el sistema de la rueda de forma lineal.

Elongación por el ciclo de la tensión plástica.- Como la TF está en un ciclo continuamente a lo largo del rollo, la longitud aumenta por la tensión aplicada en el rollo y la deformación plástica. Actualmente, los estudios están progresando para determinar la cantidad de longitud que aumenta en condiciones específicas.

Elongación por carga axial elástica.- La carga axial aumenta conforme aumenta la porción colgada de la TF; la longitud aumenta o disminuye proporcionalmente a la carga aplicada.

---

<sup>39</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. “Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories”. SPE 114881. Halliburton.2008.

Elongación por cambios de temperatura.- Como la temperatura de la TF aumenta, la longitud aumenta en proporción al cambio en la temperatura ( $\Delta t$ ).

Como también puede recogerse un poco por cambios de temperatura.- El bombeo de una gran cantidad de fluido puede enfriar la TF y causar un cambio en la profundidad durante las operaciones.

**Modelado de la fuerza en tiempo real**<sup>40</sup>: Para poder mantener los márgenes de seguridad en las operaciones con TF, los operadores se han apoyado en una técnica para poder obtener toda la información necesaria. El monitoreo de la fuerza aplicada y el modelado de la operación en tiempo real, han sido dos herramientas muy poderosas en las operaciones de TF.

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

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

**Espaciamento vs. Perforación**<sup>41</sup>: La fractura del hidrojet se realizará, en muchos de los casos, en acero, con un diámetro igual a tres veces más el diámetro del jet. Por ejemplo, si el diámetro del jet que se usará para perforar a través del casing y el cemento, es de 3/16"; la perforación resultante en el casing sería de 9/16" de diámetro.

Los pozos horizontales con fracturas transversales, pueden requerir de una mayor conductividad debido a los problemas potenciales de la convergencia del flujo. No

---

<sup>40</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

<sup>41</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

solo las perforaciones deben ser suficientes para manejar el flujo de la fractura, sino el flujo en toda la conductividad de la fractura alrededor del pozo. En el diseño óptimo, se puede determinar la conductividad de las fracturas transversales que atraviesan el pozo horizontal, ya que debe ser la máxima posible para solventar los problemas de convergencia de flujo. Esto se presenta en el método de HPAP con PPD, pero es también una limitación con muchos otros métodos de fracturamiento multi-etapas existentes actualmente. Esta es la capacidad de obtener la máxima conductividad posible sin comprometer la eficiencia del proceso, como se observa en el método HPAP con PPD, como una técnica agresiva de fracturamiento.

#### **7.1.6 HPAP CON PROPPANT PLUG DIVERTER (PPD)<sup>42</sup>**

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

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

El trabajo inicial con este método, se realizó en un pozo vertical; el método superó las expectativas por el hecho de no necesitar dispositivos mecánicos dentro del pozo.

---

<sup>45</sup> R. Pongratz, M. Stanojic V. Martysevich. "Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation Global Applications and case Histories from Russia". SPE 114786. Halliburton. 2008.

A continuación se muestra una foto del dispositivo que se utiliza en este tipo de proceso: Por lo general, este dispositivo tiene un diámetro externo de 3.4" y cuatro boquillas de 0.25", con un bombeo nominal de 9 bpm. Un dispositivo con un OD de 3.66" y seis boquillas de 0.25", pueden llegar a tener un gasto de fractura nominal de 13 a 14 bpm, con una vida útil de la herramienta de 200,000 a 250,000 lbm de apuntalante a través de las seis boquillas. Si la terminación del pozo es lo suficientemente más grande a 4.5" de OD, el gasto máximo podría llegar a ser de 35 bpm, sólo si se tiene una cantidad adecuada de boquillas y una TP de por lo menos 3.5". La vida útil esperada podría ser de 30,000 lbm de apuntalante para una boquilla de 0.25", o hasta alrededor de 14 a 15 boquillas (~450,000 lbm). Para usar un dispositivo de OD de 4.5", se requiere por lo menos un liner de 7" y no tener restricciones que disminuyan el agujero a 4.65".

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

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

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

Las fracturas de los pozos horizontales son especialmente vulnerables a la pérdida de conductividad, debido a la migración de finos, la circulación inversa del apuntalante y la limitada área de flujo expuesta a pequeños intervalos perforados conectados a las fracturas. Una pequeña cantidad de finos pueden formar un tapón en la vecindad de las perforaciones, que provocan un efecto de estrangulador. Para poder ayudar a conseguir una alta producción en cada una de las etapas fracturadas, se puede hacer uso de algunos productos que mantienen una buena conductividad.

### IMAGEN 11. Hpap Con Proppant Plug Diversion



Fuente: B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East y J.B. Surjaatmadja. "CT – Deployed Hydrajet Perforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications". SPE-100157. Halliburton. Fig. 11 Step by step illustration of applying HPAP with PPD method in horizontal wellbore (En línea)

**UBICACIÓN DEL TAPÓN DE APUNTALANTE<sup>43</sup>:** Un paso crítico en el proceso del HPAP con PPD, es la ubicación adecuada del tapón de apuntalante, ya que debe ser suficiente para actuar como un mecanismo de desvío cuando se aplica el tratamiento en cada una de las etapas superiores, y también para proveer la máxima conductividad posible para prevenir que el flujo converja y se formen restricciones en las perforaciones iniciales de la fractura.

---

<sup>43</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton. 2008.

### 7.1.7 MÉTODO: ARENAMIENTO CERCA DEL POZO<sup>44</sup>

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

### 7.1.8 MÉTODO: ARENAMIENTO CON COLCHON APUNTALANTE REDUCIDO<sup>45</sup>

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

**Método: Presión sin precisión (Squeeze Hesitation)<sup>46</sup>:** Si no se logra un arenamiento con colchón reducido, el bombeo debe cesar con suficiente apuntalante, el cual se encuentra en el casing, y así para formar un tapón. La presión del pozo debe observarse para determinar el cierre de la fractura. Cuando se cierra, se continúa brevemente el bombeo a bajo gasto para presionar el apuntalante concentrado dentro de la fractura cerrada.

---

<sup>47</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

<sup>48</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug

<sup>49-50</sup> Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008

**Método: Cierre Inducido<sup>47</sup>:** Si no ocurre un arenamiento cuando se bombea a alto fluido apuntalante y el pozo requiera un largo periodo de cierre antes de que se selle la fractura, se utiliza circulación inversa momentáneamente para inducir el cierre. El fluido apuntalante en la circulación inversa no debe exceder 1/4 bpm en muchas completamientos. Una vez que la fractura se ha cerrado, el bombeo debe continuar lentamente para empaçar el área cercana al pozo.

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

**Método: Perforación Hidrojet Orientada<sup>48</sup>:** Los pozos horizontales son especialmente susceptibles a los problemas con la ubicación del tapón debido a los efectos gravitacionales en el ajuste del material apuntalante durante el periodo de cierre. Un canal libre de apuntalante puede formarse desde la parte superior del casing, y a menudo reanudar el bombeo no siempre resulta en la movilización del apuntalante, y así fomentar la formación del puente en las perforaciones iniciales, particularmente las perforaciones a lo largo del tope del casing en comunicación con el canal creado.

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

---

<sup>48</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

## 7.2 HPAP, PPD Y SERVICIO CON TF <sup>49</sup>

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

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

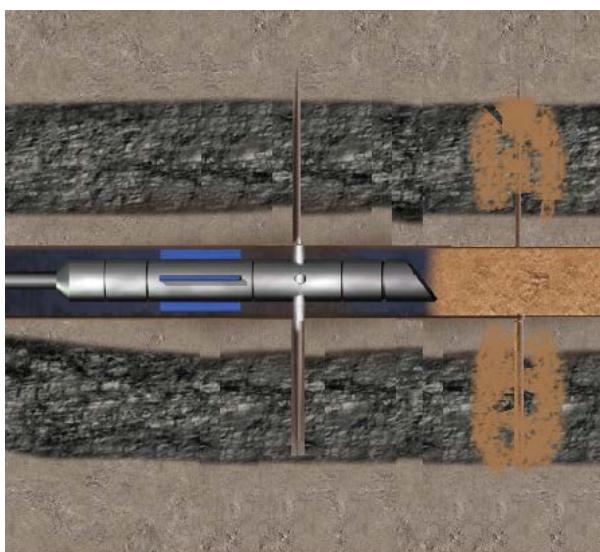
Este método no tiene la necesidad de tener un pozo que tenga un agujero sin restricciones, debido a que no hay dispositivos mecánicos colocados dentro del casing. Un equipo simple de fondo contiene un dispositivo hidrojet, un freno de bola, un dispositivo de desconexión, y un conector de TF.

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

---

<sup>49</sup> Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-interval horizontal well fracture stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton.2008.

## IMAGEN 12. Hpap Con Proppant Plug Diversion



Fuente: BLANCA LOPEZ. Fracturamiento Hidráulico multietapas. México: Universidad Autónoma de Mexico, 2014. 600 X 300 Jpg.fig 20: Hpap Con Proppant Plug Diversion (En línea)

### 7.3 HPAP CON EMPAQUE DE DESVÍO<sup>50</sup>

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

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

---

<sup>50</sup> Romanson Roch, Pongratz Reinard, Stanojic Milrad y Este Loyd. "Novela, Procesos de múltiples etapas de estimulación puede ayudar a lograr control de poder fracturamiento y aumentar sistema capacidad de yacimientos no convencionales. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011)

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

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

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

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

### **IMAGEN 13. HPAP CON EMPACADOR DE DESVÍO**



Fuente : WEATHERFORD. Hpap Con Empacador De Desvío . Estados Unidos: , 2014. 600 X 300 Jpg(En línea): <http://www.weatherford.com/products-services/well-construction/zonal-isolation/inflatable-packers/annulus-casing-packers>

## 7.4 JOINTED TUBING (TUBERÍA ARTICULADA)<sup>51</sup>

Hay una gran variedad de procesos para estimular y fracturar con tubería articulada, esto tiene ventajas tecnológicas en comparación con otros métodos convencionales.

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

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

## 7.5 PERF AND PLUG<sup>52</sup>

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

---

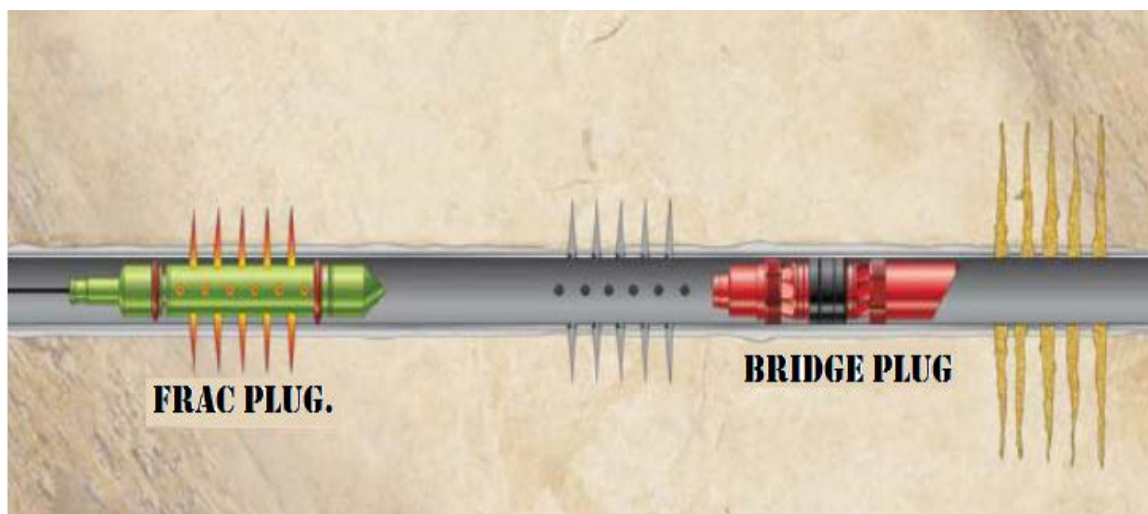
<sup>51</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). "Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade". <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

<sup>52</sup> Romanson Roch, Pongratz Reinard, Stanojic Milrad y Este Loyd. "Novela, Procesos de múltiples etapas de estimulación puede ayudar a lograr control de poder fracturamiento y aumentar sistema capacidad de yacimientos no convencionales. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011)

**BRIDGE PLUG**<sup>53</sup>: El Bridge Plug es una herramienta compuesta de material perforable, que está diseñada para proveer un aislamiento de la zona que se va a fracturar en el pozo. Esta herramienta está disponible en modelos estándar y en modelos de alta presión/alta temperatura (HP/HT), que tienen un rango de tamaños que van desde 2 7/8” hasta 13 3/8”.

**FRAC PLUG**<sup>54</sup>: El Frac Plug está hecho de fibra de vidrio, cerámicas con una cantidad mínima de metales no ferrosos, haciendo más fácil su perforación. Está diseñado para proveer un aislamiento en el pozo entre cada uno de los intervalos donde se está realizando un fracturamiento multietapas. Estas herramientas están disponibles en modelos estándar o en modelos HP/HT que van desde 3 1/2” a 7”.

**IMAGEN 14. FRAC PLUG**



Fuente : WEATHERFORD. Hpap Con Empacador De Desvío . Estados Unidos: , 2014.  
500 X 200 Jpg, Fig: Fracplug y Brigge plug(En línea):  
<http://www.weatherford.com/products-services/well-construction/zonal-isolation/inflatable-packers/annulus-casing-packers>

---

<sup>56-54</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group).  
“Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade”. <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

## 7.6 SLIDING-SLEEVE<sup>55</sup>

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

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

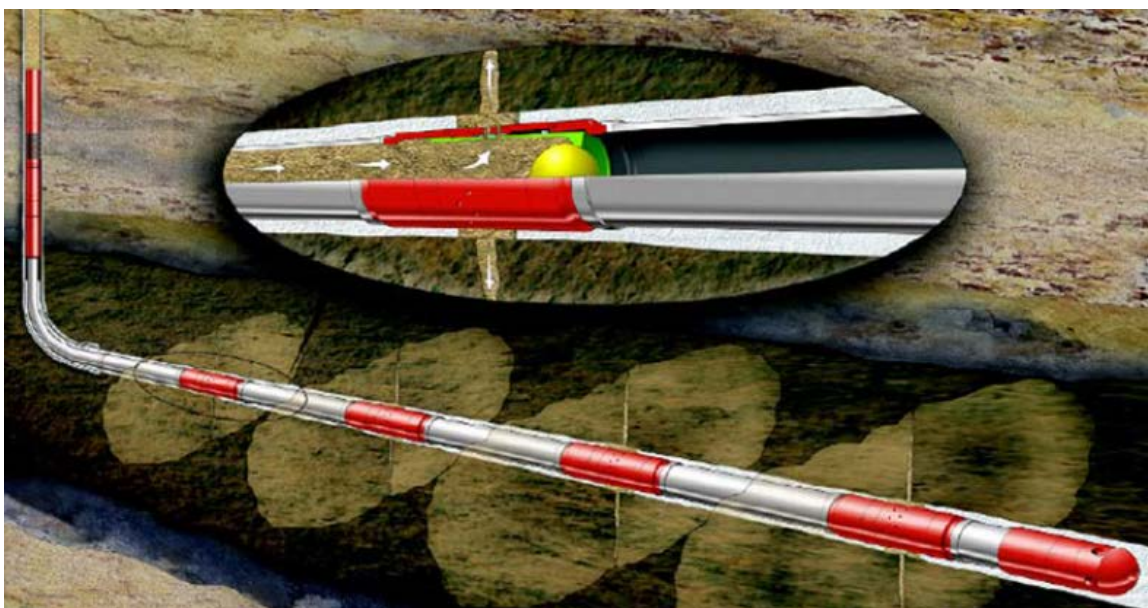
Esta técnica se ha utilizado y adaptado rápidamente para fracturar pozos horizontales. Provee a los operadores otra opción para tratar múltiples etapas en un pozo efectiva y económicamente. El tratamiento utiliza dos herramientas anteriormente desarrolladas, una camisa de fracturamiento y un empaque deslizable; para poder acceder a las zonas seleccionadas en un mismo pozo, con la opción de cerrar o abrir, una o más zonas, en el momento que se desee.

Está diseñada para viajar junto con la sarta de producción. Las camisas resisten una diferencial de hasta 10,000 psi a 350°F. Estas camisas tienen puertos de comunicación entre el ID y el OD del casing, que puede abrirse o cerrarse selectivamente, ya sea por un procedimiento mecánico o hidráulico, o también con el uso de esferas selladoras que activan el mecanismo enviadas por la tubería desde superficie descendiendo por el empuje del fluido fracturante hasta la etapa a fracturar, donde la esfera tapona para que el fluido salga por las orificios de las camisas deslizables previamente abiertas.

---

<sup>55</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). *turing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade*". <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

## IMAGEN 15. SLIDING-SLEEVE



Fuente: CHINA UNCONVENTIONAL OIL & GAS. Sliding-Sleeve( Imágen ).  
cuog.cn/shalegas/wenxian. 2011. 600 X 400 Jpg.

**EMPACADORES AISLANTES INFLABLES<sup>56</sup>** : Este empaque se basa en las propiedades de inflamamiento del hule expuesto a hidrocarburos. El hule es un material que puede inflarse hasta un 200% de su volumen original, sellando el espacio anular entre la tubería para aislar la zona que se está tratando.

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

---

<sup>56</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). "Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade". <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

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

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

#### **IDENTIFICACIÓN DE ALGUNOS PROBLEMAS CON EL SLIDING SLEEVE<sup>57</sup>:**

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

Se tienen varias teorías sobre la inconsistencia en la presión de apertura; las siguientes tres son las más probables:

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

---

<sup>57</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). "Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade". <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

El diseño en cuestión, utiliza pasadores de seguridad que corren dentro de una ranura. Hay dos puntos en los cuales hay que enfocarse en el diseño; el primero es la tolerancia del cierre sobre los pasadores, y el segundo es el método en el cual los pasadores se cierran (entran en la ranura).

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

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

## **7.7 ANÁLISIS DE OTRAS ALTERNATIVAS**

### **7.7.1 COMMUTER FRAC, MÉTODO ESFUERZO – DESVIACIÓN<sup>58</sup>**

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

- Inconsistencia o riesgo en la desviación cuando hay fluido dentro de la fractura, para crear más ramas.
- Falta de control en el programa de apuntalante en el punto de entrada de la fractura.
- NPT asociado con la necesidad de aislar previas etapas ya fracturadas.

---

<sup>58</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). "Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade". <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

- Casing perforado para nuevos intervalos fracturados durante la operación de fracturamiento, ya que se requieren viajes individuales entre cada etapa.
- Se requieren perforaciones sobre – barrido.
- Riesgo de arenamiento prematuro en redes complejas de fracturas, aumentando el costo de operación.
- Erosión en el equipo de superficie y de fondo cuando se bombean apuntalantes o ácidos a altos gastos.
- Mapeo de microsismos en tiempo real, provocados por el fracturamiento, para tener un mayor control de la geometría de la fractura creada.

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

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

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

**PROCESO COMMUTER FRAC<sup>59</sup>** : El fracturamiento con TF, ha crecido durante los últimos años con el uso de un empaque aislante, donde todos los fluidos de

---

<sup>59</sup> Romanson Roch, Pongratz Reinard, Stanojic Milrad y Este Loyd. “Novela, Procesos de múltiples etapas de estimulación puede ayudar a lograr control de poder fracturamiento y aumentar sistema capacidad de yacimientos no convencionales. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011).

tratamiento se mezclan y bombean a bajo a través de la TF, el proceso que utiliza es el HPAP, que bombea el fluido de tratamiento a caudales mucho más altos de los que se pueden bombear en la TF. El uso de TF en el HPAP, provee soluciones a muchos de los problemas previamente descritos en tecnologías convencionales.

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

Con la perforación con un sistema hidrojet y bombeo a través de la TF, no se tiene la necesidad de hacer viajes por separado en el pozo, lo cual reduce el NPT durante el proceso y ayuda a asegurar que todos los intervalos o etapas estén fracturados adecuadamente.

El uso de tapones o baches de apuntalante para crear empaques al final de cada una de las fracturas, ayuda a asegurar la máxima conductividad posible.

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

El bombeo de fluido abrasivo que cae por el espacio anular está limitado a 35 pie/seg. Para prevenir la erosión de la TF, el cual limita el caudal de inyección para otros tratamientos en yacimientos no convencionales.

Los cambios en las propiedades del fluido de tratamiento, tales como la concentración y volumen de apuntalante, para cada una de las fracturas, no se realizan en la fractura hasta que el volumen en el espacio anular se ha desplazado.

Para resolver estos dos problemas y utilizar el HPAP con altos gastos, se desarrolló un nuevo método de entrega del apuntalante para el sistema de fracturamiento. El nuevo método utiliza apuntalante concentrado, apuntalante líquido (de 12 a 24 lbm/gal de concentración de apuntalante), el cual es bombeado

---

Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). "Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade". <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

a través de la TF a bajo caudal (35 pie/s), mientras que el fluido no abrasivo está siendo bombeado a alto caudal por el espacio anular. Cuando se bombea el fluido no abrasivo por el anular, la velocidad límite para prevenir la erosión puede ser ampliamente excedida sin que cause alguna erosión en la TF.

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

1. Posicionar el equipo de fondo (BHA) del sistema hidrojet a través de la etapa más profunda que se va a fracturar.
2. Inyectar, perforar e iniciar la fractura en el primer intervalo o etapa.
3. Remover la esfera del equipo de fondo, y llevarla hasta la superficie utilizando circulación inversa.
4. Bombear debajo del espacio anular con agua aceitada y establecer el caudal de diseño.
5. Bombear debajo de la TF, el fluido de tratamiento con apuntalante.
6. Bombear el caudal del espacio anular para llevar la concentración de apuntalante dentro de la fractura.
7. Recuperación del caudal diseñado del espacio anular, para desplazar el bache de apuntalante con agua aceitada.
8. Repetir los pasos 6 a 7 para lograr la presión neta deseada o hasta que se presente un conjunto de ramas de la fractura, con ayuda de un mapeo de micro sísmica.
9. Reducir lentamente el gasto en el espacio anular, para concentrar el apuntalante y crear el empaque de apuntalante en las perforaciones.
10. Mover el equipo de fondo hacia la siguiente etapa a tratar.
11. Recircular el exceso de apuntalante, si es necesario.
12. Bombear hacia abajo la esfera a través de la TF para colocarla en el equipo de fondo.
13. Repetir los pasos del 1 al 12 para cada uno de los intervalos deseados.

**SLIDING SLEEVE JET**<sup>60</sup>: El despliegue de las esferas y el cambio mecánico de las camisas deslizables en el casing o liner se ha utilizado en numerosas ocasiones. Las camisas que abren y cierran mecánicamente, son compatibles con empacadores externos al casing y pueden incluir puertos erosionables de inyección para ayudar a disminuir la complejidad en la vecindad del pozo, y tener más control durante la etapa más cercana, y comenzar a fracturar en las etapas adyacentes a la posición de la camisa.

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

Se coloca una camisa por etapa y un empacador aislante en el límite de cada etapa. Las etapas adyacentes comparten un solo empacador; el empacador aislante puede ser un empacador inflable o un empacador hidráulico.

### **7.7.2 MÉTODO DE “DOS PASOS” DE DESVIACIÓN POR ESFUERZO**<sup>61</sup>

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

---

<sup>60</sup> Milorad Stanojic, Omkar A. Jaripatke y Amit Sharma (Halliburton Energy Services Group). “Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade”. <https://op.spe.semcs.net/conference-paper/SPE-130580-MS>. 2010.

<sup>61</sup> Romanson Roch, Pongratz Reinard, Stanojic Milrad y Este Loyd. “Novela, Procesos de múltiples etapas de estimulación puede ayudar a lograr control de poder fracturamiento y aumentar sistema capacidad de yacimientos no convencionales. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011).

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

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

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

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

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

En el contexto del fracturamiento multietapas, para poder la meta de alterar el esfuerzo en el yacimiento para facilitar la creación de más ramas en una fractura y conectar con las fracturas “stress-relief”, se propuso un nuevo método el cual

involucra un fracturamiento convencional en intervalos individuales en pozos horizontales pero con un cambio en la secuencia con la cual es realizado.

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

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

Esta técnica fue aplicada en desarrollos recientes con el método de las Camisas Deslizables (Sliding Sleeves), utilizando un cambio mecánico con TF o con tubería articulada. Pero si se utiliza la TF, las camisas se abren para mejorar el acceso hacia el yacimiento para el fracturamiento, y se cerrarán para mejorar la desviación entre cada uno de los tratamientos. Para poder tratar algún pozo, es necesario que éste tenga casing y tiene que estar cementado o tener un empaque en el espacio anular para aislar los intervalos.

**NUEVA TÉCNICA DE DESVIACIÓN DEL FLUIDO POR FRICCIÓN<sup>62</sup>:** Uno de los problemas más comunes en el proceso de fracturamiento multietapas, es la desviación de los fluidos en una perforación con entrada limitada en la fractura. Es común utilizar la caída de presión debido a la fricción ( $\Delta p_f$ ) para distribuir los fluidos a través de las secciones perforadas en el pozo.

**Desarrollo de la nueva técnica:** Este método se desarrolló debido a la necesidad de tener un método alternativo de estimulación o fracturamiento, que pudiera desviar los fluidos de fracturamiento desde la punta de la sección horizontal hasta el final, y para “puntos clave” específicos entre estos dos puntos. Con este método, se podría bombear un alto gasto de fluido en cada una de las

---

<sup>62</sup> Grether, Bill, Halliburton Energy Services Inc. Wiemers, Tim, Halliburton Energy Services Inc. Hill, Britt, Halliburton Energy Services Inc. 55615-MS Papel Conference SPE – 1999. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-55615-MS](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-55615-MS).

etapas de fracturamiento, y a altas presiones, y dejar al pozo como si fuera agujero descubierto después del fracturamiento.

El proceso de la técnica de desviación por fricción (FDT) es muy recomendada para alcanzar los objetivos que se tienen al llevar a cabo un tratamiento de fracturamiento. La técnica fue aplicada siguiendo los siguientes pasos:<sup>63</sup>

1. Insertar la sarta completa o un liner retráctil/permanente dentro de la sección en agujero descubierto. Calibrar el liner o la sarta completa, de modo que el espacio anular sea mínimo, pero el final de la tubería puede posicionarse en o cerca del final del agujero descubierto. El liner queda suspendido y el espacio entre este y el agujero debe estar sellado en la parte superior.

2. Bombear la primera etapa con mayor volumen de fluido de tratamiento, el bombeo debe ser a alto caudal y debajo del liner y en el extremo abierto, cerca de la punta del agujero. El fluido que fluye hacia el final de la tubería ahora tiene dos colchones:

1.- dentro de la nueva fractura creada y 2.- detrás del espacio anular. Mientras algunos fluidos viajan por el espacio anular, la mayoría deben de tomar el colchón de menor resistencia, fluyendo fuera del extremo de la tubería y dentro de la fractura hidráulica.

3. Después de que se bombeó la primera etapa, se instala un lubricador y se bombea hacia la pistola ubicada en la posición donde se abren las fracturas de la siguiente etapa en el liner, los agujeros tienen que ser de un diámetro lo suficientemente grande, para minimizar las pérdidas de presión debido a la fricción cuando el fluido es bombeado al máximo gasto de inyección de la segunda etapa.

Los nuevos agujeros se colocan comúnmente en los llamados “puntos clave” o “puntos dulces”, determinados por medio de un registro de cementaciones, relaciones de penetración y perforación y/o con inspección de registros. El agujero

---

<sup>63</sup> Grether, Bill, Halliburton Energy Services Inc. Wiemers, Tim, Halliburton Energy Services Inc. Hill, Britt, Halliburton Energy Services Inc. 55615-MS Papel Conference SPE – 1999. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-55615-MS](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-55615-MS).

debe estar lo suficientemente lejos del extremo del liner (usualmente de 600 a 1000 pies o más), de modo que el colchón de menor resistencia este atravesando el nuevo conjunto de agujeros.

4. Se bombea a alto caudal el tratamiento de la segunda etapa que se va a fracturar. El alto porcentaje de fluido inyectado debe salir de los nuevos agujeros.

La fricción del fluido que está dentro del liner minimizará el flujo que pasa por los agujeros, debido a la distancia entre cada uno de ellos. Las presiones de poro aumentadas en la primera etapa fracturada, también son un impedimento el flujo debajo de la tubería (y debajo del espacio anular). Después de pasar a través de los nuevos agujeros, el fluido inyectado fluirá a lo largo del anular o bien creará nuevas fracturas hidráulicas. Debido a que los liners de gran diámetro disminuyen el tamaño del espacio anular, se minimiza el flujo por este, una gran porción de fluidos inyectados se concentrará en las nuevas fracturas hidráulicas creadas a través de la nueva etapa perforada.

5. Repetir los pasos 3 y 4, avanzando con el fracturamiento desde el sitio de inicio hacia el final de la sección horizontal.

6. Si es necesario, se realizará circulación inversa en el pozo inmediatamente después de la etapa final tratada.

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

**FRACPORT<sup>64</sup>**: Después de identificar las deficiencias en las operaciones de fracturamiento multietapas en pozos horizontales, en agujero descubierto, así

---

<sup>64</sup> Rocky Allen Seale. "An Efficient Horizontal Openhole Multistage Fracturing and Completion System". SPE 108712. Packers Plus Energy Services. 2007. <http://dx.doi.org/10.2118/108712-MS>.

como de las opciones viables de fracturamiento; se desarrolló una serie de productos y sistemas que pudieran proporcionar una solución viable con los mismos atributos que se tendrían si fuera un pozo cementado, donde los baches de apuntalante se desplegarían con un aislante mecánico.

El criterio de diseño para esta iniciativa se basa en que la presión y la temperatura se establecerán, tomando como base un extenso análisis del mercado de fracturamiento en Norte América. Se determinó que la diferencial de presión que los empaques en agujeros descubiertos necesitan es de 10,000 psi a temperaturas de hasta 450°F, y realizar agujeros con un aumento en su tamaño en un 40%; además de considerar las irregularidades en los agujeros y demás defectos. Sin embargo, con algunas pruebas realizadas inicialmente con empaques inflables, se obtuvieron valores indispensables de diferenciales de presión y temperatura.

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

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

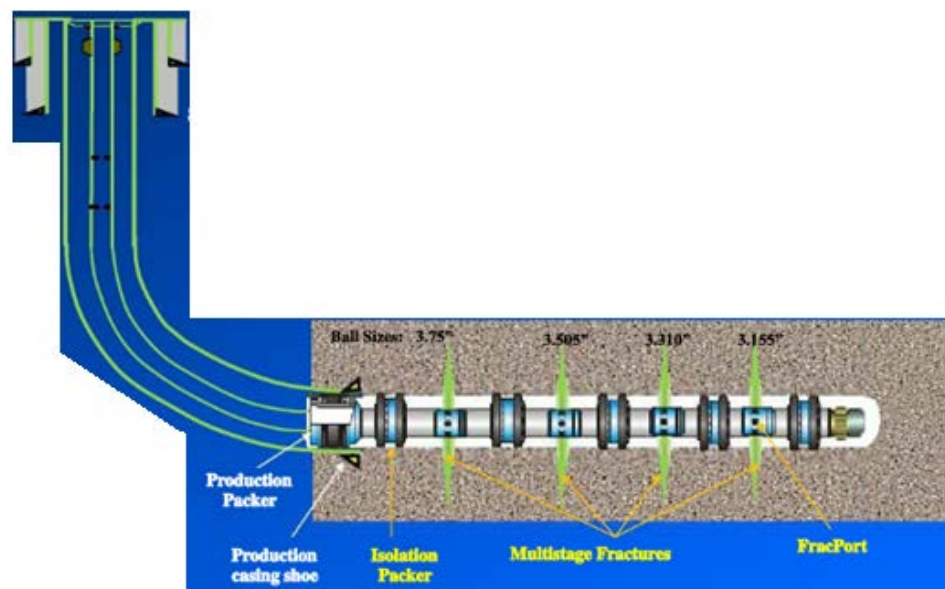
### **7.7.3 SISTEMA DE FRACTURAMIENTO FRACPORT:<sup>65</sup>**

---

<sup>65</sup> Rocky Allen Seale. "An Efficient Horizontal Openhole Multistage Fracturing and Completion System". SPE 108712. Packers Plus Energy Services. 2007. <http://dx.doi.org/10.2118/108712-MS>.

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

**IMAGEN 16.** Sistema de fracturamiento por FRACPORT



Fuente :BAKER HUGS,Halliburton. Sistema Frac port . Estados Unidos, 2014. 600 X 300 Jpg(En línea): <http://www.halliburton.com/en-US/ps/service-tools/well-completions/horizontal-completions/StimJet-Frac-Port-Inserts.page>

**FRACPORT ESTÁNDAR<sup>66</sup>:** Este método se diseñó considerando que la etapa inicial sería igual que la del procedimiento mencionado anteriormente. El FracPort se basa en parámetros iniciales ya establecidos, el sistema debe proveer funcionalidad y eficiencia. En esta aplicación, la eficiencia es la eliminación del uso de TF, de la línea de acero, alambre, entre otras intervenciones al pozo, y lograr el número deseado de fracturas. Luego, se determinó que el proceso iniciará con esferas que podrían dejarse caer desde la superficie durante el bombeo. Después de que se lanzaron las esferas, se empezó a bombear hacia el fondo el fluido lavador en los intervalos previos que se van a fracturar, y en el espacio anular en un asiento específico para activar el FracPort para el siguiente intervalo y proveer un sello en el asiento para prevenir que el tratamiento se vaya hacia el intervalo de abajo.

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

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

**FRACPORT PERFORABLE<sup>67</sup>:** Este método se diseñó considerando que la etapa inicial sería igual que la del procedimiento mencionado anteriormente. El FracPort se basa en parámetros iniciales ya establecidos, el sistema debe proveer funcionalidad y eficiencia. En esta aplicación, la eficiencia es la eliminación del uso

---

<sup>66</sup> Rocky Allen Seale. "An Efficient Horizontal Openhole Multistage Fracturing and Completion System". SPE 108712. Packers Plus Energy Services. 2007. <http://dx.doi.org/10.2118/108712-MS>.

<sup>67</sup> Rocky Allen Seale. "An Efficient Horizontal Openhole Multistage Fracturing and Completion System". SPE 108712. Packers Plus Energy Services. 2007. <http://dx.doi.org/10.2118/108712-MS>.

de TF, de la línea de acero, alambre, entre otras intervenciones al pozo, y lograr el número deseado de fracturas. Luego, se determinó que el proceso iniciará con esferas que podrían dejarse caer desde la superficie durante el bombeo. Después de que se lanzaron las esferas, se empezó a bombear hacia el fondo el fluido lavador en los intervalos previos que se van a fracturar, y en el espacio anular en un asiento específico para activar el FracPort para el siguiente intervalo y proveer un sello en el asiento para prevenir que el tratamiento se vaya hacia el intervalo de abajo.

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

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

**FRACPORT RESELLABLE<sup>68</sup>:** Este método se diseñó considerando que la etapa inicial sería igual que la del procedimiento mencionado anteriormente. El FracPort se basa en parámetros iniciales ya establecidos, el sistema debe proveer funcionalidad y eficiencia. En esta aplicación, la eficiencia es la eliminación del uso de TF, de la línea de acero, alambre, entre otras intervenciones al pozo, y lograr el número deseado de fracturas. Luego, se determinó que el proceso iniciará con esferas que podrían dejarse caer desde la superficie durante el bombeo. Después de que se lanzaron las esferas, se empezó a bombear hacia el fondo el fluido lavador en los intervalos previos que se van a fracturar, y en el espacio anular en un asiento específico para activar el FracPort para el siguiente intervalo y proveer

---

<sup>68</sup> Rocky Allen Seale. "An Efficient Horizontal Openhole Multistage Fracturing and Completion System". SPE 108712. Packers Plus Energy Services. 2007. <http://dx.doi.org/10.2118/108712-MS>.

un sello en el asiento para prevenir que el tratamiento se vaya hacia el intervalo de abajo.

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

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

#### **7.7.4 EMPAQUE STRADDLE HORIZONTAL<sup>69</sup>**

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

El proceso de fracturamiento con el HSP, controla los puntos de inicio de la fractura, con una precisión milimétrica, mientras que la ingeniería y el modelado

---

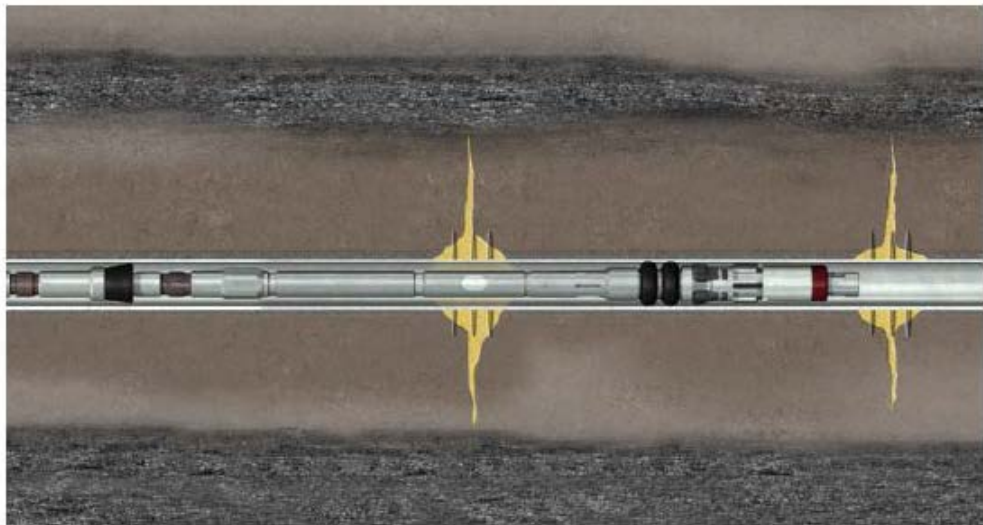
<sup>69</sup> Romanson Roch, Pongratz Reinard, Stanojic Milrad y Este Loyd. "Novela, Procesos de múltiples etapas de estimulación puede ayudar a lograr control de poder fracturamiento y aumentar sistema capacidad de yacimientos no convencionales. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS-2011).

permiten controlar la geometría de la fractura. Antes de la implementación del proceso HSP, los pozos no productores habían sido fracturados utilizando un empacador en el espacio anular para aislar, y se utilizaban esferas que fueron lanzadas para activar el Sliding Sleeve, con inyección de tratamiento de alrededor de 20 bpm para seis etapas.

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

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

**IMAGEN 17.** Horizontal Straddle Packer



Fuente: BLANCA LOPEZ. Fracturamiento Hidráulico multietapas. México: Universidad Autónoma de México, 2014. 600 X 300 Jpg. Fig 30: Horizontal Straddle Packer (En línea)<sup>70</sup>

---

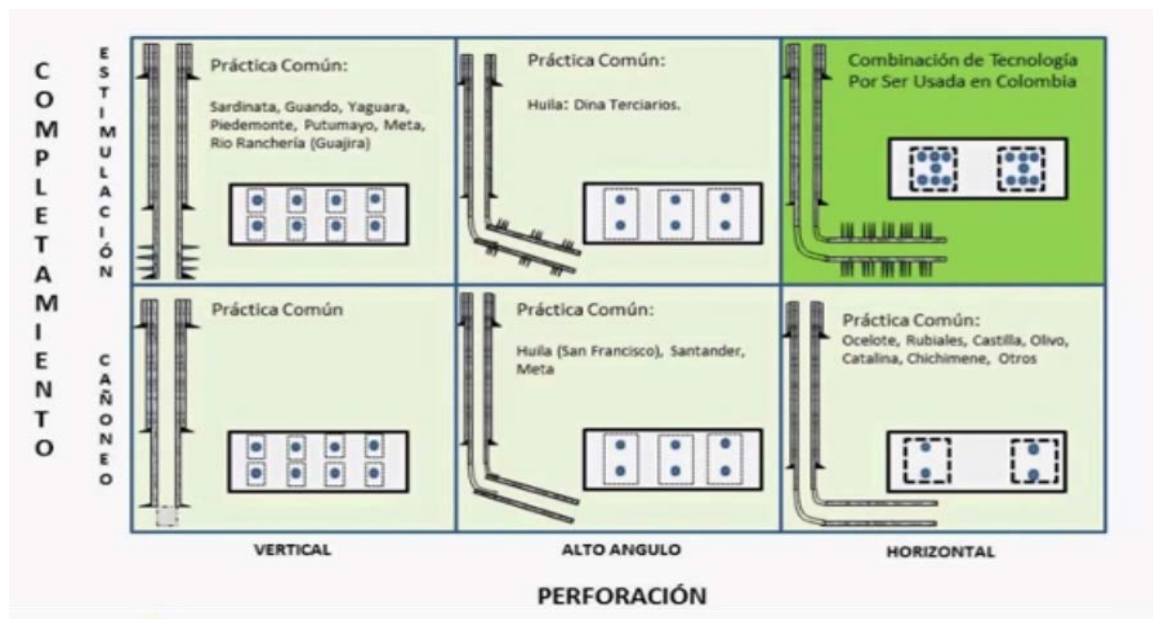
<sup>70</sup> Álvarez López Blanca Ingrid. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México.(online). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de fisicoquímicas, 2013. En línea: [www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1827](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1827)

## 8 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

### 8.1 TIPOS DE COMPLETAMIENTO EN COLOMBIA.<sup>71</sup>

Hoy en día los límites que existen en el país para la perforación y completamiento de los yacimientos no convencionales son la tecnología y el tamaño del taladro.

**IMAGEN 18.** Tecnologías aplicadas en la Industria Colombiana



Fuente: *Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluacion & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, figura:tecnologías aplicadas en la industria colombiana.*<sup>72</sup>

<sup>71</sup> Manuel Monroy Barrios, Alfonso Buitrago, Lázaro Luna (Drummond Ltd Colombia). "Successful Strategy Through Artificial Lift Systems To Develop Coalbed Methane Production in Colombia". SPE-165047-MS. [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165047-MS](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165047-MS).

<sup>72</sup> Edward Tovar. Videoconferencia "Evaluacion & Desarrollo de Yacimientos No Convencionales" – Acipet, Ecopetrol. Bogota 9 mayo 2013, pag-7, En línea: <https://www.youtube.com/watch?v=4dmcYlf-s8U>

En Colombia se ha aplicado a nivel de tecnología en: Perforación vertical con cañoneo por medio de la cual se puede perforar veinte, treinta o cuarenta pozos al mismo tiempo. Por cada locación se perfora un pozo.

- Pozos de alto ángulo con cañoneo que se han realizado en varios campos de los departamentos de Huila, Santander y meta entre otros. Accediendo así, a una mayor área de drenaje.
- Perforación horizontal con cañoneo tiene la connotación desde el punto de vista de superficie porque puedo tener más de un pozo en una misma locación y puedo optimizar desde superficie lo que hay en el subsuelo.

Para los yacimientos no convencionales en: Perforación vertical con estimulación matricial o con fractura miento hidráulico son prácticas que se han hecho en campos como: sardinata, guando, yaguara, piedemonte.

- Perforación de alto ángulo con estimulación esta tecnología se ha aplicado en el campo de dina terciaria.

La tecnología que no se ha aplicado en Colombia es: Perforación horizontal con fracturamiento multietapa: tiene la connotación desde superficie que en la misma locación puedo implementar quince o veinte pozos depende de la regulación que se tenga.

## **8.2 CUENCAS EN COLOMBIA PARA COMPLETAMIENTO DE NO CONVENCIONALES.**

En las cuencas Colombianas se encuentra con una geología muy diversa de estratos, minerales y tamaño etc., lo que convierte en un verdadero reto realizar su estudio y caracterizar correctamente de acuerdo a las propiedades de la formación.

**IMAGEN 19.** Posibles cuencas de exploración y explotación de pozos no convencionales



Fuente: SHALE COLOMBIA. Posibles cuencas de exploración y explotación de pozos no convencionales [imagen]. Colombia: 2014. 800 X 400 Jpg.

### **8.3 COLOMBIA: EL ESQUISTO COMO MEDIO PARA ALCANZAR OBJETIVOS AMBICIOSOS**

Colombia tiene grandes ambiciones para su sector de petróleo y gas. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) espera que se agreguen 4.000 MMB a las reservas de petróleo del país hacia 2020.

En el sector del gas, el Plan de Masificación de Gas Natural del Gobierno tiene por objetivo aumentar el uso del gas para cumplir todos estos objetivos exigirá considerables inversiones (la Asociación Colombiana del Petróleo calcula que se necesitarán US\$120.000 millones, como mínimo, durante los próximos 10 años para sostener una producción superior a 1 MMB/d), que solo se pueden lograr mediante una exploración exitosa e intensa.

Por fortuna, el país ha sido poco explorado y presenta mucho potencial, incluso en formaciones de esquisto. El cálculo de la EIA de 79 BPC de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables solo incluye la cuenca de Catatumbo (formaciones de La Luna, Capachos y Barcos-Cuervos). Sin embargo otras cuencas con posibilidades también son Valle Medio del Magdalena (La Luna y Villeta), Cordillera Oriental (Chipaque y Gachetá), Valle Superior del Magdalena (Villeta y Caballos) y Valle Inferior del Magdalena (Ciénaga de Oro y Porquero).

Algunas de estas formaciones, como La Luna, también contienen petróleo.

### **8.4 EL ESTADO COLOMBIANO FRENTE A LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.<sup>73</sup>**

Colombia tiene un gran potencial de yacimientos no convencionales por lo cual, es necesario contar con la tecnología adecuada para desarrollar estos recursos de una forma segura y responsable. El éxito de los yacimientos no convencionales depende de su desarrollo ambiental y socialmente responsable, los correctos procesos operacionales y el cumplimiento de las licencias ambientales que garantizan una producción segura y sostenible sin poner en riesgo el medio ambiente como lo son las fuentes hídricas entre otras.

---

<sup>73</sup> Resolución N ° 180742 el 16 de Mayo de 2012

Es un propósito del Estado a través del Ministerio de Minas y Energías el desarrollo de los yacimientos no convencionales, por tal motivo se ha creado la **resolución 180742 en Mayo de 2012** estableciendo los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en la cual los definen como una formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación, para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los yacimientos no convencionales típicos incluyen, entre otros, las arenas y carbonatos apretados, gas metano asociados a mantos de carbón, gas y petróleo de lutitas y arenas bituminosas.

Cumpliendo con los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales en particular con las recomendaciones por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC, RETIE y por supuesto cumpliendo con los requerimientos determinados por las autoridades competentes se desarrollan las operaciones exploración, perforación y producción.

En marzo de 2014 El Gobierno Nacional por medio de la **resolución 90341**<sup>74</sup> crea el reglamento técnico para los yacimientos no convencionales, donde se establece “las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano.”

Con esta resolución se cierra el proceso de normatización para el desarrollo de los yacimientos no convencionales que se inició con la expedición del Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013, y con la reglamentación expedida por la ANH.

## **8.5 COLOMBIA FRENTE A LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.**

De acuerdo a informes de la Agencia nacional de hidrocarburos (ANH); se tenían contratos para la exploración de este tipo de hidrocarburos. Tres de ellos están en

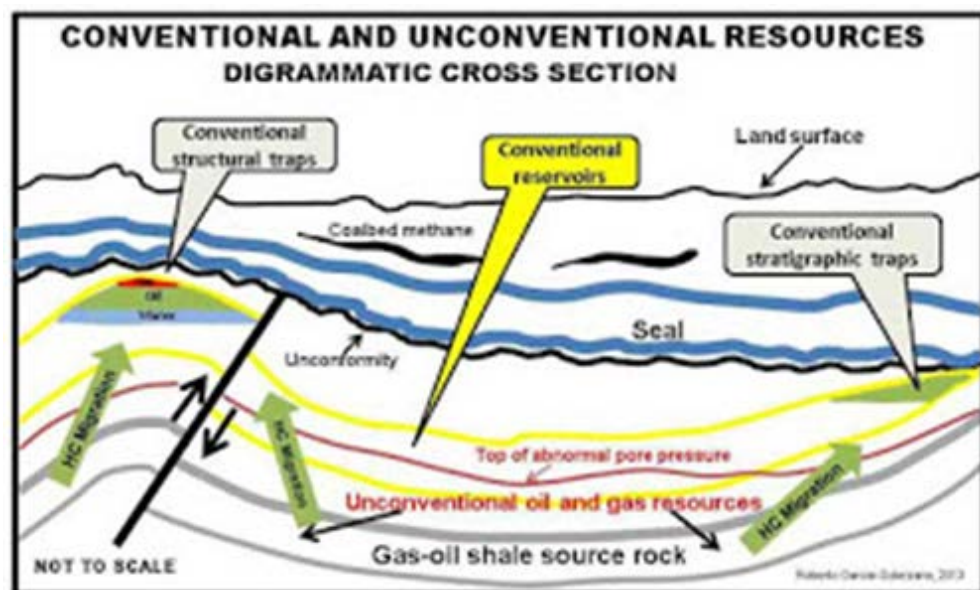
---

<sup>74</sup> Resolución N° 90341 EN Marzo de 2014

áreas del Magdalena Medio, son los bloques VMM05, VMM16 y VMM29, uno en el Catatumbo, CAT3, y uno más en la Cordillera Oriental, COR62.

El informe también señaló que hay 21 contratos en donde se estima que hay prospectividad para hidrocarburos no convencionales.

**IMAGEN 20.** Muestra una sección en forma diagramática de la ocurrencia de los yacimientos no-convencionales y su relación con los convencionales. Implica que existe migración de hidrocarburos ascendente hacia los reservorios convencionales. (Procedencia: Roberto Garcia-Solorzano).

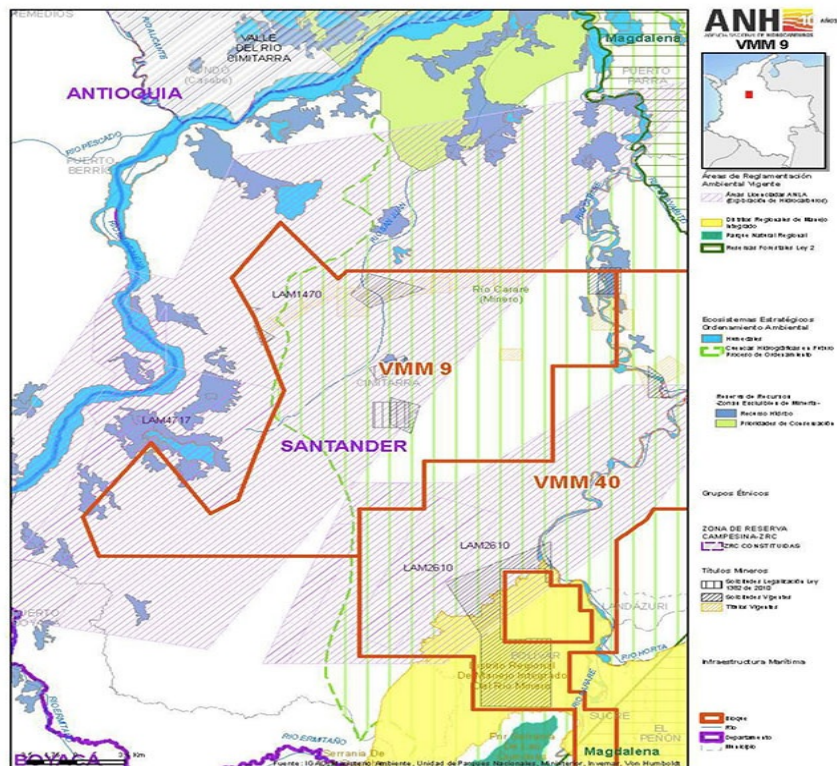


*Fuente: Roberto García-Solórzano.. Yacimientos Convencionales y No-Convencionales-Characterísticas, Figura- 1. Muestra una sección en forma diagramática de la ocurrencia de los yacimientos no-convencionales y su relación con los convencionales. Implica que existe migración de hidrocarburos ascendente hacia los reservorios convencionales. Colombia 2013. (En línea): [http://www.nejasayoil.com/2013/03/yacimientos-convencionales-y-no\\_22.html](http://www.nejasayoil.com/2013/03/yacimientos-convencionales-y-no_22.html)*

## 8.6 CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS EN COLOMBIA

La profundidad y variabilidad de las cuencas y la geología estructural de Colombia hacen de ello un verdadero desafío para la explotación. Por esta razón, se debe lograr un mayor grado de conocimiento en cuanto a los datos de caracterización geológica de las cuencas y formaciones colombianas.

**IMAGEN 21.** Cuenca Valle Medio Magdalena adjudicado a la sociedad *Parex Resources Colombia LTD.*



Fuente: SHALE COLOMBIA. Posibles cuencas de exploración y explotación de pozos no convencionales [imagen]. Colombia: 2014. 800 X 400 Jpg.

Los dos mayores descubrimientos se concentran en el oriente del país con las formaciones La Luna y Capacho, ubicados en la subcuenca Catatumbo (frontera con Venezuela), la cual ya cuenta con varios campos petroleros tradicionales.

Para su explotación es necesario el uso del fracturamiento hidráulico esta técnica es sofisticada y costosa pero aun así puede generar en Colombia según cálculos de la ANG un potencial de 41.000 millones de barriles de hidrocarburo atrapado en Yacimientos No Convencionales.

**TRABAJOS QUE SE ADELANTAN EN NUESTRO PAÍS:** En el año 2012 creció el interés por los proyectos de gas no convencionales en Colombia, varias compañías ya habían identificado el potencial de estos combustibles en el país y comenzaron a ejecutar actividades de exploración desde hace varios años. Estas son algunas de ellas:

- A finales del año 2000 Ecopetrol y Drummond iniciaron los estudios del Contrato Río Ranchería, que comprendió un área de 31.497 hectáreas, ubicadas en la Guajira. El proyecto actualmente se encuentra en fase avanzada de exploración con tres pozos perforados. Se estima que este yacimiento alberga entre 3 y 5 tpc de gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC).
- La Drummond, de manera independiente, viene trabajando desde 2004 en el Contrato de E&P La Loma, en el que existe una potencial de 3 tcp de GMAC, aunque hasta el momento solo se hayan perforado 13 pozos.
- Nexen, decidió concentrar su atención en la búsqueda de shale gas a finales del año pasado, debido a la creciente demanda interna. La canadiense, que recientemente fue adquirida por la petrolera China Cnooc, le está apostando al gas no convencional en dos de sus cuatros bloques de Boyacá. Nexen trae toda la experiencia adquirida en el mercado de gas de esquisto en Canadá para lograr resultados positivos en este negocio. Aún no se tienen datos sobre las reservas estimadas en sus bloques.

- El Magdalena Medio alberga también importantes oportunidades para el mercado de hidrocarburos tipo *shale*. Además, varias empresas se encuentran adelantando actividades de exploración, por ejemplo, la estatal Ecopetrol en el pozo La Luna 1, un bloque de producción de esa región.
- De igual manera, Shell, Lewis Energy, Vetra, Canacol Energy y Exxon Mobil están adelantando trabajos. Al parecer, el fenómeno exploratorio en el norte del país ya es una realidad y se tiene previsto que con los nuevos incentivos que tiene previsto implementar el Gobierno, llegarán nuevas compañías que le imprimirán una nueva dinámica a los avances que se están presentando.
- En abril de este año, Canacol Energy y Exxon Mobil firmaron un acuerdo privado para la participación de intereses (*farm-out-agreement "FOA"*) en el contrato de E&P VMM2, equivalente a 506 km<sup>2</sup>, para la búsqueda de petróleo no convencional. La inversión total para la puesta en marcha de este proyecto se calculó en US\$ 50 millones, aproximadamente.
- Canacol también tiene el 100% del bloque Santa Isabel y la opción de ejercer un 20% de participación del contrato VMM3 a 2014, del cual Shell tiene el total de la participación y para el que se ha presupuestado una inversión de US\$ 50 millones, que incluyen actividades de sísmica y la perforación de tres pozos. Finalmente, Sintana Energy y Lewis Energy también se encuentran explorando el área.

## **8.7 EL DESAFÍO AMBIENTAL**

Además de los altos costos económicos y la tecnología el otro reto en cuanto a la explotación de crudos no convencionales en el país es de materia ambiental.

De acuerdo con expertos de diferentes entes educativos del país, para la explotación de este tipo de yacimientos es necesaria una gran cantidad de agua, pues el fluido hidráulico con el que se libera el gas de las rocas está compuesto por un 90% del recurso hídrico. Colombia necesita agregar al reglamento ya existente nuevas normas que orienten el desarrollo de los yacimientos no convencionales para evitar el malgasto de los recursos.

## **9 METODOS PROPUESTOS PARA LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

### **9.1 HPAP CON PROPPANT PLUG DIVERTION (PPD) CON TAPON DE ARENA.**

#### **9.1.1 GENERALIDADES**

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

#### **9.1.2 GLOSARIO**

**MSDS:** Hoja de datos de seguridad de un material.

**Pickling:** Proceso mediante el cual se remueven materiales que pueden reaccionar con el fluido principal del tratamiento para crear reacciones secundarias no deseadas o precipitados; que pueden llegar a causar daño en la formación.

**QAQC:** Quality Assurance / Quality Control; el proceso o conjunto de procesos utilizados para medir y asegurar la calidad de un producto. Proceso de los productos para que alcancen las expectativas de los consumidores.

**Running:** Bajar tubería dentro del pozo.

**Tubing:** Tubería de producción o inyección

**Well planning:** Programa de trabajo en una intervención a un pozo.

**Landing nipple:** Un componente de completamiento fabricado como una sección corta de pared pesada tubular con una superficie interna mecanizada que proporciona un sello de área y un perfil de fijación, los Landing nipples están incluidos en la mayoría las finalizaciones a intervalos predeterminados para permitir la instalación de dispositivos de control de flujo, como tapones y estranguladores. Comúnmente se utilizan tres tipos básicos sellos: de modo selectivo, portado o válvula de seguridad

**Tapón de retención recuperable (bridge plug recuperable RBP):** Es un tapón recuperable diseñado para el control de presiones de pozo tanto en su parte superior como inferior, entre las aplicaciones más comunes son las operaciones de fractura miento hidráulico, tratamiento de orgánicos, pruebas selectivas y cementaciones.

**Empaque RTTS (test, treta, squeeze):** Empaque usado en operaciones como fracturamiento, tratamiento de orgánicos y otro tipo de pruebas, es instalado por el peso que se le asiente.

**Blender:** Es el corazón de la operación de fracturamiento hidráulico, esta unidad tiene como función mezclar el gel base en baches o al vuelo, mezclar el material de soporte, agregar aditivos a los fluidos, bombear la lechada de alimentación a los facturadores y monitorear todas estas funciones.

**Step Rate Test (SRT):** Método utilizado para medir exactamente la presión de fractura de una formación mediante la inyección de agua en una serie de incrementos de caudal estabilizando la presión en cada caudal.

**Step Down Test (SDT):** Esta prueba se realiza justo después de la prueba SRT, el objetivo de esta es determinar si hay altas pérdidas de presión en las vecindades del pozo (tortuosidad y/o restricción en perforación). Para hacer esta prueba es necesario iniciar la fractura con la máxima tasa de inyección posible con un fluido viscoso.

**Slickline (Operaciones Con línea de acero):** Es un servicio que se presta a las compañías operadoras de yacimientos petrolíferos. Básicamente estas dos

palabras agrupan una amplia gama de actividades, comúnmente denominadas “intervenciones”, dentro de los pozos petroleros.

Fundamentalmente el trabajo consiste en introducir herramientas y/o dispositivos en los pozos petroleros por medio de un alambre especialmente diseñada para soportar altas presiones, temperaturas y esfuerzos (tanto tensión como torsión)

**Standing Valve (Válvula de Pie):** Es necesaria en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al reservorio.

### 9.1.3 CONDICIONES GENERALES

Documentación que interviene: Prueba de gas.

- ❖ Programa de ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- ❖ Historia del pozo que se va a intervenir.
- ❖ Formato Tally de tubería.
- ❖ Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- ❖ Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

### 9.1.4 RESPONSABLES Y ROLES

**Jefe de pozo:** Velar por la ejecución del programa de trabajo con altos estándares de calidad y HSE.

- Consultar y ejecutar cualquier cambio sobre el programa con el Departamento de Ingeniería.
- Verificar que los materiales suministrados por la compañía de servicios son los adecuados y las cantidades son suficientes.

**Jefe de equipo:** Garantizar la confiabilidad y operatividad del equipo de reacondicionamiento.

**Ingeniero de servicios:** Revisar el programa de diseño.

- Mantenerse en permanente contacto con el jefe de pozo y hacerle saber todos los aspectos técnicos y de HSEQ de la operación.
- Coordinar el uso de los equipos.
- Hacer seguimiento de las operaciones durante ejecución.

**Supervisor de operaciones (servicios):** Participar en la organización y planeación de los trabajos de fractura.

- Asegurar que los reportes de seguridad y propuestas de mejoras de calidad sean entregados al supervisor de HSE.
- Asegurarse que los permisos de trabajo son efectivamente realizados.
- Responsable final de la entrega de la mayor calidad de trabajo en todas las operaciones.

**Supervisor de operaciones:** Seguir las instrucciones del jefe de pozo para disponer el equipo para la operación de fracturamiento hidráulico.

- Apoyar al jefe de pozo en la fiscalización de los suministros para la operación.

### 9.1.5 RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA

- Historial del pozo.
- Registros
- Well planning.
- Tubería o tubería flexible.
- Gel de fractura.
- Agente de soporte.
- Equipos para fractura.
- Fluidos de fractura.
- Equipos de remoción de arena.

### 9.1.6 DESARROLLO

Este Instructivo parte de las siguientes condiciones en las que se encuentra el pozo: ya sido calibrada la tubería y no presenta obstrucciones para el paso de las herramientas.

- Ha sido evaluada la calidad del cemento en el revestimiento.
  - El pozo permite circulación.
  - bombear un tapón de arena por debajo del intervalo a fracturar; localizado a una profundidad determinada por el well planning (en las etapas a fracturar excluyendo la etapa inicial).
  - La tubería seleccionada para el trabajo de fractura es la adecuada para las presiones que se esperan manejar durante la operación.
  - Se ha realizado estudios y aprobación de compatibilidad de fluidos a usarse por parte de los laboratorios.
1. Se debe diligenciar el permiso de trabajo correspondiente a esta actividad. No se deben realizar trabajos simultáneos en la zona del contrapozo y la mesa de trabajo durante la operación.
  2. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. El supervisor de la compañía de servicios debe
  3. recordar a su personal que deben tener sus equipos de personal de seguridad apropiados estar en la locación.
  4. Antes de iniciar trabajo de fractura y si el pozo ha estado produciendo se debe realizar pruebas de compatibilidad con todos los fluidos con que se trabajara durante la operación de fractura. El QAQC debe verificar:
    - Compatibilidad de los fluidos,
    - Estabilidad y rompimiento del gel de fractura,
    - La calidad del agua con que se prepararan los tratamientos,
    - La calidad del agente de soporte (tamizado),

5. Tener en cuenta los siguientes controles en cuanto a la ubicación y estado de los equipos de fracturamiento en la locación:
  - Los equipos requeridos para la fractura deben estar ubicados adecuadamente
  - Verificar la dirección del viento para la colocación de los tanques de fracturamiento y almacenamiento de arena.
  - Todas las mangueras de descarga deben estar cubiertas.
  - Todas las unidades deben estar con conexión a tierra.
  - No remover los tapones hasta el inicio de la operación.
  - Se recomienda que los tanques sean colocados a 200 pies de la cabeza del pozo.
  - Se recomienda un dique o una zanja alrededor de los tanques.
  - El blender debe estar mínimo a 25 pies del tanque de fracturamiento.
  - Los sistemas de alta presión (líneas, válvulas de seguridad) estén certificados y calibrados según las presiones esperadas de trabajo.
  - Los equipos deben estar limpios.
  - Verificar que los materiales (aditivos, agente de soporte o apuntalante y solventes) se encuentren en las cantidades necesarias y en condiciones de almacenamiento adecuadas, según el hoja de datos de seguridad del material.
  - Verificar que en el layout del pozo se consideren los espacios para ubicar la unidad de slick line con la que se corre el registro de temperatura.
  - No se admiten artículos que generen fuego en locación como (cigarrillos, encendedores, etc.).
6. Revisar los tanques donde se almacenaran los fluidos para el trabajo de fractura; garantizando que estos estén completamente limpios y que no desprendan materiales generados por corrosión. Los tanques deben estar avalados por el funcionario encargado del QAQC. Los tanques de fracturamiento deben estar en buenas condiciones, sin escapes.

7. Recibir, filtrar y almacenar el agua para los fluidos de fractura y la arena para los tapones.
8. Garantizar que la salmuera para el trabajo de fracturamiento, desde su inicio, cumpla con las condiciones de calidad establecidas por el well planning. Se debe garantizar que durante el trabajo esté presente siempre un funcionario encargado del QAQC.
9. Inspeccionar la tubería que se utilizara en el trabajo en la locación del pozo donde se realiza el fracturamiento; asegurando que no tenga costras internas o cualquier otro tipo de material y no presenten demasiado desgaste de sus juntas.
10. Armar equipos de fractura; probar líneas de superficie por encima de la presión de trabajo. Calibrar válvula de seguridad o de alivio. Instalar un indicador análogo de presión como respaldo al medidor de presión con el cual se está realizando la prueba de tubería. Las líneas de alta presión deberán tener instaladas eslingas resortadas de seguridad según el diámetro de la tubería y el rango de presión. La línea de fracturamiento debe ser probada con agua. Nunca usar aceite o condensado (>47 grados de gravedad API).
11. Armar BHA de fractura según lo indica el well planning, Se deben chequear los diámetros internos.
12. Armado BHA de operación:
  - Tubería flexible o tubing
  - Coupling
  - Shear sub
  - Cross over articulado
  - Centralizador
  - Collar localizador
  - hidrojet
  - Esfera de hidrojet

**IMAGEN 22.** Sarta de fracturamiento hidráulico HPAP CON PROPPANT PLUG DIVERSION (PPD) CON TAPON DE ARENA.



Fuente: B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East y J.B. Surjaatmadja. "CT – Deployed Hydrajet Perforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications". SPE-100157. Halliburton. Fig. 9A representative CT deployed BHA for jet perforating, with a bottom ballsub assembly that allows for reverse flow up the CT string (En línea)

13. Bajar la sarta de fractura, probándola con la presión indicada por el well planning. La presión con la que se pruebe debe ser el 10 % por encima de la máxima presión esperada durante la fractura; para el cálculo de la misma se deben tener en cuenta las presiones hidrostáticas generadas por la columna de fluido dentro de la tubería. La tubería a utilizar debe roscarse con torque óptimo. La tubería debe ser calibrada con la herramienta adecuada al drift de la misma; antes de ser bajada al pozo.
14. Cerrar las BOP y probar la presión con el estrangulador en el anular.
15. Realizar pickling a la tubería; la sustancia utilizada para este tratamiento debe ser definida en el well planning. Este fluido deberá ser neutralizado en superficie una vez haya sido reversado, si se requiere. Para reversarlo se utilizará el fluido de control diseñado para el trabajo. Se debe tener especial cuidado en el cálculo de los volúmenes para la limpieza de tubería (pickling) para evitar que el fluido de limpieza entre en el anular.

Realizar pickling a la tubería de trabajo de la siguiente manera: realizar rig-up de la unidad de bombeo y el tanque de tratamiento: probar líneas con 500 y 5000 psi por 10 minutos.

- ❖ abrir la válvula de circulación y verificar circulación
  - ❖ bombear de la sustancia (ácido) para el tratamiento y desplazarlos con agua de formación filtrada y tratada con surfactante a 2 galones por cada mil galones de solución hacerlo a un caudal no mayor a 2 BPM
  - ❖ retornar el tratamiento de ácido bombeado agua de formación filtrada y tratada con surfactante los 2 galones por cada mil galones de solución por el anular aun caudal de 2 BPM y recuperar el tratamiento
  - ❖ cerrar la válvula de circulación de la RTTS
  - ❖ neutralizar los retornos con soda caustica liquida.
16. Preparar el fluido de fractura. Realizar las pruebas de laboratorio pertinentes. Los formatos de seguridad del material deben estar en el camión facturador.

17. Conectar línea de fractura a la cabeza de pozo y probar válvula de alivio de presión.
18. Presurizar anular y mantenerlo así; con una presión acorde a las condiciones mecánicas del pozo.
19. Realizar step rate test (SRT); si el well planning así lo considera. Se recomienda iniciar a caudal bajo (1 bpm) o más si se sabe que se puede hacer.
20. Realizar step down test (SDT); si el well planning así lo considera.
21. Llevar a cabo el minifrac; para determinar: Eficiencia del fluido,
  - Diseño de la fractura,
  - Presión y caudal máximo,
21. Dejar relajar la presión del tubing. Despresurizar el anular.
22. Correr registro de temperatura para ver hacia donde crece la fractura. esta actividad se debe llevar a cabo lo más rápidamente posible después del mini frac.
23. Ajustar el diseño de la fractura; de acuerdo a los resultados del minifrac.
24. Bombear la salmuera de trabajo y presurizar el pozo.
25. Realizar el fracturamiento primario inyectando fluido de fractura aumentando la presión constantemente hasta la presión máxima requerida con bajo caudal. (Para este proceso es necesario enviar primero la bola sellante que tapone las boquillas frontales y el fluido salga por las boquillas laterales del hidrojet).
26. Despresurizar el pozo y recircular por el anular para llevar la bola sellante a superficie y limpiar la fractura, luego volver a presurizar y se bombea una gran cantidad de material propante para que aumente de las dimensiones de la fractura esto se hace a una presión media pero caudal alto, La cantidad de material bombeado debe llegar hasta la próxima etapa a fracturar. (en caso de que el espesor de la formación sea bastante grande o la cantidad de material propante no esté en la cantidad correcta se puede usar un colchón de salmuera entre los tapones de arena pero puede generar que la fractura sea más pequeña de lo estipulado).
27. Según el diseño ajustado de la fractura se debe tener en cuenta lo siguiente: Se debe disponer de un equipo contra-incendios en locación.

- Es indispensable tener condiciones de iluminación óptimas para poder realizar la operación de fracturamiento en horas nocturnas.
  - Todo el equipo innecesario debe ser quitado de la locación antes de que empiece el trabajo.
  - Determinar el orden de bombeo de cada uno de los tanques de fractura.
  - Antes de iniciar la operación se debe constatar que el volumen de fluido en los tanques sea suficiente para realizar el trabajo.
  - Siempre tener la opción (líneas en y con válvulas) para apoyar el bombeo con la bomba del equipo (daño de bomba de cementación).
28. Ya con el primera fractura hecha se siguen los parámetros establecidos y se prosigue a fracturar el siguiente intervalo de la misma forma
29. Al finalizar despresurizar el anular, sacar la sarta con la que se fracturo y cambiarla por la de remoción de arena :

## **9.1.7 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO**

### **9.1.7.1 HERRAMIENTAS**

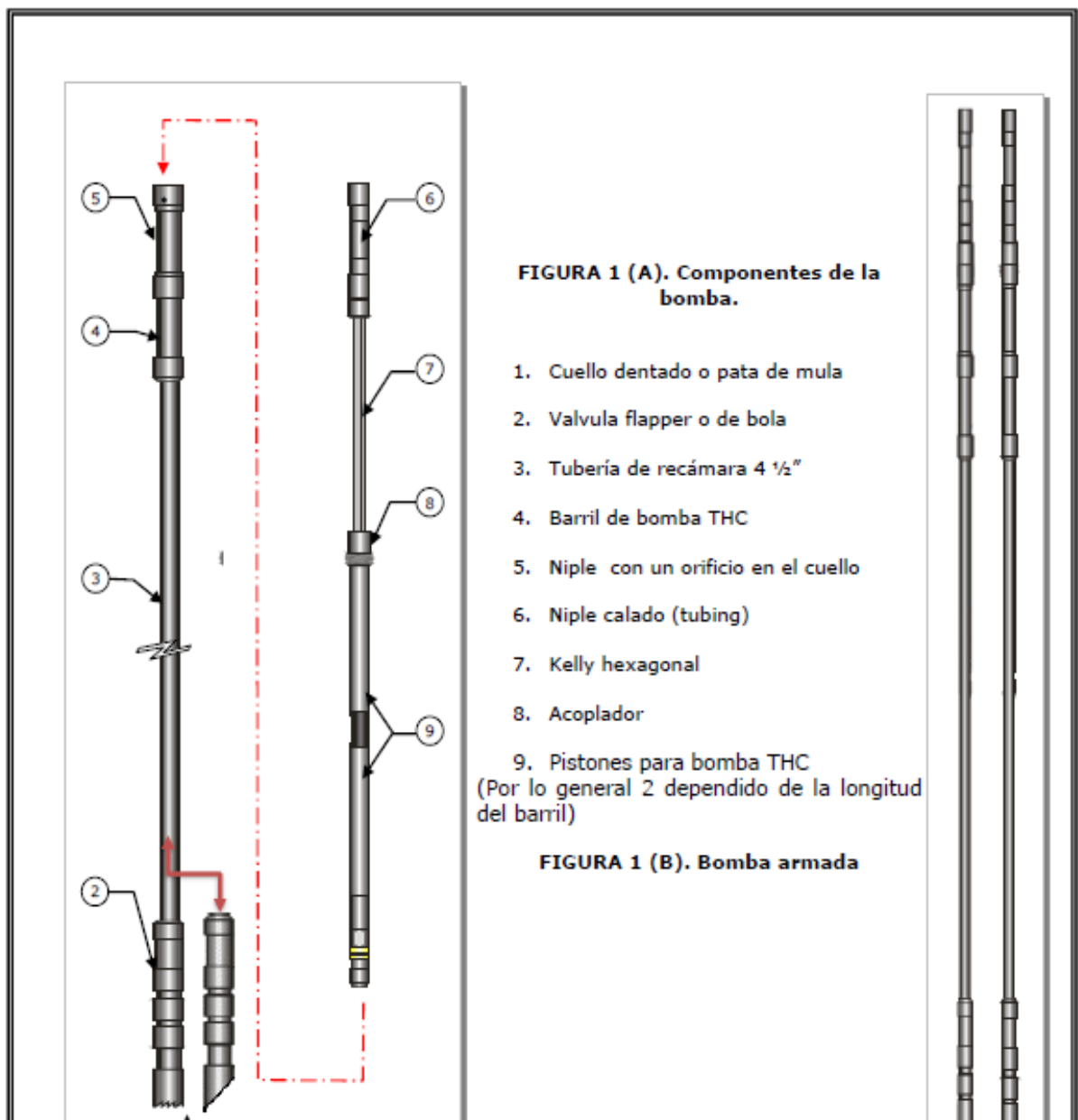
- Bomba desarenadora (según el diámetro del Casing), compuesta por:
  - Corona cheque.
  - Barril de bomba THC.
  - Pistones para bombas THC (por lo general 2, dependiendo de la longitud del barril).
  - 1 niple según el diámetro de la bomba con un orificio en el cuello, para el drenaje de la kelly.
  - 1 niple según el diámetro de la bomba para que la tubería no salga llena.
  - Kelly hexagonal con acoplador.
  - Elevadores para tubería según el diámetro requerido.
  - Llaves manuales de tubería.
  - Llave hidráulica para tubería.
  - Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras.
  - Cuñas (slips) según el diámetro de la tubería a bajar.
  - 10 a 12 tubos de recámara (dependiendo del diámetro de la tubería a usar este es mayor).

### 9.1.7.2 GENERALIDADES

La bomba desarenadora se trabaja con tubería. Una vez se ha bajado hasta el tope de sucio, se inicia la limpieza del mismo, acumulándose la arena en los tubos de la recámara. Una vez esta se encuentra llena, se saca la bomba a superficie para descargar los sedimentos recuperados, y se baja nuevamente, el número de viajes que sean necesarios.

El diámetro de la bomba depende del diámetro de la tubería de revestimiento del pozo en el que se va a trabajar, de igual manera se debe tener en cuenta que el diámetro de los tubos de recámara de la bomba debe ser el mismo de la bomba se acostumbra a colocar de 10 a 12 tubos de recámara, dependiendo del diámetro de la bomba.

IMAGEN. 23 **Diseño de bomba desarenadora**



### **9.1.7.3 PROCEDIMIENTO PARA LIMPIEZA.**

- Conectar la corona cheque con el primer tubo de la recámara.
- Bajar la corona cheque y el número requerido de tubos de recámara, según el procedimiento para bajar tubería, sea en paradas o en sencillos.
- Conectar el niple (con el orificio) al barril.
- Levantar el barril y el niple, y conectarlo con el último tubo de la recámara.
- Bajar la sarta con el barril, hasta el niple, que quede sobre las cuñas.
- Conectar los pistones con el niple calado y la kelly hexagonal.
- Introducir el conjunto pistones-niple-kelly, dentro del barril y conectar con el niple en el barril.
- Levantar la sarta y bajarla hasta que el niple calado quede sobre las cuñas.
- Bajar sarta de trabajo hasta el tope de sucio (según el procedimiento de bajada de tubería).

NOTA: tan pronto se toque sucio, se debe continuar la operación de limpieza hasta que termine, ya que al tocar, y esperar, el sucio se sienta sobre los cheques, se solidifica y luego es imposible la succión del pistón (bomba pegada).

- Colocar entre 1500lbs y 2000lbs de peso máximo (una vez tocado el tope de sucio), teniendo en cuenta que no se debe sobrepasar el peso total de los tubos de la recámara, para que el barril no trabaje en compresión, ya que podría partirse.
- Avanzar 5ft (máximo).
- Levantar 6 – 8ft.
- Repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la recámara.

NOTA: La eficiencia de la bomba se conoce en superficie porque después de colocarle peso, al darle arriba a la sarta, inmediatamente el peso de la sarta aumenta.

- Durante este proceso es necesario sacar la bomba por encima de la profundidad inicial del tope de sucio, para evitar la presencia de anillos de arena en el recorrido, que al derrumbarse puedan causar la pega de la bomba o la presencia de un tope limpio ficticio.
- A medida que se avanza se van metiendo los tubos que sean necesarios, hasta que se llene la recámara, o la bomba lo permita.

#### **9.1.7.4 RECUPERACIÓN DE LA BOMBA Y DISPOSICIÓN DE LA ARENA RECUPERADA.**

- ❖ Sacar la bomba y la sarta de tubería de trabajo, (una vez la recámara se haya llenado) hasta que salga la Kelly.
- ❖ Sacar la Kelly, el niple y los pistones, en el sentido inverso en que se conectó, y llevarlos a un lado del plano para su posterior mantenimiento.
- ❖ Desconectar el barril con el niple para su posterior mantenimiento.
- ❖ Sacar los tubos de recámara en dobles o en sencillos dependiendo de la compactación de la arena y los sedimentos. Si la arena no está muy compacta, se puede sacar en dobles, de lo contrario, la tubería se debe sacar en sencillos.
- ❖ Descargar la arena y el fluido de cada tubo dentro del recipiente destinado para tal fin.
- ❖ Inspeccionar y realizar el mantenimiento respectivo a la corona cheque.

NOTA: Si no se ha limpiado la totalidad del sucio, se vuelve a bajar la bomba, el número de veces que sea necesario, según el procedimiento anterior. Si se vuelve a bajar la bomba, se le debe realizar primero un mantenimiento, verificando que la Kelly no esté tapada.

30. Los mezcladores, las bombas y las líneas deben ser lavados con agua después de la operación y dejar que se establezca la presión en la tubería.

31. Terminar servicio a pozo y dejar pozo en producción con una rata 50% menor a la que se tenía antes del fracturamiento.

### **9.1.8 CONTINGENCIAS**

En caso de arenamiento se tienen varias opciones para limpiar el material apuntalante o de soporte que queda dentro de la tubería: Con el anular presurizado abrir puerto de circulación del empaque y circular en reversa el pozo hasta obtener retorno limpio.

- Bajar coiled tubing con motor en fondo y limpiar tubería.
- Puede existir la presencia de contaminación en la localización con fluido y los sedimentos extraídos del pozo. Para evitar esto, se debe disponer de recipientes adecuados para recoger el fluido y la arena, cuando se descargan los tubos de recámara. Si por alguna razón la tubería sale llena, esta se debe achicar con la barra de suabeo y recoger el fluido en un tanque, si no se puede achicar, se deben utilizar los “borrachos” (como última opción).

## **9.2 AISLAMIENTO MECANICO CON EMPAQUE RTTS Y RBP**

### **9.2.1 GENERALIDADES DEL MÉTODO**

Se han diseñado varios tipos de herramientas mecánicas para aislar varias zonas, por ejemplo: Empacador Straddle Extraíble, Taponos Puente Recuperables o un Sistema Externo en el Casing, entre otros que no son ampliamente usados. En años recientes, el fracturamiento multietapas con aislación mecánica, se convirtió en una de las técnicas predominantes. Este sistema involucra una serie de empaques y camisas deslizables. La Camisa Deslizable puede abrirse y cerrarse por medio de presión o por medio de esferas que se dejan caer desde la superficie, y el empacador es a menudo auto-inflable o debe ser accionado a través de la sarta aislando la zona a fracturar.

### **9.2.2 CONDICIONES GENERALES DEL MÉTODO**

El fracturamiento hidráulico es un método de propagación de una fractura de alta conductividad en un yacimiento de hidrocarburos con el fin de incrementar la producción de un pozo petrolero.

Para el desarrollo de esta actividad se debe dar cumplimiento a la guía VPR-DHS-G-016 “ESPECIFICACIONES HSE PARA CONTRATACIÓN DE EQUIPOS PARA SERVICIOS DE SUBSUELO”.

Todos los trabajos de Ecopetrol deben ser controlados mediante el Manual de Gestión del Control de trabajo ECP-DHS-M-00.

### **9.2.3 RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA**

- Historial del pozo.
- Registros
- Well planning
- Empaque de peso con puerto de circulación RTTS.
- Tubería o tubería flexible.
- Gel de fractura.
- Agente de soporte.
- Equipos para fractura.
- Fluidos de fractura.

### **9.2.4 DESARROLLO DEL MÉTODO**

Este Instructivo parte del hecho que: El pozo ya ha sido cañoneado y calibrado,

- Ha sido evaluada la calidad del cemento en el revestimiento,
- El pozo permite circulación,
- Hay un tapón o un empaque por debajo del intervalo a fracturar RBP; localizado a una profundidad determinada por el well planning,
- La tubería seleccionada para el trabajo de fractura es la adecuada para las presiones que se esperan manejar durante dicho trabajo,
- Se ha realizado estudios de compatibilidad de fluidos por parte de los laboratorios.

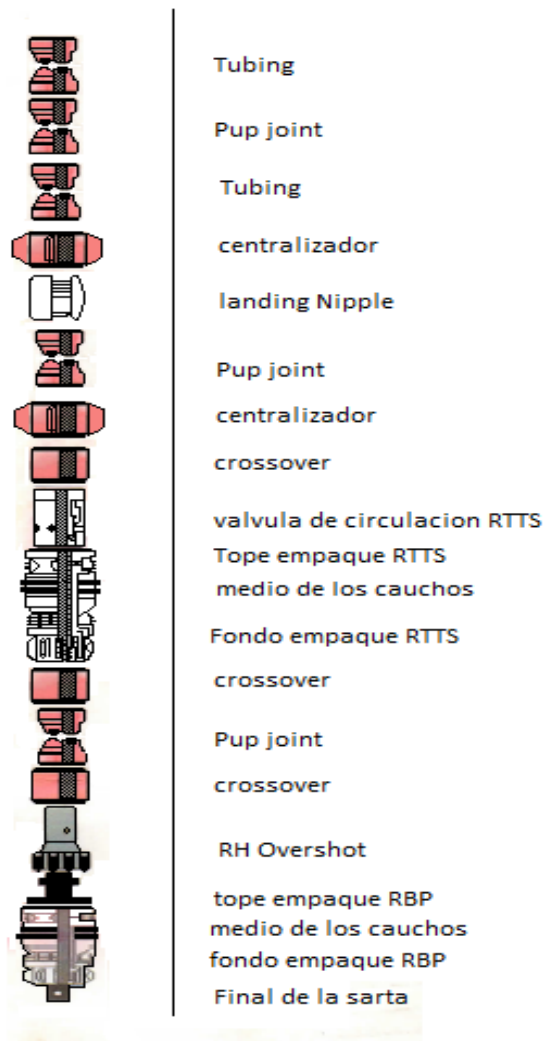
1. Se debe diligenciar el permiso de trabajo correspondiente a esta actividad. No se deben realizar trabajos simultáneos en la zona del contrapozo y la mesa de trabajo durante la operación.

2. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. El supervisor de la compañía de servicios debe recordar a su personal que deben tener sus equipos de personal de seguridad apropiados en la locación.
  - Antes de iniciar trabajo de fractura y si el pozo ha estado produciendo se debe realizar pruebas de compatibilidad con todos los fluidos con que se trabajara durante la operación de fractura. El QAQC debe verificar: Compatibilidad de los fluidos,
  - Estabilidad y rompimiento del gel de fractura,
  - La calidad del agua con que se prepararan los tratamientos,
  - La calidad del agente de soporte (tamizado),
  
3. Tener en cuenta los siguientes controles en cuanto a la ubicación y estado de los equipos de fracturamiento en la locación: Los equipos requeridos para la fractura deben estar ubicados adecuadamente
  - Verificar la dirección del viento para la colocación de los tanques de fracturamiento.
  - Todas las mangueras de descarga deben estar cubiertas.
  - Todas las unidades deben estar con conexión a tierra
  - No remover los tapones hasta el inicio de la operación.
  - Se recomienda que los tanques sean colocados a 200 pies de la cabeza del pozo.
  - Se recomienda un dique o una zanja alrededor de los tanques.
  - El blender debe estar mínimo a 25 pies del tanque de fracturamiento.
  - Los sistemas de alta presión (líneas, válvulas de seguridad) estén certificados y calibrados según las presiones esperadas de trabajo.
  - Los equipos deben estar limpios.
  - Verificar que los materiales (aditivos, agente de soporte o apuntalante y solventes) se encuentren en las cantidades necesarias y en condiciones de almacenamiento adecuadas, según el hoja de datos de seguridad del material.
  - Verificar que en el layout del pozo se consideren los espacios para ubicar la unidad de slick line con la que se corre el registro de temperatura.
  - No se admiten artículos que generen fuego en locación como (cigarrillos, encendedores, etc.).

4. Revisar los tanques donde se almacenaran los fluidos para el trabajo de fractura; garantizando que estos estén completamente limpios y que no desprendan materiales generados por corrosión. Los tanques deben estar avalados por el funcionario encargado del QAQC. Los tanques de fracturamiento deben estar en buenas condiciones, sin escapes.
5. Recibir, filtrar y almacenar el agua para los fluidos de fractura.
6. Garantizar que la salmuera para el trabajo de fracturamiento, desde su inicio, cumpla con las condiciones de calidad establecidas por el well planning. Se debe garantizar que durante el trabajo esté presente siempre un funcionario encargado del QAQC.
7. Inspeccionar la tubería que se utilizara en el trabajo en la locación del pozo donde se realiza el fracturamiento; asegurando que no tenga costras internas o cualquier otro tipo de material.
8. Armar equipos de fractura; probar líneas de superficie por encima de la presión de trabajo. Calibrar válvula de seguridad o de alivio. Instalar un indicador análogo de presión como respaldo al medidor de presión con el cual se está realizando la prueba de tubería. Las líneas de alta presión deberán tener instaladas eslingas resortadas de seguridad según el diámetro de la tubería y el rango de presión. La línea de fracturamiento debe ser probada con agua. Nunca usar aceite o condensado (>47 grados de gravedad API).
9. Armar BHA de fractura según lo indica el well planning (este debe incluir un empaque de peso con puerto de circulación RTTS y una seating nipple).
10. Se deben chequear los diámetros internos para garantizar que se pueda recuperar la standing valve. Al armar el BHA se debe instalar la seating nipple en la parte inferior del empaque de fracturamiento.
11. Armado BHA de operación: Coupling
  - Landing nipple con test tool instalada
  - Cross over
  - Empaque RTTS (con válvula de circulación)
  - RH overshot
  - Empaque RBP

- Pup joint.

**IMAGEN 24.** Sarta de fracturamiento hidráulico con aislamiento mecánico.



12. Bajar la sarta de fractura, probándola con la presión indicada por el well planning. La presión con la que se prueba debe ser el 10 % por encima de la máxima presión esperada durante la fractura; para el cálculo de la misma se deben tener en cuenta las presiones hidrostáticas generadas por

la columna de fluido dentro de la tubería. La tubería a utilizar debe roscarse con torque óptimo. La tubería debe ser calibrada con la herramienta adecuada al drift de la misma; antes de ser bajada al pozo.

13. Durante el descenso de la sarta de fractura se debe probar el sello del empaque por el anular; activándolo a una profundidad por encima del tope de perforados, teniendo en cuenta que dicha profundidad debe estar por debajo del nivel de fluido, se sugiere una presión de prueba de 500 psi o la que indique el well planning.

14. Recuperar standing valve.

15. Activar el empaque de acuerdo a la configuración del mismo y Cerrar BOP y probar en el anular con 500psi:

Para esta sarta es necesario activar y sentar dos tipos de empaques, el RBP ubicado en el fondo y el RTTS ubicado por encima de la sesión a fracturar.

Operación de asentamiento tapón RBP: Acoplar el overshot (RH), con el extremo inferior del tapón RTTS.

- Colocar el RBP en posición, girar a la izquierda el RH con la tubería y luego tensionar entre 40.000 a 54.000 libras según las especificaciones del fabricante la cabeza de la barra RBP asegurándose que el pin curvo se mueva hacia arriba.

Operación de asentamiento tapón RTTS: Baje la herramienta a la profundidad de asentamiento deseada.

- Gire la tubería a la derecha y aplique el peso necesario para mantener sello en el empaque de acuerdo a la operación a realizar aproximadamente (10.000 – 18.000 Lbs). La acción de aplicar peso permite que las cuñas se enganchen a la pared del revestimiento. Las cuñas soportan el peso de la tubería usada para comprimir el sello.
- Después de estar el empaque asentado en posición se adiciona un torque aproximado de 50 lb a la derecha permitiendo que se abra la válvula.

16. Realizar pickling a la tubería; la sustancia utilizada para este tratamiento debe ser definida en el well planning. Este fluido deberá ser neutralizado en superficie una vez haya sido reversado, si se requiere. Para reversarlo se utilizara el fluido de control diseñado para el trabajo. Se debe tener especial cuidado en el cálculo de los volúmenes para la limpieza de tubería (pickling) para evitar que el fluido de limpieza entre en el anular.

- ❖ Realizar pickling a la tubería de trabajo de la siguiente manera:
- ❖ Realizar rig-up de la unidad de bombeo y el tanque de tratamiento.
- ❖ Probar líneas con 500 y 5000 psi por 10 minutos.
- ❖ Abrir la válvula de circulación y verificar circulación.
- ❖ Bombear de la sustancia (acido) para el tratamiento y desplazarlos con agua de formación filtrada y tratada con surfactante a 2 galones por cada mil galones de solución hacerlo a un caudal no mayor a 2 BPM.
- ❖ Retornar el tratamiento de ácido bombeado agua de formación filtrada y tratada con surfactante los 2 galones por cada mil galones de solución por el anular aun caudal de 2 BPM y recuperar el tratamiento.
- ❖ Cerrar la válvula de circulación de la RTTS
- ❖ Neutralizar los retornos con soda caustica liquida.

17. Preparar el fluido de fractura. Realizar las pruebas de laboratorio pertinentes. Los formatos de seguridad del material deben estar en el camión fracturador.

18. Conectar línea de fractura a la cabeza de pozo y probar válvula de alivio de presión.

19. Presurizar anular y mantenerlo así; con una presión acorde a las condiciones mecánicas del pozo y del empaque.

20. Realizar step rate test (SRT); si el well planning así lo considera. Se recomienda iniciar a caudal bajo (1 bpm) o más si se sabe que se puede hacer.

21. Realizar step down test (SDT); si el well planning así lo considera.

22. Llevar a cabo el minifrac; para determinar: Eficiencia del fluido,

- Diseño de la fractura,
- Presión y caudal máximo,

23. Dejar relajar la presión del tubing. Despresurizar el anular.

24. Correr registro de temperatura para ver hacia donde crece la fractura. esta actividad se debe llevar a cabo lo más rápidamente posible después del mini frac.

25. Ajustar el diseño de la fractura; de acuerdo a los resultados del minifrac.

26. Presurizar anular y mantenerlo así.

27. Realizar el fracturamiento inyectando fluido de fractura aumentando la presión constantemente hasta la presión máxima requerida.

28. Realizar según el diseño ajustado de la fractura se debe tener en cuenta lo siguiente: Se debe disponer de un equipo contra-incendios en locación.

- Es indispensable tener condiciones de iluminación óptimas para poder realizar la operación de fracturamiento en horas nocturnas.
- Todo el equipo innecesario debe ser quitado de la locación antes de que empiece el trabajo.
- Determinar el orden de bombeo de cada uno de los tanques de fractura.
- Antes de iniciar la operación se debe constatar que el volumen de fluido en los tanques sea suficiente para realizar el trabajo.
- Siempre tener la opción (líneas en y con válvulas) para apoyar el bombeo con la bomba del equipo (daño de bomba de cementación).

29. Después de fracturar se desasientan los empaques RBP y RTTS.

30. Primero se desasienta el empaque RTTS y luego con el RH se pesca el empaque RBP

Operación de Desasentamiento RTTS:

- Para retirar el empaque es necesario girar la tubería a la izquierda luego levantar la tubería lentamente
- Operación de Desasentamiento RBP:
- Para retirar el empaque es necesario poner la sarta con el RH overshot en posición acoplado la herramienta luego se le aplica 4000 libras y se gira a la derecha lentamente.

31. Ya con el primera fractura hecha se siguen los parámetros establecidos y se prosigue a fracturar el siguiente intervalo de la misma forma.

32. Al finalizar con el anular presurizado abrir puerto de circulación del empaque y circular en reversa el pozo hasta obtener retorno limpio.

33. Los mezcladores, las bombas y las líneas deben ser lavados con agua después del trabajo. Dejar que se relaje la presión en tubería.

34. Sacar sarta de fracturamiento.

35. Terminar servicio a pozo y dejar pozo en producción con una rata 50% menor a la que se tenía antes del fracturamiento.

36. Si el sistema de levantamiento artificial es de bombeo mecánico se recomienda utilizar una bomba de subsuelo de sacrificio que permita el manejo de sólidos.

### **9.3 TAPON DE ARENA O QUIMICO**

#### **9.3.1 GENERALIDADES DEL MÉTODO**

Este método puede utilizarse con mayor efectividad en pozos entubados no ranurados y hueco abierto, tiene como desventaja el uso de dos sartas (sarta de fracturamiento y desarenamiento) y su operación consume mucho tiempo lo que genera que el pozo no produzca en días ya que en un día se pueden hacer de 3 a cuatro fracturas y al terminarse es necesario remover la arena sobrante.

El tapón químico reduce los costos y el tiempo de operación, aunque el material es costoso y se debe saber ubicar e instalar, ya que si es mal inyectado puede ocasionar problemas de taponamiento o no genera el tamaño de la fractura requerido.

Es muy versátil aun con sus defectos y se puede utilizar en cualquier tipo de yacimiento y profundidad.

### 9.3.2 GLOSARIO DEL MÉTODO

**MSDS:** Hoja de datos de seguridad de un material.

**Pickling:** Proceso mediante el cual se remueven materiales que pueden reaccionar con el fluido principal del tratamiento para crear reacciones secundarias no deseadas o precipitados; que pueden llegar a causar daño en la formación.

**QAQC:** Quality Assurance/Quality Control; el proceso o conjunto de procesos utilizados para medir y asegurar la calidad de un producto. Proceso de los productos para que alcancen las expectativas de los consumidores.

**Running:** Bajar tubería dentro del pozo.

**Tubing:** Tubería de producción o inyección.

**Well planning:** Programa de trabajo en una intervención a un pozo.

**Blender:** Es el corazón de la operación de fracturamiento hidráulico, esta unidad tiene como función mezclar el gel base en baches o al vuelo, mezclar el material de soporte, agregar aditivos a los fluidos, bombear la lechada de alimentación a los facturadores y monitorear todas estas funciones.

**Step Rate Test (SRT):** Método utilizado para medir exactamente la presión de fractura de una formación mediante la inyección de agua en una serie de incrementos de caudal estabilizando la presión en cada caudal.

**Step Down Test (SDT):** Esta prueba se realiza justo después de la prueba SRT, el objetivo de esta es determinar si hay altas pérdidas de presión en las vecindades del pozo (tortuosidad y/o restricción en perforación). Para hacer esta prueba es necesario iniciar la fractura con la máxima tasa de inyección posible con un fluido viscoso.

**SlickLine (Operaciones con línea de acero):** Es un servicio que se presta a las compañías operadoras de yacimientos petrolíferos. Básicamente estas dos palabras agrupan una amplia gama de actividades, comúnmente denominadas “intervenciones”, dentro de los pozos petroleros. Fundamentalmente el trabajo consiste en introducir herramientas y/o dispositivos en los pozos petroleros por medio de un alambre especialmente diseñado para soportar altas presiones, temperaturas y esfuerzos (tanto tensión como torsión).

**Standing Valve (Válvula de Pie):** Es necesaria en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al reservorio.

### 9.3.3 CONDICIONES GENERALES MÉTODO

El fracturamiento hidráulico es un método de propagación de una fractura de alta conductividad en un yacimiento de hidrocarburos con el fin de incrementar la producción de un pozo petrolero.

Para el desarrollo de esta actividad se debe dar cumplimiento a la guía VPR-DHS-G-016 “ESPECIFICACIONES HSE PARA CONTRATACIÓN DE EQUIPOS PARA SERVICIOS DE SUBSUELO”.

Todos los trabajos de Ecopetrol deben ser controlados mediante el Manual de Gestión del Control de trabajo ECP-DHS-M-00.

### 9.3.4 RESPONSABLES

- Jefe de pozo

- Jefe de equipo
- Ingeniero de servicios
- Supervisor de operaciones (servicios)

### **9.3.5 RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA**

- Historial del pozo.
- Registros
- Well planning
- Empaque de peso con puerto de circulación RTTS.
- Tubería o tubería flexible.
- Equipos para fractura.
- Fluidos de fractura
- Equipo de remoción de arena.

### **9.3.6 DESARROLLO DEL MÉTODO**

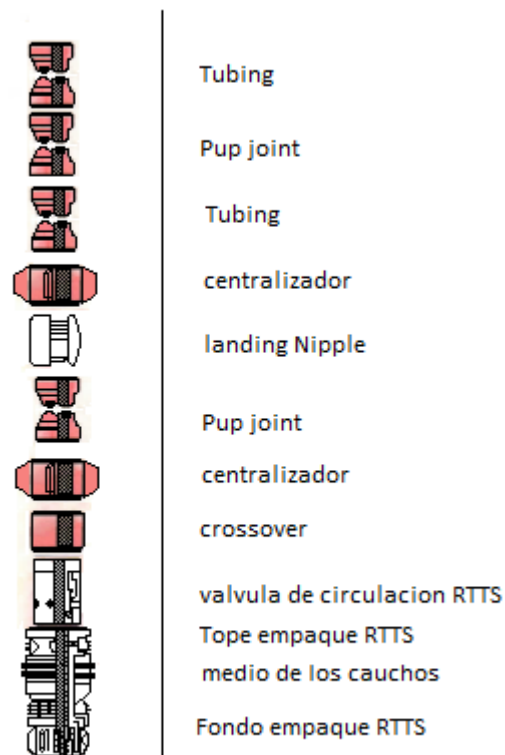
Este Instructivo parte del hecho que: el pozo ya ha sido cañoneado y calibrado,

- Ha sido evaluada la calidad del cemento en el revestimiento,
  - El pozo permite circulación,
  - Hay un tapón de arena por debajo del intervalo a fracturar RBP; localizado a una profundidad determinada por el well planning,
  - La tubería seleccionada para el trabajo de fractura es la adecuada para las presiones que se esperan manejar durante dicho trabajo,
  - Se ha realizado estudios de compatibilidad de fluidos por parte de los laboratorios,
1. Se debe diligenciar el permiso de trabajo correspondiente a esta actividad. No se deben realizar trabajos simultáneos en la zona del contrapozo y la mesa de trabajo durante la operación.
  2. Realizar la reunión pre operacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. El supervisor de la compañía de servicios debe recordar a su personal que deben tener sus equipos de personal de seguridad apropiados estar en la locación.

3. Antes de iniciar trabajo de fractura y si el pozo ha estado produciendo se debe realizar pruebas de compatibilidad con todos los fluidos con que se trabajara durante la operación de fractura. El QAQC debe verificar:  
Compatibilidad de los fluidos,
  - Estabilidad y rompimiento del gel de fractura,
  - La calidad del agua con que se prepararan los tratamientos,
  - La calidad del agente de soporte (tamizado),
  
4. Tener en cuenta los siguientes controles en cuanto a la ubicación y estado de los equipos de fracturamiento en la locación: Los equipos requeridos para la fractura deben estar ubicados adecuadamente,
  - Verificar la dirección del viento para la colocación de los tanques de fracturamiento y almacenamiento de arena.
  - Todas las mangueras de descarga deben estar cubiertas.
  - Todas las unidades deben estar con conexión a tierra
  - No remover los tapones hasta el inicio de la operación.
  - Se recomienda que los tanques sean colocados a 200 pies de la cabeza del pozo.
  - Se recomienda un dique o una zanja alrededor de los tanques.
  - El blender debe estar mínimo a 25 pies del tanque de fracturamiento.
  - Los sistemas de alta presión (líneas, válvulas de seguridad) estén certificados y calibrados según las presiones esperadas de trabajo.
  - Los equipos deben estar limpios.
  - Verificar que los materiales (aditivos, agente de soporte o apuntalante y solventes) se encuentren en las cantidades necesarias y en condiciones de almacenamiento adecuadas, según el hoja de datos de seguridad del material.
  - Verificar que en el layout del pozo se consideren los espacios para ubicar la unidad de slick line con la que se corre el registro de temperatura.
  - No se admiten artículos que generen fuego en locación como (cigarrillos, encendedores, etc.).
  
5. Revisar los tanques donde se almacenaran los fluidos para el trabajo de fractura y de arena; garantizando que estos estén completamente limpios y que no desprendan materiales generados por corrosión. Los tanques deben estar avalados por el funcionario encargado del QAQC. Los tanques de fracturamiento deben estar en buenas condiciones, sin escapes.
  
6. Recibir, filtrar y almacenar el agua para los fluidos de fractura.

7. Garantizar que la salmuera para el trabajo de fracturamiento, desde su inicio, cumpla con las condiciones de calidad establecidas por el well planning. Se debe garantizar que durante el trabajo esté presente siempre un funcionario encargado del QAQC Inspeccionar la tubería que se utilizara en el trabajo en la locación del pozo donde se realiza el fracturamiento; asegurando que no tenga costras internas o cualquier otro tipo de material.
  
8. Armar equipos de fractura; probar líneas de superficie por encima de la presión de trabajo. Calibrar válvula de seguridad o de alivio. Instalar un indicador análogo de presión como respaldo al medidor de presión con el cual se está realizando la prueba de tubería. Las líneas de alta presión deberán tener instaladas eslingas resortadas de seguridad según el diámetro de la tubería y el rango de presión. La línea de fracturamiento debe ser probada con agua. Nunca usar aceite o condensado (>47 grados de gravedad API).
  
9. Armar BHA de fractura según lo indica el well planning (este debe incluir un empaque de peso con puerto de circulación RTTS y una seating nipple). Se deben chequear los diámetros internos para garantizar que se pueda recuperar la standing valve. Al armar el BHA se debe instalar la seating nipple en la parte inferior del empaque de fracturamiento.
  
10. BHA
  - Pup joint
  - Landing Nipple
  - Pup joint
  - Crossover
  - Empaque RTTS (con válvula de circulación)
  - Pup joint

**IMAGEN 25.** Sarta de fracturamiento hidráulico con tapón de arena



11. Bajar la sarta de fractura, probándola con la presión indicada por el well planning. La presión con la que se prueba debe ser el 10 % por encima de la máxima presión esperada durante la fractura; para el cálculo de la misma se deben tener en cuenta las presiones hidrostáticas generadas por la columna de fluido dentro de la tubería. La tubería a utilizar debe roscarse con torque óptimo. La tubería debe ser calibrada con la herramienta adecuada al drift de la misma; antes de ser bajada al pozo.

12. Durante el descenso de la sarta de fractura se debe probar el sello del empaque por el anular; activándolo a una profundidad por encima del tope de perforados, teniendo en cuenta que dicha profundidad debe estar por debajo del nivel de fluido, se sugiere una presión de prueba de 500 psi o la que indique el well planning.

13. Recuperar standing valve.

14. Activar el empaque de acuerdo a la configuración del mismo y Cerrar BOP y probar en el anular con 500psi:

15. Para esta sarta es necesario sentar y activar el empaque RTTS ubicado por encima de la sesión a fracturar.

Operación de asentamiento tapón RTTS:

- Baje la herramienta a la profundidad de asentamiento deseada.
- Gire la tubería a la derecha y aplique el peso necesario para mantener sello en el empaque de acuerdo a la operación a realizar. aproximadamente (10.000 – 18.000 Lbs.) La acción de aplicar peso permite que las cuñas se enganchen a la pared del revestimiento. Las cuñas soportan el peso de la tubería usada para comprimir el sello.
- Después de estar el empaque asentado en posición se adiciona un torque aproximado de 50 lb a la derecha permitiendo que se abra la válvula.

16. Realizar pickling a la tubería; la sustancia utilizada para este tratamiento debe ser definida en el well planning. Este fluido deberá ser neutralizado en superficie una vez haya sido reversado, si se requiere. Para reversarlo se utilizara el fluido de control diseñado para el trabajo. Se debe tener especial cuidado en el cálculo de los volúmenes para la limpieza de tubería (pickling) para evitar que el fluido de limpieza entre en el anular.

Realizar pickling a la tubería de trabajo de la siguiente manera: realizar rig-up de la unidad de bombeo y el tanque de tratamiento.

- Probar líneas con 500 y 5000 psi por 10 minutos.
- Abrir la válvula de circulación y verificar la circulación.
- Bombear la sustancia (ácido) para el tratamiento y desplazarlos con agua de formación filtrada y tratada con surfactante a 2 galones por cada mil galones de solución hacerlo a un caudal no mayor a 2 BPM.
- Retornar el tratamiento de ácido bombeado agua de formación filtrada y tratada con surfactante los 2 galones por cada mil galones

de solución por el anular aun caudal de 2 BPM y recuperar el tratamiento.

- Cerrar la válvula de circulación de la RTTS.
- Neutralizar los retornos con soda caustica liquida.

17. Preparar el fluido de fractura. Realizar las pruebas de laboratorio pertinentes. Los formatos de seguridad del material deben estar en el camión fracturador.
18. Conectar línea de fractura a la cabeza de pozo y probar válvula de alivio de presión.
19. Presurizar anular y mantenerlo así; con una presión acorde a las condiciones mecánicas del pozo y del empaque.
20. Realizar step rate test (SRT); si el well planning así lo considera. Se recomienda iniciar a caudal bajo (1 bpm) o más si se sabe que se puede hacer.
21. Realizar step down test (SDT); si el well planning así lo considera.
22. Llevar a cabo el minifrac; para determinar:
  - Eficiencia del fluido,
  - Diseño de la fractura,
  - Presión y caudal máximo,
23. Dejar relajar la presión del tubing. Despresurizar el anular.
24. Correr registro de temperatura para ver hacia donde crece la fractura. esta actividad se debe llevar a cabo lo más rápidamente posible después del mini frac.
25. Ajustar el diseño de la fractura; de acuerdo a los resultados del minifrac.
26. Presurizar anular y mantenerlo así.
27. Bombear el tapón de arena dependiendo la cantidad del well planing y dejar asentar, luego inyectar el fluido fracturante a la presión máxima requerida.

28. Realizar según el diseño ajustado de la fractura se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Se debe disponer de un equipo contra-incendios en locación.
- Es indispensable tener condiciones de iluminación óptimas para poder realizar la operación de fracturamiento en horas nocturnas.
- Todo el equipo innecesario debe ser quitado de la locación antes de que empiece el trabajo.
- Determinar el orden de bombeo de cada uno de los tanques de fractura.
- Antes de iniciar la operación se debe constatar que el volumen de fluido en los tanques sea suficiente para realizar el trabajo.
- Siempre tener la opción (líneas en y con válvulas) para apoyar el bombeo con la bomba del equipo (daño de bomba de cementación).

Ya con la primera fractura hecha se corre la tubería a la siguiente sección y se vuelve a bombear el tapón de arena.

Repetir el proceso en las demás secciones hasta completar todas secciones a fracturar.

29. Al finalizar despresurizar el anular, sacar la sarta de fracturamiento y cambiarla por la de remoción de arena :

### **9.3.7 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE REMOCIÓN DE ARENA**

#### **9.3.7.1 HERRAMIENTAS**

Bomba desarenadora (según el diámetro del Casing), compuesta por: Corona cheque.

- Barril de bomba THC.
- Pistones para bombas THC (por lo general 2, dependiendo de la longitud del barril).
- 1 niple según el diámetro de la bomba con un orificio en el cuello, para el drenaje de la Kelly.
- 1 niple según el diámetro de la bomba para que la tubería no salga llena.
- Kelly hexagonal con acoplador.
- Elevadores para tubería según el diámetro requerido.

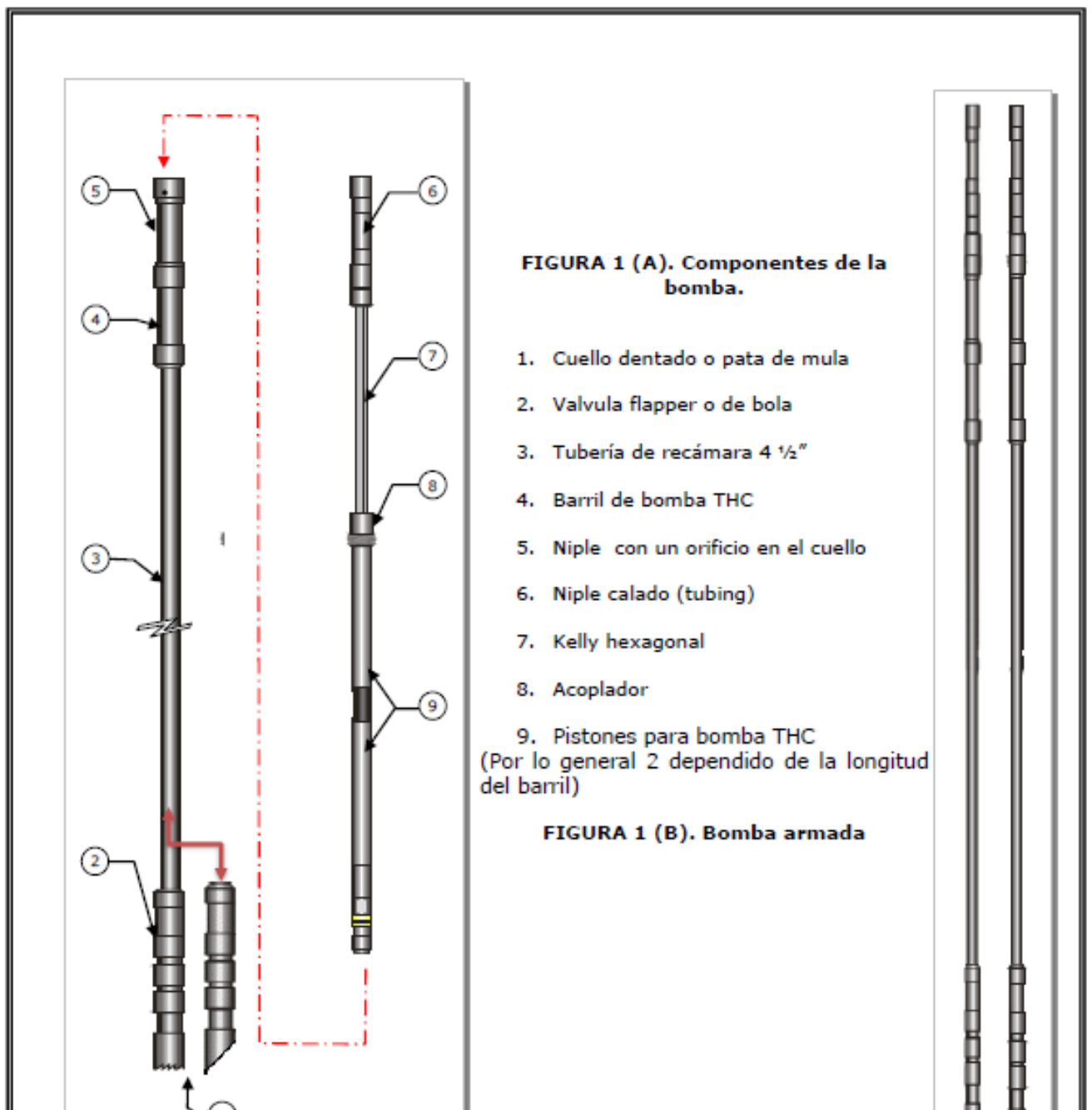
- Llaves manuales de tubería.
- Llave hidráulica para tubería.
- Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras.
- Cuñas (slips) según el diámetro de la tubería a bajar
- 10 a 12 tubos de recámara (dependiendo del diámetro de la tubería a usar este es mayor)

### **9.3.7.2 GENERALIDADES**

La bomba desarenadora se trabaja con tubería. Una vez se ha bajado hasta el tope de sucio, se inicia la limpieza del mismo, acumulándose la arena en los tubos de la recámara. Una vez esta se encuentra llena, se saca la bomba a superficie para descargar los sedimentos recuperados, y se baja nuevamente, el número de viajes que sean necesarios.

El diámetro de la bomba depende del diámetro de la tubería de revestimiento del pozo en el que se va a trabajar, de igual manera se debe tener en cuenta que el diámetro de los tubos de recámara de la bomba debe ser el mismo de la bomba, se acostumbra a colocar de 10 a 12 tubos de recámara, dependiendo del diámetro de la bomba.

**IMAGEN 25.** Bomba desarenadora armada



### **9.3.7.3 PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA.**

- ❖ Conectar la corona cheque con el primer tubo de la recámara.
- ❖ Bajar la corona cheque y el número requerido de tubos de recámara, según el procedimiento para bajar tubería, sea en paradas o en sencillos.
- ❖ Conectar el niple (con el orificio) al barril.
- ❖ Levantar el barril y el niple, y conectarlo con el último tubo de la recámara.
- ❖ Bajar la sarta con el barril, hasta el niple, que quede sobre las cuñas.
- ❖ Conectar los pistones con el niple calado y la kelly hexagonal.
- ❖ Introducir el conjunto pistones-niple-kelly, dentro del barril y conectar con el niple en el barril.
- ❖ Levantar la sarta y bajarla hasta que el niple calado quede sobre las cuñas.
- ❖ Bajar sarta de trabajo hasta el tope de sucio (según el procedimiento de bajada de tubería).

NOTA: tan pronto se toque sucio, se debe continuar la operación de limpieza hasta que termine, ya que al tocar, y esperar, el sucio se sienta sobre los cheques, se solidifica y luego es imposible la succión del pistón (bomba pegada)

- ❖ Colocar entre 1500lbs y 2000lbs de peso máximo (una vez tocado el tope de sucio), teniendo en cuenta que no se debe sobrepasar el peso total de

los tubos de la recámara, para que el barril no trabaje en compresión, ya que podría partirse.

- ❖ Avanzar 5ft (máximo).
- ❖ Repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la rec.

NOTA: La eficiencia de la bomba se conoce en superficie porque después de colocarle peso, al darle arriba a la sarta, inmediatamente el peso de la sarta aumenta.

- ❖ Durante este proceso es necesario sacar la bomba por encima de la profundidad inicial del tope de sucio, para evitar la presencia de anillos de arena en el recorrido, que al derrumbarse puedan causar la pega de la bomba o la presencia de un tope limpio ficticio.
- ❖ A medida que se avanza se van metiendo los tubos que sean necesarios, hasta que se llene la recámara, o la bomba no avance más.

#### **9.3.7.4 RECUPERACIÓN DE LA BOMBA Y DISPOSICIÓN DE LA ARENA RECUPERADA.**

- Sacar la bomba y la sarta de tubería de trabajo, (una vez la recámara se haya llenado) hasta que salga la Kelly.
- Sacar la Kelly, el niple y los pistones, en el sentido inverso en que se conectó, y llevarlos a un lado del plano para su posterior mantenimiento.
- Desconectar el barril con el niple para su posterior mantenimiento.
- Sacar los tubos de recámara en dobles o en sencillos dependiendo de la compactación de la arena y los sedimentos. Si la arena no está muy compacta, se puede sacar en dobles, de lo contrario, la tubería se debe sacar en sencillos.
- Descargar la arena y el fluido de cada tubo dentro del recipiente destinado para tal fin.
- Inspeccionar y realizar el mantenimiento respectivo a la corona cheque.

NOTA: Si no se ha limpiado la totalidad del sucio, se vuelve a bajar la bomba, el número de veces que sea necesario, según el procedimiento anterior. Si se vuelve

a bajar la bomba, se le debe realizar primero un mantenimiento, verificando que la Kelly no esté tapada.

- 6 Los mezcladores, las bombas y las líneas deben ser lavados con agua después del trabajo. Dejar que se relaje la presión en tubería.
- 7 Terminar servicio a pozo y dejar pozo en producción con una tasa 50% menor a la que se tenía antes del fracturamiento.

### **9.3.8 CONTINGENCIAS**

En caso de arenamiento se tienen varias opciones para limpiar el material apuntalante o de soporte que queda dentro de la tubería: Con el anular presurizado abrir puerto de circulación del empaque y circular en reversa el pozo hasta obtener retorno limpio.

- Bajar coiled tubing con motor en fondo y limpiar tubería.
- Puede existir la presencia de contaminación en la localización con fluido y los sedimentos extraídos del pozo. Para evitar esto, se debe disponer de recipientes adecuados para recoger el fluido y la arena, cuando se descargan los tubos de recámara. Si por alguna razón la tubería sale llena, esta se debe achicar con la barra de suabeo y recoger el fluido en un tanque, si no se puede achicar, se deben utilizar los “borrachos” (como última opción).

## **10 ESTIMACION ECONOMICA DE LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

### **10.1 OPTIMIZACIÓN Y ANALISIS ECONÓMICO**

Los yacimientos no convencionales a excepción de aceite pesado y extra pesado, contienen un aceite ligero o mediano, de baja viscosidad. Comúnmente, este crudo no necesita pasar por tratamientos de refinamiento muy complejos, en muchos casos, si ya se cuenta con instalaciones superficiales, éstas pueden ser utilizadas, reduciendo la inversión inicial.

Este tipo de yacimiento en su mayoría es aquel que tiene alta resistencia al flujo de fluidos. Debido a los procesos físicos y/o químicos alteran a la roca a lo largo del tiempo geológico en la formación. A veces, los procesos diagenéticos restringen la abertura de la roca y reduce la capacidad de los fluidos a fluir a través de ella. Las formaciones con baja permeabilidad, yacimientos dañados o en pozos horizontales en diferentes capas son candidatos potenciales a fracturamiento hidráulico lo que generaría una buena rentabilidad si se hace adecuadamente, Se llegaron a obtener resultados no tan buenos cuando se hacían tratamientos de fracturamiento hidráulico convencional, por lo que se necesitó generar nuevos estudios y desarrollar nuevas tecnologías que dieron como resultado una técnicas menos costosas y más eficientes permitiendo fracturar dos o más intervalos en un mismo pozo.

El fracturamiento multietapas es una tecnología viable, este tipo de operación reduce significativamente los costos y tiempo de operación y sobre todo posibilita una mayor recuperación de hidrocarburo aumentando la producción. Cabe destacar que la disminución de los costos radica en que se realiza un solo viaje hacia el fondo del pozo, mientras que al hacer un fracturamiento convencional en

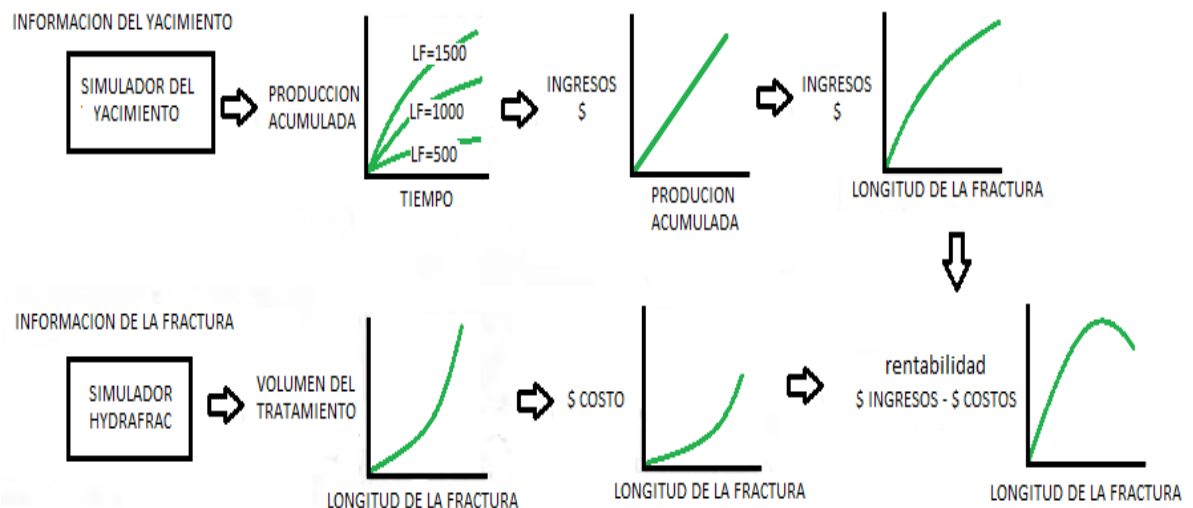
cada intervalo se tenían que realizar varios viajes hacia el fondo del pozo, de uno a dos viajes por etapa, aumentando así, el tiempo de operación y de esta forma aumentando los costos.

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

El estudio de Holditch en 1978, menciona el efecto de la longitud de la fractura apuntalada y el área de drenaje en yacimientos de gas de baja permeabilidad el presente algunas observaciones post - tratamiento:

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

**IMAGEN 26.** Proceso de optimización de un tratamiento de fracturamiento



Fuente: BLANCA LOPEZ. Fracturamiento Hidráulico multietapas [imagen]. México: Universidad Autónoma de México, 2014. 600 X 300 Jpg.

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

**COSTOS:** Los costos de perforación asumiendo que se perfora solamente en tierra son más o menos iguales en ambos tipos de reservorios. Sin embargo, en los yacimientos no-convencionales los costos aumentan bastante debido a las fracturaciones hidráulicas. En un pozo de \$9MM de dólares del Eagle Fort, el completamiento del pozo es el 60% del costo lo cual incluye la fracturación, la cual es aproximadamente un 45%.

Las empresas a las cuales se les otorga licencias en Colombia calculan los costos totales de la realización de tres pozos hasta un tope de US\$15 millones por cada uno de los primeros dos y de US\$17,5 millones por el tercero, si este es un pozo horizontal lateral que exceda 400 pies de longitud lateral.

## 11. CONCLUSIONES

Colombia hoy en día cuenta con la disponibilidad de tecnología, conocimiento y los yacimientos para empezar la explotación de yacimientos no convencionales cabe destacar que el completamiento más adecuado y pasos a seguir es la implementación responsable del fracturamiento hidráulico multietapa.

La cantidad de hidrocarburo y las características de estos yacimientos es información necesaria y crucial para la optimización y el diseño para un completamiento adecuado con fracturamiento hidráulico multietapa ya que así permite generar la simulación con la cual se puede evaluar las dificultades y aproximaciones para evitar aumento y problemas en la parte económica del proyecto.

A pesar que el fracturamiento hidráulico multietapa es una técnica agresiva para el yacimiento si se usa de forma responsable con el control adecuado tanto antes, durante y después de operación de esta no tendría problemas ni peligros ambientales que puedan afectar tanto como las redes de aguas subterráneas, como le suelo de la nación.

El Fracturamiento Hidráulico multietapa es una tecnología que tiene la ventaja de fracturar muchas etapas en un pozo al mismo tiempo. Ahorrando tiempo y costo de operación.

## 12. RECOMENDACIONES

Ante la baja producciones de pozos convencionales y el alto costo de hidrocarburos importados, El país que tiene un gran potencial de yacimientos no convencionales, debe iniciar estudios con la tecnología de vanguardia que permita recuperar estos recursos de una forma segura y responsable.

Al iniciar proyectos asociados a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se debe siempre usar equipos eficientes y de alta calidad que permitan tener un mínimo impacto en el entorno ambiental y social, Decisiones correctas en la ejecución de procesos y el cumplimiento de las licencias ambientales garantizan la aceptación de las comunidades y una producción segura y sostenible.

Se recomienda conocer y analizar las propiedades del yacimiento, antes de hacer empezar con cualquier operación de fracturamiento. Estas propiedades deben ser evaluadas para establecer las metas que se quieren alcanzar con el tratamiento, y así seleccionar el método más adecuado.

La perforación de los intervalos donde se va a fracturar, pueden realizarse con un sistema hidrojet, ésta es una importante y recomendable técnica, que mejora el fracturamiento. Esta técnica puede ayudar a eliminar o reducir los problemas de arenamiento prematuro, causados por una mala perforación, a parte reduce el tiempo de operación. Las perforaciones realizadas con este sistema proveen una conductividad óptima debido a la erosión de la roca.

El método HPAP con PPD, tiene buenos resultados, reduciendo el riesgo en pozos horizontales, debido al uso de tratamientos no tan agresivos como otros. Es recomendable que en su aplicación en pozos con agujero descubierto, se aumente

la diferencial de presión en el jet durante la perforación de los intervalos que servirán para reducir la fricción en la entrada de la fractura durante el tratamiento.

Apropiar normas del Estado Colombiano, que establecen procedimientos exactos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. La norma propone elementos a tener en cuenta para estimular la formación rocosa mejorando así las condiciones de movilidad y recobro de los hidrocarburos.

## BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ LÓPEZ, Blanca Ingrid. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. México.(online). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de fisicoquímicas, 2013.En línea: [www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1827](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1827).

BABATUNDE, Ajayi. *Et al.* Stimulation Design for Unconventional Resources Oilfield Review. [online]. Summer, 2013. Vol 25, N° 2. [cited: 3 junio 2015] p. 34-46

McDANIEL, Billy W. *et al.* CT – Deployed Hydrajet Perforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications. Society of Petroleum Engineers. [online] 2006. SPE-100157. [cited: 8 abril 2015] p. 1-16. Disponible en: Biblioteca UIS: Base de datos One Petro.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Resolución 180742 (Marzo, 2014). Estableciendo los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá, D.C.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 3004 (26, diciembre, 2013).Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá D.C.

-----. Resolución 90341 (27, Marzo, 2014). Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá D.C.

Economides Michael J., Hill A. Daniel y Economides Christine-Ehlig, Petroleum Production Systems. Prentice Hill Petroleum Engineering Series. New Jersey. 1994. 60p, On line: <http://ptgmedia.parsongcmg.com/images/9780137031580/samplepages/0137031580.pdf>.

Instituto Colombiano De Normalización Y Certificación. Sistemas de gestión de la calidad: fundamentos y vocabulario. NTC- 1486. Bogotá. [http://www.tecnar.edu.co/sites/default/files/pdfs/NORMA\\_NTC\\_1486.pdf](http://www.tecnar.edu.co/sites/default/files/pdfs/NORMA_NTC_1486.pdf).

Instituto Colombiano De Normalización y Certificación. Sistemas de gestión de la calidad: fundamentos y vocabulario. NTC- 4490. Bogotá. [http://www.Tecnar.edu.co/sites/default/files/pdfs/NORMA\\_NTC\\_4490.pdf](http://www.Tecnar.edu.co/sites/default/files/pdfs/NORMA_NTC_4490.pdf).

Lake Larry W. Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering, Vol. IV, University of Texas. Austin, Texas. SPE. 2007. On line: <http://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering-P61.aspx>

Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. W. McDaniel. "Hydrajet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-Interval Horizontal Well Fracture Stimulation: Case Histories". SPE 114881. Halliburton. 2008. On line: <http://wenku.baidu.com/view/2f98f52d4b35eefdc8d33354> page41.

M. Stanojic, O. Jaripatke y A.Sharma. "Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade". SPE 130580. Halliburton. 2008. On line: <https://www.onepetro.org/...paper/SPE-172932-MS>.

Pemex Exploración y Producción, "Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". México, D. F. 2011. En línea: [www.pemex.com/acerca/informes.../informe\\_anual\\_2012art70.pdf](http://www.pemex.com/acerca/informes.../informe_anual_2012art70.pdf).

Rachna Jain, Shivani Syal, Ted A. Long, Robert C. Wattenbarger, Ivan J. Kosik (Esso Australia, Pty. Ltd.), An Integrated Approach To Design Completions for Horizontal Wells for Unconventional Reservoirs, SPE-147120-PA. ExxonMobil Production Company, Australia 2013, On line: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-147120-PA>

R. Pongratz, M. Stanojic, V. Martysevich. "Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation – Global Applications and Case Histories from Russia". SPE 114786. Halliburton, October, Moscow, Russia 2008. On line: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-114786-MS>

Roch Romanson, Reinhard Pongratz y Loyd East. "Novel, Multistage Stimulation Processes Can Help Achieve and Control Branch Fracturing and Increase Stimulated Reservoir Volume for Unconventional Reservoirs". SPE 142959. SPE&Halliburton. 23-26 May, Vienna, Austria 2011. On line: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142959-MS>.

R. Seale, J. Athans. "Effective Open Hole Horizontal Completion System for Multistage Fracturing and Stimulation". SPE 108712. Packers Plus Energy Services, Mexico 2007. On line: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108712-MS>

House of Commons. Gas shale, Energy and Climate Change Committee. Fifth Report of sesión 2012-12. Vol.I. London. 2011, p 180, on line: <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201314/cmselect/cmenvaud/60/60vw.pdf>.

Stegent y Matt Howell. "Continuous Multistage Fracture-Stimulation Completion Process in a Cemented Wellbore". SPE 125365. Halliburton, 23-25 September, Charleston, West Virginia, USA 2009. On line: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-125365-MS>

Surjaatmadja Jim B. y Van Gijtenbeek. "Recent Advancements in Hydrajet Perforating and Stimulation Provide Better Penetration and Improve Stimulation". SPE 144121. Halliburton 2011.

X. Li, H. Wei, B. Chen, X. Liu, C. Wang y X. Zhao. "Multi-Stage Fracturing Stimulations Improve Well Performance in Tight Oil Reservoirs of the Changqing Oilfield". IPTC 12303. PetroChina Oilfield Co. 2008. On line: <http://docslide.us/documents/2008-iptc-conference-preview.final>.

Yongping Li, Yonghui Wang, Xingsheng Cheng, Mingguang Che, Fuxiang Zhang, Jianxin Peng y Raoyun Zhu. "Case Study of Multistage Isolating Stimulation in High Temperature Deep Carbonate Horizontal Wells". SPE 125854. SPE, RIPED, PetroChina. 2010. On line: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-125854-MS>.