

UTILIDAD DEL SENSOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCIÓN DE POZOS

Maximiliano Giraldo ⁽¹⁾ y Federico Navarro ⁽²⁾

⁽¹⁾REPSOL-YPF

⁽²⁾SCHLUMBERGER

Sinopsis

Este trabajo esta basado en una experiencia de campo realizada en el pozo LP-665 ubicado en el Yacimiento Los Perales, Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz. Dicho pozo se ubica en el bloque Los Perales-Las Mesetas en el cual RepsolYPF es titular y opera al 100 %.

El trabajo consistió en operar una bomba electro sumergible equipada con sensor de fondo de última generación, el cual suministra lectura de los siguientes parámetros: Presión de fondo, temperatura del pozo y del aceite de motor, vibración y corriente de pérdida del sistema.

Inicialmente se recopilaron datos históricos del sensor acumulados en un período de cuatro meses y se procedió a la interpretación y modelado matemático del comportamiento del pozo.

Como paso inicial del modelado, se utilizaron ecuaciones de transiente de presión y finalmente se comprobó la consistencia del mismo con una herramienta de análisis nodal.

El trabajo concluye con los siguientes puntos:

- 1.- Evidencia las incertidumbres en los métodos de medición de nivel por ecómetro.
- 2.- Permite conocer los parámetros para la optimización del pozo, como presión de reservorio, *skin* (daño de formación), permeabilidad e índice de productividad.
- 3.- Contribuye a una optimización de los activos de producción al permitir una toma de decisiones precisas y en lapso corto de tiempo traduciéndose en un beneficio económico.

Introducción

El trabajo consiste en una experiencia de campo desarrollada en el Yacimiento Los Perales, Cuenca del Golfo de San Jorge, operado por REPSOL-YPF en la provincia de Santa Cruz, Argentina (Figura 1). En el pozo LP-665 se utilizó un sensor de fondo, de última generación, Phoenix MultiSensor XT, conjuntamente con un equipo de bombeo electro sumergible, instalado el día 23 de Marzo del 2005. El objetivo de utilizar este equipamiento es lograr optimizar las condiciones extractivas del pozo y contar con una herramienta que permita medir la presión de fondo del mismo durante la etapa de producción, es decir la presión en el *intake* de la bomba; luego transformar dicho valor en sumergencia y finalmente comparar los resultados obtenidos con las mediciones de la sumergencia por ecómetro.

Durante el proceso de monitoreo se pretendió realizar un modelo que defina el comportamiento del pozo, y a través de éste, optimizar la producción del mismo y el funcionamiento del equipo electro sumergible instalado. El modelado se realizó con los valores censados de presión y las mediciones de caudales en el tanque de control. A través de este modelo se optimizó la extracción del pozo, ya que se redefinieron las nuevas condiciones de presión de fondo de pozo y los caudales extraídos.

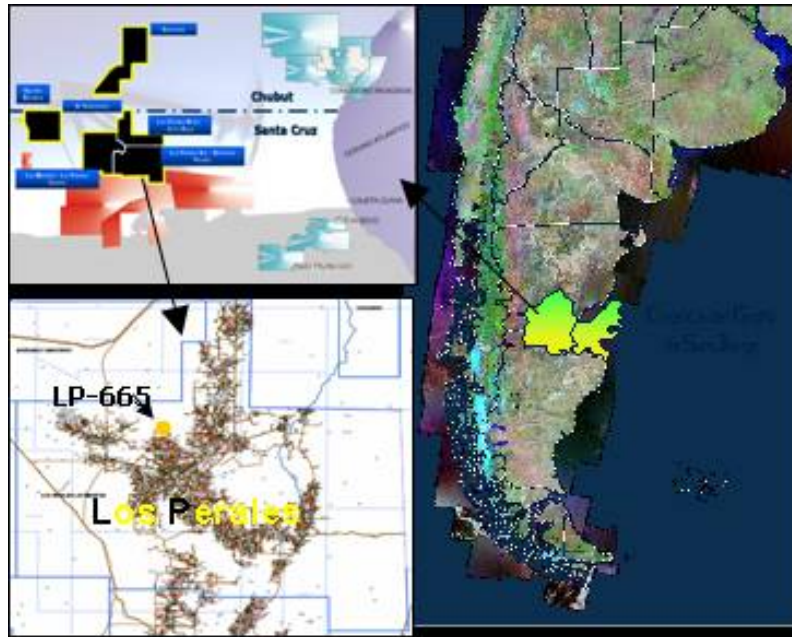


Figura 1: Mapa de ubicación geográfica

Desarrollo

Comparación de las mediciones de nivel por ecometría y de la presión dinámica de fondo.

La comparativa de las presiones en el *intake* respecto a las sumergencias medidas con ecómetro, se logró comenzando por obtener la información censada por el sensor Phoenix y almacenada en su memoria, utilizando una computadora portátil. Los valores obtenidos poseen el siguiente formato: Fecha; Hora; Presión; Temperatura del fluido; Temperatura del Motor; Vibración. Fácilmente éstos se pueden ordenar cronológicamente y compararlos con los datos obtenidos por ecometría.

La ecuación utilizada para convertir los datos de presión de fondo en sumergencia es:

$$S = \frac{(P_{wf} - P_{csg})}{\delta_f \times g}$$

S: Sumergencia [m]

P_{wf}: Presión de Fondo en el *intake* de la bomba [Pa]

P_{csg}: Presión en espacio anular del *casing* [Pa]

δ_f : Densidad del Fluido del pozo [kg/m³]

g: Aceleración de la gravedad [9,806 m²/s]

El ingeniero será el encargado de estimar el parámetro δ_f , donde los principios de mezcla de fluidos y el buen criterio serán los predominantes para tal fin. En este caso se estimó que la densidad del fluido producido era idéntica a la densidad del agua, ya que el pozo posee un corte de agua del 99.9% y la producción de gas es de 100 Nm³/d, pequeña, por lo que se considera que éste se separa completamente del fluido que ingresa por el *intake* de la bomba. En la figura 2 se muestra dicha comparación.

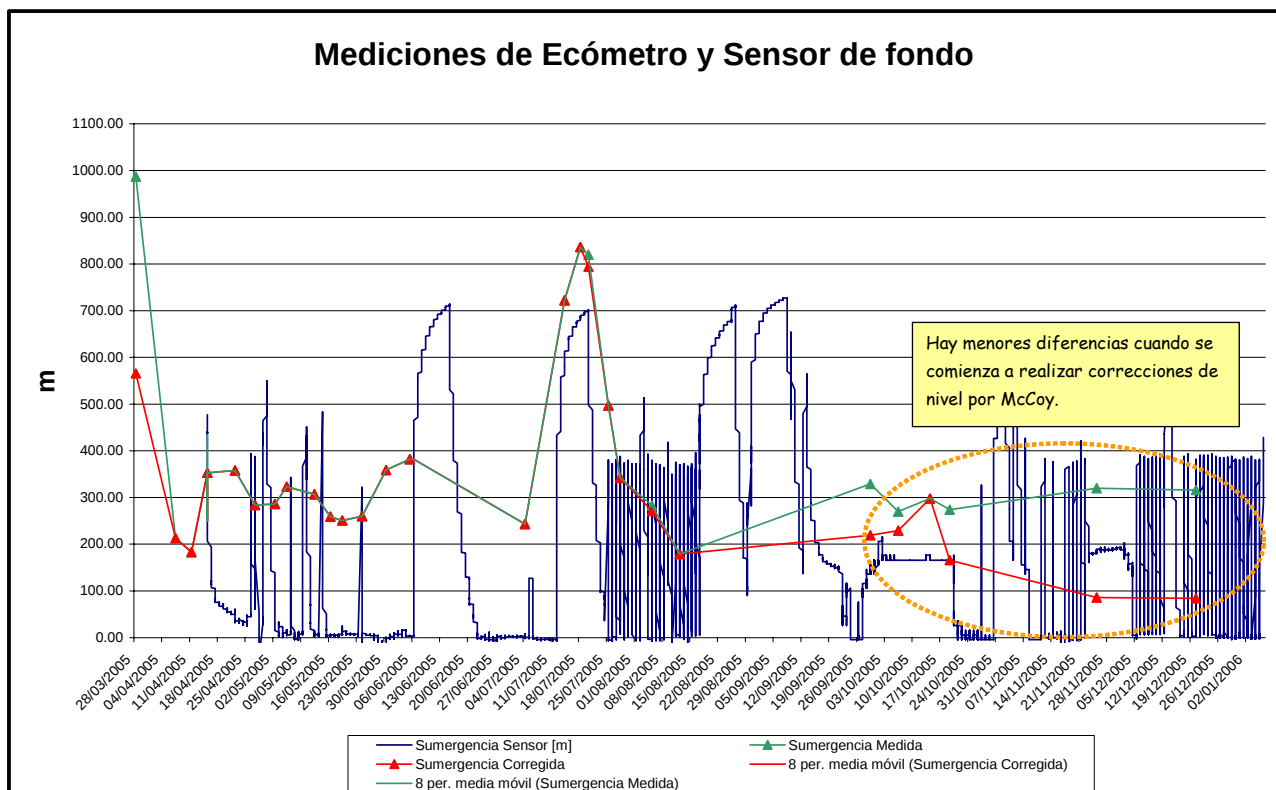


Figura 2: Curva comparativa de sumergencias.

Dando una rápida mirada a la figura 2, el lector evidenciará la gran diferencia entre ambos métodos de medición. Recordando que la precisión del sensor es de ± 68947 Pa (10 psi), y utilizando el correcto valor de densidad, la sumergencia calculada con el dato del sensor es más realista que el valor obtenido por ecometría. Se evidencia que debe tenerse en cuenta la corrección de McCoy en la medición de nivel, para lograr así una medición más representativa de la real y disminuir la incertidumbre del método.

El caudal de líquido producido por la BES (bomba electro sumergible), será el encargado de refrigerar el motor cuando éste lo atraviese a una velocidad recomendada de 0.3048 m/s. Una escasa sumergencia del pozo puede conducir a una disminución del caudal producido por la BES, ya que el pozo no es capaz de entregar la misma tasa de fluido que la que produce el equipo. Es decir el pozo esta en una situación de pumped off well (agotamiento de nivel de líquido del pozo) y puede inducir un daño de la aislación dieléctrica del motor por un exceso de temperatura de trabajo. A partir de los resultados mostrados se concluye que el seguimiento de la presión dinámica de fondo y la temperatura medida por sensor es la mejor forma de monitorear y proteger el equipo.

Comportamiento del pozo y análisis del mismo

Se comenzará por analizar el funcionamiento del pozo, en la figura 3 se muestran los datos en forma cronológica de presiones dinámicas de fondo y temperatura de fluido censadas.

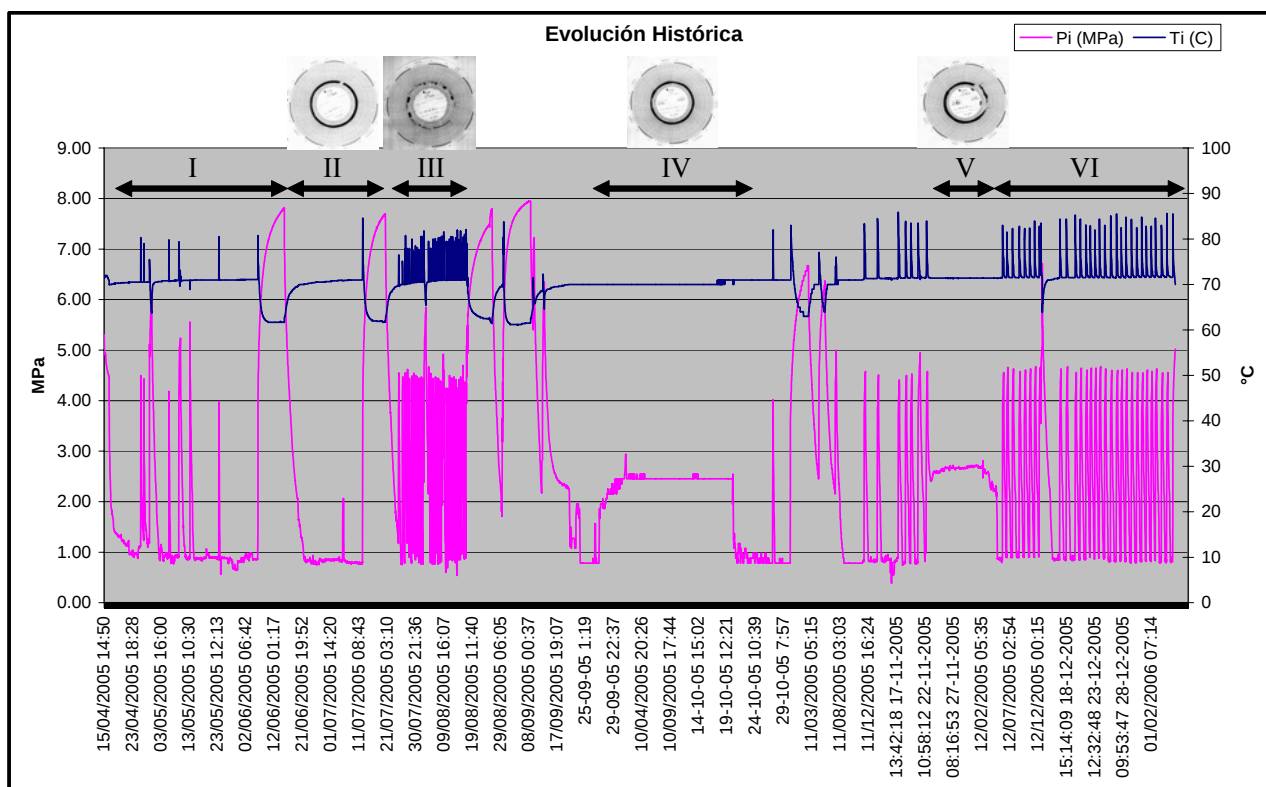


Figura 3: Data Histórica

En la figura 3, se observan seis comportamientos bien diferenciados entre sí. Los mismos son:

- I. El primer período se extiende desde el 15/04/05 al 15/06/05. En el inicio de la producción del pozo con sistema BES, se verifica que la presión dinámica de fondo no alcanza a estabilizarse correctamente y el pozo se para en reiteradas ocasiones. El período finaliza con un paro de 9 días, donde se produce un *Buildup* de presión. Más adelante en este estudio se utilizará este *buildup*, y los demás *buildups* mostrados en la figura 3, para modelar el comportamiento del pozo.
- II. Este segundo período comienza el 15/06/05 y finaliza el 20/07/05. El pozo pareciera estabilizarse con una presión dinámica de fondo promedio de 0.8 MPa, especialmente si se lo compara con la presión media de casing de 0,6 MPa. El lector puede observar que la presión dinámica de fondo es muy pequeña y el pozo agota nivel, tal como lo demuestra la carta amperométrica del período siguiente una vez reajustadas protecciones eléctricas del motor. El período finaliza nuevamente en un *Buildup* cuya duración fue de 8 días.
- III. El tercer período es muy errático y comienza el 20/07/05 hasta el 16/08/05. Queda en evidencia, en la figura 3, que la presión dinámica de fondo nunca se estabiliza durante esta etapa. Indicio más que claro que el pozo agota nivel y la bomba no alcanza nunca una condición estable de funcionamiento. Se observa en la figura 3, que durante este periodo el equipo BES es sometido a mayores temperaturas que desgastan prematuramente la aislación del motor y el aceite de los protectores.
- IV. Durante el cuarto período comprendido entre el 27/09/05 al 20/10/05, se evidencia la estabilización del funcionamiento de la BES con una presión dinámica de fondo prácticamente constante de 2,5 MPa. El pozo produce en forma constante durante 44 días sin

interrupciones (del 13/09/05 al 27/10/05). La estabilización se logró con la modificación de la contrapresión en la boca del pozo, único parámetro susceptible de ser ajustado, ya que no se contaba con un variador de frecuencia, para cambiar la velocidad de la BES. Aquí es donde se evidencia el poder del estudio de los datos arrojados por el sensor para la optimización del pozo, cuando las condiciones del pozo se ajustan a los resultados del modelo se logra la estabilización del mismo. La construcción del modelo se explicará en las subsecuentes líneas de este trabajo.

Al finalizar el período mencionado, el pozo nuevamente se desestabiliza, producto de que la contrapresión del mismo se cambia y no se respetan los valores sugeridos por el modelo.

- V. Continuando con la lectura de la figura 3, se observa que luego de un período errático, el día 22/11/05, las condiciones del pozo se ajustan nuevamente a las del modelo logrando la estabilización del mismo, pero luego la contrapresión en boca de pozo se modifica y el período estable finaliza el día 03/12/06.
- VI. Finalmente el pozo queda totalmente desestabilizado. Se decide parar el equipo para evitar que la BES, sufra un desgaste excesivo por la condición errática de trabajo y correr el riesgo de quemar el motor del equipo BES.

Realización del modelo

El modelado del pozo se realizó utilizando los datos de presión arrojados por el sensor Phoenix más los datos de producción a partir de los controles de producción del pozo; estos controles fueron realizados por el método de diferencias de niveles en tanque durante un período de tiempo conocido. Con los datos del período 15/04/2005 hasta 22/09/2005 se realiza el modelado, luego se verifica el modelo cuando a los datos anteriores se agregan los nuevos valores (del 22/09/2005 al 11/11/05) (Figura 4).

El principio físico del modelo se basa en resolver la ecuación de difusividad o transiente de presión de flujo radial, para el pozo en cuestión. El análisis de los datos de presión y tasas de producción, permite obtener el índice de productividad del pozo, así como el valor de la capacidad de flujo de la formación (producto permeabilidad-espesor), el valor de daño asociado con el pozo y la presión actual del área de drenaje involucrada con la producción del pozo. De esta manera se dilucidan los datos necesarios para construir una curva *Inflow Performance* (IPR), y finalmente aplicar análisis nodal y lograr la optimización del pozo como así también poder calcular, las condiciones de funcionamiento óptimas del equipo BES.

La resolución de la ecuación de transiente de presión se realizó utilizando el *software* corporativo de REPSOL-YPF, Saphir V.3.20. El ajuste del modelo parte de la suposición de que el reservorio multicapa, se comporta como un reservorio ideal homogéneo, donde solamente aportan fluido al pozo las capas que están dentro del proyecto de recuperación secundaria.

El modelado del pozo se realizó siguiendo los pasos que se detallan a continuación:

1. Se analizó la completación del pozo, punzados, fracturas y capas en el proyecto de inyección para recuperación secundaria. Se buscó referencia de mediciones de permeabilidades a través de distintos métodos, se aconsejó utilizar permeabilidades en el rango de 1 a 100 fm² (1 a 100 md).
2. Se cargaron los datos de presiones y caudales de producción en el *software* a partir del 15/04/05 hasta 22/09/05.
3. Se establecieron los *buildups* más importantes de presión registrados por el sensor (figura 4).
4. Se analizó cada *buildup* con los gráficos de la derivada de presión ($\log[dP]$ vs $\log[dt]$; $\log [tdP/dt]$ vs $\log[dt]$ y el gráfico P vs $\log [(t+dP)/dt]$) para estimar los valores iniciales de:
 - ✓ Permeabilidad K
 - ✓ Efecto Piel (*Skin* que representa el daño o estimulación) S

- ✓ Almacenamiento en el espacio anular (*wellbore storage*) C
- ✓ Presión de reservorio P_i

5. Cálculo iterativo hasta lograr que la ecuación de transiente de presión se ajuste razonablemente a los datos históricos, modificando los valores de K , S , C y P_i . El ajuste resulta muy difícil, sobretodo por los pocos datos de caudales producidos del pozo y el comportamiento no ideal del reservorio.

En la figura 4, se muestra el ajuste (línea de color rojo) del modelo matemático a los valores obtenidos (puntos verdes) con el sensor de presión dinámica de fondo. El lector observará que el ajuste no es exacto. Como se mencionó anteriormente esto se debe a se supuso un comportamiento ideal del reservorio y que los datos de caudales son muy escasos y variables.

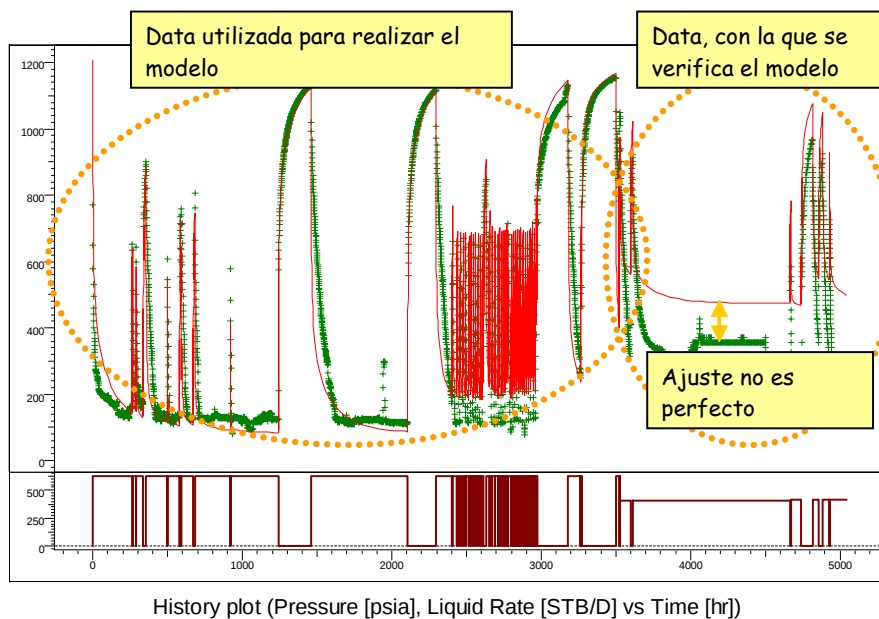


Figura 4: Ajuste del Histórico de datos. La línea continua roja es el modelo matemático y puntos verdes son los datos censados. En marrón los caudales producidos.

A pesar de la escasa precisión en el ajuste, los datos obtenidos del modelado, que se muestran en la tabla 1, son suficientes para obtener la curva IPR del pozo y para realizar análisis nodal. Es interesante observar el efecto de estimulación, con $S < 0$, concuerda con las fracturas realizadas a las capas que aportan fluido al pozo. Otro dato interesante es que el radio de drenaje, es similar a la distancia al inyector asociado al pozo (345 m). Por último se resalta que la presión de reservorio (a profundidad del sensor) es inferior a la presión hidrostática de formación.

Results		
Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Storage + Skin	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Circle	
Results		
TMatch	3.79	[hr]**-1
PMatch	0.61	[MPa]**-1
C	6.82E-4	m3/kPa
Skin	-3.76	--
Delta P Skin	-6.2	MPa
Pi	8.30661	MPa
k.h	5.04E-14	m3
k	3.8E-15	m2
Re - Constant	360	m
Test. Vol.	1.3E+6	m3

☒ Rounded
☐ Exact

Close

Tabla 1: Modelo Reservorio y Parámetros para construir IPR

El estudio continua con la realización de análisis nodal del pozo, para lo cual se utilizó el *software* PROSPER 5.0, con licencia corporativa de Repsol-YPF. En el *software* se utilizó la siguiente información: un modelo petróleo Black Oil, la curva IPR con la ecuación de flujo radial de estado estacionario ($PI=10.949 \text{ m}^3/\text{dMPa}$), la curva VLP (*Vertical Lift Performance*) con la correlación Hagedorn and Brown Modificada y se seleccionó la BES instalada, la marca, su curva característica y la cantidad exacta de etapas: 246. En la figura 5 se muestra el resultado del análisis nodal realizado.

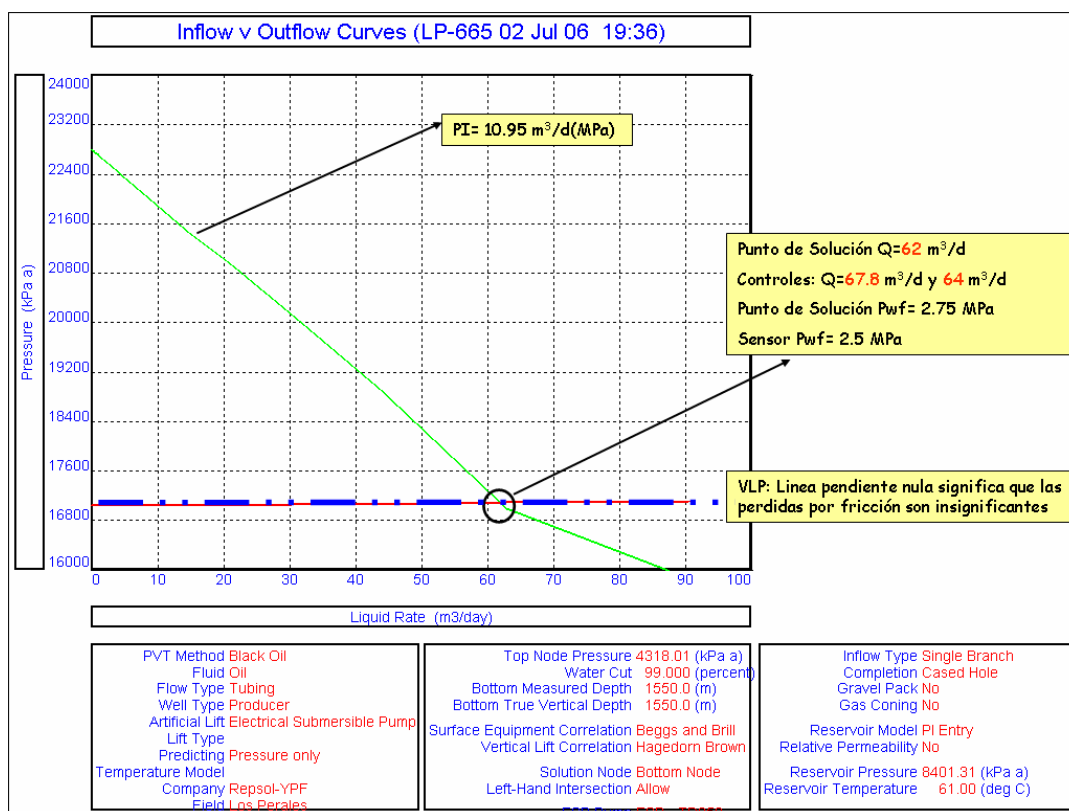


Figura 5: Análisis Nodal, Curva IPR y VLP (descarga de la BES).

Los resultados del análisis nodal, muestran que las pérdidas por fricción en el tubing son despreciables. Este dato es muy útil para el ingeniero sobretodo a la hora de realizar el cálculo de diseño del equipo BES y el TDH (*Total Dinamic Head*) necesario.

Apoyado por el resultado del análisis nodal, se procede a contrapresionar el pozo con la presión de 4.3 MPa. Una vez estabilizado el mismo se controló y se evidenció que el modelo era muy aproximado, ya que el caudal medido de 64 y 67.8 m³/d era muy similar al arrojado por el modelo (62 m³/d). Estos valores demuestran que la BES estaba trabajando por debajo del rango óptimo (caudal mínimo 73 m³/d) (Figura 6). Se verifica en la figura 3 que durante el período de flujo IV, luego de contrapresionar el pozo, la BES no se para por agotamiento de nivel y se registra el período más largo en que el equipo se encuentra en marcha sin interrupciones. También queda demostrado que el equipo se desestabiliza cuando se disminuye la contrapresión al finalizar este período. Sin embargo cuando se restablecen las condiciones de contrapresiones calculadas por el modelo, el pozo se estabiliza nuevamente, como se observa en el período V de flujo.

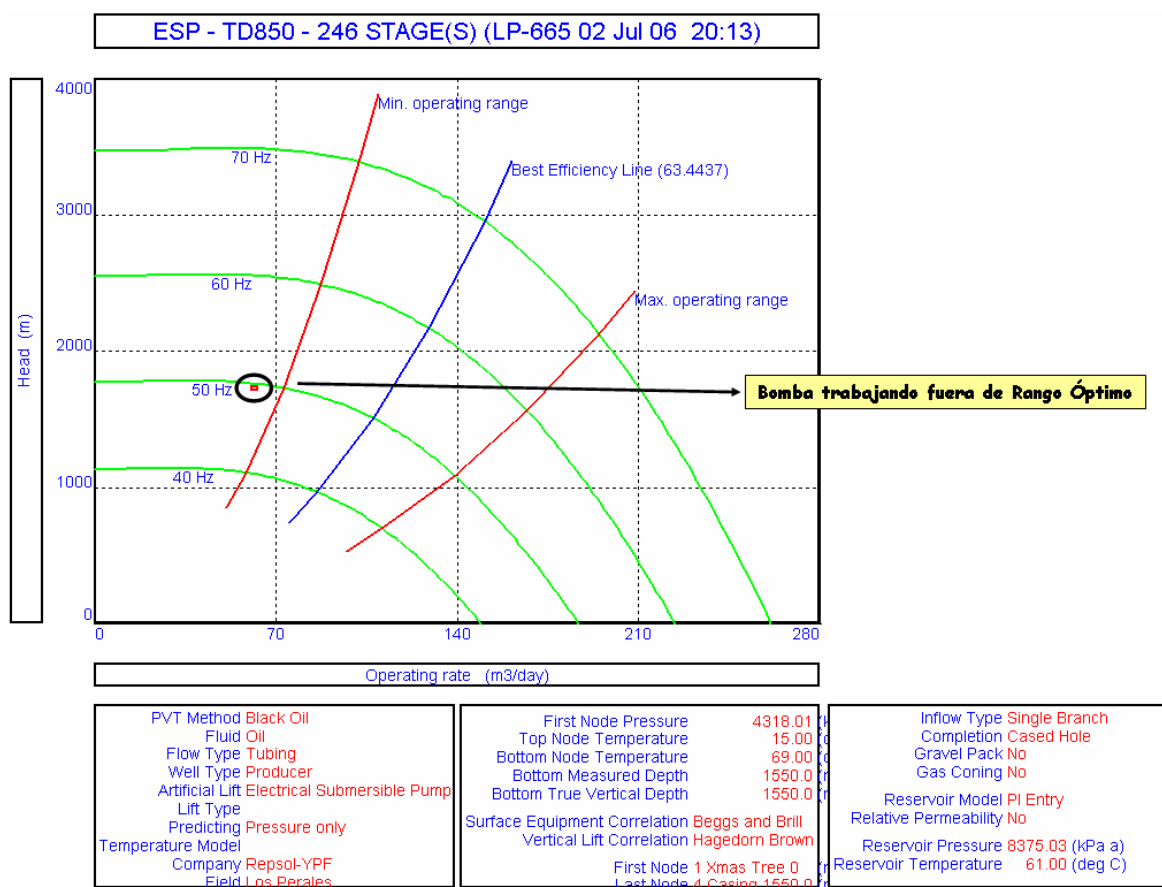


Figura 6: Operación de la BES, respecto a su curva

Utilizando los datos recolectados por el sensor, se logró modelar el pozo, ajustar el modelo, conocer el potencial real del pozo, optimizarlo y cuidar la integridad del equipo BES instalado. Si se comparan los datos de caudales y de presiones de fondo, del modelo con los del pozo, se verifica que son muy similares.

Finalmente el estudio demostró que la BES se encontraba sobredimensionada y que el pozo estaba siendo extraído a su máximo potencial. Se decidió entonces extraer el equipo BES conjuntamente con el sensor de presión e instalarlo en el pozo LM-183. De esta forma se optimizaron los activos y se evitaron costos adicionales por rotura del equipo.

Si no se hubiese extraído la bomba, se hubiesen desgastado las etapas en forma excesiva por trabajar en condición de downthrust (empujes descendentes) y se hubiese corrido un alto riesgo de dañar severamente el motor del equipo.

Conclusiones

Del presente estudio, se pueden extraer algunas conclusiones que se desarrollan a continuación.

1. Incertidumbre en las mediciones de niveles. Se verifico que a partir de los datos de presión obtenidos con el sensor de fondo, se puede calcular una sumergencia del pozo. Este valor representa en forma más certera el funcionamiento real del pozo y el sistema de levantamiento artificial respecto a los datos obtenido a través de mediciones por ecometría. También quedo evidenciado que la corrección por McCoy mejora sustancialmente el valor de las mediciones por ecómetro disminuyendo la incertidumbre del mencionado método.
2. El modelado y optimización del pozo, se realizo completamente. Si bien los resultados distan de ser exactos, son muy buenas aproximaciones. Parte de la inexactitud del modelo depende en gran medida de la complejidad del reservorio y dificultad de contar con suficientes datos. Por ello las simplificaciones y suposiciones realizadas, necesitan ser muy criteriosas. A pesar de las incertidumbres, el modelo definió el potencial del pozo, la posible optimización del mismo y del equipo electro sumergible instalado.
3. Toma de decisiones precisa y optimización de los activos de producción. Se decide disminuir el rango de las protecciones eléctricas del equipo BES, para evitar dañar el motor. Ya que como se muestra en la figura 1 las sumergencias arrojadas por el ecómetro eran mucho mayor que los valores censados y se corría riesgo de quemar el motor. Esto evitó tener que afrontar el costo del motor dañado. Por otra parte el modelo arrojó que si bien se podía estabilizar el funcionamiento del pozo (figura 2, período IV), la BES quedaba trabajando por debajo del rango mínimo de funcionamiento y el desgaste sufrido en las etapas terminaría dañando prematuramente a las bombas del equipo BES. Finalmente se extrae el equipo del pozo LP-665 y se instala en el pozo LM-183, en la figura 7, se observa como la relación: beneficio obtenido por producción del pozo/costo leasing del equipo BES, aumenta con el intercambio del equipo en los pozos (unidades adimensionales). Dejando así en evidencia que el activo se optimizó y se evitaron afrontar los costos del posible daño al motor y desgaste prematuro de las BES.

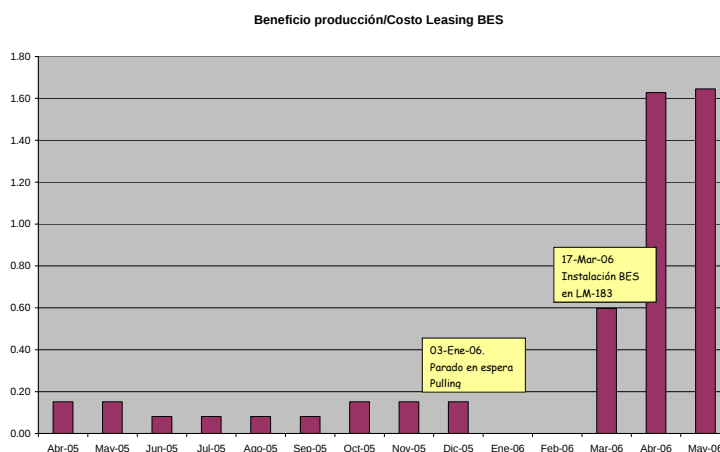


Figura 7: Evolución cronológica de: beneficio obtenido por producción por del pozo/costo del leasing del equipo BES.

Bibliografía

- Economides, Michel J., Hill A. Daniel, Ehlig-Economides Christine. 1994. Petroleum Production Systems.
- Davies, David. 2004. Production Technology 2.
- Horne, Roland N. 1995. Modern Well Test Analysis.
- McCoy, James M., Podio Augusto L., Huddleston Ken L. 1988. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.
- McCoy, James M., Podio Augusto L., Huddleston Ken L. and Drake B. 1985. Acoustic Static Bottomhole Pressure. SPE 13810.
- Lyons, Williams C. 1996. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering Volume 2.
- Petroleum Experts. 1995. Training Course Notes Integrated Production Modelling.
- KAPPA Engineering. 2004. Saphir V.3.20 User Manual.