

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CONTROL Y MONITOREO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

Hernan Dario Ordoñez Cruz¹, Juan Pablo Vélez Duque², Juan Fernando Flórez Marulanda^{3*}

*A quien debe dirigirse la correspondencia

RESUMEN

La recuperación de hidrocarburos a través del proceso de inyección de agua es el método que más ha contribuido a la recuperación de petróleo a nivel mundial, sin embargo, las características cambiantes en yacimiento ocasionan un barrido ineficiente de petróleo y un alto costo operacional. El trabajo presenta una reflexión de los métodos de control y monitoreo implementados en los procesos de inyección de agua los cuales permiten realizar un barrido eficiente e incrementar los porcentajes de petróleo recuperado. Basándose en esta investigación se desarrolla una propuesta metodológica que describe un sistema de control empleando sargas selectivas con válvulas de control de flujo accionadas desde superficie (terminaciones inteligentes) y un sistema de supervisión empleando un método de diagnóstico llamado Método de Hall Revisado que en conjunto busca la máxima recuperación económica del yacimiento.

Palabras clave: Proceso de inyección de agua, terminación inteligente, Método de Hall, zonas de inyección, factor de recobro, eficiencia de barrido.

PROPOSED METHODOLOGY FOR CONTROL AND MONITORING OF PROCESS WATER INJECTION

ABSTRACT

Oil recovery through water injection process is the method that has contributed to the recovery of world oil, however, the changing characteristics in reservoir causing an inefficient oil sweep and a high operating cost. The paper presents a reflection of methods of control and monitoring implemented in water injection processes which allow efficient scanning and increase the percentage of oil recovered. Based on this research it develops a methodology that describes a control system using selective strings with flow control valves driven from surface (intelligent completions) and a monitoring system using a diagnostic method called Hall Revised Method which together seeks maximum economic recovery of the deposit.

Keywords: Water injection process, intelligent completion, Hall Method, injection zones, recovery factor, sweep efficiency.

1. Universidad del Cauca – UNICAUCA, Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones. Sector Tulcán, Popayán, Colombia. nancho77cs@hotmail.com

2. Universidad del Cauca – UNICAUCA, Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones. Sector Tulcán, Popayán, Colombia. construyeconocimiento@gmail.com

3. Universidad del Cauca – UNICAUCA, Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones. Sector Tulcán, Popayán, Colombia. jflorez@unicauca.edu.co



INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es el principal mecanismo de recuperación secundaria de petróleo utilizada para mantener la presión del yacimiento y barrer el petróleo remanente presente en este. Dada la alta demanda de petróleo en el mundo es necesario implementar nuevas alternativas tecnológicas la cual permita controlar, monitorear y supervisar las operaciones de inyección de agua para mejorar eficientemente el barrido de petróleo e incrementar el factor de recobro (De, Silin, & Patzek, 2000).

Una alternativa tecnológica capaz de incrementar el factor de recobro, y que poco a poco ha ganado popularidad, es el uso de terminaciones inteligentes, implementadas tanto en pozos productores como inyectoros donde es realizada una inyección selectiva de agua. Esta tecnología se caracteriza por contar con válvulas de control de flujo (FCV) accionadas desde superficie (Arashi & Konopczynski, 2003), además, sensores instalados de forma permanente permiten monitorear las variables de proceso y los cambios en fondo de pozo sin intervenciones o paros en ellos (Dyer *et al.*, 2008).

El almacenamiento, procesamiento y análisis de información de las variables, es un punto importante a considerar dentro de los procesos de inyección de agua (Terrado, Yudono, & Thakur, 2007). Los ingenieros utilizan la información de los sensores en fondo de pozo y la obtenida con los métodos de diagnóstico para establecer los cambios en fondo de pozo y los posibles daños en cada zona de la formación para determinar los porcentajes de caudal óptimos en cada una de ellas (Algeroy *et al.*, 2010).

Este trabajo plantea una propuesta metodológica de control y supervisión de un proceso de inyección de agua empleando sartas selectivas con terminación inteligente y un método de diagnóstico llamado Método de Hall Revisado (Silin *et al.*, Abril 2005) para mejorar la eficiencia de barrido de petróleo e incrementar los porcentajes de petróleo recuperado.

1. ESTADO DE LA TÉCNICA

Terminaciones inteligentes. Las terminaciones inteligentes surgieron de la necesidad de disminuir las costosas intervenciones en pozos remotos o zonas de difícil acceso (Beveridge *et al.*, 2011). Estas terminaciones poseen sensores de fondo de pozo que permiten a los operadores obtener datos del proceso y del yacimiento. Cuentan con FCV accionadas de forma

remota por medio de líneas eléctricas o hidráulicas para regular el flujo inyectado en cada zona (Algeroy *et al.*, 1999).

El objetivo de los procesos de inyección de agua es aumentar la presión de yacimiento y realizar un barrido uniforme, sin embargo, las diferencias de permeabilidad y las fracturas naturales ocasiona frentes de agua desiguales (Bailey, *et al.*, 2000). El uso de válvulas controladas remotamente desde superficie pueden ser usadas para regular el caudal de agua inyectada en cada zona obteniendo una mejor eficiencia de barrido (Montaron & Vasper, 2007).

Método de Hall. El Método de Hall (Hall, 1963) es una herramienta de diagnóstico simple para evaluar el desempeño de los pozos de inyección (Silin *et al.*, Abril 2005). Este método utiliza una gráfica denominada “*Grafica de Hall*” para determinar posibles problemas en fondo de pozo y con base en ello realizar los cambios necesarios en las condiciones operacionales del pozo. El análisis matemático realizado para la construcción de la gráfica parte del modelo de flujo radial (Muskat, 1946):

$$P_w = P_e + \frac{\mu}{2\pi kH} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) Q \quad (1)$$

P_w : Presión de inyección en un punto del pozo, Pa.
 P_e : Presión promedio del yacimiento, Pa.
 r_e : Radio de influencia del pozo inyector, cm.
 r_w : Radio del pozo inyector, cm.
 Q : Caudal de flujo inyectado en cada zona, bbl/día.
 k : Permeabilidad absoluta de la roca en cada zona de inyección, Darcy.
 H : Espesor del yacimiento, cm.
 μ : Viscosidad del fluido inyectado, Pa*s.

tomando en cuenta que el valor de P_w es obtenida al sumar la presión en el cabezal del pozo más la presión hidrostática generada por la columna de agua y la caída de presión en la FCV, y donde la P_e debe ser medida en r_e . En este caso la *Ecuación 1* se basa en varios supuestos que en la práctica no son estrictamente satisfechos para describir adecuadamente la inyección de un fluido.

$$b = \frac{\mu}{2\pi kH} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (2)$$

b : Inversa de la inyectividad en cada zona, Pa*día/bbl.
 r_e : Radio de influencia del pozo inyector, cm.
 r_w : Radio del pozo inyector, cm.
 k : Permeabilidad absoluta de la roca en cada zona de inyección, Darcy.
 H : Espesor del yacimiento, cm.
 μ : Viscosidad del fluido inyectado, Pa*s.

El coeficiente b , *Ecuación 2*, es la inversa de la inyectividad usada comúnmente para caracterizar el desempeño del pozo. De esta manera se obtiene:

$$b = \frac{Q}{P_w - P_e} \quad (3)$$

b : Inversa de la inyectividad en cada zona, Pa*dia/bbl.
 P_w : Presión de inyección en un punto del pozo, Pa.
 P_e : Presión promedio del yacimiento, Pa.
 Q : Caudal de flujo inyectado en cada zona, bbl/dia.

La *Ecuación 1* puede ser integrada en el tiempo para eliminar las pequeñas fluctuaciones y generar un procedimiento más robusto:

$$\int_{t_0}^t (P_w - P_e) d\tau = \int_{t_0}^t \left(\frac{\mu}{2\pi kH} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) Q \right) d\tau \quad (4)$$

P_w : Presión de inyección en un punto del pozo, Pa.
 P_e : Presión promedio del yacimiento, Pa.
 r_e : Radio de influencia del pozo inyector, cm.
 r_w : Radio del pozo inyector, cm.
 Q : Caudal de flujo inyectado en cada zona, bbl/dia.
 k : Permeabilidad absoluta de la roca en cada zona de inyección, Darcy.
 H : Espesor del yacimiento, cm.
 μ : Viscosidad del fluido inyectado, Pa*s.

Así, con la ayuda de los datos obtenidos anteriormente y los cálculos matemáticos correspondientes, se construye la Gráfica de Hall en relación al caudal de inyección acumulativo versus el diferencial de presión en el tiempo, pero al no conocer los valores de P_e y b ; considerando que estos valores no están disponible para su medición directa, es posible que dicha grafica no describa las verdaderas condiciones del yacimiento y se llegue a conclusiones erróneas (Silin, Holtzman y Patzek, Abril 2005).

La “Gráfica de la Pendiente” utiliza las pequeñas fluctuaciones de presión y caudal presente para analizarla y extraer información valiosa sobre P_e y b necesarias para obtener un diagnóstico correcto de las verdaderas condiciones en cada zona. Luego para establecer estos parámetros es necesario utilizar los datos históricos de presión y caudal de inyección para realizar algunas operaciones matemáticas. Primero, se determina la pendiente de la gráfica (S) descrita en la *Ecuación 5*. Calculando la derivada:

$$S = \frac{P_w}{Q} \quad (5)$$

S : Pendiente de la gráfica, Pa*dia/bbl.
 P_w : Presión de inyección en un punto del pozo, Pa.
 Q : Caudal de flujo inyectado en cada zona, bbl/dia.

Segundo, se remplace la *Ecuación 3* en la *Ecuación 5*. Así se obtendrá:

$$S = \frac{P_e}{Q} + b \quad (6)$$

S : Pendiente de la gráfica, Pa*dia/bbl.
 P_w : Presión de inyección en un punto del pozo, Pa.
 Q : Caudal de flujo inyectado en cada zona, bbl/dia.
 b : Inversa de la inyectividad en cada zona, Pa*dia/bbl.

La *Ecuación 6* representa una función lineal que describe la Gráfica de la Pendiente en relación a S vs $1/Q$, donde los parámetros S y Q están disponibles para la medición. Por último se obtendrá la ecuación de la recta que representa la Gráfica de la Pendiente para establecer el valor de P_e y b .

Remplazando estos valores estimados en la *Ecuación 4* es posible obtener una Gráfica de Hall donde se describe el verdadero comportamiento del pozo en cada zona de inyección.

2. INVESTIGACIÓN METODOLÓGICA

Thakur (1991) argumenta que la gestión y vigilancia de los proyectos de inyección de agua debe incluir el almacenamiento y procesamiento de datos e información necesarios para controlar las operaciones y obtener la máxima recuperación económica de un yacimiento, ya que los estudios previos a la inyección no siempre son los resultados reales obtenidos. Las diferencias pueden surgir por los datos erróneos utilizados en los modelos de predicción, la descripción geológica inadecuada y los problemas en la terminación de pozo.

Saputelli, Ramirez, Chegin, y Cullick (2009) propusieron la implementación de terminaciones inteligentes en procesos de inyección de agua empleando sistemas de vigilancia y supervisión. Los resultados obtenidos muestran que el uso de terminaciones inteligentes mejora la rentabilidad del proyecto en un 57% respecto a pozos donde se utilizaron terminaciones convencionales, esto debido al control realizado sobre el agua inyectada y producida en el primer caso. Adicionalmente, se han desarrollado técnicas con el fin de manejar datos del proceso en tiempo real para actualizar el modelo y la estrategia de control (Naevdal, Brouwer, & Jansen, 2006).

El método de control propuesto por Yang y Davies (2009) estudia el uso de un control predictivo capaz de controlar de forma remota FCV para lograr una regulación de flujo en diferentes zonas demostrando la eficacia de este tipo de métodos. Los estudios de Arashi y Konopczynski (2003) evidencia que el uso de FCV de múltiples posiciones aumenta la recuperación de petróleo en un 63% comparado con escenarios donde se emplean terminaciones convencionales. Ebadi y Davies (2006) mostraron que el uso de terminaciones inteligentes permite realizar un control eficaz de los frentes de agua en yacimientos heterogéneos. Los expertos prevén que hasta el 40% de las futuras terminaciones inteligentes serán utilizadas en pozos de inyección de agua (Asadollahi, 2012).

Las terminaciones de múltiples zonas para la inyección de agua son optimizadas más fácilmente mediante el control y monitoreo con terminaciones inteligentes en comparación a las intervenciones en pozos, ya que en la mayoría de ocasiones el uso de este tipo de terminaciones supera las ganancias finales (Beveridge *et al.*, 2011). Sin embargo, Sakowski, Anderson y Furui (2005) demostraron que solo un 5% del impacto económico al implementar terminaciones inteligentes en pozos inyectoros se debe a la disminución de las intervenciones mientras un 60% se debe a las ganancias relacionadas con el incremento del petróleo recuperado. La evolución de la tecnología de terminación inteligente en su segunda década será determinada por una integración de las nuevas tecnologías con nuevas funcionalidades, nuevas aplicaciones y nuevas exigencias del mercado (Schrader, 2007).

Por su parte, el análisis de la información de resultados obtenidos en los pozos de producción en relación a los volúmenes de agua inyectada (Fedenczuk & Calgary, 2003), las características del yacimiento (Doublet & Blasingame, 1996) y la implementación de métodos de predicción (Jarrell & Stein, 1991), son importantes para optimizar los resultados de recuperación de petróleo.

Varios estudios sobre métodos de diagnóstico han sido evaluados para determinar el rendimiento de la inyección y los cambios en yacimiento sometido a la inyección de agua, ayudando a los ingenieros a determinar el caudal de agua óptimos en cada una de las zonas de inyección (Mihcakan, Altinay, & Kasap, 2005).

Silin, Holtzman y Patzek (Abril 2005) proponen la implementación del *Método de Hall Revisado* donde se modifica y amplía el análisis realizado con la Gráfica

de Hall (Hall, 1963), al estimar los parámetros P_e y b de forma analítica por medio del “*análisis de la pendiente*”. Posteriormente, Silin *et al* (Octubre 2005) realizan un sistema de control y monitoreo utilizando los datos de inyección y producción estableciendo un control adaptativo aplicando el Método de Hall Revisado, y simulaciones de yacimientos satelitales para determinar el desempeño de la inyección de agua en un campo petrolero.

3. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CONTROL Y MONITOREO

A partir de los estudios reportados en los campos petroleros donde utilizan terminaciones inteligentes y métodos de diagnóstico, en el presente trabajo se ilustra un diagrama de flujo del proceso de inyección de agua propuesto, ver **Figura 1**; donde se describe un control de pozo utilizando sartas selectivas con terminaciones inteligentes y un control supervisorio implementando el Método de Hall Revisado que en conjunto forma un sistema de terminación inteligente el cual busca mejorar la eficiencia de barrido del petróleo remanente e incrementar el factor de recobro.

El control de pozo describe un esquema de control realimentado donde la variable a controlar es el caudal de agua inyectado en cada zona de inyección, y la variable a manipular será el caudal de agua ingresado en cada intervalo de inyección el cual es regulado por la FCV ubicada en dicho intervalo. La presión de inyección en cada zona es una variable monitoreada la cual debe mantenerse por encima de la presión de yacimiento y por debajo de la presión de fractura. Los posibles disturbios dentro del proceso son:

- Las pequeñas variaciones de caudal y presión de inyección en cada zona son disturbios no críticos dentro del proceso.
- La presión de inyección se debe mantener dentro del rango establecido, en caso de encontrarse por debajo de la presión de yacimiento o por encima de la presión de fractura representaría un disturbio crítico el cual debe ser monitoreado.
- Los daños en las zonas de la formación como taponamientos, canalizaciones o fracturamiento son disturbios críticos que también deberán ser controlados.

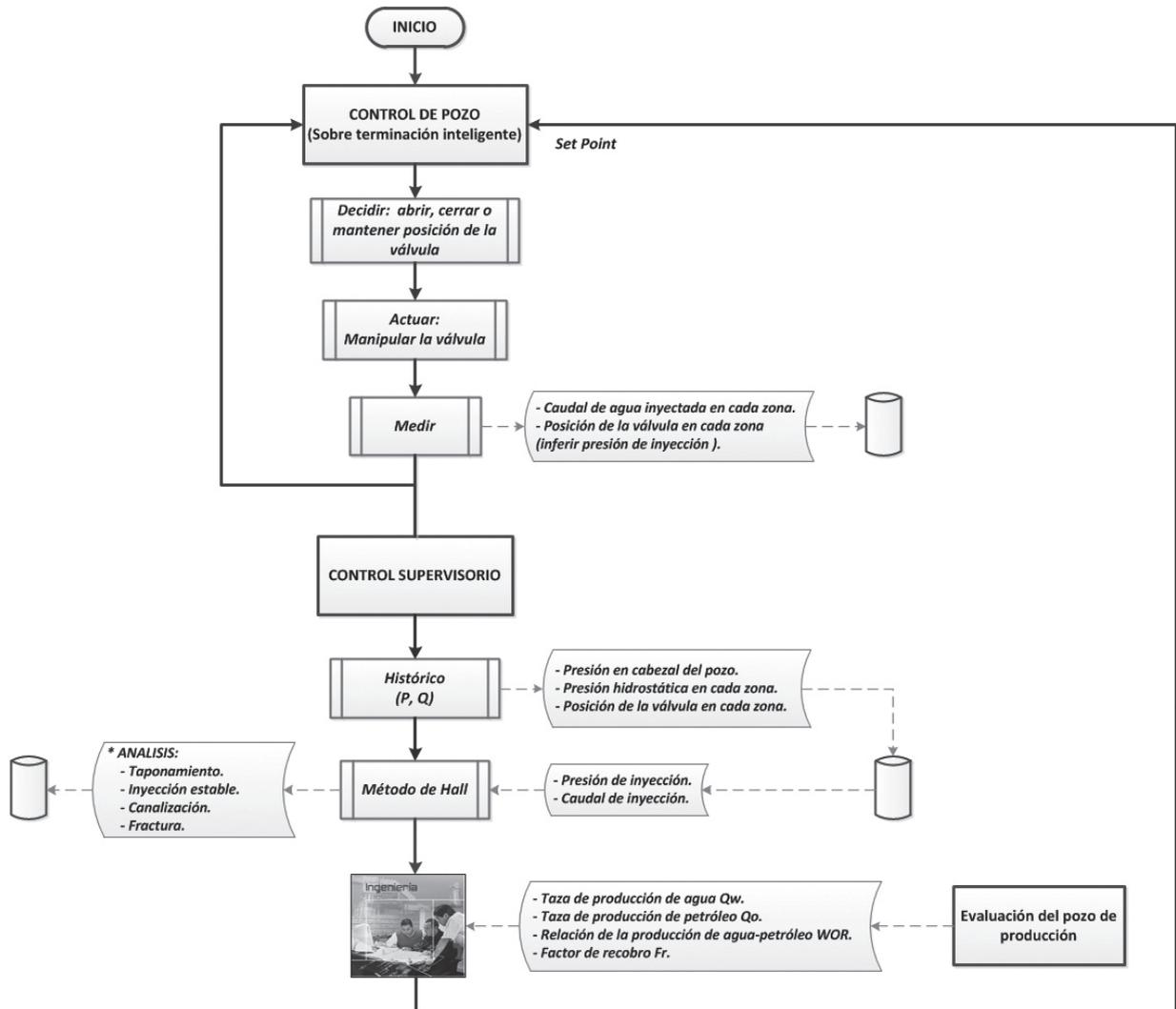


Figura 1. Diagrama de flujo de proceso de inyección de agua empleando un sistema de terminación inteligente.

De acuerdo al análisis desarrollado, es propuesto un esquema de control realimentado para dos zonas de inyección donde se accionan FCV desde superficie para regular el caudal de agua inyectado y se monitorean las variables de fondo de pozo con sensores permanentes, ver **Figura 2**.

El control de pozo recibe el Set Point que son los porcentajes de caudal óptimos en cada zona de la formación. De acuerdo a estos porcentajes de caudal el controlador envía una orden de control (esfuerzo de control) hacia el actuador de la FCV para posicionarla

y dejar pasar el caudal de agua deseado. Un sensor de flujo ubicado en fondo de pozo mide el caudal de agua real que deja pasar la válvula, mientras un sensor de posición determina la caída de presión en la válvula para inferir la presión de inyección. La información de los sensores en fondo de pozo es enviada hasta superficie para verificar que la presión de inyección este dentro del rango establecido y comparar el caudal de agua deseado con el caudal de agua medido. El lazo de control descrito se repite tantas veces sea necesario en cada una de las zonas dispuestas para la inyección (1 zona, 2 zonas, 3 zonas, n zonas).

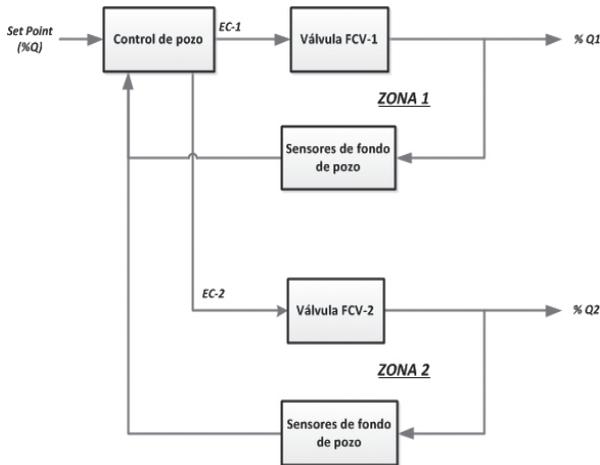


Figura 2. Esquema de control empleando una terminación inteligente para dos zonas de inyección.

Sin embargo el control de pozo por sí solo no garantiza realizar un barrido eficiente de crudo ya que no tiene en cuenta los cambios generados en cada zona de inyección como canalizaciones, fracturas o taponamientos, por lo tanto es necesario implementar un control supervisorio donde se utilice un método de diagnóstico para determinar los cambios o problemas en fondo de pozo (Mihcakan, Altinay, & Kasap, 2005). El método de diagnóstico utilizado en la propuesta es el Método de Hall Revisado estudiado por Silin, Holtzman y Patzek (Abril 2005).

El método comprende tres fases:

Fase 1: Histórico de caudal y presión de inyección.

Se almacena en un histórico los datos de presión y caudal de inyección registrados en cada zona durante un periodo de tiempo el cual puede durar días, semanas o meses.

Fase 2: Conducción de la Gráfica de la Pendiente.

Se construye la Gráfica de la pendiente con los datos del histórico de presión y caudal para establecer los valores de P_e y b en cada zona de inyección.

Fase 3: Análisis de la pendiente de la Gráfica de Hall.

Se construye la Gráfica de Hall con la información obtenida en la gráfica de la pendiente, y el histórico de presión y caudal de inyección en cada zona. El comportamiento de la pendiente obtenida en la Gráfica de Hall, ver Figura 3, describe si se presentan problemas en las zonas de la formación como canalizaciones o taponamientos o por el contrario la inyección de agua es estable.

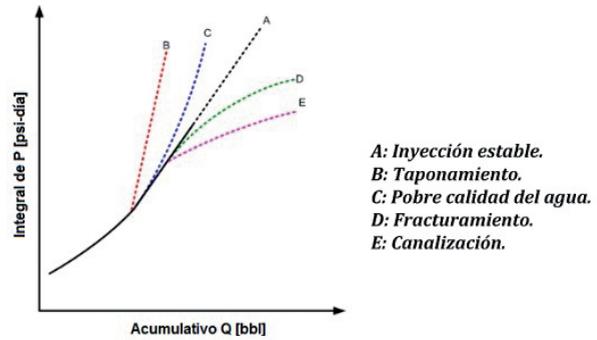


Figura 3. Análisis del comportamiento de la pendiente de la Gráfica de Hall en cada zona de inyección.

Fuente: IHS, 2014.

Por último, los ingenieros encargados utilizan el análisis de la Gráfica de Hall y los resultados obtenidos en los pozos de producción afectados por cada pozo inyector como el caudal de agua producida (Q_w), el caudal de petróleo producido (Q_o), la relación agua-petróleo (WOR) y factor de recobro, para establecer los caudales de agua óptimos en cada zona de inyección.

De esta forma se obtiene un sistema de control y monitoreo permanente en los pozos inyectores de agua, ver Figura 4, donde se almacenan y procesan los datos en línea, para determinar los caudales de agua óptimos inyectados en cada zona; con el propósito de mejorar la eficiencia de barrido y aumentar los porcentajes de petróleo recuperado.

Se propone la instrumentación requerida para la automatización del sistema de control y monitoreo en un pozo inyector utilizando válvulas accionadas eléctricamente desde superficie por medio de telemetría *Power Line Communications* (Atayero, Alatishe, & Ivanov, 2012), y sensores de flujo y posición para monitorear las variables de proceso en fondo de pozo, ver P&ID de la **Figura 5**.

El P&ID describe un sistema control y monitoreo para un pozo inyector con dos zonas de inyección. En superficie se tiene un controlador de flujo (FC-50) encargado de recibir las señales de los transmisores indicadores de flujo (FIT-102) y presión (PIT-103) ubicados en el cabezal de pozo a través de señales análogas de 4-20 mA, y la información de los sensores de fondo de pozo. Esta información de las variables de proceso en superficie y en fondo de pozo se envía de forma inalámbrica hasta una estación de trabajo (PC-200) donde se almacena y procesa la información.

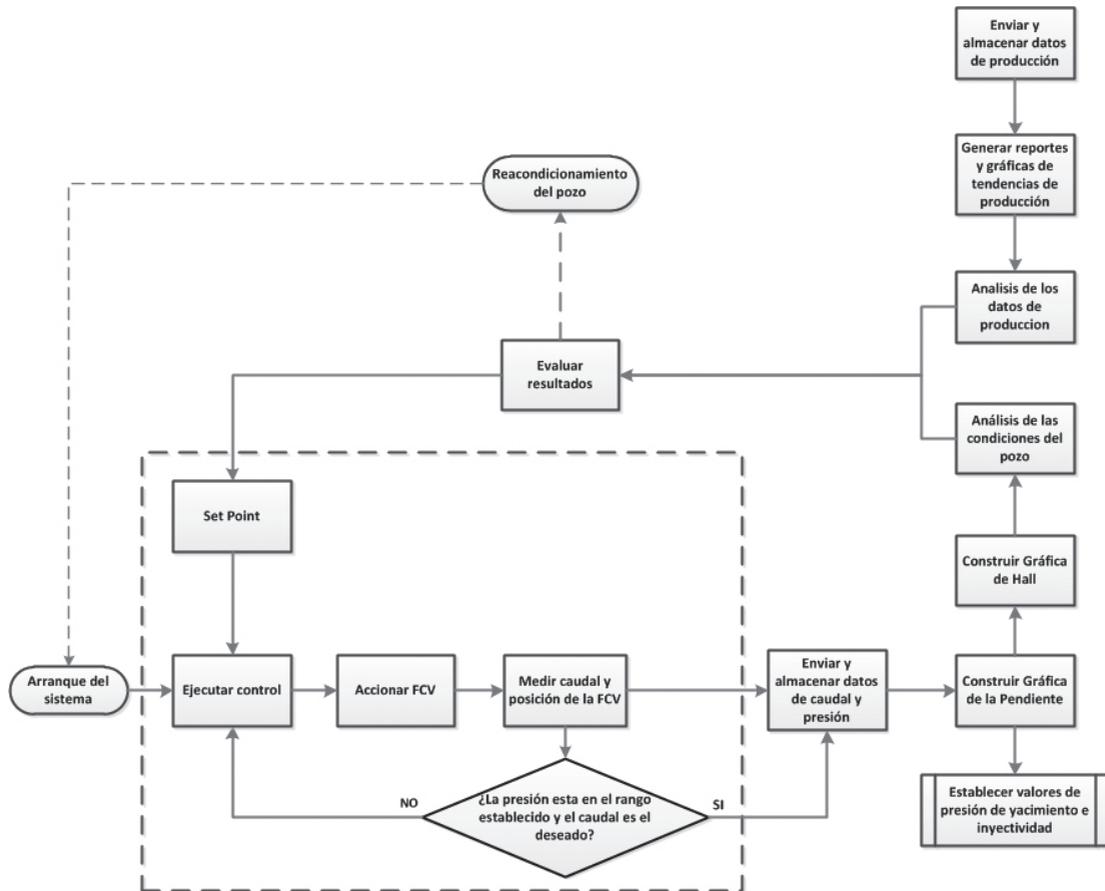


Figura 4. Sistema de control y monitoreo permanente en pozos inyectoros de agua.

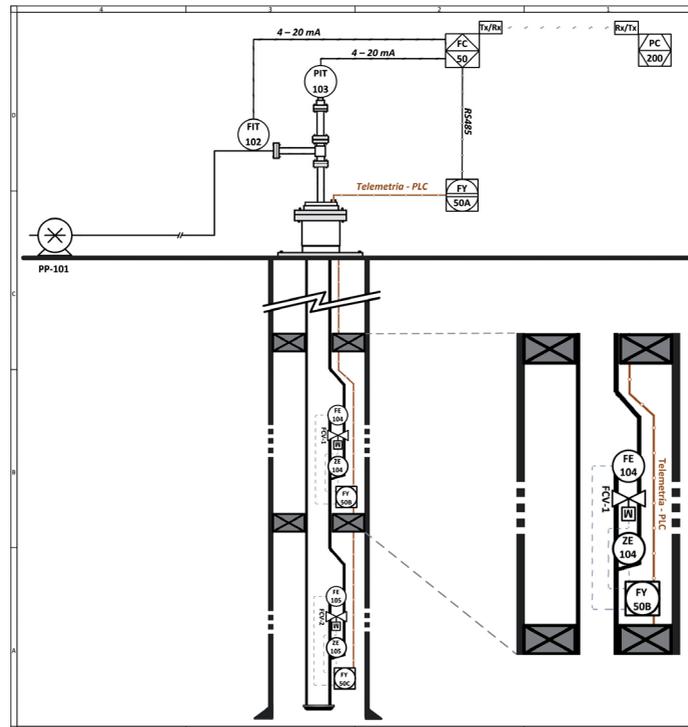


Figura 5. P&ID Sistema de control y monitoreo propuesto en pozo inyector de agua.

El *Set Point* para el controlador es enviado de forma remota desde la estación de trabajo de acuerdo al análisis y evaluación realizada por los ingenieros encargados. Con base al caudal deseado (*Set point*) el controlador envía una orden de control (esfuerzo de control) a un Módulo PLC central (FY-50A) ubicado en superficie, por medio de un canal de comunicación RS485 (opcional RS332, Ethernet) y este Módulo envía esta orden de control a cada uno de los Módulos PLC receptores (FY-50B Y FY50C) ubicados en fondo de pozo en cada intervalo de inyección por medio de la telemetría PLC.

Los módulos PLC receptores reciben las órdenes de control y las envían hasta el actuador de la FCV (FCV-1 y FCV-2) para posicionarla hasta entregar el caudal deseado. Por su parte, los sensores de flujo (FE-104 y FE-105) al igual que los sensores de posición dentro de la FCV (ZE-104 y ZE-105) envían la información hasta los módulos receptores en cada intervalo desde donde se envían a los equipos de control en superficie.

En la Tabla 1 son listan los instrumentos de la propuesta de control y monitoreo en los pozos inyectoros, aplicado a sargas selectivas con terminación inteligente.

Tabla 1. Lista de instrumentos utilizados en el sistema de control y monitoreo en pozos inyectoros.

Tag	Núm	Descripción
PP	101	Motobomba de alta presión
FIT	102	Transmisor indicador de flujo
PIT	103	Transmisor indicador de presión
FE	104	Sensor de flujo (zona 1)
ZE	104	Sensor de posición (zona 1)
FCV	1	Válvula reguladora de flujo (zona 1)
FY	50B	Módulo PLC Receptor (zona 1)
FE	105	Sensor de flujo (zona 2)
ZE	105	Sensor de posición (zona 2)
FCV	2	Válvula reguladora de flujo (zona 2)
FY	50C	Módulo PLC Receptor (zona 2)
FY	50A	Módulo PLC Central
FC	50	Controlador de flujo
PC	200	Estación de control - PC

4. DISCUSIÓN

El control y monitoreo de los procesos de inyección de agua empleando terminaciones inteligentes y métodos de supervisión en el tiempo oportuno permiten incrementar la eficiencia de barrido y aumentar los porcentajes de petróleo recuperado llevando a un incremento de la

rentabilidad de este tipo de proyectos (Slinin *et al.*, Octubre 2005; Asoke, 2000).

El control y monitoreo de los procesos de inyección de agua empleando nuevas alternativas tecnológicas como las terminaciones inteligentes y sistemas supervisión en el tiempo oportuno, permiten incrementar la eficiencia de barrido y el factor de recobro llevando a un incremento de la rentabilidad de este tipo de proyectos.

En Colombia el uso de métodos de diagnóstico de la inyección de agua como el Método de Hall (Aljuri, 2005) no es utilizado correctamente ya que se omiten datos importantes o se utilizan supuestos los cuales de acuerdo a los resultados obtenidos por Slinin *et al.* (Abril 2005) pueden ocasionar resultados erróneos.

Las terminaciones inteligentes aplicadas a proyectos de inyección de agua, es una tecnológica excluida de los planes operacionales de los campos petroleros en Colombia, ocasionado por la percepción de los altos costo y la poca información sobre estos, sin embargo como plantea Asadollahi (2012); en pocos años cerca del 40% de los pozos inyectoros utilizaran este tipo de tecnologías.

La propuesta de un sistema de control y supervisión busca brindar una solución tecnológica económica, al alcance de los planes de desarrollo de Ecopetrol S.A para los próximos años reduciendo los costos de intervención e incrementando los porcentajes de petróleo recuperado en los campos petroleros del país.

CONCLUSIONES

- Se desarrolla y pone en consideración una propuesta metodológica para maximizar la recuperación económica de un yacimiento organizada en dos escenarios: monitoreo y control, donde se combina el uso de terminaciones inteligentes y una herramienta de diagnóstico.
- Se estableció que el uso de terminaciones inteligentes por si solas no permite realizar un control eficiente del proceso de inyección de agua ya que estas deben contar con un sistema de supervisión y monitoreo de las condiciones cambiantes en fondo de pozo si se desea mejorar aún más la eficiencia de barrido e incrementar el factor de recobro.
- La propuesta del sistema de control y monitoreo del proceso de inyección de agua en pozos permite

disminuir las intervenciones en pozos, paros en el proceso y suministrar la información de las variables de fondo de pozo y superficie necesaria para que los ingenieros encargados determinen los caudales óptimos previniendo daños o problemas en las zonas de inyección.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a Ecopetrol S.A por permitir la visita al campo petrolero San Francisco (Neiva - Huila), a la empresa del sector petrolero JPT Consulting and Service y a la Universidad de Cauca.

NOMENCLATURA

FCV	=	Válvula de control de flujo.
P_w	=	Presión de inyección en un punto específico, Pa.
P_e	=	Presión promedio del yacimiento alrededor del pozo inyector, Pa.
r_e	=	Radio de influencia del pozo inyector, cm.
r_w	=	Radio del pozo, cm.
Q	=	Caudal de agua inyectado en cada zona de la formación, bbl/día.
μ	=	Viscosidad del fluido inyectado, Pa*s.
k	=	Permeabilidad absoluta de la roca en cada zona de inyección, Darcy.
H	=	Espesor del yacimiento, cm.
b	=	Inversa de la inyektividad, Pa*día/bbl.
S	=	Pendiente de la gráfica, Pa
EC	=	Esfuerzo o señal de control.
Q_w	=	Caudal de agua producida.
Q_o	=	Caudal de petróleo producido.
WOR	=	Relación agua-petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Algeroy, J., Auzerais, F., Davies, J., Johannessen, O., Malde, O., & Newberry, P. (1999). Control remoto de yacimientos. *Oilfield Review*, 11(3), 18-29.
- Aljuri, C. C. (2005). Creación y desarrollo de la base de datos para el monitoreo de la inyección de agua en el campo Caño Limón - Arauca. *Tesis pregrado, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander, 168pp.
- Arashi, A., & Konopczynski, M. (2003). A Dynamic Optimisation Technique for Simulation of Multi-Zone Intelligent Well Systems in a Reservoir Development. *Offshore Europe*. Aberdeen, United Kingdom: SPE 83963.
- Asadollahi, M. (2012). Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management. *Tesis PhD. Faculty of Engineering Science and Technology*. University of Science and Technology (NTNU), Trondheim, Norway, 145pp.
- Atayero, A., Alatishe, A., & Ivanov, Y. (2012). Power Line Communication Technologies: Modeling and Simulation of PRIME Physical Layer. *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*. San Francisco, USA: WCECS.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, 12(1), 32 - 53.
- Beveridge, K., Eck, J., Goh, G., Izetti, R., Jadid, M., & Scamparini, G. (2011). Terminaciones inteligentes modulares. *Oilfield Review*, 23(3), 18-27.
- De, A., Silin, D., & Patzek, T. (2000). Waterflood Surveillance and Supervisory Control. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma: SPE 59295.
- Doublet, L. E., & Blasingame, T. (1996). Evaluation of Injection Well Performance Using Decline Type Curves. *SPE Pennian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Midland, Texas: SPE 35205.
- Dyer, S., El-Khazindar, Y., Huber, M., Raw, I., & Reed, D. (2008). Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. *Oilfield Review*, 19(4), 4-17.
- Ebadi, F., & Davies, D. (2006). Should "Proactive" or "Reactive" Control be Chosen for Intelligent Well Management? *Intelligent Energy Conference*

- and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands: SPE 99929.
12. Fedenczuk, L., & Calgary, A. (2003). Monitoring, analyzing, and optimizing Waterflood Responses. *SAS Conference Proceedings*. Seattle, Washington: SUGI 28.
 13. Hall, H. N. (1963). How to analyze waterflood injection well performance. *World Oil*, Octubre, 128-130.
 14. IHS. (2014). *Surveillance Analysis Theory*. Retrieved from Fekete: http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Surveillance_Theory.htm
 15. Jarrell, P., & Stein, M. (1991). Maximizing Injection Rates in Wells Recently Converted to Injection Using Hearn and Hall Plots. *SPE Production Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma: SPE 21724.
 16. Mihcakan, I. M., Altinay, E., & Kasap, I. (2005). The Hall Plot Analysis of a Water Injection Test Affected by Geothermal Reservoir Response. *Proceedings World Geothermal Congress*. Antalya, Turkey.
 17. Montaron, B., & Vasper, A. (2007). Intelligent Completions. *Middle East & Asia Reservoir Review*, 8, 6-21.
 18. Naevdal, G., Brouwer, R., & Jansen, J. D. (2006). Waterflooding using closed loop control. *Computational Geosciences*, 10(1), 37-60.
 19. Sakowski, S., Anderson, A. B., & Furui, K. (2005). Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Developments. *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas: SPE 94672.
 20. Saputelli, L., Ramirez, K., Chegin, J., & Cullick, S. (2009). Waterflood Recovery Optimization Using Intelligent Wells and Decision Analysis. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Cartagena, Colombia: SPE 120509.
 21. Schrader, K. (2007). *Intelligent completion reaches the dawn of its second decade*. Recuperado el 20 de 05 de 2015, de Offshore: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-67/issue-12/drilling-completion/intelligent-completion-reaches-the-dawn-of-its-second-decade.html>
 22. Silin, D. B., Holtzman, M. J., Patzek, T. W., Brink, J., & Minner, M. (Octubre 2005). Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas: SPE 93879.
 23. Silin, D. B., Holtzman, R., & Patzek, T. W. (Abril 2005). Monitoring Waterflood Operations: Hall Method Revisited. *Proceedings of SPE Western Regional Meeting*. Irvine, California: SPE 95685.
 24. Terrado, M., Yudono, S., & Thakur, G. (2007). Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. *Society of Petroleum Engineers*, 10(5), 552-562.
 25. Thakur, G. (1991). Waterflood surveillance Techniques - A Reservoir Management Approach. *J. of Petrol. Technol.*, 43(10), 1-10.
 26. Yang, Q., & Davies, D. (2009). A Generalized Predictive Control for Management of an Intelligent Well's Downhole, Interval Control Valves - Design and Practical Implementation. *Offshore Europe*. Aberdeen, UK: SPE 123682.

Recepción: 26 de Agosto de 2015
Aceptación: 29 de Octubre de 2015