

Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal

An artificial gas lift production well model using nodal analysis

Camargo, Edgar^{1*}; Aguilar, José²; Ríos, Addison² y Rivas, Francklin³

¹Doctorado en Ciencias Aplicadas; ²CEMISID; ³Laboratorio de Sistemas Inteligentes
Facultad de Ingeniería. ULA
Mérida 5101, Venezuela.
*edgarc@ula.ve

Aguilar, Joseph

LAAS-CNRS, 7, Avenue du Colonel Roche
Toulouse 31077, France

Recibido: 06-11-2007

Revisado: 10-12-2008

Resumen

En este trabajo se presenta una técnica para el modelado de la producción en pozos petroleros que requieren levantamiento artificial por gas. La técnica está basada en un Análisis Nodal, que permite calcular la relación del flujo de producción y la caída de presión que ocurrirá en todos los componentes del sistema de la completación. En ese sentido, es posible determinar el flujo de crudo o gas que puede producir un pozo, tomando en cuenta la geometría de la perforación y la completación, optimizándose de esta manera el sistema de producción y aumentando la tasa de flujo de producción.

Palabras clave: Análisis nodal, sistema de producción, pozos por levantamiento artificial por gas, curva de producción, automatización.

Abstract

In this paper it is presented a modeling technique for gas lift-based oil production wells. This technique is based on Nodal Analysis that allows calculating the production flow and pressure drop relation that will happen in all the components of the completion system. Therefore, it is possible to determine the flow of oil or gas that can produce a well, taking into account the perforation and completion geometry; optimizing the production system and increasing the flow rate of production.

Key words: Nodal analysis, production systems, oil production wells based on gas-lift injection, production curves, automation.

1 Introducción

Las compañías productoras de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos para optimizar sus sistemas de producción. Estos esfuerzos están dirigidos, a mediano y largo plazo a objeto de maximizar el factor de recobro de los yacimientos, y, a corto plazo, para acelerar el recobro de las reservas recuperables. Esta última, aunque es un subproceso de la primera, constituye el “*Núcleo del Negocio*” de la producción petrolera, ya que permite maximizar la producción total diaria de hidrocarburos con el con-

secuente beneficio económico (Brown y col., 1980).

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar los sistemas de producción de crudo y gas, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el Análisis Nodal de Sistema de Producción (Beggs., 1991). Esta técnica permite evaluar la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción (Beggs., 1991). En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de

acuerdo a su potencial real de producción.

De igual manera el análisis nodal permite evaluar el desempeño de una completación de producción, calculando la relación del flujo de producción y la caída de presión que ocurrirá en todos sus componentes, permitiendo determinar el flujo de crudo o gas que puede producir un pozo tomando en cuenta la geometría de la perforación y aumentando la tasa de producción a un bajo costo.

Para determinar el Modelo del Sistema de Producción utilizando técnicas de Análisis Nodal, se debe describir el sistema de producción haciendo énfasis en el balance de energía requerido entre el yacimiento y la infraestructura instalada y así establecer la capacidad de producción del pozo, variables de yacimiento y de producción, seleccionar y ajustar las correlaciones de flujo para determinar las propiedades de los fluidos multifásico en la tubería de producción y la curva de gradiente de presión en el pozo correspondiente a sus condiciones reales de producción (Beggs., 1991).

Esta técnica tradicionalmente se aplica en el fondo del pozo, requiriendo tecnología para la medición de presión fluyente y temperatura, pero debido a los costos de dicha tecnología no es rentable para pozos con producción menor a 500 BNPD. En tal sentido se implemento la técnica de análisis nodal a nivel de cabezal del pozo por Levantamiento Artificial de Gas, resultando efectiva y generando aumento de producción a un bajo costo operacional.

2 Levantamiento artificial por gas

El levantamiento artificial por gas (LAG) es un método que consiste en inyectar gas a una presión determinada en la parte inferior de la columna de fluido de la tubería del pozo, a diferentes profundidades, con el fin de disminuir el peso de la misma, y de esta forma ayudar a subir los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie. Así, en los pozos explotados por el método de LAG de flujo continuo, el gas es inyectado continuamente al pozo a fin de que se mezcle con los fluidos del mismo y se reduzca la densidad de la columna de fluidos, disminuyéndose la diferencia de presiones entre el fondo del pozo y la superficie.

Desde el cabezal del pozo, una línea de flujo conduce los fluidos (formación + gas de levantamiento) a estaciones de flujo o múltiples de producción con separación, en los cuales se separa el gas del líquido. El gas es enviado a plantas de compresión, en donde es tratado y comprimido para su venta y/o reutilización en levantamiento artificial. El líquido es enviado a patios de tanques, donde se separa el agua del petróleo para su comercialización (ver Fig.1).

El modelo del comportamiento de un pozo produciendo a través del método de inyección de gas (ver Fig. 2), indica que a medida que la tasa de inyección de gas aumenta, la producción también aumenta hasta alcanzar su máximo valor (región estable); tal que incrementos adicionales en la inyección causarán una disminución en la producción.

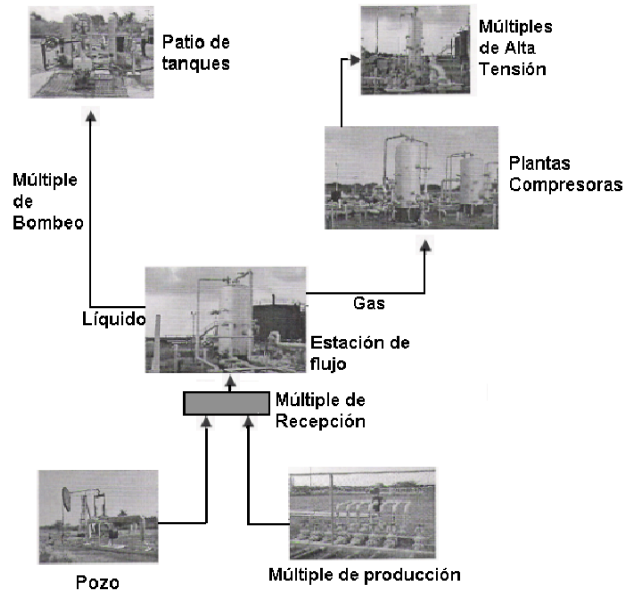


Fig. 1. Unidad de yacimiento

Asimismo, cuando se inyecta gas al pozo por debajo de su valor óptimo se genera un aumento o disminución instantánea de las Presiones del Revestidor (CHP), del Crudo de la Tubería (THP) y la Línea de Producción (PLP), causando bajo niveles de producción de crudo (región inestable) (Vassileios y col., 2005), (Eikrem y col., 2002), (Jansen y col., 1999).

Esta curva de comportamiento puede ser utilizada para implantar esquemas de control.

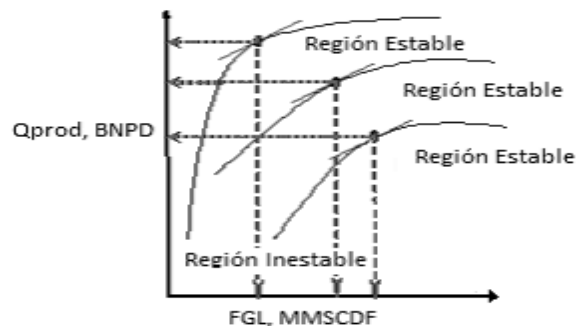


Fig. 2. Modelo de comportamiento de un pozo produciendo con método de inyección de gas.

En tal sentido, para la implantación en campo de este método LAG se requiere de un arreglo de instrumentación y control, para obtener la tasa de producción estimada por el modelo del pozo. Para tal fin se requiere la medición y control de las siguientes variables (ver Fig. 3): Flujo de Gas de Levantamiento (FGL), Taza de Producción (Q_{prod}), Presión del Gas Inyectado (GLP), Presión Diferencial del Gas Inyectado (GLDP), Presión del Revestidor (CHP), Presión Manométrica de la Tubería de Producción (THP). La medición del flujo inyectado de gas se realiza usando las varia-

bles GLP y la caída de presión GLDP. La medición de la presión del revestidor (CHP) permite conocer la presión que ejerce el gas en el revestidor del pozo, de igual manera que la presión ejercida por el crudo en la tubería (THP) y en la línea de producción (PLP). Además, existen otras variables que podrían considerarse para enriquecer más la caracterización del proceso, como las temperaturas y los grados API que existen en el proceso, entre otros.

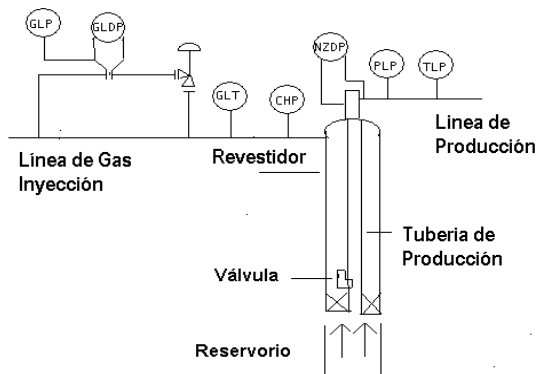


Fig. 3. Diseño esquemático de un pozo con método de extracción de crudo gas.

3 Proceso de producción de un pozo

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la Fig. 4 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso, que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega, que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

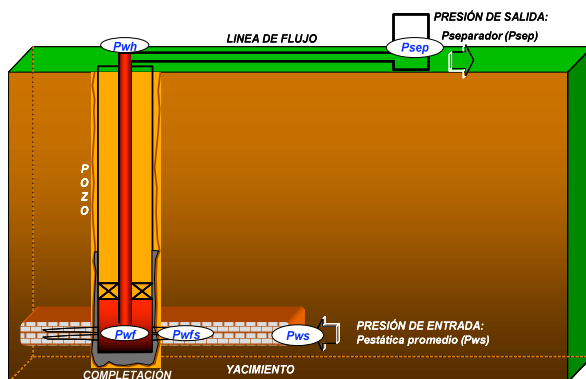


Fig. 4. Proceso de producción pozo

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia "re" del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la

arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($Ko.h$), presenta restricciones en las cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μo). Mientras mas grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, aumentando el índice de productividad del pozo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

En el interior del pozo, los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En el cabezal, la presión resultante se identifica como P_{wh} .

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente (ver Fig.5), depende de las características de los fluidos producidos, y especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

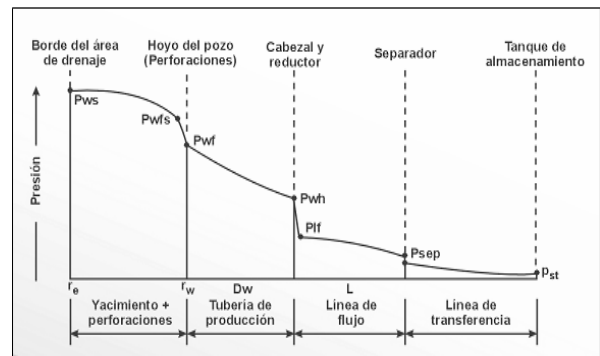


Fig. 5. Pérdida de energía sistema de producción.

4 Modelado usando análisis nodal

En su manera más general, el análisis nodal consiste en encontrar el caudal único que un sistema hidráulico puede manejar, si se conocen las presiones a la entrada y salida del mismo. La Figura 6, representa un análisis nodal realizado en un sistema constituido por dos tuberías. Se conoce la presión de entrada de la tubería 1 y la de salida de la tubería 2, y el problema consiste en encontrar aquel caudal que permita ser manejado por esa diferencia de presiones. Para una presión de entrada (PE) y una presión de salida (PS), existe uno y solo un caudal posible [7], el procedimiento consiste en calcular la presión a la salida de la misma para varios caudales. Esta presión se denomina presión del nodo. Para una presión fija de salida de la tubería PS, se procede a calcular la presión de entrada de la misma para varios caudales. Se grafican las presiones del nodo obtenidas en ambos casos contra los caudales estudiados y el punto de corte de las dos curvas representa el punto de equilibrio en donde el sistema operará.

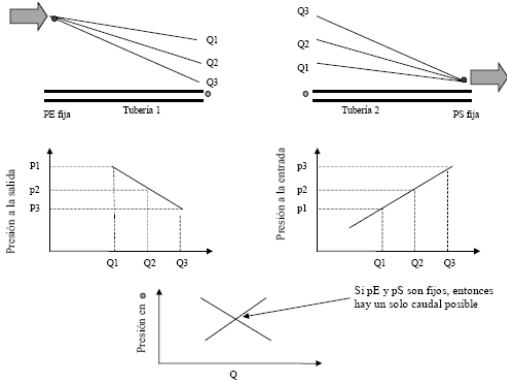


Fig. 6. Análisis nodal.

Para un pozo de petróleo, en la Fig.7 se muestran los posibles componentes de un análisis nodal para un pozo de petróleo: el yacimiento, la cara de las perforaciones, la tubería vertical, el cabezal, la línea de flujo y el separador. También, se muestra en esta figura las posibles ubicaciones de los nodos: en el yacimiento justo antes de las perforaciones, en el fondo del pozo y en el cabezal antes o después del estrangulador. En realidad, el nodo puede localizarse en

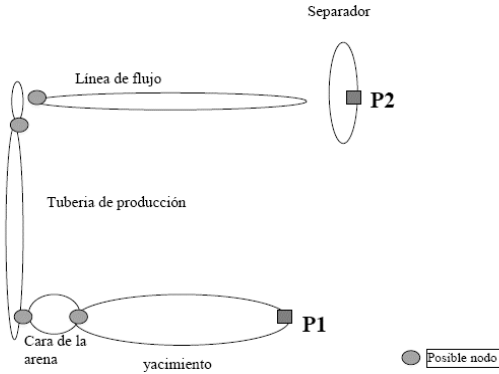


Fig. 7. Diferente análisis nodal para un pozo petrolero

4.1 Análisis nodal en el cabezal del pozo

El modelado de producción de un pozo a partir del análisis nodal, se obtiene de la suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente, que es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

donde:

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} = \text{Caída de presión en el yacimiento.}$$

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Caída de presión en la completación.}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} = \text{Caída de presión en el pozo.}$$

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} = \text{Caída de presión en la línea de flujo.}$$

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo, y para cada una de ellas se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

Para el modelado de la producción, tradicionalmente el Análisis Nodal se aplica en el fondo del pozo, por el contrario, en este trabajo el balance de energía se realizará a nivel del cabezal del pozo (ver Fig.8), debido a que se dispone de la instrumentación necesaria para el mismo (Camargo y col., 2007) tal como se describe a continuación:

Presión de llegada al nodo:

$$P_{wh} (\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$$

Presión de salida del nodo:

$$P_{wh} (\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l$$

CABEZAL DEL POZO

NODO

Fig. 8. Nodo en el cabezal del pozo

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento ("Inflow Curve"), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación ("Outflow Curve").

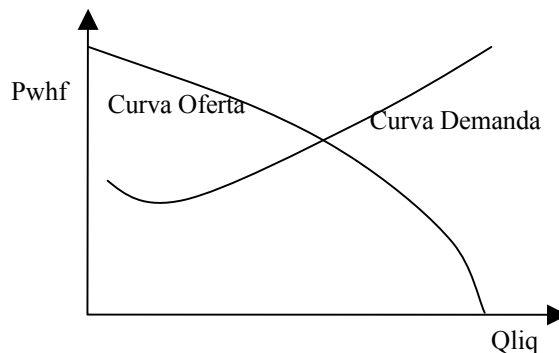


Fig. 9. Intersección curva oferta vs. curva demanda

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse gráficamente. Para realizarlo, consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo, hasta que ambas presiones se igualen. Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas y se obtiene el caudal de producción donde se interceptan. De la intersección de la curva del “Inflow” y la curva del “Outflow”, se obtiene sus respectivos caudales de producción. En la Fig. 9 se representa un valor de producción en función de la tasa de inyección de gas.

Usando correlación de flujo multifásico vertical y para cada caudal estudiado, se une la presión de cabezal con la presión de fondo [1] y de esta manera unir la presión de fondo con la presión de cabezal, con el fin de que los fluidos asciendan hasta la superficie venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería de producción. El procedimiento es iterativo y se debe probar con diferentes relaciones de gas líquido hasta alcanzar unir la presión de cabezal con la presión de fondo.

5 Resultados: curva de oferta-demanda en pozo de producción

Las características del pozo donde se implemento la técnica de Análisis Nodal son las siguientes (ver tabla 1): fluye sin reductor hacia la Estación de Flujo ubicada a 5360,89 ft y recibe gas levantamiento del Múltiple de Gas ubicado a 508,530 ft. Las características generales de flujo no han sido modificadas durante la prueba, no se cambió el reductor, no se cambió la zona productora, ni se realizó alguna estimulación química u otra alteración sobre la productividad del pozo.

Tabla 1. Propiedades físicas del fluido

PTV	
Gravedad crudo	25°
Corte de agua	6
Presión de fondo	1321
Temperatura de fondo (F)	200
Profundidad perforación	3489

La completación del pozo productor vertical de 3489 ft de profundidad, compuesto por dos válvulas de inyección y diámetro interno de 2,43 pulg. tal como lo describe la Tabla 2.

El comportamiento de la inyección del gas de levantamiento versus la producción en dicho pozos era el siguiente: inicialmente el pozo estaba operando a una tasa de inyección de gas de 1,1 a 2,2 MMSCFD (ver Fig. 10), donde la producción asociada al pozo oscilaba en 30,5 BPND a 180,1 BPND, lo cual reflejaba alta inestabilidad de producción del pozo, aumento y disminución instantánea de las Presiones del Revestidor (CHP), del Crudo de la Tubería

(THP) y de la Línea de Producción (PLP), causando bajo niveles de producción de crudo.

Tabla 2. Sistema de completación de pozos

Pozo	Profund (ft)	Temp (F)	DI (pulg)
Tubing	3266,00	200,00	2,43
Valv.2			
GL	3184,00	200,00	0
Tubing	3184,	200,00	2,43
Valv.1	1745,00	200,00	0
GL			
Tubing	1745,00	200,00	2,43
cabeza	0	90,00	0

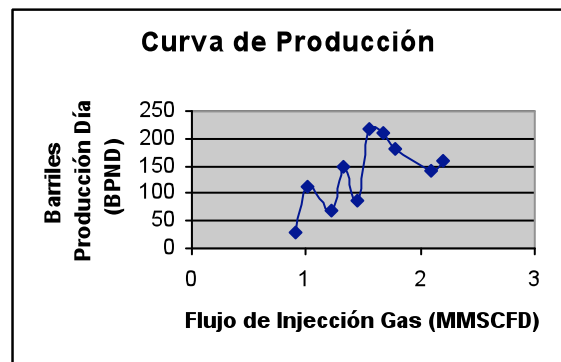


Fig. 10. Curva de producción inicial

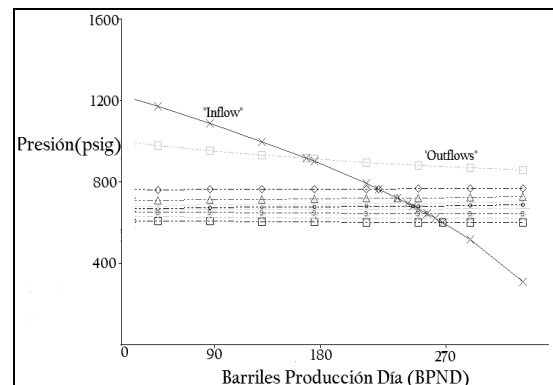


Fig. 11 Curva “Inflow” y “Outflows”

Utilizando la técnica de Análisis Nodal a nivel del cabezal del pozo, el balance de energía se realizó con varias tasas de flujo de inyección de gas en el rango de 0 a 1 MMSCFD, con el objetivo de estabilizar el pozo a valores menores de inyección de gas que la presentada en su producción inicial (ver Fig.10), y para cada tasa de inyección de gas determinar las presiones del yacimiento que entregara dicho caudal al nodo y la presiones requerida en la salida del nodo para transportarlo al separador.

Se graficaron ambas curvas (ver Fig. 11) y de la intersección “*Inflow*” y “*Outflows*” se obtuvo el caudal de producción. Con las tasas de flujo de gas y el caudal de producción se obtuvo la curva de producción del pozo a analizar. (ver Tabla 3 y Fig. 12).

De acuerdo a la Fig.12, las tasas de producción de crudo y gas deben estar en el orden de (246 a 250) BPND y (0,5 a 0,7) MMSCFD. En tal sentido el valor de inyección de gas fue implantado en campo resultando un comportamiento del pozo estable permitiendo generar mayores niveles de producción en el orden de (250±5) BPND con una inyección de gas (0,6±0,1) MMSCFD. Dichos valores se obtuvieron a nivel de la estación de flujo correspondiente al pozo analizado.

Tabla 3. Flujo de inyección vs. producción

Flujo de inyección Gas (MMSCFD)	Barriles producción día (BPND)
0	30
0,111	197
0,222	238,856
0,333	250,057
0,444	255,927
0,556	259,140
0,667	262,481
0,778	267,532
0,889	272,467
1	276,784

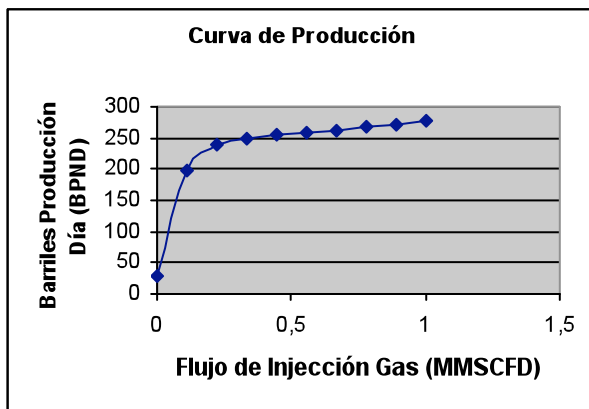


Fig. 12. Curva de producción obtenida

El Análisis Nodal tradicionalmente se aplica en el fondo del pozo, requiriendo tecnología de fondo para la medición de la presión de fondo fluyente y temperatura, caso que debido a los costos de la misma no es rentable para pozo con producción menor a 500 BNPND. En tal sentido realizar el balance de energía a nivel del cabezal del pozo, a través de la instrumentación necesaria para el mismo (Camargo y col., 2007), permite identificar la relación entre lo que el yacimiento es capaz de aportar en comparación con lo que el sistema de levantamiento puede manejar y de esta manera se determina la capacidad real

del pozo, generando incremento de producción a un menor costo económico.

6 Conclusiones

Se ha presentado un modelo para mejorar la producción de pozos por levantamiento artificial por gas, utilizando Análisis Nodal. La técnica permite determinar la tasa de producción que puede producir el pozo, tomando en cuenta la geometría de la perforación, completación y propiedades físicas del fluido del yacimiento.

Los resultados del modelo se implementaron en campo, presentando el pozo una tasa de producción de (250±5) BPND con una inyección de gas (0,6±0,1) MMSCFD, lo cual indica la efectividad de la técnica de análisis nodal.

El uso de este modelo obtenido a través de análisis nodal, constituye los primeros pasos en el proceso de optimización de la producción del yacimiento. Esto se orienta a la construcción de mecanismos de observación, recolección de datos y su interpretación a nivel del cabezal, con el objetivo de dotar de inteligencia al proceso de producción, mediante el auto-diagnostico y la auto-configuración en sitio.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido financiado por el FONACIT bajo el proyecto No. 2005000170, por el CDCHT-ULA a través del proyecto No. I-820-05-02-AA y por el PCP “Automatización Integrada en Procesos de Producción” No. 200500380.

Referencias

- Beggs H, 2003, Production Optimization Using Nodal Analysis, 2nd edition, Oil & Gas Consultants International.
- Brown KE, y Beggs H, 1980, The Technology of Artificial Lift Methods, Vol.1, PennWell, Tulsa.
- Camargo E, Aguilar J, Rivas F, Rios A, 2007, Instrumentación Inteligente para mejorar la producción en Pozos por Levantamiento Artificial por Gas, 8vo. Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica, Cusco, Perú.
- Eikrem, G. Foss, L. Imsland, H, and Golan, M. Stabilization of Gas lift wells. In Proceeding of the IFAC 15th World Congress, Barcelona, España, 2002.
- Jansen B, Dalsmo L, Nokleberg K Kristiansen, and Lemetayer, P. Automatic control of unstable gas lifted wells. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers Inc., October 1999. Paper number: SPE 56832.
- Vassileios D, Kosmidis John, D Pekins y Efstratios N Pistikopoulos, 2005, A mixed integer optimization and selection of intermittent gas lift methods a comprehensive model. Journal of Petroleum fields, Computers & Chemical Engineering, Volume 29, Issue 7, pp. 123- 154
- Hernández A, Escalante S, Concho M y Tiónico M, 2001, Levantamiento Artificial Avanzado. Informe Técnico N. 31-2001, PDVSA INTEVEP.