

Fundamentos de las pruebas de pozos

Rick von Flatern
Editor senior

Las pruebas de pozos y de formación, que consisten en la obtención de mediciones mientras se hacen fluir fluidos del yacimiento, se efectúan en todas las etapas de la vida productiva de los campos de petróleo y gas; desde la fase de exploración hasta las fases de desarrollo, producción e inyección. Los operadores llevan a cabo estas pruebas para determinar si una formación producirá, o seguirá produciendo, hidrocarburos con una tasa que arroje un retorno razonable sobre las inversiones posteriores. Además, los operadores utilizan los datos de las pruebas para determinar los límites del yacimiento y planificar los métodos más eficientes para los pozos y campos productores.

Durante las pruebas, los operadores miden la presión de formación, caracterizan los fluidos de formación y el yacimiento, y determinan la permeabilidad y el *factor de daño*; el daño de formación producido durante la perforación u otras operaciones de pozo. Los datos que indican cómo reacciona la formación ante los incrementos y las reducciones de presión durante el transcurso de una prueba también pueden revelar información crítica acerca del yacimiento.

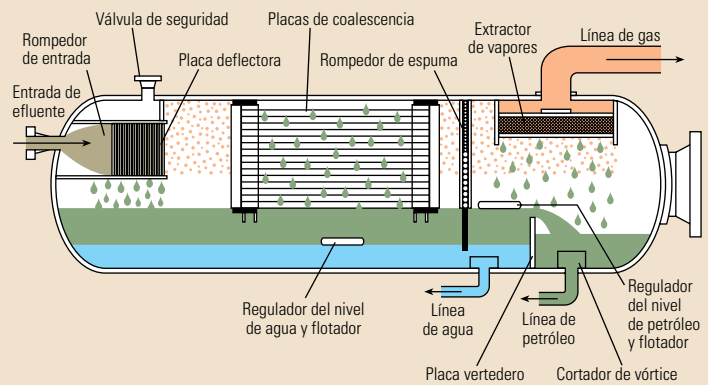
Además, las pruebas de pozos y de formación constituyen fuentes primarias de datos críticos para los modelos de yacimientos y representan los mecanismos principales con los que los ingenieros confirman o ajustan los parámetros de los modelos de yacimientos. Los ingenieros utilizan estos modelos para comprender cómo interactúan los fluidos de yacimiento, la formación y el pozo y aplican ese conocimiento para optimizar las estrategias de terminación y desarrollo.

Los operadores evalúan el potencial de producción de los pozos a través de diversos métodos de prueba, aplicados por separado o combinados. Y pueden optar por efectuar una prueba de pozo de producción en la que el pozo se hace fluir a través de una terminación provisoria hacia un separador para pruebas (*derecha*) o bien utilizar un *probador de formación operado con cable* (WFT) para recuperar muestras de fluidos y medir la presión en el fondo del pozo en la zona de interés. A veces, los ingenieros efectúan ambos tipos de pruebas.

Durante las pruebas de pozos de producción, los técnicos hacen fluir los fluidos de yacimiento hacia la superficie a través de una sarta de perforación o de una sarta de prueba incluida en la columna de perforación (DST). Los empacadores aíslan la zona que va a ser sometida a prueba, en tanto que el equipo de fondo de pozo o de superficie proporciona el control del pozo. El pozo se hace fluir con diferentes tasas a través de una válvula de estrangulamiento que puede ser ajustada para controlar la tasa de flujo con precisión.

Los fluidos de yacimiento llevados a la superficie se envían directamente a los tanques de retención hasta que los operadores de pruebas determinan que se han eliminado, o al menos minimizado, los contaminantes, tales como los fluidos de perforación, presentes en la corriente de flujo. Después de la limpieza, el flujo es re-direccionado hacia un separador para pruebas en el que los fluidos a granel se dividen en petróleo, gas y agua, y cualquier detrito, tal como arena u otro material, se remueve. Las tres fases de fluidos

Separador convencional

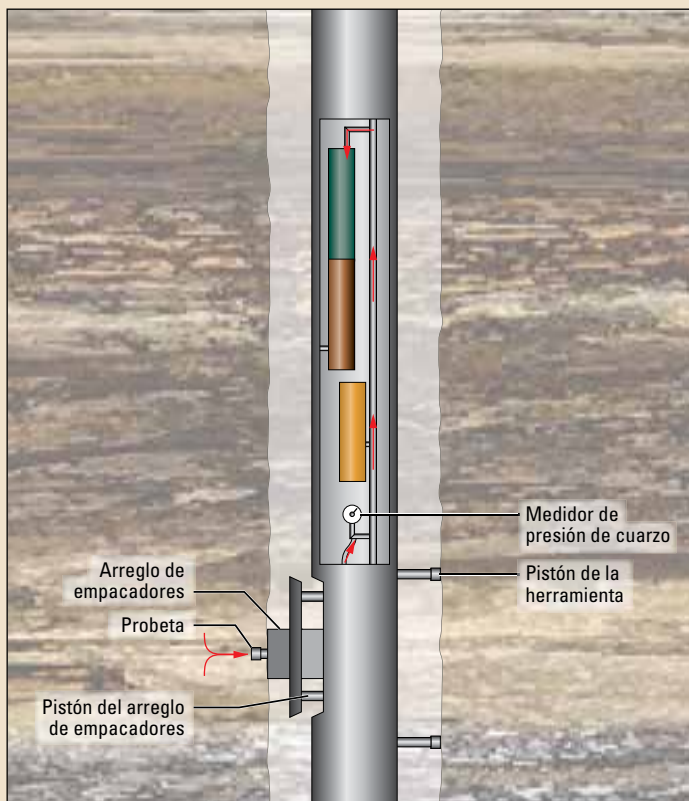


^ Separador de prueba. Los separadores están diseñados para que los fluidos producidos ingresen en el recipiente, en el que son retenidos el tiempo suficiente como para que el petróleo se separe y flote hacia la parte superior del agua. Este proceso es optimizado mediante las placas deflectoras, que reducen la velocidad de flujo, y a través de las placas de coalescencia que hacen que el petróleo forme gotas grandes. Una vez separados el petróleo y el agua, el primero fluye a través de un vertedero hacia una sección independiente del recipiente, en tanto que el agua permanece en el compartimento original. Los brazos de control mecánico del nivel del agua y del petróleo, con flotadores adosados que son levantados por el fluido en ascenso, disparan las válvulas (no exhibidas) que liberan el petróleo y el agua a lo largo de sus respectivas líneas de flujo. Cuando los fluidos alcanzan un nivel predeterminado, los reguladores producen la liberación de la presión de gas o de la presión de aire y el accionamiento de las válvulas neumáticas. Los extractores de vapores remueven las gotas de petróleo de la fase gaseosa antes de que el gas salga del separador a través de una válvula situada en la parte superior del recipiente y pase a través de un medidor de placa orificio (no exhibido) para su medición. Las válvulas de seguridad permiten que el gas sea liberado en la atmósfera en vez de sobrepresionar el recipiente.

se miden y analizan por separado. Los operadores pueden optar por obtener datos adicionales de yacimientos y flujo de fluidos mediante la bajada simultánea de herramientas de adquisición de registros de producción operadas con cable dentro del pozo. Estas herramientas miden la tasa de flujo de fondo de pozo y la composición de los fluidos y pueden indicar qué zonas están contribuyendo al flujo total.

Durante las pruebas de pozos, los fluidos de yacimiento se hacen fluir hacia el separador con tasas variables de acuerdo con un esquema predeterminado. Estas pruebas pueden insumir menos de dos días para evaluar un solo pozo o varios meses para evaluar la extensión de un yacimiento. Los tipos de pruebas son los siguientes: *recuperación o restauración de la presión, caída o abatimiento de la presión, cierre, inyección e interferencia*. Para la mayoría de las pruebas, los ingenieros permiten que una cantidad limitada de fluido fluya desde o hacia una formación. Luego, proceden a cerrar el pozo y a monitorear la presión mientras la formación se equilibra.

Las pruebas de restauración de presión se llevan a cabo cerrando el pozo luego de un cierto período de flujo para medir el incremento de la presión de fondo de pozo (BHP). En contraposición, para las pruebas de caída de presión, los ingenieros abren el pozo al cabo de un período de cierre especificado a fin de observar la reducción de la BHP. Durante las pruebas de



^ Muestreo WFT. Los pistones son accionados desde uno de los lados del WFT para forzar firmemente un arreglo de empacadores contra la formación que va a ser sometida a prueba. En su centro, el empacador contiene una probeta que luego se extiende hacia la formación para extraer los fluidos de pozo. Los fluidos de formación (flechas rojas) fluyen hacia la probeta y las líneas de flujo, y se bombean hacia el interior del pozo hasta que se encuentran suficientemente libres de contaminación según lo determinado por el análisis de fluidos de fondo del pozo (cilindros verdes y marrones). Los fluidos no contaminados se introducen en botellas de almacenamiento (naranja) donde son mantenidos en las condiciones originales. En un solo viaje de entrada en el pozo, se pueden extraer múltiples muestras. Una vez concluidas todas las pruebas, las muestras se llevan a la superficie y pueden ser enviadas a los laboratorios para la ejecución de pruebas avanzadas. Un medidor de presión de cuarzo mide y registra las presiones de fondo de pozo.

inyección y las pruebas de cierre, se inyecta fluido en la formación y se monitorea la BHP, que se incrementa como resultado de la inyección. Luego, el pozo se cierra y se registra la reducción subsiguiente de la BHP. Las pruebas de interferencia registran los cambios de presión producidos en los pozos adyacentes cuando se modifica la tasa de flujo del pozo de prueba. El tiempo requerido para que los cambios del pozo de prueba afecten la presión en el pozo de observación proporciona a los ingenieros una indicación del tamaño del yacimiento y de la comunicación de flujo existente en éste.

Los ingenieros analizan las respuestas a los esquemas de cambios de presión utilizando el *análisis de presión transitoria*, una técnica basada en las relaciones matemáticas entre la tasa de flujo, la presión y el tiempo. La información proveniente de estos análisis ayuda a los ingenieros a determinar el intervalo de terminación óptimo, el potencial de producción y el factor de daño. Además, pueden derivar la permeabilidad promedio, el grado de heterogeneidad de la permeabilidad y la anisotropía, la forma de los límites del yacimiento y la distancia hasta éstos, así como las presiones inicial y promedio del yacimiento.

Los ingenieros utilizan variaciones específicas de las pruebas de restauración y caída de la presión de pozo para evaluar los pozos de gas. Durante una *prueba de contrapresión*, se hace fluir un pozo en función de una contrapresión especificada hasta que la presión BHP y la presión de superficie se estabilizan; una indicación de que el flujo proviene de las zonas externas del área de drenaje. Una *prueba isocronal* incluye una serie de caídas y restauraciones de presión. Las tasas de flujo varían para cada caída de presión, mientras las restauraciones subsiguientes continúan hasta que el pozo alcanza su presión de cierre original. También puede utilizarse una *prueba isocronal modificada*; en la que los períodos de caída y restauración tienen la misma duración.

Sobre la base de los datos de estas pruebas, los ingenieros pueden determinar el potencial de producción, el factor de daño y el *flujo abierto absoluto* (AOF); la tasa teórica con la que fluiría el pozo si la contrapresión sobre la formación, o la pared del pozo, fuera nula. Los operadores utilizan el AOF como base para los cálculos destinados a determinar la relación entre la configuración de la contrapresión y las tasas de flujo del pozo.

En vez de utilizar las pruebas de pozos, los operadores pueden optar por evaluar sus pozos utilizando WFTs que incluyen un medidor de presión de cuarzo y una herramienta de muestreo de fluido colocada a través de un intervalo de producción (*izquierda*). Durante estas *pruebas de formación*, los fluidos de yacimiento son bombeados o introducidos en el WFT a través de una probeta insertada en la formación o entre los empacadores fijados por encima y por debajo del punto de muestreo.

Los fluidos de yacimiento, que pueden estar contaminados con fluido de perforación, se bombean o se hacen fluir primero hacia el pozo a través de las líneas de flujo de la herramienta mientras se reduce el nivel de contaminación. Una vez que los ingenieros determinan que la formación está proporcionando fluidos de yacimiento con una mínima contaminación, re-direccionan el flujo hacia las cámaras para muestras de la herramienta. Las cámaras se llevan a la superficie y se transportan a los laboratorios para su análisis.

Los científicos también utilizan el *análisis de fluidos de fondo de pozo* (DFA) para monitorear el proceso de muestreo. Mediante la utilización de *espectroscopía óptica*, o del espectro luminoso registrado, los ingenieros identifican en tiempo real la composición de los fluidos a medida que éstos fluyen hacia la herramienta; además, este método revela datos críticos acerca del yacimiento sin tener que esperar el resultado de las pruebas de laboratorio. Por otra parte, las mediciones DFA confirman que la muestra se encuentra incontaminada y eliminan las incertidumbres asociadas con el transporte de fluidos y la reconstrucción, en el laboratorio, de las condiciones locales necesarias para el análisis de fluidos. Los técnicos también utilizan los datos DFA para identificar las relaciones gas-petróleo, el contenido relativo de asfaltenos y la fracción de agua en tiempo real.

A lo largo de todas las etapas de la vida productiva de un pozo o de un campo petrolero, se implementan diversos esquemas de pruebas de pozos y formaciones. En la fase de exploración, los operadores pueden utilizar las pruebas de pozos para simular la producción después de terminar un pozo a fin de establecer el potencial de producción y las estimaciones de reservas. Además, la captación de muestras de fluidos grandes en la superficie brinda a los especialistas una oportunidad para obtener mediciones de laboratorio de los fluidos de yacimiento.

Las pruebas de pozos, en la fase de exploración, también permiten a los operadores determinar si las tasas de flujo bajas se ven afectadas por el factor de daño o son el resultado de la permeabilidad natural del yacimiento. Provistos del conocimiento de ambas situaciones, los ingenieros pueden adoptar las acciones apropiadas, planificar los tratamientos que pueden ser necesarios una vez que se inicia la producción o decidir abandonar el proyecto por razones económicas. Por ejemplo, las pruebas de pozos pueden ser utilizadas para estimar el tamaño del yacimiento, lo que permite a los operadores abandonar un yacimiento pequeño que no será económico a pesar de las altas tasas de flujo iniciales.

Durante la fase de desarrollo de campos petroleros, las pruebas de pozos ayudan a indicar los pozos que pueden requerir tratamientos de estimulación. Mediante la utilización de los datos de pruebas de pozos, los ingenieros predicen la longitud y la conductividad de las fracturas naturales o inducidas y luego pueden estimar los incrementos de productividad que es posible obtener con un tratamiento de estimulación. Por otra parte, pueden utilizarse WFTs para las pruebas de presión destinadas a determinar las presiones estáticas de yacimiento y confirmar los contactos de fluidos y los gradientes de densidad. Esta información ayuda a analizar la comunicación existente en el yacimiento, vincular las características del yacimiento con un modelo geológico e identificar las zonas agotadas.

Durante la fase de producción, las pruebas de pozos tienen por objetivo el monitoreo de los yacimientos, la recolección de datos para el *ajuste histórico* —la comparación de la producción real con la producción pronosticada por los simuladores de yacimientos— y la evaluación de la necesidad de efectuar tratamientos de estimulación. En estas pruebas se utiliza un medidor de presión colocado frente a la formación para recolectar datos durante la restauración y la caída de presión.

La productividad de los pozos generalmente disminuye con el tiempo, a veces como resultado del daño de formación producido por la *migración de finos*; el movimiento de partículas muy pequeñas a través de la formación hacia el pozo, en donde dichas partículas rellenan los espacios porosos y reducen la permeabilidad. Los ingenieros pueden efectuar pruebas de formación con el fin de pronosticar la efectividad probable de los tratamientos para remover estos finos. Los efectos de las elecciones en materia de terminación de pozos también pueden ser evaluados con las pruebas de formación para asistir a los ingenieros en la planificación de las operaciones de remediación requeridas.

Los datos de las pruebas de pozos y formaciones proporcionan a los operadores información relacionada con sus pozos nuevos y productores, que resulta crítica para la toma de decisiones operacionales en el corto plazo. Pero el verdadero valor de los datos derivados de las pruebas de pozos reside en su aplicación para la confección o la corrección de los modelos de yacimientos, lo que permite a los operadores tomar mejores decisiones a largo plazo en relación con sus activos.