

## **MODELO DE APOYO A LA TOMA DE DECISIONES GERENCIALES PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE GAS**

**Manuel Martínez.**

Schlumberger de Venezuela.

manuelrm19@gmail.com

### **Resumen**

El mundo está en período de crisis energética. Ello ha hecho que se invierta tiempo y dinero en el desarrollo de fuentes alternas de energía, entre las cuales sale a relucir el gas natural, y sea el tipo de pozo de donde se extraiga, de baja o alta tasa de producción, presentan un problema común: con el tiempo, por razones naturales, se introducen líquidos (agua, hidrocarburo o mezcla), generándose pérdidas en la capacidad de producción de gas. Considerando tal situación, se estimó procedente realizar un estudio orientado a desarrollar un modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las condiciones críticas, pues su control evita la carga natural de líquido. A propósito de lograr el mencionado objetivo, la metodología utilizada se relaciona con el enfoque positivista y con el diseño propio de la investigación de campo que, entre otros aspectos, implicó: la determinación de las diferentes situaciones problemáticas ligadas a la carga de líquido en pozos de gas, así como de los supuestos que están asociados; la identificación de los requisitos y requerimientos para el diseño del modelo de toma de decisiones; el diseño y construcción del correspondiente modelo; y su evaluación y prueba. De manera general, el modelo desarrollado utiliza como método de solución la simulación para analizar un pozo de gas y toma en cuenta un conjunto de elementos o variables de entrada (datos asociados al yacimiento y a los fluidos presentes en el sistema, así como relacionados con las condiciones de producción del pozo y las operaciones de superficie) y de salidas que se identifican para poder llevar a cabo la toma de decisiones gerenciales; por otra parte la herramienta computacional usada fue MATLAB en su versión R2009a. Como conclusión puede afirmarse que el modelo permitió obtener un grupo de parámetros de interés que pueden servir a los altos ejecutivos para tomar decisiones en pro de la productividad de un pozo en estudio.

**Palabras clave:** modelo, productividad, pozos de gas, toma de decisiones gerenciales.

**SUPPORT MODEL MANAGEMENT DECISION-MAKING TO  
IMPROVE PRODUCTIVITY OF GAS WELLS**

**Abstrac**

The world is in a period of energy crisis. It has been expended time and money in development of alternative energy sources, including the natural gas, and the type of pit where they are extracted, low or high rate of production, having a common problem; over time, for natural reasons, liquids (water, hydrocarbon or mixture), are introduced, generating losses in gas production capacity. Attending such situation, it was estimated from a study aims to develop a model to support management decision, making to improve the productivity of gas wells, based on the determination of the critical conditions, because their control prevents natural liquid loading. In order to achieve the above objective, the used methodology is related to the positivist focus and the own design of research field that, among other involved aspects, implied: the determination or different problematic situations joined to the charge of liquid in gas well, as well as associated supposed. Identification of requirement for the design model of making decision; design and construction of corresponding model; and evaluation and testing. In general, the developed model use as a simulation method for analyzing a gas well and takes into account a number of elements or managerial variables; moreover as computational tool was used MATLAB in its R2009 version. In conclusion, it can be said that the model allows get a group of parameters of interest, that serve as tools to senior executives to make decisions at benefit of productivity of a well studied.

**Key words:** model, productivity, gas well, managerial decision making.

## **Introducción**

Hoy en día el mundo se encuentra en un período de crisis energética, ya que dentro de aproximadamente cien años la producción mundial de petróleo convencional, el cual es el principal motor energético de la economía mundial, comenzará a declinar al haberse alcanzado el límite de producción, mientras sigue aumentando la demanda mundial de energía (Campbel y Lahrrère, 1998). Esto ha hecho que se invierta mucho tiempo y dinero en la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes de energía capaces de sustituir al petróleo, de manera rentable, de fácil obtención y segura para las especies vivas del planeta. Entre estas opciones y alternativas se puede mencionar al gas natural.

Sea cual sea el tipo de yacimiento de donde se extraiga tal fuente alternativa de energía, todos los pozos de gas, tanto de baja como de alta tasa de producción, presentan un problema común: con el tiempo y de manera natural se introduce líquido en el pozo, ya sea agua, hidrocarburos o una mezcla de ellos, proceso conocido como carga de líquido; si estos fluidos no son removidos continuamente, puede ocurrir un descenso en la producción de dicho pozo a la tasa más baja posible y, en el peor de los casos, su pérdida o muerte.

El punto en el cual el pozo de gas empieza su proceso de carga de líquido es conocido como condición crítica, si esta se encuentra a un nivel muy bajo, la velocidad de flujo también disminuye; por tanto, el gas no puede arrastrar el líquido hasta la superficie y este empieza a depositarse en el fondo del pozo. Actualmente la industria petrolera no cuenta con una herramienta de cálculo de condiciones críticas en pozos de gas lo suficientemente confiable que permita conocer con mayor precisión cuando un pozo va a presentar acumulación de fluidos en el fondo, lo cual implica que los gerentes no cuenten con una

herramienta adecuada para la toma de decisiones en lo que respecta a mejorar la productividad y garantizar el abastecimiento de gas natural en bien del colectivo social como último beneficiario.

En torno a la problemática bajo estudio, es un hecho conocido que a nivel mundial todas las compañías están en constante proceso de toma de decisiones a objeto de optimizar sus productos como factores claves para lograr mayores beneficios. En este sentido, a la industria petrolera como promotora de la economía mundial le es imperativo la rentabilidad de su producción, que en países como Venezuela representa además de la principal entrada de ingresos económicos, la fuente energética más importante de la nación.

Respecto a los hidrocarburos, en el caso particular de la producción de gas natural, haciendo algo de historia se puede decir que su importancia como combustible se remonta al año 900 DC, cuando los chinos lo transportaron por tuberías hechas de bambú y lo aprovecharon para el alumbrado público (Marín y Martínez, 2009). En Venezuela la producción de gas se viene registrando desde el año 1918, cuando se obtuvo una cantidad promedio de 8.500 metros cúbicos por día en la jurisdicción de Maracaibo. Hasta 1932 la totalidad del gas producido se arrojaba a la atmósfera, pues no había justificación económica para estimular su uso, ni se tenían criterios de conversión del mismo; sin embargo, a partir de ese año se comenzó a utilizar el fluido inyectándolo en los yacimientos del campo Quiriquire en el estado Monagas. En la actualidad el gas natural ha dejado de ser un sub-producto de la explotación del petróleo, logrando su inserción en el mercado energético venezolano, alcanzando una posición importante en la generación de electricidad y en el desarrollo de la industria petroquímica (Marín y Martínez, 2009).

En el contexto de los hidrocarburos un pozo de gas, según Rojas (2003),

no es más que un agujero perforado en la roca desde la superficie hasta un yacimiento, con el fin de extraer gas para su comercialización. Desde la óptica de la productividad, por lo general, un pozo de gas inicia su vida útil de forma óptima justo después de ser cañoneado, es decir, cuando se establece una buena comunicación de flujo entre el pozo y el yacimiento, para ese momento van a existir una serie de condiciones consideradas óptimas e influyentes en la producción de gas de ese pozo. En este sentido, Marín y Martínez (2009) señalan las siguientes: presión del yacimiento, igual a la presión estática del mismo; velocidad del flujo de gas, mucho mayor a su velocidad crítica; daño a la formación, igual al daño de las perforaciones; permeabilidad efectiva de la roca al gas, inalterada; y temperatura del yacimiento igual a la temperatura inicial del mismo.

De forma natural, las condiciones anteriormente mencionadas comienzan a cambiar a medida que avanza la vida productiva del pozo; es decir, la presión del yacimiento disminuye (proceso natural de agotamiento del yacimiento), se altera la permeabilidad efectiva del gas en la formación, la temperatura del yacimiento disminuye levemente, modificando negativamente el comportamiento de afluencia del pozo, la velocidad del flujo de gas cae hasta estar por debajo de la velocidad crítica, iniciándose la acumulación de líquidos en el pozo, y los líquidos se filtran hacia la formación originando el daño inicial de la misma (Brown y Beggs, 1992).

Estas condiciones, particularmente las últimas indicadas, traen como consecuencia en los pozos de gas la introducción de ciertos líquidos, ya sea agua, hidrocarburo o una mezcla de ellos; en todos los casos, si los fluidos no son removidos se pueden generar consecuencias negativas, tales como: la pérdida (muerte) del pozo; baja en la productividad, generándose una pérdida

considerable que puede hacerlo poco rentable (Tiab Djebbar, 1999).

Según Marín y Martínez (2009), el fenómeno antes descrito es conocido en la industria petrolera como proceso de carga de líquido, y puede afectar a cualquier pozo de gas que se encuentre por debajo de las condiciones críticas; es decir, el punto de presión y temperatura en el cual el pozo de gas comienza a cargarse de líquido, producto de bajas velocidades de flujo. Además se pueden presentar otros inconvenientes secundarios ligados a la carga de líquidos como por ejemplo: cambio de permeabilidad efectiva al gas en la región del yacimiento cercana al pozo, aumento del daño de formación por parte del líquido, y manejo de líquido en la superficie (Champion Technologies, 2009).

Lo señalado está asociado a: deficiencias económicas, pues la productividad pudiera resultar no rentable; la presencia de inconvenientes sociales debido a la existencia de localidades cercanas a los pozos, como ocurre en Nigeria, lo cual puede representar un riesgo para los pobladores; problemas ligados a la protección del ambiente, a consecuencia de la emanación de Sulfuro de Hidrógeno ( $H_2S$ ) y Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ); situaciones políticas difíciles a causa de la ubicación de pozos en las fronteras, como lo ocurrido entre México y Estados Unidos, donde los pozos gasíferos de la norteña cuenca de Burgos (México) se encuentran muy cercanos a los del sur de Texas, por lo cual es probable que existan yacimientos compartidos entre ambos países, lo que obliga a establecer uniones, muchas veces no amistosas, para garantizar una explotación efectiva (Champion Technologies, 2009).

A todo lo referido se añade la inexistencia en la industria de los hidrocarburos de una herramienta computacional que esté basada en los modelos matemáticos actuales, capaz de determinar de manera eficiente las condiciones críticas de un pozo de gas, haciendo imposible pronosticar el punto

en el cual este podría caer en los problemas de carga de líquido. Se aúna a tal situación el no disponer de un modelo simbólico eficiente de cálculo de condiciones críticas en pozos de gas, lo cual pudiera traer como consecuencia una toma de decisiones difícil o inadecuada al momento de mejorar la productividad de los pozos, considerándose un reto, pues no se sabría a ciencia cierta cuando el pozo va a presentar acumulación de fluidos en el fondo.

Según las situaciones problemáticas planteadas, este estudio consideró las siguientes interrogantes: ¿cuáles son los requisitos y requerimientos para llevar a cabo el desarrollo de un modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las condiciones críticas para evitar la carga natural de líquido? ¿Cuáles son los elementos para diseñar y construir el modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales? ¿Cómo se realizaría la validación del modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales?

De lo expuesto se deriva que esta investigación se oriente al desarrollo de un modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las condiciones críticas, para evitar la carga natural de líquido. La misma se inserta en la línea de investigación “Producción Óptima de Gas Natural” adscrita al Departamento de Producción de la Empresa Schlumberger de Venezuela.

## **Objetivos de la Investigación**

### ***Objetivo General***

Desarrollar un modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las

condiciones críticas, y evitar la carga natural de líquido.

### ***Objetivos Específicos***

Para alcanzar objetivo general se formularon los objetivos específicos:

1. Identificar los requisitos y requerimientos para llevar a cabo el desarrollo de un modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las condiciones críticas, y evitar la carga natural de líquido.

2. Diseñar y construir un modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las condiciones críticas, y evitar la carga natural de líquido.

3. Validar, por medio de su aplicación, el modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basándose en la determinación de las condiciones críticas, y evitar la carga natural de líquido.

### ***Justificación***

El estudio encuentra justificación ya que además de servir como sustento teórico a otras investigaciones similares, que puedan estarse adelantando en otros contextos, destaca que el gas natural es la fuente de energía fósil que ha conocido el mayor avance científico y tecnológico desde los años 70, y presenta una ventaja económicamente competitiva, pues del total producido (100 %), solamente alrededor del 10 % se pierde antes de llegar al consumidor final. Este fluido natural representa actualmente la quinta parte del consumo energético

mundial y cada vez más los usuarios finales muestran una preferencia por su aprovechamiento, bien sea por su limpieza, seguridad, fiabilidad, bajo costo y usos, ya que puede ser utilizado para la calefacción, refrigeración y otras aplicaciones de tipo industrial, al mismo tiempo, tiende a convertirse en la fuente de energía preferida para la producción de electricidad; además, es catalogado como uno de los combustibles fósiles más limpio y respetuoso del ambiente natural y social. Su ventaja, en comparación con el carbón o el petróleo, reside en que las emisiones de Dióxido de Azufre son ínfimas y los niveles de Óxido Nitroso y de Dióxido de Carbono son menores, limitándose los impactos negativos sobre el medio ambiente, tales como: la lluvia ácida, el deterioro de la capa de ozono, así como la presencia y aumento de los gases con efecto invernadero, responsables del calentamiento global, entre otros (Ikoku, 1992).

Por otra parte, aunque las reservas de gas natural sean limitadas y que se trate de una energía no renovable, las acumulaciones explotables son numerosas en el mundo entero y aumentan al mismo tiempo que se descubren nuevas técnicas de exploración y de extracción, permitiendo una perforación más amplia y profunda, con tasas de producción más eficientes, lo cual avala metodologías nuevas para mejorar la productividad de los pozos gas, como el caso del modelo propuesto en este estudio (Marín y Martínez, 2009), el cual desde el punto de vista técnico y científico permite entender, identificar y atender las demandas del negativo proceso de carga de líquido en pozos de gas, independientemente si los yacimientos son de gas seco, húmedo o condensado, tanto a nivel venezolano como mundial; y da a conocer con certeza las condiciones críticas de un pozo de gas, a fin de poder atender y supera los inconvenientes técnicos presentados en la industria de los hidrocarburos,

sirviendo también como apoyo a la toma de decisiones acertadas y en menor tiempo por parte de los gerentes del mundo petrolero, como una contribución a la optimización de la producción de gas.

### **Marco referencial**

Como antecedentes de este estudio se tienen los trabajos elaborados por Arraiz (2007), Ríos (2007), Salas y Ferrer (2003), quienes han desarrollado herramientas de informática para favorecer el apoyo a la toma de decisiones gerenciales y administrativas; además las investigaciones realizadas por Dotson y Núñez (2007) y Lea y Tighe (1983), orientadas hacia el entendimiento de las operaciones de carga y descarga de líquido en pozos de gas natural. Los estudios científicos adelantados por tales autores se relacionan con esta investigación, ya que están referidos a la carga de líquidos en pozos de gas, y los beneficios del uso de modelos para la toma de decisiones, todos con la idea de mejorar la productividad y por ende lograr mayores beneficios económicos y sociales.

En cuanto a las bases teóricas de este trabajo se abarcaron básicamente los planteamientos de Daza (2008), Céspedes (2009) y León, Martínez y Gil (2009), acerca de la gerencia y sus generalidades; los de Flores (2008) y Herrera (2007), sobre la toma de decisiones y los factores humanos implícitos; los de Bierman, Bonini y Asuman (2000) y Eppen y Schmith (2003), relativos a la construcción de modelos; y, desde el punto de vista petrolero, se incluyen los estudios de Rojas (2003), orientados a los pozos de gas y sus generalidades; Brown y Lea (1985), Rouen (2006), Lea, Nickens y Wells (2003) y Marín y Martínez (2009), quienes hablan sobre los procesos de carga y descarga de

líquidos en dichos pozos, los síntomas presentados en campo y las condiciones críticas asociadas a ello.

Sobre las bases legales de la investigación se consideraron: la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999), la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación (2010) y la Ley Especial Contra los Delitos Informáticos (2001). Tales documentos se relacionan con esta investigación pues están referidos al impulso y motivación que debe adoptar todo ciudadano para desarrollar nuevas ideas tecnológicas y científicas, que no sólo ofrezcan un aporte económico al país y sus ciudadanos, sino que también contribuya a mejorar la calidad de vida. Agregándose las sanciones jurídicas que son aplicadas a una persona que se infiltre en un sistema de información en específico, y que a su vez revele datos e información sin la debida autorización de sus directivos o responsables.

### **Metodología**

El trabajo de investigación adelantado se ajusta al Enfoque Epistemológico Positivista, también denominado Cuantitativo, el cual se caracteriza por buscar los hechos o causas de los fenómenos con independencia de los estados subjetivos de las personas que se encuentran cercanas (Taylor y Bogdan, 1990), permitiendo obtener una visión de la realidad como un espacio estable y estructurado, donde se relacionan los factores causales que afectan una determinada situación (Cea D'Ancona, 1999).

Así mismo, equivale a una investigación de campo, la cual según la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (2011), es aquella donde se lleva a cabo un análisis sistemático de un problema de la realidad, con el

propósito de describirlo, interpretarlo, entender su naturaleza y sus factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, además de predecir su ocurrencia.

En cuanto a los pasos que caracterizan el diseño de investigación de campo, se pueden mencionar los siguientes, según Arias (2006): Primero, la identificación y definición del problema a abordar, es decir determinar las diferentes situaciones problemáticas específicas ligadas a la carga de líquido en pozos de gas, así como los supuestos que están asociados. Segundo, la identificación de los requisitos y requerimientos para el diseño del modelo de toma de decisiones, donde se consideran y analizan valores o datos de entrada y los de salida o resultados. En este punto se llevan a cabo todas las simplificaciones y suposiciones del modelo. Tercero, se procedió al diseño y construcción del modelo de apoyo a la toma de decisiones gerenciales para mejorar la productividad de pozos de gas, basado en la determinación de las condiciones críticas, para evitar la carga de líquido, a partir de los datos analizados en el paso previo. Cuarto, se procedió a la validación y prueba del modelo, a través de su aplicación.

## **Resultados**

El producto de esta investigación es un modelo de decisión, ya que es un prototipo simbólico en el cual algunas de las variables representan decisiones que deben, o al menos podrían, tomarse (Eppen y Schmith, 2003). El mismo, busca predecir cuando un pozo de gas presenta problemas de carga natural de líquido; es decir, cuando se encuentra en condiciones críticas de presión y temperatura (por debajo del punto crítico), en tanto analizar y determinar cómo dichas condiciones pueden repercutir de manera negativa en su productividad.

Ello hace que el modelo planteado pueda ser usado como una medida explícita del desempeño del pozo en estudio, lo que va a permitir calibrar el grado en que se ha alcanzado el objetivo de producción planteado por la gerencia.

El modelo planteado usa como método de solución la simulación para analizar un sistema; en este caso, un pozo de gas, valiéndose de un computador que brinda una representación visual y dinámica del mismo, con la finalidad de comprender el comportamiento del pozo en un conjunto de escenarios, para luego plantear propuestas alternativas de mejora. La simulación es un método en el cual se divide el sistema a representar en módulos básicos o elementales, que luego se enlazan entre sí, vía relaciones lógicas bien definidas. Por tanto, las operaciones de cálculo pasarán de un módulo a otro hasta obtener un resultado de salida (Topper, 1994).

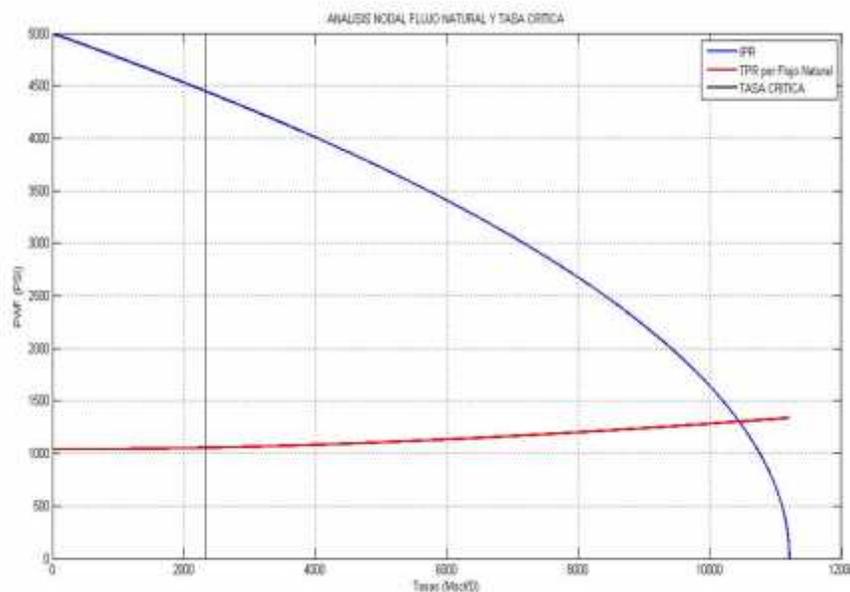
Respecto a los elementos del modelo, se puede establecer lo siguiente: las entradas del modelo a identificar, constituyen un grupo de datos asociados al yacimiento y a los fluidos presentes en el sistema, como: la gravedad específica del agua, la gravedad API del petróleo, la gravedad específica del gas, ciertas fracciones de componentes tóxicos presentes en el gas producido (Nitrógeno, Dióxido de Carbono y/o Ácido Sulfúrico), la presión estática, y la temperatura del yacimiento.

Existen otras variables de entradas a considerarse que están relacionadas con las condiciones del sistema de producción del pozo, y las condiciones operacionales en superficie, entre ellas se tienen asociadas al pozo: la profundidad, la configuración de la sarta de producción, y presión en el cabezal, además de la temperatura en la superficie.

Una gran cantidad de procesos, tanto matemáticos como estadísticos, se consideraron en este modelo para lograr obtener los indicadores necesarios que

permiten llevar a cabo la tarea de toma de decisiones. Así mismo, para el cálculo del comportamiento del yacimiento, el modelo utiliza las ecuaciones: Well PI, Backpressure y Transient; mientras que para simular el movimiento de fluidos en el sistema de producción de pozos, toma en cuenta los modelos matemáticos de Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Gray y Ansari.

Para llevar a cabo todos los cálculos de los parámetros críticos que facilitan definir los límites del proceso de carga de líquido, se tomaron en cuenta modelos matemáticos de: Turner, Hubbard y Dukler, 1969; Coleman, Clay, McCurdy y Norris, 1991; Nosseir, Darwish, Sayyoub y El Sallaly, 2000; y Li, y Sun, 2002.



**Gráfica 1: Condiciones operacionales y condiciones críticas del pozo en estudio.** Tomado de Marín y Martínez, 2009, p. 47.

Acerca de las salidas del modelo, estas se identificaron para poder llevar a cabo la toma de decisiones gerenciales; ellas son un primer grupo de variables asociadas a las propiedades de los fluidos producidos, tales como: la densidad; el factor de compresibilidad; la viscosidad y el peso molecular del gas producido; la densidad del agua y/o petróleo asociado; y el factor de fricción en la tubería.

Un segundo grupo de variables, asociadas a la productividad y parámetros económicos del modelo, son: la condición de presión y tasa de flujo en la cual el pozo está produciendo, con los datos de entrada del simulador; el número de Reynolds; el tipo de régimen de flujo presente; la velocidad crítica; la tasa crítica; la productividad del pozo a condiciones óptimas y a condiciones reales de operación; y la cantidad de gas no extraído, cuando está por debajo de las condiciones críticas.

La herramienta computacional usada para crear el modelo fue MATLAB, en su versión R2009a, que es un software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE), con un lenguaje de programación propio (lenguaje M), y el cual está disponible para las plataformas Unix, Windows y Apple Mac OS X.

Se destaca que el simulador además de brindar los resultados de los parámetros anteriormente mencionados, también genera gráficos XY (Ver Gráfico 1), para visualizar de mejor manera qué realmente está ocurriendo en el sistema.

### **Conclusiones y recomendaciones**

En relación al estudio del fenómeno de carga de líquido en pozos de gas,

este modelo representa una valiosa herramienta para el cálculo de las condiciones de presión y temperaturas, en las cuales el sistema abordado está por debajo de las condiciones críticas.

El poder conocer con mayor certeza cuando el pozo presenta problemas de carga de líquido, va a constituir un dato importante para tomar decisiones gerenciales, a fin de prevenir el inconveniente y por tanto mejorar la producción de los mismos.

La falta de modelos o simuladores capaces de determinar con veracidad el proceso de carga de líquido en pozos de gas, hacen que hoy en día la toma de decisiones para prevenir el fenómeno, sea casi imposible. Sin embargo, el modelo propuesto, fue validado y probado usando data real de campo de tres (3) pozos de gas, ubicados en el campo Burgos, en el Estado de Tamaulipas, Méjico y dos (2) pozos ubicados en el distrito norte de estado Monagas, Venezuela, obteniéndose resultados satisfactorios que comprueban su estabilidad.

Es importante recalcar que a partir de un grupo reducido de valores de entrada, y con las simplificaciones y suposiciones tomadas para modelar la situación real, se logran obtener un gran grupo de parámetros de interés, que sirven como herramientas a un alto ejecutivo para tomar decisiones en pro de la productividad del pozo en estudio.

Así mismo, es recomendable desarrollar modelos físicos detallados que ayuden a complementar el modelo simbólico planteado, con el fin de poder modelar de manera más eficiente, que está ocurriendo con el fenómeno de carga de líquido en los pozos de gas.

## Referencias

- Arias, F. (2006). *Mitos y errores en la elaboración de tesis & proyectos de investigación*. Caracas, Venezuela: Editorial Episteme.
- Arraiz, A. (2007). *Desarrollo de un sistema de información gerencial de apoyo a la toma de decisiones en la gestión docente del Instituto Universitario de Tecnología Jacinto Navarro Ballenilla de Carúpano – Edo. Sucre*. Trabajo Especial de Grado para optar al Título de Maestría. Barcelona, Venezuela: Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui.
- Bierman, Bonini y Asuman. (2000). *Análisis cuantitativo para los negocios*. Novena Edición. Colombia: Ediciones Irwin Mac Graw Hill.
- Brown, K. y Beggs, D. (1992). *The technology of artificial lift methods*. USA: PennWell Books.
- Brown, K. y Lea, J. (1985). *Nodal systems analysis of oil and gas wells*. USA: SPE JPT.
- Campbel, C. y Lahrrére, J. (1998). El fin de la era del petróleo barato. *Revista Investigación y Ciencia*. Mayo de 1998. España.
- Cea D’Ancona, M. A. (1999). *Metodología cuantitativa. Estrategias y técnicas en investigación social*. Madrid, España: Editorial Síntesis Sociológica.
- Céspedes, J. (2009). ¿Qué es la Gerencia? *Biblioteca* [Documento en línea]. Disponible en: <http://gerencia.blogia.com/2007/091201-definiciones-de-gerencia.php>. [Consulta: 2012, Mayo 16].
- Champion Technologies. (2009). Pozos ahogados obtienen producción a partir de un tratamiento con espumantes. *Biblioteca* [Documento en línea]. Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/Caso%20Historico %20Perfoam%20VDF137%20espanol.pdf?type=art&type\\_id=668](http://www.oilproduction.net/files/Caso%20Historico%20Perfoam%20VDF137%20espanol.pdf?type=art&type_id=668). [Consulta: 2012, Abril 19].
- Coleman, S. B., Clay H. B., McCurdy, D.G. y Norris III, H. L. (1991). A new look at predicting gas well load-up. USA: *J Petroleum Tech*, 329-333.

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999). *Gaceta Oficial No. 5.453* (Extraordinario). Marzo 24, 2000.
- Daza, C. (2008). *Habilidades gerenciales y pensamientos estratégicos*. Ponencia presentada en la Semana de Actualización Gerencial, Cámara de Comercio, Medellín, Colombia.
- Dotson, B. y Núñez, E. (2007). Nuevo estudio para el entendimiento de la carga de líquido en pozos de gas y una propuesta de descarga. [Documento en línea]. Disponible en: [www.spe.com](http://www.spe.com). *SPE* #110357. [Consulta: 2012, Marzo].
- Eppen, G. y Schmith (2003). *Investigación de operaciones en la ciencia administrativa*. México: Editorial PHH.
- Flores, L. (2008). Toma de decisiones gerenciales. *Biblioteca* [Documento en línea]. Disponible en: <http://www.leonismoargentino.com.ar/INST216.htm>. [Consulta: 2012, Abril 19].
- Herrera, M. (2007). Toma de decisiones gerenciales. *Biblioteca* [Documento en línea]. Disponible en: [www.auladeeconomia.com/AG02b-TOMA%20DE%20DECISIONES.ppt](http://www.auladeeconomia.com/AG02b-TOMA%20DE%20DECISIONES.ppt). [Consulta: 2012, Abril 19].
- Ikoku, C. (1992). *Natural gas production engineering*. USA: Krieger Publishing Company.
- Lea, J., Nickens, H. y Wells, M. (2003). *Gas well deliquification*. USA: Elsevier.
- Lea, J. y Tighe, R. (1983). Operaciones sobre pozos de gas con producción de Líquido. *SPE* #11583. [Documento en línea]. Disponible en: [www.spe.com](http://www.spe.com). [Consulta: 2012, Abril 20].
- León, Martínez y Gil (2009). La gerencia. *Biblioteca* [Documento en línea]. Disponible en: [http://www.scribd.com/doc/3362342/LA-GERENCIA#open\\_download](http://www.scribd.com/doc/3362342/LA-GERENCIA#open_download). [Consulta: 2012, Abril 20].
- Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 30.575*. Diciembre 16 de 2010.

Caracas, Venezuela.

Ley Especial Contra los delitos informáticos. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*. Septiembre 4 de 2001.

Li, M, Li, S. L. y Sun, L.T. (2002). New view on continuous removal of liquids from gas wells. USA: *SPE J Production & Facilities*, 42-46.

Marín, S. y Martínez, M. (2009). *Desarrollo de un sistema de descarga de líquido para mejorar la productividad de pozos maduros de gas seco*. Trabajo Especial de Grado presentado para optar al Título de Ingeniero en Petróleo. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela (UCV).

Nosseir, M. A., Darwish, T. A., Sayyouh, M. H. y El Sallaly, M. (2000). A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flowing conditions. USA: *SPE J Production & Facilities*, 241-246.

Ríos, F. (2007). *Desarrollo de una herramienta de software gerencial para el apoyo a la toma de decisiones administrativas de la Coordinación del Postgrado en Informática Gerencial de la Universidad de Oriente*. Trabajo especial de grado de Maestría. Barcelona, Estado Anzoátegui, Venezuela: Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

Rojas, G. (2003). *Ingeniería de yacimientos de gas condensado*. Barcelona, Venezuela: Ediciones de la Universidad de Oriente.

Rouen, R. (2006). *Gas lift proving effective in gas wells*. USA: The American Oil and Gas Reporter.

Salas y Ferrer (2003). *Saiweb: sistema de información automatizado para el control de los procesos administrativos y académicos, y diseño de una página web, asociados a la coordinación de postgrado de turismo de la UDONE*. Trabajo Especial de Grado de Maestría. Barcelona, Venezuela: Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui.

Taylor y Bogdan. (1990). *Introducción a los métodos cualitativos de investigación*. Buenos Aires, Argentina: Editorial Paidós Studio.

- Tiab, D. (1999). *Gas reservoir engineering*. USA: School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma.
- Topper. (1994). [Sistemas de Información]. Caracas, Venezuela: Material de clase de Sistemas de Información I, Departamento de Procesos y Sistemas, Universidad Simón Bolívar. Datos no publicados
- Turner R. G., Hubbard, M. G. y Dukler A. E. (1969). Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. USA: *J Petroleum Tech*, 1475-1480.
- Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL). (2011). *Normas para la elaboración de trabajos de grado de especialización, maestrías y tesis doctorales*. Caracas, Venezuela: Ediciones del Vicerrectorado de Investigación y Postgrado.