

**EFFECTO DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON DISPOSITIVOS DE  
CONTROL DE INFLUJO (ICDs) SOBRE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO  
HORIZONTAL DE UN CAMPO COLOMBIANO**

**LIZETH PAOLA BARRERO RIAÑO  
MARCELA FERNANDA GARZÓN TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

**EFFECTO DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON DISPOSITIVOS DE  
CONTROL DE INFLUJO (ICDs) SOBRE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO  
HORIZONTAL DE UN CAMPO COLOMBIANO**

**LIZETH PAOLA BARRERO RIAÑO  
MARCELA FERNANDA GARZÓN TORRES**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ  
DIRECTOR**

**M.Sc. M.E. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
M.Sc. GERMÁN CASTILLO SALAMANCA  
CO-DIRECTORES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

## DEDICATORIA 1

*A Dios y a la Santísima Virgen, por acompañarme en cada momento de mi vida y permitirme alcanzar mis metas.*

*A mis papitos Nubia y Orlando, por brindarme la oportunidad de formarme profesionalmente y ser un apoyo incondicional en todo momento, los amo.*

*A mis hermanos Jennifer, Karent y Felipe, quienes se mantuvieron atentos y dispuestos a colaborarme durante toda mi carrera.*

*A mis abuelitos, especialmente a mi abuelita Parmenia por quererme tanto y ser una abuela maravillosa, y a mis tíos, quienes de una u otra manera contribuyeron con mi formación tanto personal como académica.*

*A mi mejor amiga Dayana, por compartir a mi lado tantos momentos de alegrías y tristezas y por brindarme una amistad inigualable.*

*A mis amigos y compañeros de estudio Mile, Marce, Everth, Leo, Eli, Diego y Orlando, por permitiré crecer junto a ustedes.*

*Lizeth Paola Barrero Riaño*

## DEDICATORIA 2

*Dedico este trabajo de grado como fruto de mi esfuerzo y dedicación, principalmente a Dios quien incansablemente está y estará siempre a mi lado.*

*A mis padres Carmen y Uriel y, a mis hermanos, Andrés y Daniela, a mi novio Marcos; quienes desde sus corazones han apoyado una a una mis decisiones y me han guiado en el camino de la vida desde cada una de sus perspectivas.*

*A mis amigos (Lizeth, Mile y Orlando...), docentes y cada una de las personas con las que tropecé durante la carrera y quienes desde su mente recursiva formaron parte de la construcción del conocimiento que actualmente tengo y me mostraron que aún tengo un mundo de cosas por conocer, que me regalaron sonrisas de aprobación o me mostraron que estaba equivocada, que me felicitaron o me impulsaron a hacer mejor las cosas.*

*Finalmente agradezco a mi padrino Gonzalo, quien cree y confía en mis capacidades y apoya mi proyecto de vida.*

*Para todos ellos con el mayor cariño.*

*Marcela Fernanda Garzón Torres*

## **.AGRADECIMIENTOS**

Los autores manifiestan sus más sinceros agradecimientos a:

Desde el fondo de nuestro corazón agradecemos a DIOS por ser nuestro apoyo y fortaleza en cada paso de nuestras vidas.

A nuestras familias, quienes han confiado en nuestras capacidades y nos han apoyado en cada uno de nuestros proyectos de vida.

A nuestros docentes, especialmente al Ing. Samuel Fernando Muñoz, por ser nuestro guía y permitirnos encontrar la mejor manera de llevar a cabo este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos la posibilidad de ahondar en el conocimiento y conocer tan valiosas personas.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP y a sus ingenieros, especialmente a los Ingenieros Helmuth Portilla y German Castillo, pues sin su gestión no hubiese sido posible la realización de este estudio.

A Natfrac, Halliburton y Schlumberger, empresas que facilitaron a través del ICP el acceso a las herramientas de simulación que fueron usadas.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>21</b>
<b>1. TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES.....</b>	<b>24</b>
1.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	26
1.1.1 Pozos de Radio Ultra Corto.....	26
1.1.2 Pozos de Radio Corto. ....	27
1.1.3 Pozos de Radio Medio. ....	27
1.1.4 Pozos de Radio Largo.....	27
1.2 PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	28
1.3 COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES .....	29
1.3.1 Hueco Abierto. ....	30
1.3.2 Liner Ranurado. ....	30
1.3.3 Liner Ranurado con empaques a hueco abierto. ....	30
1.3.4 Liner Cementado y Perforado.....	32
1.3.5 Stand Alone Screen. ....	32
1.3.6 Stand Alone Screen con empaques a hueco abierto. ....	32
1.3.7 Stand Alone Screen con empaques a hueco abierto y empaquetamiento con grava. 32	
1.4 PROBLEMÁTICAS ASOCIADAS A LOS COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES .....	33
1.4.1 Conificación y Encrestamiento.....	33
1.4.2 Limpieza del pozo. ....	35
1.4.3 Efecto Talón-Punta en un yacimiento homogéneo. ....	36
<b>2. TECNOLOGÍA DE COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON ICDs.....</b>	<b>37</b>
2.1 ANTECEDENTES .....	37
2.2 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS.....	40
2.2.1 Limpieza del pozo. ....	41

2.2.2 Conificación y Encrestamiento.....	42
2.2.3 Efecto Talón Punta. ....	42
2.3 TIPOS DE ICD .....	43
2.3.1 ICD Tipo Canal.....	44
2.3.2 ICD Tipo Boquilla. ....	45
2.3.3 ICD Tipo Orificio.....	46
2.3.4 ICD Tipo Tubo.....	46
2.3.5 Dispositivos de Control de Influjo Autónomos (AICD). ....	46
2.3.6 Otros tipos de ICD.....	47
2.4 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO .....	48
2.4.1 Pérdidas de presión. ....	49
2.4.2 Pérdidas de presión en la formación.....	51
2.4.3 Pérdidas de presión a través de los ICDs tipo boquilla.....	52
2.4.4 Productividad de un pozo horizontal. ....	54
2.5 FACTIBILIDAD OPERACIONAL Y MODELADO .....	54
2.5.1 Evaluación de la Factibilidad Operacional. ....	54
2.5.2 Modelado. ....	55
<b>3 SIMULACIÓN Y HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS.....</b>	<b>58</b>
3.1 ECLIPSE™ .....	58
3.1.1 Runspec.....	59
3.1.2 Grid. ....	59
3.1.3 Props.....	59
3.1.4 Solution.....	59
3.1.5 Summary.....	60
3.1.6 Schedule.....	60
3.2 PREPROCESADOR SCHEDULE Y MODELO MULTISEGMENT WELLS .....	60
3.2.1 Preprocesador SCHEDULE.....	60
3.2.2 Modelo <i>Multisegment Wells</i> (MSW):.....	61
3.2.3 Estructura de un pozo multisegmento.....	62
3.2.3.1 Modelado de ICDs.....	64

3.3	PIPESIM.....	65
3.4	NETool™ .....	67
<b>4</b>	<b>MODELO CONCEPTUAL Y SENSIBILIDAD A PARÁMETROS .....</b>	<b>70</b>
4.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO .....	71
4.2	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN .....	72
4.3	SENSIBILIDAD A PARÁMETROS.....	76
4.3.1	Sensibilidad al diámetro de las boquillas. ....	78
4.3.2	Sensibilidad al número de boquillas.....	79
4.3.3	Sensibilidad al número de ICDs.....	81
<b>5</b>	<b>EVALUACIÓN DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON ICDs EN UN CAMPO COLOMBIANO.....</b>	<b>87</b>
5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y PROBLEMÁTICAS ASOCIADAS AL POZO EN ESTUDIO .....	87
5.2	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO .....	88
5.3	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN .....	90
5.3.1	Ajuste Histórico.....	92
5.3.2	Migración del Modelo de Simulación al software NETool™ .....	96
5.3.3	Extracción de perfiles de permeabilidad e influjo.....	97
5.3.4	Diseño del Completamiento con ICDs. ....	98
5.3.5	Evaluación en el tiempo de los escenarios seleccionados usando el software Eclipse™.....	98
5.4	EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ICDs IMPLEMENTADA EN EL AÑO 2010. 98	
5.4.1	Planteamiento de escenarios. ....	100
5.4.2	Evaluación de escenarios seleccionados.....	103
5.5	EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ICDs IMPLEMENTADA EN EL AÑO 2001. 105	
5.5.1	Planteamiento de escenarios.....	107
5.5.2	Evaluación de escenarios seleccionados. ....	110
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>114</b>

**RECOMENDACIONES..... 116**  
**BIBLIOGRAFÍA ..... 117**  
**ANEXOS..... 123**

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Tipos de Radio de Curvatura	26
<b>Figura 2.</b> Opciones de Completamiento	31
<b>Figura 3.</b> Encrestamiento de los contactos agua-aceite y gas-aceite en un pozo horizontal	34
<b>Figura 4.</b> Limpieza del pozo	35
<b>Figura 5.</b> Efecto talón-punta	36
<b>Figura 6.</b> Mejoramiento de la limpieza del pozo con ICDs	42
<b>Figura 7.</b> Los ICDs reducen las variaciones de permeabilidad en yacimientos heterogéneos	43
<b>Figura 8.</b> La tecnología ICD elimina el efecto talón punta en yacimientos homogéneos	43
<b>Figura 9.</b> ICD Tipo Canal	44
<b>Figura 10.</b> ICD Tipo Boquilla	45
<b>Figura 11.</b> ICD Tipo Orificio	46
<b>Figura 12.</b> ICD Tipo Tubo	47
<b>Figura 13.</b> Principio de la tecnología ICD representado en una manguera de jardín con agujeros grandes	48
<b>Figura 14.</b> Principio de la tecnología ICD representado en una manguera de jardín con diminutos agujeros	49
<b>Figura 15.</b> -Pérdidas de presión ilustradas como una red de resistencias	50
<b>Figura 16.</b> Diagrama básico de la interacción entre el yacimiento y el pozo	52
<b>Figura 17.</b> Configuración de un pozo multisegmento	62
<b>Figura 18.</b> Modelado de ICDs usando el modelo <i>Multisegment Well</i>	65
<b>Figura 19.</b> Caso simulado en PIPESIM	66
<b>Figura 20.</b> Modelado con NETool™	67
<b>Figura 21.</b> Redes de Nodos NETool™	69

<b>Figura 22.</b> Grilla de simulación generada en Eclipse™	71
<b>Figura 23.</b> Yacimiento y trayectoria del pozo en NETool™	73
<b>Figura 24.</b> Saturación de aceite a lo largo de la trayectoria del pozo	74
<b>Figura 25.</b> Perfil de permeabilidad a lo largo de la sección del pozo	75
<b>Figura 26.</b> Perfil de presión a lo largo de la sección del pozo	76
<b>Figura 27.</b> Distribución del influjo a lo largo de la sección del pozo para la evaluación del diámetro de las boquillas	79
<b>Figura 28.</b> Distribución del influjo a lo largo de la sección del pozo para la evaluación del número de boquillas	80
<b>Figura 29.</b> Distribución del influjo a lo largo de la sección del pozo para la evaluación del número de ICDs	83
<b>Figura 30.</b> Resultados de la Sensibilidad	84
<b>Figura 31.</b> Influjo total a lo largo del pozo	86
<b>Figura 32.</b> Modelo de Campo completo	89
<b>Figura 33.</b> Corrida de inicialización y validación de equivalencia	91
<b>Figura 34.</b> Acuíferos analíticos adicionados al sector	92
<b>Figura 35.</b> Comportamiento de la presión del sector	93
<b>Figura 36.</b> Producción de líquidos del sector (Reproducción e historia)	93
<b>Figura 37.</b> Producción de líquidos del pozo LIMA2 (Reproducción e historia)	94
<b>Figura 38.</b> Producción de aceite pozo LIMA2 (Reproducción e historia)	95
<b>Figura 39.</b> Producción de agua pozo LIMA2 (Reproducción e historia)	95
<b>Figura 40.</b> Corte de agua del pozo LIMA2 (Reproducción e historia)	96
<b>Figura 41.</b> Perfil de Permeabilidad a lo largo de la sección del pozo	97
<b>Figura 42.</b> Perfiles de Inlujo de yacimiento a pozo a lo largo de la sección horizontal	99
<b>Figura 43.</b> Producción de aceite acumulada a una tasa de líquidos de 8000 STB/d	101
<b>Figura 44.</b> Producción de agua acumulada a una tasa de líquidos de 8000 STB/d	102
<b>Figura 45.</b> Producción de aceite acumulada	103

<b>Figura 46.</b> Producción de agua acumulada	104
<b>Figura 47.</b> Relación agua-petróleo (WOR) a 2010	105
<b>Figura 48.</b> Perfiles de influjo de yacimiento a pozo a lo largo de la sección horizontal	107
<b>Figura 49.</b> Producción acumulada de aceite casos 1, 2, 3 y 4.	109
<b>Figura 50.</b> Producción acumulada de agua casos 1, 2, 3 y 4.	109
<b>Figura 51.</b> Producción acumulada de aceite casos 3, 4 e Histórico	110
<b>Figura 52.</b> Producción acumulada de agua casos 3, 4 e Histórico	111
<b>Figura 53.</b> Relación agua-petróleo (WOR) a 2001	112
<b>Figura 54.</b> Relación Costo-Beneficio exhibido por el Caso 4	113

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Comparación de resultados del caso con completamiento convencional	74
<b>Tabla 2.</b> Configuraciones de los casos empleados para el estudio .....	77
<b>Tabla 3.</b> Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el diámetro de las boquillas .....	78
<b>Tabla 4.</b> Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el número de boquillas.....	80
<b>Tabla 5.</b> Comparación de la producción de aceite, gas y agua variando el número de ICDs.....	82
<b>Tabla 6.</b> Variación en la producción de aceite .....	83
<b>Tabla 7.</b> Configuraciones de los casos planteados a 2010 .....	100
<b>Tabla 8.</b> Variación en la producción de aceite y agua .....	104
<b>Tabla 9.</b> Configuraciones de los casos planteados a 2001 .....	108

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>ANEXO A. CÁLCULO DEL FACTOR K</b>	123
<b>ANEXO B. PERFILES DE INFLUJO MODELO CONCEPTUAL</b>	131
<b>ANEXO C. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO SELECCIONADO COMO MEJOR OPCIÓN A 2001 (CASO 4)</b>	133

## RESUMEN

**TITULO:** EFECTO DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO (ICD's) SOBRE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL DE UN CAMPO COLOMBIANO\*

**AUTORES:** LIZETH PAOLA BARRERO RIAÑO  
MARCELA FERNANDA GARZÓN TORRES\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Tecnología de pozos horizontales, completamiento inteligente, Dispositivo de Control de Influjo (ICD), Factor K, MSWM, Eclipse, Netool.

Como consecuencia de las inherentes problemáticas que presentan los completamientos convencionales aplicados en pozos horizontales, fue desarrollada la tecnología de completamiento inteligente comprendida por Dispositivos de Control de Influjo (ICDs) y Válvulas de Control de Influjo (ICVs), herramientas que se diferencian entre sí principalmente por la capacidad de control desde superficie que ofrecen éstas últimas. La tecnología de ICDs ha sido implementada con éxito en diferentes lugares alrededor del mundo, siendo el Mar del Norte uno de los primeros lugares en poner a prueba sus beneficios, de manera que ha logrado extenderse hasta Latinoamérica convirtiéndose en una opción muy atractiva a la hora de buscar soluciones y obtener el máximo rendimiento para los pozos.

Actualmente en Colombia la producción de agua se ha convertido en un problema crítico, lo cual conlleva a orientar proyectos de investigación en alternativas de control de agua que permitan aprovechar al máximo el potencial de los campos existentes y prolongar la vida productiva de los pozos, razón por la cual la academia busca vincularse y cooperar aportando estudios enfocados al cumplimiento de este y otros objetivos.

Es por ello que en este estudio se evalúa la tecnología bajo condiciones estáticas y dinámicas empleando dos simuladores distintos, creando tanto un modelo conceptual de simulación como uno real que mostrarán el efecto del uso de la tecnología sobre la producción del pozo e indicarán tanto los parámetros de mayor sensibilidad para el diseño de este tipo de completamiento, como las condiciones bajo las cuales puede cumplirse el objetivo del control de agua para el caso particular estudiado.

Así mismo, se muestra cómo varía la respuesta del pozo cuando el completamiento es instalado en dos tiempos diferentes, al momento de ser perforado y años después de ser puesto en producción, comprobándose para este caso que el uso de la tecnología no es viable cuando la irrupción de agua ya ha tenido lugar y evidenciándose una baja probabilidad de éxito para casos cuyas condiciones sean similares.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete G. Codirectores: Samuel Fernando Muñoz Navarro y German Castillo Salamanca.

## ABSTRACT

**TITLE:** SMART COMPLETION EFFECT WITH INFLOW CONTROL DEVICES (ICDs) ON THE HORIZONTAL WELL PRODUCTION OF A COLOMBIAN FIELD\*

**AUTHORS:** LIZETH PAOLA BARRERO RIAÑO  
MARCELA FERNANDA GARZÓN TORRES\*\*

**KEYWORDS:** Horizontal well technology, Smart Completion, Inflow Control Device (ICD), K factor, MSWM, Eclipse, Netool.

As a result of inherent troubles presented by conventional completions to horizontal wells, smart completion technology was developed. This technology comprises of Inflow Control Devices (ICDs) and Inflow Control Valves (ICVs), which differ from one another mainly because of the surface control offered by ICVs. ICD technology have been successfully applied in different places around the world, being North Sea one of the first places to test its benefits, such that it has spread to Latin America, becoming a very attractive option when looking for solutions and getting the wells maximum performance.

At present, water production in Colombia have become a critical problem, which leads to direct research projects in alternatives for water control that allows to use to the maximum the existing fields potential and to extend productive life of the wells, reason for which research universities seek to get involved and cooperate by contributing studies focused on the fulfillment of this kind of objectives.

This is why in this research study the technology is evaluated under static and dynamic conditions using two different simulators, creating both a conceptual simulation model and a real simulation model, which will show the effect on the production of the well when using the technology and will indicate both, parameters of greater sensibility for the design of this type of completion and conditions under which is possible to accomplish the objective of water control for the particular studied case.

In addition, it is shown how the response of the well changes when the completion is installed in two different times, at the moment the well is perforated and some years after it is put on production. The simulation result verifies for this case that the use of the technology is non-viable when the water breakthrough already has taken place, with evidence of a low probability of success for cases which conditions are similar.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete G. Codirectores: Samuel Fernando Muñoz Navarro y German Castillo Salamanca.

## INTRODUCCIÓN

En un planeta como el nuestro donde el petróleo es fuente agotable e imprescindible del desarrollo de las sociedades permitiendo el funcionamiento de las industrias y de la economía, su valor tiene un comportamiento incremental gracias a la presión ejercida por la demanda sobre la oferta, generando un alza de precios y resultando favorable para aquellos países que cuentan con este recurso. Actualmente en Colombia, “cuyo potencial petrolífero estimado es de más de 47 mil millones de barriles de petróleo equivalente (Crudo y Gas equivalente)”<sup>1</sup>, los actuales y futuros profesionales de Ingeniería de Petróleos buscan contribuir al desarrollo de la industria evaluando nuevas tecnologías, entre muchas otras actividades y enfoques, con el fin de encontrar alternativas que permitan aumentar reservas, producción y eficiencias entre otros.

Dentro de este contexto, el esfuerzo de las compañías operadoras en los últimos años se ha centrado en maximizar la producción de aceite y así mismo minimizar el número de pozos, por lo que los completamientos horizontales y multilaterales han llegado a ser cada vez más conocidos, ya que este tipo de pozos son atractivos gracias a su mayor productividad y a sus beneficios ambientales.

Con el tiempo se ha visto que los completamientos convencionales presentan ciertas desventajas como el efecto talón-punta o la irrupción prematura de agua o gas, puesto que el agua, como cualquier fluido, toma el camino de menor resistencia permitiendo el flujo excesivo en zonas de alta permeabilidad, mientras que las zonas de menor permeabilidad o las secciones del pozo cercanas a la punta, se ven limitadas a contribuir con la producción, lo que finalmente impide

---

<sup>1</sup> ECOPETROL. Petróleo en Colombia. [En línea]. [Consultado 10 Marzo 2012]. Disponible en <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/petroleoencolombia3.htm>>

aprovechar al máximo el potencial de estos pozos. Ante estas problemáticas, surgen los Dispositivos de Control de Influjo conocidos como ICD por sus siglas en inglés (Inflow Control Device), los cuales buscan dar solución a todas estas dificultades, mejorando la limpieza inicial del pozo, igualando el influjo, retardando la irrupción de agua o gas y minimizando el corte de agua o gas, entre otras, como lo han demostrado diferentes aplicaciones alrededor del mundo.

Considerando la producción de agua como una de las principales problemáticas presentes en los campos colombianos, surge la necesidad de realizar estudios detallados que incluyan la evaluación en el tiempo de tecnologías como los ICDs que pueden representar una alternativa de solución y de los cuales, no existen actualmente publicaciones en el país, pues algunas compañías han implementado esta tecnología basados en estudios realizados en simuladores estáticos obteniendo resultados tanto exitosos como fallidos.

Por lo anterior, en este trabajo de grado se presenta una evaluación de la tecnología de Dispositivos de Control de Influjo en un campo colombiano, para lo cual en un principio se exponen las bases bibliográficas necesarias para la comprensión de las tecnologías de pozos horizontales y dispositivos de control de influjo junto con su modelado; posteriormente, a través de un modelo de simulación conceptual, se identifican los parámetros de estructura de los ICDs que inciden significativamente sobre la producción del pozo y, finalmente, se realiza la construcción del modelo de simulación a escala de sector del caso real a evaluar, prediciendo la respuesta obtenida tras implementar el completamiento no convencional en dos escenarios diferentes: el primero de ellos, una vez transcurrido un periodo de nueve años de producción con completamiento convencional y, el segundo, considerando la instalación del completamiento con ICDs desde el momento de su perforación.

Dicha evaluación está basada en simulación de yacimientos haciendo uso de dos software: NETool™ de Halliburton, como herramienta para diseñar y realizar una selección inicial de completamientos, permitiendo descartar bajo condiciones estáticas diseños que no representan oportunidad de mejora en la producción y, Eclipse™ 100 de Schlumberger, el cual permite reproducir y predecir el comportamiento a nivel de pozo, sector y/o campo en función del tiempo. Para este tipo de estudios, es necesario considerar extraer un modelo de yacimiento a escala de sector a partir de un modelo de campo completo, buscando mantener las condiciones de frontera y el efecto generado por la extensión del yacimiento y, a su vez, conservando las propiedades dinámicas y estáticas que lo describen.

## 1. TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES

El concepto de usar pozos horizontales para aumentar la eficiencia de barrido e incrementar la productividad, fue introducido en la industria en 1920 y, desde entonces, se ha buscado aplicar este concepto disminuyendo el capital de inversión.

Cada día los pozos horizontales cobran mayor importancia al ser más usados gracias a su alta productividad y beneficios ambientales. Su elevado costo se debe a la tecnología avanzada que demanda su perforación, sin embargo, no tienen limitación alguna para el tipo de fluido de yacimiento, bien sea de petróleo liviano, mediano, pesado o extra-pesado. Igualmente, se utilizan en yacimientos profundos y someros o de cualquier tipo de formaciones. Por otro lado, el área de drenaje es mucho más grande que la de los pozos verticales o direccionales, produciendo mayores volúmenes de hidrocarburos.

Con la perforación de pozos horizontales se pueden lograr varios objetivos como:

- a) Incrementar el factor de recuperación,
- b) Obtener mayor producción,
- c) Reducir los problemas de arenamiento,
- d) Producir en zonas de poco espesor donde la perforación vertical no es económicamente viable, contactando una mayor parte del yacimiento,
- e) Ejercer un mejor control y manejo del yacimiento, inyección de fluidos y recuperación mejorada (ej., recuperación térmica),
- f) Aumentar la recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad, en carbonatos,
- g) Recuperar la inversión en un menor tiempo,
- h) Conseguir un mayor aprovechamiento de las heterogeneidades del yacimiento, según sea optimizado el posicionamiento del pozo horizontal,
- i) Pagar los costos adicionales de los

pozos horizontales con el aumento de las tasas de producción, y j) Reducir los problemas de conificación de agua o gas, entre otros beneficios.

Partiendo del hecho de que una de las mayores causas que generan la conificación es la caída de presión, en un pozo vertical ésta se ocasionará por la fuerte caída de presión cerca al *wellbore*. La conificación puede ser eliminada o minimizada al disminuir el *drawdown* entorno a la vecindad del *wellbore*. Sin embargo; la reducción de la caída de presión es imposible sin la reducción en la tasa de producción, lo cual en algunas ocasiones no es económicamente viable. Los pozos horizontales proveen una significativa reducción de la caída de presión (disminuyendo la conificación con respecto a los pozos verticales), mientras se pueden mantener las tasas de producción.

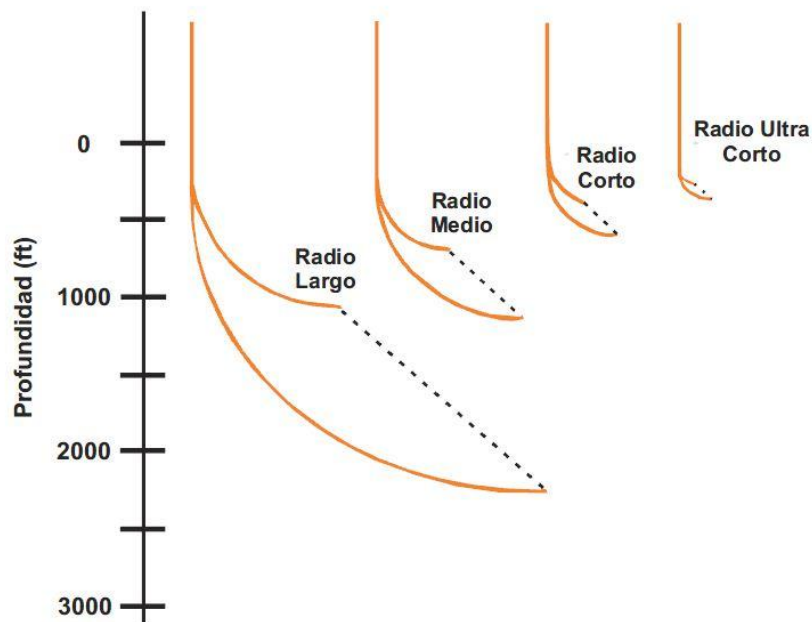
En general, un pozo horizontal es un pozo perforado paralelo a un plano horizontal que busca aprovechar muchas de las ventajas que tienen sobre los pozos convencionales. Como ha sido referido anteriormente, han sido una tecnología exitosa en la reducción de problemas asociados a la conificación de agua o gas, lo que no implica que eliminen completamente este fenómeno. Esta tecnología ha sido ampliamente usada en diferentes países alrededor del mundo para incrementar el recobro de aceite principalmente en yacimientos con empuje de agua.

Comparados con los pozos verticales, los pozos horizontales tienen menor *drawdown* y mayor capacidad para producir aceite, por lo cual, la tasa crítica de producción es mayor en uno horizontal que en uno vertical. Se ha evidenciado que los pozos horizontales también pueden contribuir a disminuir la producción de gas en yacimientos con capa de gas.

## 1.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales son típicamente clasificados en cuatro categorías, dependiendo del radio de curvatura, como lo muestra la **Figura 1**.

**Figura 1.** Tipos de Radio de Curvatura



**Fuente:** Modificado de CRESPO, Hugo. Análisis del Sistema Geo-Pilot para perforación dirigida en pozos petroleros. Quito, 2008, 127p. Proyecto de Grado (Ingeniería en Petróleo). Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Geología y Petróleos.

**1.1.1 Pozos de Radio Ultra Corto.** Este sistema se caracteriza principalmente por tener un radio de curvatura entre 10 y 12 pulgadas, utilizando agua a alta presión como mecanismo de perforación, por lo que resulta en una limitación en cuanto a su aplicación a yacimientos poco o medianamente consolidados. Dicho sistema está capacitado para efectuar secciones horizontales de 100 a 200 pies de longitud, con un diámetro aproximado de 4 pulgadas, que son revestidas con

un tubo de producción de 1 1/4 pulgadas de diámetro externo y una pulgada de diámetro interno el cual se coloca a medida que avanza la perforación. Para aplicar este sistema se hace necesaria la apertura de una ventana de 5 a 10 pies de espesor y 4 pies de diámetro, frente a la formación de interés para poder proceder a bajar la sarta de perforación.

**1.1.2 Pozos de Radio Corto.** Sistema también conocido como “rotacional”, debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la construcción del pozo hasta la horizontal. Caracterizado principalmente por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, lo que implica una razón de curva o ganancia de ángulo por pie perforado, superior a 1° por pie. Este sistema puede adoptar secciones horizontales entre 200 y 800 pies, sin embargo, es posible obtener a través del equipo adecuado secciones superiores a las mencionadas. Por otra parte, se han desarrollado sistemas novedosos que emplean en el fondo, motores de lodo previstos de un buen control direccional. Los pozos bajo esta técnica pueden ser completados a hueco abierto o con Liner ranurado.

**1.1.3 Pozos de Radio Medio.** El sistema de radio medio ha sido desarrollado mediante secciones horizontales de más de 1000 pies de longitud, con ganancia de curvatura entre 20° y 75° por cada 100 pies. Como consecuencia de la sarta de perforación, este sistema requiere un mínimo de 300 pies de sección vertical. Al hacer uso de motores de fondo para la perforación de estos pozos, es posible perforar longitudes entre 2000 y 3000 pies. Estos pozos pueden ser completados con hueco abierto o Liner ranurado según sea el caso y pueden ser fracturados.

**1.1.4 Pozos de Radio Largo.** Este sistema ha sido desarrollado para alcanzar pozos de radios grandes y más de 3000 pies sin problema alguno, con ángulos de

curvatura de entre 1° y 8° por cada 100 pies y son perforados por equipos similares a los usados para pozos horizontales de radio medio, con la diferencia de que en estos pueden llevarse a cabo mejores técnicas de Corazonamiento. Con este tipo de pozos se han alcanzado longitudes horizontales de 6000 pies en Tierra de Fuego (Argentina).

## **1.2 PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES**

La perforación de pozos horizontales tiene como objetivo principal incrementar el contacto entre las paredes del pozo y la formación de interés. Esta técnica ha sido perfeccionada con el tiempo, alcanzando un excelente desarrollo en cuanto a perforación, completamiento y evaluación de yacimientos perforados horizontalmente.

Para implementar y desarrollar esta técnica, se hace necesario buscar el máximo recobro, realizándose para ello, cuidadosos estudios que involucran:

- Definición del Modelo Geológico basado en la identificación y correlación de los cuerpos de arena, a fin de elaborar secciones estructurales y estratigráficas que cubran toda el área de estudio.
- Definición cartográfica de los cuerpos de arena y definición de mapas isópacos estructurales para cada arena.
- Cálculo de la cantidad de energía presente en el yacimiento y detección de capas de gas o acuíferos presentes.

- Diseño de la perforación a realizar, donde se tienen en cuenta el tipo de broca, la amplitud de la perforación, los ángulos de inclinación (se recomienda emplear rangos menores de 7° por cada 100 metros), la uniformidad de los rumbos (a fin de reducir costos), la profundidad final, los fluidos de perforación y el tipo de equipo que se va a emplear.
- En el equipo a utilizar es clave resaltar el uso de herramientas de medición, como Gamma Ray y resistividad, las cuales mediante impulsos (telemetría positiva), transiten parámetros direccionales que permiten registrar en superficie la inclinación de la perforación.
- Tipo de completamiento (Revestimiento y Cementación). De acuerdo al tipo de pozo y a las problemáticas del yacimiento, se selecciona el completamiento que mejor se adapte a las condiciones presentes. En esta etapa se toman registros que permiten determinar con precisión los puntos de asentamiento del revestimiento.

### 1.3 COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES

Hoy en día los completamientos de pozos horizontales y multilaterales están siendo aplicados en un amplio rango de tipos de campos, demostrando ser superiores a las soluciones convencionales en muchas situaciones de los yacimientos. La técnica óptima de completamiento para un pozo candidato es determinada por las propiedades del yacimiento, herramientas geológicas, mecánica de rocas, plan de desarrollo y diseño del completamiento<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> R.D. Fritz, M.K. Horn, S.D. Joshi. Geological Aspects of Horizontal Drilling. The American Association of Petroleum Geologists, 1991. Citado por JOKELA, Tommy. Significance of Inflow Control Device (ICD) Technology in Horizontal Sand Screen Completions. Stavanger, 2008, p. 9. Tesis de Licenciatura (Tecnología del Petróleo). Universidad de Stavanger. Facultad de Ciencia y Tecnología.

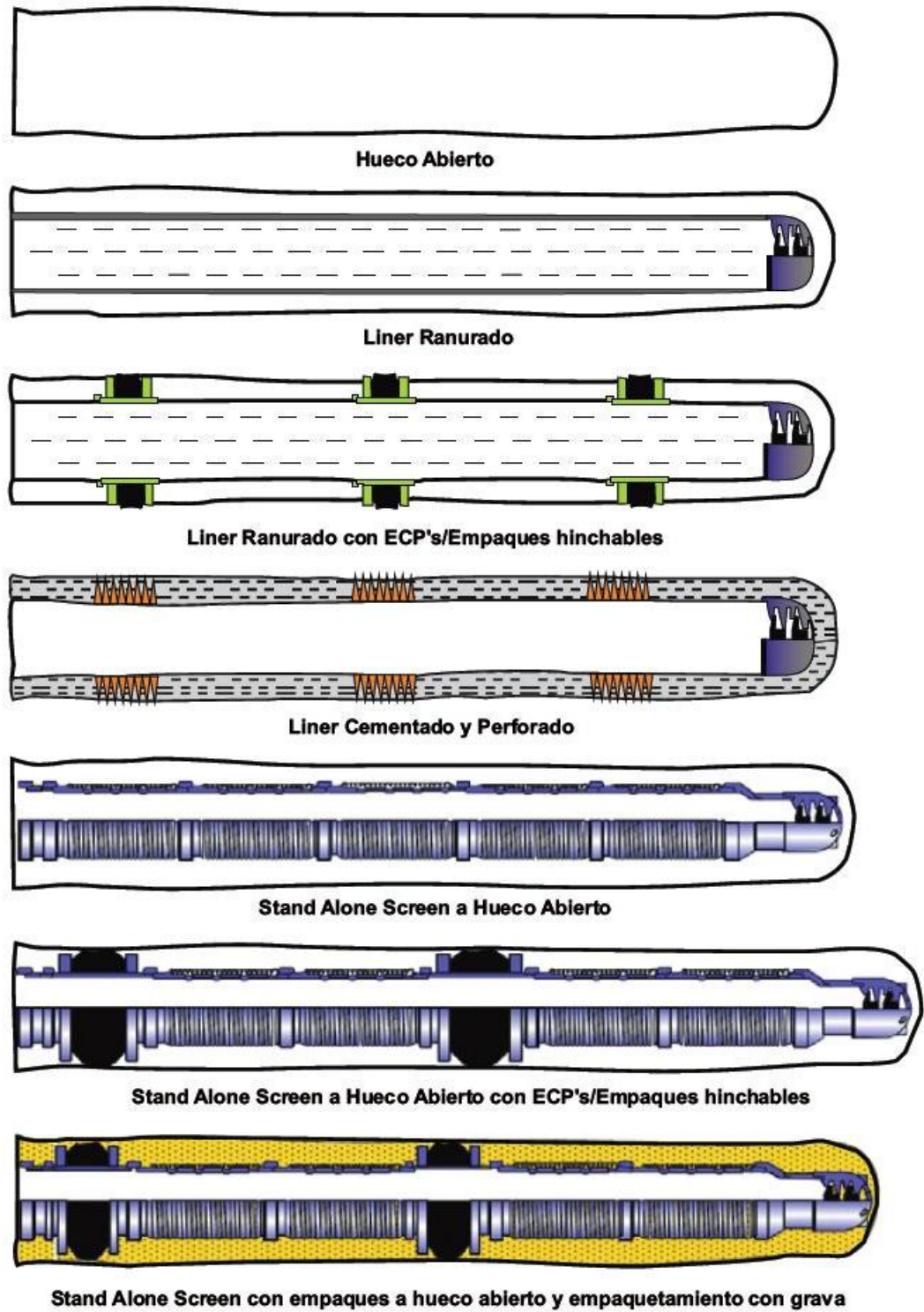
Una parte importante del planeamiento de un pozo horizontal es la selección de la técnica y diseño del completamiento apropiado, pues influenciará significativamente sobre el rendimiento del pozo horizontal. Los tipos de completamiento más comunes se muestran en la **Figura 2**.

**1.3.1 Hueco Abierto.** Es la opción menos costosa, pero está limitada a formaciones consolidadas. No ofrece control sobre la producción o inyección y adicionalmente, este tipo de pozo es difícil de simular.

**1.3.2 Liner Ranurado.** Ofrece una protección contra el colapso del hueco en formaciones no consolidadas, es de bajo costo y a su vez, proporciona una vía para las herramientas de intervención. La abertura de las ranuras se selecciona para impedir la entrada de partículas de arena excepto las más finas y el tipo de acero para evitar la abrasión y erosión por arena. Como no hay un aislamiento zonal (espacio anular abierto), la estimulación efectiva en este tipo de liner es difícil. Similarmente la inyección y producción selectiva no es posible. La conificación, el flujo anular y los puntos calientes son también problemas conocidos.

**1.3.3 Liner Ranurado con empaques a hueco abierto.** Provee aislamiento de zonas, que sumado a los beneficios mencionados anteriormente, permite una estimulación más efectiva y mejor posibilidad para la producción selectiva y el control en la inyección.

**Figura 2. Opciones de Completamiento**



Fuente: Modificada de JOKELA, Op. Cit., p. 9.

**1.3.4 Liner Cementado y Perforado.** Provee un buen aislamiento zonal, pero es de difícil y costosa realización ya que requiere tanto de un cemento de propiedades especiales como de procedimientos especiales. Las perforaciones diseñadas para abrir canales a través de la sección con daño del yacimiento contribuyen con la productividad o inyectividad. Este tipo de completamiento ofrece mejores posibilidades para la producción selectiva, inyección y estimulación. Este sistema ha sido usado con éxito en pozos de radio medio y de radio largo.

**1.3.5 Stand Alone Screen.** Provee un buen control de arena pero debido a la falta de aislamiento zonal, la producción selectiva, la inyección y la estimulación no son posibles. Igualmente se asocian problemas de conificación, flujo anular y puntos calientes.

**1.3.6 Stand Alone Screen con empaques a hueco abierto.** Proporciona un buen control de arena y aislamiento zonal. Esto, sumado a los beneficios anteriormente mencionados, permite estimulaciones más efectivas y mejor posibilidad para la producción selectiva y control en la inyección.

**1.3.7 Stand Alone Screen con empaques a hueco abierto y empaquetamiento con grava.** Provee un control de arena mejorado y aislamiento zonal. También son posibles en cierto grado la producción selectiva, la inyección y la estimulación.

Debe tenerse en cuenta que la producción selectiva, la inyección y estimulación a las que se hizo referencia en estas opciones de completamiento, requieren intervenciones tales como registros, squeezes de cemento y ácido y/o

taponamiento de zonas. Estas actividades consumen mucho tiempo y son costosas.

En los pozos de radio corto, es usual utilizar completamiento a hueco abierto debido a las dificultades que se presentan para ser revestidos, aunque si la sección de producción sugiere la necesidad de revestirlos, se dispone de un buen número de opciones para incluir Liners, donde el más usado es el Liner ranurado recubierto con malla o screen.

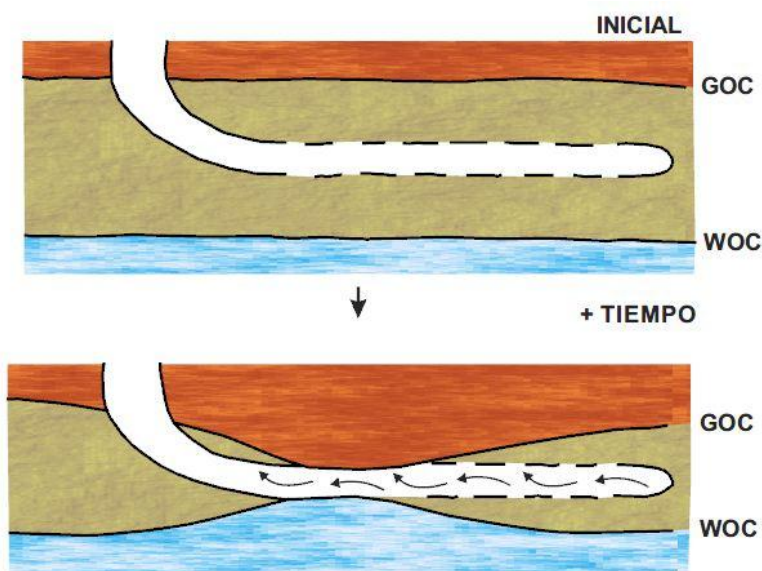
Cuando se habla de pozos de radio medio y largo se tienen varias opciones de completamiento, dependiendo de parámetros como el tipo de formación, grado de consolidación y la necesidad de aislamiento de zonas, pudiéndose completar a hueco abierto, con Liner ranurado, empaques externos de revestimiento o ECP's (External Casing Packer), y completamientos cementados, los cuales requieren mayor investigación y control.

## **1.4 PROBLEMÁTICAS ASOCIADAS A LOS COMPLETAMIENTOS CONVENCIONALES**

**1.4.1 Conificación y Encrestamiento.** Se refieren al cambio en los perfiles del contacto agua-aceite o gas-aceite como resultado del drawdown durante la producción. Cuando un pozo es puesto en producción, se genera un descenso de presión alrededor del pozo, el cual se puede extender hasta llegar a la zona de agua, conllevando a que el agua o gas entren al wellbore. Hay autores que afirman que estos dos términos difieren entre sí por la forma de la interfase,

encrestamiento (agua) y conificación (gas)<sup>3</sup>, ver **Figura 3**. Sin embargo, otros coinciden en que mientras la conificación ocurre en pozos verticales o ligeramente desviados, el encrestamiento ocurre en pozos horizontales o altamente desviados<sup>4</sup>. Estos fenómenos se ven afectados por las características de los fluidos implicados, la relación entre la permeabilidad horizontal y la vertical y las pérdidas de presión por fricción a lo largo del wellbore, conllevando a menudo a una irrupción temprana de agua o gas que puede presentarse hacia la sección del talón o en el centro del pozo de acuerdo a las condiciones en las que se encuentre.

**Figura 3.** Encrestamiento de los contactos agua-aceite y gas-aceite en un pozo horizontal



**Fuente:** Modificado de JOKELA, Op. Cit., p. 12.

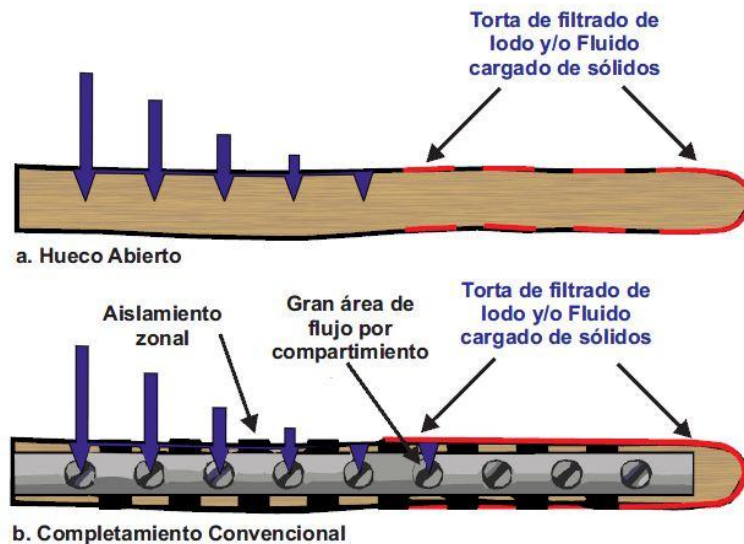
<sup>3</sup> AUSTAD, Tor; KOLNES, Jostein. Reservoir Engineering – Part 2. Citado por JOKELA, Op. Cit., p. 12.

<sup>4</sup> SCHLUMBERGER. Coning and Cresting. [En línea]. [Consultado 13 Mayo 2012]. Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=coning>>

Si el agua o gas, ambos siendo más móviles que el aceite, penetran cierto intervalo del hueco abierto, bloquearán la producción de aceite del resto de la sección. Un incremento en la producción de agua o gas resulta en costos más altos y en un declinamiento de la producción de aceite.

**1.4.2 Limpieza del pozo.** Cuando un pozo horizontal a hueco abierto o convencional es puesto en producción, el filtrado de torta es preferencialmente levantado en el talón del pozo como una función del gradiente de presión generado del talón a la punta<sup>5</sup>, ver **Figuras 3a y 3b**. Esto conlleva a una restricción del flujo de aceite dentro del *wellbore* debido a los daños de completamiento más altos en la punta. Usualmente a medida que incrementa la longitud del pozo horizontal, el perfil de influjo y correspondiente recobro, decrecen a causa de la insuficiente limpieza del pozo y menor contribución de la punta.

**Figura 4.** Limpieza del pozo



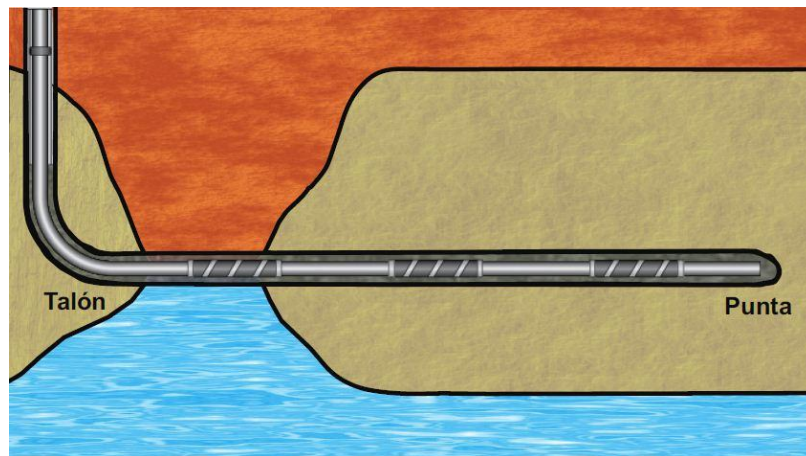
**Fuente:** Modificado de de A.H. Sunbul, *et al.* *Ibíd.*, p. 2.

<sup>5</sup> A.H. Sunbul, *et al.* Case Histories of Improved Horizontal Well Cleanup and Sweep Efficiency with Nozzle Based Inflow Control Devices (ICD) in Sandstone and Carbonate Reservoirs. Presentado en el Simposio Técnico de la Sección SPE de Arabia Saudita celebrado en Alkhobar, Arabia Saudita, 2008. SPE 120795.

**1.4.3 Efecto Talón-Punta en un yacimiento homogéneo.** El efecto talón-punta ocurre como resultado de las pérdidas de presión producidas a lo largo de un pozo horizontal en una formación homogénea, las cuales hacen que la presión de flujo de la tubería de producción sea más baja en el talón del pozo que en la punta. Con el tiempo, y mucho antes de que el petróleo (amarillo ocre) proveniente de las secciones cercanas a la punta llegue al pozo, el volumen de agua (azul) o gas (naranja) presente es arrastrado hacia el talón, lo que conlleva al fin anticipado de la vida productiva del pozo, ver **Figura 5**.

Otras de las desventajas presentes en los completamientos convencionales son el flujo cruzado interno y la baja producción en formaciones heterogéneas.

**Figura 5.** Efecto talón-punta



**Fuente:** Modificado de ELLIS, Tor, et al. Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de los estándares. En: Oilfield Review. Winter 2009/2010. vol. 21, no. 4, p. 31.

## 2. TECNOLOGÍA DE COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON ICDs

Según Li, Fernades y Zhu<sup>6</sup>, el completamiento con ICDs es referido a menudo como un tipo de completamiento inteligente junto con las válvulas de control de influjo (ICVs) como el otro medio comúnmente usado para controlar el flujo en el fondo del pozo. Un completamiento inteligente puede ser un pozo equipado con sistemas de monitoreo y/o dispositivos de control en fondo, aunque se ha discutido que los ICVs ofrecen un control más activo y los ICDs un control pasivo.

### 2.1 ANTECEDENTES

El Dispositivo de Control de Influjo (ICD) tiene una historia que le ha permitido llegar a una etapa madura demostrando ser la mejor opción en completamiento de Pozos Horizontales. El concepto de ICD fue introducido a inicios de los años 90 por los ingenieros de Norsk Hydro, una compañía noruega dedicada al sector energético, quienes observaron que aumentos graduales en la longitud de los pozos horizontales no creaban caudales de producción proporcionalmente más grandes.

De acuerdo a lo reportado por Daneshy, *et al.*<sup>7</sup>, una investigación más amplia en la materia indicó un flujo irregular a lo largo del pozo, donde el área cercana al talón

---

<sup>6</sup> LI, Zhuoyi, FERNANDES, Preston y ZHU, Ding. Understanding the Roles of Inflow-Control Devices in Optimizing Horizontal-Well Performance. En: SPE Drilling & Completion. Septiembre de 2011. vol. 26 no. 3, p. 376-385.

<sup>7</sup> DANESHY, A. Ali, *et al.* 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.

hacía una contribución más grande al flujo total que el resto del pozo. Esto era contrario a la expectativa de tener un mayor daño en la región del talón, debido a un mayor tiempo de exposición a los fluidos de perforación y recortes. Después de una cuidadosa revisión de los datos de producción, concluyeron que el flujo más alto en la región del talón podía ser causado por una presión más baja del pozo en el talón. En pozos horizontales largos, el flujo de fluidos a lo largo de la longitud del pozo creará una diferencia de presión por fricción entre la punta y el talón, cuyo impacto sobre el flujo dependerá de su magnitud relativa a la diferencia entre la presión del yacimiento y la del pozo.

En yacimientos prolíficos las dos presiones podrían ser del mismo orden de magnitud y de este modo, las pérdidas friccionales de presión a lo largo de la longitud del pozo podrían impedir el flujo de la región de la punta. En el primer reporte de este tema Brekke y Lien<sup>8</sup> revisaron tres opciones para corregir el desequilibrio, las cuales fueron insertar un *stinger* dentro de la región del talón, reducir la densidad de perforaciones y un dispositivo al que le llamaron Inflow Control Liner. Después de una cuidadosa revisión de estas alternativas, concluyeron que el concepto de éste último ofrecía la mejor opción de producción, así como también, de efectos operacionales.

El diseño de su herramienta consistía en desviar el flujo a través de un laberinto en el cual el área más pequeña abierta al flujo actuaba como un choque de fondo. El nivel del choque podría ser cambiado ajustando la longitud del canal de flujo en el laberinto. Ellos recomendaron separar los segmentos del pozo usando empaques inflables a hueco abierto en casos donde se esperara producción de arena de la formación. Estudios de simulación mostraron que al usar Inflow

---

<sup>8</sup> Brekke, K. y Lien, S.C. New Completion Method for Horizontal Wells Improve Production Performance in High Permeability Thin Oil Zones. SPE Drilling and Completion, Sept. 1994, 205 – 209. Citado por DANESHY, Op. Cit., p. 1.

Control Liner, se incrementaba el número de días antes de la irrupción de agua o gas y se lograba un recobro más alto. La industria adoptó el nombre genérico de Dispositivo de Control de Influjos para las herramientas desarrolladas con este propósito.

El principio técnico usado en los primeros ICDs comerciales fue crear una caída de presión friccional al forzar el flujo a través de un estrecho canal helicoidal. Una de las desventajas al usar canales de flujo helicoidales como mecanismo de choque, es la sensibilidad de estos dispositivos a la viscosidad, ya que la presión friccional está en función de ésta y cuando el agua comienza a fluir dentro del pozo, el nivel del choque se reduce si el aceite tiene una viscosidad mayor que la del agua, lo que resulta en una reducción de la efectividad del ICD. Una solución a este problema es usar boquillas de flujo como mecanismo de choque, las cuales tienen la ventaja de ser insensibles a la viscosidad pero también son más susceptibles a la erosión en la entrada, lo que reducirá gradualmente su efectividad. Surgió entonces un diseño que consta de un tubo estrecho con una longitud suficiente para reducir la influencia de los efectos de los extremos, mientras combina algunas de las propiedades de choque de ambos mecanismos, boquillas y canales helicoidales de flujo.

Entre los varios estudios de aplicaciones de estos dispositivos se han discutido temas como los desafíos que incluyen la cercanía del pozo horizontal con el contacto agua-aceite (para retrasar la fuerte tendencia de conificación de gas), el potencial en producción de arena cuando se trata de yacimientos pobremente o no consolidados, la conificación temprana (fuerte efecto talón-punta), la instalación de ICDs en completamientos a hueco abierto con empaquetamiento con grava, la aplicación de ICDs tipo helicoidal para balancear el influjos a lo largo de la longitud del pozo horizontal, los problemas asociados a fracturas y canales de flujo, fluidos

de diferente viscosidad y consecuentemente, un gran contraste de movilidades, cambios en las presiones del yacimiento, zonas ladronas, regiones PVT y tipos de fluido variables en el mismo campo, complejidad estructural, alto nivel de heterogeneidad lateral y anisotropía vertical entre otras.

El primer ICD helicoidal fue diseñado para rectificar el efecto talón-punta. Más tarde, se hizo evidente que el ICD con un aislamiento anular adecuado a través de empaques no solo controla lo concerniente al efecto talón punta, sino que también es capaz de mitigar los problemas relativos a la heterogeneidad, ya sea por permeabilidad o por presión. Los ICDs han logrado tener una muy buena reputación, habiendo sido instalados en más de 770 pozos en todo el mundo a 2010<sup>9</sup>.

## **2.2 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS**

Un Dispositivo de Control de Influjo es un hardware de completamiento que se implementa como parte de los completamientos de pozos para ayudar a distribuir el influjo uniformemente<sup>10</sup>. Los ICDs optimizan la producción, retrasan el influjo de agua, eliminan o minimizan el flujo anular, previenen la producción de arena y aseguran un influjo uniforme a lo largo del pozo horizontal a costa de una pequeña caída de presión. Si bien la estructura de los ICDs varía de un diseño a otro, el principio para diferentes ICDs es el mismo: restringir el flujo, y por tanto, balancear o igualar la caída de presión del pozo para lograr un perfil de flujo distribuido

---

<sup>9</sup> AL MARZOOQI, Ayesha, *et al.* 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.

<sup>10</sup> LI, FERNANDES y ZHU. Op. Cit., p. 376.

uniformemente. En general, los ICDs no son ajustables ni recuperables; una vez instalados en el pozo, son fijadas la localización del dispositivo y la relación entre caudal y caída de presión, lo que hace del diseño del completamiento y de los ICDs, algo extremadamente crítico para la producción.

Los ICDs pueden ser ya sea beneficiosos o bien, perjudiciales para la producción, dependiendo de las condiciones del yacimiento, la estructura del pozo y el diseño de completamiento. Cambios en la densidad, viscosidad y velocidad del fluido ocurrirán con el tiempo y los ICDs deberán ser diseñados para adaptarse a estas condiciones sin crear un influjo desbalanceado ni un efecto negativo sobre la producción<sup>11</sup>. Teniendo en cuenta que las condiciones del yacimiento cambiarán durante la vida de un pozo, el impacto de un ICD es una función del tiempo.

Frente a las problemáticas de los completamientos convencionales presentadas en el capítulo anterior, los ICDs actúan mostrando el siguiente desempeño:

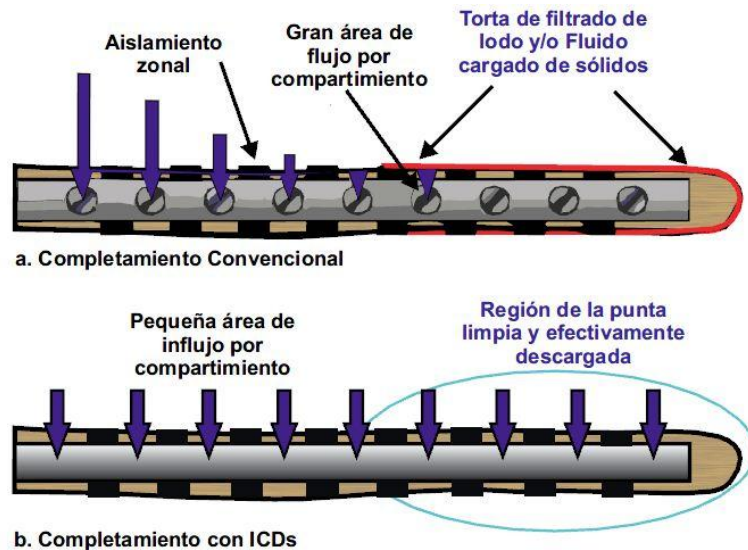
**2.2.1 Limpieza del pozo.** Para un pozo horizontal completado con ICDs, la tasa de flujo por compartimiento es restringida, ver **Figura 6b**. A tasas de flujo más altas, se crea una presión diferencial más alta que es transmitida a lo largo del completamiento, pasando por cada uno de los compartimientos hasta llegar finalmente a la punta. Esta presión diferencial creada despega la torta de filtrado de la cara de la formación y adicionalmente limpia el daño en las cercanías del pozo, resultando en una disminución del daño, un índice de productividad más alto y un mejoramiento en la eficiencia de barrido.

---

<sup>11</sup> FERNANDES, Preston LI, Zhuoyi y ZHU, Ding. 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.

**2.2.2 Conificación y Encrestamiento.** En formaciones heterogéneas, la distribución variable de permeabilidad a lo largo del pozo contribuye con un influjo de fluidos desbalanceado. La tecnología ICD reduce las variaciones de permeabilidad mediante la igualación de la caída de presión a lo largo del intervalo, mejorando la eficiencia de barrido y prolongando la vida productiva de los pozos debido al retardo de la conificación de agua o gas, como puede observarse en la **Figura 7**.

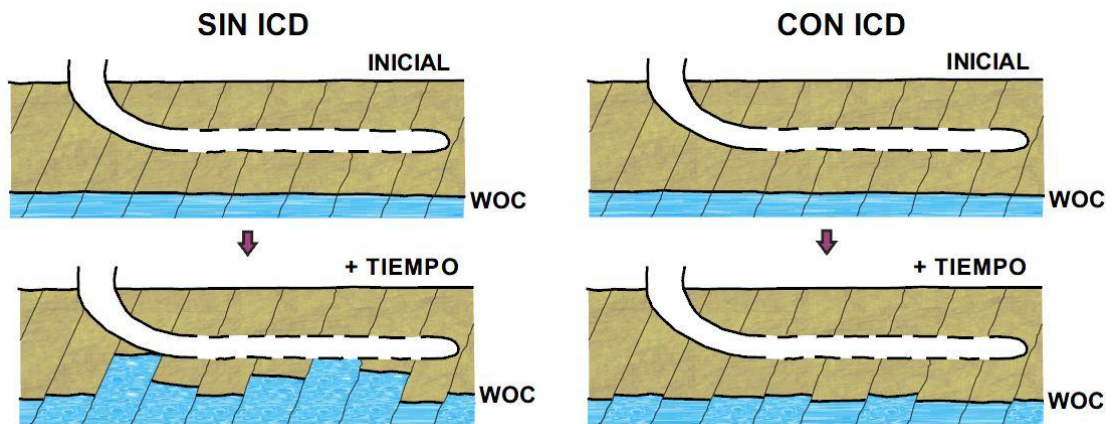
**Figura 6.** Mejoramiento de la limpieza del pozo con ICDs



**Fuente:** Modificado de A.H. Sunbul. Op. Cit. p. 2.

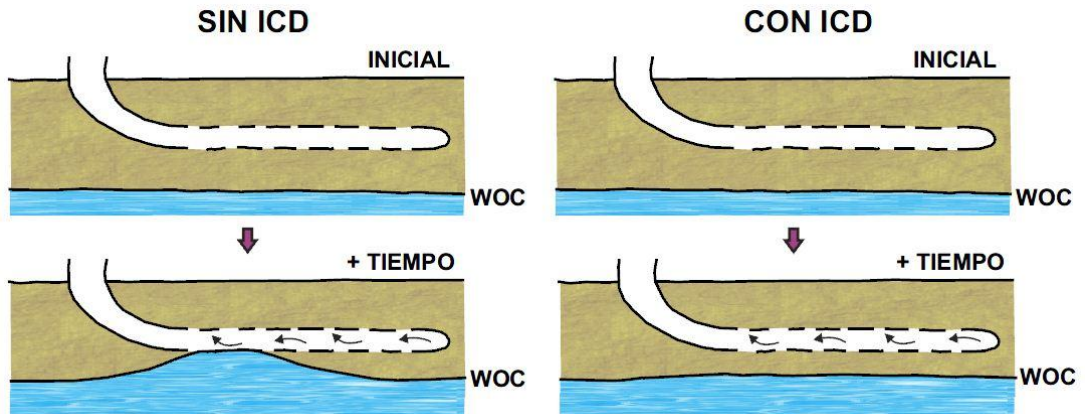
**2.2.3 Efecto Talón Punta.** Los ICDs igualan la caída de presión producida a lo largo de todo el pozo, estimulando el flujo uniforme de petróleo y gas a través de la formación, ver **Figura 8**, de modo que la llegada de agua y gas son retardadas y tienen lugar en forma simultánea.

**Figura 7.** Los ICDs reducen las variaciones de permeabilidad en yacimientos heterogéneos



**Fuente.** Modificado de JOKELA. Op. Cit. p. 13.

**Figura 8.** La tecnología ICD elimina el efecto talón punta en yacimientos homogéneos



**Fuente.** Modificado de Ibíd., p. 13.

### 2.3 TIPOS DE ICD

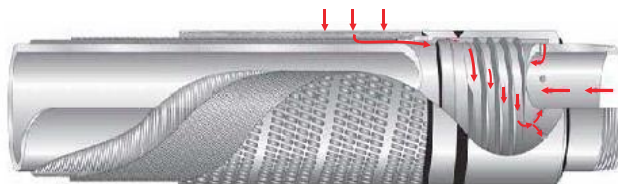
Hoy en día la industria ofrece diferentes tipos de ICDs, que emplean ya sea

fricción o restricción como mecanismo para crear la caída de presión. Los dos ICDs más comúnmente usados son los tipo canal y los tipo boquilla/orificio.

**2.3.1 ICD Tipo Canal.** Este tipo de ICD es uno de los primeros tipos que usa una superficie de fricción para generar una caída de presión, empleando un número de canales con diámetros y longitudes preestablecidos para imponer una presión diferencial específica a una tasa de flujo determinada.

Los fluidos fluyen desde la formación a través de un espacio anular limitado entre múltiples capas de filtros montados en una chaqueta interior. Después de entrar en la malla, los fluidos fluyen a lo largo de la base sólida de la tubería de filtros hacia la cámara ICD como lo muestra la **Figura 9**, donde el número elegido de canales impone el choque deseado.

**Figura 9.** ICD Tipo Canal



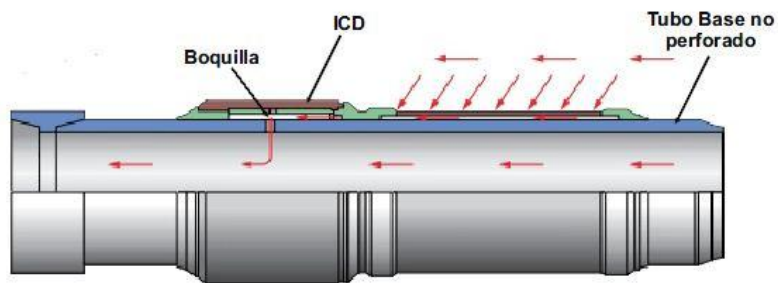
**Fuente.** Ibíd., p. 19.

El ICD tipo canal causa una caída de presión que ocurre sobre un intervalo más largo que las boquillas y los ICDs tipo orificio, una ventaja que reducirá la posibilidad de erosión. Una desventaja es que el dispositivo depende de la fricción para crear una presión diferencial, y esto implica que la caída de presión actual creada será más susceptible a los efectos de la emulsión.

**2.3.2 ICD Tipo Boquilla.** Estos ICDs emplean una restricción al flujo para generar la caída de presión deseada. El fluido proveniente del yacimiento es recolectado en una cámara, donde es forzado a pasar a través de un conjunto pre-configurado de boquillas de diámetro pequeño dentro de la tubería para crear una resistencia al flujo, ver **Figura 10**. El número y diámetro de las boquillas es elegido a fin de producir la caída de presión deseada a través del dispositivo a una tasa de flujo específica.

La caída de presión a través de este ICD ocurre instantáneamente, lo cual significa que éste es altamente dependiente de la densidad del fluido y de la velocidad, pero no de la viscosidad. Esto sería ideal para pozos que requieren una baja sensibilidad a la viscosidad. Otra ventaja de este tipo de ICD es que su diseño simple permite cambiar la configuración con bastante facilidad, como deberían sugerirlo los datos en tiempo real. Por el contrario, al ser dependiente de la velocidad del fluido, hace que el ICD sea altamente propenso a la erosión por las partículas de arena y menos resistente al taponamiento.

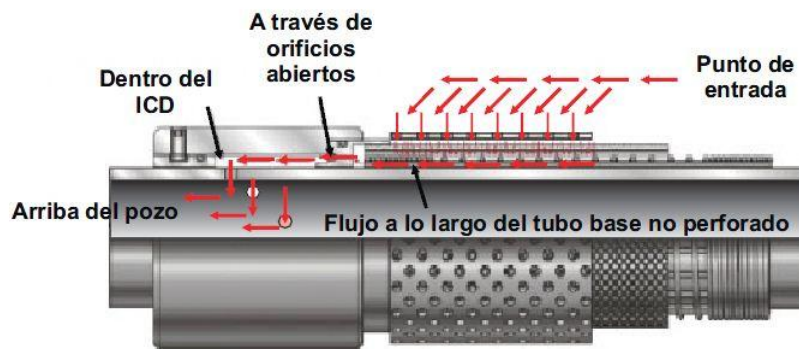
**Figura 10.** ICD Tipo Boquilla



**Fuente:** Modificado de *Ibid.*, p. 17.

**2.3.3 ICD Tipo Orificio.** Este tipo de ICDs son similares a los anteriores, pero difieren en que en lugar de boquillas, constan de un número de orificios de diámetro conocido y características de flujo conocidas. Además, los orificios forman parte de una chaqueta instalada alrededor de un tubo base dentro de la cámara del ICD, ver **Figura 11**.

**Figura 11.** ICD Tipo Orificio



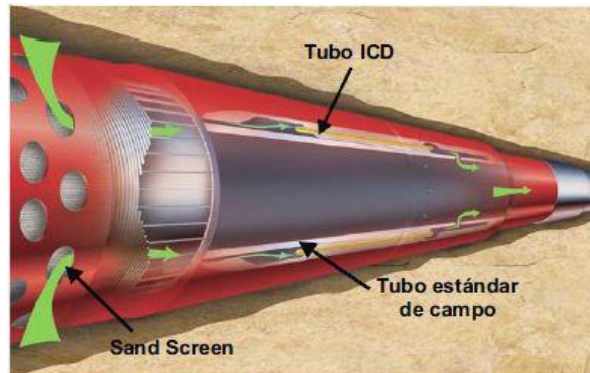
**Fuente:** Modificado de LI, Op. Cit. p. 377

**2.3.4 ICD Tipo Tubo.** Consiste en una cámara anular montada sobre un tubular estándar de campo, como se ilustra en la **Figura 12**. Cuando se combina con un *screen*, el fluido del yacimiento es producido desde la formación a través del filtro de arena y dentro de la cámara de flujo. La caída de presión requerida es creada por un conjunto de tubos, que luego de fluir a través de ellos, el fluido avanza dentro del tubo a través de un conjunto de puertos. La longitud y el diámetro interno del tubo son diseñados para producir la caída de presión requerida para una óptima eficiencia del completamiento.

**2.3.5 Dispositivos de Control de Influjo Autónomos (AICD).** Cuando el gas fluye dentro de una región particular del pozo, la densidad del fluido producido

disminuye, lo que activa la válvula del AICD de tal manera que esta se cierra o restringe el flujo de la zona. Esta válvula sensible a la densidad, ha sido diseñada para ser añadida al ICD. El sistema permite que cada junta de filtros trabaje independientemente y acoplada con empaques a hueco abierto, el AICD provee un sistema autónomo que controla el influjo de gas. El diseño de la válvula es totalmente mecánico y no requiere una fuente de energía eléctrica o hidráulica. El AICD también se puede configurar para cerrarse con agua, reduciendo así el riesgo de la conificación de agua.

**Figura 12.** ICD Tipo Tubo



**Fuente.** *Ibíd.*, p. 20.

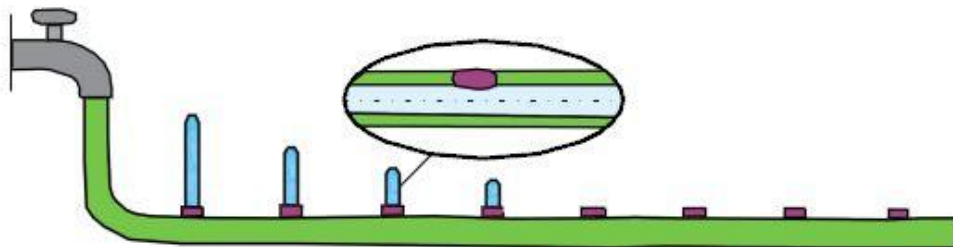
**2.3.6 Otros tipos de ICD.** Hay muchos otros diseños tipo canal, tipo boquilla o combinación de canales y boquillas. El diseño mecánico de diferentes tipos de ICDs puede variar, pero el principio operacional de los dispositivos es el mismo, usar una caída de presión friccional adicional para redistribuir el flujo a lo largo del pozo horizontal.

Todos estos diseños pueden ser montados sobre un completamiento con Stand Alone Screen (SAS) para aplicaciones en formaciones no consolidadas, o pueden ser combinados con filtros de residuos para uso en formaciones consolidadas.

## 2.4 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

El principal beneficio de la tecnología ICD es su habilidad para balancear los perfiles de influjo a lo largo del pozo horizontal. Para ilustrar esto en términos simples, es práctico tomar una manguera de jardín con un tapón al final, la cual representaría un pozo horizontal inyector de agua, ver **Figura 13**. Sobre ella, se perforan agujeros del mismo diámetro a intervalos regulares a lo largo de su longitud. Cuando se activa el flujo de agua, la mayor parte de ésta es inyectada a través de la primera serie de agujeros y muy poca o incluso nada de agua sale de los agujeros localizados cerca del extremo de la manguera. No hay la suficiente energía/presión a la izquierda para empujar el agua más lejos hacia la punta de la manguera. En este caso, la mayor parte del agua inyectada se iría hacia las zonas cercanas al talón, mientras que las zonas cercanas a la punta, no recibirían ningún soporte de presión. Esto produciría una irrupción temprana de agua en las zonas que están recibiendo demasiada agua y un barrido ineficaz en zonas que reciben muy poca agua o incluso que no reciben.

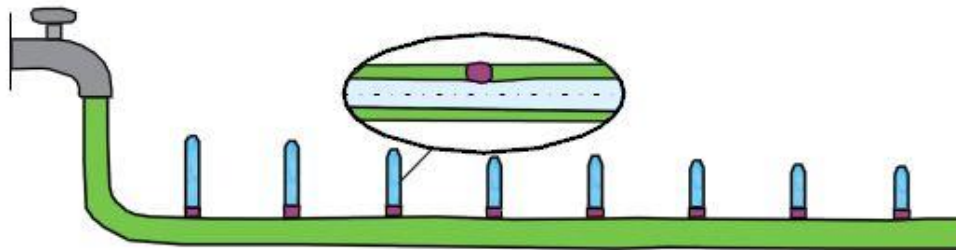
**Figura 13.** Principio de la tecnología ICD representado en una manguera de jardín con agujeros grandes



**Fuente.** Modificado de JOKELA. Op. Cit. p. 23.

Si se cambian los agujeros grandes por unos muy pequeños, la misma energía/presión puede distribuir el agua uniformemente a lo largo de toda la longitud de la manguera, como se muestra en la **Figura 14**. El mismo principio ha sido utilizado por muchos años para riego en agricultura, especialmente en regiones donde el agua no es abundante.

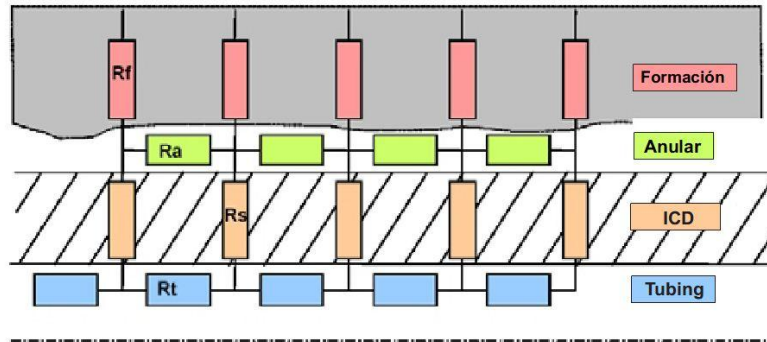
**Figura 14.** Principio de la tecnología ICD representado en una manguera de jardín con diminutos agujeros



**Fuente:** Modificado de JOKELA. Op. Cit., p 23.

**2.4.1 Pérdidas de presión.** La presión del yacimiento decrece en la medida en que se producen los fluidos del yacimiento, por lo cual se prefiere producir tanto aceite como sea posible a costa de una mínima pérdida de presión. El fluido atraviesa una serie de obstáculos para su producción, que se traducen en pérdidas de presión desde la formación y a través de la tubería de producción, como se ilustra en la **Figura 15**.

**Figura 15.-**Pérdidas de presión ilustradas como una red de resistencias



**Fuente:** Modificado de JOKELA. Op. Cit. p. 24.

Los fluidos del yacimiento están sometidos a una presión de sobrecarga y a una presión hidrostática. Para poder controlar el flujo de fluidos desde la formación, tiene que haber una diferencia de presión entre el fluido en el pozo y el fluido en la formación, es decir, la presión de pozo fluyendo ( $P_s$ ) y la presión estática del yacimiento ( $P_{wf}$ ), teniendo que ser esta última la de mayor valor.

$$\Delta P_r = P_s - P_{wf} \quad \text{Eq. (1)}$$

La caída de presión en el yacimiento ( $\Delta P_r$ ) depende de los siguientes factores:

**Tasa de flujo.** Tasas de flujo más grandes conllevan a mayores caídas de presión.

**Permeabilidad.** Una permeabilidad reducida se traduce en una caída de presión más grande.

**Viscosidad.** Un fluido de yacimiento con una alta viscosidad implica caídas de presión más grandes que las relacionadas con un fluido de viscosidad menor.

**Daño a la Formación.** Resulta en una reducción de la permeabilidad y consecuente caída de presión mayor.

**Opciones de completamiento.** La caída de presión depende de la opción de completamiento:

**Diámetro del pozo.** A mayor diámetro de pozo, se tendrá una reducción en la caída de presión debido a que el fluido entrará al pozo en una etapa temprana y se obtendrá un área de flujo más grande o un incremento en la región de flujo radial.

**Variaciones en las perforaciones.** La altura del intervalo perforado y la profundidad de la penetración.

**Equipo para control de arena.** Empaquetamiento con grava, mallas o *screens* o una combinación de éstas.

**ICDs.** Regulan la caída de presión mediante el uso de diferentes tamaños de boquilla.

**2.4.2 Pérdidas de presión en la formación.** La Ley de Darcy es la que mejor describe las pérdidas de presión en la formación para un flujo lineal y horizontal de un fluido incompresible:

$$\Delta P_F = \frac{\mu L}{k} \left( \frac{q}{A} \right) \Leftrightarrow v = \frac{k}{\mu L} \Delta P_F \quad \text{Eq. (2)}$$

Donde:

$\Delta P_F$  : Caída de presión a través de la formación, psia.

$\mu$ : Viscosidad, cp.

L: Longitud, cm.

K: Permeabilidad, darcys.

q: Tasa de flujo, ml/s.

A: Área perpendicular de flujo a través de las boquillas, cm<sup>2</sup>.

**2.4.3 Pérdidas de presión a través de los ICDs tipo boquilla.** La caída de presión a través de las boquillas es un resultado de la energía estática en el fluido que es convertida en energía cinética y absorbida por el fluido corriente abajo de la boquilla, como lo describe la ecuación de Bernoulli, ver **Figura 16**.

$$\Delta P_N = C_u \frac{\rho}{2} \frac{v^2}{C_v^2}, \quad v = \frac{q}{A} \quad \text{Eq. (3)}$$

Donde:

$\Delta P_N$ : Presión a través de las boquillas del ICD

$C_u$ : Constante de conversión de unidades

$C_v$ : Coeficiente de flujo adimensional

$\rho$ : Densidad del fluido

v: Velocidad

**Figura 16.** Diagrama básico de la interacción entre el yacimiento y el pozo



**Fuente:** VILORIA, Lumay. PORTURAS, Francisco. ICD Completions Experience in Latin America. ACIPET. 2011.

Para llevar a cabo la evaluación del efecto del completamiento inteligente con ICDs en este caso de estudio, se seleccionaron los ICDs tipo boquilla. Dicha selección es sustentada en primera instancia, según lo publicado por Ellis, *et al.*,<sup>12</sup> quienes afirman que los dispositivos ICD con boquillas son componentes auto-regulados de las terminaciones. Es decir, dada la incertidumbre de las variaciones de permeabilidad producidas a lo largo de la sección horizontal del pozo, cada unión del dispositivo ICD se comportará en forma independiente de la heterogeneidad local y del tipo de fluido, las cuales pueden cambiar con el tiempo. Lo primero puede suceder debido a la compactación o a la subsidencia que tiene lugar alrededor del pozo y lo segundo, como resultado del influjo inevitable de agua o gas.

Dado que los fluidos más móviles que el petróleo, como el agua y el gas, fluyen hacia el interior del pozo a velocidades más altas que la del petróleo, la contrapresión en el punto de ingreso se incrementa. Esto retarda el flujo de fluidos de la formación a través de los intervalos o secciones de alta permeabilidad, impidiendo que el agua o el gas lleguen al pozo por delante de las reservas acumuladas en las secciones menos permeables de la formación.

En segunda instancia según las recomendaciones hechas por Minulina, *et al.*<sup>13</sup> respecto a la selección de la estrategia de completamiento, ésta no debe ser sensible a la viscosidad de los fluidos producidos.

---

<sup>12</sup> ELLIS, Tor, *et al.* Dispositivos de control de influjo: Perfeccionamiento de los estándares. En: Oilfield Review. Winter 2009/2010. vol. 21, no. 4, p. 30-38.

<sup>13</sup> MINULINA, Polina, *et al.* 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.

**2.4.4 Productividad de un pozo horizontal.** El índice de productividad (IP) muestra la relación entre la tasa de producción y la pérdida de presión entre el yacimiento y el pozo. Éste, es una medida del potencial de producción de fluidos de los pozos.

Para el aceite se tiene:

$$IP = \frac{q_o + q_w}{p_s - p_{wf}} \quad \text{Eq. (4)}$$

Donde:

PI: índice de productividad (Bbl/d/psi)

$q_o$ = Tasa de producción de aceite (Bbl/d)

$q_w$ = Tasa de producción de agua (Bbl/d)

$p_s$ = Presión estática del yacimiento (psi)

$p_{wf}$ = Presión de flujo en el pozo (psi)

## 2.5 FACTIBILIDAD OPERACIONAL Y MODELADO

**2.5.1 Evaluación de la Factibilidad Operacional.** Para asegurar que el completamiento con ICDs realmente mejora la producción, la primera pregunta a responder es si los ICDs deberían ser utilizados o no. Para que un ICD trabaje apropiadamente, se deben cumplir dos condiciones. La primera, es que la caída de presión en el *wellbore* necesariamente debe ser mayor al *drawdown* del yacimiento, y la segunda, es que los ICDs puedan crear presiones similares a escala significativa donde cierta tasa de flujo es requerida.

Hill y Zhu<sup>14</sup> demostraron que la relación entre el *drawdown* del yacimiento y la caída de presión en el *wellbore* (K), puede ser usada para evaluar si el flujo en el pozo es una restricción para la producción. Para pozos horizontales, la caída de presión en el *wellbore* está dominada por la caída de presión friccional, por lo que la relación

$$K = \frac{\Delta p_f}{\Delta p_r} \quad \text{Eq. (4)}$$

donde f significa fricción y r yacimiento, indica si la caída de presión en el *wellbore* es un problema para la producción. (Para más detalle Ver Anexo A).

En general, si 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, adicionar ICDs al completamiento será innecesario.

**2.5.2 Modelado.** La simulación de yacimientos convencional, descuida la distribución de presión en el *wellbore* y asume 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.

---

<sup>14</sup> ZHU, D. HILL, A. 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. Citado por FERNANDES *et al.*, Op. cit, p. 5.

Modelos de fricción y de pozo multisegmentado son extensiones especiales de varios simuladores comerciales disponibles en el mercado. Estos modelos permiten simular efectos de fricción, pozos multilaterales y dispositivos en fondo, brindando una descripción detallada del flujo de fluidos en el pozo. El modelo de pozo es resuelto simultáneamente con el de yacimiento, convirtiéndose en una herramienta para la planeación y el diseño de pozos horizontales y multilaterales. En el modelado de ICDs, el pozo es representado por un número de segmentos arreglados en secuencia (modelo de segmentación) constituidos por un nodo y su respectivo camino de flujo.

Tal como lo establece Minulina, *et al.*,<sup>15</sup> una aproximación del procedimiento a seguir, es:

- a.** Usando el último modelo de simulación con el cual se realiza la predicción del perfil de producción y saturación de agua a través de la vida del campo, extraer un perfil de permeabilidad a lo largo de la longitud lateral del pozo desde la grilla de simulación.
- b.** Empleando un software como NETool<sup>TM</sup>, diseñar la configuración de ICDs que retarden 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”.
- c.** Durante las operaciones de perforación se debe validar el modelo inicial usando registro en tiempo real.

---

<sup>15</sup> MINULINA, *et al.*, Op cit. p. 4

- d. 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.
- e. Realizar la nueva corrida de simulación usando la opción *Multisegment Well* y modelado detallado de pozo, confirmando el diseño final.
- f. Entregar el diseño final al personal encargado.

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 numérica.

### **3 SIMULACIÓN Y HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS**

La simulación de yacimientos combina ciencias como la física y la matemática, ingeniería de yacimientos y programación para desarrollar una herramienta que permita reproducir el comportamiento de yacimientos de hidrocarburos, teniendo como propósito predecir su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación. En este capítulo se describen de manera general cada uno de los simuladores y herramientas de análisis empleados en el desarrollo de este estudio.

#### **3.1 ECLIPSE™**

Eclipse™ es un simulador de yacimientos originalmente desarrollado por ECL (Exploration Consultants Limited) bajo el liderazgo de Ian Cheshire, pero actualmente es desarrollado, comercializado y soportado por SIS (GeoQuest), una división de Schlumberger. Este software cubre un amplio espectro dentro de la simulación de yacimientos, especializándose en aceite negro, aceite composicional y simulación térmica de volúmenes finitos.

La suite de simulación de Eclipse™ consta de tres simuladores separados: Eclipse™ 100 especializado en el modelado de aceite negro; Eclipse™ 300 especializado en modelado composicional con opción de modelaje térmico y FrontSim, especializado en el estudio de líneas de flujo. Eclipse™ 100 es un simulador totalmente implícito, trifásico, tridimensional, con fines generales, que incluyen controles de pozo versátiles, grupos y controles económicos, y funcionalidades de perforación y secuencia de tareas automáticas.

Para realizar el proceso de simulación, Eclipse™ 100 requiere de un archivo de datos de entrada, el cual debe contar con un mínimo de seis secciones, cada una de las cuales es introducida a través de un *keyword* principal que describe los contenidos de cada sección, las cuales se especifican a continuación:

**3.1.1 Runspec.** En esta sección se especifica el título de la simulación, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento a simular, los fluidos presentes en el modelo y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características específicas de la simulación.

**3.1.2 Grid.** Aquí se introducen las características estructurales que conforman el modelo estático; mapas estructurales, isópacos, topes, información sísmica, porosidad, permeabilidad, NTG, entre otras.

**3.1.3 Props.** Esta sección está constituida por los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas, densidades de los fluidos y propiedades de la roca.

**3.1.4 Solution.** En esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento; *datum*, presión al *datum*, contactos agua-petróleo y gas-petróleo, entre otras.

**3.1.5 Summary.** Es donde se especifican las variables de salida que serán utilizadas en la interpretación de los resultados de la simulación. Tales parámetros seleccionados podrán ser visualizados de forma gráfica.

**3.1.6 Schedule.** En esta sección son asignados los datos de pozos, las operaciones a ser simuladas y los tiempos a los cuales se requieren los reportes de simulación.

## **3.2 PREPROCESADOR SCHEDULE Y MODELO MULTISEGMENT WELLS**

**3.2.1 Preprocesador SCHEDULE.** Es un programa interactivo de Eclipse™ que permite preparar, validar e integrar datos de producción y completamiento de pozos para ser utilizados en los simuladores de yacimientos. Este software permite traducir información real a un formato fácilmente leído por Eclipse™ y otros simuladores. Adicionalmente puede manejar todas las categorías principales de datos de producción necesarios para la simulación. Estas categorías normalmente incluyen registros de desviación, historial de volúmenes de inyección/producción del pozo y datos de completamiento.

SCHEDULE también posee facilidades para crear controles de corridas de predicción en Eclipse™. Estos controles pueden ser agrupados por pozos, grupos y el campo. Los pozos pueden ser creados definiendo la localización  $(i, j, k)$  o mediante digitalización en el *3D Viewer*. Otra de sus aplicaciones es la preparación de los datos de entrada para emplear el modelo *Multisegment Wells* en Eclipse™. Este preprocesador puede leer los datos que describen las características de las tuberías, choques, empaques y válvulas de control de flujo y

así, conjuntamente con los datos de perforación, generar los parámetros que describen el modelo de pozo multisegmento.

**3.2.2 Modelo *Multisegment Wells* (MSW).** La opción *Multisegment Wells* provee una descripción detallada del flujo de fluidos en el *wellbore*. Esta facilidad es especialmente creada para el diseño de pozos horizontales y multilaterales, y para modelar pozos “inteligentes” conteniendo varios tipos de dispositivos de control de influjo; igualmente es posible hacer uso de este modelo para realizar análisis más detallados del flujo de fluidos en pozos desviados y verticales. Además, dispone del modelo de separador en fondo de pozo.

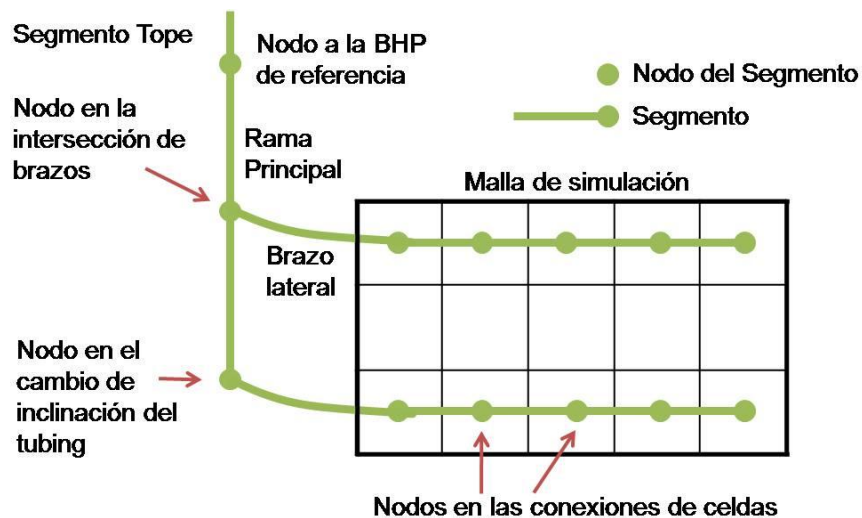
La descripción detallada de las condiciones del fluido fluyendo dentro del pozo es obtenida por la división del pozo en un número determinado de segmentos. Cada segmento tiene su propio conjunto de cuatro variables independientes para describir la presión, la tasa total de flujo y las fracciones de flujo de agua y gas. Las pérdidas de presión son calculadas a partir de los gradientes locales de fricción, aceleración e hidrostática. Dicho diferencial de presión se puede calcular a partir de un modelo de flujo homogéneo donde se asume que todas las fases fluyen a la misma velocidad, o puede derivarse de las tablas VFP\* pre-calculadas, las cuales pueden ofrecer mayor aproximación y proveen la capacidad de modelar choques y dispositivos de control de influjo. Alternativamente, la caída de presión puede calcularse a partir de un modelo de *Drift Flux*, el cual permite considerar el deslizamiento que existe entre las fases. La opción MSW también permite el modelado aproximado de complejos regímenes de flujo cruzado. Tal como un modelaje común de pozos, las ecuaciones generadas por este modelo son resueltas totalmente implícitas y simultáneamente con las ecuaciones de flujo en el yacimiento.

---

\* Vertical Flow Performance

Las variables dentro de cada segmento se evalúan a partir de la solución de las ecuaciones de balance de materia para cada fase y una ecuación de caída de presión que toma en cuenta los gradientes ya mencionados.

**Figura 17.** Configuración de un pozo multisegmento



**Fuente:** Modificada de SCHLUMBERGER, Eclipse Technical Description, 2009.

**3.2.3 Estructura de un pozo multisegmento.** Consta básicamente de una rama o pozo principal y uno o varios brazos laterales divididos en una serie de segmentos a lo largo de toda su trayectoria, ver **Figura 17**. Cada segmento se compone de un nodo y un camino de flujo hacia el nodo de su segmento padre. El nodo se ubica en el extremo más lejano del segmento, es decir, el extremo más lejano al cabezal del pozo. Cada nodo consta de una profundidad específica, una longitud, diámetro, rugosidad y volumen definidos. El volumen es utilizado para calcular efectos de almacenamiento en el pozo, mientras los otros parámetros son propiedades del camino de flujo y se utilizan en los cálculos de pérdida de presión por aceleración y fricción.

El segmento tope o segmento superior del pozo se debe localizar en la rama o pozo principal, cerca de la formación pero por encima de todos los intervalos completados que estén conectados con el *grid* del yacimiento y cualquier intersección con los brazos laterales. Normalmente esto no debería corresponder con la cabeza del *tubing*, ya que es más eficiente obtener las pérdidas de presión entre el *wellbore* a nivel de la formación y la cabeza del *tubing* de las tablas VFP, que incluir una serie de segmentos que se extiendan hasta superficie. Consecuentemente, el segmento tope se hace corresponder con la profundidad de referencia de fondo de pozo, y la presión de dicho segmento será la misma que la BHP del pozo.<sup>16</sup>

De esta forma, para el pozo principal sólo se considera un segmento, el cual va desde la profundidad de referencia de la presión de fondo fluyente del pozo (o segmento tope) hasta el punto de partida del primer brazo lateral (o KOP del pozo). El segmento tope se ubica a 20 ft por encima del KOP. Para los brazos laterales se consideran una serie de segmentos que van desde el KOP hasta la profundidad final del intervalo perforado<sup>17</sup>.

De esta manera, el flujo de fluidos entre el nodo de cada segmento y su conexión asociada es calculado por el simulador a partir de la ecuación:

$$q_{pj} = W_j \lambda_{pj} (p_j + H_{cj} - p_n - H_{nc}) \quad \text{Eq. (5)}$$

---

<sup>16</sup> HOLMES, J.A.; BARKVE, T. y LUND, Ø. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells. Presentado en la Conferencia Europea de Petróleo SPE celebrada en The Hague, The Netherlands, 1998. SPE 50646.

<sup>17</sup> ORDOÑEZ B. Any C. Modelo de Pozos en Simulación Numérica de Yacimientos. Trabajo Especial de Grado (Ingeniería de Petróleo). Caracas. Universidad Central de Venezuela. 2007. p. 63.

Donde,

$q_{pj}$  : Tasa volumétrica de flujo de la fase  $p$  en la conexión  $j$

$W_j$  : Índice del pozo en la conexión  $j$

$\lambda_{pj}$  : Movilidad de la fase  $p$  en la conexión  $j$

$p_j$  : Presión de la celda que contiene la conexión  $j$

$H_{cj}$  : Carga hidrostática entre la profundidad de la conexión y la profundidad del centro de la celda

$p_n$  : Presión en el nodo del segmento asociado  $n$

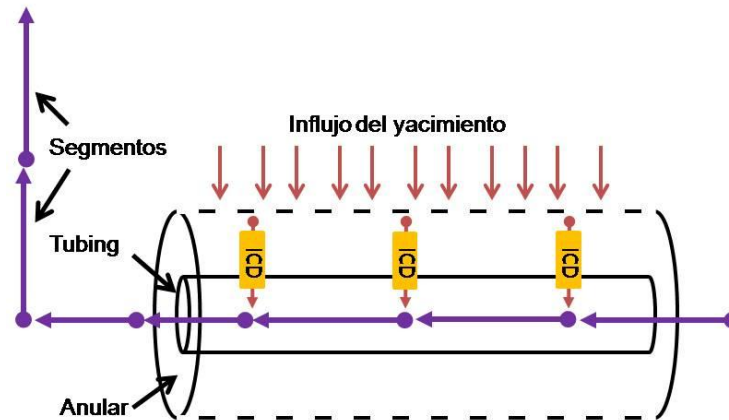
$H_{nc}$  : Carga hidrostática entre el nodo del segmento  $n$  y la profundidad de la conexión.

**3.2.3.1 Modelado de ICDs.** Al emplear el modelo *Multisegment Well*, pueden diseñarse segmentos para representar los ICDs como se muestra en la **Figura 18**, los cuales son típicamente cortos y perpendiculares a los segmentos del *tubing*. En una configuración típica, todos los completamientos del pozo son localizados en los segmentos ICD y por tanto, los segmentos del *tubing* no tienen conexiones con el yacimiento. Consecuentemente, todos los fluidos que fluyen dentro del *wellbore* deben pasar a través de un ICD.

El efecto del ICD sobre el flujo dentro del *tubing* es modelado por términos adicionales en la ecuación para la caída de presión a través del segmento ICD. La forma exacta de la ecuación de caída de presión varía para diferentes dispositivos, pero típicamente incluye tanto términos que dependen de las propiedades del fluido que fluye a través de éste, como términos dependientes de la geometría y

propiedades del dispositivo.<sup>18</sup>

**Figura 18.** Modelado de ICDs usando el modelo *Multisegment Well*



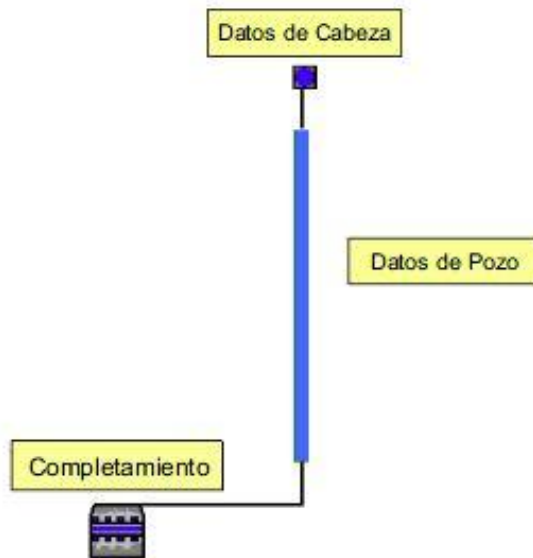
Fuente: lbíd. p. 2.

### 3.3 PIPESIM

PIPESIM es un software de simulación de flujo multifásico en estado estable, desarrollado para el diseño y análisis diagnóstico de sistemas de producción de gas y aceite. Las herramientas de PIPESIM permiten modelar flujo desde el yacimiento hasta cabeza de pozo, así como también analizar el comportamiento de las facilidades de superficie y líneas de flujo para generar un análisis comprensivo del sistema de producción. Un ejemplo de modelo de simulación es ilustrado en la **Figura 19**.

<sup>18</sup> YOUNGS, B; NEYLON, K. y HOLMES, J.A. Recent Advances in Modelling Well Inflow Control Devices in Reservoir Simulation. Presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo celebrada en Doha, Qatar, 2009. IPTC 13925.

**Figura 19.** Caso simulado en PIPESIM



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Pipesim 2009.

Con algoritmos avanzados de modelado para análisis nodal, análisis PVT, Gas Lift y modelado de erosión y corrosión, PIPESIM ayuda a optimizar las operaciones de producción e inyección.

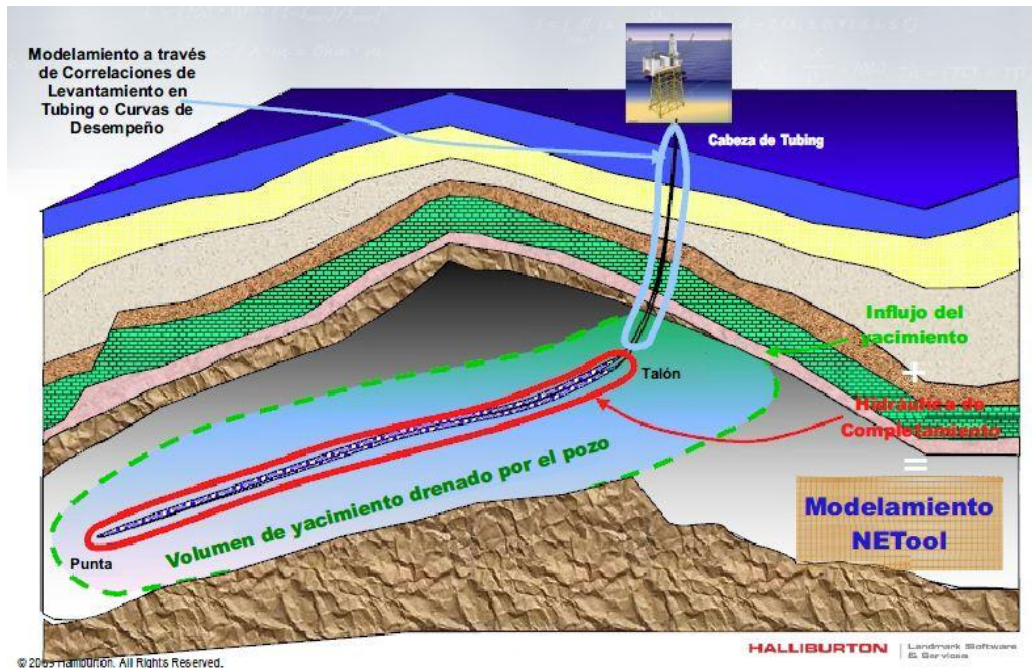
Dentro de las varias operaciones disponibles en este simulador, se encuentra *Reservoir Tables*, la cual permite la generación de tablas VFP, a menudo necesarias para simulación de yacimientos. Las curvas VFP suplen al simulador con los datos necesarios para definir las presiones de fondo fluyendo y la presión de cabeza, como una función de varios parámetros tales como tasa de flujo, GOR, corte de agua, presión en superficie y cantidad de levantamiento artificial.

La interfase del simulador permite escribir los datos en un archivo capaz de ser leído por varios simuladores de yacimientos, dentro de los cuales se encuentran: ECLIPSE, PORES, VIP, COMP4 y MoReS (Simulador de yacimientos de la casa de Shell).

### 3.4 NETool™

NETool™ es un software de análisis construido como un modelo numérico basado en la organización de la información del yacimiento, simulación, completamiento y fluido. Esta información es importada o definida por el usuario en la interfaz gráfica, evitándole a éste la interacción con la lógica y los algoritmos usados por el programa.

Figura 20. Modelado con NETool™



**Fuente:** NOVAES, Kellerman. HALLIBURTON. Netool Simulator. [Diapositivas]. Bucaramanga, 2012. 23 diapositivas.

NETool™ está basado en ecuaciones de pérdidas de presión en el yacimiento, el anular y el *tubing*, pudiendo simular diferentes tipos de completamiento en el pozo y así mismo, analizar los resultados. El modelado desde NETool™ examina el flujo

en el yacimiento y la hidráulica de completamiento, ver **Figura 20**, por tanto, un archivo de datos de entrada del completamiento superior tendrá que ser importado para obtener un modelo completo<sup>19</sup>.

Cuando el usuario realiza la asignación de información, NETool™ automáticamente e internamente crea un sistema discretizado de nodos con conexiones de flujo, los cuales pueden estar conectados de distintas maneras para simular el flujo a través del espacio anular, a través de cualquier equipo de completamiento como los ICDs o a través del *tubing*.

Dos ejemplos de redes de trabajo son mostrados en las **Figuras 21a y 21b**. La **Figura 21a** muestra una configuración de nodos general, donde la fila superior representa la capa de nodos del yacimiento, que también es llamada de nodos externos. Las siguientes cuatro filas de nodos representan el anular dentro del pozo, y la fila inferior representa la producción al interior del *tubing*. El número de capas anulares depende del tipo de completamiento.

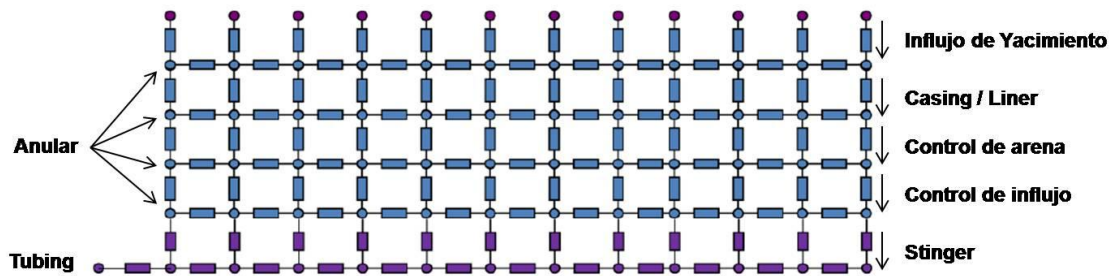
NETool™ define una red de nodos y las correlaciones de caída de presión a ser usadas para cada conexión de flujo individual, según las especificaciones suplidas por el usuario.

La **Figura 21b** muestra un sistema de nodos usados para completamientos de válvulas de control de influjo, los cuales típicamente constan de ICDs, empaques y *blank pipes*. Esta red de nodos es el resultado de un completamiento donde el flujo fluye desde la formación y es controlado por un solo punto de ingreso al *tubing*, y donde el flujo del anular es separado desde otro punto de ingreso por empaques.

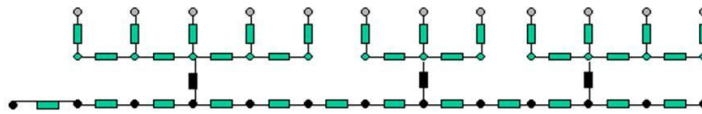
---

<sup>19</sup> JOKELA, Op. Cit. p. 31.

**Figura 21.** Redes de Nodos NETool™



**a. Configuración de nodos general**



**b. Configuración de nodos**

**Fuente:** HALLIBURTON. NETool User Guide 5000.0.1.1. 2012

Para establecer el completamiento en fondo, se requiere información de la trayectoria de los pozos, parámetros del yacimiento como la presión, permeabilidad y daño, el cual se puede declarar manualmente o calcular a partir de los datos del yacimiento, y también, se requiere de las propiedades de los fluidos como permeabilidades relativas y PVT.

Una limitación de NETool™ es que éste sólo crea una imagen congelada de la producción en el pozo, y no la producción durante un periodo de tiempo; por lo cual se recomienda un acople entre esta herramienta y un simulador dinámico de yacimientos, para de esta manera reducir los riesgos asociados con el diseño de ICDs y más bien, optimizar los diseños de sistemas a través de predicciones más aproximadas de la producción de agua e hidrocarburos.

#### 4 MODELO CONCEPTUAL Y SENSIBILIDAD A PARÁMETROS

Tal y como AL MARZOOQI *et al.*<sup>20</sup> concluyen en su estudio, la planeación y el diseño apropiado de un completamiento con ICDs requiere del conocimiento de la geología y del yacimiento, permeabilidad, porosidad y presión, así como también, de la distribución de saturaciones de agua y aceite, del modelado exacto del flujo de fluidos cerca al *wellbore* 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, para garantizar un diseño óptimo de los ICDs, conocer el índice de productividad del pozo y la caída de presión, es la clave.

De esta forma, 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, de ahí que los ICDs no constituyen una solución universal a los problemas de producción.

Por todo lo anterior, una vez construido y verificado el modelo de simulación del yacimiento, los parámetros de influencia sobre la respuesta de producción de un pozo horizontal con completamiento inteligente con ICDs que pueden ser modificados durante el diseño, estarán relacionados directamente con la estructura del dispositivo.\*

---

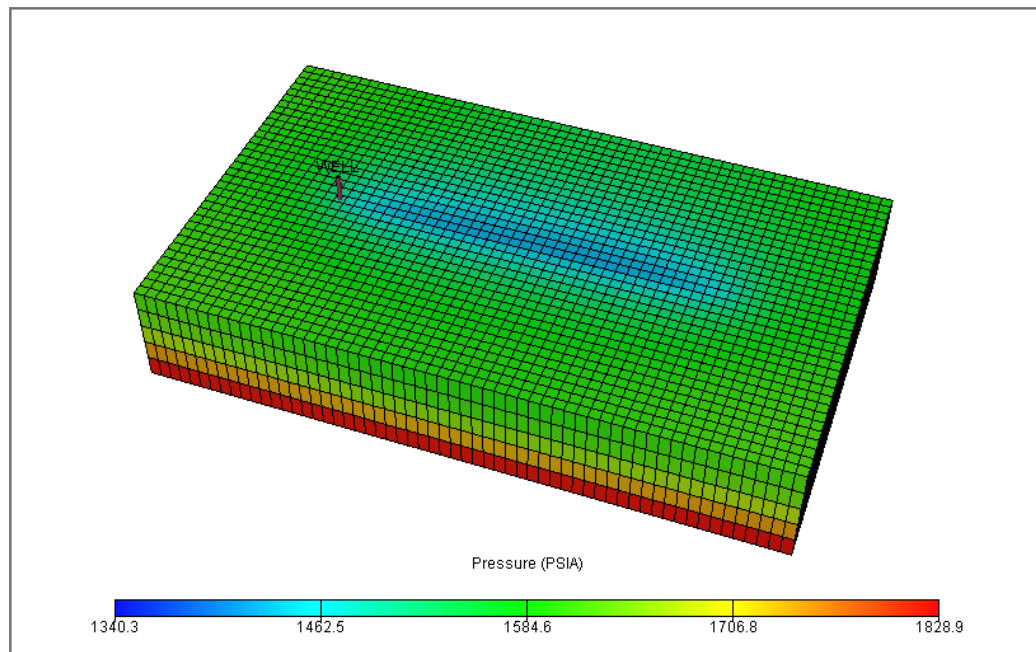
<sup>20</sup> AL MARZOOQI, *et al.* Op. Cit. p. 12.

\* ZHU, Ding. Facultad W.D. Von Gonten Fellow en Ingeniería del Petróleo. Universidad de Texas A&M. Observación inédita, 2012.

## 4.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO

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 el anexo A. Como se muestra en la **Figura 22**, 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.

**Figura 22.** Grilla de simulación generada en Eclipse™



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del Visualizador FloViz (Post-procesador)

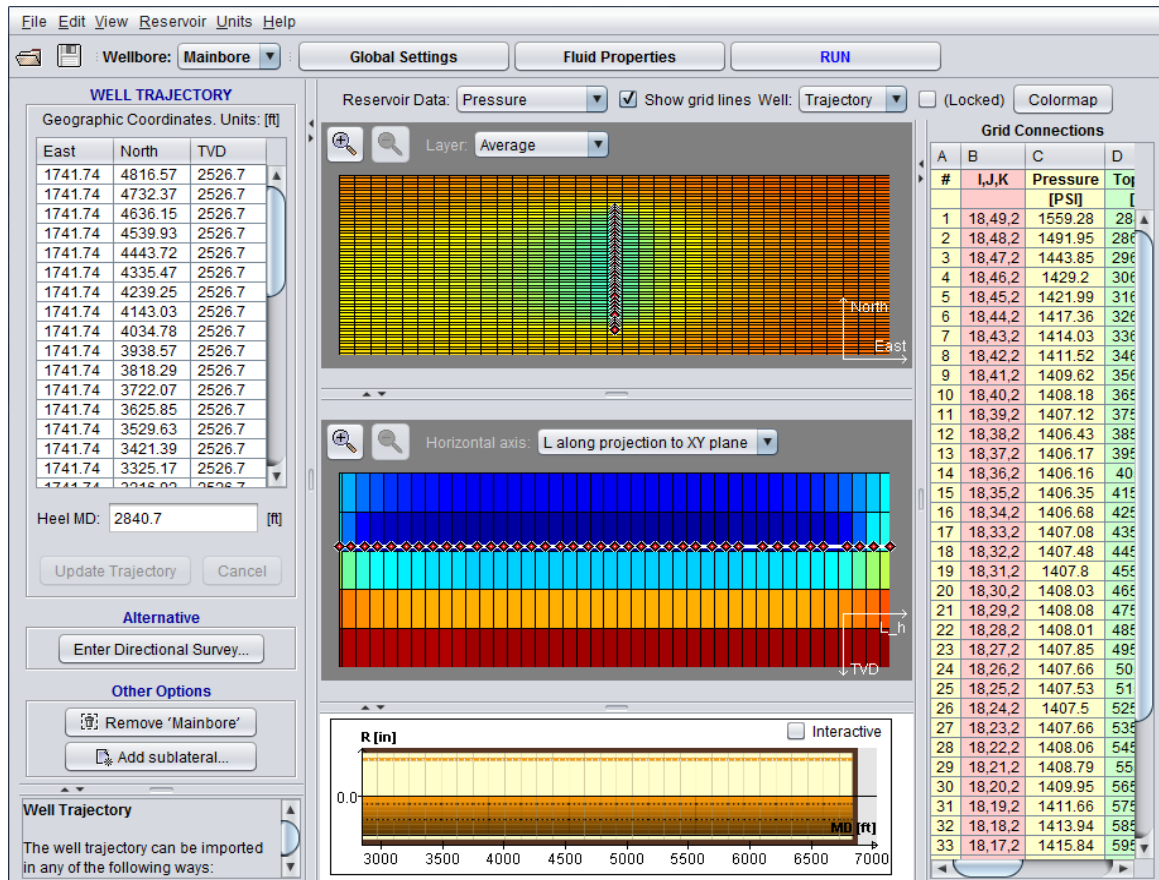
Como ya fue mencionado en el capítulo 2, es importante evaluar el factor K para determinar si los ICDs tendrán un funcionamiento adecuado según las condiciones del yacimiento y del pozo, de tal manera que se afecte positivamente el rendimiento de éste último. Los cálculos realizados arrojan un resultado igual a 0.26, lo que representa una oportunidad para mejorar la producción del pozo en estudio.

## 4.2 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

El modelado del yacimiento y la simulación son usados para identificar áreas en las que se predice un alto influjo de gas y agua dentro del *wellbore*, contribuyendo de esta forma a configurar óptimamente el completamiento con ICDs, maximizando el recobro de aceite y/o reduciendo la producción de agua y gas. Además de esto, se consigue evaluar el mejoramiento global del rendimiento del pozo como resultado del uso de la tecnología de ICDs, al ser comparado con el uso de completamientos convencionales de pozos horizontales productores.

La simulación parte del modelo de yacimiento creado en Eclipse™, a partir del cual se generan los archivos con extensiones *.init*, *.egrid* y *.unrst*, además de exportar el registro de desviación del pozo, los cuales son migrados al simulador NETool™ para crear allí el modelo de simulación. Una vista del yacimiento y de la trayectoria del pozo una vez importados tales archivos, se muestra en la **Figura 23**. La sección superior representa una proyección horizontal del pozo junto con la distribución de presión del sector, mientras en la sección del centro se visualiza una proyección del perfil vertical junto con la trayectoria del pozo que está en conexión con el yacimiento y, la sección inferior, muestra un esquema del completamiento del pozo.

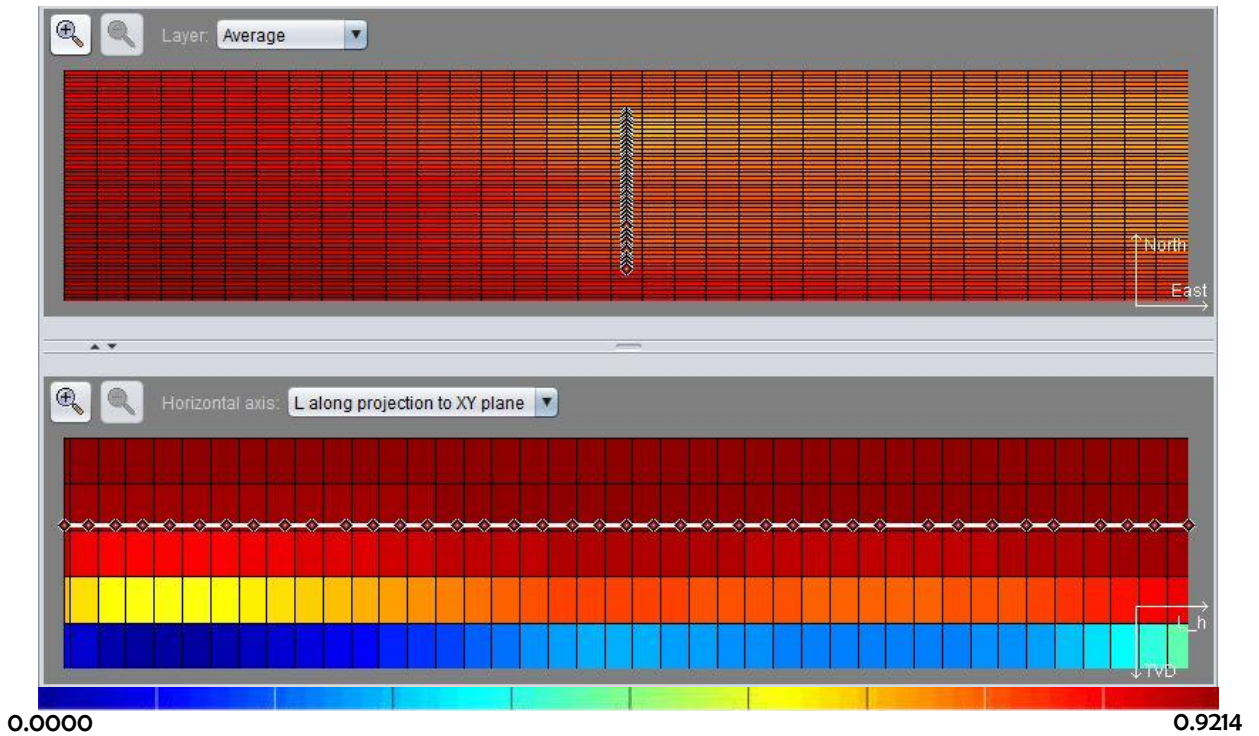
**Figura 23.** Yacimiento y trayectoria del pozo en NETool™



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

En la **Figura 24** se visualiza la saturación de aceite a un tiempo de simulación de 3 meses, 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 de esta manera que hacia la sección del talón se presenta la mayor producción de fluidos, conllevando a un incremento en la saturación de agua que se traduce en irrupción de agua.

**Figura 24.** Saturación de aceite a lo largo de la trayectoria del pozo



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

Uno de los casos de simulación a ser comparados consiste en un completamiento convencional con *Liner* ranurado, cuyo comportamiento de flujo a dos fechas es contrastado en Eclipse™ y NETool™ como se muestra en la **Tabla 1**, con el objetivo de verificar la correspondencia de resultados entre los dos simuladores.

**Tabla 1.** Comparación de resultados del caso con completamiento convencional

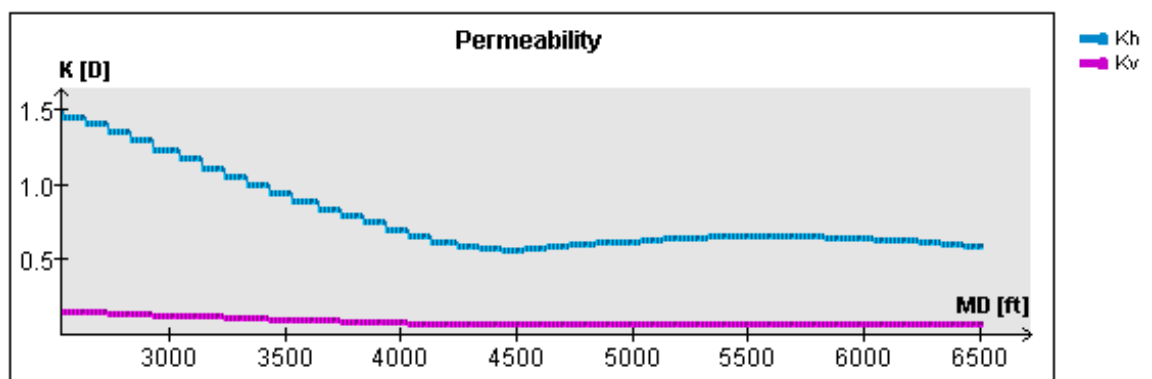
Fecha	Eclipse™			NETool™		
	Q <sub>o</sub> [STB/d]	Q <sub>w</sub> [STB/d]	W <sub>CUT</sub> %	Q <sub>o</sub> [STB/d]	Q <sub>w</sub> [STB/d]	W <sub>CUT</sub> %
01/03/88	19973,6	26,4	0,13	19973,8	26,2	0,13
01/04/88	19964,2	35,8	0,18	19964,9	35,1	0,18

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos de los software Eclipse™ y NETool™

Una vez verificada la consistencia de los resultados arrojados por los dos simuladores, el perfil de permeabilidad a lo largo del pozo es extraído junto con el perfil de presión, como se ilustra en las **Figuras 25 y 26**. En este punto, es posible observar que 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.

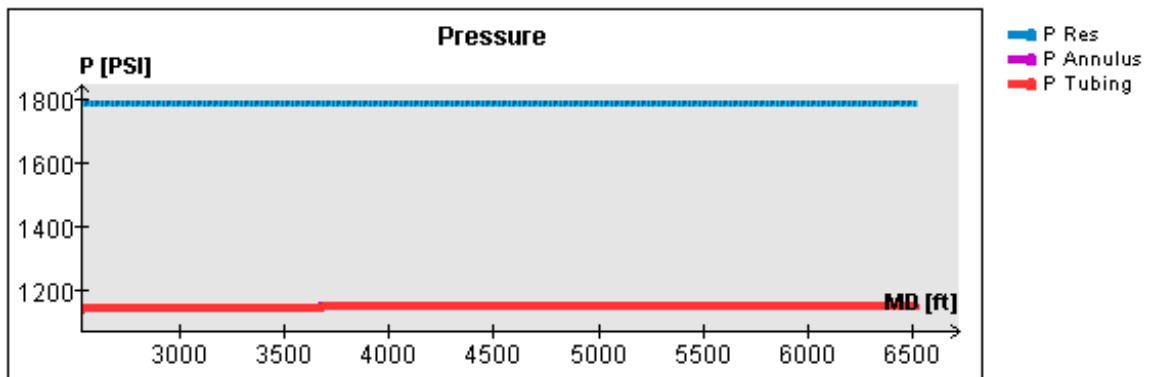
Para llevar a cabo la sensibilidad a los parámetros relacionados con la estructura de los ICDs, se planteó un caso base a partir del cual se realizarán variaciones al número de dispositivos y zonas, número de boquillas y tamaño de boquillas, para ser también comparado con el caso del completamiento convencional. Una descripción más detallada de cada uno de estos completamientos se muestra en la siguiente sección.

**Figura 25.** Perfil de permeabilidad a lo largo de la sección del pozo



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

**Figura 26.** Perfil de presión a lo largo de la sección del pozo



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

### 4.3 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.

A continuación se describen los dos escenarios con los que serán comparados cada uno de los casos resultantes de la sensibilidad:

- a. **Completamiento convencional con *Liner* ranurado:** Se emplea *liner* ranurado de 7½” a lo largo de toda la sección del pozo (2527-6517’ MD)

**b. Caso Base-Completamiento con ICDs:** Los ICDs instalados en toda la sección del pozo (2527-6517' MD) se ajustan 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

**Fuente:** Autores.

**4.3.1 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

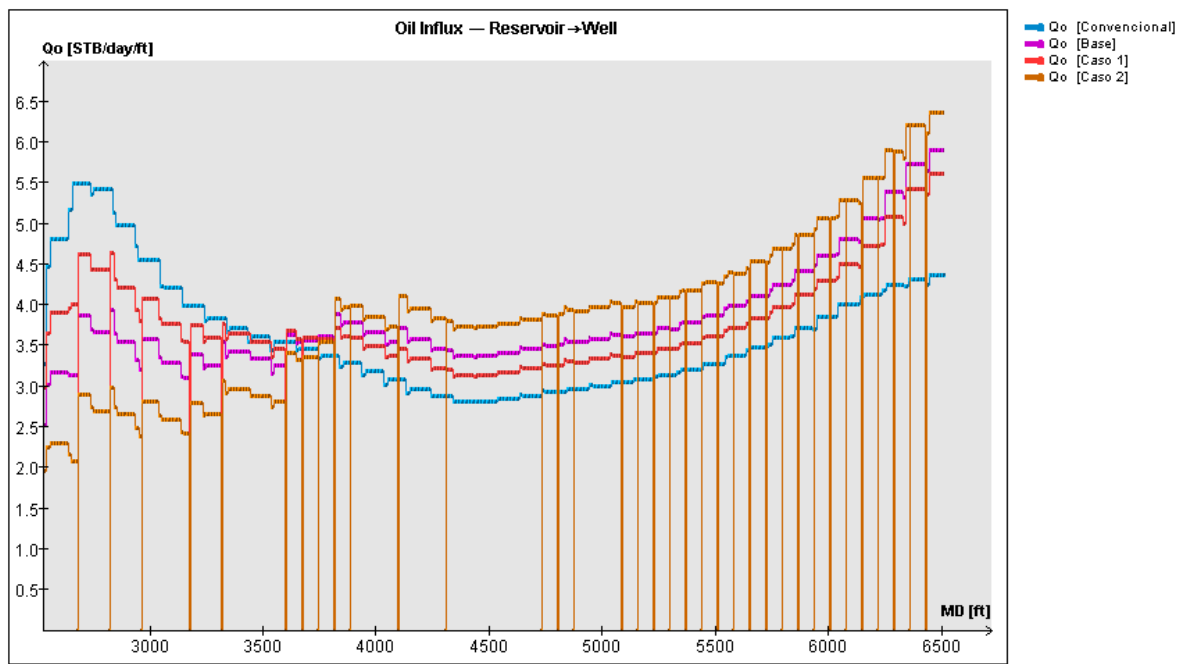
Caso	Q <sub>o</sub> [STB/d]	Q <sub>g</sub> [MMSCF/d]	Q <sub>w</sub> [STB/d]	W <sub>cut</sub> [%]	Q <sub>TOTAL</sub> [RB/d]
Convencional	14449.5	2,02	5550,48	27,75	25448,9
Base	14794.7	2,07	5205,26	26,03	21160,4
1	14640.8	2,05	5359,19	26,80	21139,8
2	15020.3	2,10	4979,75	24,90	21191,9

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™

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, como es posible

ver en la **Figura 27**. Consecuentemente, puede esperarse que este escenario de completamiento conduzca a una mayor probabilidad de conificación de agua en las zonas dónde se encuentra el mayor influjo.

**Figura 27.** Distribución del influjo a lo largo de la sección del pozo para la evaluación del diámetro de las boquillas



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

**4.3.2 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

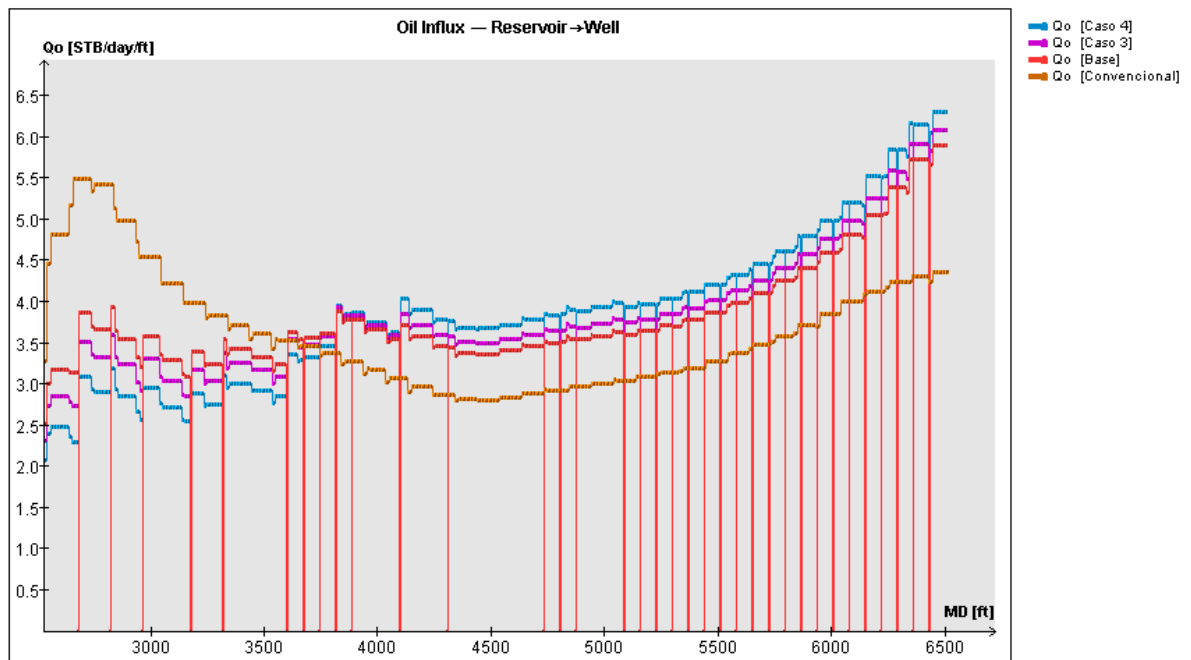
base, éste es de 6. En la **Tabla 4** se comparan las tasas de producción del pozo con cada uno de estos casos y, adicionalmente, con el completamiento convencional.

**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]
Convencional	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

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™

**Figura 28.** Distribución del influjo a lo largo de la sección del pozo para la evaluación del número de boquillas



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

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, ver **Figura 28**. 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.

**4.3.3 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

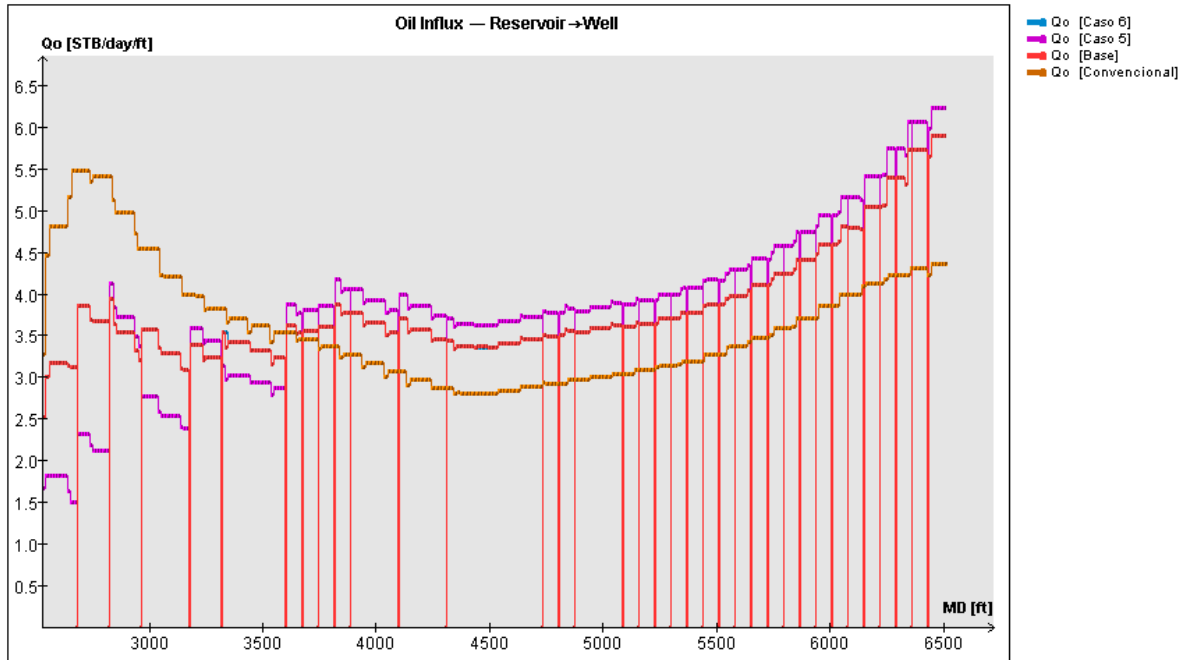
Caso	Q <sub>o</sub> [STB/d]	Q <sub>g</sub> [MMSCF/d]	Q <sub>w</sub> [STB/d]	W <sub>cut</sub> [%]	Q <sub>TOTAL</sub> [RB/d]
Convencional	14449,5	2,02	5550,48	27,75	25448,9
Base	14794,7	2,07	5205,26	26,03	21160,4
5	14987,5	2,10	5012,53	25,06	21185,2
6	14794,6	2,07	5205,43	26,03	21160,4

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™

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 flujo, ver **Figura 29**, es primordial a la hora de establecer la mejor opción.

Verificando la respuesta de producción en cada uno de los casos propuestos para la sensibilidad, ver **Tabla 6**, se identifica el diámetro como el parámetro de mayor influencia al incrementar o disminuir su valor con un efecto negativo o positivo respectivamente; no obstante, al disminuir el número de ICDs también puede generarse una gran variación, lo cual no sucede con un aumento de éste.

**Figura 29.** Distribución del influjo a lo largo de la sección del pozo para la evaluación del número de ICDs



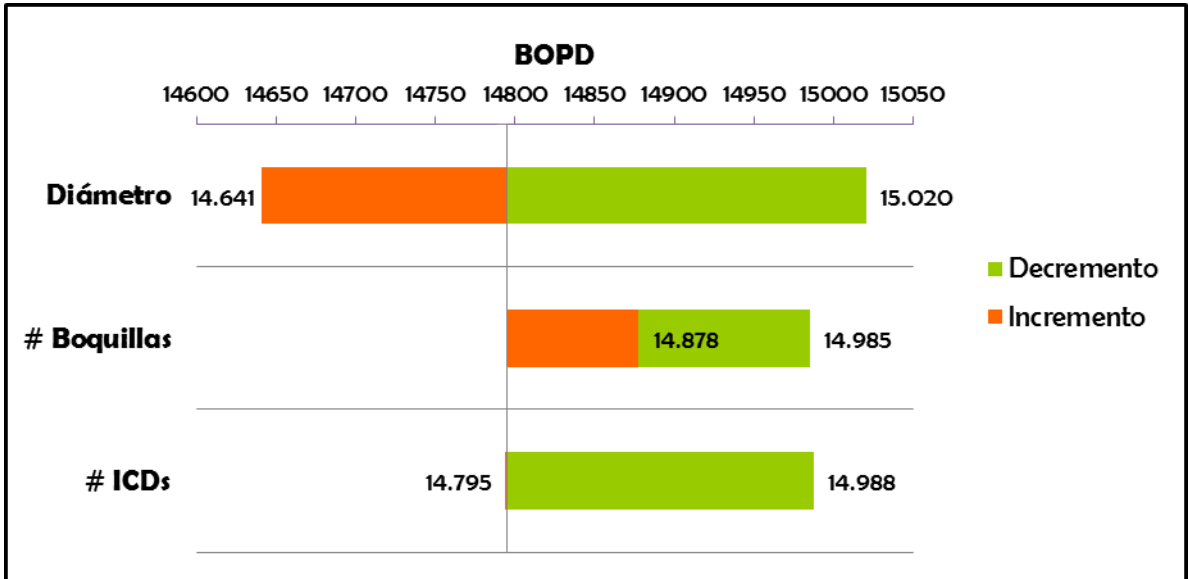
**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

**Tabla 6.** Variación en la producción de aceite

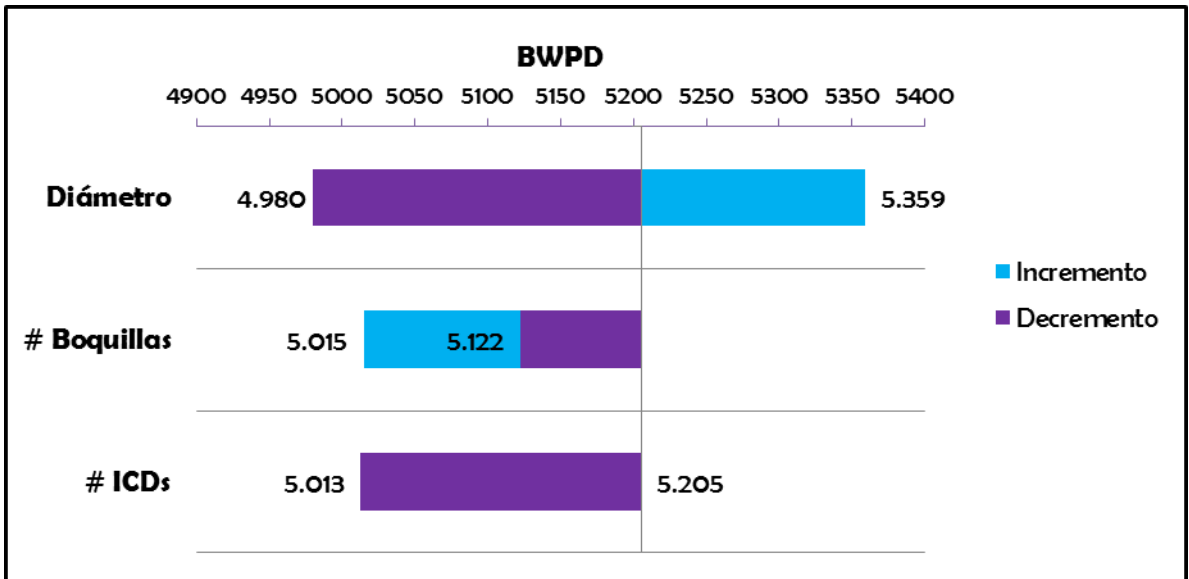
Caso	Parámetro	@ 18 meses		@ 3 años y 10 meses	
		Q <sub>o</sub> [STB/d]	Aceite Incremental [STB/d]	Q <sub>o</sub> [STB/d]	Aceite Incremental [STB/d]
Base	-	14794,7		4416,48	
1	Diámetro de Boquillas >	14640,8	-153	4330,93	-85,55
2	Diámetro de Boquillas <	15020,3	225,6	4536,12	119,64
3	Número de Boquillas >	14877,6	-82,9	4461,14	-44,66
4	Número de Boquillas <	14985,3	107,7	4517,91	56,77
5	Número de ICDs <	14987,5	192,8	4527,61	111,13
6	Número de ICDs >	14794,6	-0,1	4416,36	-0,12

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™

**Figura 30.** Resultados de la Sensibilidad



**a.** Análisis de la Producción de Aceite



**b.** Análisis de la Producción de Agua

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™

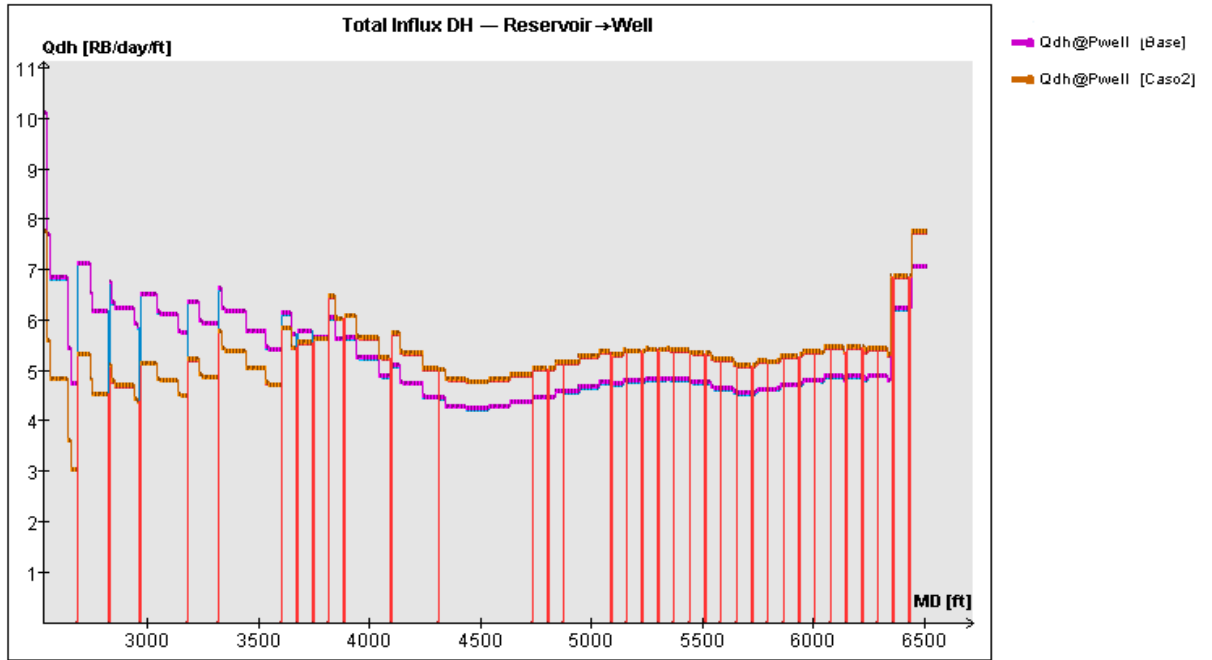
Una forma de representar mejor los resultados de esta sensibilidad, es haciendo uso de los diagramas de tornado, ver **Figura 30**, en los que se toma como punto de referencia la producción obtenida en el caso base. Este diagrama muestra que

la variable más sensible haciendo análisis tanto a la producción de aceite como a la producción de agua, es el diámetro, como ya se había expresado anteriormente, 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 como se observa en la **Tabla 6**. 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 31**. 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.

**Figura 31.** Influjo total a lo largo del pozo



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

## **5 EVALUACIÓN DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE CON ICDs EN UN CAMPO COLOMBIANO**

### **5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y PROBLEMÁTICAS ASOCIADAS AL POZO EN ESTUDIO**

Para la evaluación de la tecnología de completamiento inteligente 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, ó, al balancear el perfil de influjo 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 0.1912, indicando que la implementación del completamiento con ICDs en este pozo puede tener un aporte positivo. Ver detalles de los cálculos en **Anexo A**.

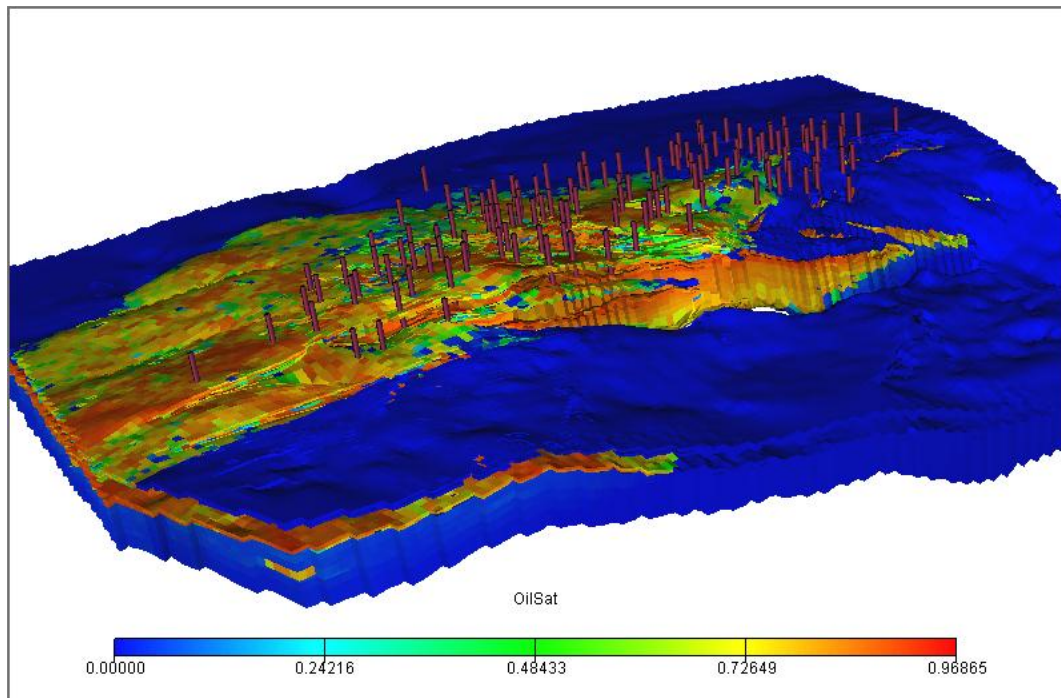
## **5.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO**

Siguiendo la literatura, idealmente el modelado dinámico se realiza utilizando un modelo geológico de campo completo, lo que a menudo no resulta factible aún cuando se trabaja con hardware de computación paralelo de alto rendimiento, pues esto demanda un largo proceso de simulación computacional para ejecutar las corridas. Como alternativa, se recurre a la extracción de un modelo a escala de sector a partir del modelo de simulación de campo completo, que puede extraer el flujo, la presión o las condiciones de borde sin flujo para reducir el tiempo de la

simulación dinámica, al mismo tiempo que se respeta la heterogeneidad geológica y la interferencia producida de los pozos cercanos.<sup>21</sup>

Con base en la anterior premisa y ante la disponibilidad del modelo de simulación de campo completo más reciente desarrollado en Eclipse™ 100, ver **Figura 32**, se procedió con la extracción de un sector de dimensiones 31x31x50 celdas usando el software Petrel\* como se muestra en la **Figura 33**. Dicho sector consta de 18 pozos incluido el pozo en estudio y, sus propiedades promedio de yacimiento se describen en el **Anexo A Tabla 1**.

**Figura 32.** Modelo de Campo completo



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

<sup>21</sup> ELLIS, *et al.* Op. Cit. p. 34.

\* Petrel es un software de la compañía Schlumberger que se encarga principalmente de representar la estructura geológica del yacimiento.

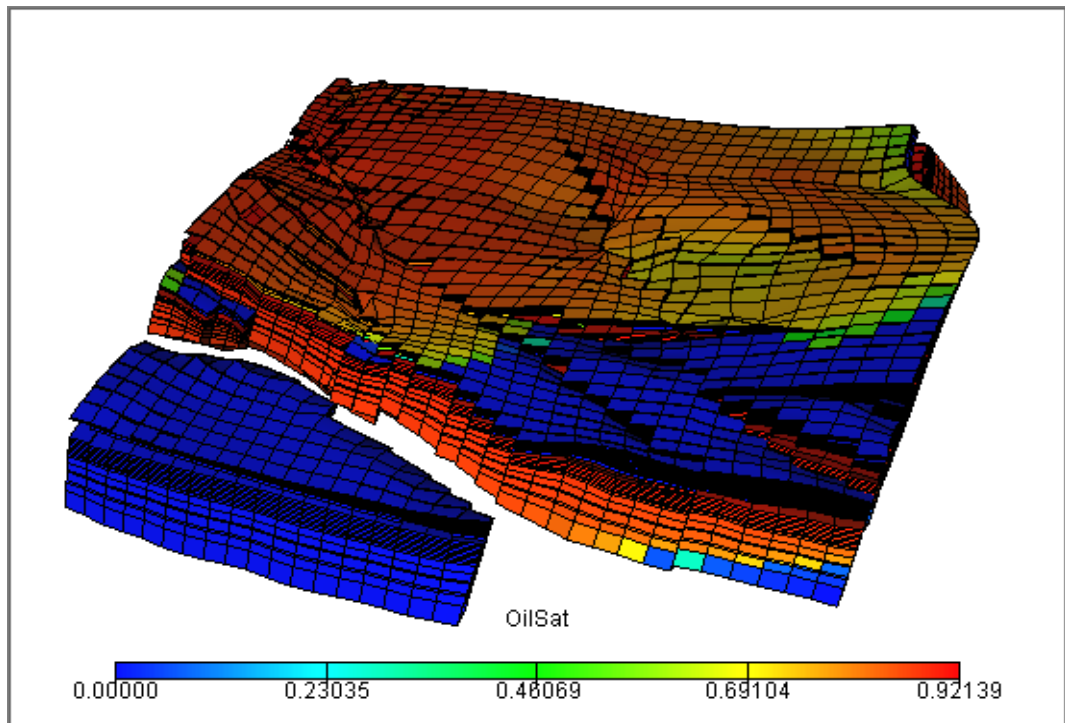
### 5.3 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

Para efectos de la simulación de este caso, además de emplear la misma metodología usada en el Modelo Conceptual, se llevará a cabo una evaluación del desempeño del completamiento con ICDs en el tiempo. El escenario base de comparación representa el comportamiento presentado por el completamiento convencional con *Liner* Ranurado. Además, se establecerán escenarios de completamiento con ICDs al año 2010, de manera que se busque evaluar esta tecnología como método correctivo ante las problemáticas presentes en el pozo y, posteriormente, se evaluarán escenarios desde su perforación, es decir a 2001.

Una vez extraído el sector, se procede con la construcción de la data definiendo cada una de las secciones o *keywords* principales, para lo cual se usan las condiciones iniciales, los datos PVT, los *end points*, los ajustes realizados al sector y el *schedule* de cada uno de los pozos allí perforados, confirmando que las celdas contactadas correspondieran a las del modelo original.

Al finalizar la construcción de la data de simulación, se realiza la primera corrida (corrida de pre-inicialización), que permite verificar el formato de entrada de datos y corregir los errores presentes en el mismo. Enseguida, se lleva a cabo la corrida de inicialización, ver **Figura 33**, al final de la cual se obtienen de forma gráfica y formateada las distribuciones de presión, saturación, porosidad y permeabilidad entre otras, validando la equivalencia del sector extraído con respecto al sector perteneciente al modelo de campo.

**Figura 33.** Corrida de inicialización y validación de equivalencia

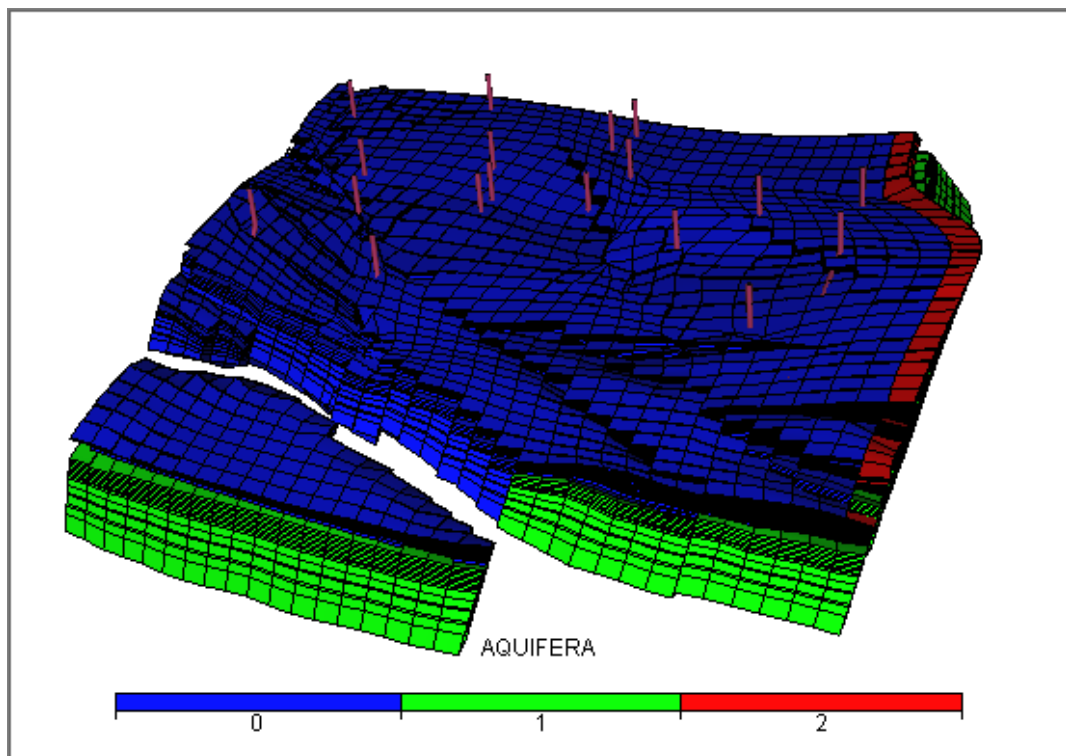


**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Una vez validada la equivalencia del modelo en condiciones iniciales, se procede a seleccionar los datos de los 18 pozos pertenecientes al sector (incluyendo el pozo en estudio), permitiendo realizar una corrida en la que se obtienen datos de comportamiento de presión y producción del sector y de cada uno de los pozos.

**5.3.1 Ajuste Histórico.** Al analizar los resultados de la corrida anteriormente nombrada, se evidencia una marcada caída de presión, razón por la cual es necesario simular el mantenimiento de presión y los cortes de agua haciendo uso de dos acuíferos analíticos conectados en las direcciones I+ y J- con la región a partir de la cual proviene el incremento de saturación de agua en el modelo original. Adicionalmente, se hace uso de multiplicadores de volumen en las caras opuestas a los acuíferos para simular la extensión del yacimiento, como lo muestra la **Figura 34**.

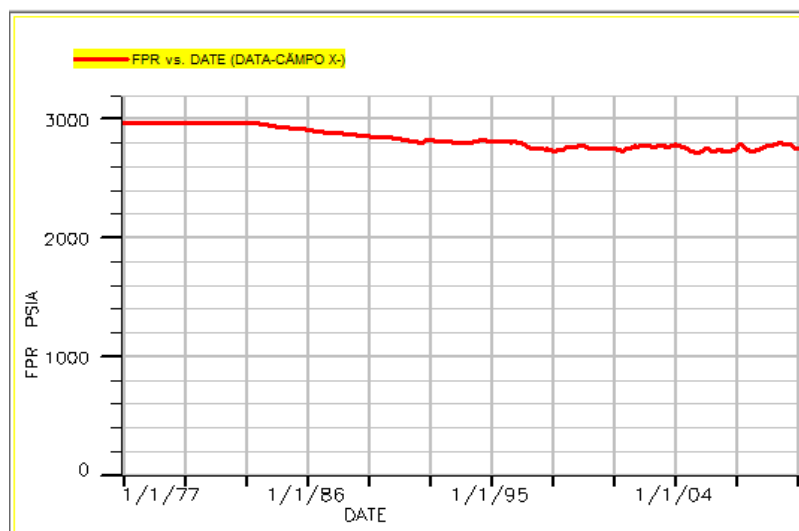
**Figura 34.** Acuíferos analíticos adicionados al sector



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Posterior al ajuste de la presión, como se muestra en la **Figura 35**, se verifica el ajuste por producción de líquidos y producción por separado de aceite y agua de los pozos del sector hasta Enero de 2010, centrando la atención en el pozo LIMA2 y obteniendo los resultados que se muestran en las siguientes figuras, donde se observa la producción de líquidos del sector y del pozo, **Figuras 36 y 37** y, la producción de agua, aceite y corte de agua, **Figuras 38, 39 y 40** respectivamente. El color rojo representa el comportamiento histórico del pozo, mientras el negro hace alusión a los resultados arrojados por el modelo de simulación.

**Figura 35.** Comportamiento de la presión del sector



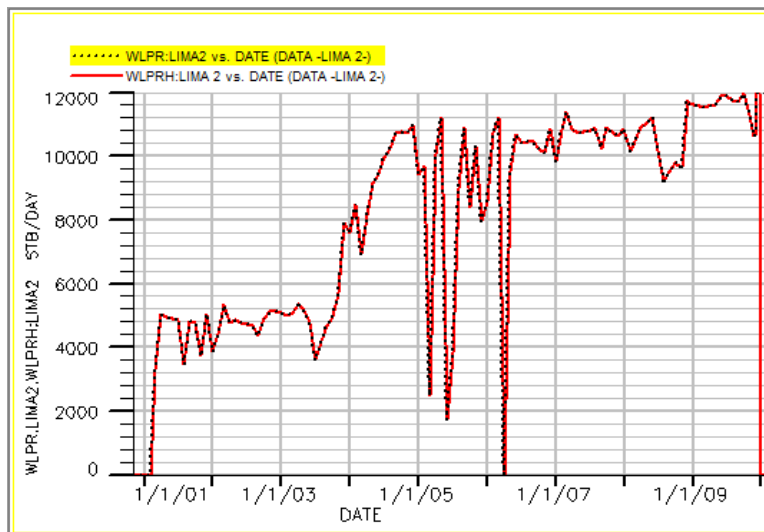
**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 36.** Producción de líquidos del sector (Reproducción e historia)



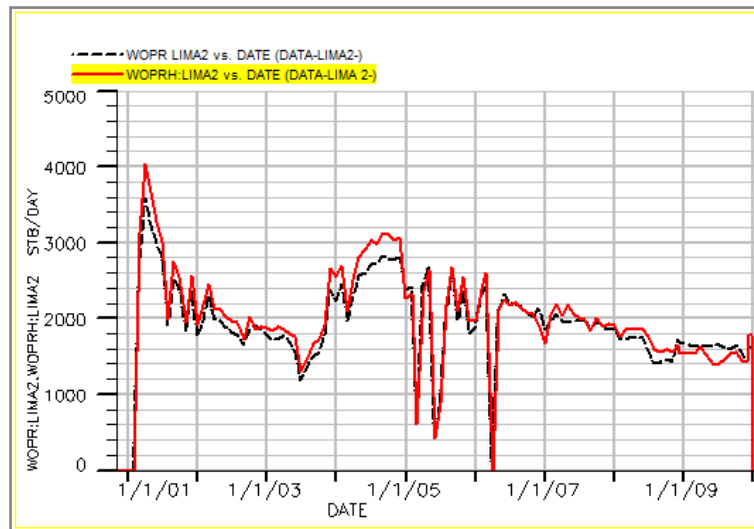
Fuente: Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 37.** Producción de líquidos del pozo LIMA2 (Reproducción e historia)



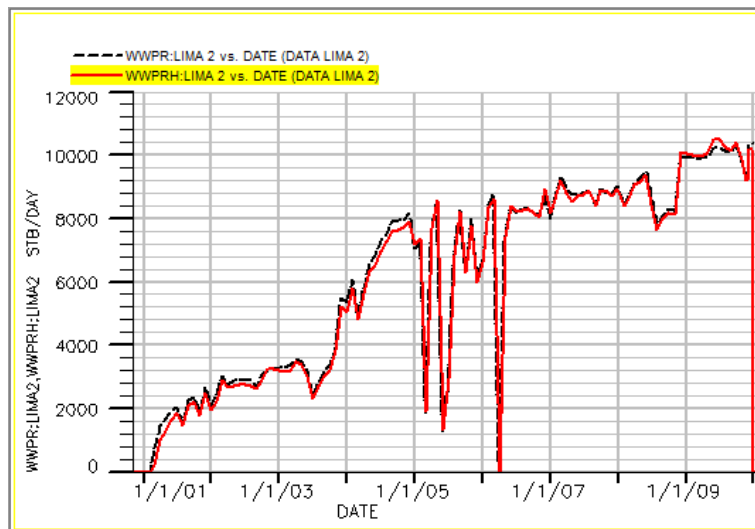
Fuente: Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 38.** Producción de aceite pozo LIMA2 (Reproducción e historia)



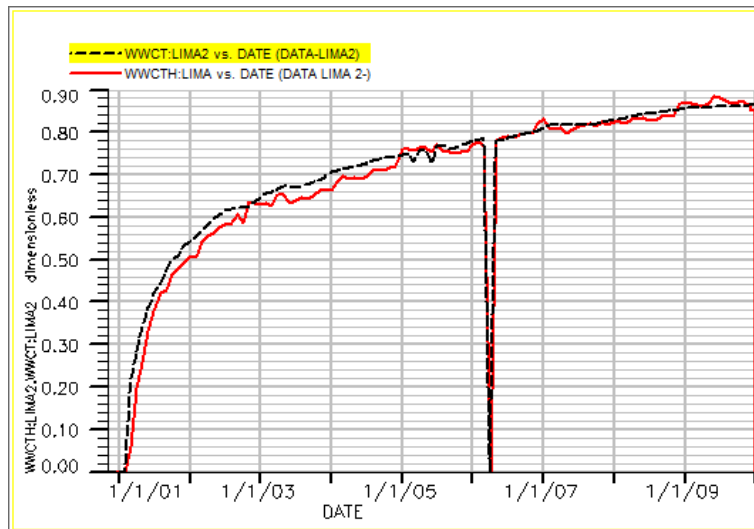
**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 39.** Producción de agua pozo LIMA2 (Reproducción e historia)



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 40.** Corte de agua del pozo LIMA2 (Reproducción e historia)

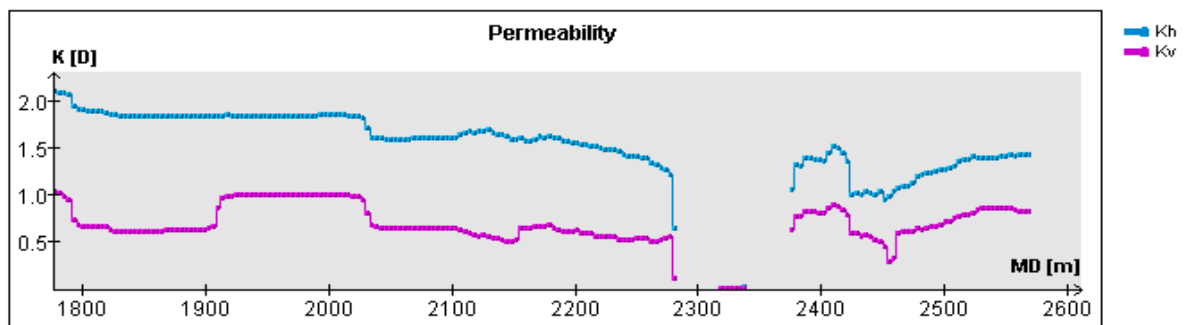


**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**5.3.2 Migración del Modelo de Simulación al software NETool™.** El modelo de yacimiento y la trayectoria del pozo son migrados al software de simulación NETool™ realizando un cambio de manera equivalente en la asignación de ciertas propiedades, de tal forma que los *keywords* empleados en el modelo fueran soportados por este software. En este punto, es importante verificar la data empleada para generar el modelo de yacimiento en Eclipse™, ya que pueden generarse inconsistencias en cuanto a la respuesta de producción obtenida en los dos simuladores debido a la incompatibilidad que presentan algunos *keywords*, por ejemplo, características como el escalamiento de permeabilidades relativas de tres puntos no está soportado por NETool™ y, adicionalmente, es necesario especificar la opción dos en el *keyword GRIDFILE* condicionando la extensión del archivo de salida de la sección *GRID*.

**5.3.3 Extracción de perfiles de permeabilidad e influjo.** Al importar el registro de desviación del pozo LIMA2 en el software de simulación NETool™, es posible obtener el perfil de permeabilidad a lo largo de la sección horizontal del pozo a partir de las propiedades de la grilla de simulación y de las conexiones establecidas por el pozo con cada celda, observándose un perfil como se muestra en la **Figura 41**, donde los valores de permeabilidad a lo largo del pozo varían desde 0.01 darcys hasta 2.1 darcys, encontrándose que desde aproximadamente 7480 ft hasta 7790 ft en MD, se encuentra la sección de más baja permeabilidad, alcanzando inclusive a tener valores nulos.

**Figura 41.** Perfil de Permeabilidad a lo largo de la sección del pozo



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

Para conseguir un perfil más detallado, es importante considerar la disponibilidad de registros que permitan repoblar celdas de menor tamaño, conllevando a un refinamiento en las cercanías del pozo.

Por su parte, el perfil de influjo puede ser extraído una vez se indiquen 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.

**5.3.4 Diseño del Completamiento con ICDs.** Tras realizar 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, se seleccionaron los escenarios que mejor satisfacían los objetivos planteados para el diseño del completamiento según el caso, los cuales se especifican en las siguientes secciones.

**5.3.5 Evaluación en el tiempo de los escenarios seleccionados usando el software Eclipse™.** Con el propósito de determinar con mayor confiabilidad el mejor de los escenarios planteados, es necesario predecir el comportamiento de la producción del pozo con el tiempo, para lo cual se hace uso del simulador Eclipse™ con completamientos equivalentes a los diferentes diseños realizados en NETool™ y, finalmente, se evalúan las curvas respuesta obtenidas en cada caso.

#### **5.4 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ICDs IMPLEMENTADA EN EL AÑO 2010.**

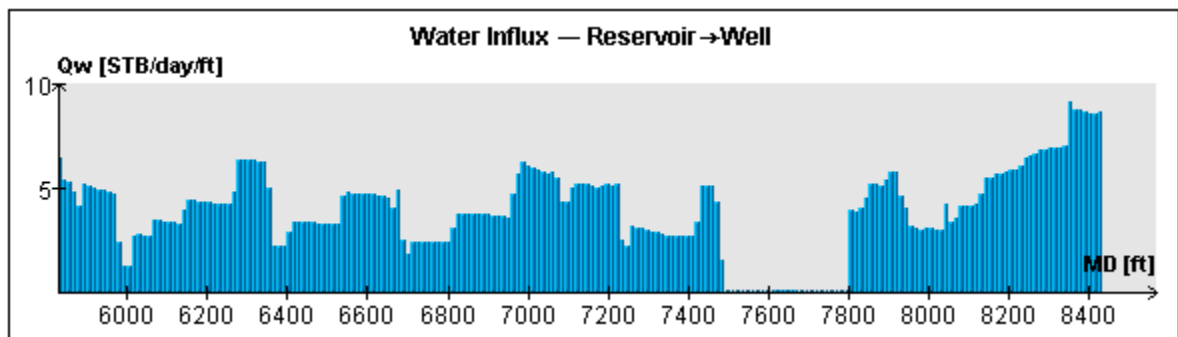
Como se mencionó al inicio de este capítulo, la producción de agua del pozo LIMA2 ha mostrado un incremento con el tiempo hasta alcanzar un corte de agua de aproximadamente 0.86 en el año 2010 y, por consiguiente, un descenso en la producción de aceite, razón por la cual se pretende reducir o al menos estabilizar el corte de agua 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 influjo.

Los perfiles de influjo de agua y aceite que se logran observar a esta fecha

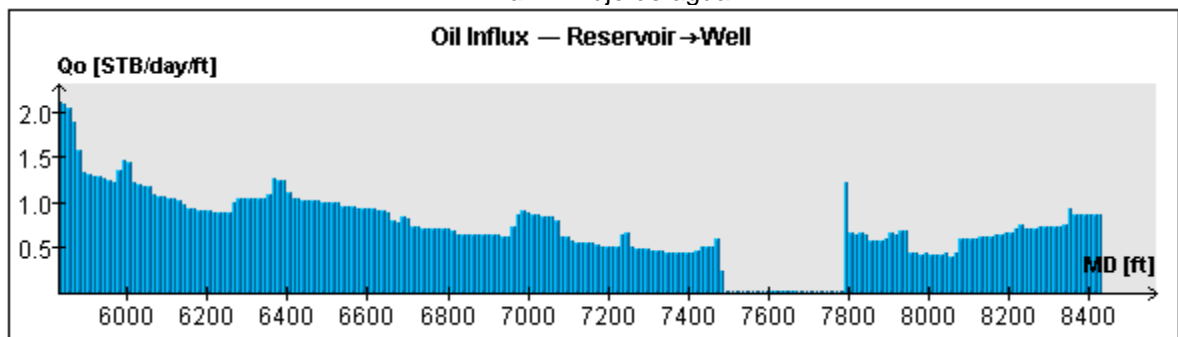
teniendo en cuenta que el completamiento instalado es de tipo convencional y el cual consiste en *liner* ranurado a hueco abierto, se ilustran en las **Figuras 42a y 42b**, donde es posible identificar las zonas de mayor influjo y a su vez, se evidencia que de acuerdo al perfil de permeabilidad hay aproximadamente 310 ft que muestran aporte limitado o nulo a la producción.

Como puede notarse en la **Figura 42a**, la producción de agua proviene de casi toda la longitud horizontal del pozo, viéndose un mayor aporte hacia la sección de la punta, lo que puede deberse tanto a la alta movilidad de agua en esta región como consecuencia de las altas permeabilidades, como a la influencia del acuífero que genera la migración de agua en esta dirección.

**Figura 42.** Perfiles de Inlujo de yacimiento a pozo a lo largo de la sección horizontal



a. Inlujo de agua



b. Inlujo de aceite

**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software NETool™ 5000.0.1.1

**5.4.1 Planteamiento de escenarios.** Las especificaciones de los diseños creados teniendo en cuenta tanto el perfil de influjo como el de permeabilidad, y seleccionados luego de hacer numerosas corridas de sensibilidad a los diferentes parámetros ya mencionados, se muestran en la **Tabla 7**. Cabe resaltar que considerando el perfil de influjo de agua en el pozo se optó por chocar en mayor medida la producción proveniente de la sección de la punta buscando reducir el corte de agua. Es así como surgen 4 diseños de los cuales los 3 primeros han sido evaluados a una tasa de líquidos objetivo de 8000 STB/d mientras que el cuarto y último caso, fue evaluado a una tasa objetivo de 11965 STB/d considerando la producción objetivo en el plan de explotación del pozo.

**Tabla 7.** Configuraciones de los casos planteados a 2010

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	

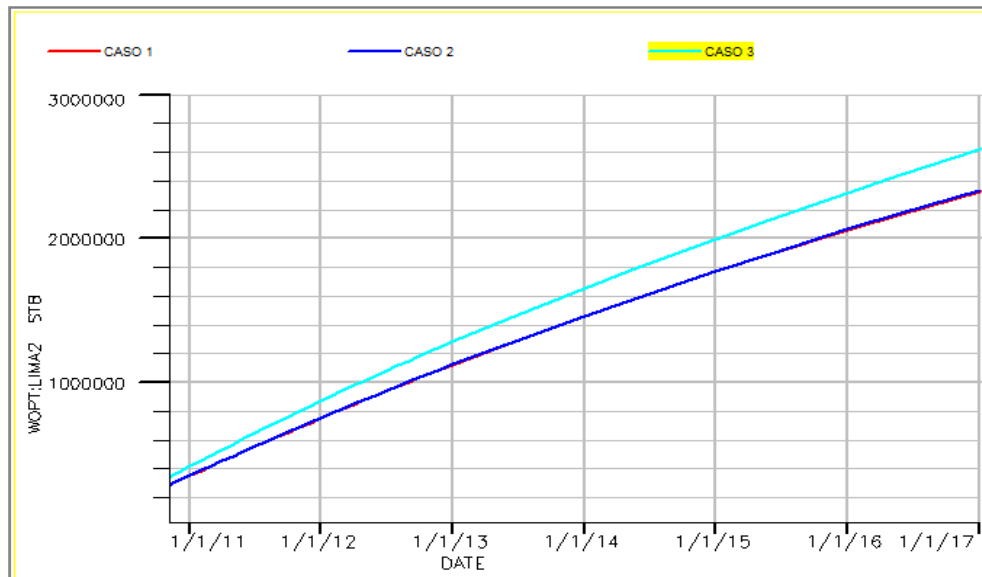
**Fuente:** Autores

Con el propósito de seleccionar uno de los tres primeros casos considerando su desempeño respecto a la producción tanto de agua como de aceite, a continuación se presentan las curvas obtenidas en la predicción desde el año 2010 hasta el año 2017. En la **Figura 43**, se muestra la producción acumulada de aceite esperada, donde se observa que los casos 1 y 2 siguen la misma tendencia y logran acumulados totales de 2'327.017 BOP y 2'332.768 BOP respectivamente, mientras que el caso 3 representa el mejor de los tres escenarios logrando una

producción de aceite acumulada de 2'614.303 BOP, lo que significa aproximadamente 290.000 BOP adicionales con respecto a los casos 1 y 2.

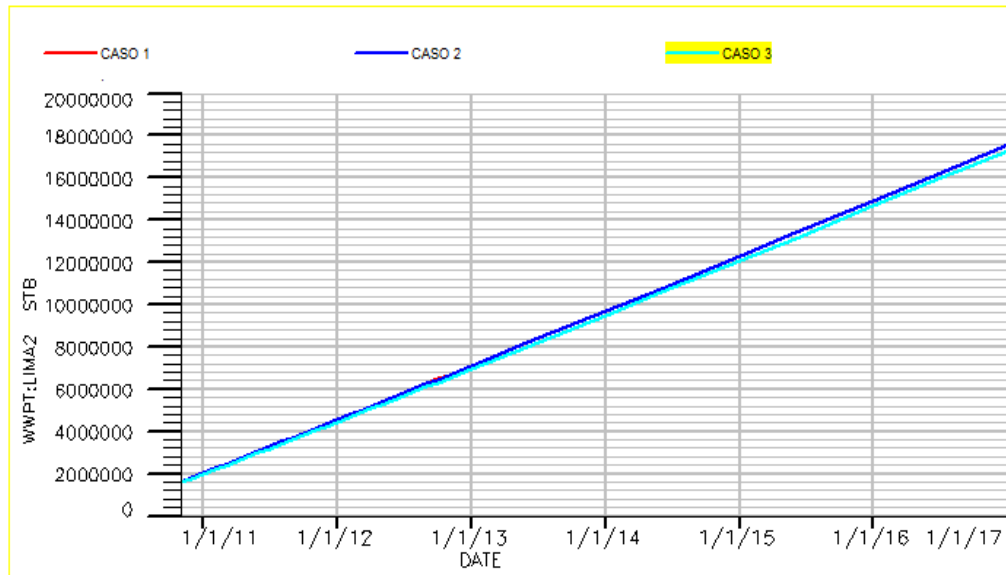
En la **Figura 44**, se presenta la producción acumulada de agua de los casos 1, 2 y 3, donde correspondientemente con la producción acumulada de aceite se evidencia el caso 3 como la mejor opción con un acumulado de agua de 17'313.698 BWP, siendo éste el que menor producción de agua presenta, mientras que los casos 1 y 2 muestran curvas aparentemente superpuestas pero que alcanzan valores de 17'600.982 BWP y 17'595.232 BWP respectivamente.

**Figura 43.** Producción de aceite acumulada a una tasa de líquidos de 8000 STB/d



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 44.** Producción de agua acumulada a una tasa de líquidos de 8000 STB/d



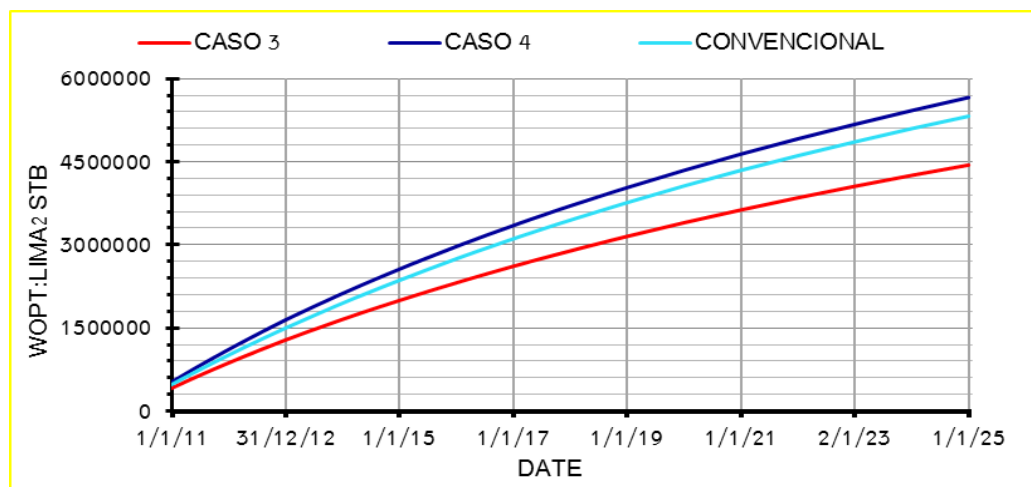
**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Una vez visto el desempeño de los casos y basando la selección de los mismos en los acumulados de aceite y agua producidos, se determina que el caso 3 es el escenario más apropiado para representar los casos evaluados a la tasa de 8000 STB/d. Por lo anterior, el caso 3 con tasa objetivo de 8000 STB/d y el caso 4 cuya tasa objetivo es 11965 STB/d al igual que la del caso convencional, fueron los casos seleccionados para ser comparados con este último y para evaluar los beneficios ofrecidos por la tecnología de ICDs.

**5.4.2 Evaluación de escenarios seleccionados.** Los casos 3 y 4 elegidos como representantes del completamiento con ICDs, son comparados a continuación con el completamiento convencional en un periodo del año 2010 al año 2025. En la **Figura 45**, se exhibe la producción acumulada de aceite de los casos anteriormente nombrados, evidenciándose que es posible alcanzar un mayor rendimiento del pozo haciendo uso de la tecnología como lo muestra el caso 4, con un acumulado de 5'660.965 BOP, mientras que el caso 3 por el contrario con una producción acumulada de 4'441.300 BOP, muestra una baja en el aceite producido como consecuencia de la disminución en la tasa objetivo.

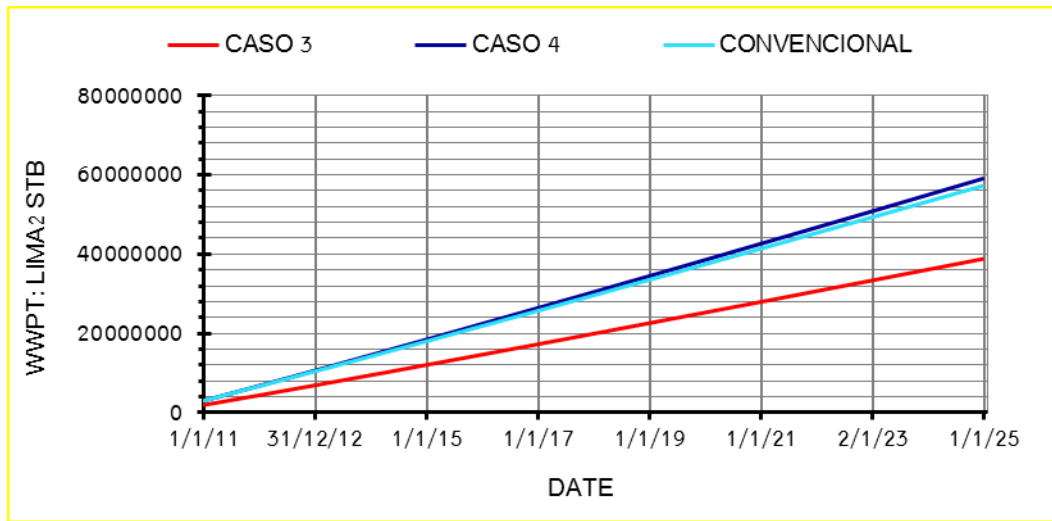
En la **Figura 46** se presenta la producción acumulada de agua donde es posible descartar el caso 4 como escenario de completamiento deseado de acuerdo a los objetivos perseguidos por el completamiento, ya que este caso llega a un valor de 59'105.580 BWP generando un incremento de 1'783.466 BWP en la producción de agua con respecto al caso convencional. Adicionalmente, se puede ver que la producción de agua es menor en el caso 3; sin embargo, esto es de esperarse ya que la tasa de producción de líquidos es igualmente menor.

**Figura 45.** Producción de aceite acumulada



Fuente: Autores. Datos obtenidos del software Eclipse™ 100

**Figura 46.** Producción de agua acumulada



**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software Eclipse™ 100

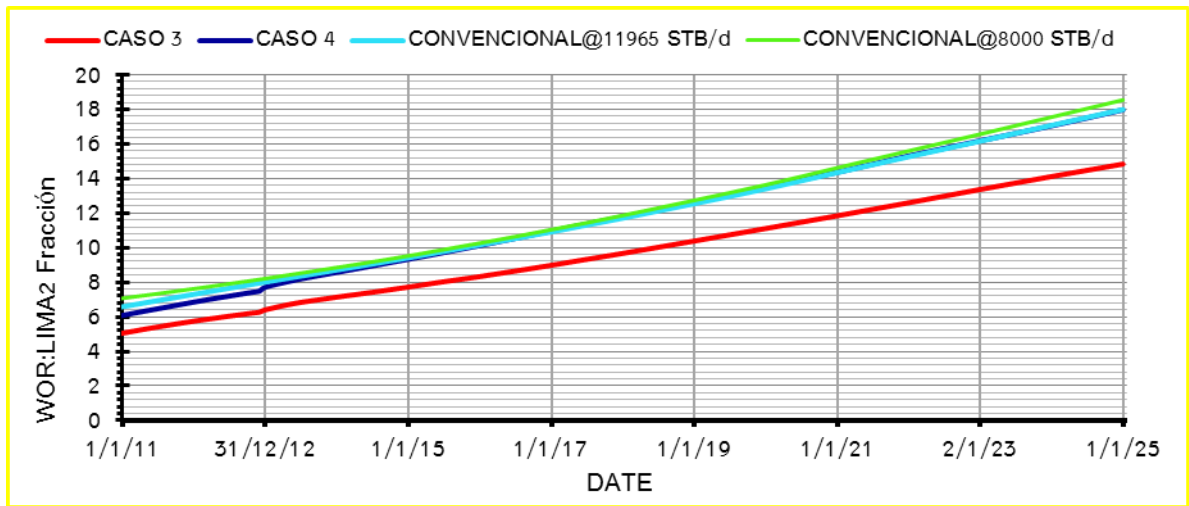
La producción incremental de aceite y agua correspondiente a los casos 3 y 4 con respecto al caso convencional, se presenta en la **Tabla 8**, donde se aprecia que el caso 4 no cumple con los objetivos planteados al no disminuir el corte de agua, a pesar de que se logra un leve incremento en el acumulado de aceite. Sin embargo, si se pretende disminuir la producción de agua, es necesario disminuir la tasa objetivo sacrificando producción de aceite como lo demuestra el caso 3.

**Tabla 8.** Variación en la producción de aceite y agua

Caso	$Q_o$ [BOP]	$Q_o$ Incremental [BOP]	$Q_w$ [BWP]	$Q_w$ Incremental [BWP]	$W_{CUT}$ [%]
Convencional	5323277,5	--	57322114	--	94,73
3	4441300,5	-881977	38862700	-18459414	93,68
4	5660965,5	337688	59105580	1783466	94,72

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software Eclipse™ 100

**Figura 47.** Relación agua-petróleo (WOR) a 2010



**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software Eclipse™ 100

Si se estableciera una tasa objetivo de 8000 STB/d para el desarrollo del pozo, el caso 3 sería un posible candidato de completamiento no convencional que mostraría beneficios con respecto a un completamiento convencional evaluado a esta misma tasa, al permitir un mayor control sobre la producción de agua como se ilustra en la **Figura 47**, donde la relación agua-petróleo (WOR) para el caso 3 varía desde 4,3 hasta 14,8 aproximadamente, frente a la variación presentada por el caso convencional que va desde 6,6 hasta 18,5 exhibiendo un comportamiento con una pendiente más suave.

## 5.5 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ICDs IMPLEMENTADA EN EL AÑO 2001.

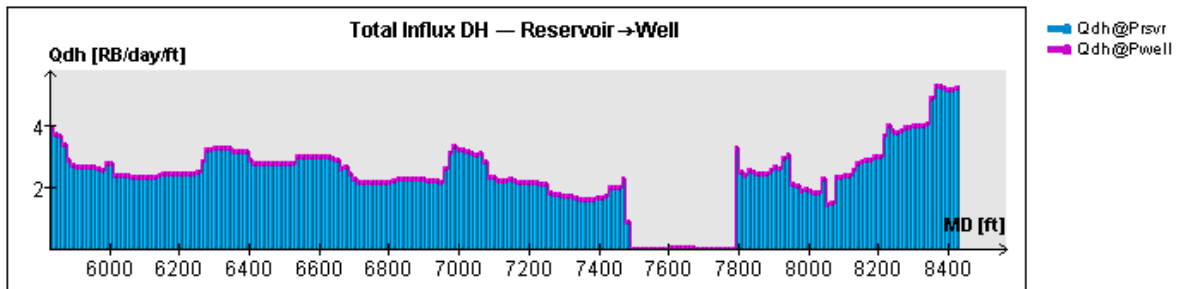
Bajo la premisa de que el pozo LIMA2 fuese completado con ICDs desde el momento de su perforación, se busca reducir el influjo de agua al bloquear su producción desde las secciones del pozo que presenten alta movilidad de este

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.

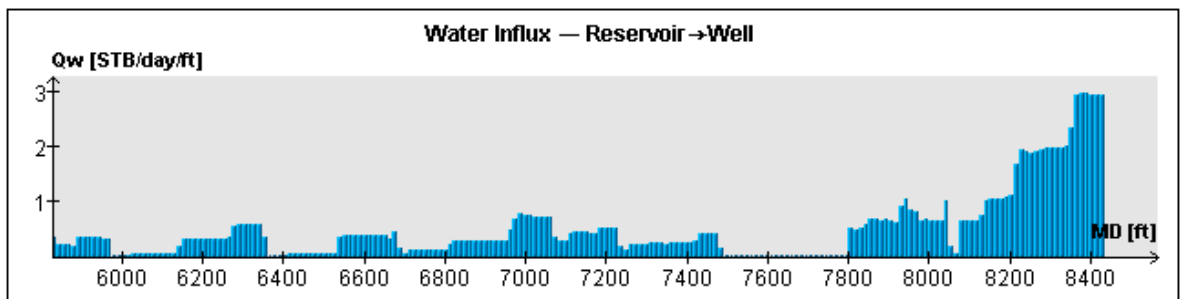
Los perfiles de influjo que se logran observar a esta fecha contemplando la instalación de un completamiento tipo convencional, *liner* ranurado a hueco abierto, se ilustra en la **Figura 48**, la cual permite identificar las zonas de mayor y de menor influjo a lo largo de toda la sección productora.

Como es posible apreciar en la **Figura 48a**, la producción de fluidos es mayor en la región de la punta quizá como producto de la buena permeabilidad y de la incidencia del acuífero en esta zona como se explicó en la sección anterior. Adicionalmente, en las **Figuras 48c y 49b** se exponen los perfiles de influjo de agua y aceite respectivamente, donde se observa que siendo la fecha de inicio de producción, ya existe agua móvil, lo que representa para este campo una saturación de agua inicial mayor que la saturación de agua crítica. Lo anterior es confirmado al revisar las producciones presentadas por los demás pozos del campo, los cuales a su vez muestran producción de agua al ser puestos en producción por primera vez.

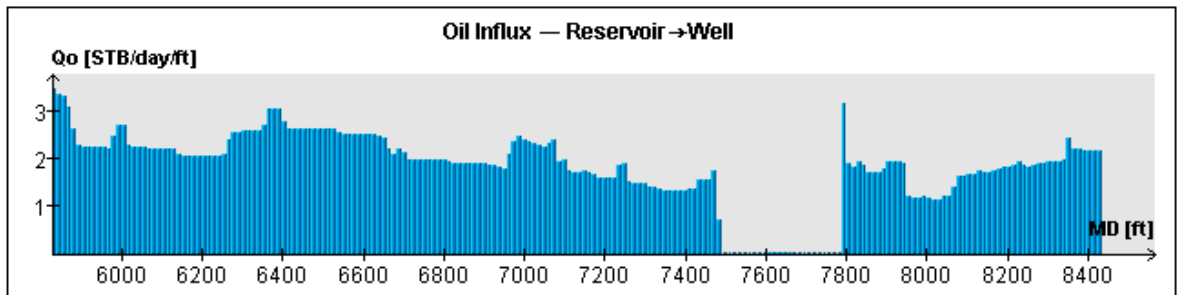
**Figura 48.** Perfiles de influjo de yacimiento a pozo a lo largo de la sección horizontal



**a.** Inlujo total a condiciones de yacimiento



**b.** Inlujo de agua a condiciones estándar



**c.** Inlujo de aceite a condiciones estándar

**Fuente:** Autores. Imágenes capturadas del software NETool™ 5000.0.1.1

**5.5.1 Planteamiento de escenarios.** Con base en la distribución de permeabilidad y el perfil de influjo a esta fecha, se seleccionaron cuatro de los mejores escenarios que resultaron luego de efectuar numerosas corridas en las que se variaron los diferentes parámetros de diseño de los dispositivos. Al igual que para los escenarios a 2010, se optó por restringir la producción proveniente de la región de la punta y, adicionalmente, la más próxima al talón, buscando en este

caso un balance en el perfil de influjo. La **Tabla 9** muestra las configuraciones de los casos seleccionados para ser evaluados.

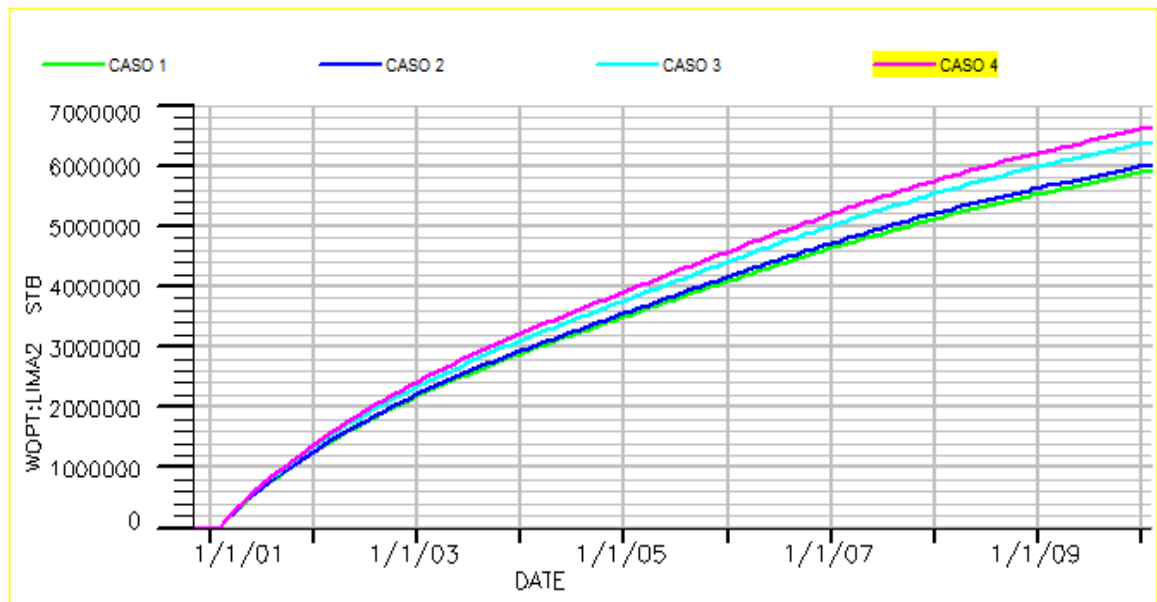
**Tabla 9.** Configuraciones de los casos planteados a 2001

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	

**Fuente:** Autores.

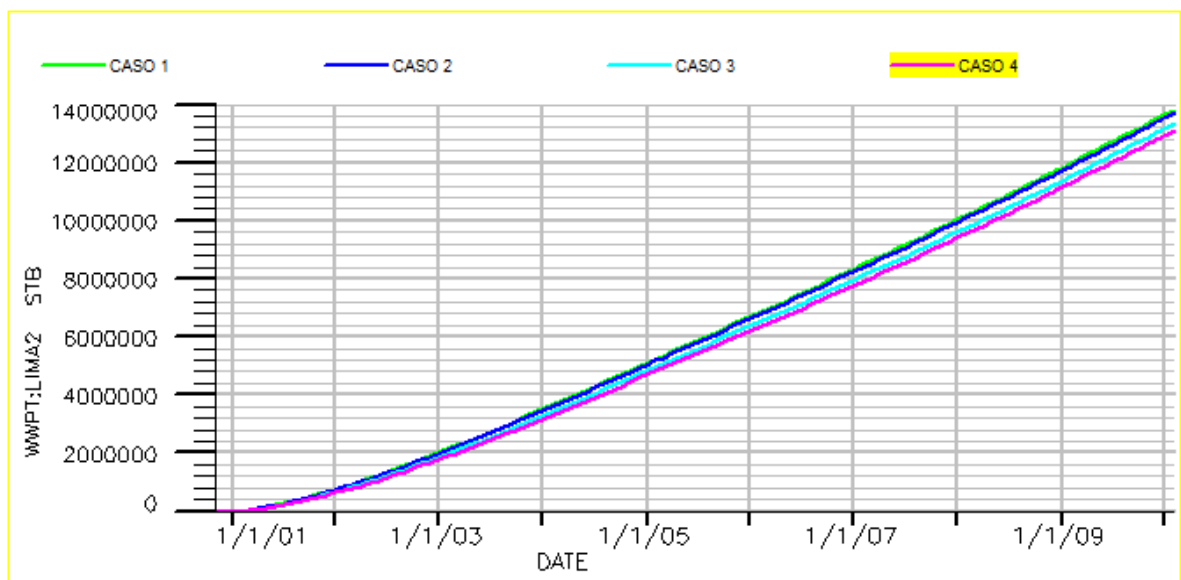
Con el propósito de elegir dos de estos casos como representantes de los casos de completamiento no convencional, a continuación se evalúa su desempeño en el periodo que comprende desde el año 2001 hasta el año 2010, analizando las curvas de producción obtenidas con cada uno de ellos. En la **Figura 49** se aprecia la producción acumulada de aceite, donde es posible ver que los dos primeros casos siguen tendencias similares y cercanas, razón por la cual pueden ser descartados ya que los casos 3 y 4 muestran un mejor rendimiento con producciones de 6'397.236 BOP y 6'637.710 BOP respectivamente. Sin embargo, es necesario verificar los beneficios existentes frente a la producción de agua, por lo que se presenta la **Figura 50**. En esta figura, es igualmente sustentable la selección de los casos 3 y 4 al ser los que muestran una menor producción acumulada de agua, llegando a producir 13'330.763 BWP y 13'090.290 BWP, lo que representa una disminución de cerca de 600.000 BWP con respecto al mejor de los dos primeros escenarios, el caso 2.

**Figura 49.** Producción acumulada de aceite casos 1, 2, 3 y 4.



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 50.** Producción acumulada de agua casos 1, 2, 3 y 4.

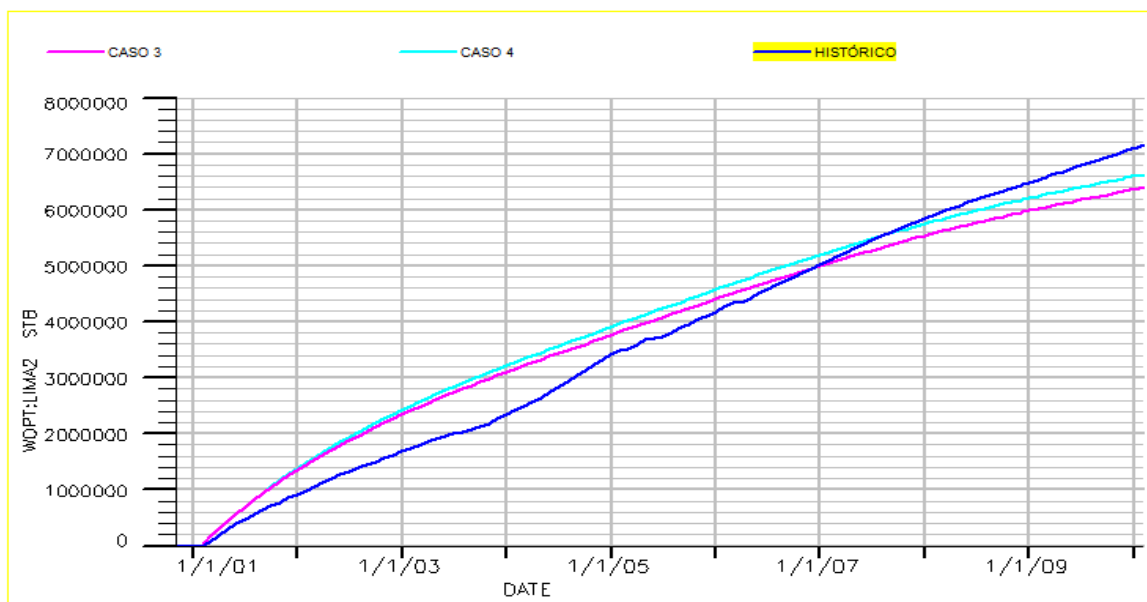


**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**5.5.2 Evaluación de escenarios seleccionados.** Una vez se han definido los casos 3 y 4 como los candidatos para evaluar los beneficios obtenidos tras la implementación de la tecnología de ICDs, éstos son comparados con el comportamiento histórico que ha tenido el pozo LIMA2 desde el año 2001 hasta el año 2010 como bien se presenta en las **Figuras 51 y 52**, las cuales muestran la producción acumulada de aceite y agua respectivamente.

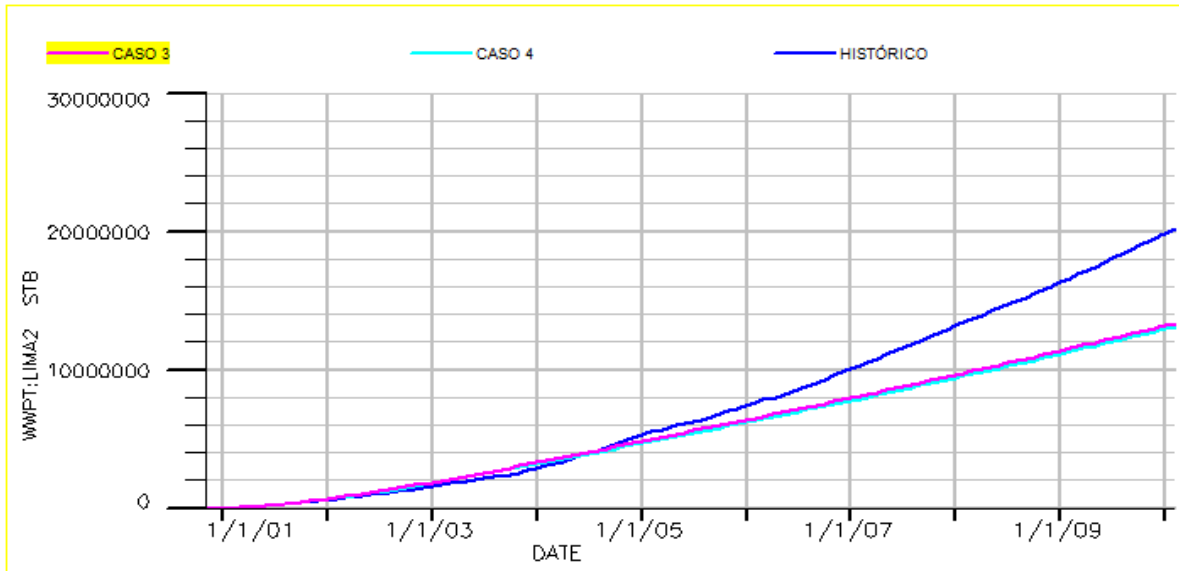
De acuerdo a la **Figura 51**, es evidente que el caso 4 representa el mejor rendimiento traducido en un mayor acumulado de aceite durante aproximadamente los primeros 6 años de producción, alcanzando un acumulado de 5'477.777 BOP al 30 de Junio de 2007, frente a 5'275.634 BOP y 5'449.904 BOP de los casos 3 e Histórico respectivamente. Luego de este periodo de tiempo, el completamiento convencional muestra un mejor rendimiento; no obstante, es necesario evaluar el desempeño frente a la producción de agua, donde la tecnología de completamiento con ICDs puede mostrar ventajas.

**Figura 51.** Producción acumulada de aceite casos 3, 4 e Histórico



**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

**Figura 52.** Producción acumulada de agua casos 3, 4 e Histórico

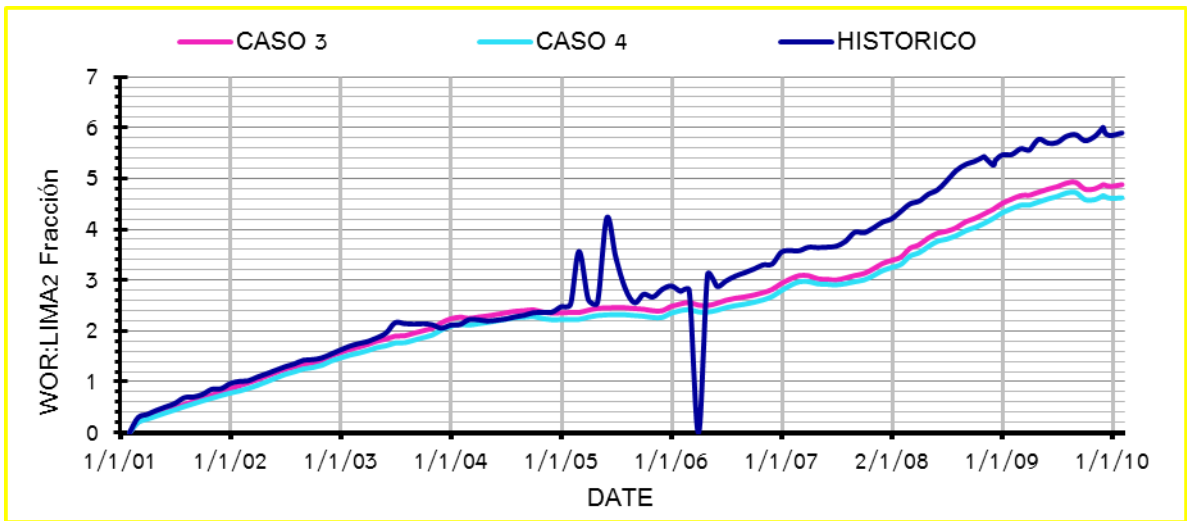


**Fuente:** Autores. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Tal como lo ilustra la **Figura 52**, los casos de completamiento no convencional muestran un mayor control de la producción de agua, de manera que el caso 4 nuevamente puede considerarse como la mejor opción.

Al cabo de verificar la producción acumulada tanto de aceite como de agua, 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.

**Figura 53.** Relación agua-petróleo (WOR) a 2001



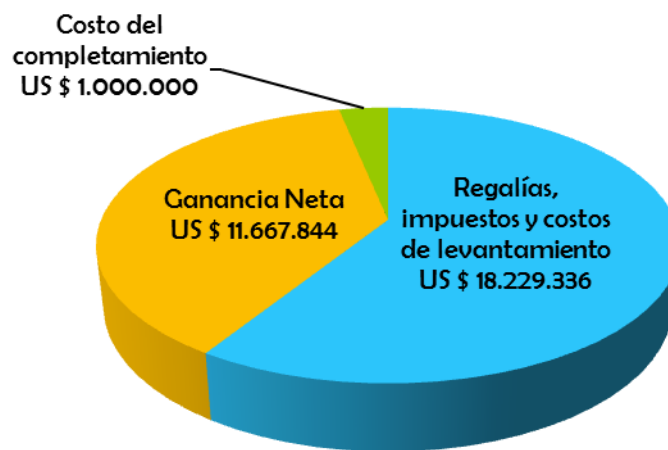
**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software Eclipse™ 100

Una manera de apreciar los beneficios de la tecnología es a partir de la relación agua petróleo, ver **Figura 53**, la cual muestra 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.

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 54**. 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 54.** Relación Costo-Beneficio exhibido por el Caso 4



**Fuente:** Autores

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.

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.

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.

Es importante evaluar el rendimiento de los diseños de completamiento en el tiempo para verificar los beneficios ofrecidos por la tecnología y para poder cuantificarlos económicamente.

El modelado y evaluación de estos dispositivos está directamente influenciado por el buen conocimiento del modelo geológico (estructural, sedimentológico, de facies, etc), de tal forma que lo ideal es hacer uso de un modelo de simulación de yacimientos a escala de sector, que permita una descripción detallada de la distribución de propiedades dinámicas y estáticas así como de las características de los fluidos que constituyen el ambiente en el que interactuarán el pozo y el completamiento a diseñar.

## RECOMENDACIONES

Con el propósito de realizar una evaluación más confiable de los completamientos, es necesario disponer de registros de pozo que permitan describir las propiedades en las cercanías del mismo, y con registros como el PLT verificar los perfiles de influjo, de tal modo que el diseño del completamiento con ICDs se ajuste a datos medidos.

Es de importancia complementar estos estudios con una evaluación o identificación de tasas críticas que conlleven a seleccionar la tasa objetivo más adecuada para el diseño.

Teniendo en cuenta que en la actualidad la aplicación de la tecnología en el pozo Lima 2 no es económicamente viable, se sugiere realizar estudios para su implementación en los pozos horizontales proyectados en el plan de desarrollo del campo y considerar la aplicación de la misma en otros campos colombianos; ya que se evidencian resultados exitosos cuando la herramienta es instalada como parte del completamiento una vez es perforado el pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

A.H. Sunbul, *et al.* Case Histories of Improved Horizontal Well Cleanup and Sweep Efficiency with Nozzle Based Inflow Control Devices (ICD) in Sandstone and Carbonate Reservoirs. Presentado en el Simposio Técnico de la Sección SPE de Arabia Saudita celebrado en Alkhobar, Arabia Saudita, 2008. SPE 120795.

AL-AHMADI, Hasan A y AL-MUTAIRI, Saad M. Effective Water Production Control Through Utilizing ECP and Passive ICD Completion Technologies: Case Histories. Presentado en el Simposio Técnico de la Sección SPE de Arabia Saudita celebrado en Alkhobar, Arabia Saudita, 10-12 Mayo 2008. SPE 120822.

AL-ARFI, Saif A. Inflow Control Device an Innovative Completion Solution From “Extended Wellbore to Extended Well Life Cycle”. Presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo celebrada en Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 Diciembre 2008. IPTC 12486.

AL-KHELAIWI, F.T. y DAVIES, D.R. Inflow Control Devices: Application and Value Quantification of a Developing Technology. Presentado en la Conferencia y Exhibición Internacional de Aceite en México celebrada en Veracruz, México, 27-30 Junio 2007. SPE 108700.

AL MARZOOQI, Ayesha, *et al.* 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.

BABU, D.K. y ODEH, Aziz. Productivity of a Horizontal Well Apendices A and B. Presentado en la Conferencia y Exhibición Anual Técnica SPE, Houston, 1988. SPE 18334.

BERNT S. Aadnoy. A Short Note on Inflow Performance Related to ICDs and Facts and Fiction about Inflow Control Devices. University of Stavenger. 7 p.

CENTENO, Adriana. Evaluación de la Aplicación de Dispositivos de Control de Influjo (ICDs) para el control de la Conificación de Agua a través de Pozos Horizontales en Yacimientos de Crudo Mediano. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Barcelona: Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, 2011. 94 p.

CHEN, Ning. An Explicit Equation for Friction Factor in Pipe. Ind. Eng. Chem. Fundam., Vol. 18, No. 3. p, 296-297. 1979. DOI: 10.1021/i160071a019.

CRESPO, Hugo. Análisis del Sistema Geo-Pilot para perforación dirigida en pozos petroleros. Proyecto de Grado (Ingeniería en Petróleo). Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Geología y Petróleos, 2008. 127p.

DANESHY, A. Ali, *et al.* 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.

ELISEO, José; ORTIZ, Gonzalo. Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Horizontales en Colombia. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 1989.

ELLIS, Tor, *et al.* Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de los estándares. En: Oilfield Review. Winter 2009/2010. vol. 21, no. 4, p. 30-38.

FERNANDES, Preston; LI, Zhuoyi y ZHU, Ding. 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.

GAMBOA, Alba y GONZÁLEZ, Tirso. Determinación de la Productividad Máxima en Pozos Horizontales en Función de la Longitud o Sección Horizontal. Trabajo Especial de Grado (Ingeniería de Petróleo). Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2003. 155 p.

GARCES, Miguel; MERCADO, Cesar. Recobro Mejorado de crudos pesados en pozos horizontales mediante el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor utilizando un solo pozo. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2003.

HALLIBURTON. NETool User Guide 5000.0.1.1. 2012

HOLMES, J.A.; BARKVE, T. y LUND, Ø. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells. Presentado en la Conferencia Europea de Petróleo SPE celebrada en The Hague, The Netherlands, 1998. SPE 50646.

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.

JOSHI, S.D. Horizontal Well Productivity.

LI, Zhuoyi, FERNANDES, Preston y ZHU, Ding. Understanding the Roles of Inflow-Control Devices in Optimizing Horizontal-Well Performance. En: SPE Drilling & Completion. Septiembre de 2011. vol. 26 no. 3, p. 376-385.

MINULINA, Polina, *et al.* 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.

NOVAES, Kellerman. HALLIBURTON. Netool Simulator. [Diapositivas]. Bucaramanga, 2012. 23 diapositivas.

ORDOÑEZ B. Any C. Modelo de Pozos en Simulación Numérica de Yacimientos. Trabajo Especial de Grado (Ingeniería de Petróleo). Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2007. 152 p.

OUYANG, Liang-Biao. Practical Consideration of an Inflow Control Device Application for Reducing Water Production. Presentado en la Conferencia Técnica y Exhibición Anual SPE celebrada en New Orleans, Louisiana, USA, 2009. SPE 124154.

PORTURAS, Francisco. VILORIA, Lumav. ICD Completions Experience in Latin America. Presentado en el XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 2011.

SADIQ, Al-Qatari, *et al.* Optimizing Horizontal Well Performance in Nonuniform Pressure Environments Using Passive Inflow Control Devices. Presentado en la Conferencia de Tecnología Offshore celebrada en Houston, Texas, USA, 2009. OTC 20129.

SCHLUMBERGER, Eclipse Technical Description, 2009.

UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE. Method and Apparatus for Sealing the Juncture between a Vertical Well and one or more Horizontal Wells using Deformable Sealing Means. Inventor: Henry J. Jordan, Jr. *et al.* US005388648A. USA. Patente Número: 5388648. 14, Febrero, 1995.

VEGA, Rodrigo. Desarrollo de Ecuaciones para calcular Pérdidas de Presión por Fricción de un Pozo Horizontal. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005. 93 p.

WU, Ray, *et al.* 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.

YOUNGS, B; NEYLON, K. y HOLMES, J.A. Recent Advances in Modelling Well Inflow Control Devices in Reservoir Simulation. Presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo celebrada en Doha, Qatar, 2009. IPTC 13925.

ZHU, D. HILL, A. 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.

## ANEXOS

### ANEXO A. CÁLCULO DEL FACTOR K

Para que un ICD funcione apropiadamente, se deben cumplir dos condiciones:

- a. La caída de presión dentro del pozo debe estar a un nivel que corresponda al *drawdown* del yacimiento
- b. Los ICDs necesitan crear la presión correspondiente, a un nivel significativo (se requiere cierta tasa de flujo).

Tal y como se mostró en el Capítulo 2, para determinar fácilmente si se necesita considerar la caída de presión en el pozo al estimar el desempeño del influjo del pozo horizontal, se debe comparar la caída de presión en el *wellbore* con la caída de presión en el yacimiento. Para tal efecto, HILL y ZHU<sup>22</sup> desarrollaron la siguiente expresión analítica, la cual contiene dos grupos adimensionales y el factor de fricción, que también es adimensional:

$$K = \frac{\Delta p_f}{\Delta p_r} = 8f \left( \frac{4q\rho}{\pi D\mu} \right) \left( \frac{kL_w x_b}{D^4 F_g} \right) \quad \text{Eq. (6)}$$

Donde,

f = Factor de fricción

q = Tasa de flujo

$\rho$  = Densidad

D = Diámetro de la tubería

---

<sup>22</sup> HILL, A.D. y ZHU, D. The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells. Presentado en la Conferencia y Exhibición Annual SPE Europec/EAGE, Vienna, Austria, 2006. SPE 100207.

$\mu$  = Viscosidad

$k$  = Permeabilidad del yacimiento ( $\sqrt{K_h K_v}$ )

$L_w$  = Longitud del pozo

$x_b$  = Es la mitad de la extensión del yacimiento en la dirección del pozo.

$F_g$  = Factor geométrico del yacimiento

El factor de fricción se determina a partir de la ecuación planteada por CHEN<sup>23</sup> de la siguiente manera:

$$\frac{1}{\sqrt{f_D}} = -2.0 \log \left[ \frac{\epsilon}{3.7065D} - \frac{5.0452}{Re} \log \left( \frac{1}{2.8257} \left( \frac{\epsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right) \right] \quad \text{Eq. (7)}$$

Donde,

$\epsilon$  = Rugosidad de la tubería

$Re$  = Número de Reynolds ( $Du\rho/\mu$ )

$u$  = Velocidad del fluido

Para calcular el factor geométrico del yacimiento se tiene la siguiente ecuación:

$$F_g = \ln \left[ \frac{0.294h l_{ani}}{r_w (l_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{h l_{ani}} + s + s_R \quad \text{Eq. (8)}$$

Donde,

$h$  = Espesor del yacimiento

<sup>23</sup> CHEN, Ning. An Explicit Equation for Friction Factor in Pipe. Ind. Eng. Chem. Fundam., Vol. 18, No. 3, p. 296-297. 1979. DOI: 10.1021/i160071a019.

$I_{ani}$  = Índice de anisotropía ( $\sqrt{K_h/K_v}$ )

$r_w$  = Radio del *wellbore*

$y_b$  = Distancia desde el pozo hasta el límite de drenaje en dirección horizontal perpendicular al pozo.

$s$  = Factor de daño, justificando los efectos de completamiento y daño o estimulación.

$s_R$  = Factor de daño por penetración parcial

Si el pozo no penetra completamente el yacimiento, es decir, la longitud del pozo no es igual a la extensión del yacimiento en dirección paralela al pozo, el factor de daño por penetración parcial ( $s_R$ ) desarrollado por BABU y ODEH<sup>24</sup> para flujo en estado pseudoestable, puede ser usado para tener en cuenta la convergencia del flujo hacia el *wellbore*, asumiendo que las líneas de corriente en un flujo en estado estable son las mismas que en estado pseudoestable.

Se consideran dos casos de importancia práctica para su cálculo:

$$a/\sqrt{k_x} \geq 0.75b/\sqrt{k_y} \gg 0.75h/\sqrt{k_z} \quad y \quad \text{Eq. (9)}$$

$$b/\sqrt{k_y} > 1.33a/\sqrt{k_x} \gg h/\sqrt{k_z} \quad \text{Eq. (10)}$$

Donde,

$a$  = Extensión del volumen de drenaje del pozo horizontal en dirección x, ft

$b$  = Extensión del volumen de drenaje del pozo horizontal en dirección y, ft

---

<sup>24</sup> BABU, D.K. y ODEH, Aziz. Productivity of a Horizontal Well Appendices A and B. Presentado en la Conferencia y Exhibición Anual Técnica SPE, Houston, 1988. SPE 18334.

$k_x$  = Permeabilidad en dirección x, md

$k_y$  = Permeabilidad en dirección y, md

$k_z$  = Permeabilidad en dirección z, md

Al evaluar los dos casos con la información conocida para este estudio, se encuentra que el segundo de ellos es el que se logra satisfacer, por tanto, sólo se continuará con la explicación del procedimiento a seguir para este caso. La expresión para calcular el factor de daño por penetración parcial es la siguiente:

$$s_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} \quad \text{Eq. (11)}$$

Donde el componente  $P_{xyz}$  está dado por:

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L_w} - 1 \right) \left[ \ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left( \sin \frac{180^\circ z_0}{h} \right) - 1.84 \right], \quad \text{Eq. (12)}$$

siendo  $z_0$  la coordenada del centro del pozo en el plano vertical.

Para el componente  $P_y$  se tiene:

$$P_y = \frac{6.28b^2}{ah} \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k_y} \left[ \left( \frac{1}{3} - \frac{y_{mid}}{b} + \frac{y_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L_w}{24b} - \left( \frac{L_w}{b} - 3 \right) \right], \quad \text{Eq. (13)}$$

donde  $y_{mid}$  es la coordenada del punto medio a lo largo de la longitud del pozo.

Finalmente, el componente  $P_{xy}$  se expresa como:

$$P_{xy} = \left( \frac{b}{L_w} - 1 \right) \left( \frac{6.28a}{h} \sqrt{k_z/k_x} \right) \left( \frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \frac{x_0^2}{a^2} \right), \text{ para } [\text{Min}(x_0, a - x_0) \geq 0.25a],$$

Eq. (14)

donde  $x_0$  es la coordenada del centro del pozo en el plano perpendicular al pozo.

## 1. FACTOR K MODELO CONCEPTUAL

Cada una de las variables relacionadas en el procedimiento mostrado anteriormente, fue calculada a partir de la información dada en la **Tabla 1** y teniendo en cuenta la consistencia dimensional de cada expresión matemática, de tal forma que se obtuvo un factor K igual a 0.2578 para el caso en estudio. En la **Tabla 2** se muestran los resultados de los cálculos realizados.

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

Propiedades del Yacimiento		
Permeabilidad en x ( $k_x$ )	md	1528,4150
Permeabilidad en y ( $k_y$ )	md	1528,4150
Permeabilidad en z ( $k_z$ )	md	152,8415
Permeabilidad horizontal ( $k_h$ )	md	1528,4150
Permeabilidad del yacimiento (K)	md	483,3273
Viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )	cp	10,1700
Viscosidad del agua ( $\mu_w$ )	cp	0,5380
Viscosidad del líquido ( $\mu_{liq}$ )	cp	10,1573
Gravedad API		23,0000
Densidad del aceite ( $\rho_o$ )	lb/ft <sup>3</sup>	57,1495
Densidad del agua ( $\rho_w$ )	lb/ft <sup>3</sup>	63,9600
Densidad del líquido ( $\rho_{liq}$ )	lb/ft <sup>3</sup>	57,1585

**Tabla 1.** (Continuación)

<b>Propiedades del Yacimiento</b>		
Caudal de agua ( $Q_w$ )	BPD	26,4000
Caudal de aceite ( $Q_o$ )	BPD	19953,6000
Espesor (h)	ft	200,0000
Y <sub>b</sub>	ft	745,0000
X <sub>b</sub>	ft	2591,2049
a	ft	1490,0000
b	ft	5182,4099
<b>Dimensiones del pozo</b>		
Diámetro del <i>tubing</i> (D)	ft	0,4167
Longitud ( $L_w$ )	ft	3993,0000
Radio del <i>wellbore</i> ( $r_w$ )	ft	0,7083
Rugosidad de la tubería ( $\epsilon$ )	ft	0,0004
X <sub>o</sub>	ft	744,7303
Z <sub>o</sub>	ft	75,0000
Y <sub>mid</sub>	ft	2591,2049

Fuente: Autores

**Tabla 2.** Valores obtenidos para los diferentes parámetros – Modelo Conceptual

<b>Factor de fricción</b>	
Re	33212,1802
$f_D$	0,0064
<b>S<sub>R</sub> (Caso 2)</b>	
$b/(K_y)^{0,5}$	132,5596
$1,33a/(K_x)^{0,5}$	50,6894
$h/(K_z)^{0,5}$	16,1774
P <sub>xyz</sub>	1,3279
P <sub>y</sub>	2,1044
P <sub>xy</sub>	0,3673
S <sub>R</sub>	3,7996
<b>Factor geométrico del yacimiento</b>	
F <sub>g</sub>	11,6307

Fuente: Autores

## 2. FACTOR K POZO LIMA2

De la misma forma en que se efectuó el cálculo para el modelo conceptual, se procedió con el pozo LIMA2 resultando en un factor K igual a 0,1912. La **Tabla 3** contiene la información correspondiente al yacimiento y al pozo y la **Tabla 4**, los resultados obtenidos para las diferentes variables involucradas en el procedimiento.

**Tabla 3.** Información del yacimiento y del pozo LIMA2

Propiedades del Yacimiento		
Permeabilidad en x ( $k_x$ )	md	1649,8526
Permeabilidad en y ( $k_y$ )	md	1643,9443
Permeabilidad en z ( $k_z$ )	md	841,7444
Permeabilidad horizontal ( $k_h$ )	md	1646,8985
Permeabilidad del yacimiento (K)	md	1177,3986
Viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )	cp	82,0150
Viscosidad del agua ( $\mu_w$ )	cp	0,3910
Viscosidad del líquido ( $\mu_{liq}$ )	cp	77,0561
Gravedad API		12,4200
Densidad del aceite ( $\rho_o$ )	lb/ft <sup>3</sup>	61,3783
Densidad del agua ( $\rho_w$ )	lb/ft <sup>3</sup>	62,4280
Densidad del líquido ( $\rho_{liq}$ )	lb/ft <sup>3</sup>	61,4420
Caudal de agua ( $Q_w$ )	BPD	273,0400
Caudal de aceite ( $Q_o$ )	BPD	4221,2000
Espesor (h)	ft	650,0000
Yb	ft	744,7303
Xb	ft	4100,0000
a	ft	1489,4605
b	ft	4096,4605

**Tabla 3.** (Continuación)

<b>Dimensiones del pozo</b>		
Diámetro del <i>tubing</i> (D)	ft	0,4077
Longitud ( $L_w$ )	ft	2607
Radio del <i>wellbore</i> ( $r_w$ )	ft	0,7083
Rugosidad de la tubería ( $\epsilon$ )	ft	0,0001
$X_o$	ft	744,7303
$Z_o$	ft	83,5112
$Y_{mid}$	ft	2048,2303

**Fuente:** Datos suministrados por ICP-Ecopetrol

**Tabla 4.** Valores obtenidos para los diferentes parámetros – Pozo LIMA2

<b>Factor de fricción</b>	
Re	1081,9235
$f_D$	0,0602
<b><math>S_R</math> (Caso 2)</b>	
$b/(K_y)^{0,5}$	101,0335
$1,33a/(K_x)^{0,5}$	48,7706
$h/(K_z)^{0,5}$	22,4039
$P_{xyz}$	3,4763
$P_y$	1,6120
$P_{xy}$	0,4894
$S_R$	5,5777
<b>Factor geométrico del yacimiento</b>	
$F_g$	13,1956

**Fuente:** Autores

## ANEXO B. PERFILES DE INFLUJO MODELO CONCEPTUAL

Figura 1. Influjo total a lo largo del pozo @18 meses

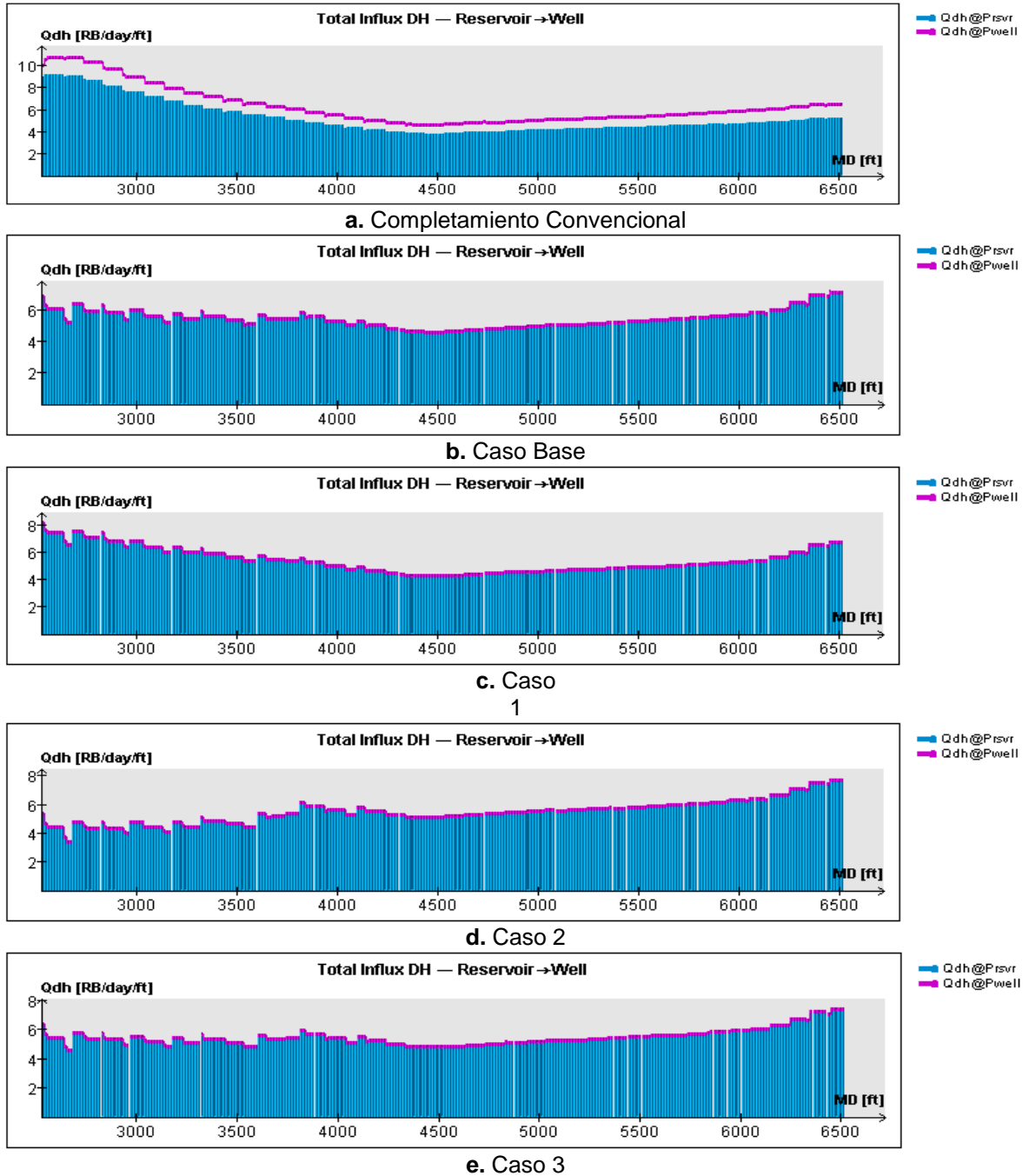
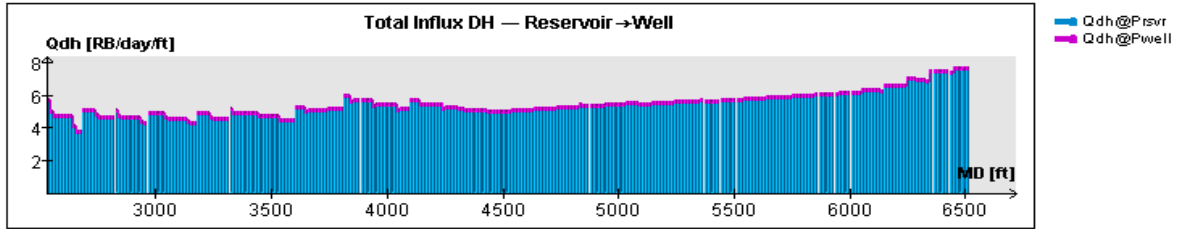
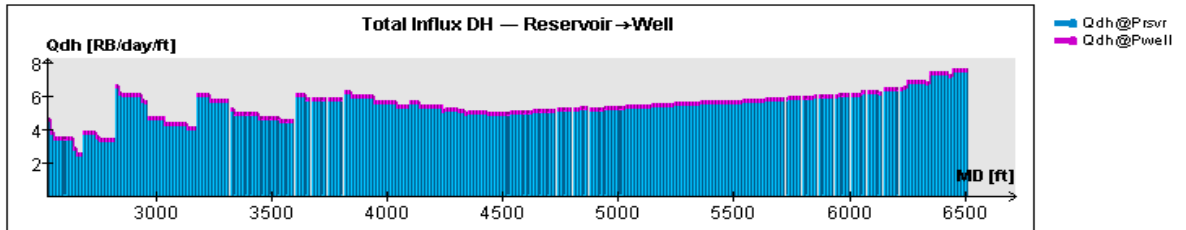


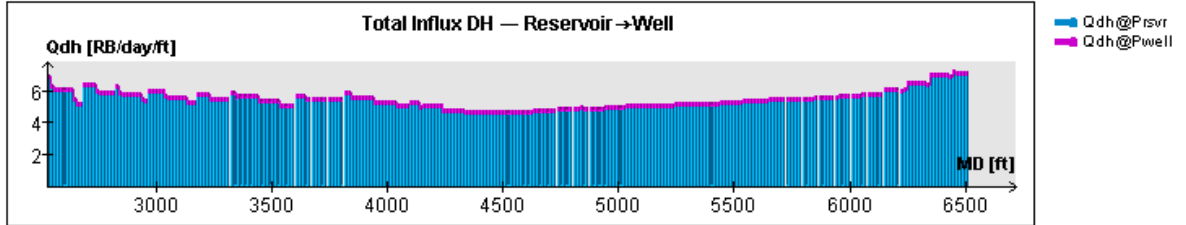
Figura 1. (Continuación)



f. Caso 4



g. Caso 5



h. Caso 6

Fuente: Autores. Imágenes capturadas del software NETool™ 5000.0.1.1

**ANEXO C. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO SELECCIONADO COMO MEJOR OPCIÓN A 2001 (CASO 4)**

**Tabla 5.** Diseño de completamiento del caso 4 a 2001

<b>No. de ICDs</b>			21
<b>No. de Empaques</b>			16
<b>No. de Blank Pipe</b>			42
<b>No. de Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Tubería/Empaque/herramienta</b>
	<b>Tope MD</b>	<b>Longitud</b>	
	[ft]	[ft]	
<b>1</b>	5.827.000	9.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>2</b>	5.836.000	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>3</b>	5.876.000	9.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>4</b>	5.885.000	3.28	<b>Packer</b>
<b>5</b>	5.888.280	21.86	<b>Blank Pipe</b>
<b>6</b>	5.910.140	21.86	<b>Blank Pipe</b>
<b>7</b>	5.932.000	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>8</b>	5.972.000	21.86	<b>Blank Pipe</b>
<b>9</b>	5.993.860	21.86	<b>Blank Pipe</b>
<b>10</b>	6.015.720	3.28	<b>Packer</b>
<b>11</b>	6.019.000	27.45	<b>Blank Pipe</b>
<b>12</b>	6.046.445	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>13</b>	6.086.445	27.45	<b>Blank Pipe</b>
<b>14</b>	6.113.890	3.28	<b>Packer</b>
<b>15</b>	6.117.170	26.76	<b>Blank Pipe</b>
<b>16</b>	6.143.930	26.76	<b>Blank Pipe</b>
<b>17</b>	6.170.690	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>18</b>	6.210.690	26.76	<b>Blank Pipe</b>

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™ 5000.0.1.1

**Tabla 5.** (Continuación).

<b>No. de Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Tubería/Empaque/herramienta</b>
	<b>Tope MD</b>	<b>Longitud</b>	
<b>19</b>	6.237.450	26.76	<b>Blank Pipe</b>
<b>20</b>	6.264.210	3.28	<b>Packer</b>
<b>21</b>	6.267.490	37.68	<b>Blank Pipe</b>
<b>22</b>	6.305.165	37.68	<b>Blank Pipe</b>
<b>23</b>	6.342.840	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>24</b>	6.382.840	37.68	<b>Blank Pipe</b>
<b>25</b>	6.420.515	37.68	<b>Blank Pipe</b>
<b>26</b>	6.458.190	3.28	<b>Packer</b>
<b>27</b>	6.461.470	40.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>28</b>	6.501.470	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>29</b>	6.541.470	30.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>30</b>	6.571.470	30.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>31</b>	6.601.470	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>32</b>	6.641.470	45.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>33</b>	6.686.470	3.28	<b>Packer</b>
<b>34</b>	6.689.750	30.13	<b>Blank Pipe</b>
<b>35</b>	6.719.878	30.13	<b>Blank Pipe</b>
<b>36</b>	6.750.006	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>37</b>	6.790.006	30.13	<b>Blank Pipe</b>
<b>38</b>	6.820.134	30.13	<b>Blank Pipe</b>
<b>39</b>	6.850.262	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>40</b>	6.890.262	30.13	<b>Blank Pipe</b>
<b>41</b>	6.920.390	30.13	<b>Blank Pipe</b>
<b>42</b>	6.950.520	3.28	<b>Packer</b>
<b>43</b>	6.953.800	26.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>44</b>	6.979.800	26.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>45</b>	7.005.800	40.00	<b>Nozzle ICD</b>

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™ 5000.0.1.1

**Tabla 5.** (Continuación)

<b>No. de Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Tubería/Empaque/herramienta</b>
	<b>Tope MD</b>	<b>Longitud</b>	
<b>46</b>	7.045.800	40.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>47</b>	7.085.800	3.28	<b>Packer</b>
<b>48</b>	7.089.080	36.71	<b>Blank Pipe</b>
<b>49</b>	7.125.786	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>50</b>	7.165.786	36.71	<b>Blank Pipe</b>
<b>51</b>	7.202.492	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>52</b>	7.242.492	36.71	<b>Blank Pipe</b>
<b>53</b>	7.279.200	3.28	<b>Packer</b>
<b>54</b>	7.282.480	28.43	<b>Blank Pipe</b>
<b>55</b>	7.310.912	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>56</b>	7.350.912	28.43	<b>Blank Pipe</b>
<b>57</b>	7.379.344	28.43	<b>Blank Pipe</b>
<b>58</b>	7.407.776	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>59</b>	7.447.776	28.43	<b>Blank Pipe</b>
<b>60</b>	7.476.208	28.43	<b>Blank Pipe</b>
<b>61</b>	7.504.640	3.28	<b>Packer</b>
<b>62</b>	7.507.920	290.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>63</b>	7.797.920	3.28	<b>Packer</b>
<b>64</b>	7.801.200	32.22	<b>Blank Pipe</b>
<b>65</b>	7.833.415	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>66</b>	7.873.415	29.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>67</b>	7.902.415	3.28	<b>Packer</b>
<b>68</b>	7.905.695	21.27	<b>Blank Pipe</b>
<b>69</b>	7.926.960	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>70</b>	7.966.960	15.00	<b>Blank Pipe</b>
<b>71</b>	7.981.960	40.00	<b>Nozzle ICD</b>

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™ 5000.0.1.1

**Tabla 5.** (Continuación)

<b>No. de Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>Tubería/Empaque/herramienta</b>
	<b>Tope MD</b>	<b>Longitud</b>	
<b>72</b>	8.021.960	14.38	<b>Blank Pipe</b>
<b>73</b>	8.036.340	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>74</b>	8.076.340	28.05	<b>Blank Pipe</b>
<b>75</b>	8.104.390	3.28	<b>Packer</b>
<b>76</b>	8.107.670	28.05	<b>Blank Pipe</b>
<b>77</b>	8.135.720	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>78</b>	8.175.720	28.05	<b>Blank Pipe</b>
<b>79</b>	8.203.770	3.28	<b>Packer</b>
<b>80</b>	8.207.050	28.05	<b>Blank Pipe</b>
<b>81</b>	8.235.100	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>82</b>	8.275.100	28.05	<b>Blank Pipe</b>
<b>83</b>	8.303.150	3.28	<b>Packer</b>
<b>84</b>	8.306.430	42.45	<b>Blank Pipe</b>
<b>85</b>	8.348.880	40.00	<b>Nozzle ICD</b>
<b>86</b>	8.388.880	42.45	<b>Blank Pipe</b>
<b>87</b>	8.431.330	3.29	<b>Plug</b>
<b>TOE</b>	8.434.615		

**Fuente:** Autores. Datos obtenidos del software NETool™ 5000.0.1.1