



ISSN-i 1390-7042 | ISSN-e 2602-8484

## CAÑONEO AUTODESPRENDIBLE, ANÁLISIS DE PRESIÓN Y CAUDAL TRANSIENTE, EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA COMPLETACIÓN INICIAL Y PRODUCCIÓN DEFINITIVA DE POZOS

### Well completion optimization using automatic-release guns, pressure and rate transient analysis

Dorian Jaramillo  
 djaramillo@enap.com.ec  
 ENAP-Sipac  
 ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5672-8912>

Recibido: julio de 2020  
 Aprobado: mayo de 2021  
 ARTÍCULO ORIGINAL

DOI: [10.29166/revfig.v11i1.2417](https://doi.org/10.29166/revfig.v11i1.2417)

#### RESUMEN

Se presenta una iniciativa operativa para la completación y evaluación inicial de reservorios que utiliza los conceptos del análisis de declinación de presión y caudal transiente para el cálculo del potencial de pozo y solicitud de tasa al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), sin la necesidad de realizar una prueba de restauración de presión y reduciendo el tiempo para la puesta en producción definitiva. El procedimiento se basa en el uso de cañones autodesprendibles, BHA, con equipos BES y sensores de presión con transmisión en tiempo real. Previo a la activación de los cañones, se desplaza la BES, se evacúa el fluido para generar el «bajo balance» y, una vez que los cañones se activan, el pozo entra en fase de surgencia y, por equilibrio hidrostático, se alcanza condiciones cercanas a la presión estática de reservorio. Luego de 12 h del cañoneo, se enciende el equipo BES a frecuencia y con parámetros de superficie constantes. Los datos de presión y caudal permiten calcular el potencial de pozo. El uso de tecnologías de cañoneo autodesprendible y equipos BES con sensores de presión y monitoreo en «real time», permite diseñar una propuesta diferente para la evaluación inicial de pozos, previo a la solicitud de fijación de tasa por parte del MERNNR en el Ecuador. La propuesta tradicional incluía el uso de BHA de evaluación con bomba jet más el uso de memorias para el build up. Bajo esta metodología se lograba estimar el potencial del pozo antes de bajar la completación definitiva (BES en la mayoría de casos). El tiempo promedio transcurrido entre la terminación del registro de cemento y la puesta en producción definitiva era de +/- 16 días asumiendo que se usa el mismo equipo de perforación en la completación lo cual resulta costoso. En el caso de usar un rig de reacondicionamiento para la fase de completación, se debe considerar el tiempo asociado al cambio de rig (+/- 15 días). El objetivo de ENAP desde el 2018 fue optimizar los tiempos de completación y determinar el potencial del pozo para obtener la fijación de tasa por parte del MERNNR. El resultado obtenido permitió reducir a 7 días el tiempo entre la culminación del registro de cemento y la puesta en producción definitiva.

#### ABSTRACT

An operational initiative for the initial completion and evaluation of reservoirs is presented. It uses the concepts of pressure and rate transient analysis to calculate well potential and rate request to the Ministry of Energy and Non-Re-

**PALABRAS CLAVE** Completación de pozos, análisis de presión transiente, caudal transiente, declinación de presión, bajo balance.

**KEYWORDS** Well Completion, pressure transient analysis, rate transient analysis, pressure drawdown, bajo balance.

newable Natural Resources (MERNNR), without the need to perform a Build Up test and reducing the time to definitive well commissioning. The procedure is based on the use of automatic-release guns, BHA's with ESP equipment and pressure sensors with real-time transmission. Prior to the activation of the guns, the ESP is installed, the well fluid is evacuated to generate « Low Balance Conditions» and once the cannons are activated, the well enters to the emerging phase and by hydrostatic balance conditions, the well pressure is approaching to the static reservoir pressure. After 12h of the gunfire, the ESP equipment is turned on with constant surface parameters. The pressure and flow data allow to calculate the well potential. The use of automatic-release gun technologies and ESP equipment with "real time" pressure monitoring allows to design a different proposal for the initial evaluation of wells, prior to the request for maximum oil rate setting by MERNNR in Ecuador. The traditional proposal included the use of BHA's jet pump evaluation and memory gauge for Build Up Test. Under this methodology it was possible to estimate the potential of the well before installing final completion (ESP in most cases). The average time elapsed between the cement log and the well commissioning was +/- 16 days assuming that the same drilling rig is used in the completion which is costly. In case of using a Workover Rig for the completion phase, the time associated increases (+/- 15 days). ENAP's goal since 2018 was to optimize completion times and determine the well potential to obtain maximum oil rate setting by MERNNR. The result was to reduce the time between the completion of the cement register and the definitive production to 7 days.

## **INTRODUCCIÓN**

El objetivo principal de la completación inicial de un pozo es evaluar el potencial productivo del reservorio previo a su entrada en producción definitiva. En Ecuador, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) solicita a las empresas operadoras, los datos de producción y presión para la fijación de una tasa máxima de producción en cada reservorio. Bajo este contexto, es una práctica común el uso de técnicas convencionales como el TCP para cañoneo, evaluación y prueba de restauración de presión (BUP) previo a bajar la completación final, que en la mayoría de los casos es un sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES). La llegada de los sistemas de cañoneo autodesprendibles permitió cañonear el intervalo de interés con el equipo BES en fondo, y evitar la fase de control de pozo luego de cañonear con un BHA intermedio. Con este avance, los tiempos de cañoneo y evaluación se optimizaron de forma importante, sin embargo, la restauración de presión aún representaba tiempos de cierre de pozo prolongados, ya que las completaciones con equipos BES no disponen de cierre en fondo, generando tiempos altos de almacenamiento y donde la respuesta del reservorio (flujo radial infinito-IARF) se logra visualizar en al-

gunos casos hasta la hora 80. ENAP como parte del proceso de mejora continua en sus prácticas operativas durante el 2018, realizó un cambio en la completación inicial de reservorios, implementando una fase de surgencia poscañoneo seguido de una prueba de drawdown las que, juntas, permiten obtener datos de presión estática, permeabilidad, daño y límites, sin la necesidad de realizar un BUP, reduciendo los tiempos de espera para la puesta en producción definitiva en un 56% (considerando que la completación se hace con el mismo rig de perforación) y logrando obtener la aprobación de tasas de producción por parte del MERNNR.

## **METODOLOGÍA DEL PROBLEMA**

Para toda empresa operadora, la puesta en producción definitiva de un pozo es un hito de mucha importancia, optimizar el tiempo entre la cementación del pozo y el arranque del equipo de levantamiento artificial ha resultado en un impacto positivo en las operaciones de ENAP en Ecuador, obteniendo a la par la fijación de tasa del MERNNR. La decisión de cómo evaluar y completar inicialmente un pozo nuevo, es resultado de la interpretación de registros eléctricos, y las condiciones de presión existentes en los reser-

vorios identificados. En el caso de completaciones simples (una capa), junto con la identificación del intervalo a abrir se debe decidir si se usará un BHA-TCP para cañoneo o cañoneo-evaluación (jet-MTU) previo a la bajada del equipo BES

Durante la intervención de un pozo de baja presión se debe evitar en lo posible las operaciones de control y circulación, debido a que en yacimientos depletados con una profundidad promedio entre 9000-9500 pies la columna hidrostática está entre 3800-4100 psia, en comparación con las presiones de yacimiento que van desde 1400-2500 psia, estas condiciones de «overbalance» permiten el influjo del fluido de control hacia el yacimiento alterando las condiciones iniciales de la roca, los efectos van desde daño de formación hasta cambios en la mojabilidad. Otra operación no deseada es tener que apagar el equipo BES para tomar un BUP, esta actividad genera desgaste en el equipo e impacta en el run life y los tiempos de cierre son marcadamente mayores cuando se usa una BES para un BUP en comparación con las memorias y las válvulas de cierre en fondo.

El tiempo requerido para superar los regímenes de almacenamiento y transición pueden superar las 30 h en una prueba de BUP con BES, y para el mismo intervalo de tiempo se puede observar hasta los límites del yacimiento en una prueba con cierre en fondo (BHA-JET+MTU). La desventaja del cierre en fondo es que requiere de un BHA de evaluación distinto del BHA final de completación, lo que implica controlar el pozo durante el cambio de BHA. La siguiente figura compara la respuesta de un BUP con cierre en fondo (BHA-TCP-JET-MTU) y un BUP con equipo BES (ver Figura 1).

Entonces la pregunta surge, ¿se pueden obtener datos de presión estática, daño, permeabilidad y límites, sin la necesidad de cerrar el pozo para BUP y a la vez reducir el tiempo para la puesta en producción definitiva de un pozo nuevo?

#### CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Cañoneo de pozos: Es el proceso de crear un camino de flujo entre la región del wellbore a través de la pared del casing y la capa de cemento hacia la zona del reservorio productor (Jawad, 2012).

Bajo balance estático y dinámico: La detonación de las cargas libera energía que pulveriza los granos de la roca, creando una zona aplastada de baja permeabilidad (crushed zone) alrededor del túnel de perforación que obstaculiza el movimiento de fluido (ver Figura 2). El dejar fluir el pozo luego de la detonación ayuda en la limpieza de los punzados debido al diferencial de presión entre el yacimiento y el wellbore,

de esta manera el cañoneo en condiciones de bajo balance (UB) es una técnica probada para mejorar la productividad del yacimiento (Jawad, 2012).

El bajo balance empleado en una operación de cañoneo puede ser de dos tipos: estático y dinámico. El primero está en función del nivel de fluido presente en la tubería de producción, que ejerce una presión hidrostática previo al accionamiento de los cañones. El bajo balance dinámico se genera por la acción de cámaras de vacío incorporadas a la sarta del TCP, estas cámaras generan un efecto de succión en fracciones de segundo, el flujo generado del reservorio hacia el wellbore es mayor al provocado por el UB estático obteniéndose una mejor limpieza del túnel perforado (Jawad, 2012).

Régimen transiente: Asume que la respuesta de presión en superficie no está afectada por la presencia de un límite en el yacimiento, es decir, se considera un yacimiento infinito. El régimen transiente se puede dividir en dos subregímenes (Kuiper, 2009):

Régimen dominado por el almacenamiento: donde la dinámica del wellbore domina a la del yacimiento durante la respuesta de presión. Durante este régimen, se asume que la respuesta de presión no contiene ninguna información acerca del reservorio, solo del wellbore (Kuiper, 2009).

Régimen de flujo infinito: Describe la respuesta de presión del reservorio cuando se asume que la dinámica del yacimiento domina sobre la del wellbore y no existe influencia significativa de los límites. Bajo este régimen se asume también que el radio del wellbore es insignificante en comparación con el yacimiento aparentemente infinito (Kuiper, 2009).

Análisis de declinación de presión (drawdown analysis, DDA): La apertura o cierre de un pozo genera un disturbio de presión que viaja a lo largo del yacimiento. Al principio, la caída de presión es especialmente rápida, pero con el tiempo cambia su comportamiento y su caída se vuelve más moderada. Mas allá de un cierto punto, la curva de presión se vuelve lineal. Este punto divide la curva en dos partes, periodo transiente y periodo estable o pseudo estable (ver Figura 3).

Una prueba de declinación es simplemente una serie de medidas de presión durante el periodo de flujo de un pozo que produce a tasa constante. Usualmente el pozo se cierra antes del flujo por un periodo de tiempo largo para permitir que la presión se iguale a lo largo de la formación (alcanzar presión estática) (Chaudhry, 2004).

Este tipo de pruebas permiten analizar el comportamiento del yacimiento, determinan la permeabilidad y el daño de formación además de los límites y las

condiciones de frontera, en caso de pozos fracturados el análisis de declinación de presión permite conocer la longitud de fractura (ver Figura 4).

Idealmente, el pozo se cierra hasta que alcance la presión estática del yacimiento antes de la prueba. Este requisito se consigue en yacimientos nuevos, pero a menudo es difícil o impráctico de lograr en yacimientos desarrollados (Escobar, 2010).

La presión medida en el wellbore puede ser expresado en la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q_u B}{4\pi k h} \left[ -Ei \left( -\frac{\phi U C_{tr_w}^2}{4kt} \right) \right] \dots \text{Ec. (1)}$$

La ecuación para el factor S (daño de formación) es la siguiente:

$$\Delta P_{skin} = \left( \frac{q_u}{2\pi k h} \right) S \dots \text{Ec. (2)}$$

Usando el principio de superposición:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q_u B}{4\pi k h} \left[ -Ei \left( -\frac{\phi U C_{tr_w}^2}{4kt} \right) + 2S \right] \dots \text{Ec. (3)}$$

Si se considera:

$$\left( -\frac{\phi U C_{tr_w}^2}{4kt} \right) < 0.01 \dots \text{Ec. (4)}$$

Entonces:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q_u B}{4\pi k h} \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi U C_{tr_w}^2} \right) - 0.80907 + 2S \right] \dots \text{Ec. (5)}$$

Esta ecuación resulta en un gráfico lineal de  $P_{wf}$  como función del logaritmo de tiempo, la pendiente de esta línea recta es:

$$m = \frac{q_u B}{4\pi k h} \text{ de la cual se puede obtener kh:}$$

$$kh = \frac{q_u B}{4\pi m}, \text{ finalmente se reescribe la ecuación 5:}$$

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q_u B}{kh} \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi U C_{tr_w}^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \dots \text{Ec. (6)}$$

$$\text{Donde } m = \frac{162.6 q_u B}{kh}$$

La gráfica típica de presión versus logaritmo de tiempo para un drawdown se muestra en la figura 5 y junto a ésta también se muestra su curva correlacionable

para un build up llamada gráfica de Horner (ver Figura 5).

Una de las principales desventajas de este tipo de prueba es la dificultad de mantener la tasa constante en superficie, sin alterar condiciones del equipo en fondo, diámetros de tubería, estranguladores, etc. (Jelmert, 2013).

#### - Análisis de caudal transiente (rate transient analysis, RTA).

RTA es una extensión de las pruebas de pozo (well testing) y del análisis transiente de presión (PTA), básicamente combina la ley de Darcy, las ecuaciones de estado y el balance de materia. Mientras el pozo está produciendo, se puede obtener mucha información sin la necesidad de cerrarlo, con el fin de caracterizar y obtener el diagnóstico de yacimientos (Hesham, 2019).

Las bases del análisis transiente de caudal son las ecuaciones tradicionales de declinación de producción de Arps (1945) (ver Figuras 6 y 7).

El análisis de declinación tradicional es aplicable solamente cuando el flujo está dominado por las condiciones de límite. Fetkovich usó las ecuaciones de flujo analíticas para generar curvas tipo para el flujo transiente y las combinó con las ecuaciones de declinación empíricas de Arps. Las curvas tipo resultantes abarcaron toda la vida productiva del pozo caracterizadas por las siguientes ecuaciones (ver Figura 8):

Caudal adimensional:

$$q_{Dd} = q_D \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right] \dots \text{Ec. (8)}$$

Tiempo adimensional:

$$t = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \dots \text{Ec. (9)}$$

La parte izquierda de la curva de Fetkovich describe el flujo transiente. En la curvas tipo de Fetkovich el flujo transiente es representado por un set de curvas que representan diferentes tamaños de reservorio ( $r_e/r_w$ ). Desde esta parte de las curvas tipo se puede estimar las características del reservorio (permeabilidad, daño y radio efectivo del pozo (Mohamed Aly, 1980).

La parte de la derecha de las curvas tipo describe los efectos de límite donde Fetkovich combinó su solución con las ecuaciones de Arps usando las ecuaciones de caudal y tiempo adimensional y demostró que el caudal adimensional es exponencialmente dependiente del tiempo adimensional (Mohamed Aly, 1980).

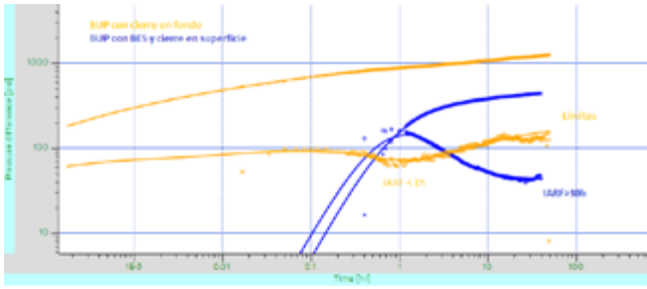


Figura 1. Log-log plot, bup con cierre de fondo vs. cierre en superficie.  
Fuente: ENAP.

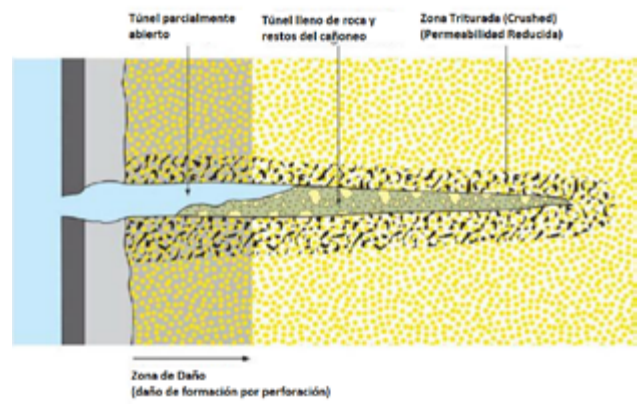


Figura 2. Túnel de perforación.  
Fuente: Jawad F.

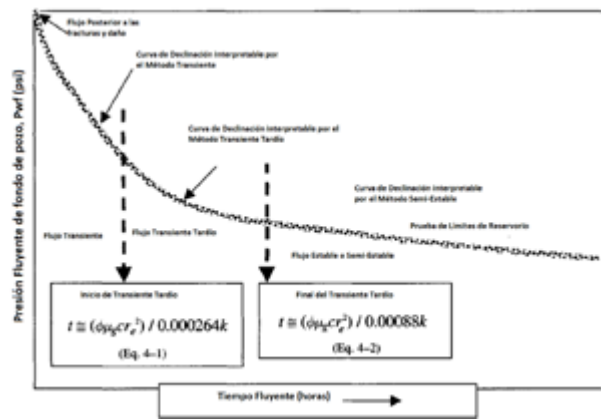


Figura 3. Comportamiento de presión y caudal-drawdown test.  
Fuente: Chaudhry (2004).

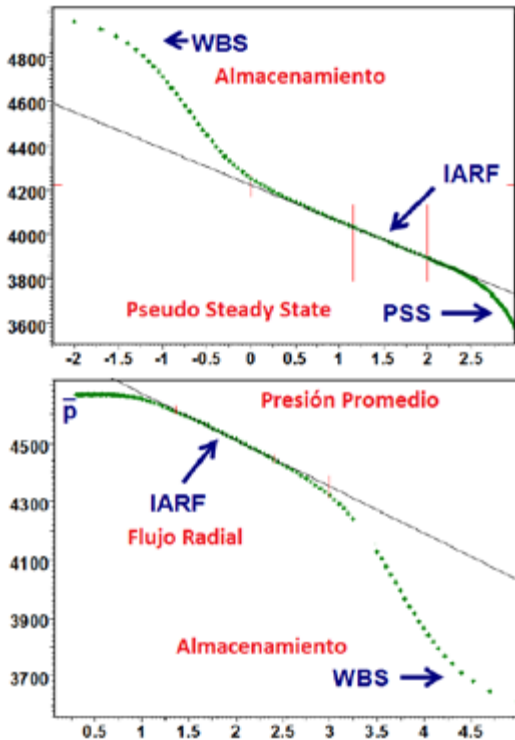


Figura 5. Semilog plot-drawdown analysis vs. Horner plot (build up). (Houzé et al., 2019).

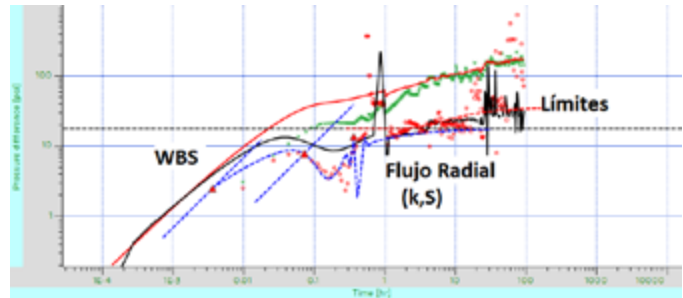


Figura 4. Prueba de drawdown pozo mdc-40, arenisca T inferior.  
Fuente: ENAP.

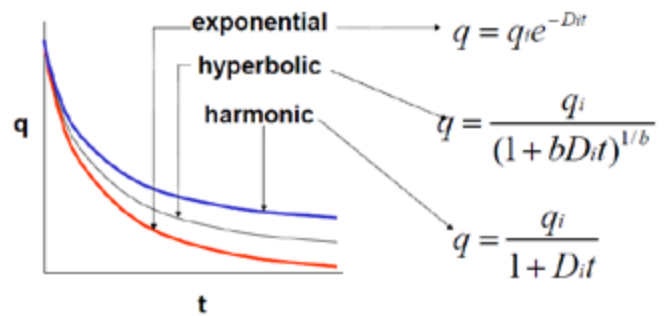


Figura 6. Ecuaciones de declinación.  
Fuente: Rate transient analysis theory/software course, fast rta.

$$q_{Dd} = e^{-tDd} \quad \text{Ec. 10}$$

La ecuación anterior es la misma ecuación de Arps para una declinación exponencial donde  $b=0$ . Esta misma solución se extiende al comportamiento hiperbólico y a todo tipo de declinación que ocurre en las condiciones de límite.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una vez evaluado la calidad de la cementación original en el pozo, se procede a bajar el sistema de cañoneo autodesprendible, se correlaciona a profundidad del intervalo de interés y se asienta el sistema. Luego se arma BHA y equipo BES para desplazarlo hasta la profundidad de diseño de Intake, se realiza prueba de giro y se llena el pozo nuevamente (ver Figura 9). Con el equipo en fondo y el pozo lleno, se activan los cañones en fondo por medio de pulsos de presión desde superficie, el tiempo de detonación usado en promedio para los pozos de ENAP es de 14 horas, durante este tiempo se enciende el equipo para evacuar el fluido del pozo y llegar al nivel que corresponde al bajo balance estático para nuevamente apagar el equipo y esperar la detonación de los cañones.

El sensor de fondo y la transmisión de data en tiempo real permite monitorear toda la actividad en el pozo, desde la activación de los cañoneos, pasando por la evacuación del fluido de pozo para generar el bajo balance, la detonación de los cañones y la fase de surgencia del pozo donde la presión de yacimiento se iguala con la presión de la columna de fluido en el anular, permitiendo medir la presión estática del yacimiento y finalmente la prueba de declinación de producción y las pruebas multitasa.

### Caso histórico, pozo MDC-32

El pozo MDC-32 se ubica en el norte del bloque 46 en la región Amazónica del Ecuador (cuenca Oriente), dentro del campo denominado Mauro Dávalos Cordero (MDC), es un pozo direccional de desarrollo con una profundidad total de 10.088 pies TVD. El yacimiento seleccionado para la completación y pruebas iniciales fue la arenisca T inferior (TI).

La figura 10, muestra la gráfica de presión vs. tiempo junto con los eventos relacionados con el cañoneo y la medición de presión estática del yacimiento por balance hidrostático entre la columna de fluido presente en el pozo y la presión del yacimiento (ver Figura 10). La finalización de la fase de surgencia del pozo, donde se alcanzan condiciones cercanas al balance hidrostático, corresponde al punto de inicio de la prueba de declinación de

presión (drawdown) y posteriormente el análisis de caudal transiente.

Los resultados del análisis del pozo MDC-32 (ver Figura 11), indican un yacimiento homogéneo, con un factor skin negativo y la presencia de límites en forma de canal. La presión alcanzada en el balance hidrostático luego de 10 horas fue 1198 psia. La permeabilidad ( $\kappa$ ) obtenida del modelo Log-Log es 129 md, valor consistente con el rango de permeabilidad en el campo MDC, reservorio T inferior. Dato adicional y no menos importante es el tiempo transcurrido entre el fin de la perforación y el arranque o puesta en producción definitiva del pozo, que en el caso del MDC-32 fueron 10 días, tiempo marcadamente inferior comparado con el promedio histórico de 15 días.

### Caso histórico, pozo Inchi-B10

El pozo Inchi-B10 se ubica en el norte del bloque 47 en la región Amazónica del Ecuador (cuenca Oriente), dentro del campo denominado Inchi, es un pozo direccional de desarrollo con una profundidad total de 10.259 pies TVD. El yacimiento seleccionado para la completación y pruebas iniciales fue la arenisca U inferior (UI), la cual se presenta como un reservorio de 38 pies de espesor total, con dos cuerpos de arenisca de buena calidad, separados por un cuerpo de lutita.

Los resultados de la evaluación y el análisis de caudal transiente indican un yacimiento doble permeabilidad consistente con lo observado en el registro de pozos. El skin estimado es  $-4/10$  para cada una de las capas identificadas. La presión del modelo es 1118 psia y se logra identificar una discontinuidad (límite) a una distancia de 1081ft (ver Figura 12).

El histórico de los trabajos de completación desde el 2005 registra varias técnicas de completación, estas se puedan categorizar en:

- Cañoneo convencional: Cable o TCB, requieren un BHA antes de la completación definitiva por lo que se necesita controlar el pozo después del cañoneo (presión hidrostática  $> 4000$  psi, presión de yacimiento  $< 2500$  psi).
- Cañoneo no convencional: auto desprendible y programables, no requiere de control de pozo y BUP para estimar presión estática de reservorio, permeabilidad, daño y límites, por ende, se descarta apagar equipo BES luego de la puesta en operación.

En los 20 trabajos de completación analizados, el tiempo promedio para los trabajos de cañoneo convencional es 16,5 días, para los trabajos con cañoneo no convencional donde se realizaron BUP test es 15,6

Nominal (true) Decline Rate:

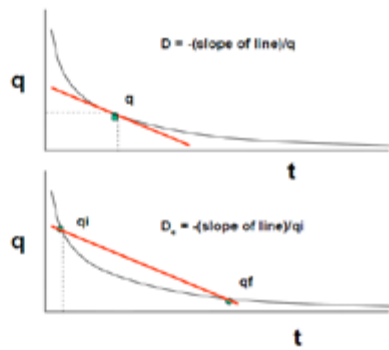
$$D = -\frac{dq}{q dt}$$

$$D = -\ln(1 - D_e)$$

Effective Decline Rate:

$$D_e = \frac{q_i - q_f}{q_i}$$

$$D_e = 1 - e^{-D}$$



In RTA, "D<sub>e</sub>" is referred to as "d", and is expressed as a percentage

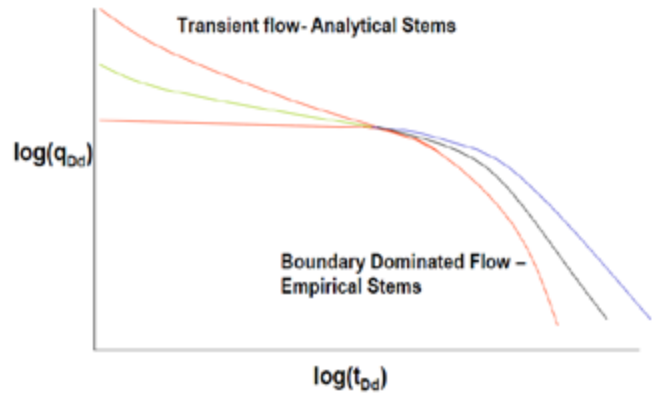


Figura 7. Declinación Nominal y Efectiva.

Fuente: Rate transient analysis theory/software course, fast rta.

Figura 8. Gráfico de Fetkovich.

Fuente: Rate transient analysis theory/software course, fast rta.

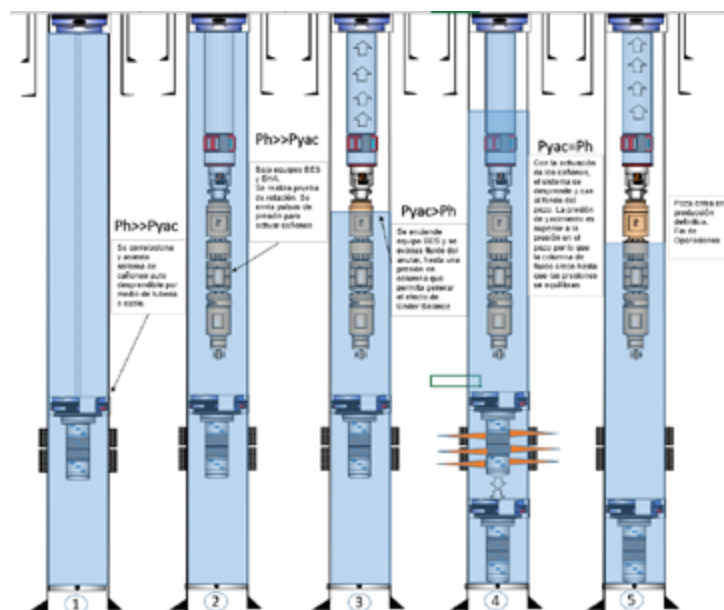


Figura 9. Secuencia operativa en pozo.

Fuente: ENAP.

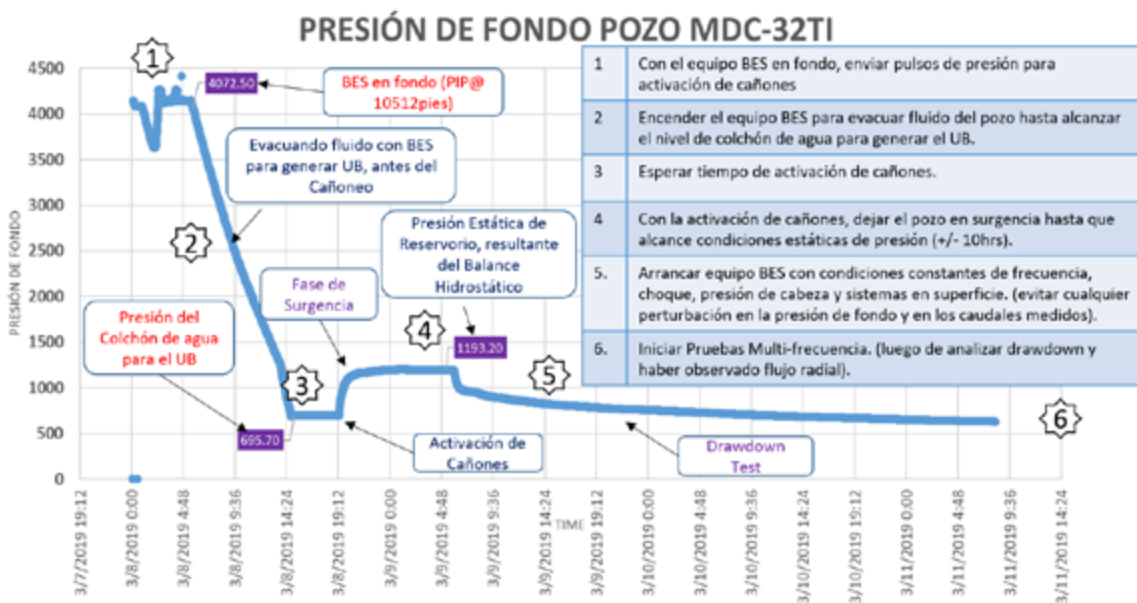


Figura 10. Presión de fondo durante la completación de pozo mdc-32.

Fuente: ENAP.

días y, finalmente, usando el balance hidrostático poscañoneo *más el drawdown analysis* y el RTA el tiempo para la puesta en producción definitiva del pozo se redujo a 7 días (ver Figura 13).

Tomando en cuenta que en los casos donde existe control de pozo, la invasión de fluido al reservorio impacta negativamente en el tiempo para alcanzar condiciones estables de corte de agua, este tiempo es considerablemente menor con el cañoneo no convencional, reduciendo ampliamente el tiempo para llegar al potencial neto una vez arrancado el pozo. En el caso de análisis entre el pozo MDC-22, donde se usó TCP y el pozo MDC-36 con cañoneo no convencional, la relación de tiempos (horas) para alcanzar el corte de agua estabilizado es 131/26.

#### **Caso histórico, RTA vs. BUP, pozo MDC-41**

El pozo MDC-41 ubicado en el bloque 46, campo MDC, se perforó y completó a finales del año 2019. El reservorio evaluado fue la arenisca T inferior. Durante el RTA el modelo de yacimiento obtenido fue un reservorio homogéneo con la presencia de límites cercanos, estos límites caracterizaban a T inferior como un yacimiento volumétrico. Con el inicio de producción histórica del pozo se observó una rápida y drástica caída de presión y aporte, para descartar el escenario de un daño de formación por migración de finos, se decidió tomar un build up test.

Los resultados de la figura 14, muestran los análisis por el método doble logaritmo (log-log plot), tanto del RTA como del bup, se puede observar que ambos modelos tienen similitudes en la descripción del yacimiento (doble permeabilidad) y la presencia de límites cercanos que, en conclusión, son la causa del comportamiento en la caída de la presión, se descartó la presencia de daño de formación (ver Figura 14).

#### **CONCLUSIONES**

- El uso de cañoneo no convencional adelanta la puesta en producción definitiva en los pozos de los

bloques 46 y 47, evita el cañoneo en sobre balance, el uso de BHA de disparo y evaluación donde se requiere control de pozo y, además, se alcanza más rápido las condiciones de BSW estables, alcanzando el potencial neto de manera temprana.

- El análisis de productividad de pozo (requisito para solicitar máxima tasa de producción al Ministerio) fue realizado sin tener una prueba de restauración de presión (BUP) con base en la data observada en el balance de presiones poscañoneo y a la interpretación del drawdown y RTA, obteniendo presión estática, permeabilidad, daño (skin) y límites del yacimiento. Al evitar el BUP ya no se requirió apagar y volver a encender el equipo BES lo cual afecta su run life.
- La reducción en tiempo promedio para la puesta en producción definitiva entre el cañoneo convencional y el no convencional sin necesidad de BUP es 5 días y considerando el tiempo para alcanzar condiciones estables de BSW, se prolonga hasta los 8 días, tiempo que impacta de manera sensible en los ingresos del Estado ecuatoriano y de la compañía operadora.
- El cañoneo no convencional evita fases de control de pozo y usa los beneficios del disparo bajo balance estático y dinámico, logrando pozos estimulados y con tiempos de puesta en producción más cortos.
- El análisis de declinación de presión (drawdown analysis) y caudal transiente (RTA) permite estimar la permeabilidad y el daño de formación de manera consistente y en forma similar al BUP, sin necesidad de cerrar el pozo y su comportamiento puede ser constantemente monitoreado y actualizado gracias a los equipos de transmisión de data en tiempo real.
- El balance de presiones después del cañoneo permite conocer la presión estática del reservorio mediante el concepto de vasos comunicantes y, al iniciar una prueba de declinación desde este punto, nos permite tener consistencia en el análisis de pozo para determinar propiedades que antes se estimaban a partir de un BUP.



