

**OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO
POROSO APLICADO A UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO**

**CRISTHIAN FERNANDO LÓPEZ ZARATE
JOSÉ ALFONSO FLÓREZ MERCADO**

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

2015

**OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO
POROSO APLICADO A UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO**

**CRISTHIAN FERNANDO LÓPEZ ZARATE
JOSÉ ALFONSO FLÓREZ MERCADO**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

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

2015

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y darme las fuerzas para llegar hasta este punto, por estar siempre presente y permitirme salir adelante en todo momento.

A mis Padres por sus enseñanzas y apoyo incondicional ya que sin ellos no sería la persona que soy actualmente es realmente un privilegio ser su hijo.

A mi Novia quien desde el inicio ha estado presente y que con su apoyo constante y amor incondicional ha sido parte muy importante en mi vida.

A mi hija por ser la principal fuente de inspiración para nunca darme por vencido, la cual siempre ha sido la luz al final del túnel de mis problemas.

A mi compañero de tesis que con su sacrificio y dedicación logramos terminar con éxito nuestro trabajo de investigación.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron con este triunfo.

Cristhian López

DEDICATORIA

A mi madre Ludis María Mercado Nieto por ser de mi mar el viento incondicional, de mi esqueleto la columna vertebral, por brindarme todo su amor y ofrecerme todos los medios necesarios que hoy me llevan a culminar mi carrera Profesional.

A mi Padre Luciano Flórez Duarte por ser un gran apoyo y tenderme su mano ante cada dificultad.

A mi Hermana Jenny Mariel Rangel Mercado por ser mi motivación, a quien deseaba ansiosamente alcanzar, gracias por ser mi compañía en gran parte de esta travesía.

A ella, esa persona especial que me brindó su apoyo y levantó mis ánimos en más de una ocasión a lo largo de este proceso para ser profesional, gracias por ser parte de mi vida, gracias por regalarme tantas alegrías.

A toda mi familia que de una u otra forma influyeron en mi formación profesional, infinitamente agradecido por sus afectos, especialmente mis primos José Armando Monroy Mercado y Ricardo de Jesús Monroy Mercado.

A todos mis compañeros y amigos que Dios me dio el honor de conocer y compartir con ellos momentos de alegría y de felicidad, de manera especial a mis amigos de infancia Yeison Contreras Trujillo, Marlon Grajales Lugo y John Carlos Rangel Vera, y mis amigas incondicionales Liz Teheran Tapia y Yahaira Calderón Iriarte, gracias por todos sus invaluable consejos.

A cada uno de mis profesores que me formaron desde niño, quienes tuvieron la paciencia y el conocimiento para llevarme a ser un profesional, gracias por su orientación.

José Alfonso Flórez Mercado

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero FERNANDO CALVETE, nuestro director de proyecto, por su tiempo, apoyo, colaboración y disposición para la realización de esta investigación.

A todas las personas que hacen parte de CAMPO ESCUELA COLORADO, por brindarnos toda la información y darnos la oportunidad de realizar allí nuestro proyecto.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y a la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, por todas sus enseñanzas, por ser parte de nuestra formación integral al darnos la oportunidad de crecer tanto personal como profesionalmente.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS.....	19
1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	20
1.1.1 Propiedades de la Roca.....	20
1.1.1.1 Relacionadas con su Litología.....	20
1.1.1.2 Estratificación.....	21
1.1.1.3 Espesor.....	22
1.1.1.4 Porosidad.....	23
1.1.1.5 Saturación.....	24
1.1.1.6 Tortuosidad.....	25
1.1.2 Propiedades de los Fluidos.....	26
1.1.2.1 Densidad.....	26
1.1.2.2 Composición.....	26
1.1.2.3 Factor Volumétrico.....	26
1.1.2.4 Viscosidad.....	28
1.1.3 Propiedades Roca-Fluidos.....	29
1.1.3.1 Permeabilidad.....	29
1.1.3.2 Mojabilidad.....	30
1.1.3.3 Presión Capilar.....	30
1.1.3.4 Compresibilidad.....	30
1.2 CLASIFICACION DEL FLUJO DE FLUIDOS.....	33
1.2.1 Tipos de Fluidos.....	33
1.2.2 Fases fluyentes en el yacimiento.....	33
1.2.3 Regímenes de Flujo.....	34
1.2.4 Geometría de Flujo.....	34
1.3 LEY DE DARCY.....	35
1.4 ECUACION DE DIFUSIVIDAD DARCY.....	36

1.5 MODELO DE FLUJO DARCY PSEUDOESTABLE.....	38
1.6 FLUJO NO DARCY.....	42
1.7 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL CAMPO PETROLERO COLOMBIANO.....	43
2. CAMPO ESCUELA COLORADO.....	44
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO.....	44
2.2 LOCALIZACIÓN.....	44
2.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VMM.....	45
2.4 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	47
2.4.1 Formación Colorado.....	47
2.4.2 Formación Mugrosa.....	48
2.4.3 Formación la Paz.....	48
2.4.4 Formación Esmeralda.....	49
2.4.5 Formación Umir.....	49
2.5 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO COLORADO.....	49
2.6 MODELO ESTRUCTURAL.....	50
2.7 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	52
2.8 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	53
2.8.1 Producción de Aceite, Agua y Gas.....	53
2.8.2 Análisis de las anomalías en la Producción.....	54
3. OPTIMIZACION DEL MODELO DE FLUJO.....	55
3.1 ECUACION DE FORCHHEIMER.....	55
3.1.1 Coeficiente De Flujo No Darcy.....	55
3.2 ECUACION DE DIFUSIVIDAD FORCHHEIMER.....	57
3.3 MODELO DE FLUJO FORCHHEIMER PSEUDOESTABLE.....	60
4. METODOLOGIA PARA EL ANALISIS DE LOS CAUDALES.....	66
5. MODELO DE EXPERIMENTACION.....	75
5.1 DISEÑO DE EXPERIMENTOS.....	75
5.1.1 Identificación y enunciación del problema.....	75
5.1.2 Elección de los factores, los niveles y los rangos.....	76
5.1.3 Selección de la variable de respuesta.....	76

5.1.4 Elección del diseño experimental.....	76
5.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION PROMEDIO DEL YACIMIENTO RESPECTO AL TIEMPO.....	78
5.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	81
5.3.1 Según la Producción Neta de Crudo.....	81
5.3.2 Según la Producción Neta de Agua.....	82
5.4 MODELAMIENTO DEL MODELO DE FLUJO CONVENCIONAL.....	83
5.5 MODELAMIENTO DEL MODELO DE FLUJO FORCHHEIMER.....	85
5.5.1 Selección del coeficiente de flujo No-Darcy.....	85
5.5.2 Análisis De La Sensibilidad Del Coeficiente De Flujo No Darcy.....	85
5.6 BANCO DE MODELOS FORCHHEIMER.....	88
5.6.1 Modelos Forchheimer en el pozo Col 49.....	88
5.6.2 Modelos Forchheimer en el pozo Col 59.....	89
5.6.3 Modelos Forchheimer en el pozo Col 52.....	90
5.7 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE MODELO DARCY Y MODELO FORCHHEIMER.....	92
CONCLUSIONES.....	96
RECOMENDACIONES.....	97
BLIBLIOGRAFIA.....	98
ANEXOS.....	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de Espesores.....	22
Figura 2. Porosidad en el yacimiento.....	23
Figura 3. Saturación de los fluidos en el yacimiento.....	25
Figura 4. Tortuosidad en el medio poroso.....	26
Figura 5. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo según la presión.....	27
Figura 6. Permeabilidad en un medio poroso.....	29
Figura 7. Elemento de Volumen.....	36
Figura 8. Localización Geográfica del Campo Escuela Colorado.....	45
Figura 9. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.....	46
Figura 10. Estructura del Campo Escuela Colorado.....	51
Figura 11. IPR por el método de Sukamo.....	70
Figura 12. Análisis nodal en cabeza de pozo.....	72
Figura 13. Análisis nodal en fondo de pozo.....	73
Figura 14. Curva de operación característica para la prueba t de dos colas....	77
Figura 15. Modelamiento de la presión promedio del yacimiento respecto a t..	80
Figura 16. Producción del pozo Col 49 en el año 2012.....	81
Figura 17. Producción del pozo Col 59 en el año 2012.....	82
Figura 18. Producción del pozo Col 52 en el año 2012.....	82
Figura 19. Modelamiento convencional para Col 49.....	83
Figura 20. Modelamiento convencional para Col 59.....	84
Figura 21. Modelamiento convencional para Col 52.....	84
Figura 22. Sensibilidad para Col 52.....	86
Figura 23. Sensibilidad para Col 59.....	86
Figura 24. Sensibilidad para Col 49.....	87
Figura 25. Resultados de los Modelos Forchheimer en Col49.....	89
Figura 26. Resultados de los Modelos Forchheimer en Col59.....	90
Figura 27. Resultados de los Modelos Forchheimer en Col52.....	91
Figura 28. Análisis de la producción del pozo Col 49 respecto a los modelos..	92
Figura 29. Análisis de la producción del pozo Col 59 respecto a los modelos..	93
Figura 30. Análisis de la producción del pozo Col 52 respecto a los modelos..	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Campos Preseleccionados.....	43
Tabla 2. Características del Yacimiento Campo Escuela Colorado.....	50
Tabla 3. Resultados del análisis nodal en cabeza.....	71
Tabla 4. Resultados del análisis nodal en fondo.....	72
Tabla 5. Datos de la media y la desviación estándar en cada pozo.....	77
Tabla 6. Factor d para cada pozo.....	77
Tabla 7. n* en cada pozo.....	78
Tabla 8. Tamaño de la muestra para cada pozo.....	78
Tabla 9. Pruebas de presión.....	79
Tabla 10. Porcentaje de error de los modelos Forchheimer respecto a la producción real del pozo Col 49.....	88
Tabla 11. Porcentaje de error de los modelos Forchheimer respecto a la producción real del pozo Col 59.....	89
Tabla 12. Porcentaje de error de los modelos Forchheimer respecto a la producción real del pozo Col 52.....	91
Tabla 13. Porcentaje de error de los modelos respecto a la producción del pozo Col 49.....	93
Tabla 14. Porcentaje de error de los modelos respecto a la producción del pozo Col 59.....	94
Tabla 15. Porcentaje de error de los modelos respecto a la producción del pozo Col 52.....	95

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. CONSTANTES PARA EL MÉTODO DE PUDJO SUKAMO.....	100
ANEXO B. DATOS DEL ANALISIS NODAL EN CADA POZO.....	101
ANEXO C. REPORTE DE LOS CAUDALES LLEVADOS A FONDO PARA CADA POZO.....	107
ANEXO D. REPORTE DE LAS PRESIONES DE FONDO PARA CADA POZO.....	119
ANEXO E. REPORTE DE ERRORES DE CADA MODELO CON RESPECTO AL REAL PARA CADA POZO.....	125

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACION DEL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO APLICADO A UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO *

AUTORES: CRISTHIAN FERNANDO LOPEZ ZARATE
JOSE ALFONSO FLOREZ MERCADO **

PALABRAS CLAVE: OPTIMIZACIÓN, MODELO DE FLUJO, LEY DE DARCY, ECUACIÓN DE FORCHHEIMER, CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto ilustra el desarrollo de un nuevo modelo de flujo de fluidos en el medio poroso, este nuevo modelo se realizó con el fin de mejorar el ajuste de la predicción del modelo convencional basado en la ley de Darcy, para conseguir este objetivo se investigó las condiciones en las cuales se puede generar el flujo no- Darcy y se seleccionó un campo petrolero colombiano que cumpliera con estas características, también se estudió la metodología con la cual se desarrolló el modelo convencional y se realizó un proceso similar empleando como base la ecuación de Darcy mejorada por el ingeniero civil Philipp Forchheimer, consiguiendo de esta manera desarrollar un nuevo modelo de flujo de fluidos que promete optimizar las predicciones en el medio poroso, el nuevo denominado modelo Forchheimer tiene en consideración los efectos inerciales propios de cada flujo lo cual permite personalizar el modelo para cada pozo.

La experimentación realizada y los resultados de su aplicación en el campo petrolero seleccionado son contundentes y pueden considerarse como evidencia de las limitaciones que posee la Ley de Darcy al momento de realizar predicciones en algunos yacimientos petroleros, planteando de esta manera un nuevo enfoque que puede llegar a ser valioso al momento de tomar decisiones que afecten la administración de un campo petrolero.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION MODEL OF FLUID FLOW IN THE POROUS MEDIA APPLIED TO A COLOMBIAN OIL FIELD*

AUTHORS: CRISTHIAN FERNANDO LOPEZ ZARATE
JOSE ALFONSO FLOREZ MERCADO**

KEYWORDS: OPTIMIZATION, FLOW MODEL, DARCY LAW, FORCHHEIMER EQUATION, COLORADO SCHOOL FIELD.

DESCRIPTION:

This project illustrates the development of a new model of fluid flow in porous media, this new model was developed in order to improve the fit of the conventional prediction model based on Darcy's law, to achieve this object is necessary to investigate the conditions in which they can generate non-Darcy flow and a Colombian oilfield that met these characteristics was selected, the methodology with which the conventional model was developed was also studied and a similar process is carried out using as a basis the equation Darcy improved by civil engineer Philipp Forchheimer, thereby achieving develop a new model of fluid flow that promises to optimize the predictions in the porous media, the new model called Forchheimer takes into account the particular inertial effects of each flow allowing customize the model for each well.

The experimentation and the results of its application in the oil field selected are strong and can be considered as evidence of limitations that has Darcy's law when making predictions in some oil fields, thus posing a new approach that can be valuable when making decisions that affect the administration of an oil field.

* Project Degree

** Faculty of Engineering Physicochemical. School of Petroleum Engineering. Director: Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCIÓN

La optimización de un modelo de flujo de fluidos convencional consiste en aumentar su grado de ajuste respecto a los datos reales de producción, debido a la diversidad de yacimientos existentes, así como de las formaciones geológicas adyacentes, las propiedades de los fluidos contenidos en ellas y algunos otros factores, ocasionan que la ley de Darcy, que es la base de los modelos convencionales de flujo, posea limitantes al momento de realizar las predicciones en el medio poroso, con el ánimo de solucionar esta situación diferentes autores han dedicado su tiempo a investigar el flujo de fluidos No-Darcy en el yacimiento, logrando así una nueva interpretación que puede ser usada para analizar con una mayor precisión y exactitud el flujo de los fluidos; el avance que quizás ha sido el más significativo, fue el realizado por Forchheimer, sus estudios dieron como resultado una ecuación modificada de la ley de Darcy que lleva su nombre.

Existen diversas razones por la cual el flujo no-Darcy existe, para entenderlas es necesario conocer las propiedades involucradas en los modelos de flujo y la forma cómo se desarrolló el modelo convencional de flujo de fluidos, una vez que se entiendan dichas razones se puede trabajar en la optimización del modelo de flujo convencional; con este fin se emplea como base la ecuación de Forchheimer para el desarrollo de un nuevo modelo de flujo de fluidos en estado Pseudoestable; el modelo convencional y este nuevo modelo Forchheimer son utilizados para predecir el comportamiento de la producción en un campo petrolero colombiano que se cree presenta flujo no-Darcy, la aplicación del nuevo modelo Forchheimer mostró mejores ajustes con respecto al modelo convencional al momento de predecir la producción real de los pozos en los cuales se realizó el estudio, la metodología que se presenta a continuación puede ser empleada en otros campos con el fin de confirmar la optimización del modelo de flujo de fluidos convencional, los resultados de su aplicación en un campo petrolero colombiano y el análisis comparativo entre ellos se encuentran expuestos en este trabajo.

1. MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS

Los modelos de flujo de fluidos son un conjunto de relaciones matemáticas combinadas, con el objetivo de predecir el comportamiento de los fluidos en su recorrido a través de un determinado espacio; en la industria petrolera los modelos de flujo de fluidos en medio porosos se pueden definir como un conjunto de ecuaciones que predicen el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento, este comportamiento depende del tipo de fluido, las condiciones termodinámicas, las propiedades de las rocas presentes, las propiedades del fluido y la relación entre todas estas.

Probablemente una de las áreas de la ingeniería de yacimientos que más requiere del conocimiento de las matemáticas es el estudio del flujo de fluidos en los yacimientos, ya que para encontrar la expresión matemática que representa un modelo se deben realizar diversas operaciones matemáticas bajo las consideraciones reales que se presentan en el yacimiento, dicha expresión matemática normalmente está basada en dos conceptos fundamentales: la ley de Darcy y el balance de materiales, este último a su vez se basa en el principio de conservación de la materia, se debe tener en cuenta que las variaciones que se pueden presentar en el modelo final de flujo dependen de las características del yacimiento, entre las cuales deben considerarse: la configuración geométrica del sistema, la compresibilidad de los fluidos, la variabilidad de las tasas de flujo y de la presión con respecto al tiempo, además del flujo de una o más fases simultáneas, por ende no se puede determinar un modelo que ajuste de forma perfecta en todos los yacimientos; Por ende, la ecuación resultante de una combinación dada se podrá aplicar con validez solamente a un yacimiento que posea el mismo conjunto determinado de características, lo cual hace difícil considerar que un modelo sin versatilidad se ajuste a todas las combinaciones posibles que los yacimientos puedan presentar.

El modelo de flujo de fluidos convencional se rige bajo la ley de Darcy, sin embargo otros autores como Forchheimer han planteado modificaciones a

esta ley que prometen optimizar el estudio de flujo de fluidos en el medio poroso, haciendo que el modelo resultante posea una aplicabilidad mucho más personalizada para cada yacimiento, combinando la ecuación de Forchheimer y el balance de materia obtendríamos un nuevo modelo con el cual se pueda ajustar de manera eficaz y eficiente al comportamiento que cada pozo presente con el tiempo.

Antes de profundizar en el desarrollo del modelo Forchheimer es necesario conocer el significado y la importancia que posee cada propiedad del sistema roca-fluidos llamado yacimiento, la clasificación del flujo de fluidos, la ley en la que se basa y la forma en cómo se desarrolla el modelo convencional.

1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Se denomina yacimiento de hidrocarburos convencional al sistema formado por fluidos que contengan hidrocarburos y un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar y transmitir fluidos; aunque en su definición solo se mencionan la porosidad y la permeabilidad, en realidad un yacimiento cuenta con muchas otras propiedades, cada propiedad es importante y representa una característica del mismo, estas propiedades abarcan particularidades tanto de la roca, los fluido y la interacción entre estos:

1.1.1 Propiedades de la Roca

1.1.1.1 Relacionadas con su Litología La litología es la parte de la geología encargada de estudiar las propiedades de la roca relacionadas con sus granos, por ejemplo, la composición, textura, redondez y tipo de cemento, estas propiedades aunque no se encuentren directamente relacionadas con el modelo de flujo, influyen en el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso, debido a que pueden alterar las propiedades del fluido o hacer que el recorrido por medio de la roca aumente o disminuya su tortuosidad según sea el caso.

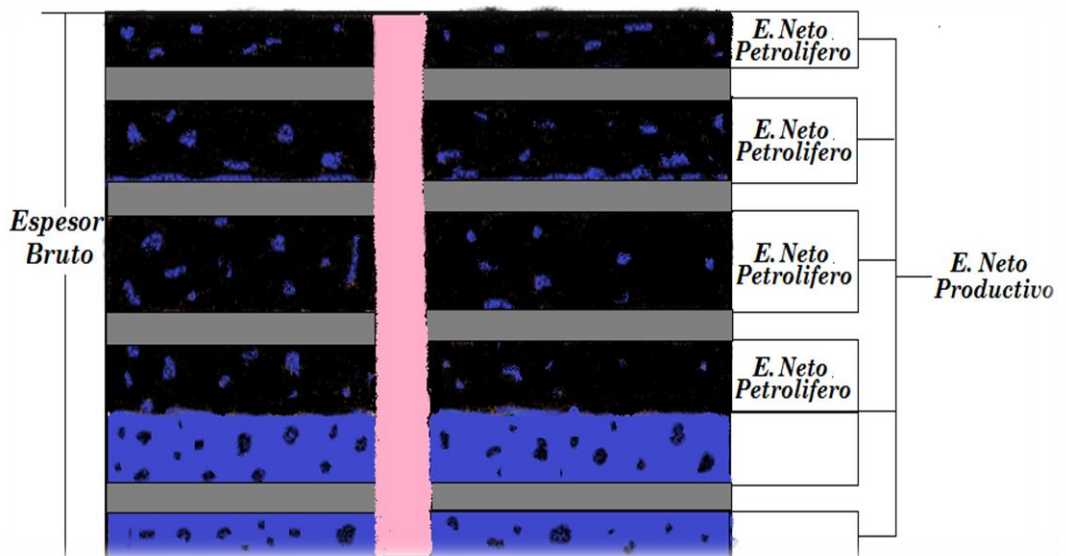
- ✓ *Composición:* Hace referencia a la cantidad de minerales, sustancias químicas u otro tipo de material que conforman la roca.
- ✓ *Tamaño del grano:* Relacionada con la cantidad de volumen que ocupa el grano, se clasifican según la medida de su diámetro promedio en arcillas, limos, arenas o gravas.
- ✓ *Empaquetamiento:* Es la forma como se encuentran unidos un conjunto de granos dentro de la roca,
- ✓ *Selección o calibrado:* Representa la uniformidad del tamaño de granos que están presentes en la roca.
- ✓ *Textura:* Es la forma en la cual se encuentran ubicados y combinados entre si los empaquetamientos de los diferentes granos que constituyen la roca.
- ✓ *Esfericidad:* Es la propiedad que poseen los granos de poseer una forma con tendencia esférica sin importar las irregularidades que pueda presentar su superficie.
- ✓ *Redondez:* Hace referencia a la regularidad que posee la superficie del grano, entre menor cantidad de bordes o aristas que posea mayor será su redondez.

1.1.1.2 Estratificación¹ Es la propiedad de las rocas sedimentarias de situarse en capas o estratos a medida que se originan, desde la más antigua a la más reciente, teniendo en cuenta los diferentes tamaños de grado de los sedimentos, la composición de los estratos tiende a ser homogénea, limitada por superficies planas denominadas planos de estratificación que representan los cambios en las condiciones de sedimentación, se le llama techo y base a los planos de estratificación superior e inferior, respectivamente; generalmente ocurre un cambio granulométrico gradual desde la base hacia el techo del estrato, los sedimentos depositados también sufren modificaciones debido a las condiciones ambientales, los cambios laterales y/o verticales dentro de la totalidad de la roca, los cuales ocasionan variaciones en las propiedades de la roca y en la distribución de los fluidos en el yacimiento.

¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. 561 p. ISBN 978-980-12-3048-9.

1.1.1.3 Espesor Es la longitud perpendicular entre el techo y la base de un estrato, la gran mayoría de los yacimientos petrolíferos poseen diversos estratos, esto se debe a las variaciones de las diferentes condiciones a las cuales se generaron¹, en la industria petrolera se suelen emplear diversos tipos de espesores.

Figura 1. Clasificación de espesores.



Fuente: autores.

- ✓ *Espesor Bruto*²: Es el intervalo de la formación en el cual se encuentran las arenas de interés, incluyendo los estratos no productivos que puedan intercalarse con los estratos productivos.
- ✓ *Espesor Neto Productivo*³: Este intervalo es donde se encuentran porosidades y permeabilidades suficientemente altas para que pueda producir petróleo y/o gas. Debido a que en el yacimiento existen regiones con baja porosidad y permeabilidad o una elevada saturación de agua, la longitud de estos estratos debe restarse del espesor bruto del yacimiento para obtenerse el espesor neto productivo.

² *Ibíd.*, p. 30.

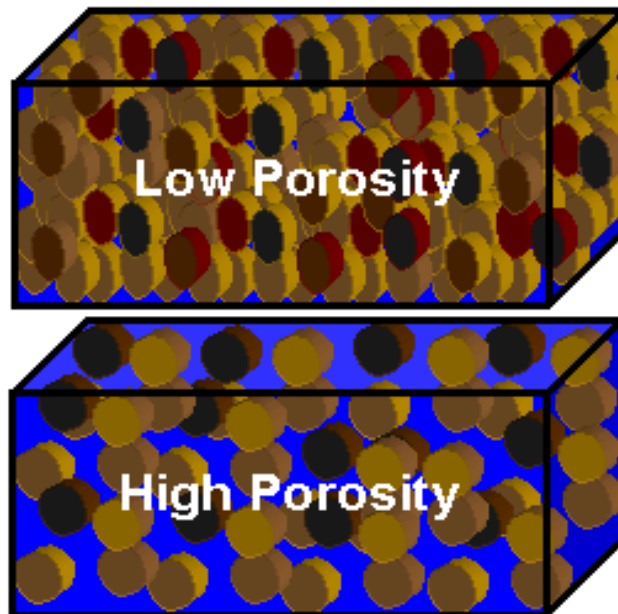
³ *Ibíd.*, p. 31.

- ✓ *Espesor Neto Petrolífero*⁴: Es el intervalo de la formación formado por las secciones donde existe una saturación de petróleo considerable, es decir se eliminan las porciones que contienen agua y/o gas, por lo que se espera que estos intervalos al ser cañoneados produzcan petróleo.

1.1.1.4 Porosidad Se refiere a la medida del espacio existente entre grano y grano⁵, es la relación entre el volumen de la roca que no es ocupado por el esqueleto y el volumen total de la misma; por tanto es una propiedad que mide la capacidad de almacenamiento, se expresa en fracción o porcentaje como se muestra a continuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}}$$

Figura 2. Porosidad en el yacimiento.



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/01/la-porosidad-efectiva-en-el-calculo-de.html>

⁴ *Ibíd.*, p. 31.

⁵ RODRIGUEZ, José R. Ingeniería Básica de Yacimientos. Barcelona (Venezuela): Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui, 2007. 201 p.

Existen 2 tipos de porosidad las cuales son:

- ✓ Porosidad Absoluta o Total⁶: Se define como la fracción del volumen bruto de la roca que no está ocupada por material denso o matriz, ya que el espacio poroso total no tiene que estar necesariamente conectado.
- ✓ Porosidad Efectiva⁷: Se define como aquella fracción de la roca que además de no estar ocupada por material denso o matriz, está interconectada.

1.1.1.5 Saturación Es la porción del espacio poroso ocupado por un fluido determinado medido a las condiciones del yacimiento⁸, generalmente petróleo, gas y/o agua, es una norma general que al sumar la saturación de estos tres fluidos su resultado sea igual a uno (1), debido a que se asume la existencia de solo estos tres fluidos en el medio poroso; la saturación de un fluido en el medio poroso se expresa por la siguiente relación:

$$S_f = \frac{\text{Volumen ocupado por el Fluido}}{\text{Volumen poroso de la Roca}}$$

En la industria del petróleo se emplean otros conceptos pertinentes a la saturación como lo son:

- ✓ Saturación Connata: La llamada saturación connata de un fluido es la saturación original de este fluido en el yacimiento, es decir la saturación inicial del fluido al tiempo cero de producción.
- ✓ Saturación Inicial: Esta saturación es el valor de saturación que tiene un fluido al inicio de una etapa o proceso, suele confundirse con la saturación connata, inclusive pueden llegar a ser la misma si se están refiriendo al inicio de la producción, de lo contrario los conceptos difieren.
- ✓ Saturación Residual: Es la saturación de un determinado fluido que presenta el medio poroso al final de una etapa o proceso.

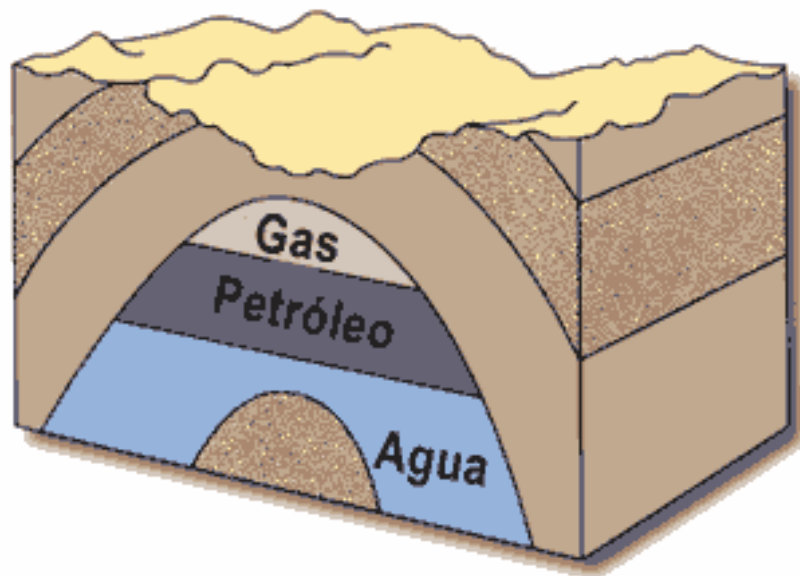
⁶ *Ibíd.*, p. 68.

⁷ *Ibíd.*, p. 68.

⁸ Mecánica de Yacimientos [en línea]. [citado el 8 de abril de 2015]. Disponible en internet: <<http://es.slideshare.net/mardo87/mecanica-de-yacimientos>>.

- ✓ Saturación Crítica o Irreducible: Representa el valor de saturación mínimo para que exista un flujo de este fluido en el medio poroso, es decir es el valor de saturación al que se espera llegar si se trata de obtener la máxima cantidad de un determinado fluido que se encuentra contenido en el medio poroso.

Figura 3. Saturación de los fluidos en el yacimiento

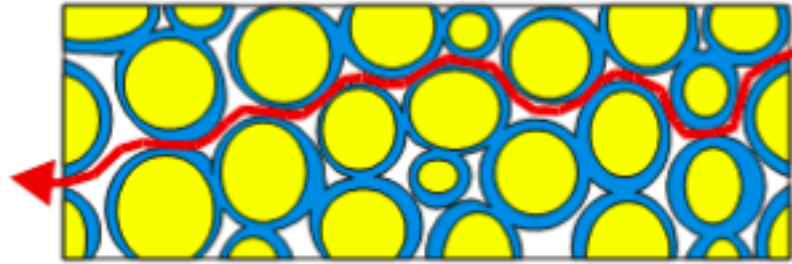


Fuente: http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008_10_01_archive.html

1.1.1.6 Tortuosidad Es la relación del tubo capilar equivalente en el medio poroso y la longitud del medio poroso⁹; es decir la relación entre la trayectoria del fluido en el medio poroso y el desplazamiento total en la dirección de flujo del fluido.

⁹ HALLIBURTON. Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos [en línea]. [citado el 8 de abril de 2015]. Disponible en internet: <<http://es.scribd.com/doc/127500528/Recopilacion-Tecnica-Ingenieria-de-Yacimientos-Halliburton#scribd>>.

Figura 4. Tortuosidad en el medio poroso



Fuente: <http://slideplayer.es/slide/322140/>

1.1.2 Propiedades de los Fluidos

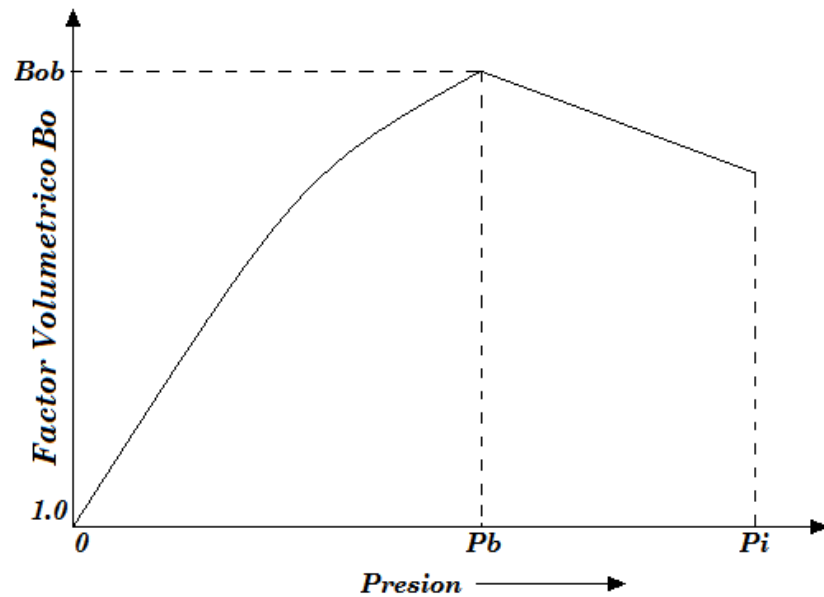
1.1.2.1 Densidad Es la relación que existe entre la masa y el volumen ocupado por un cuerpo, ya que el volumen ocupado por una misma masa de fluido depende de las condiciones termodinámicas en las que este se encuentre, la densidad del fluido varía en su recorrido desde su ubicación en el yacimiento hasta superficie; para la industria del petróleo normalmente se expresa en las unidades del sistema inglés (lb/ft³).

1.1.2.2 Composición Se refiere al conjunto de sustancias que conforman un fluido, se expresa como la porción del fluido que pertenece a una determinada sustancia, su cálculo se realiza respecto a una unidad de medida, como por ejemplo la masa, el volumen o la cantidad de materia.

1.1.2.3 Factor Volumétrico Es la relación entre el volumen que ocupa un fluido en condiciones de yacimiento y el volumen ocupado por la misma masa del fluido a condiciones de superficie; este factor se puede expresar mediante la siguiente relación matemática:

$$B_f = \frac{(V_f)_{P,T}}{(V_f)_{SC}}$$

Figura 5. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo según la presión.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

- ✓ Factor volumétrico del petróleo¹⁰ (B_o): Se define como la relación entre el volumen del petróleo más su gas en solución en las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento, y el volumen de petróleo en condiciones normales, por ello B_o siempre es mayor o igual a la unidad. En la figura 8 se presenta una curva típica del comportamiento de B_o en función de presión a temperatura constante para un petróleo no saturado. A medida que la presión se reduce por debajo de su valor inicial, p_i , el volumen de petróleo aumenta debido a su expansión. Este comportamiento genera un aumento del factor volumétrico del petróleo en la formación y continuará hasta que se alcance el punto de presión de burbujeo. A esta presión (P_b), el petróleo alcanza su máxima expansión y, consecuentemente, el factor volumétrico del petróleo, alcanza el máximo valor B_{ob} . Por debajo del punto de burbujeo, a medida que la presión disminuye se va liberando gas originalmente en solución y, en consecuencia el volumen del petróleo y el B_o también disminuyen. Cuando la presión se

¹⁰ PARIS DE FERRER, op. cit, p. 127-128.

reduce hasta la presión atmosférica y la temperatura es de 60 °F, el valor de B_o es igual a uno.

- ✓ Factor volumétrico del gas¹¹ (B_g): Aplicando la definición previa del factor volumétrico de un fluido y la ecuación de estado para un gas real, tenemos:

$$B_g = \frac{(V_g)_{P,T}}{(V_g)_{SC}} = \frac{\frac{ZnRT}{P}}{\frac{Z_{SC}nRT_{SC}}{P_{SC}}} = \frac{P_{SC}}{T_{SC}} \cdot \frac{ZT}{P}$$

Donde Z_{SC} es el factor de compresibilidad del gas en condiciones normales, cuyo valor es conocido e igual a la unidad; P_{SC} y T_{SC} , la presión y temperatura a condiciones normales, respectivamente.

Si se considera que las condiciones normales son $P_{SC} = 14,7 \text{ psi}$ y $T_{SC} = 520^\circ\text{R}$, la expresión anterior se reduce a:

$$B_g = 0,02827 \frac{ZT}{P}$$

1.1.2.4 Viscosidad Es la resistencia que ofrece un fluido a fluir, esta resistencia se genera por la fricción que se presenta entre las partículas que se mueven adyacentemente, la viscosidad de un fluido normalmente se expresa en centipoise, Cp (gr/cm.s) en honor al médico e investigador Jean Louis Poiseuille. Esta propiedad se ve influenciada por la presión, temperatura, cantidad de gas disuelto y la densidad del fluido; generalmente la viscosidad tiende a aumentar con un incremento de la presión o de la densidad y a disminuir cuando se incrementa la temperatura o el contenido de gas disuelto; sin embargo debe estudiarse cada caso debido a que las propiedades que afectan la viscosidad pueden encontrarse relacionadas y causar un efecto contrario, es decir en un sistema determinado con presencia de gas al aumentar la presión se espera que aumente la viscosidad sin embargo el aumento de la presión puede ocasionar un aumento del gas disuelto en el fluido y por ende disminuir la viscosidad, en este mismo caso puede estudiarse por la misma razón que se ha expresado, el efecto inverso que causaría cuando se disminuye la presión.

¹¹ PARIS DE FERRER, op. cit, p. 105.

1.1.3 Propiedades Roca-Fluido

1.1.3.1 Permeabilidad La permeabilidad está relacionada con la capacidad que tiene un fluido para fluir en un medio y la capacidad del medio para permitir el flujo de este fluido; cuando varias fases de fluidos están fluyendo en un medio poroso, se debe utilizar en la ecuación de Darcy el concepto de permeabilidades relativas para cada fase y las propiedades físicas asociadas con cada una de ellas. Esto se debe a que cuando más de un fluido está presente, la permeabilidad a cualquiera de ellos no sólo depende de la geometría del sistema de poros de la roca, sino también de la fracción y la distribución de cada fase, de las tensiones interfaciales, de la historia de saturación y de muchos otros factores. Si las fases fluyen simultáneamente, la saturación de cada fase será menor al 100% y, por lo tanto, se hace necesario calcular esta saturación y permeabilidad a un fluido particular, conocida como permeabilidad efectiva.

Figura 6. Permeabilidad en un medio poroso



Fuente: <http://www.canalconstruccion.com/hormigon-permeable.html>

✓ Permeabilidad Absoluta¹²: Es aquella que se mide cuando la roca esta 100% saturada.

¹² PARIS DE FERRER, op. cit, p. 264.

- ✓ Permeabilidad Efectiva¹³: Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos móviles, la permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos.
- ✓ Permeabilidad Relativa¹⁴: Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

1.1.3.2 Mojabilidad Tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida¹⁵. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial¹⁶. Geológicamente el agua es mojable. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Oil < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite¹⁷.

1.1.3.3 Presión capilar Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. La presión capilar es proporcional a la tensión interfacial entre los fluidos inmiscibles y a la afinidad del agua a la roca, e inversamente proporcional al tamaño del poro¹⁸.

1.1.3.4 Compresibilidad La compresibilidad es la propiedad que posee un cuerpo de reducir su volumen de acuerdo a la presión que a este se le aplique, muchos yacimientos de petróleo se encuentran a profundidades tales que

¹³ PARIS DE FERRER, op. cit, p. 264.

¹⁴ PARIS DE FERRER, op. cit, p. 264.

¹⁵ ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2008. 331 p.

¹⁶ RODRIGUEZ, op. cit, p. 87.

¹⁷ ESCOBAR, op. cit, p. 106.

¹⁸ RODRIGUEZ, op. cit, p. 94.

presentan una presión de sobrecarga debido al peso de las capas superiores, la compresibilidad del yacimiento depende de la compresibilidad de cada uno de sus componentes, que como ya conocemos son roca, gas, crudo y agua; para los cálculos de la compresibilidad se asume que la temperatura del yacimiento es constante y se realizan bajo la siguiente expresión:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

- ✓ Compresibilidad de la Roca (C_f): También llamada compresibilidad de la formación, su magnitud depende de la clase de roca y del grado de compactación que estas poseen, a mayor grado de compactación menor será su compresibilidad, sin embargo en los yacimientos consolidados el peso de las capas superiores aplica una fuerza que solo es soportada por la matriz de la roca, similar a la forma en que las columnas de un edificio soportan el peso de los pisos superiores, esta presión ejercida no se percibe en el medio poroso, por lo tanto debe encontrarse a una presión más baja, la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del medio poroso es llamada presión de sobrecarga efectiva, a medida que el yacimiento avanza en su vida productiva la presión en el medio poroso se reduce haciendo que la presión de sobrecarga efectiva aumente causando una disminución en el volumen poroso de la roca debido a la expansión de los granos que se encuentran en el medio poroso, por ende y como consecuencia de esto también se reduce el volumen bruto de la roca.
- ✓ Compresibilidad del Gas (C_g): La alteración en el volumen que se presenta debido a un cambio de presión para un gas puede determinarse con la ayuda de la ecuación de estado para gases reales

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = -\frac{P}{ZnRT} \left[nRT \left(\frac{1}{P} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right) - \frac{Z}{P^2} \right) \right] = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)$$

Si se asume el comportamiento de un gas ideal tenemos que $Z=1$, y $dZ/dP=0$; por lo tanto la compresibilidad de un gas ideal puede expresarse como:

$$C_g = \frac{1}{P}$$

- ✓ Compresibilidad del Crudo y del Agua: la compresibilidad de los fluidos líquidos presenta una discontinuidad en el punto de burbuja, esto se debe a que este es el punto donde cambia el comportamiento del volumen respecto a las variaciones de presión. Para calcular la compresibilidad de un fluido líquido para presiones por encima de su punto de burbuja, se emplean las siguientes expresiones:

$$C_l = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T = -\frac{1}{B_l} \left(\frac{\partial B_l}{\partial P} \right)_T$$

La compresibilidad de un líquido depende de la presión, la temperatura y el contenido de gas disuelto en el fluido, debido a que el petróleo posee una mayor cantidad de gas disuelto su compresibilidad será mucho mayor que la del agua en el yacimiento. Los cálculos para compresibilidades por debajo del punto de burbuja, se realizan bajo la siguiente expresión:

$$C_l = -\frac{1}{B_l} \left(\frac{\partial B_l}{\partial P} \right)_T + \frac{B_g}{B_l} \left(\frac{\partial R_{sl}}{\partial P} \right)_T$$

Donde B_g es el factor volumétrico del gas, B_l es el factor volumétrico del líquido y dR_{sl}/dP es el cambio de la solubilidad del gas en el fluido respecto al cambio de presión.

- ✓ Compresibilidad total del Yacimiento (C_t): La compresibilidad total del yacimiento es la suma de las compresibilidades de la formación y la compresibilidad de los fluidos que se encuentren presentes, teniendo en cuenta en este último el volumen que cada fluido ocupa en el medio poroso, de tal forma que la expresión matemática para su cálculo quedaría de la siguiente manera:

$$C_t = C_f + C_{fluidos} = C_f + S_g C_g + S_w C_w + S_o C_o$$

1.2 CLASIFICACION DEL FLUJO DE FLUIDOS¹⁹

Los sistemas de flujo en el yacimiento se clasifican de acuerdo con el tipo de fluido, los regímenes de flujo, el ángulo de buzamiento, la geometría de flujo y el número de fases fluyentes.

1.2.1 Tipos de Fluidos Para identificar los fluidos del yacimiento se toma en cuenta el coeficiente de compresibilidad isotérmica. En general, desde este punto de vista, los fluidos se clasifican en tres grupos:

- ✓ Fluidos Incompresibles: Es aquel cuyo volumen (o densidad) no cambia con la presión.
- ✓ Fluidos Ligeramente Compresibles: Son aquellos que presentan un cambio de volumen o densidad bastante reducido ante un cambio de presión.
- ✓ Fluidos Compresibles: Son los que experimentan un gran cambio de volumen debido a la presión, todos los gases se consideran compresibles.

1.2.2 Fases Fluyentes en el Yacimiento Las expresiones matemáticas que se utilizan para predecir el comportamiento volumétrico y la presión de un yacimiento varían en forma y en complejidad, dependiendo del número de fases en movimiento. Existen, en general, tres casos de sistemas de flujo:

- De una sola fase: petróleo, agua o gas
- De dos fases: petróleo-agua, petróleo-gas, o gas-agua
- De tres fases: petróleo, agua y gas

El flujo de una sola fase ocurre cuando solo existe movimiento de un fluido en el medio poroso, bien sea petróleo, gas o agua; sin embargo, puede existir simultáneamente una segunda fase inmóvil como agua connata a la saturación de agua irreducible. En el flujo multifásico existen dos o más fluyendo simultáneamente en el medio poroso. En este caso, la expresión matemática se hace compleja y es necesario tomar en cuenta los conceptos de

¹⁹ PARIS DE FERRER, op. cit, p. 343.

permeabilidades relativas y viscosidades para determinar la cantidad de cada fase particular que fluye en cada punto del sistema.

1.2.3 Regímenes de Flujo Existen básicamente tres tipos de condiciones o regímenes de flujo en función de la presión y del tiempo que deben ser identificados para clasificar el flujo de fluidos del yacimiento:

- ✓ Flujo Continuo: Este régimen de flujo existe cuando en cada sección transversal a la dirección de flujo la densidad es constante en el tiempo; es decir, no existen cambios de presión ni de velocidad del flujo con el tiempo.
- ✓ Flujo Semi-Continuo: También denominado flujo variable, existe cuando la presión declina linealmente con el tiempo en cualquier posición del yacimiento. Aquí, la tasa de declinación de la presión es directamente proporcional a la tasa de producción del yacimiento e inversamente proporcional al volumen de drenaje. En ocasiones este tipo de régimen se trata matemáticamente como una continuación del flujo continuo.
- ✓ Flujo No Continuo o Transitorio: Es el flujo de la formación al pozo, en el cual la presión en el yacimiento no cambia linealmente con el tiempo.

1.2.4 Geometría de Flujo La mayoría de los yacimientos tienen límites irregulares y la descripción matemática rigurosa de su geometría sólo es posible con el uso de simuladores numéricos. Se ha identificado un buen número de geometrías en el flujo de fluidos en el yacimiento; sin embargo, para la mayoría de los problemas de ingeniería los sistemas geométricos de mayor interés práctico son los que dan origen a los flujos lineal y radial. En el flujo lineal las líneas de flujo son paralelas y el fluido fluye en una sola dirección. Además, la sección transversal expuesta al flujo es constante.

En el flujo radial, las líneas de flujo son rectas y convergen en dos dimensiones a un centro en común, por ejemplo, un pozo. La sección transversal expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro.

1.3 LEY DE DARCY²⁰

En 1856, en la ciudad francesa de Dijon, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley se ha extendido, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos no miscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos. La ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

En sus estudios Darcy encontró que al variar el tipo de arena, el caudal y la longitud del medio poroso se volvía a cumplir la ecuación anterior, pero la constante de proporcionalidad lineal era diferente. Concluyó entonces que esta constante era propia y característica de cada arena y la llamo permeabilidad. Debido a la porosidad de la roca, la tortuosidad de las líneas de flujo y a la ausencia de flujo de alguno de los espacios porosos (incomunicados), la velocidad real del flujo varía de un lugar a otro dentro de la roca, y mantiene un promedio mucho más alto que la velocidad aparente. Como las velocidades reales no son medibles por lo general, y para mantener porosidad y permeabilidad independientes, las velocidades aparentes constituyen la base de la ley de Darcy. Es decir, la velocidad real promedio de avance de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad, cuando el fluido se encuentra saturando por completo la roca.

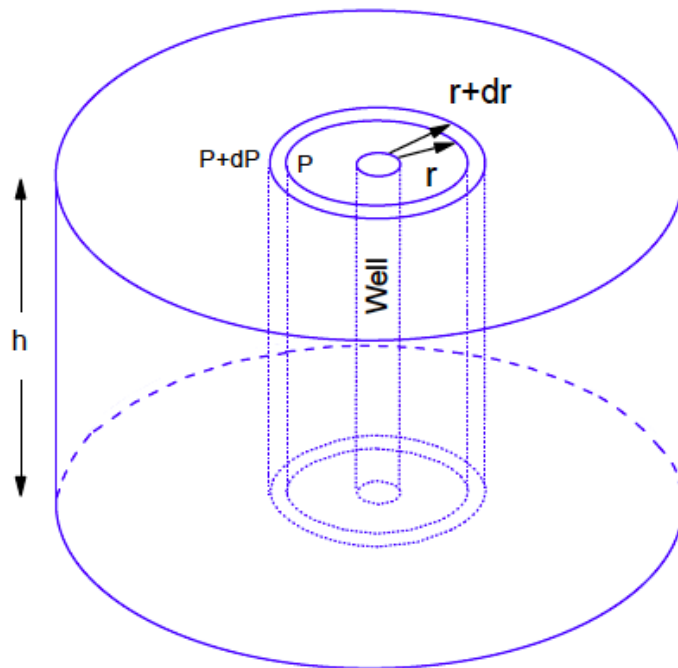
La ley de Darcy se aplica sólo en la región de flujo laminar, en condiciones de flujo en estado estable, para fluidos incompresibles y en formaciones homogéneas (no existe reacción entre el fluido y la roca).

²⁰ CRAFT & HAWKINS. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Madrid: Editorial Tecnos S.A, 1977. ISBN 64-309-0717-3

1.4 ECUACION DE DIFUSIVIDAD DARCY²¹

Para la mayoría de los fluidos hidrocarburos, el esfuerzo de corte y la tasa de corte pueden describirse mediante la ley de fricción de newton la cual combinada con la ecuación de movimiento resulta en la bien conocida ecuación de navier-stokes. La solución de dicha ecuación para las condiciones de frontera apropiadas da lugar a la distribución de velocidad del problema dado. Sin embargo, la geometría de los poros, no permite la formulación adecuada de las condiciones de frontera a través del medio poroso. Luego, una aproximación diferente se debe tomar. Darcy descubrió una relación simple entre el gradiente de presión y el vector velocidad para una sola fase.

Figura 7. Elemento de volumen



Fuente: ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

De acuerdo con la figura 10, el volumen de fluido contenido en el anillo es:

$$V = (2\pi r h dr)\phi \quad (2.1)$$

Pero,

²¹ ESCOBAR, op. cit, p. 97-98.

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

Luego;

$$dV = -cVdP \quad (2.2)$$

Reemplazando la Ec. 2.1 en 2.2, se tiene

$$dV = -c(2\pi r h dr) \phi dP$$

Si $dq = \frac{\partial V}{\partial t}$ entonces:

$$dq = -c\phi(2\pi r h dr) \frac{\partial P}{\partial t}$$

Ó;

$$\frac{\partial q}{\partial r} = -c\phi(2\pi r h) \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.3)$$

De la ley de Darcy, se sabe que:

$$q = -(2\pi r h) \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.4)$$

Al derivar la Ec. 2.4 con respecto a r, se obtiene:

$$\frac{\partial q}{\partial r} = -(2\pi h) \frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial P}{\partial r} + r \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right] \quad (2.5)$$

Igualando las Ecs. 2.3 y 2.5, se tiene:

$$-c\phi(2\pi r h) \frac{\partial P}{\partial t} = -(2\pi h) \frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial P}{\partial r} + r \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right]$$

Ó,

$$c\phi r \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial P}{\partial r} + r \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right]$$

Reordenando,

$$\boxed{\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{c\phi\mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t}} \quad (2.6)$$

La Ec. 2.6 es la ecuación de Difusividad Darcy.

1.5 MODELO DE FLUJO DARCY PSEUDOESTABLE²²

Después de un tiempo suficiente de producción, la declinación de presión es una función lineal del tiempo:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{-q}{cV_p}$$

Luego la ecuación de Difusividad se convierte en:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -\frac{c\phi\mu}{k} \frac{q}{cV_p}$$

Puesto que $V_p = \pi r_e^2 h \phi$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -\frac{q\mu}{\pi k r_e^2 h}$$

Separando:

$$\int d \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -\frac{q\mu}{\pi k r_e^2 h} \int r dr$$

Después de integrar:

$$\left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -\frac{q\mu r^2}{2\pi k r_e^2 h} + c_1$$

Aplicando la condición de frontera cuando $r=r_e$, $dP/dr=0$ porque el sistema debe ser cerrado. Entonces:

$$c_1 = \frac{q\mu r_e^2}{2\pi k r_e^2 h}$$

²² ESCOBAR, op. cit, p. 101-105.

Luego:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right) = -\frac{q\mu r}{2\pi k r_e^2 h} + \frac{q\mu}{2\pi k r h}$$

Separando;

$$\int_{P_w}^{P_e} dP = -\frac{q\mu}{2\pi k r_e^2 h} \int_{r_w}^{r_e} r dr + \frac{q\mu}{2\pi k h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r}$$

Integrando:

$$P_e - P_w = -\frac{q\mu}{2\pi k h} \left(\frac{r_e^2 - r_w^2}{2r_e^2}\right) + \frac{q\mu}{2\pi k h} \text{Ln} \frac{r_e}{r_w}$$

Puesto que r_e^2 es mucho mayor que r_w^2 , el término r_w^2 se puede ignorar.

$$P_e - P_w = \frac{q\mu}{2\pi k h} \left(\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - 0.5\right)$$

Si $e^{0.5} = 0.606$

$$P_e - P_w = \frac{q\mu}{2\pi k h} \left(\text{Ln} \frac{0.606 r_e}{r_w}\right)$$

Si se considera la presión promedio:

$$q = \frac{7.08 k h (\bar{P} - P_w)}{\mu B \left(\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - 0.75\right)}$$

Considerando r variable

$$P_e - P_w = -\frac{q\mu}{2\pi k h} \left(\frac{r^2 - r_w^2}{2r_e^2}\right) + \frac{q\mu}{2\pi k h} \text{Ln} \frac{r}{r_w}$$

Pero se puede considerar que $r^2 \gg r_w^2$. Luego se tiene:

$$P_e - P_w = -\frac{q\mu}{2\pi k h} \left(\frac{r^2}{2r_e^2}\right) + \frac{q\mu}{2\pi k h} \text{Ln} \frac{r}{r_w}$$

Factorizando:

$$P - P_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) \quad (2.7)$$

De acuerdo con el teorema del valor medio:

$$\bar{P} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} P dV}{\int_{r_w}^{r_e} dV}$$

Puesto que:

$$dV|_{r_w}^{r_e} = 2\pi r h \phi dr|_{r_w}^{r_e}$$

Entonces:

$$\bar{P} = \frac{2\pi h \phi \int_{r_w}^{r_e} P r dr}{2\pi h \phi \int_{r_w}^{r_e} r dr}$$

Simplificando e integrando el denominador:

$$\bar{P} = \frac{2 \int_{r_w}^{r_e} P r dr}{(r_e^2 - r_w^2)}$$

Puesto que r_e^2 es mucho mayor que r_w^2 :

$$\bar{P} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} P r dr$$

Usando la ecuación 2.7:

$$\begin{aligned} \bar{P} &= \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \left\{ \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) + P_w \right\} r dr \\ \bar{P} &= \frac{q\mu}{\pi kh r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \left(\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) r dr + \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} P_w r dr \\ \bar{P} &= \frac{q\mu}{\pi kh r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \left(r \ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^3}{2r_e^2} \right) dr + \frac{2}{r_e^2} P_w \frac{r_e^2 - r_w^2}{2} \\ \bar{P} &= \frac{q\mu}{\pi kh r_e^2} \left[\int_{r_w}^{r_e} r \ln \frac{r}{r_w} dr - \left(\frac{r_e^4 - r_w^4}{8r_e^2} \right) \right] + P_w \left(1 - \frac{r_w^2}{r_e^2} \right) \end{aligned}$$

Puesto que r_e^2 es mucho mayor que r_w^2 se tiene que:

$$\bar{P} = \frac{q\mu}{\pi khr_e^2} \left[\int_{r_w}^{r_e} r \ln \frac{r}{r_w} dr - \left(\frac{r_e^2}{8} \right) \right] + P_w \quad (2.8)$$

Pero, $\int_{r_w}^{r_e} r \ln \frac{r}{r_w} dr$ debe integrarse por partes:

$$\int u dv = uv - \int v du$$

$$u = \ln \frac{r}{r_w} \text{ Entonces } du = \frac{1}{(r-r_w)r_w}$$

$$dv = r dr \text{ Entonces } v = \frac{r^2}{2}$$

$$\int_{r_w}^{r_e} r \ln \frac{r}{r_w} dr = \frac{r^2}{2} \text{Ln} \frac{r}{r_w} \Big|_{r_w}^{r_e} - \int_{r_w}^{r_e} \frac{r^2}{2} \frac{1}{r} dr$$

$$\int_{r_w}^{r_e} r \ln \frac{r}{r_w} dr = \frac{r_e^2}{2} \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{r_w^2}{2} \text{Ln} \frac{r_w}{r_w} - \left(\frac{r_e^2}{4} - \frac{r_w^2}{4} \right)$$

De nuevo, en virtud a que r_e^2 es mucho mayor que r_w^2

$$\int_{r_w}^{r_e} r \ln \frac{r}{r_w} dr = \frac{r_e^2}{2} \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{r_e^2}{4}$$

Reemplazando la anterior respuesta en la Ec. 2.8, se tiene:

$$\bar{P} = \frac{q\mu}{\pi khr_e^2} \left[\frac{r_e^2}{2} \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{r_e^2}{4} - \left(\frac{r_e^2}{8} \right) \right] + P_w$$

$$\bar{P} - P_w = \frac{q\mu}{\pi kh} \left[\frac{1}{2} \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{4} - \frac{1}{8} \right]$$

$$\bar{P} - P_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{1}{4} \right]$$

$$\boxed{\boxed{\bar{P} - P_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]}}$$

(2.9)

La Ec. 2.9 es el modelo de flujo Darcy en estado Pseudoestable.

1.6 FLUJO NO DARCY

Para que exista un flujo Darcy debe existir un medio homogéneo, además de un flujo estacionario y en régimen laminar, lo cual es difícil de conseguir en un yacimiento de petróleo, ya sea por la tortuosidad del yacimiento, la intrusión de un acuífero, la formación de escamas o cualquier otra circunstancia, las condiciones requeridas para que el flujo obedezca la ley de Darcy escasamente se cumplen, por ejemplo, el régimen laminar en el yacimiento se presenta a distancias considerables de la cara de un pozo en producción, pero a medida que el fluido se acerca a ser producido su régimen de flujo se va transformando a un régimen transitorio o turbulento; surge entonces la necesidad de diseñar una ecuación que modele el flujo no Darcy. Bajo esta necesidad diferentes autores han realizado modificaciones a la ley de Darcy para tener en cuenta los factores reales que en ella se ignoraron, uno de estos autores es el austriaco Philipp Forchheimer, ingeniero civil que estudio los efectos inerciales que se presentaban en el flujo de fluidos a través del medio poroso y estableció una ecuación que lleva su nombre.

El flujo no Darcy se observa con mayor intensidad en los yacimientos de gas debido a que este tipo de fluidos presentan cambios marcados en su comportamiento de acuerdo a la presión, sin embargo encontrar un medio poroso isotrópico y homogéneo es prácticamente imposible, por tanto en todos los yacimientos se encuentra una razón válida para pensar en un posible flujo no Darcy, además en el momento en el que se desarrolla la ecuación convencional de Difusividad se tienen en cuenta varias consideraciones ideales que pueden descartarse y conseguir un modelo cada vez más real.

En el flujo Darcy se establece una relación lineal entre el cambio de la presión y la velocidad del fluido en el medio poroso, suposición que en algunas ocasiones no es válida, en yacimientos con altas velocidades de flujo el caudal es directamente proporcional al gradiente de presión pero no de forma lineal, sino exponencial; así mismo si el yacimiento presenta una baja permeabilidad, la linealidad no se conserva; la relación lineal solo se presenta para algunos rangos y depende de las propiedades de cada yacimiento.

Cornell y Katz atribuyeron el efecto no Darcy a la no linealidad entre el gradiente de presión y la velocidad de flujo, según ellos esto se debe a la turbulencia generada por el flujo del fluido, pero muchos otros investigadores han mencionado que la no linealidad entre la caída de presión y la velocidad de flujo no se debe a la turbulencia sino a los efectos inerciales debido a que el número crítico de Reynolds en el que la turbulencia comienza es de orden de magnitud diferente al que cuando empieza el efecto no Darcy.

1.7 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL CAMPO PETROLERO COLOMBIANO

Con el fin de optimizar el modelo de flujo convencional, se debe seleccionar un campo en el cual este modelo teóricamente no sea aplicable, es decir un campo que presente flujo no-Darcy, anteriormente se mencionaron algunas características de este tipo de flujo, como por ejemplo, su mayor intensidad en los campos de gas, siendo preseleccionados por esta razón los campos gasíferos colombianos con una producción considerable de aceite como Cusiana, Provincia y Payoa.

Evans realizando un estudio sobre los efectos de la presión de sobrecarga encontró que el efecto no-Darcy aumenta cuando existe mayores presiones de confinamiento efectivas y por lo tanto es muy probable encontrar flujo no-Darcy en yacimientos con baja permeabilidad, baja porosidad y alta tortuosidad, posteriormente acompañado de Coworkers comprobaron que el efecto no Darcy aumenta cuando existe la presencia de un segundo fluido, tomando estos criterios se preseleccionan los campos petroleros de Rubiales, Pauto, Apiay y Colorado.

Tabla 1. Campos Preseleccionados.

Campo	Porosidad	Permeabilidad	Acceso a la información
Rubiales	18-30%	5-50 D	No
Pauto	28-33%	0,07-0,15 mD	No
Apiay	12-16%	-	No
Colorado	13-16%	14-100 mD	Si

Fuente: Autores

2. CAMPO ESCUELA COLORADO

Campo Escuela Colorado posee permeabilidades que van desde 14 a 100 md y porosidades entre el 13% y 16%, y se emplea un modelo de flujo de fluidos convencional para estudiar el comportamiento de la producción, aunque no cuenta con estudios de tortuosidad, posee una característica distintiva con los demás campos petroleros colombianos que no influye con el comportamiento del modelo pero es determinante al momento de realizar la investigación como lo es el acceso a la información, por estas razones Campo Escuela Colorado es el campo seleccionado para aplicar la optimización del modelo de flujo de fluidos.

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO²³

El Campo Escuela Colorado se ha establecido como un centro de aprendizaje a nivel académico y administrativo en las áreas de operación y explotación de Hidrocarburos, con el fin de poner en marcha el convenio entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A.

Para incrementar la producción del Campo Escuela; la Universidad Industrial de Santander, realizó un convenio con la Empresa WEI Ltda., quién sería la encargada de realizar las operaciones para optimizar la producción del Campo Escuela utilizando nuevas tecnologías y contribuyendo a vincular la academia con la industria petrolera.

2.2 LOCALIZACIÓN²⁴

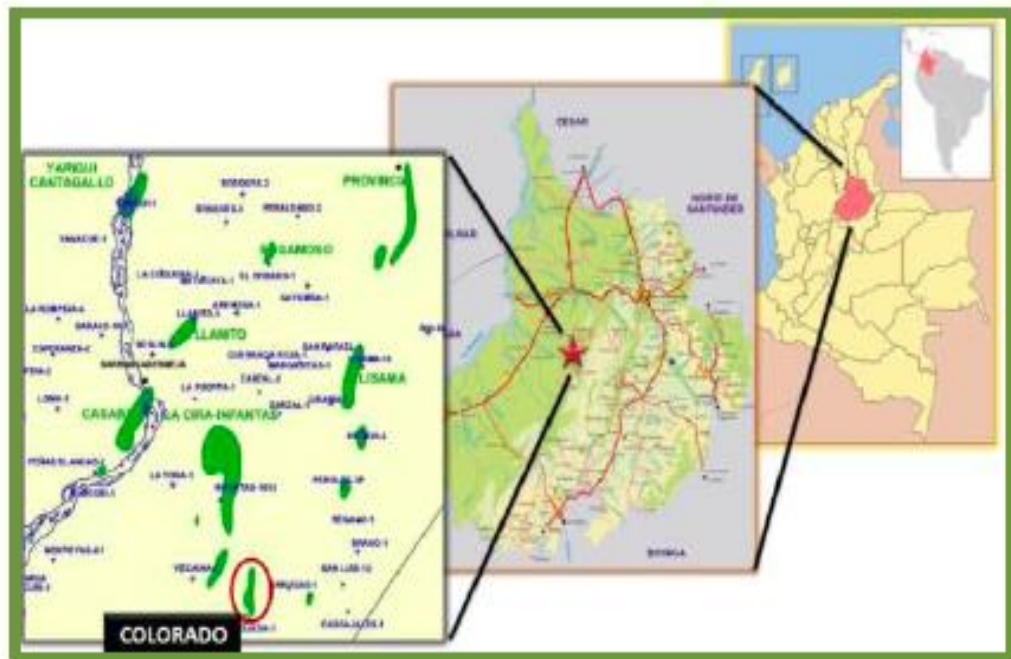
El Campo Escuela se encuentra ubicado sobre la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental; geográficamente en la Vereda Los Colorados en el

²³ JEREZ, Karent. Optimización de la Producción del Campo Escuela Colorado mediante un análisis de desempeño utilizando Software especializado. Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisico-Químicas, 2014. 129 p.

²⁴ *Ibíd.*, p. 17.

corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucuri, ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja en el departamento de Santander y al sur del Campo La Cira-Infantas.

Figura 8. Localización Geográfica del Campo Escuela Colorado



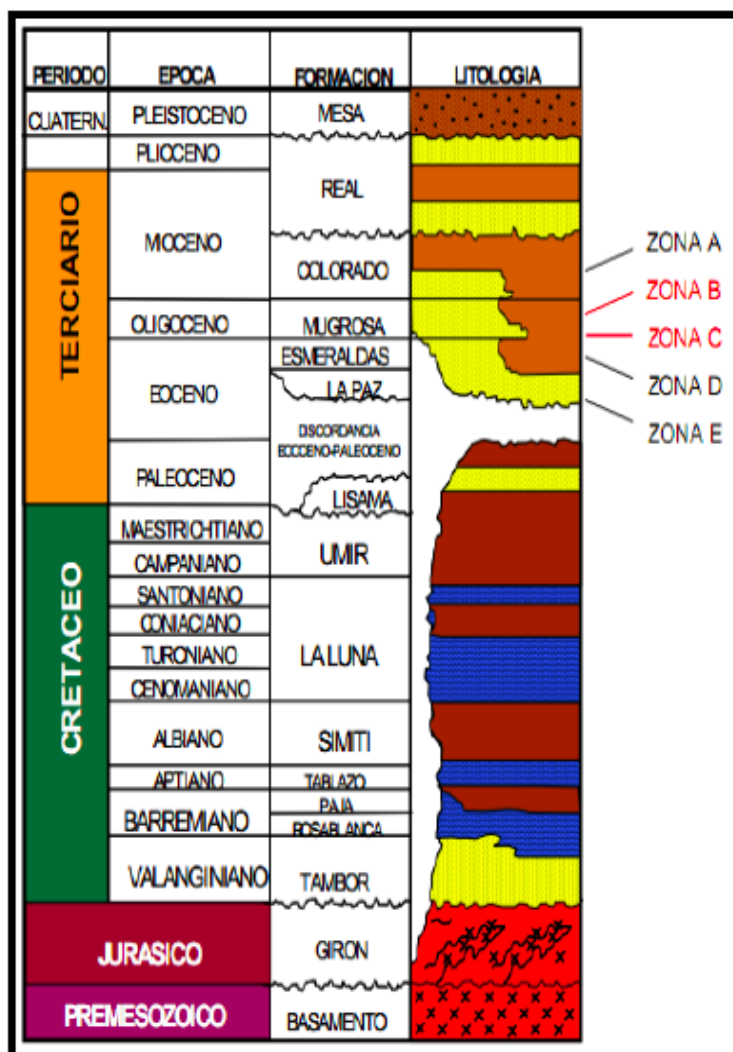
Fuente: ECOPETROL-ICP 2003

2.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA²⁵

La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos que tuvieron lugar en el Triásico Tardío y el Cretácico Tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por fallas normales cuya subsidencia causada por tectónica de bloques, está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos.

²⁵ *Ibíd.*, p. 18.

Figura 9. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de Recobro. ECOPETROL

La fase tectónica compresiva del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno. Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander-Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales.

Las formaciones productoras de las cuales se extrae principalmente el petróleo del Campo Escuela Colorado son: formación Mugrosa (Zona B y C), Esmeralda (E) y La Paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, con intercalaciones de areniscas y lodolitas continentales.

2.4 FORMACIONES PRODUCTORAS²⁶

Es la principal formación productora del Campo Colorado y se divide en las zonas A, B y C, éstas se subdividen en B1, B2, C1 y C2, poseen un espesor que varía aproximadamente desde 1800 a 4500 ft y se caracteriza por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas acumuladas en un ambiente meándrico.

Ésta formación comprende areniscas con una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera respectivamente:

- B1:12,9 % y 21,8 Pies
- B2:13,5% y 23,2 Pies
- C1:15,7% y 24,9 Pies
- C2: 19,6% y 42,3 Pies

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36° a 42° API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución. El aceite original estimado es de 121 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8,59 MMBIs con una Factor de Recobro de 14.6%.

2.4.1 Formación Colorado Corresponde al Oligoceno con un espesor aproximado de 2.700 pies. En la parte superior se encuentra la Cira, Shale que es importante en todo el Valle Medio del Magdalena por considerarse como el principal estrato guía para la exploración.

A los 250 Ft por debajo de la Cira Shale se encuentra el tope de la Zona A, que se caracteriza por espesores que varían desde 0 hasta 210 Ft.

²⁶ *Ibíd.*, p. 19.

La parte intermedia de la formación está constituida por arcillas púrpuras moteadas intercaladas con delgadas arenas de color gris azulado algunas veces petrolíferas.

La parte inferior de la formación está constituida por arenas grises, azules o pardas pobremente clasificadas, aunque es muy común encontrar altas saturaciones de agua en algunas arenas intercaladas en intervalos petrolíferos.

2.4.2 Formación Mugrosa Corresponde también al Oligoceno con espesor promedio de 1.800 Ft. La formación se reconoce por el marcador denominado Fósiles de Mugrosa que se encuentra en el tope de la formación. Después de los Fósiles de Mugrosa se encuentra la Zona B que comprende areniscas blanquecinas y grises, pobremente clasificadas, más compactas que en la Zona A. las arenas están intercaladas entre arcillas violáceas, gis o verdosas generalmente compactas.

En la parte intermedia de la formación se encuentra constituida por arcillas y arcillolitas abigarradas en diferentes tonos de gris. La zona inferior de la formación mugrosa se ha denominado Zona C, comprende areniscas de color blanquecino y gris en diferentes tonos, en algunas ocasiones calcáreas, tamaños de grano medio a grueso generalmente compactos, intercalados con arcillas gris verdosas o gris oscuras.

2.4.3 Formación La Paz La secuencia está compuesta por areniscas grises conglomeráticas, conglomerados, limolitas y grandes paquetes de lutitas grises. (MORALES, et al., 1958). El depósito de los sedimentos de esta unidad se desarrolló en un ambiente de sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. En el Campo Colorado la unidad descansa discordantemente sobre la Formación Umir del Cretácico. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso. El contacto superior con la Formación Esmeraldas es concordante y transicional. Conforme a su posición estratigráfica, la unidad se considera del Eoceno Medio a Superior. El espesor de esta unidad puede alcanzar hasta los (600 m) 1970 pies.

2.4.4 Formación Esmeralda Esta unidad se compone de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas, contiene algunas capas delgadas de carbón. (MORALES, et al., 1958). Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); El ambiente deposicional fue bajo condiciones lagunares deltaicas. El contacto inferior con la Formación La Paz es concordante, mientras que el contacto superior está determinado por una posible discordancia con la Formación Mugrosa. La unidad abarca la mayor parte del Eoceno tardío. El límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Chorros”. El espesor se ha calculado en unos 457 m (1.500 ft).

2.4.5 Formación Umir Descrita por Huntley (en JULIVERT, et al., 1968). La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, concreciones ferruginosas mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico a nerítico. La Formación Umir descansa en discontinuidad estratigráfica sobre el miembro Galembo de la Formación La Luna. El contacto superior con la suprayacente Formación Lizama es concordante.

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO ESCUELA COLORADO²⁷

La siguiente tabla presenta un resumen de las propiedades de yacimiento para las zonas productoras del campo.

²⁷ *Ibíd.*, p. 22.

De acuerdo con la revisión de las pruebas iniciales de los pozos, presiones de fondo fluyendo y presiones estáticas, se estimó un valor de presión inicial para cada una de las unidades del campo.

Tabla 2. Características del Yacimiento Campo Escuela Colorado

PARAMETRO	Unidad	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temperatura de Yto	°F	114	174	186	186
API	°API	41.2	39.7	40.1	40.1
Profundidad Promedia	Ft	2000	4000	5000	5600
Presión de Burbuja	psi	648	2078	2958	2958
Presión Inicial	psi	600	2100	2970	3590
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462	0.441	0.441
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401	1.373	1.373
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648	667	667
Porosidad	%	13.26	15	13	13

Fuente: Informe “Información Técnica Campo Escuela Colorado”.
Proyecto Campo Escuela-UIS.

2.6 MODELO ESTRUCTURAL²⁸

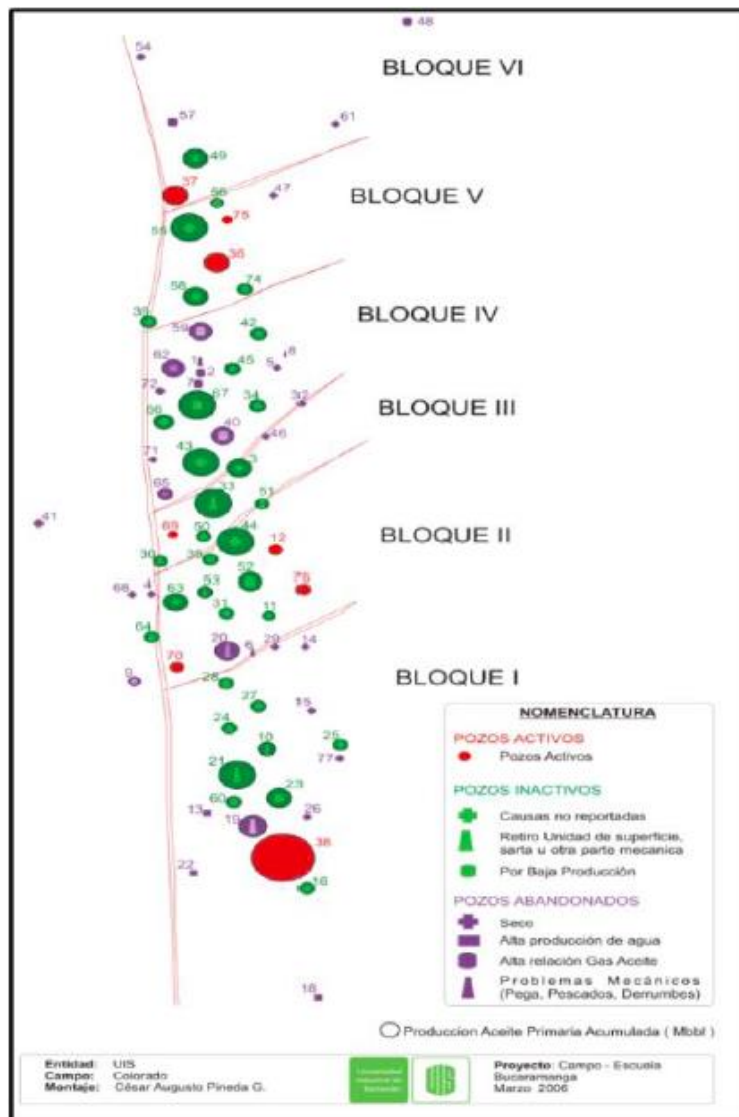
La estructura del Campo Escuela Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico. Cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el cloque colgante de una falla homotética en sentido N-S y buzamiento al ESTE denominada como falla de Colorado.

El anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en el sentido W-E y SW-NE. De sur a norte se denominan los Bloques IB, I, II, III, IV y están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose

²⁸ *Ibíd.*, p. 23.

unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo.

Figura 10. Estructura del Campo Escuela Colorado



**Fuente: Informe “Información Técnica Campo Escuela Colorado”.
 Proyecto Campo Escuela-UIS.**

2.7 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO²⁹

El Campo Colorado se descubrió en el año 1923 por la empresa Operadora Tropical Oil Company – TROCO, el desarrollo del Campo se llevó a cabo de la siguiente manera:

- ✓ TROPICAL OIL COMPANY TROCO (1923 – 1932): Descubrió el Campo con el pozo Colorado 2 en 1924, Perforó 7 pozos, de los cuales 6 fueron abandonados por problemas mecánicos, alta producción de gas o agua y pozos secos.

De acuerdo con lo anterior los pozos presentaron flujo de gas en la unidad C, lo cual hace evidente la presencia de una capa de gas en el yacimiento. Entre los años (1945 – 1946) la TROCO realizó estudios y pruebas con resultados satisfactorios, para la segunda campaña se perforó el pozo C-9 con buenos resultados, los cuales motivaron la perforación de 7 pozos más, para un total de 8 pozos en esta campaña.

En esta campaña de perforación probaron pozos que se encuentran localizados en las partes más bajas de los Bloques 1, 2 y 3 (Flanco occidental) y un pozo localizado al costado occidental de la falla principal (Colorado-9). Solo los pozos Colorado 14 y 15 fueron acuíferos los otros seis pozos fueron productores.

- ✓ ECOPETROL S.A. (1953 – 2006): Durante este periodo se desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados. El desarrollo del campo se llevó a cabo desde el sur hacia el norte del mismo.
- ✓ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS): El 1 de Junio de 2006 nace el Campo Escuela-Colorado bajo la firma del Convenio Interadministrativo con ECOPETROL S.A.

La Universidad Industrial de Santander con el fin de desarrollar operacionalmente el campo, trabaja con su aliado tecnológico Worldwide Energy Investments LTD (W.E.I LTD.), quienes tienen como fin intervenir

²⁹ *Ibíd.*, p. 24.

en los trabajos del campo y busca promover la investigación y la formación de nuevos profesionales.

2.8 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO³⁰

El campo inicio su producción en el año 1945 con una tasa de 300 BPD, en 1961 alcanzó su máxima producción de 1771 BPD, declinando rápidamente hasta llegar a una tasa de 467 BPD en 1966. Éste periodo se caracterizó por la pérdida de pozos productores por problemas mecánicos en los más destacados el taponamiento de las líneas por causa de las parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BPD. Desde 1976 se marcó una declinación del campo pasando de 962 BPD a 47 BPD en 1989. El máximo número de pozos activos fue en 1963 con un total de 44 pozos. De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas hacen que la producción acumulada de los pozos sea muy baja.

En el año 2009 se firmó el convenio con el aliado WEI GROUP, se han intervenido varios pozos por medio de procesos de reacondicionamiento de pozos aumentando la producción del campo. En el campo se utiliza el sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico en la totalidad de los pozos.

2.8.1 Producción de Aceite, Agua y Gas El campo Escuela Colorado tiene una baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo típico de un campo con influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día.

³⁰ *Ibíd.*, p. 25.

2.8.2 Análisis de las Anomalías en la Producción En el campo Escuela Colorado de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo pobres las producciones acumuladas del campo.

El promedio de producción acumulada por pozo productor es de 152.819 Barriles de aceite, la cual es baja indicando bajas propiedades petrofísicas y poca energía en el yacimiento.

Los mejores pozos productores de aceite se encuentra en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas B. estos pozos productores de aceite se encuentran rodeados por pozos con bajos acumulados, indicando problemas de tipo mecánico en los pozos.

3. OPTIMIZACION DEL MODELO DE FLUJO

Las condiciones reales de los yacimientos petrolíferos distan en gran medida de las condiciones ideales que son consideradas al momento de realizar el modelo convencional de flujo, por esta razón la ley de Darcy no modela de forma precisa el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso, surgiendo entonces la necesidad de optimizar el modelo de flujo de fluidos convencional con el fin de mejorar su ajuste.

La optimización del modelo de flujo se realizará contemplando el cambio de una de sus leyes fundamentales como lo es la ley de Darcy por la ecuación de Forchheimer, buscando de esta forma incluir en el modelo algunas consideraciones que con la ley de Darcy son ignoradas.

3.1 ECUACION DE FORCHHEIMER

La ley de Darcy como tal considera que un solo fluido satura 100 % el medio poroso, por lo tanto, el estado estable prevalece. Otra consideración hecha por Darcy es que el flujo es homogéneo y laminar. La ecuación de Forchheimer tiene en cuenta los factores inerciales que determinan que el flujo no es laminar o no Darcy.³¹

Forchheimer agregó el término $\beta\rho v^2$ a la ecuación de Darcy con el fin de tener en cuenta la no linealidad que se observa entre la velocidad de flujo y el gradiente de presión, planteando entonces su ecuación de la siguiente manera:

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\mu v}{\kappa} + \beta\rho v^2$$

Donde β es la constante inercial y es obtenida normalmente por medio de correlaciones empíricas.

3.1.1 Coeficiente de Flujo No-Darcy Este coeficiente incluye los efectos generados por el esfuerzo de overburden así como la existencia de otras fases en el yacimiento; es llamado de muchas formas según el autor:

³¹ ESCOBAR, op. cit, p. 77.

- ✓ Factor de turbulencia (Cornell y Katz)
- ✓ Coeficiente de Resistencia Inercial (Geertsman)
- ✓ Coeficiente de velocidad (Firoozabadi)
- ✓ Coeficiente de flujo no-Darcy (Civand y Evans)
- ✓ Coeficiente Forchheimer (Ruth y Ma)
- ✓ Coeficiente Inercial (Ruth y Ma)
- ✓ Factor Beta (Milton y Taylor)
- ✓ Coeficiente No Darcy (Thauvin y Mohanty)

Por lo general el factor beta puede estar en función de la permeabilidad, la porosidad o la tortuosidad, esta última provee información útil sobre la longitud representativa del paso de flujo tortuoso, su uso aporta mayor ajuste; para estudiar el efecto de la existencia de un segundo fluido Evans involucro el efecto de la saturación inmóvil del líquido en el coeficiente no Darcy; con la porosidad y la permeabilidad relativa a una saturación dada obtuvo un ajuste del 93%; cuando se reemplazó la porosidad (ϕ) por el producto entre la porosidad y la saturación móvil ($\phi(1 - S_{ir})$) el ajuste disminuyo a un 81% y reemplazando la porosidad (ϕ) por $(\phi(1 - S_{ir}))^n$, el análisis de sensibilidad indica que n debe ser cero; entonces se confirma que la saturación del líquido inmóvil puede ser ignorada en la correlación general para el factor beta.

Cualquier cambio en la estructura porosa debido al cambio del estado de esfuerzos afecta el coeficiente de flujo no-Darcy; la deformación del poro depende del esfuerzo efectivo, y los efectos del esfuerzo en las propiedades de la roca son predecibles; Evans estudio los efectos de la presión de overburden y encontró que el factor beta es directamente proporcional a la presión del confinamiento efectiva, debido a los efectos de la presión también se estableció que el factor beta es inversamente proporcional a la permeabilidad y la porosidad pero directamente proporcional a la tortuosidad.

Para determinar el valor del coeficiente de flujo no Darcy existen diversas

correlaciones empíricas que tienen a la permeabilidad y la tortuosidad como parámetros claves, algunas de estas correlaciones son:

✓ Geertsman:

$$\beta \left[\frac{1}{ft} \right] = \frac{4.851 \times 10^4}{\phi^{5.5} \sqrt{k[md]}}$$

✓ Firoozabadi and Katz:

$$\beta \left[\frac{1}{ft} \right] = \frac{2.6 \times 10^{10}}{k^{1.2}[md]}$$

✓ Pascal:

$$\beta \left[\frac{1}{m} \right] = \frac{4.8 \times 10^{12}}{k^{1.176}[md]}$$

Desarrollada para pozos con velocidades relativamente bajas de flujo.

✓ Thauvin y Mohanty:

$$\beta \left[\frac{1}{cm} \right] = \frac{1.55 \times 10^4 \tau^{3.55}}{k^{0.98}[d] \phi^{0.29}}$$

Desarrollada bajo estudios a nivel de poro.

✓ Cooper:

$$\beta \left[\frac{1}{cm} \right] = \frac{10^{-3.25} \tau^{1.943}}{k^{1.023}[cm^2]}$$

Creada luego del estudio de la anisotropía del medio poroso con un modelo microscópico.

3.2 ECUACION DE DIFUSIVIDAD FORCHHEIMER

De acuerdo con la Figura 7, el volumen de fluido contenido en el anillo es:

$$V = (2\pi r h dr) \phi \tag{3.1}$$

Como,

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

Luego;

$$dV = -cVdP \quad (3.2)$$

Reemplazando la Ec. 3.1 en 3.2, se tiene:

$$dV = -c(2\pi rh dr)\phi dP$$

Si $dq = \frac{\partial V}{\partial t}$ entonces:

$$dq = -c\phi(2\pi rh dr) \frac{\partial P}{\partial t}$$

Ó;

$$\frac{\partial q}{\partial r} = -c\phi(2\pi rh) \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.3)$$

De la ecuación de Forchheimer, se sabe que:

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (3.4)$$

Por definición:

$$q = vA$$

$$q = v(2\pi rh)$$

Entonces,

$$v = \frac{q}{2\pi rh}$$

Reemplazando la anterior respuesta en la Ec. 3.4, se tiene:

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\mu}{k} \left(\frac{q}{2\pi rh} \right) + \beta \rho \left(\frac{q}{2\pi rh} \right)^2$$

Luego se realiza el despeje del caudal (q):

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\mu}{2\pi rhk} q + \frac{\beta \rho}{4\pi^2 r^2 h^2} q^2$$

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{1}{2\pi rh} \left(\frac{\mu}{k} q + \frac{\beta \rho}{2\pi rh} q^2 \right)$$

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\beta \rho}{4(\pi rh)^2} \left(\frac{\mu}{\beta \rho} \frac{2\pi rh}{k} q + q^2 \right)$$

$$\begin{aligned}
-\frac{dP}{dr} &= \frac{\beta\rho}{4(\pi rh)^2} \left(q^2 + \frac{\mu}{k} \frac{2\pi rh}{\beta\rho} q + \left(\frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \right)^2 - \left(\frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \right)^2 \right) \\
-\frac{dP}{dr} &= \frac{\beta\rho}{4(\pi rh)^2} \left(\left(q + \frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \right)^2 - \left(\frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \right)^2 \right) \\
-\frac{dP}{dr} &= \frac{\beta\rho}{4(\pi rh)^2} \left(q + \frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \right)^2 - \left(\frac{\mu}{k} \right)^2 \left(\frac{1}{4\beta\rho} \right) \\
\sqrt{\frac{\left[\left(\frac{\mu}{k} \right)^2 \left(\frac{1}{4\beta\rho} \right) - \frac{dP}{dr} \right] 4(\pi rh)^2}{\beta\rho}} &= \sqrt{\left(q + \frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \right)^2} \\
q &= \sqrt{\frac{\left[\left(\frac{\mu}{k} \right)^2 \left(\frac{1}{4\beta\rho} \right) - \frac{dP}{dr} \right] 4(\pi rh)^2}{\beta\rho}} - \frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho} \\
q &= 2\pi rh \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho}} \tag{3.5}
\end{aligned}$$

Al derivar la Ec. 3.5 con respecto a r, se obtiene:

$$\begin{aligned}
\frac{dq}{dr} &= \frac{\partial}{\partial r} \left(2\pi rh \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu \pi rh}{k \beta\rho}} \right) \\
\frac{dq}{dr} &= 2\pi h \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k \beta\rho}} \right) \tag{3.6}
\end{aligned}$$

Igualando las Ecs. 3.3 y 3.6, se tiene:

$$-c(2\pi rh)\phi \frac{\partial P}{\partial t} = 2\pi h \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k \beta\rho}} \right)$$

Ó;

$$\boxed{\boxed{-c\phi \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k \beta\rho}} \right)}} \tag{3.7}$$

La Ec. 3.7 es la Ecuación de Difusividad Forchheimer.

3.3 MODELO DE FLUJO FORCHHEIMER PSEUDOESTABLE

Después de un tiempo considerable de Producción, se sabe que:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{-q}{cV_p}$$

Luego,

$$-c\phi \left(\frac{-q}{cV_p} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k} \frac{r}{\beta\rho}} \right)$$

Puesto que $V_p = \pi r_e^2 h \phi$

$$\frac{q}{\pi r_e^2 h} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k} \frac{r}{\beta\rho}} \right)$$

Separando:

$$\int \frac{qr}{\pi r_e^2 h} dr = \int d \left(r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k} \frac{r}{\beta\rho}} \right)$$

Después de integrar:

$$\frac{qr^2}{2\pi r_e^2 h} = r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k} \frac{r}{\beta\rho}} + c_1$$

Aplicando la condición de frontera cuando $r=r_e$, $dP/dr=0$ porque el sistema debe ser cerrado. Entonces:

$$\frac{qr_e^2}{2\pi r_e^2 h} = r_e \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} - \frac{\mu}{2k} \frac{r_e}{\beta\rho}} + c_1$$

$$\left(\frac{q}{2\pi r_e h} - \frac{c_1}{r_e} + \frac{\mu}{2k} \frac{1}{\beta\rho} \right)^2 = \left(\sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho} \right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr}} \right)^2$$

$$\left(\frac{q}{2\pi r_e h} - \frac{c_1}{r_e} + \frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 = -\frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr}$$

$$\beta\rho \left[\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \left(\frac{q}{2\pi r_e h} - \frac{c_1}{r_e} + \frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 \right] = \frac{dP}{dr}$$

$$\beta\rho \left[\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \left(\frac{q}{2\pi r_e h} - \frac{c_1}{r_e} + \frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 \right] = 0$$

$$\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 = \left(\frac{q}{2\pi r_e h} - \frac{c_1}{r_e} + \frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2$$

$$\frac{c_1}{r_e} = \frac{q}{2\pi r_e h} + \frac{\mu}{2k\beta\rho} - \frac{\mu}{2k\beta\rho}$$

$$c_1 = \frac{q}{2\pi h}$$

Luego,

$$\frac{qr^2}{2\pi r_e^2 h} = r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr}} - \frac{\mu}{2k\beta\rho} r + \frac{q}{2\pi h}$$

$$\frac{qr^2}{2\pi r_e^2 h} - \frac{q}{2\pi h} = r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr}} - \frac{\mu}{2k\beta\rho} r$$

$$\frac{q}{2\pi h} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right) = r \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr}} - \frac{\mu}{2k\beta\rho} r$$

$$\left(\frac{\frac{q}{2\pi h} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right) + \frac{\mu}{2k\beta\rho} r}{r}\right)^2 = \left(\sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr}}\right)^2$$

$$\frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} = \left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \left(\frac{\frac{q}{2\pi h} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right) + \frac{\mu}{2k\beta\rho} r}{r}\right)^2$$

$$\frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} = \left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \left(\frac{q}{2\pi r h} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right) + \frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2$$

$$\frac{1}{\beta\rho} \frac{dP}{dr} = \left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2 - \left(\frac{q}{2\pi rh}\right)^2 \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right)^2 - \frac{q\mu}{2\pi rhk\beta\rho} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right) - \left(\frac{\mu}{2k\beta\rho}\right)^2$$

$$\frac{dP}{dr} = \beta\rho \left[-\left(\frac{q}{2\pi rh}\right)^2 \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right)^2 - \frac{q\mu}{2\pi rhk\beta\rho} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right) \right]$$

$$\frac{dP}{dr} = -\left(\frac{q}{2\pi rh}\right)^2 \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right)^2 \beta\rho - \frac{q\mu}{2\pi rhk} \left(\frac{r^2}{r_e^2} - 1\right)$$

Separando;

$$\int_{P_w}^P dP = -\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^2 \beta\rho \int_{r_w}^r \left(\frac{r}{r_e^2} - \frac{1}{r}\right)^2 dr - \frac{q\mu}{2\pi hk} \int_{r_w}^r \left(\frac{r}{r_e^2} - \frac{1}{r}\right) dr$$

Integrando:

$$P - P_w = -\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^2 \beta\rho \int_{r_w}^r \left(\frac{r^2}{r_e^2} - \frac{2}{r_e^2} + \frac{1}{r^2}\right) dr - \frac{q\mu}{2\pi hk} \int_{r_w}^r \left(\frac{r}{r_e^2} - \frac{1}{r}\right) dr$$

$$P - P_w = -\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^2 \beta\rho \left(\frac{r^3 - r_w^3}{3r_e^4} - \frac{2(r - r_w)}{r_e^2} - \frac{1}{r} + \frac{1}{r_w}\right) - \frac{q\mu}{2\pi hk} \left(\frac{r^2 - r_w^2}{2r_e^2} - \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)\right)$$

Puesto que r_e^2 es mucho mayor que r_w^2 , el término r_w^2 se puede ignorar.

$$P = -\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^2 \beta\rho \left(\frac{r^3}{3r_e^4} - \frac{2(r - r_w)}{r_e^2} - \frac{1}{r} + \frac{1}{r_w}\right) - \frac{q\mu}{2\pi hk} \left(\frac{r^2}{2r_e^2} - \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)\right) + P_w \quad (3.8)$$

De acuerdo con el teorema del valor medio:

$$\bar{P} = \frac{2 \int_{r_w}^{r_e} P r dr}{(r_e^2 - r_w^2)}$$

Como r_e^2 es mucho mayor que r_w^2 :

$$\bar{P} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} P r dr$$

Usando la Ec. 3.8:

$$\bar{P} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \left[-\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^2 \beta\rho \left(\frac{r^3}{3r_e^4} - \frac{2(r - r_w)}{r_e^2} - \frac{1}{r} + \frac{1}{r_w}\right) - \frac{q\mu}{2\pi hk} \left(\frac{r^2}{2r_e^2} - \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)\right) + P_w \right] r dr$$

$$\bar{P} = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e^2(\pi h)^2} \int_{r_w}^{r_e} r \left(\frac{r^3}{3r_e^4} - \frac{2(r-r_w)}{r_e^2} - \frac{1}{r} + \frac{1}{r_w} \right) dr$$

$$- \frac{q\mu}{k\pi h r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r \left(\frac{r^2}{2r_e^2} - \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \right) dr + \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r(P_w) dr$$

La anterior ecuación se puede escribir como:

$$\bar{P} = A + B + C$$

Siendo:

$$A = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e^2(\pi h)^2} \int_{r_w}^{r_e} r \left(\frac{r^3}{3r_e^4} - \frac{2(r-r_w)}{r_e^2} - \frac{1}{r} + \frac{1}{r_w} \right) dr$$

$$B = -\frac{q\mu}{k\pi h r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r \left(\frac{r^2}{2r_e^2} - \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \right) dr$$

$$C = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r(P_w) dr$$

Resolviendo cada integral se tiene para el término A:

$$A = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e^2(\pi h)^2} \int_{r_w}^{r_e} \left(\frac{r^4}{3r_e^4} - \frac{2(r^2 - r \cdot r_w)}{r_e^2} - 1 + \frac{r}{r_w} \right) dr$$

$$A = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e^2(\pi h)^2} \left(\frac{r_e^5 - r_w^5}{15r_e^4} - \frac{2(r_e^3 - r_w^3)}{3r_e^2} - \frac{r_w(r_e^2 - r_w^2)}{r_e^2} - r_e + r_w + \frac{(r_e^2 - r_w^2)}{2r_w} \right)$$

Sabiendo que la diferencia de potencias entre r_e y r_w es aproximada al valor de r_e a su respectiva potencia, se simplifican los respectivos términos r_w

$$A = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e^2(\pi h)^2} \left(\frac{r_e}{15} - \frac{2r_e}{3} - r_w - r_e + r_w + \frac{r_e^2}{2r_w} \right)$$

$$A = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e(\pi h)^2} \left(\frac{1}{15} - \frac{2}{3} - 1 + \frac{r_e}{2r_w} \right)$$

$$A = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e(\pi h)^2} \left(-\frac{8}{5} + \frac{r_e}{2r_w} \right)$$

De manera similar para B:

$$B = -\frac{q\mu}{k\pi h r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} \frac{r^3}{2r_e^2} - r \cdot \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) dr$$

$$B = -\frac{q\mu}{k\pi h r_e^2} \left(\frac{r_e^4 - r_w^4}{8r_e^2} - \frac{r_e^2}{2} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{r_e^2 - r_w^2}{4} \right)$$

Sabiendo que la diferencia de potencias entre r_e y r_w es aproximada al valor de r_e a su respectiva potencia, se simplifican los respectivos términos r_w

$$B = -\frac{q\mu}{k\pi h r_e^2} \left(\frac{r_e^2}{8} - \frac{r_e^2}{2} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{r_e^2}{4} \right)$$

$$B = -\frac{q\mu}{2k\pi h} \left(\frac{1}{4} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{1}{2} \right)$$

$$B = -\frac{q\mu}{2k\pi h} \left(\frac{3}{4} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \right)$$

Finalmente C:

$$C = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} r(P_w) dr$$

$$C = \frac{2P_w}{r_e^2} \left(\frac{r_e^2 - r_w^2}{2} \right)$$

Utilizando el mismo principio que en los casos anteriores se simplifica los términos r_w pertinentes:

$$C = \frac{2P_w}{r_e^2} \left(\frac{r_e^2}{2} \right)$$

$$C = P_w$$

Agrupando todos los términos, resulta la expresión:

$$\bar{P} = \frac{-\beta\rho q^2}{2r_e(\pi h)^2} \left(-\frac{8}{5} + \frac{r_e}{2r_w} \right) - \frac{q\mu}{2k\pi h} \left(\frac{3}{4} - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right) + P_w$$

Reordenando la ecuación:

$$\boxed{\boxed{\bar{P} - P_w = \frac{\beta\rho q^2}{2r_e(\pi h)^2} \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right) + \frac{q\mu}{2k\pi h} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)}} \quad (3.9)$$

La Ec. 3.9 es el Modelo de Flujo Forchheimer en estado Pseudoestable.

$$\bar{P} - P_w = \frac{\beta\rho}{2r_e(\pi h)^2} \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right) \left[q^2 + \frac{\mu\pi h r_e \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)}{\beta\rho k \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right)} q \right]$$

Definiendo:

$$\omega = \frac{\mu\pi h r_e \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)}{2\beta\rho k \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right)}$$

Se debe sumar y restar ω^2 , con el fin de completar cuadrados

$$\bar{P} - P_w = \frac{\beta\rho}{2r_e(\pi h)^2} \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right) [q^2 + 2\omega q + \omega^2 - \omega^2]$$

$$\bar{P} - P_w = \frac{\beta\rho}{2r_e(\pi h)^2} \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right) [(q + \omega)^2 - \omega^2]$$

$$q = \sqrt{\frac{2r_e(\pi h)^2(\bar{P} - P_w)}{\beta\rho \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right)} + \omega^2} - \omega$$

Es decir,

$$q = \sqrt{\frac{2r_e(\pi h)^2(\bar{P} - P_w)}{\beta\rho \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right)} + \left(\frac{\mu\pi h r_e \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)}{2\beta\rho k \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right)} \right)^2} - \frac{\mu\pi h r_e \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)}{2\beta\rho k \left(\frac{8}{5} - \frac{r_e}{2r_w} \right)}$$

4. METODOLOGIA PARA EL ANALISIS DE LOS CAUDALES

Hasta el momento se ha explicado la forma por la cual se llegó a los modelos Darcy y Forchheimer; para obtener los caudales en fondo de los modelos basta con conocer las variables implicadas en cada uno de ellos, sin embargo no se cuenta con registros de las presiones de fondo fluyendo y estos caudales deben ser comparados con la producción en fondo de un pozo real (los criterios para la selección de los pozos se ilustran en el siguiente capítulo), dos obstáculos que pueden ser superados.

En la industria petrolera los reportes de producción normalmente son tomados en el separador o de lo contrario en cabeza de pozo, no es usual encontrar un reporte de producción que contenga los caudales o presiones en fondo, por lo tanto para determinar el valor de estas variables debe realizarse un análisis nodal partiendo del lugar donde el reporte fue generado hasta el lugar donde los modelos predicen el comportamiento del flujo, es decir hasta fondo de pozo.

A continuación se describe la metodología empleada para realizar este proceso.

- **Obtener los reportes e información relacionada con la producción del pozo:** Esta información debe ser suministrada preferiblemente por el campo petrolero donde se esté realizando la investigación, de esta forma se tiene certeza de la validez de la misma, en este caso particular toda la información fue otorgada por CAMPO ESCUELA COLORADO.
- **Ubicar el lugar donde los reportes de producción fueron generados:** Este punto implica el inicio o final de la ruta de producción, es el lugar desde el cual se van a realizar las correlaciones de flujo para llevar los caudales a fondo, los pozos seleccionados en CAMPO ESCUELA COLORADO contaban con producción a tanque, por ende se puede decir que los reportes son generados en cabeza de pozo por lo cual solo se realizaran correlaciones de flujo verticales.

- **Conocer el estado geomecánico del pozo y las características de su línea de producción de fondo hasta el punto donde se generan los reportes:** Los lugares de cañoneo, el número de tiros por pie con los que fueron cañoneados, la longitud y diámetro de cada una de las tuberías de producción por las cuales el flujo hace su recorrido hasta llegar al lugar del reporte así como identificar el sistema de levantamiento artificial y la presión adicional que este le otorga al fluido (si el pozo cuenta con alguno), deben ser conocidas para realizar el análisis nodal.
- **Seleccionar la correlación de flujo que brinde mejor ajuste:** La forma como se desarrolle este punto puede ser dependiente de cada investigador, los autores se basaron en estudios publicados bajo el nombre de “Evaluación de modelos homogéneos, de correlación y mecanicistas en la predicción del gradiente de presión de flujo de gas y de líquido en tuberías verticales”³² el cual dio como resultado que el mejor método para determinar los gradientes de presión en tuberías verticales es la correlación de Griffith, Lua, Hon y Pearson, la cual se muestra a continuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{g\rho_m}{144g_c} + \frac{f\rho_{ns}v_m^2 R_L}{2g_c\phi}$$

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g(1 - H_L)$$

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{1,15(v_{sl} + v_{sg}) + 0,3\sqrt{g\phi}}$$

$$N_{Re} = 1488 \frac{\rho_{ns}v_m\phi}{\mu_l}$$

$$f = 0,184N_{Re}^{-0,2}$$

$$R_L = \frac{\rho_{ns}}{\rho_l} S$$

$$\rho_{ns} = \rho_L \frac{v_{sl}}{v_m} + \rho_g \frac{v_{sg}}{v_m}$$

³² CRAVINO, Annabella, *et al.* Evaluación de modelos homogéneos, de correlación y mecanicistas en la predicción del gradiente de presión de flujo de gas y de líquido en tuberías verticales. En: Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V. Mayo de 2009. Vol 24. No 3. p. 75-82.

$$v_m = v_{sl} + v_{sg}$$

Donde:

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$ Es la caída de presión por unidad de longitud [Lbf/Ft³].

g Gravedad [Ft/s²].

g_c Factor conversión gravitacional [Lbm.Ft/Lbf.s²].

H_L Factor de colgamiento.

f Factor de fricción.

ρ_m Densidad de la mezcla con el factor de colgamiento [Lbm/Ft³].

ρ_L, ρ_g Densidad de líquido y gas respectivamente [Lbm/Ft³].

ρ_{ns} Densidad de la mezcla sin el factor de colgamiento [Lbm/Ft³].

v_{sl}, v_{sg} Velocidad de flujo del líquido y del gas respectivamente [Ft/s].

v_m Velocidad de flujo de la mezcla [Ft/s].

ϕ Diámetro de la tubería [Ft].

μ_l Viscosidad de la fase líquida [cp].

N_{Re} Numero de Reynolds.

Elegir la mejor correlación posible es muy importante dado que esta correlación se emplea para calcular las caídas de presiones que el fluido pueda presentar durante su recorrido por las tuberías.

- **Generar curvas IPR:** Para generar las curvas IPR existen diversos modelos dependiendo de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento y/o la configuración de los pozos, por ejemplo, en los pozos con producción bifásica se recomienda el uso del método de Vogel, sin embargo este asume que el pozo se encuentra produciendo por todo el espesor de la zona productora, por otra parte el método de Pudjo Sukamo también tiene en cuenta las fases del fluido pero considera que el pozo produce por los orificios realizados en la operación de cañoneo; la ecuación para desarrollar las curvas IPR por el método de Sukamo se muestra a continuación:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Donde:

q_o Caudal de aceite.

Q_{max} Potencial de producción.

a_o, a_1, a_2 Constantes que dependen de la técnica de perforación, radio de perforación (R_p) y tiros por pie con los que se realizó el cañoneo (SPF). Ver ANEXO A.

P_{wf} Presión de fondo fluyendo.

P_r Presión Promedio del yacimiento.

Las curvas IPR se emplean para determinar la tasa de producción del pozo a diferentes presiones de fondo fluyendo basándose en la presión promedio del yacimiento, adicionalmente el método de Sukamo tiene en cuenta las condiciones de perforación y completamiento de cada pozo, estas curvas también pueden emplearse para determinar las caídas de presión que se generan por el flujo del fluido en el medio poroso, por estas razones al momento de hacer la elección del método de curvas IPR debe tenerse en cuenta todos los factores que puedan influir en el comportamiento de la producción en fondo, para de esta forma hacer la mejor elección.

La generación de las curvas IPR debe realizarse para cada pozo, estas curvas se realizan conociendo los valores de las constantes a_o, a_1, a_2 , las cuales se seleccionan según la forma como se realizó la perforación y los tiros por pie con los cuales se terminó el completamiento, (Ver ANEXO A) además debe conocerse la presión promedio del yacimiento y por lo menos una pareja de caudal de fondo con la presión de fondo fluyendo a la que este caudal fue obtenido; con estos valores se despeja la ecuación de Sukamo con el fin de hallar el potencial de producción, el siguiente fue el proceso para hallar el potencial de producción en el pozo colorado 59:

Conocemos por información de Campo Escuela Colorado que en este pozo fue perforado empleando la técnica de sobrebalance y posteriormente se realizó un cañoneo de dos (2) tiros por pie, con cañones de 0,54 in de radio; con esta información se determina que el valor de las constantes a_o, a_1 y a_2 son 0,6171, 0,26632 y -0,86983 respectivamente. Además conocemos que tiene una

producción de 31 Bbl/día cuando se registró una presión de fondo de 407,9 psi, por último se calcula que la presión promedio para cuando se realizó la prueba se encontraba aproximadamente en 1321 psi.

Con toda la información citada anteriormente, se procede a hallar el valor del potencial de la producción para el pozo:

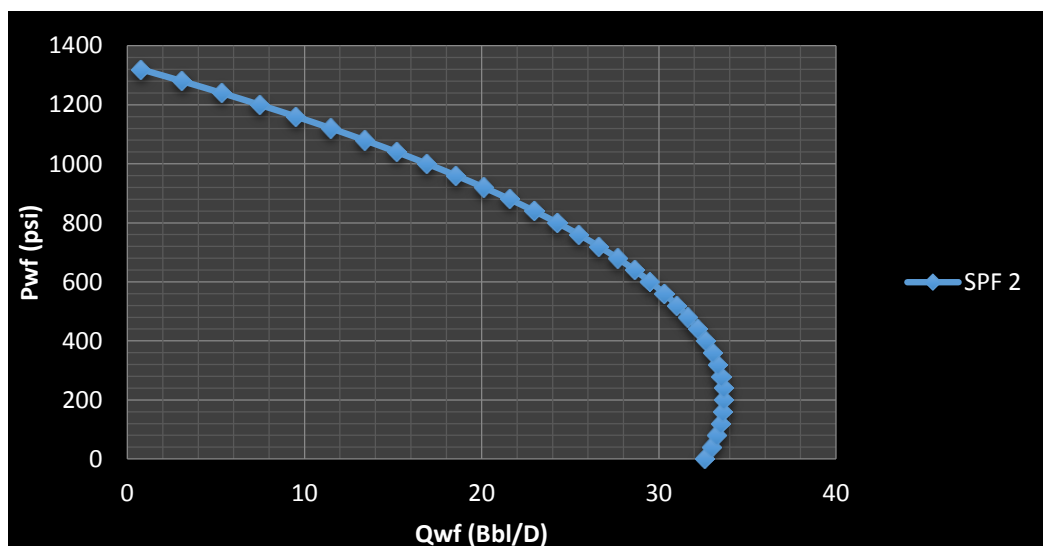
$$Q_{max} = \frac{q_o}{a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{31 \frac{Bbl}{día}}{0,6171 + 0,26632 \left(\frac{407,9}{1321}\right) - 0,86983 \left(\frac{407,9}{1321}\right)^2} = 50,292 \frac{Bbl}{día}$$

Conociendo los valores de las constantes, el potencial del pozo y la presión promedio del yacimiento se procede a graficar el comportamiento de la producción en fondo respecto a la presión de fondo fluyendo.

A continuación se muestra la gráfica desarrollada para el pozo colorado 59:

Figura 11. IPR por el método de Sukamo.



Fuente: Autores

Este proceso debe realizarse para cada pozo, los datos con los que se realizaron cada curva IPR, así como las curvas resultantes en cada uno de los pozos se encuentran en el ANEXO B.

- **Realizar el análisis nodal:** Este paso es un factor clave, pues es aquí donde se emplean las correlaciones de flujo multifásico y las curvas IPR con el fin de conocer los caudales en fondo, para conseguir esto se debe realizar dos análisis nodal, el primero en el punto donde se toma el registro y el segundo en el punto donde queremos llevar el caudal, para este trabajo dichos puntos son cabeza y fondo de pozo respectivamente.

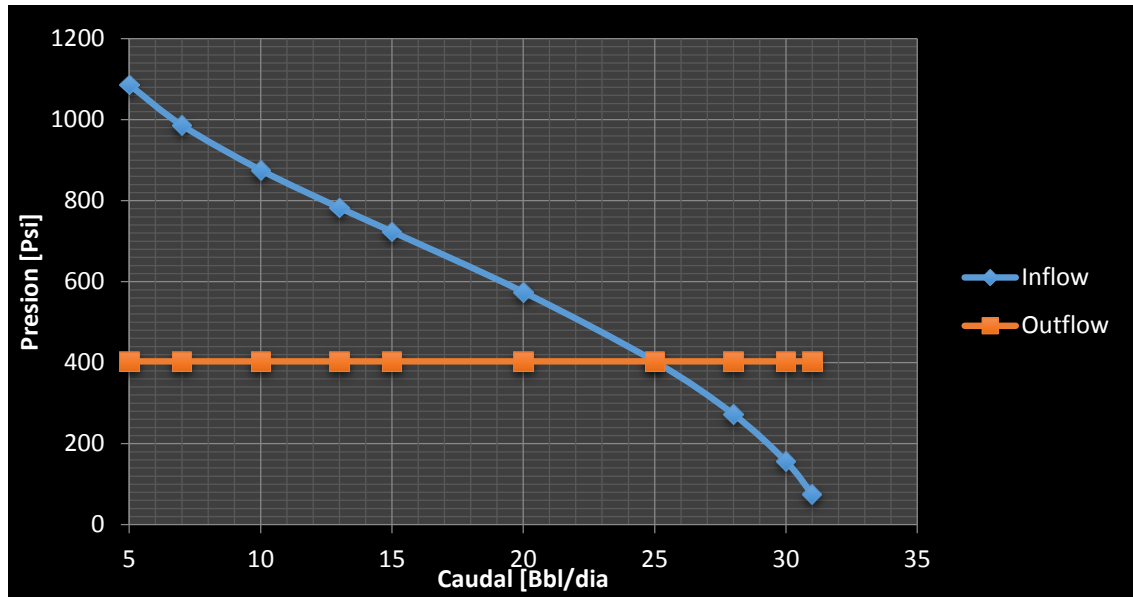
En el análisis nodal de cabeza o el punto donde se generaron los reportes se realiza asignándole valores al caudal de fondo inferiores a los que se aprecian en su curva IPR, de dicha curva se obtienen los valores de la presión de fondo fluyendo que se origina para cada caudal, posteriormente se deben emplear las correlaciones de flujo para determinar la caída de presión que sufre el flujo en todo su recorrido hasta el punto donde se generó el reporte de producción, una vez se tengan estos datos se procede a graficar la presión resultante en función del caudal, esta curva representa la presión en el punto donde se tomó el reporte de producción debido al flujo que ingresa, solo falta realizar la curva que representa la presión debido al outflow, presión que no conocemos, pero sabemos que el punto donde estas líneas deben cortarse debe ser el caudal registrado que deseamos llevar a fondo, de esta forma se obtiene la presión en el punto donde se generó el reporte. A continuación se ilustra los resultados obtenidos en el pozo colorado 59.

Tabla 3. Resultados del análisis nodal en cabeza.

Q	Outflow	Inflow				
	Pwh	Pr	ΔP_{yac}	Pwf	ΔP_{tbg}	Pwh
31	403,32902	1321	913,1	407,9	332,7579988	75,14200119
30	403,32902	1321	832,0808996	488,9191004	332,6100915	156,309009
28	403,32902	1321	716,3128372	604,6871628	331,8970567	272,7901061
25	403,32902	1321	588,0689529	732,9310471	329,6020272	403,3290199
20	403,32902	1321	425,1585697	895,8414303	321,2809598	574,5604704
15	403,32902	1321	293,8153771	1027,184623	303,5005725	723,6840504
13	403,32902	1321	246,8001195	1074,199881	291,695463	782,5044175
10	403,32902	1321	180,6849823	1140,315018	264,6662301	875,6487876
7	403,32902	1321	118,9322422	1202,067758	215,68441	986,3833479
5	403,32902	1321	79,80084292	1241,199157	154,9666532	1086,232504

Fuente: Autores

Figura 12. Análisis nodal en cabeza de pozo.



Fuente: Autores

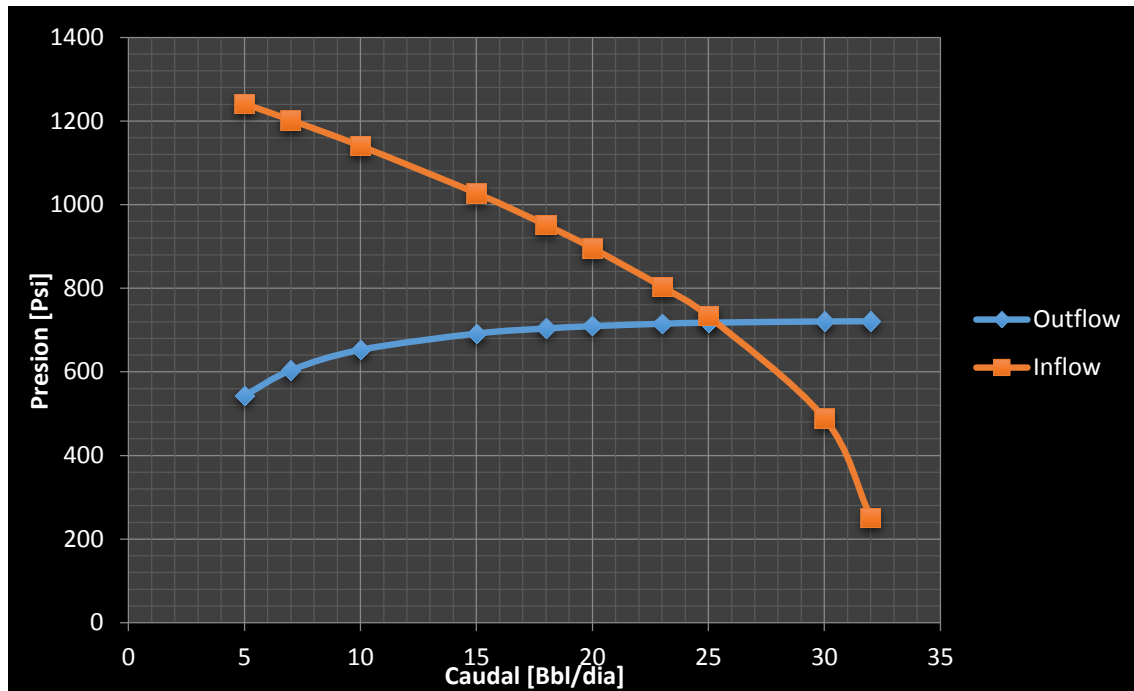
Utilizando el dato de presión de cabeza obtenido anteriormente se realiza el análisis en el fondo de pozo, este se realiza asignando caudales en el yacimiento y en el punto donde se tomaron los registros para posteriormente emplear las correlaciones o curvas IPR con el fin de llevarlos hasta el punto de interés, los resultados del análisis en fondo realizado en colorado 59 son los que se ilustran en la siguiente tabla.

Tabla 4. Resultados del análisis nodal en fondo.

Q	Outflow			Inflow		
	Pwh	ΔP_{tbg}	Pwf	Pr	ΔP_{yac}	Pwf
32	403,32902	317,4838176	720,8128376	1321	1069,68	251,32
30	403,32902	317,3142479	720,6432679	1321	832,0808996	488,92
25	403,32902	314,3061837	717,6352037	1321	588,0689529	732,93
23	403,32902	311,7707881	715,0998081	1321	517,5837804	803,42
20	403,32902	305,9851163	709,3141363	1321	425,1585697	895,84
18	403,32902	300,3855175	703,7145375	1321	369,8520252	951,15
15	403,32902	288,204729	691,533749	1321	293,8153771	1027,18
10	403,32902	249,3703866	652,6994066	1321	180,6849823	1140,32
7	403,32902	200,3885664	603,7175864	1321	118,9322422	1202,07
5	403,32902	139,6708097	542,9998297	1321	79,80084292	1241,20

Fuente: Autores

Figura 13. Análisis nodal en fondo de pozo.



Fuente: Autores

El punto donde estas líneas se cortan representa el caudal y la presión que se encuentran en fondo, es decir el caudal con el cual se van a comparar el resultado de los modelos y la presión de fondo que debe ser ingresada en ellos, este mismo proceso debe realizarse en cada uno de los caudales que se deseen llevar a fondo, los datos empleados para realizar el análisis nodal en cada uno de los pozos se encuentra en el ANEXO B, mientras que los resultados obtenidos en todos los pozos se muestran en los ANEXO C y D.

De esta forma se obtiene el registro de presiones de fondo para cada pozo y el caudal real de fondo con el cual se van a comparar los caudales que sean obtenidos por los modelos a experimentar.

En el siguiente capítulo se ilustra la forma como se modela el comportamiento de la presión promedio del yacimiento y el valor del coeficiente no Darcy que se emplearan en los modelos, estas variables con las demás propiedades conocidas del yacimiento se emplean para obtener el caudal de fondo en cada modelo; los resultados de la experimentación con cada modelo en cada pozo se encuentran en el ANEXO E.

Una vez se tienen los caudales de experimentación y los caudales reales de fondo para cada pozo se procede a compararlos entre ellos, esta acción se realiza mediante la fórmula de error relativo:

$$E_{\%} = \frac{|Q_{Real} - Q_{Modelo}|}{Q_{Real}} \times 100$$

Los errores obtenidos en cada modelo se encuentran en el ANEXO E.

Posteriormente se debe realizar un promedio entre todos los errores de un mismo modelo para obtener el error representativo de este, lógicamente el modelo que mejor represente el comportamiento de la producción del pozo será aquel que más se acerque a los caudales reales, es decir el que menor error relativo presente.

5. MODELO DE EXPERIMENTACIÓN

En los capítulos anteriores se ilustran los dos modelos a experimentar, el modelo Darcy y el modelo Forchheimer; el objetivo de la experimentación es encontrar el modelo de flujo de fluidos que brinde un mayor ajuste con el comportamiento real del yacimiento, para realizar la experimentación se requiere además de conocer los valores de las propiedades involucradas en cada modelo, los datos de la producción durante un periodo considerable de tiempo y el comportamiento de la presión promedio del yacimiento en ese mismo intervalo.

Se estudiará los efectos que resulten de la variación del coeficiente de flujo no Darcy en los caudales resultantes del modelo, ya que es una experimentación matemática y teórica, el número de repeticiones que debe hacerse cada experimento es irrelevante, debido a que modelar con las mismas condiciones un mismo modelo, siempre dará el mismo resultado.

El modelo de experimentación consiste en modelar para cada pozo seleccionado el modelo convencional y determinar su grado de ajuste (para que se pueda determinar el grado de ajuste o coeficiente de determinación en una correlación es necesario asegurar que la diferencia de los datos reales de producción sea mayor que la diferencia de los datos de la correlación con respecto a la producción promedio del pozo), o su porcentaje de error según sea el caso para posteriormente realizar el mismo proceso con el modelo Forchheimer variando el factor de flujo no Darcy hasta encontrar un valor que brinde el mejor ajuste en cada uno de los pozos seleccionados.

5.1 DISEÑO DE EXPERIMENTOS

Para poder aplicar este proceso es necesario que se tenga una idea clara de lo que se va a llevar a cabo, es decir, de cómo se van a recolectar los datos y de una comprensión de la forma en que se van a analizar.

5.1.1 Identificación y enunciación del problema Para este caso en especial el problema radica en que actualmente no se tiene un modelo claro que permita

el estudio del flujo de fluidos en el medio poroso y por lo tanto genere una respuesta errónea o muy poco probable del caudal que se encuentra realmente en fondo de pozo.

5.1.2 Elección de los factores, los niveles y los rangos Para este experimento se va a tener en cuenta solamente un solo factor que es el que se va a estar modificando durante el proceso. En cuanto a los niveles y rangos van hacer definidos durante la realización del mismo.

5.1.3 Selección de la variable de respuesta La variable de respuesta es la resultante del modelo, es decir, el caudal en fondo. Este mismo será el principal objeto de estudio de este proyecto junto con la producción real llevada a fondo en cada pozo mediante análisis nodal y de esta forma permitir la comparación entre ellas.

5.1.4 Elección del diseño experimental Como se mencionó anteriormente se va tener en cuenta un solo factor que va hacer el coeficiente beta (factor de flujo no Darcy), el cual se modificará teniendo en cuenta el valor real de producción de cada pozo. A continuación se ilustra el uso de las curvas de operación característica para la determinación del tamaño de muestra, es decir, el número de datos mínimos que son necesarios para que el modelo sea estadísticamente valido. Para emplear dichas curvas es necesario establecer un nivel de confianza, para este caso será del 95% por lo que $\alpha = 0,05$, además requiere calcular los valores del factor "d" que se determina de la siguiente forma:

$$d = \frac{|\mu_1 - \mu_2|}{2\sigma}$$

Siendo μ la media aritmética del caudal de fondo registrado en los modelos de flujo a comparar y σ la mayor desviación estándar que se presente; la forma en que están variables fueron obtenidas fue explicada en el capítulo anterior; los criterios empleados para la selección de los pozos se detallan más adelante; sin embargo a continuación se observan los valores obtenidos en cada pozo:

Tabla 5. Datos de la media y la desviación estándar en cada pozo.

Pozo	Media Darcy	Media Forchheimer	Desviación estándar
Col49	14,285	29,686	7,494
Col52	8,168	20,411	6,785
Col59	8,673	21,047	5,230

Fuente: Autores

Teniendo en cuenta estos valores se puede determinar el factor “d” para cada pozo.

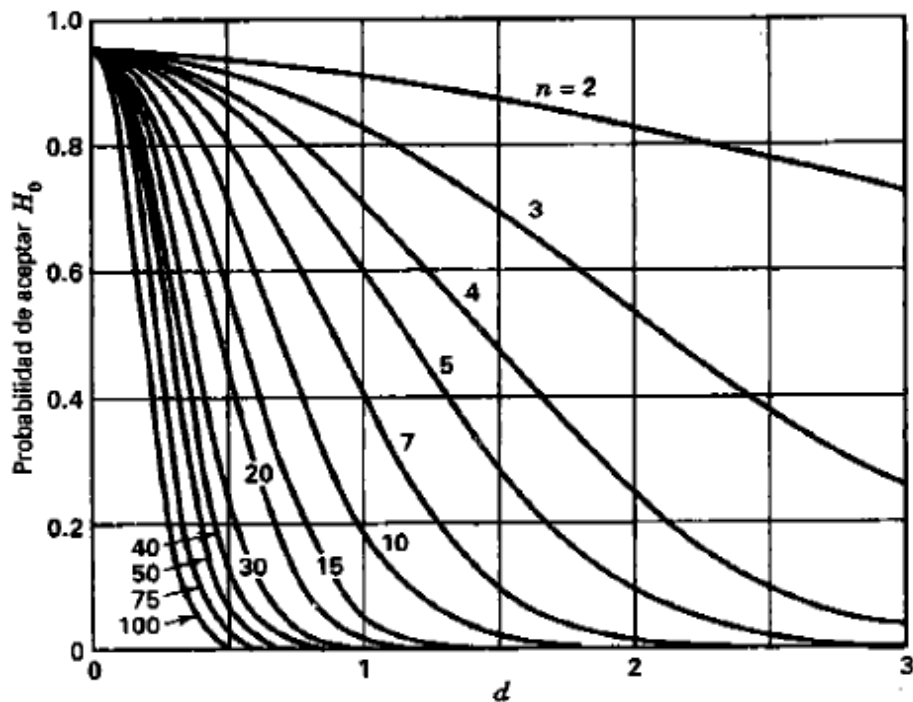
Tabla 6. Factor d para cada pozo.

Pozo	d
Col49	1,028
Col52	0,902
Col59	1,183

Fuente: Autores

Una vez obtenidos los datos del factor “d” y conociendo el valor de α se puede ingresar a las siguientes curvas y leer el valor de n^* .

Figura 14. Curva de operación característica para la prueba t de dos colas con $\alpha=0,05$



Fuente: MONTGOMERY, Douglas. Diseño y Análisis de experimentos.

A continuación se muestran los valores de n^* hallados para cada pozo

Tabla 7. n^* en cada pozo

Pozo	n^*
Col49	16
Col52	17
Col59	14

Fuente: Autores

Una vez obtenidos los datos de n^* , se puede determinar el número mínimo de datos que son requeridos para cada pozo mediante la siguiente ecuación:

$$n = \frac{n^* + 1}{2}$$

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8. Tamaño de la muestra para cada pozo

Pozo	n
Col49	8,5
Col52	9
Col59	7,5

Fuente: Autores

5.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN PROMEDIO RESPECTO AL TIEMPO

La determinación del comportamiento de la presión promedio para este estudio en específico no debe estar influenciada por ninguna de las leyes o ecuaciones en la que están basadas los modelos a experimentar, por ende se establecerá un método que represente igualdad de condiciones; para su desarrollo se cuenta con los datos de las pruebas de presión realizadas en campo escuela colorado para la arena B, mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 9. Pruebas de presión

Tiempo (meses)	Presión (psia)
0	3000
183	2150
794	1325

Fuente: Reportes. Campo Escuela Colorado.

Debido a que se debe descartar el uso del caudal como función que entrelace la presión y el tiempo (Implicaría el uso de un modelo de flujo), entonces se debe buscar una forma de obtener el comportamiento de la presión sin que en su proceso se vea influenciado por la ley de Darcy o la ecuación de Forchheimer, por lo tanto se utiliza como principio para la convolución el conocimiento general de que la caída de presión promedio para un yacimiento con producción constante tiene la siguiente forma:

$$\frac{\partial \bar{P}}{\partial t} = ae^{-bt}$$

Resolviendo la ecuación diferencial se tiene:

$$\int_{P_o}^{\bar{P}} \partial \bar{P} = \int_0^t ae^{-bt} \partial t$$

$$\bar{P} - P_o = \frac{ae^{-bt} - ae^{-b(0)}}{-b}$$

$$\bar{P} - P_o = \frac{-a}{b}(e^{-bt} - 1)$$

Tomando las condiciones dadas por los resultados de las pruebas de presión, se establece un sistema de ecuaciones 2x2 de la siguiente manera:

$$t=183 \text{ meses} \rightarrow P= 2150 \text{ psia}$$

$$(2150 - 3000) = \frac{-a}{b} [e^{-b(183)} - 1]$$

$$-850 = \frac{-a}{b} [e^{-b(183)} - 1]$$

$$t=794 \text{ meses} \rightarrow P= 1325 \text{ psia}$$

$$(1325 - 3000) = \frac{-a}{b} [e^{-b(794)} - 1]$$

$$-1675 = \frac{-a}{b} [e^{-b(794)} - 1]$$

$$a = \frac{850b}{e^{-183b} - 1}$$

$$a = \frac{1675}{e^{-794b} - 1}$$

$$a = a$$

$$a - a = 0$$

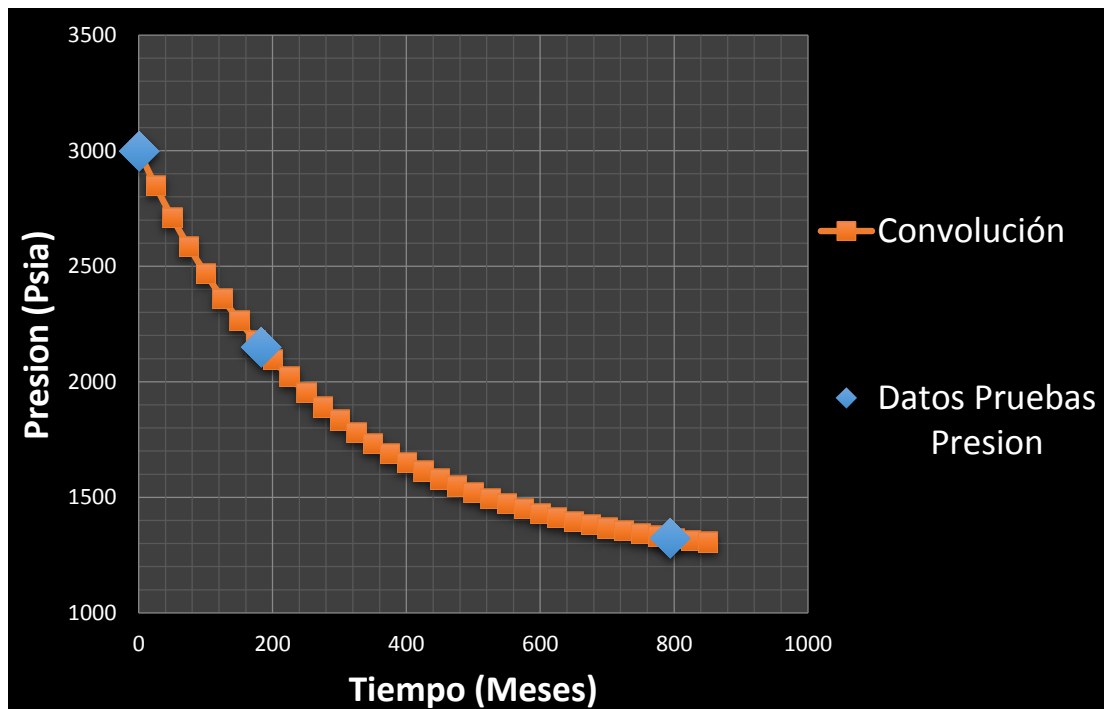
$$\frac{850b}{e^{-183b} - 1} - \frac{1675}{e^{-794b} - 1} = 0$$

Resolviendo por medio del método numérico de Bisección se tiene que, $b=0,003541666856$ (meses⁻¹), por lo tanto, $a=-6,311483964$ (psia/meses).

$$\bar{P} - P_o = \frac{6,311483964}{0,003541666856} (e^{-0,003541666856t} - 1)$$

Graficando la función resultante, se observa que posee un ajuste del 100% con respecto a los datos históricos de la presión promedio existentes.

Figura 15. Modelamiento de la presión promedio del yacimiento respecto al tiempo.



Fuente: Autores

5.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS

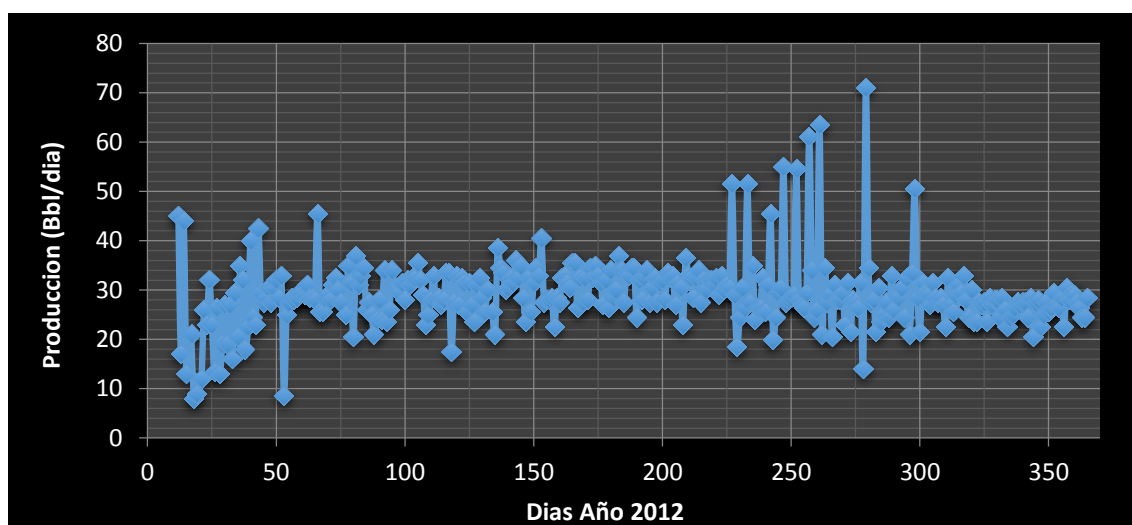
La selección de los pozos se realizará teniendo en cuenta que su producción debe estar asociada a la arena B y que la información de la producción histórica del pozo sea lo más continua posible y se encuentre disponible en los reportes de producción.

Los pozos también serán seleccionados según su producción neta de crudo y agua, esto con el fin de estudiar si es posible el ajuste de los modelos ante la variación del fluido que domina la producción.

Para la selección de los pozos se cuenta con el reporte diario que se realizaron a algunos pozos de campo escuela colorado para el año 2012.

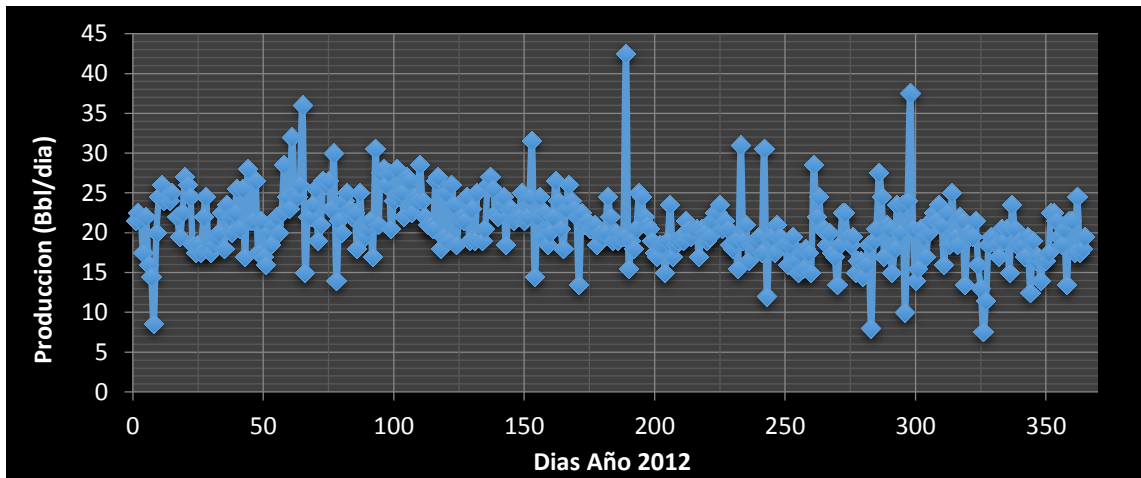
5.3.1 Según la Producción Neta de Crudo Al observar los pozos que se encuentran en el reporte sobresalen por su producción neta de crudo los pozos Col23, Col49 y Col 59; sin embargo el pozo Col23 tiene su producción asociada a diversas arenas, por lo tanto será descartado, los pozos Col49 con una producción promedio de 29,12 Bbl/día y Col59 que registró un promedio de producción de 20,84 Bbl/día, cumplen los requisitos anteriormente establecidos, se debe recalcar que ambos pozos tienen producción a tanque.

Figura 16. Producción del pozo Col 49 en el año 2012.



Fuente: Autores

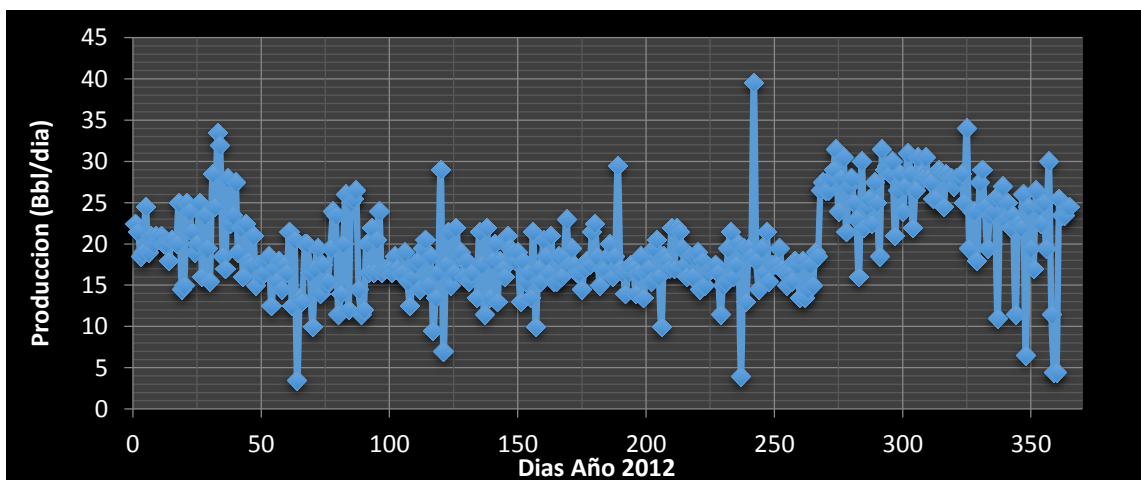
Figura 17. Producción del pozo Col 59 en el año 2012.



Fuente: Autores

5.3.2 Según la Producción Neta de Agua Realizando la inspección del reporte de producción en busca de pozos con alta producción de agua, se preseleccionan los pozos Col 38 y Col 52; de los cuales el pozo Col 38 se descarta debido a que no se tiene continuidad con su producción (se reporta producción nula desde mediados de febrero), el pozo Col 52 con una producción promedio de 19,76 Bbl/día cumple con los requisitos establecidos para ser seleccionado, al igual que los pozos anteriormente seleccionados cuenta con producción a tanque.

Figura 18. Producción del pozo Col 52 en el año 2012.



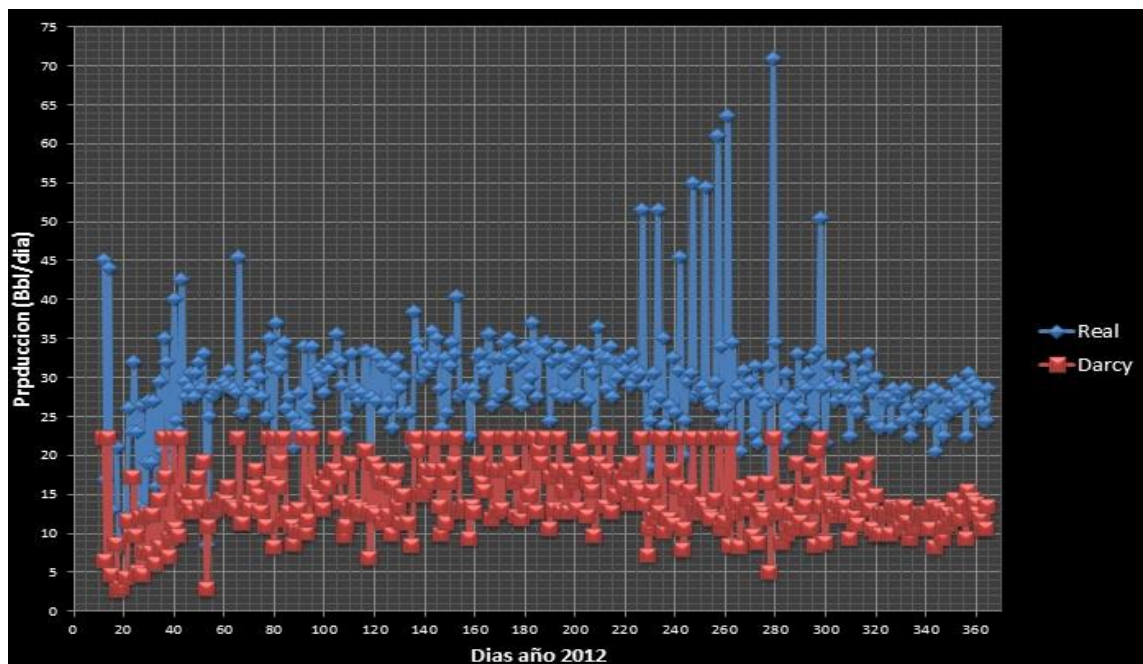
Fuente: Autores

5.4 MODELAMIENTO DEL MODELO DE FLUJO CONVENCIONAL

El modelo de flujo de fluidos convencional en estado Pseudoestable basado en la ley de Darcy es el modelo que normalmente debería ser empleado en campo escuela colorado para predecir su producción, los resultados obtenidos al utilizar este modelo en cada uno de los pozos seleccionados anteriormente, son expuestos a continuación:

Para el pozo colorado 49 el modelo de flujo basado en la ley de Darcy posee un error del 51,71% con respecto a la producción real del pozo, en la gráfica se observa una clara correlación entre la producción real y la producción calculada por el modelo Darcy, sin embargo dicha correlación dista de ser precisa.

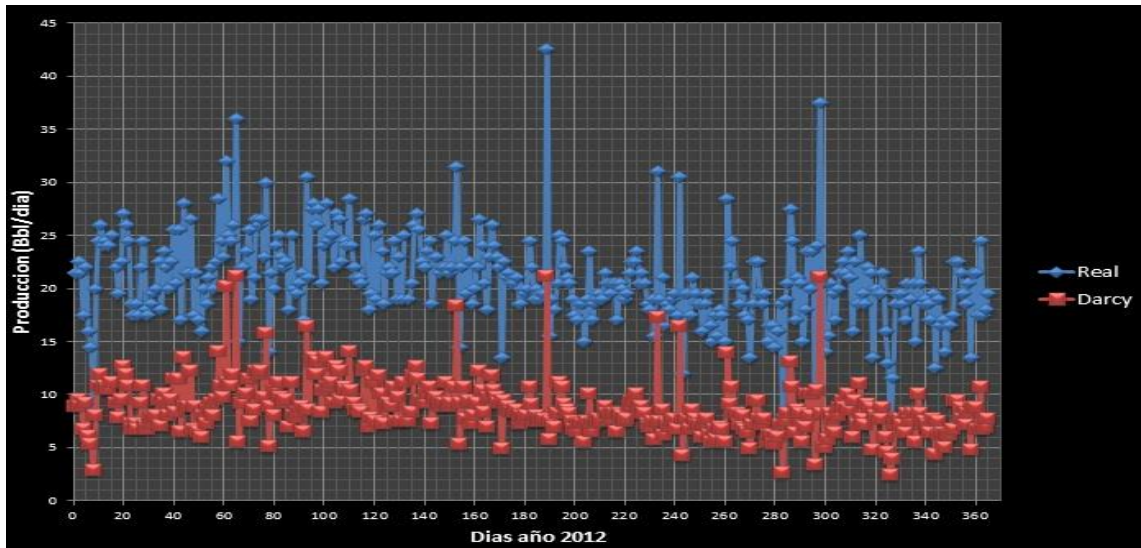
Figura 19. Modelamiento convencional para Col 49.



Fuente: Autores

En el caso del pozo colorado 59, se cuenta con una correlación que posee un error del 58,98% con respecto a la producción real del pozo, se evidencia una diferencia entre la producción promedio real de este pozo, que para el año 2012 fue de 20,84 Bbl/día, y la producción promedio calculada por el modelo que tiene un valor de 8,69 Bbl/día.

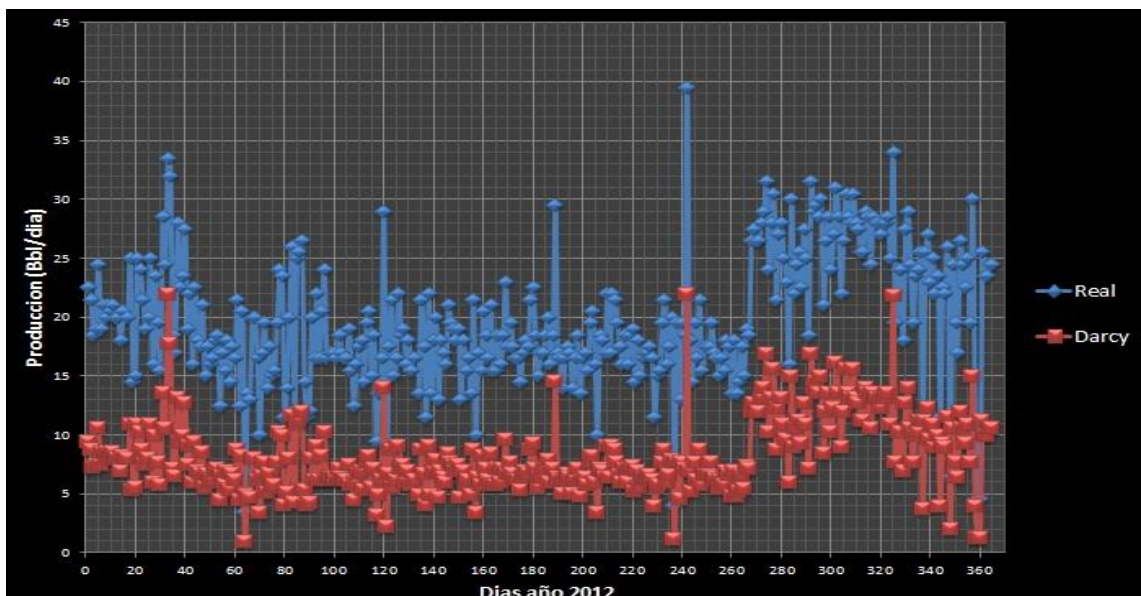
Figura 20. Modelamiento convencional para Col 59.



Fuente: Autores

Finalmente los resultados de modelar la producción del pozo colorado 52 con el modelo convencional, da como resultado una correlación con un error del 60,02%, este es, entre los tres pozos seleccionados el que mayor error presenta, pero también cabe recordar que el pozo colorado 52 es el pozo cuya producción está dominada por agua.

Figura 21. Modelamiento convencional para Col 52.



Fuente: Autores

Es importante aclarar que la curva de producción obtenida en los modelos Darcy puede llegar a ser optimizada empleando el factor skin, sin embargo no se cuenta con la información correspondiente para emplearla en el modelo.

5.5 MODELAMIENTO DEL MODELO DE FLUJO FORCHHEIMER

El modelo de flujo Forchheimer promete mejorar el ajuste del modelo convencional, promesa que fácilmente puede cumplir, ya que este modelo al tener en cuenta los efectos inerciales, presenta mayor versatilidad que el modelo Darcy, dichos efectos están considerados en el coeficiente de flujo no Darcy (β), este coeficiente es el factor clave a ser modificado con el fin de optimizar el modelo de flujo, para esto se debe contar con un análisis de su sensibilidad pero antes se debe tener un valor inicial.

5.5.1 Selección del coeficiente de flujo no-Darcy Conociendo de ante mano los caudales de los pozos seleccionados se puede inferir que la velocidad de flujo es relativamente baja, por lo tanto teniendo como base las correlaciones anteriormente ilustradas se empleará la correlación desarrollada por Pascal para tener un valor inicial del coeficiente:

$$\beta \left[\frac{1}{m} \right] = \frac{4.8 \times 10^{12}}{k^{1.176} [md]}$$

El factor beta será la variable a estudiar, indagando su efecto en los caudales de producción que son obtenidos como respuesta del modelo.

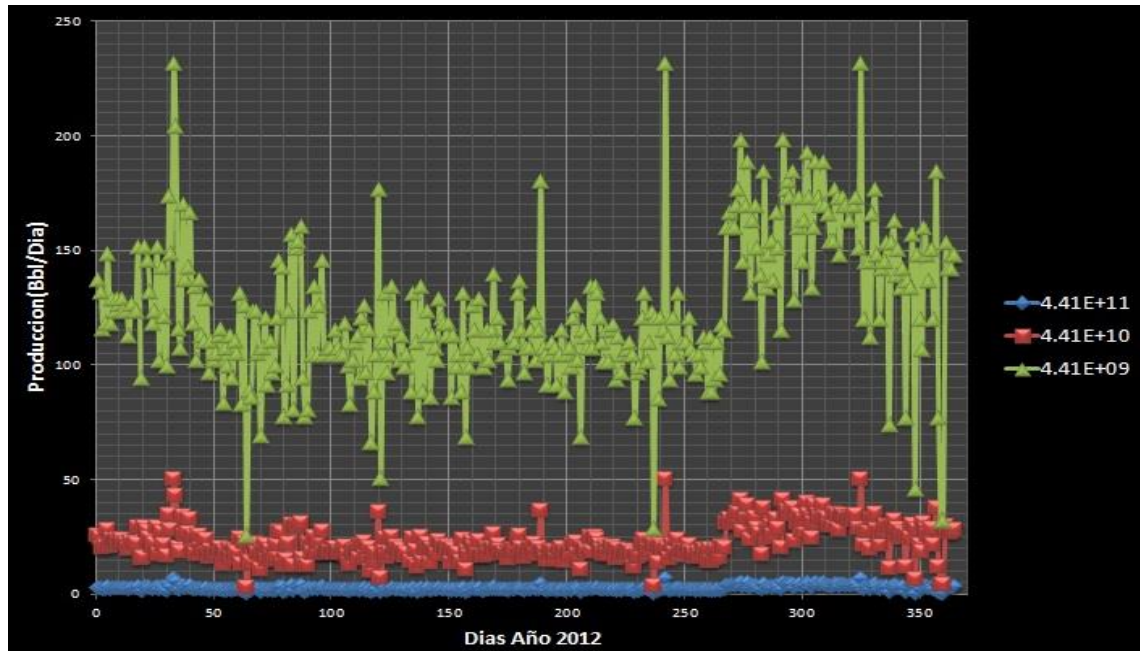
5.5.2 Análisis De La Sensibilidad Del Coeficiente De Flujo No Darcy Para realizar el análisis de sensibilidad se determinó como valor inicial del coeficiente de flujo no-Darcy:

$$\beta \left[\frac{1}{m} \right] = \frac{4.8 \times 10^{12}}{(54)^{1.176} [md]} = 4.405 \times 10^{10}$$

Al ejecutar el modelo con este valor inicial y con dos valores adicionales, uno mayor y otro menor con el objetivo de determinar la sensibilidad de este factor en cada pozo, se obtienen los siguientes resultados:

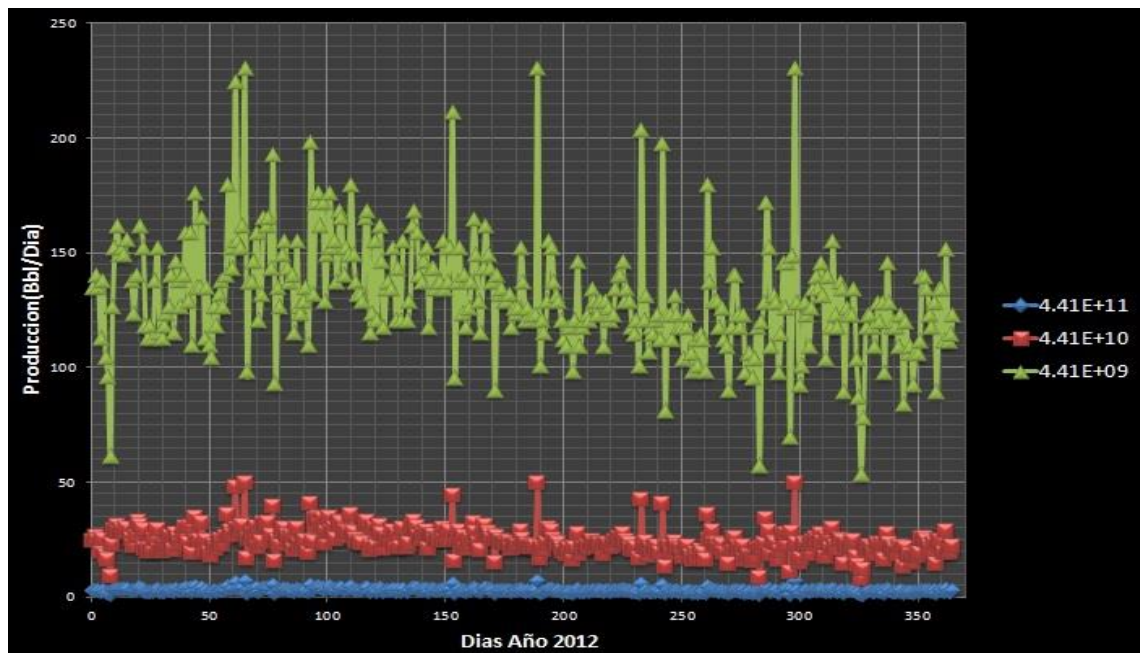
Graficando la sensibilidad de cada pozo se tiene:

Figura 22. Sensibilidad para Col 52.



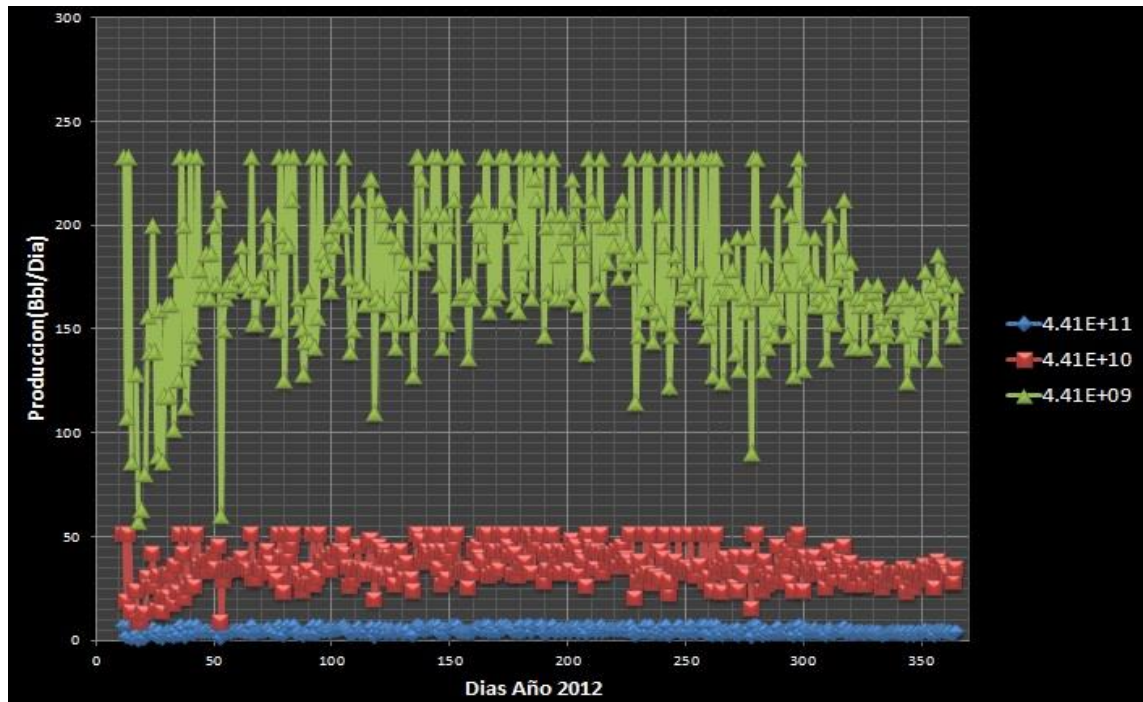
Fuente: Autores

Figura 23. Sensibilidad para Col 59.



Fuente: Autores

Figura 24. Sensibilidad para Col 49.



Fuente: Autores

Analizando las gráficas y los datos obtenidos se evidencia que la relación entre el coeficiente de flujo no-Darcy y el caudal tiene un comportamiento inversamente proporcional, como también se puede observar que a mayores valores del coeficiente menor es su cambio en la respuesta, por lo tanto la relación entre el caudal y el factor debe ser de forma exponencial inversa, de la misma forma se hace evidente que el valor del coeficiente de flujo no Darcy se encuentra en un rango de valores cercano al orden de 10^{10} .

Debido a que la producción real de los pozos se encuentra por debajo de los valores de producción pronosticados por el modelo Forchheimer con un valor del factor beta de 4.405×10^{10} , entonces el valor del coeficiente no Darcy que brinda mejores ajustes al modelo debe ser superior a 4.405×10^{10} .

5.6 BANCO DE MODELOS FORCHHEIMER

Una vez que se conoce el rango en el cual se debe encontrar el valor del coeficiente de flujo no-Darcy, se debe crear modelos con factores beta que se encuentren en dicho intervalo; como resultado del análisis de sensibilidad sabemos que el valor se encuentra cercano al orden de 10^{10} y es superior a 4.405×10^{10} ; Por lo tanto se crearan modelos con valores del factor beta de $4,5 \times 10^{10}$, $4,75 \times 10^{10}$, 5×10^{10} , $5,25 \times 10^{10}$ y $5,5 \times 10^{10}$, si resulta ser necesario, posteriormente se agregarán modelos en cada pozo con el fin de alcanzar el objetivo de la experimentación.

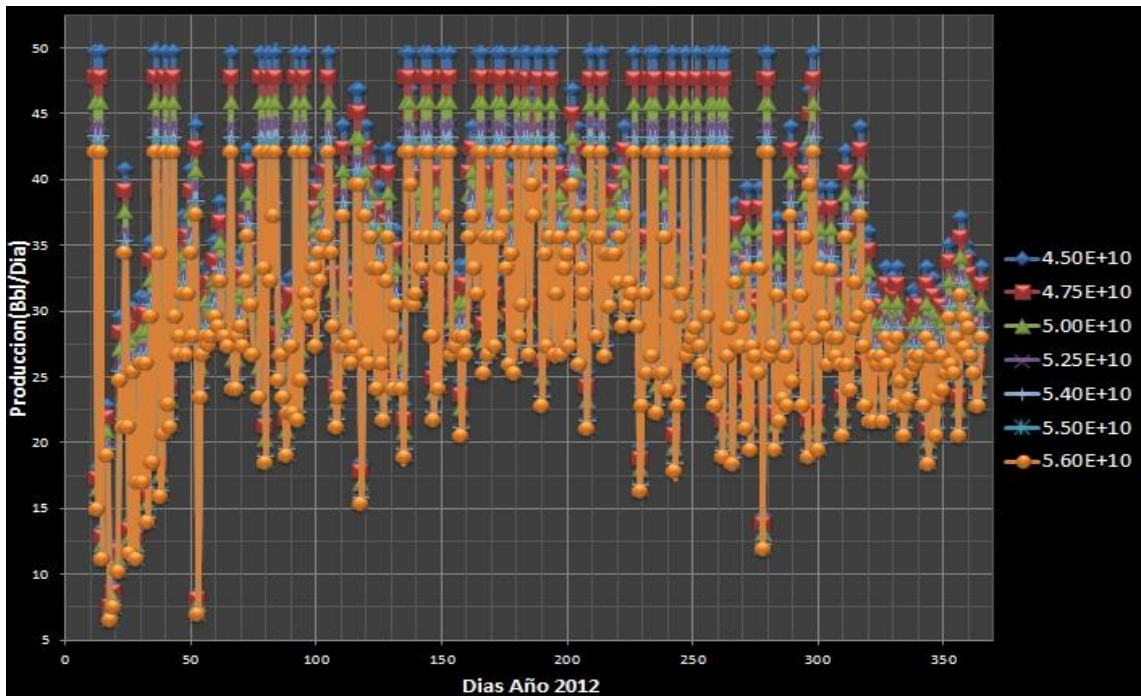
5.6.1 Modelos Forchheimer en el pozo Col49 El pozo colorado 49 registró una producción promedio de 29,12 Bbl/día; en los resultados obtenidos al modelar con los coeficientes de flujo no Darcy que se establecieron previamente, se encuentra que las respuestas del modelo con el factor beta igual a $5,5 \times 10^{10}$, ofrece muy buenos ajustes por lo tanto el valor del factor beta para este pozo debe encontrarse muy cercano a este valor. De acuerdo con lo anterior se agregan los modelos con el coeficiente de flujo no Darcy de $5,4 \times 10^{10}$ y $5,6 \times 10^{10}$, con los cuales se espera garantizar el mejor ajuste.

Tabla 10. Porcentaje de error de los modelos Forchheimer respecto a la producción real del pozo Col 49.

Banco de Modelos	Coeficiente De Flujo No Darcy						
	4.50E+10	4.75E+10	5.00E+10	5.25E+10	5.50E+10	5.60E+10	5.40E+10
Error	19.83%	15.04%	10.93%	8.13%	7.22%	7.42%	7.28%

Fuente: Autores

Figura 25. Resultados de los Modelos Forchheimer en Col49.



Fuente: Autores

El modelo Forchheimer con coeficiente de flujo no Darcy de $5,5 \times 10^{10}$ es el modelo que presenta el menor error con respecto a la producción real del pozo, es decir es el modelo que mejor ajusta para el pozo Col49.

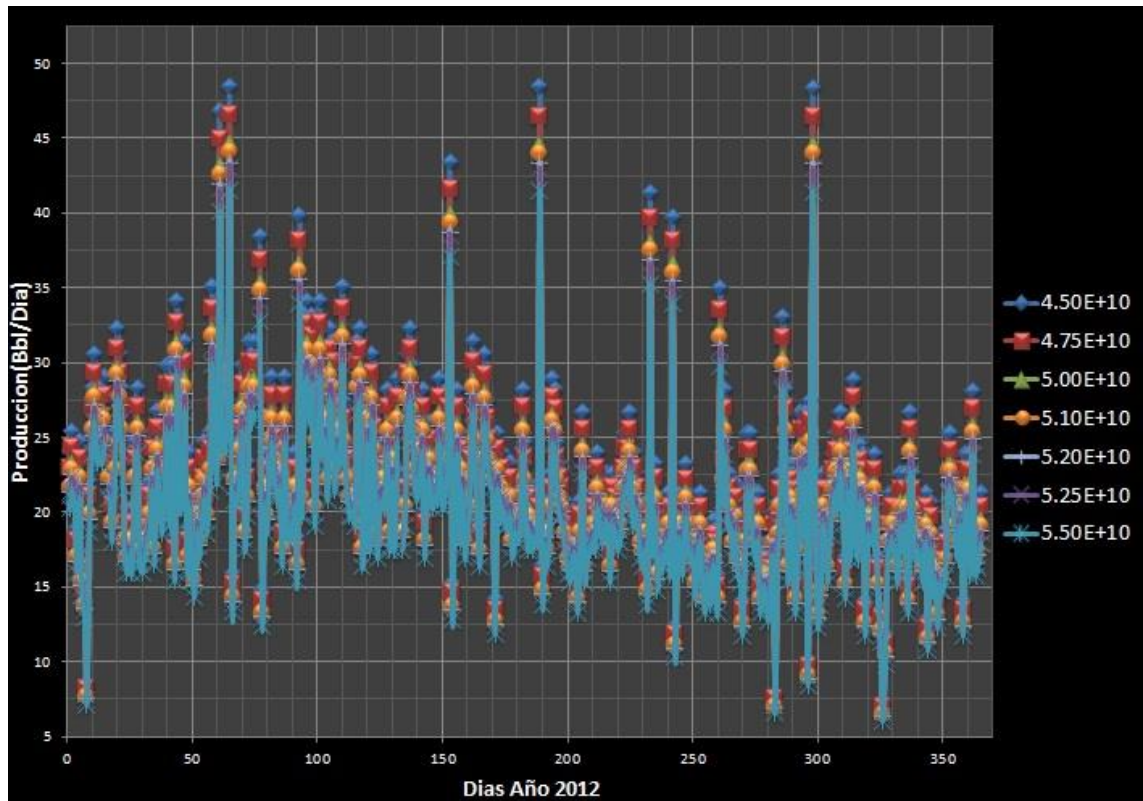
5.6.2 Modelos Forchheimer en el pozo Col59 El pozo colorado 59 registro una producción muy cercana pero inferior a la establecida por el modelo Forchheimer con factor beta de 5×10^{10} , se agrega entonces dos nuevos modelos con valores de $5,1 \times 10^{10}$ y $5,2 \times 10^{10}$ con el propósito de alcanzar un mejor ajuste, los resultados que se obtuvieron se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 11. Porcentaje de error de los modelos Forchheimer respecto a la producción real del pozo Col 59.

Banco de Modelos	Coeficiente De Flujo No Darcy						
	4.50E+10	4.75E+10	5.00E+10	5.25E+10	5.50E+10	5.10E+10	5.20E+10
Error	11.66%	6.74%	3.39%	4.20%	6.93%	3.30%	3.80%

Fuente: Autores

Figura 26. Resultados de los Modelos Forchheimer en Col59.



Fuente: Autores

Al analizar los errores promedio de los modelos desarrollados, se encuentra que el modelo Forchheimer con un beta de $5,1 \times 10^{10}$ con un error promedio de 3,30% es el que mejor se ajusta a la producción real del pozo, los modelos con valor de beta de $5,2 \times 10^{10}$ y $5,0 \times 10^{10}$, registraron valores similares pero más elevados (3,80% y 3,39%), de esta forma se selecciona entonces para el pozo Col59 el modelo con el coeficiente de flujo no Darcy de $5,1 \times 10^{10}$.

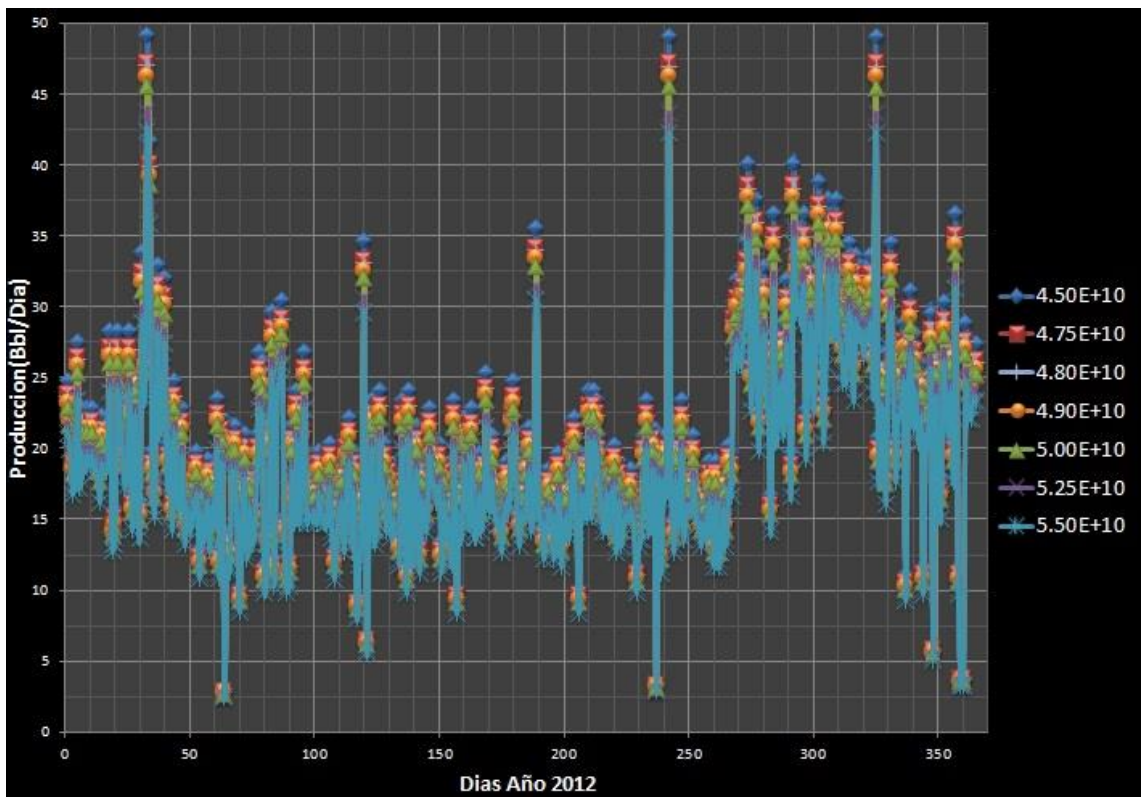
5.6.3 Modelos Forchheimer en el pozo Col52 La producción real del pozo Col52 se encuentra por encima pero muy cercana a la predicción realizada por el modelo Forchheimer con factor beta de 5×10^{10} , por lo tanto se decide agregar dos nuevos modelos con valores de beta inferiores como $4,9 \times 10^{10}$ y $4,8 \times 10^{10}$ buscando que estos modelos contribuyan al momento de seleccionar el mejor modelo de flujo que se ajusta en este pozo.

Tabla 12. Porcentaje de error de los modelos Forchheimer respecto a la producción real del pozo Col 52.

Banco de Modelos	Coeficiente De Flujo No Darcy						
	4.50E+10	4.75E+10	5.00E+10	5.25E+10	5.50E+10	4.90E+10	4.80E+10
Error	8.97%	4.68%	4.35%	6.67%	8.99%	4.05%	4.47%

Fuente: Autores

Figura 27. Resultados de los Modelos Forchheimer en Col52.



Fuente: Autores

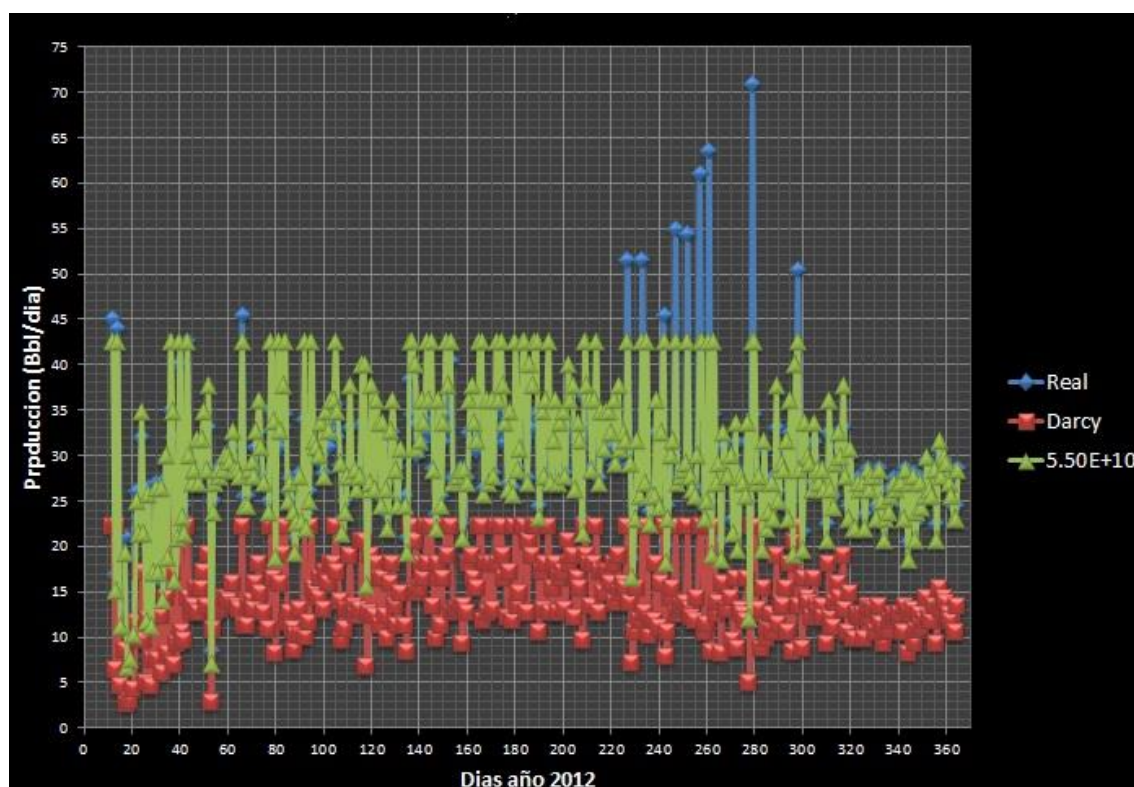
El modelo que presenta el menor error promedio con respecto a la producción real del pozo es el modelo con el coeficiente de flujo no Darcy de $4,9 \times 10^{10}$, siendo este el modelo seleccionado para el pozo Col52.

5.7 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE MODELO DARCY Y MODELO FORCHHEIMER

El modelo Darcy ofrece una aproximación muy distante a los caudales reales, por otra parte se encuentra el modelo Forchheimer, este es un modelo flexible, considera los efectos inerciales que se pueden presentar en el flujo de fluidos por medio del coeficiente de flujo no-Darcy, a su vez permite la variación de este coeficiente para cada pozo en función de la optimización del modelo de flujo, en las siguientes graficas se evidenciará que empleando un modelo Forchheimer se consigue un mejor ajuste que el ofrecido por el modelo Darcy.

✓ Pozos seleccionados por su producción de crudo:

Figura 28. Análisis de la producción del pozo Col 49 respecto a los modelos.



Fuente: Autores

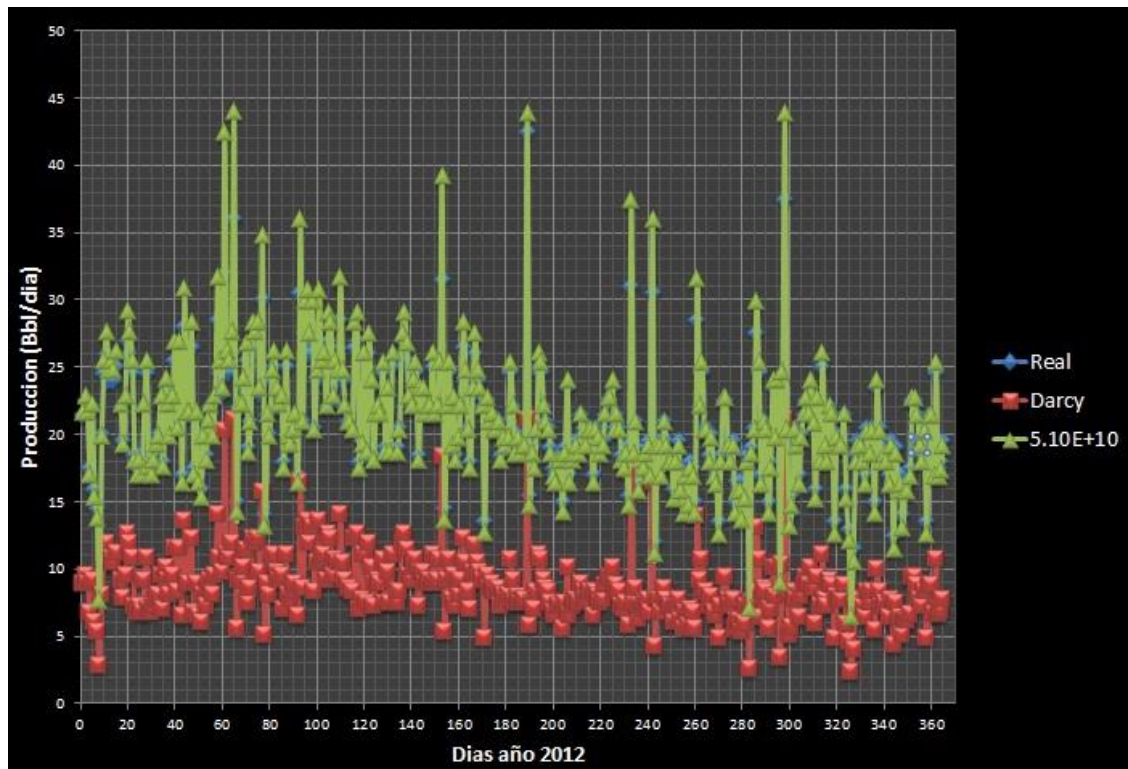
Tabla 13. Porcentaje de error de los modelos respecto a la producción del pozo Col 49.

Col 49	Darcy	Beta (5,5E+10)
Error:	51,71%	7,22%

Fuente: Autores

Se puede observar que el modelo que presenta el mayor ajuste es el Forchheimer con el valor del factor beta de $5,5 \times 10^{10}$, con un error absoluto medido respecto al caudal promedio del pozo de aproximadamente 0,57 Bbl/día en comparación del modelo Darcy que posee aproximadamente 14,83 Bbl/día de error absoluto, los errores relativos en el modelo Darcy son elevados debido a que los caudales son relativamente bajos y un error absoluto cercano a los 10Bbl/día, puede llegar a representar errores relativos de hasta el 60%.

Figura 29. Análisis de la producción del pozo Col 59 respecto a los modelos.



Fuente: Autores

Tabla 14. Porcentaje de error de los modelos respecto a la producción del pozo Col 59.

Col 59	Darcy	Beta (5,1E+10)
Error:	58,98%	3,30%

Fuente: Autores

El modelo que menor error presenta para este pozo nuevamente es un modelo Forchheimer, en esta ocasión con un factor de flujo no-Darcy de $5,10E+10$, este modelo reduce notablemente el error relativo promedio que presenta el modelo convencional de Darcy, logrando de esta forma una optimización del modelo de flujo de fluidos. En la gráfica se puede observar como el modelo Darcy dista de la producción real del pozo alcanzando errores absolutos de hasta 21,41 Bbl/Día, mientras que los resultados obtenidos por los modelos Forchheimer presentan por máximo 10,53 Bbl/Día de erro absoluto.

✓ Pozos seleccionados por su producción de agua:

Figura 30. Análisis de la producción del pozo Col 52 respecto a los modelos.



Fuente: Autores

Tabla 15. Porcentaje de error de los modelos respecto a la producción del pozo Col 52.

Col 52	Darcy	Beta (4,9E+10)
Error:	60,02%	4,05%

Fuente: Autores

En este pozo seleccionado por su alta producción de agua (Col52), el modelo Darcy presenta sus máximos valores de error, sin embargo el modelo Forchheimer presenta un error relativo promedio menor que el alcanzado en el pozo Col49 (7,22%); De esta forma el modelo que mejor representa el comportamiento de la producción real es el modelo Forchheimer con un valor de $4,9 \times 10^{10}$ en el coeficiente de flujo no Darcy.

Se puede observar que en todos los casos, el modelo Forchheimer presenta un mejor ajuste que el modelo Darcy; por lo tanto reemplazar la ley de Darcy por la ecuación de Forchheimer en el desarrollo del modelo de flujos, resulta en una optimización de estos modelos.

CONCLUSIONES

Al finalizar este trabajo se puede concluir que efectivamente el modelo de flujo Forchheimer permite mejorar ostensiblemente el modelo de flujo convencional de Darcy, además permite la caracterización individual de la producción en cada pozo, convirtiéndose así en una herramienta de gran valor al momento de tomar decisiones referentes a la administración del yacimiento, para alcanzar todo esto se desarrolló e implementó una metodología para la optimización del modelo de flujo de fluidos para Campo Escuela Colorado, basado en el cambio de una de sus ecuaciones fundamentales como lo es la ley de Darcy, de esta forma se estableció una guía para futuros estudios acerca de la optimización del modelo de flujo de fluidos en el medio poroso.

La característica de poder variar el factor de flujo no-Darcy en función del ajuste del modelo, le brinda versatilidad al modelo Forchheimer, con lo cual este modelo podría adaptarse a cualquier tipo de yacimiento brindando por lo menos en la mayoría de los casos mejores ajustes que el modelo convencional, en el caso específico de su aplicación en campo escuela colorado, se encuentra que el valor del coeficiente de flujo no-Darcy que mejor representaría el yacimiento es de $5,0 \times 10^{10}$, sin embargo en cada pozo se alcanzan mejores ajustes con valores personalizados, se evidencia que el modelo Darcy presenta sus mayores errores en el pozo Col52, seleccionado por su alta producción de agua, Mientras que el modelo Forchheimer presenta errores más elevados en el pozo Col49 seleccionado por su producción de crudo, finalmente también se puede observar que en el modelo para el pozo Col52 el valor del coeficiente de flujo no Darcy no fue el mayor de los tres como se esperaba, esto puede deberse a que se trate de un pozo ubicado en un bloque aislado y por lo tanto no se comporte de la forma esperada; sin embargo la evidente mejoría del ajuste del modelo Forchheimer indica que los criterios establecidos para identificar campos con fluido no Darcy son válidos.

RECOMENDACIONES

- Realizar esta misma metodología modelando distintos modelos de flujo de fluidos en al menos un pozo petrolero con el fin de seleccionar el modelo que mejor puede representar el yacimiento, garantizando de esta forma el proceso de optimización.
- Considerar la estructura geológica al momento de seleccionar los pozos, ya que aunque su producción este asociada a la misma arena, pueden encontrarse en bloques aislados ocasionando que el modelo no se comporte de la manera esperada.
- Aplicar este mismo estudio en cualquier otro campo sin importar su permeabilidad o porosidad donde preferiblemente se tengan registros de su producción histórica y el comportamiento de esta sea continuo respecto al tiempo, de tal forma que permita modelar no solo un año de su producción sino toda la vida productiva de los pozos, esto con el fin de tener más experimentación con el modelo Forchheimer e investigar si su aplicación resulta mejorando el ajuste del modelo de flujos convencional aun en yacimientos donde se considera que su flujo obedece la ley de Darcy.
- Realizar estudios prácticos que permitan determinar la correlación de flujo de fluidos multifásico que mejor representa la caída de presión en los pozos de campo escuela colorado.
- Desarrollar y aplicar en un campo petrolero el modelo Forchheimer en estado transitorio, la metodología aplicada en esta tesis puede servir de base para la realización de dicho estudio.

BIBLIOGRAFIA

BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa (Oklahoma): OGCI and Petroskills publications, 2003. 411 p. ISBN 0-930972-14-7.

CRAFT & HAWKINS. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Traducido por Hernando Vasquez Silva. Madrid: Editorial Tecnos S.A, 1977. 560 p. ISBN 84-309-0717-3.

CRAVINO, Annabella, *et al.* Evaluación de modelos homogéneos, de correlación y mecanicistas en la predicción del gradiente de presión de flujo de gas y de líquido en tuberías verticales. En: Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V. Mayo de 2009. Vol 24. No 3. p. 75-82.

ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2008. 331 p.

JEREZ, Karent. Optimización de la Producción del Campo Escuela Colorado mediante un análisis de desempeño utilizando Software especializado. Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2014. 129 p.

LI, Duncan and ENGLER, Thomas. Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient. In: Society of Petroleum Engineers Inc. Texas. 15, May, 2001. SPE 70015. 8 p.

LIU, Xinghui; CIVAN, Faruk and EVANS, Ronald. Correlation of the Non-Darcy Flow Coefficient. In: The Journal of Canadian Petroleum Technology. Oklahoma. December, 1995. Vol 34. No 10. 54 p.

MONTGOMERY, Douglas. Diseño y Análisis de Experimentos. Balderas (México): Editorial Limusa S.A. 2004. 692 p. ISBN 968-18-6156-6.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. 561 p. ISBN 978-980-12-3048-9.

PIRSON, Sylvain. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Traducido por Hernando Vasquez Silva. Barcelona (España): Ediciones Omega S.A, 1965. 786 p.

Reporte Diario Producción Campo Escuela Colorado 2012.

RODRIGUEZ, José R. Ingeniería Básica de Yacimientos. Barcelona (Venezuela): Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui, 2007. 201 p.

SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward. Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. In: Society of Petroleum Engineers Inc. Kuala Lumpur. 21, March, 1995. SPE 29312. 6 p.

ANEXOS

ANEXO A. CONSTANTES PARA EL MÉTODO DE PUDJO SUKAMO

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
<=0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283

Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0.19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
>0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

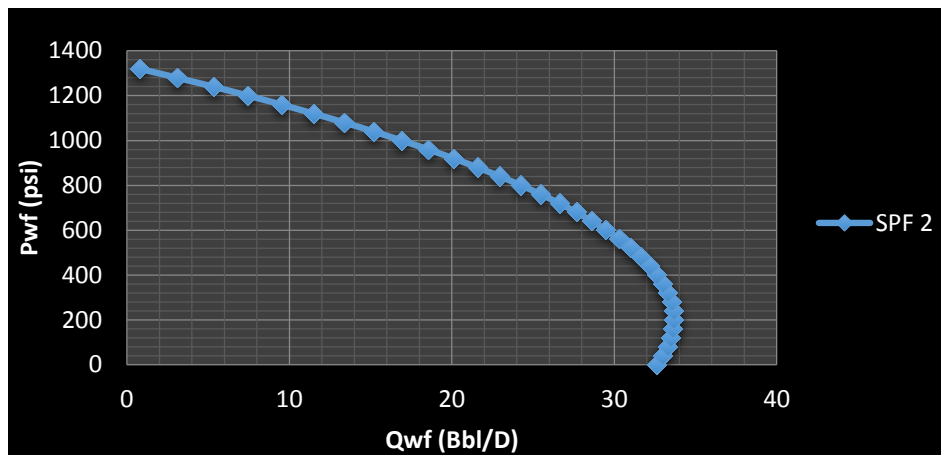
ANEXO B. DATOS DEL ANALISIS NODAL EN CADA POZO

COLORADO 59

Datos Necesarios Para Realizar La Curva IPR:

Pr (Psi)	1321
Pwf (Psi)	407,9
Qo (Bbl/Día)	31
SPF	2
Rp (In)	0,54
Overbalanced?	y
Pwf/Pr	0,308781226
A0	0,6171
A1	0,26632
A2	-0,86983
Qmax	50,29202313

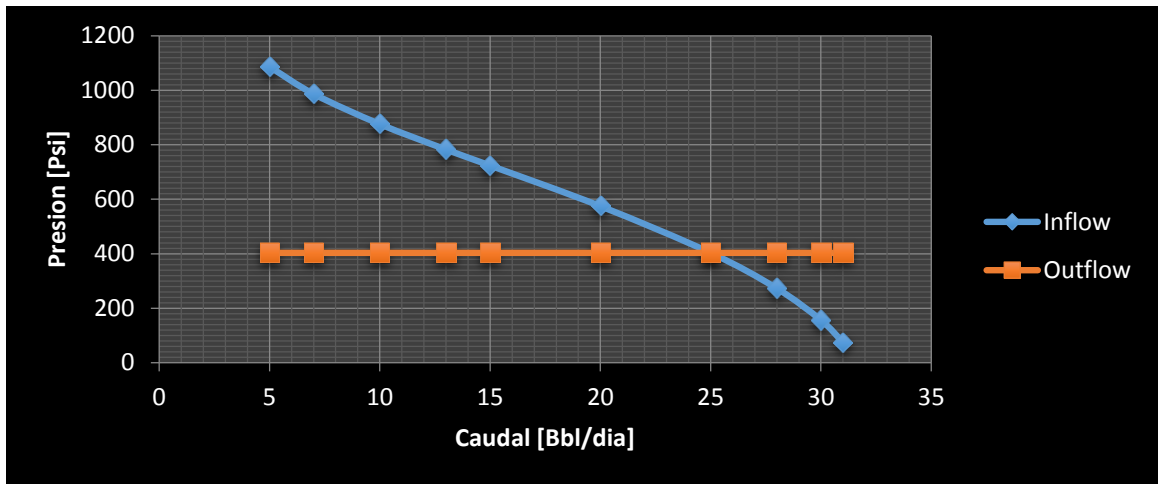
Curva IPR:



Resultados del análisis nodal en cabeza de pozo:

Análisis Nodal en Cabeza						
Q	Outflow	Inflow				
	Pwh	Pr	ΔP_{yac}	Pwf	ΔP_{tbg}	Pwh
31	403,32902	1321	913,1	407,9	332,7579988	75,14200119
30	403,32902	1321	832,0808996	488,9191004	332,6100915	156,309009
28	403,32902	1321	716,3128372	604,6871628	331,8970567	272,7901061
25	403,32902	1321	588,0689529	732,9310471	329,6020272	403,3290199
20	403,32902	1321	425,1585697	895,8414303	321,2809598	574,5604704
15	403,32902	1321	293,8153771	1027,184623	303,5005725	723,6840504
13	403,32902	1321	246,8001195	1074,199881	291,695463	782,5044175
10	403,32902	1321	180,6849823	1140,315018	264,6662301	875,6487876
7	403,32902	1321	118,9322422	1202,067758	215,68441	986,3833479
5	403,32902	1321	79,80084292	1241,199157	154,9666532	1086,232504

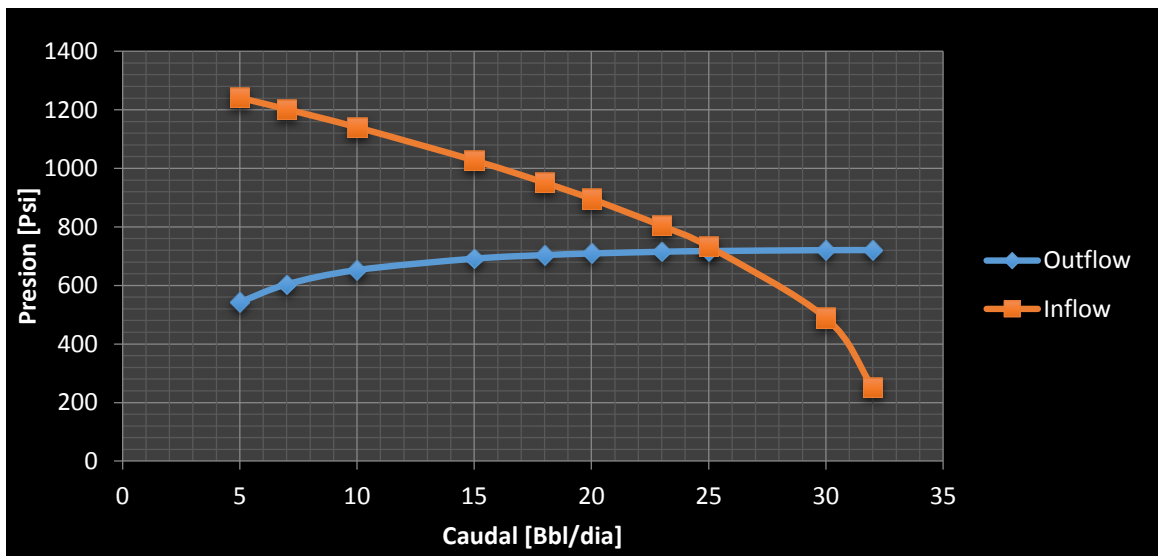
Grafica Análisis Nodal en cabeza:



Resultados del análisis nodal en fondo de pozo:

Análisis Nodal en Fondo						
Q	Outflow			Inflow		
	Pwh	ΔP_{tbg}	Pwf	Pr	ΔP_{yac}	Pwf
32	403,32902	317,4838176	720,8128376	1321	1069,68	251,32
30	403,32902	317,3142479	720,6432679	1321	832,0808996	488,92
25	403,32902	314,3061837	717,6352037	1321	588,0689529	732,93
23	403,32902	311,7707881	715,0998081	1321	517,5837804	803,42
20	403,32902	305,9851163	709,3141363	1321	425,1585697	895,84
18	403,32902	300,3855175	703,7145375	1321	369,8520252	951,15
15	403,32902	288,204729	691,533749	1321	293,8153771	1027,18
10	403,32902	249,3703866	652,6994066	1321	180,6849823	1140,32
7	403,32902	200,3885664	603,7175864	1321	118,9322422	1202,07
5	403,32902	139,6708097	542,9998297	1321	79,80084292	1241,20

Grafica Análisis Nodal en fondo:

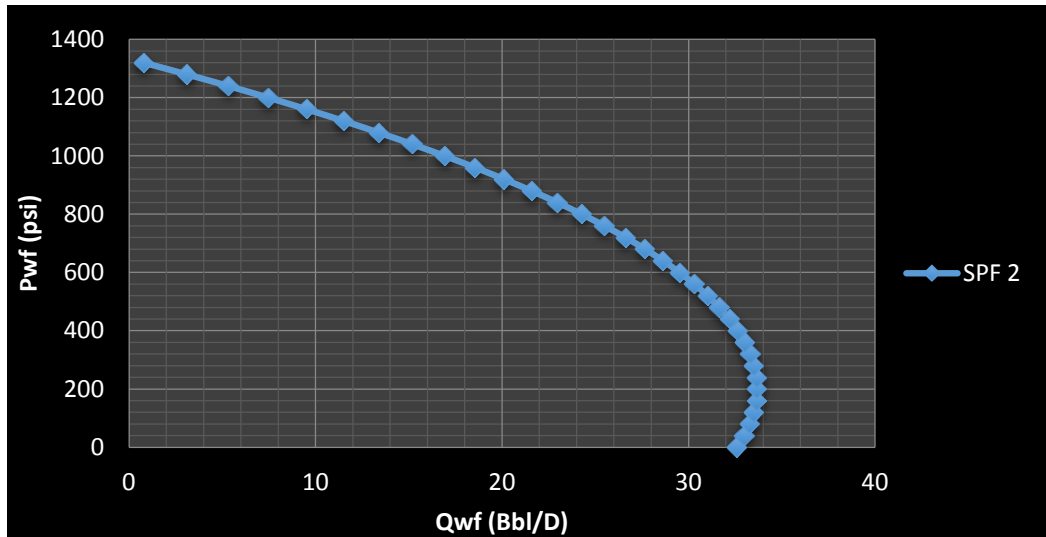


COLORADO 49

Datos Necesarios Para Realizar La Curva IPR:

Pr (Psi)	1321
Pwf (Psi)	41,7
Qo (Bbl/Día)	33
SPF	2
Rp (In)	0,54
Overbalanced?	y
Pwf/Pr	0,031566995
A0	0,6171
A1	0,26632
A2	-0,86983
Qmax	52,83041696

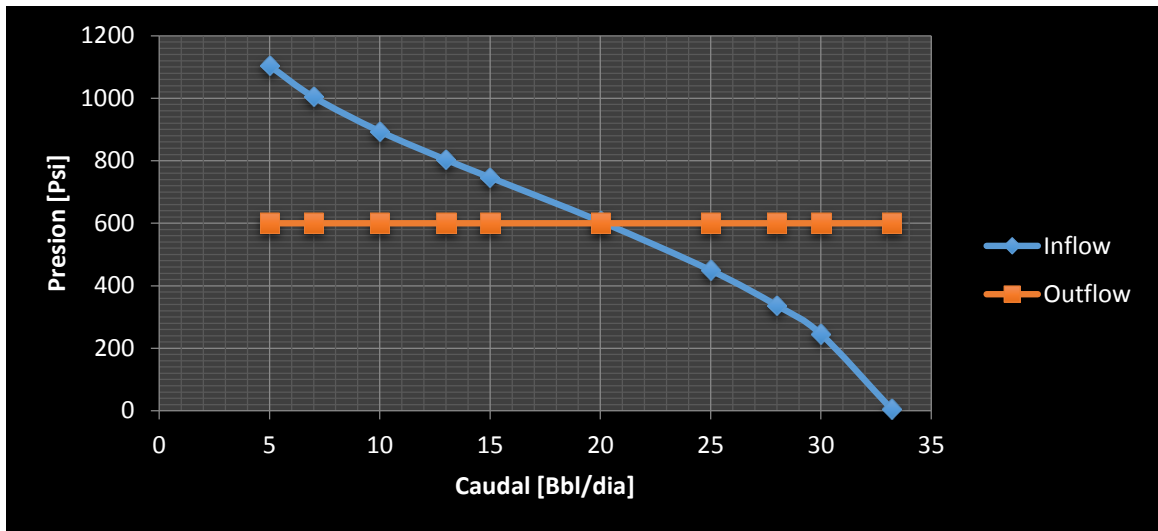
Curva IPR:



Resultados del análisis nodal en cabeza de pozo:

Análisis Nodal en Cabeza						
Q	Outflow	Inflow				
	Pwh	Pr	ΔP_{yac}	Pwf	ΔP_{tbg}	Pwh
33,2	600	1321	983,9584962	337,0415038	331,8325754	5,208928427
30	600	1321	745,0181613	575,9818387	331,1007996	244,8810391
28	600	1321	654,401283	666,598717	329,9421299	336,656587
25	600	1321	544,6966686	776,3033314	326,951414	449,3519174
20	600	1321	398,0550003	922,9449997	317,3363814	605,6086183
15	600	1321	276,5704332	1044,429567	297,9052457	746,5243212
13	600	1321	232,6277288	1088,372271	285,2435268	803,1287444
10	600	1321	170,5241678	1150,475832	256,5304379	893,9453943
7	600	1321	112,2451847	1208,754815	204,9676395	1003,787176
5	600	1321	75,19909211	1245,800908	141,5245028	1104,276405

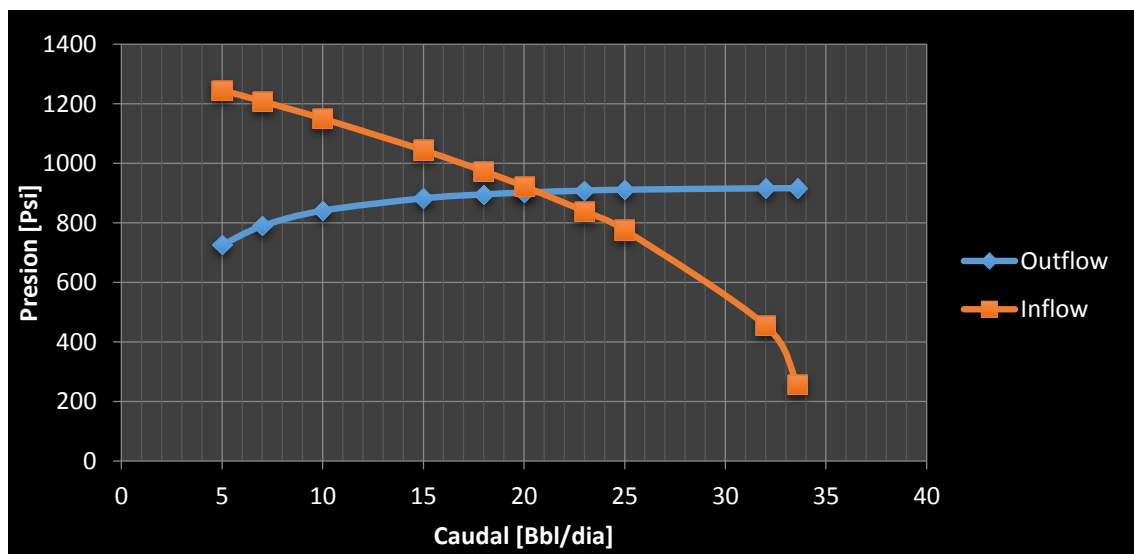
Grafica Análisis Nodal en cabeza:



Resultados del análisis nodal en fondo de pozo:

Análisis Nodal en Fondo						
Q	Outflow			Inflow		
	Pwh	ΔP_{tbg}	Pwf	Pr	ΔP_{yac}	Pwf
33,6	600	316,5488342	916,5488342	1321	1064,14	256,86
32	600	316,4112207	916,4112207	1321	866,2969034	454,70
25	600	311,6555705	911,6555705	1321	544,6966686	776,30
23	600	308,6287042	908,6287042	1321	481,9747853	839,03
20	600	302,0405378	902,0405378	1321	398,0550003	922,94
18	600	295,8416626	895,8416626	1321	347,1625199	973,84
15	600	282,6094021	882,6094021	1321	276,5704332	1044,43
10	600	241,2345944	841,2345944	1321	170,5241678	1150,48
7	600	189,6717959	789,6717959	1321	112,2451847	1208,75
5	600	126,2286593	726,2286593	1321	75,19909211	1245,80

Grafica Análisis Nodal en fondo:

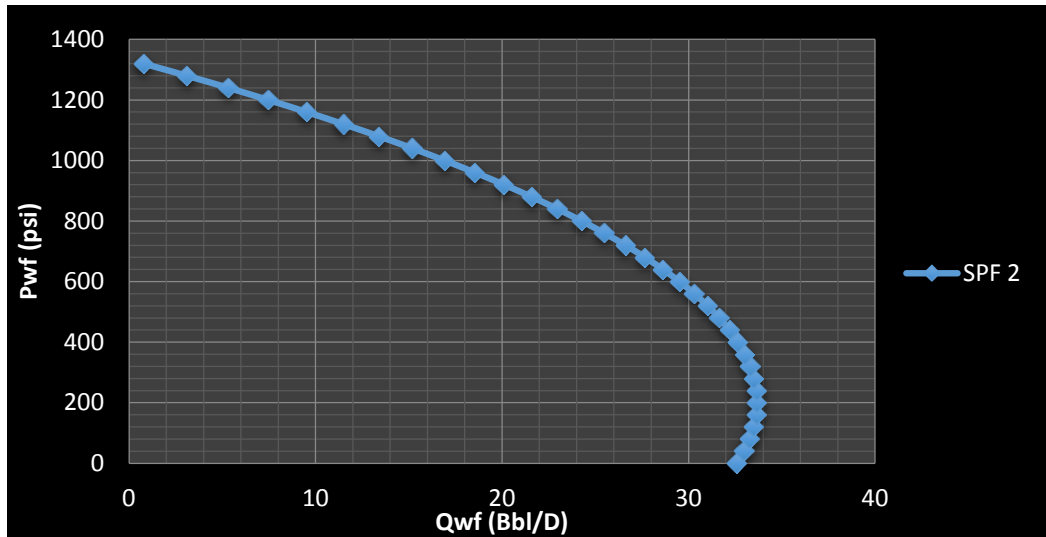


COLORADO 52

Datos Necesarios Para Realizar La Curva IPR:

Pr (Psi)	1321
Pwf (Psi)	552,8
Qo (Bbl/Día)	30
SPF	2
Rp (In)	0,54
Overbalanced?	y
Pwf/Pr	0,418470855
A0	0,6171
A1	0,26632
A2	-0,86983
Qmax	52,06305109

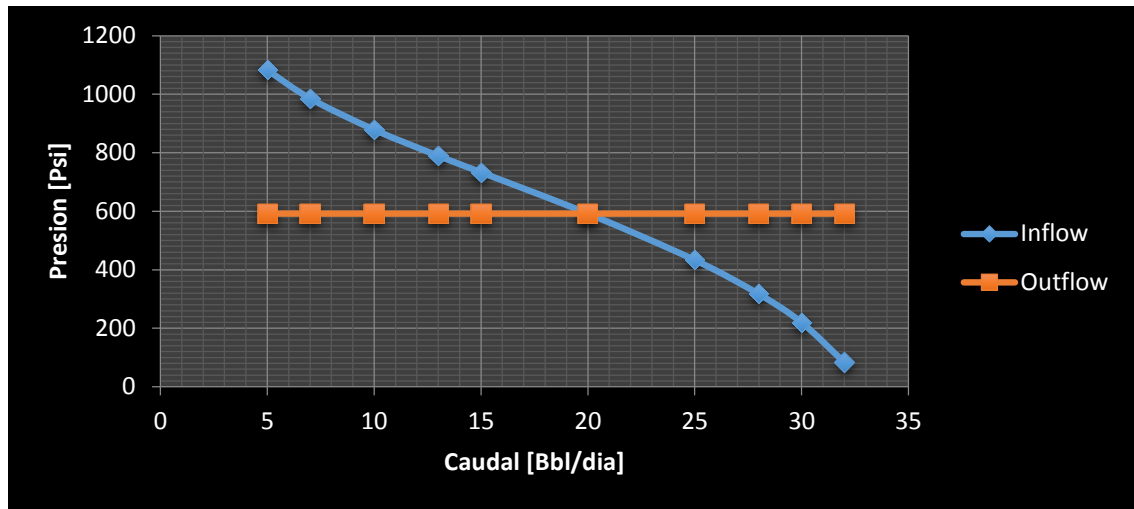
Curva IPR:



Resultados del análisis nodal en cabeza de pozo:

Análisis Nodal en Cabeza						
Q	Outflow	Inflow				
	Pwh	Pr	ΔP_{yac}	Pwf	ΔP_{tbg}	Pwh
32	591,941408	1321	904,6854658	416,3145342	332,9137179	83,40081622
30	591,941408	1321	768,2	552,8	333,2233374	219,5766626
28	591,941408	1321	671,5937631	649,4062369	332,7513002	316,6549366
25	591,941408	1321	557,0159839	763,9840161	330,8299078	433,1541083
20	591,941408	1321	405,8632655	915,1367345	323,1953267	591,9414079
15	591,941408	1321	281,5695857	1039,430414	306,2773017	733,1531126
13	591,941408	1321	236,7428135	1084,257186	294,9157964	789,3413901
10	591,941408	1321	173,4800413	1147,519959	268,7550686	878,7648901
7	591,941408	1321	114,1933395	1206,806661	221,1040253	985,7026352
5	591,941408	1321	76,54079621	1244,459204	161,7996167	1082,659587

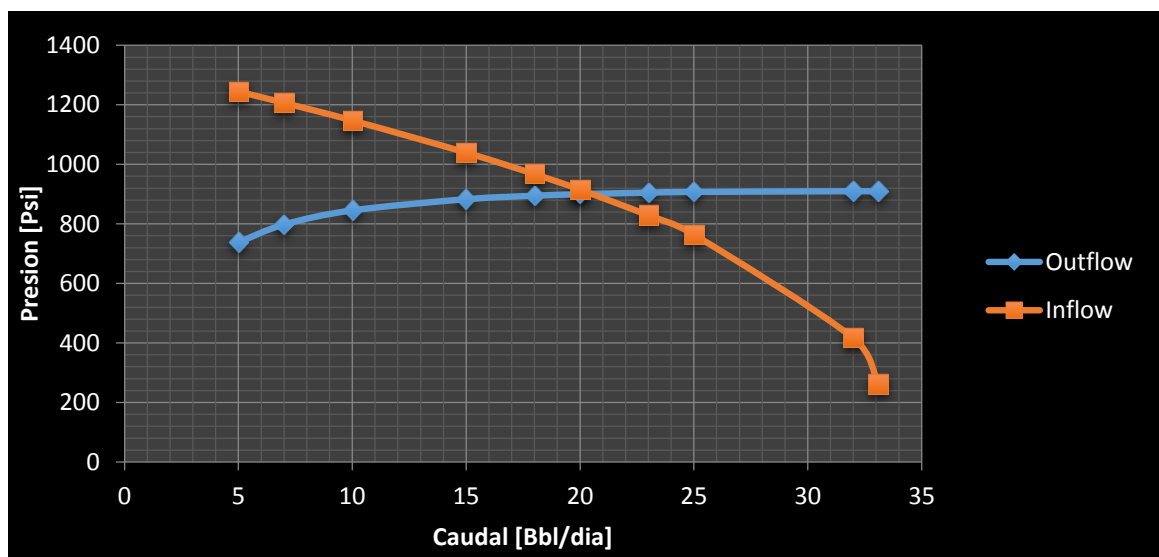
Grafica Análisis Nodal en cabeza:



Resultados del análisis nodal en fondo de pozo:

Análisis Nodal en Fondo						
Q	Outflow			Inflow		
	Pwh	ΔP_{tbg}	Pwf	Pr	ΔP_{yac}	Pwf
33,1	591,941408	317,6178744	909,5592824	1321	1060,07	260,93
32	591,941408	317,8597172	909,8011252	1321	904,6854658	416,31
25	591,941408	315,5340643	907,4754723	1321	557,0159839	763,98
23	591,941408	313,26068	905,202088	1321	492,1641144	828,84
20	591,941408	307,8994831	899,8408911	1321	405,8632655	915,14
18	591,941408	302,6144161	894,5558241	1321	353,7187513	967,28
15	591,941408	290,9814582	882,9228662	1321	281,5695857	1039,43
10	591,941408	253,4592251	845,4006331	1321	173,4800413	1147,52
7	591,941408	205,8081818	797,7495898	1321	114,1933395	1206,81
5	591,941408	146,5037731	738,4451811	1321	76,54079621	1244,46

Grafica Análisis Nodal en fondo:



**ANEXO C. REPORTE DE LOS CAUDALES LLEVADOS A FONDO PARA
CADA POZO**

Enero						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1			19,86	21,5	21,7	22,5
2			22	22,5	21	21,5
3			20,5077399	21,5	17,8064516	18,5
4			17,153605	17,5	18,3050847	19
5			21,25	22	23,9097222	24,5
6			15,4074074	16	18,3180212	19
7			13,8082192	14,5	19,6363636	21
8			7,813953	8,5	19,125	20
9			19,4469453	20	19,4594595	21
10			23,9233227	24,5	20,0930233	20,5
11			25,4769231	26	19,6129032	21
12	44,0711744	45	23,2546584	24	19,3288591	20
13	16,1584158	17	24	24,5	19,5254237	20
14	42,6281588	44	23,6571429	24	17,4267516	18
15	12	13	24,510638	25	20,065574	20,5
16						
17	19,4252199	21	21,3942857	22	19,0413223	20
18	6,9757785	8	19,066202	19,5	24,510638	25
19	8	9	22	22,5	14	14,5
20			26,4104803	27	14,6823529	15
21	10,5045593	12	25,5290859	26	24,1678322	25
22	25,263158	26	24	24,5	23,04	24
23	22,3315508	23	18,1077844	18,5	20,9454545	21,5
24	30,8571429	32	17,0592334	17,5	18,5806452	19
25	20,6582278	23	17,8512397	18,5	19,3613445	20
26	12,8	13,5	16,8859935	17,5	24,4067797	25
27	26	26,5	21,4368932	22	15,4140845	16
28	12	13	24	24,5	22,8370044	23,5
29	17,9027027	19	17,4545455	18	19,0588235	19,5
30	26,4220183	27	16,744186	17,5	14,982659	15,5
31	18,2535211	19	18,0564263	18,5	28,187234	28,5

Febrero						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	26,496	27	18,7455621	19,5	24	24,5
2	15,620339	16	19,125	20	32,7920792	33,5
3	28,8	29,5	21,8888	22,5	31,2760181	32
4	19,862069	20,5	17,6	18	18,0537313	18,5
5	34,2377622	35	23,04	23,5	16,2826855	17
6	31,4701987	32	21,2210526	22	27,5378486	28
7	17,28	18	19,2611465	20	21,8482759	22,5
8	22	22,5	22,0127389	22,5	23	23,5
9	39,5044248	40	24,8275862	25,5	26,8656716	27,5
10	24	24,5	19,6770186	20,5	18,3624161	19
11	22,214876	23	24,7868852	25,5	21,2957746	22
12	41,8678414	42,5	16,6153846	17	15,1578947	16
13	28,6092715	29,5	27,1210762	28	21,8571429	22,5
14	26,7096774	27,5	20,7737705	21,5	17,28	18
15	27,84	28,5	20,7737705	21,5	17,1188811	17,5
16	29,9597315	30,5	25,7743191	26,5	20,3389831	21
17	26,6837061	27,5	17,0847458	17,5	14,5210084	15
18	29,7629179	30,5	20,7737705	21,5	16,6956522	17,5
19	31,5328467	32	16,2580645	17	15,4113712	16
20	27,6556291	28,5	15,8241758	16	16,0993789	16,5
21	32,5355649	33	19,2	20	17,304721	18
22	8	8,5	18	18,5	18	18,5
23	24,5106383	25	20,3636364	21	11,755102	12,5
24	26,8656716	27,5	21,4126394	22	16,4571429	17
25	27,1888112	28,5	19,1328671	20	15,009772	15,5
26	27,3284672	28	22,0183486	22,5	17,1789474	18
27	27,147541	28,5	27,7590361	28,5	13,8082192	14,5
28	28,9032258	29,5	23,8273381	24,5	17,6750903	17,5
29	28,7010309	29,5	22,4680851	23	15,9446367	16,5

Marzo						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	28,4081633	29	31,5328467	32	20,8695652	21,5
2	30,6	31	24,2424242	25	11,6363636	12,5
3	28,0268456	28,5	23,7948718	24,5	19,7938144	20,5
4	27,9838057	28,5	25,1076923	26	2,95890411	3,5
5	27,1888112	28	35,5404255	36	12,9103448	13,5
6	45,042654	45,5	14,4761905	15	12,0839161	13
7	24,794702	25,5	21,1468531	22	19,2803347	20
8	24,794702	25,5	21,1468531	22	19,2803347	20
9	27,8429003	28,5	23,0769231	23,5	15,8896552	16,5
10	28,2162162	29	24,7868852	25,5	9,32374101	10
11	27,4285714	28	18,406015	19	16,2657807	17
12	30,4046921	31	20,5714286	21	18,919708	19,5
13	31,7793103	32,5	25,8206897	26,5	13,229682	14
14	29,3173653	30	25,5621302	26	16,7930029	17,5
15	26,8178138	27,5	25,8992806	26,5	14,5454545	15
16			22,5882353	23	15,0447761	15,5
17	24,3243243	25	29,3877551	30	18,7317073	19,5
18	34,56	35	13,5849057	14	23,1511254	24
19	31	31,5	21	21,5	22,6516854	23,5
20	19,7260274	20,5	19,2676056	20	10,8	11,5
21	36,3789474	37	23,5330739	24	13,1908397	14
22	30,4225352	31	24,3380282	25	19,2676056	20
23	32,104918	33	22,3522388	23	25,2631579	26
24	33,7582418	34,5	21,5103734	22	11,3311475	12
25	25,2878049	26	21,6284585	22,5	24,4897959	25
26	27,0940767	27,5	17,28	18	24,7164179	25,5
27	24,1437126	25	24,2330097	25	25,6633663	26,5
28	20,1398601	21	19,335689	20	14	14,5
29	23,5102041	24	18,7586207	19,5	10,8679245	11,5
30	27,3933162	28	20,0557103	20,5	11,1340206	12
31	23,2258065	24	20,7567568	21,5	19,1090047	20

Abril						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	33,5705521	34	16,1118881	17	15,9409594	16,5
2	23,04	23,5	29,9776952	30,5	21,4368932	22
3	25,2493151	26	20,0930233	21	16	16,5
4	33,2707581	34	27	27,5	20	20,5
5	29,5714286	30,5	27,2985782	28	23,5384615	24
6	29,4084507	30	25,495082	26	16,052459	16,5
7	29	29,5	26,7428571	27,5	16,4258555	17
8	30,6206897	31,5	19,6557864	20,5	16,3018868	17
9	27,3103448	28	23,5102041	24	16,5623003	17
10	31,5136778	32	27,2555205	28	16,2580645	16,5
11	30,2644068	31	23,7525773	24,5	17,814433	18,5
12	31,7647059	32,5	24,4428044	25	16,3985765	17
13	31,5987461	32,5	21,4925373	22	15,6421725	16,5
14	35	35,5	26,5104603	27	16	16,5
15	31	32	26,0830189	26,5	18,1818182	19
16	28,1958042	29	22,0830671	22,5	14,625	15,5
17	22,2680412	23	23,6214511	24,5	11,9008264	12,5
18	24,3243243	25	23,5294118	24	15,2112676	16
19	27,1698113	28	27,7590361	28,5	16,8421053	17,5
20	32,3595506	33	23,4924471	24	17,2394366	18
21	27,3284672	28	21,5510204	22	14	14,5
22	27,6923077	28,5	20,5714286	21	19,0588235	19,5
23	26,4220183	27	20,4255319	21	19,7260274	20,5
24	27,4285714	28	19,6923077	20,5	14,2702703	15
25	32,9907121	33,5	26,0740741	26,5	18	18,5
26	32,9491525	33,5	26,7906977	27	8,72727273	9,5
27	17,0750988	17,5	17,1655629	18	12,7346939	13,5
28	26,5963061	27,5	18,8041237	19,5	15,7935484	16,5
29	32,4923077	33	24,2758621	25	28,1503759	29
30	26,2564103	27	18,4390244	19	6,4178273	7

Mayo						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	31,5949367	32,5	25,4117647	26	16,8702929	17,5
2	31,2195122	31,5	22,8035191	23,5	20,6946108	21,5
3	25,0434783	25,5	17,840708	18,5	14,5210084	15
4	30,7317073	31,5	20,9620253	21,5	16,0594796	16,5
5	26,4489796	27	21,2210526	22	21,3993808	22
6	22,8441926	23,5	20,7835052	21,5	17,9512195	18,5
7	30,4941176	31	23,8716578	24,5	18,1894737	19
8	31,706422	32,5	18,343949	19	15,483871	16
9	27,6363636	28,5	22,3098592	23	17,3668342	18
10	25	25,5	18,3829787	19	14,8114286	15,5
11	29,3097345	30	24,3761755	25	15,8241758	16,5
12						
13	25,0434783	25,5	18,4954128	19	13,0909091	13,5
14	20,3729904	21	19,6129032	20,5	21	21,5
15	38	38,5	25,2467532	26	16,6473988	17,5
16	33,6521739	34,5	26,4393443	27	10,8	11,5
17	32,6722689	33,5	24,8633094	25,5	21,4779661	22
18	29,3173653	30	21,8181818	22,5	12,6486486	13,5
19	30	30,5	21,4325581	22	17,3377926	18
20	31,9041916	32,5	22,8292683	23,5	19,4594595	20
21	31	31,5	23,8016529	24,5	12,2316602	13
22	35,330855	36	17,6326531	18,5	17,3233083	18
23	31,8232044	32,5	22,3783784	23	16,3985765	17
24	34,2377622	35	22,1538462	23	15,1578947	16
25	28,097561	28,5	20,6533865	21,5	20,5714286	21
26	23	23,5	21,2093023	22	19,0788644	19,5
27	31,8987342	32,5	21,3677419	22	18,4754717	19
28	24,6575342	25,5	24,1678322	25	17,3617021	18
29	31	31,5	20,8958991	21,5	18,4242424	19
30	33,7021277	34,5	21,4736842	22	12,4724409	13
31	32,4878049	33	23,8527607	24,5	17,1243243	18

Junio						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	40	40,5	31	31,5	15	15,5
2	26,630137	27,5	13,8795181	14,5	16,0686695	16,5
3	27,1698113	28	21,4126394	22	13,1707317	13,5
4	27,3802817	28	24,0872727	24,5	21	21,5
5	27,1168831	28,5	18,8411215	19,5	9,32374101	10
6	22,0858896	22,5	21,9512195	22,5	16,3018868	17
7	28	28,5	18,2443439	18,5	15	15,5
8	26,7906977	27,5	19,3684211	20	20,075067	20,5
9	31,6981132	32,5	21,4779661	22	17,9409836	18,5
10	32,104918	33	26,0905923	26,5	16,063745	16,5
11	31	31,5	23,5330739	24	20,4739336	21
12	29,8224852	30,5	19,8	20,5	15,1160221	15,5
13	35	35,5	17,3377926	18	15,1011236	15,5
14	34,9090909	35,5	22,3561644	23	17,9299611	18,5
15	25,7142857	26,5	25,3289902	26	15,4630872	16
16	31,8778626	32,5	23,4666667	24	18	18,5
17	26,7341772	27,5	22,2352941	23	22,3173432	23
18	31,7981073	32,5	21,2990354	22	17,1089109	17,5
19	27,3519553	28	12,8571429	13,5	18,6407767	19,5
20	33,7297297	34,5	22	22,5	17,0750988	17,5
21	31,6595745	32,5	20,4982206	21	16,1684211	16,5
22	34,5236593	35	21,0091185	21,5	16,0445682	16,5
23	32,104918	33	19,862069	20,5	14,1639344	14,5
24	30,8571429	31,5	19,7110266	20,5	16,4848485	17
25	26,5437788	27	20,2568807	21	17,5075988	18
26	31,3263158	32	17,7391304	18,5	16,9411765	17,5
27	26	26,5	19,5059761	20	20,9230769	21,5
28	33,4647887	34	18,739726	19,5	22	22,5
29	28	28,5	19,4042553	20	18	18,5
30	29,3877551	30	23,6962025	24,5	14,4	15

Julio						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	36,3	37	21,5	22	16,36	17
2	33,37	34	18,46	19	16,52	17
3	27	27,5	19,53	20	17,9	18,5
4	33,1	33,5	18,3	19	19,31	20
5	32,5	33	19,12	19,5	15,38	16
6	33,88	34,5	19	19,5	17,77	18,5
7	33,74	34,5	41,98	42,5	28,62	29,5
8	23,83	24,5	15,07	15,5	16,33	17
9	31,45	32	18,51	19	15,97	16,5
10	27,25	28	17,52	18	13,28	14
11	32	32,5	19,9	20,5	15,86	16,5
12	33,58	34	24,4	25	16,9	17,5
13	26,78	27,5	23,79	24,5	16,41	17
14	29,54	30,5	21,26	22	13,3	14
15	31,92	32,5	20,23	21	15,74	16,5
16	27	27,5	20,1	20,5	17,77	18,5
17	30,86	31,5	18,36	19	12,8	13,5
18	31,4	32	17,22	17,5	15,74	16,5
19	27,43	28	16,4	17	16,5	17
20	32,75	33,5	17,87	18,5	15,1	15,5
21	32	32,5	17,86	18,5	18,84	19,5
22	32,24	33	14,6	15	19,68	20,5
23	26,58	27	18,4	19	15,55	16
24	31,12	31,5	23	23,5	9,6	10
25	29,81	30,5	16,27	17	17,68	18,5
26	22,35	23	17,62	18,5	17,4	18
27	35,9	36,5	18,35	19	16,5	17
28	32,32	33	18,8	19,5	21,41	22
29	31,82	32,5	18,24	19	16,41	17
30	27,62	28,5	20,76	21,5	21,42	22

Agosto						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	31,73	32,5	19,92	20,5	20,78	21,5
2	33,39	34	18,92	19,5	18,92	19,5
3	26,72	27,5	19,67	20,5	17	17,5
4	31,47	32	19,79	20,5	15,27	16
5	29,23	30	16,33	17	17,82	18,5
6	31,28	32	20,15	20,5	15,48	16
7	31,28	32	19,59	20	17,94	18,5
8	30,51	31	18,25	19	18,43	19
9	31,93	32,5	19	19,5	13,93	14,5
10	28,35	29	20,78	21,5	17,45	18
11	32,3	33	22,11	22,5	14,33	15
12	29,33	30	22,15	22,5	16,16	16,5
13	30,4	31	22,81	23,5	16,55	17
14	30	30,5	19,6	20,5	16,3	17
15	50,77	51,5	20,7	21,5	16,82	17,5
16	28,52	29	18,9	20,5	16,1	16,5
17	17,7	18,5	17,86	18,5	11,16	11,5
18	23,7	24,5	17,5	18	14,4	15
19	29,64	30,5	18,5	19	15,1	15,5
20	26	26,5	14,94	15,5	18,76	19,5
21	51,1	51,5	30,42	31	20,65	21,5
22	26,78	27,5	18,46	19	15,35	16
23	34,55	35	20,33	21	16,86	17,5
24	23,56	24	15,64	16,5	19,31	20
25	25,88	26,5	17,7	18,5	3,38	4
26	25,78	26,5	17,26	18	19	19,5
27	32,21	32,5	18,5	19	12,28	13
28	24,75	25,5	18,7	19,5	19	19,5
29	30,44	31	17	17,5	17,92	18,5
30	44,65	45,5	29,8	30,5	38,71	39,5
31	19,26	20	11,2	12	17,5	18

Septiembre						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	23,76	24,5	18,88	19,5	13,88	14,5
2	28,72	29,5	18,73	19,5	18,73	19,5
3	29,94	30,5	16,86	17,5	15,7	16,5
4	54,63	55	20,47	21	20,61	21,5
5	26,84	27,5	18,61	19,5	14,81	15,5
6	27,43	28	17,85	18,5	16,86	17,5
7	27,77	28,5	18	18,5	17	17,5
8	28,46	29	15,24	16	16,98	17,5
9	53,86	54,5	18,13	18,5	18,86	19,5
10	27,51	28	18,86	19,5	16,5	17
11	26,52	27	15,74	16,5	15,96	16,5
12	25,68	26,5	14,43	15	14,54	15
13	29,16	29,5	16,67	17,5	15,9	16,5
14	60,48	61	14,85	15,5	15,18	15,5
15	33,26	34	17,47	18	17,54	18
16	24	24,5	16,9	17,5	16,86	17,5
17	25,26	26	14,62	15	13,11	13,5
18	62,88	63,5	27,88	28,5	17,52	18
19	20,42	21	21,33	22	13,15	13,5
20	34,12	34,5	23,89	24,5	14,18	14,5
21	27,15	27,5	19,76	20,5	16,9	17,5
22	28,3	29	20	20,5	14,51	15
23	20	20,5	17,74	18,5	18,42	19
24	30,46	31	19,2	20	17,89	18,5
25	27,48	28	16,8	17,5	26	26,5
26	27,21	28	16,2	17	27	27,5
27	28,95	29,5	13,1	13,5	25,74	26,5
28	22,35	23	17,73	18,5	25,88	26,5
29	30,9	31,5	22	22,5	27,5	28
30	21	21,5	21,57	22,5	28,5	29

Octubre						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	27,28	28	19	19,5	30,82	31,5
2	27	27,5	17,94	18,5	23,5	24
3	25,89	26,5	18,61	19,5	27,57	28
4	31	31,5	14,45	15	29,81	30,5
5	13,31	14	15,71	16,5	21,1	21,5
6	70,4	71	16	16,5	26,56	27
7	33,84	34,5	13,76	14,5	27,3	28
8	27,19	27,5	15,52	16	24,56	25
9	27,57	28	18,17	18,5	22,57	23
10	21	21,5	7,31	8	15,48	16
11	30	30,5	18,46	19	29,21	30
12	22,9	23,5	19,96	20,5	21,33	22
13	24,39	25	26,96	27,5	24	24,5
14	26,59	27,5	23,64	24,5	25	25,5
15	23,65	24,5	16,22	17	21,73	22,5
16	32,52	33	20,6	21	26,89	27,5
17	25,61	26	19,71	20,5	24,49	25
18	19,65	29	14,36	15	18,1	18,5
19	28	28,5	17,2	18	30,74	31,5
20	29,75	30,5	22,67	23,5	28,4	29
21	23,95	24,5	19,5	20	29,15	29,5
22	32,16	32,5	22,75	23,5	27,74	28,5
23	20,31	21	9,24	10	29,29	30
24	32,93	33,5	23,52	24	20,69	21
25	49,71	50,5	36,64	37,5	26,1	26,5
26	28	28,5	19,9	20,5	27,94	28,5
27	20,64	21,5	13,53	14	23,57	24
28	30,63	31,5	15,1	15,5	26,52	27
29	28,76	29,5	19,72	20,5	30,33	31
30	28,39	29	18,63	19,5	27,68	28,5
31	26,28	27	16,42	17	21,42	22

Noviembre						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	30,66	31,5	19,48	20	26,12	26,5
2	27,81	28,5	21,19	21,5	30	30,5
3	27	27,5	21,86	22,5	27,65	28,5
4	27,57	28,5	20,63	21,5	27,57	28
5	27,54	27	22,9	23,5	29,68	30,5
6	22	22,5	20,43	21	27,32	28
7	31,91	32,5	15,47	16	26,73	27,5
8	26,43	27	21,9	22,5	24,96	25,5
9	24,89	25,5	17,95	18,5	24,77	25,5
10	28,37	29	24,51	25	28,5	29
11	30,46	31	18,88	19,5	27,75	28,5
12	28,65	29,5	17,74	18,5	23,7	24,5
13	32,2	33	21,24	22	27,64	28,5
14	27,27	28	20,98	21,5	27,21	28
15	23,85	24,5	12,97	13,5	27,43	28
16	29,25	30	19,27	20	26,44	27
17	23,1	23,5	18,14	19,5	27,27	28
18	23,1	23,5	18,14	19,5	27,27	28
19	26,9	27,5	21,11	21,5	27,85	28,5
20	26,18	27	15,21	16	24,39	25
21	26,88	27,5	12,33	13	33,23	34
22	23,1	23,5	6,82	7,5	19,15	19,5
23	28,17	28,5	10,76	11,5	23,54	24
24	26,5	27	17,74	18,5	23,41	24
25	27,15	28	18,76	19,5	17,49	18
26	27,19	28	18,74	19,5	27,15	27,5
27	23,67	24,5	17,74	18,5	28,52	29
28	27,92	28,5	16,32	17	23,71	24,5
29	25,57	26	19,71	20,5	19,12	19,5
30	21,72	22,5	18,37	19	23	23,5

Diciembre						
Tiempo (Días)	Col 49		Col 59		Col 52	
	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Fondo
1	23,95	24,5	20,11	20,5	23,5	24
2	24,49	25	14,57	15	24,94	25,5
3	25,84	26,5	22,9	23,5	10,36	11
4	26,88	27,5	19,84	20,5	24,88	25,5
5	26,59	27	18,17	18,5	26,46	27
6	27,05	27,5	18,22	19	22,36	23
7	26,81	27,5	17,75	18,5	24,69	25
8	23,72	24,5	16,61	17	21,55	22
9	27,74	28,5	19,13	19,5	23	23,5
10	19,88	20,5	11,95	12,5	10,86	11,5
11	26,88	27,5	18,58	19	21,72	22,5
12	27,6	28	15,79	16,5	21,39	22
13	21,94	22,5	16,32	17	25,3	26
14	24,58	25	13,44	14	6,12	6,5
15	27,1	27,5	15,73	16,5	24	24,5
16	24,69	25,5	16,16	16,5	19,12	19,5
17	25,66	26,5	17,14	17,5	16,4	17
18	28,94	29,5	21,71	22,5	25,83	26,5
19	26,59	27	22	22,5	23,96	24,5
20	25,84	26,5	20,72	21,5	21,65	22,5
21	27,78	28,5	18,78	19,5	24,48	25
22	21,91	22,5	17,87	18,5	18,96	19,5
23	29,87	30,5	19,85	20,5	29,41	30
24	27,56	28	12,9	13,5	10,93	11,5
25	28,61	29,5	21	21,5	4,16	4,5
26	28,39	29	21	21,5	4,16	4,5
27	26,66	27,5	16,97	17,5	24,8	25,5
28	26	26,5	23,71	24,5	22,59	23,5
29	23,73	24,5	17,1	17,5	22,93	23,5
30	23,69	24,5	17,32	18	23,79	24,5
31	27,64	28,5	18,8	19,5	23,72	24,5

ANEXO D. REPORTE DE LAS PRESIONES DE FONDO PARA CADA POZO

Enero		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psi)		
	851,276099	844,025746
	819,781773	873,374895
	851,276099	954,584014
	964,34775	941,668781
	835,724684	780,878782
	1002,64206	941,668781
	1039,18607	887,578317
	1171,68321	915,136735
	895,84143	887,578317
	751,401117	901,493301
	693,91382	887,578317
202	769,269886	915,136735
998,0642186	751,401117	915,136735
202	769,269886	967,281249
1088,372271	732,931047	901,493301
896,1003905	835,724684	915,136735
1189,710728	910,073305	763,984016
1170,29207	819,781773	1050,85912
	651,520959	1039,43041
1109,545896	693,91382	763,984016
742,2172411	751,401117	797,294074
839,0252147	937,711341	873,374895
454,7030966	964,34775	941,668781
839,0252147	937,711341	915,136735
1077,593422	964,34775	763,984016
724,3403701	835,724684	1016,09167
1088,372271	751,401117	813,268537
948,8250078	951,147975	928,523922
705,8293035	964,34775	1027,84352
948,8250078	937,711341	627,31795

Febrero		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psi)		
705,8293035	910,073305	780,878782
1021,574925	895,84143	202
600,5733167	819,781773	416,314534
909,650041	951,147975	954,584014
202	786,592517	992,063601
454,7030966	835,724684	649,406237
973,8374801	895,84143	844,025746
853,7629135	819,781773	813,268537
202	713,79455	670,453677
792,6088418	881,311357	941,668781
839,0252147	713,79455	858,864315
202	977,322766	1016,09167
600,5733167	604,687163	844,025746
686,611338	851,276099	967,281249
645,6838677	851,276099	979,771166
549,6540656	673,194617	887,578317
686,611338	964,34775	1039,43041
549,6540656	851,276099	979,771166
454,7030966	977,322766	1016,09167
645,6838677	1002,64206	1004,16764
362,7568709	895,84143	967,281249
1180,049605	937,711341	954,584014
776,3033314	866,463516	1095,11231
686,611338	835,724684	992,063601
645,6838677	895,84143	1027,84352
666,598717	819,781773	967,281249
645,6838677	579,094001	1050,85912
600,5733167	751,401117	979,771166
600,5733167	803,41622	1004,16764

Marzo		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psi)		
623,7325071	251,320671	873,374895
521,1602941	732,931047	1095,11231
645,6838677	751,401117	901,493301
645,6838677	693,91382	1271,82913
666,598717	203	1073,2668
202	1027,18462	1084,25719
759,5209513	835,724684	915,136735
759,5209513	835,724684	915,136735
645,6838677	786,592517	1004,16764
623,7325071	713,79455	1147,51996
666,598717	924,02462	992,063601
521,1602941	866,463516	928,523922
413,7855591	673,194617	1062,13595
575,9818387	693,91382	979,771166
686,611338	673,194617	1039,43041
	803,41622	1027,84352
776,3033314	488,9191	928,523922
202	1051,01784	797,294074
489,8575239	851,276099	813,268537
909,650041	895,84143	1116,43596
202	769,269886	1062,13595
521,1602941	732,931047	915,136735
362,7568709	803,41622	728,570102
202	835,724684	1105,83703
742,2172411	819,781773	763,984016
686,611338	951,147975	746,565134
776,3033314	732,931047	709,937663
896,1003905	895,84143	1050,85912
808,4759609	910,073305	1116,43596
666,598717	881,311357	1105,83703
808,4759609	851,276099	915,136735

Abril		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psi)		
202	977,322766	1004,16764
823,9382553	451,720249	858,864315
742,2172411	866,463516	1004,16764
202	628,747368	901,493301
549,6540656	604,687163	797,294074
575,9818387	693,91382	1004,16764
600,5733167	628,747368	992,063601
489,8575239	881,311357	992,063601
666,598717	769,269886	992,063601
454,7030966	604,687163	1004,16764
521,1602941	751,401117	954,584014
413,7855591	732,931047	992,063601
413,7855591	835,724684	1004,16764
202	651,520959	1004,16764
454,7030966	673,194617	941,668781
623,7325071	819,781773	1027,84352
839,0252147	751,401117	1095,11231
776,3033314	769,269886	1016,09167
666,598717	579,094001	979,771166
362,7568709	769,269886	967,281249
666,598717	835,724684	1050,85912
645,6838677	866,463516	928,523922
705,8293035	866,463516	901,493301
666,598717	881,311357	1039,43041
284,5834026	673,194617	954,584014
284,5834026	651,520959	1157,65659
986,0444571	951,147975	1073,2668
686,611338	910,073305	1004,16764
362,7568709	732,931047	604,017191
705,8293035	924,02462	1206,80666

Mayo		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
413,7855591	693,91382	979,771166
489,8575239	786,592517	873,374895
759,5209513	937,711341	1039,43041
489,8575239	851,276099	1004,16764
705,8293035	835,724684	858,864315
823,9382553	851,276099	954,584014
521,1602941	751,401117	941,668781
413,7855591	924,02462	1016,09167
645,6838677	803,41622	967,281249
759,5209513	924,02462	1027,84352
575,9818387	732,931047	1004,16764
759,5209513	924,02462	1073,2668
896,1003905	881,311357	873,374895
202	693,91382	979,771166
202	651,520959	1116,43596
284,5834026	713,79455	858,864315
575,9818387	819,781773	1073,2668
549,6540656	835,724684	967,281249
413,7855591	786,592517	915,136735
489,8575239	751,401117	1084,25719
202	937,711341	967,281249
413,7855591	803,41622	992,063601
202	803,41622	1016,09167
645,6838677	851,276099	887,578317
823,9382553	835,724684	928,523922
413,7855591	835,724684	941,668781
759,5209513	732,931047	967,281249
489,8575239	851,276099	941,668781
202	835,724684	1084,25719
362,7568709	751,401117	967,281249

Junio		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
202	351,745725	1027,84352
686,611338	1039,18607	1004,16764
666,598717	835,724684	1073,2668
666,598717	751,401117	873,374895
645,6838677	910,073305	1147,51996
853,7629135	819,781773	992,063601
645,6838677	937,711341	1027,84352
686,611338	895,84143	901,493301
413,7855591	835,724684	954,584014
362,7568709	673,194617	1004,16764
489,8575239	769,269886	887,578317
549,6540656	881,311357	1027,84352
202	951,147975	1027,84352
202	803,41622	954,584014
724,3403701	693,91382	1016,09167
413,7855591	769,269886	954,584014
686,611338	803,41622	828,835886
413,7855591	835,724684	979,771166
666,598717	1062,68693	928,523922
202	819,781773	979,771166
413,7855591	866,463516	1004,16764
202	851,276099	1004,16764
362,7568709	881,311357	1050,85912
489,8575239	881,311357	992,063601
705,8293035	866,463516	967,281249
454,7030966	937,711341	979,771166
724,3403701	895,84143	873,374895
202	910,073305	844,025746
645,6838677	895,84143	954,584014
575,9818387	751,401117	1039,43041

Julio		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
202	835,724684	992,063601
202	924,02462	992,063601
686,611338	895,84143	954,584014
284,5834026	924,02462	915,136735
362,7568709	910,073305	1016,09167
202	910,073305	954,584014
202	203	579,279245
792,6088418	1015,00598	992,063601
454,7030966	924,02462	1004,16764
666,598717	951,147975	1062,13595
413,7855591	881,311357	1004,16764
202	732,931047	979,771166
686,611338	751,401117	992,063601
549,6540656	835,724684	1062,13595
413,7855591	866,463516	1004,16764
686,611338	881,311357	954,584014
489,8575239	924,02462	1073,2668
454,7030966	964,34775	1004,16764
666,598717	977,322766	992,063601
284,5834026	937,711341	1027,84352
413,7855591	937,711341	928,523922
362,7568709	1027,18462	901,493301
705,8293035	924,02462	1016,09167
489,8575239	786,592517	1147,51996
549,6540656	977,322766	954,584014
839,0252147	937,711341	967,281249
202	924,02462	992,063601
362,7568709	910,073305	858,864315
413,7855591	924,02462	992,063601
645,6838677	851,276099	858,864315

Agosto		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
413,7855591	881,311357	873,374895
202	910,073305	928,523922
686,611338	881,311357	979,771166
454,7030966	881,311357	1016,09167
575,9818387	977,322766	954,584014
454,7030966	881,311357	1016,09167
454,7030966	895,84143	954,584014
521,1602941	924,02462	941,668781
413,7855591	910,073305	1050,85912
623,7325071	851,276099	967,281249
362,7568709	819,781773	1039,43041
575,9818387	819,781773	1004,16764
521,1602941	786,592517	992,063601
549,6540656	881,311357	992,063601
202	851,276099	979,771166
623,7325071	881,311357	1004,16764
961,4342573	937,711341	1116,43596
792,6088418	951,147975	1039,43041
549,6540656	924,02462	1027,84352
724,3403701	1015,00598	928,523922
202	407,9	873,374895
686,611338	924,02462	1016,09167
202	866,463516	979,771166
808,4759609	990,084129	915,136735
724,3403701	937,711341	1262,78431
724,3403701	951,147975	928,523922
413,7855591	924,02462	1084,25719
759,5209513	910,073305	928,523922
521,1602941	964,34775	954,584014
202	451,720249	202
922,9449997	1096,78137	967,281249

Septiembre		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
792,6088418	910,073305	1050,85912
600,5733167	910,073305	928,523922
549,6540656	964,34775	1004,16764
202	866,463516	873,374895
686,611338	910,073305	1027,84352
666,598717	937,711341	979,771166
645,6838677	937,711341	979,771166
623,7325071	1002,64206	979,771166
202	937,711341	928,523922
666,598717	910,073305	992,063601
705,8293035	990,084129	1004,16764
724,3403701	1027,18462	1039,43041
600,5733167	964,34775	1004,16764
202	1015,00598	1027,84352
202	951,147975	967,281249
792,6088418	964,34775	979,771166
742,2172411	1027,18462	1073,2668
202	579,094001	967,281249
896,1003905	835,724684	1073,2668
202	751,401117	1050,85912
686,611338	881,311357	979,771166
623,7325071	881,311357	1039,43041
909,650041	937,711341	941,668781
521,1602941	895,84143	954,584014
666,598717	964,34775	709,937663
666,598717	977,322766	670,453677
600,5733167	1062,68693	709,937663
839,0252147	937,711341	709,937663
489,8575239	819,781773	649,406237
882,2808246	819,781773	604,017191

Octubre		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
666,598717	910,073305	457,374959
686,611338	937,711341	797,294074
724,3403701	910,073305	649,406237
489,8575239	1027,18462	524,150058
1066,680182	990,084129	873,374895
202	990,084129	690,594864
202	1039,18607	649,406237
686,611338	1002,64206	763,984016
666,598717	937,711341	828,835886
882,2808246	1181,9161	1016,09167
549,6540656	924,02462	552,8
823,9382553	881,311357	858,864315
776,3033314	628,747368	780,878782
686,611338	751,401117	746,565134
792,6088418	977,322766	844,025746
362,7568709	866,463516	670,453677
742,2172411	881,311357	763,984016
623,7325071	1027,18462	954,584014
645,6838677	951,147975	457,374959
549,6540656	786,592517	604,017191
792,6088418	895,84143	579,279245
413,7855591	786,592517	627,31795
896,1003905	1140,31502	552,8
284,5834026	769,269886	887,578317
202	203	709,937663
645,6838677	881,311357	627,31795
882,2808246	1051,01784	797,294074
489,8575239	1015,00598	690,594864
600,5733167	881,311357	492,687795
623,7325071	910,073305	627,31795
705,8293035	977,322766	858,864315

Noviembre		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
489,8575239	895,84143	709,937663
645,6838677	851,276099	524,150058
686,611338	819,781773	627,31795
645,6838677	851,276099	649,406237
705,8293035	786,592517	524,150058
853,7629135	866,463516	649,406237
413,7855591	1002,64206	670,453677
705,8293035	819,781773	746,565134
759,5209513	937,711341	746,565134
623,7325071	732,931047	604,017191
521,1602941	910,073305	627,31795
600,5733167	937,711341	780,878782
362,7568709	835,724684	627,31795
666,598717	851,276099	649,406237
792,6088418	1062,68693	649,406237
575,9818387	895,84143	690,594864
823,9382553	910,073305	649,406237
823,9382553	910,073305	649,406237
686,611338	851,276099	627,31795
705,8293035	1002,64206	763,984016
686,611338	1074,19988	202
823,9382553	1192,04322	928,523922
645,6838677	1107,86099	797,294074
705,8293035	937,711341	797,294074
666,598717	910,073305	967,281249
666,598717	910,073305	670,453677
792,6088418	937,711341	604,017191
645,6838677	977,322766	780,878782
742,2172411	881,311357	928,523922
853,7629135	924,02462	813,268537

Diciembre		
Col 49	Col 59	Col 52
Pwf (Psia)		
792,6088418	881,311357	797,294074
776,3033314	1027,18462	746,565134
724,3403701	786,592517	1126,9134
686,611338	881,311357	746,565134
705,8293035	937,711341	690,594864
686,611338	924,02462	828,835886
686,611338	937,711341	763,984016
792,6088418	977,322766	858,864315
645,6838677	910,073305	813,268537
909,650041	1085,56279	1116,43596
686,611338	924,02462	844,025746
666,598717	990,084129	858,864315
853,7629135	977,322766	728,570102
776,3033314	1051,01784	1216,35086
686,611338	990,084129	780,878782
759,5209513	990,084129	928,523922
724,3403701	964,34775	992,063601
600,5733167	819,781773	709,937663
705,8293035	819,781773	780,878782
724,3403701	851,276099	844,025746
645,6838677	910,073305	763,984016
853,7629135	937,711341	928,523922
549,6540656	881,311357	552,8
666,598717	1062,68693	1116,43596
600,5733167	851,276099	1253,66168
623,7325071	851,276099	1253,66168
686,611338	964,34775	746,565134
724,3403701	751,401117	813,268537
792,6088418	964,34775	813,268537
792,6088418	951,147975	780,878782
645,6838677	910,073305	780,878782

**ANEXO E. REPORTE DE ERRORES DE CADA MODELO CON RESPECTO
AL REAL PARA CADA POZO**

Col59									
Días	Real	Darcy	Forchheimer			Errores			
			5,10E+10	5,0E+10	5,20E+10	Darcy	5,1E+10	5,0E+10	5,2E+10
	Q real (BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)				
1	21,5	8,87	21,65	22,02	21,29	58,72%	0,69%	2,42%	0,97%
2	22,5	9,47	22,89	23,27	22,51	57,91%	1,71%	3,44%	0,04%
3	21,5	8,87	21,65	22,02	21,29	58,72%	0,69%	2,42%	0,97%
4	17,5	6,74	17,03	17,33	16,74	61,50%	2,66%	0,95%	4,32%
5	22	9,17	22,26	22,64	21,89	58,33%	1,19%	2,92%	0,48%
6	16	6,01	15,40	15,68	15,14	62,41%	3,74%	2,02%	5,39%
7	14,5	5,32	13,81	14,06	13,57	63,29%	4,76%	3,05%	6,41%
8	8,5	2,82	7,69	7,84	7,56	66,83%	9,47%	7,78%	11,11%
9	20	8,03	19,86	20,21	19,53	59,84%	0,68%	1,04%	2,34%
10	24,5	10,76	25,51	25,93	25,09	56,07%	4,10%	5,85%	2,41%
11	26	11,85	27,64	28,10	27,20	54,43%	6,32%	8,09%	4,61%
12	24	10,42	24,83	25,25	24,42	56,57%	3,45%	5,20%	1,77%
13	24,5	10,76	25,51	25,93	25,09	56,07%	4,10%	5,85%	2,41%
14	24	10,42	24,83	25,25	24,42	56,57%	3,45%	5,20%	1,77%
15	25	11,11	26,20	26,64	25,77	55,56%	4,79%	6,55%	3,10%
16									
17	22	9,17	22,26	22,64	21,89	58,33%	1,19%	2,92%	0,48%
18	19,5	7,76	19,28	19,62	18,96	60,19%	1,10%	0,61%	2,76%
19	22,5	9,47	22,89	23,27	22,51	57,91%	1,71%	3,44%	0,04%
20	27	12,65	29,19	29,67	28,72	53,15%	8,09%	9,88%	6,37%
21	26	11,85	27,64	28,10	27,20	54,43%	6,32%	8,09%	4,61%
22	24,5	10,76	25,51	25,93	25,09	56,07%	4,10%	5,85%	2,41%
23	18,5	7,24	18,15	18,46	17,84	60,86%	1,91%	0,19%	3,56%
24	17,5	6,74	17,03	17,33	16,74	61,50%	2,66%	0,95%	4,32%
25	18,5	7,24	18,15	18,46	17,84	60,86%	1,91%	0,19%	3,56%
26	17,5	6,74	17,03	17,33	16,74	61,50%	2,66%	0,95%	4,32%
27	22	9,17	22,26	22,64	21,89	58,33%	1,19%	2,92%	0,48%
28	24,5	10,76	25,51	25,93	25,09	56,07%	4,10%	5,85%	2,41%
29	18	6,99	17,59	17,90	17,29	61,18%	2,29%	0,58%	3,95%
30	17,5	6,74	17,03	17,33	16,74	61,50%	2,66%	0,95%	4,32%
31	18,5	7,24	18,15	18,46	17,84	60,86%	1,91%	0,19%	3,56%
32	19,5	7,76	19,27	19,60	18,95	60,22%	1,18%	0,54%	2,84%
33	20	8,03	19,85	20,19	19,52	59,87%	0,75%	0,96%	2,41%
34	22,5	9,46	22,87	23,26	22,50	57,94%	1,65%	3,38%	0,02%
35	18	6,98	17,57	17,88	17,28	61,22%	2,37%	0,66%	4,03%

36	23,5	10,09	24,15	24,56	23,76	57,06%	2,78%	4,52%	1,10%
37	22	9,16	22,25	22,63	21,88	58,36%	1,13%	2,85%	0,54%
38	20	8,03	19,85	20,19	19,52	59,87%	0,75%	0,96%	2,41%
39	22,5	9,46	22,87	23,26	22,50	57,94%	1,65%	3,38%	0,02%
40	25,5	11,47	26,90	27,35	26,46	55,04%	5,48%	7,24%	3,78%
41	20,5	8,30	20,44	20,79	20,10	59,51%	0,31%	1,41%	1,97%
42	25,5	11,47	26,90	27,35	26,46	55,04%	5,48%	7,24%	3,78%
43	17	6,49	16,47	16,76	16,19	61,85%	3,12%	1,41%	4,77%
44	28	13,53	30,84	31,35	30,36	51,69%	10,16%	11,96%	8,42%
45	21,5	8,87	21,63	22,01	21,28	58,75%	0,63%	2,35%	1,04%
46	21,5	8,87	21,63	22,01	21,28	58,75%	0,63%	2,35%	1,04%
47	26,5	12,23	28,39	28,86	27,93	53,84%	7,12%	8,90%	5,41%
48	17,5	6,73	17,02	17,32	16,73	61,54%	2,75%	1,04%	4,40%
49	21,5	8,87	21,63	22,01	21,28	58,75%	0,63%	2,35%	1,04%
50	17	6,49	16,47	16,76	16,19	61,85%	3,12%	1,41%	4,77%
51	16	6,01	15,39	15,66	15,12	62,45%	3,83%	2,12%	5,48%
52	20	8,03	19,85	20,19	19,52	59,87%	0,75%	0,96%	2,41%
53	18,5	7,23	18,13	18,45	17,83	60,89%	1,99%	0,27%	3,64%
54	21	8,58	21,03	21,39	20,68	59,14%	0,15%	1,87%	1,52%
55	22	9,16	22,25	22,63	21,88	58,36%	1,13%	2,85%	0,54%
56	20	8,03	19,85	20,19	19,52	59,87%	0,75%	0,96%	2,41%
57	22,5	9,46	22,87	23,26	22,50	57,94%	1,65%	3,38%	0,02%
58	28,5	14,01	31,74	32,26	31,24	50,84%	11,38%	13,20%	9,63%
59	24,5	10,76	25,49	25,92	25,08	56,10%	4,05%	5,80%	2,36%
60	23	9,77	23,51	23,91	23,12	57,51%	2,20%	3,94%	0,53%
61	32	20,20	42,53	43,19	41,89	36,88%	32,90%	34,97%	30,89%
62	25	11,10	26,17	26,61	25,75	55,61%	4,69%	6,44%	2,99%
63	24,5	10,75	25,48	25,91	25,07	56,13%	3,99%	5,74%	2,31%
64	26	11,83	27,62	28,08	27,17	54,48%	6,22%	7,99%	4,52%
65	36	21,11	44,02	44,70	43,36	41,36%	22,27%	24,17%	20,44%
66	15	5,54	14,30	14,56	14,06	63,09%	4,63%	2,93%	6,28%
67	22	9,15	22,23	22,61	21,87	58,39%	1,06%	2,79%	0,60%
68	22	9,15	22,23	22,61	21,87	58,39%	1,06%	2,79%	0,60%
69	23,5	10,08	24,14	24,55	23,75	57,09%	2,73%	4,46%	1,05%
70	25,5	11,46	26,88	27,33	26,45	55,06%	5,43%	7,19%	3,73%
71	19	7,49	18,68	19,01	18,37	60,60%	1,67%	0,05%	3,32%
72	21	8,57	21,02	21,38	20,67	59,17%	0,08%	1,80%	1,58%
73	26,5	12,23	28,38	28,84	27,92	53,86%	7,08%	8,85%	5,36%
74	26	11,83	27,62	28,08	27,17	54,48%	6,22%	7,99%	4,52%
75	26,5	12,23	28,38	28,84	27,92	53,86%	7,08%	8,85%	5,36%
76	23	9,77	23,49	23,89	23,11	57,54%	2,14%	3,88%	0,47%
77	30	15,71	34,83	35,39	34,29	47,64%	16,10%	17,97%	14,30%
78	14	5,09	13,25	13,49	13,02	63,67%	5,33%	3,63%	6,98%

79	21,5	8,86	21,62	21,99	21,26	58,79%	0,56%	2,28%	1,10%
80	20	8,02	19,83	20,18	19,50	59,91%	0,83%	0,89%	2,48%
81	24	10,41	24,80	25,22	24,40	56,62%	3,34%	5,08%	1,66%
82	25	11,10	26,17	26,61	25,75	55,61%	4,69%	6,44%	2,99%
83	23	9,77	23,49	23,89	23,11	57,54%	2,14%	3,88%	0,47%
84	22	9,15	22,23	22,61	21,87	58,39%	1,06%	2,79%	0,60%
85	22,5	9,46	22,86	23,25	22,48	57,97%	1,59%	3,32%	0,08%
86	18	6,97	17,56	17,87	17,26	61,26%	2,46%	0,75%	4,11%
87	25	11,10	26,17	26,61	25,75	55,61%	4,69%	6,44%	2,99%
88	20	8,02	19,83	20,18	19,50	59,91%	0,83%	0,89%	2,48%
89	19,5	7,75	19,26	19,59	18,93	60,26%	1,25%	0,46%	2,91%
90	20,5	8,29	20,42	20,77	20,08	59,54%	0,38%	1,34%	2,04%
91	21,5	8,86	21,62	21,99	21,26	58,79%	0,56%	2,28%	1,10%
92	17	6,47	16,44	16,73	16,16	61,93%	3,30%	1,59%	4,95%
93	30,5	16,41	36,07	36,64	35,51	46,21%	18,25%	20,14%	16,42%
94	21	8,57	21,00	21,36	20,65	59,20%	0,01%	1,73%	1,65%
95	27,5	13,06	29,96	30,46	29,49	52,51%	8,96%	10,75%	7,23%
96	28	13,51	30,82	31,32	30,33	51,73%	10,07%	11,87%	8,33%
97	26	11,83	27,60	28,06	27,16	54,51%	6,17%	7,93%	4,47%
98	27,5	13,06	29,96	30,46	29,49	52,51%	8,96%	10,75%	7,23%
99	20,5	8,29	20,41	20,76	20,07	59,58%	0,45%	1,27%	2,11%
100	24	10,40	24,79	25,21	24,38	56,65%	3,29%	5,03%	1,60%
101	28	13,51	30,82	31,32	30,33	51,73%	10,07%	11,87%	8,33%
102	24,5	10,74	25,47	25,89	25,05	56,16%	3,94%	5,68%	2,25%
103	25	11,09	26,16	26,60	25,74	55,64%	4,63%	6,39%	2,94%
104	22	9,15	22,22	22,60	21,85	58,42%	1,00%	2,72%	0,67%
105	27	12,63	29,15	29,63	28,68	53,22%	7,95%	9,73%	6,23%
106	26,5	12,22	28,36	28,83	27,91	53,89%	7,03%	8,80%	5,31%
107	22,5	9,45	22,84	23,23	22,47	58,00%	1,53%	3,26%	0,14%
108	24,5	10,74	25,47	25,89	25,05	56,16%	3,94%	5,68%	2,25%
109	24	10,40	24,79	25,21	24,38	56,65%	3,29%	5,03%	1,60%
110	28,5	14,00	31,72	32,24	31,22	50,88%	11,30%	13,11%	9,54%
111	24	10,40	24,79	25,21	24,38	56,65%	3,29%	5,03%	1,60%
112	22	9,15	22,22	22,60	21,85	58,42%	1,00%	2,72%	0,67%
113	21	8,57	21,00	21,36	20,65	59,20%	0,01%	1,73%	1,65%
114	21	8,57	21,00	21,36	20,65	59,20%	0,01%	1,73%	1,65%
115	20,5	8,29	20,41	20,76	20,07	59,58%	0,45%	1,27%	2,11%
116	26,5	12,22	28,36	28,83	27,91	53,89%	7,03%	8,80%	5,31%
117	27	12,63	29,15	29,63	28,68	53,22%	7,95%	9,73%	6,23%
118	18	6,97	17,54	17,85	17,25	61,29%	2,54%	0,83%	4,19%
119	19,5	7,74	19,24	19,58	18,92	60,29%	1,33%	0,39%	2,98%
120	25	11,09	26,16	26,60	25,74	55,64%	4,63%	6,39%	2,94%
121	19	7,48	18,67	18,99	18,35	60,63%	1,74%	0,03%	3,40%

122	26	11,82	27,59	28,05	27,15	54,53%	6,12%	7,88%	4,42%
123	23,5	10,07	24,11	24,52	23,72	57,15%	2,61%	4,35%	0,93%
124	18,5	7,21	18,09	18,40	17,78	61,00%	2,23%	0,52%	3,88%
125	21,5	8,85	21,59	21,96	21,23	58,85%	0,43%	2,15%	1,23%
126	22	9,14	22,21	22,59	21,84	58,45%	0,94%	2,66%	0,73%
127	21,5	8,85	21,59	21,96	21,23	58,85%	0,43%	2,15%	1,23%
128	24,5	10,74	25,45	25,88	25,04	56,18%	3,89%	5,63%	2,20%
129	19	7,47	18,65	18,98	18,34	60,67%	1,82%	0,11%	3,47%
130	23	9,75	23,47	23,86	23,08	57,60%	2,02%	3,76%	0,35%
131	19	7,47	18,65	18,98	18,34	60,67%	1,82%	0,11%	3,47%
132	25	11,08	26,15	26,58	25,72	55,66%	4,58%	6,33%	2,89%
133									
134	19	7,47	18,65	18,98	18,34	60,67%	1,82%	0,11%	3,47%
135	20,5	8,28	20,39	20,75	20,05	59,61%	0,52%	1,20%	2,18%
136	26	11,82	27,59	28,05	27,15	54,53%	6,12%	7,88%	4,42%
137	27	12,62	29,13	29,62	28,67	53,25%	7,91%	9,69%	6,19%
138	25,5	11,45	26,86	27,31	26,43	55,11%	5,33%	7,08%	3,63%
139	22,5	9,44	22,83	23,22	22,45	58,03%	1,47%	3,19%	0,20%
140	22	9,14	22,21	22,59	21,84	58,45%	0,94%	2,66%	0,73%
141	23,5	10,07	24,11	24,52	23,72	57,15%	2,61%	4,35%	0,93%
142	24,5	10,74	25,45	25,88	25,04	56,18%	3,89%	5,63%	2,20%
143	18,5	7,21	18,09	18,40	17,78	61,00%	2,23%	0,52%	3,88%
144	23	9,75	23,47	23,86	23,08	57,60%	2,02%	3,76%	0,35%
145	23	9,75	23,47	23,86	23,08	57,60%	2,02%	3,76%	0,35%
146	21,5	8,85	21,59	21,96	21,23	58,85%	0,43%	2,15%	1,23%
147	22	9,14	22,21	22,59	21,84	58,45%	0,94%	2,66%	0,73%
148	22	9,14	22,21	22,59	21,84	58,45%	0,94%	2,66%	0,73%
149	25	11,08	26,15	26,58	25,72	55,66%	4,58%	6,33%	2,89%
150	21,5	8,85	21,59	21,96	21,23	58,85%	0,43%	2,15%	1,23%
151	22	9,14	22,21	22,59	21,84	58,45%	0,94%	2,66%	0,73%
152	24,5	10,74	25,45	25,88	25,04	56,18%	3,89%	5,63%	2,20%
153	31,5	18,28	39,32	39,94	38,72	41,96%	24,82%	26,79%	22,91%
154	14,5	5,29	13,73	13,98	13,49	63,52%	5,31%	3,61%	6,95%
155	22	9,13	22,19	22,57	21,83	58,48%	0,87%	2,60%	0,79%
156	24,5	10,73	25,44	25,87	25,03	56,21%	3,83%	5,57%	2,15%
157	19,5	7,73	19,21	19,55	18,89	60,36%	1,48%	0,24%	3,13%
158	22,5	9,44	22,82	23,20	22,44	58,06%	1,41%	3,13%	0,26%
159	18,5	7,21	18,07	18,39	17,77	61,04%	2,31%	0,60%	3,96%
160	20	8,00	19,79	20,13	19,46	60,01%	1,04%	0,67%	2,70%
161	22	9,13	22,19	22,57	21,83	58,48%	0,87%	2,60%	0,79%
162	26,5	12,21	28,34	28,81	27,88	53,94%	6,93%	8,70%	5,22%
163	24	10,39	24,76	25,18	24,36	56,70%	3,17%	4,91%	1,49%
164	20,5	8,27	20,38	20,73	20,04	59,64%	0,59%	1,12%	2,25%

165	18	6,95	17,51	17,82	17,22	61,37%	2,70%	1,00%	4,35%
166	23	9,75	23,45	23,85	23,07	57,63%	1,97%	3,70%	0,29%
167	26	11,81	27,58	28,04	27,14	54,56%	6,07%	7,83%	4,37%
168	24	10,39	24,76	25,18	24,36	56,70%	3,17%	4,91%	1,49%
169	23	9,75	23,45	23,85	23,07	57,63%	1,97%	3,70%	0,29%
170	22	9,13	22,19	22,57	21,83	58,48%	0,87%	2,60%	0,79%
171	13,5	4,85	12,68	12,91	12,46	64,11%	6,04%	4,34%	7,68%
172	22,5	9,44	22,82	23,20	22,44	58,06%	1,41%	3,13%	0,26%
173	21	8,55	20,97	21,33	20,63	59,27%	0,12%	1,60%	1,78%
174	21,5	8,84	21,58	21,95	21,22	58,88%	0,37%	2,09%	1,30%
175	20,5	8,27	20,38	20,73	20,04	59,64%	0,59%	1,12%	2,25%
176	20,5	8,27	20,38	20,73	20,04	59,64%	0,59%	1,12%	2,25%
177	21	8,55	20,97	21,33	20,63	59,27%	0,12%	1,60%	1,78%
178	18,5	7,21	18,07	18,39	17,77	61,04%	2,31%	0,60%	3,96%
179	20	8,00	19,79	20,13	19,46	60,01%	1,04%	0,67%	2,70%
180	19,5	7,73	19,21	19,55	18,89	60,36%	1,48%	0,24%	3,13%
181	20	8,00	19,79	20,13	19,46	60,01%	1,04%	0,67%	2,70%
182	24,5	10,73	25,44	25,87	25,03	56,21%	3,83%	5,57%	2,15%
183	22	9,13	22,18	22,56	21,81	58,51%	0,81%	2,53%	0,85%
184	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
185	20	7,99	19,78	20,12	19,45	60,04%	1,11%	0,60%	2,77%
186	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
187	19,5	7,72	19,20	19,53	18,88	60,39%	1,55%	0,16%	3,20%
188	19,5	7,72	19,20	19,53	18,88	60,39%	1,55%	0,16%	3,20%
189	42,5	21,09	43,98	44,66	43,32	50,39%	3,47%	5,08%	1,92%
190	15,5	5,74	14,77	15,04	14,52	62,97%	4,68%	2,98%	6,32%
191	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
192	18	6,95	17,50	17,81	17,20	61,41%	2,79%	1,08%	4,43%
193	20,5	8,27	20,36	20,72	20,03	59,67%	0,66%	1,05%	2,32%
194	25	11,07	26,12	26,56	25,70	55,72%	4,48%	6,23%	2,79%
195	24,5	10,72	25,43	25,85	25,01	56,24%	3,78%	5,52%	2,09%
196	22	9,13	22,18	22,56	21,81	58,51%	0,81%	2,53%	0,85%
197	21	8,55	20,96	21,32	20,61	59,30%	0,19%	1,53%	1,85%
198	20,5	8,27	20,36	20,72	20,03	59,67%	0,66%	1,05%	2,32%
199	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
200	17,5	6,70	16,94	17,24	16,66	61,73%	3,18%	1,47%	4,82%
201	17	6,45	16,39	16,68	16,11	62,04%	3,56%	1,86%	5,21%
202	18,5	7,20	18,06	18,37	17,75	61,08%	2,39%	0,68%	4,03%
203	18,5	7,20	18,06	18,37	17,75	61,08%	2,39%	0,68%	4,03%
204	15	5,51	14,24	14,50	14,00	63,27%	5,05%	3,35%	6,69%
205	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
206	23,5	10,06	24,09	24,49	23,69	57,20%	2,50%	4,23%	0,82%
207	17	6,45	16,39	16,68	16,11	62,04%	3,56%	1,86%	5,21%

208	18,5	7,20	18,06	18,37	17,75	61,08%	2,39%	0,68%	4,03%
209	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
210	19,5	7,72	19,20	19,53	18,88	60,39%	1,55%	0,16%	3,20%
211	19	7,46	18,62	18,95	18,31	60,74%	1,97%	0,27%	3,62%
212	21,5	8,83	21,56	21,93	21,21	58,91%	0,30%	2,02%	1,36%
213	20,5	8,26	20,35	20,70	20,01	59,71%	0,73%	0,98%	2,38%
214	19,5	7,72	19,18	19,52	18,86	60,43%	1,62%	0,09%	3,27%
215	20,5	8,26	20,35	20,70	20,01	59,71%	0,73%	0,98%	2,38%
216	20,5	8,26	20,35	20,70	20,01	59,71%	0,73%	0,98%	2,38%
217	17	6,45	16,38	16,67	16,10	62,08%	3,65%	1,95%	5,29%
218	20,5	8,26	20,35	20,70	20,01	59,71%	0,73%	0,98%	2,38%
219	20	7,99	19,76	20,11	19,43	60,07%	1,18%	0,53%	2,84%
220	19	7,45	18,61	18,93	18,30	60,77%	2,05%	0,34%	3,70%
221	19,5	7,72	19,18	19,52	18,86	60,43%	1,62%	0,09%	3,27%
222	21,5	8,83	21,55	21,92	21,19	58,94%	0,24%	1,95%	1,42%
223	22,5	9,42	22,79	23,18	22,41	58,12%	1,28%	3,01%	0,38%
224	22,5	9,42	22,79	23,18	22,41	58,12%	1,28%	3,01%	0,38%
225	23,5	10,05	24,07	24,48	23,68	57,23%	2,44%	4,17%	0,76%
226	20,5	8,26	20,35	20,70	20,01	59,71%	0,73%	0,98%	2,38%
227	21,5	8,83	21,55	21,92	21,19	58,94%	0,24%	1,95%	1,42%
228	20,5	8,26	20,35	20,70	20,01	59,71%	0,73%	0,98%	2,38%
229	18,5	7,19	18,04	18,36	17,74	61,11%	2,46%	0,76%	4,11%
230	18	6,94	17,48	17,79	17,19	61,44%	2,87%	1,16%	4,51%
231	19	7,45	18,61	18,93	18,30	60,77%	2,05%	0,34%	3,70%
232	15,5	5,73	14,76	15,02	14,50	63,01%	4,78%	3,08%	6,42%
233	31	17,21	37,47	38,07	36,89	44,49%	20,87%	22,79%	19,01%
234	19	7,45	18,61	18,93	18,30	60,77%	2,05%	0,34%	3,70%
235	21	8,54	20,95	21,31	20,60	59,33%	0,26%	1,46%	1,91%
236	16,5	6,20	15,83	16,12	15,56	62,40%	4,03%	2,33%	5,67%
237	18,5	7,19	18,04	18,36	17,74	61,11%	2,46%	0,76%	4,11%
238	18	6,94	17,48	17,79	17,19	61,44%	2,87%	1,16%	4,51%
239	19	7,45	18,61	18,93	18,30	60,77%	2,05%	0,34%	3,70%
240	19,5	7,72	19,18	19,52	18,86	60,43%	1,62%	0,09%	3,27%
241	17,5	6,69	16,93	17,23	16,64	61,77%	3,26%	1,56%	4,91%
242	30,5	16,38	36,02	36,60	35,46	46,30%	18,10%	19,99%	16,27%
243	12	4,19	11,11	11,31	10,91	65,10%	7,45%	5,76%	9,08%
244	19,5	7,71	19,17	19,50	18,85	60,46%	1,70%	0,01%	3,35%
245	19,5	7,71	19,17	19,50	18,85	60,46%	1,70%	0,01%	3,35%
246	17,5	6,68	16,91	17,21	16,63	61,80%	3,35%	1,65%	4,99%
247	21	8,53	20,93	21,29	20,58	59,36%	0,32%	1,39%	1,98%
248	19,5	7,71	19,17	19,50	18,85	60,46%	1,70%	0,01%	3,35%
249	18,5	7,19	18,03	18,34	17,72	61,15%	2,54%	0,84%	4,19%
250	18,5	7,19	18,03	18,34	17,72	61,15%	2,54%	0,84%	4,19%

251	16	5,96	15,28	15,55	15,02	62,75%	4,50%	2,80%	6,14%
252	18,5	7,19	18,03	18,34	17,72	61,15%	2,54%	0,84%	4,19%
253	19,5	7,71	19,17	19,50	18,85	60,46%	1,70%	0,01%	3,35%
254	16,5	6,20	15,82	16,10	15,55	62,44%	4,12%	2,42%	5,76%
255	15	5,50	14,21	14,47	13,97	63,35%	5,25%	3,56%	6,89%
256	17,5	6,68	16,91	17,21	16,63	61,80%	3,35%	1,65%	4,99%
257	15,5	5,73	14,74	15,01	14,49	63,05%	4,88%	3,18%	6,52%
258	18	6,93	17,47	17,78	17,17	61,48%	2,95%	1,25%	4,59%
259	17,5	6,68	16,91	17,21	16,63	61,80%	3,35%	1,65%	4,99%
260	15	5,50	14,21	14,47	13,97	63,35%	5,25%	3,56%	6,89%
261	28,5	13,97	31,66	32,17	31,16	51,00%	11,08%	12,89%	9,33%
262	22	9,12	22,15	22,53	21,79	58,57%	0,69%	2,41%	0,98%
263	24,5	10,71	25,40	25,83	24,99	56,29%	3,67%	5,41%	1,99%
264	20,5	8,25	20,34	20,69	20,00	59,74%	0,80%	0,92%	2,45%
265	20,5	8,25	20,34	20,69	20,00	59,74%	0,80%	0,92%	2,45%
266	18,5	7,19	18,03	18,34	17,72	61,15%	2,54%	0,84%	4,19%
267	20	7,98	19,75	20,09	19,42	60,10%	1,25%	0,46%	2,91%
268	17,5	6,68	16,91	17,21	16,63	61,80%	3,35%	1,65%	4,99%
269	17	6,44	16,36	16,65	16,09	62,12%	3,74%	2,04%	5,38%
270	13,5	4,83	12,64	12,87	12,42	64,25%	6,39%	4,70%	8,02%
271	18,5	7,19	18,03	18,34	17,72	61,15%	2,54%	0,84%	4,19%
272	22,5	9,42	22,78	23,16	22,40	58,15%	1,22%	2,95%	0,44%
273	22,5	9,42	22,78	23,16	22,40	58,15%	1,22%	2,95%	0,44%
274	19,5	7,70	19,15	19,49	18,83	60,49%	1,77%	0,06%	3,42%
275	18,5	7,18	18,02	18,33	17,71	61,18%	2,62%	0,92%	4,27%
276	19,5	7,70	19,15	19,49	18,83	60,49%	1,77%	0,06%	3,42%
277	15	5,49	14,20	14,45	13,95	63,40%	5,36%	3,66%	6,99%
278	16,5	6,19	15,80	16,09	15,53	62,48%	4,21%	2,51%	5,85%
279	16,5	6,19	15,80	16,09	15,53	62,48%	4,21%	2,51%	5,85%
280	14,5	5,26	13,67	13,91	13,43	63,70%	5,74%	4,04%	7,37%
281	16	5,95	15,26	15,54	15,00	62,79%	4,60%	2,90%	6,23%
282	18,5	7,18	18,02	18,33	17,71	61,18%	2,62%	0,92%	4,27%
283	8	2,57	7,04	7,17	6,91	67,93%	11,99%	10,33%	13,59%
284	19	7,44	18,58	18,91	18,27	60,84%	2,20%	0,50%	3,85%
285	20,5	8,25	20,32	20,67	19,98	59,77%	0,87%	0,85%	2,52%
286	27,5	13,02	29,89	30,38	29,41	52,65%	8,69%	10,48%	6,96%
287	24,5	10,70	25,39	25,81	24,97	56,32%	3,62%	5,36%	1,93%
288	17	6,43	16,35	16,64	16,07	62,16%	3,83%	2,13%	5,47%
289	21	8,53	20,92	21,28	20,57	59,39%	0,39%	1,33%	2,04%
290	20,5	8,25	20,32	20,67	19,98	59,77%	0,87%	0,85%	2,52%
291	15	5,49	14,20	14,45	13,95	63,40%	5,36%	3,66%	6,99%
292	18	6,93	17,45	17,76	17,16	61,52%	3,03%	1,33%	4,67%
293	23,5	10,04	24,05	24,45	23,65	57,29%	2,33%	4,06%	0,65%

294	20	7,97	19,73	20,08	19,40	60,14%	1,33%	0,38%	2,98%
295	23,5	10,04	24,05	24,45	23,65	57,29%	2,33%	4,06%	0,65%
296	10	3,35	9,04	9,21	8,88	66,48%	9,57%	7,89%	11,19%
297	24	10,36	24,71	25,13	24,31	56,81%	2,95%	4,69%	1,28%
298	37,5	21,07	43,94	44,63	43,28	43,82%	17,19%	19,00%	15,43%
299	20,5	8,25	20,32	20,67	19,98	59,77%	0,87%	0,85%	2,52%
300	14	5,04	13,14	13,38	12,91	64,00%	6,12%	4,43%	7,75%
301	15,5	5,72	14,73	14,99	14,47	63,09%	4,98%	3,28%	6,61%
302	20,5	8,25	20,32	20,67	19,98	59,77%	0,87%	0,85%	2,52%
303	19,5	7,70	19,15	19,49	18,83	60,49%	1,77%	0,06%	3,42%
304	17	6,43	16,35	16,64	16,07	62,16%	3,83%	2,13%	5,47%
305	20	7,97	19,72	20,06	19,39	60,17%	1,40%	0,31%	3,05%
306	21,5	8,81	21,51	21,88	21,15	59,03%	0,04%	1,76%	1,61%
307	22,5	9,40	22,75	23,14	22,37	58,21%	1,10%	2,83%	0,56%
308	21,5	8,81	21,51	21,88	21,15	59,03%	0,04%	1,76%	1,61%
309	23,5	10,03	24,03	24,44	23,64	57,32%	2,27%	4,00%	0,60%
310	21	8,52	20,90	21,26	20,56	59,42%	0,45%	1,26%	2,11%
311	16	5,95	15,25	15,52	14,99	62,83%	4,69%	2,99%	6,33%
312	22,5	9,40	22,75	23,14	22,37	58,21%	1,10%	2,83%	0,56%
313	18,5	7,17	18,00	18,32	17,70	61,22%	2,70%	1,00%	4,34%
314	25	11,04	26,07	26,50	25,65	55,82%	4,27%	6,01%	2,58%
315	19,5	7,70	19,14	19,47	18,82	60,53%	1,84%	0,14%	3,49%
316	18,5	7,17	18,00	18,32	17,70	61,22%	2,70%	1,00%	4,34%
317	22	9,10	22,12	22,50	21,76	58,63%	0,56%	2,28%	1,10%
318	21,5	8,81	21,51	21,88	21,15	59,03%	0,04%	1,76%	1,61%
319	13,5	4,81	12,61	12,83	12,39	64,35%	6,62%	4,93%	8,25%
320	20	7,97	19,72	20,06	19,39	60,17%	1,40%	0,31%	3,05%
321	19,5	7,70	19,14	19,47	18,82	60,53%	1,84%	0,14%	3,49%
322	19,5	7,70	19,14	19,47	18,82	60,53%	1,84%	0,14%	3,49%
323	21,5	8,81	21,51	21,88	21,15	59,03%	0,04%	1,76%	1,61%
324	16	5,95	15,25	15,52	14,99	62,83%	4,69%	2,99%	6,33%
325	13	4,60	12,09	12,31	11,88	64,65%	7,02%	5,33%	8,65%
326	7,5	2,37	6,53	6,65	6,41	68,43%	12,99%	11,34%	14,57%
327	11,5	3,96	10,55	10,74	10,36	65,58%	8,29%	6,60%	9,91%
328	18,5	7,17	18,00	18,32	17,70	61,22%	2,70%	1,00%	4,34%
329	19,5	7,70	19,14	19,47	18,82	60,53%	1,84%	0,14%	3,49%
330	19,5	7,70	19,14	19,47	18,82	60,53%	1,84%	0,14%	3,49%
331	18,5	7,17	18,00	18,32	17,70	61,22%	2,70%	1,00%	4,34%
332	17	6,43	16,33	16,62	16,06	62,20%	3,91%	2,21%	5,55%
333	20,5	8,24	20,31	20,66	19,97	59,80%	0,93%	0,78%	2,59%
334	19	7,43	18,57	18,89	18,25	60,88%	2,28%	0,57%	3,92%
335	20,5	8,23	20,29	20,65	19,96	59,83%	1,00%	0,71%	2,65%
336	15	5,48	14,17	14,42	13,92	63,49%	5,56%	3,87%	7,19%

337	23,5	10,02	24,02	24,43	23,63	57,34%	2,21%	3,94%	0,54%
338	20,5	8,23	20,29	20,65	19,96	59,83%	1,00%	0,71%	2,65%
339	18,5	7,17	17,99	18,30	17,68	61,25%	2,78%	1,08%	4,42%
340	19	7,43	18,55	18,88	18,24	60,91%	2,35%	0,65%	4,00%
341	18,5	7,17	17,99	18,30	17,68	61,25%	2,78%	1,08%	4,42%
342	17	6,42	16,32	16,61	16,04	62,24%	4,00%	2,30%	5,64%
343	19,5	7,69	19,13	19,46	18,81	60,56%	1,92%	0,21%	3,56%
344	12,5	4,37	11,56	11,77	11,35	65,01%	7,56%	5,87%	9,18%
345	19	7,43	18,55	18,88	18,24	60,91%	2,35%	0,65%	4,00%
346	16,5	6,18	15,78	16,05	15,51	62,56%	4,39%	2,70%	6,03%
347	17	6,42	16,32	16,61	16,04	62,24%	4,00%	2,30%	5,64%
348	14	5,03	13,11	13,35	12,88	64,10%	6,34%	4,65%	7,97%
349	16,5	6,18	15,78	16,05	15,51	62,56%	4,39%	2,70%	6,03%
350	16,5	6,18	15,78	16,05	15,51	62,56%	4,39%	2,70%	6,03%
351	17,5	6,66	16,87	17,17	16,58	61,92%	3,60%	1,90%	5,24%
352	22,5	9,40	22,73	23,12	22,36	58,24%	1,04%	2,77%	0,62%
353	22,5	9,40	22,73	23,12	22,36	58,24%	1,04%	2,77%	0,62%
354	21,5	8,80	21,50	21,86	21,14	59,06%	0,02%	1,69%	1,68%
355	19,5	7,69	19,13	19,46	18,81	60,56%	1,92%	0,21%	3,56%
356	18,5	7,17	17,99	18,30	17,68	61,25%	2,78%	1,08%	4,42%
357	20,5	8,23	20,29	20,65	19,96	59,83%	1,00%	0,71%	2,65%
358	13,5	4,81	12,59	12,82	12,37	64,40%	6,74%	5,05%	8,37%
359	21,5	8,80	21,50	21,86	21,14	59,06%	0,02%	1,69%	1,68%
360	21,5	8,80	21,50	21,86	21,14	59,06%	0,02%	1,69%	1,68%
361	17,5	6,66	16,87	17,17	16,58	61,92%	3,60%	1,90%	5,24%
362	24,5	10,69	25,36	25,79	24,95	56,37%	3,51%	5,25%	1,83%
363	17,5	6,66	16,87	17,17	16,58	61,92%	3,60%	1,90%	5,24%
364	18	6,91	17,43	17,73	17,13	61,59%	3,19%	1,49%	4,83%
365	19,5	7,69	19,13	19,46	18,81	60,56%	1,92%	0,21%	3,56%

Col 49									
Días	Real	Darcy	Forchheimer			Errores			
			5,60E+10	5,40E+10	5,50E+10	Darcy	5,6E+10	5,4E+10	5,5E+10
	Q real (BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)				
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									

8									
9									
10									
11									
12	45	22,19	42,06	43,27	42,66	50,68%	6,53%	3,85%	5,21%
13	17	6,40	14,89	15,38	15,13	62,33%	12,40%	9,52%	10,98%
14	44	22,19	42,06	43,27	42,66	49,56%	4,40%	1,67%	3,06%
15	13	4,61	11,08	11,45	11,26	64,52%	14,77%	11,90%	13,36%
16									
17	21	8,43	18,95	19,56	19,25	59,87%	9,75%	6,86%	8,33%
18	8	2,60	6,51	6,74	6,62	67,47%	18,65%	15,81%	17,25%
19	9	2,99	7,41	7,67	7,54	66,80%	17,65%	14,80%	16,25%
20									
21	12	4,19	10,15	10,50	10,32	65,06%	15,40%	12,53%	13,99%
22	26	11,48	24,68	25,44	25,05	55,85%	5,09%	2,15%	3,64%
23	23	9,56	21,13	21,80	21,46	58,44%	8,14%	5,24%	6,71%
24	32	17,18	34,36	35,38	34,86	46,31%	7,39%	10,56%	8,95%
25	23	9,56	21,13	21,80	21,46	58,44%	8,14%	5,24%	6,71%
26	13,5	4,83	11,55	11,93	11,74	64,25%	14,47%	11,59%	13,05%
27	26,5	11,83	25,31	26,10	25,70	55,34%	4,47%	1,53%	3,02%
28	13	4,61	11,08	11,45	11,26	64,52%	14,77%	11,90%	13,36%
29	19	7,38	16,88	17,43	17,15	61,15%	11,14%	8,26%	9,73%
30	27	12,20	25,97	26,77	26,36	54,81%	3,82%	0,86%	2,36%
31	19	7,38	16,88	17,43	17,15	61,15%	11,14%	8,26%	9,73%
32	27	12,19	25,96	26,75	26,35	54,84%	3,86%	0,91%	2,41%
33	16	5,93	13,91	14,37	14,13	62,93%	13,09%	10,21%	11,67%
34	29,5	14,28	29,58	30,47	30,02	51,59%	0,27%	3,30%	1,76%
35	20,5	8,15	18,41	19,00	18,70	60,24%	10,18%	7,30%	8,76%
36	35	22,19	42,05	43,26	42,65	36,61%	20,15%	23,59%	21,84%
37	32	17,18	34,35	35,37	34,85	46,33%	7,36%	10,53%	8,92%
38	18	6,88	15,86	16,38	16,12	61,79%	11,86%	8,99%	10,45%
39	22,5	9,26	20,56	21,21	20,88	58,85%	8,63%	5,73%	7,20%
40	40	22,19	42,05	43,26	42,65	44,53%	5,13%	8,14%	6,61%
41	24,5	10,47	22,84	23,55	23,19	57,26%	6,79%	3,87%	5,35%
42	23	9,55	21,11	21,78	21,44	58,47%	8,20%	5,30%	6,77%
43	42,5	22,19	42,05	43,26	42,65	47,79%	1,05%	1,78%	0,34%
44	29,5	14,28	29,58	30,47	30,02	51,59%	0,27%	3,30%	1,76%
45	27,5	12,58	26,63	27,45	27,03	54,27%	3,16%	0,19%	1,70%
46	28,5	13,39	28,05	28,90	28,47	53,03%	1,59%	1,41%	0,11%
47	30,5	15,29	31,28	32,21	31,74	49,86%	2,55%	5,62%	4,06%
48	27,5	12,58	26,63	27,45	27,03	54,27%	3,16%	0,19%	1,70%
49	30,5	15,29	31,28	32,21	31,74	49,86%	2,55%	5,62%	4,06%
50	32	17,18	34,35	35,37	34,85	46,33%	7,36%	10,53%	8,92%

51	28,5	13,39	28,05	28,90	28,47	53,03%	1,59%	1,41%	0,11%
52	33	19,00	37,23	38,32	37,77	42,43%	12,82%	16,11%	14,44%
53	8,5	2,79	6,94	7,18	7,06	67,21%	18,32%	15,48%	16,93%
54	25	10,80	23,43	24,16	23,79	56,82%	6,27%	3,35%	4,83%
55	27,5	12,58	26,63	27,45	27,03	54,27%	3,16%	0,19%	1,70%
56	28,5	13,39	28,05	28,90	28,47	53,03%	1,59%	1,41%	0,11%
57	28	12,97	27,33	28,16	27,74	53,67%	2,40%	0,58%	0,94%
58	28,5	13,39	28,05	28,90	28,47	53,03%	1,59%	1,41%	0,11%
59	29,5	14,28	29,58	30,47	30,02	51,59%	0,27%	3,30%	1,76%
60	29,5	14,28	29,58	30,47	30,02	51,59%	0,27%	3,30%	1,76%
61	29	13,82	28,79	29,66	29,21	52,36%	0,74%	2,27%	0,74%
62	31	15,85	32,20	33,16	32,67	48,87%	3,87%	6,97%	5,40%
63	28,5	13,38	28,04	28,89	28,46	53,05%	1,63%	1,36%	0,16%
64	28,5	13,38	28,04	28,89	28,46	53,05%	1,63%	1,36%	0,16%
65	28	12,97	27,31	28,15	27,72	53,70%	2,45%	0,53%	0,98%
66	45,5	22,18	42,04	43,25	42,63	51,25%	7,60%	4,96%	6,30%
67	25,5	11,12	24,03	24,78	24,40	56,39%	5,77%	2,84%	4,33%
68	25,5	11,12	24,03	24,78	24,40	56,39%	5,77%	2,84%	4,33%
69	28,5	13,38	28,04	28,89	28,46	53,05%	1,63%	1,36%	0,16%
70	29	13,82	28,79	29,66	29,21	52,36%	0,74%	2,27%	0,74%
71	28	12,97	27,31	28,15	27,72	53,70%	2,45%	0,53%	0,98%
72	31	15,85	32,20	33,16	32,67	48,87%	3,87%	6,97%	5,40%
73	32,5	17,98	35,64	36,68	36,15	44,68%	9,65%	12,87%	11,23%
74	30	14,76	30,39	31,31	30,84	50,79%	1,31%	4,36%	2,81%
75	27,5	12,57	26,62	27,43	27,02	54,30%	3,21%	0,24%	1,75%
76									
77	25	10,79	23,42	24,15	23,78	56,84%	6,32%	3,40%	4,88%
78	35	22,18	42,04	43,25	42,63	36,63%	20,12%	23,56%	21,81%
79	31,5	16,47	33,22	34,20	33,70	47,71%	5,45%	8,58%	6,99%
80	20,5	8,14	18,40	18,99	18,69	60,27%	10,25%	7,37%	8,83%
81	37	22,18	42,04	43,25	42,63	40,05%	13,63%	16,88%	15,23%
82	31	15,85	32,20	33,16	32,67	48,87%	3,87%	6,97%	5,40%
83	33	18,99	37,22	38,31	37,76	42,45%	12,79%	16,08%	14,41%
84	34,5	22,18	42,04	43,25	42,63	35,71%	21,86%	25,35%	23,58%
85	26	11,46	24,65	25,41	25,03	55,90%	5,19%	2,25%	3,74%
86	27,5	12,57	26,62	27,43	27,02	54,30%	3,21%	0,24%	1,75%
87	25	10,79	23,42	24,15	23,78	56,84%	6,32%	3,40%	4,88%
88	21	8,41	18,93	19,53	19,22	59,94%	9,88%	7,00%	8,46%
89	24	10,15	22,24	22,94	22,58	57,71%	7,33%	4,43%	5,90%
90	28	12,97	27,31	28,15	27,72	53,70%	2,45%	0,53%	0,98%
91	24	10,15	22,24	22,94	22,58	57,71%	7,33%	4,43%	5,90%
92	34	22,17	42,03	43,23	42,62	34,78%	23,62%	27,16%	25,37%
93	23,5	9,84	21,65	22,33	21,99	58,14%	7,86%	4,96%	6,43%

94	26	11,46	24,64	25,40	25,01	55,93%	5,24%	2,30%	3,79%
95	34	22,17	42,03	43,23	42,62	34,78%	23,62%	27,16%	25,37%
96	30,5	15,28	31,25	32,19	31,72	49,91%	2,47%	5,54%	3,99%
97	30	14,76	30,38	31,30	30,83	50,81%	1,27%	4,32%	2,77%
98	29,5	14,27	29,56	30,45	30,00	51,63%	0,19%	3,22%	1,68%
99	31,5	16,46	33,21	34,19	33,69	47,73%	5,41%	8,54%	6,95%
100	28	12,96	27,30	28,14	27,71	53,72%	2,49%	0,49%	1,03%
101	32	17,16	34,33	35,35	34,83	46,37%	7,29%	10,45%	8,85%
102	31	15,84	32,19	33,15	32,66	48,89%	3,84%	6,93%	5,36%
103	32,5	17,97	35,62	36,67	36,14	44,70%	9,61%	12,83%	11,20%
104	32,5	17,97	35,62	36,67	36,14	44,70%	9,61%	12,83%	11,20%
105	35,5	22,17	42,03	43,23	42,62	37,54%	18,40%	21,79%	20,07%
106	32	17,16	34,33	35,35	34,83	46,37%	7,29%	10,45%	8,85%
107	29	13,81	28,77	29,65	29,20	52,38%	0,78%	2,23%	0,70%
108	23	9,54	21,09	21,75	21,42	58,53%	8,31%	5,42%	6,89%
109	25	10,78	23,41	24,14	23,77	56,87%	6,37%	3,45%	4,93%
110	28	12,96	27,30	28,14	27,71	53,72%	2,49%	0,49%	1,03%
111	33	18,99	37,21	38,30	37,74	42,47%	12,76%	16,05%	14,38%
112	28	12,96	27,30	28,14	27,71	53,72%	2,49%	0,49%	1,03%
113	28,5	13,37	28,02	28,88	28,44	53,08%	1,67%	1,32%	0,20%
114	27	12,18	25,93	26,73	26,32	54,89%	3,96%	1,00%	2,50%
115	28	12,96	27,30	28,14	27,71	53,72%	2,49%	0,49%	1,03%
116	33,5	20,54	39,59	40,73	40,15	38,70%	18,17%	21,58%	19,85%
117	33,5	20,54	39,59	40,73	40,15	38,70%	18,17%	21,58%	19,85%
118	17,5	6,62	15,34	15,84	15,59	62,16%	12,34%	9,47%	10,93%
119	27,5	12,56	26,61	27,42	27,01	54,32%	3,25%	0,29%	1,79%
120	33	18,99	37,21	38,30	37,74	42,47%	12,76%	16,05%	14,38%
121	27	12,18	25,93	26,73	26,32	54,89%	3,96%	1,00%	2,50%
122	32,5	17,97	35,61	36,66	36,13	44,72%	9,58%	12,80%	11,16%
123	31,5	16,46	33,19	34,18	33,68	47,75%	5,38%	8,51%	6,92%
124	25,5	11,11	24,00	24,75	24,37	56,44%	5,87%	2,94%	4,43%
125	31,5	16,46	33,19	34,18	33,68	47,75%	5,38%	8,51%	6,92%
126	27	12,17	25,92	26,72	26,31	54,92%	4,00%	1,05%	2,55%
127	23,5	9,83	21,64	22,32	21,97	58,17%	7,92%	5,02%	6,49%
128	31	15,84	32,18	33,14	32,65	48,92%	3,80%	6,90%	5,32%
129	32,5	17,97	35,61	36,66	36,13	44,72%	9,58%	12,80%	11,16%
130	28,5	13,37	28,01	28,86	28,43	53,10%	1,71%	1,28%	0,24%
131	25,5	11,11	24,00	24,75	24,37	56,44%	5,87%	2,94%	4,43%
132	30	14,75	30,37	31,28	30,82	50,84%	1,23%	4,28%	2,73%
133									
134	25,5	11,11	24,00	24,75	24,37	56,44%	5,87%	2,94%	4,43%
135	21	8,40	18,90	19,50	19,20	60,01%	10,01%	7,13%	8,59%
136	38,5	22,17	42,02	43,22	42,61	42,42%	9,15%	12,27%	10,69%

137	34,5	22,17	42,02	43,22	42,61	35,75%	21,80%	25,29%	23,52%
138	33,5	20,53	39,58	40,72	40,14	38,72%	18,14%	21,55%	19,82%
139	30	14,75	30,37	31,28	30,82	50,84%	1,23%	4,28%	2,73%
140	30,5	15,27	31,24	32,18	31,70	49,93%	2,44%	5,50%	3,95%
141	32,5	17,97	35,61	36,66	36,13	44,72%	9,58%	12,80%	11,16%
142	31,5	16,46	33,19	34,18	33,68	47,75%	5,38%	8,51%	6,92%
143	36	22,17	42,02	43,22	42,61	38,42%	16,73%	20,07%	18,37%
144	32,5	17,97	35,61	36,66	36,13	44,72%	9,58%	12,80%	11,16%
145	35	22,17	42,02	43,22	42,61	36,66%	20,06%	23,50%	21,76%
146	28,5	13,37	28,01	28,86	28,43	53,10%	1,71%	1,28%	0,24%
147	23,5	9,83	21,64	22,32	21,97	58,17%	7,92%	5,02%	6,49%
148	32,5	17,97	35,61	36,66	36,13	44,72%	9,58%	12,80%	11,16%
149	25,5	11,11	24,00	24,75	24,37	56,44%	5,87%	2,94%	4,43%
150	31,5	16,46	33,19	34,18	33,68	47,75%	5,38%	8,51%	6,92%
151	34,5	22,17	42,02	43,22	42,61	35,75%	21,80%	25,29%	23,52%
152	33	18,98	37,20	38,28	37,73	42,49%	12,73%	16,01%	14,34%
153	40,5	22,16	42,01	43,21	42,60	45,28%	3,73%	6,70%	5,20%
154	27,5	12,55	26,58	27,40	26,98	54,37%	3,34%	0,38%	1,88%
155	28	12,94	27,28	28,11	27,69	53,77%	2,58%	0,40%	1,11%
156	28	12,94	27,28	28,11	27,69	53,77%	2,58%	0,40%	1,11%
157	28,5	13,36	28,00	28,85	28,42	53,13%	1,76%	1,23%	0,29%
158	22,5	9,23	20,51	21,16	20,83	58,97%	8,86%	5,98%	7,44%
159	28,5	13,36	28,00	28,85	28,42	53,13%	1,76%	1,23%	0,29%
160	27,5	12,55	26,58	27,40	26,98	54,37%	3,34%	0,38%	1,88%
161	32,5	17,96	35,60	36,65	36,12	44,74%	9,55%	12,76%	11,13%
162	33	18,97	37,19	38,27	37,72	42,51%	12,69%	15,98%	14,31%
163	31,5	16,45	33,18	34,17	33,67	47,78%	5,34%	8,47%	6,88%
164	30,5	15,26	31,23	32,17	31,69	49,95%	2,40%	5,47%	3,91%
165	35,5	22,16	42,01	43,21	42,60	37,58%	18,34%	21,73%	20,01%
166	35,5	22,16	42,01	43,21	42,60	37,58%	18,34%	21,73%	20,01%
167	26,5	11,80	25,25	26,03	25,64	55,48%	4,71%	1,77%	3,26%
168	32,5	17,96	35,60	36,65	36,12	44,74%	9,55%	12,76%	11,13%
169	27,5	12,55	26,58	27,40	26,98	54,37%	3,34%	0,38%	1,88%
170	32,5	17,96	35,60	36,65	36,12	44,74%	9,55%	12,76%	11,13%
171	28	12,94	27,28	28,11	27,69	53,77%	2,58%	0,40%	1,11%
172	34,5	22,16	42,01	43,21	42,60	35,77%	21,77%	25,26%	23,49%
173	32,5	17,96	35,60	36,65	36,12	44,74%	9,55%	12,76%	11,13%
174	35	22,16	42,01	43,21	42,60	36,68%	20,03%	23,47%	21,73%
175	33	18,97	37,19	38,27	37,72	42,51%	12,69%	15,98%	14,31%
176	31,5	16,45	33,18	34,17	33,67	47,78%	5,34%	8,47%	6,88%
177	27	12,17	25,91	26,70	26,30	54,94%	4,05%	1,10%	2,60%
178	32	17,15	34,31	35,32	34,81	46,41%	7,22%	10,38%	8,78%
179	26,5	11,80	25,25	26,03	25,64	55,48%	4,71%	1,77%	3,26%

180	34	22,16	42,01	43,21	42,60	34,82%	23,56%	27,10%	25,31%
181	28,5	13,36	28,00	28,85	28,42	53,13%	1,76%	1,23%	0,29%
182	30	14,74	30,36	31,27	30,81	50,86%	1,19%	4,24%	2,69%
183	37	22,15	42,00	43,20	42,59	40,12%	13,52%	16,77%	15,12%
184	34	22,15	42,00	43,20	42,59	34,84%	23,54%	27,07%	25,28%
185	27,5	12,54	26,57	27,38	26,97	54,40%	3,38%	0,42%	1,93%
186	33,5	20,52	39,56	40,70	40,12	38,76%	18,08%	21,49%	19,76%
187	33	18,97	37,18	38,26	37,71	42,53%	12,66%	15,95%	14,28%
188	34,5	22,15	42,00	43,20	42,59	35,79%	21,74%	25,23%	23,46%
189	34,5	22,15	42,00	43,20	42,59	35,79%	21,74%	25,23%	23,46%
190	24,5	10,44	22,77	23,48	23,12	57,40%	7,05%	4,14%	5,62%
191	32	17,14	34,30	35,31	34,80	46,43%	7,18%	10,35%	8,74%
192	28	12,94	27,27	28,10	27,68	53,80%	2,62%	0,35%	1,16%
193	32,5	17,95	35,59	36,64	36,11	44,76%	9,51%	12,73%	11,10%
194	34	22,15	42,00	43,20	42,59	34,84%	23,54%	27,07%	25,28%
195	27,5	12,54	26,57	27,38	26,97	54,40%	3,38%	0,42%	1,93%
196	30,5	15,26	31,22	32,16	31,68	49,98%	2,36%	5,43%	3,87%
197	32,5	17,95	35,59	36,64	36,11	44,76%	9,51%	12,73%	11,10%
198	27,5	12,54	26,57	27,38	26,97	54,40%	3,38%	0,42%	1,93%
199	31,5	16,44	33,17	34,16	33,66	47,80%	5,31%	8,43%	6,85%
200	32	17,14	34,30	35,31	34,80	46,43%	7,18%	10,35%	8,74%
201	28	12,94	27,27	28,10	27,68	53,80%	2,62%	0,35%	1,16%
202	33,5	20,52	39,56	40,70	40,12	38,76%	18,08%	21,49%	19,76%
203	32,5	17,95	35,59	36,64	36,11	44,76%	9,51%	12,73%	11,10%
204	33	18,97	37,18	38,26	37,71	42,53%	12,66%	15,95%	14,28%
205	27	12,16	25,89	26,69	26,29	54,97%	4,09%	1,14%	2,64%
206	31,5	16,44	33,17	34,16	33,66	47,80%	5,31%	8,43%	6,85%
207	30,5	15,26	31,22	32,16	31,68	49,98%	2,36%	5,43%	3,87%
208	23	9,52	21,05	21,71	21,38	58,62%	8,49%	5,60%	7,06%
209	36,5	22,15	42,00	43,20	42,59	39,30%	15,07%	18,37%	16,70%
210	33	18,97	37,18	38,26	37,71	42,53%	12,66%	15,95%	14,28%
211	32,5	17,95	35,59	36,64	36,11	44,76%	9,51%	12,73%	11,10%
212	28,5	13,35	27,99	28,84	28,41	53,15%	1,80%	1,19%	0,33%
213	32,5	17,95	35,58	36,63	36,10	44,78%	9,48%	12,69%	11,06%
214	34	22,15	41,99	43,19	42,58	34,86%	23,51%	27,04%	25,25%
215	27,5	12,53	26,56	27,37	26,96	54,42%	3,43%	0,47%	1,97%
216	32	17,13	34,29	35,30	34,79	46,46%	7,15%	10,31%	8,71%
217	30	14,73	30,33	31,25	30,78	50,91%	1,12%	4,16%	2,61%
218	32	17,13	34,29	35,30	34,79	46,46%	7,15%	10,31%	8,71%
219	32	17,13	34,29	35,30	34,79	46,46%	7,15%	10,31%	8,71%
220	31	15,82	32,14	33,10	32,62	48,98%	3,69%	6,78%	5,21%
221	32,5	17,95	35,58	36,63	36,10	44,78%	9,48%	12,69%	11,06%
222	29	13,78	28,73	29,60	29,15	52,48%	0,95%	2,06%	0,53%

223	33	18,96	37,17	38,25	37,70	42,55%	12,63%	15,91%	14,25%
224	30	14,73	30,33	31,25	30,78	50,91%	1,12%	4,16%	2,61%
225	31	15,82	32,14	33,10	32,62	48,98%	3,69%	6,78%	5,21%
226	30,5	15,25	31,21	32,14	31,67	50,00%	2,32%	5,39%	3,83%
227	51,5	22,15	41,99	43,19	42,58	57,00%	18,46%	16,13%	17,31%
228	29	13,78	28,73	29,60	29,15	52,48%	0,95%	2,06%	0,53%
229	18,5	7,08	16,28	16,81	16,54	61,72%	12,00%	9,14%	10,60%
230	24,5	10,43	22,76	23,47	23,11	57,43%	7,10%	4,20%	5,67%
231	30,5	15,25	31,21	32,14	31,67	50,00%	2,32%	5,39%	3,83%
232	26,5	11,78	25,23	26,01	25,61	55,53%	4,80%	1,87%	3,36%
233	51,5	22,15	41,99	43,19	42,58	57,00%	18,46%	16,13%	17,31%
234	27,5	12,53	26,56	27,37	26,96	54,42%	3,43%	0,47%	1,97%
235	35	22,15	41,99	43,19	42,58	36,72%	19,98%	23,41%	21,67%
236	24	10,12	22,17	22,87	22,52	57,85%	7,61%	4,71%	6,18%
237	26,5	11,78	25,23	26,01	25,61	55,53%	4,80%	1,87%	3,36%
238	26,5	11,78	25,23	26,01	25,61	55,53%	4,80%	1,87%	3,36%
239	32,5	17,95	35,58	36,63	36,10	44,78%	9,48%	12,69%	11,06%
240	25,5	11,09	23,97	24,71	24,33	56,52%	6,02%	3,10%	4,58%
241	31	15,82	32,14	33,10	32,62	48,98%	3,69%	6,78%	5,21%
242	45,5	22,15	41,99	43,19	42,58	51,32%	7,71%	5,07%	6,41%
243	20	7,84	17,81	18,38	18,09	60,78%	10,95%	8,09%	9,54%
244	24,5	10,42	22,75	23,46	23,10	57,45%	7,16%	4,25%	5,73%
245	29,5	14,23	29,50	30,39	29,94	51,75%	0,00%	3,01%	1,48%
246	30,5	15,24	31,20	32,13	31,66	50,02%	2,29%	5,35%	3,79%
247	55	22,14	41,98	43,18	42,57	59,74%	23,67%	21,49%	22,59%
248	27,5	12,53	26,55	27,36	26,95	54,45%	3,47%	0,51%	2,02%
249	28	12,92	27,24	28,07	27,65	53,84%	2,71%	0,26%	1,25%
250	28,5	13,34	27,96	28,81	28,38	53,20%	1,88%	1,10%	0,41%
251	29	13,77	28,71	29,58	29,14	52,50%	0,99%	2,02%	0,49%
252	54,5	22,14	41,98	43,18	42,57	59,37%	22,97%	20,76%	21,88%
253	28	12,92	27,24	28,07	27,65	53,84%	2,71%	0,26%	1,25%
254	27	12,15	25,87	26,67	26,26	55,02%	4,18%	1,24%	2,73%
255	26,5	11,78	25,21	25,99	25,60	55,55%	4,85%	1,91%	3,41%
256	29,5	14,23	29,50	30,39	29,94	51,75%	0,00%	3,01%	1,48%
257	61	22,14	41,98	43,18	42,57	63,70%	31,18%	29,21%	30,21%
258	34	22,14	41,98	43,18	42,57	34,88%	23,48%	27,01%	25,22%
259	24,5	10,42	22,75	23,46	23,10	57,45%	7,16%	4,25%	5,73%
260	26	11,42	24,58	25,34	24,95	56,06%	5,48%	2,55%	4,04%
261	63,5	22,14	41,98	43,18	42,57	65,13%	33,89%	31,99%	32,96%
262	21	8,37	18,84	19,45	19,14	60,14%	10,27%	7,40%	8,86%
263	34,5	22,14	41,98	43,18	42,57	35,82%	21,69%	25,17%	23,40%
264	27,5	12,53	26,55	27,36	26,95	54,45%	3,47%	0,51%	2,02%
265	29	13,77	28,71	29,58	29,14	52,50%	0,99%	2,02%	0,49%

266	20,5	8,10	18,32	18,90	18,61	60,48%	10,65%	7,78%	9,24%
267	31	15,81	32,13	33,09	32,60	49,00%	3,65%	6,75%	5,18%
268	28	12,92	27,24	28,07	27,65	53,84%	2,71%	0,26%	1,25%
269	28	12,92	27,24	28,07	27,65	53,84%	2,71%	0,26%	1,25%
270	29,5	14,23	29,50	30,39	29,94	51,75%	0,00%	3,01%	1,48%
271	23	9,50	21,02	21,69	21,35	58,68%	8,60%	5,71%	7,18%
272	31,5	16,43	33,15	34,13	33,63	47,84%	5,24%	8,36%	6,77%
273	21,5	8,64	19,38	20,00	19,68	59,79%	9,87%	7,00%	8,46%
274	28	12,92	27,23	28,06	27,64	53,87%	2,75%	0,22%	1,29%
275	27,5	12,52	26,53	27,35	26,93	54,47%	3,52%	0,56%	2,06%
276	26,5	11,77	25,20	25,98	25,59	55,58%	4,90%	1,96%	3,45%
277	31,5	16,42	33,14	34,12	33,62	47,86%	5,20%	8,32%	6,74%
278	14	4,98	11,88	12,28	12,07	64,43%	15,15%	12,31%	13,75%
279	71	22,13	41,97	43,17	42,56	68,83%	40,88%	39,19%	40,05%
280	34,5	22,13	41,97	43,17	42,56	35,84%	21,66%	25,14%	23,37%
281	27,5	12,52	26,53	27,35	26,93	54,47%	3,52%	0,56%	2,06%
282	28	12,92	27,23	28,06	27,64	53,87%	2,75%	0,22%	1,29%
283	21,5	8,64	19,36	19,98	19,67	59,82%	9,94%	7,06%	8,52%
284	30,5	15,24	31,19	32,12	31,65	50,04%	2,25%	5,31%	3,76%
285	23,5	9,80	21,57	22,25	21,91	58,32%	8,20%	5,30%	6,77%
286	25	10,74	23,33	24,06	23,69	57,04%	6,68%	3,77%	5,24%
287	27,5	12,52	26,53	27,35	26,93	54,47%	3,52%	0,56%	2,06%
288	24,5	10,42	22,73	23,45	23,08	57,48%	7,21%	4,30%	5,78%
289	33	18,94	37,15	38,23	37,68	42,59%	12,56%	15,85%	14,18%
290	26	11,42	24,56	25,32	24,94	56,09%	5,52%	2,60%	4,08%
291	29	13,77	28,70	29,57	29,13	52,53%	1,03%	1,97%	0,45%
292	28,5	13,33	27,95	28,80	28,37	53,22%	1,92%	1,06%	0,45%
293	30,5	15,24	31,19	32,12	31,65	50,04%	2,25%	5,31%	3,76%
294	24,5	10,42	22,73	23,45	23,08	57,48%	7,21%	4,30%	5,78%
295	32,5	17,93	35,56	36,60	36,07	44,82%	9,41%	12,63%	10,99%
296	21	8,36	18,83	19,43	19,13	60,17%	10,33%	7,46%	8,92%
297	33,5	20,50	39,52	40,67	40,09	38,82%	17,98%	21,39%	19,66%
298	50,5	22,13	41,97	43,17	42,56	56,17%	16,89%	14,51%	15,72%
299	28,5	13,33	27,95	28,80	28,37	53,22%	1,92%	1,06%	0,45%
300	21,5	8,64	19,36	19,98	19,67	59,82%	9,94%	7,06%	8,52%
301	31,5	16,42	33,14	34,12	33,62	47,86%	5,20%	8,32%	6,74%
302	29,5	14,23	29,49	30,38	29,93	51,77%	0,04%	2,97%	1,44%
303	29	13,77	28,70	29,57	29,13	52,53%	1,03%	1,97%	0,45%
304	27	12,14	25,86	26,65	26,25	55,04%	4,23%	1,28%	2,78%
305	31,5	16,42	33,13	34,11	33,61	47,88%	5,17%	8,29%	6,70%
306	28,5	13,32	27,94	28,79	28,36	53,25%	1,97%	1,02%	0,50%
307	27,5	12,51	26,52	27,33	26,92	54,50%	3,56%	0,60%	2,11%
308	28,5	13,32	27,94	28,79	28,36	53,25%	1,97%	1,02%	0,50%

309	27	12,13	25,85	26,64	26,24	55,07%	4,27%	1,33%	2,83%
310	22,5	9,20	20,44	21,09	20,76	59,13%	9,16%	6,28%	7,74%
311	32,5	17,93	35,55	36,59	36,06	44,84%	9,38%	12,59%	10,96%
312	27	12,13	25,85	26,64	26,24	55,07%	4,27%	1,33%	2,83%
313	25,5	11,07	23,93	24,67	24,29	56,60%	6,17%	3,25%	4,73%
314	29	13,76	28,69	29,56	29,12	52,55%	1,07%	1,93%	0,41%
315	31	15,80	32,11	33,07	32,58	49,05%	3,58%	6,67%	5,10%
316	29,5	14,22	29,48	30,37	29,91	51,80%	0,08%	2,93%	1,40%
317	33	18,94	37,14	38,22	37,67	42,61%	12,53%	15,82%	14,15%
318	28	12,91	27,22	28,05	27,63	53,89%	2,79%	0,18%	1,33%
319	24,5	10,41	22,72	23,43	23,07	57,51%	7,26%	4,36%	5,83%
320	30	14,71	30,30	31,21	30,75	50,97%	1,00%	4,04%	2,50%
321	23,5	9,79	21,56	22,24	21,90	58,35%	8,25%	5,36%	6,83%
322	23,5	9,79	21,56	22,24	21,90	58,35%	8,25%	5,36%	6,83%
323	27,5	12,51	26,52	27,33	26,92	54,50%	3,56%	0,60%	2,11%
324	27	12,13	25,85	26,64	26,24	55,07%	4,27%	1,33%	2,83%
325	27,5	12,51	26,52	27,33	26,92	54,50%	3,56%	0,60%	2,11%
326	23,5	9,79	21,56	22,24	21,90	58,35%	8,25%	5,36%	6,83%
327	28,5	13,32	27,94	28,79	28,36	53,25%	1,97%	1,02%	0,50%
328	27	12,13	25,85	26,64	26,24	55,07%	4,27%	1,33%	2,83%
329	28	12,91	27,22	28,05	27,63	53,89%	2,79%	0,18%	1,33%
330	28	12,91	27,22	28,05	27,63	53,89%	2,79%	0,18%	1,33%
331	24,5	10,41	22,72	23,43	23,07	57,51%	7,26%	4,36%	5,83%
332	28,5	13,32	27,94	28,79	28,36	53,25%	1,97%	1,02%	0,50%
333	26	11,41	24,55	25,31	24,93	56,12%	5,57%	2,65%	4,13%
334	22,5	9,20	20,44	21,09	20,76	59,13%	9,16%	6,28%	7,74%
335	24,5	10,40	22,71	23,42	23,06	57,54%	7,31%	4,41%	5,88%
336	25	10,73	23,31	24,03	23,66	57,09%	6,78%	3,87%	5,35%
337	26,5	11,76	25,18	25,95	25,56	55,63%	4,99%	2,06%	3,55%
338	27,5	12,51	26,51	27,32	26,91	54,52%	3,60%	0,65%	2,15%
339	27	12,12	25,83	26,63	26,22	55,09%	4,32%	1,38%	2,87%
340	27,5	12,51	26,51	27,32	26,91	54,52%	3,60%	0,65%	2,15%
341	27,5	12,51	26,51	27,32	26,91	54,52%	3,60%	0,65%	2,15%
342	24,5	10,40	22,71	23,42	23,06	57,54%	7,31%	4,41%	5,88%
343	28,5	13,32	27,93	28,78	28,35	53,27%	2,01%	0,98%	0,54%
344	20,5	8,08	18,28	18,86	18,56	60,58%	10,85%	7,99%	9,44%
345	27,5	12,51	26,51	27,32	26,91	54,52%	3,60%	0,65%	2,15%
346	28	12,90	27,21	28,04	27,62	53,92%	2,84%	0,13%	1,37%
347	22,5	9,19	20,43	21,07	20,74	59,16%	9,22%	6,34%	7,80%
348	25	10,73	23,31	24,03	23,66	57,09%	6,78%	3,87%	5,35%
349	27,5	12,51	26,51	27,32	26,91	54,52%	3,60%	0,65%	2,15%
350	25,5	11,06	23,92	24,66	24,28	56,63%	6,21%	3,30%	4,78%
351	26,5	11,76	25,18	25,95	25,56	55,63%	4,99%	2,06%	3,55%

352	29,5	14,21	29,46	30,35	29,90	51,82%	0,12%	2,89%	1,36%
353	27	12,12	25,83	26,63	26,22	55,09%	4,32%	1,38%	2,87%
354	26,5	11,76	25,18	25,95	25,56	55,63%	4,99%	2,06%	3,55%
355	28,5	13,32	27,93	28,78	28,35	53,27%	2,01%	0,98%	0,54%
356	22,5	9,19	20,43	21,07	20,74	59,16%	9,22%	6,34%	7,80%
357	30,5	15,22	31,16	32,10	31,62	50,09%	2,17%	5,24%	3,68%
358	28	12,90	27,21	28,04	27,62	53,92%	2,84%	0,13%	1,37%
359	29,5	14,21	29,46	30,35	29,90	51,82%	0,12%	2,89%	1,36%
360	29	13,75	28,68	29,55	29,11	52,57%	1,11%	1,89%	0,37%
361	27,5	12,51	26,51	27,32	26,91	54,52%	3,60%	0,65%	2,15%
362	26,5	11,76	25,18	25,95	25,56	55,63%	4,99%	2,06%	3,55%
363	24,5	10,40	22,71	23,42	23,06	57,54%	7,31%	4,41%	5,88%
364	24,5	10,40	22,71	23,42	23,06	57,54%	7,31%	4,41%	5,88%
365	28,5	13,32	27,93	28,78	28,35	53,27%	2,01%	0,98%	0,54%

Col 52									
Días	Real	Darcy	Forchheimer			Errores			
			5E+10	4,90E+10	4,80E+10	Darcy	5,0E+10	4,9E+10	4,8E+10
	Q real (BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)	Q(BPD)				
1	22,5	9,33	22,85	23,24	23,65	58,53%	1,55%	3,31%	5,13%
2	21,5	8,76	21,65	22,02	22,41	59,28%	0,67%	2,43%	4,24%
3	18,5	7,17	18,21	18,53	18,87	61,26%	1,58%	0,16%	1,98%
4	19	7,42	18,76	19,10	19,44	60,95%	1,24%	0,51%	2,32%
5	24,5	10,57	25,38	25,81	26,26	56,88%	3,58%	5,35%	7,18%
6	19	7,42	18,76	19,10	19,44	60,95%	1,24%	0,51%	2,32%
7	21	8,48	21,06	21,42	21,80	59,63%	0,26%	2,01%	3,83%
8	20	7,94	19,90	20,25	20,61	60,31%	0,51%	1,24%	3,05%
9	21	8,48	21,06	21,42	21,80	59,63%	0,26%	2,01%	3,83%
10	20,5	8,21	20,47	20,83	21,20	59,97%	0,13%	1,62%	3,43%
11	21	8,48	21,06	21,42	21,80	59,63%	0,26%	2,01%	3,83%
12	20	7,94	19,90	20,25	20,61	60,31%	0,51%	1,24%	3,05%
13	20	7,94	19,90	20,25	20,61	60,31%	0,51%	1,24%	3,05%
14	18	6,92	17,65	17,97	18,30	61,56%	1,92%	0,17%	1,64%
15	20,5	8,21	20,47	20,83	21,20	59,97%	0,13%	1,62%	3,43%
16									
17	20	7,94	19,90	20,25	20,61	60,31%	0,51%	1,24%	3,05%
18	25	10,90	26,04	26,48	26,94	56,42%	4,16%	5,93%	7,77%
19	14,5	5,28	13,90	14,16	14,42	63,56%	4,12%	2,37%	0,55%
20	15	5,51	14,43	14,69		63,29%	3,81%	2,06%	
21	25	10,90	26,04	26,48	26,94	56,42%	4,16%	5,93%	7,77%
22	24	10,24	24,73	25,15	25,59	57,32%	3,04%	4,80%	6,63%

23	21,5	8,76	21,65	22,02	22,41	59,28%	0,67%	2,43%	4,24%
24	19	7,42	18,76	19,10	19,44	60,95%	1,24%	0,51%	2,32%
25	20	7,94	19,90	20,25	20,61	60,31%	0,51%	1,24%	3,05%
26	25	10,90	26,04	26,48	26,94	56,42%	4,16%	5,93%	7,77%
27	16	5,96	15,49	15,77	16,06	62,73%	3,20%	1,45%	0,37%
28	23,5	9,93	24,09	24,51	24,93	57,74%	2,52%	4,28%	6,10%
29	19,5	7,68	19,33	19,67	20,02	60,63%	0,88%	0,87%	2,68%
30	15,5	5,73	14,96	15,23	15,51	63,01%	3,51%	1,76%	0,06%
31	28,5	13,57	31,21	31,73	32,26	52,39%	9,51%	11,33%	13,21%
32	24,5	10,56	25,36	25,80	26,24	56,90%	3,53%	5,29%	7,12%
33	33,5	21,88	45,57	46,28	47,02	34,67%	36,03%	38,16%	40,36%
34	32	17,69	38,61	39,23	39,87	44,71%	20,66%	22,60%	24,60%
35	18,5	7,16	18,19	18,51	18,85	61,30%	1,67%	0,08%	1,89%
36	17	6,43	16,55	16,84	17,15	62,20%	2,66%	0,92%	0,89%
37	28	13,13	30,38	30,89	31,41	53,10%	8,51%	10,32%	12,19%
38	22,5	9,32	22,83	23,23	23,64	58,56%	1,49%	3,24%	5,06%
39	23,5	9,92	24,08	24,49	24,92	57,77%	2,46%	4,21%	6,04%
40	27,5	12,72	29,60	30,09	30,61	53,75%	7,64%	9,44%	11,30%
41	19	7,41	18,75	19,08	19,43	60,99%	1,32%	0,43%	2,24%
42	22	9,03	22,23	22,61	23,01	58,94%	1,04%	2,79%	4,61%
43	16	5,96	15,47	15,75	16,04	62,77%	3,30%	1,55%	0,26%
44	22,5	9,32	22,83	23,23	23,64	58,56%	1,49%	3,24%	5,06%
45	18	6,91	17,64	17,95	18,28	61,60%	2,01%	0,26%	1,55%
46	17,5	6,67	17,09	17,40	17,71	61,90%	2,34%	0,59%	1,22%
47	21	8,47	21,04	21,41	21,79	59,66%	0,19%	1,94%	3,76%
48	15	5,50	14,41	14,67	14,95	63,33%	3,92%	2,17%	0,36%
49	17,5	6,67	17,09	17,40	17,71	61,90%	2,34%	0,59%	1,22%
50	16	5,96	15,47	15,75	16,04	62,77%	3,30%	1,55%	0,26%
51	16,5	6,19	16,01	16,30	16,59	62,49%	2,98%	1,24%	0,58%
52	18	6,91	17,64	17,95	18,28	61,60%	2,01%	0,26%	1,55%
53	18,5	7,16	18,19	18,51	18,85	61,30%	1,67%	0,08%	1,89%
54	12,5	4,41	11,81	12,03	12,26	64,72%	5,51%	3,76%	1,94%
55	17	6,43	16,55	16,84	17,15	62,20%	2,66%	0,92%	0,89%
56	15,5	5,73	14,94	15,21	15,49	63,05%	3,61%	1,86%	0,05%
57	18	6,91	17,64	17,95	18,28	61,60%	2,01%	0,26%	1,55%
58	14,5	5,28	13,89	14,14	14,40	63,61%	4,23%	2,48%	0,67%
59	17,5	6,67	17,09	17,40	17,71	61,90%	2,34%	0,59%	1,22%
60	16,5	6,19	16,01	16,30	16,59	62,49%	2,98%	1,24%	0,58%
61	21,5	8,74	21,62	21,99	22,38	59,34%	0,54%	2,29%	4,10%
62	12,5	4,40	11,79	12,01	12,24	64,77%	5,64%	3,90%	2,08%
63	20,5	8,19	20,44	20,80	21,17	60,04%	0,28%	1,47%	3,28%
64	3,5	0,95	2,74	2,80	2,86	72,97%	21,59%	20,03%	18,41%
65	13,5	4,83	12,83	13,06	13,31	64,22%	4,98%	3,24%	1,42%

66	13	4,62	12,31	12,54	12,77	64,49%	5,31%	3,56%	1,75%
67	20	7,92	19,87	20,22	20,58	60,38%	0,67%	1,08%	2,89%
68	20	7,92	19,87	20,22	20,58	60,38%	0,67%	1,08%	2,89%
69	16,5	6,18	15,99	16,28	16,58	62,53%	3,08%	1,34%	0,48%
70	10	3,38	9,25	9,42	9,60	66,22%	7,52%	5,78%	3,96%
71	17	6,42	16,53	16,83	17,14	62,24%	2,76%	1,01%	0,80%
72	19,5	7,66	19,30	19,64	19,99	60,70%	1,04%	0,71%	2,52%
73	14	5,05	13,35	13,59	13,85	63,94%	4,66%	2,92%	1,10%
74	17,5	6,66	17,07	17,38	17,70	61,94%	2,43%	0,68%	1,13%
75	15	5,49	14,40	14,66	14,93	63,38%	4,03%	2,29%	0,47%
76	15,5	5,72	14,92	15,19	15,48	63,10%	3,72%	1,97%	0,16%
77	19,5	7,66	19,30	19,64	19,99	60,70%	1,04%	0,71%	2,52%
78	24	10,23	24,70	25,12	25,56	57,37%	2,92%	4,68%	6,50%
79	23,5	9,92	24,06	24,48	24,90	57,80%	2,39%	4,15%	5,98%
80	11,5	3,99	10,77	10,97	11,18	65,34%	6,34%	4,60%	2,78%
81	14	5,05	13,35	13,59	13,85	63,94%	4,66%	2,92%	1,10%
82	20	7,92	19,87	20,22	20,58	60,38%	0,67%	1,08%	2,89%
83	26	11,58	27,38	27,85	28,33	55,48%	5,33%	7,10%	8,95%
84	12	4,19	11,28	11,49	11,71	65,05%	5,99%	4,24%	2,42%
85	25	10,88	26,01	26,46	26,91	56,47%	4,05%	5,82%	7,65%
86	25,5	11,22	26,69	27,14	27,61	55,99%	4,67%	6,44%	8,28%
87	26,5	11,94	28,10	28,57	29,06	54,95%	6,03%	7,81%	9,66%
88	14,5	5,27	13,87	14,12	14,39	63,66%	4,35%	2,60%	0,79%
89	11,5	3,99	10,77	10,97	11,18	65,34%	6,34%	4,60%	2,78%
90	12	4,19	11,28	11,49	11,71	65,05%	5,99%	4,24%	2,42%
91	20	7,92	19,87	20,22	20,58	60,38%	0,67%	1,08%	2,89%
92	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
93	22	9,02	22,20	22,58	22,98	59,01%	0,90%	2,66%	4,47%
94	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
95	20,5	8,18	20,43	20,79	21,16	60,07%	0,35%	1,39%	3,21%
96	24	10,22	24,69	25,11	25,55	57,40%	2,86%	4,62%	6,44%
97	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
98	17	6,41	16,52	16,81	17,12	62,28%	2,85%	1,11%	0,70%
99	17	6,41	16,52	16,81	17,12	62,28%	2,85%	1,11%	0,70%
100	17	6,41	16,52	16,81	17,12	62,28%	2,85%	1,11%	0,70%
101	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
102	18,5	7,15	18,16	18,48	18,82	61,37%	1,84%	0,09%	1,72%
103	17	6,41	16,52	16,81	17,12	62,28%	2,85%	1,11%	0,70%
104	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
105	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
106	19	7,40	18,72	19,05	19,39	61,06%	1,48%	0,26%	2,07%
107	15,5	5,71	14,91	15,18	15,46	63,14%	3,82%	2,08%	0,27%
108	12,5	4,40	11,78	12,00	12,22	64,83%	5,78%	4,03%	2,22%

109	16	5,94	15,44	15,72	16,01	62,86%	3,50%	1,76%	0,05%
110	17,5	6,65	17,06	17,36	17,68	61,98%	2,52%	0,78%	1,03%
111	18	6,90	17,61	17,92	18,25	61,68%	2,18%	0,44%	1,37%
112	14,5	5,26	13,85	14,11	14,37	63,71%	4,46%	2,72%	0,91%
113	19,5	7,66	19,28	19,62	19,98	60,74%	1,12%	0,63%	2,44%
114	20,5	8,18	20,43	20,79	21,16	60,07%	0,35%	1,39%	3,21%
115	15	5,49	14,38	14,64	14,91	63,43%	4,14%	2,40%	0,59%
116	18,5	7,15	18,16	18,48	18,82	61,37%	1,84%	0,09%	1,72%
117	9,5	3,17	8,73	8,89	9,06	66,60%	8,16%	6,42%	4,61%
118	13,5	4,82	12,81	13,05	13,29	64,27%	5,11%	3,36%	1,55%
119	16,5	6,18	15,98	16,26	16,56	62,57%	3,18%	1,43%	0,38%
120	29	14,01	32,02	32,55	33,10	51,71%	10,42%	12,25%	14,13%
121	7	2,21	6,22	6,34	6,46	68,41%	11,19%	9,48%	7,70%
122	17,5	6,65	17,04	17,35	17,66	62,02%	2,61%	0,87%	0,94%
123	21,5	8,73	21,59	21,96	22,35	59,40%	0,40%	2,15%	3,96%
124	15	5,48	14,36	14,62	14,90	63,47%	4,25%	2,51%	0,70%
125	16,5	6,17	15,96	16,25	16,55	62,61%	3,27%	1,53%	0,28%
126	22	9,01	22,18	22,57	22,97	59,04%	0,84%	2,59%	4,40%
127	18,5	7,14	18,15	18,47	18,80	61,41%	1,92%	0,18%	1,63%
128	19	7,39	18,70	19,03	19,38	61,10%	1,56%	0,18%	1,99%
129	16	5,94	15,42	15,70	15,99	62,90%	3,60%	1,86%	0,05%
130	18	6,89	17,59	17,91	18,23	61,72%	2,27%	0,52%	1,28%
131	15,5	5,71	14,89	15,16	15,44	63,19%	3,93%	2,18%	0,38%
132	16,5	6,17	15,96	16,25	16,55	62,61%	3,27%	1,53%	0,28%
133									
134	13,5	4,82	12,79	13,03	13,27	64,32%	5,23%	3,49%	1,68%
135	21,5	8,73	21,59	21,96	22,35	59,40%	0,40%	2,15%	3,96%
136	17,5	6,65	17,04	17,35	17,66	62,02%	2,61%	0,87%	0,94%
137	11,5	3,97	10,74	10,94	11,14	65,46%	6,64%	4,90%	3,09%
138	22	9,01	22,18	22,57	22,97	59,04%	0,84%	2,59%	4,40%
139	13,5	4,82	12,79	13,03	13,27	64,32%	5,23%	3,49%	1,68%
140	18	6,89	17,59	17,91	18,23	61,72%	2,27%	0,52%	1,28%
141	20	7,91	19,84	20,19	20,55	60,45%	0,82%	0,93%	2,74%
142	13	4,60	12,28	12,50	12,74	64,60%	5,57%	3,83%	2,02%
143	18	6,89	17,59	17,91	18,23	61,72%	2,27%	0,52%	1,28%
144	17	6,41	16,50	16,80	17,10	62,32%	2,94%	1,20%	0,61%
145	16	5,94	15,42	15,70	15,99	62,90%	3,60%	1,86%	0,05%
146	21	8,45	21,00	21,36	21,74	59,76%	0,02%	1,73%	3,54%
147	19,5	7,65	19,27	19,61	19,96	60,77%	1,19%	0,55%	2,36%
148	19	7,39	18,70	19,03	19,38	61,10%	1,56%	0,18%	1,99%
149	18	6,89	17,59	17,91	18,23	61,72%	2,27%	0,52%	1,28%
150	19	7,39	18,70	19,03	19,38	61,10%	1,56%	0,18%	1,99%
151	13	4,60	12,28	12,50	12,74	64,60%	5,57%	3,83%	2,02%

152	18	6,89	17,59	17,91	18,23	61,72%	2,27%	0,52%	1,28%
153	15,5	5,70	14,88	15,15	15,43	63,23%	4,03%	2,29%	0,48%
154	16,5	6,16	15,94	16,23	16,53	62,65%	3,37%	1,63%	0,18%
155	13,5	4,81	12,78	13,01	13,26	64,37%	5,36%	3,61%	1,81%
156	21,5	8,72	21,57	21,95	22,34	59,44%	0,33%	2,08%	3,89%
157	10	3,36	9,19	9,37	9,55	66,43%	8,05%	6,32%	4,52%
158	17	6,40	16,48	16,78	17,09	62,36%	3,04%	1,30%	0,51%
159	15,5	5,70	14,88	15,15	15,43	63,23%	4,03%	2,29%	0,48%
160	20,5	8,17	20,40	20,76	21,13	60,14%	0,50%	1,25%	3,06%
161	18,5	7,13	18,13	18,45	18,79	61,45%	2,00%	0,26%	1,55%
162	16,5	6,16	15,94	16,23	16,53	62,65%	3,37%	1,63%	0,18%
163	21	8,44	20,98	21,35	21,73	59,79%	0,09%	1,66%	3,47%
164	15,5	5,70	14,88	15,15	15,43	63,23%	4,03%	2,29%	0,48%
165	15,5	5,70	14,88	15,15	15,43	63,23%	4,03%	2,29%	0,48%
166	18,5	7,13	18,13	18,45	18,79	61,45%	2,00%	0,26%	1,55%
167	16	5,93	15,41	15,69	15,98	62,95%	3,70%	1,96%	0,15%
168	18,5	7,13	18,13	18,45	18,79	61,45%	2,00%	0,26%	1,55%
169	23	9,59	23,39	23,80	24,21	58,29%	1,71%	3,46%	5,28%
170	17,5	6,64	17,03	17,33	17,65	62,06%	2,70%	0,96%	0,85%
171	19,5	7,64	19,25	19,59	19,94	60,81%	1,27%	0,47%	2,28%
172	17,5	6,64	17,03	17,33	17,65	62,06%	2,70%	0,96%	0,85%
173	16,5	6,16	15,94	16,23	16,53	62,65%	3,37%	1,63%	0,18%
174	16,5	6,16	15,94	16,23	16,53	62,65%	3,37%	1,63%	0,18%
175	14,5	5,25	13,82	14,07	14,33	63,80%	4,69%	2,95%	1,14%
176	17	6,40	16,48	16,78	17,09	62,36%	3,04%	1,30%	0,51%
177	18	6,88	17,58	17,89	18,21	61,76%	2,35%	0,61%	1,19%
178	17,5	6,64	17,03	17,33	17,65	62,06%	2,70%	0,96%	0,85%
179	21,5	8,72	21,57	21,95	22,34	59,44%	0,33%	2,08%	3,89%
180	22,5	9,30	22,78	23,17	23,58	58,69%	1,23%	2,98%	4,80%
181	18,5	7,13	18,13	18,45	18,79	61,45%	2,00%	0,26%	1,55%
182	15	5,47	14,35	14,61	14,88	63,52%	4,36%	2,62%	0,81%
183	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
184	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
185	18,5	7,13	18,11	18,44	18,77	61,48%	2,08%	0,34%	1,46%
186	20	7,90	19,81	20,16	20,52	60,51%	0,97%	0,78%	2,58%
187	16	5,92	15,39	15,67	15,96	62,99%	3,80%	2,06%	0,26%
188	18,5	7,13	18,11	18,44	18,77	61,48%	2,08%	0,34%	1,46%
189	29,5	14,47	32,88	33,42	33,98	50,95%	11,45%	13,29%	15,18%
190	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
191	16,5	6,16	15,93	16,22	16,51	62,70%	3,47%	1,73%	0,08%
192	14	5,02	13,28	13,52	13,78	64,14%	5,14%	3,40%	1,59%
193	16,5	6,16	15,93	16,22	16,51	62,70%	3,47%	1,73%	0,08%
194	17,5	6,63	17,01	17,32	17,63	62,10%	2,79%	1,05%	0,76%

195	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
196	14	5,02	13,28	13,52	13,78	64,14%	5,14%	3,40%	1,59%
197	16,5	6,16	15,93	16,22	16,51	62,70%	3,47%	1,73%	0,08%
198	18,5	7,13	18,11	18,44	18,77	61,48%	2,08%	0,34%	1,46%
199	13,5	4,80	12,76	13,00	13,24	64,42%	5,48%	3,74%	1,93%
200	16,5	6,16	15,93	16,22	16,51	62,70%	3,47%	1,73%	0,08%
201	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
202	15,5	5,69	14,86	15,13	15,41	63,28%	4,13%	2,39%	0,59%
203	19,5	7,64	19,24	19,58	19,93	60,84%	1,35%	0,39%	2,20%
204	20,5	8,16	20,38	20,74	21,11	60,17%	0,57%	1,17%	2,98%
205	16	5,92	15,39	15,67	15,96	62,99%	3,80%	2,06%	0,26%
206	10	3,35	9,18	9,35	9,53	66,50%	8,23%	6,50%	4,70%
207	18,5	7,13	18,11	18,44	18,77	61,48%	2,08%	0,34%	1,46%
208	18	6,88	17,56	17,87	18,20	61,80%	2,44%	0,70%	1,10%
209	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
210	22	9,00	22,16	22,54	22,94	59,10%	0,71%	2,46%	4,27%
211	17	6,39	16,47	16,76	17,07	62,40%	3,13%	1,39%	0,41%
212	22	9,00	22,16	22,54	22,94	59,10%	0,71%	2,46%	4,27%
213	21,5	8,71	21,54	21,92	22,31	59,50%	0,20%	1,94%	3,75%
214	19,5	7,63	19,22	19,56	19,91	60,88%	1,43%	0,31%	2,12%
215	17,5	6,63	17,00	17,30	17,62	62,14%	2,88%	1,14%	0,67%
216	16	5,91	15,38	15,65	15,94	63,03%	3,90%	2,16%	0,36%
217	18,5	7,12	18,10	18,42	18,75	61,52%	2,17%	0,43%	1,38%
218	16	5,91	15,38	15,65	15,94	63,03%	3,90%	2,16%	0,36%
219	18,5	7,12	18,10	18,42	18,75	61,52%	2,17%	0,43%	1,38%
220	19	7,37	18,66	18,99	19,33	61,20%	1,80%	0,06%	1,74%
221	14,5	5,23	13,79	14,04	14,30	63,90%	4,91%	3,17%	1,37%
222	18	6,87	17,55	17,86	18,18	61,83%	2,52%	0,79%	1,02%
223	15	5,46	14,31	14,57	14,84	63,61%	4,57%	2,84%	1,03%
224	16,5	6,15	15,91	16,20	16,50	62,74%	3,56%	1,82%	0,02%
225	17	6,39	16,45	16,75	17,05	62,44%	3,22%	1,48%	0,32%
226	17	6,39	16,45	16,75	17,05	62,44%	3,22%	1,48%	0,32%
227	17,5	6,63	17,00	17,30	17,62	62,14%	2,88%	1,14%	0,67%
228	16,5	6,15	15,91	16,20	16,50	62,74%	3,56%	1,82%	0,02%
229	11,5	3,95	10,68	10,88	11,09	65,64%	7,09%	5,36%	3,56%
230	15	5,46	14,31	14,57	14,84	63,61%	4,57%	2,84%	1,03%
231	15,5	5,69	14,84	15,11	15,39	63,32%	4,24%	2,50%	0,70%
232	19,5	7,63	19,22	19,56	19,91	60,88%	1,43%	0,31%	2,12%
233	21,5	8,71	21,54	21,92	22,31	59,50%	0,20%	1,94%	3,75%
234	16	5,91	15,38	15,65	15,94	63,03%	3,90%	2,16%	0,36%
235	17,5	6,63	17,00	17,30	17,62	62,14%	2,88%	1,14%	0,67%
236	20	7,89	19,79	20,14	20,50	60,55%	1,04%	0,70%	2,51%
237	4	1,09	3,14	3,21	3,27	72,80%	21,39%	19,83%	18,21%

238	19,5	7,63	19,22	19,56	19,91	60,88%	1,43%	0,31%	2,12%
239	13	4,58	12,23	12,45	12,69	64,76%	5,96%	4,22%	2,42%
240	19,5	7,63	19,22	19,56	19,91	60,88%	1,43%	0,31%	2,12%
241	18,5	7,12	18,10	18,42	18,75	61,52%	2,17%	0,43%	1,38%
242	39,5	21,84	45,51	46,22	46,95	44,70%	15,21%	17,01%	18,87%
243	18	6,87	17,55	17,86	18,18	61,83%	2,52%	0,79%	1,02%
244	14,5	5,23	13,77	14,02	14,28	63,95%	5,02%	3,29%	1,49%
245	19,5	7,62	19,21	19,55	19,90	60,92%	1,50%	0,24%	2,04%
246	16,5	6,14	15,90	16,18	16,48	62,78%	3,66%	1,92%	0,12%
247	21,5	8,70	21,53	21,90	22,29	59,53%	0,13%	1,87%	3,68%
248	15,5	5,68	14,83	15,10	15,38	63,37%	4,34%	2,60%	0,80%
249	17,5	6,62	16,98	17,29	17,60	62,18%	2,96%	1,23%	0,57%
250	17,5	6,62	16,98	17,29	17,60	62,18%	2,96%	1,23%	0,57%
251	17,5	6,62	16,98	17,29	17,60	62,18%	2,96%	1,23%	0,57%
252	19,5	7,62	19,21	19,55	19,90	60,92%	1,50%	0,24%	2,04%
253	17	6,38	16,44	16,73	17,04	62,48%	3,31%	1,58%	0,22%
254	16,5	6,14	15,90	16,18	16,48	62,78%	3,66%	1,92%	0,12%
255	15	5,45	14,30	14,56	14,83	63,66%	4,68%	2,95%	1,14%
256	16,5	6,14	15,90	16,18	16,48	62,78%	3,66%	1,92%	0,12%
257	15,5	5,68	14,83	15,10	15,38	63,37%	4,34%	2,60%	0,80%
258	18	6,86	17,53	17,84	18,17	61,87%	2,61%	0,87%	0,93%
259	17,5	6,62	16,98	17,29	17,60	62,18%	2,96%	1,23%	0,57%
260	13,5	4,79	12,73	12,96	13,20	64,52%	5,72%	3,99%	2,19%
261	18	6,86	17,53	17,84	18,17	61,87%	2,61%	0,87%	0,93%
262	13,5	4,79	12,73	12,96	13,20	64,52%	5,72%	3,99%	2,19%
263	14,5	5,23	13,77	14,02	14,28	63,95%	5,02%	3,29%	1,49%
264	17,5	6,62	16,98	17,29	17,60	62,18%	2,96%	1,23%	0,57%
265	15	5,45	14,30	14,56	14,83	63,66%	4,68%	2,95%	1,14%
266	19	7,36	18,64	18,97	19,32	61,24%	1,88%	0,14%	1,66%
267	18,5	7,11	18,08	18,41	18,74	61,56%	2,25%	0,51%	1,29%
268	26,5	11,90	28,02	28,49	28,98	55,10%	5,73%	7,51%	9,35%
269	27,5	12,67	29,51	30,00	30,51	53,92%	7,30%	9,10%	10,95%
270	26,5	11,90	28,02	28,49	28,98	55,10%	5,73%	7,51%	9,35%
271	26,5	11,90	28,02	28,49	28,98	55,10%	5,73%	7,51%	9,35%
272	28	13,08	30,29	30,80	31,32	53,27%	8,19%	9,99%	11,85%
273	29	13,97	31,96	32,49	33,03	51,82%	10,20%	12,02%	13,91%
274	31,5	16,83	37,12	37,72	38,34	46,56%	17,84%	19,75%	21,72%
275	24	10,18	24,60	25,02	25,46	57,57%	2,51%	4,27%	6,09%
276	28	13,08	30,28	30,78	31,31	53,30%	8,14%	9,94%	11,81%
277	30,5	15,53	34,80	35,37	35,96	49,09%	14,11%	15,97%	17,89%
278	21,5	8,69	21,51	21,89	22,28	59,56%	0,06%	1,81%	3,61%
279	27	12,27	28,74	29,22	29,72	54,55%	6,44%	8,22%	10,07%
280	28	13,08	30,28	30,78	31,31	53,30%	8,14%	9,94%	11,81%

281	25	10,83	25,92	26,36	26,81	56,66%	3,67%	5,43%	7,26%
282	23	9,57	23,34	23,74	24,16	58,41%	1,47%	3,22%	5,03%
283	16	5,90	15,34	15,62	15,91	63,12%	4,10%	2,36%	0,56%
284	30	14,97	33,79	34,34	34,92	50,11%	12,63%	14,47%	16,38%
285	22	8,98	22,11	22,50	22,89	59,19%	0,51%	2,26%	4,07%
286	24,5	10,50	25,25	25,68	26,13	57,13%	3,07%	4,83%	6,66%
287	25,5	11,18	26,60	27,05	27,51	56,18%	4,30%	6,06%	7,90%
288	22,5	9,27	22,72	23,11	23,52	58,81%	0,98%	2,73%	4,54%
289	27,5	12,66	29,50	29,99	30,50	53,95%	7,26%	9,05%	10,91%
290	25	10,83	25,92	26,36	26,81	56,66%	3,67%	5,43%	7,26%
291	18,5	7,10	18,07	18,39	18,72	61,60%	2,33%	0,59%	1,21%
292	31,5	16,83	37,12	37,72	38,34	46,56%	17,84%	19,75%	21,72%
293	29	13,96	31,95	32,47	33,02	51,85%	10,16%	11,98%	13,86%
294	29,5	14,45	32,84	33,38	33,94	51,02%	11,33%	13,16%	15,05%
295	28,5	13,51	31,09	31,61	32,14	52,60%	9,11%	10,92%	12,79%
296	30	14,97	33,79	34,34	34,92	50,11%	12,63%	14,47%	16,38%
297	21	8,42	20,92	21,29	21,67	59,92%	0,37%	1,37%	3,18%
298	26,5	11,89	28,00	28,48	28,96	55,12%	5,68%	7,46%	9,30%
299	28,5	13,51	31,09	31,61	32,14	52,60%	9,11%	10,92%	12,79%
300	24	10,18	24,60	25,02	25,46	57,57%	2,51%	4,27%	6,09%
301	27	12,27	28,74	29,22	29,72	54,55%	6,44%	8,22%	10,07%
302	31	16,14	35,90	36,48	37,09	47,93%	15,81%	17,69%	19,64%
303	28,5	13,51	31,09	31,61	32,14	52,60%	9,11%	10,92%	12,79%
304	22	8,98	22,11	22,50	22,89	59,19%	0,51%	2,26%	4,07%
305	26,5	11,89	27,99	28,46	28,95	55,15%	5,63%	7,40%	9,25%
306	30,5	15,52	34,79	35,36	35,95	49,11%	14,07%	15,93%	17,85%
307	28,5	13,50	31,08	31,60	32,13	52,62%	9,06%	10,87%	12,74%
308	28	13,07	30,27	30,77	31,29	53,32%	8,10%	9,90%	11,76%
309	30,5	15,52	34,79	35,36	35,95	49,11%	14,07%	15,93%	17,85%
310	28	13,07	30,27	30,77	31,29	53,32%	8,10%	9,90%	11,76%
311	27,5	12,66	29,48	29,98	30,49	53,97%	7,21%	9,00%	10,86%
312	25,5	11,17	26,58	27,03	27,50	56,20%	4,24%	6,01%	7,84%
313	25,5	11,17	26,58	27,03	27,50	56,20%	4,24%	6,01%	7,84%
314	29	13,96	31,93	32,46	33,01	51,87%	10,12%	11,94%	13,82%
315	28,5	13,50	31,08	31,60	32,13	52,62%	9,06%	10,87%	12,74%
316	24,5	10,50	25,24	25,67	26,12	57,15%	3,02%	4,78%	6,60%
317	28,5	13,50	31,08	31,60	32,13	52,62%	9,06%	10,87%	12,74%
318	28	13,07	30,27	30,77	31,29	53,32%	8,10%	9,90%	11,76%
319	28	13,07	30,27	30,77	31,29	53,32%	8,10%	9,90%	11,76%
320	27	12,26	28,73	29,21	29,71	54,58%	6,39%	8,17%	10,02%
321	28	13,07	30,27	30,77	31,29	53,32%	8,10%	9,90%	11,76%
322	28	13,07	30,27	30,77	31,29	53,32%	8,10%	9,90%	11,76%
323	28,5	13,50	31,08	31,60	32,13	52,62%	9,06%	10,87%	12,74%

324	25	10,83	25,90	26,34	26,80	56,69%	3,61%	5,38%	7,20%
325	34	21,82	45,47	46,19	46,92	35,81%	33,75%	35,84%	38,00%
326	19,5	7,61	19,18	19,52	19,87	60,98%	1,66%	0,08%	1,88%
327	24	10,18	24,59	25,01	25,45	57,60%	2,45%	4,21%	6,03%
328	24	10,18	24,59	25,01	25,45	57,60%	2,45%	4,21%	6,03%
329	18	6,85	17,50	17,81	18,14	61,95%	2,78%	1,04%	0,75%
330	27,5	12,66	29,48	29,98	30,49	53,97%	7,21%	9,00%	10,86%
331	29	13,96	31,93	32,46	33,01	51,87%	10,12%	11,94%	13,82%
332	24,5	10,50	25,24	25,67	26,12	57,15%	3,02%	4,78%	6,60%
333	19,5	7,61	19,18	19,52	19,87	60,98%	1,66%	0,08%	1,88%
334	23,5	9,86	23,95	24,36	24,79	58,03%	1,92%	3,67%	5,48%
335	24	10,17	24,57	25,00	25,43	57,63%	2,40%	4,15%	5,97%
336	25,5	11,16	26,57	27,02	27,49	56,23%	4,19%	5,96%	7,79%
337	11	3,72	10,11	10,30	10,49	66,19%	8,13%	6,41%	4,62%
338	25,5	11,16	26,57	27,02	27,49	56,23%	4,19%	5,96%	7,79%
339	27	12,26	28,71	29,19	29,69	54,60%	6,34%	8,13%	9,97%
340	23	9,55	23,31	23,71	24,13	58,47%	1,34%	3,09%	4,90%
341	25	10,82	25,89	26,33	26,79	56,72%	3,56%	5,32%	7,15%
342	22	8,96	22,08	22,47	22,86	59,25%	0,38%	2,13%	3,93%
343	23,5	9,86	23,94	24,35	24,77	58,06%	1,86%	3,61%	5,42%
344	11,5	3,92	10,62	10,81	11,02	65,88%	7,68%	5,96%	4,17%
345	22,5	9,25	22,69	23,08	23,49	58,87%	0,85%	2,60%	4,41%
346	22	8,96	22,08	22,47	22,86	59,25%	0,38%	2,13%	3,93%
347	26	11,51	27,26	27,72	28,20	55,72%	4,86%	6,63%	8,47%
348	6,5	1,97	5,57	5,68	5,79	69,71%	14,34%	12,68%	10,95%
349	24,5	10,49	25,23	25,66	26,10	57,18%	2,96%	4,72%	6,54%
350	19,5	7,60	19,16	19,50	19,85	61,02%	1,73%	0,00%	1,80%
351	17	6,36	16,39	16,68	16,99	62,60%	3,59%	1,85%	0,06%
352	26,5	11,88	27,98	28,45	28,94	55,18%	5,58%	7,35%	9,20%
353	24,5	10,49	25,23	25,66	26,10	57,18%	2,96%	4,72%	6,54%
354	22,5	9,25	22,69	23,08	23,49	58,87%	0,85%	2,60%	4,41%
355	25	10,82	25,89	26,33	26,79	56,72%	3,56%	5,32%	7,15%
356	19,5	7,60	19,16	19,50	19,85	61,02%	1,73%	0,00%	1,80%
357	30	14,95	33,76	34,32	34,89	50,16%	12,55%	14,39%	16,30%
358	11,5	3,92	10,62	10,81	11,02	65,88%	7,68%	5,96%	4,17%
359	4,5	1,24	3,57	3,64	3,71	72,47%	20,73%	19,17%	17,54%
360	4,5	1,24	3,57	3,64	3,71	72,47%	20,73%	19,17%	17,54%
361	25,5	11,16	26,57	27,02	27,49	56,23%	4,19%	5,96%	7,79%
362	23,5	9,86	23,94	24,35	24,77	58,06%	1,86%	3,61%	5,42%
363	23,5	9,86	23,94	24,35	24,77	58,06%	1,86%	3,61%	5,42%
364	24,5	10,49	25,23	25,66	26,10	57,18%	2,96%	4,72%	6,54%
365	24,5	10,49	25,23	25,66	26,10	57,18%	2,96%	4,72%	6,54%