

“ XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACION ”

**Opciones para Inducir una Optima Respuesta Inicial en Yacimientos
con Alto Esfuerzo Compresivo y Relevante Potencial Productivo**

**Ing. Heberto Ramos Rodríguez
Ing. Javier Ballinas Navarro**

**Pemex Exploración y Producción México
Jaex, S.A. de C.V. México**

Opciones para Inducir una Optima Respuesta Inicial en Yacimientos con Alto Esfuerzo Compresivo y Relevante Potencial Productivo

RESUMEN

En la Industria Petrolera a nivel mundial los yacimientos con esfuerzo compresivo de magnitud significativa han cobrado especial importancia para fines de optimización de su producción inicial de acuerdo a su potencial natural.

El esfuerzo compresivo, parámetro de relevante importancia en mecánica de rocas, es esencial para diseñar tratamientos que induzcan penetración y/o conductividad a través de condiciones litológicas complejas.

Especialmente en las formaciones carbonatadas de las Regiones Sur y Marina de Petróleos Mexicanos desde hace algún tiempo las formaciones profundas con alto esfuerzo compresivo han sido objeto de múltiples aplicaciones y pruebas con sistemas de disparos, tratamientos acidificados, fracturamientos hidráulicos y técnicas afines sin que a la fecha se tengan resultados concretos.

Recientemente, para favorecer una adecuada manifestación productiva inicial de éste tipo de yacimientos se han desarrollado sistemas y técnicas totalmente innovadoras que justamente se describen y analizan en el presente trabajo.

Resaltan técnicas afines a sistemas de disparos específicos para inducir una adecuada respuesta productiva inicial del yacimiento tratado. Dentro de ellas existen opciones para inducir penetración y conductividad al yacimiento combinando propiedades de sistemas de disparos selectivos con características especiales de otros sistemas complementarios.

Se describen en el presente artículo sistemas perfectamente adaptables y enfocados a formaciones con condiciones litológicas específicas induciendo capacidad de flujo adicional a la originada por cargas convencionales de una pistola estándar.

El desempeño en el campo de toda ésta gama de técnicas y sistemas han redundado en una notable mejoría en el comportamiento productivo inicial de yacimientos carbonatados, pues la adaptación al cambio es factor clave para mantener la calidad.

El trabajo describe casos relevantes así como su impacto en el diseño de terminaciones de pozos con condiciones litológicas y de mecánica de rocas complejas para un mayor grado de aprovechamiento del potencial natural del yacimiento.

Es indiscutible el hecho de que el conocimiento pleno de las condiciones litológicas de los yacimientos es una premisa de primer orden y es imprescindible el diseño, adecuación e incorporación continua de sistemas y técnicas como las que se describen en éste trabajo para optimizar la explotación inicial de yacimientos profundos con alto esfuerzo compresivo.

INTRODUCCION

Cuando la decisión de terminar y producir un campo ha sido tomada, la terminación específica es generalmente estandarizada y precisamente en éste punto es en dónde éste trabajo técnico hace especial hincapié pues es preciso solidificar el proceso de la selección apropiada de la terminación pues definitivamente ejerce una gran influencia en su productividad.

Una terminación requiere una cuidadosa planeación e investigación antes de la explotación inicial del yacimiento de interés. Consecuentemente, deben ser conjugados todos los factores implícitos en el proceso de la terminación en conjunción con el advenimiento de tecnología avanzada para optimizar los resultados en términos de producción.

La Figura 1 ilustra la evolución de la tecnología concentrada en terminaciones de pozos y los parámetros clave que la han direccionado.¹ Sin duda alguna, el incremento en técnicas como pozos multi-laterales y horizontales entre otros, son reflejo fiel del empeño en la industria para incrementar la productividad de yacimientos adecuando a ellos su terminación específica.

Inclusive, algunas compañías operadoras han percibido el valor de equipos de trabajo dedicados a construcción de pozos involucrando especialistas en geología, perforación, terminación, yacimientos y producción.

Seleccionar los sistemas, técnicas y herramientas adecuadas para una terminación específica depende de varios factores entre los que destacan :

- Esfuerzo compresivo del yacimiento
- Número de horizontes de interés
- Permeabilidad de la formación
- Magnitud de parámetros de mecánica de rocas
- Presencia de porosidad doble ó matricial
- Litología y estratificación de la formación
- Energía del yacimiento (presión)
- Sensibilidad química del yacimiento
- Disponibilidad tecnológica
- Daño

Estos parámetros implícitos tienen líneas de comunicación para asegurar la selección e implementación del sistema adecuado siempre buscando minimizar el tiempo para la terminación y maximizar la productividad.

Esfuerzo Compresivo del Yacimiento

Las propiedades elásticas de las rocas y las condiciones de esfuerzos relacionados son importantes en la estimación del campo de esfuerzos alrededor del pozo. A partir de los esfuerzos en el pozo, se pueden hacer predicciones concernientes a un análisis de fracturamiento hidráulico y el criterio de falla de la arena (análisis de círculo de Mohr).

La resistencia compresiva del yacimiento considerado influye en la magnitud de la penetración lograda por el sistema de disparo. Thompson obtuvo una relación entre la resistencia mojada de la formación y la penetración total (espesor del ademe + espesor del cemento + penetración en formación) para los blancos mencionados en la sección 2, edición 4, API. El extremo de alta resistencia de la relación de Thompson (más allá de 14,000 lbf/pulg²) fue modificado por los datos de la fórmula de Week.²

Para análisis relacionados, se sugiere el uso de valores de resistencia compresiva mojada promedio uniaxial. Esta se define como el promedio de los valores de resistencia compresiva tomados perpendicular y paralelo al plano de la capa de roca saturada. Se relaciona por medio de una ecuación simple con la resistencia compresiva seca (comúnmente usada y medida perpendicular al plano de la capa).

Cuando el valor de resistencia compresiva mojada no está disponible, puede ser aproximada usando la porosidad del yacimiento, relación que se obtuvo del resultado de pruebas en arenas y calizas.

Los datos están limitados a un mínimo de 15% de porosidad para arenas. Se deberá hacer un intenso trabajo adicional para mejorar la definición de la relación porosidad / resistencia compresiva para un rango más amplio de porosidad y en un número mayor de rocas de formación. No obstante, en el rango de 18 a 23% de porosidad, se disponen de datos consistentes y substanciales que proveen información para la construcción de una curva adecuada.

Aunque el sub-comité del API para pruebas de disparos se encuentra en proceso de publicar una nueva edición, se sigue considerando como blanco principal el concreto y sólo considera cambios en los componentes del mismo.³

Procedimientos actuales de prueba de sistemas de disparo deben tener las siguientes premisas:

- Blanco de roca real de alta dureza (blanco activo)
- Pruebas de sistemas de disparo (no de una sólo carga)
- Pruebas complementarias de cargas en roca dura

Los beneficios de efectuar las pruebas en roca dura son:

- Obtención de datos más apegados a condiciones reales
- Disminución del error inherente a la traslación de penetraciones obtenidas en concreto a penetraciones en rocas duras

- Reducción de costos del pozo al reducir las operaciones posteriores al disparo como son los re-disparos, inducciones, etc.
- Una mayor producción del pozo al seleccionar sistemas de disparo que penetren mas allá de la zona de daño y/o aumenten la probabilidad de interceptar fracturas.

El desempeño en concreto difiere en gran medida del desempeño en roca dura. Aún con el uso del simulador para predecir el desempeño en roca dura se conserva el margen de error. Este se puede disminuir precisamente con pruebas en roca dura.

La Tabla 1 muestra los resultados de análisis de laboratorio de una muestra de caliza en donde se observa el alto esfuerzo compresivo y otros importantes parámetros de mecánica de rocas.⁴ Esto es común en formaciones de la Región Sur ; Asimismo, la Tabla 2 ilustra la gran diferencia en penetración de 2 diferentes cargas en blancos de caliza dura y concreto API, lo cual sucede en numerosos yacimientos en México.

Número de Horizontes de Interés

Esta información es sumamente importante para el diseño del aparejo de producción en conjunto con un análisis nodal apropiado. Para yacimientos múltiples, es imprescindible pensar en la producción total esperada por todas las formaciones en conjunto, así como también en el procedimiento para estimularlos. Este último procedimiento está necesariamente ligado a la selección del sistema y geometría de disparo.

Permeabilidad de la Formación

Para mejorar la productividad de un pozo, hay dos opciones básicas : acidificación ó fracturamiento hidráulico.⁵ Hay demasiados factores a considerar cuando se selecciona un tratamiento de estimulación pero finalmente el parámetro clave es el de permeabilidad.

Precisamente, las técnicas que se mencionarán más adelante inducen conductividad adicional a la generada con los túneles de disparo, objetivo que generalmente se persigue en trabajos de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico. Hoy en día, en la industria hay más opciones innovadoras para generar conductividad.

Magnitud de Parámetros de Mecánica de Rocas

El conocimiento de las características del yacimiento es el requisito primordial para realizar la planeación de su terminación. Destacan los parámetros de mecánica de rocas conocidos como Módulo de Young y Coeficiente de Poisson, entre otros, pues su magnitud está vinculada al diseño de sistemas para generar conductividad como propelantes, estimulaciones y fracturamientos, en dónde es necesario romper la roca de formación.

Presencia de Porosidad Doble ó Matricial

En modelaje de yacimientos vugulares, se representan bloques de matriz de roca con alta capacidad de almacenaje y baja permeabilidad, conectadas al pozo por fisuras naturales de baja capacidad de almacenaje y alta permeabilidad.

Es sumamente importante identificar el tipo de porosidad del yacimiento por disparar y estimular, pues es fundamental éste parámetro para la selección del tratamiento estimulante y el previo sistema de disparo.⁶

Litología y Estratificación de la Formación

¿Cuando un yacimiento es una monocapa ó no?. En un yacimiento multi-capas donde cada una tiene las mismas propiedades, el comportamiento del sistema será el comportamiento equivalente del intervalo en conjunto. Es valioso el hecho de conocer la estratificación del yacimiento considerado, pues de ésta manera se puede diseñar con más objetividad el tratamiento generador de conductividad adicional.

Energía del Yacimiento (Presión)

Mientras los disparos tengan un adecuado diámetro, suficiente penetración y tengan una adecuada densidad unitaria, la magnitud de la caída de presión fluyente en el pozo no será mayor que el valor de la caída de presión en condiciones ideales. En caso contrario la caída de presión adicional podrá causar una disminución en el índice de productividad del pozo. Esta última situación puede ser mejorada con procesos de estimulación y más recientemente, con sistemas generadores de conductividad yacimiento-dentro.

Sensibilidad Química del Yacimiento

Las estimulaciones, fracturamientos y en general las técnicas para generar capacidad de flujo son variables dependientes de la mineralogía del yacimiento seleccionado. Esta mineralogía regirá la naturaleza del fluido estimulante, pues es una premisa el evitar cualquier reacción química ó física entre roca de formación y el fluido estimulante diseñado.

Disponibilidad Tecnológica

Este parámetro, sin ser vital si tiene influencia en la selección de una terminación incluyendo sus procesos de disparo y estimulación pues en ocasiones, la decisión final se define en base a la disponibilidad física local de equipos, materiales y sistemas de tecnología de punta.

Daño

Con alguna frecuencia el yacimiento cerca del hueco es invadido por fluido de perforación (base acuosa u oleosa) y sufre cambios en la permeabilidad absoluta y/o relativa. Algunos de éstos cambios son reversibles con un proceso de limpieza ó estimulación, cuando el pozo es colocado en producción por primera vez, pero en otros casos éste proceso reversible no es posible.

El daño puede originarse en cualquier etapa dentro de la vida de un pozo: perforación, terminación, producción y reparación. Tener una idea de la magnitud y penetración del daño presente en el yacimiento sería ideal pues implicaría una mayor optimización del sistema elegido para inducir conductividad lo suficientemente penetrante para rebasar a la longitud radial del daño identificado.

Definitivamente, el hecho de rebasar el daño presente en cualquier yacimiento con cualquier sistema que lo ataque y que además propicie la generación de conductividad adicional, asegura la manifestación del potencial productivo del yacimiento. Por consecuencia, los yacimientos con daño moderado tienen mayor oportunidad de manifestarse después de un proceso de estimulación.

TECNICAS Y ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA TERMINACION

Evidentemente, todos los factores anteriormente mencionados dictaminan la terminación del pozo, siempre pensando en sus posteriores procesos de disparo, estimulación y otro tipo de sistemas y técnicas para generar conductividad.

Obviamente, existe sólo una forma de explotar óptimamente un yacimiento. Las inversiones, los ritmos de producción, la recuperación final y las utilidades pueden variar considerablemente en función de la terminación seleccionada.

Si la terminación no es oportuna y apropiada, puede originar una recuperación y un rendimiento económico deficientes. Por muchos años se ignoró tanto el efecto de los disparos como la evaluación de la eficiencia de la terminación. Esto podría ser atribuido a que se explotaban yacimientos con gran potencial productivo y algunos de ellos a poca profundidad.⁷

En relación a la selección del aparejo de producción, es necesario hacer un correcto análisis nodal y tener un conocimiento pleno del IPR (Relación de Comportamiento de Flujo) para escogerlo de acuerdo al potencial productivo del yacimiento.

Para poder realizar una evaluación confiable de la efectividad de terminaciones en un campo determinado, se tiene que considerar lo siguiente:

- Varias alternativas de terminación: agujero descubierto ó revestido, técnica de disparos, diseño de pistolas y cargas, así como la presión diferencial al momento del disparo.
- Pruebas de pozo que permitan caracterizar tanto al yacimiento (permeabilidad, daño, presión de formación, etc.) como a la productividad del pozo relacionada a una terminación específica.
- Estado de la cementación y el arreglo mecánico del pozo.

A continuación se describen sistemas y técnicas que pueden auxiliar para optimizar una terminación, algunas de ellas generadoras de conductividad adicional, otras acondicionando al intervalo para una estimulación ó fracturamiento posterior y algunas más para incrementar la penetración primaria de disparos de producción.

Selección del Sistema de Disparos

El disparo de producción es la etapa culminante en la terminación de un pozo. El objetivo final es la obtención de producción de hidrocarburos. Al establecer la comunicación entre la formación potencialmente productora y el agujero adorado se permite el flujo de los fluidos hacia la superficie. Las expectativas del pozo dependen del resultado de perforar la tubería y la capa de cemento totalmente penetrando radial y suficientemente a la roca de formación mediante el uso de cargas explosivas.

El primer autor en percatarse del efecto de las perforaciones sobre la productividad del pozo fue Muskat.⁸ Cuando se tiene un agujero revestido y disparado, el flujo que puede aportar el pozo, debe converger hacia los túneles de los disparos. Entonces se tendrá un flujo lineal a través de cada túnel y el flujo en ésta zona deberá estimarse por una aproximación a la Ley de Darcy para flujo lineal.

La limpieza de los túneles de las perforaciones es determinante para que el pozo pueda manifestarse. Por otra parte, en el mismo proceso de disparo, la energía propia de las cargas involucradas, crea una zona compacta alrededor de los túneles de disparo.

En algunas formaciones, el disparo bajo-balance permite a la presión de formación remover el daño de la roca. Pero si la presión es baja, la permeabilidad del yacimiento puede ser severamente reducida. Entonces, no solamente se afecta a la producción potencial, sino que los procedimientos de limpieza y estimulación son más costosos y menos efectivos.

Los factores que afectan a la productividad del pozo son:

- Geometría del sistema de disparo (penetración, fase, densidad y diámetro de agujero)
- Invasión radial por daño de fluidos de perforación y/o terminación
- Presión diferencial necesaria para limpieza de perforaciones
- Fluido de terminación usado durante el disparo

Respecto a la geometría del disparo, una absoluta optimización de los parámetros implícitos con la ayuda de simuladores computarizados redundará en una mayor relación de productividad. Varios autores han estudiado los efectos de la penetración, fase y densidad de disparos en la producción, así como el papel que juega el daño a la formación en la productividad.^{9,10,11,12,13}

En las formaciones que requieren estimulación, el diámetro y distribución de los agujeros son importantes. El ingeniero de diseño de disparo debe seleccionar diámetros y densidades para controlar la caída de presión a través de las perforaciones para reducir la demanda del equipo de bombeo en operaciones subsiguientes.

Entrada Limitada

Este sistema asume que el pozo produce desde un intervalo perforado mucho más pequeño que el espesor del intervalo productor. Por cierto, en análisis de curvas de variación de presión, ésta técnica es de las más complicadas por la presencia de períodos de flujos radial y esférico ó semi-esférico.

Este tipo de técnica aunque no es reciente y fue muy poco aplicada en México, es en la actualidad muy recurrida por numerosas compañías operadoras en el mundo para aplicaciones en roca dura con algunos avances tecnológicos en su diseño.

La predicción del desempeño de las cargas en la formación es de primordial importancia para la evaluación de los diferentes sistemas de disparo. Este tipo de técnica es recomendable cuando se necesita asegurar una correcta propagación geométrica de la capacidad de flujo generada por sistemas estimulantes. De tal suerte, que después del evento de estimulación sea programado un re-disparo de producción con mayor densidad de cargas unitario para ahora optimizar la respuesta del pozo, en términos de producción, de acuerdo a su potencial.

Sistema de Disparos Externos

Recientemente, se ha comercializado un sistema especial para aplicarse en terminaciones de yacimientos múltiples, especialmente frecuentes en la Región Norte

del país. Esta técnica es novedosa pues es de hecho un disparo con pistolas y cargas externas colocadas como parte integral en los ademes y cementadas con los mismos.¹⁴

Las cabezas de disparo del sistema son activadas con un cable externo eléctrico ó hidráulico, que también es cementado. Asimismo, el sistema consta de mecanismos de aislamiento accionados al momento de detonar la pistola y cargas del intervalo superior inmediato, aislando el intervalo anteriormente disparado liberando una válvula aleta. Las diferentes cabezas de disparo son calibradas para activarse a diferentes presiones.

Con la implementación de ésta tecnología, se obtendrían notables ahorros en tiempo de equipo y consecuentemente en gastos directamente relacionados.

Propelantes

Desde hace algún tiempo, los propelantes han sido usados para incrementar la eficiencia de los disparos. En su último desarrollo tecnológico, un ensamble pistola-propelante fue diseñado para efectuar simultáneamente dos procesos vitales para la longevidad productiva de un yacimiento específico que normalmente se realizan en forma independiente y consecutiva : disparo y estimulación de limpia. Esta tecnología está resultando polifacética y promete soluciones a numerosos problemas inherentes al proceso de disparo en formaciones específicas.¹⁵

Este ensamble pistola-propelante usa una cubierta cilíndrica de propelante que se coloca sobre el exterior de una pistola convencional con el fin de originar una combustión de gas a alta presión en el fondo, limpiando el daño del túnel de disparo, rompiendo formación y creando mini-fracturas con una extensión de 3 a 6 pies yacimiento dentro. El propelante se inicia por la presión y onda de choque generada por la detonación de las cargas y puede ser bajado con cable eléctrico, tubería (sistema TCP) e inclusive con tubería flexible. El ensamble se muestra en la Figura 2.

De hecho, éste proceso de disparo-estimulación se produce rápidamente (menos de 100 milisegundos) siguiendo el camino de menor resistencia y todas las perforaciones se ven sujetas a una presión diferencial hasta de 10,000 lbf/pulg² por un período aproximado de 20 milisegundos, situación que asegura el flujo por todas y cada una de

las perforaciones, situación que por cierto, también puede ser aprovechada para una propagación geométrica apropiada en un fracturamiento mayor. La conductividad asociada a la acción del propelante permite eliminar al daño ocasionado por fluidos de perforación y/o terminación y definitivamente conecta el yacimiento al pozo.

En carbonatos, el sistema tiene altas probabilidades de éxito cuando se aplica a pozos con daños de penetración somera a moderada en presencia de micro-fracturas naturales, las cuales pueden ser inter-conectadas con la capacidad de flujo generada y de ésta manera, propiciar una manifestación favorable del yacimiento en base a su potencial productivo, probablemente eliminando la necesidad de una estimulación de limpia.

En areniscas, la acción del propelante es un excelente reemplazo para la combinación de trabajos de disparo seguido por un tratamiento con bolas selladoras para abrir perforaciones , obviamente con ahorros substanciales en tiempo y costos.

Como parte integrante del ensamble, se encuentra una sonda de memoria de excelente resolución y alta resistencia para monitorear el comportamiento de la presión en función del tiempo y por consecuencia directa, facilitar el cálculo de parámetros de mecánica de rocas, equivalentes a los obtenidos con un trabajo de mini-fracturamiento. Este sensor se aprecia en la parte inferior de la Figura 2.

La Tabla 3 menciona sugerencias en cuanto a características del ensamble pistola - propelante como función directa de la naturaleza del pozo (vertical, desviado u horizontal) mientras que la Tabla 4 resume los objetivos, beneficios y aplicaciones del mencionado ensamble especial de disparo.

Para eliminación de tortuosidad definitivamente se recomienda la fase de 60°. No se sugiere el uso de propelantes con la aplicación específica de generar conductividad en pistolas diseñadas con fase de 0° ni en conjunto con la técnica de entrada limitada ya que se requiere una densidad mínima de 13 cargas/metro.

Pozos Esbeltos

El advenimiento de éste tipo de diseño de pozos terminados sin tubería de producción siendo la tubería de revestimiento de explotación simultáneamente el aparejo de producción redundó en notables ahorros en costos.

Sin embargo, éstas terminaciones especiales requieren de una cuidadosa planeación especialmente en el proceso de disparo y su posterior fracturamiento, en dónde los propelantes antes mencionados pueden funcionar como método pre-fractura, especialmente en formaciones areniscas.

EJEMPLOS DE CAMPO

Experiencia en agujero abierto. Una compañía operadora en Canadá estimuló a la arenisca Belloy a condiciones de agujero abierto para intentar establecer inyektividad (permeabilidad de 5 md, profundidad de 7,900 pies y agujero de 8 ½"). No hubo problemas de colapso en la tubería ni en el yacimiento y usando cable eléctrico se efectuaron corridas sólomente con propelante (técnica alterna del ensamble de disparo – estimulación) en disparos pre-existentes. Las camisas generadoras de gas se emplearon con diámetros exteriores de 2 ½ y 3 pulgadas para un espesor total de 52 pies. Antes de éste evento, el yacimiento no admitía fluido.¹⁶

Posteriormente al disparo con el sistema combinado, la formación fue acidificada con presiones de inyección moderadas, tomando en cuenta las profundidad y la magnitud del esfuerzo compresivo en formación.

También se tuvieron disponibles datos de presión en función del tiempo durante el evento del disparo registrados con un sensor ultra-rápido de alta resistencia utilizado en 3 de las 4 corridas efectuadas con propelante. En la Figura 3 se proporcionan las características del sensor, así como sus aplicaciones prácticas, mientras que en la Figura 4 se observa un comportamiento típico de presión vs tiempo del evento de disparo con aparejo pistola/propelante, comparado con otra curva generada por un simulador tridimensional de fracturamiento.

Aplicación conjunta de tecnología de punta en estimulación y control de producción de agua en pozos inyectores y productores con terminaciones estándar. En Wyoming, U.S.A., en un campo bajo inyección situado en la cuenca de Oregon, fueron aplicadas a 40 pozos, las últimas tecnologías en control de agua, acidificación y disparo en yacimientos de alto esfuerzo compresivo. Los objetivos fueron el de disminuir el aporte de agua en pozos productores, incrementar la producción de aceite y optimizar el barrido areal y vertical en pozos inyectores.

En resumen, en los pozos productores se efectuaron tratamientos de control de agua en los yacimientos drenados protegiéndolos después con tapones de arena; enseguida se dispararon nuevos intervalos, primero con pistolas estándar y posteriormente con propelante de 2 pulgadas para efectuar como último paso una estimulación. Este proceso y variantes del mismo, han tenido un notable éxito en éste campo.

Prácticas de Terminación en la Región Sur en México. Normalmente, la terminación típica en el área Mesozoica Chiapas – Tabasco en base a la columna estratigráfica y condiciones litológicas de los yacimientos a explotar, se realiza con una tubería de revestimiento de 7" ó 7 5/8", cuya zapata se localiza en el ambiente del Cretácico, a profundidades mayores de 4,500 metros. Una tubería corta de 5" es utilizada para terminar el pozo, cuya boca se posiciona generalmente a profundidades superiores a 4,000 metros y la zapata hasta la profundidad final, de tal manera de dejar el pozo, ya sea en agujero descubierto ó para disparar a través de la tubería corta. El extremo de la tubería de producción se sitúa metros arriba de la boca de la tubería corta.

La anterior terminación fue definida primordialmente en base a pruebas de variación de gastos midiendo la respuesta de varios pozos a diferentes estranguladores, evaluando su capacidad de flujo natural, potencial absoluto y daño.

Aplicación con TCP. En Wyoming, pozos someros de gas en éste campo no parecen candidatos para dispararse con TCP a condiciones de bajo-balance y con propelantes pues sus yacimientos de interés tienen magnitudes de esfuerzos compresivos anormalmente altas. A 1,500 pies, debe haber fluido hasta la superficie. Para conseguir ésta situación, se diseñó una válvula de circulación que permaneciera cerrada hasta un

segundo después de la detonación de la pistola. Por consecuencia, la tubería de producción pudo ser corrida virtualmente seca. Asentando un empacador recuperable, con la tubería cerrada y con suficiente presión hidrostática, se proporcionaron las condiciones necesarias para la correcta ignición del propelante en confinamiento.

La barra de detonación fue arrojada normalmente para accionar a la válvula de circulación e iniciar la ignición de la pistola. En el proceso de apertura de la válvula, el propelante generó suficiente presión para crear conductividad en las vecindades de los disparos. Como segundo paso, la válvula fue abierta y se expuso a la formación a condiciones bajo-balance. Como comparación, el promedio en los pozos de gas en éste campo producen 750 Mscf/D y éste pozo en particular produjo 3.1 MMscf/D.

Alaska. Dos pozos terminados en formaciones duras y sensibles a fluido a 4,700 pies fueron disparados con el ensamble pistola/propelante a condición bajo-balance. Datos obtenidos de 3 sensores de memoria indicaron un daño en la terminación; posteriormente, los pozos fluyeron con un promedio de 5 MMscf/D (otros pozos en el área necesitan de fracturas ó estimulaciones para incrementar su producción). De análisis de curvas de presión, se obtuvieron factores skin en el rango de – 4.

La predicción del simulador de cálculo geométrico de las mini-fracturas inducidas fue de una longitud de 4 pies para c/u de ellas, con una presión promedio de 18,000 lbf/pulg² aplicada a las perforaciones. El ensamble fue bajado en una sarta de DST.

Propelante en México. En la Región Norte en México, en noviembre de 1999, un pozo exploratorio de gas se redisparó únicamente con 3 metros de propelante de 2" en el intervalo 3,150 – 3,158 metros correspondiente a una arenisca compacta con 14% de porosidad y 0.0306 md de permeabilidad.. El re-disparo se realizó a través de dos tuberías revestidoras.

En su disparo original, fue usada una pistola entubada de 2 1/2" con cargas combinadas de alta penetración y agujero grande. Después del disparo original el pozo fluyó con 0.9 MMscf/D de gas y 180 BWPD de agua. Después del propelante, el gas fluyó a 1.15 MMscf/D con 130 BWPD de agua.

Disparos Externos en Canadá. En Alberta, Canadá 4 horizontes bien cementados fueron disparados y estimulados en 3 horas usando la técnica de disparos externos múltiples. Sólo se gastaron 20 minutos entre la etapa final de un fracturamiento y el disparo de la zona superior con aislamiento mecánico del intervalo fracturado. Fueron notables los ahorros en costos y tiempo durante la etapa de terminación y además se obtuvo una producción mayor a la esperada.

CONCLUSIONES

1. Se deben hacer trabajos adicionales para mejorar la relación de la porosidad y la resistencia compresiva en un rango más amplio de porosidad y un mayor número de tipos de formación.
2. Es necesario basar la decisión de selección de sistemas de disparo con pruebas específicas en roca dura, especialmente porque es el caso de numerosos yacimientos en México y además promover cambios en el simulador de predicción de desempeño, así como en las especificaciones API.
3. La magnitud de la productividad es función directa de la densidad de cargas, penetración y fase de una pistola. Los ensambles de disparo con las mejores características en éstos renglones favorecen la producción. Por otra parte, la penetración de la carga es función de la resistencia compresiva de la roca y junto con el daño presente, son dos importantes parámetros relacionados con la productividad.
4. En diversas pruebas de campo se ha demostrado que el desempeño de los sistemas de disparo es extremadamente sensible a la magnitud del esfuerzo compresivo de las rocas; ésto quiere decir que una carga diseñada para un blanco API (concreto), no necesariamente tendrá buen desempeño en roca dura, donde se observan reducciones tan drásticas como un 80%.
5. Los resultados de pruebas hechas recientemente en E.U.A en roca dura e inclusive en blancos moderados muestran una gran diferencia con respecto a los reportados

en el boletín API ; lo mismo sucede respecto a los cálculos con el simulador pues existen serias diferencias.

6. El sistema combinado pistola/propelante ha tenido resultados aceptables en rocas de alta dureza, especialmente areniscas como una técnica de rompimiento y acondicionamiento de agujeros (método pre-fractura), así como alternativa para atacar daño y desarrollar conductividad en las vecindades del yacimiento.
7. Es recomendable, para formaciones de alto esfuerzo compresivo, que las compañías operadoras y las de servicio hagan un esfuerzo para obtener datos de pruebas de variación de presión a condiciones pre- y post-operativas en trabajos que originen de alguna manera capacidad de flujo adicional y eliminen daño. Esto redundará en un mejor entendimiento del comportamiento de éste tipo de yacimientos.
8. Por otra parte, es imprescindible continuar con las investigaciones de disparos en rocas duras, a fin de optimizar el desempeño de las cargas para el tipo de yacimientos de litologías complejas y alto esfuerzo compresivo e incluir resultados en futuras ediciones de API.

NOMENCLATURA

API	-	American Petroleum Institute
BWPD	-	Barriles de agua / día
DST	-	Drill Stem Test
IPR	-	Relación de comportamiento de flujo
lbf/pulg ²	-	Libras fuerza / pulgada cuadrada
md	-	milidarcies
Mscf/D	-	Miles de pies cúbicos estándar de gas/día
MMscf/D	-	Millones de pies cúbicos estándar de gas/día
TCP	-	Tubing Conveyed Perforating

AGRADECIMIENTO

Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de Petróleos Mexicanos, División Sur y a la Gerencia de la Compañía Jaex S.A. de C.V. por su apoyo y autorización para la realización de éste trabajo técnico.

REFERENCIAS

1. West, G. y Donaldson, A. : “ The Benefits of Bundled Services ”, revista Hart's E & P, p. 102-103, Enero del 2000.
2. Subiaur A., S.T. : “ Disparos, Diseño y Procedimientos “, publicación de Petróleos Mexicanos, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Región Sur, Noviembre de 1994.
3. Subiaur A., S.T. : “ Pruebas de Sistemas de Disparo “, publicación de Petróleos Mexicanos, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Región Sur, Agosto de 1999.
4. Ramos R., H. y Jurado M., S. : “ Investigación del Desempeño de Cargas para Disparos en Formaciones Duras ”, publicación de Petróleos Mexicanos, 1997.
5. Islas S., C. : “ Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros “, publicación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. (CIPM), Marzo de 1991.
6. Samaniego V., F. y Garaicochea P., F. : “ Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados “, publicación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. (CIPM), 1988.
7. Chacón H., F., Vargas F., M. y Araujo N., H. : “ Proyecto para la Optimización de la Explotación del Campo Luna “, revista de Ingeniería Petrolera, p. 25 – 37, Octubre de 1987.
8. Muskat, M. : “ The Effect of Casing Perforations on Well Productivity ”, Journal of Petroleum Technology, p. 175 – 187, November 1942.
9. Oliphant, S.C. y Farris, R.F.: “A Study of Some Factors Affecting Gun Perforating “, Trans., AIME 170, p. 225 – 237, 1947.
10. McDowell, J.M. y Muskat, M. : “ The Effect on Well Productivity of Formation Penetration Beyond Perforated Casing “, Petroleum Transactions of AIME, Vol. 189, p. 309 – 312, 1950.

11. Howard, R.A. y Watson, M.S. Jr. : “ Relative Productivity Index of Gun Perforated Completions, as Affected by Depth of Penetration “, World Oil 134, p. 166 – 172, February 1th, 1952.
12. Krueger, R.F. : “ An Evaluation of Well Completion Effectiveness “, API, Paper 801-38, May 9-10th, 1962.
13. Harris, M.A. : “ The Effect of Perforating on Well Productivity “ , Trans., AIME 237, p. 518 – 528, 1966.
14. Rustad, B. : “ Casing Conveyed Perforating, Completion Process “, paper from Marathon Oil Company, 1999.
15. Gilliat, J., Snider, P. y Haney, R. : “ A Review of Field Performance of New Propellant / Perforating Technologies “, Paper SPE 56469, presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, held in Houston, Texas, 3 – 6 October 1999.
16. Snider, P. : “ Propellant Seminar “, Vol. 2, Field Results, Marathon Oil Company, 1998.

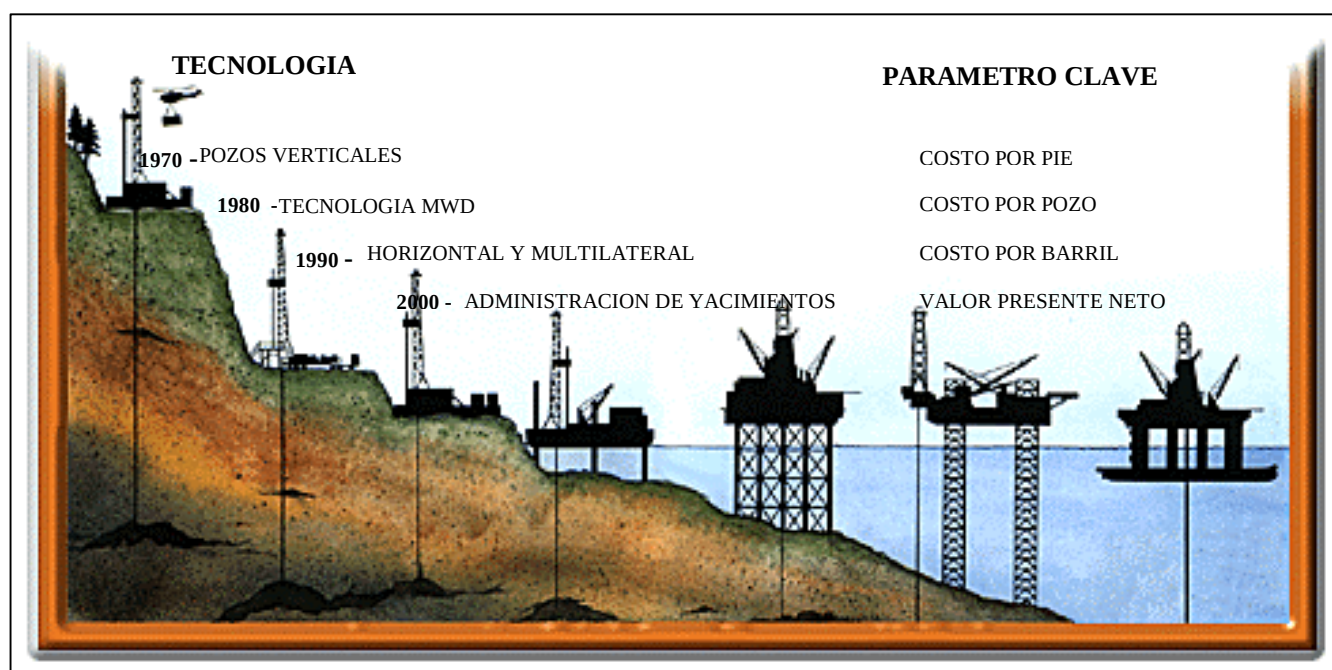


FIGURA No. 1. EVOLUCION DE LA TECNOLOGIA DE TERMINACION DE POZOS

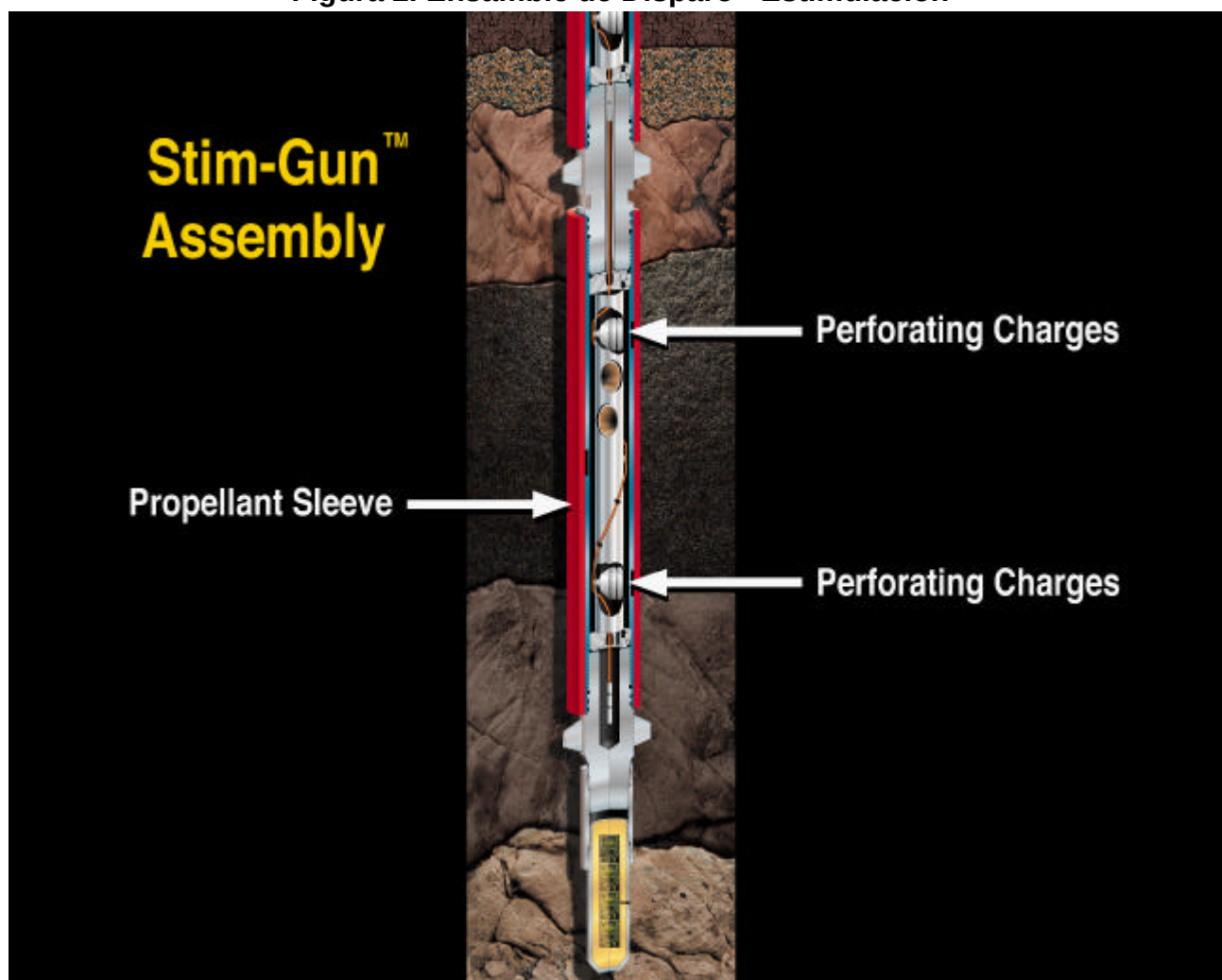
TABLA 1. ESFUERZO COMPRESIVO Y PARAMETROS DE MECANICA DE ROCAS DE NUCLEOS DE CALIZA (LABORATORIO)

MUESTRA	TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG	RELACION DE POISSON	ESFUERZO COMPRESIVO
-	-	$\times 10^6 \text{ lbf/pulg}^2$	Adimensional	Lbf/pulg^2
1	Carbonato	7.44	0.23	13,433
2	Carbonato	7.86	0.24	15,848

TABLA 2. PENETRACION DE CARGAS EN DIFERENTES MATERIALES

CARGA	BLANCO	PENETRACION
A	Concreto API	24 pulgadas
A	Caliza, 15,000 lbf/pulg ²	8 pulgadas
B	Concreto API	19 pulgadas
B	Caliza, 15,000 lbf/pulg ²	10 pulgadas

Figura 2. Ensamble de Disparo - Estimulación



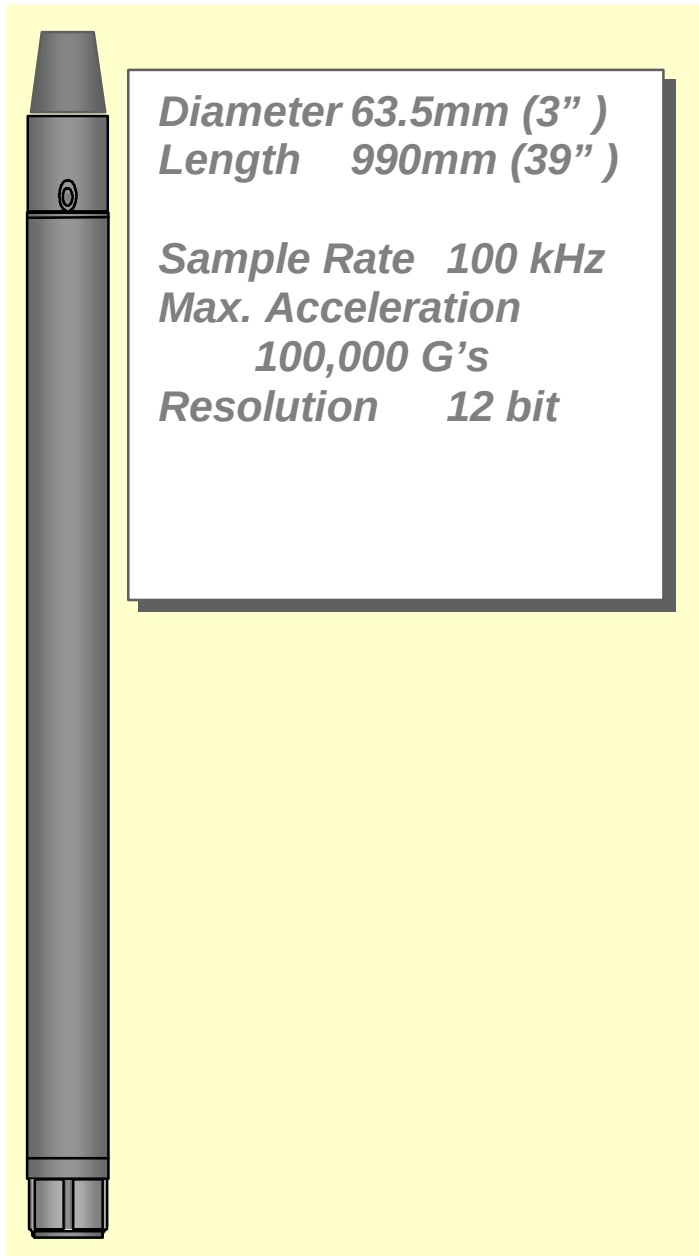
**TABLA 3. SUGERENCIAS CON EL USO DEL ENSAMBLE PISTOLA -
PROPELANTE**

NATURALEZA DEL POZO	SUGERENCIAS
POZO VERTICAL	• Fase 180° para formación blanda y azimuth conocido • Fase 60° sin información de azimuth • Limitar el intervalo al espesor de la capa de interés
POZO DESVIADO Y HORIZONTAL	• Densidad de disparos alta • Orientación de la carga por arriba y abajo del plano de menor compresión • Penetración de 4 a 6 pulgadas • Disparo sobre-balance

TABLA 4. PERFIL DE OBJETIVO – BENEFICIO - APLICACIONES CON EL ENSAMBLE PISTOLA-PROPELANTE

OBJETIVO	BENEFICIO	APLICACIONES
• Estimular y disparar simultáneamente	• Ahorro de tiempo de equipo • Rápido inicio de la etapa de producción	• Carbonatos • Areniscas • Presencia de Skin • Baja Permeabilidad • Alta Permeabilidad / Baja Presión de Fondo
• Inducir minifracturas a partir del extremo de los túneles	• Reduce caída de presión • Optimas propagaciones geométricas en los fracturamientos hidr.	• Rompimiento de perforaciones • Carbonatos • Areniscas • Presencia de Skin • Baja Permeabilidad • Alta Permeabilidad / Baja Presión de Fondo
• Eliminar tortuosidad en las vecindades del agujero	• Reduce caída de presión • Reduce presiones de tratamiento • Optimas propagaciones geométricas en trabajos de fracturamientos	• Rompimiento de perforaciones • Areniscas • Presencia de Skin • Baja Permeabilidad • Alta Permeabilidad / Baja Presión de Fondo
• Excelente inyectividad de fluidos	• Todas las perforaciones abiertas	• Rompimiento de perforaciones • Presencia de Skin • Consolidación de arenas
• Skin negativo y evaluación del yacimiento	• Incrementar producción • Reduce caída de presión • Obtención de información para toma de decisiones	• Formaciones dañadas • Yac. con baja a moderada permeabilidad • Romp. de perforaciones

Figura 3. Sonda de Alta Velocidad / Alto Impacto



- La Sonda graba la razón de quemado del Propelante
- Los Datos se utilizan para analizar las propiedades de la roca.
- Los Datos se comparan con el modelo de computadora para reconfirmar.
- La Aceleración se puede medir también

Figura 4.Comportamiento Presión vs Tiempo

