

Asegurando el flujo de aceite pesado en el área de Perdido, lecciones aprendidas en prueba de presión del pozo Trion-1DL

Gerardo Bravo García

gerardo.bravo@pemex.com

Tomás Cervantes Baza

tomas.cervantes@pemex.com

Pemex Exploración y Producción

Subdirección de desarrollo de campos

Gerencia de proyectos de aguas profundas

Información del artículo: recibido: mayo de 2016-aceptado: junio de 2016

Resumen

El presente artículo muestra las lecciones aprendidas y el trabajo realizado para fluir de manera exitosa un pozo de aceite pesado en aguas ultraprofundas con un empaquetamiento de grava, las implicaciones del uso de este tipo de técnicas en pozos exploratorios, la metodología seguida para identificar riesgos y mitigarlos considerando aspectos de aseguramiento de flujo. Además se muestra el análisis de la prueba de presión y la información registrada durante la misma.

Palabras clave: Prueba de pozo, aguas profundas, aseguramiento de flujo, aceite pesado, empaquetamiento de grava.

Ensuring the flow of heavy oil in the area of Perdido, lessons learned well pressure test Trion-1DL

Abstract

This paper presents the lessons learned and all the work done to successfully flow a heavy oil well with sand control in ultra deepwater. It is shown the implications of using gravel pack in an exploratory well, the methodology used to assess and mitigate risk considering flow assurance issues. It is also shown the transient well analysis and the information gathered during the well test.

Keywords: Well test, deepwater, flow assurance, heavy oil, gravel pack.

Introducción

El campo Trion fue descubierto en 2012 con la perforación del pozo Trion-1 en un tirante de agua de 2525 m; se localiza en el área del cinturón subsalino de Perdido en el Golfo de

México, a 214 km de la ciudad de Matamoros y a 39 km de la frontera con Estados Unidos. El campo consta de dos yacimientos de aceite en las formaciones Eoceno Inferior Wilcox-100 y Wilcox-350

Con el objetivo de delimitar los yacimientos, se perforó en 2013 el pozo Trion-1DL en un tirante de agua de 2564.5 m. Su perforación estuvo marcada por eventos que obligaron a replantear la trayectoria en dos ocasiones. El primero, en la trayectoria vertical se atascó una herramienta cuya función era registrar presiones, temperaturas y hacer fluir intervalos de interés. Por esta razón se realizó una perforación direccional (ventana) que cortó los acuíferos de ambos yacimientos, por lo que fue necesario modificar por segunda ocasión la trayectoria para cortar los yacimientos en la zona de aceite.

A principios de 2014 se realizó la única prueba de presión producción en el campo hasta hoy, en el yacimiento de Wilcox-100, fluyendo aceite de densidad 21 API.

Debido a que no existe una convención internacional sobre a partir de qué profundidad se considera aguas profundas, cada región del mundo tiene su propia definición. En la **Tabla 1** se muestra la clasificación de acuerdo al tirante de agua para diferentes regiones en el mundo, los límites se indican en metros. Se puede apreciar que no importa de qué región se trate, Trion se encuentra en aguas ultraprofundas.

Tabla 1. Clasificación de aguas profundas de acuerdo al tirante de agua, m.

Definición de aguas	México	EUA	Mar del Norte	Brasil
Someras	< 500	< 400	< 300	< 400
Profundas	500-1500	400-1300	300-2000	400-1000
Ultra profundas	>1500	>1300	> 2000	> 2000

Las aguas profundas y ultraprofundas son un medio ambiente desafiante en el que se presentan fenómenos físicos y termodinámicos que promueven la formación de hidratos, asfaltenos y ceras. Adicionalmente, la mayoría de yacimientos en aguas profundas presentan riesgo de producción de arena. Debido al tiempo y los costos que implica remediarlos¹, en conjunto o por sí solos, estos fenómenos pueden comprometer la producción, la viabilidad de pozos y proyectos. Es por lo anterior, que el aseguramiento del flujo en aguas profundas requiere de: análisis térmicos e hidráulicos del sistema de producción, tanto en estado estacionario como transitorio; detección y mitigación de riesgos de formación de hidratos, ceras y asfaltenos; planeación y seguimiento riguroso de la ejecución de pruebas de presión-producción; evaluación de resultados; así como asimilación de lecciones aprendidas para aplicarlas en las fases de desarrollo y de explotación de campos.

Desarrollo

Los yacimientos descubiertos hasta esa fecha en aguas profundas en México habían tenido la característica de estar asociados a areniscas poco consolidadas o no consolidadas, por lo que para poder realizar pruebas de presión-producción se requería instalar un sistema de control de arena. El yacimiento de Trion en Wilcox-100 no fue la excepción y presentaba riesgo de producción de arena.

Las pruebas de presión que se han realizado en aguas profundas, incluyendo la única en el campo Trion, son las conocidas como DST, (Drill Stem Test). En México, el aparejo ha evolucionado desde el concepto sencillo de DST, que consistía en utilizar la tubería de perforación con empacador en agujero descubierto, hasta contar con pistolas bajadas con la tubería de perforación o TCP (Tubing Conveyed Perforating), sensores presión-temperatura

(P-T) de memoria, sensores P-T con transmisión a tiempo real, válvula de cierre en fondo para eliminar el efecto de almacenamiento del pozo, válvula de circulación, niples de inyección de inhibidores de hidratos y cedazos como método de control de arena.

Para la prueba del pozo Trion-1DL se utilizó como control de arena, por primera vez en aguas profundas de México, la técnica de empacamiento de grava con alto gasto de agua o HRWP (High Rate Water Pack). Ésta consiste en bombear la grava contra la formación y mantenerla en posición utilizando un cedazo. La presión a la que se inyecta es mayor a la presión de fractura de la formación, lo que asegura que una pequeña fractura se forme en la vecindad del pozo y se empaque con grava. Se realiza con agua (salmuera), debido a que se pierde en la formación con mayor facilidad que los geles y esto ayuda a controlar el crecimiento de la fractura.

Esta consideración es muy importante porque, de no controlarse la altura de una fractura, se puede comunicar el acuífero con la zona disparada y tener producción temprana de agua de formación, lo cual incrementa el riesgo de formación de hidratos en un pozo de aguas profundas.

Un tratamiento adecuado de HRWP debería generar fracturamiento, lo cual amplía los disparos más allá de la zona de daño y los empaqa, por lo que no debería generar caídas de presión que comprometan el flujo². En comparación con el empacamiento de grava (gravel pack),

el HRWP debe generar un daño menor. Entre mejores propiedades posea la fractura, menor daño a la formación genera el control de arena³.

Diseño de la prueba

El diseño de la prueba de Trion-1DL consideró el sistema de control de arena instalado, con las características y efectos en el flujo asociados a él; sin embargo, el diseño del mismo escapa del alcance del presente trabajo.

Para tener certeza sobre las operaciones que se implementarán, deben simularse todas ellas y plasmarse en un programa operativo óptimo. De esta forma se reducen los tiempos de ejecución y requerimiento de materiales, lo que finalmente representa una reducción de costos⁴.

El primer paso para una simulación efectiva tiene que ver con el fluido del yacimiento. Se debe tener certeza de que los análisis PVT son de calidad, el fluido es representativo y se encuentra caracterizado. El objetivo es conocer las propiedades del mismo a diferentes condiciones de presión y temperatura. Una caracterización completa del fluido de formación incluye la determinación de la curva de formación de hidratos, curva de aparición de ceras, curvas de asfaltenos y por supuesto la envolvente de fases, **Figura 1**.

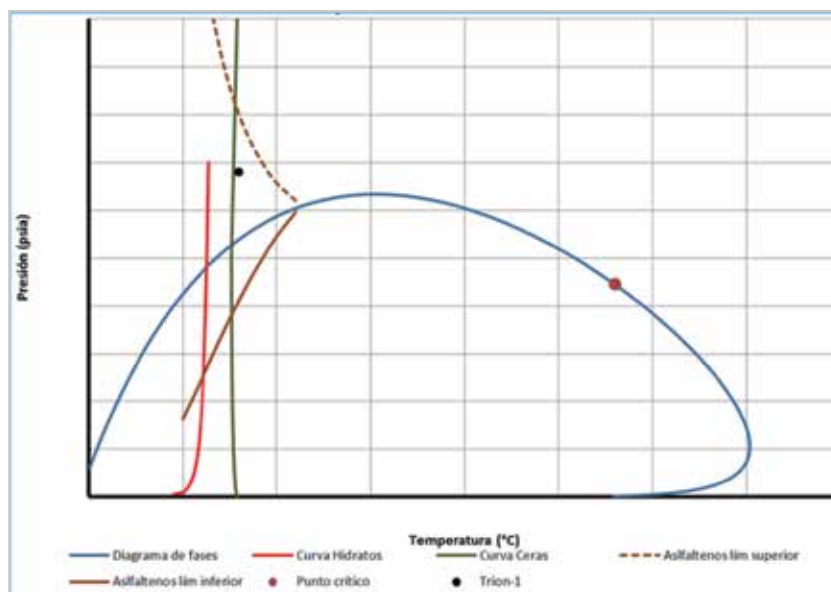


Figura 1. Envoltentes del fluido del yacimiento.

Sin embargo, lo anterior es difícil de lograr con pozos exploratorios debido a que muchas veces se tiene que trabajar con fluidos de pozos de correlación. Incluso muestras del mismo campo tomadas en diferentes pozos pueden tener variaciones en sus características tales como la densidad API, RGA y viscosidad. Estas diferencias tienen que ver muchas veces con las técnicas de muestreo y la pureza de las muestras, lo que finalmente determina si son representativas o no⁵.

Una particularidad de cualquier ambiente de aguas profundas es la temperatura del medio. Se han hecho mediciones exhaustivas en el Golfo de México y si bien los resultados presentan una variación dependiendo de la región y la época del año, se puede decir que a partir de 1000 m de profundidad la temperatura del agua es de 4°C, **Figura 2**. Los fluidos al moverse por el aparejo estarán influenciados por esta temperatura e invariablemente se presentará el riesgo de formación de hidratos y precipitación de ceras.

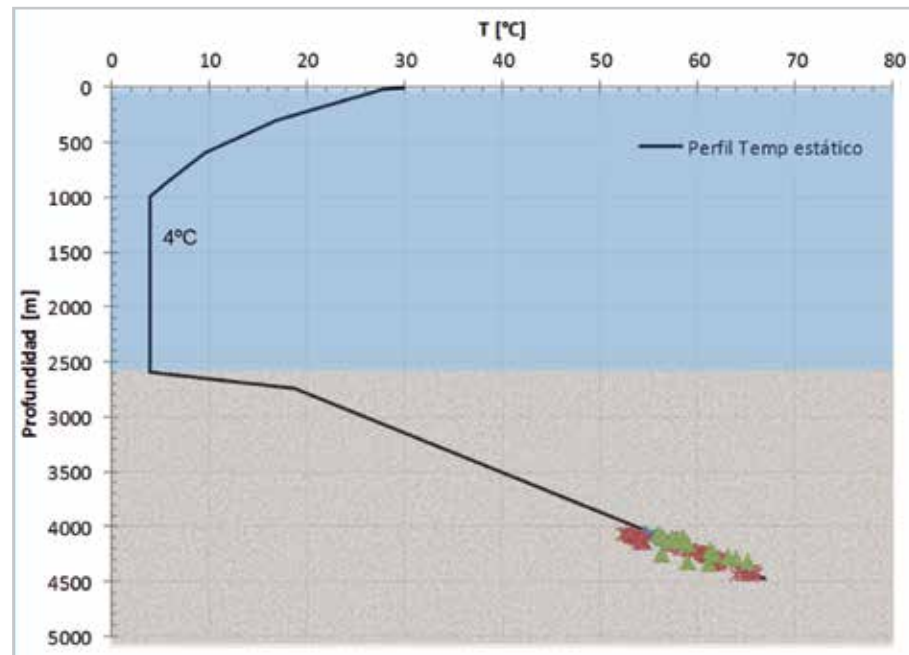


Figura 2. Perfil de temperatura estático.

Si bien la precipitación de ceras genera una reducción gradual del diámetro interno cuyos efectos pueden o no ser evidentes en una prueba de presión, la formación de hidratos es un fenómeno súbito que puede generar tapones de cientos de metros en cuestión de minutos¹. Remover un tapón de hidratos en aguas profundas puede comprometer la economía y viabilidad de una prueba de pozo o de un desarrollo de campo inclusive. Su formación requiere cuatro condiciones: agua, hidrocarburo ligero, alta presión y baja temperatura.

Para mitigar el riesgo de hidratos se utiliza un inhibidor termodinámico: Monoetilenglicol (MEG). Éste interactúa con el agua y el efecto que genera es desplazar la curva de formación de hidratos hacia la izquierda en un gráfico P-T, dando una región libre más grande en la cual poder operar. El grado de protección que otorga depende de la concentración en peso con respecto a la fase acuosa, **Figura 3**.

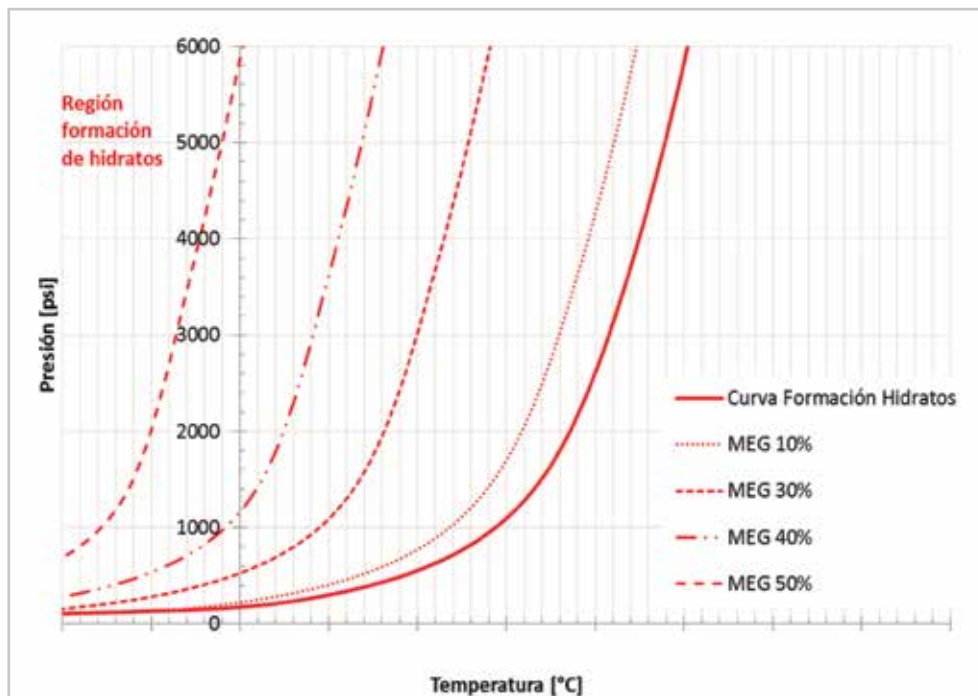


Figura 3. Efecto del MEG en la curva de formación de hidratos.

En las pruebas de presión en aguas profundas se tienen las condiciones idóneas para que se formen hidratos, debido a que se presentan bajas temperaturas (hasta 4 °C), altas presiones, se produce hidrocarburo ligero y agua asociada a él. Con base en lo anterior, cualquier prueba de presión en aguas profundas debe considerar la inyección de inhibidor de hidratos de forma continua.

Para evaluar el riesgo de ceras se debe construir la curva de formación de las mismas. Ésta divide en dos regiones a un gráfico presión-temperatura; a la derecha de la curva no existe riesgo, a la izquierda de la curva se encuentra la región de riesgo de precipitación de ceras. En otras palabras, el riesgo de ceras se presentará después de que los fluidos se enfríen a partir de la temperatura de yacimiento. El punto en el que se comienzan a formar los primeros cristales de ceras se le conoce como temperatura de aparición de ceras (TAC, WAT o cloud point en inglés). Éste se puede determinar por las técnicas de calorimetría de barrido diferencial o DSC (differential scanning calorimeter), microscopía de polaridad cruzada o CPM (crossed polarized microscopy), medición de la viscosidad y por espectrometría⁶.

Esta última técnica puede utilizarse en combinación con celdas PVT para manejar muestras de aceite vivo. Los

experimentos pueden realizarse con muestras preservadas a presión, de esta forma se asegura que no haya existido precipitación previa. Se fluye de una celda a otra, utilizando entre ellas un espectrómetro y un filtro. Las lecturas de transmitancia y diferencial de presión a través del filtro ayudan a determinar la aparición de ceras. A diferencia de los experimentos de expansión para un PVT, en una prueba de ceras se fija la presión y se realiza un barrido en temperatura; comenzando por encima de la temperatura de yacimiento y hasta un valor mínimo de interés. Para el caso de campos en aguas profundas es recomendable llegar a 4°C o a la mínima temperatura esperada en el sistema.

En el caso de pozos exploratorios, no es posible tener una muestra de fluido y experimentos de aparición de ceras previo a una prueba de presión-producción. Para compensar esto se utilizan modelos termodinámicos que predicen el equilibrio vapor-líquido y sólido-líquido, logrando así calcular las fracciones vapor, líquido y sólido para cualquier presión y temperatura⁷. Además, estos modelos incluyen correlaciones para determinar características del aceite como la TAC. Así se puede construir una curva de aparición de ceras para diferentes presiones y temperaturas; de cualquier forma, se requiere conocer por lo menos la cromatografía y es recomendable ajustar esa curva con

puntos experimentales de TAC. En el caso particular de Trion, la curva de ceras se obtuvo mediante ecuaciones de estado y correlaciones de un software de análisis PVT.

Considerando los elementos previamente descritos se construye el modelo de pozo para simular en condiciones transitorias las operaciones a efectuar, **Figura 4**. El modelo incluye el perfil de temperatura del medio ambiente, curva de hidratos, los accesorios, válvulas, puntos de inyección y sensores instalados en el pozo; la afluencia del

yacimiento al pozo se modela con una curva de IPR (Inflow Performance Relationship). El modelado transitorio se realiza para el pozo y líneas de producción, la razón de modelar de forma transitoria se debe a que al pasar de un estado presión-temperatura inicial a un estado de flujo pseudoestacionario se pueden presentar fenómenos en el pozo (expansión de fluidos, enfriamiento excesivo, colgamiento o bacheo), que presentan riesgos particulares que deben ser identificados y mitigados.

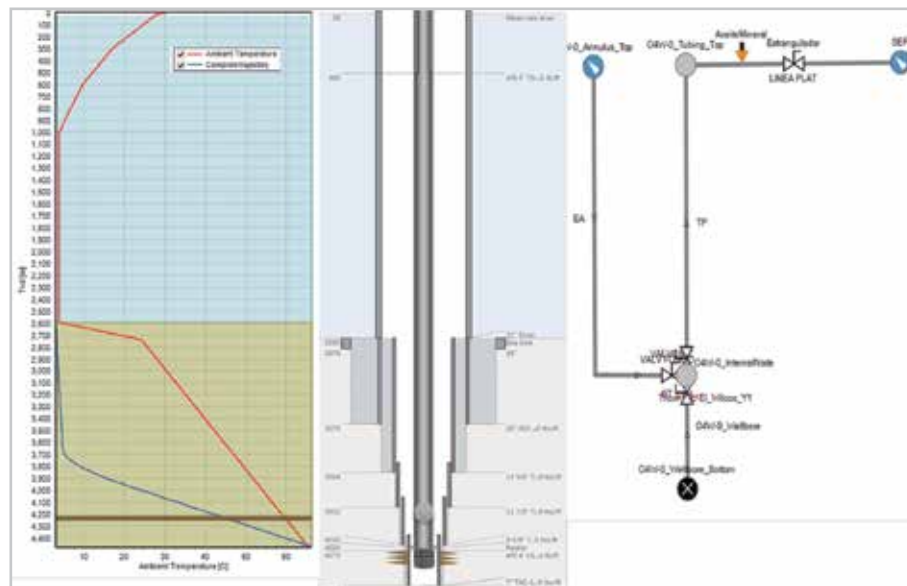


Figura 4. Modelo de pozo en estado transitorio.

Entre las operaciones que se simulan se encuentra el desplazamiento de fluidos utilizando la válvula de circulación, con el objetivo de generar el bajobalance para el arranque de pozo; se analizan diferentes escenarios de arranque utilizando nitrógeno (N_2), diesel o aceite sintético. Se simulan secuencias de apertura para la limpieza y aforo, cuidando que el diferencial de presión que se le genera a la formación no supere el máximo permisible para preservar la integridad mecánica de la roca. Además, se determina el

punto de inyección del inhibidor así como la concentración de inhibidor necesaria. Esto se hace con base en la temperatura diferencial de formación de hidratos y el punto donde se libere el gas disuelto (donde la presión es igual a la presión de burbuja). En la **Figura 5** se muestra el efecto que tiene inyectar MEG, al 50% en peso, en la temperatura diferencial de formación de hidratos. La inyección se realiza a 3,300 m de profundidad en el pozo.

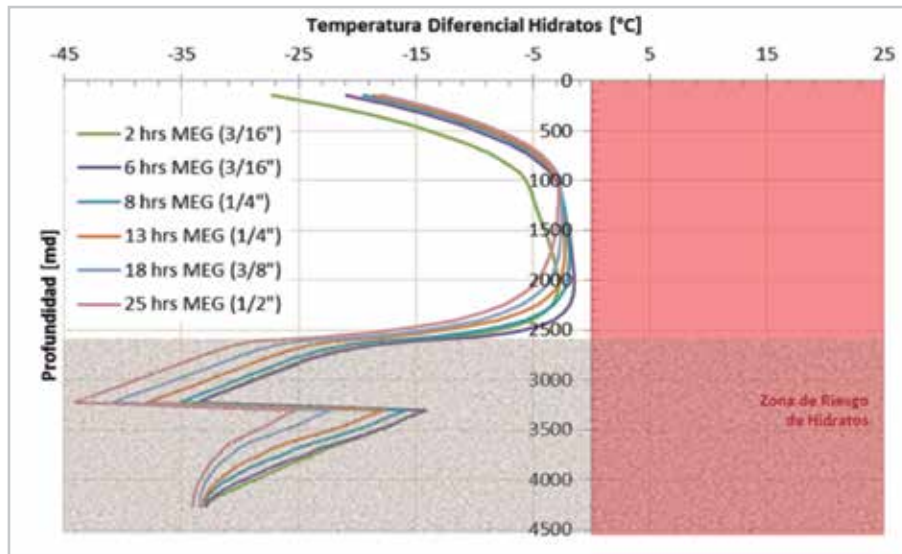


Figura 5. Efecto de inyectar MEG en el riesgo de formación de hidratos.

La zona de riesgo es la parte positiva de la gráfica; se observa que los perfiles del pozo no entran en ella. En la Figura 6 se muestra la profundidad a la cual se libera el gas en el pozo, la cual evidentemente depende de las caídas de

presión generadas en el mismo. Mientras mayor es el flujo y mayor es la caída de presión, más profundo se libera el gas y, si la temperatura es propicia, más profundo en el pozo se presenta el riesgo de hidratos.

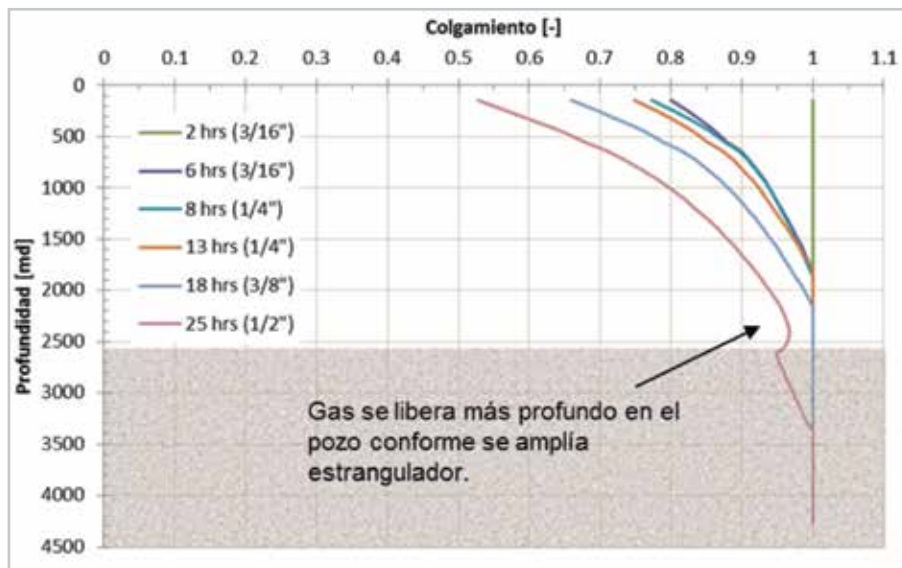


Figura 6. Liberación de gas en el pozo para diferentes tiempos.

Una vez que se define el escenario óptimo de arranque, limpieza y medición del pozo, se obtienen perfiles de presión y temperatura para diferentes tiempos de la simulación. Estos perfiles se superponen a la curva de ceras y se determina el punto de aparición de las mismas,

Figura 7. Se puede observar que la TAC mayor se presenta al arranque del pozo (t=0 hrs) y que ésta disminuye conforme se presentan cambios en la presión dentro del pozo. Esta temperatura de riesgo (t=0 hrs), es la que se utiliza para diseñar la prueba y establecer estrategias de mitigación.

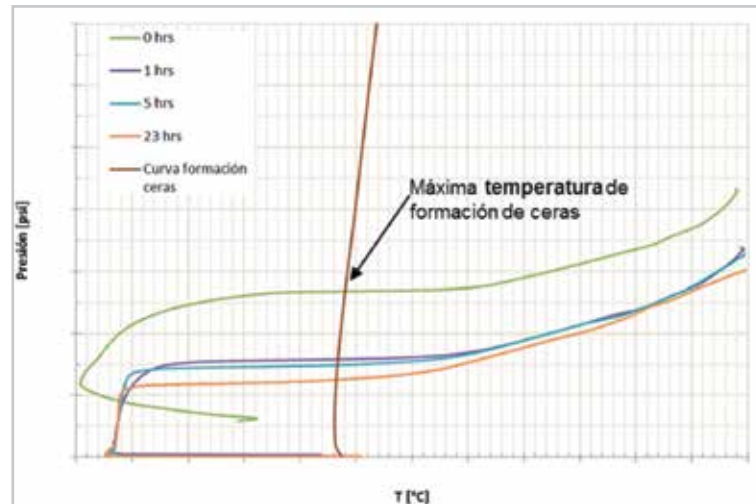


Figura 7. Determinación de máxima temperatura de formación de ceras.

Adicionalmente, se simula el cierre en fondo para generar la curva de incremento de presión, y se establece un procedimiento seguro para sacar los fluidos del pozo durante el mismo y sin necesidad de una intervención adicional para no alterar la respuesta de yacimiento. Si simultáneamente al cierre se disminuye la contrapresión que ejerce el separador

a un valor cercano a la presión atmosférica (quemador), el gas disuelto en el aceite se libera ocasionando un efecto de levantamiento artificial por gas (bombeo neumático o gas lift), **Figura 8.** Esto hace que los primeros 1,500 metros de la tubería se queden libres de aceite, **Figura 9.**



Figura 8. Cierre en fondo y liberación de fluidos por baja presión

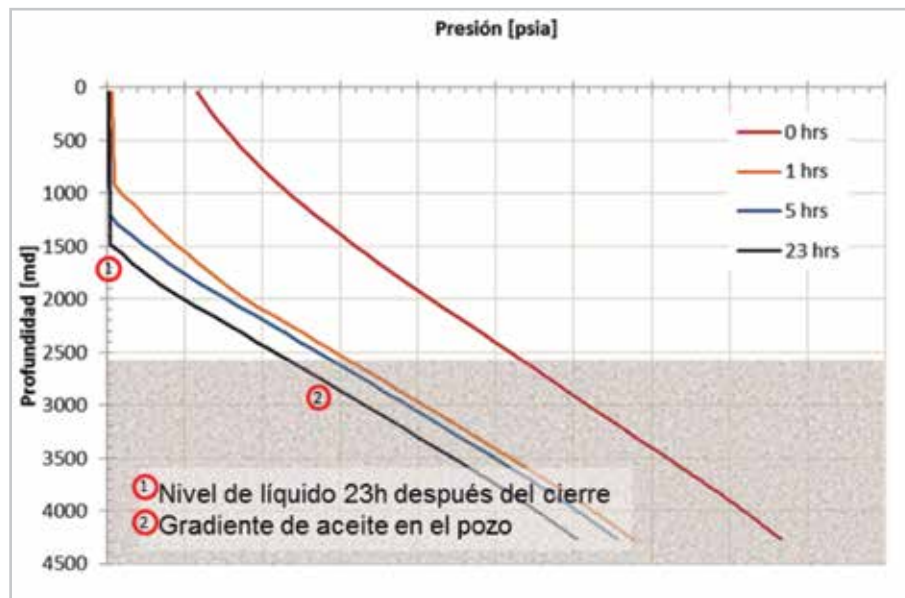


Figura 9. Nivel de líquido final en el pozo después de un cierre.

Los hallazgos como requerimientos del desplazamiento para bajobalance, profundidades de niples de inyección de inhibidor de hidratos, dosificaciones de inhibidor recomendadas, la secuencia óptima de diámetros de estrangulador para limpieza y foro, así como recomendaciones para el cierre en fondo como manejo de contrapresión para sacar fluidos de forma natural y evitar el depósito de ceras, tiempo de desfogue y ciclado de válvulas, son plasmados en el programa operativo de la prueba de presión-producción.

Ejecución de la prueba

Durante la terminación del pozo se utilizó una salmuera de densidad 1.26 g/cm^3 , tanto para la operación de disparos como para bombear la grava durante el HRWP. La salmuera ejercía una presión de 900 psi mayor a la de la formación, por lo que el pozo se encontraba en sobrebalance. A partir del disparo, la salmuera se perdía hacia la formación y había que llenar el pozo de forma continua.

En la **Figura 10** se muestran los parámetros registrados durante la operación de control de arena. En rojo se muestra la presión en cabeza de pozo, en azul claro el gasto por TP, en verde el gasto por EA y en morado la concentración de apuntalante que es bombeado hacia la formación. La parte superior de la Figura 10 muestra la operación de colocar el apuntalante en TP por encima del empacador, se observa que el volumen total del mismo se bombeó en los primeros 20 minutos de operación y la presión alcanzó un máximo de 500 psi. La parte inferior muestra cuando el apuntalante se bombea hacia el EA que se forma por debajo del empacador entre los disparos y los cedazos; alrededor de las 10:08 se observa una presurización mayor a 3000 psi, éste corresponde al empacamiento contra los disparos. A pesar de que la concentración que se logró de apuntalante en la formación fue de 30 contra 50 lb/ft que se tenía programado, el control de arena fue reportado como éxito operativo. Al no utilizarse trazadores no hubo registro para determinar la distribución real de la grava.

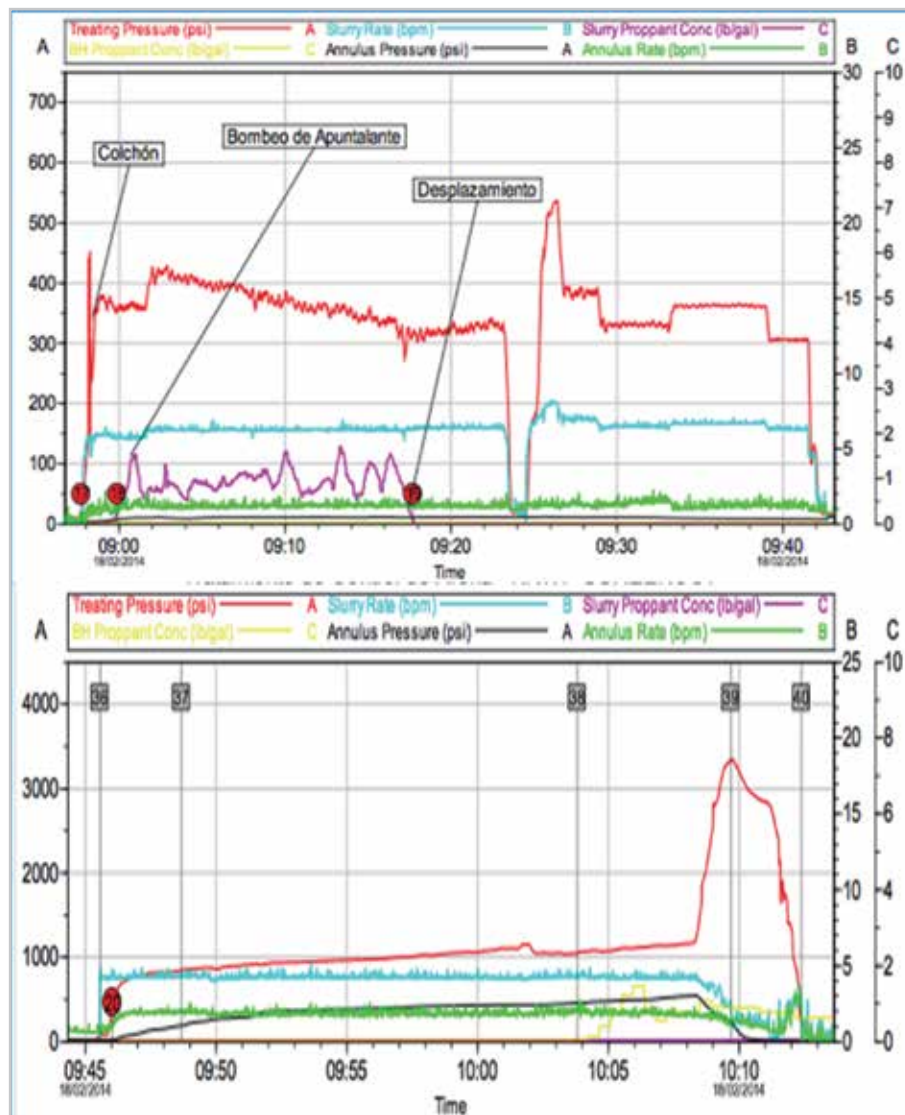


Figura 10. Presiones y gastos durante el HRWP.

Debido a la densidad de la salmuera utilizada se presentaron problemas al momento de arrancar el pozo. Se intentó dos veces fluir generando un bajobalance con aceite sintético. Pero a medida que los fluidos provenientes del yacimiento entraban al pozo (salmuera inyectada), la densidad de la columna dentro de él se incrementaba y dejaba de fluir. En la **Figura 11** se muestra el comportamiento de la presión registrada en el sensor de fondo durante toda la prueba de

presión producción, el eje vertical corresponde a la presión y el horizontal al tiempo. Entre más alto en la vertical, mayor el valor de presión, el tiempo se incrementa a la derecha de la gráfica. Los valores bajos de presión corresponden a intentos de arranque o periodos de flujo, los valores altos corresponden a periodos sin flujo del pozo. Con las letras a y b se indica en la gráfica los dos intentos por arrancar el pozo.

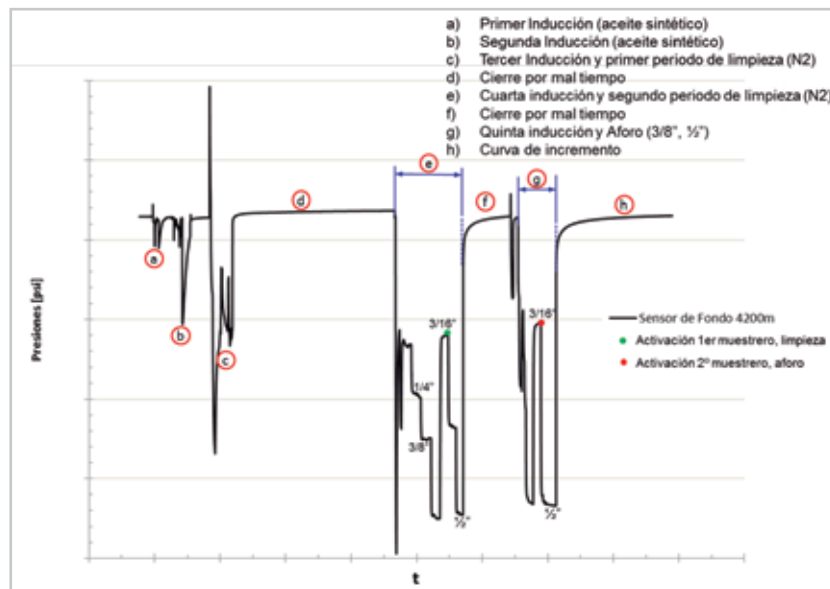


Figura 11. Respuesta de presión de fondo de la prueba.

La solución fue permitir que el pozo recuperara nivel, una vez que dejaba de fluir se cerraba en fondo, se circulaba en inversa, a través de la válvula de circulación, para desalojar fluidos pesados con bomba y se volvía a inducir. De esta forma, se recuperaba de manera artificial el volumen de salmuera que se inyectó durante el HRWP.

La tercera inducción se realizó con N_2 , una práctica convencional en pruebas de pozos previamente perforados en aguas profundas en México; y el pozo se manifestó satisfactoriamente, (Figura 11, c), sin embargo, debido al mal tiempo se hizo un cierre prolongado, (Figura 11, d).

Se realizó una cuarta inducción y un segundo periodo de limpieza, (Figura 11, e) y se seleccionaron los estranguladores para aforar el pozo; posteriormente, se realizó un cierre adicional por mal tiempo (Figura 11, f); y finalmente, se llevó a cabo la medición y el registro de la curva de incremento, (Figura 11, g y h).

Durante toda la prueba se inyectó MEG en una relación de un barril por cada barril de agua producida. Para cada cierre de pozo, se desfogaba por completo la presión en la TP para minimizar la incrustación de ceras.

Al final del segundo periodo de aforo se tomó una muestra de fluido en fondo de pozo (punto rojo del Gráfico 11), esta muestra fue preservada a presión por encima de la presión de yacimiento. Mediante análisis de laboratorio se determinó que se trataba de un aceite 4 °API más pesado de lo que originalmente se había estimado del pozo exploratorio y muestras de probadores de formación. Esto es entendible debido a que los pozos se perforan con lodos base aceite y el filtrado tiende a contaminar las muestras, aligerándolas. Para eliminar el efecto del filtrado de lodo deben realizarse flujos extendidos con probadores de formación, lo cual no siempre es posible; o bien eliminar la presencia de contaminantes mediante métodos numéricos⁵. En términos generales, una muestra de prueba de presión-producción presenta menor contaminación con respecto a una de probador de formación, además da certeza sobre parámetros como la relación gas aceite (RGA) o la relación condensado gas (RCG).

La muestra se envió posteriormente a laboratorio para análisis PVT. Algunos de los resultados se muestran en la **Tabla 2**. No existe una convención sobre definición de aceite pesado, sin embargo, una clasificación común⁸ se muestra en la **Tabla 3**, confirmándose que el de Trion se trata de un aceite pesado y poco viscoso.

Tabla 2. Propiedades del fluido de Trion.

Parámetros del fluido		
$\mu_{o@CY}$	2.57	cp
$\mu_{o\text{ ac muerto}}$	41.92	cp
RGA	110.9	m ³ /m ³
API	20.95	

Tabla 3. Clasificación de acuerdo a la viscosidad del aceite muerto.

Aceite	Ligero	Medio	Pesado	Extra pesado	Bitumen
API	>31.1	22.3-31.1	10-22.3	<10	<10
Densidad relativa	<0.87	0.87-0.92	0.92-1.00	>1.00	>1.00
$\mu_{o\text{ ac muerto}}$ [cp]	<100	<100	100-10,000	100-10,000	>10,000

Evaluación de la prueba

Al realizar el análisis de la curva de incremento de presión, resultó que el modelo que mejor representaba la geometría de flujo del yacimiento fue un radial homogéneo con efecto de fronteras en forma de U (40,100 y 150 m), **Figura 12**.

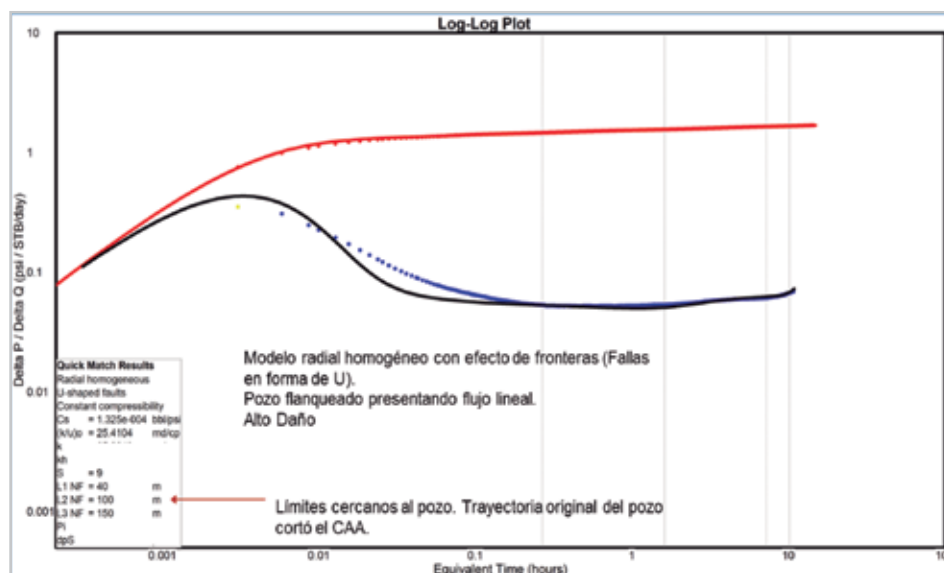


Figura 12. Ajuste de curva de incremento.

Las fronteras detectadas en la interpretación de la prueba fueron consistentes con la información recabada durante la perforación, es decir, el pozo se encuentra cerca de los límites del yacimiento.

Un hallazgo relevante fue que el pozo presentaba un daño alto ($S=9$), más del doble del estimado originalmente durante la etapa de diseño, y la presión de yacimiento era similar a la estimada con probadores de formación. Una observación adicional es que el yacimiento no presenta geometría de flujo debido a fractura (flujo bilineal), lo que indica que el control de arena no prolongó los disparos y en vez de ejecutarse un HRWP se realizó sólo un empacamiento de grava.

En la **Figura 13** se muestra en color azul la presión registrada con el sensor de fondo durante el aforo y la respuesta del yacimiento durante la curva de incremento; en rojo se muestra la reproducción de la presión con el modelo ajustado y en negro se muestra el gasto de aceite constante para los dos periodos de aforo. Al reproducir la respuesta de presión en los periodos de flujo y en el cierre, se valida el modelo de ajustado. Es evidente que aún en el último periodo de medición el pozo estaba desalojando fluido más pesado que el del yacimiento, en la curva azul se identifica con un incremento de presión en el segundo periodo de medición.

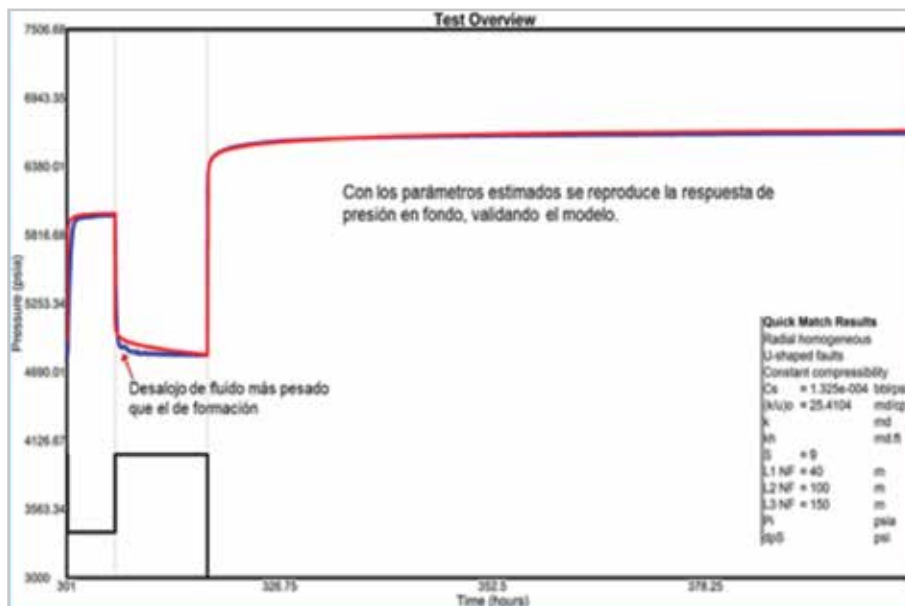


Figura 13. Validación de interpretación de la prueba.

Con los resultados de medición e interpretación como gastos, presiones, temperaturas, permeabilidad, daño y fronteras, se estimó la productividad del pozo; el potencial resultó ser tres veces menor que el pronosticado, **Figura 14**. Al modificar el daño en el modelo predictivo, se encontró un buen ajuste de la curva IPR con respecto a la información

registrada. En este gráfico se muestran en puntos los periodos de limpieza y aforo, al compararlos se observa que el pozo se limpiaba gradualmente ya que la presión de fondo fluyendo tiende a incrementarse después de cada periodo de limpieza.

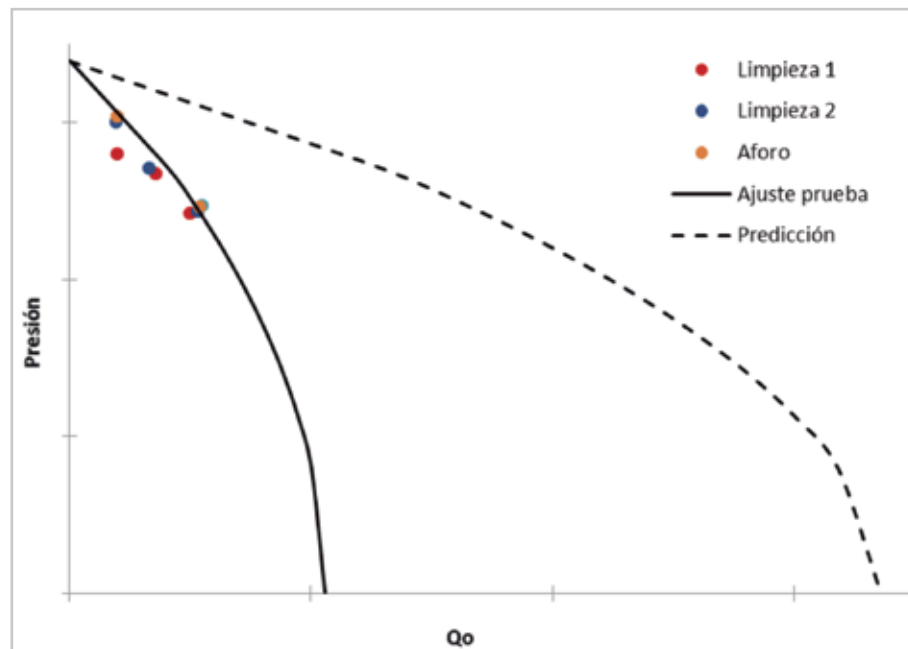


Figura 14. Comparativo de IPR del pozo, predicción vs resultados.

Lecciones aprendidas

Como se describió en la sección *Ejecución de la prueba*, el pozo presentó problemas para fluir. Era importante descubrir los factores que habían incidido para que presentara un comportamiento diferente al previsto en la etapa de diseño, mismo que dificultó el flujo y comprometió el éxito de la prueba. Entre estos factores se encuentran:

1. La densidad del aceite resultó ser 4 grados API más baja de lo que se midió de la muestra de probador de formación, y por ende más viscoso. Un fluido más pesado y viscoso presenta mayor resistencia a fluir al generar mayores caídas de presión que uno ligero.
2. La densidad de la salmuera de terminación que fue utilizada para realizar el HRWP generaba una contrapresión que el yacimiento no podía vencer.
3. El HRWP no logró prolongar los canales de los disparos y pasar la zona de daño, terminando sólo en un empacamiento de grava que generó alto daño.
4. El utilizar diesel para generar bajobalance dificultó el arranque del pozo. Esto va contra la buena práctica establecida en otros pozos de aguas profundas de

México, la cual consiste en generar el bajobalance desplazando directamente la salmuera con N_2 utilizando una válvula de circulación en fondo de pozo y posteriormente inducirlo.

5. El volumen de salmuera perdida hacia la formación desde la operación de disparos y la salmuera inyectada durante el HRWP dificultó el arranque de pozo. Además, extraer ese volumen de salmuera requirió de tiempo adicional para limpieza de pozo, lo cual aunado a las condiciones climatológicas adversas extendió la prueba más allá del programa. Del tiempo total que duró la prueba, sólo el 23% (92 hrs) corresponde a flujo de pozo. De este tiempo, sólo el 20% (18 hrs) corresponde a periodos de aforo. En otras palabras, el 80% (74 hrs) del tiempo de flujo se dedicó para limpieza de pozo. Si se considera que una limpieza típica toma de 12 a 24 hrs, en Trion se consumió el triple de tiempo en esta actividad.

Sin embargo, se puede decir que a pesar de las dificultades encontradas, fue posible evaluar el yacimiento, determinar sus propiedades y delimitarlo, así como determinar las propiedades del fluido.

La información recabada en Trion-1DL es importante para planear el desarrollo del campo; en esta fase debe

seleccionarse la técnica adecuada de control de arena que permita cumplir con los objetivos de producción.

Conclusiones

- La identificación y **mitigación de riesgos** como la formación de hidratos y ceras es **crucial** para el **éxito** en una prueba en aguas ultraprofundas.
- Si se conocen las presiones de yacimiento se deben utilizar para seleccionar la densidad del fluido de terminación de tal forma que facilite el arranque.
- Para pruebas de presión, si la distribución de tamaño de grano lo permite, se deben considerar sistemas de control de arena sencillos: cedazos.
- Un sistema de control de arena sofisticado requiere de análisis de granulometría, pruebas a núcleos como esfuerzos triaxiales, a la compresión no confinada (UCS), prueba de cilindro hueco (TWC) y certeza sobre la información de entrada como perfil de esfuerzo mínimo, módulo de Young, relación de Poisson y propiedades petrofísicas como permeabilidad, porosidad, presión y temperatura. Adicionalmente se requiere realizar pruebas de minifrac para ajustar el diseño del control de arena, el programa de bombeo y la geometría de la fractura.
- La ejecución de un control de arena no garantiza una prueba de pozo exitosa ni que se cumplan los objetivos de producción.
- Es conveniente establecer parámetros de evaluación de los trabajos de control de arena en función de la geometría de la fractura (como longitud y ancho), longitud anular realmente empacada, daño; así como en parámetros de producción, como el efecto en el índice de productividad para pozos de aceite por encima de la presión de burbuja y en los coeficientes de flujo darciano y no darciano de la ecuación de Forchheimer para pozos de gas.
- Debe considerarse la incertidumbre en la densidad API, relación gas aceite y presión de burbuja asociada a las muestras de probadores de formación; en la caracterización de este tipo de muestras deben emplearse métodos de descontaminación por fluidos base aceite para predecir correctamente

el comportamiento de fases y propiedades como densidad, viscosidad, presión de burbuja, entre otras⁵.

- El análisis transitorio de presión permitió evaluar el daño después del control de arena, el cual resultó ser del doble con respecto al estimado originalmente; se determinó la capacidad de flujo de la formación; no se observó geometría de flujo debido a fractura; además, se determinaron fronteras del yacimiento cercanas al pozo (40, 100 y 150 m), lo que es congruente con la registrado en la trayectoria original en donde se perforaron los acuíferos.

Referencias

1. Cervantes, T., Bravo, G., Loaiza, J. R. et al. 2012. Drill Stem Test Design Optimization Improves Quality of Reservoir Data and Time Requirements for Deep and Ultra Deep Water Well Testing. Artículo presentado en la Offshore Technology Conference, Houston, Texas, abril 30 - mayo 3. OTC-23629-MS. <http://dx.doi.org/10.4043/23629-MS>.
2. Gozalpour, F., Danesh, A., Tehrani, D. H. et al. 1999. Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behaviour from Samples Contaminated with Oil-Based Mud. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 3-6. SPE-56747-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/56747-MS>.
3. Muryanto, B., Lavoix, F., Anashkin, A. et al. 2015. A Comparison of Frac Pack and High Rate Water Pack in Multizone Single Trip Completion in Mahakam Offshore Block. Artículo presentado en la SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, octubre 20-22. SPE-176499-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/176499-MS>.
4. Powell, K. R., Hathcock, R. L., Mullen, M. E. et al. 1997. Productivity Performance Comparisons of High Rate Water Pack and Frac-Pack Completion Techniques. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 5-8. SPE-38592-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/38592-MS>.
5. Vallejo Arrieta, V., Olivares Torralba, O., Crespo Hernández, P. et al. 2011. Case History: Lessons Learned

from Retrieval of Coiled Tubing Stuck by Massive Hydrate Plug When Well Testing in an Ultradeepwater Gas Well in Mexico. *SPE Prod & Oper* **26** (4): 337-342. SPE-140228-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/140228-PA>.

IPR Inflow Performance Relationship

MEG Monoetilenglicol

N₂ Nitrógeno

Pb Presión de burbuja

P-T Presión y temperatura

TCP Tubing conveyed perforating.

TAC Temperatura de aparición de ceras

Nomenclatura

API Densidad API, definida como

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5, \text{ donde } \gamma_o \text{ es la densidad específica del aceite}$$

DST Drill Stem Test

HRWP High Rate Water Pack

Semblanza de los autores

Gerardo Bravo García

Egresó de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, en donde obtuvo el título de Ingeniero Petrolero en enero de 2008.

De julio de 2006 a enero de 2008 se desempeñó como becario en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados de la FI-UNAM, en la Ciudad de México. En este periodo realizó pruebas para determinar propiedades petrofísicas para núcleos del activo Cantarell y Bellota Jujo.

De 2008 a mayo de 2009 es contratado por la Compañía Mexicana de Exploraciones S.A. de C.V. (COMESA) y comisionado al Activo Integral Holok Temoa, al grupo de Diseño de pozos de explotación, donde participó en el diseño del primer pozo delimitador en aguas profundas: Lakach-2DL.

En junio de 2009 es contratado por Pemex Exploración y Producción en el Activo Integral Holok Temoa de la Subdirección Región Marina Sureste, en donde se desempeñó en el área de productividad de la Coordinación de diseño de proyectos de explotación.

De 2012 a 2013 formó parte de la Gerencia del proyecto de desarrollo Lakach en la Subdirección de desarrollo de campos, en el área de Ingeniería de producción de pozos y aseguramiento de flujo en aguas profundas.

En 2014 se desempeña como encargado del área de Ingeniería de yacimientos de la Gerencia del proyecto de desarrollo Lakach.

De enero de 2015 a la fecha, se desarrolla como encargado del área de aseguramiento de flujo de la Gerencia de proyectos de aguas profundas. Ha participado en el diseño de pruebas de presión producción en aguas profundas y ultraprofundas, destacando las de los pozos Trion-1DL y Maximino-1.

Ha publicado artículos en el Congreso Mexicano del Petróleo y en la Offshore Technology Conference (OTC). Es autor de la obra Diseño de Pruebas de Presión DST en pozos de aguas profundas registrada en el Indautor. Es miembro de la Society of Petroleum Engineers y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Tomás Cervantes Baza

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Ingresó a Pemex en noviembre de 1996 en el Distrito Agua Dulce de la Región Sur, donde laboró como profesionista "B" en la Subgerencia de ingeniería de sistemas de información de producción, donde colaboró en el proyecto SITP de la Región Sur.

De octubre de 1997 a julio de 2004, laboró en la Región Marina Noreste adscrito a la Subgerencia de diseño de explotación del Activo Integral Cantarell como ingeniero especialista en sistemas artificiales de producción en el Área de diseño de pozos; participó en la implantación del proyecto de aparejos de producción de diámetro amplio para maximizar la producción del campo Akal y Nohoch con producciones superiores a los 20,000 bpd.

De julio de 2004 a septiembre de 2007 colaboró en la Ayudantía técnica de la Administración del Activo Integral Cantarell.

De septiembre de 2007 a diciembre de 2011 laboró en el Activo Integral Holok Temoa de la Subdirección de la Región Marina Suroeste como jefe del área de ingeniería de producción de pozos.

De 2012 a 2013 formó parte de la Gerencia del proyecto de desarrollo Lakach en la Subdirección de desarrollo de campos como responsable del área de ingeniería de producción de pozos.

A partir de 2014 es el responsable de la Coordinación de diseño e ingeniería de la Gerencia de proyectos de aguas profundas.

Ha presentado trabajos técnicos en foros de la AIPM y la SPE. Ha presentado artículos en el Congreso Mexicano del Petróleo y en la Offshore Technology Conference (OTC).

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.