

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO X1 Y X2 UTILIZANDO CHOQUES EN FONDO.

Germán Castillo Salamanca¹, Fernando E Calvete Gonzalez², Alvaro Prada Velásquez³

RESUMEN

Este trabajo describe una metodología sencilla para optimizar la producción conjunta de petróleo de los pozos que presentan flujo cruzado. Inicialmente, por medio de modelamiento en un software de análisis nodal, se seleccionan los pozos problema para optimizar, y por medio del análisis de las curvas IPR (Inflow Performance Relationship) y TPC (Tubing Performance Curve) de estos pozos, se especifican las características del coeficiente Cv de una válvula de control de flujo para tubing de 3 ½ para establecer el porcentaje de apertura.

Palabras claves: Choques, Optimización, Producción, Arenas X1 Y X2, válvulas de control.

ABSTRACT

This work describes a methodology to optimize the production of the wells that present crossed flow. Initially by means of modeling in a nodal analysis software the wells with problems are selected to optimize them. By means of the analysis of the IPR curves (Inflow Performance Relationship) and TPC (Tubing Performance Curves) of these wells, the characteristics of the Cv coefficient are specified for a flow control valve in order to optimize the production in a 3½" tubing to optimize the production.

Keywords: chokes, Optimization, Production, X2 and X1 Formation, control valves.

1. Ingeniero de Petróleos, Candidato a MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E- mail: german.castillo@ecopetrol.com.co

2. Ingeniero de Petróleos, MSc. En Informática. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E- mail: fcalvete@uis.edu.co

3. Ingeniero de Petróleos, MSc. en ingeniería. Ecopetrol-ICP. Bucaramanga. Colombia. E- mail: alvaro.prada@ecopetrol.com.co

INTRODUCCIÓN

El mecanismo de producción de X1 es gas en solución, mientras que el de X2 es empuje activo de agua que ha logrado mantener la presión.

Existe un problema particular con las arenas X1 y X2. Se cree que la diferencia de presión de flujo entre X1 y X2 está impidiendo la producción de X1 o en el peor de los casos, se está presentando flujo cruzado, es decir, que fluidos de X2 están invadiendo X1.

En el presente trabajo se presenta la metodología de selección y posterior optimización de los pozos que puedan llegar a tener este problema, por medio de estrategias de control de flujo.

La tecnología de las válvulas de control en fondo de pozo viene de su capacidad para modificar activamente los completamientos zonales del pozo, e interpretar y monitorear en tiempo real la adquisición de datos del pozo, optimizando la magnitud del caudal existente. El propósito del trabajo es especificar un diseño de choque, descrito como un perfil Cv, que dé buena sensibilidad de control de flujo a través del rango de posición de la válvula y obtener una optimización de la producción.

SELECCIÓN DE POZOS CON FLUJO CRUZADO PARA OPTIMIZAR

Con el fin de analizar la posibilidad de flujo cruzado para los pozos, el estudio comenzó con la revisión de toda la información disponible para los pozos del campo con el objetivo inicial de identificar los pozos que poseen intervalos cañoneados tanto en la formación X1 (especialmente X1inf) como en X2 a lo largo de toda su vida productiva, es decir, no importa si estos intervalos se encuentran actualmente activos, lo importante es analizar si la eventual producción conjunta de estas dos formaciones resultaría en un flujo cruzado y cuáles son las medidas necesarias para evitar este evento.

Para la determinación de los pozos y modelado de los mismos, se utilizó un software de análisis nodal. Los datos necesarios para determinar los pozos que presentan flujo cruzado son los siguientes:

- Intervalos cañoneados a lo largo de la vida productiva de cada pozo.
- PMP (Punto medio de los perforados) para cada formación productora.

- Presión inicial de yacimiento del pozo.
- Pwf o Presión de fondo fluyendo
- Temperatura del pozo en profundidad.
- Perfil de desviaciones del pozo.
- Equipos de levantamiento artificial instalados (si es el caso).
- Producción actual del pozo.
- Relación Gas-Aceite.
- Corte de Agua.

Una vez introducida la información correspondiente a cada uno de los pozos, el siguiente paso fue modelar los tipos de fluidos que hay en cada una de las formaciones productoras.

Para caracterizar un fluido en un software de análisis nodal, generalmente se debe contar con la gravedad API del fluido, el corte de agua, el GOR y las gravedades específicas del agua y del gas, lo cual es suficiente para realizar los análisis de manera adecuada, sin embargo, si se cuenta con la ayuda de PVTs se pueden calibrar los perfiles que se obtienen para el fluido con el fin de lograr un mejor ajuste con los datos obtenidos en laboratorio, garantizando de esta manera, resultados más acertados. Es importante mencionar que esta calibración de los datos se realizó para las formaciones X1 y X2, de las cuales se tenían estudios PVT.

El análisis que debe realizarse sobre cada uno de los pozos, es la construcción de un perfil Presión/Temperatura como se ve en la Figura 2.

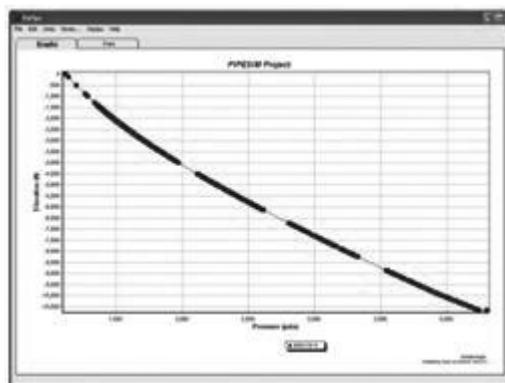


Figura 2. Perfil Presión/Temperatura Software de análisis nodal.

Estos perfiles, permiten tener una mejor idea de cómo varían esas propiedades en función de la profundidad. Específicamente, para el objeto de este estudio, mediante la construcción del perfil, El Software de análisis nodal genera un reporte de salida en el cual se muestran todos los resultados obtenidos por el simulador incluyendo

las interacciones entre las diferentes formaciones productoras, y que indican si la formación presenta un comportamiento de producción o de inyección (Figura 3).

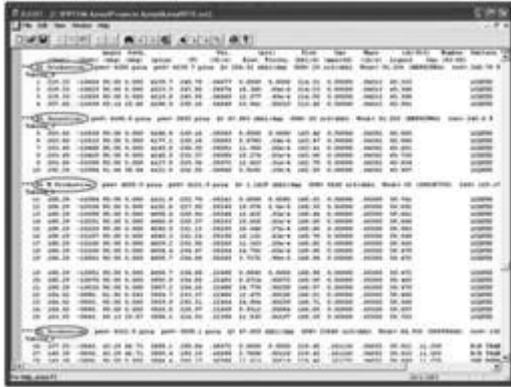


Figura 3. Reporte del Perfil P/T con Flujo Cruzado Software de análisis nodal

En el caso de los Perfiles P/T, los resultados mostraron que para cuatro de los 8 pozos analizados, si se diera la situación de una producción conjunta entre las formación X1 y X2 (Situación que no se presenta actualmente) habría una invasión del fluido proveniente de la formación X2 en la formación X1, lo que disminuiría de manera significativa la producción por la suma del caudal inyectado en la formación X1 mas el caudal no producido desde esta misma formación.

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CONJUNTA.

Una vez se tienen las curvas de operación del sistema, se procede a utilizar el modelo matemático de presiones del mismo, y de esta forma determinar la especificación del choque o válvula de flujo. Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza móvil que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Las válvulas¹ son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria. Debido a su diseño y materiales, las válvulas pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos. Sus tamaños van desde una fracción de pulgada hasta 30 ft (9 m) o más de diámetro. Pueden trabajar con presiones que van desde el vacío hasta más de 20000 lb/in² (140 Mpa) y temperaturas

desde las criogénicas hasta 1500 °F (815 °C). En algunas instalaciones se requiere un sellado absoluto; en otras, las fugas o escurrimientos no tienen importancia.

La palabra flujo expresa el movimiento de un fluido, pero también significa para nosotros la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección determinada de un conducto. Caudal es el flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

Para establecer la metodología de análisis y optimización, se presenta un diagrama de flujo para observar de una forma más sencilla, los pasos a seguir para el desarrollo de la optimización.

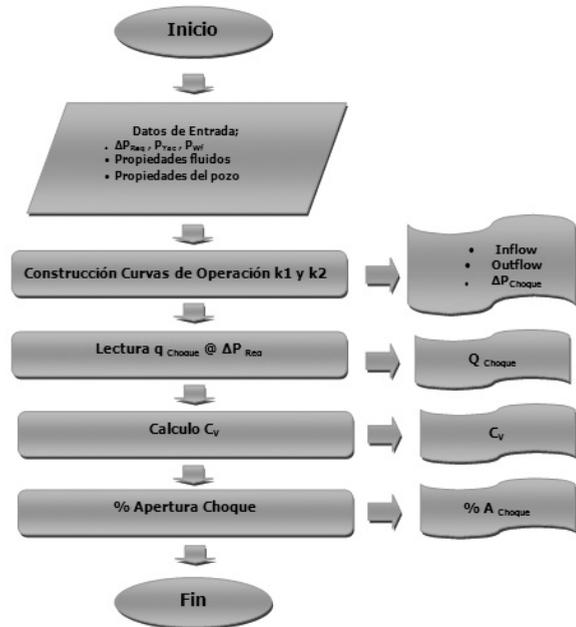


Figura 4. Diagrama de flujo metodología Funcionamiento

A continuación se presentan las curvas de operación para los pozos en los que se determinó por modelado, que tienen flujo cruzado, o en los que se encontró inyección de fluidos de la formación X2 a la formación X1.

Para la determinación de estas curvas, cabe anotar que se utilizaron las ecuaciones de Vogel para IPR y Hagedorn & Brown para la curva TPC.

Ecuación de Vogel

$$\frac{Q}{Q_{Max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1)$$

ANÁLISIS NODAL PARA BES

Los análisis que se realizan en un sistema de producción en su conjunto, permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

Con el pasar del tiempo, el pozo que se encuentra en producción requerirá una energía adicional que le proporcione la suficiente presión requerida para llevar los fluidos del yacimiento a superficie, para ello se usan diversos sistemas de levantamiento artificial entre los que se destacan el Gas lift, Bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico.

Para efectuar un análisis nodal⁷ en una bomba electrosumergible, se selecciona un nodo en la bomba, donde esta pueda manejarse como un componente independiente en el sistema. La presión de entrada al nodo por la bomba está definida como P_{up} , y la presión de descarga de la bomba P_{dn} .

La presión de ganancia que la bomba debe generar para un caudal de producción particular, está definida por:

$$\Delta P = P_{dn} - P_{up} \quad (2)$$

Estas presiones y sus ubicaciones se pueden apreciar en la Figura 5:

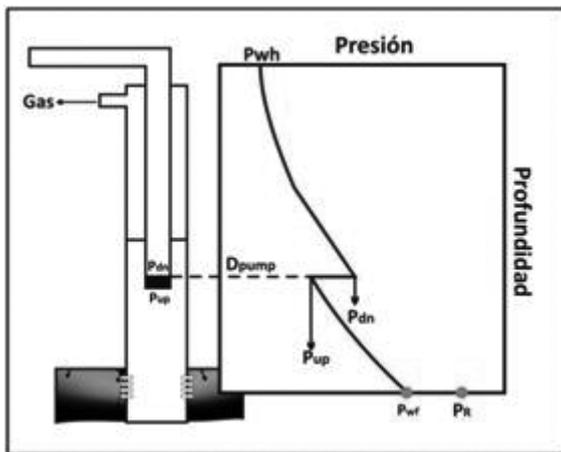


Figura 5. Esquema de la bomba electrosumergible (adaptada del libro Production Optimization Using Nodal Analysis, BEGGS H. Dale. Figura 5-25)

El comportamiento de la presión por debajo de la bomba se calcula con base en la relación Gas/líquido de la formación y en el tamaño del casing. El comportamiento de la presión por encima de la bomba será basado en la relación Gas/líquido dentro de la bomba y en el tamaño del tubing.

Si la información está disponible con respecto al promedio del separador de gas, este podría ser asumido como un 50%. Luego las expresiones de Inflow y Outflow quedarán así:

$$\text{Inflow: } \bar{P}_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{csg}$$

(Por debajo de la bomba)

$$\text{Outflow: } P_{sep} + \Delta P_{linea deflujo} + P_{tub}$$

(Por encima de la bomba)

Modelo Matemático - Una zona de producción

$$\text{Outflow} = P_{wh} + \Delta P_h + \Delta P_{f.wellhead-ESP} - \Delta P_{Pump} \quad (3)$$

$$\text{Inflow} = P_{wf} - \Delta P_h + \Delta P_{f.reservoir-ESP} - \Delta P_{Choke} \quad (4)$$

$$\text{Inflow} = (P_{res} - \frac{q}{IP}) - \Delta P_h + \Delta P_{f.reservoir-ESP} - \Delta P_{Choke} \quad (5)$$

Ecuación de Hagedorn & Brown⁶

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{f \rho_m^2 v_m^2}{2 \rho_s d} + \rho_s g + \frac{f \rho_s \Delta(v_m^2)}{2 dZ} + \Delta P_{ESP} \quad (6)$$

$$dp = \frac{f \rho_m^2 v_m^2 dZ}{2 \rho_s d} + \rho_s g dZ + \frac{f \rho_s \Delta(v_m^2)}{2} + \Delta P_{ESP} \quad (7)$$

El propósito del proceso de diseño es especificar un diseño de choque, descrito como un perfil Cv, que dé buena sensibilidad de control de flujo a través del rango de posición de la válvula. Ya que posicionando los componentes de control de la válvula son típicamente lineales, el objetivo del proceso de diseño es alcanzar la actuación de flujo lineal en relación a la posición lineal del choque.

A continuación se presentan las curvas de operación del sistema con su respectiva gráfica de diferencial de presión versus caudal.

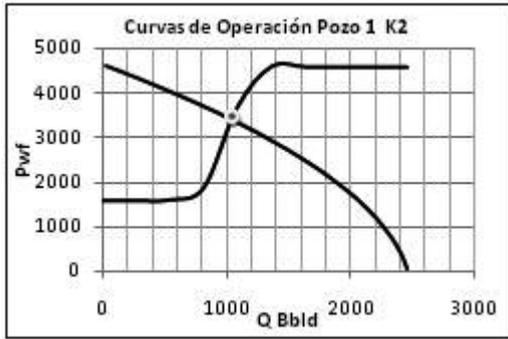


Figura 6. Curvas de operación Pozo 1 X2

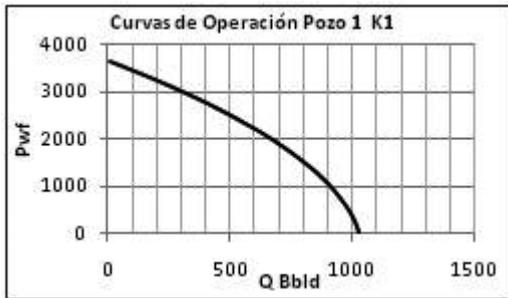


Figura 7. Curva IPR Pozo 1 X1

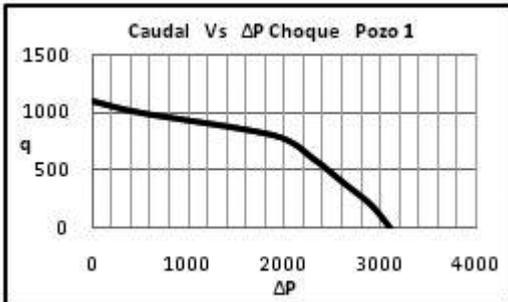


Figura 8. Curva de choque Pozo 1

Es muy perceptible que en los pozos de donde se suscita el fenómeno de inyección, la presión de fondo fluyendo de X1 es mayor que la presión de yacimiento, en este caso y para el desarrollo del siguiente análisis, se tendrá un regla del dedo gordo, y es que la producción deseada de X1 será 3/4 del potencial máximo (AOF) del pozo para esa zona.

A este caudal se tendrá una Pwf determinada, la cual determinará un diferencial de presión con la Pwf inicial del pozo, que será el diferencial de presión requerido por el choque para la obtención de las condiciones de flujo conjunto.

En el proceso de diseño de la válvula de control de flujo, se debe considerar la máxima tasa de flujo esperada a través de ella. La máxima tasa puede ser definida como el punto de equilibrio de operación correspondiente a la más baja Pwf esperada, o esta puede ser restringida por la máxima velocidad permisible para la erosión aceptable del conducto de flujo.

En un pozo inteligente, se asume que la presión en cabeza del tubing no es alterada, pero en cambio, la contrapresión adicional impuesta sobre las perforaciones es generada por restricciones de flujo a través de la válvula de control de flujo entre la formación X1 y X2.

A la máxima tasa, la válvula de control de flujo se considera que esta totalmente abierta, con una caída de presión insignificante a través de esta. A tasas más bajas que la máxima, la caída de presión a través de la válvula de control de flujo es igual a la diferencia entre la presión definida por la curva IPR y la presión de la curva TPC a una tasa específica.

$$\Delta P_{Choque} = P_{IPR} - P_{TPC} \quad (8)$$

Esta ecuación describe un lugar de puntos sobre el gráfico representando la diferencia de presión, como lo muestra las figuras. Los diferenciales de presión de las válvulas pueden ser considerados a tasas de flujo discretas como una fracción de la máxima tasa de flujo, como 20%, 40%, 60%, etc.

El número de posiciones discretas corresponden a posiciones ajustadas de la válvula de control de flujo. Si la válvula es infinitamente variable, la caída de presión a cualquier tasa de flujo es representada por la continuidad de la curva de caída de presión.

Se puede determinar entonces el diseño de flujo a cada posición. Para una sola fase, el flujo de líquido incompresible a través de un orificio circular o choque, la relación entre la caída de presión, ΔP , la tasa de flujo, q_L , y el diámetro del orificio, d , puede ser representados por la ecuación:

$$q_L = C_1 C_d d^2 \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}} \quad (9)$$

Donde:

q_L = Tasa de flujo de líquido a través del orificio.

C_1 = constante.

C_d = constante de descarga del orificio.

d = diámetro del orificio.

ΔP = caída de presión a través del orificio.
 γ_L = densidad relativa del líquido (agua=1).

El diseño mecánico del control de flujo para el comportamiento de flujo deseado es más complejo que el que puede ser derivado por la ecuación debido a la geometría compleja, orificios no circulares, trayectorias de flujo tortuosas, flujo multifásico, comportamiento de flujo no-newtoniano. El actual diseño mecánico del control de flujo, incluye la geometría del orificio para cumplir con la caída de presión requerida, puede ser derivada por la combinación de modelamientos analíticos, correlaciones empíricas y pruebas de flujo de circuito cerrado.

Una vez se establece el diseño del control de flujo, el rendimiento del flujo, en términos de flujo de agua, se describe por el coeficiente de la válvula, C_v . El uso de C_v como un descriptor para el rendimiento de la válvula de control de flujo permite compara diferentes válvulas. C_v tiene una definición muy específica.

$$q_L = C_v \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}} \tag{10}$$

Donde:

- q_L = tasa de flujo de líquido a través de la válvula (US gpm).
- C_v = coeficiente de la válvula (Us gpm/psi^{1/2}).
- ΔP = caída de presión a través de la válvula (psi).
- γ_L = densidad relativa del líquido.

Como se señaló en la metodología, con esta ecuación de choque se establece un coeficiente de capacidad de la válvula de choque, a partir de un diferencial de presión específico que se sustrae del balance de presiones establecido.

Posteriormente se utiliza el modelo matemático generado para establecer la relación entre el coeficiente de capacidad y el porcentaje de apertura del choque que es el objetivo final del trabajo.

El siguiente gráfico denota el modelo matemático desarrollado para relacionar el porcentaje de apertura del choque con el coeficiente de capacidad C_v . Es importante aclarar que el modelo se realizó con diseños de experimentos y es netamente empírico.

Tabla 1. Análisis Pozo 1

Pwf inicial	X1 3335	Pwf @ 3/4 AOF X1 (630,9 Bbl)	1510
Pwf inicial	X2 3049	ΔP	1825
AOF X1	1033	q choque X2	800
AOF X2	2465	λ Liquido	0,87

Ahora para el cálculo final, se tiene que:

$$C_v = \frac{q_L}{\sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}} \tag{11}$$

Con estos datos se obtiene un valor de C_v de 17,46.

Con este valor de capacidad de la válvula se puede inferir en un porcentaje de apertura de la misma. Para lo anterior se ha desarrollado un modelo experimental con datos reales y literatura, donde se relaciona la capacidad de la válvula y el porcentaje de apertura, como se presenta a continuación.

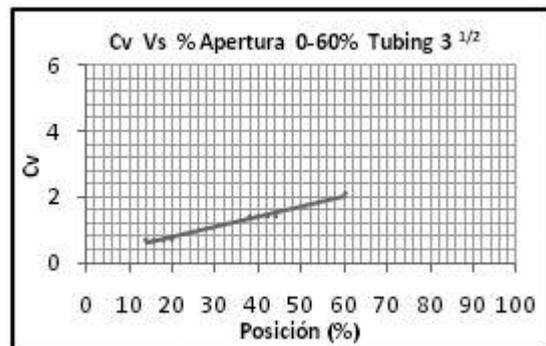


Figura 11. Modelamiento Choque Tubing 3 1/2 (0-60%) Modelo experimental

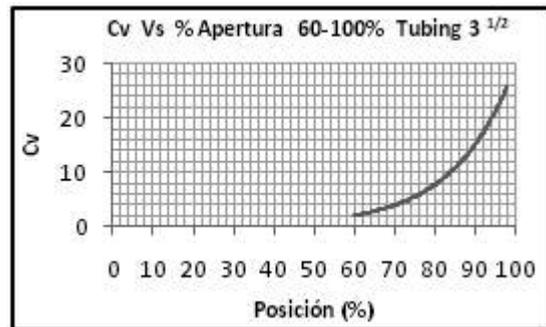


Figura 12. Modelamiento Choque Tubing 3 1/2 (60-100%) Modelo experimental

De estos gráficos se puede obtener el valor de % apertura que para la optimización de la producción de Pozo 1 es 93%. Cabe resaltar que este modelamiento del choque es netamente experimental, mas sin embargo es bastante aproximado.

CONCLUSIONES

- Por modelamiento en un software de análisis nodal se determinó que el flujo cruzado es una realidad para algunos de los pozos específicamente para los pozos, 1, 5, 10 y 13, presentando invasión de los fluidos de la formación X2 en la formación X1.
- Para el buen diseño de la válvula de control de flujo y el éxito de la operación es indispensable conocer de manera detallada y segura el estado mecánico del pozo al igual que los gradientes de presión y temperatura.
- Para que sea factible la implementación de los TPI se debe considerar solo las arenas X1 y X2, pues tienen el mayor potencial del campo y antes de esto se debe recañear X1.
- Para realizar el cálculo de los diferenciales de presión se debe tener en cuenta y verificar muy bien el caudal o porcentaje de AOF de X1 que se quiere producir y no sobrepasar los valores presión en los que se encuentra estabilidad o equilibrio del sistema.

REFERENCIAS

1. ALGEROY, J. Morris, A.J., Stracke, M., Auzerais, F., Bryant, I., Raghuraman, B., Rathnasingham, R., Davies, J. Gai, H., Controlling Reservoir for Afar, Oilfield Rev v11, No3, pp 18-29, Autumn 1999.
2. HBEGGS, H. DALE: Production Optimization using nodal analysis, 2nd edition, OGCI, Petroskills, May, 2003. Nind, T.E.W.: Principals of well production.
3. G. VACHON AND K. FURUI, Baker Oil Tools “Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology by Using Downhole Chokes to Optimize ESP performance” SPE Paper 93621, 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
4. SKONOPCZYNSKI, Michael, Ajayi Arashi, Well Dynamics Inc. “Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control”, paper SPE 90664, presented at the SPE Annual Technical Conference, Sept 28-29, 2004.
5. KONOPCZYNSKI, M., Ajayi, A. y Russell, L.: “Intelligent Well Completion: Status and Opportunities for Developing Marginal Reserves”, paper SPE 85676 presented at the 27th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria, Aug. 4-6, 2003
6. LIE, O.H. and WALLACE W.: “Intelligent Recompletion Eliminates the Need for Additional Well,” paper IADC/SPE 59210 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Feb. 23-25, 2000
7. P. BRILL James, MUKHERJEE, Hemanta, Multiphase Flow in Wells. Doherty Memorial Fund of AIME SPE- 1990.
8. S. MOHANTY, A.M. Pickens, “Single-Fracture Permeability Under Normal and Shear Displacement of Natural Rock Joints,” AGU Fall Meeting, San Francisco, California, December 1994.
9. T.E.W. Nind, “Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, México, primera edición, 1987