

Incorporación de tecnologías innovadoras para la evaluación de intervalos en pozos exploratorios HP/HT de la Región Marina

Silvia Clemente Arroyo

silvia.clemente@pemex.com

Pemex Exploración y Producción.

Subdirección de Producción de la Región Marina Noroeste,

Activo de Producción de Cantarell

Información del artículo: recibido: marzo de 2016-aceptado: abril de 2016

Resumen

La terminación de los pozos exploratorios de alta presión y alta temperatura (HP/HT) de la Región Marina representa un reto relevante en la industria petrolera. Los yacimientos se encuentran cada vez a mayor profundidad, mayor temperatura y altas presiones, por lo que se requiere de tecnologías no convencionales para alcanzar los objetivos; por lo anterior, es fundamental contar con herramientas de mayor capacidad en los aparejos de prueba DST-TCP, e implementar el uso del simulador de disparos, que disminuyan considerablemente el riesgo operativo, proporcionando más barreras de seguridad en el pozo; que permitan realizar pruebas de producción eficientes y seguras con una reducción en los costos de operación. Para garantizar la realización de las pruebas de producción de los pozos exploratorios HP/HT bajo condiciones seguras, se utilizan válvulas de seguridad en la cabeza del pozo asegurando un rápido cierre del pozo en caso de alguna contingencia, un sensor de presión en la cabeza de prueba para tener mayor precisión al momento de disparo, sensores de mayor capacidad, empacadores recuperables de un viaje e hidráulicos de mayor diferencial de presión (15M), mayor longitud de tubería de 4" para mejorar el margen de jalón del aparejo. Se utilizan cuatro juntas de expansión para mitigación del movimiento de tuberías, válvulas que permiten probar mientras se va introduciendo el aparejo de producción y pistolas de disparo de alta resistencia a la presión de colapso (25M). Para el diseño de la terminación de los pozos exploratorios HP/HT fue importante implementar el uso del simulador de disparos para evaluar el efecto de la energía liberada durante el disparo para determinar la longitud óptima de intervalo a disparar y la distancia segura del posicionamiento de los accesorios del aparejo, como en el caso de los pozos exploratorios Kab-301 y Xanab-101, donde se programó disparar intervalos mayores a 100 m, reduciendo el nivel de riesgo en las operaciones. Las estimulaciones o fracturamientos ácidos que se realizan en pozos HP/HT representan un reto importante debido a que la velocidad de reacción de los sistemas ácidos sometidos a altas temperaturas tienen altas velocidades de reacción, lo que implica tener altos gastos de bombeo para lograr buena penetración y grabado en la formación. Estas condiciones adversas requieren de tratamientos ácidos que permitan alcanzar una cobertura uniforme del intervalo y una penetración radial de los fluidos en todas las zonas tratadas para el mejoramiento de su productividad. Por consiguiente, para asegurar las operaciones de estimulación o fracturamiento previamente es necesario probar la integridad del pozo con una presión equivalente a la presión de fractura estimada para garantizar la hermeticidad del pozo durante la inyección del tratamiento y la estimulación/fracturamiento de la zona de interés.

Palabras clave: Aparejo de prueba TCP-DST, válvulas de seguridad, sensor de presión, empacadores hidráulicos, expansión, juntas de expansión, simulador de disparos, presión de fractura, tratamientos ácidos.

Incorporation of innovative technologies for the evaluation of intervals in HP/HT exploratory wells of the Marine Region

Abstract

The completion of the high pressure high temperature (HP/HT) exploratory wells of the Marine Region represents a significant challenge in the oil industry. The reservoirs are increasingly deeper, higher temperature and high pressure, so that it requires unconventional technologies to achieve the objectives; Therefore, it is essential to have tools with greater capacity in TCP/DTS strings and implementing the use of perforation simulators which significantly reduce operational risk, providing more safety barriers at the well, enabling efficient and safe production tests, resulting in a reduction of the operating costs. In order to assure the performance of production tests in HP/HT exploratory wells under safe conditions safety valves are used in the wellhead, ensuring a quick shut-in in case of any contingency, a pressure sensor in the wellhead for having greater accuracy at perforation operation, higher capacity sensors, retrievable packers and higher differential pressure hydraulic packers (15M), longer 4" pipe to improve the over pull. Four expansion joints are used for movement mitigation of string, valves that allow testing while the production string is run and high resistance to collapse guns (25M). For the design of the completion of the HP/HT exploratory wells was important to implement the use of a perforation simulator to evaluate the effect of the energy released during the perforations to determine the optimal interval length and the safe distance from the positioning of the tubing accessories, for example the exploratory wells Kab-301 and Xanab-101, where it was scheduled to shoot higher than 100 m intervals, reducing the level of operation risk. The stimulations or acid fracturing performed in HP/HT wells represent the major challenge because the reaction rate systems exposed to high temperatures have high reaction rates, resulting high pumping costs in order to achieve good penetration within the formation. These adverse conditions require acid treatments that achieve a uniform coverage in the interval and radial penetration of fluids in all treated zone to improve their productivity. Then, in order to ensure the stimulation or fracturing operations, previously it is necessary to test the integrity of the well with an equivalent pressure to the estimated fracture pressure to assure the sealing during the injection of the treatment and the stimulation/fracturing of the interest area.

Palabras clave: TCP/DST string, safety valves, pressure sensor, hidraulic packers, expansion joints, perforation simulator, fracture pressure, acid treatments.

Semblanza de la terminación de los pozos exploratorios de la Región Marina

Los pozos exploratorios de la Región Marina son considerados como pozos de alta presión y temperatura derivado a las condiciones del yacimiento como se representa en la **Figura 1**.

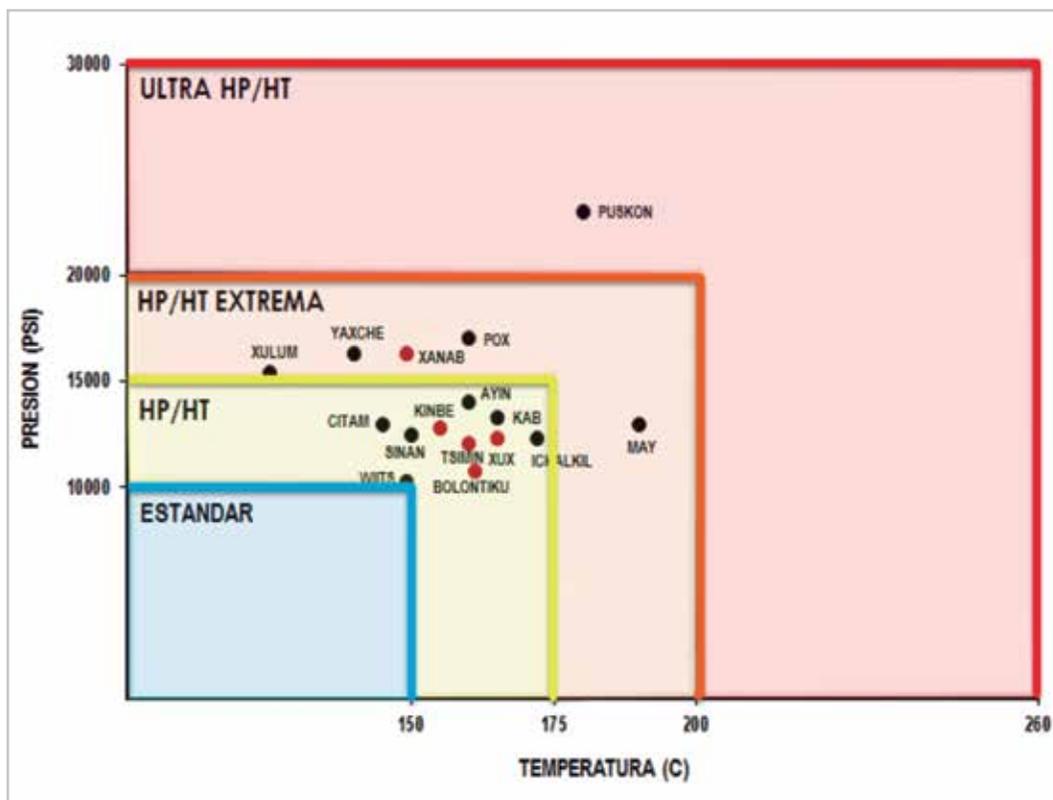


Figura 1. Condiciones de los yacimientos de los pozos exploratorios HP/HT.

La perforación de estos pozos es representada con el arreglo mecánico que se muestra en la **Figura 2**. Por lo cual se diseña en TR'S de 5" y 7" la terminación de los pozos realizando por lo general cuatro pruebas de producción, dos en Cretácico y dos en Jurásico.

Para realizar las operaciones durante la terminación se requiere previamente probar la integridad del pozo con una presión equivalente a la presión de fractura estimada para garantizar la hermeticidad del pozo durante la estimulación o fracturamiento.

La secuencia operativa en la evaluación de los intervalos es: lavar el pozo, introducir el aparejo DST-TCP, instalar cabeza de prueba, disparar, evaluar y aislar el intervalo.

En la evaluación de los intervalos se utiliza un aparejo de prueba integral con herramientas DST-TCP, estas herramientas son hidráulicas y de mayor capacidad, permitiendo tener un mejor control operativo para la toma de decisiones oportunas disminuyendo tanto los riesgos operativos como los tiempos de operación, así como la reducción de los costos de la intervención.

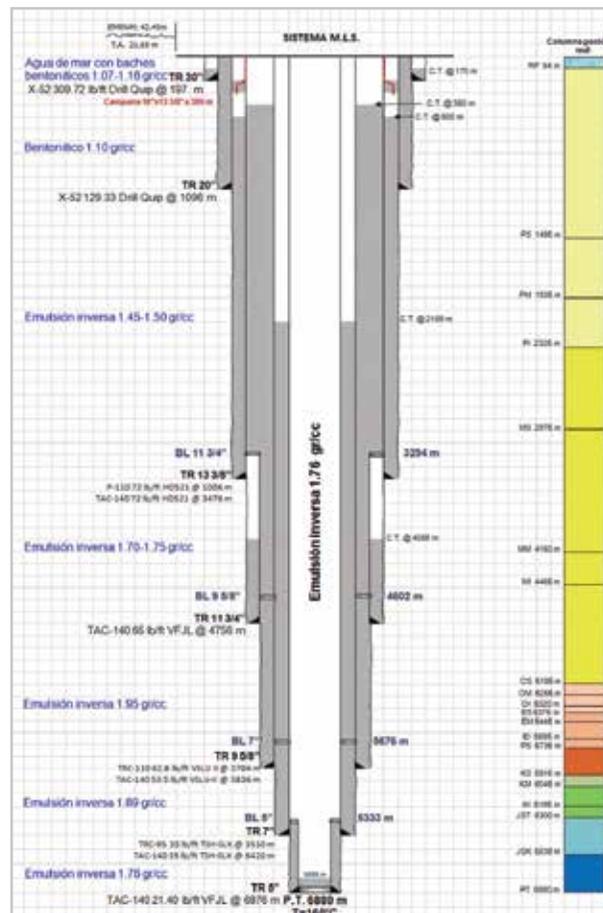


Figura 2. Arreglo mecánico del pozo HP/HT.

Al finalizar la evaluación de los intervalos, se obtiene la información de las herramientas DST y se realiza la caracterización dinámica del yacimiento y de los fluidos producidos del pozo, esto con la finalidad de determinar las reservas del campo, **Figura 3.**



Figura 3. Pruebas de producción de pozos HP/HT.

Problemática en la terminación de los pozos exploratorios HP/HT

Para la realización del trabajo se recopiló la información de la terminación de cinco pozos exploratorios, derivado de la complejidad que representa intervenir en un diámetro reducido y profundo, en estos pozos durante su intervención presentaron una serie de fallas que representaron el 21%

del tiempo total de operación en los pozos y arrojando una pérdida económica, considerando tan sólo el costo de la renta del equipo de 19 MMUSD, además de la afectación en la certificación de reservas del campo.

Las fallas principales que se detectaron fueron: válvulas hidráulicas del aparejo DST (21%), empacador (27%) y disparos (52%), representando un total de 148 días.

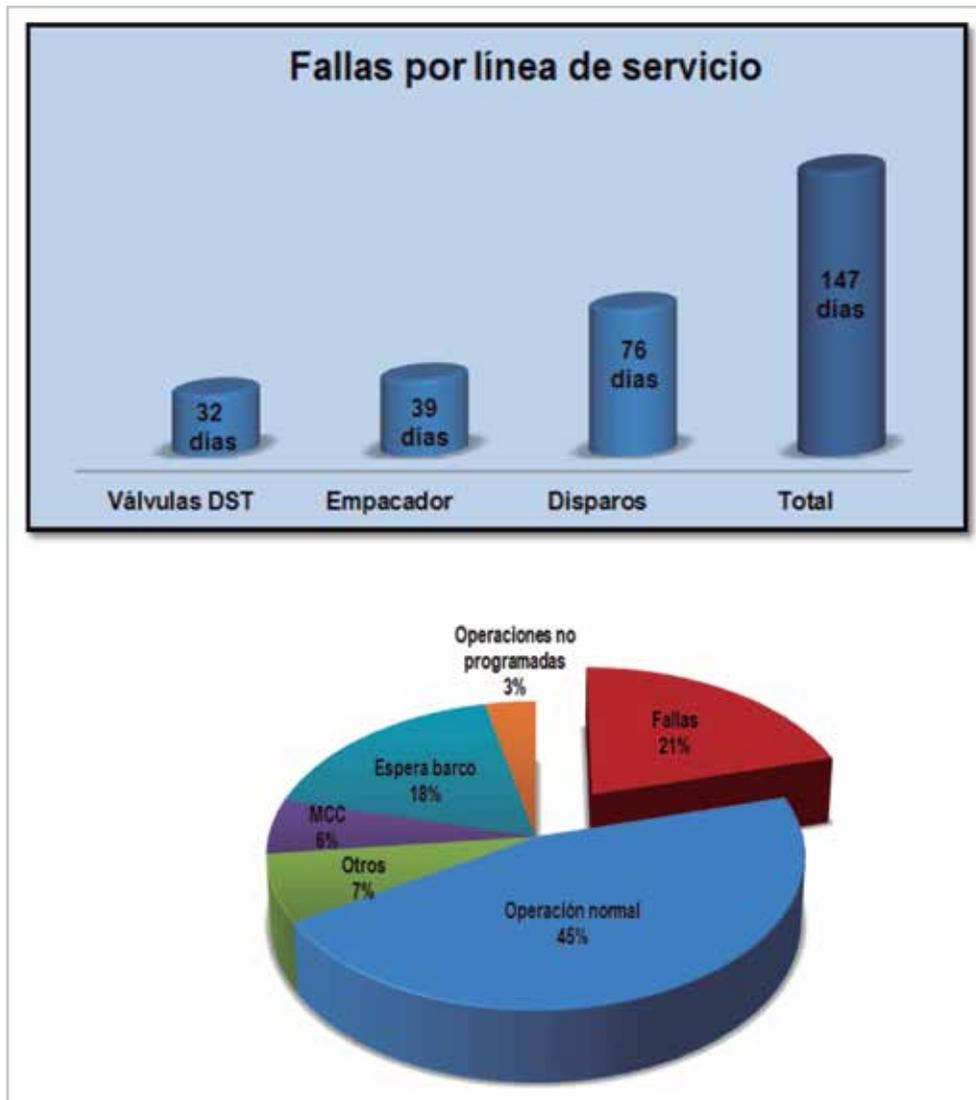


Figura 4. Fallas operativas y NPT's durante la terminación de los pozos HP/HT.

En el aparejo DST las causas de las fallas más frecuentes son en las válvulas hidráulicas del aparejo DST (29 días), fallas de la cabeza de prueba, (2 días) y reemplazo del repetidor (un día). En los disparos son pistolas parcialmente detonadas o disparo de bajo orden (50 días), degollamiento de las pistolas (21 días) y disponibilidad de pistolas, (5 días).

Finalmente las fallas del empacador fueron por problemas al desanclar (21 días), espera empacador (13 días), desconexión del ensamble de sellos (3 días) y falla en el anclaje del empacador, (tres días). En la **Figura 5** se

muestran algunas herramientas del aparejo DST-TCP que sufrieron daños severos ocasionando las fallas presentadas en la terminación de los pozos.



Figura 5. Fallas de las herramientas del aparejo DST-TCP.

La pérdida económica por estas fallas no fue tan significativa como la nula certificación de las reservas.

Incorporación de tecnologías y mejoras en la evaluación de los intervalos

Para minimizar las fallas ocurrentes en la evaluación de los intervalos en las terminaciones se incorporaron herramientas de mayor capacidad en los aparejos de prueba DST-TCP, tales como: cabeza de prueba con doble válvula de seguridad (15Mpsi), super válvula de seguridad (15Mpsi), portasensores de P y T (20Mpsi), empacadores recuperables (15Mpsi) y pistolas (25Mpsi). Esto permite tener mayor rango de operación en las herramientas garantizando la intervención.

Para obtener un mayor margen de jalón en el aparejo de prueba se determinó aumentar la longitud de tubería 4" de 500 m a 2000 m y para la mitigación del movimiento de tuberías se utilizan cuatro juntas de expansión de acuerdo a los datos arrojados por la simulación del software técnico institucional, (Wellcat).

Las válvulas de control fueron sustituidas por válvulas nuevas, además de la inclusión de la tecnología en las herramientas, en el caso de la cabeza de prueba se cuenta con una segunda válvula de seguridad, teniendo con esta una válvula de respaldo en caso de requerirse, los muestreros como los portasensores son de mayor capacidad para un mejor funcionamiento.

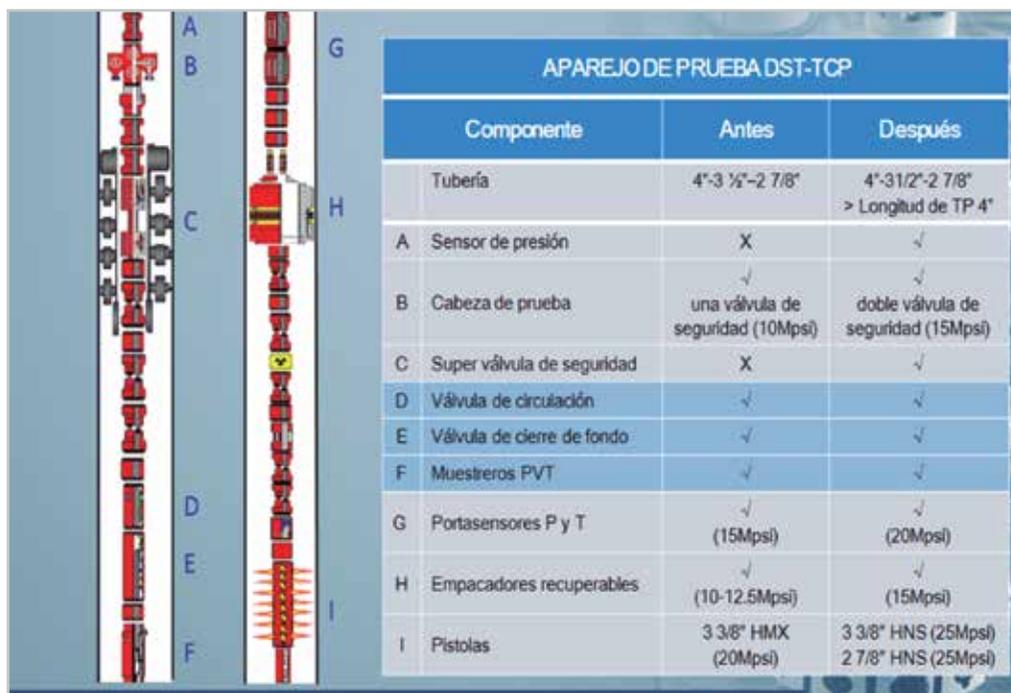


Figura 6. Arreglo del aparejo de prueba DST-TCP.

Con respecto a las pistolas, se tomó la premisa de disparar en TR de 5" a una profundidad mayor de 4000 m con pistolas de 2 7/8" (25Mpsi), esto con la finalidad de contar con un mayor claro y recuperar las pistolas libremente. La aplicación se realizó en el pozo de aguas profundas HP/HT Puskon-1 cuya profundidad alcanzó los 6,000 m.

Es importante mencionar que el ahorro de tiempo se debe a los empacadores recuperables de un solo viaje, donde se introduce integralmente el aparejo de prueba DST-TCP, estos empacadores pueden operar con una diferencial de presión de, (15Mpsi).

Por otra parte, la capacitación del personal en todas las líneas fue determinante, ya que actualmente la rotación de personal de compañías es constante. Además de la comunicación efectiva entre todos los involucrados en el proyecto.

Incorporación de tecnologías innovadoras

La evaluación de los intervalos en los pozos exploratorios HPHT es una operación compleja y con un nivel de riesgo, por lo difícil que es intervenir en diámetros reducidos y profundos. Por tal motivo, las constantes fallas que se presentaron durante la operación de disparos en intervalos

mayores de 100 m, fue porque en ese momento se desconocía de una herramienta que permitiera identificar el daño generado al momento del disparo para determinar la longitud óptima a disparar.

Derivado de esta situación, las compañías de servicio presentaron un simulador de disparos, el cual permite directamente identificar la secuencia del evento de disparo, el quemado del propelente, el cálculo del daño generado al momento del disparo, el comportamiento de presiones, el comportamiento de tensión y desplazamiento de tuberías. Determinando así la longitud óptima a disparar de acuerdo al análisis de la energía liberada y el cálculo de desbalance dinámico requerido al momento del disparo.

Por lo que se analizaron varias simulaciones con la información propia de los pozos que presentaron fallas durante los disparos. En la **Figura 7** se muestra el análisis que se realizó para el pozo Kab-301, donde se programó disparar 100 m, esta simulación permitió observar que al momento del disparo se detonaban alertas de peligro (los cuadros verdes), esto ocasiona colapso en la tubería transportadora de las pistolas a las profundidades (4990, 4995, 5000, 5006 y 5011 m), por la disipación de la energía liberada al momento del disparo. Por lo que se determinó con el simulador de disparos que la longitud óptima para esas condiciones de presión y temperatura era de 60 metros.

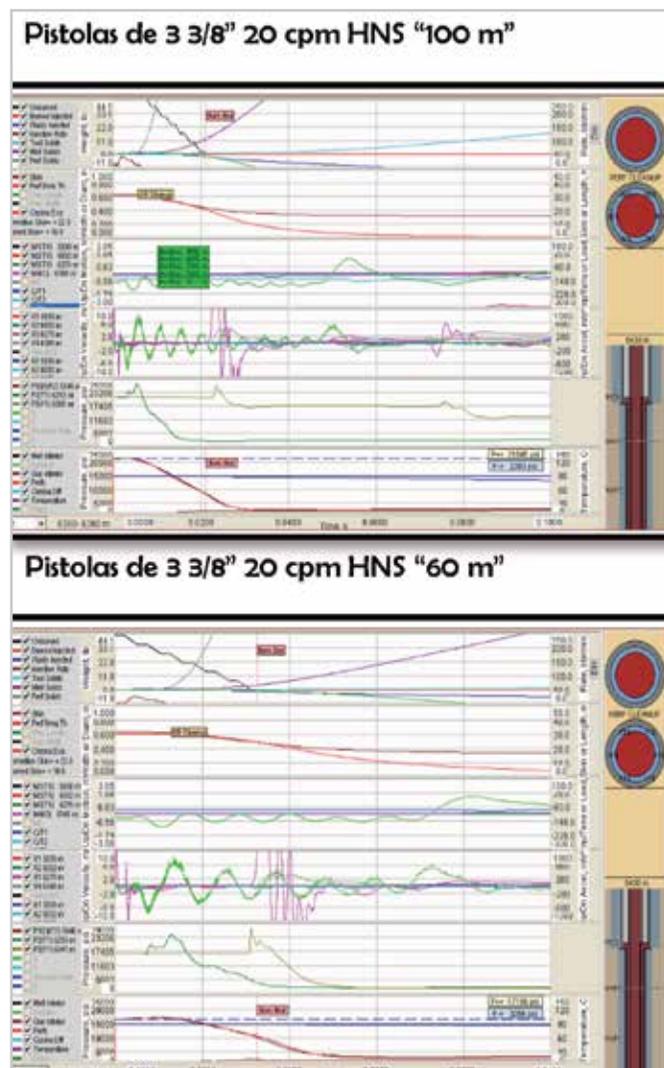


Figura 7. Simulador de disparos.

Por lo tanto, se establecieron las premisas siguientes para el diseño de los disparos en los pozos HP/HT:

- Realizar la simulación de liberación de energía al momento del disparo en intervalos mayores de 60 m.
- Determinar el desbalance dinámico requerido al momento del disparo.
- Disparar con pistolas de 2 7/8" en TR de 5".
- Uso de pistolas activadas por pulso.
- Disponibilidad de explosivos HNS.
- Tiempo de exposición de las pistolas mayor de 100 hr.
- Utilizar pistolas de mayor resistencia a la presión de colapso, (25Mpsi).
- Utilizar conexiones premium en los accesorios de las pistolas y en la tubería que transporta las cargas.
- Determinar la profundidad óptima para la instalación del sub de circulación, permitiendo un seguro desanclaje del empacador de prueba.
- Analizar conjuntamente con el software técnico institucional de disparos el desbalance requerido.

Sensor de presión en la cabeza de prueba

El sensor de presión se instala en la cabeza de prueba y permite tener mayor precisión en el momento del disparo,

con esta información, de forma inmediata se toman las decisiones oportunamente, disminuyendo así los tiempos de operación durante la evaluación de los intervalos. En la **Figura 8** se refleja en el sensor el momento del disparo.

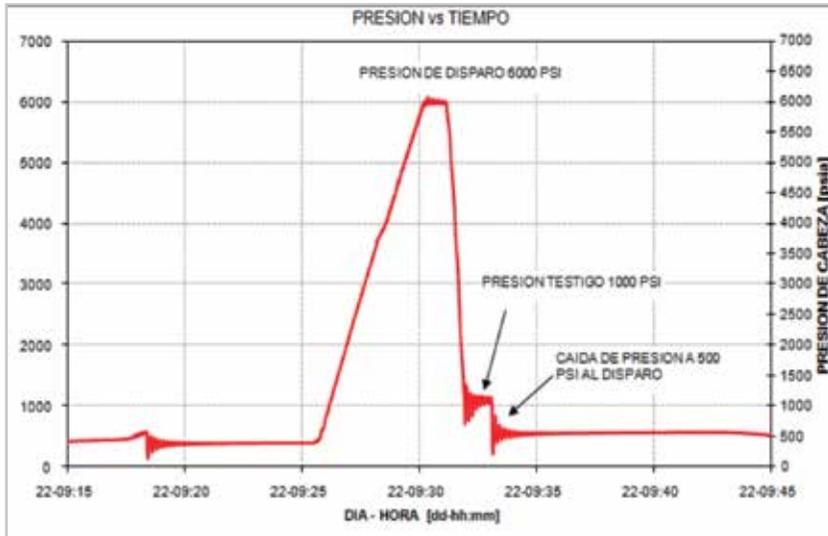


Figura 8. Gráfico del momento del disparo del pozo.

Si el sensor no registra variación en la presión, en ese momento se toma la decisión de utilizar la segunda opción de disparo que es la barra mecánica, en caso de continuar sin manifestarse se realiza una prueba de admisión y si no admite se recupera el aparejo DST-TCP a superficie para verificar físicamente las pistolas TCP.

En la **Figura 9** se consideraron los mejores tiempos de una terminación exploratoria HP/HT, en la gráfica se muestra que en la evaluación de los intervalos 2 y 3, los tiempos disminuyeron considerablemente con respecto al primer intervalo, esto derivado a que no se encontraba disponible el sensor para esta prueba.

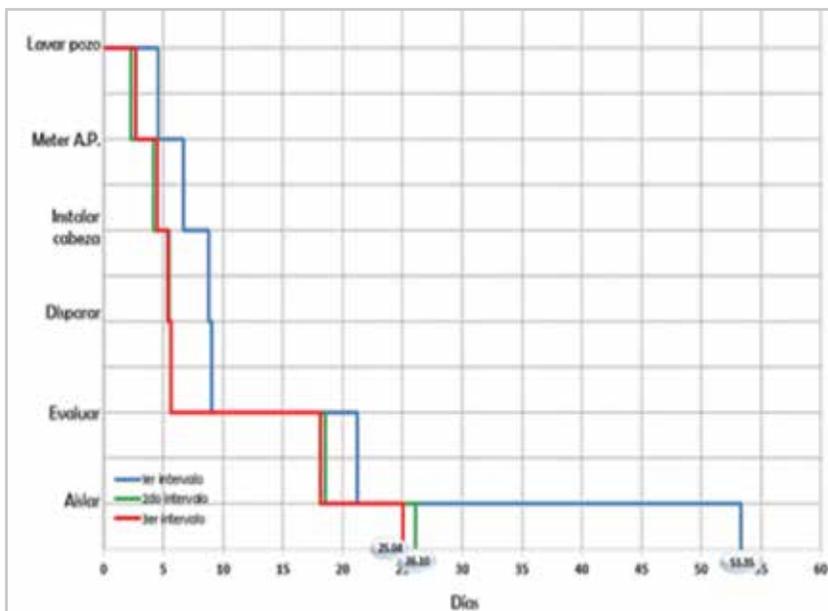


Figura 9. Tiempos reales de la terminación.

Súper válvula de seguridad

En la terminación de los pozos exploratorios la súper válvula de seguridad es considerada la tercera barrera de seguridad, la primera barrera es el fluido de control y la segunda el empacador de prueba; esta válvula es utilizada especialmente en los pozos del campo Xanab, donde la presión de superficie alcanza hasta 15Mpsi, tiene la misma función que una válvula de tormenta en una terminación normal y opera de la misma forma, por lo cual se coloca a la profundidad de 150 m permitiendo el seguro cierre instantáneo del pozo en caso de cualquier contingencia.

Sistemas ácidos retardados

Los tratamientos ácidos que se utilizan en JSK en calizas dolomitizadas son sistemas retardados para trabajar en alta temperatura, logrando una mayor penetración en la

formación, generando así agujeros de gusanos dominantes. Por la longitud y propiedades petrofísicas del intervalo se consideró el divergente para mejorar la colocación del ácido a lo largo del intervalo. Estos sistemas no tienen polímeros ni sólidos, esto permite no dañar la conductividad de los canales de flujo, por lo que la limpieza post-estimulación del pozo es más rápida. Asegurando así la contribución de todo el sistema de fracturas naturales a la productividad del pozo, incrementando su producción.

Se realizó la estimulación matricial al intervalo 5683-5730 m (calizas dolomitizadas) del pozo Kinbe-1 con un sistema retardado para alta temperatura ($T=155^{\circ}\text{C}$), se logró remover el daño al intervalo, por lo que la respuesta del pozo fue rápida (<10 horas de limpieza), mejorando su condición de flujo para alcanzar su potencial de producción y es un pozo productor de aceite.

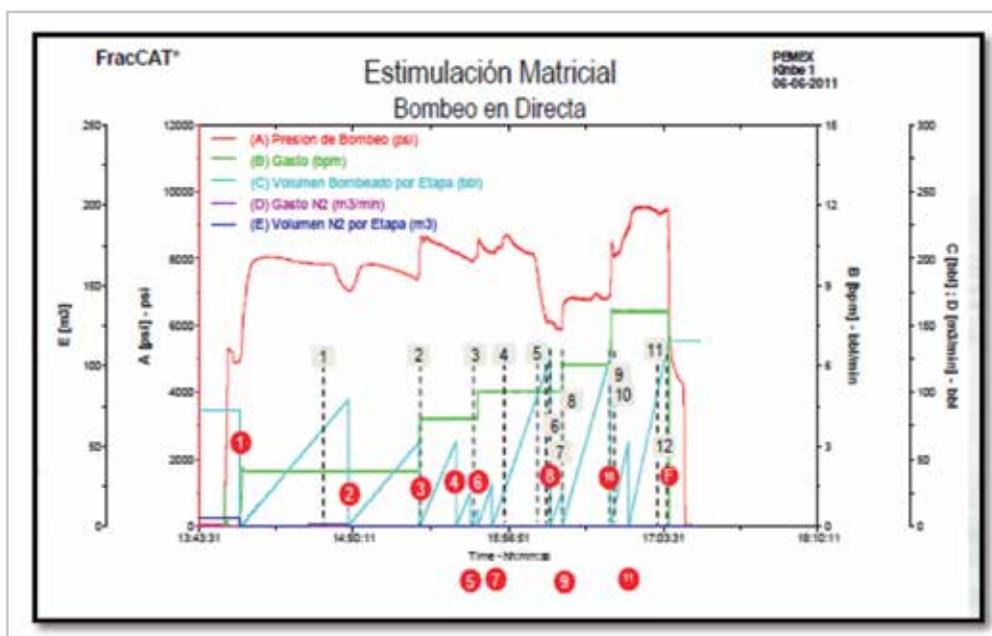


Figura 10. Estimulación del pozo Kinbe-1.

Fecha	PTP (kg/cm ²)	Pestr (kg/cm ²)	Estr. (pg)	QI (bpd)	Qo (bpd)	RGL (m ³ /m ³)	Qg (mmpcd)
26-05-11	147	47	1/2	4,068	4,068	264	6.05
10-06-11	179	47.50	1/2	5,320	5,320	265	7.9

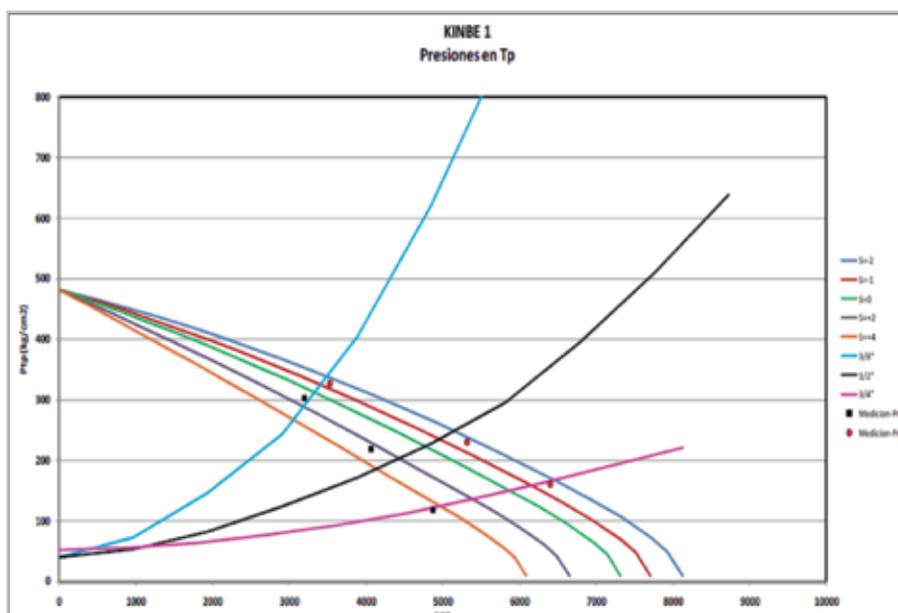


Figura 11. Aforo del pozo Kinbe-1.

Se obtuvo una ganancia de producción de aceite de 1,252 bpd, representando +31% de incremento de producción.

Resultados

Los beneficios que se obtuvieron al realizar la incorporación de tecnologías en la terminación de los pozos HP/HT fueron:

- Seguridad y control del pozo permitiendo un rápido cierre y capacidad de corte de tubería.
- La evaluación de los intervalos de forma segura y eficiente.
- Reducción de tiempos y costos de la intervención.
- Aplicación exitosa de las tecnologías en las futuras intervenciones de los pozos.
- Comunicación efectiva entre todos los participantes en el proyecto.

Conclusiones y recomendaciones

En los pozos HPHT los tubulares sufren cambios en su cedencia debido a las condiciones de fondo, por lo que es importante diseñar y seleccionar la metalurgia adecuada.

- Los elastómeros deben ser termoplásticos para soportar las temperaturas en condiciones dinámicas.
- La calibración de la presión de las herramientas debe ser la adecuada para resistir la expansión de los fluidos debido a la transferencia de calor dinámica.
- Realizar la simulación de liberación de energía al momento del disparo en las futuras intervenciones de pozos donde se efectuaran disparos en intervalos mayores de 60 m con el simulador de disparos.
- Determinar el desbalance dinámico requerido al momento del disparo con el simulador tecnológico de disparos y el software técnico institucional.
- Disponibilidad de las herramientas de los aparejos DST con conexiones premium.
- Disponibilidad de las pistolas de alta penetración de 3 3/8" (25Mpsi) HNS y 2 7/8" (25Mpsi) HNS.
- Determinar la profundidad óptima para instalar el sub de circulación.
- Seguimiento al uso de las pistolas activadas por pulso.

Semblanza de la autora

Silvia Clemente Arroyo

Ingeniera Petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México. Ingresó a Petróleos Mexicanos en octubre del 2000 en la Unidad Operativa de Perforación Poza Rica, como Ingeniera en entrenamiento.

Realizó funciones de Ingeniero de Proyecto en la Unidad Operativa Cantarell y actualmente labora en el Activo de Producción Cantarell como Ingeniero de diseño de intervenciones a pozos, participando en los proyectos VCDSE del bloque Akal y Ek-Balam-Takin.