

EFECTO DEL COMPLETAMIENTO CON DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL DE UN CAMPO COLOMBIANO

Marcela Fernanda Garzón Torres¹, Lizeth Paola Barrero Riaño²,
Helmuth E. Portilla Rodríguez*³, Germán Castillo Salamanca⁴

RESUMEN

Como consecuencia de las inherentes problemáticas que presentan los completamientos convencionales instalados en pozos horizontales, fue desarrollada la tecnología de completamiento con Dispositivos de Control de Influjo (ICDs) la cual ha sido implementada con éxito en diferentes lugares alrededor del mundo, convirtiéndose en una opción muy atractiva a la hora de buscar soluciones y obtener el máximo rendimiento para los pozos. De esta forma y con el propósito de buscar soluciones a algunos problemas presentes en pozos horizontales de Campos Colombianos, se presenta en primera instancia la recopilación de las bases teóricas de la tecnología de ICDs y las principales problemáticas de los pozos horizontales, seguido de una sensibilidad a los parámetros de estructura de los dispositivos seleccionados y, finalmente, se muestran los resultados del estudio del efecto del completamiento con ICDs en un pozo horizontal de un campo colombiano evaluado en dos escenarios diferentes.

Palabras Claves: Pozos horizontales, Completamiento, Dispositivos de control de Influjo (ICDs), NETool™, Eclipse™ 100, Petrel.

THE EFFECT OF THE INFLOW CONTROL DEVICE COMPLETION ON THE HORIZONTAL WELL PRODUCTION IN A COLOMBIAN FIELD.

ABSTRACT

As a result of inherent troubles presented by conventional completions to horizontal wells, Inflow Control Device (ICD) technology was developed and has been successfully applied in different places around the world becoming a very attractive option when looking for solutions and getting the wells maximum performance. With the purpose of finding solutions for some problems presented by horizontal wells from Colombian fields, in the first instance, this paper exposes the theory of the ICD technology and the main problems of the horizontal wells, followed by a sensitivity to ICD's structural parameters. Finally, it presents the results of the study of completion effect with ICDs in a Colombian horizontal well, evaluated in two different scenarios.

Keywords: Horizontal Well, Completion, Inflow Control Devices (ICDs), NETool™, Eclipse™ 100, Petrel.

1. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

2. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

3. Instituto Colombiano del Petróleo, ICP. Piedecuesta, Colombia. E-mail: helmuth.portilla@ecopetrol.com.co

4. Ecopetrol, Bogotá, Colombia. E-mail: german.castillo@ecopetrol.com.co

INTRODUCCIÓN

Un completamiento con dispositivos de control de flujo (ICDs) combinados con empaques hinchables posicionados adecuadamente a lo largo de la sección horizontal de un pozo, tiene como objetivo distribuir el flujo uniformemente a lo largo de dicha sección, controlar la producción de agua o gas y prolongar la vida del pozo, logrando una mayor producción acumulada de hidrocarburos.

Esta tecnología, relativamente nueva en su aplicación en Colombia, ofrece una variedad de diseños en los que se varía la estructura de los dispositivos conservando siempre el mismo principio: inducir una caída de presión hasta lograr un perfil de flujo distribuido uniformemente.

Este estudio se divide en dos partes, en la primera de ellas se lleva a cabo una sensibilidad a los parámetros de estructura de los ICDs tipo boquilla y, en la segunda, se plantea una evaluación de la tecnología en un pozo horizontal de un campo colombiano de petróleo pesado, evaluando su aplicación en dos escenarios diferentes: considerando el pozo completado al inicio de la producción y, al cabo de nueve años de historia de producción.

TECNOLOGÍA ICD

El concepto de ICD fue introducido a inicios de los años 90 por los ingenieros de Norsk Hydro [1], una compañía noruega dedicada al sector energético, quienes al observar una desproporcionalidad de la relación entre la longitud de los pozos horizontales y su producción, se concentraron en buscar la manera de contrarrestar este desequilibrio causado por un flujo más alto en la región del talón del pozo.

El principio de estos dispositivos consiste en restringir el flujo y por tanto, balancear o igualar la caída de presión del pozo para conseguir un perfil de flujo distribuido. Dicha caída de presión es generada a partir de diversos mecanismos que varían de acuerdo al tipo de dispositivo, como canales, boquillas, orificios, tubos o combinaciones de éstos.

Con el uso de esta tecnología, se ha hecho evidente que un adecuado aislamiento anular con empaques se traduce en un control del efecto talón-punta y de las problemáticas asociadas a la heterogeneidad. Para

lograr un sistema de compartimentos efectivo con esta tecnología a lo largo de la sección horizontal, se requiere de un diseño óptimo de distribución de empaques en combinación con los ICDs.

PROBLEMÁTICAS ASOCIADAS A LOS COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES Y EFECTOS DE LOS ICDs SOBRE ELLAS

Los completamientos convencionales de pozos horizontales presentan ciertas problemáticas que afectan el desempeño de este tipo de pozos, éstos son:

Limpieza ineficiente del pozo: Generada por la distribución no uniforme de energía traducida en presión al momento de poner el pozo en producción, lo que conlleva a la adhesión de torta de lodo en las zonas más lejanas de la vertical. En un pozo completado con dispositivos de control de flujo, la presión es regulada de tal manera que se crea un diferencial de presión más alto que es transmitido a lo largo del pozo hasta llegar a la punta, despegando la torta de lodo de la cara de la formación, disminuyendo el daño, mejorando la eficiencia de barrido y aumentando el índice de productividad.

Conificación y Encrestamiento: Considerado como un fenómeno causado por la distribución de permeabilidad, en donde la existencia de canales preferenciales de flujo o de alta permeabilidad, favorecen el flujo del fluido más móvil, siendo éste el agua en un sistema agua-petróleo y provocando finalmente un desbalance en el perfil de flujo del pozo. Los ICDs reducen las variaciones de permeabilidad al balancear la caída de presión a lo largo de la sección del pozo, mejorando la eficiencia de barrido y prolongando la vida productiva del pozo debido al retraso de la conificación de agua o gas.

Efecto talón punta: Es un efecto generado por las pérdidas de presión friccionales que tienen lugar a lo largo de la sección horizontal del pozo, que como consecuencia provocan un mayor drawdown hacia la sección cercana a talón y, por lo tanto, estimulan la producción de esta zona restringiendo a su vez la producción proveniente de la punta. La tecnología de ICDs iguala la caída de presión producida a lo largo de todo el pozo estimulando un flujo uniforme a través de la formación, de tal manera que se retrasa la llegada de agua y gas y ésta se da de manera simultánea.

TIPOS DE ICD

Hoy en día la industria ofrece diferentes tipos de ICDs que emplean ya sea fricción o restricción como mecanismo para crear la caída de presión.

ICD Tipo Canal: Genera la caída de presión a través de una superficie de fricción que consta de cierto número de canales con diámetros y longitudes predefinidos, de tal manera que impone una caída de presión específica para una tasa de flujo determinada. Una ventaja ofrecida por este tipo de dispositivos es la reducción en la posibilidad de erosión al provocar la caída de presión en un intervalo más largo que el de una boquilla u orificio. Sin embargo, al ser dependiente de la fricción, la caída de presión será más susceptible a los efectos de la emulsión.

ICD Tipo Boquilla: La caída de presión es generada al imponer una restricción al flujo, pues el fluido es forzado a pasar a través de un conjunto de boquillas de diámetro pequeño configuradas previamente para producir la caída de presión deseada a una tasa de flujo específica. Esta caída de presión ocurre instantáneamente, lo que significa que este tipo de ICD es altamente dependiente de la densidad del fluido y de la velocidad pero no de la viscosidad. Sin embargo, esta dependencia a la velocidad lo hace muy propenso a la erosión y menos resistente al taponamiento.

ICD Tipo Orificio: Difieren de los ICDs tipo boquilla en que en lugar de boquillas constan de cierto número de orificios de diámetro y características de flujo conocidas.

ICD Tipo Tubo: Impone la caída de presión por medio de un conjunto de tubos a través de los cuales avanza el fluido. La longitud y el diámetro interno del tubo son diseñados para producir la caída de presión requerida para una óptima eficiencia del completamiento.

ICD Tipo Autónomo: Como parte de su diseño contiene una válvula mecánica sensible a la densidad, de tal manera que ésta cierra o restringe el flujo en la zona en la que la densidad del fluido producido ha cambiado a causa de un flujo de agua o gas.

Otros Tipos de ICD: También hay disponibles variados diseños de dispositivos tipo canal, tipo boquilla o combinaciones entre éstos, los cuales siguen conservando el mismo principio operacional.

PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS ICDs

Estos dispositivos funcionan de la misma manera en que lo haría una manguera de jardín con un tapón al final y con agujeros del mismo diámetro perforados a lo largo de su longitud, representando un pozo horizontal inyector de agua [2], ver Figura 1. Al abrir la llave que suministra el agua, la mayor parte de ésta sería inyectada a través de la primera serie de agujeros, mientras que por los agujeros localizados en el extremo de la manguera, la cantidad de agua inyectada sería prácticamente nula. Esto significa que no se tiene la energía o presión suficiente para impulsar el agua hasta la punta de la manguera, lo que se traduce en una mayor cantidad de agua hacia la zona del talón del pozo y un pobre soporte de presión en las regiones cercanas a la punta, generando una irrupción temprana de agua en las zonas que están recibiendo demasiada agua y un barrido ineficaz en zonas que reciben la menor cantidad de agua.

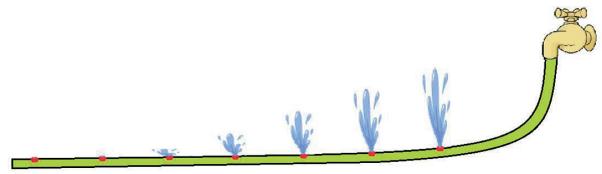


Figura 1. Principio de la tecnología ICD representado en una manguera de jardín con agujeros grandes

Si en cambio, los agujeros perforados tienen un menor diámetro, la misma energía o presión puede distribuir el agua uniformemente a lo largo de toda la longitud de la manguera, como lo muestra la Figura 2.

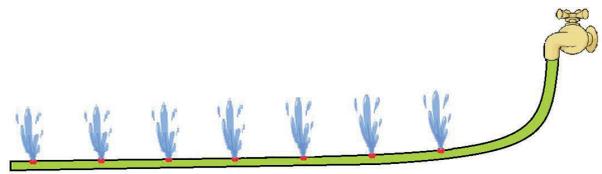


Figura 2. Principio de la tecnología ICD representado en una manguera de jardín con agujeros diminutos

De acuerdo a la literatura consultada, Ellis Tor en su publicación “Dispositivos de control de in flujo: Perfeccionamiento de los estándares” [3], afirma que los ICD con boquillas son componentes autorregulados de los completamientos, esto es, dado que la caída de

presión a través de estos dispositivos depende de la densidad del fluido y su velocidad, como lo indica la ecuación de Bernoulli, las cuales pueden cambiar con el tiempo, se tiene una tendencia a inhibir la producción de agua y a estimular la producción de hidrocarburos.

$$\Delta P_N = C_u \frac{\rho}{2} \frac{v^2}{C_v^2}, \quad v = \frac{q}{A} \quad (\text{Ec. 1})$$

Por otra parte, diferentes autores coinciden en que el diseño de los completamientos no debe depender de la viscosidad, ya que al hacerlo, se crea un flujo preferencial de agua que conlleva a una irrupción temprana de la misma, lo cual sucede con los ICDs tipo canal, tipo tubo y algunos de los híbridos.

Dados estos dos argumentos, se determinó el uso de ICDs tipo boquilla para ser empleados en este estudio.

MODELADO DINÁMICO

Es de gran importancia demostrar las ventajas y el rendimiento de un completamiento con ICDs con respecto al rendimiento del pozo durante la planeación del desarrollo de un proyecto. Para esto, el modelado y la simulación de yacimientos son herramientas que sirven para identificar áreas en las que se predice alto influjo de agua y/o gas dentro del pozo, configurar óptimamente el completamiento con ICDs maximizando el recobro de aceite y reduciendo la producción de agua y gas y, para evaluar el mejoramiento general en el rendimiento del pozo como resultado del uso de completamientos con ICDs al compararlos con los completamientos convencionales en pozos productores horizontales [4].

Los modelos de pozo de simuladores convencionales de yacimientos, descuidan la distribución de presión en el pozo y asumen que el influjo fluye a través de cada intervalo completado, proporcional a la longitud de las conexiones y a la permeabilidad de la celda de yacimiento. En realidad, las caídas de presión en el yacimiento pueden tener un efecto significativo en el pozo, pudiendo causar mayor influjo hacia la sección del talón y diversas problemáticas. Por el contrario, modelos de fricción y de pozo multisegmentado que son extensiones especiales de varios simuladores comerciales disponibles en el mercado, permiten simular efectos de fricción, pozos multilaterales y dispositivos en fondo como los ICD, brindando una descripción detallada del flujo de fluidos en el pozo [5].

MODELADO ESTÁTICO

En el mercado hay disponibles varias aplicaciones de software para diseñar y modelar completamientos con ICDs, dentro de los que se encuentra NETool™. Este software es un simulador numérico que tiene la capacidad de modelar el flujo multifásico en estado estacionario incluso en los pozos más complejos. La data que contiene la información del área cercana al pozo es importada desde un modelo de yacimientos o a partir de registros y reescalada de tal manera que se respeta la complejidad geológica del yacimiento. El flujo proveniente de los gridblocks cercanos al pozo y que fluye dentro del completamiento, es representado por un número específico de nodos que pueden estar conectados de diferentes maneras a fin de simular el flujo a través del espacio anular, de cualquier tipo de equipo de completamiento como ICDs o a través del tubing [6].

Las herramientas analíticas no pueden modelar cambios de presión ni saturación de fluidos con el tiempo, por esto, es necesario realizar un trabajo combinado con simulación dinámica.

METODOLOGÍA

Los dispositivos ICD no son una solución a todos los problemas relativos a la producción, por lo que antes de pensar en su implementación, debería asegurarse el hecho de que éstos realmente mejoren la producción. Un ICD funciona adecuadamente siempre y cuando la caída de presión en el pozo sea mayor que la caída de presión en el yacimiento y, adicionalmente, si éstos son capaces de crear una caída de presión suficiente para producir a cierta tasa de flujo requerida.

Hill y Zhu [7] desarrollaron una expresión analítica que permite de una manera sencilla, determinar si la caída de presión en el pozo es importante o no. Dicha expresión parte de la relación K entre la caída de presión en el pozo y la caída de presión en el yacimiento,

$$K = \frac{\Delta p_f}{\Delta p_r} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde f significa fricción y r yacimiento. Debe anotarse que en pozos horizontales, la caída de presión está dominada por la caída de presión por fricción. Cuando

K es significativa, el uso de ICDs u otros dispositivos de control pueden balancear el flujo a lo largo del pozo, mejorando el desempeño del pozo e incrementando el recobro. Pero si por el contrario K es menor a 0.1, incluir ICDs al completamiento será innecesario.

Una vez se haya probado que el uso de los ICDs podría mejorar la productividad del pozo y teniendo en cuenta algunas publicaciones [3,8], una aproximación del procedimiento a seguir es:

1. Teniendo en cuenta que la utilización de un modelo geológico de campo completo implicaría largos tiempos de simulación, se recomienda extraer un modelo a escala de sector con el software Petrel RE o Eclipse, en el que se extraiga el flujo, la presión o las condiciones de borde sin flujo, se respete la heterogeneidad geológica y la interferencia generada por los pozos cercanos.
2. Empleando un software como NETool™, diseñar la configuración de ICDs que retarde la irrupción temprana de agua o gas y promueva la producción de aceite durante la vida del pozo. Es necesario considerar múltiples opciones y determinar la “mejor configuración”.
3. Durante las operaciones de perforación se debe validar el modelo inicial usando registros en tiempo real.
4. Finalizada la perforación, es necesario refinar el modelo usando los registros en tiempo real y hacer una evaluación petrofísica rápida para la saturación de fluidos y permeabilidades.
5. Realizar la nueva corrida de simulación usando la opción Multisegment Well y modelado detallado de pozo, confirmando el diseño final.
6. Entregar el diseño final al personal encargado.

MODELO CONCEPTUAL Y SENSIBILIDAD A PARÁMETROS

De acuerdo con lo que concluye Al Marzooqi [9] en sus estudio, la planeación y el diseño apropiado de un completamiento con ICDs requiere del conocimiento de la geología del yacimiento, la porosidad, permeabilidad y presión, así como también, de la distribución de saturaciones de agua y aceite, del modelado exacto del flujo de fluidos cerca al pozo y de un entendimiento razonable de las condiciones dinámicas del yacimiento. La incertidumbre proveniente del conocimiento de la formación puede ser un problema para el diseño; sin

embargo la clave para garantizar un diseño óptimo de los ICDs, está en conocer el índice de productividad del pozo y la caída de presión. Es así como la respuesta de producción de un pozo al que se le haya implementado un completamiento con ICDs, frente a la estimada desde su diseño, se verá afectada por la confiabilidad en los datos. Un sobredimensionamiento en los ICDs no solo incrementará los costos del completamiento del pozo sino que también, impactará negativamente el desempeño del mismo [10].

Por todo lo anterior, una vez construido y verificado el modelo de simulación de yacimientos, los parámetros de influencia sobre la respuesta de producción de un pozo horizontal completado con ICDs que pueden ser modificados durante el diseño, estarán relacionados directamente con la estructura del dispositivo [11].

DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTOS

El modelo de simulación que fue creado en Eclipse™ con la finalidad de hacer una sensibilidad a los parámetros relacionados con la estructura de los ICDs tipo boquilla en NETool™, tiene una extensión de 3480 ft en dirección x, 5900 ft en dirección y y un espesor de 200 ft. Éste fue poblado con una distribución heterogénea de permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos y, a su vez soportado por un acuífero de fondo fuertemente activo. La grilla de simulación tiene una dimensión de 35x59x5 celdas y sus propiedades se describen en la Tabla 1. Como se muestra en la Figura 3, el modelo contiene un pozo productor ubicado en el centro del eje x y paralelo al eje y, con una longitud aproximada de 4000 ft. Como tasa objetivo, se fijó una tasa de líquidos de 20.000 STB/d teniendo en cuenta el potencial del pozo.

Tabla 1. Información del yacimiento y del pozo - Modelo Conceptual

Propiedades del Yacimiento		
Permeabilidad vertical (k_v)	md	152,84
Permeabilidad horizontal (k_h)	md	1528,41
Viscosidad del aceite (μ_o)	cp	10,17
Viscosidad del agua (μ_w)	cp	0,54
Gravedad API	°API	23,00
Caudal de agua (Q_w)	BPD	26,40
Caudal de aceite (Q_o)	BPD	19953,60
Espesor (h)	ft	200,00
Dimensiones del pozo		
Diámetro del tubing (D)	in	5 ½
Longitud (L_w)	ft	3993
Radio del wellbore (r_w)	in	8 ½

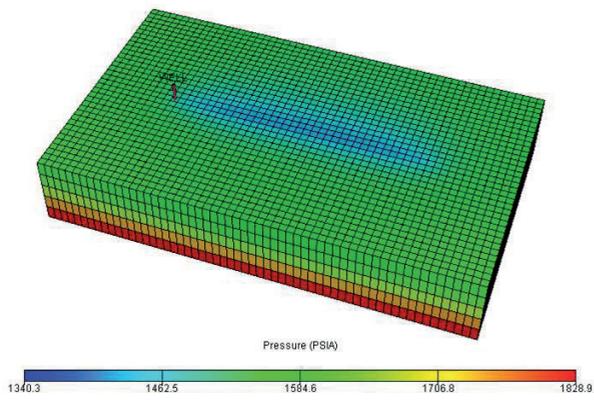


Figura 3. Grilla de simulación generada en Eclipse™

De acuerdo a lo indicado anteriormente en la metodología, es de gran importancia determinar si la caída de presión en el pozo es relevante o no. Para ello, se efectuaron los cálculos del factor K arrojando un resultado igual a 0.26, lo que representa una oportunidad para mejorar la producción del pozo en estudio.

EXTRACCIÓN DE PERFILES DE INFLUJO Y PERMEABILIDAD

Para proveer una idea del influjo de fluidos en el pozo, es recomendable ejecutar una corrida con el pozo completado convencionalmente. En la Figura 4 se visualiza la saturación de aceite a un tiempo de simulación de 3 meses con el pozo completado con Liner ranurado, donde las tonalidades más oscuras del color rojo indican alta saturación. Así, se pueden identificar las áreas de alto influjo de gas y agua a lo largo del pozo, evidenciándose la mayor producción de fluidos hacia la sección del talón. Esto conllevaría a un incremento en la saturación de agua y consecuentemente, a una irrupción de la misma.

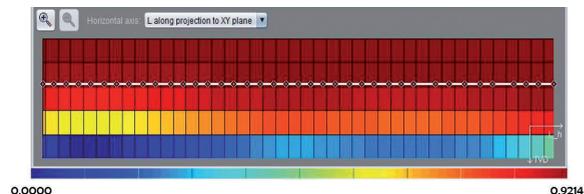


Figura 4. Saturación de aceite a lo largo de la trayectoria del pozo

Uno de los casos de simulación a ser comparados consiste en el completamiento convencional con Liner ranurado, cuyo perfil de permeabilidad a lo largo del pozo es extraído como se ilustra en la Figura 5, donde la permeabilidad horizontal varía desde valores cercanos a los 1500 md en la región del talón hasta aproximadamente 700 md en la región de la punta,

razón por la cual el influjo es mucho más alto en la región del talón haciéndose aún más crítico debido a la caída de presión por fricción que se genera en los pozos horizontales.

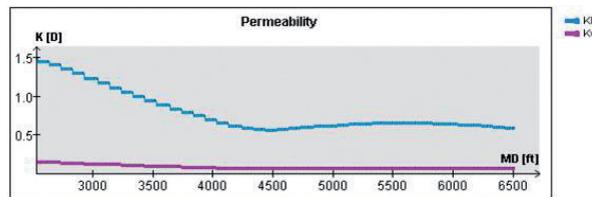


Figura 5. Perfil de permeabilidad a lo largo de la sección del pozo

SENSIBILIDAD A PARÁMETROS

Partiendo de que el número de ICDs para el caso base fue establecido al calcular la caída de presión requerida a través de éstos para cumplir con la tasa objetivo, distintas corridas de simulación se generaron a partir de diferentes configuraciones en las que se varió principalmente el tamaño de las boquillas y se zonificó por diferencia de permeabilidad, buscando obtener un completamiento que consiguiera un perfil de influjo balanceado, un incremento en la producción de aceite, un retardo de la irrupción de agua y una disminución en la producción de la misma.

Cada uno de los casos resultantes de la sensibilidad será comparado tanto con el completamiento convencional con liner ranurado como con el caso base de completamiento con ICDs, donde éstos son ajustados con diferentes diámetros de boquilla (1.3-5 mm) para alcanzar un influjo balanceado.

A partir del caso base se generan los casos descritos en la Tabla 2, los cuales varían los parámetros de la estructura de los dispositivos, bien sea aumentando o disminuyendo su valor.

Tabla 2. Configuraciones de los casos empleados para el estudio

Caso	# Empaques	# ICDs	# Boquillas por junta	Diámetro de boquilla [mm]
Base	36	56	6	Entre 1.3 - 5
1	36	56	6	+ 0.3
2	36	56	6	- 0.3
3	36	56	5	Entre 1.3 - 5
4	36	56	4	Entre 1.3 - 5
5	35	51	6	Entre 1.3 - 5
6	35	60	6	Entre 1.3 - 5

Sensibilidad al diámetro de las boquillas. Debido a que se tiene una distribución de permeabilidad no uniforme a lo largo de la longitud del pozo, lo más conveniente es inducir un choque apropiado y una reducción del flujo en la región más permeable, de tal forma que se retrase la irrupción de agua en esta zona y se logre igualar el perfil de influjo. En ese sentido, los ICDs ubicados en la región del talón donde hay una mayor permeabilidad, tendrán un menor diámetro, y hacia la región de la punta donde la permeabilidad es menor, los diámetros serán mayores, tal y como se consideró para el caso base, cuya configuración de diámetros varía entre 1.3 y 5 mm a lo largo de toda la sección completada. Con la finalidad de evaluar la sensibilidad a este parámetro, se plantearon los casos 1 y 2, los cuales aumentan y reducen respectivamente el valor del diámetro en 0.3 mm con respecto al caso base (tabla 2). Para efectos comparativos, la Tabla 3 muestra las tasas de producción del pozo bajo los cuatro escenarios de completamiento discutidos anteriormente.

Tabla 3. Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el diámetro de las boquillas

Caso	Q_o [STB/d]	Q_g [MMSCF/d]	Q_w [STB/d]	W_{cut} [%]	Q_{TOTAL} [RB/d]
Conv.	14449,5	2,02	5550,48	27,75	25448,9
Base	14794,7	2,07	5205,26	26,03	21160,4
1	14640,8	2,05	5359,19	26,80	21139,8
2	15020,3	2,10	4979,75	24,90	21191,9

Puede observarse que para este instante de tiempo el pozo puede producir las más altas tasas de aceite y gas y el menor corte de agua al reducir el diámetro de las boquillas de los ICDs (caso 2). Sin embargo, la contribución del influjo no es muy uniforme a lo largo de la sección del wellbore para este caso. Consecuentemente, puede esperarse que este escenario de completamiento conduzca a una mayor probabilidad de conificación de agua en las zonas donde se encuentra el mayor influjo.

Sensibilidad al número de boquillas. De antemano se conoce que si la suma de las áreas de cierto número de boquillas pequeñas es igual al área de una boquilla de mayor tamaño, ellas se comportarán exactamente igual, de tal forma que la variación del número de boquillas en esta evaluación representará un aumento o una disminución en la restricción al flujo al considerar invariables los diámetros de las mismas. De acuerdo a lo expresado, se plantearon los casos 3 y 4, ver Tabla 2, cuyo número de boquillas es 5 y 4 respectivamente y para el caso base, éste es de 6. En la Tabla 4 se comparan las tasas de producción del pozo con cada uno de

estos casos y, adicionalmente, con el completamiento convencional.

Es claro que una reducción del número de boquillas representa un incremento en la producción de aceite y gas, a la vez que una disminución del corte de agua (caso 4). No obstante, al igual que en la evaluación anterior, es importante considerar la contribución del influjo a lo largo de la sección del pozo. En cualquier caso (casos Base y 3), el completamiento con ICDs mejora la productividad del pozo haciendo que menos agua sea producida y por el contrario, conlleva a una producción incremental de aceite.

Tabla 4. Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el número de boquillas

Caso	Q_o [STB/d]	Q_g [MMSCF/d]	Q_w [STB/d]	W_{cut} [%]	Q_{TOTAL} [RB/d]
Conv.	14449,5	2,02	5550,48	27,75	25448,9
Base	14794,7	2,07	5205,26	26,03	21160,4
3	14877,6	2,08	5122,36	25,61	21172,3
4	14985,3	2,10	5014,74	25,07	21188,4

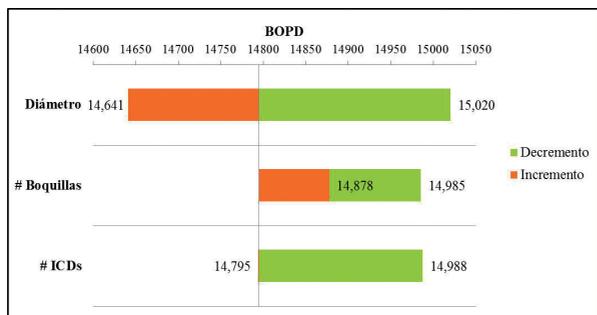
Sensibilidad al número de ICDs. Normalmente para diseñar un completamiento de un pozo nuevo, el cálculo del número de ICDs está basado en la caída de presión y el caudal requeridos por cada uno de ellos para alcanzar una igualación óptima del perfil de influjo. A partir de la correlación de Flujo – Caída de presión del ICD, es posible determinar la tasa de flujo por junta de ICD; dividir la tasa objetivo del pozo entre este valor, sirve como estimación inicial para el número de ICDs. De esta forma, se obtiene un total de 56 ICDs para el caso base, número que ha sido cambiado por 51 y 60 en los casos 5 y 6 respectivamente, ver Tabla 2, teniendo en cuenta el perfil de influjo a lo largo de la sección completada y evitando inducir un efecto negativo sobre la producción del pozo, todo esto con la finalidad de ver qué tanto puede afectar esta variable en el diseño del completamiento. Los resultados arrojados al variar este parámetro se muestran en la Tabla 5, donde además se hace la comparación con los demás casos ya mencionados.

Tabla 5. Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el número de ICDs

Caso	Q_o [STB/d]	Q_g [MMSCF/d]	Q_w [STB/d]	W_{cut} [%]	Q_{TOTAL} [RB/d]
Conv.	14449,5	2,02	5550,48	27,75	25448,9
Base	14794,7	2,07	5205,26	26,03	21160,4
5	14987,5	2,10	5012,53	25,06	21185,2
6	14794,6	2,07	5205,43	26,03	21160,4

Ante estos resultados, es posible inferir que un aumento en el número de ICDs (caso 6) no representa variaciones significativas con respecto al caso base, de hecho casi nulas para la productividad del pozo, lo que de ninguna manera sería viable considerando que la implementación de esta tecnología se paga con la producción adicional generada. Por el contrario, una disminución de la cantidad de ellos (caso 5) se traduce en un ascenso de las tasas de aceite y gas y un descenso del corte de agua, lo que representa la mejor opción al comparar estos cuatro escenarios. Sin embargo, al igual que en las comparaciones anteriores, el perfil de influjo es primordial a la hora de establecer la mejor opción.

Para visualizar cuál de los parámetros evaluados es más sensible, se recurrió a los diagramas de tornado, ver Figura 6, en los que se toma como punto de referencia la producción obtenida en el caso base.



a. Análisis de la Producción de Aceite



b. Análisis de la Producción de Agua

Figura 6. Resultados de la Sensibilidad

Este diagrama muestra que la variable más sensible haciendo análisis tanto a la producción de aceite como a la producción de agua es el diámetro, de manera que al incrementar el valor de la variable con respecto al caso base, se pierde producción, mientras que al disminuirlo se obtiene una mayor tasa. Para el caso de las boquillas se tiene que esta variable ha sido disminuida en los dos casos planteados con respecto al caso base, por lo que se genera una respuesta positiva en ambos casos.

De todos los escenarios planteados para la sensibilidad y teniendo como parámetros de comparación la producción incremental de aceite y la reducción de agua, los casos base y 2 son los que representan la mejor opción. Sin embargo, como ya se ha dicho, es necesario tener en cuenta los perfiles de influjo a lo largo de la sección del pozo para definir el mejor diseño de completamiento a implementar, ver Figura 7.

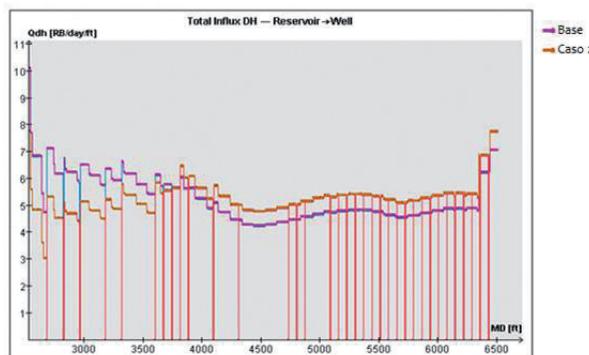


Figura 7. Inlujo total a lo largo del pozo

De este modo, al hacer la evaluación en varios instantes de tiempo, el caso 2 muestra un balance de la contribución del pozo que mejora progresivamente, evitando que por efectos de permeabilidad la sección del talón se convierta en una zona preferencial de flujo. A pesar de que hay un caso que se caracteriza por mostrar el mejor desempeño, es importante resaltar que todos los casos planteados de completamiento con ICDs representan una mejoría en la producción con respecto al completamiento convencional. Es de aclarar que un análisis financiero es necesario para evaluar la viabilidad económica al momento de pretender implementar esta tecnología.

EVALUACIÓN DEL COMPLETAMIENTO CON ICDs EN UN CAMPO COLOMBIANO

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y PROBLEMÁTICAS ASOCIADAS AL POZO EN ESTUDIO

Para la evaluación de la tecnología de completamiento con ICDs se seleccionó un campo colombiano que por motivos de confidencialidad, recibirá el nombre de CAMPO ICD. Su estructura corresponde a un anticlinal limitado en uno de sus costados por una falla inversa. A su vez, se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas que aparentemente no presentan carácter sellante. La formación productora de este

campo está conformada por varias unidades, dentro de ellas la de mayor interés y que a su vez constituye el foco de este estudio, está conformada por arenas gruesas y limpias. El yacimiento que se encuentra allí es de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua activo, soportado por un acuífero regional de gran tamaño que ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, alto drenaje y altos cortes de agua y en ascenso.

El pozo LIMA 2 perteneciente al campo ICD, es un pozo horizontal perforado en el año 2001, el cual inició con una producción de aceite en ascenso y un corte de agua relativamente bajo. Sin embargo, cuatro meses después de ser puesto en producción, la tasa de aceite muestra un descenso mientras que la de agua continúa con su tendencia incremental. Hacia Junio de 2003, se decide cambiar el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible, logrando aumentar por un corto periodo de tiempo la producción de aceite, pero a la vez, acrecentando significativamente la producción de agua. El corte de agua inicial se registró en 0.07 y actualmente se encuentra oscilando entre valores cercanos a 0.88. Estas problemáticas se originan a partir del completamiento convencional instalado (Liner Ranurado a hueco abierto), el cual es propenso a fuertes conificaciones y no permite un drenaje eficiente del yacimiento.

Ante estas problemáticas, se consideró el completamiento con ICDs como una alternativa para minimizar o retardar la entrada de agua, ya sea al restringir su producción en zonas donde ésta presenta un mayor caudal o, al balancear el perfil de flujo a lo largo del pozo para incrementar la producción de aceite y extender su vida productiva dejando el agua en fondo. Así mismo, para determinar si los ICDs podían representar una solución a los problemas de producción del pozo, se calculó el factor K teniendo en cuenta las permeabilidades promedio obtenidas a partir del perfil de permeabilidad. La magnitud obtenida para dicho factor fue de 0.19, indicando que la implementación del completamiento con ICDs en este pozo puede tener un aporte positivo.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO

Como se expresó en el primer paso de la metodología, lo recomendable según la literatura es extraer un modelo a escala de sector a partir de un modelo de campo completo. Por ello, ante la disponibilidad del modelo de simulación de campo completo más reciente

desarrollado en Eclipse™ 100, se procedió con la extracción de un sector de dimensiones 31x31x50 celdas usando el software Petrel como se muestra en la Figura 8, el cual consta de 18 pozos incluido el pozo en estudio y sus propiedades promedio de yacimiento se describen en la Tabla 6.

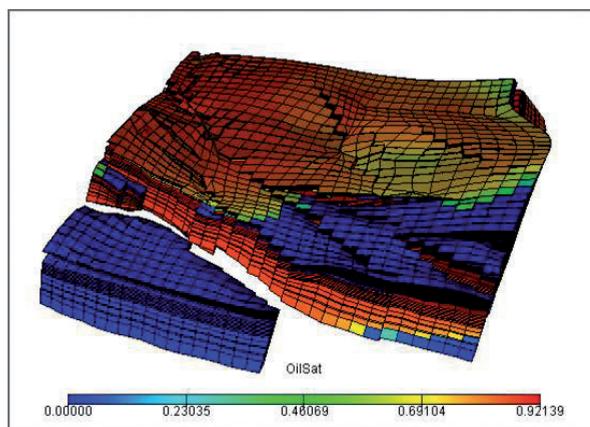


Figura 8. Sector extraído a partir del modelo de campo completo

Una vez validada la equivalencia del modelo en condiciones iniciales, se procede a realizar el correspondiente ajuste histórico. Para esto, es necesario verificar en el modelo de yacimientos original la dirección de incremento de saturación de agua con el tiempo a fin de simular el mantenimiento de presión y los cortes de agua por medio de acuíferos analíticos y, con multiplicadores de volumen, la extensión del yacimiento. Así mismo, se verifica el ajuste de producción de líquidos y fluidos independientes tanto del sector de simulación como del pozo en estudio.

Tabla 6. Información del yacimiento y del pozo LIMA2

Propiedades del Yacimiento		
Permeabilidad vertical (k_v)	md	841,74
Permeabilidad horizontal (k_h)	md	1646,90
Viscosidad del aceite (μ_o)	cp	82,02
Viscosidad del agua (μ_w)	cp	0,39
Gravedad API	°API	12,42
Caudal de agua (Q_w)	BPD	273,04
Caudal de aceite (Q_o)	BPD	4221,20
Espesor (h)	ft	650,00
Dimensiones del pozo		
Diámetro del tubing (D)	in	5 ½
Longitud (L_w)	ft	2607
Radio del wellbore (r_w)	in	8 ½

MODELO DE SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE NETOOL™

El modelo de yacimiento y la trayectoria del pozo son migrados al software de simulación NETool™ teniendo en cuenta la equivalencia entre los keywords de los software para asegurar la representatividad del modelo. Una vez importado el registro de desviación del pozo en estudio, se obtiene el perfil de permeabilidad basado en la distribución de las propiedades de la grilla de simulación y en las conexiones establecidas por el pozo en cada celda, como lo expone la Figura 9, donde los valores de permeabilidad a lo largo del pozo varían desde 0.01 darcys hasta 2.1 darcys, encontrándose una sección de muy baja permeabilidad que alcanza inclusive a tener valores nulos. Adicionalmente, el perfil de flujo a lo largo de la sección del pozo es obtenido una vez se asignan las características del completamiento y dependerá naturalmente, de la distribución de fluidos, de las propiedades de la roca y de la presión en las cercanías del pozo.

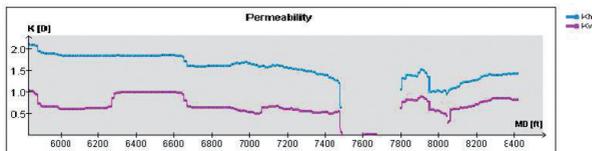


Figura 9. Perfil de permeabilidad

Partiendo de estos perfiles y con el fin de diseñar los completamientos con ICDs, se realizaron numerosas corridas de escenarios de sensibilidad evaluando diferentes tamaños de boquilla y diferentes números de boquillas y empaques para ser posicionados a lo largo de la sección horizontal segmentando el pozo, posterior a lo cual se seleccionaron los escenarios que mejor satisfacían los objetivos planteados para el diseño del completamiento según el caso, los cuales fueron evaluados en el tiempo por medio del software Eclipse™ 100.

EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ICDs IMPLEMENTADA EN EL AÑO 2010

Como se mencionó anteriormente, la producción de agua del pozo LIMA2 ha mostrado un incremento con el tiempo hasta alcanzar un corte de agua de aproximadamente 0.86 en el año 2010, por lo que se busca reducirlo o al menos estabilizarlo para permitir

un recobro de aceite más alto, un área de drenaje más uniforme y, un mejor barrido al implementar los dispositivos de control de flujo.

Al verificar los perfiles de flujo se logra identificar una producción preferencial de agua hacia la sección de la punta, ver Figura 10, lo que puede deberse tanto a la alta movilidad de agua en esta región a consecuencia de las altas permeabilidades, como a la influencia del acuífero que genera la migración de agua en esta dirección. Por esta razón, se decide chocar en mayor medida la producción proveniente de la sección de la punta para buscar la reducción del corte de agua. En este sentido, se seleccionaron los diseños indicados en la Tabla 7, de los cuales los 3 primeros fueron evaluados a 8000 STB/d, mientras el cuarto se evaluó a 11965 STB/d considerando la producción objetivo en el plan de explotación del pozo.

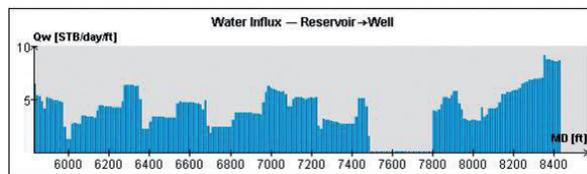
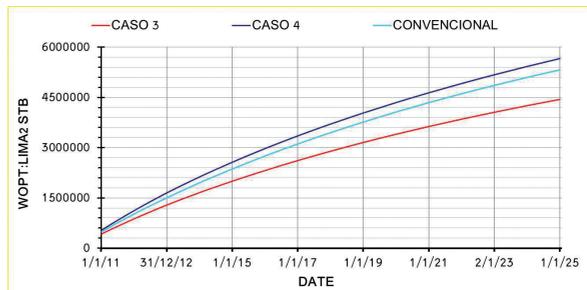


Figura 10. Perfil de flujo de agua

Tabla 7. Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el número de ICDs

Caso	# Empaques	# ICDs	Tasa objetivo [STB/d]	Diámetro de boquilla [mm]
1	16	31	8000	Varía para cada ICD y para cada caso
2	18	31	8000	
3	11	31	8000	
4	16	31	11965	

En la Figura 11 se compara el rendimiento exhibido por los casos 3, 4 y convencional.



a. Producción acumulada de aceite



b. Producción acumulada de agua
Figura 11. Producción acumulada ICDs Vs Convencional

Estos casos fueron los dos mejores que se seleccionaron tras comparar el rendimiento exhibido por los cuatro planteados con ICDs y considerando a su vez la tasa de producción.

EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ICDs IMPLEMENTADA EN EL AÑO 2001

Bajo la premisa de que el pozo LIMA2 fuese completado con ICDs desde el momento de su perforación, se busca reducir el influjo de agua al bloquear su producción desde las secciones del pozo que presenten alta movilidad de este fluido, para estimular de esta manera la producción de aceite en aquellas regiones de baja permeabilidad y considerando que se tiene una saturación inicial de agua móvil.

Con base en la distribución de permeabilidad y el perfil de influjo a esta fecha, se seleccionaron cuatro escenarios por su rendimiento para representar el completamiento con ICDs. Al igual que en el escenario a 2010, se optó

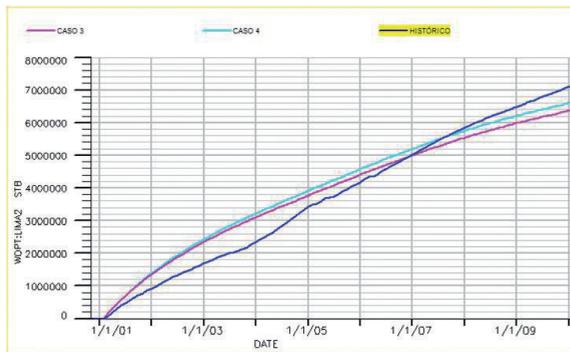
por restringir la producción de la sección de la punta y, adicionalmente, las más cercanas al talón, buscando un balance en el perfil de influjo.

La Tabla 8 muestra las configuraciones de los casos seleccionados para ser evaluados y comparados entre sí a fin de seleccionar los dos mejores (es de anotar que la diferencia entre los casos 2, 3 y 4 radica en los diámetros de las boquillas).

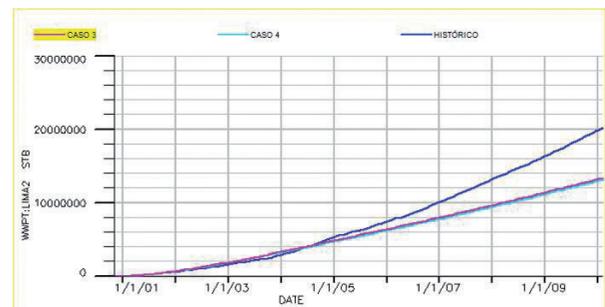
Tabla 8. Configuraciones de casos planteados a 2001

Caso	# Empaques	# ICDs	Tasa objetivo [STB/d]	Diámetro de boquilla [mm]
1	17	22	6000	Varía para cada ICD y para cada caso
2	16	21	6000	
3	16	21	6000	
4	16	21	6000	

La Figura 12 muestra la producción acumulada de agua y aceite exhibida por los casos 3 y 4 comparada con la producción histórica. Estos casos fueron seleccionados por presentar el mejor rendimiento en producción con respecto a las configuraciones de los casos planteados para el 2001. De acuerdo a los resultados arrojados, se puede considerar el caso 4 como la mejor de las tres opciones, ya que durante los primeros 6 años alcanza una producción acelerada de aceite y a su vez, logra un control significativo de la producción de agua luego del cuarto año de producción. Esto muestra que los beneficios iniciales para este pozo en particular se orientan al incremento de aceite producido, permitiendo pagar la tecnología en el primer año de producción, y luego de los 6 años, ofrece beneficios frente a la cantidad de agua a manejar.



a. Producción acumulada de aceite



b. Producción acumulada de agua

Figura 12. Producción acumulada casos 3, 4 e histórico.

Otra manera de apreciar los beneficios para este caso es a partir de la relación agua petróleo que se muestra en la Figura 13. Como puede observarse, existe un mayor control de la producción de agua en los casos 3 y 4 en comparación con el completamiento convencional, especialmente a partir del cuarto año. Asimismo, se ratifica que el caso 4 es el que exhibe un mejor desempeño al presentar valores más bajos de WOR, siendo éste aproximadamente 4,6 al año 2010 mientras que para el histórico es de 5,9.

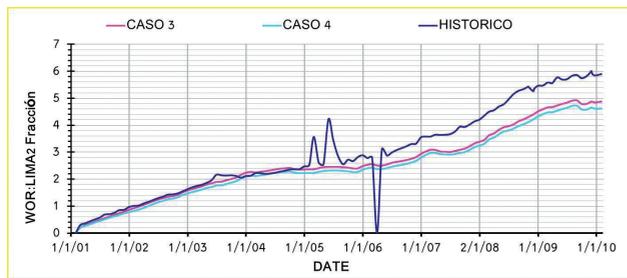


Figura 13. Relación agua-petróleo (WOR) a 2001

Considerando un valor promedio para el crudo de 60 USD/BBL durante el periodo de 2001 a 2010 y un valor de implementación de la tecnología aproximado de US \$1'000.000, el caso 4 exhibe un completamiento que representa beneficios desde el mismo momento en que permite pagar la implementación del completamiento durante el primer año de producción. Esto se logra con una diferencia de 514.953 BOP del caso 4 con respecto al completamiento convencional, registrando una producción acumulada de aceite de 1'575.670 BOP y 1'060.717 BOP respectivamente, lo que representaría US \$30'897.180 de los cuales cerca de un 59% se destina a regalías, impuestos y costos de levantamiento, mientras que con el 41% restante, cerca del 6,6% paga la tecnología y el 93,4% se convierte en ganancia, como se ilustra en la Figura 14. Posteriormente, aproximadamente en el sexto año, los beneficios no son apreciables por aceite producido como ya fue mencionado con anterioridad. Sin embargo, el caso 4 representa un ahorro en cuanto al dinero requerido para el tratamiento de agua a partir del cuarto año, obteniéndose un doble beneficio durante dos años.



Figura 14. Relación costo-beneficio exhibido por el caso 4

Teniendo en cuenta que el costo aproximado del tratamiento de agua está alrededor de 1 USD/BBL para este campo, al alcanzar acumulados de agua durante los nueve años de producción de 13'090.290 BWP y 20'137.928 BWP para el caso 4 e histórico respectivamente, se tiene una diferencia de 7'047.638 BWP con la cual se estaría dejando de invertir US \$7'047.638 para el tratamiento durante este periodo de producción.

CONCLUSIONES

Evaluar la viabilidad operacional de la implementación de dispositivos de control de flujo a través del cálculo del factor k, el cual mide la relación de la caída de presión por fricción en el pozo con la caída de presión en el yacimiento, evitará realizar inversiones innecesarias

de tiempo y personal, permitiendo hacer una selección de candidatos en poco tiempo.

El diámetro de las boquillas fue encontrado como el parámetro de estructura de los dispositivos con mayor influencia sobre la respuesta de producción del pozo, la cual fue obtenida a partir de la sensibilidad realizada para el conjunto de condiciones establecidas en el modelo conceptual, de manera que al disminuir o incrementar la magnitud de esta variable, la respuesta era afectada de forma positiva o negativa respectivamente.

Como en el caso del yacimiento en estudio, cuando se tiene una saturación de agua inicial superior a la crítica, es decir, existe agua móvil desde el inicio de la puesta en producción y, adicionalmente el yacimiento es

soportado por un acuífero fuertemente activo, es posible controlar la producción de agua y retardar la irrupción de la misma haciendo uso de la tecnología de ICDs. Sin embargo, cuando una irrupción ya ha tenido lugar, esto es, cuando existen altos cortes de agua, es inevitable sacrificar producción de aceite para reducir el corte de agua, resultando en proyectos no viables.

Una vez es perforado el pozo LIMA2 y la tecnología de ICDs es empleada, es posible afectar el perfil de flujo a lo largo de la sección del pozo favoreciendo su rendimiento de manera que la producción de aceite incrementa y se controla la producción de agua con respecto al comportamiento exhibido históricamente por el pozo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. DANESHY, A. Ali. ICD Design: Revisiting Objectives and Techniques. Presentado en la Conferencia y Exhibición de Aceite & Gas Asia Pacífico SPE celebrada en Brisbane, Australia, 2010. SPE 133234.
2. JOKELA, Tommy. Significance of Inflow Control Device (ICD) Technology in Horizontal Sand Screen Completions. Tesis de Licenciatura (Tecnología del Petróleo). Stavanger: Universidad de Stavanger. Facultad de Ciencia y Tecnología, 2008. 57 p.
3. ELLIS, Tor. Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de los estándares. En: Oilfield Review. Winter 2009/2010. vol. 21, no. 4, p. 30-38.
4. WU, Ray. A Procedure for the Configuration of an Inflow Control Device Completion Using Reservoir Modelling and Simulation in the North Amethyst Pool. Presentado en la Conferencia y Exhibición SPE de Caracterización y Simulación de Yacimientos celebrada en Abu Dhabi, UAE, 9-11 Octubre 2011. SPE 147960.
5. SCHLUMBERGER, Eclipse Technical Description, 2009.
6. HALLIBURTON. NETool User Guide 5000.0.1.1. 2012
7. ZHU, Ding. The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells. Presentado en la Conferencia y Exhibición anual Europec/EAGE. Celebrada en Viena, Austria, 2006 SPE 100207.
8. MINULINA, Polina. The Design, Implementation and Use of Inflow Control Devices for Improving the Production Performance of Horizontal Wells. Presentado en Conferencia y Exhibición Internacional SPE de Producción y Operaciones celebrada en Doha Qatar, 2012. SPE 157453.
9. AL MARZOOQI, Ayesha. Wellbore Segmentation using Inflow Control Devices: Design and Optimisation Process. Presentado en la Exhibición & Conferencia Internacional de Abu Dhabi, 1-4 Noviembre 2010. SPE 137992.
10. FERNANDES, Preston. Understanding the Roles of Inflow-Control Devices in Optimizing Horizontal-Well Performance. Presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual SPE, New Orleans, Louisiana, 2009. SPE 124677-MS-P.
11. ZHU, Ding. Facultad W.D. Von Gonten Fellow en Ingeniería del Petróleo. Universidad de Texas A&M. Observación inédita, 2012.

Recepción: 19 de Septiembre de 2013

Aceptación: 2 de Junio de 2014