

# Simulación de control del proceso SAGD utilizando un controlador difuso

## Control simulation of the SAGD process using a fuzzy controller

González T\*, Ramírez C, Universidad Nacional Experimental del Táchira,  
H. Mendoza, Petróleos de Venezuela.  
\*gonzalez\_tito@ieeee.org.

### Resumen

*El método SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) para la obtención de crudos pesados y extra pesados es una técnica que logra un recobro de 60% a 70% del Petróleo Original En Sitio (POES). Esta característica lo hace muy atractivo desde el punto de vista económico ya que otras técnicas de recuperación térmica al ser aplicadas al mismo tipo de yacimiento logran un recobro promedio del 18%. Esta técnica se basa fundamentalmente en la inyección continua de vapor saturado en donde es necesario obtener y mantener las condiciones de equilibrio en presión, temperatura y flujo tanto en el pozo inyector como productor. Debido a que la técnica SAGD se encuentra actualmente en etapa de proyecto, sólo se dispone de la experiencia lograda por el personal de campo a nivel de observación del comportamiento del pozo durante los últimos tres años de actividad. Además, no hay disponibilidad de modelos matemáticos que describan el comportamiento del yacimiento debido fundamentalmente a la complejidad de las condiciones geológicas del área bajo explotación. Estos conocimientos particulares del proceso SAGD han proporcionado las bases para el desarrollo de un sistema de control automático basado en Lógica Difusa donde la experiencia del experto es transferida al controlador difuso. En este trabajo se muestran los resultados obtenidos al simular el control del proceso SAGD a través de un controlador basado en Lógica Difusa. El comportamiento del controlador en las simulaciones muestran un sistema que modela con gran precisión el conocimiento del experto.*

**Palabras Claves:** Pozos petroleros, recuperación térmica, inyección continua de vapor, SAGD.

### Abstract

*The SAGD process (Steam Assisted Gravity Drainage) for heavy oil and extra heavy oil extraction, is a technique that allows recovery of 60% to 70% of original oil in site (OOIS). This feature makes it very attractive from an economic point of view in comparison with other thermal techniques for reservoir of the same type that achieve an average recovery of 18%. This technique is based on the injection of continuous saturated steam. For this purpose it is necessary to obtain and to maintain conditions for the equilibrium of pressure, temperature and flow variables at injection and producer wells. The knowledge available about the recently implemented SAGD process has been mainly acquired through the experience gathered by field personnel during the last three years. Also, no mathematical model has been developed to describe the reservoir behavior due to the complex geological conditions in the area under exploitation. These particular characteristics of the SAGD process have drawn attention for an automated control system using Fuzzy Logic as inference mechanism where the experience is transferred from the expert to the fuzzy controller. This work presents the results from simulating the SAGD control process using a fuzzy controller. The behaviour of the controller in the simulations show a system that accurately models the expert knowledge.*

**Key Words:** Oil wells, thermal recovery, continuous steam injection, SAGD.

### 1 Introducción

La necesidad de incrementar la producción de crudos a corto y mediano plazo en yacimientos altamente complejos, heterogéneos y en avanzado estado de agotamiento, así

como los continuos incrementos de los costos de producción e inversiones asociadas a los planes de explotación han llevado a realizar estudios de caracterización de yacimientos que indican la existencia de una gran cantidad de reservas no contabilizadas en los

libros oficiales cuyo desarrollo requiere de una estrategia diferente de explotación con el objeto de incrementar y optimizar las tasas de producción y recobro final de los mismos. Esta necesidad es la principal fuente motora en la búsqueda de nuevas tecnologías que incrementen el levantamiento de los fluidos del yacimiento a la superficie, las cuales son y seguirán siendo un reto importante en el negocio petrolero.

Entre estas tecnologías emergentes se encuentra el método SAGD (Butler y otros, 1981; Joshi and Threlkeld 1984), siglas en idioma Inglés que indican “Steam Assisted Gravity Drainage process” o “Proceso de drenaje gravitatorio asistido por vapor”, la cual es una técnica que logra incrementar de 60% a 70% el recobro de petróleo pesado y extra pesado original en sitio (POES). Esta característica le confiere un tremendo potencial económico ya que permite el aprovechamiento a gran escala de los depósitos de crudos pesados que han sido detectados hasta la fecha. Es de hacerse notar que otras técnicas de recuperación térmica sólo han proporcionado un recobro de 24% en el mejor de los casos.

## 2 Proceso SAGD y lógica difusa

El proceso SAGD comienza con una etapa de precalentamiento que consiste en la inyección de vapor conjuntamente por el pozo inyector y productor, acción que permite el establecimiento de intercambio calórico entre ambos pozos (Butler y Stephens, 1980; Butler, 1991). Una vez terminado el precalentamiento se continúa con la inyección de vapor solamente por el pozo inyector. En la Fig. 1 se aprecia un corte longitudinal que muestra la configuración y comportamiento para un yacimiento homogéneo.

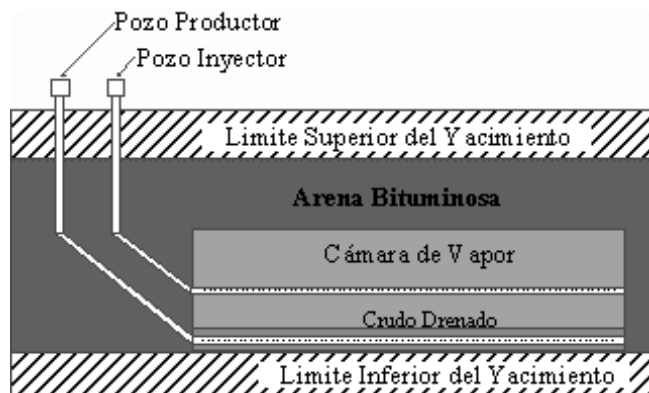


Fig. 1. Corte longitudinal de un pozo SAGD.

El calentamiento del petróleo por medio del vapor ocasiona una reducción en su viscosidad cinemática facilitándose de esta forma que el crudo fluya a través de la interface vapor-arena bituminosa por diferencia de densidades (Drenaje Gravitacional) hacia el pozo productor; es decir, el movimiento del petróleo hacia el

pozo productor es causado por la fuerza de la gravedad y la geometría de una zona saturada de vapor (Cámara de vapor) de forma tal que el crudo se desplaza casi paralelo a la interface formada por la frontera de la cámara de vapor que incrementa sus dimensiones de manera continua. De esta forma, el petróleo y los condensados que se depositan en la parte más baja de la cámara de vapor son removidos continuamente a través del pozo productor gracias a la alta presión existente en la cámara de vapor (Butler, 1991). En la Fig. 2 se aprecia un corte transversal que muestra el comportamiento para un yacimiento homogéneo.



Fig. 2. Corte transversal de la cámara de vapor.

Dada la reciente incorporación de la tecnología SAGD a los pozos locales de extracción de crudo, solo se dispone de la experiencia lograda por el personal de campo a nivel de observación del comportamiento del pozo durante los tres últimos años de actividad. Adicionalmente, no se dispone de modelos matemáticos que describan el comportamiento del yacimiento motivado fundamentalmente a la complejidad de las condiciones geológicas del área bajo explotación.

La lógica difusa ha sido aplicada en el área de control de procesos, dada la posibilidad de describir la operación de un controlador utilizando el lenguaje humano del día a día, es decir, la lógica difusa es un patrón natural y continuo de aproximaciones sucesivas como el empleado por el razonamiento humano (George, 1994; Zadeh, 1965 y Zimmerman, 1992). De esta forma es posible transferir la experiencia obtenida en el control manual de esta clases de pozos hacia un sistema de control automático que permita conseguir o superar la eficiencia lograda hasta el momento. Como una disciplina teórico-matemática, la lógica difusa reacciona constantemente según el cambio de las variables, esto reta a la lógica tradicional ya que no se encuentra restringida a la lógica binaria convencional de verdadero – falso (David, 2000). En su lugar la lógica difusa permite las verdades parciales y las verdades multivariadas (Harris, 1996; Eiji y Takeshi, 1999).

Con el presente trabajo se busca simular el control de las tasas de producción de crudo y las tasas de inyección de vapor de un pozo SAGD en función de los valores

obtenidos por la instrumentación implementada en el pozo, la cual indica en que punto de su vida útil se encuentra la cámara de vapor.

Como resultado de lo anteriormente propuesto se espera finalmente optimar la tasa de inyección de vapor, reduciendo los costos de funcionamiento del pozo al mantenerlo sobre un punto de operación que permita lograr el rendimiento global esperado.

### 3 Metodología

El primer paso en el desarrollo de este trabajo consistió en crear un modelo del comportamiento del pozo SAGD en un yacimiento homogéneo en función de las ecuaciones de mecánica de fluidos correspondientes (Butler, 1991; Butler, 1994). Este modelo fue ajustado con la información de campo existente en los sistemas SCADA PDVSA con el objeto de aproximarlos en lo posible a un desempeño real. Al modelo de pozo así ajustado se le habilita la entrada de perturbaciones, tanto de las variables externas como internas.

A partir del comportamiento del modelo ajustado y en función de su respuesta a las posibles perturbaciones que se podrían originar en campo, se generó con la asistencia del experto en este método de extracción de crudo las reglas de inferencia que dieron forma al controlador difuso que actúa sobre las válvulas de control electrohidráulicas que regulan la producción de crudo y la inyección de vapor a objeto de mantener el pozo en su punto de óptimo funcionamiento.

Posteriormente se interrelacionó a nivel de software el controlador difuso con el modelo ajustado de pozo SAGD con la finalidad de simular todo el proceso y de esta manera introducir mejoras en el controlador difuso a que hubiere lugar. La Fig. 3, no es un diagrama de bloques, es un esquema que se implementó siguiendo la manera como se interrelacionan los diferentes elementos del pozo SAGD, tanto en superficie como en subsuelo. De esta manera, se creó en software un sistema global de simulación que corresponde con los pozos piloto implementados en campo.

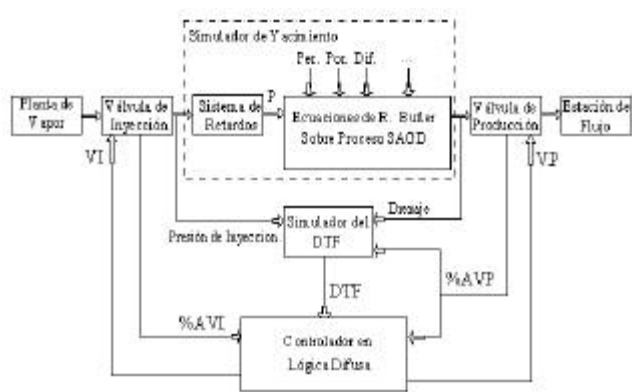


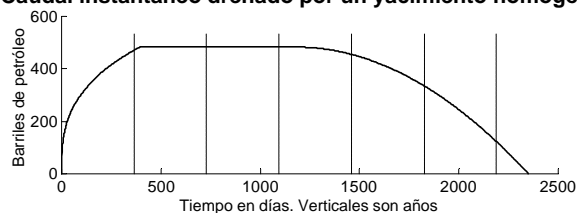
Fig. 3. Esquema del sistema simulado.

### 4 Modelo de pozo productor

Para poder implementar el modelo de pozo SAGD es fundamental utilizar las ecuaciones que describen el comportamiento del proceso SAGD desde el punto de vista de la mecánica de fluidos en un yacimiento homogéneo (Butler, 1991; Butler, 1994).

Estas ecuaciones describen la ley de Darcy aplicada a un segmento de análisis en la interface vapor arena bituminosa, la distribución calórica en la interface, el flujo drenado en cada punto de la interface, la variación de la viscosidad del crudo en función de la temperatura, el efecto de la temperatura en la viscosidad cinemática y el drenaje máximo de la cámara de vapor durante su fase inicial de crecimiento hasta alcanzar los límites verticales del yacimiento. Como se ha considerado un yacimiento homogéneo de forma cubico-rectangular con límites en paredes adiabáticas, la tasa de producción máxima se mantiene constante hasta alcanzar los límites horizontales donde se inicia el proceso de decaimiento (Butler, 1991).

Caudal instantáneo drenado por un yacimiento homogéneo



Tasa de recobro

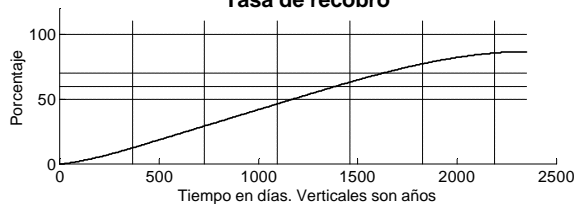


Fig. 4. Curvas de drenaje y recobro de un pozo SAGD ideal.

Todas estas ecuaciones conforman el núcleo de funciones de procesamiento principal implementadas en MATLAB en su versión 5.3, licenciado por PDVSA y cuyos resultados gráficos, en parte, se pueden apreciar en las Figs. 4 y 5, de las cuales, sí se estima un recobro final del 60% se observa una de las características principales de esta clase de pozos como es una elevada producción en un lapso muy corto de tiempo.

Una vez implementado el modelo simplificado de yacimiento en cuanto a software, se procedió a realizar un ajuste de comportamiento del modelo en función de las variables medidas del proceso utilizando la información de campo disponible. Estas variables estaban asociadas a valores de presión, temperatura y flujo del vapor inyectado tanto en sección anular como en tubería del pozo inyector, además de la presión, temperatura y flujo del crudo

producido por el pozo productor. Todos estos valores son suministrados por la instrumentación de superficie y fondo instalada en campo que se encuentra disponible en el sistema SCADA de la Intranet PDVSA.

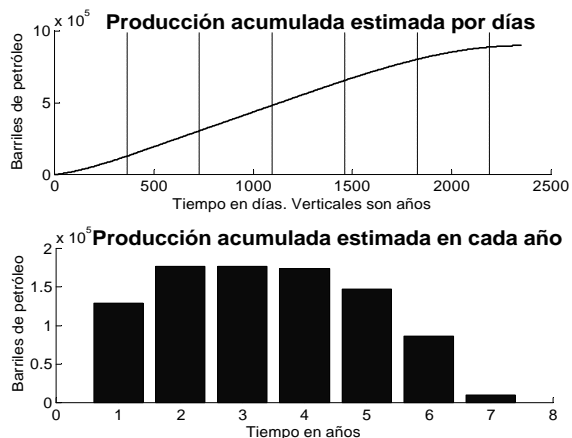


Fig. 5. Curvas de producción acumulada en días y años.

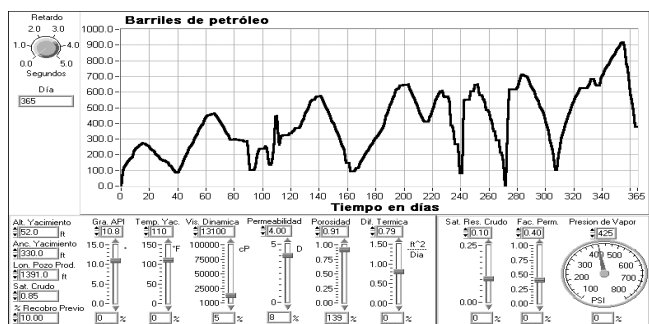


Fig. 6. Simulador de pozo SAGD.

Para poder incluir y simular de manera reiterada el efecto de las desviaciones en las variables del proceso por causa de las heterogeneidades que debe atravesar la cámara de vapor a lo largo de su vida útil, se utilizó el lenguaje de programación gráfica LabVIEW en su versión 5.1, licenciado por la Universidad Nacional Experimental del Táchira (UNET). Este lenguaje implementa en su biblioteca de funciones un nodo de enlace con MATLAB. De esta manera se creó un “Instrumento Virtual” que fue utilizado para introducir el valor de las variables que afectan el proceso al núcleo de funciones de simulación de pozo en MATLAB. El instrumento virtual permite visualizar el resultado de las operaciones matemáticas relacionadas, lográndose de esta manera un entorno de trabajo más agradable al usuario y facilitando el estudio del comportamiento de los diferentes yacimientos al ser sometidos a esta nueva tecnología de extracción según sus mapas de características geológicas. La figura 6 muestra el instrumento virtual de simulación y la posible respuesta del pozo SAGD ante las variaciones en los parámetros del yacimiento o de la cámara de vapor (Inyección).

### 5 Modelo de controlador difuso

Del grupo de variables del proceso SAGD registradas por el sistema SCADA, se analizaron las variables que fuesen más representativas desde el punto de vista económico del proyecto, y las variables que fuesen más críticas en cuanto a la descripción del estado de la cámara de vapor. Después de una cuidadosa revisión de diferentes trabajos publicados al respecto, se optó por dar prioridad al concepto de variable más crítica del proceso (Engermann y otros), la cual establece la necesidad de mantener controlado el nivel de crudo sobre el pozo productor (Trampa de vapor).

Esto se logra al monitorear y controlar el diferencial de temperatura en la sección final del segmento horizontal del pozo inyector y del pozo productor. Otras de las variables a incluir en el controlador difuso son la posición de las válvulas de inyección y producción, las cuales también son indicativas del estado general del pozo, siendo las variables lingüísticas a fusificar: Diferencial de Temperatura en Fondo (*DTF*), porcentaje de Apertura en la Válvula de Producción (*AVP*) y porcentaje de Apertura de la Válvula de Inyección (*AVI*); como variables de entrada y, acción en Válvula de Producción (*VP*) y acción en Válvula de Inyección (*VI*) como variables de salida. Con respecto a las variables de salida, fue imprescindible tener en cuenta que las válvulas de control no son del tipo neumático, donde la presión de gas sobre el diafragma del actuador indica la posición de la válvula. En su lugar, las válvulas que se encuentran implementadas en campo son del tipo electrohidráulico, es decir, el movimiento del vástago que actúa sobre el “Trimer” de la válvula se logra por la inyección a elevada presión de fluido hidráulico en una de las dos cavidades para tal fin dentro del actuador. Esta característica garantiza la inamovilidad de la válvula una vez se ha alcanzado la posición deseada pero, presenta algunas complicaciones en el circuito de control ya que la acción de mando es del tipo ON/OFF o binaria, además que debe ser doble, una para abrir la válvula y otra para cerrar la válvula. Esta característica genera de manera intrínseca otra acción de mando que es resultante de no actuar sobre la válvula de control, es decir, la de mantener la última posición, condición normal o de no operación.

Una vez determinadas las variables de entrada y salida, el proceso de reglas de inferencia, fusificación y defusificación (Haissig, 2000) se logró a través de la utilización de un conjunto de herramientas en MATLAB llamado “Fuzzy logic toolbox”. Es aquí donde se transfiere la experiencia del Experto al controlador difuso ya que las reglas de inferencia difusa que conforman el núcleo del controlador recopilan toda la experiencia lograda durante tres años de trabajo con esta tecnología de extracción de petróleo.

De lo anterior podemos inferir que la principal ventaja de la lógica difusa es que se puede obviar la condición establecida tanto por la teoría clásica como moderna de

control en cuanto al hecho de que para desarrollar cualquier algoritmo de control es fundamental disponer de un modelo matemático de la planta o proceso para que en función de su estructura matemática se determine el controlador que corrija el desempeño indeseado del proceso. Como se indicó anteriormente, las condiciones reales del yacimiento son tan heterogéneas y es tal la cantidad de variables que se hace muy difícil establecer un modelo matemático que considere todos los factores que intervienen en el proceso SAGD y sus interdependencias, razones por las cuales las técnicas de computación emergente (lógica difusa, redes neuronales, algoritmo genético) (David, 2000; Harris, 1996) deben ser consideradas como una extensión y no una sustitución de la teoría moderna y clásica de control, ya que éstas permiten trabajar con sistemas multivariables tanto a la entrada como a la salida, donde el objetivo final de mantener al sistema sobre un punto de funcionamiento óptimo es logrado.

Para el desarrollo de las reglas de inferencia difusa se utilizó la metodología tipo Mamdani (Zimmerman, 1992; Haissig, 2000) donde según lo establecido por este método de inferencia la interrelación de los términos de las variables lingüísticas genera un total de 1125 posibles reglas de inferencia que determinan las acciones del controlador, sin embargo muchas de estas combinaciones son superfluas o no es posible que se presenten desde el punto de vista real, para estos casos, se puede dejar sin definir la acción de consecuencia correspondiente sin que ello represente una desmejora en el desempeño del controlador.

A manera de ejemplo se indican dos de las reglas de mayor factibilidad de ocurrencia:

- Si *DTF* es BAJO y *AVP* es ALTA y *AVI* es NORMAL entonces CERRAR *VP* y NO OPERAR *VI*
- Si *DTF* es ALTO y *AVP* es BAJA y *AVI* es BAJA entonces ABRIR *VP* y ABRIR *VI*

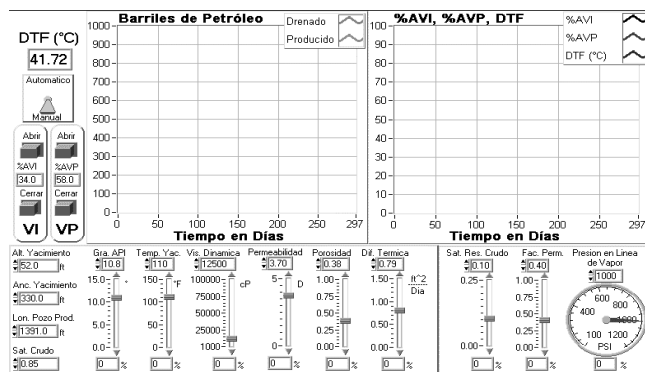


Fig. 7. Sistema global de simulación.

Una vez desarrollado el controlador difuso, se relacionó a nivel de software con el modelo simplificado de pozo SAGD, alterándose los valores iniciales de las variables del yacimiento con el objeto de observar el

comportamiento del controlador y generar los ajustes que permitieron “Entonar” el desempeño del controlador difuso.

Para interrelacionar los diferentes módulos que conforman el sistema global indicado en la figura 3, se creó el instrumento virtual que se muestra en la figura 7 y en el cual se colocan a disposición del operador las características del yacimiento y la cámara de vapor como parámetros de entrada.

Los parámetros de salida se encuentran representados en las pantallas, siendo la pantalla de la izquierda la respuesta del yacimiento a las variaciones de sus características geológicas y la inyección de vapor (Drenado), además de la cantidad de crudo producido por día (Producido). En la pantalla de la derecha se indica la magnitud en la apertura de la válvula de inyección (%AVI), válvula de producción (%AVP) y el diferencial de temperatura en fondo *DTF* en grados Celsius, todos ellos como resultado de las acciones de control *VI* y *VP*. Este instrumento virtual, también permite seleccionar entre control automático y control manual. La primera opción corresponde al controlador difuso y la segunda corresponde al operador humano, de manera tal que para el segundo caso, el operador pueda efectuar las acciones de control sobre la válvula según su criterio al accionar los pulsadores en las casillas *VI*, y *VP*, siendo la función de los superiores abrir la válvula correspondiente y los inferiores de cerrarla.

Para efectos de una mejor visualización en los resultados de las simulaciones, en las figuras subsiguientes se muestran solamente las pantallas del instrumento virtual.

## 6 Resultados

La Fig. 8 muestra el comportamiento del sistema simulado cuando no existe acción de control manual o automática y el yacimiento experimenta un decremento en alguno de sus parámetros, caso más común, de manera tal que se está produciendo más crudo del que la interface de la cámara de vapor es capaz de drenar hacia el pozo productor. La caída vertical en la línea “Producido” indica que en ese momento la producción se hace cero y comienza a escapar el vapor suministrado por el pozo inyector a través del pozo productor, es decir, se pierde la característica de trampa de vapor, la cual es una de las condiciones extremas a evitar por el daño que esta situación causa a la instrumentación de superficie.

En la Fig. 9 se observa el comportamiento del sistema simulado cuando no existe acción de control manual o automática y el yacimiento experimenta un incremento en alguno de sus parámetros (Situación contraria a la anterior), de manera tal que, la interface de la cámara de vapor está drenando hacia el pozo productor una mayor cantidad de petróleo de lo que éste es capaz de producir por las condiciones de presión en la cámara de vapor. Ante ésta situación, la cámara de vapor se “Inunda” en su segmento inferior y por tanto se afecta todo el proceso de formación y crecimiento de la cámara de vapor.

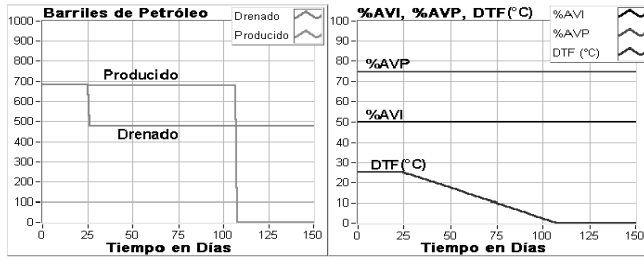


Fig. 8. Sistema global de simulación.

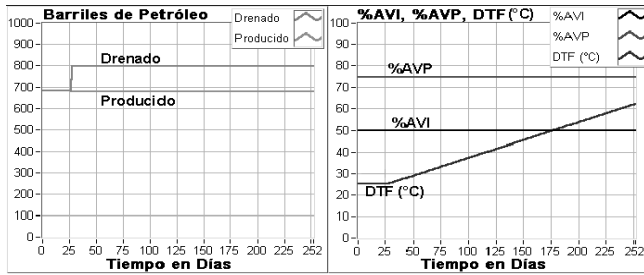


Fig. 9. Sistema global de simulación.

En la Fig. 10 se observan las curvas de comportamiento cuando es un operador humano con cierto grado de pericia quien efectúa las acciones de control al producirse un decremento ligero en uno de los parámetros del yacimiento o de la cámara de vapor.

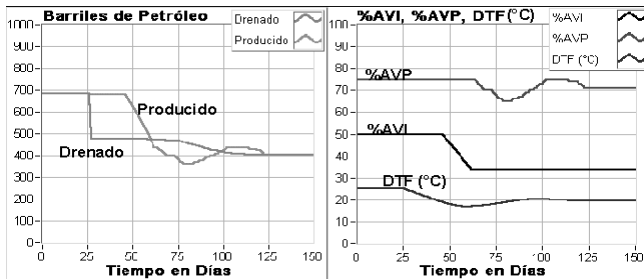


Fig. 10. Sistema global de simulación.

En la Fig. 11 se observa el comportamiento del controlador difuso para las mismas condiciones anteriores en las cuales el parámetro afectado no presenta recuperación hacia su valor inicial a medida que la cámara de vapor crece en el yacimiento.

Se debe destacar el hecho de que mientras el operador humano efectúa una acción de control sobre la válvula de inyección y luego varias acciones de control sobre la válvula de producción para igualar la tasa de drenaje con la tasa de producción sin cumplir el requisito de lograr un *DTF* de  $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ , el controlador difuso efectúa solamente una acción de control sobre la válvula de inyección y logra ambas condiciones, es decir, igualar las tasas de drenaje y producción quedando dentro del rango de temperatura estipulado.

En la Fig. 12 se observan las curvas de comportamiento del controlador difuso cuando se produce un decremento significativo de uno de los parámetros del yacimiento y este mismo parámetro presenta posteriormente una recuperación ligera a medida que crece la cámara de vapor dentro del yacimiento pero, no retorna a su valor inicial.

En la Fig. 13 se observa el comportamiento simulado cuando existe acción de control automática y se produce un decremento significativo en uno de los parámetros del yacimiento a medida que crece la cámara de vapor pero a diferencia del caso anterior no existe recuperación del parámetro alterado.

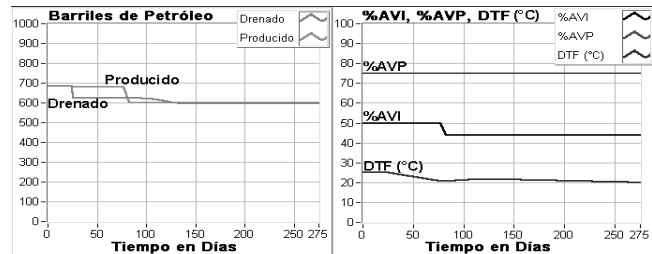


Fig. 11. Sistema global de simulación.

En las Figs. 12 y 13 se observa una de las características más importantes en la filosofía de diseño de controladores con lógica difusa, la cual constituye el transferir la experiencia del operador al controlador. Para el caso de pozos SAGD, es práctica común estimular el yacimiento con una inyección momentáneamente incrementada y cíclica de vapor (pulsos de inyección) cuando la tasa de producción del pozo se ve afectada negativamente por las heterogeneidades propias del yacimiento, esto por supuesto, causa variaciones cíclicas en la operación de las válvulas de control de inyección de vapor y producción de petróleo con un período de 63 días como resultado de la energía térmica almacenada en el yacimiento por efecto de la inyección previa de vapor. A efectos de producción del pozo, esto se traduce en un valor promedio mensual de barriles superior al obtenido con el control manual. Con este método de inyección cíclica se busca incrementar el drenaje de la cámara de vapor en el yacimiento para retornar la producción a su punto original a medida que se mantiene relativamente constante el nivel del baño de petróleo sobre el pozo productor.

Al comparar el desempeño del controlador difuso en las simulaciones con las estimaciones de un controlador PID aplicado únicamente a la válvula de control de inyección de vapor utilizando como variable controlada el *DTF*, se aprecia la superioridad operativa del controlador difuso, ya que para el controlador PID, de alterarse negativamente cualquiera de los factores del yacimiento, el drenaje de crudo de la interface disminuye y el controlador PID para corregir la situación antes planteada cierra la válvula de inyección de vapor con el objeto de restablecer

el equilibrio en el DTF al reducir la producción del pozo. Aunque el parámetro afectado de manera negativa posteriormente retornase a su valor inicial, los ajustes de cierre en la válvula de inyección han producido una menor transferencia de energía térmica al yacimiento y como consecuencia de ello la tasa de drenaje en la interface de la cámara de vapor se reduce y por tanto no se obtiene el rendimiento máximo del pozo.

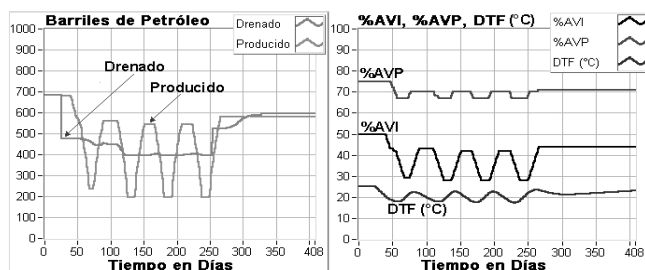


Fig. 12. Sistema global de simulación.

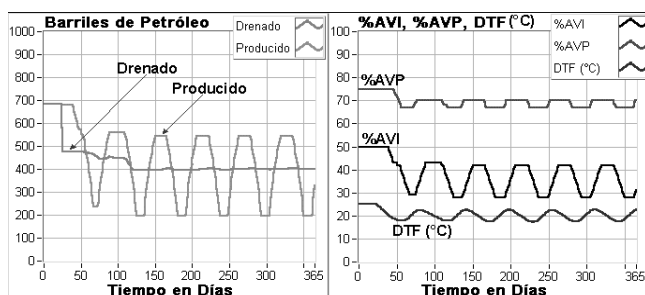


Fig. 13. Sistema global de simulación.

Los resultados anteriores cuentan con la aceptación y aval por parte del experto en esta técnica de extracción de petróleo ya que evitan el daño de la instrumentación de superficie que se produce al escapar el vapor por la tubería de producción cuando se pierde la condición de trampa de vapor. Además, el controlador difuso permite la implementación de la estimulación cíclica del yacimiento sin supervisión directa del operador humano.

## 7 Conclusiones

- Es posible controlar el desempeño del pozo SAGD por medio del seguimiento del diferencial de temperatura en la sección final de ambos pozos horizontales.
- La lógica difusa permite transferir la experiencia del experto en el proceso al controlador difuso que se implementará en campo
- La lógica difusa permite desarrollar algoritmos de control sin la necesidad de conocer el modelo matemático exacto del yacimiento o termodinámico del proceso en el que se está aplicando la técnica SAGD de recuperación térmica.
- El modelo de controlador difuso puede ser validado y mejorado por un experto en el área de producción de

petróleo que no se encuentre entrenado en el área de la teoría de control o de la lógica difusa.

- La utilización de lógica difusa en el control de pozos SAGD proporciona una amplia flexibilidad en la inclusión, exclusión y modificación de las variables de entrada y salida instrumentadas a nivel de superficie y subsuelo de manera tal, que se facilita la actualización y entonación del controlador difuso.
- Con la implementación de un controlador difuso en pozos SAGD podemos operar a un mismo tiempo y con un sólo controlador sobre un mayor número de sus variables manipuladas y controladas de lo que es posible con un controlador PID.

## Referencias

- Butler RM, McNab GS y Lo HY, 1981, Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating, *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, Vol 59, pp. 455 - 460.
- Butler RM y Stephens DJ, 1980, The gravity drainage of steam heated heavy oil to parallel horizontal wells, Trigésimo primer encuentro técnico, Sociedad Petrolera de CIM, Calgary, Alberta, documento No 80 - 31 - 31
- Butler RM., 1991, Theoretical and physical modeling of SAGD process, Austra.
- Butler RM, 1991, Thermal recovery of oil and bitumen, Prentice Hall.
- Butler RM, 1994, Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen, SPE.
- David BF, 2000, What is evolutionary computation?, *IEEE SPECTRUM*, Volume 37, Number 2, pp 26 - 32.
- Eiji N y Takeshi F, 1999, A Study on the discovery of relevant fuzzy rules using pseudobacterial genetic algorithm, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Volume 46, Number 6, pp 1080 - 1089.
- Engermann P, Renard G y Delamaide E, SAGD Performance optimization through numerical simulations: methodology and field case example, *Society Petroleum Engineer*, SPE69690.
- George K, 1994, Fuzzy sets, uncertainty and information, McGraw-Hill.
- Haissig C, 2000, Adaptive fuzzy temperature control for hydronic heating systems, *IEEE Control Systems Magazine*, Volume 20, Number 2, pp 39 - 48.
- Harris J, 1996, Aspects of fuzzy logic and neural nets, Limusa Wiley.
- Joshi SD and Threlkeld CB, 1984, Laboratory studies of thermally-aided gravity drainage mechanism using horizontal wells, Presentada en la quincuagésima conferencia anual sobre actualización en los avances tecnológicos en recuperación de petróleo, Calgary, Alberta.
- Zadeh LA, 1965, Fuzzy sets, *IEEE Transactions on Information and Control*, Vol 8, pp. 338 - 352.
- Zimmerman HJ, 1992, Fuzzy set, theory and its applications, Prentice Hall.