

ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA TASA  
CRÍTICA EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE  
YACIMIENTOS.

JOSE LUIS ESPINOSA CÁRDENAS  
JAVIER ANDRÉS LÓPEZ HERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2017

ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA TASA  
CRÍTICA EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE  
YACIMIENTOS.

JOSE LUIS ESPINOSA CÁRDENAS  
JAVIER ANDRÉS LÓPEZ HERNÁNDEZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros de Petróleos

Director

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ,  
Magíster en Ingeniería De Hidrocarburos

Co-director

CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA, M.Sc.  
Magíster en Ingeniería De Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2017

## DEDICATORIA

*Este proyecto de grado se lo dedico al Dios todopoderoso que me otorgó la paciencia, la sabiduría y la diligencia para realizarlo en el tiempo que nos propusimos con mi compañero de trabajo.*

*A mi madre Nancy, mi motor fundamental, quien día tras día se esfuerza por estar para mí en cada momento, brindándome su apoyo, sus consejos, todo su amor.*

*A mi padre José Luis, que a través de estos años me ha brindado su ejemplo de éxito, el cual me ha llenado de inteligencia para poder continuar a pesar de las complejas circunstancias que han aparecido durante este trayecto.*

*A mi abuelita María Edith, por toda esa nobleza y sabiduría que me ha infundado desde siempre. A mi hermana Sol, por sus rabietas y regaños que de algo me han servido para crecer como hombre y hermano, esto es un triunfo nuestro. A mi sobrino Juan José, que me llena de vitalidad, y me recuerda lo importante que es nunca dejar de ser ese niño.*

*A mis amigos Daniel Hernández y Bryan Portela, que desde que los conocí siempre han estado motivándome, y compartiendo conmigo experiencias inolvidables y enriquecedoras. Los quiero mucho parceros.*

*A mi gran amiga Angie Reina, que apareció en el momento indicado con las palabras indicadas, para alegrarme la vida.*

*A mi compañero de trabajo y Gran Amigo Javier López, que me ha enseñado grandes lecciones de liderazgo, humildad y sencillez. ¡Lo logramos Princeso!*

*A toda mi familia, por ese apoyo incondicional, por esa motivación constante.*

*A mis amigos de la "Banca" que desde la infancia han estado allí, siempre presentes en cada jugarreta, cada pleito, cada experiencia, pero sobre todo para alentarme y apoyarme en este proyecto de vida...Los aprecio mucho.*

*A mi gloriosa UIS que me hizo crecer, que me enseñó a tolerar y me permitió entender que ser Ingeniero de Petróleos es la mejor decisión que pude tomar.*

**ESTE LOGRO ES TAMBIÉN DE TODOS USTEDES, GRACIAS TOTALES.**

**Jose Espinosa**

## DEDICATORIA

*Este trabajo esta principalmente dedicado a Dios, a mi hermosa madre Janet, a mi papa Javier y a mi hermanita Mariana, ya que todo esto lo hago por ustedes y para ustedes, no hay mejor satisfacción que verlos orgullosos y felices.*

*También está dedicado a mis abuelos los titos, mi abuela tata y mi abuelo Álvaro (Q.E.P.D), quien es mi ejemplo de ingeniero a seguir, ya que siempre han estado apoyándome en todas mis decisiones y motivándome siempre a seguir adelante. Muchas gracias a Sara, Silvi, la costañita, Nicolás, Menchi y Tikor que fueron mis compañeros de inicio de carrera y espero sigan siendo mis amigos por mucho tiempo más y sobre todo a Jaime José que fue mi compañero de estos 5 años de estudio y mi más cercano amigo.*

*A mis grandes amigos del colegio Ricardo Rodríguez, Juan Sebastián Reyes, Carlos Patiño y Álvaro Gómez que todos los fines de semana me ayudaban a desestresarme de la carga académica y volver más concentrado el inicio de semana.*

*A mi equipo de trabajo ACIPET-UIS que me brindo 4 años de experiencias y sobre todo, grandes amigos como Laurita, Camilo, Shirley y Samuel con los cuales crecimos juntos en muchos aspectos personales como profesionales.*

*Y ni más faltaba a mi excelente compañero de tesis y gran amigo la barbuda Jose Espinosa que vivió conmigo el calvario del último semestre realizando este proyecto.*

*Muchas gracias a todos por haber sido parte de este bonito camino.*

**Javier López**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos al profesor Erik Montes por su tiempo, dedicación y sobre todo por darnos su confianza para la realización de este proyecto. Al Ingeniero Andrés Felipe Ortiz, a la Ingeniera Claudia Delgadillo, al Doctor Carlos Mantilla por su direccionamiento en el análisis de nuestros resultados y al Doctor Juan Diego Escobar Gómez por sus conocimientos y su colaboración en el área de simulación de yacimientos ya que fueron piezas clave en la realización de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	19
1. PRODUCCIÓN POZOS VERTICALES .....	20
1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD .....	20
1.2 Curvas IPR.....	22
1.2.1 Método de Vogel:.....	25
2. PRODUCCIÓN DE AGUA.....	28
2.1 Agua de Barrido .....	28
2.2 Agua Buena .....	29
2.3 Agua Indeseable (Excesiva) .....	29
2.4 CONSECUENCIAS POR ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	31
2.4.1 Disminución progresiva en la tasa de aceite.....	31
2.4.2 Acortamiento de la vida útil del pozo .....	33
2.4.3 Conificación y Digitación.....	33
3. TASAS CRÍTICAS DE PRODUCCIÓN.....	38
3.1 CÁLCULO DE TASAS CRÍTICAS.....	38
3.1.1 Método de Chaney, et. al.....	39
3.1.2 Método de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.....	40
3.1.3 Método de Isabelle Chaperon.....	42
3.1.4 Método de Meyer-Gardner.....	43
3.1.5 Método de Schols.....	45
3.2 TIEMPO DE IRRUPCIÓN EN POZOS VERTICALES.....	45
3.2.1 Método de Sobocinski – Cornelius.....	46
3.2.2 Método de Bournazel-Jeanson .....	48
4. DESARROLLO ANALÍTICO .....	50
5. MODELO CONCEPTUAL .....	54
5.1 MODELO 1.....	54
5.1.1 Modelo de Fluido .....	54

5.1.2	Construcción de la Malla.....	55
5.2	MODELO 2.....	60
5.2.1	Modelo de Fluido .....	60
5.2.2	Construcción de la Malla.....	61
6.	METODOLOGÍA.....	64
6.1	MODELO ANALÍTICO.....	68
6.1.1	Intervalo Perforado .....	68
6.1.2	Porosidad.....	69
6.1.3	Permeabilidad.....	69
6.1.3.1	Caso Isotrópico.....	70
6.1.3.2	Caso Anisotrópico .....	70
6.2	MODELO CONCEPTUAL .....	72
6.2.1	Intervalo Perforado .....	72
6.2.2	Porosidad.....	73
6.2.3	Permeabilidad.....	75
6.2.3.1	Isotropía.....	75
6.2.3.2	Anisotropía .....	76
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	78
7.1	FLUIDO 1 .....	80
7.1.1	Análisis por Tasa Crítica de Chaney.....	80
7.1.1.1	%Error .....	80
7.1.1.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	82
7.1.2	Análisis por Tasa Crítica de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland .....	84
7.1.2.1	%Error .....	84
7.1.2.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	86
7.1.3	Análisis por Tasa Crítica de I. Chaperon .....	87
7.1.3.1	%Error .....	87
7.1.3.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	88
7.1.4	Análisis por Tasa Crítica de Meyer-Gardner .....	89
7.1.4.1	%Error .....	89

7.1.4.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	89
7.1.5	Análisis por Tasa Crítica de Schols .....	91
7.1.5.1	%Error .....	91
7.1.5.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	92
7.2	FLUIDO 2.....	93
7.2.1	Análisis por Tasa Crítica de Chaney.....	93
7.2.1.1	%Error .....	93
7.2.1.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	95
7.2.2	Análisis por Tasa Crítica de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.....	95
7.2.2.1	%Error .....	95
7.2.2.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	97
7.2.3	Análisis por Tasa Crítica de I. Chaperon .....	97
7.2.3.1	%Error .....	97
7.2.3.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	99
7.2.4	Análisis por Tasa Crítica de Meyer-Gardner.....	99
7.2.4.1	%Error .....	99
7.2.4.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	101
7.2.5	Análisis por Tasa Crítica de Schols .....	101
7.2.5.1	%Error .....	101
7.2.5.2	Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R .....	103
	CONCLUSIONES .....	105
	RECOMENDACIONES.....	108
	BIBLIOGRAFÍA.....	109
	ANEXOS.....	111

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 IPR para yacimiento de crudo sin gas libre.....	24
Fig. 2 IPR para yacimiento de gas.....	25
Fig. 3 IPR para yacimiento de crudo con gas en solución. ....	27
Fig. 4 Separación de Agua en Fondo. ....	30
Fig. 5 Problemas Por Intrusión de Agua Mala (Parte 1).....	31
Fig. 6 Problemas Por Intrusión de Agua Mala (Parte 2).....	32
Fig. 7 Esquema Sintetizado de la Conificación del Agua. ....	36
Fig. 8 Diagrama de Correlación para la tasa crítica adimensional. ....	40
Fig. 9 Ilustración del documento elaborado en Excel.....	51
Fig. 10 Cálculo de Tasas Críticas para cada Autor.....	53
Fig. 11 Tiempos de Irrupción obtenidos para cada autor.....	53
Fig. 12. Malla tipo single well que representa el modelo conceptual. ....	56
Fig. 13. Representación de la capa de sello en el tope del modelo. ....	57
Fig. 14. Anillo de Confinamiento para el modelo conceptual. ....	57
Fig. 15. Curva de Permeabilidades Relativas Modelo Conceptual. ....	59
Fig. 16. Distribución inicial de Saturación de Agua en el yacimiento. ....	59
Fig. 17. Producción de Aceite, para la simulación del Caso Base, Correlación: Chaney.....	61
Fig. 18. Presión promedio del yacimiento, para la simulación del Caso Base. Correlación: Chaney. ....	62
Fig. 19. Producción de Gas, para la simulación del Caso Base, Utilizando la correlación de Chaney. ....	63
Fig. 20 Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Chaney. ....	74
Fig. 21 Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Chaney.....	75
Fig. 22 Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Chaney .....	77
.....	77
Fig. 23 Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Chaney. .....	77

Fig. 24 Influencia de los escenarios propuestos con respecto a cada modelo, Fluido 1 ..... 104

Fig. 25 Influencia de los escenarios propuestos con respecto a cada modelo, Fluido 2 ..... 104

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características básicas del modelo conceptual 1. ....	51
Tabla 2. Tasas críticas obtenidas por cada autor para el modelo conceptual base. .....	52
Tabla 3. Tiempos de irrupción para el modelo base conceptual. ....	52
Tabla 4. Modelo de Fluido 1.....	54
Tabla 5. Características de la malla para el modelo conceptual 1. ....	55
Tabla 6. End Points, Datos para las Curvas de Permeabilidades Relativas. ....	58
Tabla 7. Características del modelo de Fluido 2. ....	60
Tabla 8. Características de la malla para el modelo conceptual 2. ....	60
Tabla 9. Parámetros fijos utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 1. ....	65
Tabla 10. Parámetros de sensibilidad utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 1. ....	65
Tabla 11. Parámetros fijos utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 2. ....	66
Tabla 12. Parámetros de sensibilidad utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 2. ....	67
Tabla 13. Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols para la variación del intervalo perforado. ....	68
Tabla 14. Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols para la variación de la porosidad. ....	69
Tabla 15. Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols para la variación de la permeabilidad. ....	71
Tabla 16. Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols variando la relación de permeabilidades.....	71
Tabla 17. Tasa Crítica obtenida por el modelo anisotrópico de I. Chaperon.....	72
Tabla 18. Estimación del error entre el modelo analítico de Chaney y el simulador, Fluido 1. ....	80
Tabla 19. Estimación del error entre el modelo analítico de H.P.S. y el simulador, Fluido 1. ....	84

Tabla 20. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 1, H.P.S.....	86
Tabla 21. Estimación del error entre el modelo analítico de I. Chaperon y el simulador, Fluido 1.....	87
Tabla 22. Estimación del error entre el modelo analítico de Meyer-Gardner y el simulador, Fluido 1.....	90
Tabla 23. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 1, H.P.S.....	91
Tabla 24. Estimación del error entre el modelo analítico de Schols y el simulador, Fluido 1.....	92
Tabla 25. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 1, Schols.....	93
Tabla 26. Estimación del error entre el modelo analítico de Chaney y el simulador, Fluido 2.....	94
Tabla 27. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, Chaney.....	95
Tabla 28. Estimación del error entre el modelo analítico de H.P.S. y el simulador, Fluido 2.....	96
Tabla 29. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, H.P.S.....	97
Tabla 30. Estimación del error entre el modelo analítico de I. Chaperon y el simulador, Fluido 2.....	98
Tabla 31. Estimación del error entre el modelo analítico de Meyer-Gardner y el simulador, Fluido 2.....	100
Tabla 32. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, Meyer-Gardner.....	101
Tabla 33. Estimación del error entre el modelo analítico de Schols y el simulador, Fluido 2.....	102
Tabla 34. Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, Schols.....	103

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Escenarios planteados para cada parámetro estudiado.....	111
Anexo B: Resultados de la regresión obtenidos a partir del Software R.....	129
Anexo C: Resultados gráficos de la regresión obtenidos a partir del Software R	139

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA TASA CRÍTICA EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.\*

**AUTORES:** JOSE LUIS ESPINOSA CÁRDENAS, JAVIER ANDRÉS LÓPEZ HERNÁNDEZ.\*\*

**PALABRAS CLAVE:** TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN, CONIFICACIÓN DE AGUA, PRODUCCIÓN EN POZOS VERTICALES.

### DESCRIPCIÓN:

Una tasa crítica de producción se define como la máxima tasa a la cual se mantiene el balance entre las fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales en un pozo, de tal manera que se presente un cono de agua estable y sólo se produce el fluido de interés. La obtención de dicha tasa puede darse a partir de correlaciones propuestas por diferentes autores las cuales presentan asunciones con relación a las características del yacimiento y de los fluidos presentes en él. En este trabajo de investigación se utilizan algunas de esas correlaciones para la obtención de la tasa crítica en un modelo conceptual propuesto que posteriormente se recreó en un simulador comercial con el propósito de obtener el tiempo de irrupción de agua en el pozo de estudio. A partir de esta metodología se realizó un análisis a los tiempos de irrupción hallados de manera analítica con los obtenidos a partir de las simulaciones propuestas; esto permitió determinar cuáles de las variables planteadas durante la investigación tienen una influencia mayor en las tasas críticas de producción mediante el uso de un software estadístico para realizar un análisis por regresión lineal por máxima verosimilitud para corroborar los resultados obtenidos en el desarrollo de la investigación.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc. Co-director: Claudia Lorena Delgadillo Aya, M.Sc. Ecopetrol S.A.

## ABSTRACT

**TITLE:** CONCEPTUAL ANALYSIS OF THE VARIABLES AFFECTING THE CRITICAL RATE OF THE WELL PRODUCTION THROUGH RESERVOIR SIMULATION.\*

**AUTHORS:** JOSE LUIS ESPINOSA CÁRDENAS, JAVIER ANDRÉS LÓPEZ HERNÁNDEZ.\*\*

**KEY WORDS:** CRITICAL PRODUCTION RATE, WATER CONING, PRODUCTION IN VERTICAL WELLS.

### DESCRIPTION:

A critical production rate is defined as the maximum rate at which the balance between the capillary, viscous and gravitational forces in a well is maintained, so that a stable water cone is present and only the fluid of interest is produced. The value of this rate can be obtained from correlations proposed by different authors which present assumptions in relation to the characteristics of the reservoir and the fluids present in it. In this research some of these correlations are used to obtain the critical rate in a proposed conceptual model that recreated in a commercial simulator with the purpose of obtaining the time of water irruption in the study well. From this methodology an analysis was made to the breakthrough times found in an analytical way with those obtained from the proposed simulations; This allowed to determine which of the variables raised during the investigation have a greater influence on the critical production rates through the use of statistical software to perform a linear regression analysis by maximum likelihood to corroborate the results obtained in the development of the research.

---

\* Bachelor Degree Project.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc. Co-director: Claudia Lorena Delgadillo Aya, M.Sc. Ecopetrol S.A.

## INTRODUCCIÓN

El potencial de producción o AOF (*Absolute Open Flow*) de un pozo, es un valor numérico que se obtiene mediante la aplicación de diferentes métodos matemáticos disponibles en la literatura; este indica la máxima tasa de producción que el pozo podría aportar. Sin embargo, existen diferentes razones por las cuales dicha tasa no puede utilizarse como la tasa óptima de producción. Una de ellas es que al reducir la Presión de Fondo Fluyente a valores cercanos a cero trae consigo problemas operacionales como la conificación, migración de finos, depositación de asfaltenos, entre otros.

La irrupción de agua es uno de los problemas más comunes y complicados que se presentan durante cualquier etapa en la producción de un pozo petrolero; ya que este genera altas tasas de agua las cuales limitan las tasas de producción de petróleo. Esto se transforma en gastos extras para las compañías debido a razones operacionales como creación y/o adecuación de los sistemas de manejo y tratamiento para el agua de producción, lo cual puede generar altos costos y principalmente la reducción en recuperación de petróleo debido a la intrusión del agua al pozo, disminuyendo así la rentabilidad de los proyectos e incluso en ocasiones haciéndolos fracasar.

Este proyecto de grado se realiza con el objetivo de determinar cuáles son los parámetros ponderantes que afectan la tasa crítica de producción teniendo en cuenta un rango de variables petrofísicas y operativas del reservorio. Con esto se busca disminuir la aparición de problemas de irrupción de agua en pozos futuros durante su producción debido a abruptas disminuciones en la presión de fondo fluyente.

# 1. PRODUCCIÓN POZOS VERTICALES

## 1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es un método utilizado para determinar la productividad relativa de un pozo sin llegar a realizar una prueba de flujo abierto (*Open flow test*). El uso de este método consiste en la medición de la presión estática del fondo de pozo y la medición de la presión de fondo fluyente a diferentes tasas de producción. En otras palabras, el índice de productividad también conocido como J, es la relación entre los barriles producidos por día con respecto a una determinada caída de presión en libras por pulgada cuadrada (presión estática del fondo de pozo – presión de fondo fluyente), es decir, es el potencial que tiene un pozo para producir un fluido con respecto a un diferencial de presión y es el indicador numérico de la calidad del pozo como productor.

$$IP = J = \frac{Q_0}{P_e - P_{wf}} \quad (1)$$

El índice de productividad también puede ser expresado en función de la ley de Darcy según el régimen de flujo del pozo el cual depende el perfil de presión y el mecanismo de producción:

- Estado estable: El régimen de flujo se identifica como un flujo de estado estable si la presión en cada ubicación en el yacimiento permanece constante. Es decir, no cambia con el tiempo.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> MONJE GORDO, Sergio Hernán. TRIVIÑO ORTIZ, Diego Fernando. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPEPETROL S.A. Neiva, 2014, 97 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos

$$Q_0 = \frac{K_h h (Pe - Pwf)}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] + s)} \quad (2)$$

$$J = \frac{Q_0}{Pe - Pwf} = \frac{K_h h}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] + s)} \quad (3)$$

- Estado pseudo-estable: Sucede cuando la presión en diferentes lugares en el yacimiento está disminuyendo linealmente como una función de tiempo, es decir, a una tasa decreciente constante, la condición de flujo se caracteriza como flujo en estado pseudo-estable<sup>1</sup>.

$$Q_0 = \frac{K_h h (\bar{P} - Pwf)}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] - 0,75 + s)} \quad (4)$$

$$J = \frac{Q_0}{\bar{P} - Pwf} = \frac{K_h h}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] - 0,75 + s)} \quad (5)$$

- Estado transitorio: Se define como la condición de flujo de fluido en el que la tasa de cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento no es cero o constante<sup>1</sup>.

$$Q_0 = \frac{K_h h (Pi - Pwf)}{162,6 B_o \mu_o (\log(t) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s)} \quad (6)$$

$$J = \frac{Q_0}{P_i - P_{wf}} = \frac{K_h h}{162,6 B_o \mu_o (\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s)} \quad (7)$$

Donde

$$Q_0 = \text{caudal}, \frac{STB}{d}$$

$P_e$  = presión yacimiento en estado estático, Psi

$\bar{P}$  = presión yacimiento en estado pseudo estático, Psi

$P_i$  = presión inicial del yacimiento, Psi

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyente, Psi

$K_h$  = permeabilidad horizontal, mD

$$B_o = \text{factor volumétrico de formación del crudo}, \frac{bl}{STB}$$

$\mu_o$  = viscosidad del crudo, cp

$r_w$  = radio del pozo, Ft

$r_e$  = radio de drenaje del pozo, Ft

$h$  = espesor de la formación, Ft

$\phi$  = porosidad

$C_t$  = compresibilidad total,  $\text{Psi}^{-1}$

$t$  = tiempo, Horas

$s$  = factor de daño

## 1.2 CURVAS IPR

El término IPR por las siglas en inglés, *Inflow Performance Relationship*, representa la capacidad que tiene un yacimiento para entregar un fluido a un pozo. El análisis

del IPR permite predecir la presión de fondo fluyente necesaria para obtener un determinado caudal de producción.<sup>2</sup>

El concepto de IPR es plasmado en una gráfica cartesiana X-Y donde en el eje X se presentarán los caudales de producción a obtener y en el eje Y estarán las diferentes presiones de fondo fluyente. Según el tipo de fluido que se presente en el yacimiento, haciendo referencia a si se tiene solo líquido, líquido saturado por gas o simplemente gas, se obtendrán diferentes graficas de IPR debido a variaciones en la ecuación básica de ingeniería de producción.

$$Q_0 = \frac{K_h h (P_e - P_{wf})}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] + s)} \quad (8)$$

Donde,

$$Q_0 = \text{caudal, } \frac{STB}{d}$$

$P_e$  = presión yacimiento en estado estatico, Psi

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyente, Psi

$K_h$  = permeabilidad horizontal, mD

$B_o$  = factor volumetrico de formación del crudo,  $\frac{bl}{STB}$

$\mu_o$  = viscosidad del crudo, cp

$r_w$  = radio del pozo, Ft

$r_e$  = radio de drenaje del pozo, Ft

$h$  = espesor de la formación, Ft

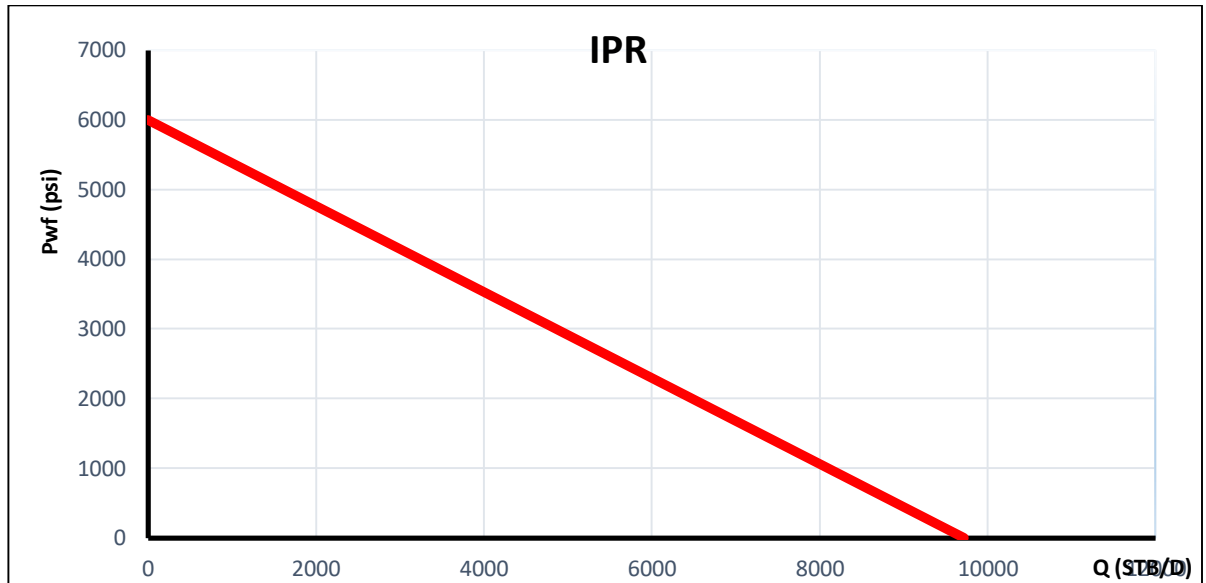
$s$  = factor de daño

---

<sup>2</sup> ECONOMIDES, Michael J. HILL, A. Daniel, EHLIG-ECONOMIDES, Christine y ZHU Ding. Petroleum Production Systems. Chapter 2: Production from Undersaturated Oil Reservoirs. Chapter 3: Production from Two-Phase Reservoirs. Chapter 4: Production from Natural Gas Reservoirs. Second Edition. PRENTICE HALL, 2013

Si se está trabajando en un yacimiento de solo líquido, la gráfica de IPR presentará el siguiente comportamiento (Fig. 1),

**Fig. 1** IPR para yacimiento de crudo sin gas libre.

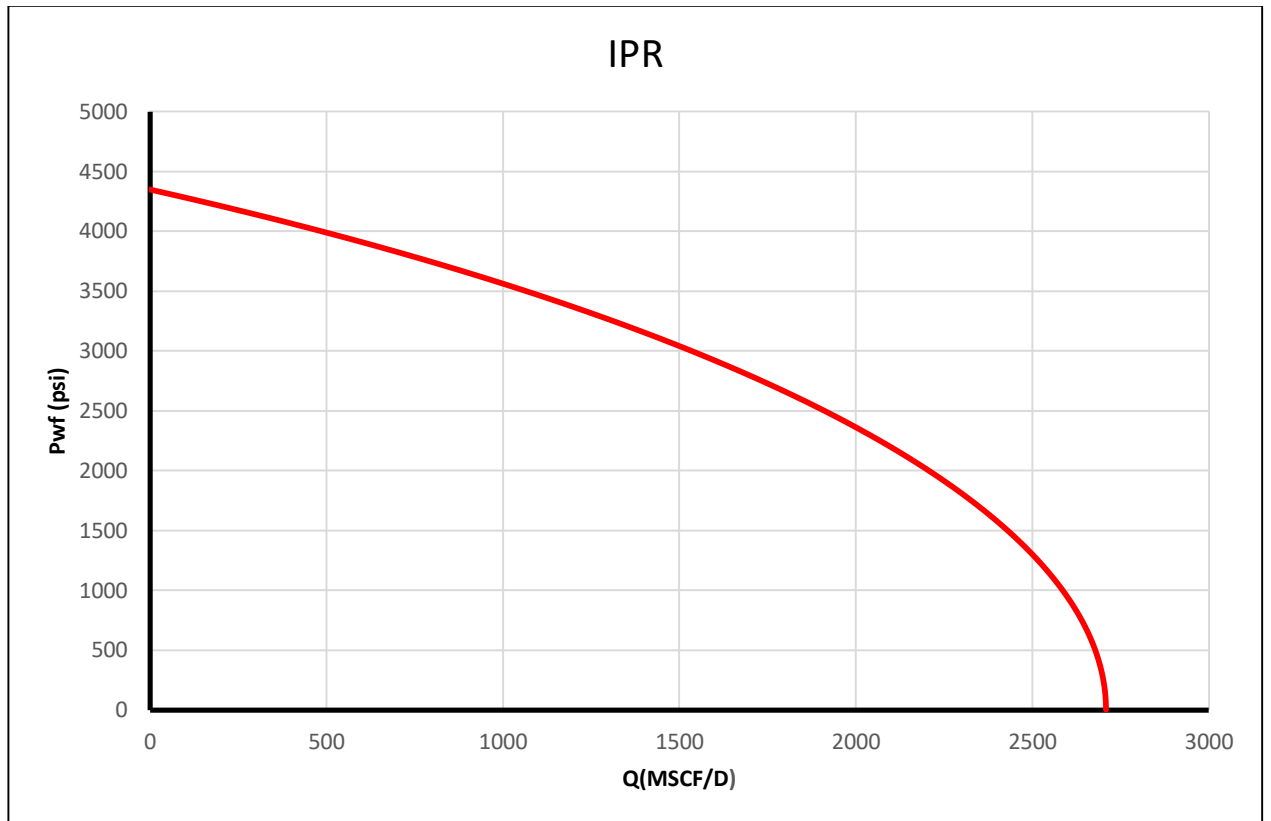


Cuando se trata de yacimientos con gas se debe tener en cuenta que hay presencia de un fluido compresible, por lo tanto, se debe realizar una modificación a la ecuación básica para poder representar el comportamiento de este fluido y se obtendrá la siguiente ecuación,

$$Q_0 = \frac{K_h h (P_e^2 - P_{wf}^2)}{1424 T \bar{\mu}_g \bar{Z} (\ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] + s)} \quad (9)$$

A partir de esta se genera la siguiente gráfica de IPR para yacimientos con gas (Fig. 2),

**Fig. 2** IPR para yacimiento de gas.



Finalmente, cuando se trabaja con yacimientos subsaturados los cuales en algún momento de su producción comenzarán a liberar gas provocando cambios en el crudo (alterando sus propiedades). Diferentes modelos teóricos han sido planteados con el fin de realizar una predicción adecuada del comportamiento de la producción, sin embargo, estos modelos se basan en una teoría propuesta por el autor Vogel<sup>3</sup>.

### 1.2.1 Método de Vogel:

Este método se puede aplicar si la presión del yacimiento es superior o inferior a la presión de burbuja y a la vez la presión de fondo fluyente se encuentra por debajo

---

<sup>3</sup> ECONOMIDES, Michael J. HILL, A. Daniel, EHLIG-ECONOMIDES, Christine y ZHU Ding. Ob. Cit

de esta. El comienzo del gráfico de IPR para este caso, será una línea recta al ser un yacimiento subsaturado; en el punto en que la presión sea menor a la presión de burbuja, el gráfico comenzará a tomar curvatura (similar al comportamiento de yacimientos de gas). Las ecuaciones propuestas por Vogel son las siguientes,

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad (10)$$

$$Q_o \max = \left( \frac{1}{1,8} \right) \frac{K_o h \bar{P}}{141,2 B_o \mu_o \left[ \ln \left( \frac{0,472 r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad (11)$$

Usando estas ecuaciones planteadas por Vogel, se obtiene el gráfico IPR de un yacimiento saturado por gas (Fig.3), que se encuentra produciendo y que posee presiones inferiores a la presión de burbuja. Si de lo contrario el yacimiento se encuentra subsaturado (presión promedio por encima de la presión de burbuja) pero se encuentra produciendo con una presión de fondo fluyente menor a la presión de burbuja, se tendría que hacer la siguiente modificación para generar la gráfica de IPR, esto debido a que inicialmente el yacimiento se comportara como un yacimiento de solo líquido, pero luego comenzara a liberar gas cambiando la forma de la gráfica de IPR

$$Q_o = \frac{K_h h (\bar{P} - P_b)}{141,2 B_o \mu_o \left( \ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] - 0,75 + s \right)} + Q_o \max \left( 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad (12)$$

Donde,

$$Q_o = \text{caudal}, \frac{STB}{d}$$

$\bar{P}$  = presión yacimiento en estado estatico, Psi

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyente, Psi

$K_h$  = permeabilidad horizontal, mD

$B_o$  = factor volumétrico de formación del crudo,  $\frac{bl}{STB}$

$\mu_o$  = viscosidad del crudo, cp

$r_w$  = radio del pozo, Ft

$r_e$  = radio de drenaje del pozo, Ft

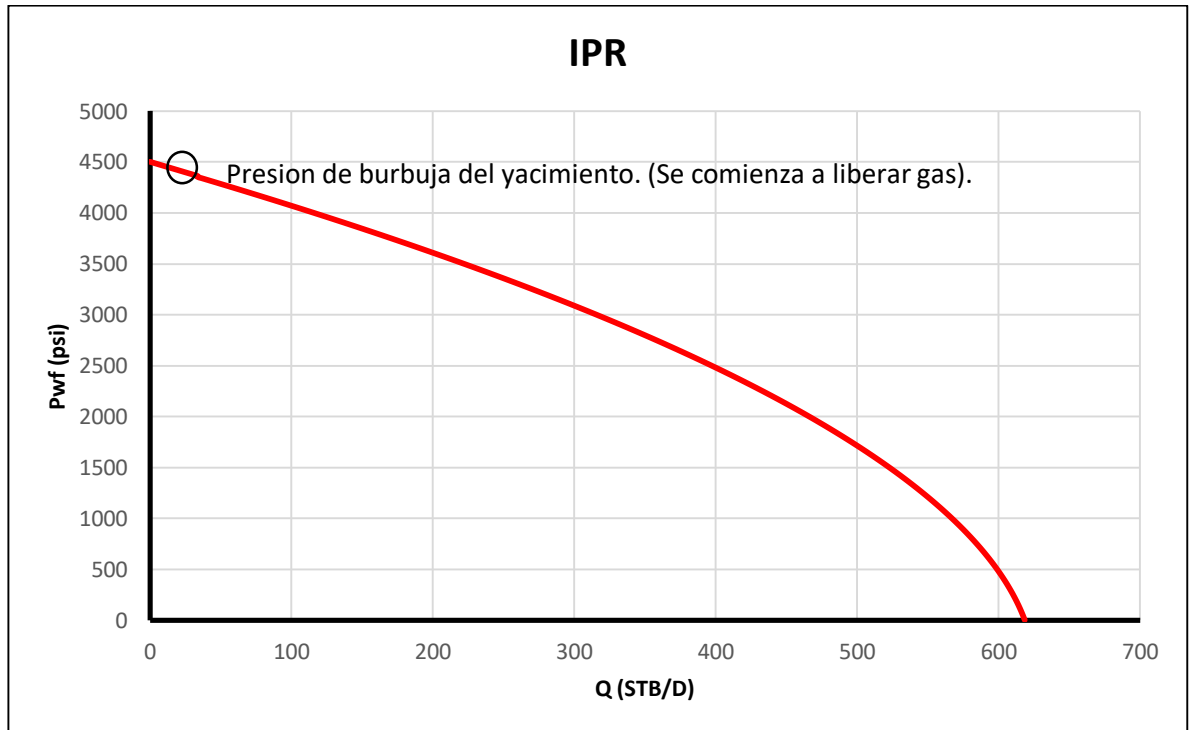
$h$  = espesor de la formación, Ft

$s$  = factor de daño

$P_b$  = presión de burbuja, Psi

A partir de esta ecuación, se obtiene la siguiente curva IPR (Fig. 3),

**Fig. 3** IPR para yacimiento de crudo con gas en solución.



## 2. PRODUCCIÓN DE AGUA

El agua está presente en todas las etapas de la vida de un campo de petróleo, desde la exploración de este, pasando por el desarrollo y producción del mismo, hasta su abandono. Cuando se produce petróleo de un yacimiento, en algún momento el agua proveniente de un acuífero o de un pozo inyector se mezcla y es producida junto al fluido de interés. Dicha agua puede clasificarse de la siguiente forma: el agua de barrido, el agua buena (Aceptable) y el agua mala (o excesiva)<sup>4</sup>.

### 2.1 AGUA DE BARRIDO

Es aquella que proviene de un pozo inyector o un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento<sup>5</sup>. En la mayoría de los casos los yacimientos se encuentran asociados a rocas saturadas con agua, comúnmente conocidas con el nombre de acuífero, que pueden actuar como límites parciales o totales del yacimiento. Los acuíferos tienen la característica de poseer energía hidráulica que origina en la mayoría de los casos el desplazamiento acelerado del petróleo hacia los pozos que atraviesan las arenas productoras del yacimiento, por lo que representa un mecanismo de producción natural. Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para retardar o contrarrestar la declinación de la misma, suministrando una intrusión de agua, bien sea por una expansión de esta o de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas ignoradas en el acuífero, por la compresibilidad misma de la roca en el acuífero o porque está presente un afloramiento que le permite el reabastecimiento con aguas superficiales. Se conocen distintas formas en que se puede presentar el acuífero.

---

<sup>4</sup> BAILEY, B. CRABT, M. TYRIE, J. Control de Agua. Oil Field Review. 2000.

<sup>5</sup> BAILEY, B. CRABT, M. TYRIE, J. Ob. Cit.

Siendo las más resaltantes según su actividad energética: activo, parcialmente activo o inactivo<sup>6</sup>.

## **2.2 AGUA BUENA**

Es el agua producida a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de la mezcla (Agua-Petróleo) que provoca el aumento gradual de la RAP.

Dado que este tipo de agua, por definición, produce petróleo junto con ella, se debería tratar de maximizar su producción. Para reducir los costos implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuese posible, de manera idónea con un separador de fondo (Fig. 4). Este tipo de dispositivos junto a las bombas electrosumergibles, permiten separar hasta el 50% del agua e inyectarla en el fondo, con lo cual se evitan costos de levantamiento y separación del agua en superficie<sup>7</sup>.

## **2.3 AGUA INDESEABLE (EXCESIVA)**

Es el agua producida que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP. En los

---

<sup>6</sup> MEJÍAS BLANCO, Jairomar Rafael. Determinación del efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados en el campo Corocoro, Golfo de Paria. Puerto La Cruz, 2011. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad De Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Petróleo.

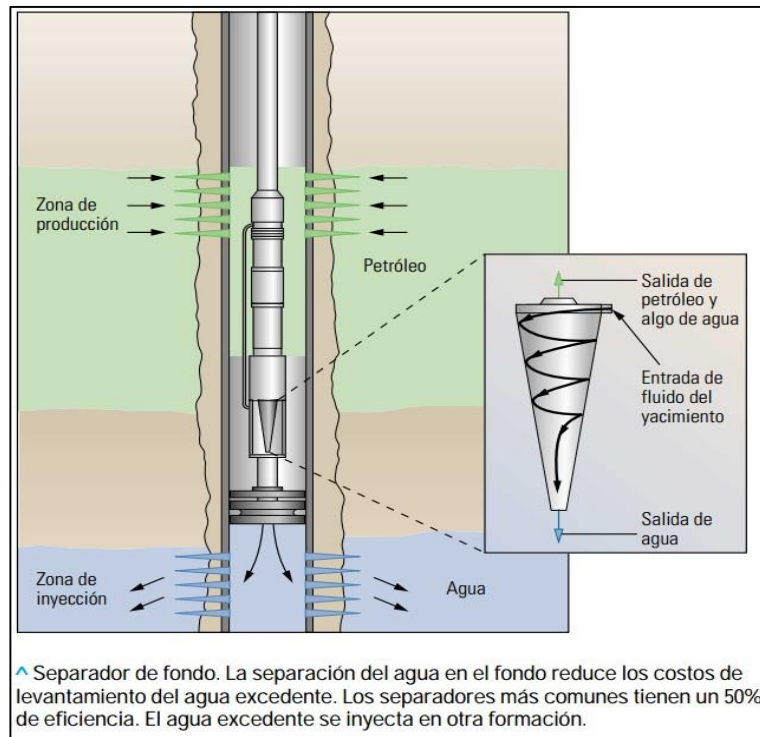
<sup>7</sup> BAILEY, B. CRABT, M. TYRIE, J. Ob. Cit.

pozos individuales, el origen de la mayor parte de los problemas de agua mala se puede clasificar dentro de 10 tipos básicos<sup>8</sup>:

- Conificación,
- Barrido areal deficiente,
- Segregación gravitacional,
- Capa inundada con flujo transversal.

Representadas en la Figura 5.

**Fig. 4** Separación de Agua en Fondo.



**Fuente:** Bailey, B. Crabtree, M. Tyrie, J. Control de Agua. Oil Field Review. 2000.

- Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras,
- Flujo canalizado detrás del revestidor,
- Contacto agua – petróleo dinámico,

<sup>8</sup> BAILEY, B. CRABT, M. TYRIE, J. Ob. Cit.

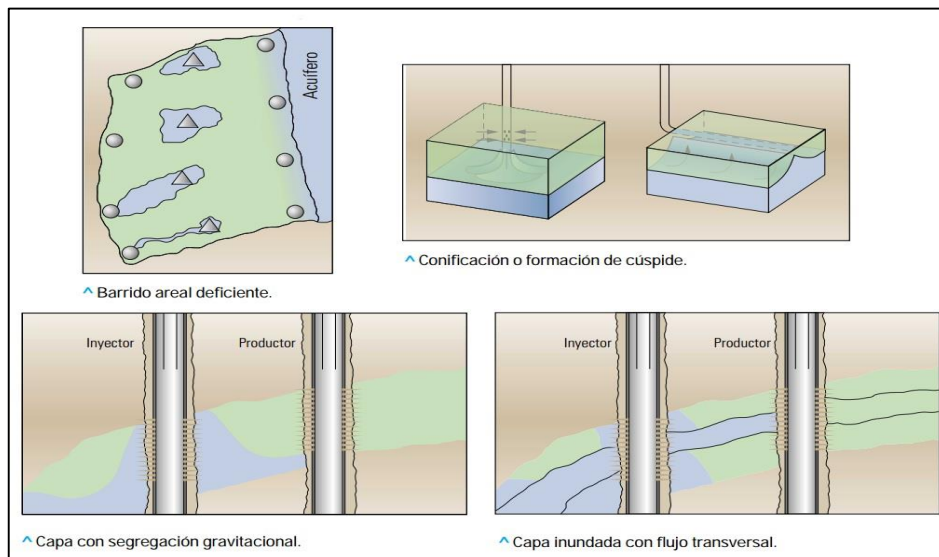
- Capa inundada sin flujo transversal,
- Fracturas o fallas entre inyector y productor,
- Fracturas o fallas de una capa de agua.

Representadas en la Figura 6.

## 2.4 CONSECUENCIAS POR ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA

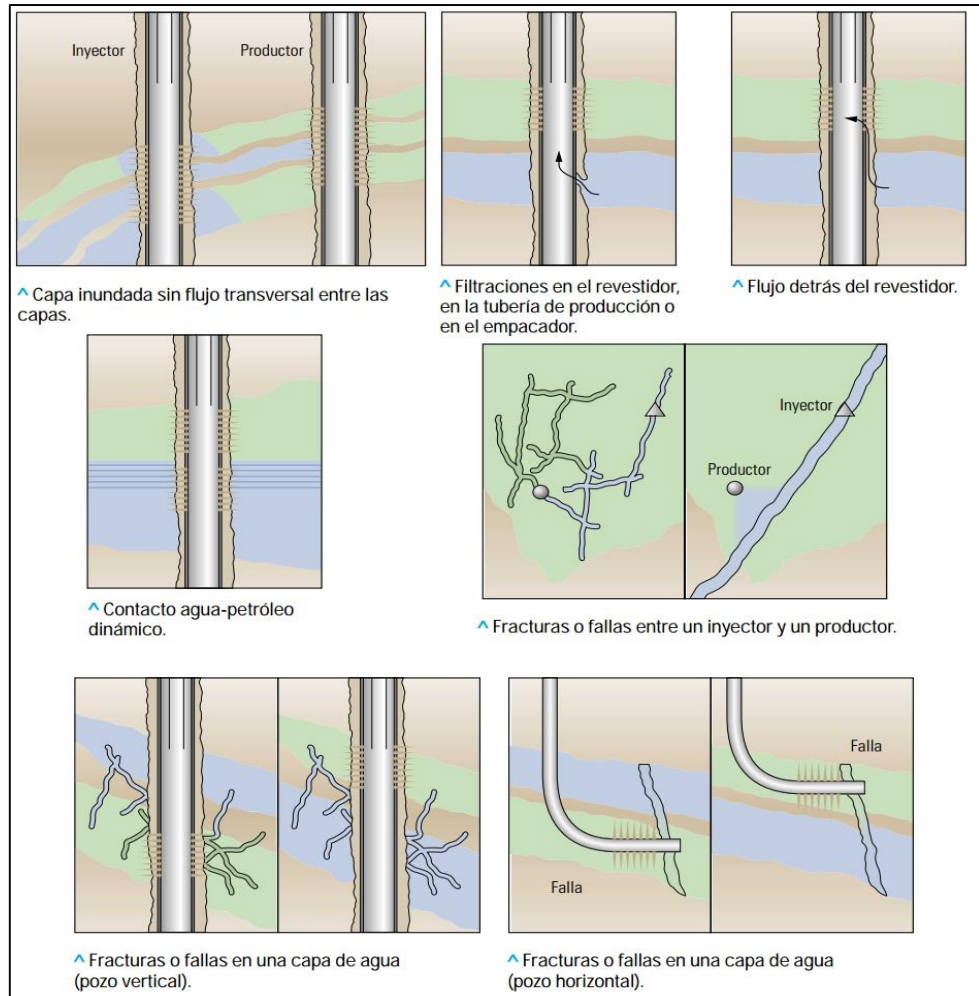
**2.4.1 Disminución progresiva en la tasa de aceite.** El corte de agua en un pozo significa la disminución porcentual de la producción de crudo. Llega un momento en la vida útil del pozo que este incrementa su corte de agua; generalmente este incremento se hace más notable en pozos con empuje hidráulico o que están cercanos a una arena contentiva de agua, también va a ocurrir la presencia de agua en la producción en pozos sometidos a inyección de la misma. Muchas veces esta inyección de agua no es controlada, lo que hace que el desplazamiento o el frente de invasión sea insostenible detrás del crudo produciendo una ruptura más temprana.

**Fig. 5** Problemas Por Intrusión de Agua Mala (Parte 1).



**Fuente:** Bailey, B. Crabtree, M. Tyrie, J. Control de Agua. Oil Field Review. 2000.

**Fig. 6** Problemas Por Intrusión de Agua Mala (Parte 2).



**Fuente:** Bailey, B. Crabtree, M. Tyrie, J. Control de Agua. Oil Field Review. 2000.

Cuando la ruptura ocurre, la producción de petróleo va a disminuir de acuerdo a la tasa de producción de agua, en otras palabras, si el porcentaje de agua producida es elevado la capacidad de recuperación de crudo se ve afectado por las altas tasas de agua.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> MEJÍAS BLANCO, Jairomar Rafael. Ob. Cit.

**2.4.2 Acortamiento de la vida útil del pozo.** Cuando ocurre la ruptura en un pozo petrolero, se hace más difícil tratar de recuperar el petróleo en sitio. Muchas veces los métodos que se utilizan para controlar el exceso de agua pueden ocasionar daños permanentes en las arenas productoras. También cabe destacar que a medida que el pozo incrementa su corte de agua, este se hace menos rentable, ya que hay que aumentar los costos para el reciclaje o tratamiento de agua, trabajos de reacondicionamiento (tapones, cañoneo, PLT). Estos se traducen en pérdidas y gastos adicionales, ya que la producción de crudo disminuye y a la larga conduce al cierre o abandono de pozos o yacimientos con buenas reservas aun sin drenar; pero la producción de agua en el tiempo los hizo poco rentables.<sup>10</sup>

**2.4.3 Conificación y Digitación.** La producción prematura de agua es a menudo el resultado de conificación y/o digitación cerca de un pozo productor cuando el agua proviene del nivel de agua libre generalmente en la dirección vertical. Por lo tanto, un cono de agua toma lugar en la parte más baja del intervalo completado del pozo debido a los gradientes de presión establecidos alrededor de la cara de la formación causados por la producción de fluidos desde el pozo. A partir del inicio de producción de un pozo, si las fuerzas viscosas sobrepasan las fuerzas gravitacionales, se formará un cono de agua que crece en dirección al intervalo perforado más cercano hasta que las fuerzas viscosas sean equilibradas por las fuerzas gravitacionales a determinada elevación<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> *Ibíd.*, p. 49-50.

<sup>11</sup> ESCOBAR MACUALO, F. H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana.

Esto se debe a que la caída de presión que causa el flujo de agua es mayor que la fuerza gravitacional:

$$P_{WOC} - P_{wf} > 0.433(\gamma_w - \gamma_o)H \quad (13)$$

Donde,

$P_{WOC}$  = Presión en el contacto agua petróleo, psia.

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

$\gamma_w$  = Gravedad específica del agua.

$\gamma_o$  = Gravedad específica del aceite.

$H$  = Distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo, ft.

La ecuación 13 no menciona tiempo. Sin embargo, expresa que a cualquier tiempo en dónde esta se satisface, ocurre instantáneamente la conificación.

Cuando el pozo se produce a una tasa constante y el gradiente de presión en todo el sistema de drenaje llega a ser constante, se alcanzaría en teoría una condición de estado estacionario, y si a esta condición las fuerzas dinámicas en el pozo son menores que las fuerzas gravitacionales se formará un cono de agua que no avanzará hacia el pozo ni retrocederá, lo que se conoce como “cono estable”. En contraparte, si la presión del sistema se encuentra en un estado transitorio, un cono inestable continuará avanzando hasta que se logren las condiciones de estado estable; si la caída de presión generada es lo suficiente para vencer las fuerzas gravitacionales, el cono inestable crecerá e irrumpirá en el pozo ocasionando la producción de agua con el fluido de interés.

Debe tenerse presente que los conos estables sólo pueden ser “pseudoeestables” debido a que el sistema de drenaje y la distribución de la presión varían durante la vida productiva del pozo<sup>12</sup>.

El fenómeno de conificación para pozos verticales de petróleo guarda dependencia con los siguientes factores:

- Viscosidad del aceite,
- Diferencia de densidades (entre el aceite y el agua),
- Permeabilidad efectiva del aceite,
- Intervalo perforado en el espesor de interés,
- Permeabilidad vertical.

El primer factor a discutir es la viscosidad del aceite. En yacimientos de aceite pesado, los problemas de conificación suelen ser más graves que en yacimientos de aceite liviano. Por lo general los yacimientos con aceite pesado presentan permeabilidades altas, por lo cual, su razón de movilidad tiende a aumentar permitiendo que el agua fluya con mayor facilidad que el aceite en vez de empujarlo. Es por ello que, al analizar la diferencia de densidades, entre mayor sea esta, menor será la tendencia de conificar.

Otro parámetro relevante es la permeabilidad vertical, si esta tiende a cero el flujo en dirección vertical también tenderá a cero, por lo tanto, no se evidenciarían problemas de conificación. Por otro lado, si esta es igual a la permeabilidad horizontal se espera una tendencia máxima de conificación.

Para obtener una misma tasa de producción en un yacimiento con baja permeabilidad se debe provocar una caída de presión mayor respecto a la que se

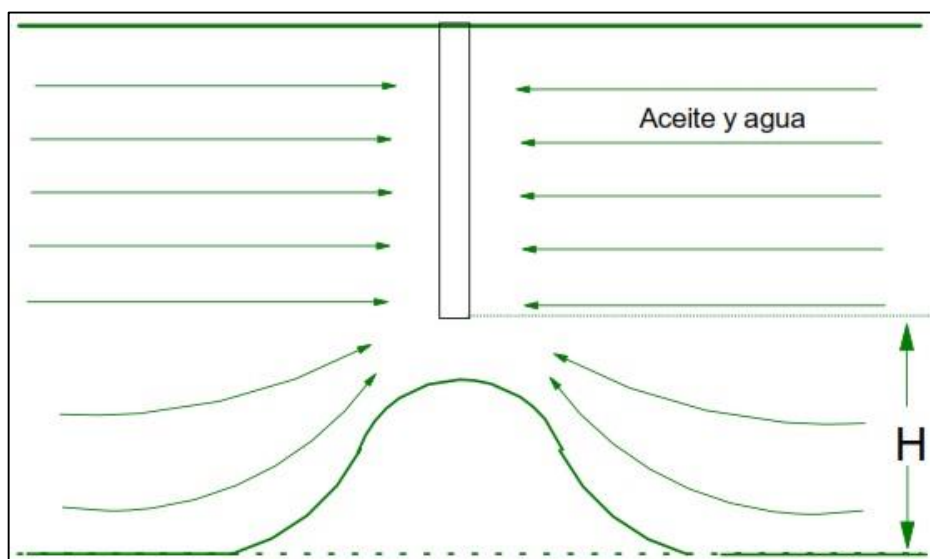
---

<sup>12</sup> AHMED, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. Chapter 9: Gas and Water Coning. Fourth Edition. ELSEVIER, 2010. ISBN 0-88415-770-9.

utiliza en yacimientos con alta permeabilidad, por lo cual, estos últimos presentan una menor tendencia a conificarse.

También cuando la desigualdad no se satisface no habrá conificación puesto que la presión de fondo fluuyente es controlable mediante una regulación de la rata de flujo. Por lo tanto, la conificación es controlable<sup>13</sup>.

**Fig. 7** Esquema Sintetizado de la Conificación del Agua.



**Fuente:** ESCOBAR MACUALO, F. H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana.

Se prefiere manejar volúmenes de agua, es decir, tratar de no frenar la conificación, pues resulta poco económico. Porque al hacer eso se disminuye el caudal de petróleo. El manejo de agua es más que rentable con la producción de petróleo.

Por otra parte, si la producción de agua ocurre en la vida temprana de un yacimiento sin buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido

<sup>13</sup> ESCOBAR MACUALO, F. H. Ob. Cit.

que el crudo debido a su baja viscosidad y a la permeabilidad horizontal, este fenómeno se llama digitación o lengüeteo<sup>14</sup>.

Estos fenómenos son muy importantes porque causan una disminución en la rentabilidad del proyecto en diversas formas. Por un lado, la productividad de crudo se reduce debido a efectos de permeabilidad relativa, por otro lado, los costos de levantamiento aumentan como resultado de un fluido promedio más pesado en donde el acondicionamiento del agua es en esencia más costoso. Por consiguiente, la eficiencia de recobro se reduce porque el límite económico del corte de agua se alcanza aún con la presencia de una cantidad considerable de petróleo remanente recuperable en el área de drene del pozo.

---

<sup>14</sup> ESCOBAR MACUALO, F. H. Ob. Cit.

### **3. TASAS CRÍTICAS DE PRODUCCIÓN**

Una tasa crítica se define como la máxima tasa a la cual se mantiene el balance entre las fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales, de tal manera que se presente un cono estable y sólo se produce el fluido de interés. Por lo general, estas tasas tienden a ser valores muy pequeños lo que se traduce en producciones no viables en términos económicos, por lo cual, en la mayoría de los casos se hace necesario producir a tasas mayores, asumiendo las consecuencias que esto conlleva. Al producir a una tasa mayor que la crítica la irrupción de agua no será inmediata, sino que el cono evoluciona con el tiempo hasta llegar a las perforaciones<sup>15</sup>. El tiempo que tarda el cono de agua en llegar a las perforaciones desde que se inicia la producción se conoce como: Tiempo de intrusión o irrupción. A partir de este tiempo la producción será conjunta, es decir, el fluido de interés y agua; el desarrollo de la producción después del tiempo de intrusión se conoce como: Comportamiento Post-intrusión.

El conocimiento de la tasa crítica de producción, el tiempo de irrupción y del comportamiento post-intrusión permiten una visualización a groso modo del diseño de las facilidades de superficie, así como de las diferentes políticas de producción.

#### **3.1 CÁLCULO DE TASAS CRÍTICAS**

A continuación, se presentan diferentes correlaciones propuestos por varios autores para el cálculo de las tasas críticas.

---

<sup>15</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

**3.1.1 Método de Chaney, et. al.** Este autor desarrolló un conjunto de curvas para determinar la tasa crítica de aceite. Chaney<sup>16</sup> propuso unas gráficas que fueron generadas a partir del uso de un analizador potenciométrico y la aplicación matemática de la teoría de la conificación de agua desarrollada por Muskat-Wychoff.

Debido a que las curvas fueron desarrolladas para un conjunto particular de propiedades de roca y fluidos; se obtuvo una correlación generalizada a partir de un ajuste de mínimos cuadrados para dichas curvas. El resultado es la siguiente correlación:

$$Q_{oc} = \frac{5,334 \times 10^{-5} k_o (\rho_w - \rho_o) [0,1313 (h^2 - h_p^2) - 23,2]}{\mu_o B_o} \quad (14)$$

Donde,

$$Q_{oc} = \text{Tasa crítica de aceite, } \frac{STB}{d}$$

$$\rho_w, \rho_o = \text{Densidad del agua y del aceite, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$k_o = \text{Permeabilidad efectiva del aceite, } mD$$

$$h = \text{Espesor neto, } ft$$

$$h_p = \text{Intervalo Perforado, } ft$$

$$B_o = \text{Factor volumétrico del aceite, } bl/STB$$

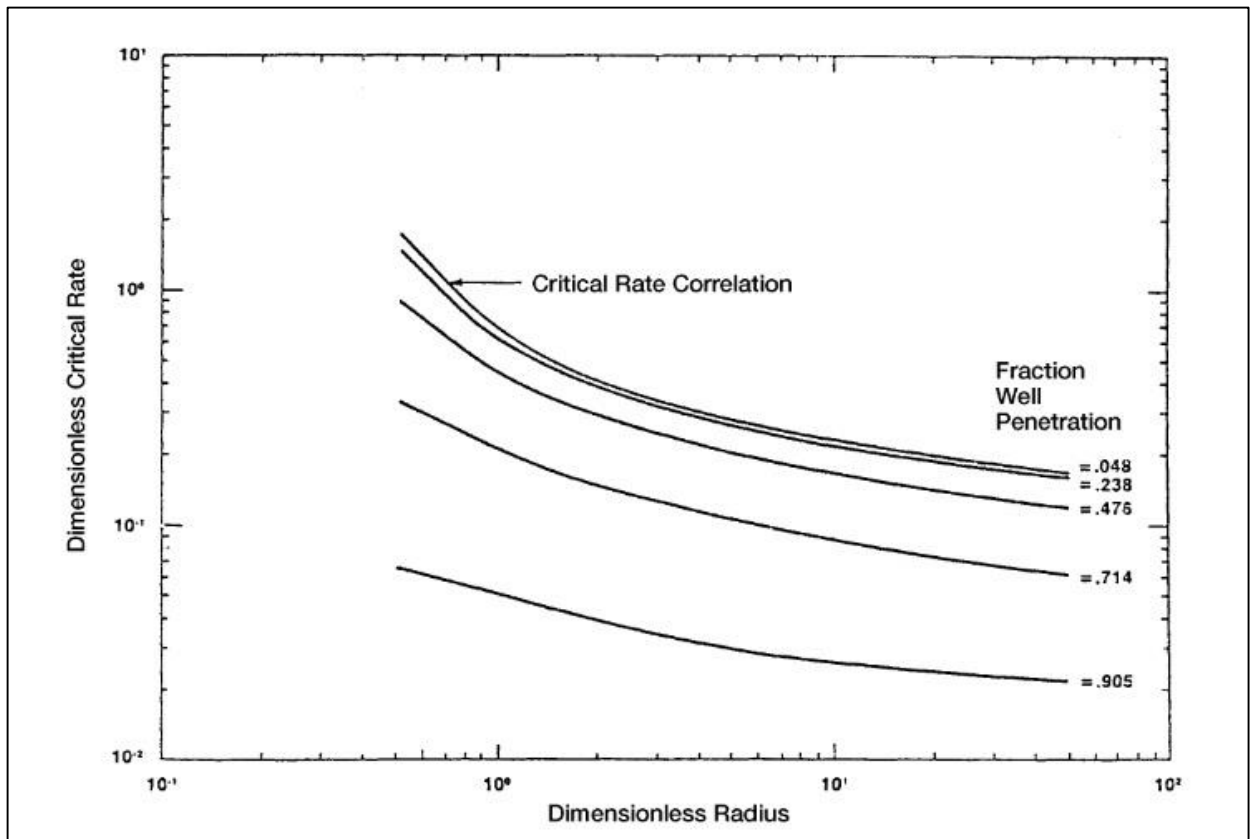
$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, } cP$$

---

<sup>16</sup> MIAN, M. A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer, Volume 2. Chapter. Water and Gas Coning. PennWell Publishing Company, 1992. ISBN 0-87814-379

**3.1.2 Método de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.** Los autores<sup>17</sup> presentan una solución analítica que es una extensión de la teoría de Muskat. Utilizaron un software para obtener la tasa crítica para el caso de estado estable y los resultados obtenidos se representan en la Fig. 8, donde una tasa crítica adimensional,  $q_{CD}$ , se grafica contra un radio adimensional,  $\frac{h_p}{h}$ , para diferentes relaciones de intervalos perforados.

**Fig. 8** Diagrama de Correlación para la tasa crítica adimensional.



**Fuente:** Ahmed, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. Cuarta Edición. ELSEVIER, 2010.

<sup>17</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

Para formaciones isotrópicas la correlación es la siguiente:

$$Q_{oc} = 0,924 \times 10^{-4} \frac{k_o(\rho_w - \rho_o)}{\mu_o B_o} x \left[ 1 - \left( \frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1,325} h^{2,238} [\ln(r_e)]^{-1,99} \quad (15)$$

Donde,

$$Q_{oc} = \text{Tasa crítica de aceite, } \frac{STB}{d}$$

$$\rho_w, \rho_o = \text{Densidad del agua y del aceite, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$k_o = \text{Permeabilidad efectiva del aceite, mD}$$

$$r_e, r_w = \text{Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, ft}$$

$$h = \text{Espesor neto, ft}$$

$$h_p = \text{Intervalo Perforado, ft}$$

$$B_o = \text{Factor volumétrico del aceite, bl/STB}$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cP}$$

Para formaciones anisotrópicas los autores presentan una correlación para la obtención de la tasa crítica de aceite en función de las características del yacimiento y de los fluidos presentes en él.

$$Q_{oc} = 0,924 \times 10^{-4} \left[ \frac{h^2(\rho_w - \rho_o)k_h}{\mu_o B_o} \right] q_{CD} \quad (16)$$

$$r_D = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (17)$$

Donde,

$$q_{CD} = \text{Tasa crítica de flujo adimensional,}$$

$$r_D = \text{Radio adimensional.}$$

**3.1.3 Método de Isabelle Chaperon.** Propuso una estimación simple y práctica<sup>18</sup> para el cálculo de la tasa crítica de aceite en un pozo vertical para una formación anisotrópica tanto en estado estacionario como pseudoestacionario. Dicha relación tiene en cuenta la distancia entre el pozo y el radio de drenaje.

Este autor considera las diferencias de potencial entre un punto sobre la interfase agua-aceite lejos del pozo y el ápice del cono; asume que para que exista un equilibrio estático las diferencias en el potencial de flujo viscoso deben ser iguales a las diferencias de potencial gravitacional.

$$Q_{oc} = 0,0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (h - h_p)^2}{\mu_o B_o} [\rho_w - \rho_o] q_c^* \quad (18)$$

Donde,

$$Q_{oc} = \text{Tasa crítica de aceite, } \frac{STB}{d}$$

$$\rho_w, \rho_o = \text{Densidad del agua y del aceite, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$k_h = \text{Permeabilidad horizontal, } mD$$

$$h = \text{Espesor neto, } ft$$

$$h_p = \text{Intervalo Perforado, } ft$$

$$B_o = \text{Factor volumétrico del aceite, } bl/STB$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, } cP$$

---

<sup>18</sup> CHAPERON, I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Society Of Petroleum Engineers, 1986.

Joshi<sup>19</sup> correlacionó el coeficiente  $q_c^*$  con el parámetro  $\alpha''$  así:

$$q_c^* = 0,7311 + \left(\frac{1,943}{\alpha''}\right) \quad (19)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{r_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (20)$$

Donde,

$r_e =$  Radio de Drenaje, ft

$k_v =$  Permeabilidad vertical, mD

**3.1.4 Método de Meyer-Gardner.** Estos autores<sup>20</sup> sugieren que el desarrollo de una conificación es un resultado del flujo radial de aceite y asociado a una disipación de presión alrededor del wellbore. Asumen un yacimiento homogéneo con una permeabilidad uniforme. Debe señalarse que la relación de permeabilidades  $\left(\frac{k_h}{k_v}\right)$  es el término más crítico en cuanto a la evaluación y la solución del problema de conificación.

La correlación planteada se basa en las siguientes suposiciones<sup>21</sup>:

---

<sup>19</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

<sup>20</sup> *Ibíd.*, p. 574.

<sup>21</sup> MONJE GORDO, Sergio Hernán. TRIVIÑO ORTIZ, Diego Fernando. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPETROL S.A. Neiva, 2014. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos

- El flujo de agua desde el WOC (Contacto Agua-Petróleo) es estrictamente vertical.
- El intervalo es perforado desde el tope de la arena para el caso de la conificación de agua.
- El flujo de petróleo y/o gas es estrictamente radial.
- La caída de presión que controla el flujo es debida sólo a diferencia de presión gravitacional.
- La tasa crítica se calcula en el momento en el que el cono de agua alcanza el fondo del pozo.

$$Q_{oc} = 0,246 \times 10^{-4} \left( \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \right) \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) (h^2 - h_p^2) \quad (21)$$

Donde,

$$Q_{oc} = \text{Tasa crítica de aceite, } \frac{STB}{d}$$

$$\rho_w, \rho_o = \text{Densidad del agua y del aceite, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$k_o = \text{Permeabilidad efectiva del aceite, } mD$$

$$r_e, r_w = \text{Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, } ft$$

$$h = \text{Espesor neto, } ft$$

$$h_p = \text{Intervalo Perforado, } ft$$

$$B_o = \text{Factor volumétrico del aceite, } bl/STB$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, } cP$$

**3.1.5 Método de Schols.** Schols<sup>22</sup> desarrolló una ecuación empírica basada en resultados obtenidos a partir de experimentos de laboratorio y simuladores numéricos. La correlación para obtener la tasa crítica propuesta por él es la siguiente:

$$Q_{oc} = 0,0783 \times 10^{-4} \left[ \frac{(\rho_w - \rho_o) k_o (h^2 - h_p^2)}{\mu_o B_o} \right] x \left[ 0,432 + \frac{3,142}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \right] \left( \frac{h}{r_e} \right)^{0,14} \quad (22)$$

Donde,

$$Q_{oc} = \text{Tasa crítica de aceite, } \frac{STB}{d}$$

$$\rho_w, \rho_o = \text{Densidad del agua y del aceite, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$k_o = \text{Permeabilidad efectiva del aceite, mD}$$

$$r_e, r_w = \text{Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, ft}$$

$$h = \text{Espesor neto, ft}$$

$$h_p = \text{Intervalo Perforado, ft}$$

$$B_o = \text{Factor volumétrico del aceite, bl/STB}$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cP}$$

### 3.2 TIEMPO DE IRRUPCIÓN EN POZOS VERTICALES

Regularmente la tasa crítica de los pozos obtenida da como resultado muy bajos caudales de producción lo cual lleva a que esta tasa sea económicamente inviable

---

<sup>22</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

y no sea utilizada en los pozos de producción<sup>23</sup>. Por tal razón los pozos se ponen a producir a caudales más altos que los determinados en dicha tasa causando que el cono de agua ubicado en la parte inferior del pozo irrumpa en él después de cierto periodo de tiempo. Este tiempo es llamado *Tiempo de irrupción*  $t_{BT}$ . Dos de las ecuaciones más utilizadas para el cálculo de este tiempo son las siguientes.

**3.2.1 Método de Sobocinski – Cornelius.** Sobocinski y Cornelius<sup>24</sup> en 1965 desarrollaron una correlación para predecir el tiempo en el cual se va a presentar la irrupción de agua basado en datos de pruebas de laboratorio y los resultados obtenidos a partir de su modelamiento. Estos autores incluyen dos parámetros adimensionales que son la altura adimensional del cono y el tiempo adimensional de irrupción para así lograr obtener una correlación del tiempo de irrupción. Estos parámetros están definidos a partir de las siguientes ecuaciones:

- Altura adimensional del cono Z,

$$Z = 0,492 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o B_o Q_o} \quad (23)$$

Donde,

$$\rho = \text{densidad}, \frac{lb}{ft^3}$$

$$k_h = \text{permeabilidad horizontal}, mD$$

---

<sup>23</sup> MONJE GORDO, Sergio Hernán. TRIVIÑO ORTIZ, Diego Fernando. Ob. Cit.

<sup>24</sup> MIAN, M. A. Ob. Cit.

$Q_o = \text{producción de aceite, } \frac{STB}{\text{día}}$

$h_p = \text{intervalo perforado, Ft}$

$h = \text{espesor neto, Ft}$

- Tiempo adimensional de irrupción  $(t_D)_{BT}$ ,

$$(t_D)_{BT} = \frac{4Z + 1,75Z^2 - 0,75Z^3}{7 - 2Z} \quad (24)$$

A partir de la expresión de tiempo adimensional de irrupción se procede a calcular el tiempo de ruptura con la siguiente ecuación,

$$t_{BT} = \frac{20325\mu_o h\phi(t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o)k_v(1 + M^\alpha)} \quad (25)$$

Donde,

$t_{BT} = \text{tiempo de irrupción, días}$

$\phi = \text{porosidad, fracción}$

$k_v = \text{permeabilidad vertical, mD}$

$$M = \left[ \frac{(k_{rw})_{sor}}{(k_{ro})_{swc}} \right] \left( \frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad (26)$$

Donde,

$(k_{ro})_{swc} = \text{permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua crítica}$

$(k_{rw})_{sor} = \text{permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite residual}$

$\alpha = 0,5 \text{ para } M \leq 1$

$\alpha = 0,6 \text{ para } 1 < M \leq 10$

En 1991 Joshi<sup>25</sup> observó en la ecuación de tiempo adimensional que cuando  $Z = 3.5$  o mayor, no existirá irrupción de agua en el pozo. Esto puede ser incluido en la ecuación de tiempo adimensional  $Z$  y proceder a calcular la tasa crítica de producción con la siguiente ecuación.

$$Q_{oc} = 0,141 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (27)$$

**3.2.2 Método de Bournazel-Jeanson.** Este método es basado en datos experimentales el cual fue desarrollado en 1971 y la metodología que se usó fue la misma propuesta por Sobocinski y Cornelius<sup>26</sup> proponiendo las mismas variables adimensionales. El tiempo de ruptura se calcula de la siguiente manera.

Primero se calcula la altura adimensional del cono  $Z$  aplicando la siguiente ecuación,

$$Z = 0,492 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o B_o Q_o} \quad (28)$$

Se procede a calcular el tiempo adimensional de ruptura

$$(t_D)_{BT} = \frac{Z}{3 - 0,7Z} \quad (29)$$

Ahora se resuelve la ecuación para tiempo de ruptura sustituyendo el tiempo adimensional de ruptura en la siguiente ecuación

---

<sup>25</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

<sup>26</sup> *Ibíd.*, p. 609.

$$t_{BT} = \frac{20325\mu_o h\phi(t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o)k_v(1 + M^\alpha)} \quad (30)$$

Observando esta ecuación, Joshi<sup>27</sup> en 1991 dijo que no habría irrupción de agua si  $Z \geq 4,286$ . Incluyendo este parámetro en la ecuación de la altura adimensional del cono Z se calcula la tasa crítica de producción con la siguiente ecuación.

$$Q_{oc} = 0,1148 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (31)$$

---

<sup>27</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

#### 4. DESARROLLO ANALÍTICO

Para el desarrollo analítico de este proyecto se tomaron las ecuaciones propuestas para la determinación de la tasa crítica de producción por los autores Meyer-Gardner, I. Chaperon, Schols, Hoyland-Papatzacos-Skaeveland y Chaney. Estas ecuaciones<sup>28</sup> se programaron en un documento de Excel junto a la ecuación planteada por Sobocinski y Cornelius para determinar el tiempo de irrupción del cono de agua en el pozo.

Lo que se buscó hacer con este documento de Excel fue obtener de una manera más sencilla y programada cada una de las ecuaciones para el cálculo de la tasa crítica de producción lo que permitiría realizar de manera más práctica el análisis de sensibilidad de la parte analítica del proyecto.

El documento de Excel fue estructurado de manera clara mostrando cada uno de los parámetros que involucran las ecuaciones de tasa crítica donde simultáneamente se van obteniendo los valores de respuesta de las ecuaciones de cada uno de los autores. Con esa tasa crítica de producción obtenida de las diferentes ecuaciones, el documento de manera directa calcula el tiempo de irrupción basado en la tasa de respuesta de cada una de las previas ecuaciones lo que permite obtener un resultado directo y preciso de los tiempos de irrupción del cono del agua.

El documento está estructurado de la siguiente manera:

En la primera fila se encuentran los parámetros necesarios para el cálculo de la tasa crítica con los valores respectivos tomados para el caso base del primer modelo de fluido. Los datos son los siguientes se encuentran en la Tabla 1 y en la Fig. 9 se observa dicha parte del documento.

---

<sup>28</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

Tabla 1. Características básicas del modelo conceptual 1.

Densidad del Agua, lb/ft <sup>3</sup>	60
Densidad del Aceite, lb/ft <sup>3</sup>	53,8421
Permeabilidad Efectiva del Aceite	560
Radio de Drenaje del Pozo, ft	750
Radio del Pozo, ft	0,25
Espesor Neto de Interés, ft	100
Intervalo Perforado, ft	50
Factor Volumétrico del Aceite, bI/STB	1,13778
Viscosidad del Aceite, cP	1,211
Viscosidad del Agua, cP	0,253257
Permeabilidad Vertical, mD	800
Permeabilidad Horizontal, mD	800
Permeabilidad Relativa del Aceite	0,7
Permeabilidad Relativa del Agua	0,3
Porosidad	0,2
Presión Inicial del Yacimiento, psia	4106

Fig. 9 Ilustración del documento elaborado en Excel.

pw lb/ft3	po lb/ft3	Ko	re ft	rw ft	h ft	hp ft	Bo	μo Cp	μw Cp	Kv md	Kh md	Kro	Krw	Porosidad	Pe
60	53,8421	560	750	0,25	100	50	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
<b>VARIANDO ESPESOR PERFORADO</b>															
60	53,8421	560	750	0,25	100	10	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	20	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	30	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	40	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	50	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	60	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	70	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	80	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	90	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106
60	53,8421	560	750	0,25	100	100	1,13778	1,211	0,253257	800	800	0,7	0,3	0,2	4106

Con los parámetros previos el documento procede a calcular la tasa crítica de producción por medio de las ecuaciones de cada uno de los autores y obtiene los siguientes resultados presentados en la Tabla 2 y en la Fig. 10.

**Tabla 2.** Tasas críticas obtenidas por cada autor para el modelo conceptual base.

<b>AUTOR</b>	<b>Q<sub>c</sub>, STB/D</b>
<b>Hoyland-Papatzacos-Skaeveland</b>	109,91
<b>Schols</b>	91,39
<b>I. Chaperon</b>	69,30
<b>Meyer-Gardner</b>	57,68
<b>Chaney</b>	128,35

Por último, se procede al cálculo del tiempo de irrupción por medio de la ecuación de Sobocinski y Cornelius<sup>29</sup> con la cual se obtienen los siguientes tiempos para cada uno de los caudales críticos de acuerdo a cada autor. Los datos se encuentran en la Tabla 3 y en la Fig. 11 se observa dicha parte del documento de Excel.

**Tabla 3.** Tiempos de irrupción para el modelo base conceptual.

<b>BASADO EN</b>	<b>TIEMPO DE IRRUPCIÓN, DIAS</b>
<b>Hoyland-Papatzacos-Skaeveland</b>	10,505
<b>Schols</b>	15,043
<b>I. Chaperon</b>	25,714
<b>Meyer-Gardner</b>	93,277
<b>Chaney</b>	7,736

---

<sup>29</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

Fig. 10 Cálculo de Tasas Críticas para cada Autor.

				HPS	Schol	Chaperson	Meyer -Gardner	Chaney			
Kro	Krw	Porosidad	Pe	Qc	Qc	Qc	Qc	Qc	M	$\alpha$	Z
0,7	0,3	0,2	4106	109,9080264	91,38827521	69,29952425	57,67386632	128,3495201	2,0493017	0,6	8,0025
				Hoyland, Papatzacos y Skaeveland	Schol	Chaperson	Meyer -Gardner	Chaney			
				Qc	Qc	Qc	Qc	Qc	M	$\alpha$	Z
0,7	0,3	0,2	4106	158,7778323	120,6325233	224,5304586	76,12950355	170,4123362	2,0493017	0,6	9,9709
0,7	0,3	0,2	4106	152,4342714	116,9769923	177,4067821	73,82254889	165,1544842	2,0493017	0,6	9,2319
0,7	0,3	0,2	4106	142,0048183	110,8844406	135,8270675	69,97762447	156,3913975	2,0493017	0,6	8,6712
0,7	0,3	0,2	4106	127,7154064	102,3548682	99,79131492	64,59473028	144,1230761	2,0493017	0,6	8,2640
0,7	0,3	0,2	4106	109,9080264	91,38827521	69,29952425	57,67386632	128,3495201	2,0493017	0,6	8,0025
0,7	0,3	0,2	4106	89,07620397	77,98466151	44,35169552	49,21503259	109,0707294	2,0493017	0,6	7,8992
0,7	0,3	0,2	4106	65,9331339	62,14402714	24,94782873	39,2182291	86,28670405	2,0493017	0,6	8,0039
0,7	0,3	0,2	4106	41,55985743	43,8663721	11,08792388	27,68345583	59,99744402	2,0493017	0,6	8,4652
0,7	0,3	0,2	4106	17,8205768	23,15169639	2,77198097	14,6107128	30,20294932	2,0493017	0,6	9,8710
0,7	0,3	0,2	4106	0	0	0	0	-3,09678006	2,0493017	0,6	#DIV/0!

Fig. 11 Tiempos de Irrupción obtenidos para cada autor.

Tiempo de Irrupción (Sobocinski-Cornelius)																
M	$\alpha$	H., P., y Skaeveland			Schol			Chaperson			Meyer -Gardner			Chaney		
		Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias
2,0493017	0,6	8,002503596	26,68298864	10,505593	9,6242037	38,208434	15,043376	12,691853	65,311624	25,71441	15,250224	93,277097	36,724941	6,8526893	19,649712	7,7364598
Tiempo de Irrupción (Sobocinski-Cornelius)																
M	$\alpha$	H., P., y Skaeveland			Schol			Chaperson			Meyer -Gardner			Chaney		
		Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias	Z	(tD)BT	Tbt,dias
2,0493017	0,6	9,970981816	40,92269822	16,112033	13,123914	69,69141	27,438814	7,0510295	20,797943	8,1885399	20,79576	170,7084	67,211097	9,2902363	35,678069	14,047125
2,0493017	0,6	9,231933146	35,24471643	13,876505	12,030255	58,874791	23,180109	7,9324081	26,227698	10,326336	19,06278	144,03689	56,710023	8,5208889	30,159459	11,874344
2,0493017	0,6	8,671220756	31,20392443	12,28557	11,10485	50,418027	19,850522	9,0656093	34,022152	13,395159	17,596412	123,22594	48,516363	7,8735477	25,848085	10,176876
2,0493017	0,6	8,264055858	28,41288096	11,186684	10,311647	43,675512	17,195868	10,576544	45,875381	18,061997	16,339526	106,66955	41,997801	7,3232357	22,417214	8,8260773
2,0493017	0,6	8,002503596	26,68298864	10,505593	9,6242037	38,208434	15,043376	12,691853	65,311624	25,71441	15,250224	93,277097	36,724941	6,8526893	19,649712	7,7364598
2,0493017	0,6	7,899208431	26,01327747	10,241915	9,022691	33,709965	13,272245	15,864816	100,72407	39,656955	14,297085	82,286763	32,397841	6,4511488	17,404195	6,8523578
2,0493017	0,6	8,003921472	26,69223434	10,509233	8,4919444	29,960241	11,795909	21,153088	176,48772	69,486523	13,45608	73,153282	28,801818	6,1159321	15,606539	6,1445867
2,0493017	0,6	8,465278095	29,77723956	11,723857	8,0201698	26,798289	10,550989	31,729633	390,89344	153,90207	12,70852	65,477993	25,779913	5,8638456	14,29689	5,6289538
2,0493017	0,6	9,871053969	40,1314637	15,800509	7,5980556	24,103975	9,4901868	63,459265	1537,4217	605,31174	12,03965	58,963922	23,215201	5,8241953	14,093915	5,5490385
2,0493017	0,6	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	0	0	0

## 5. MODELO CONCEPTUAL

Para el desarrollo de este proyecto se utilizó IMEX: Simulador comercial de CMG versión 2015.10, a partir del cual se realizaron dos modelos conceptuales, cada uno con un modelo de fluido y propiedades diferentes, con el objetivo de analizar las posibles afectaciones de los parámetros en cada uno de estos escenarios.

### 5.1 MODELO 1

**5.1.1 Modelo de Fluido.** Se consideró un modelo de fluido Black Oil, el cual se encuentra inicialmente por encima de su presión de saturación. Para la construcción de este modelo, se utilizaron las propiedades de un fluido real de un campo colombiano las cuales se listan a continuación:

**Tabla 4.** Modelo de Fluido 1.

<b>Temperatura, F</b>	238
<b>Presión de Burbuja, Psia</b>	538,7
<b>API</b>	32,4
<b>Densidad del Aceite, lb/ft<sup>3</sup></b>	53,8421
<b>Viscosidad del Aceite @Pb, cP</b>	1,211
<b>Gravedad Específica del Gas</b>	0,9683

**Fuente:** Campo Colombiano.

**5.1.2 Construcción de la Malla.** Se elaboró una malla (Fig. 12) en coordenadas cilíndricas y de escala “Single Well”, la cual permite una mejor simulación de la distribución y del flujo de fluidos hacia el pozo. Se realizó un refinamiento en los ejes “r” y “z”, ya que esto reduce el tamaño de cada celda dando lugar a la obtención de unos resultados más precisos en el momento de realizar la simulación.

Adicional a esto, se ubicó un acuífero de tipo “*Carter Tracy*” conectado desde el fondo del yacimiento el cual es el más aproximado al comportamiento real, y es el que aporta el agua móvil durante la producción del Pozo Tesis-1 que se encuentra perforado en el centro del modelo.

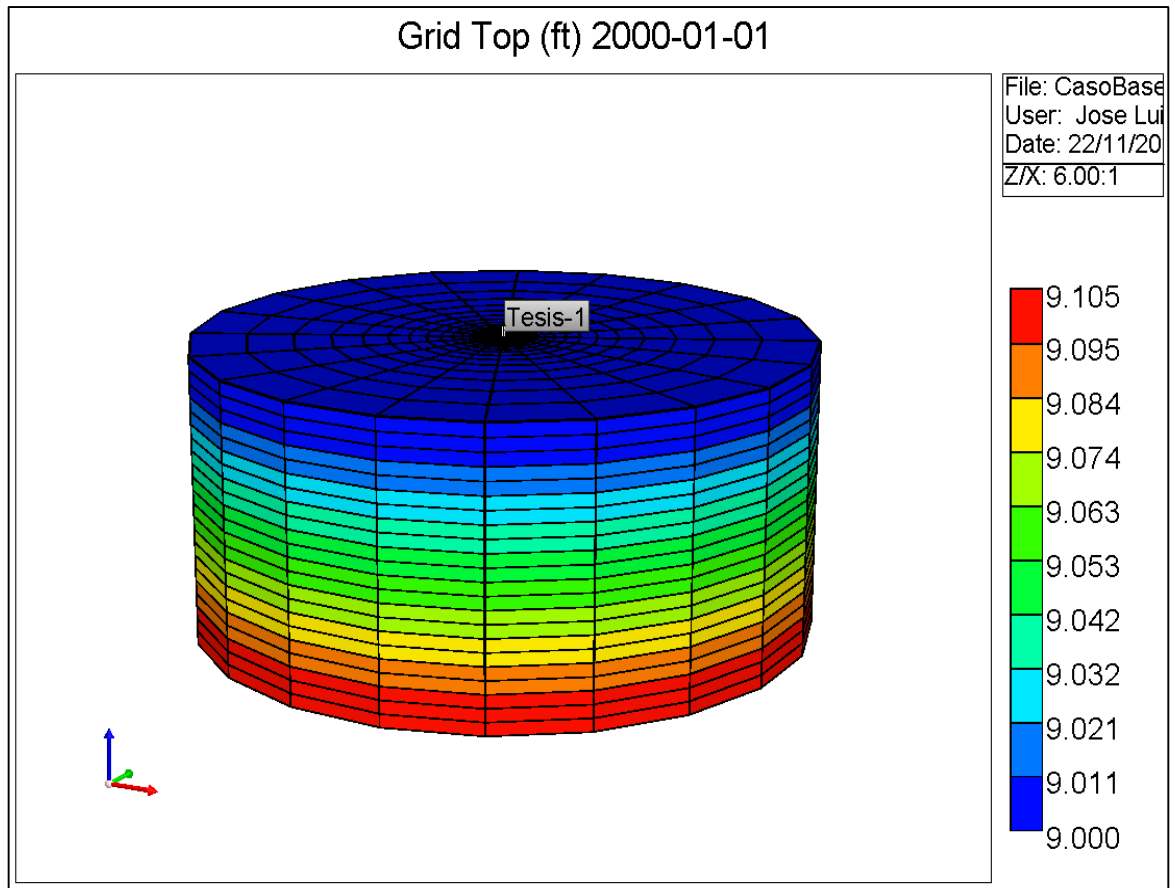
El resto de las características de esta malla se encuentran listadas en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Características de la malla para el modelo conceptual 1.

<b>Profundidad Tope, ft</b>	9000
<b>Presión Promedio, Psia</b>	4106
<b>Espesor Capa Sello, ft</b>	10
<b>Espesor Neto, ft</b>	100
<b>Radio de Pozo, ft</b>	0.25
<b>Radio de Drenaje, ft</b>	750
<b>WOC (Water Oil Contact), ft</b>	9110
<b>Porosidad, %</b>	20
<b>Permeabilidad, mD</b>	800
<b>Relación Permeabilidades, Kv/Kh</b>	1
<b>Acuífero</b>	Carter-Tracy (Infinito)

**Fuente:** Campo Colombiano.

**Fig. 12.** Malla tipo single well que representa el modelo conceptual.



Para una adecuada distribución del flujo de fluidos, se utilizó una capa de sello en el tope de la formación la cual tiene la función de servir como barrera de no flujo, de tal forma que los fluidos presentes en el medio poroso no migren hacia zonas de no interés durante la producción. (Fig. 13)

Con el propósito de tener una condición de flujo en estado estable, se realizó un anillo de confinamiento alrededor de la malla; esto permitió que la disminución de la presión promedio del yacimiento durante el tiempo de simulación tuviese una magnitud despreciable y por lo tanto permitiera evaluar de manera adecuada el análisis de sensibilidad. (Fig. 14)

Fig. 13. Representación de la capa de sello en el tope del modelo.

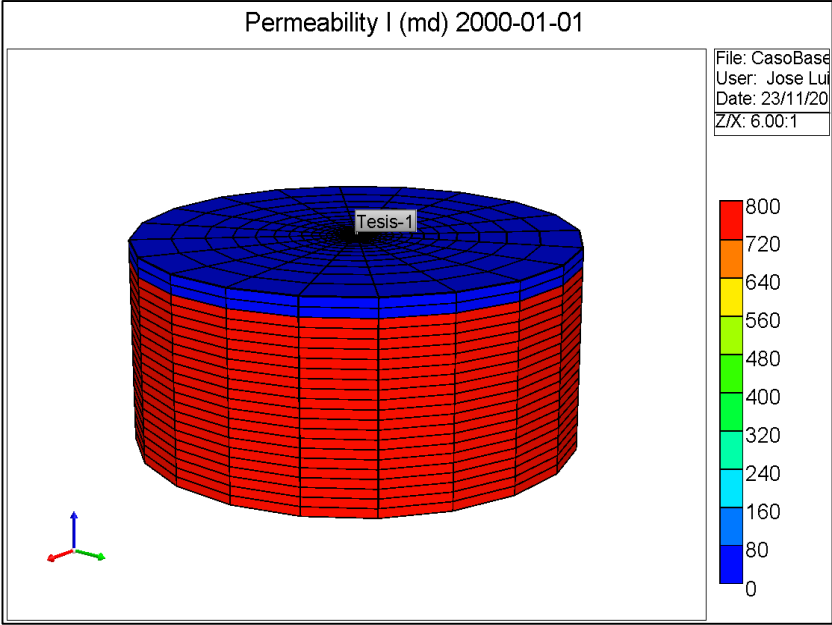
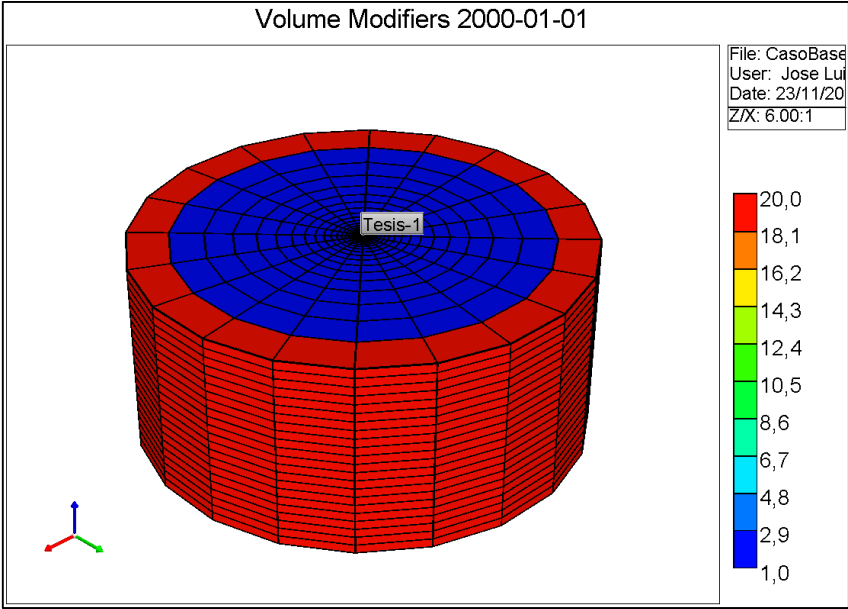


Fig. 14. Anillo de Confinamiento para el modelo conceptual.

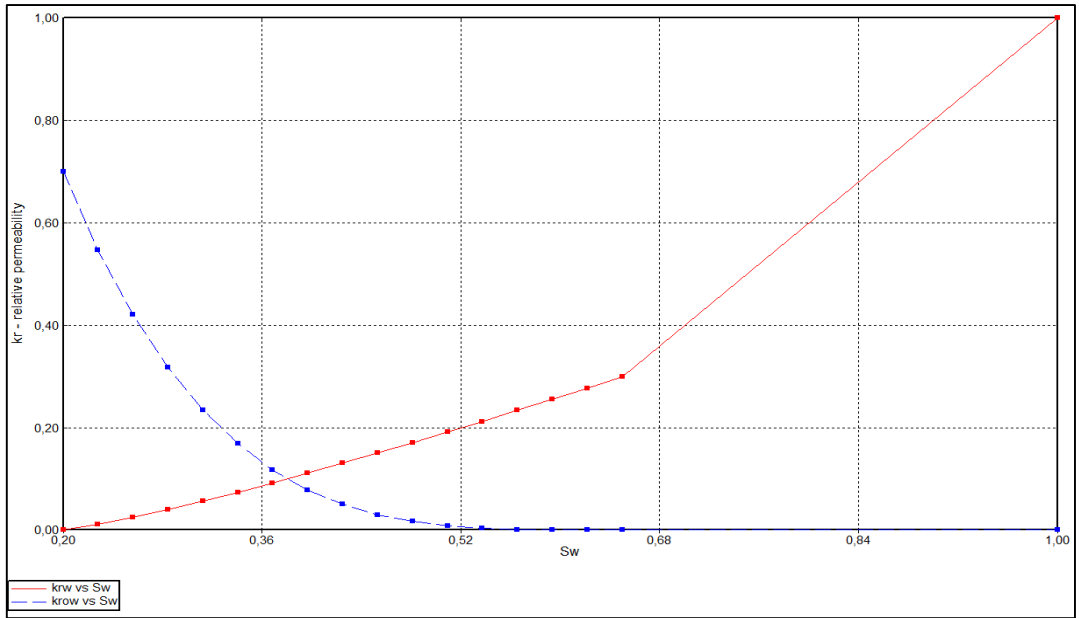


La interacción entre la roca y el fluido se establece mediante las curvas de permeabilidades relativas las cuales son obtenidas a partir de las correlaciones de Hirasaki (Tabla 6, Fig. 15). Se debe aclarar que para estos modelos conceptuales se despreciaron las fuerzas capilares y por tanto el agua presente en el medio poroso por encima del WOC, es agua inmóvil; el aporte de agua lo realiza únicamente el acuífero infinito que se encuentra inmediatamente por debajo de la última capa de la formación de interés. Por consiguiente, la saturación de agua presente en la formación de interés es igual a la saturación de agua irreducible. (Fig. 16)

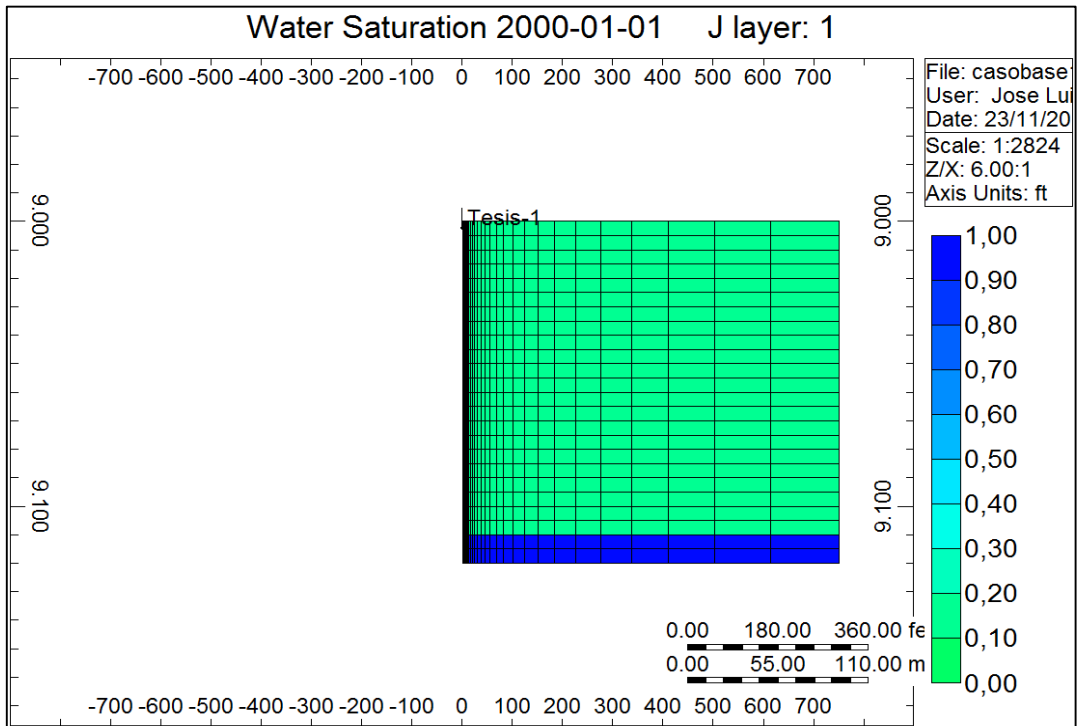
**Tabla 6.** End Points, Datos para las Curvas de Permeabilidades Relativas.

<b>Saturación de Agua Connata, SWCON</b>	0,2
<b>Saturación de Agua Crítica, SWCRIT</b>	0,2
<b>Saturación de Aceite Irreducible @Agua-Aceite, SOIRW</b>	0,35
<b>Saturación de Aceite Residual @Agua-Aceite, SORW</b>	0,35
<b>Saturación de Aceite Irreducible @Gas-Líquido, SOIRG</b>	0,15
<b>Saturación de Aceite Residual @Gas-líquido, SORG</b>	0,15
<b>Saturación de Gas Connata, SGCON</b>	0
<b>Saturación de Gas Crítica, SGCRT</b>	0,1
<b>Permeabilidad Relativa del Aceite @SWCON, KROCW</b>	0,7
<b>Permeabilidad Relativa del Agua @SOIRW, KRWIRO</b>	0,3
<b>Permeabilidad Relativa del Gas, KRGCL</b>	0,7
<b>Permeabilidad Relativa del Aceite @ SGCON, KROGCG</b>	0,7
<b>Exponente para el cálculo de Krw</b>	1,2
<b>Exponente para el cálculo de Krow</b>	3,8
<b>Exponente para el cálculo de Krog</b>	2
<b>Exponente para el cálculo de Krg</b>	2

**Fig. 15.** Curva de Permeabilidades Relativas Modelo Conceptual.



**Fig. 16.** Distribución inicial de Saturación de Agua en el yacimiento.



## 5.2 MODELO 2

**5.2.1 Modelo de Fluido.** Se consideró un modelo de fluido Black Oil, el cual se encuentra inicialmente por encima de su presión de saturación. Para la construcción de este modelo, se utilizaron las propiedades de un fluido real de un campo colombiano las cuales se listan en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Características del modelo de Fluido 2.

<b>Temperatura, F</b>	173
<b>Presión de Burbuja, Psia</b>	181,7
<b>API</b>	21,8
<b>Densidad del Aceite, lb/ft<sup>3</sup></b>	57,5651
<b>Viscosidad del Aceite @Pb, cP</b>	9,44
<b>Gravedad Específica del Gas</b>	0,6789

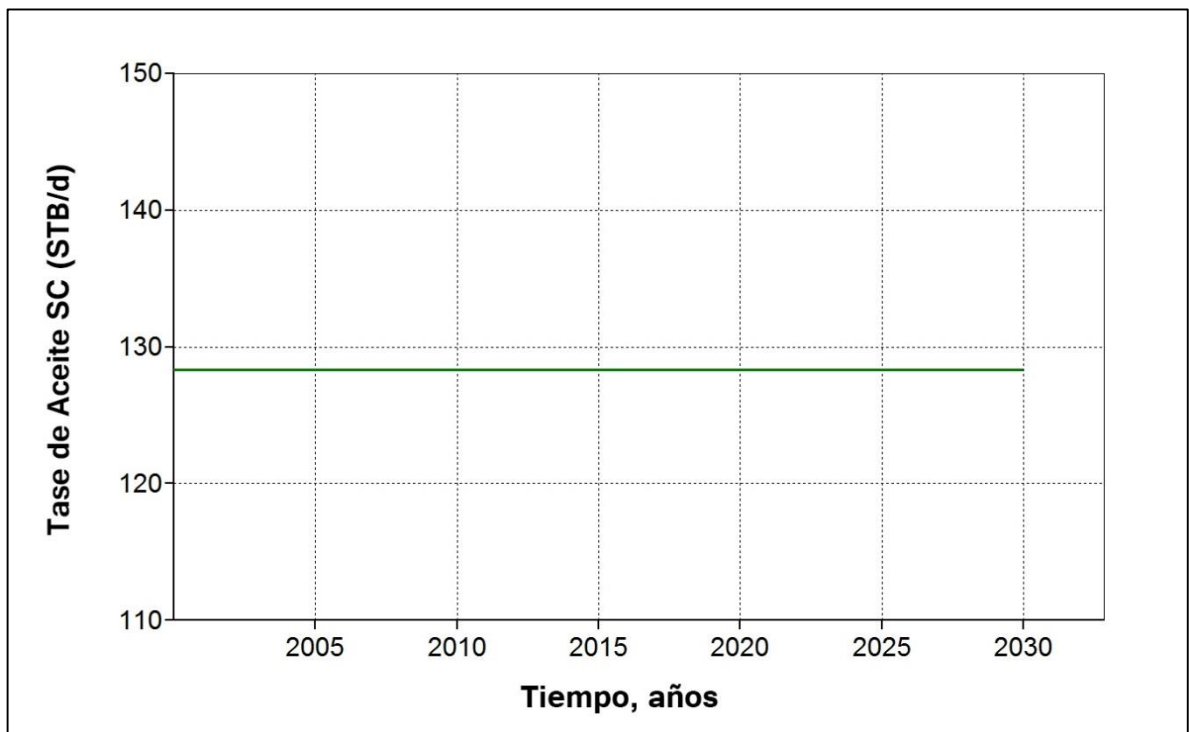
**Fuente:** Campo Colombiano.

**Tabla 8.** Características de la malla para el modelo conceptual 2.

<b>Profundidad Tope, ft</b>	4100
<b>Presión Promedio, Psia</b>	1645
<b>Espesor Capa Sello, ft</b>	10
<b>Espesor Neto, ft</b>	100
<b>Radio de Pozo, ft</b>	0.25
<b>Radio de Drenaje, ft</b>	750
<b>WOC (Water Oil Contact), ft</b>	4210
<b>Porosidad, %</b>	20
<b>Permeabilidad, mD</b>	800
<b>Relación Permeabilidades, Kv/Kh</b>	1
<b>Acuífero</b>	Carter-Tracy (Infinito)

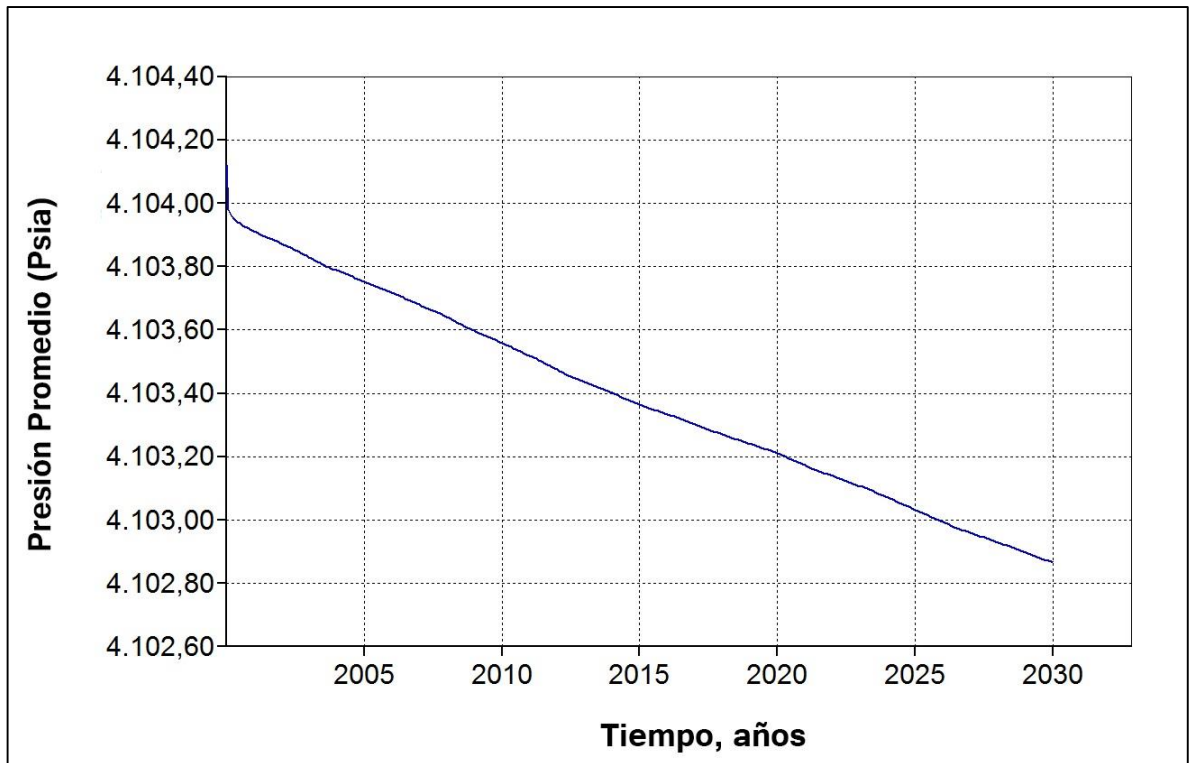
**5.2.2 Construcción de la Malla.** Para este modelo se elaboró una malla en coordenadas cilíndricas y de escala “Single Well” con características similares (ver Fig. 13 a Fig. 16) a la elaborada para el modelo 1, ya que las características petrofísicas son iguales, lo que se modificó fueron las propiedades del fluido, esto con el objetivo de tener condiciones muy semejantes para observar la respuesta al cambio de fluido; las modificaciones que se realizaron están listadas en la Tabla 8.

**Fig. 17.** Producción de Aceite, para la simulación del Caso Base, Correlación: Chaney.



Debe aclararse que para los dos modelos conceptuales se utilizó un control de pozo o *constraint* de tipo *Operate*, el cual limitó la producción de aceite a condiciones de superficie al valor de la tasa crítica obtenida a partir de los diferentes métodos previamente propuestos, con esto, se aseguró producir a la tasa deseada de manera constante. (Fig. 17)

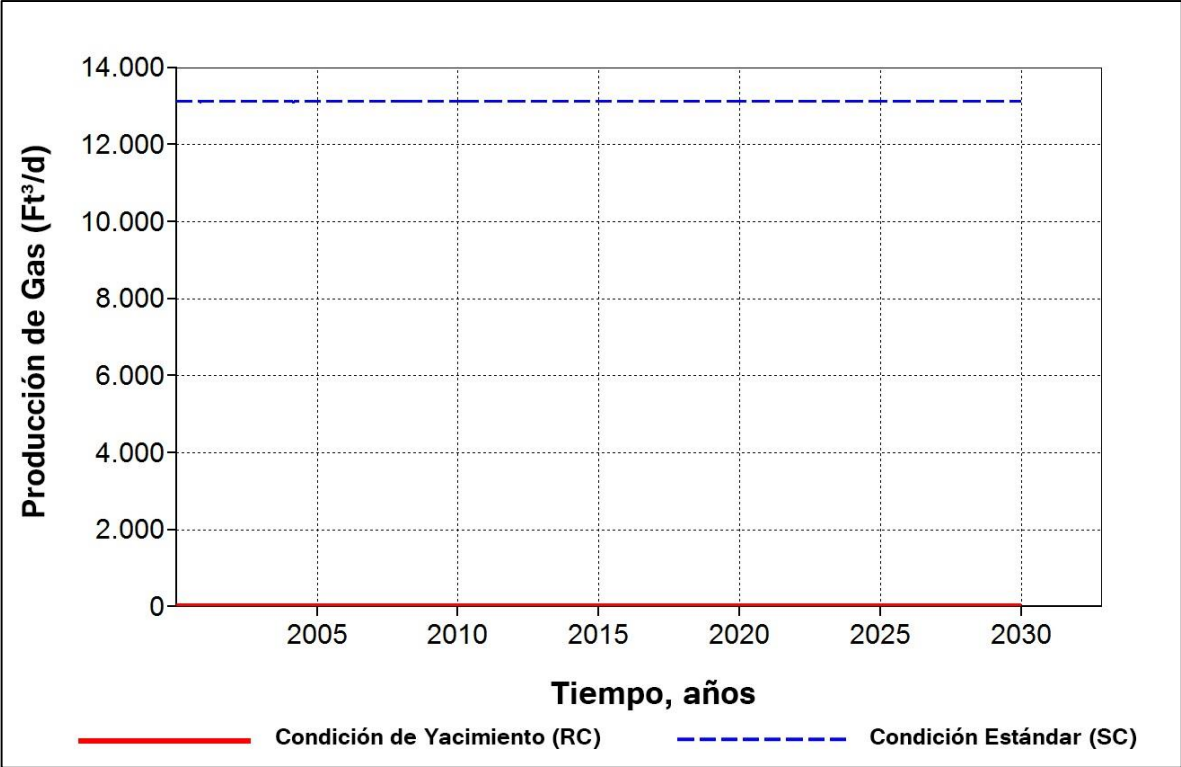
**Fig. 18.** Presión promedio del yacimiento, para la simulación del Caso Base. Correlación: Chaney.



Adicionalmente, en la Figura 18 se presenta el comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante la simulación del caso base utilizando la tasa crítica obtenida a partir de la correlación de Chaney con el objetivo de demostrar que esta tiene una depleción muy pequeña durante el tiempo que tardó la producción.

En la Figura 19 se presenta la producción de gas a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie para el escenario anteriormente descrito, de esta manera, se confirma que no hay liberación de gas en el yacimiento, y el único gas obtenido es producto de la separación que ocurre por los diferenciales de presión en superficie.

Fig. 19. Producción de Gas, para la simulación del Caso Base, Utilizando la correlación de Chaney.



## 6. METODOLOGÍA

El análisis de sensibilidad se realizó en conjunto entre el documento de Excel y el modelo conceptual de cada uno de los fluidos. Con cada uno de los parámetros que afectan la tasa crítica establecidos en el documento previamente elaborado en Excel el procedimiento realizado consistió en establecer cuáles de dichos parámetros podrían ser variados para determinar cuál de ellos tendría la mayor influencia en la tasa crítica de producción. En las Tablas 9,10, 11 y 12 se muestran los parámetros involucrados en las ecuaciones y cuáles de ellos fueron seleccionados para el análisis de sensibilidad para cada uno de los fluidos.

La selección de estas variables fue basada en las siguientes premisas. Las propiedades como presión inicial del yacimiento, densidad del agua, densidad del aceite, factor volumétrico de formación, viscosidad del agua y viscosidad del aceite se establecieron como propiedades que no son objeto de sensibilidad ya que dependen de cada uno de los modelos de fluidos y son valores determinados mediante pruebas PVT (presión, volumen y temperatura) por lo tanto fueron asumidas como constantes ya que en la realidad estas propiedades son función de cada uno de los componentes encontrados en yacimiento y no pueden modificarse de manera sencilla.

Para el radio del pozo, se asumió que se estaba produciendo con una tubería de 3 pulgadas de diámetro la cual se determinaba desde el diseño inicial del pozo y su estado mecánico. Para el valor de radio de drenaje de pozo se asumió el valor constante de 750 ft debido a que un pozo vertical en promedio puede drenar un área de alrededor de 40 Acres; este valor se convirtió a pies cuadrados (por facilidades de cálculo) y se obtuvo el siguiente valor por medio del cálculo.

$$\text{Área de drenaje} = 40 \text{ acres} * 43560 \text{ ft}^2 = 1742400 \text{ ft}^2$$

**Tabla 9.** Parámetros fijos utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 1.

<b>Densidad del Agua, lb/ft<sup>3</sup></b>	60
<b>Densidad del Aceite, lb/ft<sup>3</sup></b>	53,8421
<b>Radio de Drenaje del Pozo, ft</b>	750
<b>Radio del Pozo, ft</b>	0,25
<b>Espesor Neto de Interés, ft</b>	100
<b>Factor Volumétrico del Aceite, bbl/STB</b>	1,13778
<b>Viscosidad del Aceite, cP</b>	1,211
<b>Viscosidad del Agua, cP</b>	0,253257
<b>Permeabilidad Relativa del Aceite</b>	0,7
<b>Permeabilidad Relativa del Agua</b>	0,3
<b>Presión Inicial del Yacimiento, Psia</b>	4106

Fuente: Campo Colombiano.

**Tabla 10.** Parámetros de sensibilidad utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 1.

<b>Permeabilidad Efectiva del Aceite</b>	70-700
<b>Intervalo Perforado, ft</b>	10-100
<b>Permeabilidad Vertical, mD</b>	100-1000
<b>Permeabilidad Horizontal, mD</b>	100-1000
<b>Porosidad</b>	0,05-0,35

Fuente: Campo Colombiano.

Asumiendo que el drenaje del pozo es de forma radial se procedió a calcular el radio del pozo mediante la fórmula de área de un círculo y el valor obtenido fue el siguiente.

$$\text{Área de un círculo} = \pi r^2$$

( 32 )

Sustituyendo se obtiene que,

$$\pi r^2 = 1742400 \text{ ft}^2$$

$$r = \sqrt{\frac{1742400}{\pi}} = 744,7302503 \text{ ft}$$

El valor de 744,7302503 se aproximó a un valor de 750 fts.

**Tabla 11.** Parámetros fijos utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 2.

<b>Densidad del Agua, lb/ft<sup>3</sup></b>	64
<b>Densidad del Aceite, lb/ft<sup>3</sup></b>	57,5651
<b>Radio de Drenaje del Pozo, ft</b>	750
<b>Radio del Pozo, ft</b>	0,25
<b>Espesor Neto de Interés, ft</b>	100
<b>Factor Volumétrico del Aceite, bbl/STB</b>	1,0168
<b>Viscosidad del Aceite, cP</b>	9,44
<b>Viscosidad del Agua, cP</b>	0,3893
<b>Permeabilidad Relativa del Aceite</b>	0,7
<b>Permeabilidad Relativa del Agua</b>	0,3
<b>Presión Inicial del Yacimiento, Psia</b>	1645

**Fuente:** Campo Colombiano.

Por último, los parámetros espesor neto de interés y permeabilidades relativas son propiedades petrofísicas de nuestro modelo computacional que no serán modificadas.

**Tabla 12.** Parámetros de sensibilidad utilizados para el cálculo de tasas críticas, fluido 2.

<b>Permeabilidad Efectiva del Aceite</b>	70-700
<b>Intervalo Perforado, ft</b>	10-100
<b>Permeabilidad Vertical, mD</b>	100-1000
<b>Permeabilidad Horizontal, mD</b>	100-1000
<b>Porosidad</b>	0,1-0,35

**Fuente:** Campo Colombiano.

Por lo tanto, los parámetros seleccionados para el análisis de sensibilidad fueron *intervalo perforado* con una variación de 10 a 100 fts, *porosidad del yacimiento* con una variación del 10 al 35%, *permeabilidad horizontal* de 100 a 1000 mD, *permeabilidad vertical* que será afectada directamente a la relación de permeabilidades usada, la cual se modificará en un rango de 0,1 a 0,3 para simular escenarios con comportamiento anisotrópico y tendrá un valor de 1 para el escenario isotrópico.

Luego de obtener los resultados a partir de los modelos analíticos y los modelos conceptuales, se elaborará una comparación entre los tiempos de irrupción obtenidos por cada apartado para determinar qué tan desfasados se encuentran las correlaciones del comportamiento real del yacimiento que otorga el simulador y qué tanta incidencia tiene el tipo de fluido utilizado en estos resultados.

Finalmente, se realizará un análisis estadístico a partir del software R, el cual utilizará los tiempos de irrupción obtenidos de acuerdo a la correlación usada y para cada uno de los escenarios planteados, para así determinar el posible grado de influencia de cada uno de los parámetros propuestos en la generación de la tasa crítica y el tiempo de irrupción del cono de agua en el pozo.

## 6.1 MODELO ANALÍTICO

**6.1.1 Intervalo Perforado.** Para el parámetro de intervalo perforado la variación se realizó perforando el modelo conceptual en intervalos de 10 pies desde el tope de la formación, es decir, en el primer caso solamente se perforaron 10 pies de la arena neta de interés y se obtuvo una tasa crítica con dichas condiciones. Para el segundo caso el espesor de arena perforado fue de 20 pies y se obtuvo una tasa crítica como respuesta. Para los siguientes escenarios se continuó variando el espesor hasta llegar a los 90 pies de intervalo perforado. No se perforó toda la arena neta de interés ya que la conificación de agua se daría desde un tiempo cero. Para este parámetro en total se realizaron 9 escenarios de tasas críticas basados en la variación de intervalo perforado. A continuación, en la Tabla 13 se muestran los resultados obtenidos para la ecuación planteada por el autor Schols<sup>30</sup>. Cabe resaltar que este procedimiento se realizó con cada uno de los autores obteniendo 45 tasas críticas de respuesta.

**Tabla 13.** Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols para la variación del intervalo perforado.

<b>INTERVALO PERFORADO, ft</b>	<b>Q<sub>c</sub> SCHOLS, STB/D</b>
<b>10</b>	120,63
<b>20</b>	116,97
<b>30</b>	110,88
<b>40</b>	102,35
<b>50</b>	91,39
<b>60</b>	77,98
<b>70</b>	62,14
<b>80</b>	43,86
<b>90</b>	23,15

---

<sup>30</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

**6.1.2 Porosidad.** El parámetro de porosidad no tiene una influencia directa en las ecuaciones de tasas críticas planteadas por los autores, pero en este proyecto se quiso evaluar si en la simulación del modelo conceptual si podría repercutir en los resultados de tiempo de irrupción de cada uno de los escenarios. La variación de este parámetro se realizó comenzando con una porosidad de 5% y aumentando en intervalos de 5% hasta llegar a 35%. Los datos obtenidos para la tasa crítica en este caso fueron los mismos en todos los escenarios lo cual se confrontará más adelante en el análisis de resultados con los datos de respuesta del simulador. Los datos se muestran en la Tabla 14.

Esta variación se realizó de la misma manera en cada una de las ecuaciones planteadas por los diferentes autores obteniendo un total de 35 escenarios de tasas críticas de respuesta.

**Tabla 14.** Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols para la variación de la porosidad.

<b>POROSIDAD</b>	<b>Q<sub>c</sub> SCHOLS, STB/D</b>
<b>5%</b>	91,39
<b>10%</b>	91,39
<b>15%</b>	91,39
<b>20%</b>	91,39
<b>25%</b>	91,39
<b>30%</b>	91,39
<b>35%</b>	91,39

**6.1.3 Permeabilidad.** Para el análisis de sensibilidad con las permeabilidades se realizaron dos escenarios en conjunto para ellas. En este caso no se variaron independientemente como se hizo con los otros parámetros si no que se buscó ver la relevancia en el simulador y en el modelo analítico de las ecuaciones frente a yacimientos isotrópicos y anisotrópicos.

**6.1.3.1 Caso Isotrópico.** Para el primer caso, un yacimiento isotrópico ( $k_h=k_v$ ), la variación de esta propiedad se realizó en un rango de 100 a 1000 mD variando los escenarios en intervalos de 100 mD, obteniendo los resultados listados en la Tabla 15. Al igual que con los parámetros anteriores esta variación se dio en las ecuaciones de todos los autores obteniendo un total de 50 tasas críticas para los escenarios de yacimientos isotrópicos.

**6.1.3.2 Caso Anisotrópico.** Para el estudio del yacimiento anisotrópico se varió la relación de permeabilidad vertical frente a permeabilidad horizontal en rangos desde 0,1 ( $k_v = 0,1k_h$ ) hasta 0,3 en intervalos de aumento de 0,05 en los escenarios y se obtuvieron los siguientes valores de tasas críticas presentados en la Tabla 16.

Algunos autores como Schols, Meyer-Gardner y Chaney<sup>31</sup> no establecen en sus ecuaciones dicha relación entre la permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal, lo cual refleja en los valores de respuesta un valor constante en todos los casos como se observa en la Tabla 16. A diferencia de los autores anteriores, las ecuaciones propuestas por Hoyland-Papatzacos-Skaeveland<sup>32</sup> e I. Chaperon<sup>33</sup> si tienen en cuenta la relación entre permeabilidad vertical y horizontal lo cual se puede observar en los valores de respuesta obtenidos. Para el caso de I. Chaperon los valores se encuentran en la Tabla 17. En total se obtuvieron 25 tasas críticas de respuesta para este parámetro de yacimientos anisotrópicos sin incluir el caso base.

---

<sup>31</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

<sup>32</sup> *Ibíd.*, p. 593.

<sup>33</sup> CHAPERON, I. Ob. Cit

**Tabla 15.** Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols para la variación de la permeabilidad.

<b>PERMEABILIDAD, mD</b>	<b>Q<sub>c</sub> SCHOLS, STB/D</b>
100	11,42
200	22,84
300	34,27
400	45,69
500	57,18
600	68,54
700	79,96
800	<b>91,39</b>
900	102,81
1000	114,23

**Tabla 16.** Tasa Crítica obtenida por el modelo de Schols variando la relación de permeabilidades.

<b>PERMEABILIDAD HORIZONTAL, mD</b>	<b>PERMEABILIDAD VERTICAL, mD</b>	<b>Q<sub>c</sub> SCHOLS, STB/D</b>
800	80 (Kv/Kh=0,1)	91,39
800	120 (Kv/Kh=0,15)	91,39
800	160 (Kv/Kh=0,20)	91,39
800	200 (Kv/Kh=0,25)	91,39
800	240 (Kv/Kh=0,3)	91,39

**Tabla 17.** Tasa Crítica obtenida por el modelo anisotrópico de I. Chaperon.

<b>PERMEABILIDAD HORIZONTAL, mD</b>	<b>PERMEABILIDAD VERTICAL, mD</b>	<b>Q<sub>c</sub> I. CHAPERON, STB/D</b>
800	80 (Kv/Kh=0,1)	108,50
800	120 (Kv/Kh=0,15)	97,98
800	160 (Kv/Kh=0,20)	91,71
800	200 (Kv/Kh=0,25)	87,43
800	240 (Kv/Kh=0,3)	84,27

Luego de obtener mediante el modelo analítico todos los valores de respuesta de tasa crítica en los 145 escenarios, se procedió a introducir las variaciones en los diferentes parámetros en el modelo conceptual.

## **6.2 MODELO CONCEPTUAL**

En primer lugar, se establecieron los parámetros de las Tablas 9 y 10, y las Tablas 11 y 12 como el caso base para cada fluido respectivamente, el cual será el punto de referencia para todas las simulaciones posteriores, de tal forma se analizará la influencia de cada uno de los parámetros alterados en la tasa crítica de producción y el tiempo de irrupción de agua en el pozo, para concluir cuál de ellos presenta un mayor grado de influencia.

**6.2.1 Intervalo Perforado.** A partir de los resultados obtenidos con el modelo analítico, se procedieron a realizar los cambios en el modelo conceptual. Para la variación del intervalo perforado se utilizó la aplicación “Builder” de CMG en el cual se modifica el archivo plano del caso base.

El espesor del intervalo perforado se ubica tomando como referencia el tope de la arena de la formación. A partir de allí se modificó en intervalos de 10 ft hasta alcanzar el límite deseado el cual fue estimado en la penúltima capa del modelo, ya que de lo contrario se estaría ubicando justamente encima del contacto agua – petróleo y la irrupción de agua sería inmediata. Esta variación tiene como objetivo evaluar el comportamiento del tiempo de la irrupción de agua en el pozo con base en el distanciamiento que presenta el intervalo perforado respecto al contacto agua – petróleo.

Es importante aclarar que, para cada uno de los 90 escenarios obtenidos mediante la variación de este parámetro en los dos modelos de fluidos, se editaron de manera simultánea los intervalos perforados y el “constraint” de producción máxima de aceite ya que se encuentran íntimamente relacionadas en cada uno de los modelos propuestos por los diferentes autores. La Figura 20 presenta los diferentes escenarios obtenidos a partir del uso del método de Chaney<sup>34</sup>, en los cuales se puede observar que de acuerdo a la distancia entre los perforados y el contacto de agua – aceite la irrupción de agua ocurre en diferentes tiempos. En el Anexo 1, se presentan el resto de casos obtenidos a partir de las correlaciones de los otros autores.

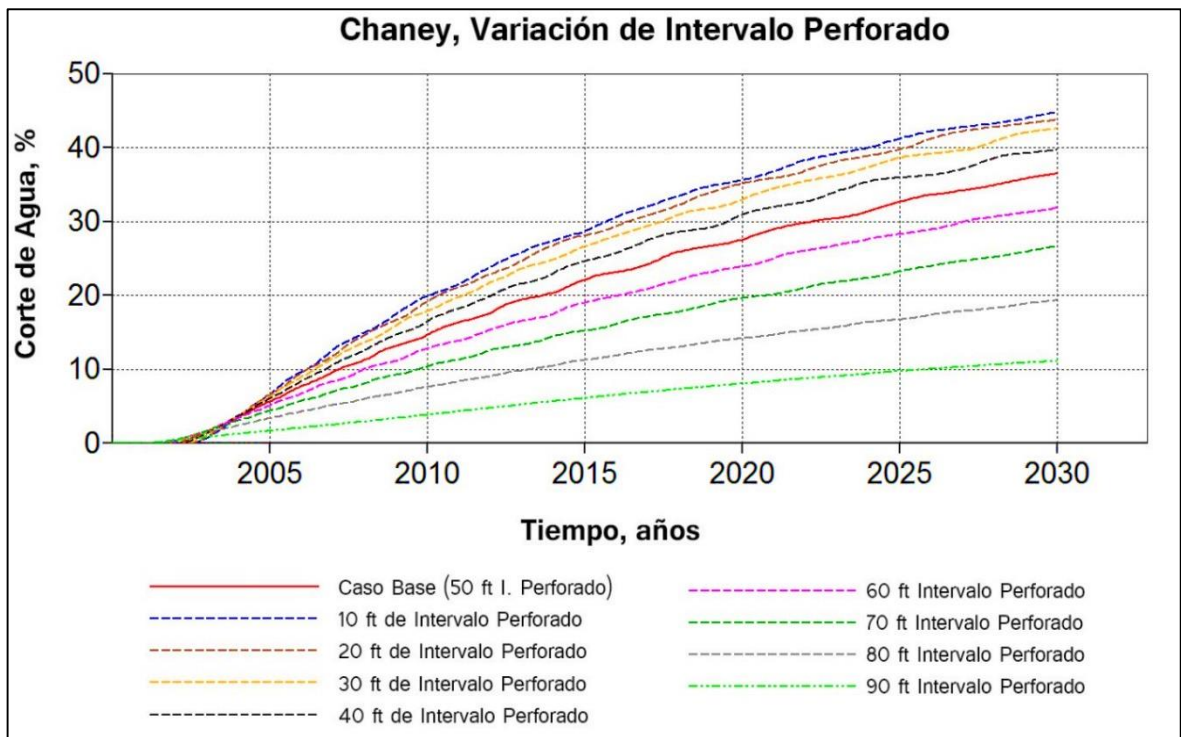
**6.2.2 Porosidad.** Para la variación del parámetro de porosidad se usó el apartado “Builder” de CMG para modificar el archivo plano del caso base. ya que este parámetro está relacionado con las propiedades petrofísicas del yacimiento y no con las propiedades del pozo se procedió a modificar en la configuración del yacimiento el valor de porosidad en el rango entre 0,05 y 0,35 para el análisis de sensibilidad deseado.

---

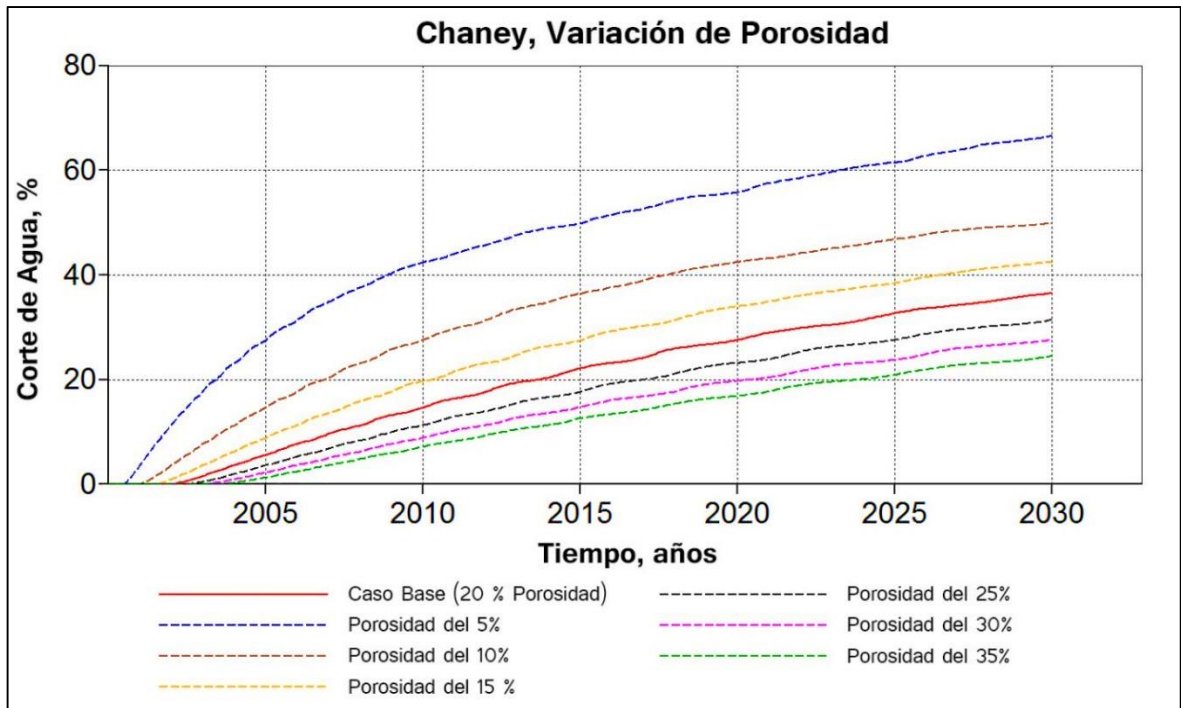
<sup>34</sup> MIAN, M. A. Ob. Cit.

Con este parámetro no es necesario realizar el cambio de caudal crítico de producción en cada uno de los escenarios ya que ninguno de los autores incluye en sus ecuaciones la porosidad, por lo tanto, el caudal crítico asumido para los escenarios es el mismo del caso base determinado de acuerdo a cada autor. El análisis de esta variable se realizó para evidenciar si efectivamente este parámetro tiene relevancia en la tasa crítica de producción o no. Este procedimiento se realizó con los escenarios establecidos para cada uno de los modelos de fluidos y cada uno de los autores. En la Fig. 21 se puede observar los resultados obtenidos en el tiempo de irrupción de agua con cada una de las variaciones realizadas con la tasa crítica obtenida a partir del Método de Chaney y el fluido 1. En el Anexo 1, se presentan el resto de casos obtenidos para la variación de este parámetro a partir de las correlaciones de los otros autores.

**Fig. 20** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Chaney.



**Fig. 21** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Chaney.



### 6.2.3 Permeabilidad.

**6.2.3.1 Isotropía.** Para estos escenarios, la asunción propuesta es que el yacimiento presenta un comportamiento isotrópico, por lo tanto, la variación hecha en la permeabilidad horizontal se verá reflejada de la misma forma en la permeabilidad vertical. Esta premisa se realiza para emular las condiciones para las cuales fueron hechas las correlaciones utilizadas para la obtención de las tasas críticas. Partiendo de esto, las variaciones en la permeabilidad del yacimiento se hicieron en un rango de 100 a 1000 mD, en intervalos de 100 MD, de esta manera se pudo observar el comportamiento de la irrupción de agua con base en permeabilidad que presenta la zona de interés en el yacimiento.

Con la variación de este parámetro se obtuvieron 10 casos para cada correlación utilizada, es decir, un total de 100 casos obtenidos. En la Fig. 22 se presentan los

casos obtenidos para el fluido 1 a partir de la correlación del autor Chaney<sup>35</sup>, en esta se pueden observar los diferentes tiempos de irrupción obtenidos de acuerdo a la permeabilidad propuesta en cada caso. En el Anexo 1, se presentan el resto de casos obtenidos para la variación de este parámetro a partir de las correlaciones de los otros autores.

**6.2.3.2 Anisotropía.** La última variación que se realizó fue con el propósito de otorgarle un comportamiento anisotrópico al yacimiento en su permeabilidad; para esto se realizaron variaciones desde 0,1 hasta 0,3 en la relación de permeabilidades (kv/kh) para cumplir los 5 escenarios propuestos para esta variable.

Después de obtener la relación de permeabilidades requerida se efectúa nuevamente el procedimiento para cambiar el “constraint” del caudal de producción para los escenarios de I. Chaperon y Hoyland-Papatzacos-Skaeveland ya que ellos presentan correlaciones para yacimientos anisotrópicos y así establecer la tasa correspondiente obtenida a partir del modelo analítico para cada uno de los escenarios. Para el resto de los autores el caudal crítico fue el correspondiente al caso base ya que sus ecuaciones no involucran la relación de permeabilidad horizontal y vertical. Este procedimiento se realizó de la misma manera para los escenarios de anisotropía dependiendo de las ecuaciones de cada autor para cada uno de los fluidos.

En la Fig. 23 se puede observar los resultados obtenidos en el corte de agua del pozo con cada una de las variaciones realizadas para el caso de Chaney y el fluido 1. En el Anexo 1, se presentan el resto de casos obtenidos para la variación de este parámetro a partir de las correlaciones de los otros autores.

---

<sup>35</sup> MIAN, M. A. Ob. Cit.

Fig. 22 Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Chaney

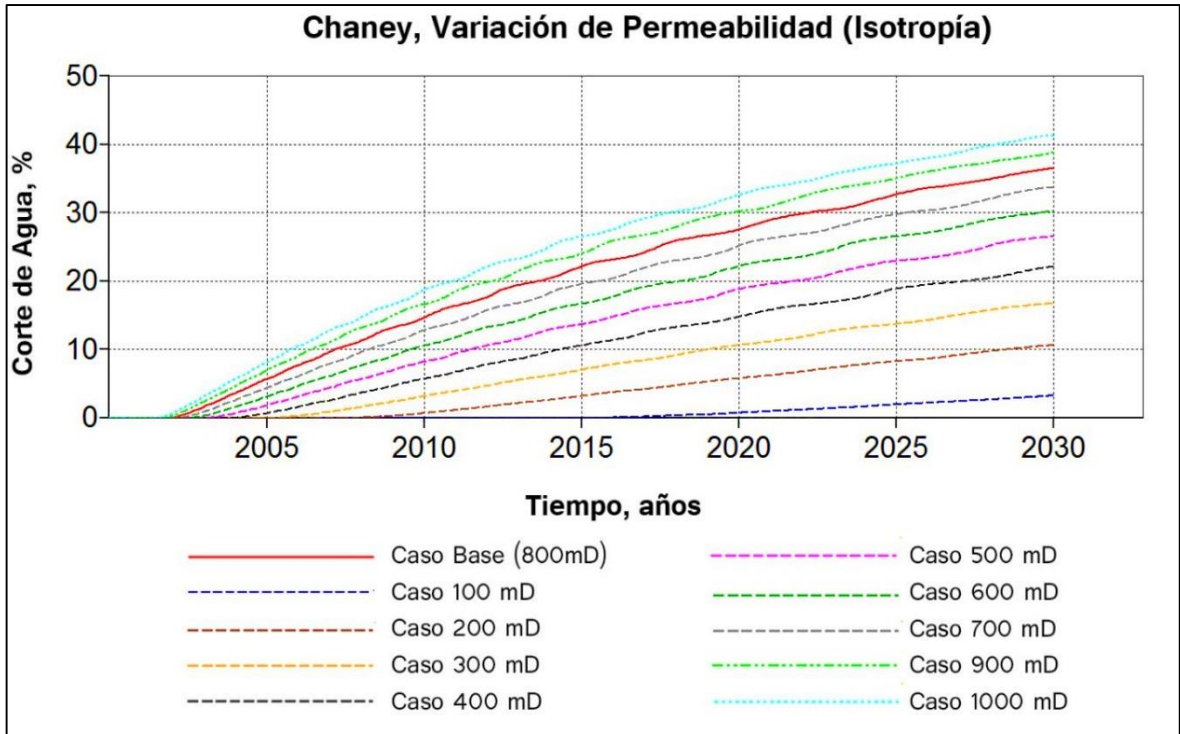
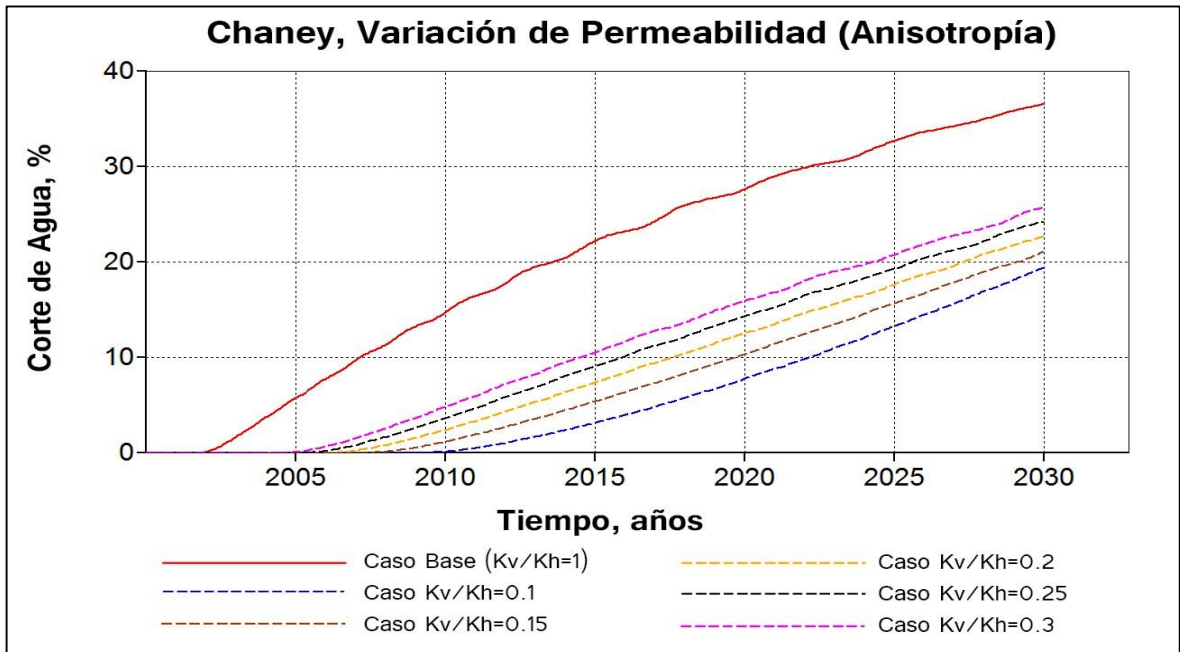


Fig. 23 Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Chaney.



## 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presenta el análisis para cada una de las correlaciones de los autores utilizados durante este proyecto. Este está constituido por lo siguiente:

- **Análisis del Error:**

Se realiza una comparación entre los tiempos de irrupción obtenidos a partir del modelo analítico planteado y la simulación del modelo conceptual. En este, se estableció un 10% como el error máximo permitido ya que los tiempos de irrupción obtenidos se desviarán considerablemente en comparación con los tiempos obtenidos a partir de la simulación, es decir, que por encima de este valor el uso del método de Sobocinski–Cornelius para la obtención del tiempo de irrupción del cono de agua no presentará una respuesta acertada para el modelo de yacimiento planteado en el simulador, por tal razón, no debería tomarse como un valor confiable para cualquier cálculo o diseño en las facilidades de un campo en producción.

- **Análisis Estadístico, Software R:**

Por otro lado, se realizó un análisis de los tiempos de irrupción del modelo conceptual comparados con el caso base, a partir del software estadístico R, el cual realiza una regresión lineal por máxima verosimilitud y adicionalmente muestra el parámetro F del análisis de varianza (ANOVA) que permite saber si la recolección de datos para realizar la regresión fue acertada, es decir nos permite analizar la robustez del experimento.

El software R realiza una regresión lineal por máxima verosimilitud a partir de los datos de tiempo de irrupción obtenidos en cada una de las simulaciones. Para incluir el caso base en el análisis de resultados con el software se realizó una diferencia entre el tiempo obtenido con el caso base y cada uno de los tiempos en las simulaciones (tiempo caso base – tiempo simulación) para obtener los que serían

los datos de entrada para el análisis estadístico en el software, los cuales tenían implícita su relación con el caso base por la diferencia previamente realizada.

Para el proyecto realizado se escogió un nivel de significancia ( $\alpha$ ) de 0,1 debido a la poca cantidad de datos recolectados en cada uno de los escenarios. Este valor de significancia comparado con el valor estadístico  $t$  permitirá concluir si la hipótesis nula propuesta  $H_0 = \beta_1 = 0$  se acepta o se rechaza. Es decir, lo que se busca es después de haber obtenido el valor de la regresión lineal por máxima verosimilitud, es determinar si las respuestas obtenidas en la variable  $Y$ , en el caso tiempo de irrupción del cono de agua, varían o no dependiendo de las variaciones realizadas en la variable  $X$ , las cuales son cada uno de los diferentes escenarios planteados.

Ya que, de acuerdo al modelo de regresión lineal,

$$\text{Respuesta esperada} = \beta_0 + \beta_1 x_i \quad (33)$$

Estas variables no tendrán influencia sobre la variable de respuesta, si los valores obtenidos de los diferentes escenarios se ajustan a los valores de recta obtenidos por la regresión realizada.

El software R muestra una columna donde cada una de nuestras variables  $X$ , las cuales son las siguientes, (nombradas así debido a que el software R no permite asignar nombres a los resultados analizados),

- *(Intercept)*= Variación del intervalo Perforado,
- $x_{F2}$ = Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía),
- $x_{F3}$ = Variación de la Permeabilidad (Escenario de Isotropía),
- $x_{F4}$ = Variación de la Porosidad,

Estos poseen un valor de estadístico  $t$ , con el cual basados en el nivel de significancia de 0,1 se concluirá cuáles de estas variables tiene o no influencia sobre

el valor de respuesta de tiempo de irrupción. Si el valor estadístico  $t$  es menor al valor de significancia de 0,1 establecido, se puede afirmar que la hipótesis nula  $H_0$  es rechazada y por lo tanto dicha variable  $X$  tiene influencia sobre los resultados obtenidos en la variable  $Y$ .

Adicionalmente como se dijo previamente se realizó un análisis de varianza ANOVA para comprobar si los datos recolectados en el experimento tienen la suficiente robustez para ser tenidos en cuenta o no. Este análisis también muestra en el software R una columna donde se presenta el estadístico  $F$  el cual basándose en lo anteriormente dicho debe tener un valor menor al nivel de significancia para ser considerada buena la toma de datos.

## **7.1 FLUIDO 1**

### **7.1.1 Análisis por Tasa Crítica de Chaney.**

**7.1.1.1 %Error.** En la Tabla 18 se evidencia que los tiempos obtenidos a partir del modelo analítico y la simulación del modelo conceptual presentan un error global del 22,47%; el cual, es el promedio aritmético de los errores presentados en cada una de las variaciones propuestas.

Para la variación del parámetro de intervalo perforado se obtuvo un error del 23,82% y para la variación de la relación de permeabilidades el error fue de 71,94%. Esto indica que los tiempos de irrupción obtenidos a partir del modelo analítico planteadas por los autores Sobocinski–Conrelius calculados con base en la tasa crítica obtenida por el método del autor Chaney no presentan unos resultados acertados para el modelo de yacimiento propuesto ya que se encuentran por encima del error máximo permitido que se estableció del 10%.

**Tabla 18.** Estimación del error entre el modelo analítico de Chaney y el simulador, Fluido 1.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error		
<b>C H A N E Y</b>	<b>Intervalo Peforado (Escenario 1)</b>	10ft	1404.71246	957.569397	<b>46.70</b>	<b>23.82%</b>	
		20ft	1187.434433	912	<b>30.20</b>		
		30ft	1017.687559	863.165344	<b>17.90</b>		
		40ft	882.6077277	802.355957	<b>10.00</b>		
		50ft	773.6459845	721.781372	<b>7.19</b>		
		60ft	685.2357848	654.5	<b>4.70</b>		
		70ft	614.4586734	547	<b>12.33</b>		
		80ft	562.8953761	456	<b>23.44</b>		
		90ft	554.9038521	342.75	<b>61.90</b>		
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.5	193.4114961	178.25	<b>8.51</b>	<b>7.05%</b>	
		0.1	386.8229922	366	<b>5.69</b>		
		0.15	580.2344884	541.137268	<b>7.23</b>		
		0.2	773.6459845	721.781372	<b>7.19</b>		
		0.25	967.0574806	912	<b>6.04</b>		
		0.3	1160.468977	1080.5	<b>7.40</b>		
		0.35	1353.880473	1262	<b>7.28</b>		
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	6189.167876	5691	<b>8.75</b>	<b>7.33%</b>	
		200mD	3094.583938	2891	<b>7.04</b>		
		300mD	2063.055959	1917	<b>7.62</b>		
		400mD	1547.291969	1445.5	<b>7.04</b>		
		500mD	1237.833575	1111.5	<b>11.37</b>		
		600mD	1031.527979	974	<b>5.91</b>		
		700mD	884.1668394	836	<b>5.76</b>		
		800mD	773.6459845	721.781372	<b>7.19</b>		
		900mD	687.6853195	651.860169	<b>5.50</b>		
		1000mD	618.9167876	578	<b>7.08</b>		
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	7736.459845	3531	<b>119.10</b>	<b>71.94%</b>	
		15%	5157.639897	2830	<b>82.25</b>		
		20%	3868.229922	2373	<b>63.01</b>		
		25%	3094.583938	2039	<b>51.77</b>		
		30%	2578.819948	1796	<b>43.59</b>		
	<b>Error total %</b>					<b>22.47</b>	

Por otro lado, la variación de la porosidad y de la permeabilidad (en ambas direcciones, horizontal y vertical) arrojaron errores de 7,05% y 7,33% respectivamente, lo que permite intuir que dichas correlaciones planteadas por este autor para el cálculo de tiempos de irrupción en estos escenarios, pueden ser representativos y acertados con relación al modelo de yacimiento planteado.

De acuerdo a lo anterior, la correlación planteada por el autor es acertada en yacimientos homogéneos e isotrópicos. Sin embargo, no presenta una buena sensibilidad con relación a la variación del intervalo perforado y en yacimientos anisotrópicos.

**7.1.1.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** En el Anexo 2 se muestran los resultados obtenidos con el software R en el cual como se dijo previamente el valor obtenido en la columna  $Pr(>|t|)$  permite saber si los resultados de respuesta con cada una de las diferentes variables analizadas tienen un cambio representativo con respecto a los resultados obtenidos en el caso base, lo que permite inferir cuál de esas variables es la que tiene mayor repercusión en el tiempo de irrupción de agua y por lo tanto en la conificación de los pozos.

Usando la ecuación propuesta por Chaney<sup>36</sup> para el cálculo de la tasa crítica de producción e implementando dichos valores en los diferentes escenarios en el simulador, se obtuvieron los tiempos de irrupción del cono del agua en los pozos; haciendo uso del software R y teniendo presente que los resultados tuvieran un grado de significancia del 10% previamente establecido (este valor del 10 % se observa en la columna  $Pr(>|t|)$  con valores menores a 0,1), se propone el siguiente análisis: como se mencionó anteriormente los datos de entrada para el software fueron obtenidos a partir de diferencias entre el caso base y cada uno de los resultados de los diferentes escenarios, por lo tanto, las repuestas que se obtuvieron con dicho software serán analizadas con respecto a dicho caso y se concluirá el grado de influencia que tienen cada una de las variaciones realizadas en los diferentes escenarios con respecto al caso base de estudio.

Observando el cuadro superior se muestra que el intercepto tiene un valor de 0,93411 en la columna de  $Pr(>|t|)$ , lo cual dice que esta variable no tiene una

---

<sup>36</sup> MIAN, M. A. Ob. Cit

influencia significativa en los valores de respuesta del tiempo de irrupción con respecto al caso base ya que dicho valor es muy superior al 10% por lo cual la hipótesis nula  $H_0$  no se negará. Teniendo esto claro ahora se compararán los siguientes escenarios con respecto a los resultados obtenidos por el intercepto, es decir, los resultados obtenidos con el software R para F2, F3 y F4 serán comparados con el intercepto y no con el caso base. Si los valores obtenidos en  $Pr(>|t|)$  son menores al 10% querrán decir que estas variables proporcionan resultados significativamente diferentes a los obtenidos por el intercepto lo cual llevara a negar la hipótesis nula  $H_0$ , por tanto, tendrán diferencia significativa con el caso base permitiendo concluir así cuales de ellas son las de mayor influencia a la hora de calcular las tasas críticas de producción y por ende los tiempos de irrupción del cono de agua en el pozo.

Teniendo claro el análisis anterior se procede a analizar los resultados para los escenarios F2, F3 y F4 donde se obtienen respectivamente valores de 0,00422, 0,03521 y 0,95462 en la columna  $Pr(>|t|)$ , por lo tanto, los escenarios de F2 y F3 son los que tienen una mayor influencia en los resultados obtenidos por el simulador y por lo tanto son las variables que más afectan la tasa crítica de producción y por ende el tiempo de irrupción de agua en el pozo. Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A37 en el anexo 3; adicionalmente el valor de 0,0105 suministrado en la última parte del recuadro con respecto a la columna  $Pr(>F)$  en la sección del “*summary (aov(modelo))*” hace alusión a que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

## 7.1.2 Análisis por Tasa Crítica de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland

**7.1.2.1 %Error.** En la Tabla 19 se evidencia que los tiempos obtenidos a partir del modelo analítico y la simulación del modelo conceptual presentan un error global del 34,77 %; el cual, es el promedio aritmético de los errores presentados en cada una de las variaciones propuestas.

**Tabla 19.** Estimación del error entre el modelo analítico de H.P.S. y el simulador, Fluido 1.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error			
H P S	Intervalo Peforado (Escenario 1)	10ft	1611.203333	1127	42.96	11.49%		
		20ft	1387.650547	1105.01709	25.58			
		30ft	1228.556992	1080.5	13.70			
		40ft	1118.668379	1072.70313	4.28			
		50ft	1050.559276	1048.5472	0.19			
		60ft	1024.191492	1054.84778	2.91			
		70ft	1050.923297	1072.70313	2.03			
		80ft	1172.385735	1216	3.59			
		90ft	1580.050946	1461	8.15			
	Porosidad (Escenario 2)	0.5	262.6398191	262.212006	0.16	0.43%		
		0.1	525.2796381	524.275513	0.19			
		0.15	787.9194572	790	0.26			
		0.2	1050.559276	1048.5472	0.19			
		0.25	1313.199095	1323.5	0.78			
		0.3	1575.838914	1582	0.39			
		0.35	1838.478734	1858	1.05			
	Variación de Permeabilidad (Escenario 3)	100mD	8404.47421	8309	1.15	2.85%		
		200mD	4202.237105	5630	25.36			
		300mD	2801.491403	2800	0.05			
		400mD	2101.118553	2100	0.05			
		500mD	1680.894842	1705	1.41			
		600mD	1400.745702	1400	0.05			
		700mD	1200.639173	1201	0.03			
		800mD	1050.559276	1048.5472	0.19			
		900mD	933.8304678	932.5716553	0.13			
		1000mD	840.447421	840.3300171	0.01			
	Relación de Permeabilidad (Escenario 4)	10%	2091.675707	688.75	203.69	240.71%		
		15%	2372.987048	677.5	250.26			
		20%	-5343.850314	677.5	888.76			
		25%	765.5782064	746.5	2.56			
		30%	932.5109784	746.5	24.92			
	<b>Error total %</b>					<b>34.77</b>		

Cabe destacar que para los tres primeros parámetros a analizar el porcentaje de error calculado está dentro del rango permitido. Para la variación del parámetro de intervalo perforado se obtuvo un error del 11,49% el cual sobrepasa por muy poco el valor máximo permitido, sin embargo, es posible usar esta correlación para el cálculo de tiempo de irrupción cuando se tengan escenarios de este tipo.

Para los escenarios de la variación de la porosidad y variación de la permeabilidad (en ambas direcciones por igual), los errores obtenidos fueron de 0,43% y 2,85% respectivamente, lo cual indica que esta correlación presenta tiempos de irrupción bastante precisos para yacimientos homogéneos e isotrópicos cuando se utiliza la tasa crítica obtenida a partir de la correlación de los autores H.P.S.

Por otro lado, para la variación de la relación de permeabilidades el error fue del 234,04%, lo cual indica que los tiempos de irrupción obtenidos a partir del modelo analítico planteado por los autores no reflejan el comportamiento real del yacimiento cuando se tiene un escenario de este tipo, sin embargo, de acuerdo a la teoría esto es contradictorio ya que los autores plantearon una correlación especial para dicho caso la cual fue utilizada. Esto se debe a que en el modelo analítico la tasa crítica y el tiempo de irrupción se modifican de acuerdo a la relación de permeabilidades que el yacimiento presenta por lo que se obtienen tiempos de irrupción aleatorios, pero de acuerdo al simulador, los tiempos de irrupción no presentan una variación de más del 8% entre ellos.

Dado lo anterior se puede inferir que aunque la correlación está diseñada para reflejar el comportamiento anisotrópico de un yacimiento, estos tiempos de irrupción no logran asemejarse a los obtenidos a partir de la simulación.

**7.1.2.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Hoyland, Papatzacos y Skaeveland<sup>37</sup> con el software R fueron los siguientes:

**Tabla 20.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 1, H.P.S.

<b>Escenario</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
<b>Variación del intervalo Perforado</b>	0,8518
<b>Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)</b>	0,6105
<b>Variación de la Permeabilidad</b>	0,0359
<b>Variación de la Porosidad</b>	0,9105

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney la variable más influyente para este caso es la variación de la permeabilidad de manera Isotrópica.

Estos resultados se pueden entender de mejor manera con la Fig. A38 anexo 3. Adicionalmente el valor de 0,0551 suministrado en la última parte del recuadro con respecto a la columna Pr(>F) en la sección del *summary (aov(modelo))* propone que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

---

<sup>37</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

### 7.1.3 Análisis por Tasa Crítica de I. Chaperon

**7.1.3.1 %Error.** Para este autor<sup>38</sup>, la Tabla 21 presenta un error Global del 38,78 %, el cual es el promedio de los errores obtenidos en cada uno de los escenarios planteados.

**Tabla 21.** Estimación del error entre el modelo analítico de I. Chaperon y el simulador, Fluido 1.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	Error %		
<b>I · C H A P E R O N</b>	<b>Intervalo Peforado (Escenario 1)</b>	10ft	818.8539851	501.5	<b>63.28</b>	<b>34.26%</b>	
		20ft	1032.633616	775.697754	<b>33.12</b>		
		30ft	1339.515897	1216	<b>10.16</b>		
		40ft	1806.199732	2070	<b>12.74</b>		
		50ft	2571.441048	3865	<b>33.47</b>		
		60ft	3965.695453	8401	<b>52.79</b>		
		70ft	6948.652327	23862	<b>70.88</b>		
		80ft	15390.20744				
		90ft	60531.17366				
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.5	642.860262	958.5	<b>32.93</b>	<b>33.10%</b>	
		0.1	1285.720524	1932	<b>33.45</b>		
		0.15	1928.580786	2876	<b>32.94</b>		
		0.2	2571.441048	3865	<b>33.47</b>		
		0.25	3214.30131	4808	<b>33.15</b>		
		0.3	3857.161572	5752	<b>32.94</b>		
		0.35	4500.021834	6695	<b>32.79</b>		
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	20571.52838	30436	<b>32.41</b>	<b>32.93%</b>	
		200mD	10285.76419	15249	<b>32.55</b>		
		300mD	6857.176128	10166	<b>32.55</b>		
		400mD	5142.882096	7640	<b>32.68</b>		
		500mD	4114.305677	6149	<b>33.09</b>		
		600mD	3428.588064	5114	<b>32.96</b>		
		700mD	2938.789769	4383	<b>32.95</b>		
		800mD	2571.441048	3865	<b>33.47</b>		
		900mD	2285.725376	3439	<b>33.54</b>		
		1000mD	2057.152838	3074	<b>33.08</b>		
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	10772.77231	4869	<b>121.25</b>	<b>61.36%</b>	
		15%	8760.210604	4961	<b>76.58</b>		
		20%	7470.395301	4930	<b>51.53</b>		
		25%	6556.555672	4869	<b>34.66</b>		
		30%	5867.704734	4780	<b>22.76</b>		
	<b>Error total %</b>					<b>38.78</b>	

<sup>38</sup> CHAPERON, I. Ob. Cit.

Debe tenerse en cuenta que para los dos últimos casos del escenario uno, los tiempos de irrupción obtenidos por parte del simulador no lograron obtenerse ya que esta irrupción tendía a lograrse en tiempos muy extensos que no permitirían un análisis adecuado.

Para los tres primeros escenarios los errores obtenidos están entre 32-34%, lo que indica que los tiempos de irrupción hallados a partir del modelo analítico difieren de forma considerable con los obtenidos por el simulador; por lo tanto, la correlación planteada no refleja un comportamiento adecuado en la irrupción del cono de agua del yacimiento durante su producción.

Para el cuarto escenario el error obtenido es de 61,36% lo cual es sorprendente pues tanto el método de Sobocinski–Cornelius como el de I. Chaperon abordan el comportamiento isotrópico (la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal sea diferente de 1) del en su planteamiento; por lo tanto, el uso de dicha correlación no se considera conveniente para estimar los tiempos de irrupción en escenarios con estas características.

De acuerdo con lo anterior, el modelo planteado por Sobocinski–Cornelius no representa el comportamiento del cono de agua para el yacimiento establecido para este estudio de manera acertada al utilizar como tasa crítica la obtenida a partir de la correlación del autor I Chaperon.

**7.1.3.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Para el caso de I. Chaperon no fue posible determinar cuál de las variables fue la más influyente en el valor de tasa crítica ya que el análisis realizado con el software R muestra que no se tienen los suficientes datos para realizar un análisis por regresión correcto.

En la sección del Anexo 2 en “*summary (aov(modelo))*” columna Pr(>F) donde se puede observar que el valor es 0,429 el cual es mayor a al rango establecido del

10%. Por tal razón no fue posible concluir para este caso cual es la variable más influyente en la ecuación de tasa crítica planteada por falta de datos. (Fig. A39 anexo 3)

Cabe aclarar que no se realizaron más pruebas para este autor ya que todos los análisis de sensibilidad fueron establecidos dentro de unos parámetros acordados inicialmente.

#### **7.1.4 Análisis por Tasa Crítica de Meyer-Gardner**

**7.1.4.1 %Error.** De acuerdo con la Tabla 22, el error global que presentan los tiempos de irrupción en el modelo analítico con relación al simulador es del 43,17%. Por lo tanto, esta correlación exhibe resultados muy distantes del comportamiento de cono de agua propuesto a partir de la simulación.

Para los cuatro escenarios se presentaron errores similares, es decir, que la representación que realiza esta correlación del tiempo de irrupción del cono de agua tomando como tasa crítica la propuesta por los autores Meyer-Gardner, en un modelo de yacimiento isotrópico es semejante al de un yacimiento anisotrópico.

**7.1.4.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Meyer-Gardner con el software R se pueden observar en la Tabla 23.

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney la variable más influyente para este caso es la variación de la permeabilidad de manera Isotrópica.

**Tabla 22.** Estimación del error entre el modelo analítico de Meyer-Gardner y el simulador, Fluido 1.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error		
<b>M E Y E R - G A R D N E R</b>	<b>Intervalo Peforado (Escenario 1)</b>	10ft	6721.10965	9770	<b>31.21</b>	<b>38.10%</b>	
		20ft	5671.00227	9252	<b>38.71</b>		
		30ft	4851.636255	8613	<b>43.67</b>		
		40ft	4199.780125	7837	<b>46.41</b>		
		50ft	3672.494135	6909	<b>46.84</b>		
		60ft	3239.784099	5935	<b>45.41</b>		
		70ft	2880.18181	5022	<b>42.65</b>		
		80ft	2577.991329	4077	<b>36.77</b>		
		90ft	2321.520145	2616	<b>11.26</b>		
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.5	918.1235338	1726.96668	<b>46.84</b>	<b>46.82%</b>	
		0.1	1836.247068	3496	<b>47.48</b>		
		0.15	2754.370601	5204	<b>47.07</b>		
		0.2	3672.494135	6909	<b>46.84</b>		
		0.25	4590.617669	8644	<b>46.89</b>		
		0.3	5508.741203	10348	<b>46.77</b>		
		0.35	6426.864737	11867	<b>45.84</b>		
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	29379.95308	55053	<b>46.63</b>	<b>46.72%</b>	
		200mD	14689.97654	27514	<b>46.61</b>		
		300mD	9793.317694	18353	<b>46.64</b>		
		400mD	7344.98827	13758	<b>46.61</b>		
		500mD	5875.990616	10989	<b>46.53</b>		
		600mD	4896.658847	9191	<b>46.72</b>		
		700mD	4197.136155	7883	<b>46.76</b>		
		800mD	3672.494135	6909	<b>46.84</b>		
		900mD	3264.439231	6149	<b>46.91</b>		
		1000mD	2937.995308	5538	<b>46.95</b>		
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	36724.94135	17348	<b>111.70</b>	<b>40.05%</b>	
		15%	24483.29423	15918	<b>53.81</b>		
		20%	18362.47068	14701	<b>24.91</b>		
		25%	14689.97654	13727	<b>7.02</b>		
		30%	12241.64712	12600	<b>2.84</b>		
	<b>Error Total %</b>					<b>43.17</b>	

Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A40 anexo 3. Adicionalmente el valor de 0,0863 suministrado en la columna  $Pr(>F)$  en la sección del “*summary (aov(modelo))*” propone que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

**Tabla 23.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 1, H.P.S.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
<b>Variación del intervalo Perforado</b>	0,937
<b>Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)</b>	0,14
<b>Variación de la Permeabilidad</b>	0,031
<b>Variación de la Porosidad</b>	0,963

### **7.1.5 Análisis por Tasa Crítica de Schols**

**7.1.5.1 %Error.** Para el tiempo de irrupción obtenido utilizando la tasa crítica propuesta por el autor Schols<sup>39</sup>, se obtuvo un error global del 20,24% (Tabla 24), el cual es el más pequeño en comparación a los otros autores utilizados en este estudio. Aunque este sobrepasa el límite establecido, es el que posiblemente tenga una representación más acertada de la irrupción del cono de agua en el yacimiento de manera general.

Tomando los tres primeros escenarios se presenta un error para cada uno en un rango 11 al 12%, por lo tanto, es una correlación que tiene una sensibilidad aceptable para la obtención de tiempos de irrupción y tasas críticas acordes a las características propuestas para este yacimiento, dentro de las cuales se encuentra un yacimiento isotrópico y homogéneo.

Para el cuarto escenario, el cual está basado en la asunción de modelar un yacimiento anisotrópico, se presenta un error del 61,56%, lo cual es de esperarse, ya que la tasa crítica utilizada para el cálculo del tiempo de irrupción no tiene en cuenta dicho comportamiento en su correlación.

---

<sup>39</sup> AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

**Tabla 24.** Estimación del error entre el modelo analítico de Schols y el simulador, Fluido 1.

			<b>Tiempo Excel, días</b>	<b>Tiempo Simulador, días</b>	<b>%Error</b>		
<b>S C H O L S</b>	<b>Intervalo Peforado (Escenario 1)</b>	10ft	2743.881421	2327.5	<b>17.89</b>	<b>11.38%</b>	
		20ft	2318.010882	2223	<b>4.27</b>		
		30ft	1985.052212	2081.21216	<b>4.62</b>		
		40ft	1719.58678	1901.5	<b>9.57</b>		
		50ft	1504.337643	1718.53174	<b>12.46</b>		
		60t	1327.224491	1492	<b>11.04</b>		
		70ft	1179.590859	1262	<b>6.53</b>		
		80ft	1055.098861	1050	<b>0.49</b>		
		90ft	949.0186788	700	<b>35.57</b>		
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.5	376.0844108	430.90625	<b>12.72</b>	<b>12.67%</b>	
		0.1	752.1688217	863.58197	<b>12.90</b>		
		0.15	1128.253232	1292.5	<b>12.71</b>		
		0.2	1504.337643	1718.53174	<b>12.46</b>		
		0.25	1880.422054	2161	<b>12.98</b>		
		0.3	2256.506465	2572.5	<b>12.28</b>		
		0.35	2632.590876	3013	<b>12.63</b>		
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	12034.70115	13586	<b>11.42</b>	<b>12.05%</b>	
		200mD	6017.350573	6787	<b>11.34</b>		
		300mD	4011.567049	4565	<b>12.12</b>		
		400mD	3008.675287	3408	<b>11.72</b>		
		500mD	2406.940229	2738	<b>12.09</b>		
		600mD	2005.783524	2282	<b>12.10</b>		
		700mD	1719.243021	1962.5	<b>12.40</b>		
		800mD	1504.337643	1718.53174	<b>12.46</b>		
		900mD	1337.189016	1521	<b>12.08</b>		
		1000mD	1203.470115	1369	<b>12.09</b>		
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	15043.37643	6909	<b>117.74</b>	<b>61.56%</b>	
		15%	10028.91762	5783	<b>73.42</b>		
		20%	7521.688217	4961	<b>51.62</b>		
		25%	6017.350573	4383	<b>37.29</b>		
		30%	5014.458811	3926	<b>27.72</b>		
	<b>Error total %</b>					<b>20.24</b>	

**7.1.5.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Schols con el software R fueron los siguientes:

**Tabla 25.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 1, Schols.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
<b>Variación del intervalo Perforado</b>	0,9164
<b>Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)</b>	0,0144
<b>Variación de la Permeabilidad</b>	0,0323
<b>Variación de la Porosidad</b>	0,9429

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney las variables más influyentes para este caso son la variación de la permeabilidad tanto de manera Isotrópica como Anisotrópica.

Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A41 anexo3. Adicionalmente, el valor de 0,00569 suministrado en la columna Pr(>F) en la sección del “*summary (aov(modelo))*” propone que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

## **7.2 FLUIDO 2**

### **7.2.1 Análisis por Tasa Crítica de Chaney**

**7.2.1.1 %Error.** De acuerdo con los datos presentados por la Tabla 26 es posible concluir que el modelo analítico planteado por los autores Sobocinski-Cornelius presenta un error lo suficientemente significativo (301,52 %), tal que, no representa en lo más mínimo el comportamiento de la irrupción de agua durante la producción del pozo con este tipo de fluido en el yacimiento.

Esto surge como resultado de la presencia de un fluido más pesado en el medio poroso, el cual refleja un comportamiento totalmente diferente y en efecto, la

correlación propuesta no se adapta de manera adecuada para el modelamiento de este tipo de fluido.

**Tabla 26.** Estimación del error entre el modelo analítico de Chaney y el simulador, Fluido 2.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error	
<b>C H A N E Y</b>	<b>Intervalo Perforado (Escenario 1)</b>	10ft	8027.229099	1323.5	<b>506.52</b>	<b>372.18%</b>
		20ft	4430.670536	1247	<b>255.31</b>	
		30ft	3797.294534	1155	<b>228.77</b>	
		40ft	3293.271566	1035	<b>218.19</b>	
		50ft	2886.70294	851	<b>239.21</b>	
		60ft	2556.818227	700	<b>265.26</b>	
		70ft	2292.727804	532	<b>330.96</b>	
		80ft	2100.329828	350.5	<b>499.24</b>	
		90ft	2070.511078	228.5	<b>806.13</b>	
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.1	1443.35147	425	<b>239.61</b>	<b>229.75%</b>
		0.15	2165.027205	639	<b>238.81</b>	
		0.2	2886.70294	851	<b>239.21</b>	
		0.25	3608.378675	1308	<b>175.87</b>	
		0.3	4330.05441	1521	<b>184.68</b>	
		0.35	5051.730145	1262	<b>300.30</b>	
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	23093.62352	6848	<b>237.23</b>	<b>234.38%</b>
		200mD	11546.81176	3439	<b>235.76</b>	
		300mD	7697.874507	2312	<b>232.95</b>	
		400mD	5773.40588	1735	<b>232.76</b>	
		500mD	4618.724704	1369	<b>237.38</b>	
		600mD	3848.937254	1155	<b>233.24</b>	
		700mD	3299.089075	1004	<b>228.59</b>	
		800mD	2886.70294	851	<b>239.21</b>	
		900mD	2565.958169	762	<b>236.74</b>	
		1000mD	2309.362352	700	<b>229.91</b>	
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	28867.0294	2708	<b>965.99</b>	<b>394.74%</b>
		15%	19244.68627	3166	<b>507.85</b>	
		20%	14433.5147	3743	<b>285.61</b>	
25%		11546.81176	4596	<b>151.24</b>		
30%		9622.343134	5904	<b>62.98</b>		
<b>Error total %</b>					<b>301.52</b>	

**7.2.1.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Chaney con el software R fueron los siguientes:

**Tabla 27.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, Chaney.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
<b>Variación del intervalo Perforado</b>	0,949601
<b>Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)</b>	0,000272
<b>Variación de la Permeabilidad</b>	0,048362
<b>Variación de la Porosidad</b>	0,815198

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney con el fluido 1, la variable más influyente para este caso es la variación de la permeabilidad tanto de manera Isotrópica como Anisotrópica.

Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A42 anexo 3. Adicionalmente el valor de 0,00152 suministrado en la columna Pr(>F) en la sección del “*summary (aov(modelo))*” hace referencia a que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

## **7.2.2 Análisis por Tasa Crítica de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland**

**7.2.2.1 %Error.** De manera similar a lo sucedido con el autor anterior, es posible inferir de acuerdo a los errores obtenidos (Tabla 28) que la correlación propuesta por los autores no modela de manera correcta el tiempo de irrupción de agua para este yacimiento.

Por lo tanto, dicha correlación no es aconsejable para representar este tipo de situaciones pues presenta datos muy distantes de lo obtenido en la simulación.

Cabe resaltar el tiempo negativo (Casilla roja) obtenido mediante de la correlación indica que esta presenta un punto de inflexión, en el cual arroja resultados totalmente arbitrarios que no corresponden a respuestas posibles lo cual agrava aún más el error para este modelo.

**Tabla 28.** Estimación del error entre el modelo analítico de H.P.S. y el simulador, Fluido 2.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error		
H P S	Intervalo Perforado (Escenario 1)	10ft	9207.221151	1643	460.39	292.81%	
		20ft	5177.736322	1567	230.42		
		30ft	4584.111017	1521	201.39		
		40ft	4174.083967	1430	191.89		
		50ft	3919.948675	1339	192.75		
		60ft	3821.562641	1216	214.27		
		70ft	3921.306944	1096	257.78		
		80ft	4374.519374	1019.5	329.08		
		90ft	5895.639355	897	557.26		
	Porosidad (Escenario 2)	0.1	1959.974338	654.5	199.46	196.21%	
		0.15	2939.961506	1004	192.82		
		0.2	3919.948675	1339	192.75		
		0.25	4899.935844	1643	198.23		
		0.3	5879.923013	1978	197.27		
		0.35	6859.910181	2312	196.71		
	Variación de Permeabilidad (Escenario 3)	100mD	31359.5894	10409	201.27	196.59%	
		200mD	15679.7947	5234	199.58		
		300mD	10453.19647	3500	198.66		
		400mD	7839.89735	2647	196.18		
		500mD	6271.91788	2100	198.66		
		600mD	5226.598233	1766	195.96		
		700mD	4479.941343	1521	194.54		
		800mD	3919.948675	1339	192.75		
		900mD	3484.398822	1186	193.79		
		1000mD	3135.95894	1065	194.46		
	Relación de Permeabilidad (Escenario 4)	10%	7804.663288	1019.5	665.54	469.53%	
		15%	8854.319452	989	795.28		
		20%	-19939.49264	974	2147.18		
		25%	2856.599664	1035	176.00		
		30%	3479.475415	1019.5	241.29		
	<b>Error total %</b>					<b>264.02</b>	

### 7.2.2.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R

Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Hoyland, Papatzacos y Skaeveland con el software R fueron los siguientes:

**Tabla 29.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, H.P.S.

PARÁMETRO	Pr(> t )
Variación del intervalo Perforado	0,950
Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)	0,778
Variación de la Permeabilidad	0,033
Variación de la Porosidad	0,831

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney con el fluido 1, la variable más influyente para este caso es la variación de la permeabilidad de manera Isotrópica.

Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A43 anexo 3. De manera adicional el valor de 0.0808 suministrado en la columna Pr(>F) en la sección del “*summary (aov(modelo))*” propone que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

### 7.2.3 Análisis por Tasa Crítica de I. Chaperon

**7.2.3.1 %Error.** De acuerdo a la Tabla 30 el error global que presentan los tiempos de irrupción obtenidos a partir del modelo analítico comparado con el modelo de simulación es del 118,30%, es más bajo en comparación con los autores anteriormente analizados, sin embargo, sigue siendo un valor muy crítico.

**Tabla 30.** Estimación del error entre el modelo analítico de I. Chaperon y el simulador, Fluido 2.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error		
<b>I · C H A P E R O N</b>	<b>Intervalo Perforado (Escenario 1)</b>	10ft	4679.340948	639	<b>632.29</b>	<b>212.99%</b>	
		20ft	3853.062713	1019.5	<b>277.94</b>		
		30ft	4998.131645	1735	<b>188.08</b>		
		40ft	6739.467638	3074	<b>119.24</b>		
		50ft	9594.810265	6665	<b>43.96</b>		
		60ft	14797.18754	17714	<b>16.47</b>		
		70ft	25927.48557				
		80ft	57425.43484				
		90ft	225859.7866				
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.1	4797.405133	3347	<b>43.33</b>	<b>44.28%</b>	
		0.15	7196.107699	4976.5	<b>44.60</b>		
		0.2	9594.810265	6665	<b>43.96</b>		
		0.25	11993.51283	8309	<b>44.34</b>		
		0.3	14392.2154	9952	<b>44.62</b>		
		0.35	16790.91796	11596	<b>44.80</b>		
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	76758.48212	52869	<b>45.19</b>	<b>44.62%</b>	
		200mD	38379.24106	26450	<b>45.10</b>		
		300mD	25586.16071	17653	<b>44.94</b>		
		400mD	19189.62053	13240	<b>44.94</b>		
		500mD	15351.69642	10624	<b>44.50</b>		
		600mD	12793.08035	8857	<b>44.44</b>		
		700mD	10965.49745	7579	<b>44.68</b>		
		800mD	9594.810265	6665	<b>43.96</b>		
		900mD	8528.720236	5904	<b>44.46</b>		
		1000mD	7675.848212	5329	<b>44.04</b>		
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	40196.41298	8644	<b>365.02</b>	<b>240.83%</b>	
		15%	32686.94754	8644	<b>278.15</b>		
		20%	27874.26357	8735	<b>219.11</b>		
		25%	24464.4565	8613	<b>184.04</b>		
		30%	21894.14907	8491	<b>157.85</b>		
	<b>Error total %</b>					<b>118.30</b>	

Cabe destacar que para los escenarios 2 y 3, el porcentaje de error fue de aproximadamente del 44%; si se compara este resultado con el obtenido para el fluido 1, sólo varía en un 10%, es decir, que la correlación planteada por Sobocinski-Cornelius para el cálculo del tiempo de irrupción representa de una forma similar el comportamiento del cono de agua en los dos modelos de fluidos ante la variación

de la porosidad y la variación de la permeabilidad al utilizar como tasa crítica la planteada por la correlación del autor I. Chaperon.

Acorde con lo anterior, esta correlación presenta tiempos de irrupción alejados del comportamiento planteado por el simulador, y, por tanto, no debería ser considerado como un dato relevante para un análisis detallado de un sistema de producción.

**7.2.3.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** En el Anexo 2 se muestran los resultados obtenidos con el software R y para el caso de I. Chaperon no fue posible determinar cuál de las variables fue la más influyente en el valor de tasa crítica ya que el análisis realizado en el software R, muestra que no se tienen los suficientes datos para realizar un análisis por regresión correcto. En los resultados obtenidos presentados en el Anexo 2, en “summary (aov(modelo))” columna Pr(>F) donde se puede observar que el valor es 0.195 el cual es mayor a nuestro rango del 10%. Por tal motivo no se pudo realizar el análisis pertinente. (Fig. A44 anexo 3). Cabe aclarar que no se realizaron más pruebas para este autor ya que todos los análisis de sensibilidad fueron establecidos dentro de unos parámetros acordados inicialmente.

#### **7.2.4 Análisis por Tasa Crítica de Meyer-Gardner**

**7.2.4.1 %Error.** De acuerdo con la Tabla 31, el error global que presentan los tiempos de irrupción con relación al simulador es del 49,75%. Por lo tanto, esta correlación arroja resultados muy distantes del comportamiento obtenido por medio de la simulación. Sin embargo, debido a la variación tan marcada que existe entre los errores para cada escenario, debe analizarse cada escenario por separado.

**Tabla 31.** Estimación del error entre el modelo analítico de Meyer-Gardner y el simulador, Fluido 2.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error		
<b>M E Y E R  -  G A R D N E R</b>	<b>Intervalo Perforado (Escenario 1)</b>	10ft	38407.77987	24288	<b>58.13</b>	<b>73.82%</b>	
		20ft	21160.19375	22797	<b>7.18</b>		
		30ft	18102.8958	20270	<b>10.69</b>		
		40ft	15670.62698	17684	<b>11.39</b>		
		50ft	13703.16635	14762	<b>7.17</b>		
		60ft	12088.59669	11231	<b>7.64</b>		
		70ft	10746.81374	7852	<b>36.87</b>		
		80ft	9619.251311	4627	<b>107.89</b>		
		90ft	8662.281152	1674	<b>417.46</b>		
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.1	6851.583173	7396	<b>7.36</b>	<b>7.10%</b>	
		0.15	10277.37476	11078	<b>7.23</b>		
		0.2	13703.16635	14762	<b>7.17</b>		
		0.25	17128.95793	18444	<b>7.13</b>		
		0.3	20554.74952	22097	<b>6.98</b>		
		0.35	23980.54111	25708	<b>6.72</b>		
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	109625.3308			<b>6.62%</b>	
		200mD	54812.66538	58013	<b>5.52</b>		
		300mD	36541.77692	38928	<b>6.13</b>		
		400mD	27406.33269	29311	<b>6.50</b>		
		500mD	21925.06615	23497	<b>6.69</b>		
		600mD	18270.88846	19632	<b>6.93</b>		
		700mD	15660.76154	16833	<b>6.96</b>		
		800mD	13703.16635	14762	<b>7.17</b>		
		900mD	12180.59231	13057	<b>6.71</b>		
		1000mD	10962.53308	11779	<b>6.93</b>		
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	137031.6635	38775	<b>253.40</b>	<b>135.23%</b>	
		15%	91354.44231	35064	<b>160.54</b>		
		20%	68515.83173	32173	<b>112.96</b>		
		25%	54812.66538	29737	<b>84.32</b>		
		30%	45677.22115	27698	<b>64.91</b>		
	<b>Error total %</b>					<b>49.75</b>	

Para los escenarios 1 y 4, los errores obtenidos exceden el valor máximo permitido, por lo tanto, no se abordarán. Por otro lado, los escenarios 2 y 3, presentan un error menor al máximo permitido, es decir, que esta correlación arroja tiempos de irrupción muy similares a los obtenidos mediante la simulación; de acuerdo a esto, la tasa crítica obtenida a través de la correlación planteada por los autores puede ser utilizada para la obtención de tiempos de irrupción en un modelo de fluido como el establecido para este proyecto.

**7.2.4.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Meyer-Gardner con el software R fueron los siguientes:

**Tabla 32.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, Meyer-Gardner.

PARÁMETRO	Pr(> t )
Variación del intervalo Perforado	0,80385
Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)	0,00544
Variación de la Permeabilidad	0,04478
Variación de la Porosidad	0,61462

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney con el fluido 1, las variables más influyentes para este caso son la variación de la permeabilidad tanto de manera Isotrópica como Anisotrópica. Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A45 anexo 3. Adicionalmente el valor de 0,0251 suministrado en la columna Pr(>F) en la sección del “*summary(aov(modelo))*” indica que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

## 7.2.5 Análisis por Tasa Crítica de Schols

**7.2.5.1 %Error.** Para el autor Schols, se obtuvo un error global del 199,7% (Tabla 33); a diferencia del error obtenido para el fluido 1, para este caso este valor excede considerablemente el límite establecido y por lo tanto no representa de manera acertada el comportamiento de la irrupción del cono de agua en el yacimiento.

**Tabla 33.** Estimación del error entre el modelo analítico de Schols y el simulador, Fluido 2.

			Tiempo Excel, días	Tiempo Simulador, días	%Error	
<b>S C H O L S</b>	<b>Intervalo Perforado (Escenario 1)</b>	10ft	15679.90988	3926	<b>299.39</b>	<b>257.33%</b>
		20ft	8649.187047	3653	<b>136.77</b>	
		30ft	7406.81936	3319	<b>123.16</b>	
		40ft	6416.288993	2830	<b>126.72</b>	
		50ft	5613.130534	2312	<b>142.78</b>	
		60ft	4952.268759	1827	<b>171.06</b>	
		70ft	4401.403832	1308	<b>236.50</b>	
		80ft	3936.887215	882	<b>346.36</b>	
		90ft	3541.070548	425	<b>733.19</b>	
	<b>Porosidad (Escenario 2)</b>	0.1	2806.565267	1170.5	<b>139.77</b>	<b>141.49%</b>
		0.15	4209.847901	1766	<b>138.38</b>	
		0.2	5613.130534	2312	<b>142.78</b>	
		0.25	7016.413168	2891	<b>142.70</b>	
		0.3	8419.695801	3469	<b>142.71</b>	
		0.35	9822.978435	4049	<b>142.60</b>	
	<b>Variación de Permeabilidad (Escenario 3)</b>	100mD	44905.04427	18049	<b>148.80</b>	<b>143.58%</b>
		200mD	22452.52214	9132	<b>145.87</b>	
		300mD	14968.34809	6149	<b>143.43</b>	
		400mD	11226.26107	4627	<b>142.63</b>	
		500mD	8981.008855	3684	<b>143.78</b>	
		600mD	7484.174045	3074	<b>143.47</b>	
		700mD	6415.006325	2647	<b>142.35</b>	
		800mD	5613.130534	2312	<b>142.78</b>	
		900mD	4989.449364	2070	<b>141.04</b>	
		1000mD	4490.504427	1858	<b>141.68</b>	
	<b>Relación de Permeabilidad (Escenario 4)</b>	10%	56131.30534	12843	<b>337.06</b>	<b>238.03%</b>
		15%	37420.87023	10440	<b>258.44</b>	
		20%	28065.65267	8766	<b>220.16</b>	
25%		22452.52214	7610	<b>195.04</b>		
30%		18710.43511	6695	<b>179.47</b>		
<b>Error total %</b>					<b>199.69</b>	

Por lo tanto, esta correlación no es válida para la obtención del tiempo de irrupción al utilizar como tasa crítica la propuesta por el autor Schols teniendo en consideración el fluido con las características propuestas anteriormente.

**7.2.5.2 Regresión Lineal por Máxima Verosimilitud, Software R.** Los resultados obtenidos usando la ecuación propuesta por Schols con el software R fueron los siguientes:

**Tabla 34.** Resultado Obtenido a partir del software estadístico R para el fluido 2, Schols.

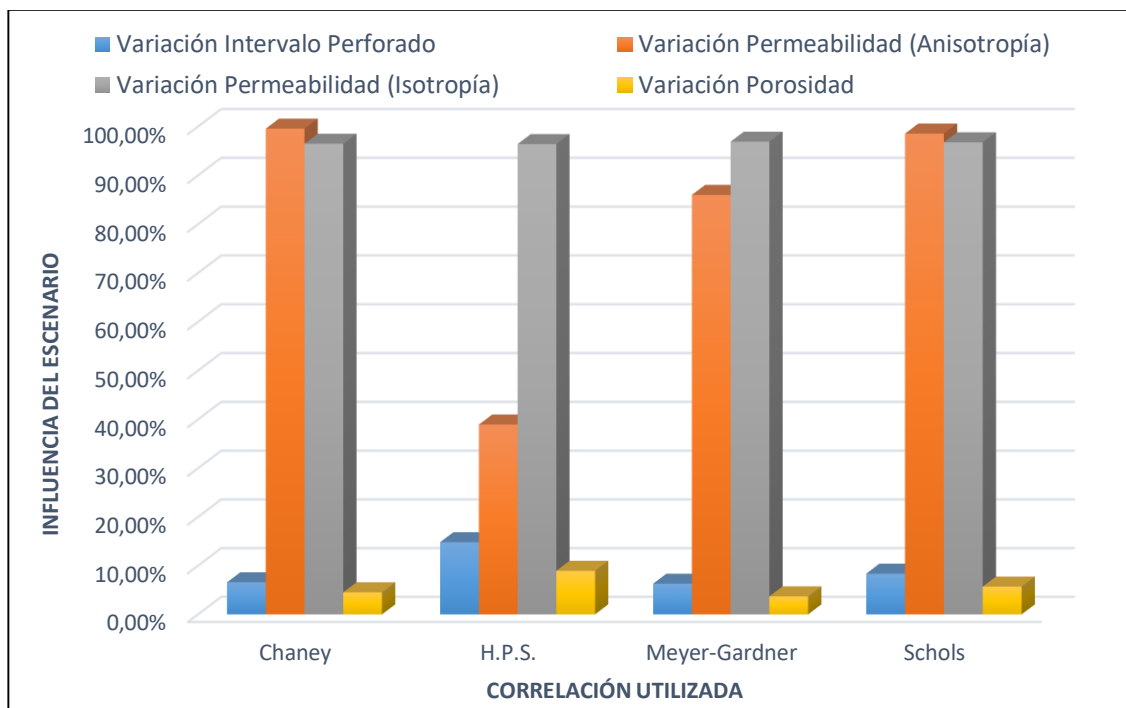
<b>PARÁMETRO</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
<b>Variación del intervalo Perforado</b>	0,97273
<b>Variación de la relación de Permeabilidades (Escenario de Anisotropía)</b>	0,00124
<b>Variación de la Permeabilidad</b>	0,04546
<b>Variación de la Porosidad</b>	0,83609

Realizando el análisis explicado anteriormente para el autor Chaney con el fluido 1, las variables más influyentes para este caso son la variación de la permeabilidad tanto de manera Isotrópica como Anisotrópica.

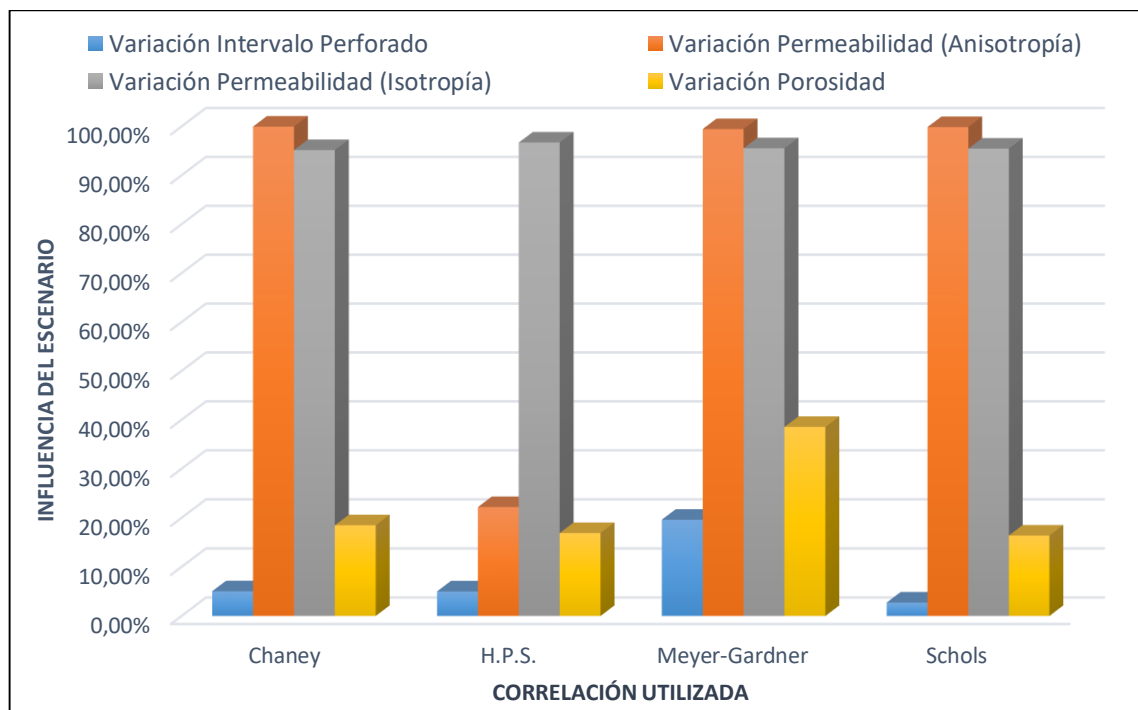
Estos resultados se pueden entender de mejor manera en la Fig. A46 anexo 3. Adicionalmente el valor de 0,00569 suministrado en la columna Pr(>F) en la sección del “*summary (aov(modelo))*” presenta que los datos tomados son representativos para realizar la regresión, lo cual indica que los resultados son confiables ya que este valor es menor al 10% de significancia previamente explicado.

En las Figuras 24 y 25, se presenta una síntesis del análisis previamente descrito, en el cual se representa la ponderación o influencia que tiene cada una de las variaciones propuestas en este proyecto en cada modelo de tasa crítica utilizado; cabe aclarar que el modelo del autor I. Chaperon no se incluyó debido a que para este autor no se logró realizar un análisis detallado como anteriormente se mencionó.

**Fig. 24** Influencia de los escenarios propuestos con respecto a cada modelo, Fluido 1



**Fig. 25** Influencia de los escenarios propuestos con respecto a cada modelo, Fluido 2



## CONCLUSIONES

Observando las ecuaciones planteadas por los diferentes autores, las variables seleccionadas para la elaboración del análisis de sensibilidad fueron porosidad, intervalo perforado y permeabilidad tanto vertical como horizontal, debido a que estas variables se encuentran entre las propuestas por cada uno de ellos para el cálculo de la tasa crítica de producción que no dependen del modelo de fluido, pero sí eran dependientes del tipo de roca del yacimiento y de la selección adecuada de la profundidad del completamiento. Adicionalmente para la realización del análisis de sensibilidad estas variables eran modificables de manera más sencilla comparada con las características del fluido, lo que permitía un análisis más completo.

A partir del análisis de los errores que presentan los tiempos de irrupción obtenidos por medio del modelo analítico y los que arroja el simulador, se logró encontrar que dichos modelos presentan un índice de error inversamente proporcional a la gravedad API que tenga el crudo de estudio, es decir, para crudos livianos (mayores a 31,1 API), los errores oscilan en un aproximado del 20%; pero para un crudo medianos (22,3 – 31,1 API) los errores que exhiben dichas ecuaciones pueden ser del 150% o más. Por tal razón no es aconsejable utilizar la correlación de Sobocinski-Cornelius para el cálculo de tiempo de irrupción cuando los fluidos presentes en el yacimiento tiendan a ser de tipo mediano.

Teniendo en cuenta las características que presenta el Fluido 1, y los errores hallados en los tiempos de irrupción se puede concluir que a partir del uso de la tasa crítica obtenida por la correlación del autor Schols, R. S. en el método de Sobocinski-Cornelius se lograron obtener tiempos de irrupción similares a los obtenidos a partir de la simulación; por lo tanto, el uso en conjunto de estas dos correlaciones permite obtener datos representativos para el modelo de estudio planteado.

Al considerar las características que el Fluido 2 presenta y los porcentajes de error obtenidos en los tiempos de irrupción a partir del modelo de Sobocinski-Cornelius; se encontró que al utilizar la tasa crítica propuesta por los autores Meyer–Gardner en dicho cálculo del tiempo de irrupción, se obtienen resultados con un acercamiento aceptable al comportamiento presentado por el simulador para los diferentes escenarios propuestos.

Teniendo como base los resultados estadísticos obtenidos por la regresión lineal realizada con el software R se observó que en todos los autores (exceptuando I. Chaperon debido a falta de datos para su análisis) la variable más influyente en la tasa crítica de producción fue la permeabilidad (al realizar unas variaciones en esta donde el yacimiento presentó un comportamiento isotrópico o anisotrópico) debido a que en el análisis de regresión en todos los casos se presentaba una significativa variación en los tiempos de irrupción del cono de agua en el pozo comparado con el caso base establecido, lo que nos permite concluir que las variables alteradas en esos escenarios tienen una repercusión mayor en la tasa crítica de producción y por lo tanto en los resultados obtenidos en el simulador, ya que dicha tasa calculada teóricamente fue un parámetro clave en la simulación de los escenarios.

En un análisis más detallado autor por autor, se encontró que en los dos tipos de fluidos para las ecuaciones planteadas por Chaney y Schols la permeabilidad fue la variable más influyente, pero en los escenarios donde se varió el modelo de forma anisotrópica los tiempos de irrupción de agua sufrieron una variación más significativa que en los casos donde se varió el modelo de forma isotrópica. Esto basándonos en los resultados obtenidos con el software R. Para el caso de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland se encontró al igual que en todos los autores que la permeabilidad fue la variable más influyente, pero a diferencia de Chaney y Schols en los escenarios donde se realizó una variación isotrópica en el yacimiento los tiempos de irrupción de agua sufrieron una variación más significativa. Con el autor Meyer Gardner los resultados con ambos fluidos también mostraron una mayor influencia por parte de la permeabilidad, pero cuando se trabajó con el fluido

mediano (Fluido 2) la variación más significativa en la irrupción de agua se dio con la variación del yacimiento de manera anisotrópica, pero con el fluido más liviano (Fluido 1) se dio con la variación del yacimiento de manera Isotrópica.

## RECOMENDACIONES

Realizar un análisis de los diferentes métodos existentes para el cálculo de tiempos de irrupción, y cómo estos se ven afectados de acuerdo a la correlación utilizada para la obtención de la tasa crítica, con el objetivo de determinar qué tan representativos son estos métodos de acuerdo a las diferentes características de los fluidos presentes en el yacimiento.

Realizar un análisis similar con modelos para pozos horizontales, con el propósito de identificar cuáles son las variables que mayor influencia tienen a partir de dichos métodos y en qué difiere en comparación con las obtenidas a partir de esta investigación.

Utilizar otros modelos de fluidos que permitan analizar el comportamiento de los métodos propuestos para la obtención de tasas críticas con el fin de determinar un rango de utilidad para dichos métodos de acuerdo a la gravedad API del fluido en estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. Chapter 9: Gas and Water Coning. Fourth Edition. ELSEVIER, 2010. ISBN 0-88415-770-9

BAILEY, B. CRABT, M. TYRIE, J. Control de Agua. Oil Field Review. 2000.

CHAPERON, I. Theroretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Society Of Petroleum Engineers, 1986.

ECONOMIDES, Michael J. HILL, A. Daniel, EHLIG-ECONOMIDES, Christine y ZHU Ding. Petroleum Production Systems. Chapter 2: Production from Undersaturated Oil Reservoirs. Chapter 3: Production from Two-Phase Reservoirs. Chapter 4: Production from Natural Gas Reservoirs. Second Edition. PRENTICE HALL,2013. ISBN 0-13-703158-0

ESCOBAR MACUALO, F. H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana.

HAIDER, M. L. Productivity Index. ONEPETRO, API-36-181.1936

JOHNSON, Richard A. BHATTACHARYYA, Gouri K. Statistics Principles & Methods. Chapter 11: Regression Analysis I: Simple Linear Regression. Sixth Edition. JOHN WILEY & SONS, INC, 2010. ISBN-13 978-0-470-40927-5

MEJÍAS BLANCO, Jairomar Rafael. Determinación del efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados en el campo Corocoro, Golfo de Paria. Puerto La Cruz, 2011, 116 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad De Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Petróleo.

MIAN, M. A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer, Volume 2. Chapter. Water and Gas Coning. PennWell Publishing Company, 1992. ISBN 0-87814-379

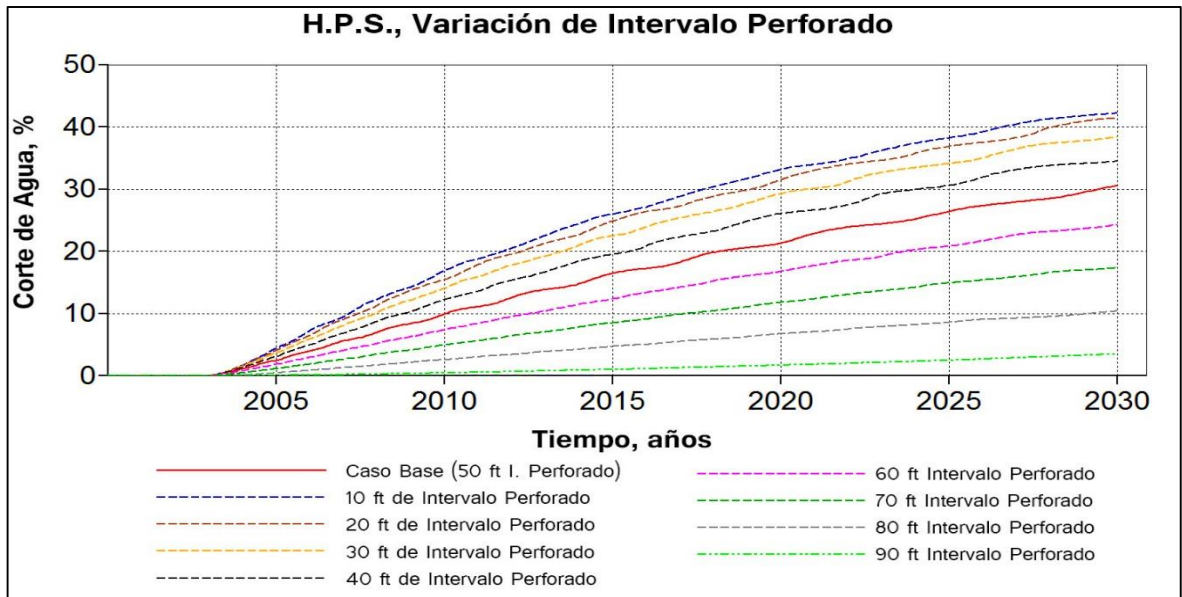
MONJE GORDO, Sergio Hernán. TRIVIÑO ORTIZ, Diego Fernando. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPEPETROL S.A. Neiva, 2014, 97 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos.

## ANEXOS

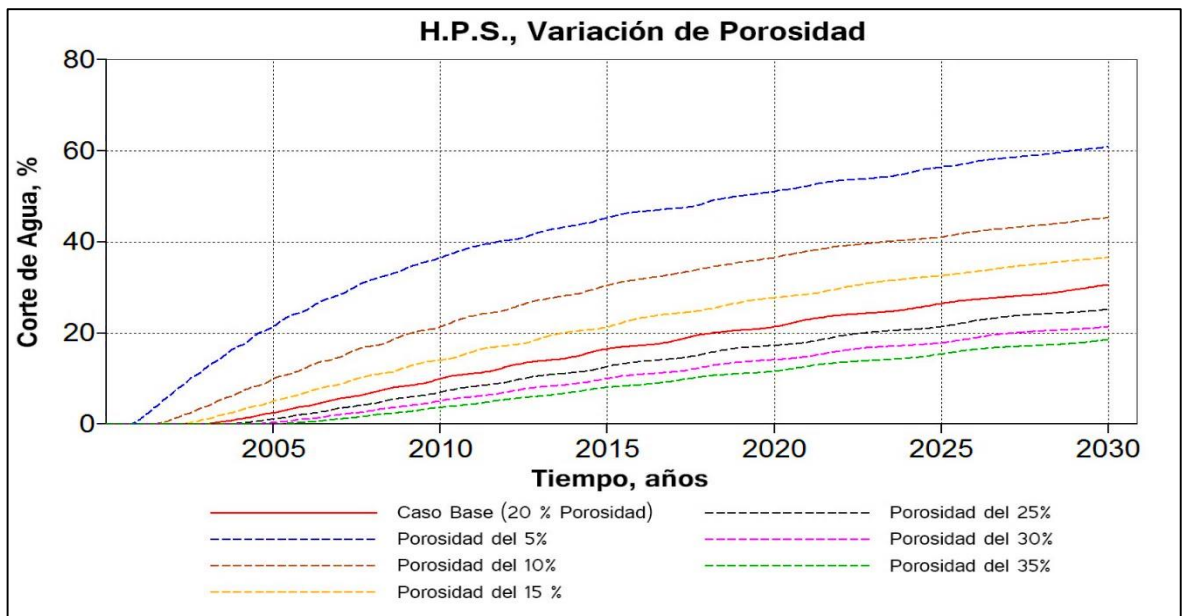
### Anexo A: Escenarios planteados para cada parámetro estudiado

#### Fluido 1, Método: Hoyland, Papatzacos y Skaeveland, (H.P.S.).

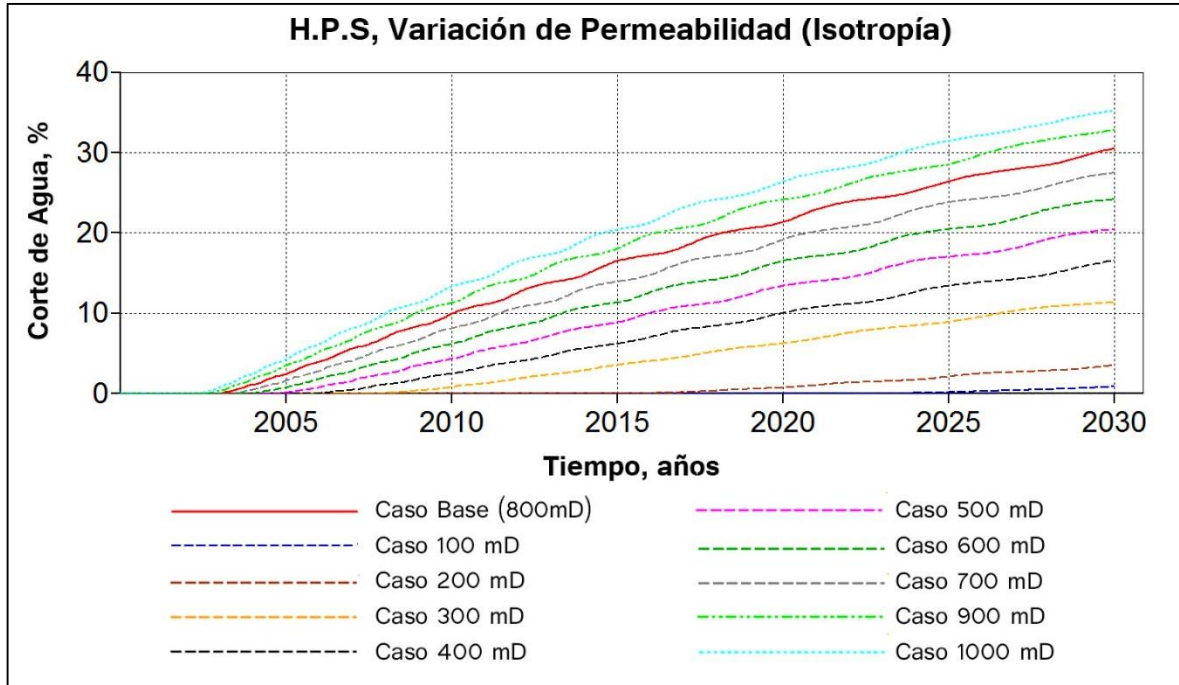
**Fig. A1** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, H.P.S.



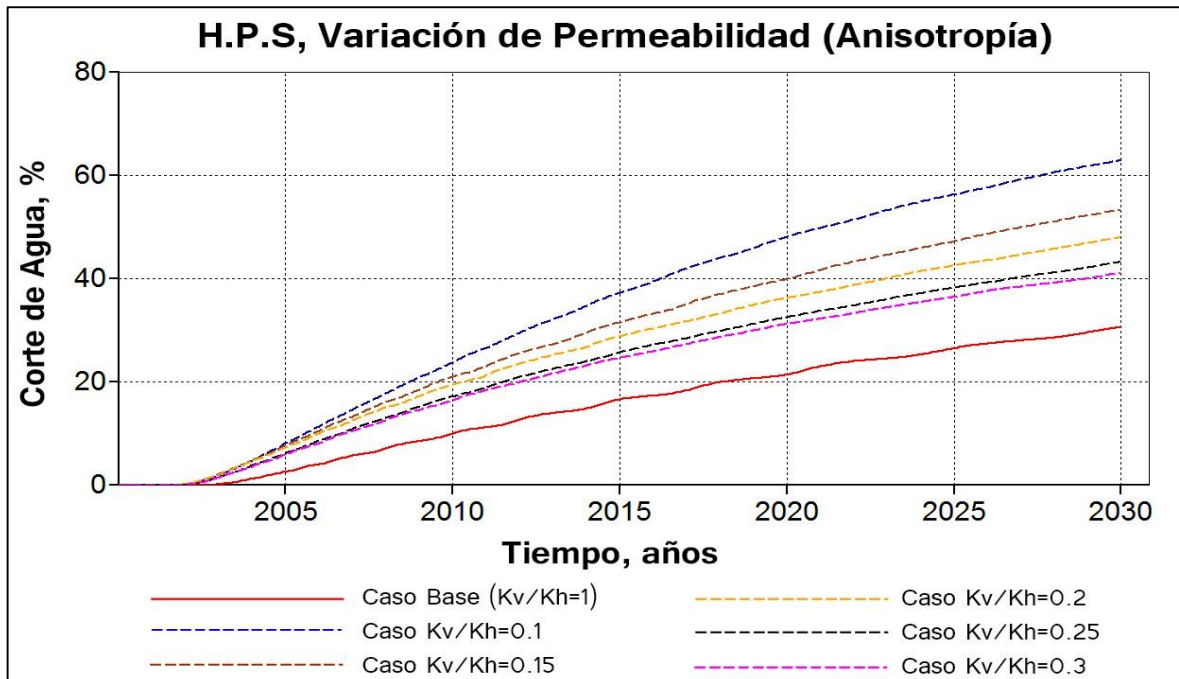
**Fig. A2** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, H.P.S.



**Fig. A3** Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, H.P.S.

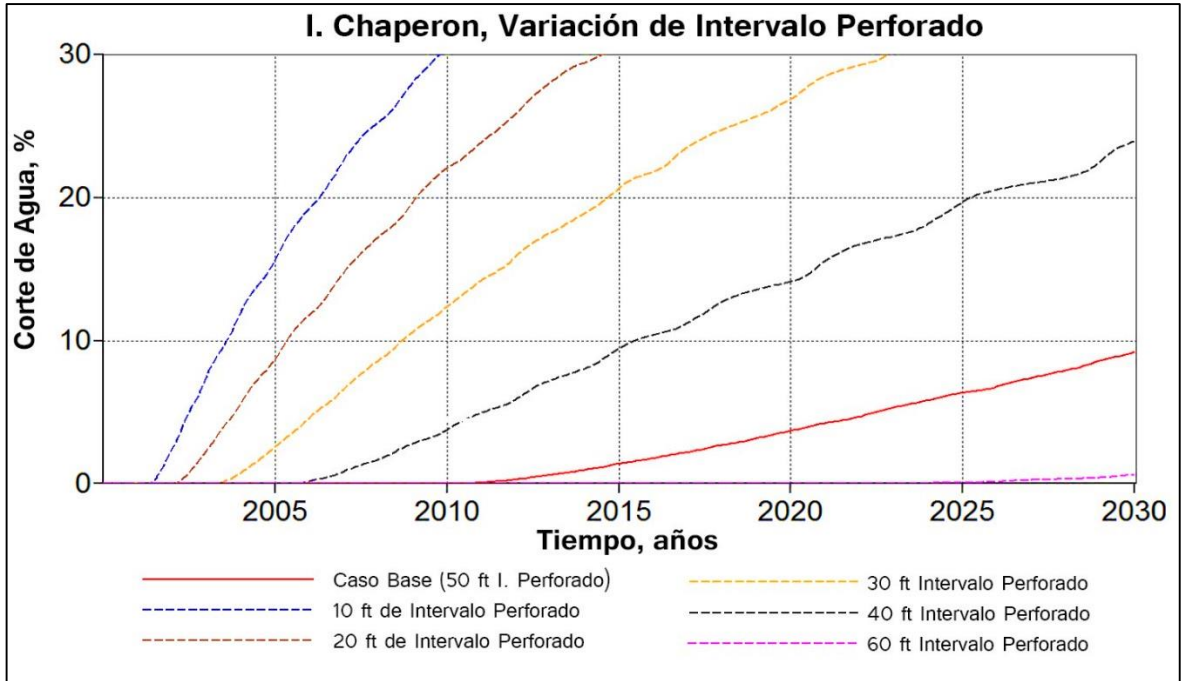


**Fig. A4** Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, H.P.S.



**Fluido 1, Método: Isabelle Chaperon.**

**Fig. A5** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, I. Chaperon.



**Fig. A6** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, I. Chaperon.

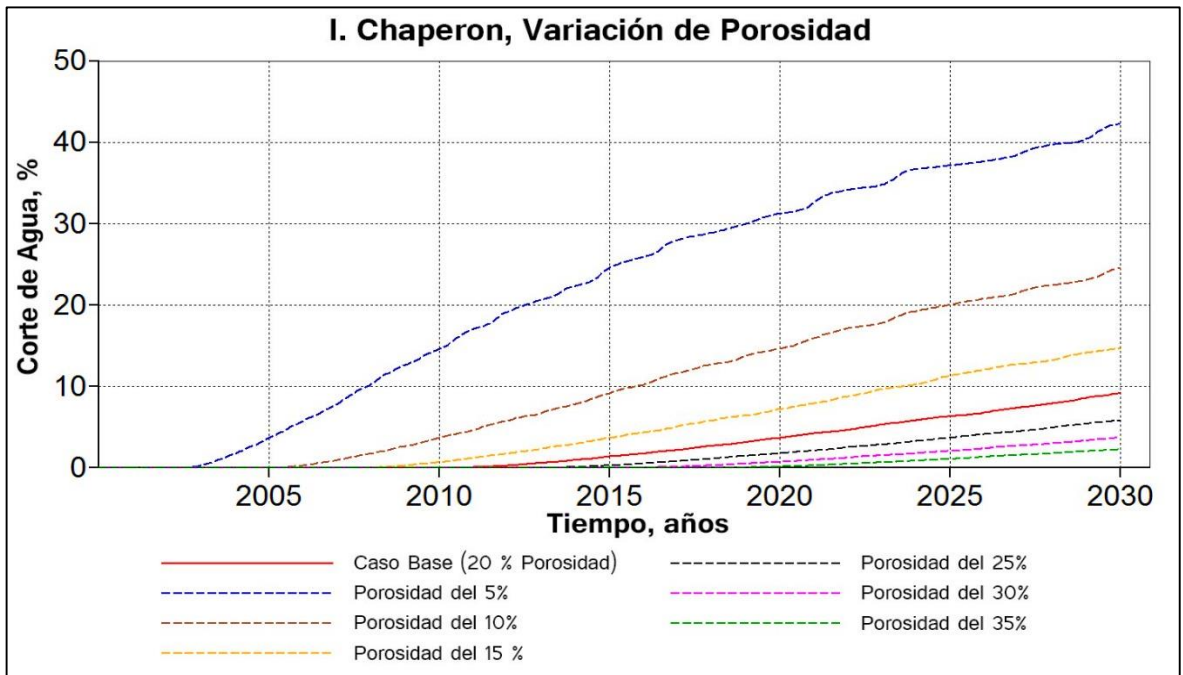


Fig. A7 Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, I. Chaperon.

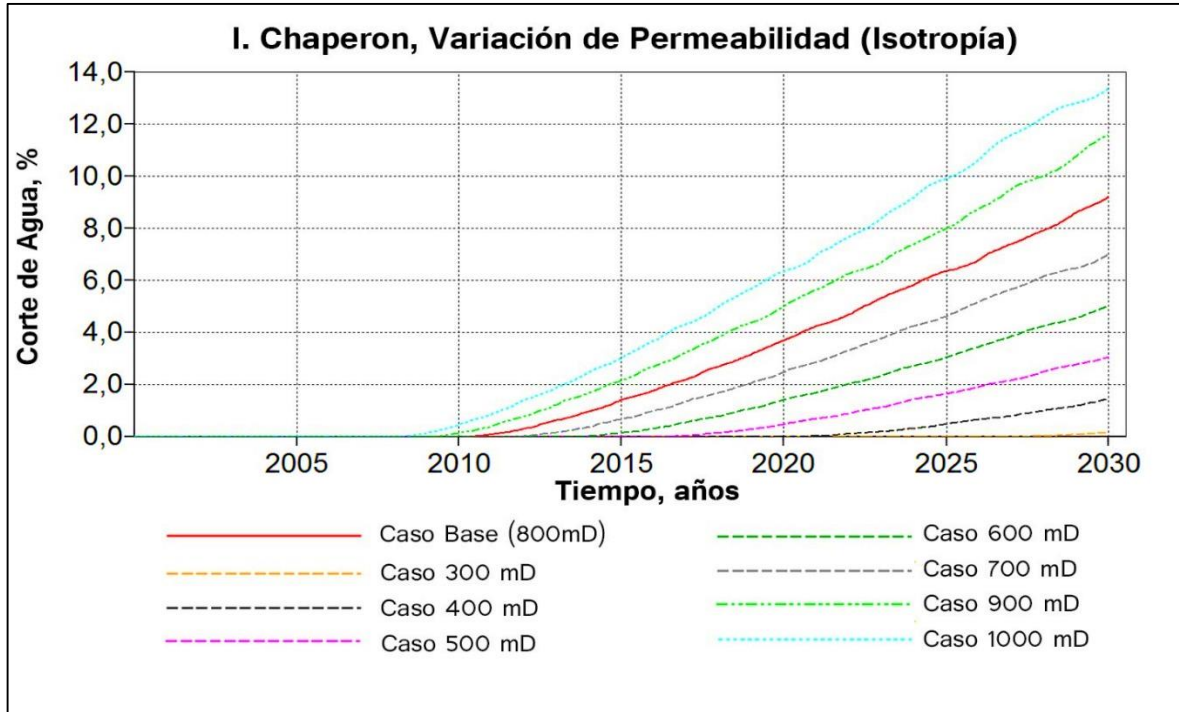
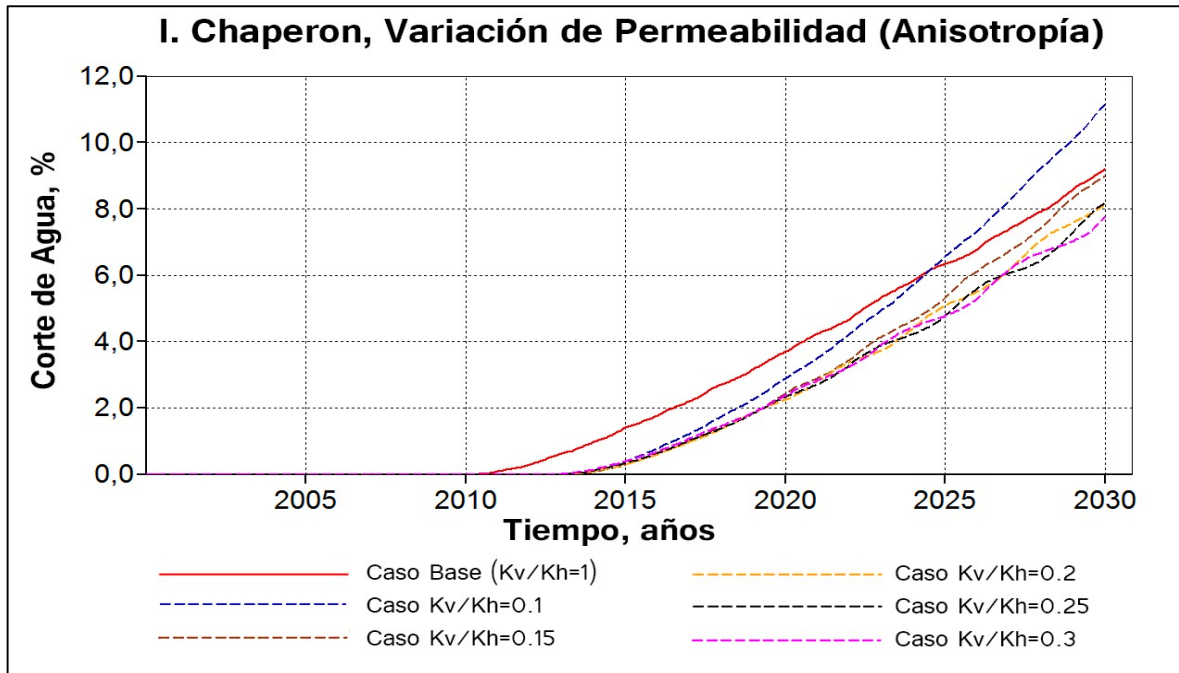
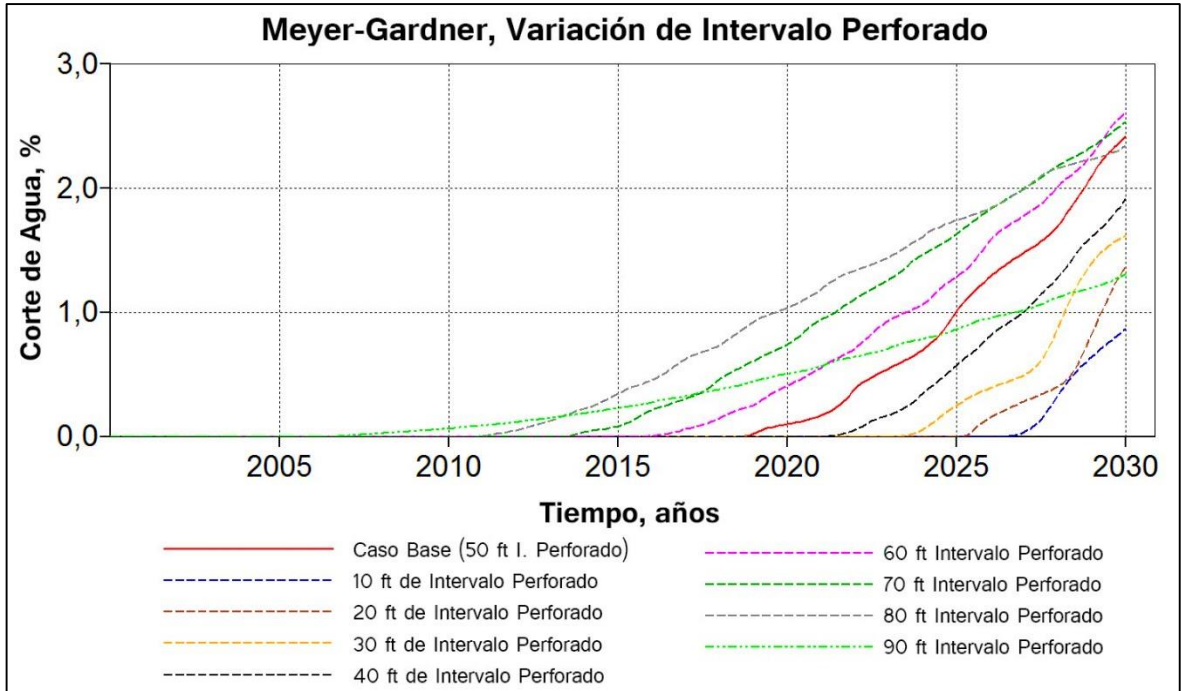


Fig. A8 Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, I. Chaperon.



**Fluido 1, Método: Meyer – Gardner.**

**Fig. A9** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Meyer-Gardner.



**Fig. A10** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Meyer-Gardner.

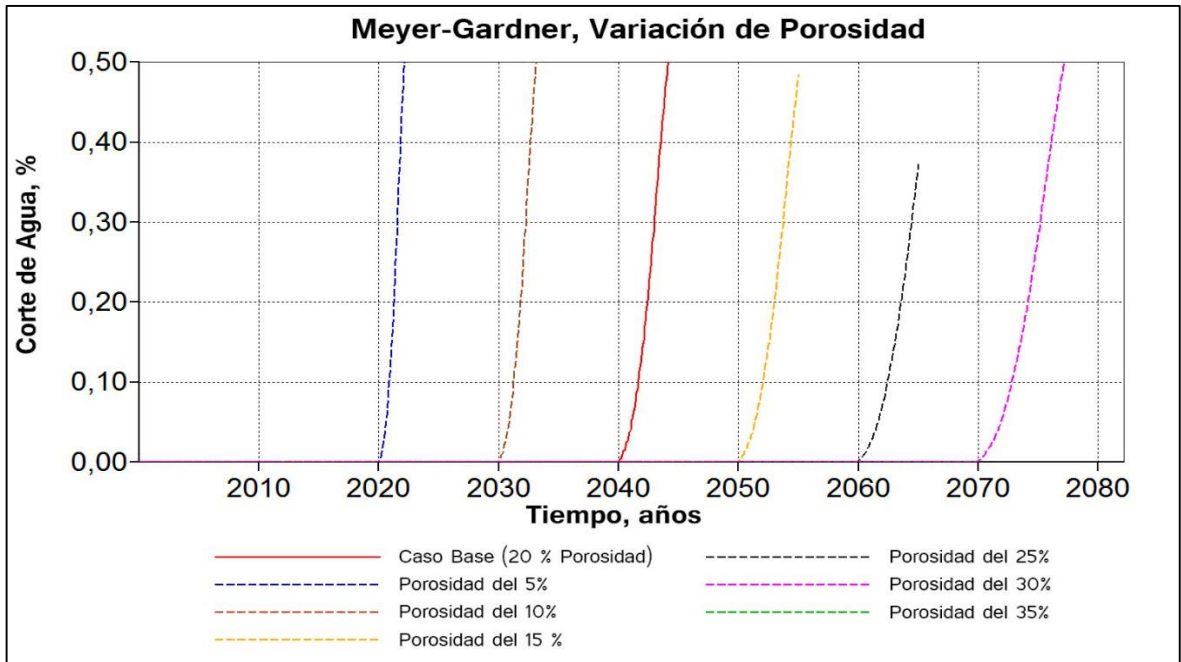


Fig. A11 Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Meyer-Gardner.

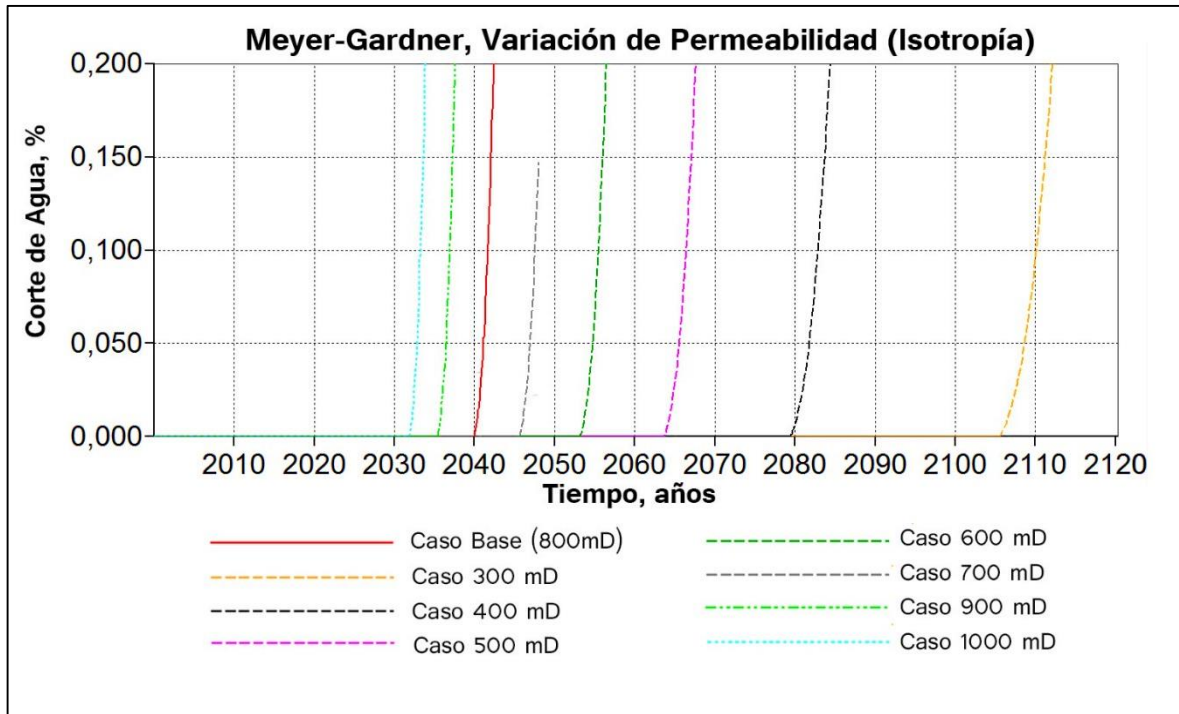
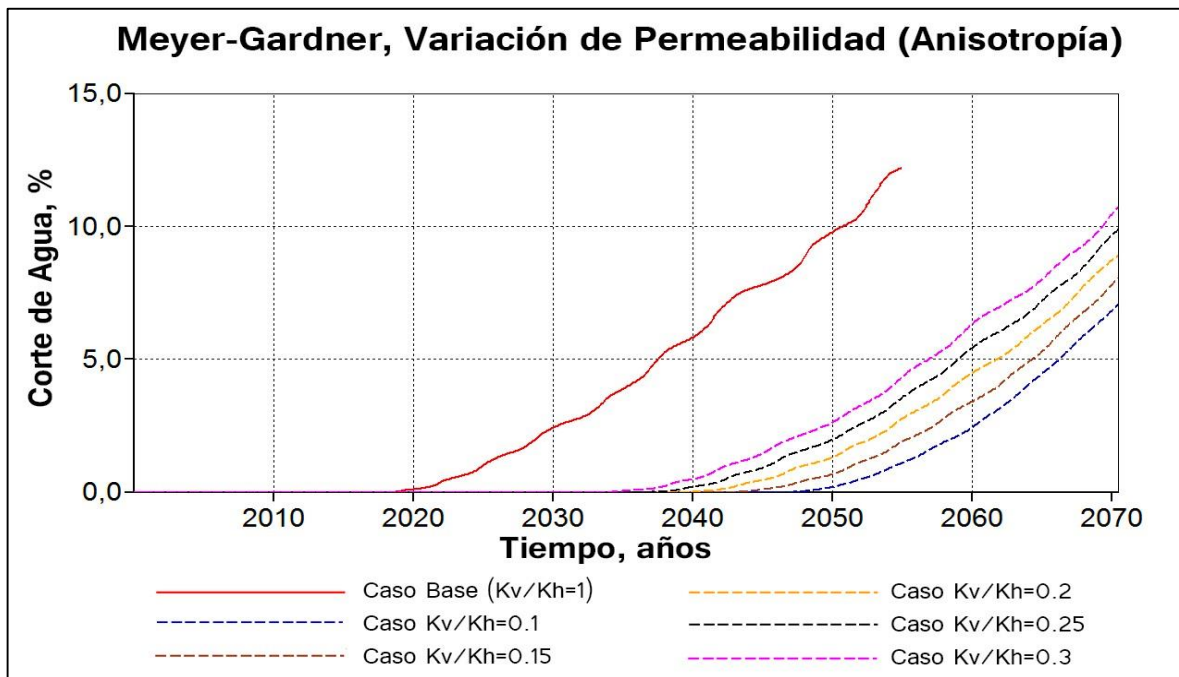
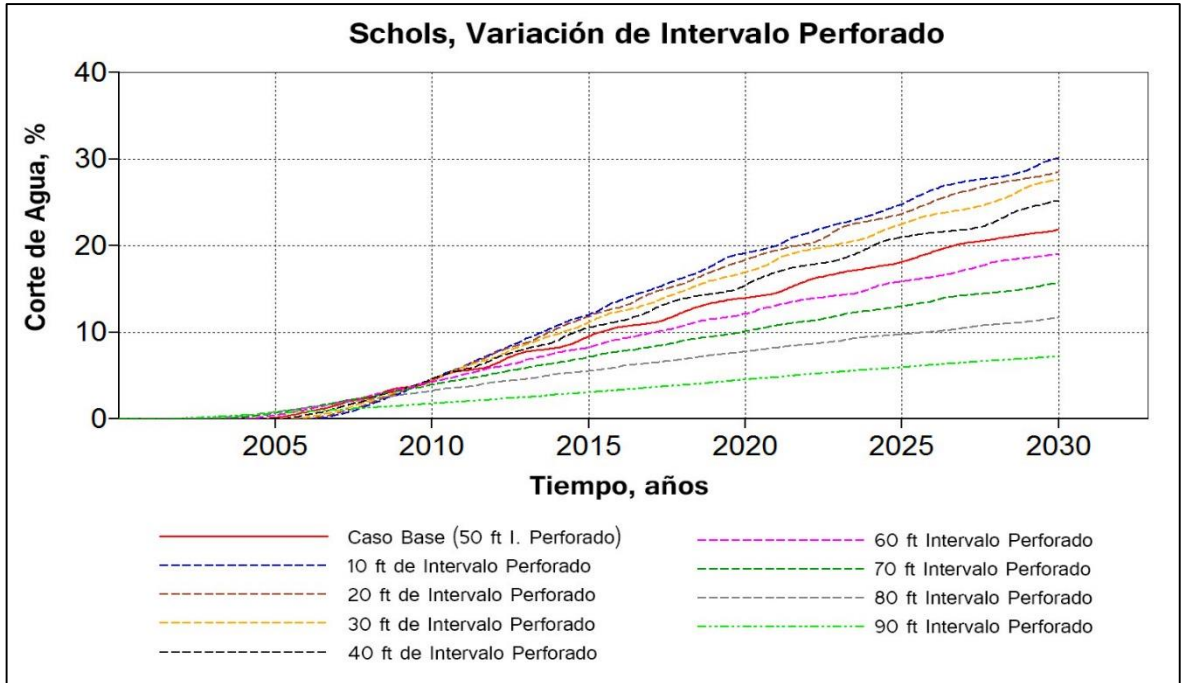


Fig. A12 Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Meyer-Gardner.

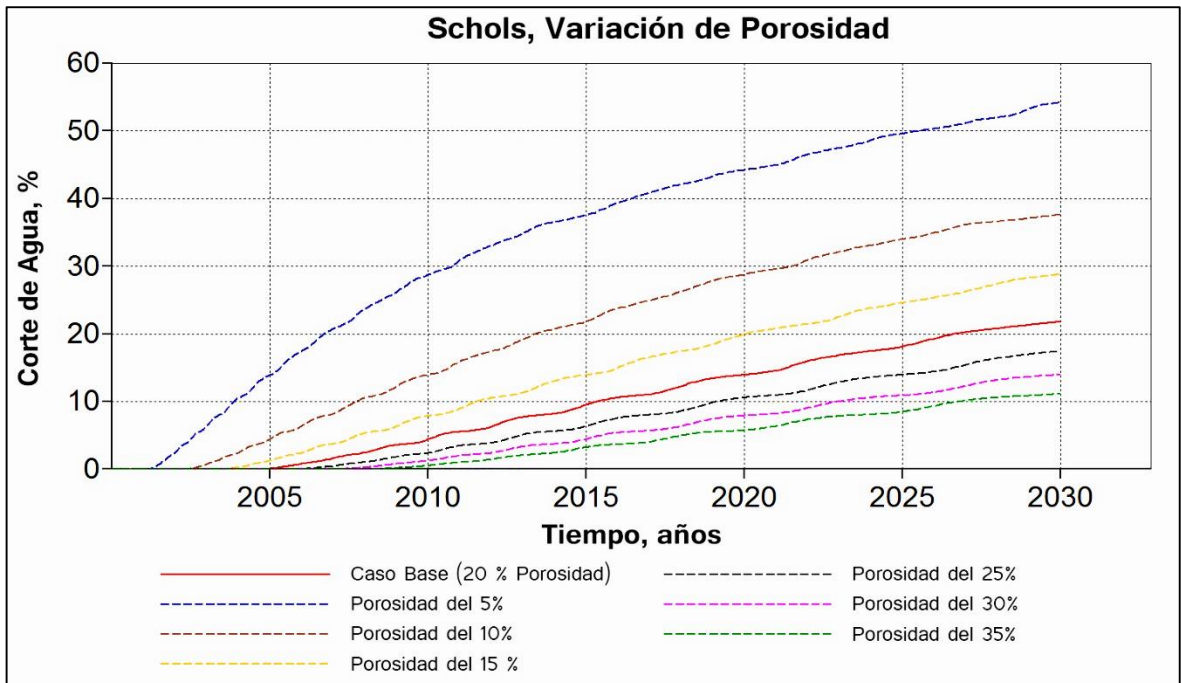


**Fluido 1, Método: Schols.**

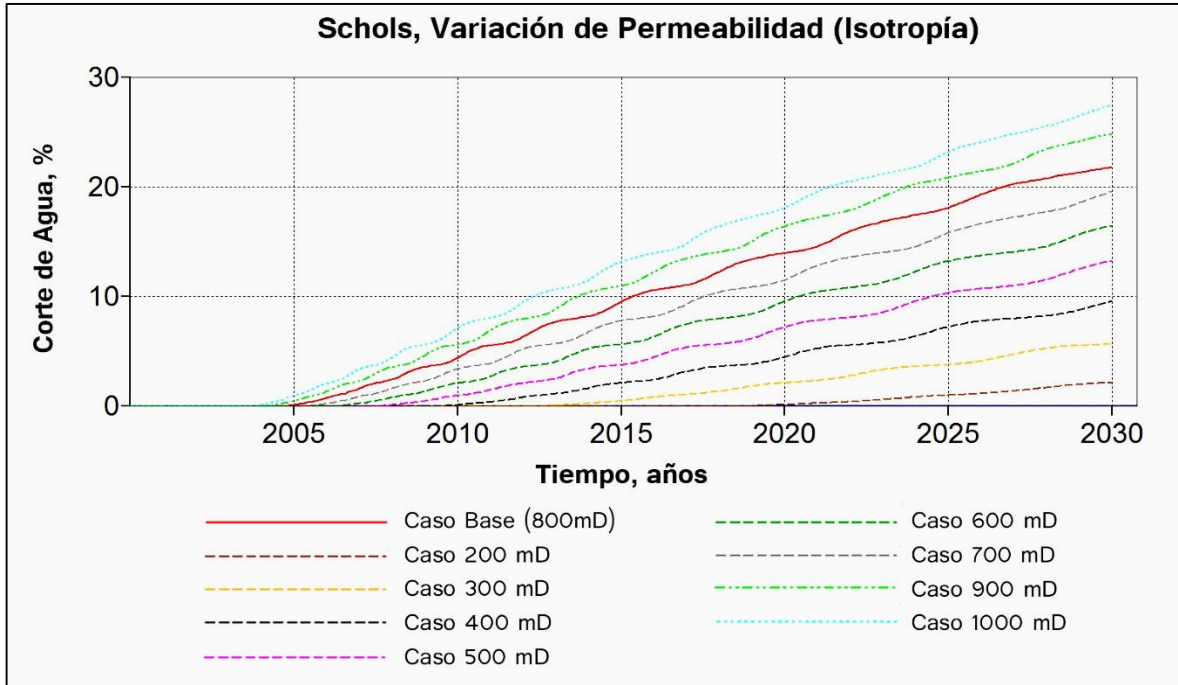
**Fig. A13** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Schols.



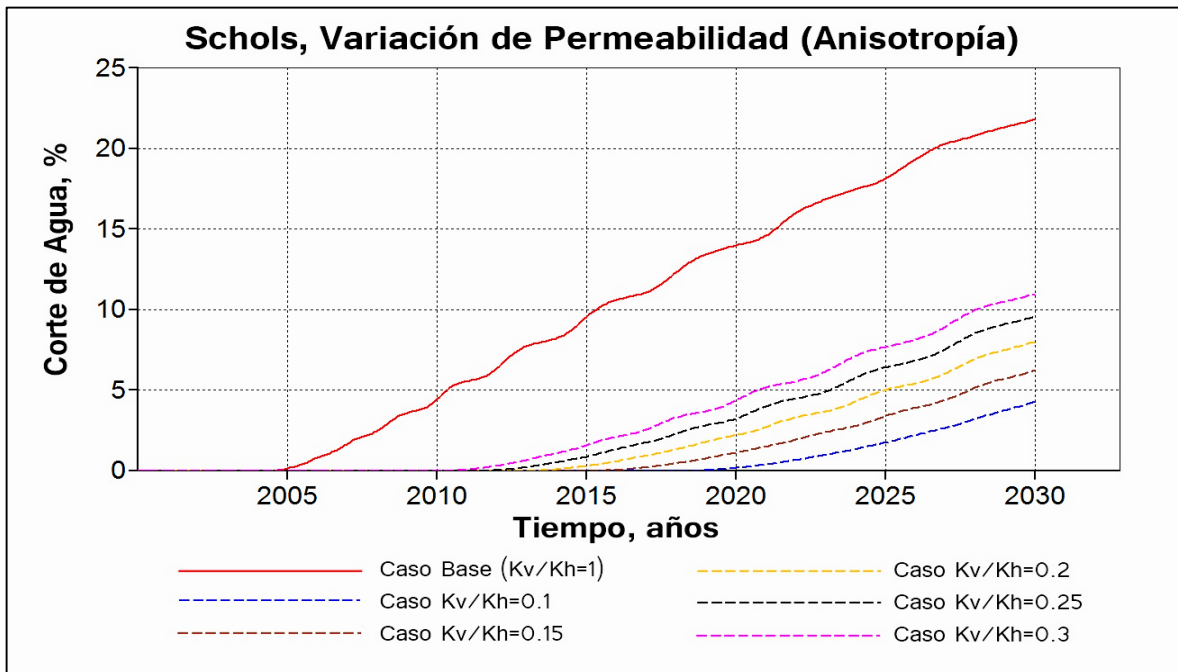
**Fig. A14** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Schols.



**Fig. A15** Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Schols.

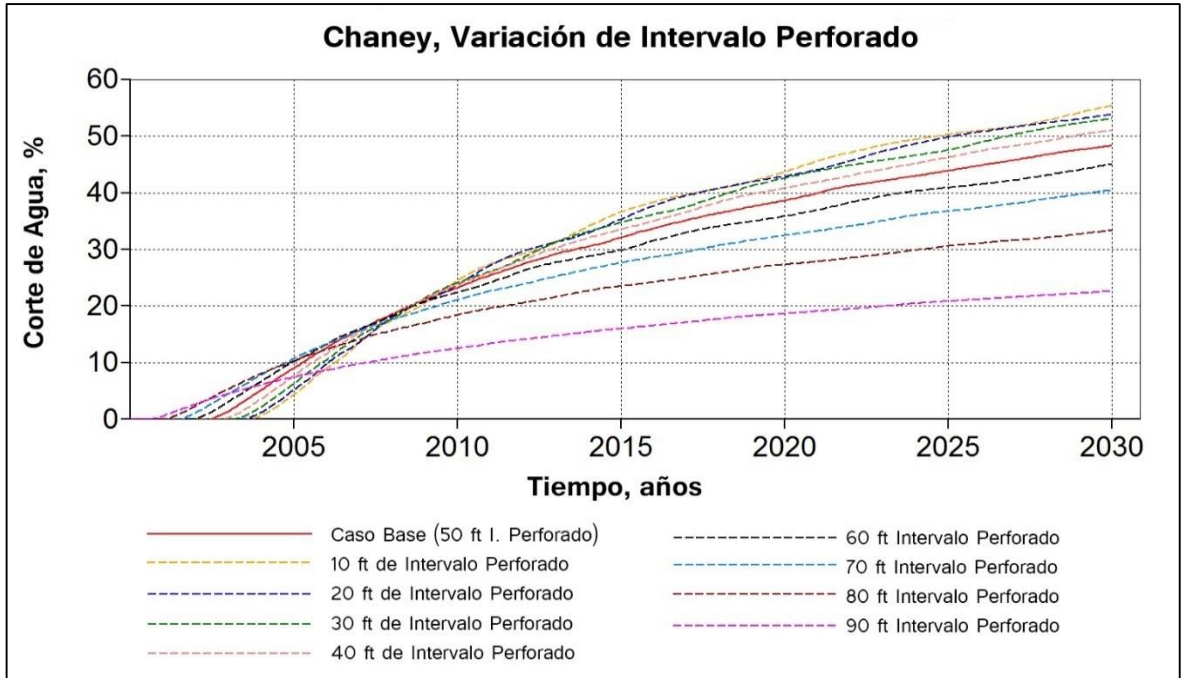


**Fig. A16** Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Schols.

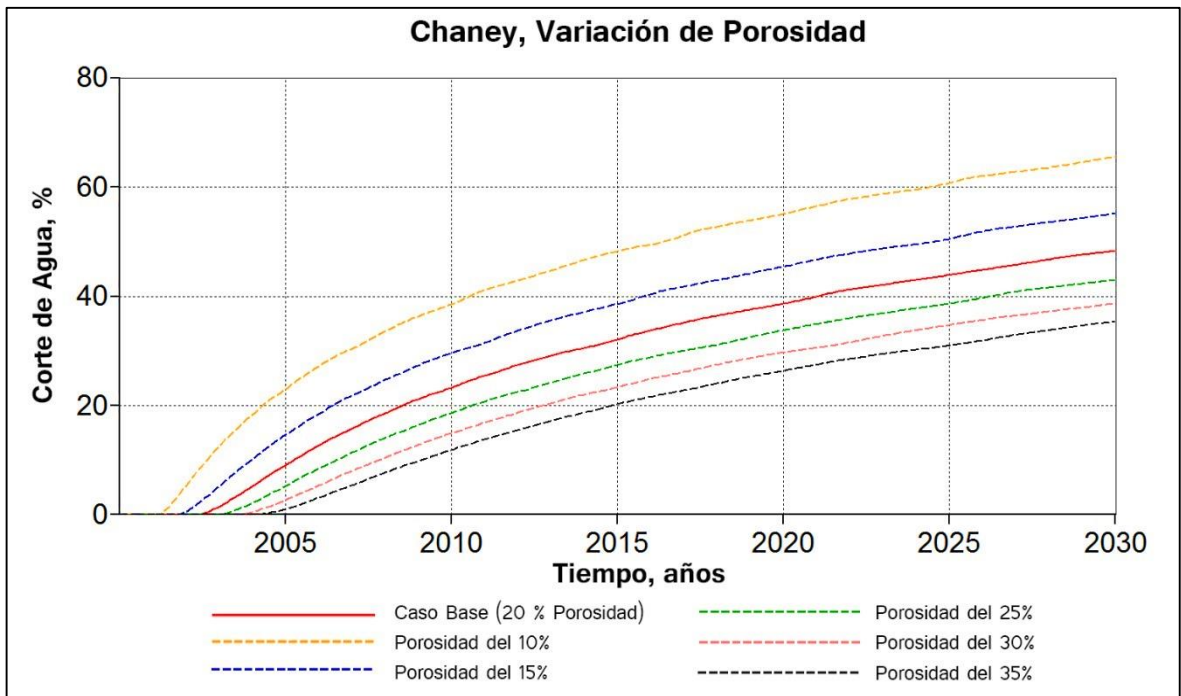


**Fluido 2, Modelo: Chaney.**

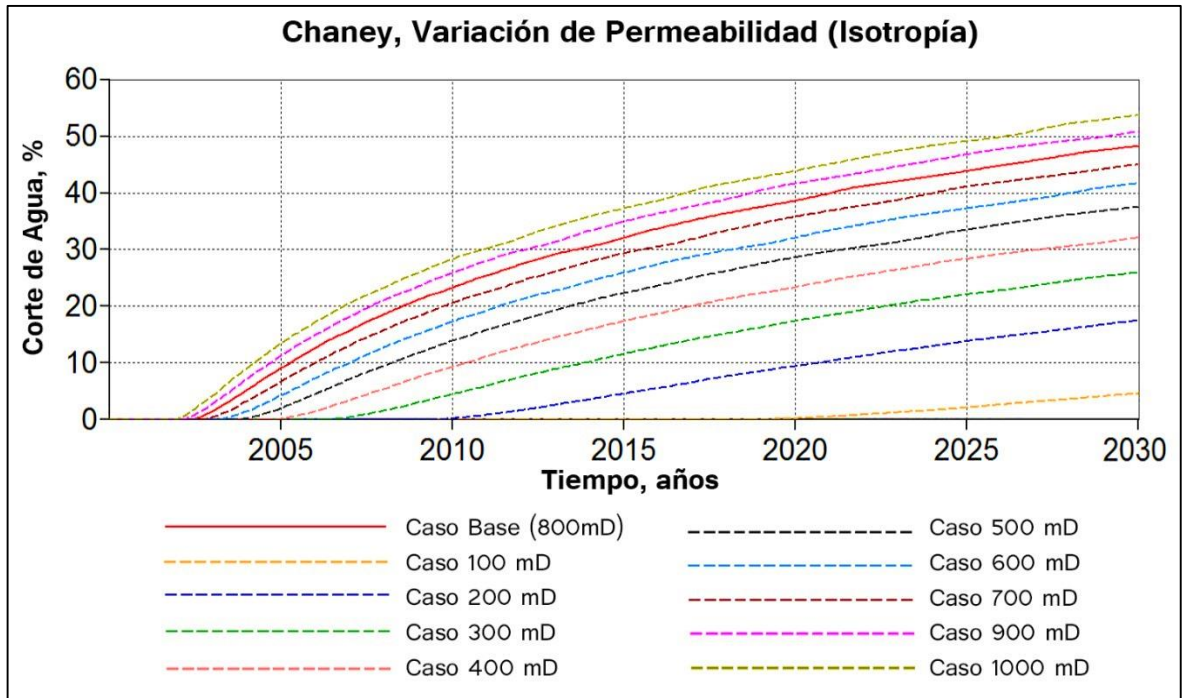
**Fig. A17** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Chaney.



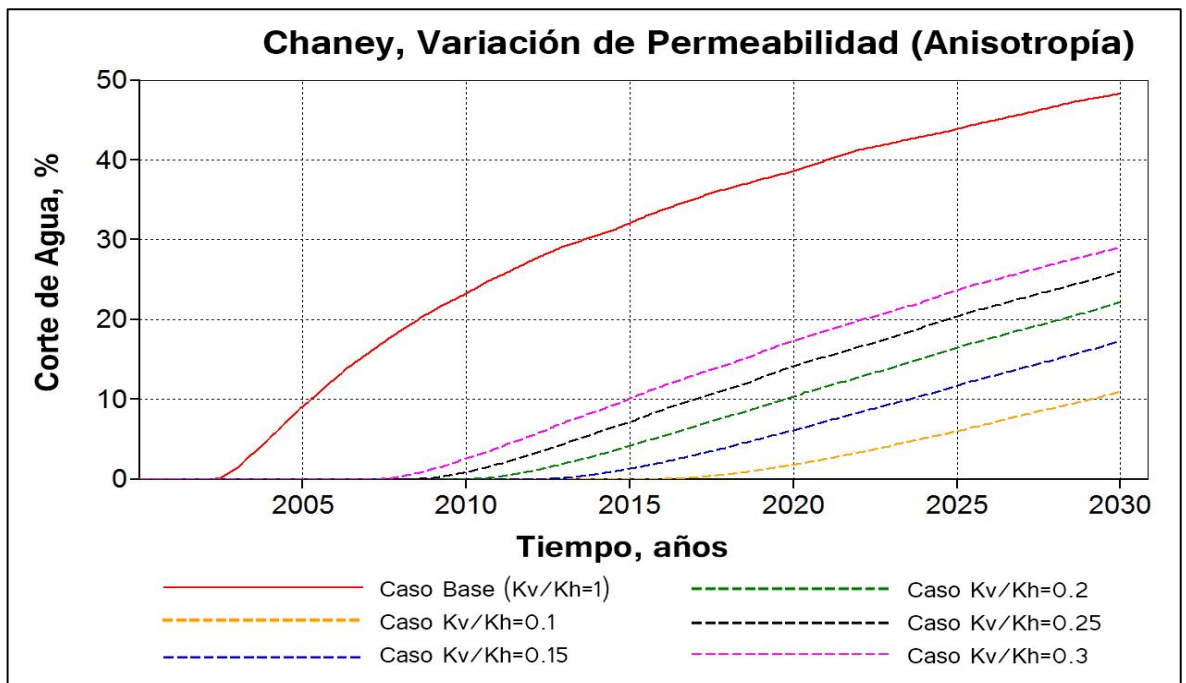
**Fig. A18** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Chaney.



**Fig. A19** Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Chaney.

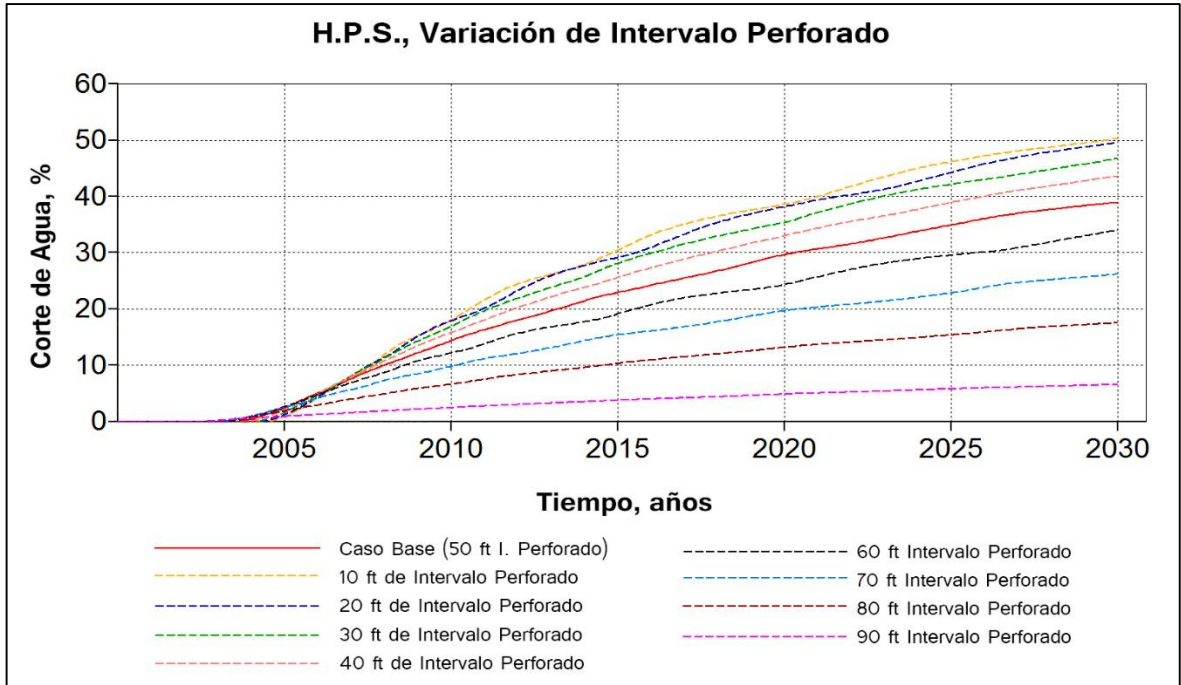


**Fig. A20** Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Chaney.

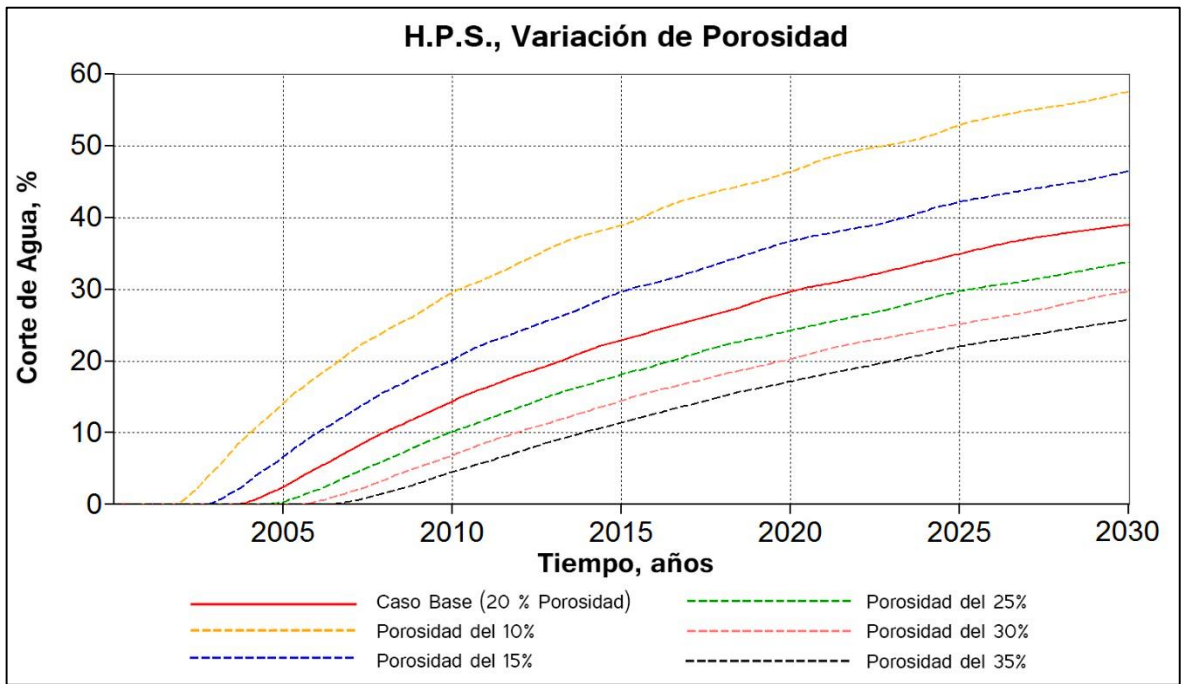


**Fluido 2, Modelo: Hoyland, Papatzacos y Skaeveland, (H.P.S.).**

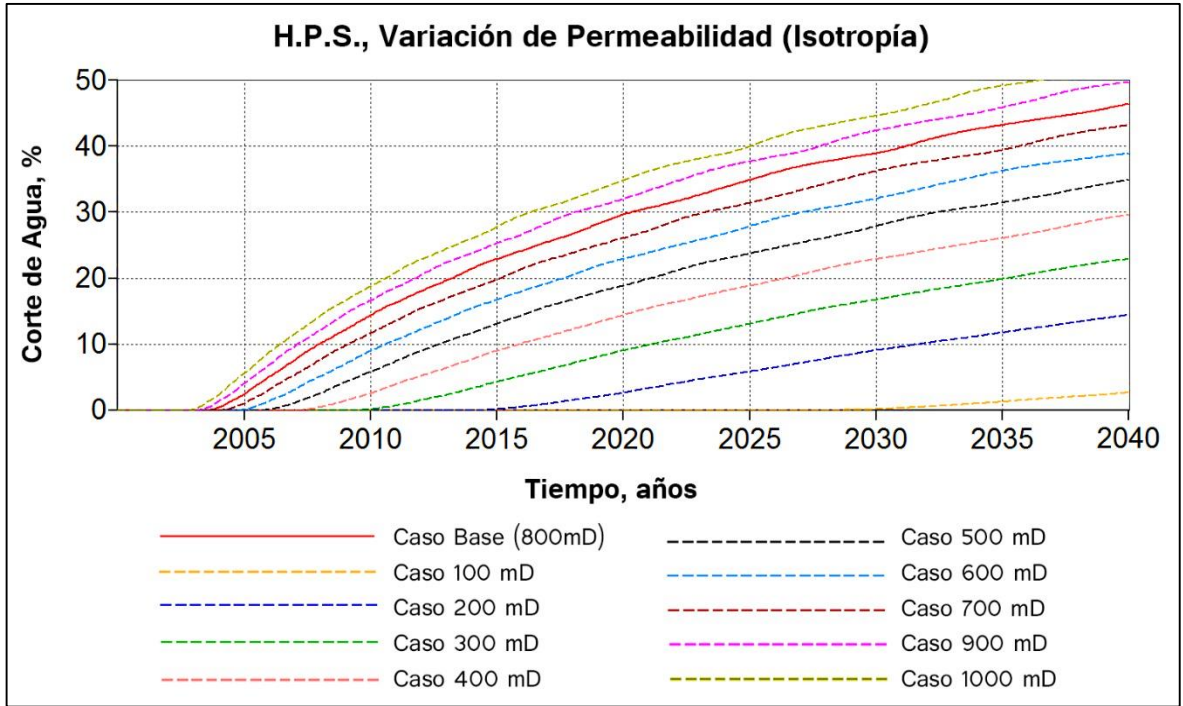
**Fig. A21** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, H.P.S.



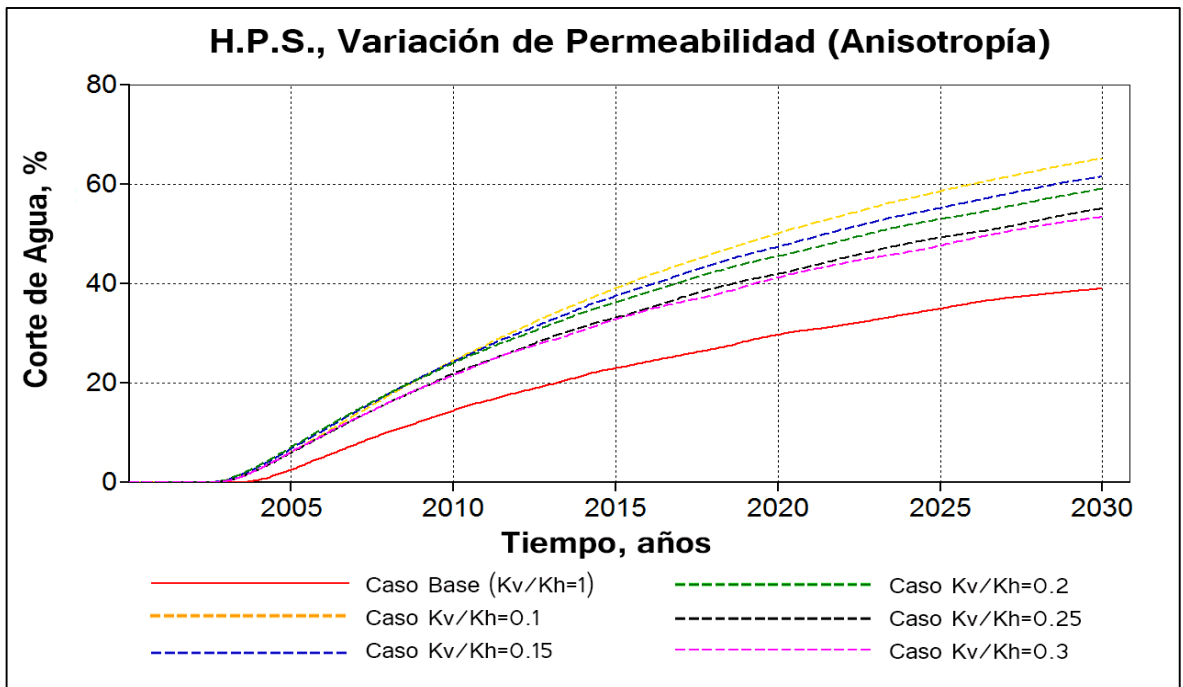
**Fig. A22** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, H.P.S.



**Fig. A23** Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, H.P.S.

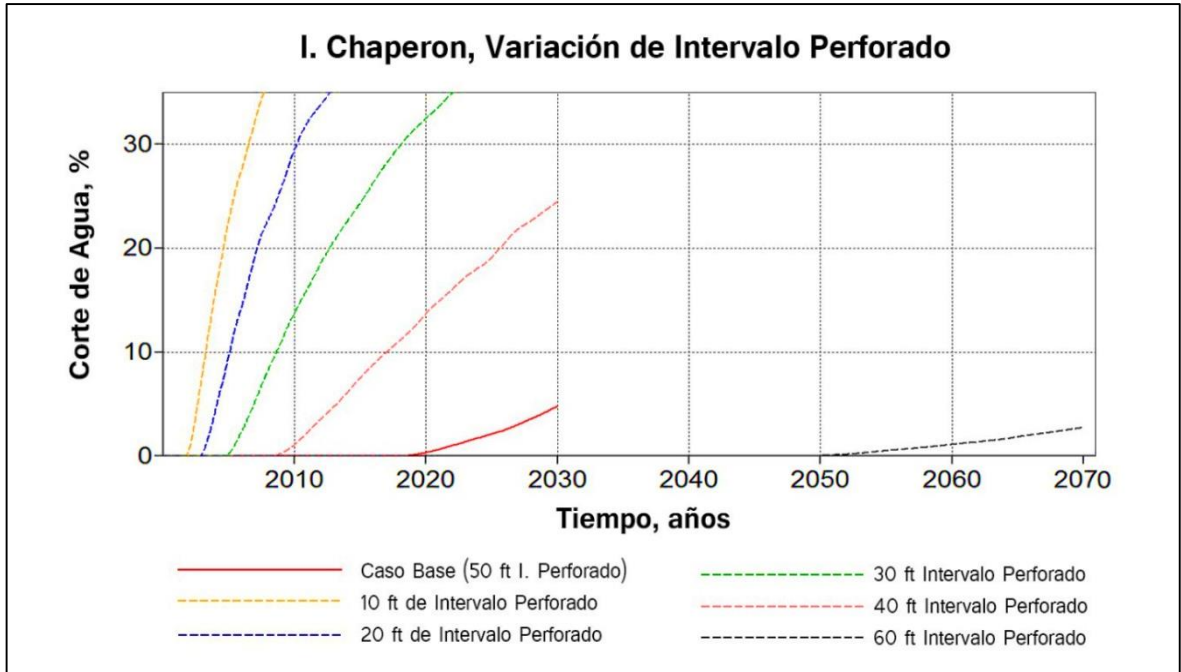


**Fig. A24** Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, H.P.S.

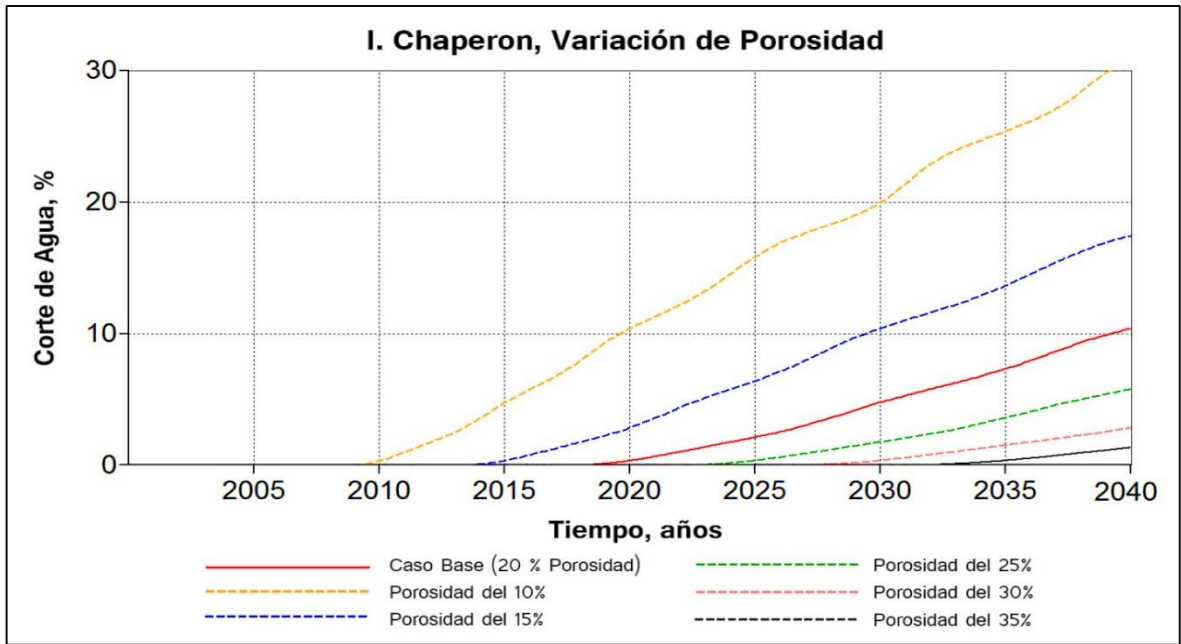


**Fluido 2, Modelo: Isabelle Chaperon.**

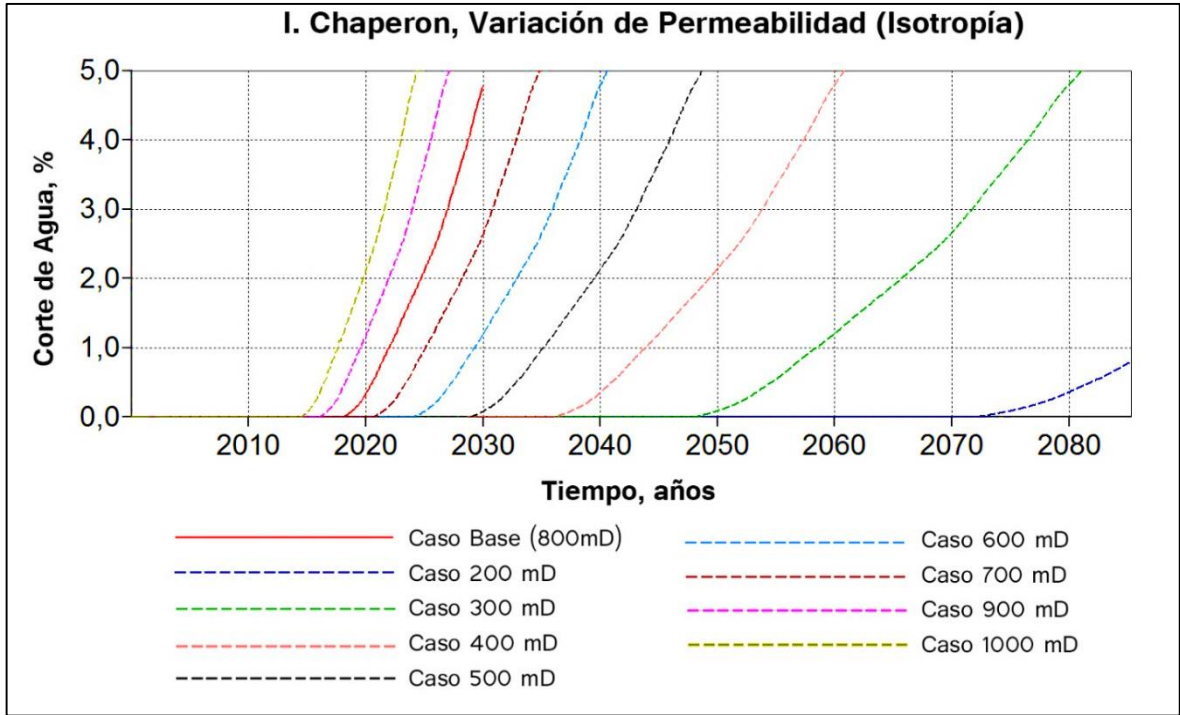
**Fig. A25** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, I. Chaperon.



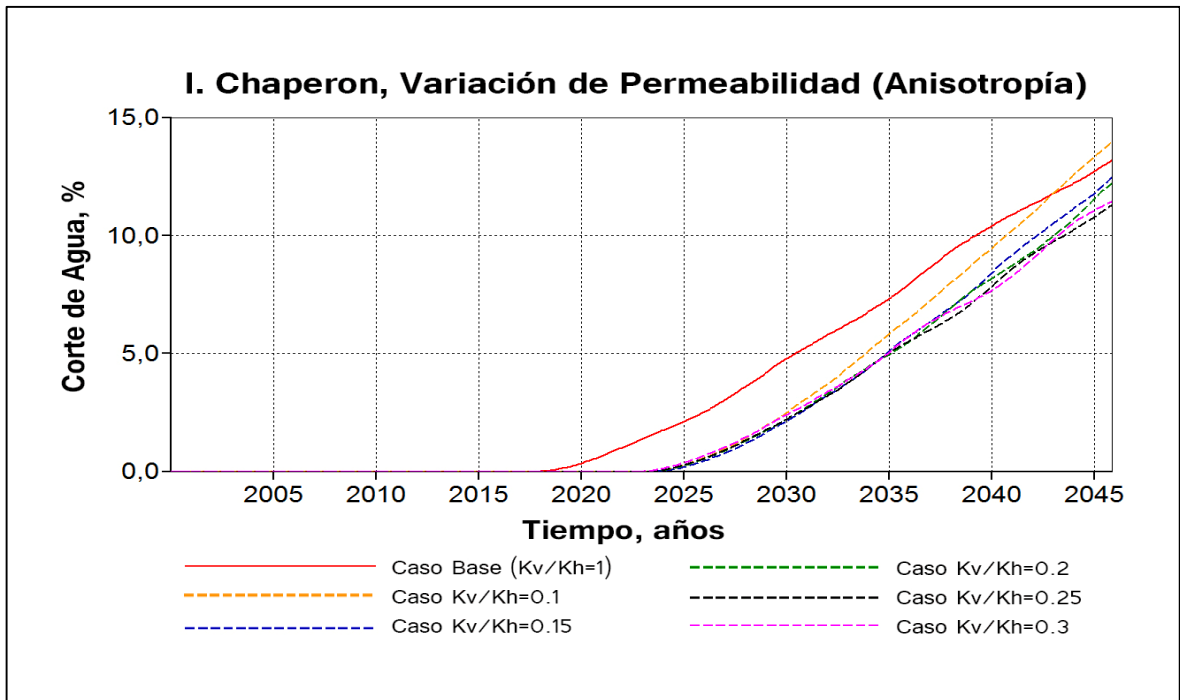
**Fig. A26** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, I. Chaperon.



**Fig. A27** Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, I. Chaperon.

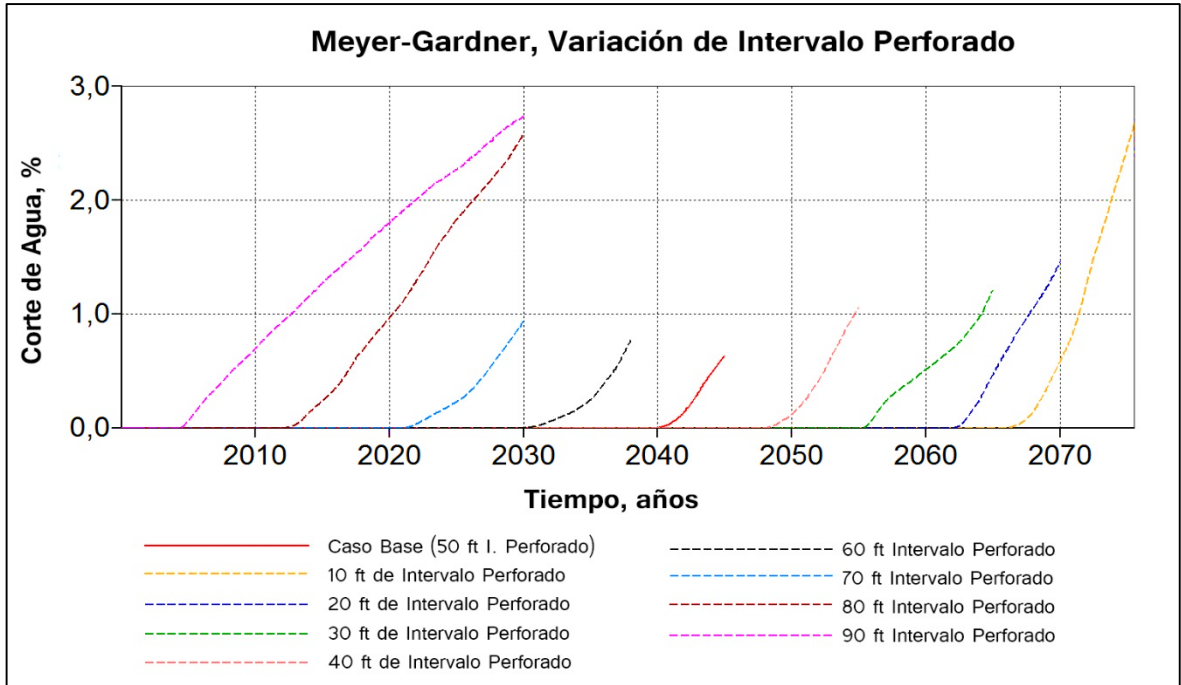


**Fig. A28** Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, I. Chaperon.



**Fluido 2, Modelo: Meyer – Gardner.**

**Fig. A29** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Meyer-Gardner.



**Fig. A30** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Meyer-Gardner.

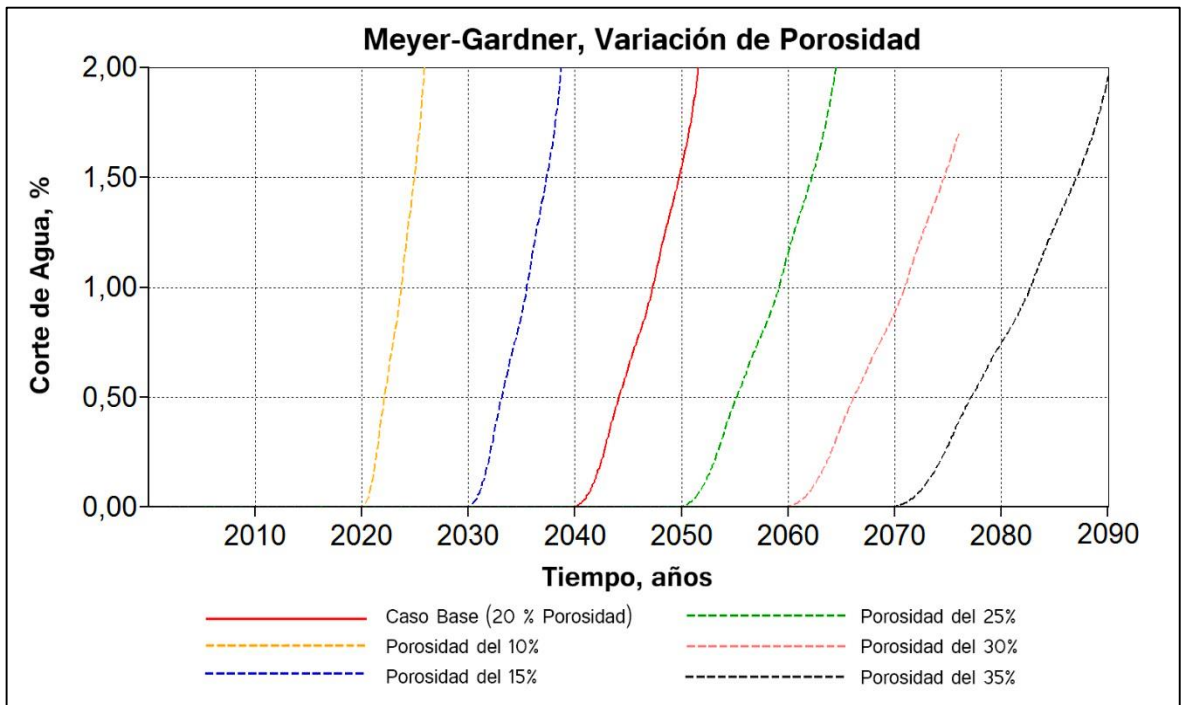


Fig. A31 Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Meyer-Gardner.

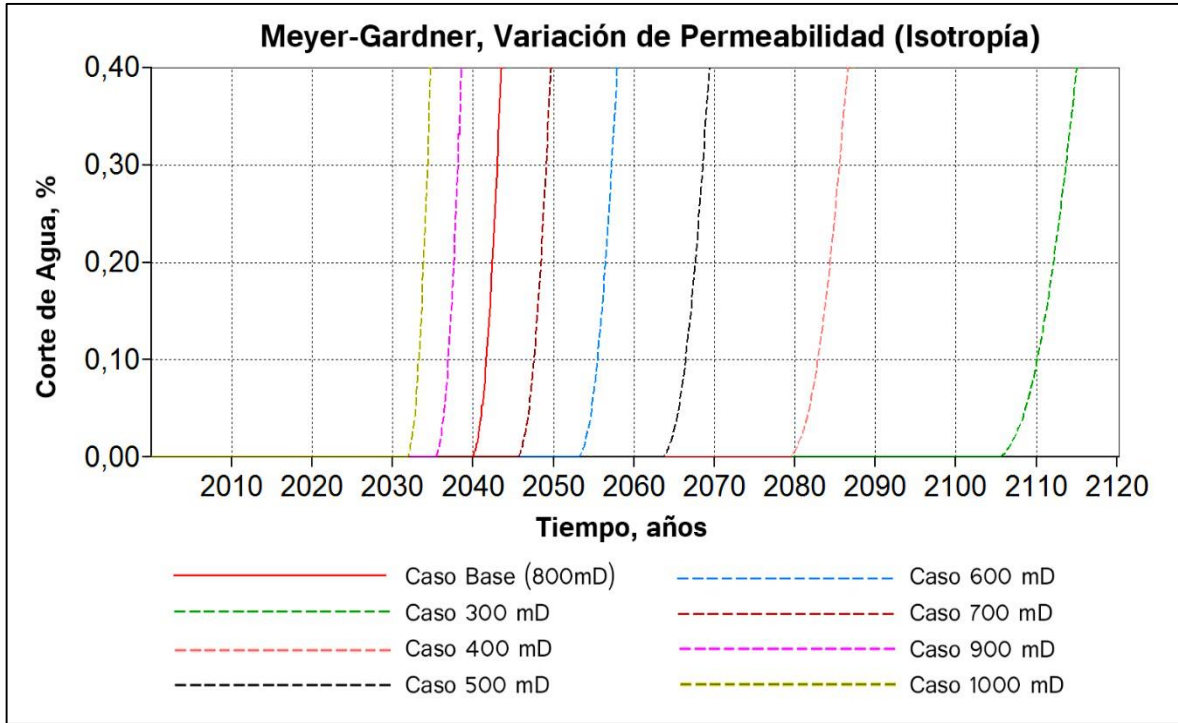
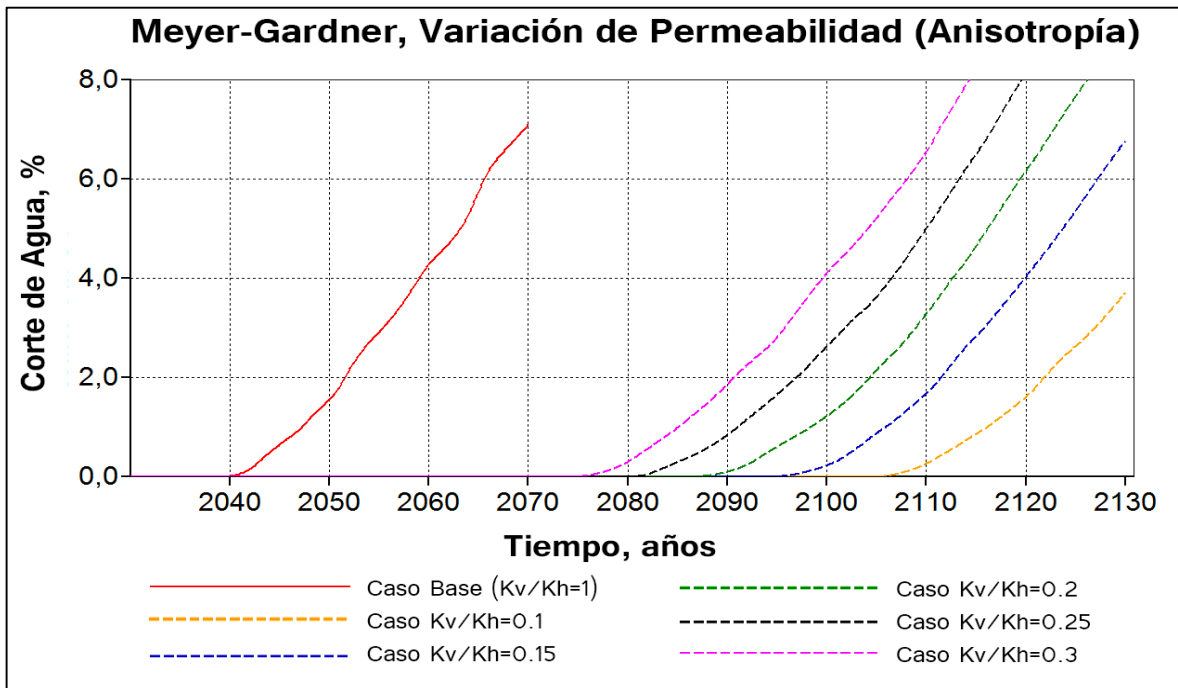
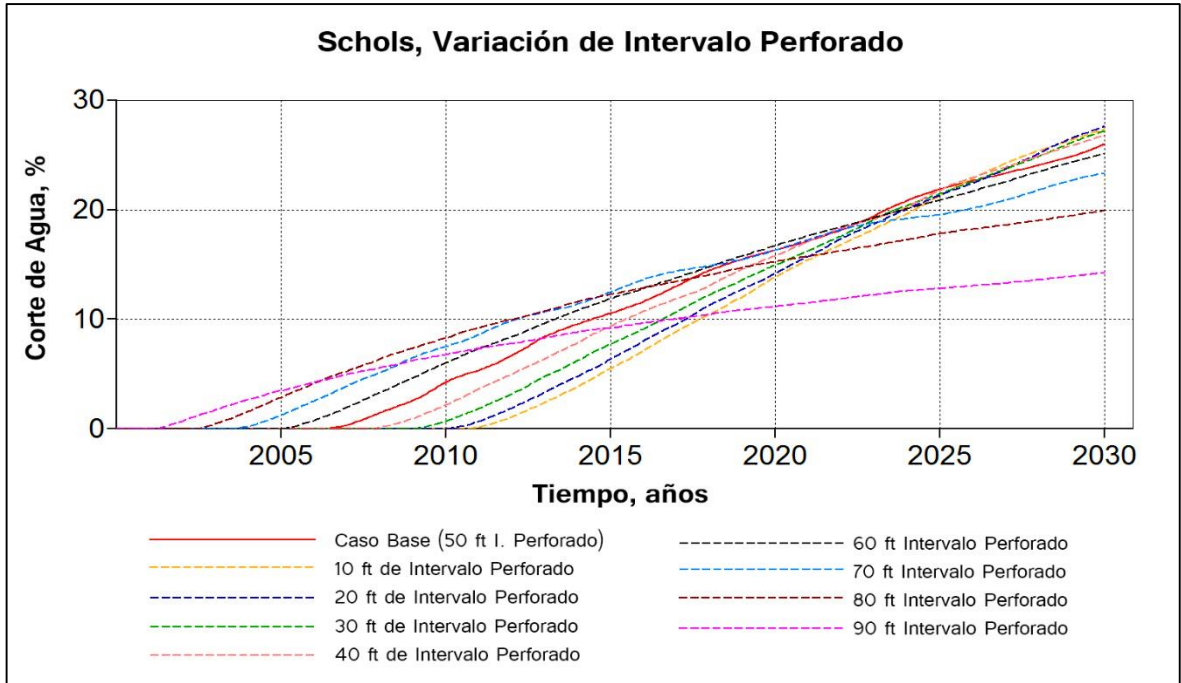


Fig. A32 Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Meyer-Gardner.



**Fluido 2, Modelo: Schols.**

**Fig. A33** Irrupción de agua Vs variación del intervalo perforado, Schols.



**Fig. A34** Irrupción de agua Vs variación de la Porosidad, Schols.

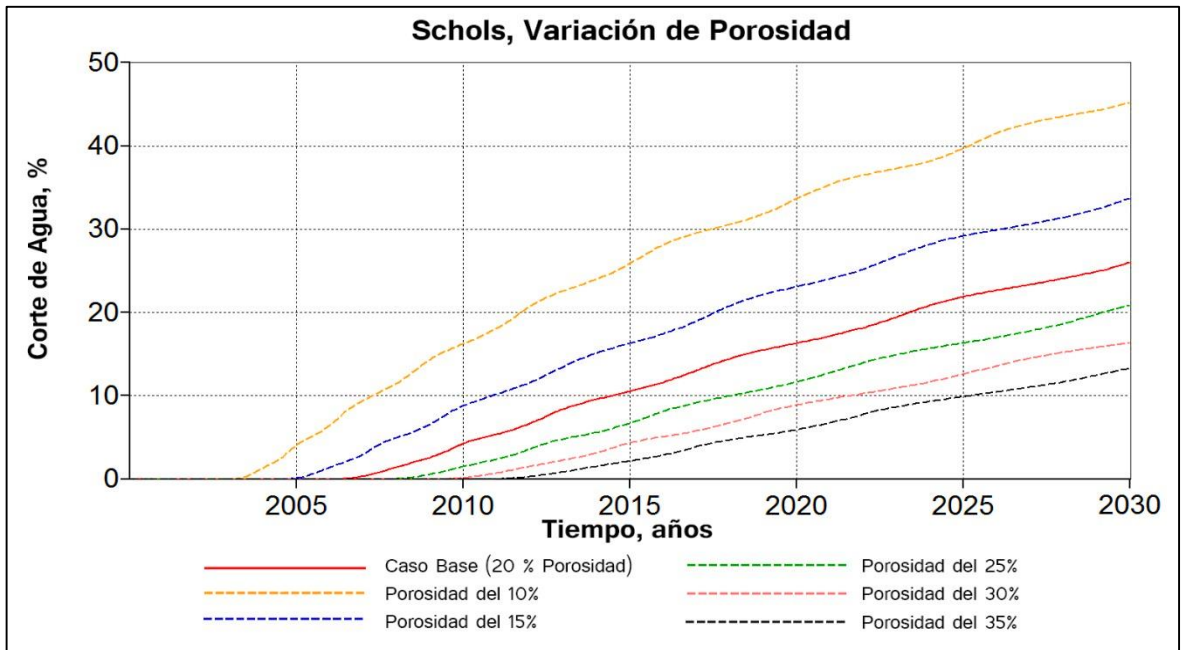


Fig. A35 Irrupción de agua Vs variación de la permeabilidad, Schols.

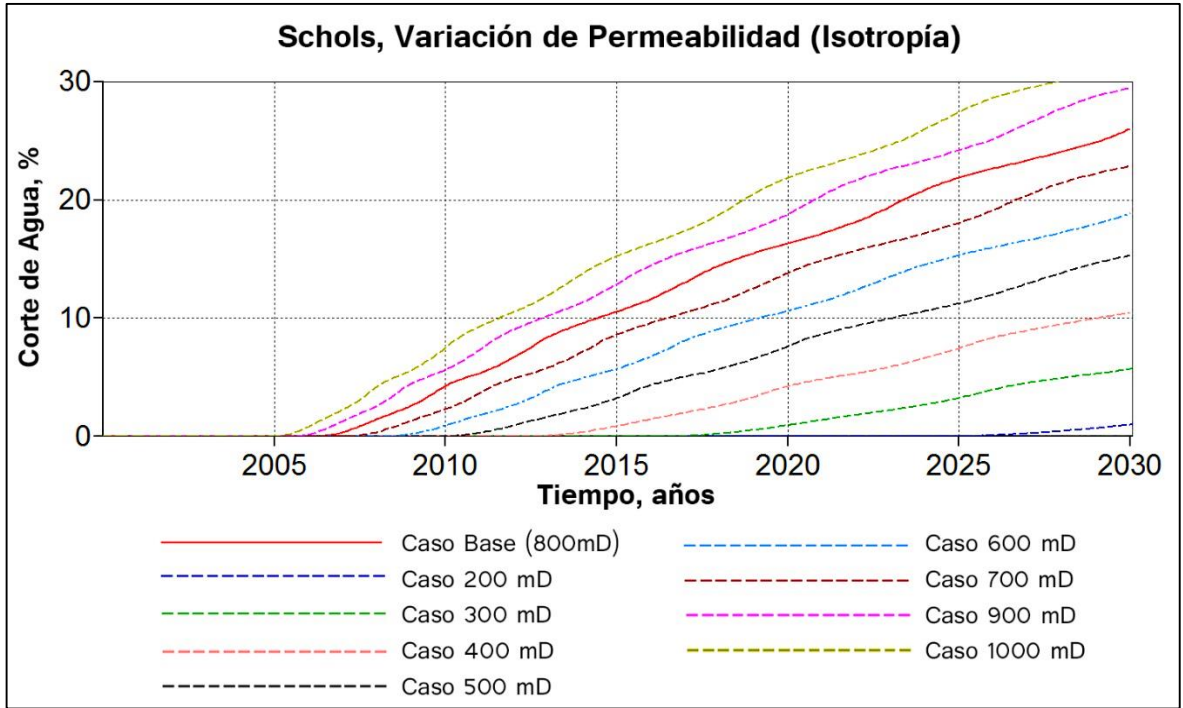
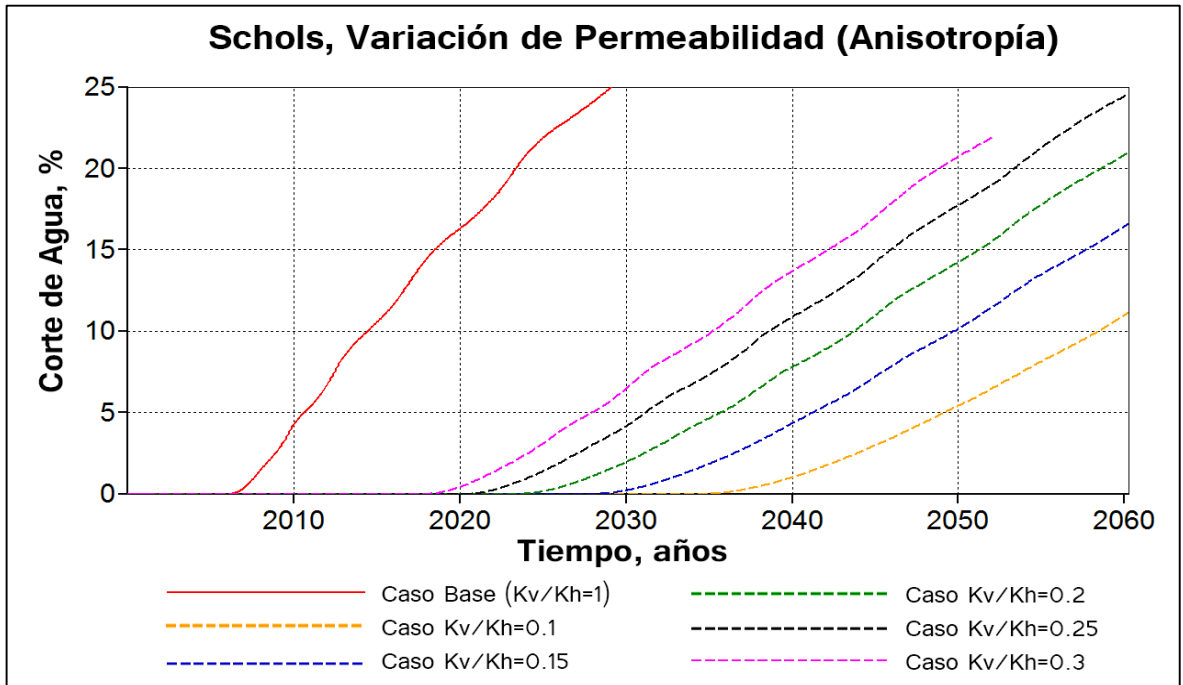


Fig. A36 Irrupción de agua Vs variación de la relación de permeabilidades, Schols.



## Anexo B: Resultados de la regresión obtenidos a partir del Software R

### Fluido 1, Correlación Utilizada: Chaney.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1210.4  -492.4  -142.9   231.5  3902.6

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -29.86     357.45  -0.084  0.93411
xF2            1821.88     576.38   3.161  0.00422 **
xF3            1096.51     491.27   2.232  0.03521 *
xF4              31.40     546.02   0.058  0.95462
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1011 on 24 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3683,    Adjusted R-squared:  0.2893
F-statistic: 4.664 on 3 and 24 DF,  p-value: 0.01049

> summary(aov(modelo))

              Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 14303557 4767852   4.664 0.0105 *
Residuals       24 24532434 1022185
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 1, Correlación Utilizada: Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1928.3  -566.5   -36.8    46.2   5540.3

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   100.17     530.29   0.189   0.8518
xF2          -441.37     855.07  -0.516   0.6105
xF3          1619.93     728.82   2.223   0.0359 *
xF4           -92.06     810.03  -0.114   0.9105
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1500 on 24 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2669,    Adjusted R-squared:  0.1752
F-statistic: 2.912 on 3 and 24 DF,  p-value: 0.05508

> summary(aov(modelo))

            Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x              3 19652669 6550890   2.912 0.0551 .
Residuals    24 53992223 2249676
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 1, Correlación Utilizada: I. Chaperon.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-6442.7 -4318.9  -531.4   890.6 20919.3

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)    2273      2829    0.803   0.430
xF2           -1256      4196   -0.299   0.767
xF3             3379      3652    0.925   0.365
xF4           -2301      4000   -0.575   0.571

Residual standard error: 6929 on 22 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1158,    Adjusted R-squared:  -0.004786
F-statistic: 0.9603 on 3 and 22 DF,  p-value: 0.429

> summary(aov(modelo))
              Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 1.383e+08 46101128    0.96  0.429
Residuals       22 1.056e+09 48006506
```

## Fluido 1, Correlación Utilizada: Meyer – Gardner.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-11621  -3557   -919    2102   37894

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -268.7     3340.4  -0.080   0.937
xF2             8218.6     5386.3   1.526   0.140
xF3            10518.4     4591.0   2.291   0.031 *
xF4              240.7     5102.6   0.047   0.963
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 9448 on 24 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2359,    Adjusted R-squared:  0.1404
F-statistic:  2.47 on 3 and 24 DF,  p-value: 0.08629

> summary(aov(modelo))

              Df    Sum Sq  Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 6.615e+08 220498432    2.47 0.0863 .
Residuals       24 2.142e+09  89267256
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 1, Correlación Utilizada: Schols.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-2877.5 -1013.8  -299.5   591.3  9339.5

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -88.88     837.89  -0.106   0.9164
xF2           3562.75    1351.05   2.637   0.0144 *
xF3           2616.85    1151.57   2.272   0.0323 *
xF4             92.60     1279.90   0.072   0.9429
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 2370 on 24 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3164,    Adjusted R-squared:  0.2309
F-statistic: 3.703 on 3 and 24 DF,  p-value: 0.02544

> summary(aov(modelo))

            Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x              3  62385295 20795098   3.703 0.0254 *
Residuals    24 134794991  5616458
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 2, Correlación Utilizada: Chaney.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1447.1  -685.5  -280.4   379.6  4700.9

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -29.56     462.63  -0.064 0.949601
xF2           3201.96     745.96   4.292 0.000272 ***
xF3           1325.67     635.82   2.085 0.048362 *
xF4            176.36     745.96   0.236 0.815198
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1309 on 23 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.4808,    Adjusted R-squared:  0.4131
F-statistic: 7.099 on 3 and 23 DF,  p-value: 0.001519

> summary(aov(modelo))

              Df    Sum Sq Mean Sq F value  Pr(>F)
x                3 36466614 12155538   7.099 0.00152 **
Residuals       23 39380392  1712191
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 2, Correlación Utilizada: Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-2204.8  -568.5   -18.4    226.3   7139.2

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -40.31     632.34  -0.064   0.950
xF2           -291.29    1019.62  -0.286   0.778
xF3            1971.09     869.07   2.268   0.033 *
xF4             219.61    1019.62   0.215   0.831
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1789 on 23 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2494,    Adjusted R-squared:  0.1515
F-statistic: 2.547 on 3 and 23 DF,  p-value: 0.08084

> summary(aov(modelo))

              Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 24442741 8147580   2.547 0.0808 .
Residuals       23 73573068 3198829
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 2, Correlación Utilizada: I. Chaperon.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-11172  -4220   -948     793   36368

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -1829      4584  -0.399   0.6942
xF2             3789      6482   0.585   0.5654
xF3            11664      5717   2.040   0.0547 .
xF4             2800      6482   0.432   0.6704
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 10250 on 20 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2053,    Adjusted R-squared:  0.08613
F-statistic: 1.723 on 3 and 20 DF,  p-value: 0.1946

> summary(aov(modelo))
              Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 5.429e+08 1.81e+08   1.723  0.195
Residuals       20 2.101e+09 1.05e+08
```

## Fluido 2, Correlación Utilizada: Meyer – Gardner.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-13159  -7028  -1441    5619   33075

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -959.1     3817.3  -0.251  0.80385
xF2           18886.5     6155.2   3.068  0.00544 **
xF3           11135.0     5246.3   2.122  0.04478 *
xF4            3141.7     6155.2   0.510  0.61462
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 10800 on 23 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3282,    Adjusted R-squared:  0.2406
F-statistic: 3.745 on 3 and 23 DF,  p-value: 0.02512

> summary(aov(modelo))

              Df    Sum Sq  Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 1.310e+09 436623824   3.745 0.0251 *
Residuals       23 2.681e+09 116573017
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

## Fluido 2, Correlación Utilizada: Schols.

```
Call:
lm(formula = y ~ x, data = data)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-3840.9 -1753.5  -504.8   1108.5 12350.1

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)   -40.75     1179.07  -0.035  0.97273
xF2            6999.55     1901.20   3.682  0.00124 **
xF3            3427.64     1620.48   2.115  0.04546 *
xF4             397.85     1901.20   0.209  0.83609
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3335 on 23 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.4145,    Adjusted R-squared:  0.3381
F-statistic: 5.427 on 3 and 23 DF,  p-value: 0.005688

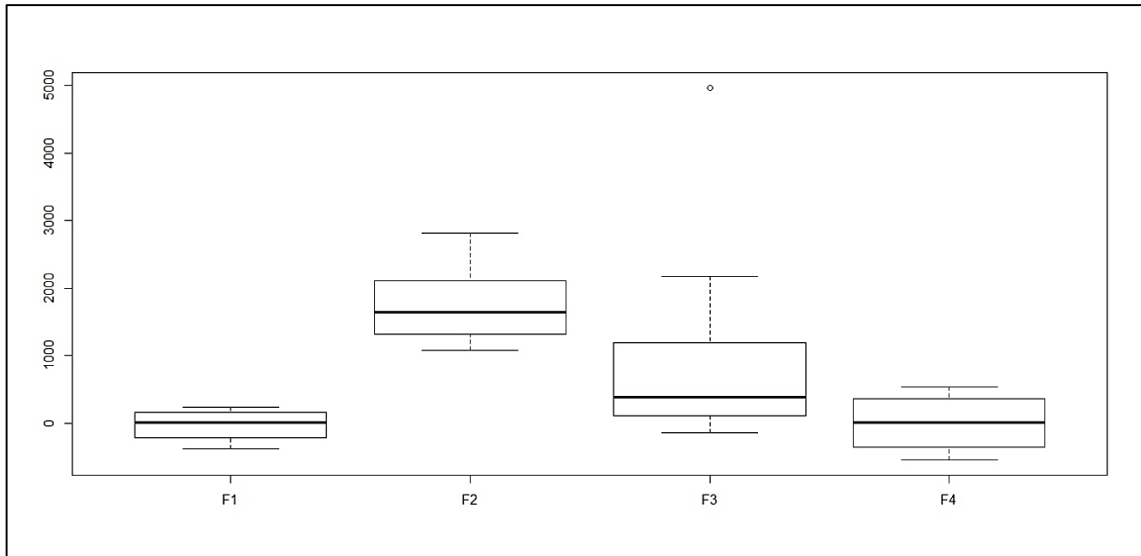
> summary(aov(modelo))

              Df    Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
x                3 181065374 60355125  5.427 0.00569 **
Residuals       23 255799486 11121717
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

**Anexo C: Resultados gráficos de la regresión obtenidos a partir del Software R**

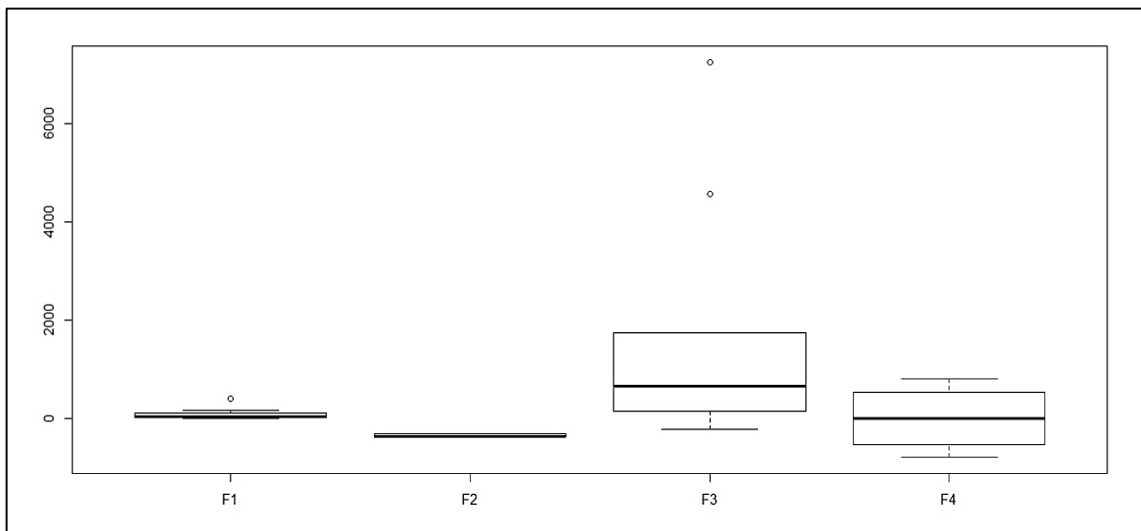
**Fluido 1, Correlación Utilizada: Chaney**

**Fig. A37** Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, Chaney.



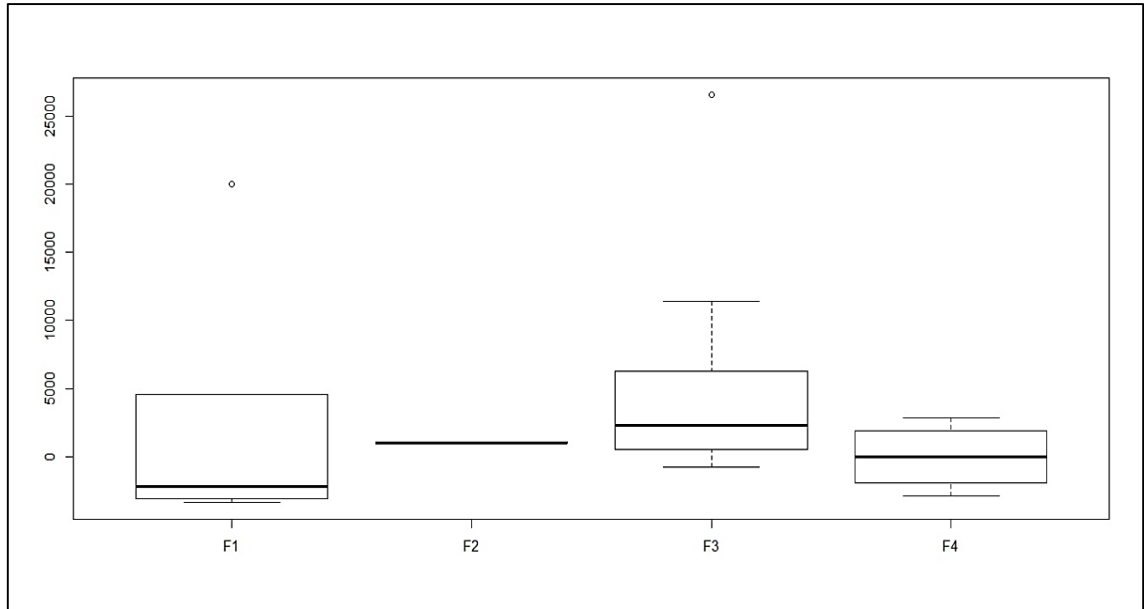
**Fluido 1, Correlación Utilizada: Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.**

**Fig. A38** Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, H.P.S.



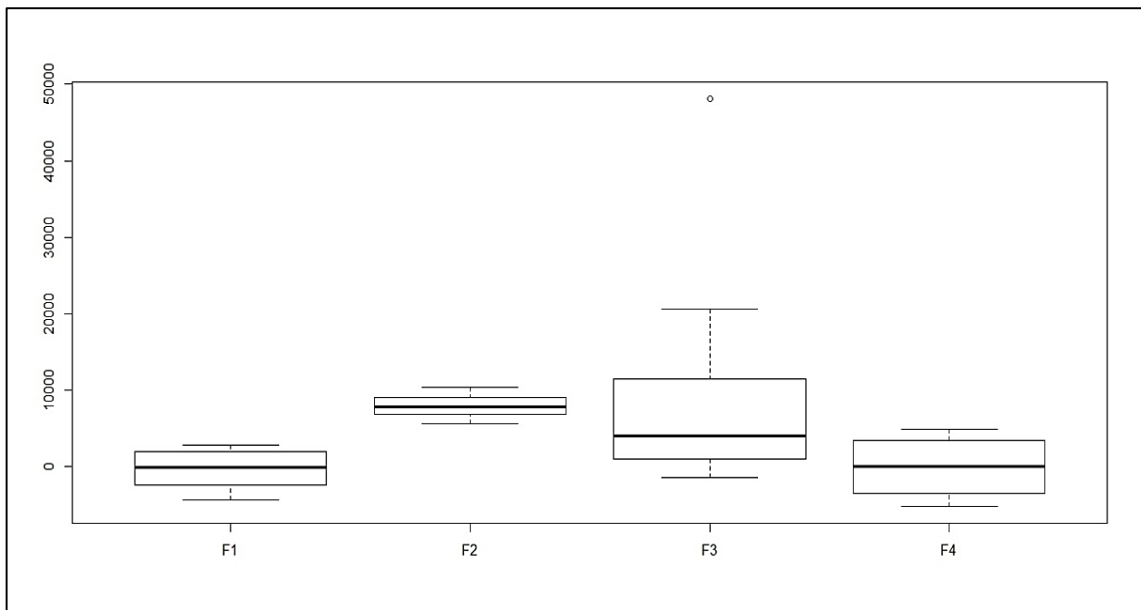
### Fluido 1, Correlación Utilizada: I. Chaperon.

Fig. A39 Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, I. Chaperon.



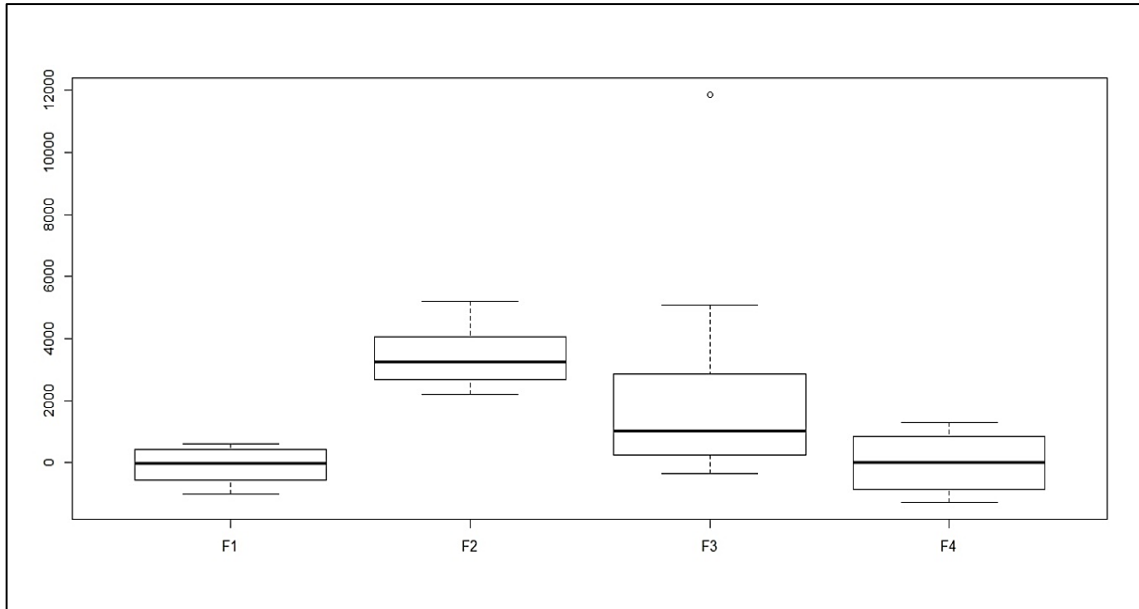
### Fluido 1, Correlación Utilizada: Meyer – Gardner.

Fig. A40 Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, Meyer-Gardner.



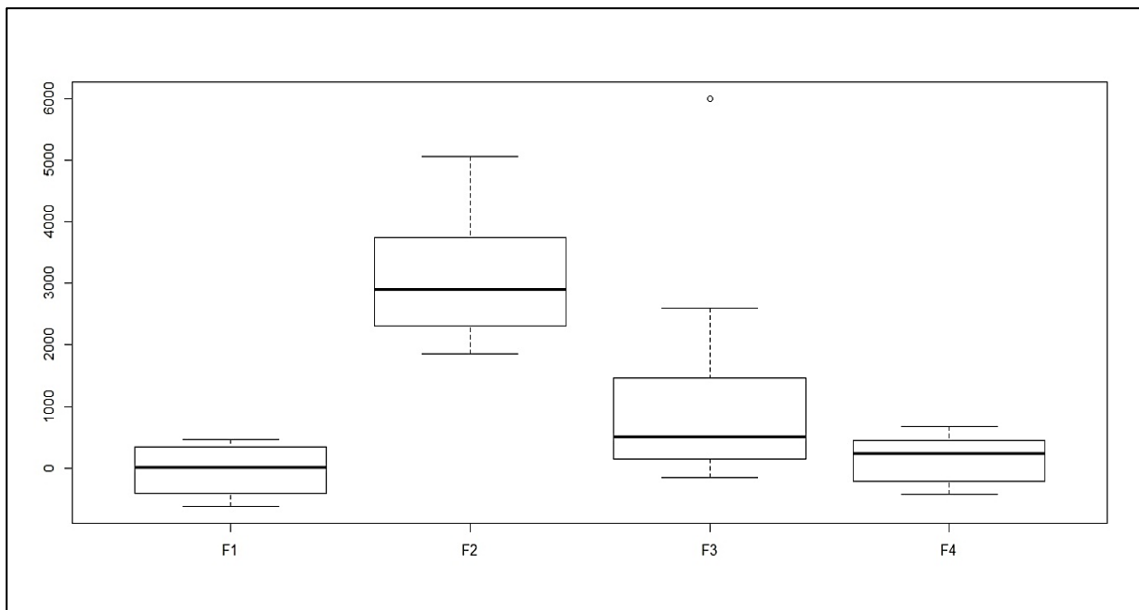
## Fluido 1, Correlación Utilizada: Schols

Fig. A41 Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, Schols.



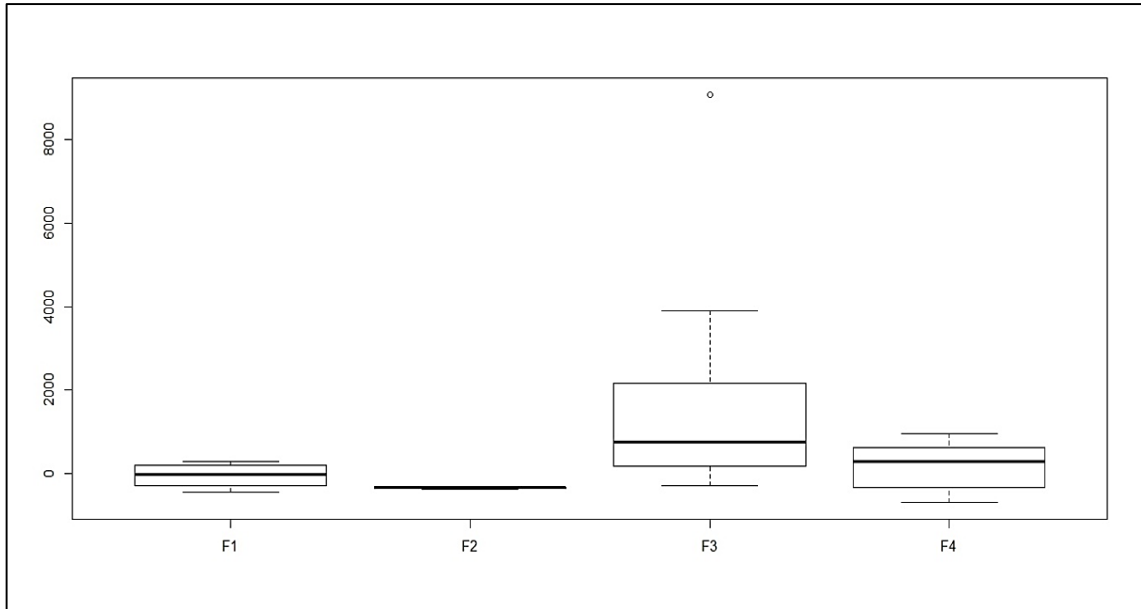
## Fluido 2, Correlación Utilizada: Chaney.

Fig. A42 Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, Chaney.



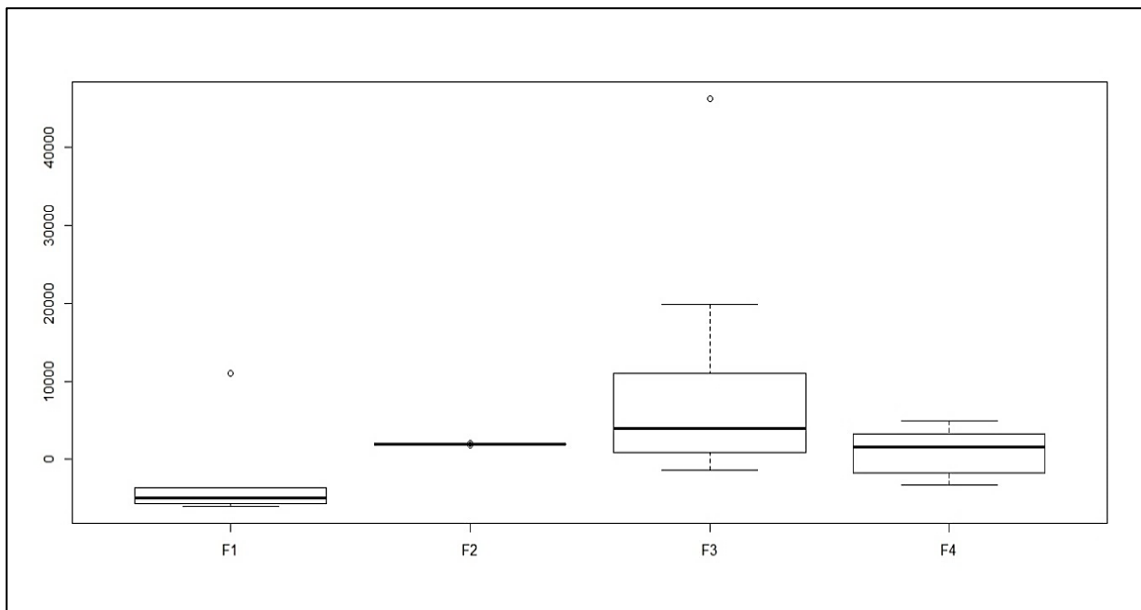
**Fluido 2, Correlación Utilizada: Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.**

**Fig. A43** Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, H.P.S.



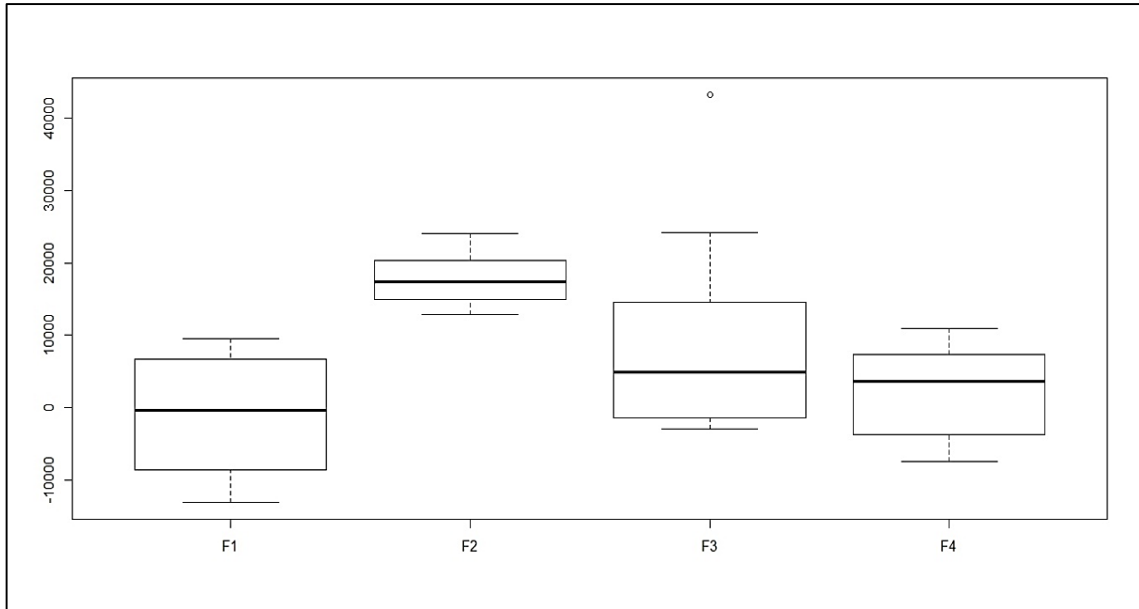
**Fluido 2, Correlación Utilizada: I. Chaperon**

**Fig. A44** Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, I. Chaperon



## Fluido 2, Correlación Utilizada: Meyer – Gardner

Fig. A45 Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, Meyer-Gardner.



## Fluido 2, Correlación Utilizada: Schols.

Fig. A46 Resultados gráficos de la Regresión Lineal Software R, Schols.

