

Tecnologías aplicadas para la terminación de pozos en aguas profundas de México

Ing. Aciel Olivares Torralba
Pemex

Información del artículo: Recibido enero 2012-aceptado abril de 2013

Resumen

La evaluación de intervalos exploratorios en ambientes marinos extremos ha requerido de la aplicación de nuevas tecnologías para garantizar la caracterización de las oportunidades geológicas. En el presente trabajo se describen los principales adelantos tecnológicos en aplicación actualmente, para la terminación de los pozos exploratorios marinos en aguas profundas y ultra profundas de México.

A la fecha, se efectúa la exploración de potenciales áreas productoras de aceite y/o gas a lo largo y ancho del Golfo de México, con la perforación y evaluación de pozos en ambientes marinos de hasta 3,000 metros de tirante de agua.

Palabras clave: Tecnologías aplicadas, aguas profundas, pozos exploratorios marinos.

Applied technologies to finish oil wells in deepwater of Mexico

Abstract

The evaluation of exploratory intervals extreme marine environments has required the application of new technologies to ensure the description of geological opportunities. This paper describes the main technological advances currently under, to finish the exploratory wells in deep water and ultra deep water of Mexico.

Nowadays, there is an exploration to identify potential oil and/ or gas producing areas throughout the Gulf of Mexico, with drilling and well evaluation in marine environments up to 3,000 meters water depth.

Keywords: Applied technologies, deep water, exploratory wells.

Introducción

A la fecha, se efectúa la exploración de potenciales áreas productoras de aceite y/o gas a lo largo y ancho del Golfo

de México, con la perforación y evaluación de pozos en ambientes marinos de hasta 3,000 metros de tirante de agua, **Figura 1**.

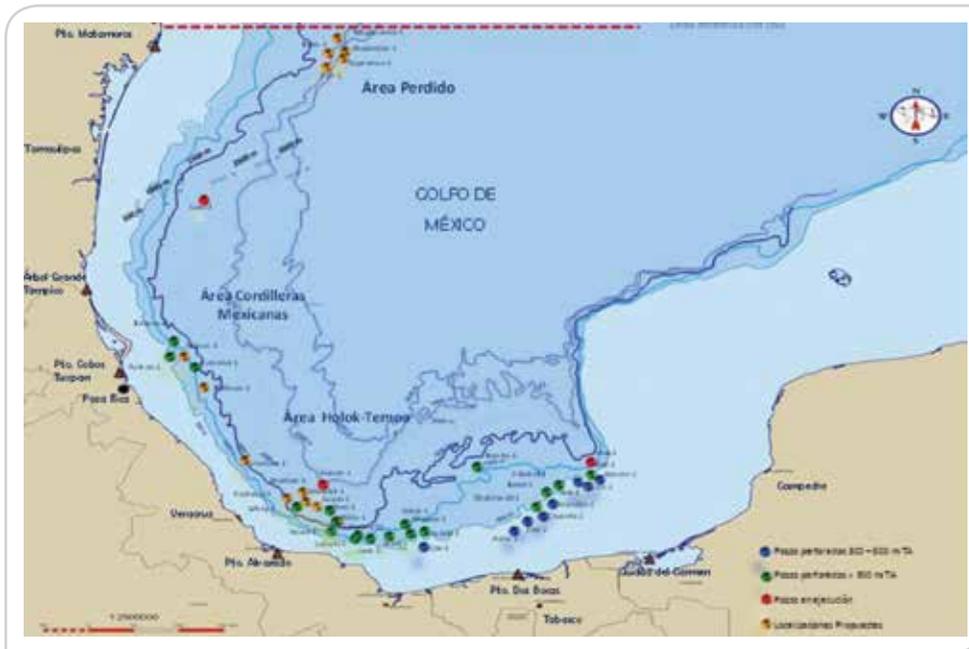


Figura 1. Distribución de pozos aguas profundas.

Así mismo, se tiene el compromiso de continuar con la exploración de prospectos geológicos con tirantes de agua mayores a los 2000 metros en localizaciones remotas, las cuales presentan desafíos técnicos para el cumplimiento de la evaluación eficiente de los intervalos potencialmente productores. En este aspecto se destacan los siguientes retos técnicos a cubrir:

- Toma de información del pozo y yacimiento, con sensores de memoria y tiempo real.
- Aseguramiento de flujo en condiciones extremas de profundidad y temperatura a nivel del lecho marino.
- Condiciones de seguridad para el pozo e integridad de la plataforma flotante.

Tecnologías aplicadas en terminación

Toma de información con sensores de memoria y tiempo real

Uno de los grandes retos es la obtención de datos durante las pruebas de producción en pozos exploratorios de aguas profundas, derivado de la problemática que representa el manejo de las bajas temperaturas del lecho marino, que afectan mayormente a los pozos productores de gas. Es por ello que se requiere de la implementación de tecnologías que aseguren la toma de información, por ello el sistema de transmisión de datos en tiempo real es parte fundamental para monitorear y controlar los problemas asociados a estas condiciones, optimizando con ello las operaciones y la evaluación de los yacimientos.

Durante la prueba de producción del pozo Nen-1, intervenido con la plataforma S/S Centenario, con un tirante de agua de

1493 m y con temperatura de yacimiento de 4°C; con la finalidad de contar con el monitoreo de presiones y temperaturas a tiempo real, se instalaron a lo largo del aparejo del integral DST-TCP, sensores de presión y temperatura en puntos estratégicos ubicados abajo de la válvula de cierre en fondo, espacio anular, abajo del niple de inyección de químicos (punto crítico para la

formación de hidratos), lecho marino y superficie. En la **Figura 2** se indica la distribución en donde:

TP: sensores para monitorear parámetros en el interior de la tubería de producción.

EA: sensores para monitorear parámetros en el espacio anular.

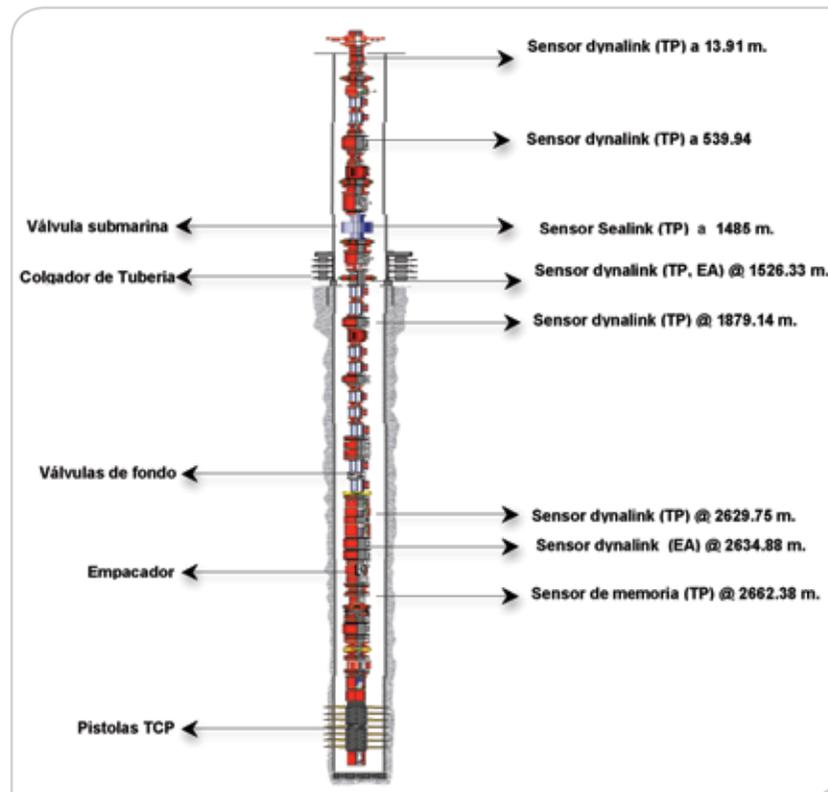


Figura 2. Distribución de sensores a lo largo del aparejo de prueba.

Para la ejecución se realizaron dos arreglos:

- El primer arreglo es con los sensores instalados por debajo del lecho marino, en los cuales la comunicación se efectúa a través del sistema de telemetría acústica mediante ocho repetidores hasta el lecho marino y con cable del lecho marino a la superficie.
- El segundo arreglo es con los sensores instalados por arriba del lecho marino, su comunicación es completamente por telemetría acústica a través de cinco repetidores; con un tiempo máximo de recepción en superficie de 6 min.

Estos arreglos permitieron conocer la posición de las válvulas de fondo durante su manipulación en las distintas etapas de la prueba; efectividad del disparo TCP, monitorear las presiones durante la limpieza ante la expectativa de la formación de hidratos, la obtención de los gradientes dinámicos de presiones y temperaturas durante el periodo de medición, y el registro de la curva de incremento de presión en tiempo real sin la necesidad de introducir cable a través del aparejo de prueba.

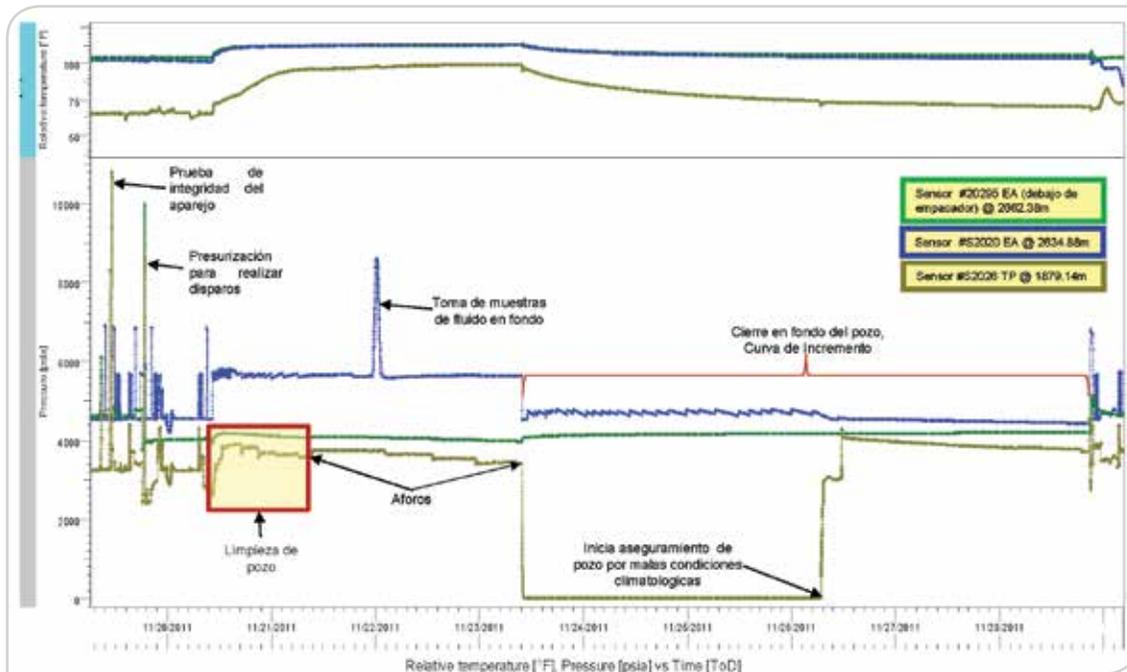


Figura 3. Historia de presión y temperatura del pozo Nen-1.

Cabe señalar que en este tipo de pozos ante la gran incertidumbre de la aportación de agua (en conjunto con la producción de gas), la etapa de limpieza es crítica, es por ello que el monitoreo de la presión en los sensores colocados por debajo del niple de inyección, lecho marino y los de superficie; son los únicos indicadores que alertan ante un posible taponamiento del pozo por la formación de hidratos, permitiendo tomar acciones para su mitigación.

Durante las operaciones previas al disparo, y derivado a que las válvulas de fondo se operan a través de la aplicación de presión por espacio anular, la transmisión de datos a la superficie desde los sensores de fondo permite confirmar la posición de las válvulas mediante la verificación de presiones registradas. Asimismo, durante la curva de incremento, el monitoreo en tiempo real es determinante para la toma de decisiones en la evaluación del yacimiento.

En el caso del pozo Kunah-1, con un tirante de agua de 2154 m, en la evaluación de su primer intervalo; la información obtenida de los sensores localizados por debajo y arriba del empacador, permitió observar una separación de las curvas de presión indicando que una vez abierto el pozo posterior al disparo existía una falta de comunicación hidráulica entre el yacimiento y el interior del aparejo de prueba debido a un posible taponamiento de los cedazos, lo que obligó a realizar una implosión bombeando nitrógeno por el interior del aparejo, observándose después de esta operación la comunicación hidráulica con el yacimiento, **Figura 4**.

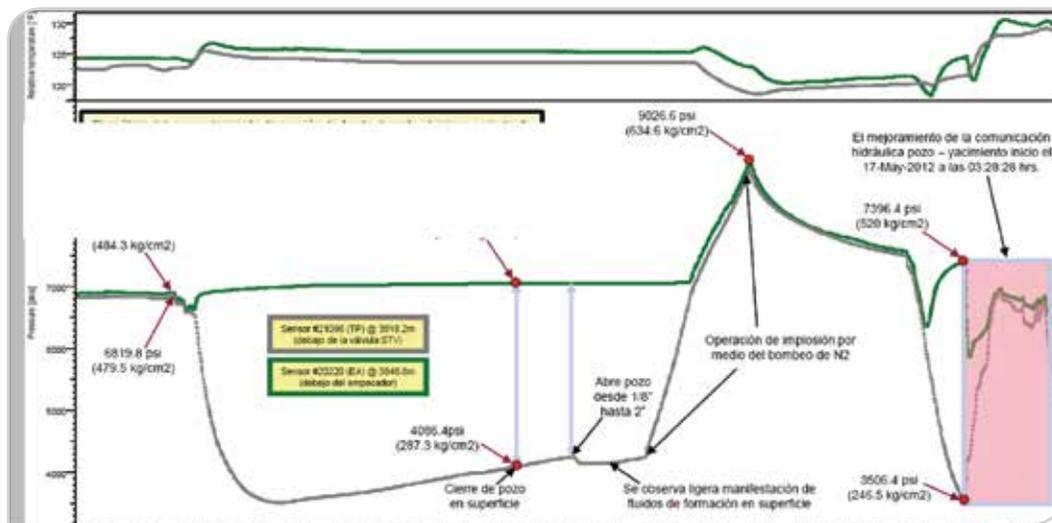


Figura 4. Historia de presión y temperatura del pozo Kunah-1, durante la implósión.

En este mismo pozo, al comparar el comportamiento de las presiones registradas en los sensores durante los periodos de aforo en todos sus estranguladores, los sensores localizados por arriba del lecho marino presentaron una tendencia de decaimiento lineal en los valores de presión, no así en los sensores localizados

en el fondo donde éstos presentaron una tendencia al incremento, indicando un comportamiento atribuido a una ligera y gradual reducción en el área efectiva de flujo del aparejo de producción, derivado posiblemente al parcial taponamiento de los cedazos por la producción de sólidos.

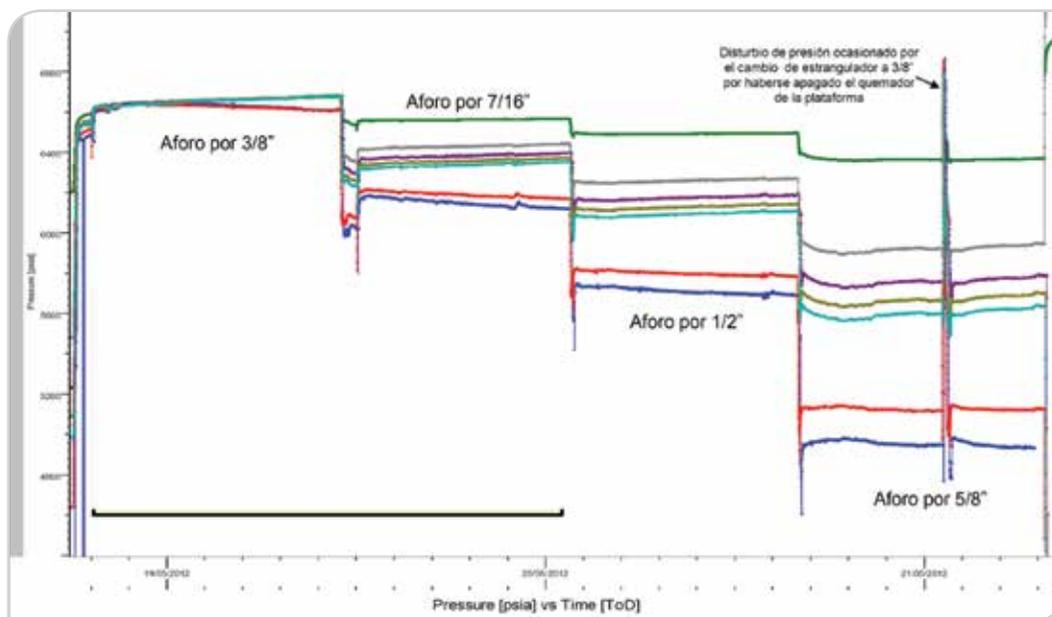


Figura 5. Historia de presión y temperatura del pozo Kunah-1, durante la limpieza.

Posteriormente, en la evaluación del segundo intervalo, la información de los sensores validó la efectividad del disparo, observándose que posteriormente a la detonación de las pistolas existió un decaimiento de los valores de presión

y temperatura, comportamiento atribuido a que una vez generada la comunicación con el yacimiento, la formación estuvo admitiendo fluidos, generados por un disparo sobre balance.

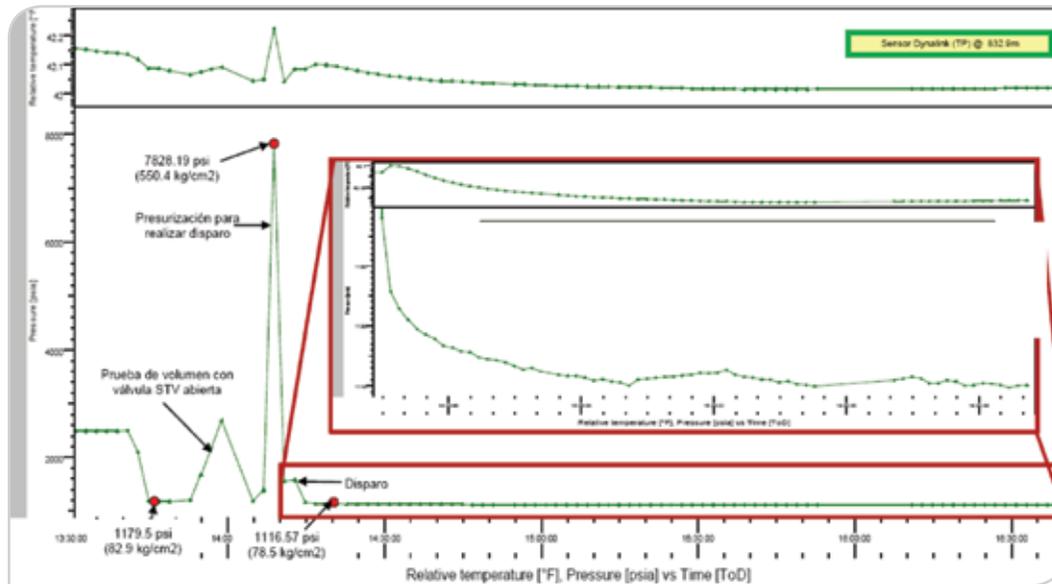


Figura 6. Presión y temperatura del pozo Kunah-1, disparo del segundo intervalo.

La interpretación de los parámetros de fondo visualizados y analizados en tiempo real, contribuye a la prevención de problemas operativos presentes usualmente durante el ciclado de las válvulas de fondo, monitorear el comportamiento de los fluidos del yacimiento durante la limpieza y aforos, permite la toma de decisiones inmediatas ante cualquier indicio de taponamiento del aparejo, con una reducción en los tiempos operativos.

En este tipo de pozos por la particularidad del tirante de agua, es importante contar con el monitoreo de presión y temperatura durante toda la prueba a lo largo del aparejo, principalmente durante la medición de la producción del pozo, para determinar los gradientes dinámicos de presión y temperatura, dado que esta información permitirá a las áreas de diseño, ajustar las correlaciones de flujo multifásico en tubería vertical, y caracterizar las caídas de presión por fricción y gravedad; garantizando la correcta evaluación del yacimiento, la cual es fundamental para la incorporación de reservas; y así mismo permitirá realizar los ajustes correspondientes a las simulaciones de producción para la planeación del desarrollo de los campos.

Aseguramiento de flujo durante evaluación de intervalos en pozos exploratorios

Uno de los principales objetivos durante la evaluación de intervalos en pozos en aguas profundas y ultra profundas, corresponde al aseguramiento de flujo a condiciones del lecho marino, especialmente cuando se trata de yacimientos de gas con posibilidad de presencia de flujo de agua. El flujo de gas y agua a través de la tubería de producción, dadas las condiciones de presión y temperatura del pozo, incrementa el riesgo de formación de hidratos de gas que pueden llegar a obstruir la tubería de producción, interrumpiendo la toma de información y requiriendo de recursos operativos adicionales para restablecer la prueba del intervalo.

La formación de hidratos requiere de tres componentes: alta presión, presencia de agua y gas, así como de bajas temperaturas. Con objeto de asegurar el flujo durante la etapa de evaluación de intervalos, se han implementado una serie de medidas en la planeación y ejecución de la intervención incluso durante la construcción del pozo, dentro de las que destacan las siguientes:

- Toma de información con registros especializados en las zonas de interés.
- Diseño de las cementaciones de los intervalos a evaluar.
- Determinación del punto crítico de formación de hidratos.
- Inyección de glicol durante la evaluación del intervalo.
- Recomendaciones operativas para minimizar el riesgo de formación de hidratos.

A través de los registros geofísicos, en agujero descubierto de las formaciones geológicas de interés, alcanzadas durante la perforación, se determina su litología, porosidad, resistividad, saturaciones, permeabilidad, propiedades mecánicas, detección y diferenciación de fluidos, presión y muestras de formación, así como si existe agua libre. La **Figura 7**, muestra un ejemplo del registro petrofísico de un intervalo de interés del pozo “A”, donde se pueden observar las propiedades petrofísicas de la roca, mientras que en la **Figura 8** se observa el gradiente, la movilidad de los fluidos y si existe algún contacto de agua cercano. Con esta información se determina con mayor precisión el intervalo a disparar, verificando la distancia a un contacto de agua cercano.

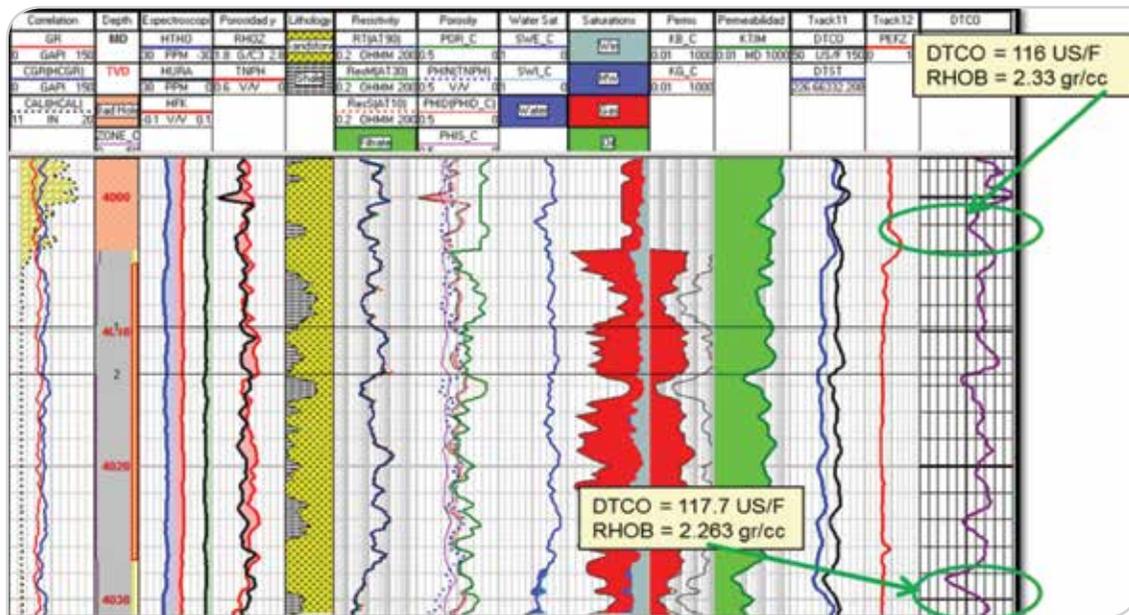


Figura 7. Registro de zona de interés, se aprecian las propiedades petrofísicas con las que se realiza el cálculo de productividad.

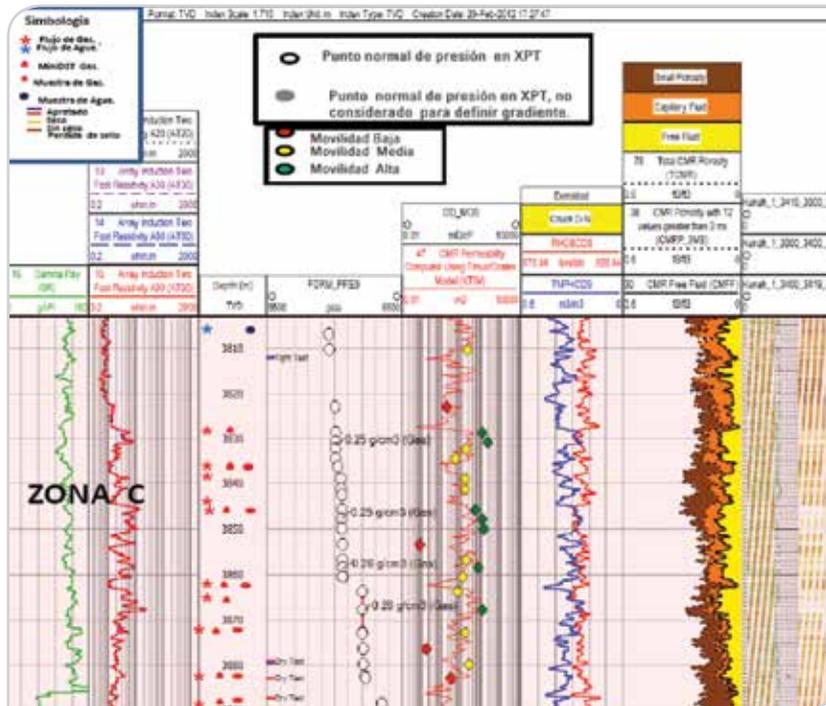


Figura 8. Resultados de puntos de presión y toma de muestras en zona de interés, el análisis permite identificar el gradiente de los fluidos y su movilidad.

Una vez concluida la toma de registros geofísicos de la zona de interés, se procederá a realizar la cementación de la tubería de revestimiento. La cementación tiene como objetivo cubrir con cemento los intervalos de interés para proveer un sello hidráulico que evite, durante la evaluación del intervalo, la migración de fluidos de otras zonas; esto hace necesario realizar la evaluación de la cementación respectiva para asegurar que se cumpla con el objetivo y en caso necesario, realizar la cementación correctiva.

Durante la planeación de la prueba de intervalos, se realiza el análisis de formación de hidratos de acuerdo

a la información de los registros geofísicos, puntos de presión y toma de muestras en las zonas de interés. El análisis consiste en determinar de acuerdo al índice de productividad calculado del intervalo, **Figura 9**, el perfil de presión y temperatura que se tendría para cada diámetro de estrangulador, **Figura 10** y estos perfiles se grafican con la curva de formación de hidratos, **Figura 11**, para gas metano, y se determina a qué profundidad se tendrían las condiciones para cruzar a la zona de formación de éstos y por lo tanto, cuál sería el punto crítico (más profundo), durante el aforo, **Figura 12**.

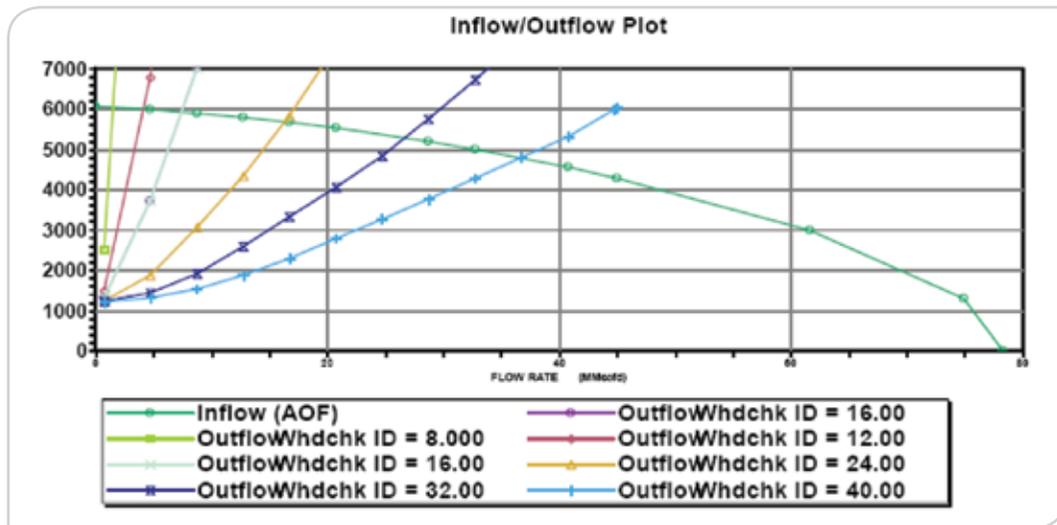


Figura 9. Índice de productividad calculado para una zona de interés a evaluar.

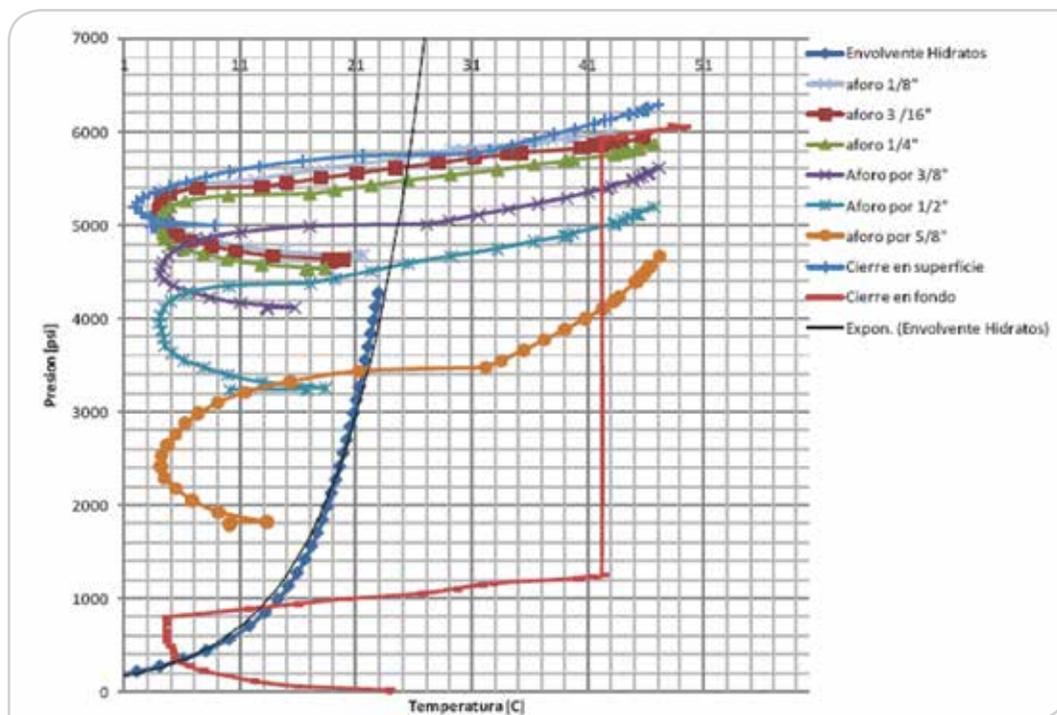


Figura 10. Perfil de presión vs temperatura que se tendrá para cada estrangulador durante la evaluación del intervalo.

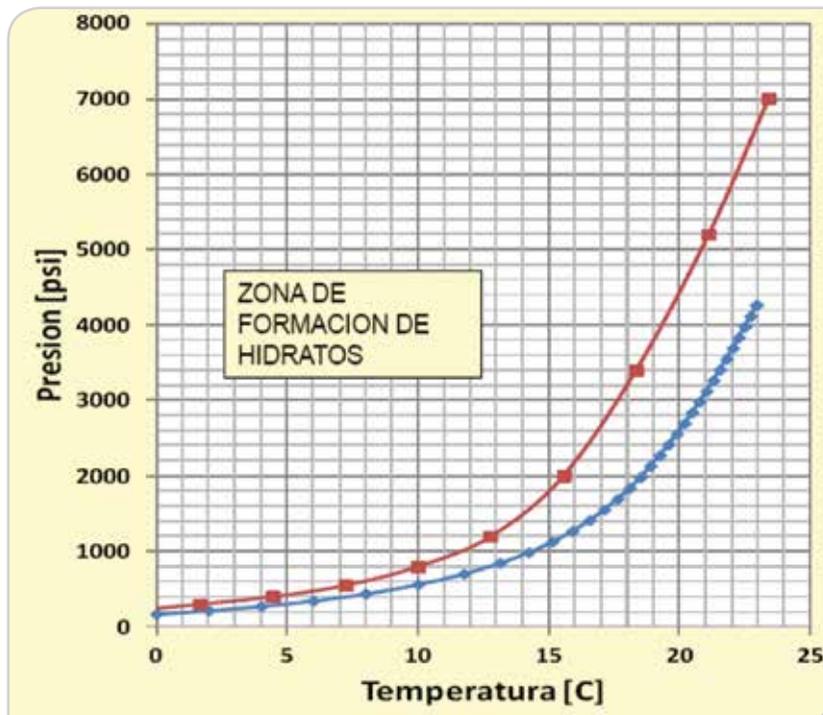


Figura 11. Curva de formación de hidratos para gas metano y gas combustible.

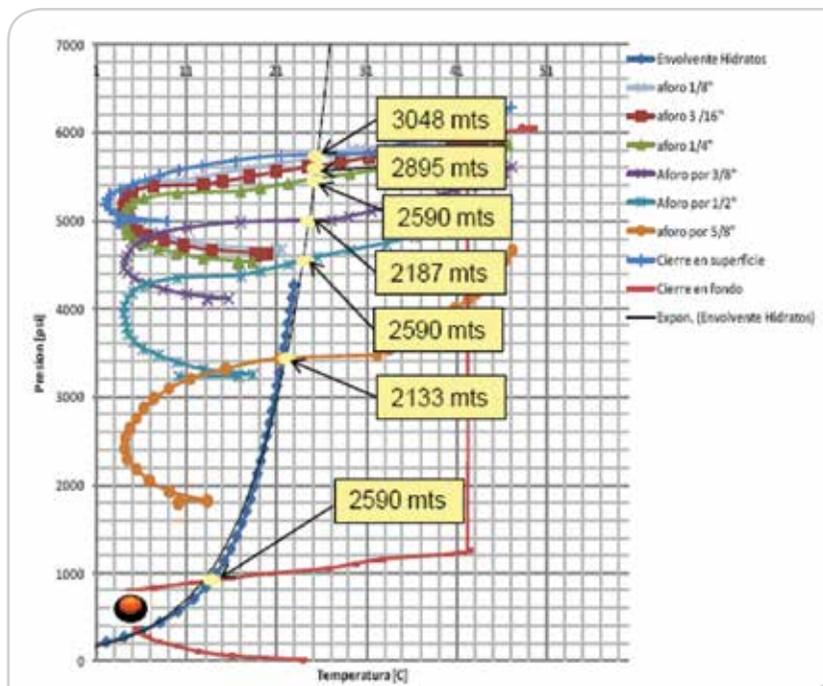


Figura 12. Determinación de punto crítico de acuerdo a los perfiles que se tendrán durante la evaluación del intervalo.

Este análisis es relevante, ya que si se considera que el flujo de agua no excederá de 100 bpd, la inyección de glicol por debajo del punto crítico de formación de hidratos podría inhibir su formación, por esta razón se programa la inyección de glicol a través de un niple y se determina cuál sería la

capacidad de inhibición de éste. Adicionalmente se colocará otro niple de inyección ligeramente por arriba del lecho marino, considerando que el enfriamiento es más fuerte en esta zona. La **Figura 13**, muestra los niples y bombas de inyección de glicol, empleados actualmente.

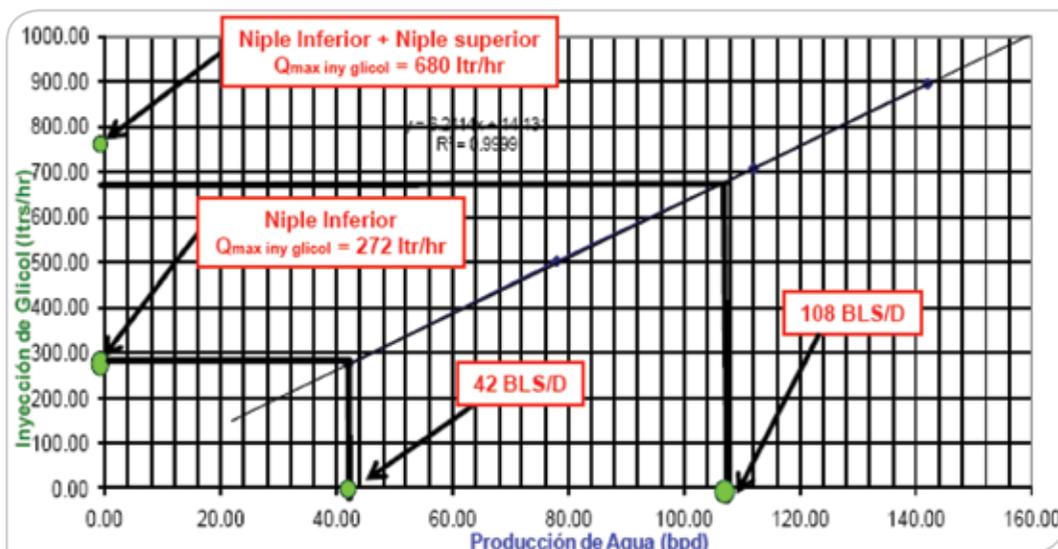


Figura 13. Cálculo de la capacidad de inhibición con los niples a emplear durante la intervención.

Adicionalmente a lo mencionado en los párrafos anteriores, se han implementado las prácticas operativas siguientes para asegurar el flujo:

- Mantener la inyección de glicol con una relación de uno a uno con respecto al agua, es decir, por barril de agua producido deberá inyectarse un barril de glicol.
- La inyección de glicol inicia a su máximo gasto y de acuerdo al comportamiento, durante la limpieza y aforo del pozo se reduce o mantiene, incluso si es necesario por alta aportación de agua podría suspenderse el aforo.
- En caso de requerir cerrar el pozo, deberá realizarse con la válvula de fondo, ya que generalmente cualquier cierre en superficie podría ocasionar la formación de hidratos.
- Condiciones de seguridad para el pozo e integridad de la plataforma flotante.

Durante la ejecución de actividades de terminación de pozos para la evaluación de los intervalos, se tiene atención especial a las condiciones de seguridad para garantizar la continuidad de la prueba, integridad de los tubulares del pozo y del equipo flotante. De acuerdo a las condiciones meta oceánicas de la localización, así como tirante de agua y fluidos en el pozo, además de las características de la plataforma y sobre todo, del conjunto de preventores submarinos, mediante un equipo multidisciplinario se analizan los diferentes escenarios posibles en el cual se desarrollará la prueba del pozo, definiendo los límites de operación tanto en el pozo como en la plataforma.

Como resultado, se establece la distancia de los arietes de los preventores con respecto a las dimensiones de las válvulas submarinas del aparejo de prueba, de manera que se pueda efectuar la desconexión de la válvula del aparejo, permitiendo el cierre de los arietes ciegos de los preventores submarinos.

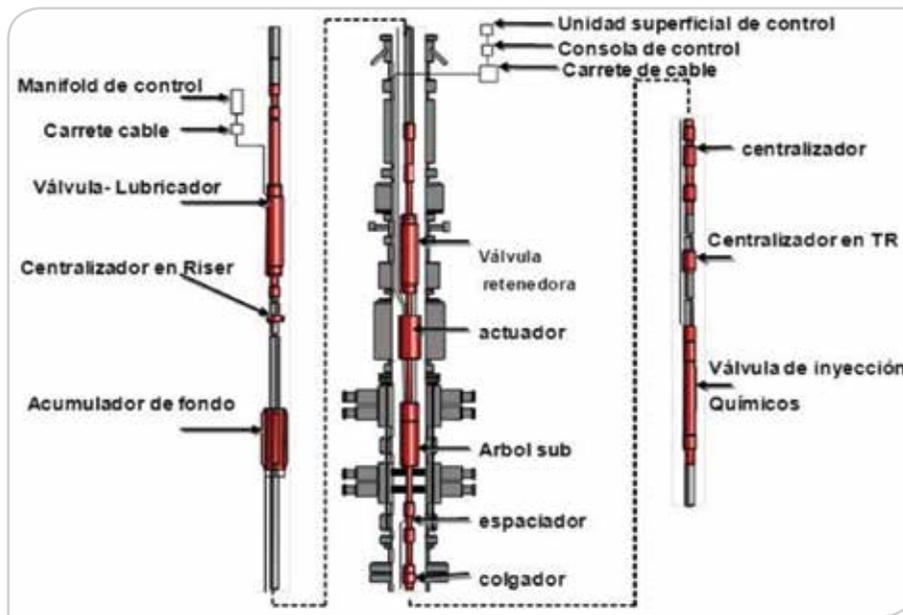


Figura 14. Arreglo de válvulas de fondo y arietes de preventores submarinos

Para la atención a los diferentes escenarios, se establece un cono de seguridad, el cual se define mediante un código de colores, para conocer los límites dentro de los cuales se pueda movilizar la plataforma con respecto al centro del pozo.

Como se indica en la **Figura 15**, una vez que se alcanza una distancia (en este ejemplo), de 15.2 m, se suspenden

actividades. Al llegar el desplazamiento a 30.4 m se procede a la desconexión.

Cabe indicar que el sistema del aparejo de prueba se desconecta de 15 – 20 segundos y LMRP de los preventores en un tiempo de 20-30 segundos.

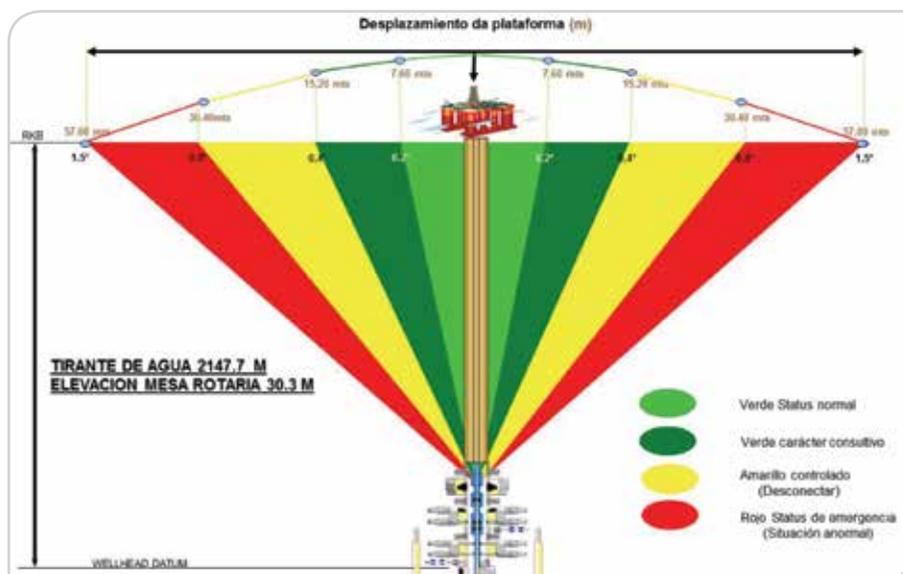


Figura 15. Ejemplo del cono de seguridad.

Conclusiones

Las actividades de terminación de pozos para la evaluación de pozos exploratorios en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México han requerido de la atención a desafíos tecnológicos; entre los cuales se indican:

- Toma de información para la caracterización de los yacimientos, a fin de garantizar la toma de datos a lo largo del aparejo de prueba, así como en tiempo real para la toma de decisiones.
- Aseguramiento de flujo para permitir a los fluidos del pozo alcanzar la superficie, sin tener afectación debido a las condiciones extremas de temperatura nivel del lecho marino. Para este caso es indispensable el análisis particular del tipo de aceite o gas producido, así como las condiciones de flujo, para definir los volúmenes del inhibidor químico y determinar la profundidad de colocación de los nipples para la inyección de los químicos.
- Seguridad del proceso, en este caso es necesario el establecimiento de límites de operación, tanto de las válvulas de fondo como del desplazamiento lateral

de la plataforma, siendo esta aplicación de carácter estricto.

Las tecnologías aplicadas cumplen el objetivo de obtener la información del intervalo, con determinación de datos de presión y temperatura en los puntos claves del aparejo de prueba. Esto permite la evaluación completa, tipo de yacimiento, parámetros roca-yacimiento, fluidos, propiedades de permeabilidad, saturación de agua, daño, límites, etc.

Destaca el hecho de que varias de estas tecnologías utilizadas en México, tienen su aplicación por vez primera a nivel mundial y con resultados positivos.

Las lecciones aprendidas y documentadas en este trabajo, apoyan la mejora de los procesos de evaluación a aplicar en los intervalos exploratorios con ambientes marinos bajo condiciones extremas. A la vez permite identificar los aspectos tecnológicos a implementar a corto plazo para garantizar la definición de los yacimientos.

Con esta mejora continua, la Ingeniería Mexicana da atención a las actividades de terminación de intervalos exploratorios en las aguas ultra profundas de nuestro país, en condiciones técnicas eficientes y en un marco de seguridad.

Semblanza

Ing. Aciel Olivares Torralba

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. De 1985 a 1987 laboró en la Comisión Federal de Electricidad como especialista de yacimientos.

En 1987 ingresó a Petróleos Mexicanos como Ingeniero de Operación a bordo de Plataformas Marinas, trabajó como Coordinador de Operaciones en la Unidad Operativa Suroeste y como Superintendente de Terminación y Mantenimiento a Pozos, adscrito a la Subgerencia de Ingeniería y Diseño, División Marina.

Tiene un diplomado en “Planeación Estratégica, Mercadotecnia y Administración de Proyectos”, y es parte del grupo de Especialistas en aguas profundas de la unidad de negocios de perforación. A la fecha se desempeña como Jefe de la Unidad Operativa de Aguas Profundas.

Integrante del Colegio de Ingenieros Petroleros y miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.