

**MODELO ANALÍTICO PARA DETERMINAR LA TASA CRÍTICA DE
PRODUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS CON
ACUÍFERO ACTIVO**

RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**MODELO ANALÍTICO PARA DETERMINAR LA TASA CRÍTICA DE
PRODUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS CON
ACUÍFERO ACTIVO**

RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1 CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	12
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INVESTIGACIÓN	16
1.2.1 Pozos de Arquitectura Horizontal.....	16
1.2.2 Conificación de agua	20
1.2.3 Correlaciones para calcular la tasa crítica de petróleo	27
1.2.4 Factor de Fricción	38
1.2.5 Efecto Factor de Fricción en pozos Horizontales.....	50
2 EFECTO DE FACTOR DE FRICCIÓN EN MEDIO POROSO	57
2.1 MODELO EXPERIMENTAL ESTUDIADO	57
2.2 MODELO ANALÍTICO GENERADO	74
3 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS Y NÚMÉRICO DE TASAS CRÍTICAS EN POZOS HORIZONTALES	79
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO CASTILLA	79
3.2 DESCRIPCIÓN POZO ESTUDIO CASTILLA 25H.....	80
3.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO	81
3.4 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	82
3.4.1 Actualización del <i>Sector Model</i>	83
3.4.2 Ajuste Histórico.....	84
3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	96
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES.....	100
BIBLIOGRAFÍA	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Secuencia que representa el problema de <i>Oil Bypassing</i> causado por el efecto de Conificación.....	13
Figura 2 Efecto Talón-Punta en la sección Horizontal	14
Figura 3 Reseña histórica de pozos Horizontales.....	17
Figura 4 Tipos de Pozos Horizontales.	18
Figura 5 Descripción del fenómeno de Conificación.	21
Figura 6 Tipos de Conificación dependiendo el tipo de pozo.....	22
Figura 7 Efecto de <i>Cresting</i> en un pozo Horizontal.....	27
Figura 8 Correlación del radio adimensional para calcular la tasa crítica.	32
Figura 9 Correlación del radio de penetración para calcular la tasa crítica.....	32
Figura 10 Efecto de la fricción en pozos horizontales.....	54
Figura 11 Ubicación geográfica del Campo Ahwaz	55
Figura 12 Efecto de la longitud del pozo en una tasa crítica de flujo	56
Figura 13 Efecto de la longitud del pozo en el tiempo de Irrupción.....	57
Figura 14 Montaje experimental para simular medio poroso	61
Figura 15 Resultados experimento corrida 1	66
Figura 16 Resultados experimento corrida 2	67
Figura 17 Resultados experimento corrida 3	68
Figura 18 Columna estratigráfica cuenca de los llanos orientales	79
Figura 19 Visualización CA 25H	80
Figura 20 <i>Full Field Model</i> del Campo Castilla	81
Figura 21 <i>Sector Model</i> Original	82
Figura 22 <i>Sector Model</i> actualizado.....	83
Figura 23 Comportamiento de la presión del sector	84
Figura 24 Producción de líquidos del sector (Simulado e histórico).....	85
Figura 25 Producción de líquidos del pozo CA25H (Simulado e histórica)	85
Figura 26 Producción de petróleo del pozo CA25H (Simulado e histórica)	86
Figura 27 Producción de agua del pozo CA25H (Simulado e histórico)	86

Figura 28 Corte de agua del pozo CA25H (Simulado e histórico).....	87
Figura 29 Configuración de un pozo Multisegmento.....	88
Figura 30 Comportamiento de Presión CA25H con y sin Fricción.	93
Figura 31 Comportamiento de Producción CA25H con y sin Fricción	94
Figura 32 Comportamiento de Producción CA25H Histórico y con Fricción	95
Figura 33 Comportamiento de Presión CA25H Histórico, con Fricción y sin Fricción.	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de pozos Horizontales.	18
Tabla 2 Características del pozo A – Campo Ahwaz	54
Tabla 3 Variables y rangos del diseño experimental.....	62
Tabla 4 Resultadosdel Experimento	64
Tabla 5 Comparación de los factores de fricción	69
Tabla 6 Sensibilidad para Número de Reynolds.....	71
Tabla 7 Sensibilidad de <i>YieldValue</i> (τ_0)	71
Tabla 8 Sensibilidad del índice del comportamiento del flujo en la ecuación (n) ...	72
Tabla 9 Sensibilidad del índice de consistencia en la ecuación (H).....	72
Tabla 10 Sensibilidad del caudal de la tasa de producción (Q)	73
Tabla 11 Propiedades base para el cálculo de Tasa Crítica.....	97
Tabla 12 Resultados de Tasa Crítica-Modelo Generado y Modelo de Joshi	98
Tabla 13 Resultados de Tasa Crítica-Modelo Generado y Modelo de Simulación	98

RESUMEN

TÍTULO: MODELO ANALÍTICO PARA DETERMINAR LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS CON ACUÍFERO ACTIVO*

AUTOR: RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO**

PALABRAS CLAVES: Factor de fricción, Pozos Horizontales, Tasa crítica, Conificación, Medio poroso, Pérdidas por fricción.

Los yacimientos con mecanismo de producción por acuífero activo de fondo, imponen serios retos durante la producción de petróleo. La conificación de agua conduce a la irrupción prematura de agua, por lo tanto se presenta un alto corte de agua, lo que requiere en superficie mayor capacidad de instalaciones para procesar agua producida en exceso. Como consecuencias de la irrupción temprana de agua en superficie, y debido a la gran capacidad instalada, se requerirá más energía para operar el campo, y se obtendrá una menor recuperación de petróleo. A pesar de que numerosos estudios se han centrado en la solución de tasa crítica de petróleo para los problemas de conificación de agua, los modelos disponibles en la literatura no consideran el efecto de pérdidas de presión por fricción en el medio poroso. En éste proyecto se muestra que al no considerar las pérdidas de presión por fricción, la estimación de la tasa crítica da un error de 16%, según la comparación con un modelo de simulación y un modelo analítico sin factor de fricción.

Para efectos de un buen diseño de producción, se investigó el efecto de la fricción en medio poroso, en la estimación de la tasa crítica. Este estudio mostró que las tasas críticas calculadas con los métodos convencionales vs el nuevo modelo propuesto, son sobreestimadas. Este fenómeno ocurre por no tener en cuenta las pérdidas de presión por fricción en el medio poroso. Por lo anterior, las tasas de críticas pueden ser más precisas utilizando el nuevo método propuesto. Con una mayor exactitud de los resultados se puede tener un plan de producción más confiable y maximizar la economía de los activos.

* Trabajo de Grado para optar al título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

** Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González. Facultad de Ingenierías Físico–Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: ANALITICAL MODEL TO CALCULATE CRITICAL RATE AT HORIZONTAL WELL WITH BOTTOM WATER DRIVE*

AUTHOR: RAÚL LEONARDO TRIANA ALONSO**

KEYWORDS: Friction Factor, Horizontal Well, Critical Rate, Connig, Porous Media, Friction Loss.

For oil reservoir with bottom water drive, impose serious problems during the oil production. Water coning leads to the premature water breakthrough thus results in high water cut, which require a higher surface facility capacity to process excessively produced water. Consequences of early breakthrough are large footprint due to large facility, more energy to operate field, and low oil recovery. Even though numerous studies had been focused on solving the critical oil rate for water coning problems, is unknown if any of these considers the effect of friction pressure on critical oil rate for porous media. The ignorance of friction pressure caused the error of calculated critical rate to rise to 16%, according to compare with Simulation model and analytical model without friction factor.

For the purpose of good production design, this investigation was done for the effect of friction pressure on critical rate estimation. This study showed that the calculated critical rates whit new model versus the existing methods, the critical rate is overestimate. This phenomenon occurs for not taking into account the friction pressure in porous media. Therefore, more accurate critical rates can be obtained using new method. With more accurate result more reliable production plan can be designed to maximize the ultimate recovery.

* Graduate Project.to obtain the title of Master of Engineering Hydrocarbons.

** Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González. Physicochemical Engineering Faculty.School of Petroleum Engineering. Hydrocarbon Engineering Master.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación presenta una breve identificación del problema, donde se describe el efecto de producir un pozo por encima de tasas críticas; las consecuencias, producción de agua en exceso, conificación, y petróleo que se deja de producir *Oil Bypassed*. Luego se hace una revisión de conceptos básicos claves para el desarrollo de un nuevo modelo analítico aplicado a tasas críticas en pozos Horizontales, teniendo en cuenta los efectos de fricción en medios porosos, así mismo, aún cuando no es objetivo del proyecto se hace un análisis del efecto de la fricción en tuberías para pozos horizontales mediante un modelo de simulación conceptual.

Para generar el nuevo modelo se tomó como base un diseño experimental, donde se modeló el efecto de fricción para medios porosos, en este experimento se determinó mediante un montaje de laboratorio el valor de la constante de fricción y número de Reynolds, estas variables son fundamentales para modelar el comportamiento de tasa crítica con efecto de fricción. La ecuación utilizada de tasa crítica para pozos Horizontales fue la de Joshi (1991), ampliamente usada para el modelamiento de producción; a partir de ésta, se hizo la modificación y se generó la nueva ecuación que incluye los efectos de fricción en medios porosos.

Para tener una base comparativa del nuevo modelo generado, se construyó un modelo de simulación numérica para modelar tasas críticas en pozos horizontales, se tomó como base de investigación el pozo Horizontal CA-25H del Campo Castilla de Ecopetrol. El proyecto concluye mostrando un análisis de los resultados de tasa crítica del nuevo modelo generado con efecto de fricción en medio poroso y modelo de tasa crítica sin fricción.

1 CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

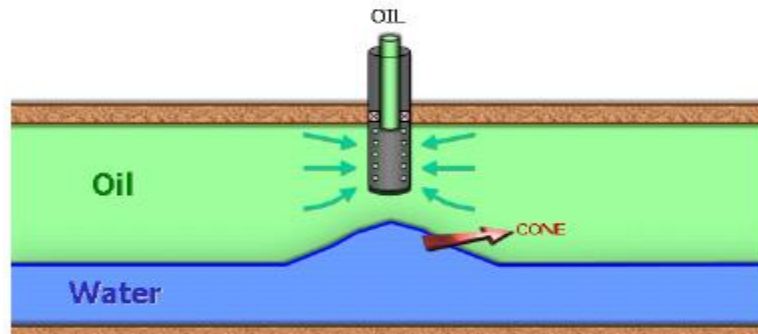
La producción de agua afecta todas las etapas de la vida de un campo petrolero, desde la etapa inicial de producción hasta el abandono del campo, de esta forma, constituye un problema serio durante la explotación de un yacimiento de hidrocarburos por cuanto el factor de recobro disminuye considerablemente y en consecuencia disminuye la vida productiva de los pozos.

En yacimientos que presentan una ó más superficies de contacto y cuando el pozo es producido a una tasa más alta que la crítica, debido usualmente a razones económicas, el plano del contacto agua–petróleo se deforma. Esta deformación es usualmente conocida como Conificación (pozos verticales) o *Cresting* (pozos Horizontales).

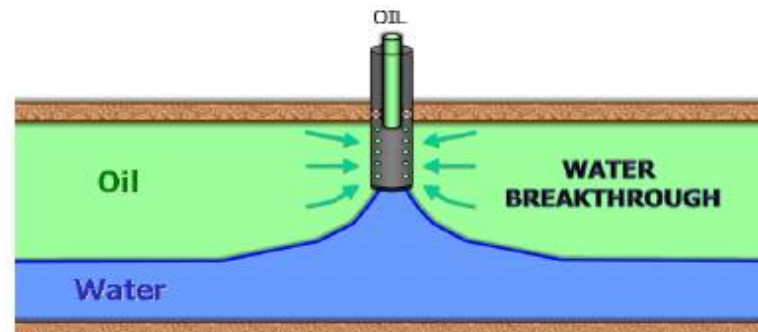
Existe un balance sensible creado entre dos fuerzas, las fuerzas viscosas causadas por el diferencial de presión o *drawdown*, ocasionado por el flujo de fluidos y las fuerzas gravitacionales causadas por la diferencia de densidades del agua y el petróleo. Si el *drawdown* supera a las fuerzas gravitacionales entonces habrá Conificación.

La Conificación puede ocasionar que gran cantidad de petróleo móvil no sea barrido. En la literatura éste fenómeno se conoce como *Oil Bypassing*. En la Figura 1 se puede observar una secuencia que representa éste problema asociado al efecto de Conificación.

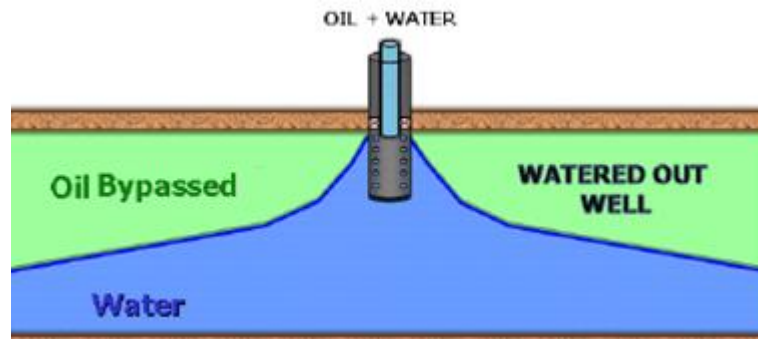
Figura 1 Secuencia que representa el problema de *Oil Bypassing* causado por el efecto de Conificación



(1) Deformación de la interface agua-petróleo en forma de Cono



(2) Intrusión del agua al wellbore por Conificación



(3) Petróleo no barrido como resultado de la Conificación en un sistema de acuífero de fondo

Fuente. HERNANDEZ, J. Oil Bypassing by Water Invasion to Wells. Louisiana University. 2007.

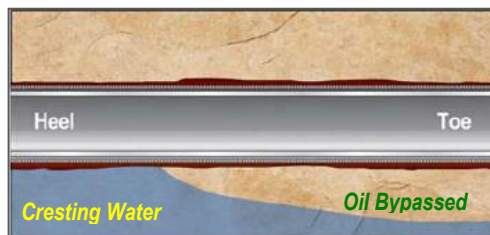
Por lo tanto, es necesario determinar la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin que haya producción de agua buscando evitar la Conificación. Ésta tasa máxima a un mismo *drawdown* es mayor en pozos Horizontales que en verticales, lo cual quiere decir en teoría, que los pozos Horizontales son afectados en menor grado por la Conificación y se convierten en una opción de explotación de un yacimiento, ya que las tendencias de Conificación pueden ser minimizadas.

Sin embargo tarde o temprano los problemas de Conificación en pozos Horizontales ocurren, las caídas de presión son significativamente mayores en el talón que en la punta de la sección Horizontal. En la literatura esta hipótesis es conocida como el efecto talón-punta (*Toe-Heel*). El diferencial de presión produce un flujo de fluidos irregular a lo largo del trayecto del pozo y genera el problema de Conificación de agua en el talón, bloqueando gran cantidad de petróleo recuperable y enmascarando el verdadero potencial de productividad del pozo.

Figura 2 Efecto Talón-Punta en la sección Horizontal



(1) Al inicio de la etapa de producción



(2) Luego de un tiempo de producción

Fuente. www.halliburton.com, 2001.

En la Figura 2 se hace una representación del efecto talón-punta. Una de las posibles consecuencias de esta condición es el fin anticipado de la vida productiva del pozo y un volumen sustancial de reservas que quedan sin recuperar en el tramo hacia la punta del pozo.

Existen otros factores que pueden afectar la productividad de los pozos por Conificación, por ejemplo, en yacimientos con permeabilidad vertical (K_v) baja, la tasa crítica de petróleo para un pozo Horizontal decrece, por consiguiente, se requiere un *drawdown* mayor para mantener una tasa de producción dada.

Otro factor importante a tener en cuenta es la localización del pozo Horizontal en el plano vertical, si el pozo está muy cerca al contacto agua-petróleo (WOC), y se incurre en despreciar los efectos capilares, rápidamente con cualquier cambio de tasa de producción la intrusión de agua por Conificación llega al *wellbore*.

Con el fin de evaluar el efecto de los componentes de las pérdidas de presión por fricción, los investigadores y operadores de la industria han tenido que afrontar otro desafío, desarrollar una adecuada correlación para calcular las pérdidas de presión por fricción. La mayoría de herramientas en simulación de yacimientos desprecian los componentes de pérdida de presión por fricción o en el mejor de los casos aproximan. Sin embargo, varios proyectos de investigación realizados en los últimos 10 años han demostrado que la aproximación, para el cálculo de las pérdidas de presión en los pozos Horizontales es muy inexacta¹.

Desde los diferentes enfoques planteados, es esencial formular un proyecto de investigación para describir los efectos de la Conificación en pozos Horizontales, con el objetivo de incrementar la productividad de los pozos.

¹ HERNANDEZ, J. Oil Bypassing by Water Invasion to Wells. Louisiana University. 2007.

1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Pozos de Arquitectura Horizontal

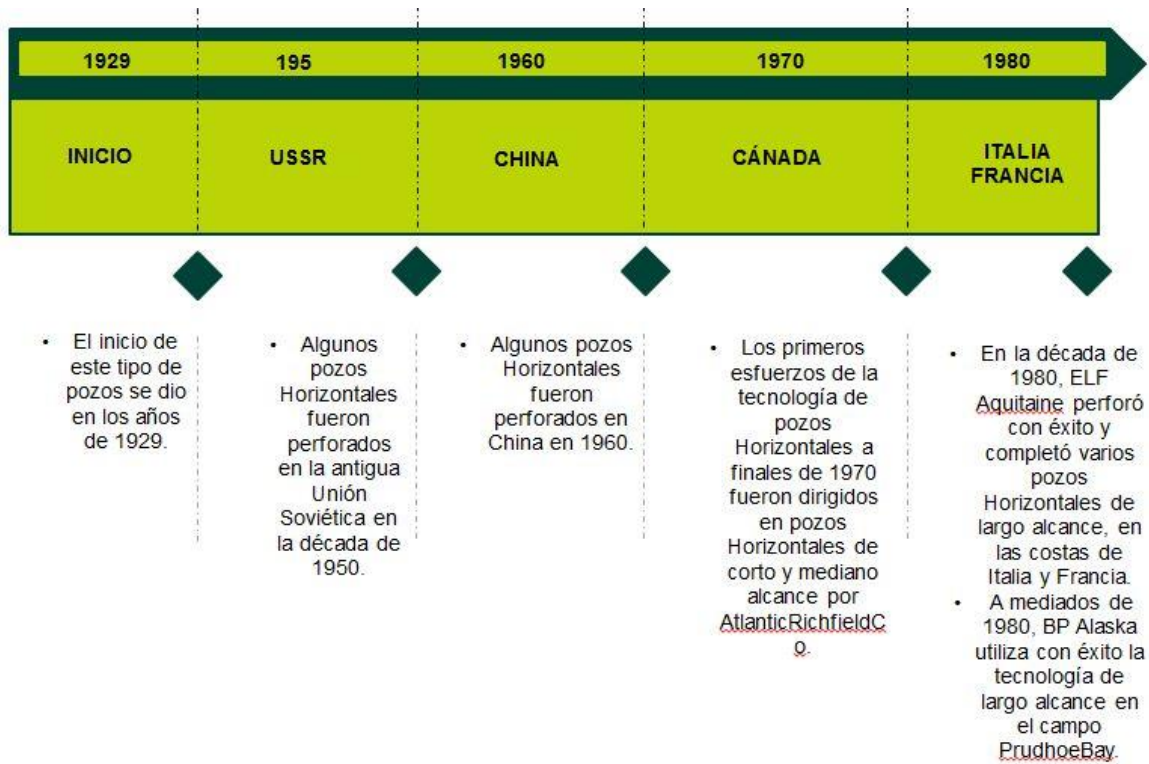
Perrine² (1995) llegó a la siguiente conclusión: Los pozos Horizontales pueden producir dos veces más que los pozos verticales. El costo de perforación, cuando se compara con el aumento de la productividad del pozo, es una variable a tener en consideración. En resumen, el mejoramiento de la productividad es proporcional a la longitud de la sección Horizontal del pozo y se compara con el impacto en costos de perforación, índice de productividad versus pie perforado en la Horizontal.

El inicio de la perforación de este tipo de pozos se dio en los años de 1929. Para los años de 1980 empresas trasnacionales como Texaco y Exxon en Canadá, así como la ELF de Francia, desarrollaron grandes progresos en este tipo de tecnología. Para ese entonces, existían dificultades en cuanto a la corriente registros eléctricos, cortar núcleos, entre otros.

Algunos pozos Horizontales fueron perforados en la antigua Unión Soviética en la década de 1950, en China en 1960 y en Canadá en 1970, pero debido a altos costos de perforación y la falta de tecnología para perforar pozos Horizontales, esta tecnología no atrajo mucho interés. Los primeros esfuerzos de la tecnología de pozos Horizontales a finales de 1970 fueron dirigidos en pozos Horizontales de corto y mediano alcance por AtlanticRichfield Co. En la década de 1980, ELF Aquitaine perforó con éxito y completó varios pozos Horizontales de largo alcance, en las costas de Italia y Francia, ya a mediados de 1980, BP Alaska utiliza con éxito la tecnología de largo alcance en el campo PrudhoeBay. El éxito de estos pozos motivo la masificación de la tecnología de pozos Horizontales (Ozkan, 2011).

² PERRINE, R. L: "Well Productivity Increase from Drain-holes as Measured by Model Studies", Petroleum Trans. AIME, Vol 206, 1955.

Figura 3 Reseña histórica de pozos Horizontales



Fuente. Autor.

Motivación de las compañías operadoras para hacer uso de la tecnología de pozos Horizontales:

- Aumento en la tasa de producción
- Mejorar recobro
- Reducir costos de perforación por área de drenaje
- Extender la vida de un campo maduro
- Disminuir inversión para desarrollo
- Yacimientos delgados y con baja permeabilidad mejoran considerablemente la productividad al usar pozos horizontales.

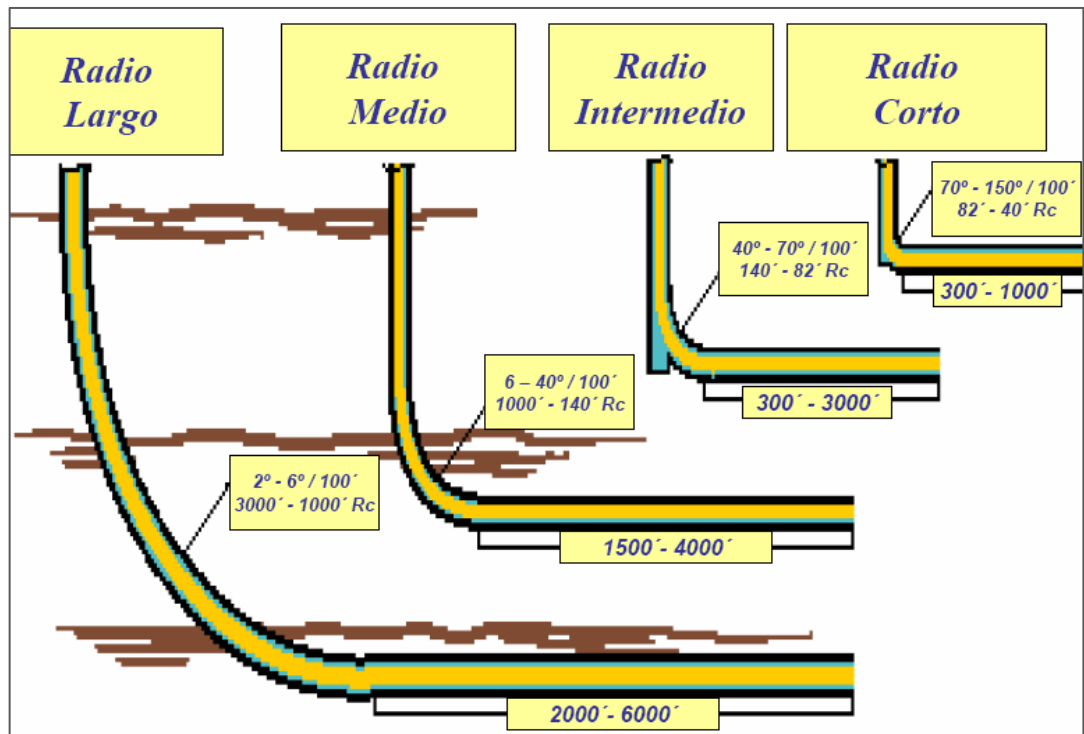
En la Tabla 1, se muestran tres de los cuatro tipos de pozos Horizontalesbásicos; su clasificación está relacionada con la tasa de aumento de ángulo, su radio de curvatura y con el alcance Horizontal, así mismo se muestra la recomendación del tamaño o diámetro del hueco para su implementación.

Tabla 1 Clasificación de pozos Horizontales.

Tipo de Pozo	Tasa de Aumento	Radio de Curvatura	Alcance Horizontal	Diámetro del Hueco
Largo	2° a 6°/100'	1.000' - 3.000'	3.281'	8 ^{1/2} " - 12 ^{1/4} "
Medio	6° a 29°/100'	200' - 1.000'	1.641'	6" - 8 ^{1/2} "
Corto	2° a 6°/100'	20' - 200'	656'	6"

Fuente. Tomada y modificada de www.halliburton.com

Figura 4 Tipos de Pozos Horizontales.



Fuente. Tomada de www.halliburton.com

Un proyecto de un pozo Horizontal típico difiere de un proyecto de un pozo vertical en que la productividad de un pozo Horizontal depende de la longitud del mismo. Además, la longitud de un pozo depende de la tecnología de perforación que se esté usando en el pozo. Por eso es esencial que los ingenieros de yacimiento y perforación trabajen en conjunto para escoger la tecnología de perforación apropiada, la cual dará la longitud de pozo deseada.

La otra consideración importante es el esquema de completamiento de pozo que puede ser:

- Pozo abierto.
- Pozo con linerranurado.
- Pozo con liner con empaques en el casing.
- Pozo cementado.
- Pozo con casing y cañoneado.

Esto dependiendo de las necesidades de completamiento y de la experiencia que se tenga en el campo. El tipo de completamiento afectará el desempeño del pozo Horizontal, e indudablemente algunos tipos de completamiento solo son posibles con algunas técnicas de perforación. Por lo tanto, la longitud del pozo, la ubicación del pozo en el yacimiento, la logística para perforar en la ubicación y el tipo de completamiento que puede ser alcanzado depende del método de perforación.

La perforación Horizontal, ha tomado un impresionante auge en los últimos años en regiones productoras de todo el mundo petrolero. En campos en Costa-Afuera de Australia, del Mediterráneo y del Mar del Norte, en Alaska y desde hace algunos años en los países de Sur América.

1.2.2 Conificación de agua

En yacimientos con empuje de agua, tres fuerzas determinan la distribución de la presión:

- Las fuerzas viscosas, debido al flujo de fluidos en el yacimiento.
- Las fuerzas gravitacionales resultantes de la diferencia de densidad entre los fluidos del yacimiento.
- Las fuerzas capilares debido a la tensión interfacial (IFT) entre los fluidos del yacimiento y la interacción de fluidos con los medios porosos.

Estas tres fuerzas influyen en el proceso de desplazamiento en relación con las demás. Si las fuerzas capilares son ignoradas entonces durante la producción, las fuerzas viscosas crean gradientes verticales de presión. Los gradientes de presión gravitacional tienden a equilibrar estos gradientes de presión vertical y mantener una interface estable de agua-petróleo. Si las fuerzas dinámicas superan las fuerzas gravitacionales, entonces el contacto agua-petróleo se vuelve inestable y se produce la irrupción de agua.

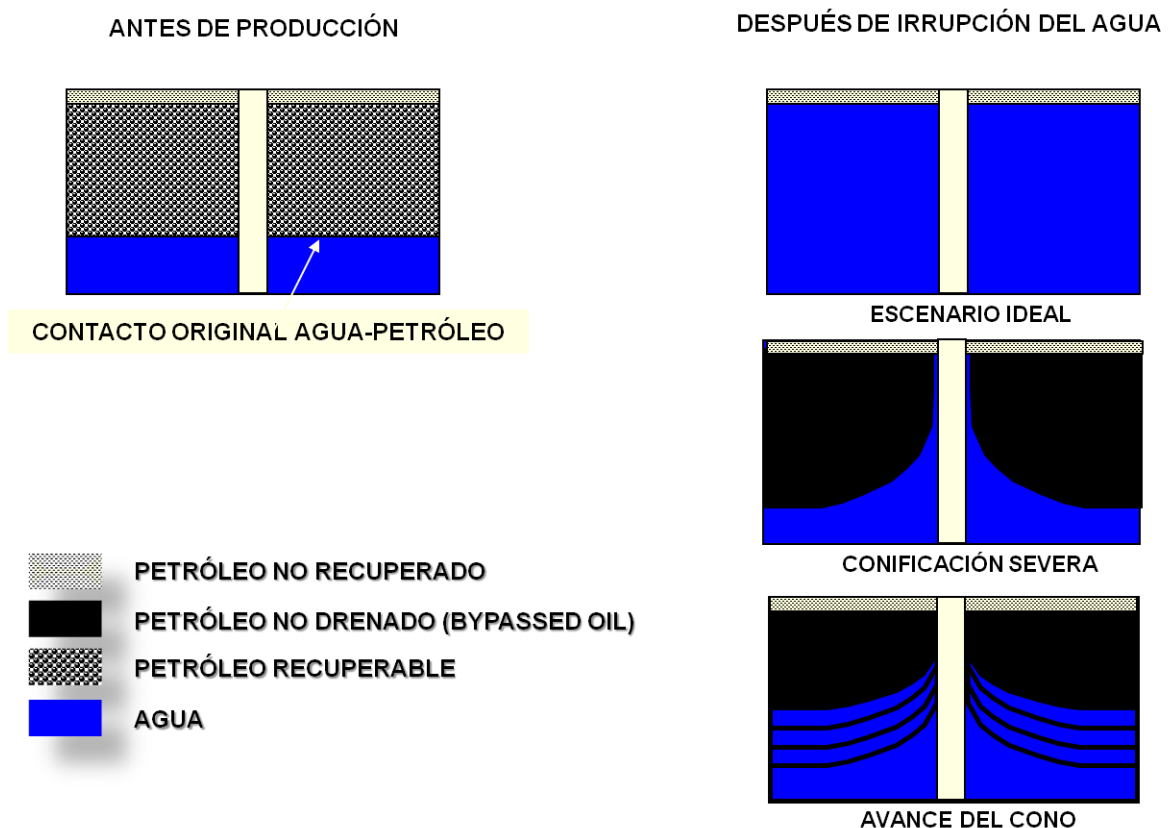
De acuerdo con Guo y otros³, el gradiente vertical de presión es más alto, debido al movimiento de fluidos que el gradiente de presión hidrostática el cual provoca la inestabilidad del cono de agua. Este gradiente excesivo de presión vertical hace que el fondo de la zona de petróleo tienda a subir para equilibrar el peso del agua debajo de ella y los resultados en el desarrollo y la inestabilidad del cono de agua.

³ GUO, BOYUN y LEE, R. L.H. A simple approach to Optimization of completion interval in oil/water coning systems: SPE 23994, 1993.

- Causas de la Conificación de agua

El movimiento de fluidos en el yacimiento en dirección de menor resistencia, es comúnmente llamado el efecto de la Conificación. En la figura 5 se evidencia un pozo atravesando la formación productora de forma parcial, en el cual el intervalo productor se encuentra ubicado entre los contactos agua-petróleo y gas -petróleo. La producción del pozo crearía gradientes de presión que tienden a elevar el contacto agua - petróleo y bajar el de gas-petróleo. Por otro lado, la tendencia de los fluidos a permanecer en las posiciones predeterminadas por su diferencia de densidades contrarresta a la generada por gradientes de presión.

Figura 5 Descripción del fenómeno de Conificación.



Fuente. Tomada y Modificada por el Autor.

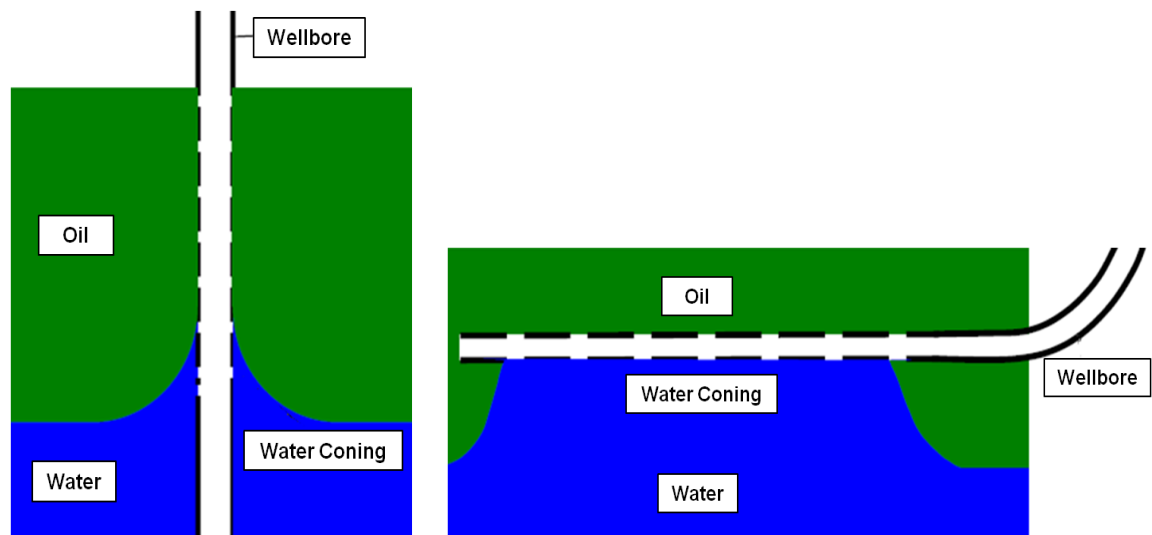
Las fuerzas capilares generalmente tienen efectos despreciables en la Conificación. Las fuerzas gravitacionales están dirigidas en una dirección vertical y se deben a los diferenciales de densidad entre los fluidos. Las fuerzas viscosas, por otra parte están referidas a los gradientes de presión que hacen posible el flujo de fluidos en el yacimiento, como lo señala la ley de Darcy.

Según el tipo de pozo se clasifica así:

Pozos Verticales: La Conificación en pozos verticales se produce cuando existe un contacto agua-petróleo cerca de los disparos en una formación con permeabilidad vertical elevada.

Pozos Horizontales: Este problema se puede asociar con la formación de una duna o cúspide.

Figura 6 Tipos de Conificación dependiendo el tipo de pozo.



Fuente. LING, Kegang. Including the Effect of Capillary Pressure to Estimate Critical Rate in Water Coning Well.SPE 152131, p.2, 2012.

- Tipos de Conificación

- **Conificación de agua en pozos verticales.**

Cuando el pozo es puesto en producción, existirá una tendencia a la formación del cono de agua alrededor de la cara de la formación, debido a que la caída de presión que causa el flujo es mayor que la fuerza gravitacional y en virtud a la permeabilidad vertical, el tiempo de avance de formación del cono de agua dependerá de la tasa de producción sometida en el pozo. A tasas muy altas de producción existirá un mayor movimiento y avance del agua de fondo a causa de las fuerzas gravitacionales, que son menores que el gradiente de presión como se evidencia en la Figura 6.

$$P_{woc} - P_{wf} > 0.433(\gamma_w - \gamma_o) * H$$

P_{woc} = Presión en el contacto agua-petróleo, psia.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psia.

γ_w = Gravedad específica del agua.

γ_o = Gravedad específica del petróleo.

H = Distancia del fondo del pozo al contacto agua-petróleo.

Si la desigualdad se satisface ocurrirá instantáneamente la Conificación, por el contrario si no se satisface la desigualdad no habrá Conificación, ya que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se puede controlar por medio de las tasas de producción, por lo cual la Conificación puede ser controlada.

Para conseguir una tasa de producción dada, se tiene que aplicar una mayor caída de presión en un yacimiento de baja permeabilidad, que en un yacimiento de alta permeabilidad. De esta manera, yacimientos de alta permeabilidad horizontal tienen menos tendencias para la Conificación que aquellos que tienen baja permeabilidad.

- **Conificación de agua en pozos horizontales.**

El movimiento ascendente del agua en las perforaciones productoras de un pozo, es comúnmente llamado Conificación. El contacto Agua-Petróleo antes de iniciar la producción en un pozo estaba definido, luego de iniciar la producción dichos contactos empiezan a deformarse formando un cono de agua o en forma de cresta para un pozo horizontal.

En los pozos verticales se presenta una alta caída de presión en el pozo, siendo la causante de la Conificación. Por lo tanto la Conificación de agua puede ser minimizada manejando las caídas de presión en el pozo. Los pozos horizontales proveen una manera de minimizar la caída de presión mientras se mantiene la tasa de producción, y han sido exitosamente aplicados en reducir problemas asociados a la Conificación de agua/gas. La tecnología de los pozos horizontales, ha sido aplicada con el fin de mejorar el recobro de petróleo en yacimientos con empuje de agua. A baja caída de presión, un pozo horizontal puede tener una gran capacidad para producir petróleo comparado con un pozo vertical.

- Factores que afectan la Conificación de agua

Como ya se mencionó, varias tecnologías se han creado y adoptado por la industria para superar los problemas de Conificación de agua en yacimientos de petróleo. Estos métodos incluyen cerrar zonas y re-completar el pozo, producir petróleo por debajo de la tasa crítica, perforar lejos del contacto agua-

petróleo(WOC), inyección de químicos como geles rígidos para formar barreras impermeables, las tecnologías DHOWS (*Downhole Water Oil Separation*), DWS (*Downhole Water Sink*), y tecnología de pozos horizontales.

La mayoría de estos métodos, son eficaces para retrasar la irrupción de agua, pero no superan los problemas de producción de agua por completo. Esto se debe, a que sólo tres de los siete parámetros que afectan la Conificación de agua son controlables. Estos siete parámetros son la relación de la movilidad, el espacio entre pozos, la relación de la permeabilidad horizontal y vertical, la relación del espesor de la zona de agua y de petróleo, la penetración del pozo, la relación de las fuerzas gravitacionales y viscosas y la tasa de producción. La relación de movilidad, la relación del espesor de la zona de agua y petróleo y la relación de las fuerzas gravitacionales y viscosas son variables prácticamente incontrolables o muy difíciles de controlar.

Según Alikhan y FarouqAlí, 1985⁴, la alta relación de movilidad hace que avance más rápido el agua. De hecho, una relación de movilidad de 1 es el valor más favorable para un desplazamiento de petróleo por agua. Alikhan y FarouqAlí, 1985⁵, concluyen que si la relación entre el espesor de la zona de agua y petróleo aumenta, se incrementa la severidad de la Conificación. Mungan, 1975⁶, en su estudio experimental muestra que la relación entre fuerzas viscosas y la gravedad juega un papel vital en el avance del agua. Si la relación de las fuerzas viscosas y gravitacionales es mayor, entonces la irrupción de agua se produce con mayor rapidez. Mungan, 1975⁷, también estudia el efecto de la penetración del pozo en la Conificación de agua mediante el uso de un modelo eléctrico, y muestra el aumento de conicidad con el aumento de penetración del pozo. Guo y otros,

⁴ALIKHAN, A., and FAROUQ ALÍ, S.M. State of the art of water coning modeling.SPE 13744, University of Alberta, Edmonton, Canada, 1985.

⁵Ibid.

⁶MUNGAN, N.A theoretical and experimental coning study.SPE 4982, 1975.

⁷Ibid

1993⁸, observaron que la tasa máxima de producción de agua libre se alcanza en un pozo de penetración de alrededor de 1/3 del espesor total de la zona de petróleo en yacimientos isotrópicos.

La tasa de producción es más fácil de controlar y tiene una fuerte influencia en el cono de agua. Los estudios de campo de Wojtanowicz, 1994⁹, muestran que incluso un pequeño aumento en la tasa de petróleo, por encima de las tasas críticas de petróleo, puede causar un fuerte aumento en la producción de agua. La tasa de petróleo crítica es la tasa máxima de petróleo por encima de la cual, el cono de agua se vuelve inestable e irrumpe en el pozo.

- Control de agua en pozos horizontales

Una técnica en la industria para el desarrollo de yacimientos sujetos a Conificación de agua son los pozos horizontales. Sin embargo, como ya se mencionó en el planteamiento del problema, los pozos horizontales no están libres de problemas de flujo de agua llamado cresta de agua “Cresting”. Al igual que el pozo vertical, las tasas críticas de petróleo típicas para evitar la entrada de agua en los pozos Horizontales son demasiado bajas para cualquier finalidad económica. La mayoría de las soluciones analíticas de los pozos horizontales no tienen en cuenta la pérdida de presión por fricción en el pozo o asumen que es insignificante en comparación con el *drawdown* del yacimiento. Además, varios investigadores han recomendado diferentes enfoques para redistribuir la presión del pozohorizontal para minimizar el nivel de aporte de agua en el talón.

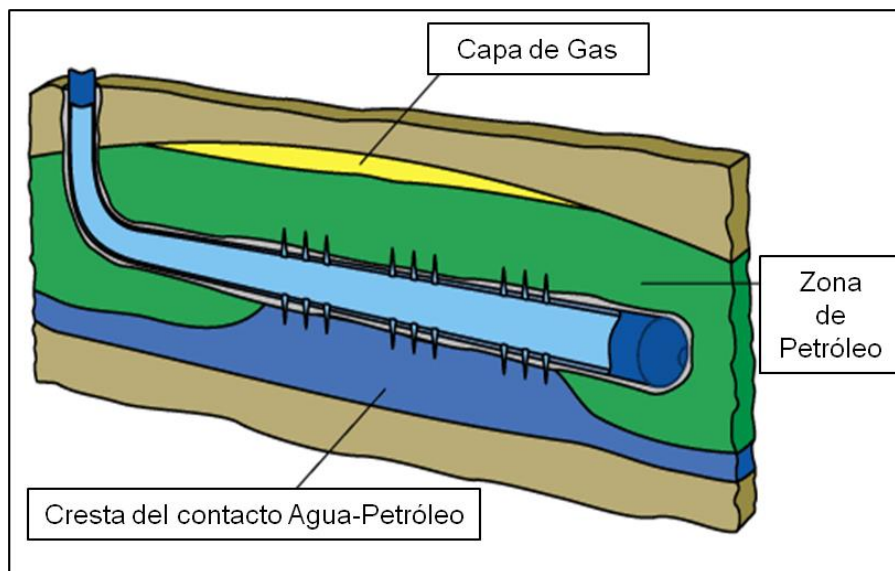
La naturaleza de flujo de fluidos en un pozo horizontal sigue siendo un reto para los ingenieros. Los investigadores han presentado tres modelos para explicar el patrón de flujo en un pozo horizontal. Ellos son: conductividad infinita, el flujo

⁸GUO, BOYUN and LEE, R. L.H. 1993.A simple approach to Optimization of completion interval in oil/water coning systems.SPE 23994, 1993.

⁹WOJTANOWICZ, A. K. and BASSIOUNI, Z. Segregated production method for oil wells with active water coning.s.l. : Journal of petroleum science and engineering, 1993

uniforme y conductividad finita. La conductividad infinita asume que no hay pérdidas de presión en el pozo; el flujo uniforme asume que el flujo de líquido en el yacimiento es constante a lo largo del pozo horizontal; la suposición de conductividad finita es más amplia, ya que incorpora el efecto de la pérdida por fricción de presión en el pozo y los cambios en la distribución del flujo de fluido a lo largo del pozo. El más controvertido y aceptado por lo menos de las tres es la suposición de flujo uniforme.

Figura 7 Efecto de *Cresting* en un pozo Horizontal.



Fuente. Tomado y modificado de www.glossary.oilfield.slb.com

1.2.3 Correlaciones para calcular la tasa crítica de petróleo

En un yacimiento el agua está a menudo asociada con el petróleo, generalmente el yacimiento está preferentemente humedecido por agua cuando dos o tres fluidos están presentes en el espacio poroso. Si la saturación de agua en el yacimiento es mayor que el agua residual, entonces el agua y el petróleo van a estar separados en dos zonas distintas. La zona de agua es llamada agua de fondo.

Para un pozo completado en un yacimiento de agua de fondo, existirá una tasa crítica de producción de petróleo, bajo la cual el agua no será producida. Por encima de esta tasa, el agua de fondo va a formar un cono y se producirá con el petróleo.

Lograr definir la máxima tasa de producción de petróleo libre de agua es un problema difícil de resolver. En la práctica se enfrentan con algunos problemas específicos como lo son:

1. Predecir la tasa máxima de flujo que puede asignarse a un pozo completado sin producción simultánea de agua libre.
2. Definir la distancia óptima y la posición del intervalo a ser perforado en el pozo, para obtener la máxima tasa de producción libre de agua.

Cuando la tasa de producción de petróleo excede a la tasa crítica, el agua se eleva en el pozo, generando el efecto de conificación que se ilustra en la figura 5. La rapidez con que cualquier fluido se moverá es inversamente proporcional a su viscosidad, por lo cual el gas tendría una mayor tendencia que el agua para formar el cono. Por esta razón, el nivel de conificación de agua dependerá de la viscosidad del petróleo comparada con la del agua.

Indudablemente la rapidez, con la cual se genera la conificación, dependerá de la tasa de producción y la permeabilidad vertical (K_v) comparada con la permeabilidad Horizontal(K_h). Además dependerá de la distancia desde los intervalos perforados hasta el contacto agua-petróleo.

- Correlaciones para calcular la tasa crítica de producción en pozos verticales con conificación de agua.

El caudal de petróleo crítico (Q_{oc}) es la tasa de petróleo máxima permitida a la que un pozo puede fluir para evitar el avance del cono. A ésta tasa, un cono estable de agua o gas, puede estar desarrollándose justo por encima o por debajo del intervalo perforado. Existen diferentes correlaciones para calcular la tasa crítica de petróleo, entre las cuales se tienen¹⁰:

- Meyer y Garder (1954)
- Hoyland, Papatzacos y Skjaeveland (1989)
- Chaperon (1986)
- Schools (1972)

Correlación Meyer y Garder.

Meyer y Garder consideran tres problemas similares pero separados: conificación de agua, conificación de gas y conificación simultánea de agua y gas. Con el fin de simplificar estos problemas, los investigadores asumieron un yacimiento homogéneo $K_v=K_h$, un flujo radial que se extiende desde el pozo y los fluidos del yacimiento se encuentran en capas horizontales. Es importante señalar que la relación K_v/k_h , es un factor crítico en la evaluación y la solución del problema. Para determinar la tasa crítica de petróleo en un sistema de petróleo -agua, Meyer y Garder desarrollaron la siguiente ecuación:

$$Q_{oc} = 0.246E - 4 \left[\frac{K_o}{\mu_o \beta_o} \right] \left[\frac{h^2 - h_p^2}{\ln(r_e/r_w)} \right] (\rho_w - \rho_o)$$

¹⁰ JOHNSTONE and SAMUEL W. Optimizing well locations to delay the effects of coning. Library.Montana Tech. 2001.

Donde:

ρ_w = Densidad del agua, lb/ft³.

h_p = Intervalo perforado, ft.

Correlación Hoyland, Papatzacos y Skjaeveland (1989)

Hoyland, Papatzacos y Skjaeveland presentaron dos métodos para conificación de agua, en formaciones homogéneas y anisotrópicas con pozos completados en el tope de la formación. El primer método es una solución analítica y el segundo una solución numérica para el problema de la conificación. Estos dos métodos y sus aplicaciones son discutidos a continuación.

- Solución analítica en conificación de agua

Basados en la solución analítica de Muskat y Wyckoffs, los autores reemplazan los supuestos de flujo uniforme en el pozo con un pozo infinitamente conductivo. Este método se deriva de una solución general de la ecuación de difusividad del tiempo dependiente por compresibilidad, flujo monofásico en estado estacionario. Por lo tanto, la influencia de la forma cónica de la distribución del potencial es despreciable. La solución analítica para el problema de la tasa crítica es la siguiente.

$$Q_{oc} = 0.246E - 4 \left[\frac{h^2(\rho_w - \rho_o)Kh}{\mu_o\beta_o} \right] q_{CD}$$

Donde:

Q_{CD} = Tasa de flujo crítica adimensional.

La tasa de flujo crítica adimensional (q_{CD}) fue correlacionada con el radio adimensional (r_D) y el radio de penetración fraccional del pozo (hp/h). Los autores presentan este resultado gráficamente (Ver Figura 8).

$$r_D = \frac{re}{h} \sqrt{\frac{Kv}{Kh}}$$

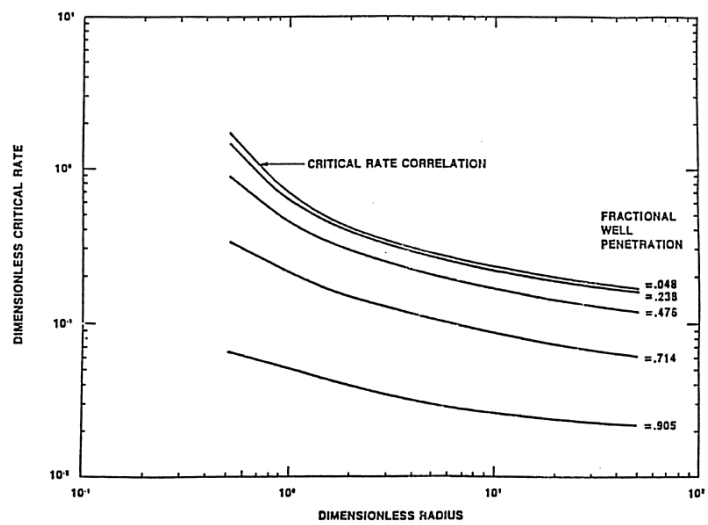
- Solución numérica en conificación de agua

Los autores utilizan un análisis de regresión rutinario basado en un gran número de corridas de simulación, con más de 50 valores de tasas críticas desarrolladas en la siguiente relación. La primera relación es para un yacimiento homogéneo isotrópico donde $Kh=Kv$.

$$Q_{oc} = 0.924E - 4 \left[\frac{ko(\rho_w - \rho_o)}{\mu_o \beta_o} \right] \left[1 - \left(\frac{hp}{h} \right)^2 \right]^{1.325} h^{2.238} [Ln(re)]^{-1.99}$$

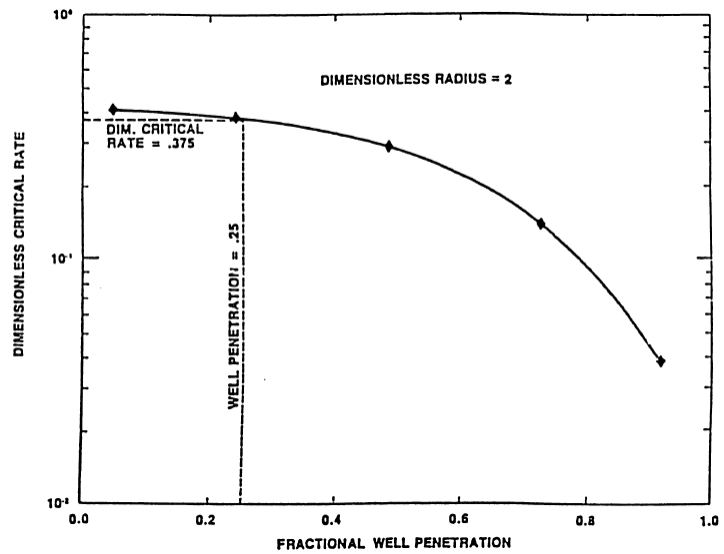
La segunda relación fue desarrollada en un yacimiento heterogéneo anisotrópico donde la kh es diferente a kv . Hoyland y sus socios (1989) correlacionaron la tasa crítica adimensional con el radio adimensional y 5 diferentes fracciones de penetración al pozo. Esta correlación es presentada gráficamente (Ver Figura 9).

Figura 8 Correlación del radio adimensional para calcular la tasa crítica.



Fuente. JOHNSTONE¹¹

Figura 9 Correlación del radio de penetración para calcular la tasa crítica.



Fuente. JOHNSTONE¹²

¹¹Ibíd

Correlación Chaperon

Chaperon introdujo una nueva relación para estimar la tasa crítica de un sistema agua-petróleo en pozos verticales. En esta relación el autor tuvo en cuenta la distancia entre el pozo productor y el límite de drenaje. El método de Chaperon es válido para formaciones anisotrópica ($k_v \neq k_h$).

$$Q_{oc} = 0.0783E - 4 \left[\frac{k_h(h - h_p)^2}{\mu\beta o} \right] (\rho_w - \rho_o)q_c^*$$

El coeficiente q_c^* fue correlacionado con α'' por Joshi (1991).

$$q_c^* = 0.7311 + \left(\frac{1.943}{\alpha''} \right)$$

Donde:

$$\alpha'' = \left(\frac{re}{h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Correlación Schools.

School desarrollo una ecuación empírica, basada en resultados obtenidos en experimentos de laboratorio y simuladores numéricos que estiman la tasa crítica para sistemas de agua-petróleo. El autor válido la ecuación de tasa crítica para formaciones homogéneas isotrópica ($k_v=k_h$).

$$Q_{oc} = 0.0783E - 4 \left[\frac{(\rho_w - \rho_o)ko(h^2 - h_p^2)}{\mu\beta o} \right] \left[0.432 + \frac{3.142}{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)} \right] \left(\frac{h}{re} \right)^{0.14}$$

¹²Ibíd

- Correlaciones para calcular la tasa crítica de producción en pozos horizontales con conificación de agua

Al igual que los pozos verticales, ser capaz de entender y predecir el comportamiento de la conificación puede ser muy beneficioso, mientras se produce con pozos horizontales. El uso de un pozo horizontal en lugar de un pozo vertical permite que el pozo produzca al mismo drawdown, mientras el tiempo de avance o irrupción es mayor. La tasa crítica de petróleo para pozos horizontales se estima por las siguientes correlaciones¹³:

- Chaperon (1986)
- Efros (1963)
- Joshi (1991)

Correlación Chaperon.

Chaperon desarrollo una simple correlación para calcular la tasa crítica en sistemas agua-petróleo. El método de Chaperon puede solo usarse en formaciones isotrópicas donde $k_v=k_h$ y es limitada por: $1 \leq \alpha'' < 70$ y $2Y_e < 4L$.

Donde:

$$\alpha'' = \frac{Y_e}{h} \sqrt{\frac{Kv}{Kh}}$$

$$Q_{oc} = 0.0783E - 4 \left(\frac{Lq_c^*}{ye} \right) (\rho_w - \rho_o) \frac{k_h [h - (h - D_b)]^2}{\mu_o \beta_o}$$

¹³Ibíd

Donde:

D_b = distancia entre el contacto agua-petróleo (WOC) y el pozo horizontal.

Correlación Efros.

Efros desarrollo una correlación de tasa crítica basada en la suposición que la tasa crítica es independiente del radio de drenaje. Además dicha correlación solo puede ser usada en formaciones isotrópicas donde la $K_v=K_h$.

$$Q_{oc} = 0.0783E - 4 \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h - (h - D_b)]^2 L}{\mu_o \beta_o \left[y_e + \sqrt{y_e^2 + \left(\frac{h^2}{3}\right)} \right]}$$

Correlación Joshi.

Joshi desarrollo los siguientes parámetros para determinar la tasa crítica en pozos horizontales:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 A}{\pi}}$$

Donde:

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal, ft.

A = Área de drenaje del pozo horizontal, acres.

$$\alpha = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

Donde:

a= Mitad del eje mayor de la elipse de drenaje, ft.

$$r'_w = \frac{r_{eh} \left(\frac{L}{2a}\right)}{\left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2}\right] \left[\frac{h}{2r_w}\right]^{\frac{h}{i}}}$$

Donde:

r'_w = Radio efectivo del pozo, ft.

r_w = Radio del pozo, ft.

El método de Joshi para calcular la tasa crítica, no toma en cuenta la permeabilidad vertical, por lo tanto solo es válido para yacimientos isotrópicos donde $K_v = K_h$.

$$Q_{oc} = 0.0246E - 3 \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu_o \beta_o \ln\left(\frac{r_{eh}}{r'_w}\right)}$$

- Análisis de tasa crítica en pozos horizontales.

Para el análisis de tasa crítica en pozos horizontales se presenta la siguiente correlación en unidades de campo, excepto para las densidades que están en gr/cc.

- Chaperon (1986) Tasa crítica.

$$q_o = \frac{4.888 * 10^{-4} L_h k h^2 (\rho_w - \rho_o) F}{\gamma_e \beta_o \mu_o}$$

En esta ecuación Y_e es un medio de la longitud del área de drenaje en la dirección normal del eje del pozo y F está dada por la siguiente correlación.

$$F = 3.9624955 + 0.0616434\alpha - 0.00054\alpha^2$$

$$\alpha = \frac{y_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Esta correlación asume un espesor de la formación constante. Durante la vida productiva del pozo el espesor de la zona de petróleo varía en ciertos intervalos y el cálculo de la tasa crítica de producción necesita ser corregida.

Las tasas críticas de producción son demasiado bajas para ser económicamente viables, por eso en la vida útil del pozo la producción se hace a tasas súper críticas y estas ocasionan que se llegue a los límites económicos, en estos casos, el cono de agua es más severo y los fluidos no deseados eventualmente pueden entrar en el pozo. Se trata, pues, de interés práctico conocer el tiempo de irrupción del agua y la evolución del cono.

- OzcananRaghavan (1990) presentaron una correlación para el tiempo de irrupción del agua para un sistema de acuífero activo de fondo.

$$t_{BT} = \frac{364.4\phi(1 - S_{wc} - S_{or})}{k_v(\rho_w - \rho_o)} t_{BTD}$$

$$t_{BTD} = 0.5464 \left(\frac{L_h}{2hq_D} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right)^{1.11} \exp \left\{ 0.4652 \left(\frac{L_h}{2hq_D} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right)^{2.945} \right\}$$

$$q_o = \frac{325.7 q\mu\beta o}{k_h h^2 (\rho_o - \rho_w)}$$

Esta correlación está en unidades de campo con excepción de la densidad que está en gr/cc y tiene un buen ajuste cuando:

$$r_e \geq 3.3h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, L \geq 4.6h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, q_D \geq 0.35 \frac{L_h}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}, \text{ and } z_w = h$$

Si las fuerzas gravitacionales son despreciables respecto a las fuerzas viscosas (en el caso de altas tasas de producción) entonces la ecuación puede escribirse de la siguiente forma:

$$t_{BTD} = \frac{L_h}{4.934hq_D} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

1.2.4 Factor de Fricción

Las pérdidas de presión en las tuberías, generalmente son asumidas como despreciables o muy pequeñas; por el contrario en pozos horizontales dichas pérdidas de presión son significativas, por lo cual el cálculo de pérdidas de presión a lo largo de la sección horizontal del pozo, puede llegar a generar una sobre-estimación en la productividad del pozo.

De acuerdo al tipo de fluido, ya sea régimen de flujo monofásico o bifásico, existen correlaciones empíricas para calcular las pérdidas de presión. Para el cálculo de las pérdidas de presión en una mezcla de fluidos o en un flujo monofásico, se obtiene mediante la suma de las diferencias hidrostáticas, de fricción y de aceleración de la presión; asumiendo que las pérdidas por aceleración de la presión son despreciables, para pozos horizontales con caudales estables. Dichas pérdidas de presión son calculadas mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P = \Delta P_h + \Delta P_{hf} + \Delta P_a$$

Donde:

ΔP = Pérdida de presión.

ΔP_h = Pérdida de presión por columna de fluido, o hidrostática.

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción.

ΔP_a = Pérdidas de presión por aceleración.

- Pérdidas de presión por columna de fluido

La diferencia de presión teniendo en cuenta la columna de fluido está dada por:

$$\Delta P_h = 0.052\rho(h_2 - h_1)$$

Donde:

ΔP_h = lpc

ρ = lb/gal

h = Pies

Cabe resaltar que este valor, generalmente es despreciable o muy pequeño, para pozos horizontales; ya que $h_2 \approx h_1$.

- Pérdidas de presión por fricción

A través de la longitud horizontal del pozo, las pérdidas de fricción suelen resultar más significativas, especialmente cuando se encuentra en contacto con un fluido de alta viscosidad¹⁴.

En un fluido monofásico o en una mezcla de fluidos a lo largo de la longitud L de la tubería, las pérdidas de presión por fricción están dadas por:

$$\Delta P_f = \frac{2 * f * L * \rho * v^2}{D}$$

Donde:

ΔP_f = Presión (Pa)

f = Factor de fricción de Fanning (adimensional)

L= Longitud de la tubería (m)

D= Diámetro interno de la tubería (m)

ρ = Densidad del fluido o la mezcla (Kg/m³)

v= Velocidad del fluido o la mezcla (m/s)

Transformando la velocidad de flujo en la tasa de flujo volumétrico Q:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{\pi D^2}{4}} = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

¹⁴SAPUTELLI, L, MENDOZA, H and FINOL, L. Monitoring steamflood performance through fiber optic temperature sensing. SPE 54104. Bakersfield, California 1999.

Tomando en cuenta el factor de conversión de unidades que ya incluye el componente gravitacional, la pérdida de presión por fricción en unidades de campo es:

$$\Delta P_f = \frac{2.956E - 12 * f * L * \rho * Q^2}{D^5}$$

Donde:

f = Adimensional

L= ft

D= ft

ρ = lb/ft³

Q= Bl/d

El factor de Fanning depende del número de Reynolds Re; para flujo laminar es (Re<2000).¹⁵

$$f = \frac{16}{Re}$$

Para flujo turbulento (Re>4000) las siguientes correlaciones son sugeridas¹⁶:

¹⁵Ibid.

¹⁶CHO, H and SHAH, S. N. Optimization of well length for horizontal drilling. SPE 2000-027. Calgary, California 2002.

Haaland's:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -3.6 \log_{10} \left(\frac{6.9}{Re} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} \right)^{\frac{10}{9}} \right)$$

Donde:

ε = Rugosidad absoluta de la tubería en las mismas unidades que se exprese D.

Siens:

$$f = 0.25 * \left\{ 1.8 * \log \left(\frac{6.9}{N_{Re}} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7 * D} \right)^{\frac{10}{9}} \right) \right\}^{-2}$$

Dikkens:

$$f = 0.079 N_{Re}^{-\alpha}$$

Jain:

$$f = 0.25 * \left\{ 1.14 - 2 * \log \left(\frac{\varepsilon}{D} + 21.25 N_{Re}^{-0.9} \right) \right\}^{-2}$$

Donde:

ε = Rugosidad absoluta (mm).

α = Coeficiente empírico para la resistencia del flujo.

D = Diámetro interno del pozo (m).

N_{Re} = Número de Reynolds.

Para la región de transición ($2000 < Re < 4000$) se genera una interpolación entre los valores de $Re=2000$ y $Re=4000$. Dicho esquema tiene la ventaja de proporcionar el cálculo directo para los valores de f que son continuos en Re . Cabe resaltar, que dichas fórmulas no toman en cuenta la afluencia del fluido a través de las perforaciones, a menos de que se realice una discretización de la tubería.

Teniendo en cuenta que la rugosidad efectiva de la tubería, es en su gran mayoría desconocida, generalmente se debe variar la rugosidad para estimar la sensibilidad de los resultados a este parámetro, para el caso de flujo turbulento ya que en este tipo de flujo es donde más influye la rugosidad.

El número de Reynolds se obtiene de la siguiente expresión¹⁷:

$$Re = \frac{\rho * v * D}{\mu}$$

Donde:

μ = viscosidad del fluido ($N \cdot s/m^2$)

Convirtiendo la velocidad de flujo v en tasa de flujo volumétrico Q e incluyendo el factor de conversión en unidades de campo, se tiene:

$$Re = \frac{0.1231 * \rho * Q}{D * \mu}$$

Donde:

$\rho = lb/ft^3$

¹⁷FRABZINI, J and FINNEMORE, E. Mecánica de fluidos con aplicaciones de ingeniería. McGraw Hill. Madrid 1999.

$$Q = Bl/d$$

$$\mu = c_p$$

Si hay más de una fase libre que fluye, se asume que el flujo a lo largo de la longitud es una mezcla homogénea (no hay deslizamiento entre las fases).

La densidad de la mezcla homogénea se utiliza en las ecuaciones para calcular el número de Reynolds y la caída de presión por fricción; y para la viscosidad se utiliza el promedio ponderado del flujo volumétrico de las viscosidades de cada fase.

- Caída de presión en pozos horizontales

Para reducir los problemas de conificación de agua y gas, son utilizados los pozos horizontales; los cuales al incrementar el área de contacto a bajos diferenciales de presión (drawdown), permiten recuperar mayor cantidad de crudo y/o gas. Sin embargo, las pérdidas de fricción en el pozo, pueden limitar la longitud útil del pozo. La pérdida por fricción es la caída de presión que se origina en el pozo debido al roce entre el fluido y las paredes internas de la tubería.

Los pozos horizontales son catalogados como pozos con secciones horizontales pequeñas y largas. En los pozos con secciones horizontales pequeñas, el pozo presenta un diferencial de presión uniforme, la fricción es despreciable y la tasa de producción aumenta rápidamente con la longitud del pozo. Para pozos con secciones horizontales largas, la fricción agota el diferencial de presión que existe en el pozo productor, por lo cual la tasa de producción es independiente de la longitud de la sección horizontal del pozo.

Novy realiza un análisis, con el fin de generar una guía para saber cuándo despreciar la fricción, dicho estudio se basa en el modelo de Dikken¹⁸. El modelo trabajado por Dikken, tuvo en cuenta un flujo de pozo monofásico, turbulento y estable¹⁹. Su trabajo requirió valores de tasas de producción, longitud, diámetro del pozo, rugosidad de la tubería, propiedades básicas del fluido y del yacimiento.

Dikken observó que los supuestos de flujo laminar para pozos horizontales son inexactos, cuando es considerado un flujo radial. Evidencio que la geometría del flujo es bastante turbulenta en el pozo. Con el fin de acomodar el aumento de las pérdidas de presión por fricción, Dikken supone que el efecto de la turbulencia y la pérdida de presión incrementada, puede ser aproximada mediante la variación del factor α ; para la ecuación típica de Blasius las pérdida de presión por fricción en la tubería se encuentran entre 0-0,15 frente a 0,25 para el flujo de un tubo liso. La ecuación de Blasius para las pérdidas de presión por fricción en tuberías lisas se representa con la siguiente ecuación.

$$f = \frac{0.0791}{N_{Re}^{\alpha}}$$

La correlación Blasius para tubo liso, desprecia la rugosidad de la tubería in-situ. Típicos tubos comerciales utilizados en pozos horizontales tienen por el fabricante una rugosidad de tubería recomendada; la cual representa una resistencia al flujo, especialmente cuando las altas tasas de producción delos pozos horizontales se toman en consideración.

Según el estudio de Novy, la longitud a la cual la fricción comienza a reducir la tasa significativamente; es el punto de “pérdida de fricción significativa”, el cual está dado por:

¹⁸MURPHY, P. Performance of horizontal wells in the Helder field.SPE 18340. 1988.

¹⁹DIKKEN, B. Pressure drop in horizontal well and its effect on production performance. SPE 19824-PA. 1990.

$$q_1/q_0 = 0.9$$

Tasa de producción con fricción

$$q_1 = 0.9 * J_s \Delta P$$

Tasa de producción sin fricción

$$q_0 = J * \Delta P$$

Donde:

q_1 = Tasa de producción con fricción (L³/t)

q_0 = Tasa de producción sin fricción (L³/t)

- Consideraciones de la pérdida de presión por fricción en pozos horizontales

En general, la pérdida de presión en tubos y/o pozos se compone de varios componentes²⁰.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{aceleración} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevación} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricción}$$

Para pozos y/o tuberías horizontales, el término de elevación generalmente se desprecia (igual a cero).

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{aceleración} = \frac{\rho v dv}{g_c DL}$$

²⁰ GRIFFITH, P. Multiphase flow in pipes. Society of petroleum engineers. 1984.

Este término representa la aceleración del flujo debido a la afluencia de fluido, con frecuencia ha sido evaluado e incorporado en el término de las pérdidas de presión por fricción.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric} = \frac{f \rho v^2}{2 g_c D}$$

Para el flujo de una sola fase, el factor de fricción f , es una función de la rugosidad de la tubería ϵ , y el número de Reynolds N_{Re} .

Para el flujo de dos fases, otros factores tales como la interacción de fluido puede ser importante al lado de la rugosidad de la tubería y el número de Reynolds.

Por lo tanto, al presentar el subíndice m , para las mezclas, la ecuación de pérdida de presión por fricción en una mezcla se convierte en:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric} = \frac{f^{tp} \rho_m v_m^2}{2 g_c D}$$

En unidades de campo la ecuación anterior se denota así:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric} = \frac{f \rho v^2}{25.8 D}$$

Los analistas del tema en cuestión, han sostenido que las pérdidas de presión por fricción en el pozo horizontal son muy pequeñas en comparación con la caída de presión *drawdown* y podrían ser ignoradas. La razón de esta conclusión es que los modelos matemáticos desarrollados para tuberías horizontales no tienen en cuenta otros efectos tales como las perforaciones y el flujo axial del fluido en el pozo. Estos factores adicionales pueden llegar a aumentar el factor de fricción hasta un 500%.

Dikken realizó una amplia investigación sobre el efecto de la caída de presión a lo largo del pozo horizontal. Desarrolló una expresión matemática para resistencia al flujo R_w , la cual incorpora el factor de fricción para flujo turbulento:

$$R_w = 0.316 \left(\frac{\pi \mu D}{4\rho} \right)^\alpha \frac{8\rho}{\pi^2 D^5}$$

Dikken analiza la caída de presión a lo largo del pozo como:

$$\left(\frac{d}{dx} \right) P_w(x) = R_w Q(x)^{2-\alpha} = 0.316 \left(\frac{\pi \mu D}{4Q\rho} \right)^\alpha * \frac{8\rho}{\pi^2 D^5} Q(x)^2$$

Expresando la ecuación anterior en términos de la expresión de Blasius, el factor de fricción de Moody estará dado por:

$$\left(\frac{d}{dx} \right) P_w(x) = R_w Q(x)^{2-\alpha} = \frac{0.316}{(N_{Re})^\alpha} * \frac{8\rho}{\pi^2 D^5} Q(x)^2 = f^M * \frac{8\rho}{\pi^2 D^5} Q(x)^2$$

Donde:

f^M =Factor de fricción de Moody.

D= Diámetro del tubo.

ρ = Densidad de la mezcla.

Q= Tasa de flujo.

Mientras Dikken no incorporó una expresión para el influjo del fluido, él observó que el exponente del número de Reynolds α , en la ecuación de Blasius para el factor de fricción podría variar entre 0.15 para tubo perforado hasta 0.25 para tubo

liso²¹. Traduciéndose en un aumento del 300% en el factor de fricción para un tubo perforado sobre un tubo liso.

El resultado de la investigación de Dikken, corrobora que las ecuaciones de pérdida de presión por fricción en tuberías, son insuficientes en la evaluación del desempeño de un pozo horizontal.

Ashiem y Kolnes desarrollaron una correlación, a partir de estudios experimentales, para la pérdida de presión por fricción en los pozos horizontales. La correlación representó el flujo de fluido en el pozo. La expresión asume un valor fijo para la relación de flujo a la tasa de flujo principal²².

$$f^T = \frac{0.16}{N_{Re}^{0.19}} + \left\{ 4D \left(\frac{q_i}{Q} \right) + 2 \left(\frac{D}{n} \right) \left(\frac{q_i}{Q} \right)^2 \right\}$$

Donde:

q_i = Tasa de influjo del fluido.

Q = Tasa de flujo principal.

D = Diámetro del tubo.

f^T = Factor de fricción total.

n = Número de perforaciones.

²¹DIKKEN, B. Pressure drop in horizontal well and its effect on production performance. SPE 19824-PA. 1990.

²²ASHEIM, H and KOLNES, J. A flow resistance correlation for completed wellbore. Elsevier science publishers 1992.

1.2.5 Efecto Factor de Fricción en pozos Horizontales

Las caídas de presión por fricción a través de la longitud de un pozo Horizontal pueden tener un efecto significativo en el comportamiento del desempeño; sirven para seleccionar un diámetro y una longitud óptima de la sección horizontal, que al final se refleja en la productividad del pozo.

- Calculo de las pérdidas de presión por fricción

La caída de presión por fricción en tubería para una longitud L está dada por:

$$\delta P_f = \frac{2f * L}{D * \rho * V^2}$$

Donde:

f = Factor de fricción de Fanning

D = Diámetro del tubing

ρ = Densidad del fluido

v = Velocidad del fluido

Transformado la velocidad de flujo en términos de tasa Q (rb/day) y tomando en cuenta los factores de conversión, la ecuación queda:

$$\delta P_f = \frac{C_f * f * L * \rho * Q^2}{D^5}$$

Donde los valores y unidades de los términos de la ecuación son:

Cf = valor: 4.343E-15(metric), 2.956E-12(field), 2.469E-13(Lab)

L = Unidades: m (metric), ft. (field), cm (lab)

D = Unidades: m (metric), ft. (field), cm (lab)

ρ = Unidades: kg/m³ (metric), lb/ft.³ (field), gm/cc (lab)

Q = Unidades: m³/day (metric), rb/day (field), rcc/hr (lab)

El factor de fricción de Fanning depende del número de Reynolds. Para flujo laminar ($Re < 2000$).

$$f = \frac{16}{Re}$$

Para $Re > 4000$

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -3.6 \log_{10} \left(\frac{6.9}{Re} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7 D} \right)^{10/9} \right)$$

Donde:

ε = Rugosidad absoluta del tubing en las mismas unidades de D.

Para la región de transición ($2000 < Re < 4000$) normalmente se usa interpolación lineal entre estos dos valores.

Cabe señalar, sin embargo, que estas fórmulas no toman en cuenta la entrada de fluido a través de las perforaciones. Su influencia en la rugosidad efectiva de la tubería es en gran parte desconocida en la actualidad, y se aconseja variar la rugosidad para valorar la sensibilidad de los resultados a este parámetro.

El número de Reynolds es:

$$Re = \rho \frac{vD}{\mu}$$

Donde μ es la viscosidad del fluido

Convirtiendo ven tasa de producción incluyendo el factor de conversión,

$$Re = \frac{Cr * \rho * Q}{D * \mu}$$

Cr = Valores: 0.01474 (Metric), 0.1231 (Field), 0.03537 (Lab)

ρ = Unidades: kg/m³ (Metric), lb/ft.³ (Field), gm/cc (Lab)

Q = Unidades: m³/day (Metric), rb/day (Field), rcc/hr (Lab)

D = Unidades: m (Metric), ft. (Field), cm (Lab)

μ = Unidades: cP (Metric), cP (Field), cP (Lab)

Si hay más de una fase libre fluyendo en el pozo, se asume flujo homogéneo a lo largo de la longitud de cañoneada (no hay deslizamiento entre las fases). La densidad de la mezcla homogénea (tasa de flujo de masa / Q) se usa en las ecuaciones para Re y δP_f , y la viscosidad es la media ponderada de flujo volumétrico de las viscosidades de fase.

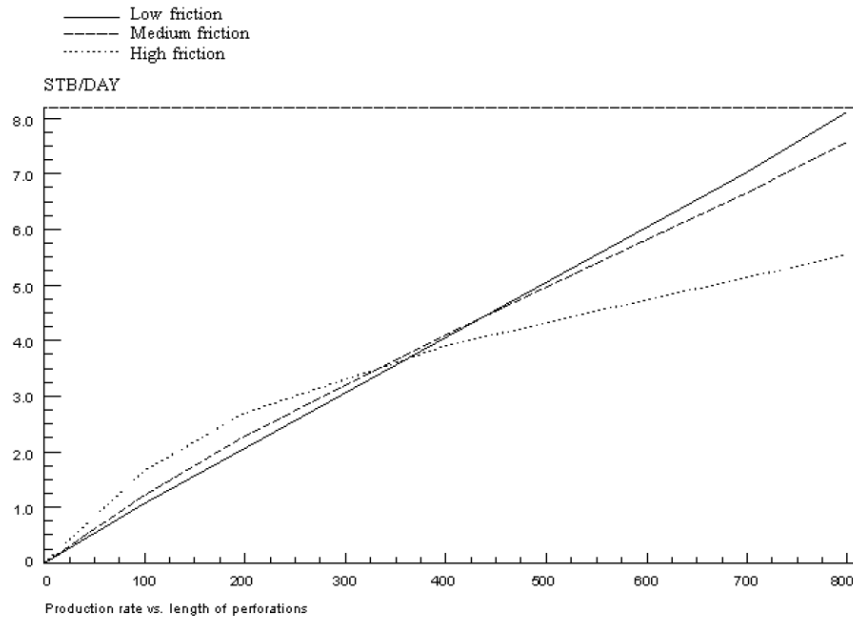
- Efecto de fricción en pozos horizontales

Una forma de representar el efecto de fricción a lo largo de la longitud de un pozo horizontal, es mediante la gráfica de tasa de flujo versus la longitud L de la sección horizontal.

Para un pozo sin fricción, asumiendo que las condiciones en el yacimiento son uniformes en toda la longitud perforada, el gráfico será de aproximadamente una línea recta. De hecho, la tasa de flujo de entrada por unidad de longitud será ligeramente mayor en los extremos que en el centro. El efecto de la fricción es disminuir la tasa de flujo de entrada por unidad de longitud a distancias adicionales desde el inicio de las perforaciones. Esto hace que la gráfica de una curva cóncava hacia abajo. En casos extremos el gráfico podría estabilizarse en grandes longitudes, lo que indica que una parte de la tubería en el extremo de las perforaciones no está contribuyendo mucho a la productividad del pozo.

La Figura 10 muestra el comportamiento para tres valores de diámetro de tubería en la sección horizontal. El diámetro del pozo y el diámetro del tubo entre la cabeza de pozo y el inicio de la sección horizontal se mantienen constantes, por lo que la diferencia entre los resultados es debido a la fricción en la longitud cañoneada. El caso sin efecto de fricción se ha calculado con un diámetro de tubería lo suficientemente grande como para que los efectos de la fricción sean insignificante. El caso fricción media (cálculo con tubería de 2 pulgadas de diámetro) muestra los efectos de fricción y ya es notable. El caso de alta fricción extrema (cálculo con un tubo de 1,25 pulgadas de diámetro) muestra que la fricción severamente disminuye el rendimiento del pozo.

Figura 10 Efecto de la fricción en pozos horizontales



Fuente. ECLIPSE Reservoir Simulation software, Versión 2012, Chapter 78, p.1243

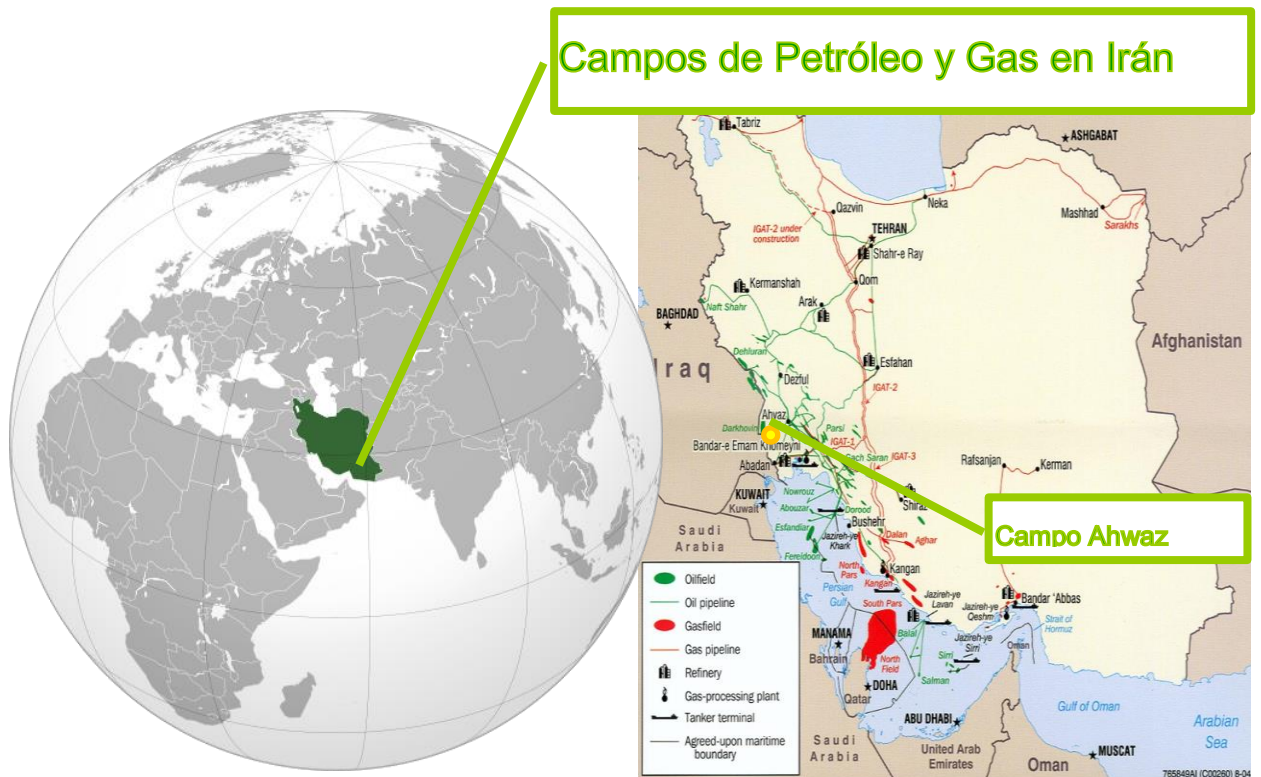
- Análisis de los parámetros que afectan el caudal crítico en un pozo horizontal: Estudio del caso en el campo Ahwaz.

Tabla 2 Características del pozo A – Campo Ahwaz

Pozo A – Campo Ahwaz @ 1 Mbpd		
Formación	Asmari	
Mecanismo de producción	Acuífero	
	Activo	
Profundidad	9461	Ft
Sección Horizontal	1306	Ft
GOR	650	Scf/Bbl
PI	650	Bbl/psi
Qo	3000	BOPD
WHP	1378	Psi

Fuente. S. Goodarzian, A. Ghalambor and M. Izadi. Analysis of Parameters Affecting Critical Flow Rate in a Horizontal Well:Case Study in Ahwaz Oil Field. SPE 151759, 2012.

Figura 11 Ubicación geográfica del Campo Ahwaz

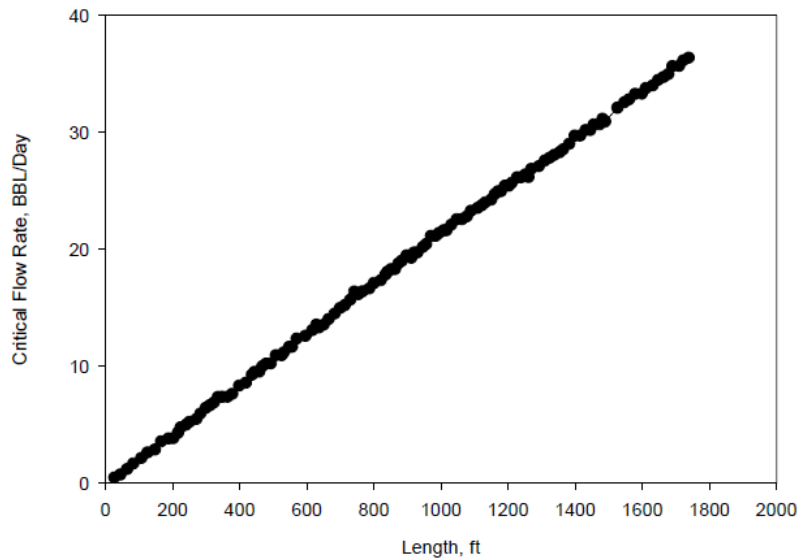


Fuente. Tomado y modificado de <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:CIAlranKarteOelGas.jpg>

En este estudio, se presenta un análisis para un pozo horizontal con mecanismo de producción acuífero activo de fondo y su efecto en la longitud, tasa crítica y tiempo de irrupción de agua, manteniendo los demás parámetros constantes. Para cinco longitudes diferentes se realizó el análisis 217.75 ft, 435.5 ft, 871 ft, 1306.5 ft y 1732.5 ft, como se puede observar en las Figuras 12 y 13. Adicionalmente, si la longitud del pozo es menor que 440 ft, la perforación de un pozohorizontal no

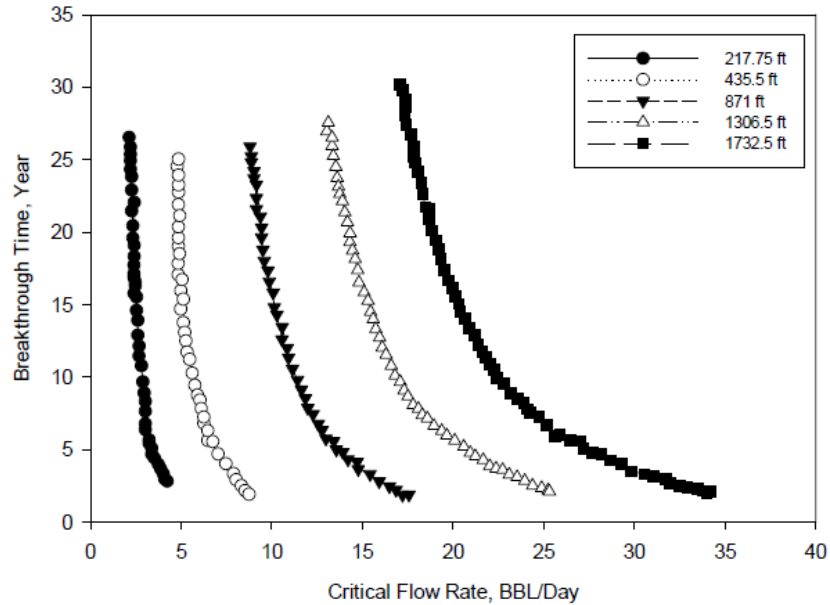
presenta ventaja alguna respecto a perforar un pozo vertical en cuanto productividad. Este estudio demuestra que a mayor longitud en la sección horizontal mayor es la tasa crítica y mayor es el tiempo de irrupción del agua, sin embargo existirá una longitud máxima a la cual la productividad del pozo ya no será atractiva.

Figura 12 Efecto de la longitud del pozo en una tasa crítica de flujo



Fuente.S. Goodarzian, A. Ghalambor and M. Izadi. Analysis of Parameters Affecting Critical Flow Rate in a Horizontal Well:Case Study in Ahwaz Oil Field. SPE 151759, 2012.

Figura 13 Efecto de la longitud del pozo en el tiempo de Irrupción.



Fuente.S. Goodarzian, A. Ghalambor and M. Izadi. Analysis of Parameters Affecting Critical Flow Rate in a Horizontal Well:Case Study in Ahwaz Oil Field. SPE 151759, 2012.

2 EFECTO DE FACTOR DE FRICCIÓN EN MEDIO POROSO

2.1 MODELO EXPERIMENTALESTUDIADO

Este diseño experimental describe el efecto de fricción para medios porosos; mediante un montaje de laboratorio se determinó el valor de la constante de fricción y número de Reynolds. El experimento está basado en la suposición de que el medio poroso está formado por un número infinito de ductos en el cual se mueven los fluidos donde la interacción roca fluido genera fuerzas que se oponen al movimiento de los fluidos como lo es la fricción.

El cálculo de este factor se basa en la correlación de la ley de Darcy y la solución de la ecuación de movimiento para desarrollar una expresión que incluye el factor

de fricción. A partir del modelo experimental²³ con el montaje en laboratorio de una columna empaquetada de arena se simulan las características de un medio poroso.

Blake fue el primero en presentar las ecuaciones para flujo en medios porosos, de la forma relación factor de fricción–número de Reynolds, Ergun en 1952 reformuló y presentó las ecuaciones para describir este comportamiento.

$$f^* = \frac{C''}{R_e'} \quad (1)$$

Donde C'' = Constante

$$f^* = \frac{\Delta P}{\rho V_p^2} \frac{D_p}{L} \frac{\phi^3}{(1-\phi)} \quad (2)$$

$$R_e' = \frac{V_o D_p \rho}{\mu (1-\phi)} \quad (3)$$

Luego una interesante revisión de los valores de la constante C'' fue publicada por Kemblowski, éste estudio muestra que no existe una base teórica confiable para asignar un valor a este término, y que varios investigadores encontraron valores entre 150 y 180 para C'' . Los datos reportados cubren una amplia gama de fluidos no newtonianos, la forma del medio poroso, el tamaño de partícula y la porosidad.

El modelo Herschel-Bulkley describe el comportamiento del flujo de fluidos no newtonianos considerando la cantidad mínima de fuerza necesaria para producir un flujo ($Yield\ Value = \text{dina/cm}^2$) se escribe como:

²³Al-Fariss, King Saud U. Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid With Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. K.L. Pinder, U.of British Columbia, 1985.

$$\tau - \tau_o = H\gamma^n \quad (4)$$

Para introducir el *Yield Value* en la relación de flujo, se utiliza la ecuación modificada de Blake–Kozeny para un fluido de Herschel–Bulkley que fluye a través de un medio poroso.

$$V_o = \frac{\phi n}{3n + 1} \left[\frac{D_p \phi}{3(1 - \phi)} \right]^{1 + \frac{1}{n}} \left[\frac{\Delta P}{3HC'L} - \frac{3(1 - \phi)}{\phi D_p H} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (5)$$

Esta ecuación puede ser planteada en términos de $\Delta P/L$ la cual es requerida para resolver la ecuación (2) para Re^* , número de Reynolds modificado para medio poroso y fluido de Herschel–Bulkley.

$$\frac{\Delta P}{L} = \left[\frac{V_o^n}{\left(\frac{\phi n}{3n+1} \right)^n \left(\frac{D_p \phi}{3(1-\phi)} \right)^{n+1}} + \frac{3(1-\phi)\tau_o}{\phi D_p H} \right] 2C'H \quad (6)$$

Sustituyendo las ecuaciones (6) y (1) en la ecuación (2) se genera la definición del número de Reynolds para este tipo de flujo.

$$Re^* = \frac{12 \rho V_o^2 \zeta}{2H D_p \phi^3 V_o^n + \phi^2 \tau_o \zeta} \quad (7)$$

Donde:

$$\zeta = 6 \left(\frac{\phi n}{3n + 1} \right)^n \left(\frac{D_p \phi}{3(1 - \phi)} \right)^{n+1} (1 - \phi) \quad (8)$$

Y

$$C'' = 72 C' \quad (9)$$

En estos cálculos no fue necesario definir la permeabilidad del medio para el número de Reynolds para sistemas no newtonianos. El número de Reynolds modificado definido por la ecuación (7) describe una forma más general, ya que incluye el *YieldValue*, y los parámetros de flujo, n y H , del modelo de Herschel-Bulkley. Para fluidos newtonianos ($\tau_0 = 0$, $n = 1$ y $H =$ viscosidad) la ecuación se reduce a la ecuación (3), el número de Reynolds para el flujo de fluidos newtonianos a través de medios porosos.

El valor de C'' de la ecuación (9) puede ser determinado experimentalmente. Éste análisis se basa en los mismos supuestos para formulación de la ley de Darcy, excepto el comportamiento de flujo Newtoniano.

Experimento

Los fluidos empleados para el experimento se clasifican en tres grupos:

- Solución cera Parafínica (Parvan 55, Imperial Oil Ltd.) en concentraciones de 2.5, 4 y 5 porcentaje en peso wt %.
- Solución cera Parafínica (Shell Oil Ltd.) a las mismas concentraciones.
- Crudo del campo PeaceRiver en Alberta, Canadá.

En la siguiente figura se muestra el montaje experimental realizado para determinar las constantes de fricción y número de Reynolds.

Figura 14 Montaje experimental para simular medio poroso



Fuente. GUIMARD, Pierre. Pressure Drop for Flow Through Packed Beds. p.4 2004.

Las propiedades reológicas de cada sistema están en función de la temperatura. A bajas temperaturas el comportamiento de flujo se aproxima el modelo Herschel-Bulkley, mientras que a altas temperaturas los fluidos se comportan del tipo newtoniano. El comportamiento reológico de estos fluidos se midió en un viscosímetro de rotor RV12.

La caída de presión fue medida en función de la tasa de flujo para cada fluido en el rango de temperaturas fluyendo a través de dos empaques de arena, el primero fue de 91 cm de longitud entre los sensores de presión, y 4.83 cm de diámetro. Se

empleó arena Ottawa con diámetro de partícula de 0.077 cm. La relación diámetro de partícula – columna fue 62.7.

El segundo empaque de arena fue de 100 cm de longitud entre los sensores de presión y 10.16 cm de diámetro. El empaque de arena de esta columna mostró un diámetro de partícula promedio de 0.128 cm, dando una relación de 79.4.

La porosidad de los empaques de arena fue de 0.36 para la columna pequeña y 0.44 para la más grande.

Cada columna fue encamisada, se empleó una solución anticongelante a través de la chaqueta mediante un set de serpentines, durante 12 horas antes de iniciar la corrida para mantener una temperatura constante y probar a diferentes temperaturas.

Resultados

La tabla 3 presenta la lista de variables estudiadas y el rango donde estas variables fueron modificadas. Se realizaron cerca de 263 corridas de tasa de flujo y caída de presión para los tres sistemas de fluidos en las dos columnas empacadas con arena.

Tabla 3 Variables y rangos del diseño experimental

Variable	Unidad	Rango
I. Parámetros de los fluidos		
Concentraciones de Petróleo	(% Wt)	2.5 – 5
Temperatura	(°C)	2 – 20
Densidad del Petróleo	(gr/c.c.)	0.8642 - 0.8918
II. Parámetros Reológicos		
Shear Stress τ	(dina/cm ²)	0.71 -502.12
Shear Rate $\dot{\gamma}$	(s ⁻¹)	0.054-2770

Yield Value τ_o	(dina/cm2)	0.71-69.37
H	(dina. S n/cm2)	0.4054-17.62
N	(-)	0.41-1.08
III. Parámetros del Medio Poroso		
Caída de presión Δp	(KPa)	3.11 - 299.6
Caudal (Q)	(ml/sec)	0.0057 - 17.40
Factor de Fricción f^*	(-)	$8.90 \times 10^2 - 2.86 \times 10^9$
Número de Reynolds R^*e	(-)	$3.38 \times 10^{-8} - 0.33$
Porosidad (ϕ)	(-)	0.36 - 0.44
Longitud de la muestra (L)	(cm)	91 – 100
Diámetro de la muestra (D_C)	(cm)	4.83 - 10.16
Diámetro de la partícula (D_P)	(cm)	0.077-0.128
Radio	(-)	62.73 - 79.4
Permeabilidad (K)	(cm2)	$3.15 \times 10^{-6} - 15.8 \times 10^{-6}$

Fuente. Tomada y modificada de Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid With Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. AL-Fariss, King Saud U.; K.L. Pinder, U.of British Columbia, p.19, 1985.

Análisis

El análisis de los resultados experimentales se basó en la correlación del factor de fricción–Número de Reynolds en la región laminar, los datos de flujo son presentados como:

$$f^* = \frac{C''}{R_e^*} \quad (10)$$

Donde la constante C'' viene de la expresión para el coeficiente de permeabilidad:

$$k = \frac{Dp^2_p \phi^3}{72 C'(1 - \phi)^2} = \frac{Dp^2 \phi^3}{C''(1 - \phi)^2} \quad (11)$$

Un número de valores de C'' han sido usados previamente por otros investigadores.

Carman y Zemblowski reportaron un valor de 180, Ergun 150, y Larkins y otros encontraron un valor de 118.

No existe un valor universal para esta constante. Valores de 180 y 150 aparecen para diferentes experimentos similares en tipos de fluidos y empaques de arena. El valor de C'' depende de varios factores, como la forma, el tipo y el tamaño del empaque de arena, y la técnica usada de empaquetamiento.

Para este caso de estudio, se determinaron los valores de C'' experimentalmente usando fluidos Newtonianos, a temperaturas relativamente altas. Los datos se muestran en la Tabla 4. La ley de Darcy para fluidos Newtonianos fue aplicada para determinar la permeabilidad, la ecuación 11 se empleó para determinar los valores de C'' . La constante calculada para el empaque de arena pequeño fue 214.5 y para el grande 285.5. Para el estudio y análisis se tomó el promedio de 248.

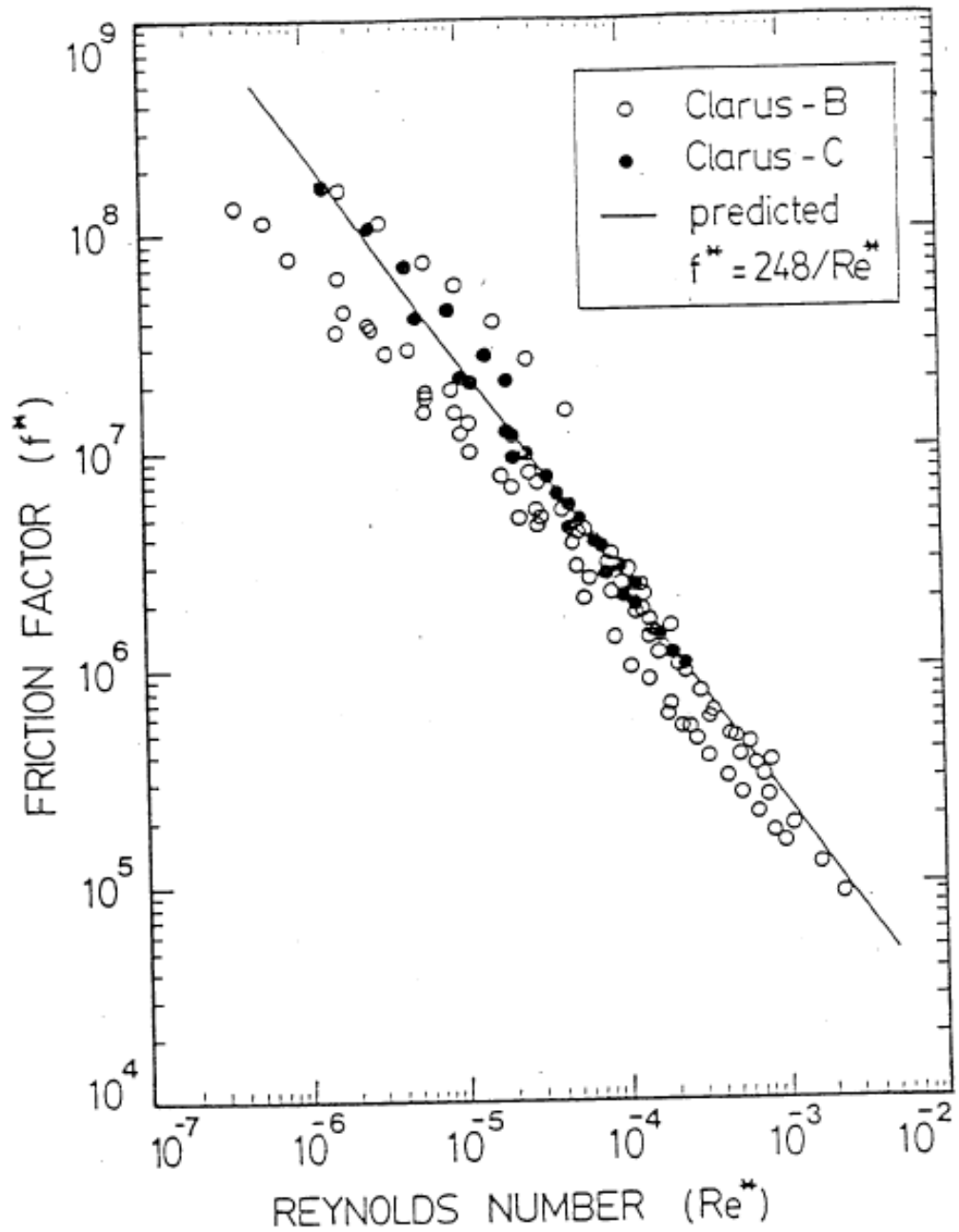
Tabla 4 Resultados del Experimento

Pure Clarus-B Oil $\mu = 103 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ $D_c/D_p = 62.7 \quad L = 91 \text{ cm}$		Pure Clarus-B Oil $\mu = 180 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ $D_c/D_p = 79.4 \quad L = 100 \text{ cm}$	
Caudal del flujo (c.c./sec)	Caída de Presión (kPa)	Caudal del flujo (c.c./sec)	Caída de Presión (kPa)
0.158	25.697	0.456	5.39
0.334	55.282	1.42	19.9
0.545	88.618	2.4	34.55
0.708	119.176	3.333	46.99
0.997	160.704	4.5	62.19

Fuente. Tomada y modificada de Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid with Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. AL-Fariss, King Saud U.; K.L. Pinder, U. of British Columbia, p. 20, 1985.

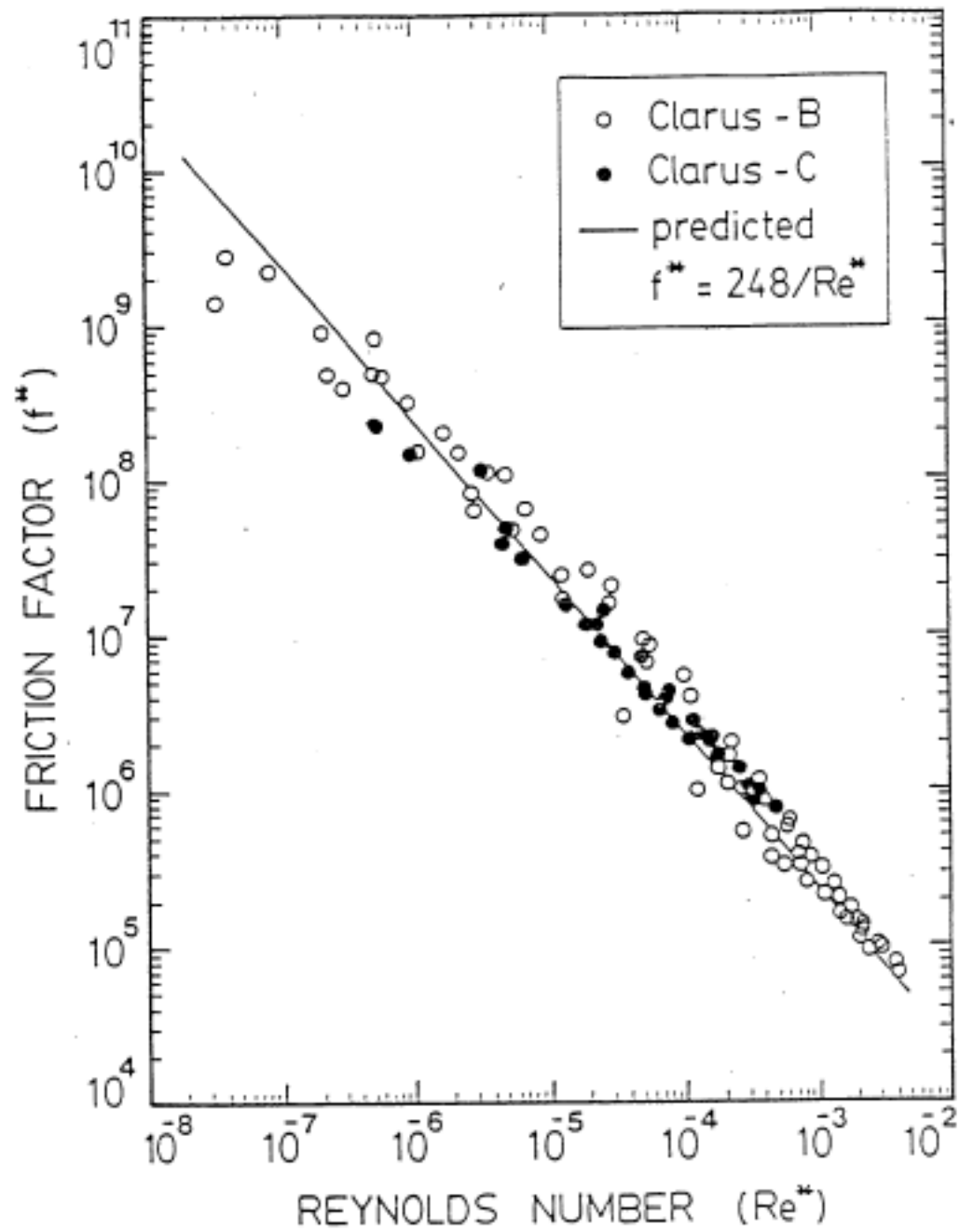
Los resultados son presentados gráficamente en las figuras 15, 16 y 17; para los dos tipos de empaques de arena y el fluido del campo PeaceRiver. La línea sólida en cada gráfica representa en valor de $C'' = 248$ dada la ecuación 10.

Figura 15 Resultados experimento corrida 1



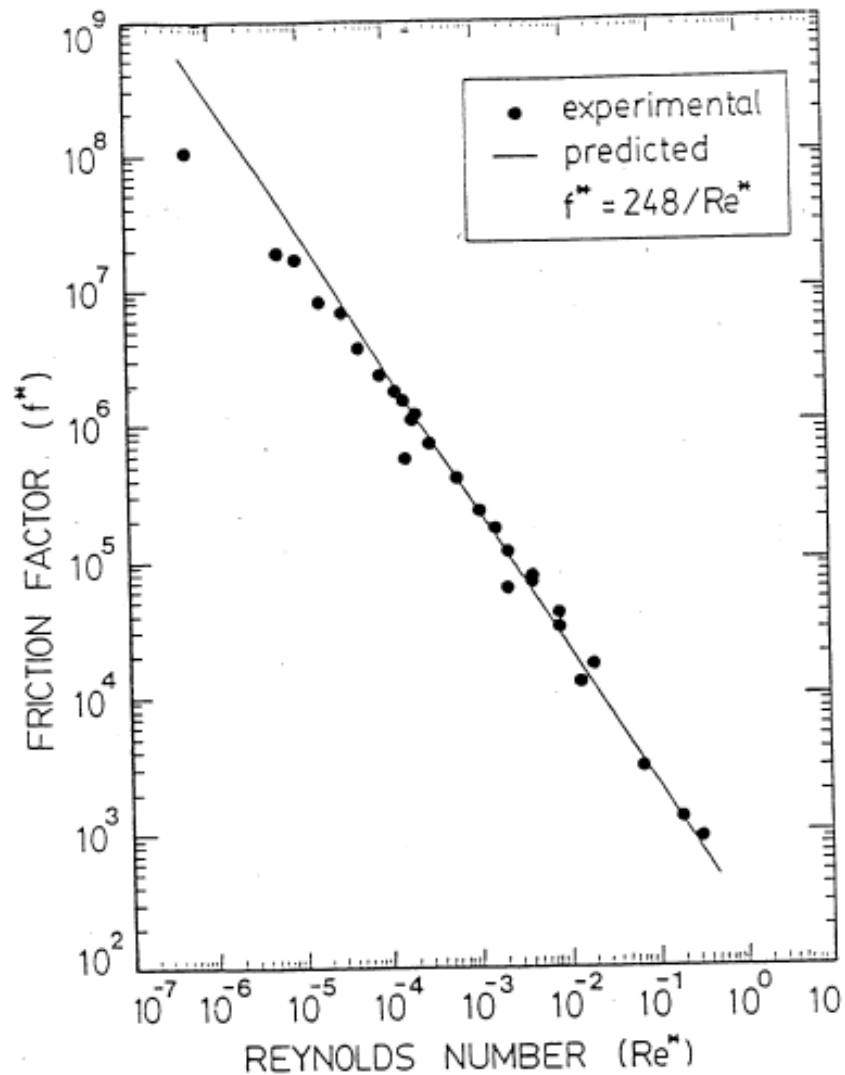
Fuente. Tomada y modificada de Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid With Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. Al-Fariss, King Saud U.; K.L. Pinder, U.of British Columbia, p. 22, 1985.

Figura 16 Resultados experimento corrida 2



Fuente. Tomada y modificada de Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid with Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. Al-Fariss, King Saud U.; K.L. Pinder, U.of British Columbia, p. 23, 1985.

Figura 17 Resultados experimento corrida 3



Fuente. Tomada y modificada de Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid with Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. Al-Fariss, King Saud U.; K.L. Pinder, U.of British Columbia, p. 24, 1985.

El ajuste del modelo y los datos reportados se ajustan muy bien para un alto número de Reynolds (mayor 0.1), para Reynolds muy bajos, el ajuste es muy pobre.

Para estudiar el rango en el que el ajuste de esta ecuación era el mejor, y también para comprobar si los valores registrados antes de C'' , se calculó el porcentaje de error en el ajuste a la ecuación 10 con $C'' = 118, 150, 180$ y 248 . Se repitió el mismo cálculo para Número de Reynolds bajos. El resultado se presenta en la Tabla 5.

Tabla 5 Comparación de los factores de fricción

C''	Límites más bajos para R^*e	No. de Información		f^*cal máximo	Medio Error cuadrático
		Incluido	Excluido		
118.0	0.0	235	0	3.491×10^9	0.1551×10^9
150.0	0.0	235	0	4.438×10^9	0.2122×10^9
180.0	0.0	235	0	5.325×10^9	0.2802×10^9
248.0	0.0	235	0	7.337×10^9	0.4515×10^9
118.0	0.5×10^{-6}	227	8	2.36×10^8	0.5134×10^8
150.0	0.5×10^{-6}	227	8	3.0×10^8	0.4604×10^8
180.0	0.5×10^{-6}	227	8	3.6×10^8	0.4260×10^8
248.0	0.5×10^{-6}	227	8	4.96×10^8	0.4197×10^8
118.0	0.1×10^{-5}	221	14	1.18×10^8	0.2158×10^8
150.0	0.1×10^{-5}	221	14	1.50×10^8	0.1879×10^8
180.0	0.1×10^{-5}	221	14	1.80×10^8	0.1721×10^8
248.0	0.2×10^{-5}	221	14	2.48×10^8	0.1845×10^8
118.0	0.5×10^{-5}	200	35	2.36×10^7	0.9163×10^7
150.0	0.5×10^{-5}	200	35	3.0×10^7	0.8126×10^7
180.0	0.5×10^{-5}	200	35	3.6×10^7	0.7321×10^7
248.0	0.5×10^{-5}	200	35	4.96×10^7	0.6398×10^7
118.0	0.1×10^{-4}	185	50	1.18×10^7	0.4987×10^7
150.0	0.1×10^{-4}	185	50	1.77×10^7	0.4446×10^7
118.0	0.1×10^{-4}	185	50	1.18×10^7	0.4987×10^7
150.0	0.1×10^{-4}	185	50	1.77×10^7	0.4446×10^7
180.0	0.1×10^{-4}	185	50	1.80×10^7	0.4024×10^7
248.0	0.1×10^{-4}	185	50	2.48×10^7	0.3528×10^7

Fuente. Tomada y modificada de Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid with Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. Al-Fariss, King Saud U.; K.L. Pinder, U.of British Columbia, p. 21, 1985.

El máximo porcentaje de error calculado de los valores logarítmicos del factor de fricción, basado en $C'' = 248$ fue 7.6% para 235 puntos experimentales.

La pendiente por mínimos cuadrados de los datos es - 0.933 y la intersección es 2.667, se describe un ajuste satisfactorio con los valores teóricos de -1,0 y 2.395. Esto corresponde a un error de 6,7% en pendiente y 11,4% en intersección.

La dispersión de los datos no parece mostrar un patrón en particular. Se asume que la dispersión para los bajos números de Reynolds surge de error experimental o un aumento de la sensibilidad de los errores en la medición, en lugar de un comportamiento anómalo de los fluidos.

La dispersión de datos para bajo número de Reynolds también fue reportado por Christofer, cuando se usó el modelo de la ley de potencia. Sadowski, explicó que esta dispersión de puntos se presenta debido a la falla del modelo de ley de potencia, para describir el comportamiento de tasa de corte a bajo esfuerzo de corte *ShearRate–Shear Stress* o lo que se ha denominado por debajo de la "menor viscosidad limitante" cuando la viscosidad debe acercarse a un valor constante a bajo esfuerzo de corte *Shear Stress*. En el caso del modelo de Herschel–Bulkley el término $H\gamma^n$ para bajas tasas de corte *ShearRate* se vuelve pequeño en comparación con τ_0 y el modelo se vuelve insensible a esta variable.

Importancia del ajuste de parámetros

Para entender la dispersión de datos del modelo, específicamente a números de Reynolds bajos, la sensibilidad de la correlación $f^* - R^*e$, fue calculado para errores pequeños en los valores de τ_0 , n , H , y Q . Dos corridas, una a bajo $R^*e = 5.5 \times 10^{-7}$ y otra a un alto valor de $R^*e = 2.6 \times 10^{-5}$ fueron seleccionadas para éste análisis.

Tabla 6 Sensibilidad para Número de Reynolds

Run No	Vo (cm/s)	f* exp.	f* cal.	R*e
C199	0.3699 x 10 ⁻³	2.292 x 10 ⁸	4.547 x 10 ⁸	5.454 x 10 ⁻⁷
C202	0.3761 x 10 ⁻²	9.190 x 10 ⁶	9.541 x 10 ⁶	2.599 x 10 ⁻⁵

Fuente. Autor

$$f^*_{exp} = \frac{\Delta P D_p}{L V_o^2 \rho} \frac{\phi^3}{(1 - \phi)}$$

$$f^*_{cal} = \frac{248}{R_e^*}$$

Donde:

$$R_e^* = \frac{12 \rho V_o^2 \zeta}{2H D_p \phi^3 V_o^n + \phi^2 \tau_o \zeta}$$

Y

$$\zeta = 6 \left(\frac{\phi n}{3n + 1} \right)^n \left(\frac{D_p \phi}{3(1 - \phi)} \right)^{n+1} (1 - \phi)$$

Si τ_o se reduce en un 10%, es decir, $\tau_o = 10.566$ dina/cm²

Tabla 7 Sensibilidad de YieldValue (τ_o)

Run No	R*e	% Error in R*e	% Error in f* cal.
C199	5.454 x 10 ⁻⁷	8.95	-8.2
C202	2.599 x 10 ⁻⁵	3.93	-3.8

Fuente. Autor

Esta tabla explica la amplia dispersión de los datos para bajos números de Reynolds, cuando el *YieldValue* tiene un efecto significativo en los resultados.

Si n se reduce en 10 %, es decir, $n = 0.84$

Tabla 8 Sensibilidad del índice del comportamiento del flujo en la ecuación (n)

Run No	R*e	% Error in R*e	% Error in f* cal.
C199	5.454×10^{-7}	17.67	-15
C202	2.599×10^{-5}	-1.4	1.4

Fuente. Autor

La tabla anterior presenta como es de sensible el modelo para el valor de n . Esto indica que para pequeños cambios en n , el resultado presenta un alto porcentaje de error para f^*_{cal} para bajas tasas de flujo o bajo R^*e pero errores pequeños a tasas de flujo altas, es exactamente lo que se encontró en los experimentos, como se puede observar en las tres gráficas de f^* versus R^*e

Si H se reduce en 10 %, es decir, $H = 15.87$

Tabla 9 Sensibilidad del índice de consistencia en la ecuación (H)

Run No	% Error in R*e	% Error in f* cal.
C199	1.3	-1.24
C202	6.33	-5.8

Fuente. Autor

Los resultados para H indican un porcentaje de error muy pequeño, lo cual indica un bajo efecto en f^* o R^*e especialmente a bajo R^*e .

Si Q es reducida en 10 %, es decir,

Tabla 10 Sensibilidad del caudal de la tasa de producción (Q)

Run No	Vo (cm/s)	% Error en f^* exp.	% Error en R^*e	% Error en f^* cal.
C199	3.3291×10^{-4}	23.5	-18	22
C202	3.3849×10^{-3}	23.5	-14.2	16.6

Fuente. Autor

Esta tabla presenta que cualquier error pequeño en la medición de la tasa de flujo, puede ocasionar errores muy grandes en la predicción del modelo para todo número de Reynolds.

Es claro que esta prueba de sensibilidad muestra que el modelo es muy sensible a cualquier error en τ_0 y n para bajos números de Reynolds y es menos sensible para altos números de Reynolds. De otro lado el error generado por la sensibilidad de H es muy pequeño para bajo de número de Reynolds y efecto más alto para alto número de Reynolds. Finalmente cualquier pequeño error para Q podría generar un alto error en f^*_{exp} , f^*_{cal} , R^*e .

En conclusión, la relación $f^* = 248/R^*e$ presenta el mejor ajuste para los datos medidos de caída de presión para el modelo de flujo de fluidos a través de columnas de empaque de arena de Herschel–Bulkley. El número de Reynolds desarrollado para estos fluidos incluye el valor de fluencia del fluido *YieldValue* y reduce al número de Reynolds newtoniano si se introducen los valores apropiados para los términos no newtonianos.

Se hicieron pruebas para determinar si una de las ecuaciones de flujo no newtoniano más comunes con los valores más bajos de C "se ajustaría mejor a los datos, pero no fue posible.

La dispersión a bajos números de Reynolds se explica por la sensibilidad del modelo a los errores en las variables medidas. Dado que el término *YieldValue* en el modelo de Herschel-Bulkley predomina y enmascara los valores de flujo a velocidades de flujo bajas, la dispersión a bajos números de Reynolds puede ser causada por esta dependencia.

2.2 MODELO ANALÍTICO GENERADO

Un número de valores de C'' han sido reportado por anteriores investigadores, Carman²⁴ y Zemblowski²⁵ indicaron un valor de 180, Ergun²⁶ 150 y Larkins et al.²⁷ calcularon un valor para C'' de 118; pero según el autor Al-Fariss el valor para $C'' = 248$ genera una mejor aproximación para las condiciones de crudo pesado. Al generar el nuevo modelo se tomó como base la constante de fricción ($C'' = 248$) y número de Reynolds para medio poroso tomado del estudio presentado en la sección anterior.

Un segundo paso fue replantear la ecuación de tasa crítica para pozos horizontales de Joshi, teniendo en cuenta las pérdidas de presión por fricción generadas en el medio poroso.

Para replantear el modelo se establecieron las siguientes consideraciones:

1. El yacimiento es homogéneo, con permeabilidad y porosidad uniforme.
2. El yacimiento tiene un único contacto Agua-Petróleo (WOC), lo que indica que no cambia en la dirección horizontal.
3. La zona superior del yacimiento se encuentra saturada con petróleo.

²⁴Carman, P.C., "Fluid Flow Through Granular Beds". (1937)

²⁵Kemblowski, Z. and Michniewicz, M., "A New Look at the Laminar Flow of Power Law Fluids through Granular Beds". (1979).

²⁶Ergun, S., "Fluid Flow Through Packed Columns" (1952)

²⁷Larkins, R.P., White, R.Rc, and Jeffrey, "Two-Phase Concurrent Flow in Packed Beds". (1961)

4. La zona inferior del yacimiento se encuentra saturada con agua.
5. Las propiedades del petróleo son uniformes en la zona de petróleo.
6. Las propiedades del agua son uniformes en la zona de agua.

Considerando la siguiente ecuación de flujo para pozos horizontales, Joshi dedujo la ecuación de tasa crítica despreciando las pérdidas por fricción y se presenta como:

$$Q_{oc} = 0.0246E - 3 \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu_o \beta_o \text{Ln} \left(\frac{r_{eh}}{r_w'} \right)}$$

Ahora considerando la ecuación de flujo para pozos horizontales y replanteando en función de términos de pérdidas por fricción en medio poroso se puede estimar la reducción de caudal asociada a ésta fuerza:

$$Q_o = \frac{0.0078 k_h h \Delta P_{fmp} / \mu_o \beta_o}{\text{Ln} \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \text{Ln} \left(\frac{h}{2r_w} \right)}$$

Donde ΔP_{fmp} indica la caída de presión asociada a las pérdidas por fricción en el medio de poroso, sin tener en cuenta la caída de presión debido a las fuerzas gravitacionales y se encuentra definida como:

$$\Delta P_{fmp} = \frac{f \rho L V_o^2 (1 - \phi)}{D_p \phi^3}$$

Dónde:

$$f = \frac{C''}{Re} = \frac{248}{Re}$$

Ahora si se tiene en cuenta que las pérdidas por fricción generarán una reducción en el caudal y se obtiene la siguiente expresión, objetivo de este estudio como:

$$Q_{ocfmp} = 0.0246E - 3 \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu\beta o \ln\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right)} + \frac{0.0078k_h h \Delta P_{fmp} / \mu\beta o}{\ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + (h/L) \ln(h/2r_w)}$$

Una forma sistemática de realizar el cálculo de la tasa crítica bajo el nuevo modelo generado sería:

1. Una vez identificadas las propiedades del medio poroso, el fluido y la reología se procede a calcular la caída de presión utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_o = \frac{\phi n}{3n + 1} \left[\frac{D_p \phi}{3(1 - \phi)} \right]^{1 + \frac{1}{n}} \left[\frac{\Delta P}{3HC'L} - \frac{3(1 - \phi)}{\phi D_p H} \right]^{\frac{1}{n}}$$

$$\zeta = 6 \left(\frac{\phi n}{3n + 1} \right)^n \left(\frac{D_p \phi}{3(1 - \phi)} \right)^{n+1} (1 - \phi)$$

$$Re^* = \frac{12 \rho V_o^2 \zeta}{2H D_p \phi^3 V_o^n + \phi^2 \tau_o \zeta}$$

$$f^* = \frac{C''}{Re'}$$

$$\Delta P_{fmp} = \frac{f \rho L V_o^2 (1 - \phi)}{D_p \phi^3}$$

2. Posteriormente se procede a realizar el cálculo de la tasa crítica utilizando la ecuación de Joshi donde se relacionan las propiedades del fluido, del medio y parámetros de geometría del pozo horizontal.

$$Q_{oc} = 0.0246E - 3 \frac{(\rho_w - \rho_o) k_h [h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu \beta o \text{Ln} \left(\frac{r_{eh}}{r'_w} \right)}$$

$$\alpha = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

$$r'_w = \frac{r_{eh} \left(\frac{L}{2a} \right)}{\left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a} \right)^2} \right] \left[\frac{h}{2r_w} \right]^{\frac{h}{i}}}$$

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43.560 A}{\pi}}$$

3. Una vez identificada la tasa crítica de Joshi, se calcula la reducción del caudal asociada a la caída de presión en el medio poroso, basados en la ecuación de flujo y utilizando las mismas propiedades del paso 2.

$$Q_o = \frac{0.0078 k_h h \Delta P_{fmp} / \mu \beta o}{\text{Ln} \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \text{Ln} (h/2r_w)}$$

4. Con la tasa crítica de Joshi y la reducción en la tasa asociada a la fricción, la ecuación general se simplifica a la suma de las dos tasas obteniendo una corrección por fricción en el medio poroso al modelo planteado por Joshi así:.

$$Q_{ocfmp} = 0.0246E - 3 \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu_o\beta_o \ln\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right)} + \frac{0.0078k_h h \Delta P_{fmp} / \mu_o\beta_o}{\ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + (h/L) \ln(h/2r_w)}$$

$$Q_{ocfmp} = Q_{Joshi} + Q_{ofricción}$$

En el capítulo 3 se presentará el análisis comparativo de los cálculos de la tasa crítica del modelo generado versus el modelo de simulación, el cual no tiene en cuenta la pérdidas de fricción en el medio poroso por ser consideradas despreciables, en comparación con las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales, así mismo se realiza un comparativo del modelo de tasa crítica para pozos horizontales de Joshi versus el modelo generado.

3 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS Y NÚMÉRICO DE TASAS CRÍTICAS EN POZOS HORIZONTALES

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO CASTILLA

El campo Castilla se encuentra localizado en el departamento del Meta. 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 estudio es la K2 y está conformada por arenas gruesas y limpias.

Figura 18 Columna estratigráfica cuenca de los llanos orientales

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES ECOPEPETROL S.A.						
ERA	PERÍODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIONES		
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno Plioceno	Tardío Temprano	Guayabo		
	TERCIARIO	Mioceno	Tardío Medio	Shale León		
		Oligoceno	Temprano Tardío	Formación Carbonera	Areniscas Superiores	
					Lutita E	
					Unidad C1	
					Areniscas Carbonera	
					Unidad C2	
	Lutita E3					
Unidad T1						
Unidad E4						
Eoceno Tardío	Temprano Tardío	Formación Mirador	Unidad T2			
MESOZOICO	CRETACEO	Paleoceno	Priaboniano	Hiato		
		Tardío		Formación Guadalupe	K1	
					K2	
						Mastrichtiano
						Campaniano
						Santoniano
	Coniaciano					
	Turoniano					
Cenomamiano						
Temprano	Albiano Aptiano	Hiato				
Jurásico		No diferenciado				
Triásico		No diferenciado				
Paleozoico	Devónico		No diferenciado			
	Cámbrico		No diferenciado			
Precámbrico			Basamento Cristal			

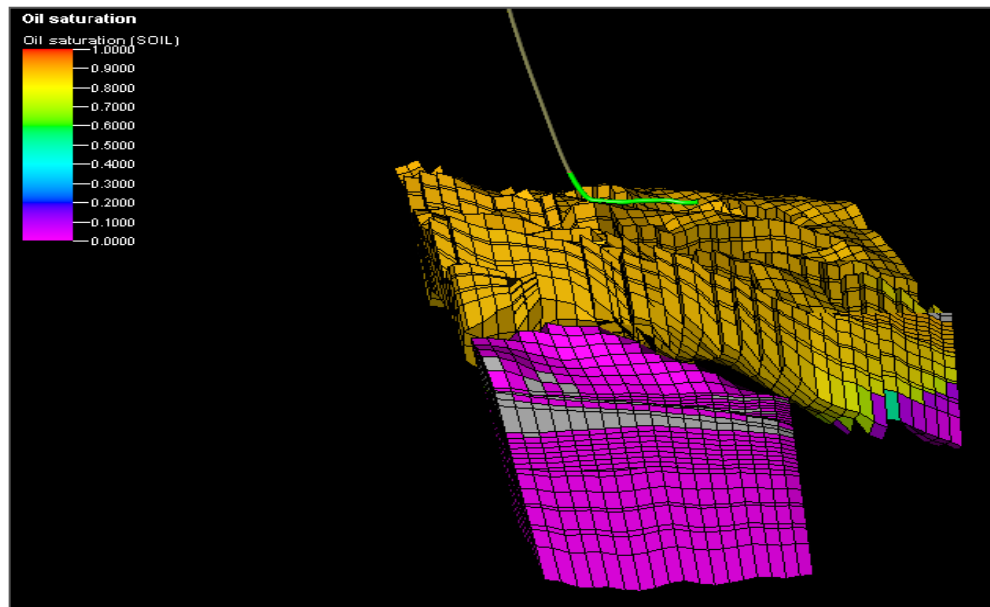
Fuente. ECOPEPETROL S.A.

El yacimiento es de petróleo 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.

3.2 DESCRIPCIÓN POZO ESTUDIO CASTILLA 25H

El pozo Castilla 25H, es un pozo horizontal perforado en el año 2001, el cual inició con una producción de petróleo en ascenso y un corte de agua relativamente bajo. Sin embargo, cuatro meses después de ser puesto en producción, la tasa de petróleo muestra un descenso, mientras que la tasa 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 período de tiempo la producción de petróleo, pero a la vez, acrecentando significativamente la producción de agua.

Figura 19 Visualización CA 25H



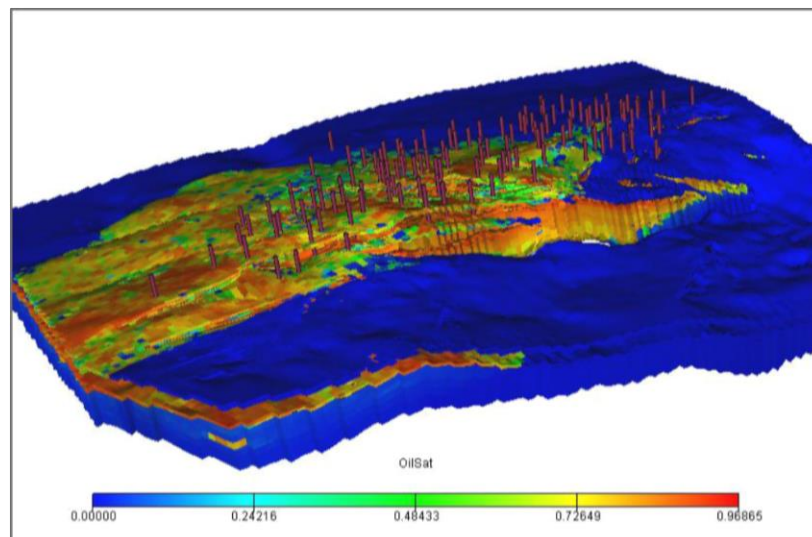
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100.

El corte de agua inicial se registró en 7% y actualmente se encuentra oscilando entre valores cercanos al 88%. Esta problemática se origina 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.

3.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO

Según la literatura, el modelado dinámico se realiza utilizando un *Full Field Model*, el cual frecuentemente resulta no conveniente aún cuando se trabaja con hardware de computación en paralelo de alto rendimiento, ya que puede tomar largos tiempos de simulación para ejecutar las corridas. Por este motivo se recurre a un *Sector Model* escala, a este sector se extrae el flujo, la distribución de presión o las condiciones de frontera 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.

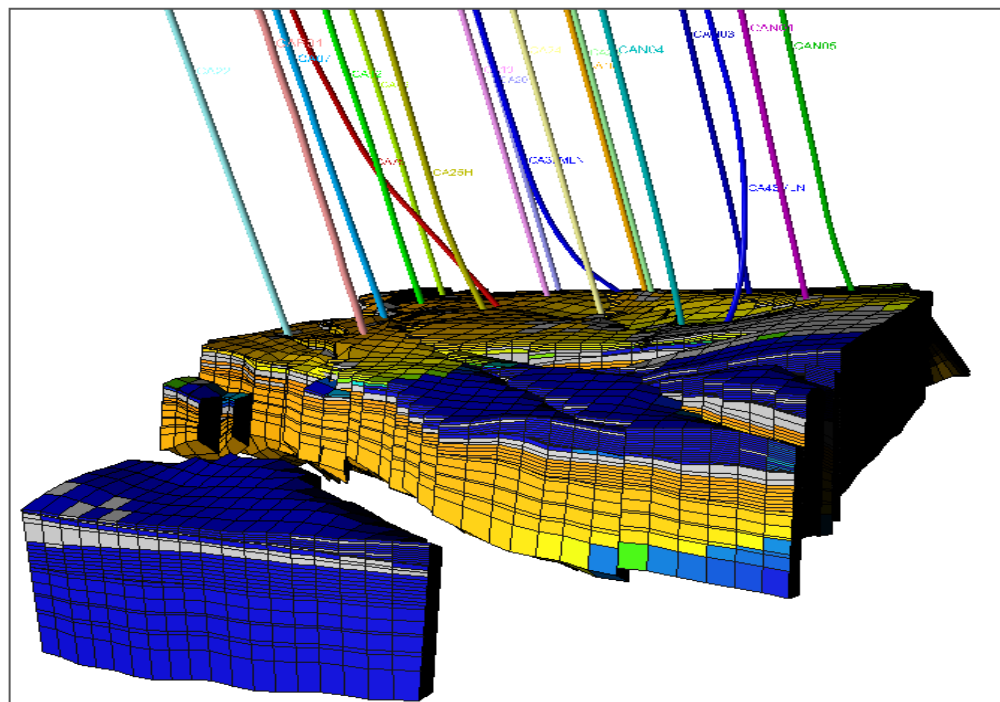
Figura 20 *Full Field Model* del Campo Castilla



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Por esta razón se tomó como alternativa el uso de un *Sector Model* que fue extraído del *Full Field Model* más reciente, desarrollado en Eclipse™ 100 (Ver Figura 20). El sector extraído tiene dimensiones de 31x31x50 celdas como se muestra en la Figura 21. Dicho sector consta de 18 pozos, incluido el pozo Castilla 25 Horizontal y para efectos de este estudio, se actualizó con la adición de 5 pozos que fueron perforados en el año 2012.

Figura 21 *Sector Model* Original



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

3.4 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

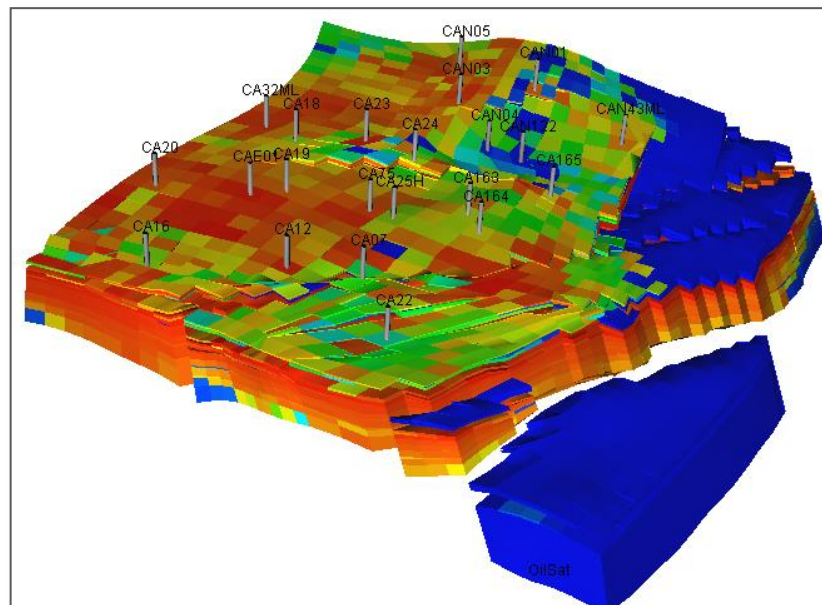
El *Sector Model* original estaba ajustado hasta el año 2009, por lo que se requiere actualizar el sector en producción, eventos y pozos nuevos perforados. Posteriormente se verifica que mantenga un ajuste histórico y si no es el caso, se ajusta. Una vez el sector este actualizado y ajustado, se procede a

plantear el pozo de estudio, Castilla 25H, como un pozo multisegmentado para poder así, considerar efectos de fricción en éste.

3.4.1 Actualización del *Sector Model*.

Una vez obtenido el *Sector Model*, se procede a actualizar la data definiendo la nueva sección SCHEDULE, actualizando los datos de producción a junio de 2012, la carga de las trayectorias de los pozos CA75, CAN122, CA163, CA164 y CA165 que fueron perforados a comienzos del 2012 y por último los eventos de los pozos antiguos y nuevos en el modelo, para así generar los archivos .DEV, .VOL y .EV e incluirlos en la sección SCHEDULE. En la siguiente Figura 22 se muestra el sector modelo actualizado con los 22 pozos.

Figura 22 *Sector Model* actualizado



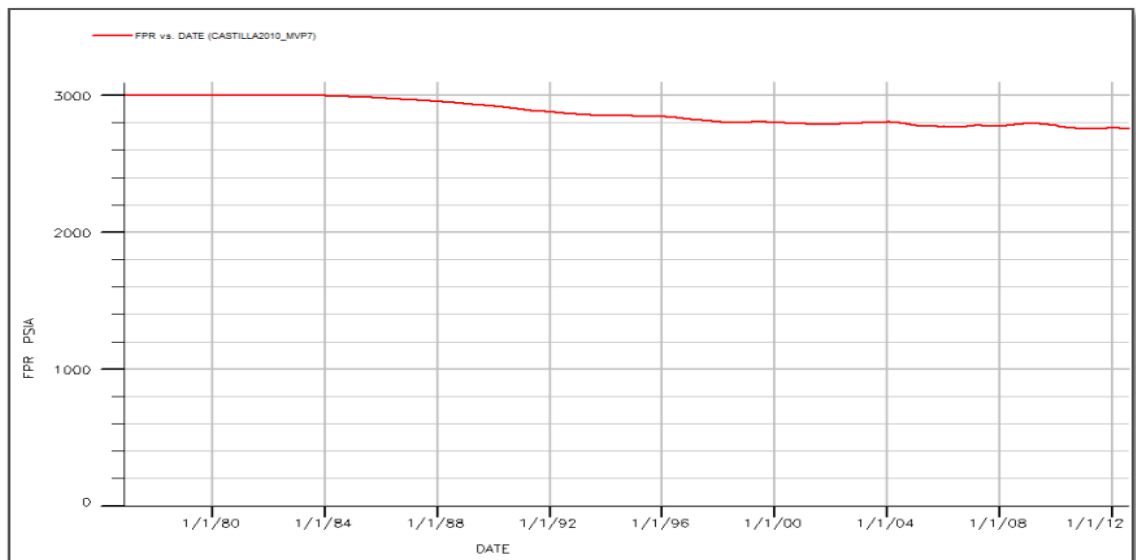
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

3.4.2 Ajuste Histórico.

Al visualizar los resultados de la corrida, se evidencia un desajuste en la producción de líquido, petróleo y agua del sector. Posteriormente, se seleccionan los pozos más críticos con producción excesiva de agua y los pozos con producción excesiva de petróleo, con respecto a la producción histórica, centrando la atención a los pozos cercanos al Castilla 25H. Estos pozos fueron ajustados por volumen poroso, ya que fue la única variable que permitió el ajuste de dichos pozos.

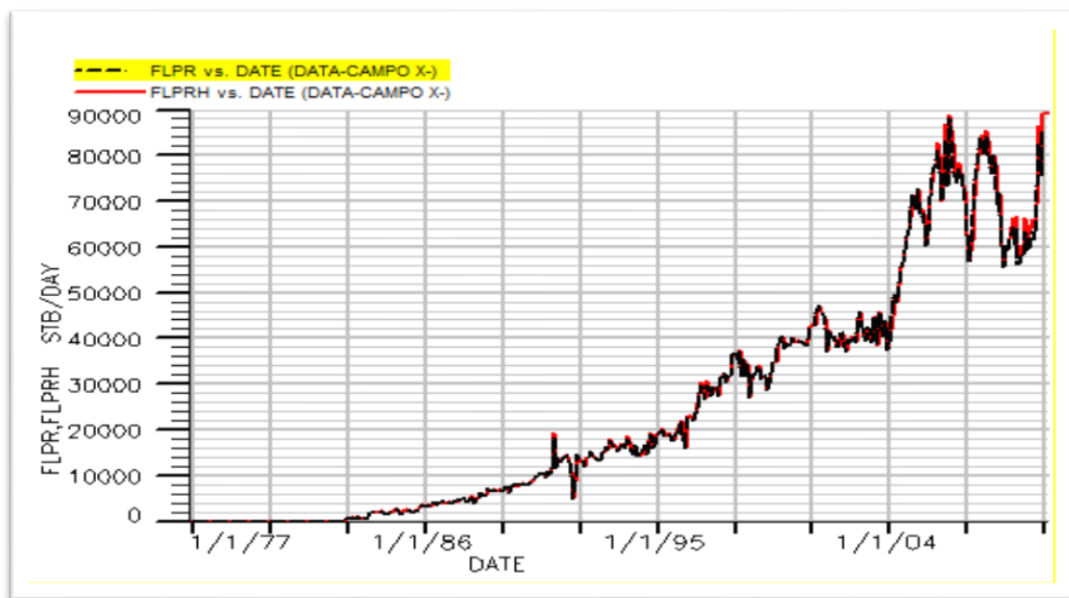
Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes figuras, donde se observa la presión del sector en la Figura 23, la producción de líquidos del sector en la Figura 24 y la del pozo CA25H en la Figura 25, la producción de agua en la Figura 26, petróleo en la Figura 27 y corte de agua en la Figura 28, siendo el color rojo el comportamiento de los resultados obtenidos por el simulador, mientras que el color negro representa el comportamiento histórico.

Figura 23 Comportamiento de la presión del sector



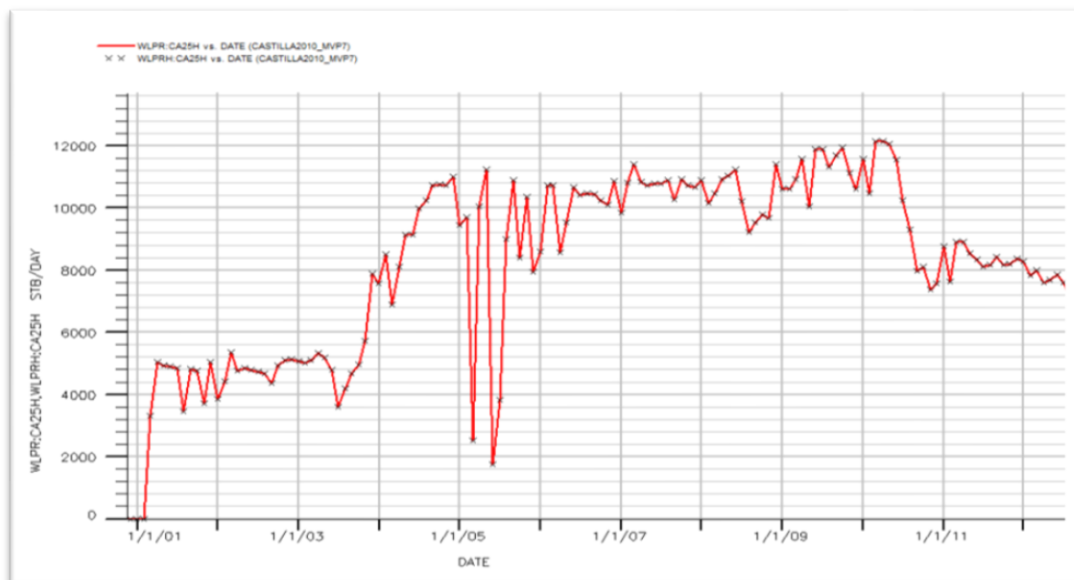
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 24 Producción de líquidos del sector (Simulado e histórico)



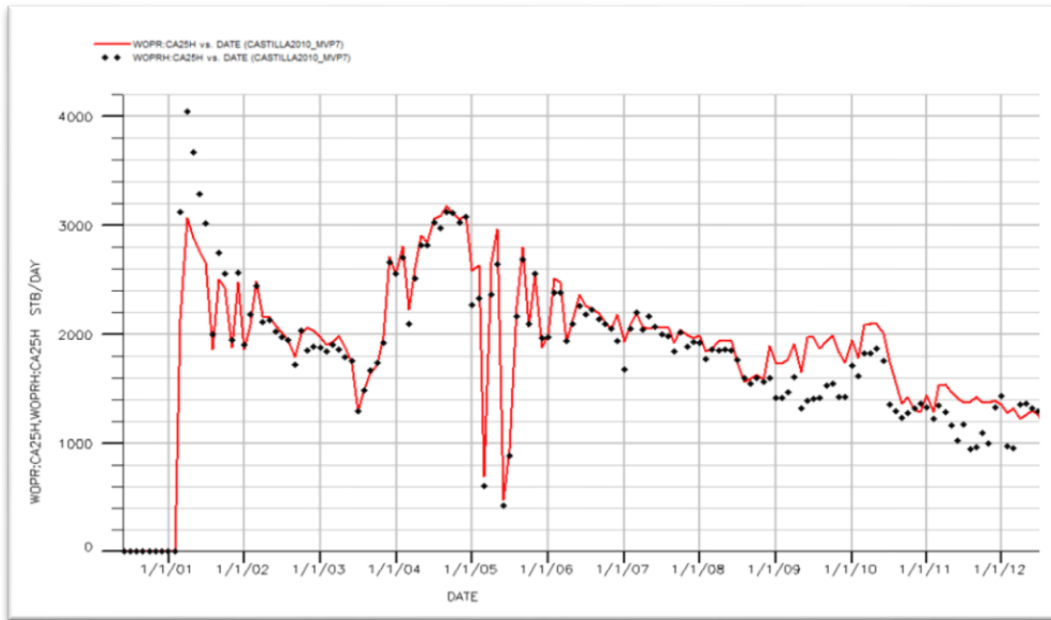
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 25 Producción de líquidos del pozo CA25H (Simulado e histórica)



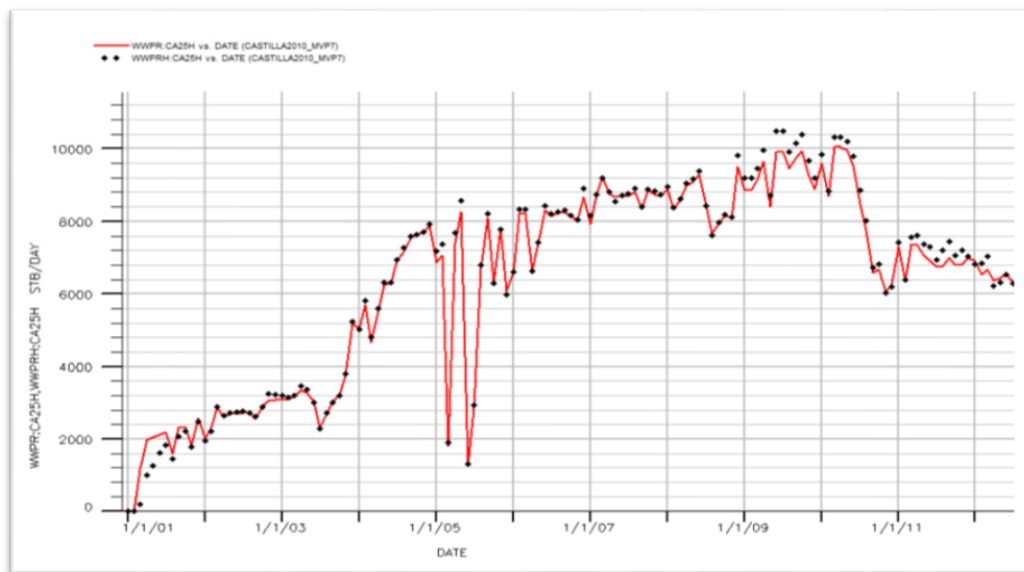
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 26 Producción de petróleo del pozo CA25H (Simulado e histórica)



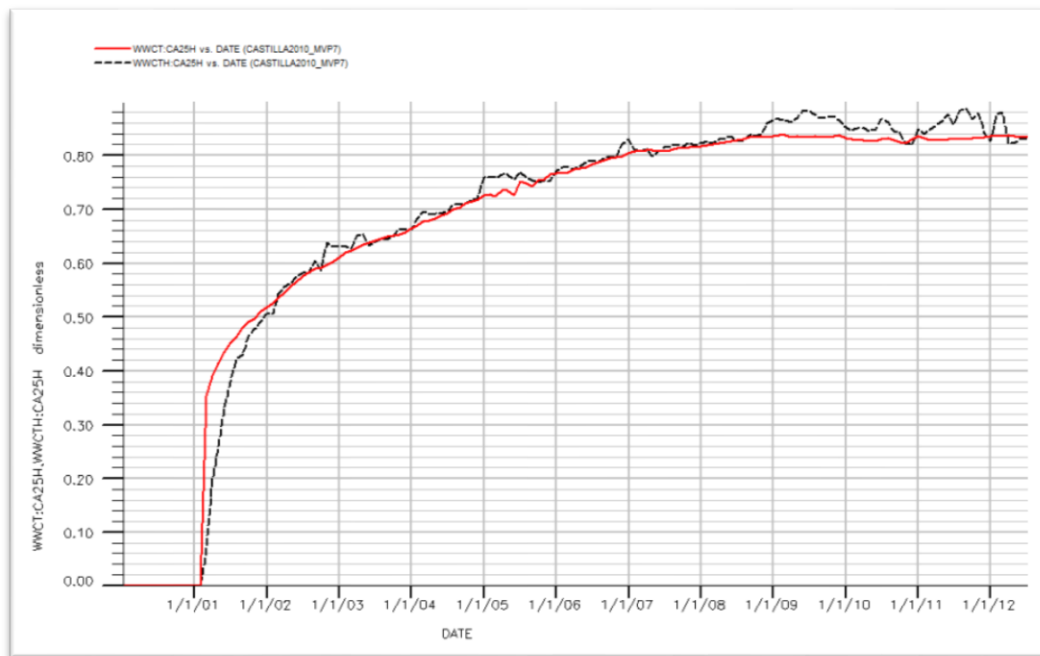
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 27 Producción de agua del pozo CA25H (Simulado e histórico)



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 28 Corte de agua del pozo CA25H (Simulado e histórico)



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

- Modelo *Multisegment Wells* (MSW):

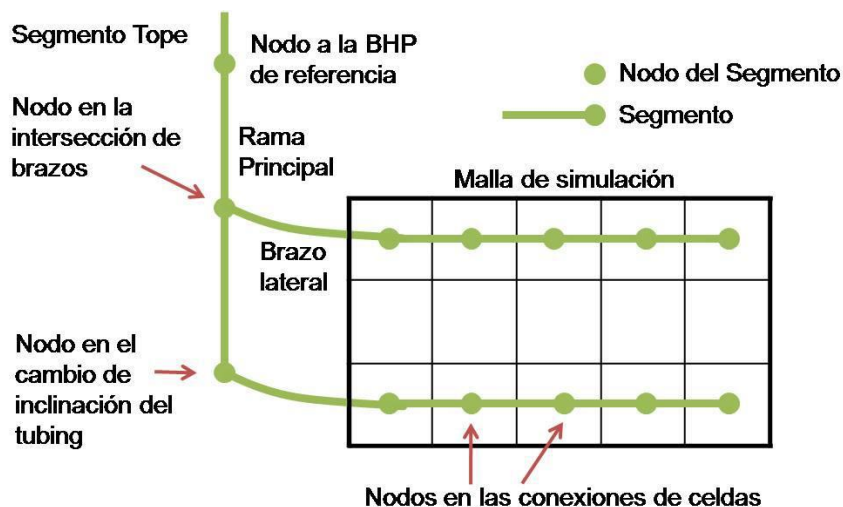
La opción *Multisegment Wells* provee una descripción detallada del flujo de fluidos en el *wellbore*. Esta facilidad es especialmente creada para el diseño de pozos horizontales y multilaterales, y para modelar pozos “inteligentes” conteniendo varios tipos de dispositivos de control de influjo; igualmente 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 VFPpre-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.

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 29 Configuración de un pozo Multisegmento.



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

- 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 29). 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 pozo²⁸.

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

²⁸ 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.

laterales se consideran una serie de segmentos que van desde el KOP hasta la profundidad final del intervalo perforado²⁹.

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:

$$q_{pj} = w_j \lambda_{pj} (p_j + H_{cj} - p_n - H_{nc})$$

Donde:

q_j : Tasa volumétrica de flujo de la fase p en la conexión j

w_j : Índice del pozo en la conexión j

λ_{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.

Para realizar la multisegmentación del pozo, en la sección SCHEDULE se implementaron las siguientes tres KEYWORDS:

²⁹ORDÓÑEZ 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.

WELSEGS: Esta keyword es usada para designar un como pozo multisegmentado, y para definir la estructura de los segmentos del pozo.

Consta de los siguientes parámetros:

- Nombre del Pozo
- Profundidad del Nodo a la BHP de referencia
- Longitud del tubing al Nodo a la BHP de referencia
- Volumen efectivo del wellbore
- Tipo de longitud del tubing y profundidad
- Componentes de caída de presión incluidas en el cálculo para cada segmento

WSEGITER: Esta keyword controla la secuencia de iteraciones para la solución de un pozo multisegmentado.

Consta de los siguientes parámetros:

- Máximo número de iteraciones por ciclo.
- Máximo número de veces, NR , que un nuevo ciclo de iteración con una reducida, w_p , empezará a seguir un ciclo iterativo de no convergencia.
- Factorderedución, FR
- Incremento del factor, F_I

COMPSEGS: Esta keyword define la ubicación de los completamientos en un pozo multisegmentados.

Consta de los siguientes parámetros:

- Nombre del Pozo
- Ubicación de las conexiones en I, J, K (Inicio)
- Ubicación de las conexiones en J
- Ubicación de las conexiones en K
- Número del brazo de la conexión
- Distancia abajo del tubing. Punto de inicio de la conexión
- Distancia abajo del tubing. Punto final de la conexión
- Dirección de la penetración en el GRID
- Ubicación de las conexiones en I, J, K (Final)
- Profundidad al centro del grid block de las perforaciones del pozo
- Longitud del contacto térmico (Thermaloption)
- Numero de segmentos a colocar

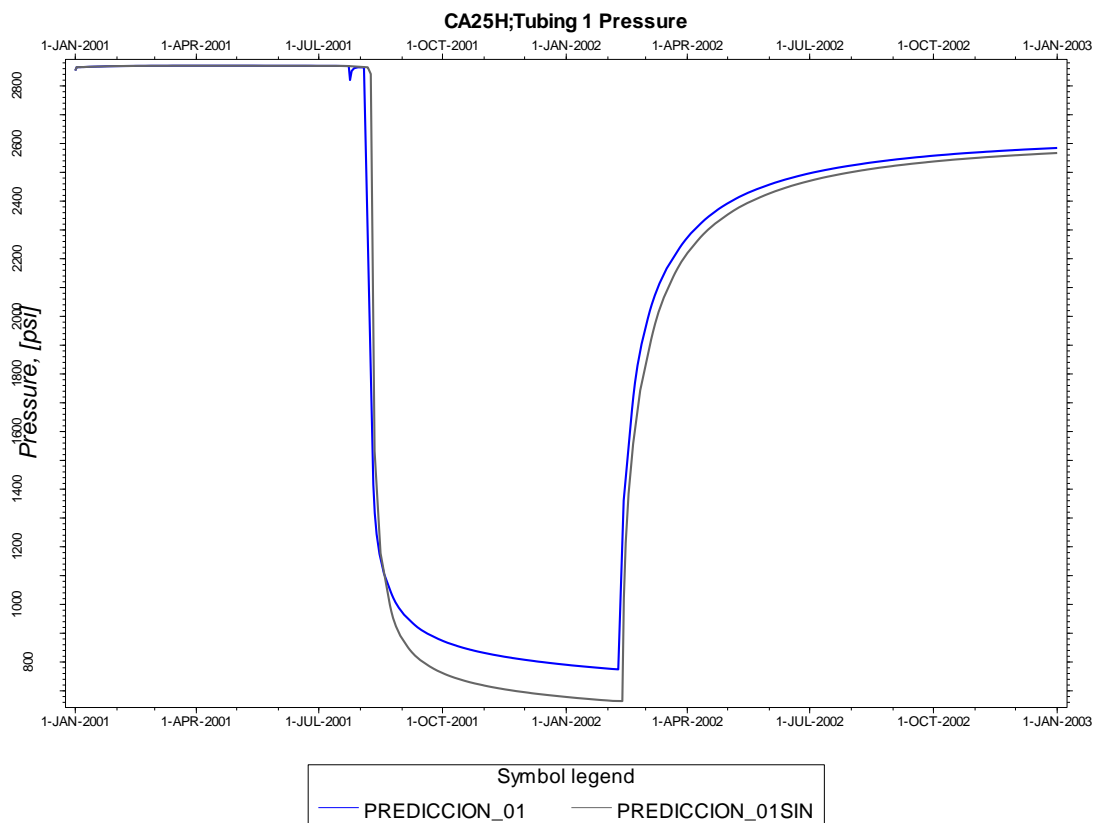
Para poder comparar los resultados del modelo del pozo Castilla 25H, se desarrollaron dos modelos del pozo 25H multisegmentado, uno considerando perdidas por fricción y en el otro despreciándolas. Posterior a esto, se simuló el

comportamiento de producción de CA25H a tasa crítica para los dos escenarios de multisegmentación.

Los resultados obtenidos de comportamiento de presión para el pozo CA25H, con y sin fricción se pueden observar en la Figura 30 y el comportamiento de producción para el pozo CA25H, con y sin fricción se pueden observar en la Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

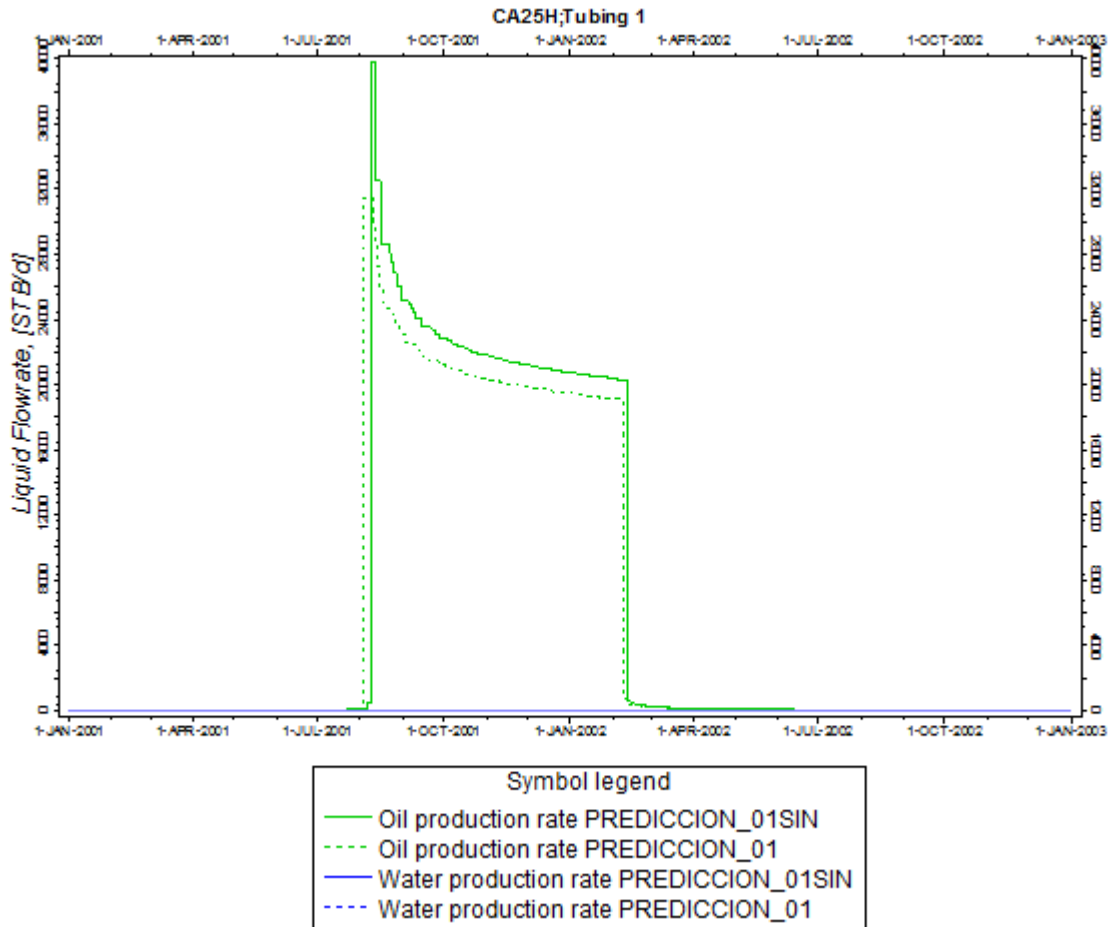
Figura 31.

Figura 30 Comportamiento de Presión CA25H con y sin Fricción.



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 31 Comportamiento de Producción CA25H con y sin Fricción



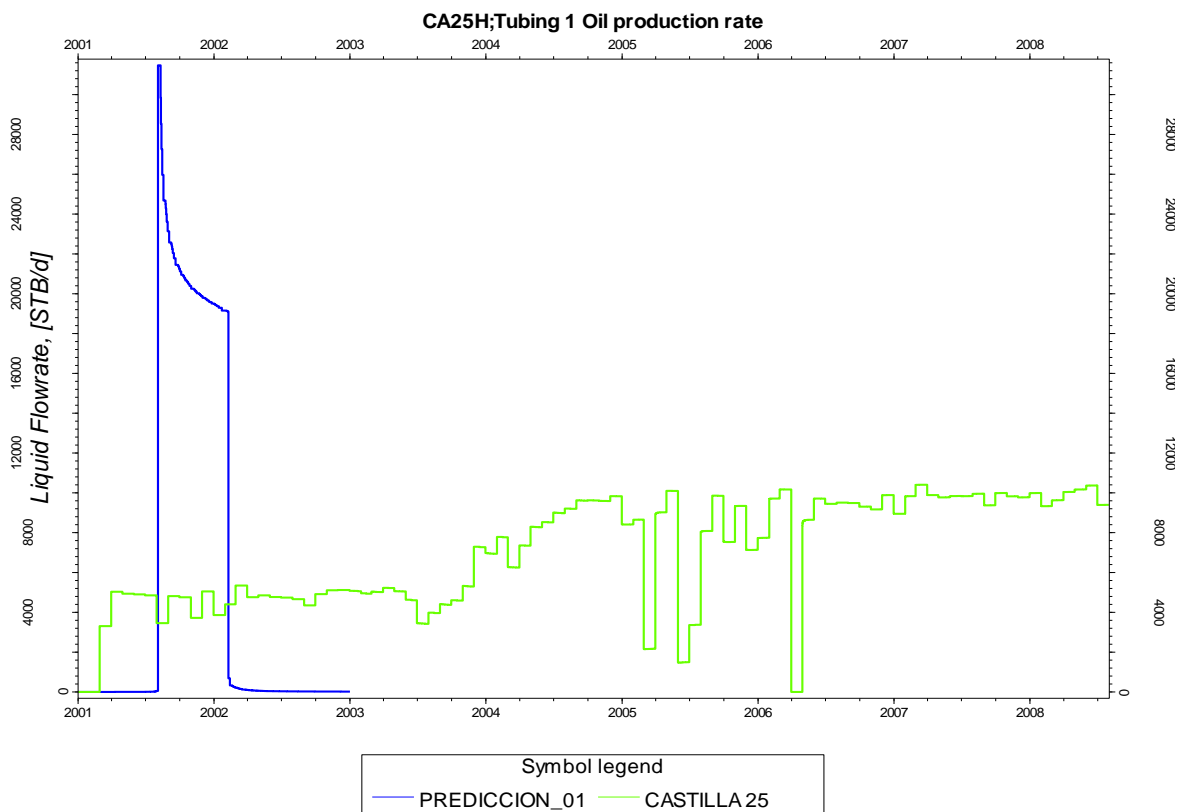
Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

En estas gráficas se observa como el efecto de fricción ocasiona una reducción en la tasa de producción de petróleo ocasionando una caída en la presión del pozo.

Posterior a esto se realizó la comparación de estos resultados con el comportamiento histórico del pozo, los cuales se pueden observar en la Figura 32 para producción histórica y con fricción y en la Figura 33 para presión histórica, con fricción y sin fricción.

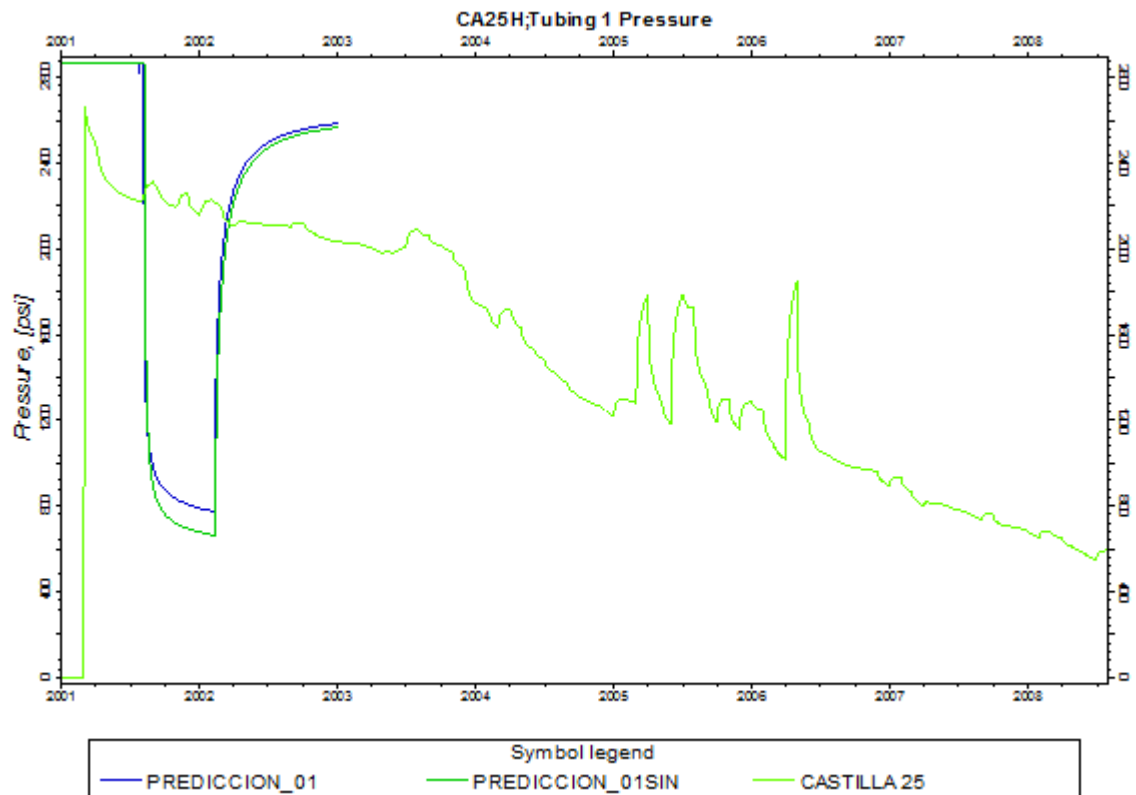
Analizando las siguientes figuras se pueden plantear estrategias de desarrollo de producción por pozo o por campo diferentes a las actuales, para poder disminuir la producción excesiva de agua en superficie, posiblemente con un esquema de apertura y cierre de pozos, dando un tiempo de cierre, tal que ocurra el llenado del yacimiento, teniendo en cuenta las tasa críticas y supecríticas de producción.

Figura 32 Comportamiento de Producción CA25H Histórico y con Fricción



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

Figura 33 Comportamiento de Presión CA25H Histórico, con Fricción y sin Fricción.



Fuente. Autor. Imagen capturada del software Eclipse™ 100

3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para efectos de este estudio, la unidad de análisis establecida fue el pozo CA25H del campo Castilla de ECOPETROL; para el cálculo de tasas críticas de Joshi y el nuevo modelo generado, se utilizaron las siguientes propiedades.

Tabla 11 Propiedades base para el cálculo de Tasa Crítica

Propiedades		
Permeabilidad	467	Md
Espesor productor	591	Ft
Viscosidad Petróleo	140	Cp
Factor Volumétrico	1,049	Rb/STB
Densidad del Petróleo	58,484349	lb/ft3
Densidad del Petróleo	0,9377	gr/cm3
Densidad del Agua	60,411582	lb/ft3
Geometría Pozo Horizontal		
Profundidad WOC –Perf	525	Ft
Longitud Sección Horizontal	2607	Ft

Fuente. Autor.

Para el modelo analítico de Joshi se utilizó la siguiente expresión:

$$Q_{oc} = 0.0246E - 3 \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu\beta o \ln\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right)}$$

Para el cálculo del nuevo modelo se utilizó la expresión planteada en el capítulo 2:

$$Q_{ocfmp} = 0.0246E - 3 \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu\beta o \ln\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right)} + \frac{0.0078k_h h \Delta P_{fmp} / \mu\beta o}{\ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + (h/L) \ln(h/2r_w)}$$

Dando como resultado una desviación en la tasa crítica para pozos horizontales de 16% como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 12 Resultados de Tasa Crítica-Modelo Generado y Modelo de Joshi

Resultados de Tasa Crítica Pozo Horizontal CA25H		
Nuevo Modelo Generado	Modelo de Joshi	% Desviación
16,48BOPD	19,49BOPD	16%

Fuente. Autor

Del modelo de simulación generado para el pozo CA25H se determinó una tasa Crítica Promedio de 21,55 BOPD,obteniendo una desviación de 24%respecto al modelo generado, como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 13 Resultados de Tasa Crítica-Modelo Generado y Modelo de Simulación

Resultados de Tasa Crítica Pozo Horizontal CA25H		
Nuevo Modelo Generado	Modelo de Simulación	% Desviación
16,48 BOPD	21,55 BOPD	24%

Fuente. Autor

CONCLUSIONES

- La desviación en los datos indican que las pérdidas por fricción en el medio poroso, disminuyen el valor de la Tasa Crítica calculada en pozos horizontales, éste principio se fundamenta, debido a que la fricción genera una restricción al flujo convirtiéndose en una variable a tener en cuenta en el modelado de fluidos en el medio poroso.
- Las pérdidas de fricción en el medio poroso dependen en gran medida del tamaño de grano, la porosidad, la densidad del fluido y la velocidad superficial de flujo, convirtiéndose en las variables de mayor impacto ya que presentan una sensibilidad significativa a la hora de realizar los cálculos.
- Los simuladores comerciales que actualmente se encuentran disponibles en el mercado no tienen en cuenta los efectos de fricción en el medio poroso por ser considerados despreciables, sin embargo, al realizar los comparativos, el porcentaje de desviación de la Tasa Crítica muestra que existe una sobrestimación respecto a los modelos analíticos.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un diseño experimental específico para el cálculo del coeficiente de Fricción de cada campo que se desee modelar, considerando las pérdidas por fricción en el medio poroso, así como las propiedades de la roca y el fluido.
- Para un futuro proyecto de investigación se recomienda incorporar al modelo generado que considera fricción, los efectos de la presión capilar, con la finalidad de determinar la influencia de ésta propiedad física en el modelado de Tasa Crítica.
- Se recomienda realizar una adaptación al nuevo modelo generado de Tasa Crítica, ya que éste se basa en el modelo de Joshi, el cual asume que el yacimiento es isotrópico ($K_v=K_h$), para establecer los efectos de la heterogeneidad de la roca en el cálculo de la Tasa Crítica.

BIBLIOGRAFÍA

- ALIKHAN A y FAROUQ Ali State of the art of water coning modeling [Publicación periódica]. - Canadá: University of Alberta, 1985. - Vol. SPE 13744.
- Chaney P. E How to perforate your well to prevent water and gas coning [Libro]. - [s.l.]: Oil and gas journal, 1956.
- CHO H y SHAH S. N Optimization of well length for horizontal drilling [Publicación periódica]. - Calgary, California: SPE 2000-027, 2002.
- DIKKEN Ben y Koninklijke/shell E&P laboratorium Pressure drop in horizontal well and its effect on production performance [Publicación periódica]. - [s.l.]: Society of petroleum engineers, 1990. - Vols. SPE 19824-PA.
- FRABZINI J y FINNEMORE E Mecánica de fluidos con aplicaciones de ingeniería [Libro]. - Madrid: Mc Graw Hill, 1999. - Vol. 503 pp.
- GRIFFITH Peter y Journal of petroleum technology Multiphase flow in pipes [Publicación periódica]. - [s.l.] : Society of petroleum engineers, 1984.
- GUO Boyun y LEE L. H A simple approach to optimization of completion interval in oil/water coning systems [Publicación periódica]. - [s.l.]: SPE 23994, 1993.
- Inikori Solomon Ovueferaye Numerical study of water coning control with dowhole water sink (DWS) well completions in vertical and horizontal wells [Libro]. - Nigeria: [s.n.], 2002.

- Khan A. R y Faroug S.M State of the art of water coning modeling [Libro]. - [s.l.]: SPE 13744, 1985.
- MURPHY Patrick Performance of horizontal wells in the Helder field [Publicaciónperiódica]. - [s.l.] : Journal of petroleum technology, 1988. - Vol. SPE 18340.
- SAPUTELLI Luigui, MENDOZA Humberto y FINOL Luis Monitoringsteamflood performance through fiber optic temperature sensing [Publicaciónperiódica]. - Baskersfield, California: SPE 54104, 1999.
- SERIGHT R. S A strategy for attacking excess water production [Publicaciónperiódica]. - Texas: New mexico petroleum recovery research center, 2001. - Vol. SPE 70067.
- TRIANA Raúl Leonardo Diagnóstico y alternativas de manejo del agua en fondo en el campo Casitlla, un enfoque a la tasa óptima de producción [Publicación periódica]. - Perú: EXPL-3-RT-08-E, VII INGEPET 2011, 2011.
- Wojtanowicz A. K Segregated production method for oil wells with active water coning [Libro]. - [s.l.]: Journal of petroleum science and engineering, 1994.
- Al-Fariss, King Saud U. Flow Through Porous Media of a Shear-Thinning Liquid With Yield Stress: A Friction Factor Correlation T. K.L. Pinder, U.of British Columbia, 1985.
- JOSHI Sada. Horizontal Well Technology, 1991.
- ECONOMIDES, Michael J.ZHU Ding, HILL, A.D. Multilateral Wells, Society of Petroleum Engineers, 2008.

NOMENCLATURA

C' = Constante en la ecuación (5)

C'' = Constante en la ecuación (1)

Dc = Diámetro de la partícula (cm)

Dp = Diámetro de la columna (cm)

f* = Factor de fricción para medios porosos

H = Índice de consistencia en la ecuación (4) ($dyne\ s^n/cm^2$)

K = Permeabilidad de medio porosos (cm^2)

L = Longitud entre la toma de presión (cm)

n = Índice del comportamiento del flujo en la ecuación (4)

ΔP = Caída de presión ($dyne/cm^2$)

Q = Caudal de flujo (ml/s)

R'_e = Numero de Reynolds modificado para medios porosos y fluido Herschel-Bulkley.

T = Temperatura ($^{\circ}C$)

V_0 = Velocidad superficial

ζ = Factor definido para la ecuación (8) (cm^{1+n})

τ_0 = Valor de rendimiento ($dyne/cm^2$)

$\dot{\gamma}$ = Tasa de corte (s^{-1})

ρ = Densidad

ϵ =Rugosidad

μ = Viscosidad Newtoniana (mPa.s)

ϕ = Porosidad

P_{woc} = Presión en el contacto agua-petróleo, psia.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psia.

γ_w = Gravedad específica del agua.

γ_o = Gravedad específica del petróleo.

h = Distancia del fondo del pozo al contacto agua-petróleo, ft.

ρ_w =Densidad del agua

ρ_o =Densidad del petróleo

h_p = Intervalo perforado, ft.

Q_{CD} = Tasa de flujo crítica adimensional.

D_b = distancia entre el contacto agua-petróleo (WOC) y el pozo horizontal, ft.

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal, ft.

A = Área de drenaje del pozo horizontal, acres.

a = Mitad del eje mayor de la elipse de drenaje, ft.

r_w' = Radio efectivo del pozo, ft.

r_w = Radio del pozo, ft.

ΔP = Pérdida de presión, Pa.

ΔP_h = Pérdida de presión por columna de fluido, o hidrostática, Pa.

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción, Pa.

ΔP_a = Pérdidas de presión por aceleración, Pa.

f = Factor de fricción (adimensional).

L = Longitud de la tubería, ft.

D = Diámetro interno de la tubería, ft.

v = Velocidad del fluido o la mezcla (m/s)

α = Coeficiente empírico para la resistencia del flujo.

N_{Re} = Número de Reynolds.

μ = viscosidad del fluido, cp.

q_1 = Tasa de producción con fricción, L³/t.

q_0 = Tasa de producción sin fricción, L³/t.

f^M = Factor de fricción de Moody.

Q = Tasa de flujo.

q_i = Tasa de influjo del fluido.

Q = Tasa de flujo, Bl/d.

f^T = Factor de fricción total.

n = Número de perforaciones.

q = Tasa volumétrica de flujo de la fase en la conexión j

w_j = Índice del pozo en la conexión j

λ_{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.