



90
AÑOS

PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

Federación
Iberoamericana
de Ingeniería
Mecánica



8º CONGRESO IBEROAMERICANO DE INGENIERIA MECANICA

Cusco, 23 al 25 de Octubre de 2007

INSTRUMENTACIÓN INTELIGENTE PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN EN POZOS POR LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

E. Camargo C**, J. Aguilar*, A. Rios*. F. Rivas*

*CEMISID, Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.

**PDVSA-OCCIDENTE. Gerencia AIT. Edif. La Salina, Cabimas edo Zulia.

camargoea@pdvsa.com, aguilar@ula.ve, ilich@ula.ve, rivas@ula.ve

Resumen:

En este trabajo se presenta una técnica para el mejoramiento de la producción en pozos petroleros que requieren levantamiento artificial por gas. La técnica consiste en dotar el nivel de cabezal de los pozos con una instrumentación inteligente, la cual permite garantizar la eficiencia en la inyección del gas de producción. El sistema de instrumentación inteligente presenta la capacidad de medir, controlar y diagnosticar pozos por levantamiento artificial por gas, que a su vez caracteriza el control del valor del gas de inyección del pozo, con una precisión de 20 MPCND. El sistema permite, además, disponer de la información de las presiones de gas y producción del cabezal del pozo, que permitirá inferir las variables que caracterizan el fondo del pozo, a objeto de generar sofisticados esquemas de control de producción.

Palabras claves: instrumentación inteligente, pozos por levantamiento artificial por gas, automatización, control de procesos, adquisición de datos.

.-INTRODUCCION

La búsqueda de nuevas y mejores condiciones de trabajo, la protección del ambiente, la seguridad de los recursos, toman cada día más importancia en el sistema productivo y deben ser una premisa en el deseo del aumento de la productividad en las empresas. Los nuevos métodos de producción apuntan a considerar estos aspectos a la hora de facilitar el aumento de la productividad. Todos estos factores hacen que el manejo del proceso productivo tienda hacia el establecimiento de mecanismos que optimicen su rendimiento considerando estos criterios.

Los últimos avances en instrumentación inteligente para monitoreo y control de flujo de yacimientos minimizan la necesidad de realizar intervenciones en los pozos y aquellas que son necesarias resultan mas económicas ya que se simplifican o se efectúan en los momentos mas oportunos.

Ahora bien, la Instrumentación Inteligente propone la utilización de dispositivos inteligentes que funcionen de forma autónoma en las instalaciones de producción a nivel de pozos y yacimientos, con el objetivo de implementar labores de regulación y control y lograr las metas de producción. También se requiere la supervisión inteligente de procesos en sus respectivos estados operacionales, permitiendo simplificar las labores de mantenimiento del proceso y detectar de forma inmediata fallas que afectan al proceso o a los equipos involucrados [12].

En tal sentido, la Instrumentación Inteligente a Nivel de Cabezal de Pozos se define como un sistema, con capacidad de medir, controlar y diagnosticar, los estados del pozo y el yacimiento de manera local y remota. [9,10].

Este trabajo tiene como ámbito de acción PDVSA Occidente, ya que ella, en la búsqueda de una mayor productividad, ha promovido la generación de mayores ingresos a un menor costo mediante la implantación de nuevos procedimientos y la incorporación de nuevas tecnologías [3, 31, 34]. Para tal fin se implemento un sistema de instrumentación inteligente (ver Fig.1) que permite medir las variables del Cabezal de Pozo por Levantamiento por Gas, asegurando que todos los datos estén disponibles a nivel local y remoto, para el análisis estadístico del procesos y la generación de tendencias históricas [9]. También controlar la inyección de gas a los pozos y diagnosticar los posibles problemas operacionales, como por ejemplo recirculación de gas de inyección, intermitencia del pozo, entre otros. Todo esto puede reducir el tiempo de inactividad del pozo y aumentar la producción del mismo.

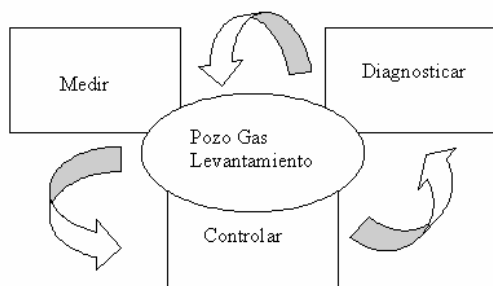


Figura 1. Instrumentación Inteligente a Nivel de Cabezal de Pozo.

2.-INSTRUMENTACION INTELIGENTE

La Instrumentación Inteligente se define, como el sistema implementado a nivel de procesos, que funciona de forma autónoma en las instalaciones de producción, para darle la capacidad de medirse, controlarse y diagnosticarse. En los casos probados ha permitido el incremento de producción [9] además de permitir un monitoreo constante del proceso. También permite la supervisión remota y local de los procesos en sus respectivos estados operacionales, simplificando labores de mantenimiento y detectando de forma inmediata fallas que afectan el proceso o a los equipos involucrados [9].

El Sistema de Instrumentación Inteligente a Nivel de Cabezal de Pozos (Medición, Control y Diagnóstico) permite que el proceso se haga eficiente de la siguiente manera:

Aumento de Producción

La combinación de soluciones inteligentes de hardware y de software asegura que cada cabezal de pozo individual en el campo opere eficientemente; además reduce el tiempo de inactividad de los pozos y de los compresores de gas. El aumento en la eficiencia y la reducción del tiempo de inactividad pueden conducir al incremento de la producción.

Inteligencia en el Pozo

La inteligencia en el pozo incluye la unidad de transmisión remota (RTU), que puede manipular el control de inyección y el monitoreo de parámetros de uno ó múltiples pozos. El algoritmo implantado a nivel de cabezal del pozo asegura un mejor desempeño del proceso, permitiendo que el usuario identifique los problemas a medida que ellos ocurren, evalúe esos problemas, e inclusive prediga los problemas futuros.

Eficiencia en las Operaciones de Campo

La robusta detección de los aumentos instantáneos de presión "heading" provee detalles para los cálculos que aseguran un análisis preciso, determinando la estabilidad del pozo, la cantidad de gas asignada, y los parámetros de producción de manera casi exacta. Esto permite cumplir las metas de producción.

3.- 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 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.2)

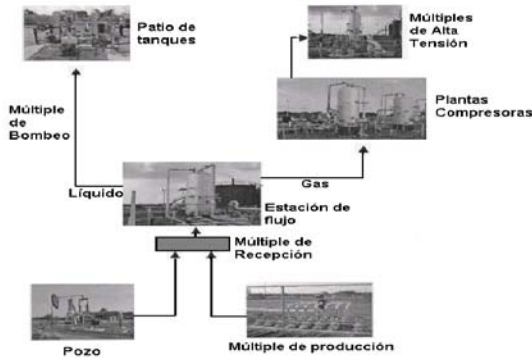


Figura 2. Unidad de Yacimiento

El modelo de producción de crudo en los pozos inyectados con gas depende de variables tanto de yacimiento, como de diseño mecánico de los pozos (válvulas, tuberías de producción, entre otros), lo que hace que el proceso sea complejo, ya que muchas variables de yacimiento tales como las presiones de fondo, factores de daño y otras mas, son estimadas a través de simulaciones [1,2,3].

Por otro lado, a medida que la tasa de inyección de gas aumenta, la producción también aumenta hasta alcanzar su máximo valor; tal que incrementos adicionales en la inyección causarán una disminución en la producción (ver Fig.3).

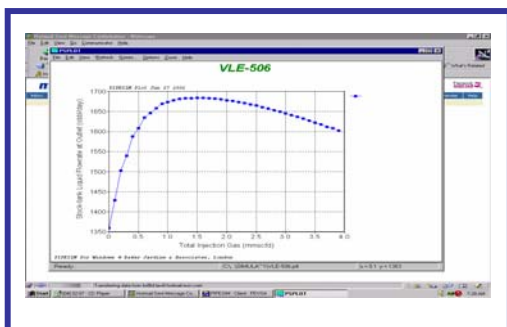


Figura 3. Modelo de comportamiento de un pozo produciendo con método de inyección de gas.

El proceso del Levantamiento Artificial por Gas [3], requiere la medición y control de las siguientes variables (ver Fig.4): Flujo de Gas de Levantamiento (FGL), Presión del Gas Inyectado (GLP), Presión Diferencial del Gas Inyectado (GLDP), Presión del Revestidor (CHP), Presión Manométrica de la Tubería de Producción (THP). Además existen otras variables que podrían considerarse para enriquecer mas la caracterización del proceso, como las temperaturas y los grados API que existen en el proceso, entre otros.

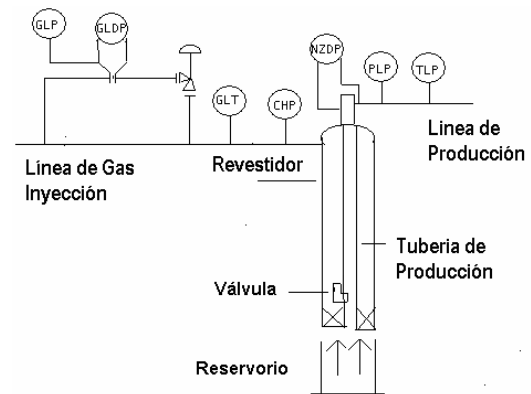


Figura 4. Diseño Esquemático de un Pozo con Método de Extracción de Crudo Gas.

La medición del flujo inyectado de gas se realiza usando las variables GLP y la caída de presión GLDP [3]. La presión diferencial aunada con los datos de la composición del gas (peso molecular, gravedad específica), los factores y constantes del sistema de tuberías (beta de la placa orificio, número de reynolds) y considerando cierto valor de temperatura, permiten calcular el flujo a inyectar basado en las Normas AGA-8 (para determinar la compresibilidad del gas) y AGA-3 (flujo compensado por

presión y temperatura) [8].

La medición de la presión del revestidor (CHP) permite conocer la presión que ejerce el gas en el revestidor del pozo, de igual manera la presión ejercida por el crudo en la tubería (THP) y en la línea de producción (PLP).

Los dispositivos utilizados en el Sistema de Instrumentación Inteligente son: una Unidad de Transmisión Remota Inteligente (RTU) y Transmisores de Presión y Temperatura. En la RTU se implemento las estrategias y aplicaciones de control y supervisión. Esta RTU esta conformada por un modulo de control, el cual establece la comunicación entre la RTU y los módulos de entrada y salida de señales de campo analógicas y digitales, un modulo de entradas analógicas/digitales, un modulo de entradas análogas configurables, y un radio para la transmisión remota y clasificación de aéreas.

La estrategia de control diseñada fue un PI, sintonizado usando combinación y simulación de proceso.

Los aspectos antes señalados, junto con la exigencia de adquisición de un elevado número de datos, determinaron la necesidad de implementar un sistema de instrumentación inteligente, conformado por aplicaciones y dispositivos, con la capacidad de medir, controlar y diagnosticar pozos LAG a nivel local y remoto.

4.- RESULTADOS

Se presenta la información recopilada del pozo que conforma la muestra de estudio, el análisis de las variables del proceso y el comportamiento de la producción. Todo esto es posible hacer a través del sistema de Instrumentación

Inteligente a Nivel de Cabezal de Pozo.

Las características del pozo donde se realiza la experiencia son las siguientes: el pozo presenta 30°API / 82 %AYS / 820 MPCPD Gas total / 300 MPCPD Gas-levantamiento, fluye sin reductor hacia la Estación de Flujo ubicada a 1634 m, y recibe gas de levantamiento del Múltiple de Gas ubicado a 155 m del mismo. 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.

El comportamiento de la inyección del gas de levantamiento versus la producción antes y después de la instalación del sistema de instrumentación inteligente, fue la siguiente. Inicialmente el pozo estaba operando a una tasa de inyección de gas de 390 a 300 MMCND (ver Fig.5), donde la producción asociada al pozo oscilaba en 1751 BBPD a 1774 BBPD en el periodo 09/04/05 al 03/07/05, lo cual reflejaba la inestabilidad de producción del pozo, aumento y 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.

Es importante indicar que la medición de las variables presentes en el Pozo LAG a objeto de estudio, se realizaban en modo manual, resultando valores con baja precisión y confiabilidad. Los valores medidos, indicaban el comportamiento del pozo en un instante dado, lo cual generaba el desarrollo de cálculos inusuales, presentando inestabilidad en la producción del pozo, como también valores de flujo de gas erróneos, debido a que no se disponía de histórico de las variables LAG.

El 07/08/05 se instaló el sistema de instrumentación inteligente, permitiendo el registro de las variables del proceso de inyección y producción, por un periodo de un mes; posteriormente se realizaron los cálculos de producción (Curva Producción vs Inyección), el cual arrojó un valor de flujo de gas de inyección 500 MMCND [1,3].

¡Error! Vínculo no válido.

En la Fig. 6, se puede observar que con la inyección de gas en 500 MPCND, el sistema de control genera una inyección de gas al pozo entre 480 MPCND y 520 MPCND, el cual es proporcional al sistema de control diseñado, resultando una dinámica estable del pozo, lo cual generó un aumento en la producción en más de 50 BBPD, debido a la estabilidad del comportamiento de inyección y producción. El sistema de control (CHP), del Crudo de la Tubería (THP) y la Línea de Producción (PLP).

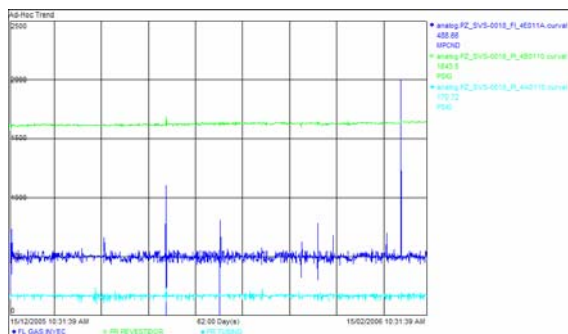


Figura 6. Control de Inyección de Gas Levantamiento

La Adquisición Remota se realiza desde una Sala de Control, donde se visualizan las variables de Inyección de Gas y Producción de Crudo. El SCADA se comunica a la RTU usando protocolo de comunicación TCP/IP. Las variables y sus tendencias se visualizan en la Fig.7

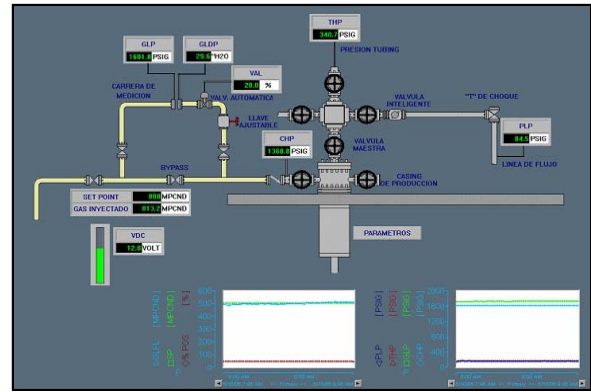


Figura 7. Visualización de variables de Inyección y Producción desde Sala de Control.

5.- CONCLUSIONES

Se ha presentado una técnica para mejorar la producción de pozos por levantamiento artificial por gas. La técnica se ha implementado a través de un sistema de Instrumentación Inteligente a Nivel de Cabezal de Pozo, el cual tiene la capacidad de Medir, Controlar y Diagnosticar pozos LAG.

El sistema permite el control eficiente de la inyección de flujo de gas y el monitoreo local y remoto de la producción de crudo del pozo. Con solo observar y analizar los datos del proceso, vía remoto, se puede decidir si es necesario realizar modificaciones en el arreglo de instrumentación del pozo, ya sea nivel de fondo de pozo o superficie. De igual manera, permite simplificar las labores de mantenimiento del proceso y detectar de forma inmediata fallas que afectan el proceso o a los equipos involucrados, lo que genera beneficios en ahorros e incremento de producción.

La detección del aumento y disminución de las presiones en cualquier instante del comportamiento del pozo, permitió el desarrollo de cálculos que aseguraron la estabilidad del pozo, la cantidad de gas necesaria, y

la visualización y registro de los parámetros de producción, en forma local y remota.

El monitoreo y el control de flujo desde la superficie del cabezal del pozo constituye los primeros pasos en el proceso de optimización de la producción del yacimiento. Para tal fin, en el futuro se presentaran rutina de observación, recolección de datos y su interpretación a nivel de cabezal para pozos de levantamiento artificial por gas. Esto es con el fin que la toma de decisión de Pozos LAG no se realicen desde una sala de control, sino el sistema tenga capacidad de auto diagnosticarse y auto-configurarse en el mismo pozo. Para tal fin se utilizaran herramientas provenientes de diferentes campos de la computación, como lo son técnicas de computación inteligente, minería de datos, etc. [11].

Agradecimientos:

Este trabajo ha sido financiado por el FONACIT bajo el proyecto No. 2005000170, y por el CDCHT-ULA a través del proyecto No. I-820-05-02-AA, instituciones a las cuales los autores expresan sus agradecimientos.

6. REFERENCIA.

1.- Nuñez, S. Sistema Asesor para Optimizar el Levantamiento Artificial por Gas en Pozos del Lago utilizando Algoritmos Genéticos. Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Licenciatura en Computación.1995.

2.- Charrouf Raed, “Optimización de la Tasa de Inyección de Gas Lift” Tesis de Pregrado. Universidad del Táchira. 2003.

3.- Andrade, M. “Diseño de Optimización de Levantamiento

Artificial por Gas de la Segregación Lagomedio”. Manual Técnico PDVSA000291. 1998.

4.- Bustos, A. “Sistema para Optimizar la Distribución de Gas lift en la Segregación Barúa-Motatan Aplicando Algoritmos Genéticos”. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Zulia.1996.

5.-Briceño J, Interferencia Electromagnética. Universidad de los Andes, Mérida, 1995.

6.- Odair G Santos, Sergio N Bordalo and Francisco J, S Alhanti., “Study of the dynamics, optimization and selection of intermittent gas lift methods a comprehensive model”. Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 32, Issues 2-4, pages 231-248, 2001.

7.- Vassileios D. Kosmidis, John D Pekins and Efstratios N Pistikopoulos., “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, pages 123- 154, 2005.

8.- American Gas Association., “Accol II Reference Manual” . Report N° 3, pages 3-10, 1992.

9.- Going, W.S, Thigpen, P.M, Anderson A.B. “Intelligente Well Technology: Are We Ready for Closed Loop Control”. SPE 99834. 2006.

10.- Weatherford. “Gestión Integrada de Decisiones para Operaciones de Producción”. 2005.

11.- Weiss, W. “How Artificial Intelligence Methods Can Forescat Oil Production”. SPE 75143.2002.

[12] Schlumberger., “El Monitoreo Permanente: Un Primer Paso de Recuperación de Hidrocarburos”. 2005.