

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL COMO SOPORTE DEL PROGRAMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GURÚ<sup>®</sup>, PARA EL CÁLCULO DE AFLUENCIA DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Astrid D., Morales M.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2012

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL COMO SOPORTE DEL PROGRAMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GURÚ<sup>®</sup>, PARA EL CÁLCULO DE AFLUENCIA DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Mariana Prado.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Santino Pilo.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Astrid D., Morales M.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

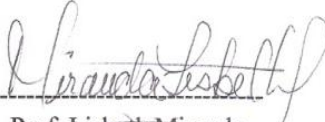
Caracas, Noviembre 2012

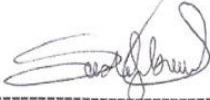
Caracas, Noviembre de 2012

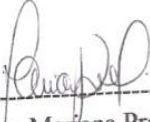
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Astrid D. Morales M., titulado:


**“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL COMO  
SOPORTE DEL PROGRAMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GURÚ  
®, PARA EL CÁLCULO DE AFLUENCIA DE POZOS VERTICALES Y  
HORIZONTALES”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Lisbeth Miranda  
Jurado

  
Prof. Sandro Gasbarri  
Jurado

  
Msc. Mariana Prado  
Tutor Académico

  
Ing. Santino Pilo  
Tutor Industrial



**DEDICATORIA**

*A Dios, por ser mi guía y mi fortaleza  
en cada proyecto que emprendo.*

*A mi madre y hermana Adriana, por su apoyo incondicional.  
Brindándome una palabra de aliento cada día  
y todo su amor, las amo.*

**AGRADECIMIENTOS**

A Dios y la Virgen, por permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A la Universidad Central de Venezuela, por permitirme formar mi carrera profesional. Gracias a los profesores de escuela de Petróleo por capacitarme en el área de la ingeniería y ser pilares de nuestra formación.

A mi madre, por ser mi apoyo, mi amiga y siempre tener una palabra de aliento para motivarme todos los días.

A mi tutor industrial, el Ingeniero Santino Pilo por su paciencia y disposición para ayudarme, gracias por brindarme la oportunidad de emprender este proyecto y siempre contar con tu colaboración ante cualquier duda.

A mi tutora académica, Mariana Prado por buscar el tiempo y contar con su apoyo para culminar con éxito el Trabajo Especial de Grado.

Gracias al Ingeniero Enrique Carios, por compartir sus enseñanzas en el área de programación, por su paciencia para explicarme y siempre apoyarme en el desarrollo del proyecto.

A mis acompañaros de trabajo en Intevep, Sarita, Joanna, Libar, Lennin, Alexandra, Aileen y el señor Juan Carlos por siempre contar con su apoyo, por sus enseñanzas en el área de producción y su disposición de ayudarme ante cualquier duda.

A Javier González, por tantos momentos juntos, por tu apoyo incondicional y tu amor. Por formar parte de mi vida, apoyarme y sacarme una sonrisa en cada momento y darme una palabra de aliento cuando lo necesite.

A mis amigos de la universidad por compartir estos maravillosos años juntos, por las experiencias que siempre serán un grato recuerdo. Gracias por su apoyo, por su constancia y su amistad.

A mis amigos de la infancia, por estar siempre pendiente de mí, por ser como hermanos y apoyarnos en todo momento.

A mi hermanita Adriana Sophia, por su apoyo incondicional y su admiración. Te adoro, gracias a ti y mi madre hoy alcanzo esta gran meta. Este sueño, hoy hecho realidad, se los dedico.

Morales M., Astrid D.

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL COMO  
SOPORTE DEL PROGRAMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
GURÚ®, PARA EL CÁLCULO DE AFLUENCIA DE POZOS  
VERTICALES Y HORIZONTALES**

**Tutor Académico: Prof. Mariana Prado. Tutor Industrial: Ing. Santino Pilo.**

**Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V.**

**Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 203 p.**

**Palabras Claves:** Comportamiento de Afluencia, Índice de Productividad, IPR, Factor de Daño, Producción Conjunta, Caídas de Presión, Programa GURÚ®.

**Resumen:** La interacción entre el pozo y el yacimiento constituye un factor clave durante el proceso de producción. La predicción del comportamiento de afluencia requiere de modelos que dependen en gran medida del tipo de fluido y características presentes en el medio poroso. En la literatura se describen diversas ecuaciones como las conocidas Ley de Darcy y Vogel empleadas altamente para cuantificar el aporte de pozos verticales. Asimismo, soluciones como la de Joshi y Bendakhli & Aziz se presentan para pozos horizontales. Dentro de los escenarios que requieren adecuada evaluación se encuentra la producción en “*commingled*”, por lo que algunos autores han estudiado la construcción de su curva IPR. Por otra parte, uno de los parámetros principales que se debe evaluar para cuantificar la productividad de los pozos es el factor de daño; ya que, contempla una caída de presión adicional alrededor del hoyo. Es por ello que, en la industria petrolera existen simuladores para modelar el sistema de producción; sin embargo, éstos además de poseer licencias costosas, no permiten incluir correlaciones en su estructura, debido a que su código fuente no está disponible. Por tal motivo, PDVSA-INTEVEP desarrolló el programa GURÚ® para el modelaje de los distintos métodos de levantamiento artificial, con el propósito de actualizar su módulo de yacimiento, se propone la realización de esta investigación; en la cual, se diseñó una aplicación en Visual Basic 6.0 para estimar el comportamiento de afluencia de pozos verticales y horizontales. Durante su validación se contemplaron diversos casos con información de campo o ejemplos referidos en la literatura, además, algunos resultados arrojados por la herramienta computacional fueron comparados con PIPESIM™ y WELLFLO™. Una característica innovadora de la aplicación es la incorporación de correlaciones para el modelaje de afluencia de pozos horizontales, que no se incluyen en programas comerciales, por ende la programación de estos modelos se comparó con resultados extraídos de la literatura. En todos los casos se demostró que la herramienta desarrollada es altamente confiable para modelar los tópicos bajo estudio.

**ÍNDICE GENERAL**

	<b>Pág.</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>4</b>
I.1 EL PROBLEMA.....	4
I.2 OBJETIVOS.....	5
I.2.1 Objetivo General.....	5
I.2.2 Objetivos Específicos.....	5
I.3 JUSTIFICACIÓN, ALCANCE Y LIMITACIONES.....	6
I.3.1 Justificación.....	6
I.3.2 Alcance.....	7
I.3.3 Limitaciones.....	7
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>9</b>
II.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
II.2 BASES TEÓRICAS.....	9
II.2.1 Regímenes de Flujo en el Yacimiento.....	9
II.2.2 Comportamiento de Afluencia.....	11
II.2.2.1 Comportamiento de Afluencia de Pozos Verticales.....	14
II.2.2.2 Comportamiento de Afluencia de Pozos Horizontales.....	16
II.2.3 Factor de Daño.....	39
II.2.3.1 Efecto de Factor de Daño en la Productividad de Pozos Verticales.....	41
II.2.3.2 Mecanismos de Pseudodaño asociados a la Completación de Pozos Productores.....	43
II.2.3.3 Modelos para estimar los Pseudodaños en Pozos Verticales.....	45
II.2.3.4 Efecto de Factor de Daño en la Productividad de Pozos Horizontales.....	61
II.2.4 Caídas de Presión en Pozos Horizontales.....	65
II.2.4.1 Distribución del caudal en el Tramo Horizontal.....	72



II.2.5 Producción Conjunta de Yacimientos ( <i>Commingled Production</i> ).....	73
II.2.5.1 Comportamiento de Afluencia de pozos con Producción Conjunta.....	75
<b>CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>80</b>
III.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	80
III.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	80
III.3 METODOLOGÍA.....	81
III.3.1 Revisión y Recopilación Bibliográfica.....	82
III.3.2 Planteamiento de Criterios de Selección.....	82
III.3.3 Selección de los Modelos a Programar.....	85
III.3.4 Planteamiento de los Diagramas de Flujo.....	90
III.3.5 Desarrollo de la Herramienta Computacional.....	98
III.3.6 Descripción de la Interfaz Gráfica de la Herramienta Computacional.....	98
III.3.7 Validación de la Herramienta Computacional.....	98
III.3.8 Presentación de Resultados.....	99
<b>CAPÍTULO IV: PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>100</b>
IV.1 INTERFAZ GRÁFICA DE LA HERRAMIENTA.....	100
IV.1.1 Acceso a la herramienta desde la plataforma Windows.....	100
IV.1.2 Manejo de la Interfaz Gráfica.....	100
IV.1.2.1 Barra de Menú Principal.....	101
IV.1.2.2 Módulo Pozo Horizontal.....	102
IV.1.2.3 Módulo Pozo Vertical.....	105
IV.1.2.4 Pantalla <i>Skin Factor</i> (S) Pozo Vertical.....	107
IV.1.2.5 Pantalla Propiedades PVT del fluido.....	109
IV.1.2.6 Avisos de Advertencia.....	110
IV.1.2.7 Presentación de Gráficos y Reporte de Resultados.....	110
IV.2 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	111
IV.2.1 Validación del módulo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos horizontales.....	111
IV.2.1.1 Validación del modelo para el cálculo del factor de	

daño en pozos horizontales.....	121
IV.2.1.2 Validación del modelo para el cálculo de la caída de presión en el tramo horizontal.....	122
IV.2.2 Validación del módulo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos verticales.....	123
IV.2.2.1 Validación de los modelos para el cálculo del factor de daño y pseudodaños en pozos verticales.....	131
IV.2.2.2 Validación de la metodología para estimar la curva IPR bajo el escenario de producción conjunta .....	139
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>145</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>146</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>147</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>156</b>
<b>APÉNDICE.....</b>	<b>157</b>

ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla II.1.</b> Valor de la Constante C (Modelo de Elgaghah et al.).....	23
<b>Tabla II.2.</b> Rangos para la Selección de Modelos de Afluencia.....	24
<b>Tabla II.3.</b> Valores del Coeficiente “d” (Modelo de Wiggins y Wang)...	36
<b>Tabla II.4.</b> Valores de la Función G (b) (Modelo de Brons y Marting)...	47
<b>Tabla II.5.</b> Valor de alfa ( $\alpha$ ) según el Ángulo de Fase.....	53
<b>Tabla II.6.</b> Valores de $C_1$ y $C_2$ según el Ángulo de Fase.....	53
<b>Tabla II.7.</b> Valores de $a_1$ , $a_2$ , $b_1$ y $b_2$ según el Ángulo de Fase.....	54
<b>Tabla III.1.</b> Modelos para el cálculo del IPR de Pozos Horizontales.....	85
<b>Tabla IV.1.</b> Datos Pozo CXX7.....	112
<b>Tabla IV.2</b> Resultados del IP Caso 1 (Módulo Pozo Horizontal).....	112
<b>Tabla IV.3.</b> Datos Caso 2 (Módulo Pozo Horizontal).....	113
<b>Tabla IV.4.</b> Resultados del IP Caso 2 (Módulo Pozo Horizontal).....	113
<b>Tabla IV.5.</b> Datos Caso 3 (Módulo Pozo Horizontal).....	114
<b>Tabla IV.6.</b> Resultados del IP Caso 3 (Módulo Pozo Horizontal).....	114
<b>Tabla IV.7.</b> Datos ejemplo “Horizontal Well Performance”.....	116
<b>Tabla IV.8.</b> Resultados del IP Caso 4 (Módulo Pozo Horizontal).....	116
<b>Tabla IV.9.</b> Datos Caso 5 (Módulo Pozo Horizontal).....	117
<b>Tabla IV.10.</b> Resultado del IP Caso 5 (Módulo Pozo Horizontal).....	118
<b>Tabla IV.11.</b> Datos Caso 6 (Módulo Pozo Horizontal).....	118
<b>Tabla IV.12.</b> Resultado de $Q_{m\acute{a}x}$ .Caso 6 (Módulo Pozo Horizontal)...	119
<b>Tabla IV.13.</b> Datos Caso 7 (Módulo Pozo Horizontal).....	120
<b>Tabla IV.14.</b> Resultado para $Q_{m\acute{a}x}$ . Caso 7 (Módulo Pozo Horizontal).	120
<b>Tabla IV.15.</b> Ejemplo modelo Frick y Economides.....	121
<b>Tabla IV.16.</b> Resultado del Skin Factor para pozos horizontales.....	122
<b>Tabla IV.17.</b> Datos Caso 9 (Módulo Pozo Horizontal).....	122
<b>Tabla IV.18.</b> Resultados de Caída de Presión en el tramo horizontal.....	123
<b>Tabla IV.19.</b> Datos Pozo PXX3.....	124
<b>Tabla IV.20.</b> Resultados del $Q_{m\acute{a}x}$ . Caso 1 (Módulo Pozo Vertical).....	125
<b>Tabla IV.21.</b> Datos Pozo PXX5.....	125

<b>Tabla IV.22.</b> Resultados del $Q_{m\acute{a}x}$ para el Caso 2 (Módulo Pozo Vertical).....	126
<b>Tabla IV.23.</b> Resultados del IP y $Q_{m\acute{a}x}$ opción de “Datos Petrofísicos” (Módulo Pozo Vertical-Vogel debajo de burbuja).....	128
<b>Tabla IV.24.</b> Datos Caso 5 (Módulo Pozo Vertical).....	132
<b>Tabla IV.25.</b> Resultados del daño a la formación para pozos verticales.	132
<b>Tabla IV.26.</b> Datos Caso 6 (Módulo Pozo Vertical).....	133
<b>Tabla IV.27.</b> Resultados reportados para $S_{pp}$ .....	133
<b>Tabla IV.28.</b> Datos Cado 7 (Módulo Pozo Vertical).....	134
<b>Tabla IV.29.</b> Resultados reportados para $S_{\theta}$ .....	134
<b>Tabla IV.30.</b> Datos Cas 8 (Módulo Pozo Horizontal).....	135
<b>Tabla IV.31.</b> Resultados obtenidos para $S_p$ con el modelo de Karakas y Tariq.....	135
<b>Tabla IV.32.</b> Resultados obtenidos para $S_{cz}$ con el modelo McLeod.....	135
<b>Tabla IV.33.</b> Datos Caso 6 (Módulo Pozo Vertical).....	136
<b>Tabla IV.34</b> Resultados reportados para $S_g$ .....	136
<b>Tabla IV.35.</b> Datos Pozo PX-01.....	137
<b>Tabla IV.36.</b> Resultados obtenidos para $S_f$ con el modelo Cinco Ley y Samaniego.....	138
<b>Tabla IV.37.</b> Resultados obtenidos para el daño total.....	138
<b>Tabla IV.38.</b> Datos Pozo LXX1.....	139
<b>Tabla IV.39.</b> Resultados producción en <i>commingled</i> .....	141
<b>Tabla A.1.</b> Skin Factor $S_{CA}$ .....	157
<b>Tabla A.2.</b> Parámetro “R” modelo Vrbik.....	161
<b>Tabla A.3.</b> Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, régimen de flujo estable/monofásico.....	162
<b>Tabla A.4.</b> Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, régimen de flujo pseudo-estable/monofásico.....	165
<b>Tabla A.5.</b> Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, flujo bifásico.....	166
<b>Tabla A.6.</b> Correlaciones para estimar el pseudodaño por completación parcial.....	168

<b>Tabla A.7.</b> Correlaciones para estimar el pseudodaño por desviación del hoyo.....	169
<b>Tabla A.8.</b> Correlaciones para estimar el pseudodaño por cañoneo....	170
<b>Tabla A.9.</b> Correlaciones para estimar el efecto de la zona compactada	171
<b>Tabla A.10.</b> Correlaciones para estimar el pseudodaño por empaque con grava.....	171
<b>TablaA.11.</b> Correlaciones para estimar el pseudodaño del Fracturamiento Hidráulico.....	172
<b>Tabla A.12</b> Correlaciones para estimar propiedades PVT.....	173

ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura II.1.</b> Comportamiento de afluencia lineal.....	12
<b>Figura II.2.</b> Comportamiento de afluencia por debajo burbuja.....	13
<b>Figura II.3.</b> Esquema de un pozo horizontal localizado en un área de drenaje elipsoidal.....	19
<b>Figura II.4.</b> Geometría rectangular del yacimiento (modelo de Butler)...	22
<b>Figura II.5.</b> Esquema del yacimiento asumido por Mutalik et al.....	25
<b>Figura II.6.</b> Geometría del volumen de drenaje asumida por Babu y Odeh.....	26
<b>Figura II.7.</b> Localización del pozo horizontal en el yacimiento (modelo de Kuchuk et al.).....	29
<b>Figura II.8.</b> Geometría del reservorio asumida por Economides et al.....	30
<b>Figura II.9.</b> Parámetros V y n (Modelo de Bendakhlia y Aziz).....	32
<b>Figura II.10.</b> Comportamiento del IPR para distintos valores de n (modelo de Retnanto y Economides).....	35
<b>Figura II.11.</b> Esquema de la caída de presión adicional debido a la presencia de daño en el pozo.....	40
<b>Figura II.12.</b> Influencia del factor de daño sobre el comportamiento de afluencia.....	41
<b>Figura II.13.</b> Esquema del daño a la formación en un pozo vertical.....	42
<b>Figura II.14.</b> Tipos de Convergencia de Flujo.....	44
<b>Figura II.15.</b> Zona afectada por el cañoneo.....	44
<b>Figura II.16.</b> Ejemplos: (a) Pozo completado parcialmente en el tope del espesor, (b) Pozo completado únicamente en el centro del yacimiento, y (c) Pozo completado selectivamente.....	46
<b>Figura II.17.</b> Regiones contribuyentes al pseudodaño por empaque con grava (Modelo de Pucknell y Mason).....	57
<b>Figura II.18.</b> Distribución del daño a lo largo de la sección horizontal...	63
<b>Figura II.19.</b> Sección transversal del patrón de daño en un pozo horizontal (Modelo de Furui et al.).....	64

<b>Figura II.20.</b> Distribución del daño a lo largo del tramo horizontal (Modelo de Furui et al.).....	65
<b>Figura II.21.</b> Diagramas de las caídas de presión a lo largo del tramo horizontal.....	68
<b>Figura II.22.</b> Volumen de Drenaje de un Pozo Horizontal.....	69
<b>Figura II.23.</b> Perfil de distribución del caudal en un pozo horizontal.....	73
<b>Figura II.24.</b> Esquema de un pozo con producción conjunta.....	75
<b>Figura II.25.</b> Esquema del fenómeno de flujo cruzado.....	76
<b>Figura II.26.</b> Representación del comportamiento de afluencia considerando flujo cruzado.....	76
<b>Figura II.27.</b> Curva IPR compuesta.....	79
<b>Figura III.1.</b> Diagrama de la Metodología del Trabajo Especial de Grado.....	81
<b>Figura III.2.</b> Esquema de un pozo horizontal dividido en tramos a lo largo de la longitud.....	88
<b>Figura III.3.</b> Diagrama de flujo para modelar un nuevo pozo dentro de la herramienta computacional.....	91
<b>Figura III.4.</b> Diagrama de flujo para modelar un pozo existente dentro de la herramienta computacional.....	92
<b>Figura III.5.</b> Diagrama de Flujo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos horizontales.....	93
<b>Figura III.6.</b> Diagrama de flujo para el cálculo del factor de daño en pozos horizontales.....	94
<b>Figura III.7.</b> Diagrama de Flujo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos verticales.....	95
<b>Figura III.8.</b> Diagrama de Flujo para el cálculo del factor de daño en pozos verticales.....	96
<b>Figura III.9.</b> Diagrama de Flujo para el cálculo de propiedades PVT del fluido.....	97
<b>Figura IV.1.</b> Pantalla principal de la Herramienta Computacional.....	101
<b>Figura IV.2.</b> Ventana “Datos de Identificación”.....	102
<b>Figura IV.3.</b> Pantalla opción Datos Petrofísicos “Módulo Pozo	

Horizontal”.....	103
<b>Figura IV.4.</b> Pantalla opción Índice de Productividad “Módulo Pozo Horizontal”.....	104
<b>Figura IV.5.</b> Pantalla opción Prueba de Producción “Módulo Pozo Horizontal”.....	104
<b>Figura IV.6.</b> Formulario para una arena “Módulo Pozo Vertical”.....	105
<b>Figura IV.7.</b> Formulario para dos arenas “Módulo Pozo Vertical”.....	106
<b>Figura IV.8.</b> Pantalla Datos Petrofísicos “Módulo Pozo Vertical”.....	107
<b>Figura IV.9.</b> Pantalla <i>Skin factor</i> (S) “Módulo Pozo Vertical”.....	108
<b>Figura IV.10.</b> Pantalla para estimar el pseudodaño por cañoneo “Módulo Pozo Vertical”.....	108
<b>Figura IV.11.</b> Pantalla Propiedades PVT del fluido.....	109
<b>Figura IV.12.</b> Avisos de error en el ingreso de datos.....	110
<b>Figura IV.13.</b> IPR Caso 3 modelado con la Herramienta Computacional (Módulo Pozo Horizontal).....	115
<b>Figura IV.14.</b> IPR Caso 6 modelado con la Herramienta Computacional (Módulo Pozo Horizontal).....	119
<b>Figura IV.15.</b> IPR del pozo PXX5 modelado con la Herramienta Computacional.....	127
<b>Figura IV.16.</b> IPR del pozo PXX5 modelado con el simulador WELLFLO™.....	127
<b>Figura IV.17.</b> IPR del pozo PXX5 modelado con el simulador PIPESIM™.....	128
<b>Figura IV.18.</b> IPR del pozo PXX3 modelado con la Herramienta Computacional (Datos Petrofísicos).....	129
<b>Figura IV.19.</b> IPR del pozo PXX3 modelado con el simulador WELLFLO™(Vogel por debajo de burbuja).....	129
<b>Figura IV.20.</b> IPR del pozo PXX3 modelado con el simulador PIPESIM™ (Vogel por debajo de burbuja).....	130
<b>Figura IV.21.</b> Curva IPR (Arena 1) modelada con la Herramienta Computacional.....	141
<b>Figura IV.22.</b> Curva IPR (Arena 1) modelada con WELLFLO™.....	142



<b>Figura IV.23.</b> Curva IPR (Arena 2) modelada con la Herramienta Computacional.....	142
<b>Figura IV.24.</b> Curva IPR (Arena 2) modelada con la WELLFLO™ .....	143
<b>Figura IV.25.</b> Curva IPR total del sistema “ <i>commingled</i> ” modelada con la Herramienta Computacional.....	143
<b>Figura IV.26.</b> Curva IPR total del sistema “ <i>commingled</i> ” modelada con WELLFLO™ .....	144
<b>Figura A.1.</b> Parámetro “v” versus el factor de recobro.....	158
<b>Figura A.2.</b> Parámetro “n” versus el factor de recobro.....	158
<b>Figura A.3</b> Parámetro “m” versus el factor de recobro.....	159
<b>Figura A.4</b> Relación q/qr.....	159

### INTRODUCCIÓN

En el contexto internacional, y a fin de encarar nuevos retos, la industria petrolera ha venido evolucionando en forma continua. Uno de los principales desafíos es el de aumentar la producción de hidrocarburos a medida que la demanda mundial se incrementa y las reservas se van agotando. Dentro del proceso de producción, un factor clave lo constituye la interacción entre el pozo y el reservorio, así como la adecuada predicción del comportamiento del flujo en el medio poroso, por lo que se requieren modelos que permitan describir adecuadamente la capacidad de aporte que posee el yacimiento.

De acuerdo con las características de los fluidos presentes en el reservorio, de su composición y condiciones de presión y temperatura, se utilizan variadas soluciones matemáticas y simuladores computacionales para determinar la relación existente entre el caudal aportado y el diferencial de presión ejercido en el medio poroso. A esta relación se le conoce como “*Inflow Performance Relationship*” (IPR), y constituye un elemento fundamental en el análisis del sistema de producción.

En este sentido, la predicción del comportamiento de afluencia en pozos verticales se rige por ecuaciones como la conocida Ley de Darcy para sistemas monofásicos, y correlaciones como la de Vogel para modelar yacimientos con empuje de gas en solución, la cual es ampliamente utilizada por los ingenieros de optimización de producción, gracias a su sencillez y aproximación en los resultados.

En pozos horizontales los modelos matemáticos anteriores pueden ser aplicados pero deben ser ajustados para poder tomar en consideración diferencias fundamentales entre ambas geometrías. Dentro estas diferencias destacan: i) en pozos horizontales el flujo se torna radial sólo muy cerca del hoyo, mientras que los modelos verticales asumen este tipo de flujo en todo el yacimiento, es decir, el patrón de flujo es muy diferente en ambos escenarios, ii) en los pozos horizontales la anisotropía del yacimiento ejerce una fuerte influencia sobre su productividad,

iii) la anisotropía y la mayor área de contacto yacimiento-pozo, hacen que el daño a la formación en un pozo horizontal no sea uniforme, adquiriendo forma cónica, lo cual aleja la predicción del daño cilíndrico uniformemente distribuido existente en un pozo vertical.

Debido a la creciente importancia de los pozos horizontales, muchos investigadores se han dedicado a desarrollar modelos matemáticos para predecir el comportamiento de afluencia, hallándose en la literatura desde correlaciones simplificadas hasta soluciones que requieren de algoritmos numéricos complejos.

Otro de los escenarios que requiere de consideración para representar adecuadamente su comportamiento de afluencia es el de producción conjunta de yacimientos o también conocida como producción en “*commingled*”, la cual constituye una técnica en la que se producen simultáneamente varias arenas a través de una sola tubería. Bajo esta condición, el modelaje de la curva IPR compuesta, debe tomarse en cuenta para lograr simulaciones adecuadas, siendo éste otro de los tópicos analizados en el presente estudio.

Por otra parte, dentro de los factores que inciden en la productividad de los pozos, se encuentra el factor de daño constituido por la caída de presión adicional generada por un cambio en la permeabilidad de la formación alrededor del hoyo o como consecuencia de una restricción física en la cara de la arena. En este sentido, los conocidos pseudodaños tales como cañoneo, insuficiente área de flujo abierta a producción y dispositivos para el control de sólidos ocasionan una limitante del flujo en la vecindad del pozo, sin embargo el fracturamiento hidráulico representa una estimulación, por ende el conocimiento de estos parámetros es relevante para estimar su capacidad de aporte.

Debido a la importancia que representa predecir el comportamiento de afluencia, en la industria se encuentran programas especializados para modelar y optimizar el sistema de producción, siendo uno de estos el programa de Levantamiento Artificial GURÚ ® desarrollado en PDVSA-INTEVEP, con el cual se pretende

proveer a los ingenieros con una herramienta computacional para el diseño y simulación de pozos que produzcan con bombas electrosumergibles (BES), bombas de cavidades progresivas (BCP) y bombas mecánicas tipo balancín (BM).

Actualmente este programa se encuentra en su versión Beta 1.0, la cual requiere ser fortalecida añadiéndole escenarios cada vez más frecuentes en los campos petroleros venezolanos, y es por ello que, siguiendo los lineamientos de PDVSA INTEVEP, en el presente trabajo especial de grado se diseñará una herramienta computacional, en la cual, se desarrollarán módulos para cuantificar el comportamiento de afluencia y el daño a la formación en pozos horizontales, estimar la incidencia del factor de daño a la formación y pseudodaños en los pozos verticales, y construir la curva del comportamiento de afluencia (IPR) de pozos verticales produciendo bajo la modalidad “*commingled*”. Estos módulos serán integrados a futuro al programa de Levantamiento Artificial GURÚ ®, aunque su incorporación queda fuera del alcance de la presente investigación.

## CAPITULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## I.1 EL PROBLEMA

Durante la producción de hidrocarburos el estudio del medio poroso, el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, los componentes de levantamiento y demás elementos del sistema de producción son de vital importancia para garantizar el éxito del proceso.

En este sentido, en la actualidad existen software comerciales que permiten, mediante la simulación numérica, modelar los distintos escenarios de producción bajos los cuales se describe y estudia la afluencia de los pozos, el método de levantamiento que se implementa, las líneas de flujo, entre otros componentes del sistema de producción.

De esta manera, el programa de Levantamiento Artificial GURÚ® desarrollado en INTEVEP filial tecnológica de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), constituye una herramienta computacional para el modelaje de los distintos métodos de levantamiento artificial. Dentro de su configuración se encuentra el módulo de afluencia en el que se han incorporado correlaciones para cuantificar la productividad de pozos verticales. Sin embargo su versión actual sólo cuenta con un modelo monofásico para calcular el aporte de pozos horizontales, situación que limita su aplicabilidad. Por otra parte, no admite calcular la caída de presión en la sección horizontal, ni incluye soluciones para estimar el factor de daño.

Con el propósito de actualizar la versión existente del programa GURÚ®, se motiva la realización de esta investigación, para así dar respuestas a las siguientes interrogantes: ¿cuáles son los modelos existentes para describir el comportamiento de afluencia de pozos horizontales?, ¿cómo se modela el

comportamiento de afluencia de pozos verticales bajo el escenario de producción conjunta?, ¿cuáles son las correlaciones para cuantificar el daño a la formación y pseudodaños en pozos verticales?, y ¿cuáles modelos existen para calcular el daño a la formación y la caída de presión a lo largo del tramo horizontal?.

De esta manera, por medio del desarrollo de una herramienta computacional se programarán módulos que servirán de soporte para actualizaciones futuras del programa de Levantamiento Artificial GURÚ ®.

## **I.2 OBJETIVOS**

### **I.2.1 Objetivo General**

Desarrollar una herramienta computacional en Visual Basic 6.0, para el cálculo de afluencia de pozos horizontales, estimación del factor de daño y pseudodaños, y modelaje de la curva de IPR en pozos verticales bajo la modalidad de producción conjunta.

### **I.2.2 Objetivos Específicos**

1. Recopilar los principales modelos disponibles en la literatura para el cálculo de afluencia de pozos horizontales bajo régimen de flujo estable y pseudo-estable, señalando su aplicabilidad y limitaciones.
2. Identificar las correlaciones existentes para el cálculo del factor de daño a la formación y pseudodaños en pozos verticales, su rango de aplicación y limitaciones.
3. Identificar las correlaciones para el cálculo del daño a la formación en pozos horizontales, enmarcando su aplicabilidad y limitaciones.
4. Seleccionar un método para el cálculo de la caída de presión a lo largo del tramo horizontal.

5. Seleccionar una metodología para describir el comportamiento de afluencia en yacimientos con producción conjunta.
6. Programar los módulos correspondientes en Visual Basic 6.0 incorporando aquellos modelos que se elijan según el criterio adoptado para los distintos tópicos.
7. Validar la herramienta computacional.

### **I.3 JUSTIFICACIÓN, ALCANCE Y LIMITACIONES**

#### **I.3.1 Justificación**

En la actualidad existen diversos software comerciales en la industria petrolera para el desarrollo y diagnóstico de métodos de producción. Sin embargo, estos programas además de poseer licencias costosas, no permiten el acceso a su código fuente, imposibilitando la incorporación de nuevas correlaciones, así como la adaptación de escenarios y requerimientos presentes en los campos venezolanos.

De acuerdo a lo planteado y con el objeto de fomentar la independencia tecnológica del país, el Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (INTEVEP) actualmente desarrolla una herramienta computacional de fácil manejo dentro de la pericia de Levantamiento Artificial para el diseño y simulación de pozos con bombas electrosumergibles (BES), bombas de cavidades progresivas (BCP) y bombas mecánicas tipo balancín (BM). Este programa requiere ser actualizado continuamente, con el propósito de adicionar tópicos de interés que permitan optimizar el estudio y desarrollo de los métodos de producción, por lo cual se hace necesaria la realización de la presente investigación.

### **I.3.2 Alcance**

El Trabajo Especial de Grado estará enfocado en el desarrollo de módulos integrados en una herramienta computacional que sirva de soporte al programa de Levantamiento Artificial GÚRU ®, tomando en cuenta que la incorporación al GURÚ ® de la temática a programar no es objeto de la investigación. Cabe señalar, que el estudio se llevará a cabo con los recursos bibliográficos y computacionales disponibles, dentro del tiempo estipulado para su realización.

Asimismo, un punto fundamental a destacar dentro del estudio, es el empleo de datos obtenidos por medio texto, trabajos técnicos o información de campo, los cuales servirán de insumo para aplicar cada correlación incorporada en la herramienta, a fin de comparar los resultados con simuladores comerciales y validar la programación efectuada.

De igual manera, los modelos que se adicionen a la herramienta y no se encuentren dentro de simuladores comerciales, se verificará la programación sólo de las ecuaciones que reflejen resultados reseñados en la literatura. No obstante, el presente trabajo no busca comparar soluciones entre si, debido a que la selección de la correlación óptima depende de las condiciones particulares de cada estudio.

### **I.3.3 Limitaciones**

La principal limitación que presenta la investigación es que no todos los modelos y correlaciones a programar se encuentran disponibles en las herramientas comerciales. Por ende, en aquellos casos donde no sea posible cotejar contra programas conocidos, se procurará validar las soluciones de manera alternativa, tal y como se mencionó anteriormente. En cualquier caso, y es importante resaltarlo, la validación sólo busca garantizar que los modelos estén adecuadamente programados en Visual Basic 6.0 dentro del rango de aplicación de cada correlación, y no pretende demostrar cuál o cuáles modelos son más



idóneos para describir el fenómeno físico bajo estudio, ya que la exactitud de ellos depende de numerosos factores ajenos a este Trabajo Especial de Grado.

**CAPÍTULO II****MARCO TEÓRICO****II.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

En la industria petrolera existen diversos programas computacionales que permiten predecir mediante la simulación numérica el comportamiento de afluencia de los yacimientos, así como proveen un mecanismo para estudiar los distintos componentes del sistema de producción. Algunas de estas herramientas son PIPESIM™ de la empresa Schlumberger, y WELLFLO™ de la empresa Weatherford. Por su parte INTEVEP, dentro de la pericia de Levantamiento Artificial, ha venido desarrollando a partir del año 2010 el programa GÚRU, el cual busca proveer un instrumento para el diseño y simulación de pozos en BES, BCP y BM.

En este sentido, la versión existente de dicho programa contiene módulos para el cálculo de afluencia de pozos verticales, incluye la correlación de Joshi para el modelaje de IPR en pozos horizontales, cálculos de PVT, análisis nodal, diseño y simulación de pozos con BES, entre otras características. No obstante, con el propósito de actualizar y mejorar la herramienta computacional, el presente Trabajo Especial de Grado integra diferentes tópicos que fortalecerán el módulo de afluencia del GURÚ®.

**II.2 BASES TEÓRICAS****II.2.1 REGÍMENES DE FLUJO EN EL YACIMIENTO <sup>[1]</sup>**

Los regímenes de flujo permiten describir el comportamiento de los fluidos y la distribución de la presión en el yacimiento. En este sentido, de acuerdo con la

variación de la presión con respecto al tiempo, existen principalmente tres estados de flujo, los cuales son:

### Estado Estable

Esta condición es definida como el régimen de flujo donde la presión en cualquier punto del yacimiento no varía con el tiempo e indica que cada unidad de masa retirada está siendo remplazada por una cantidad igual que se adiciona al sistema. El estado estable prevalece cuando la presión se propaga constantemente a través de los límites del reservorio, es decir, toda la energía que se pierde con la producción es restaurada mediante el mantenimiento de la presión por acción de un acuífero activo, presencia de una capa de gas o por la inyección de algún fluido de desplazamiento. Matemáticamente, este estado se expresa como:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad \dots\dots\dots (II.1)$$

### Estado Pseudo Estable

También conocido como estado semi-estable, se presenta cuando la presión declina linealmente en el tiempo, por lo tanto varía de igual manera en cualquier punto del yacimiento. En este período el pozo es rodeado, en su límite externo, por una pared que evita el flujo de fluido, tal como lo ejemplifica la presencia de una falla sellante, una discordancia en la zona productora o las fronteras con el área de drenaje de pozos adyacentes. Matemáticamente, el cambio de la presión en el tiempo se refleja como:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = Constante \quad \dots\dots\dots (II.2)$$

### Estado Transitorio

Define la condición de flujo, en la cual, la tasa de cambio de la presión con respecto al tiempo para cualquier punto del yacimiento no es cero ni constante, lo que sugiere que el comportamiento de la presión es función de la posición (i) y el tiempo (t) de la siguiente manera:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(i, t) \quad \dots\dots\dots (II.3)$$

En el tiempo para el cual el período transitorio se toma en cuenta, se asume que la respuesta de presión no es afectada por la presencia de los límites del reservorio, por ende éste se considera infinito en su extensión. Es por ello, que dicha condición aplica posterior a la ocurrencia de una perturbación en la presión del yacimiento como, por ejemplo, cambios en el caudal de producción.

### II.2.2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA <sup>[2,3]</sup>

El comportamiento de afluencia de un pozo constituye la capacidad del mismo para producir los fluidos aportados por el yacimiento. La cantidad de fluidos que un reservorio es capaz de otorgar se encuentra sujeta al diferencial de presión existente entre la formación y el pozo.

En este sentido, la función conocida como “*Inflow Performance Relationship* (IPR)” permite describir el aporte del yacimiento mediante la representación gráfica de la relación existente el caudal en superficie y la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ).

Históricamente, el flujo a través del medio poroso ha sido calculado con la conocida Ley de Darcy, la cual supone la IPR de forma lineal considerando una relación proporcional entre el caudal y el “*drawdown*” en el fondo del pozo. Como se observa en la Figura II.1, la constante de proporcionalidad llamada Índice de Productividad (J) representa el inverso de la pendiente de la recta, a

través de la cual se determina la capacidad de producción del pozo por medio de la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q_o}{(\bar{P}_R - P_{wf})} \dots\dots\dots (II.4)$$

Donde:

J: Índice de productividad, bpd/lpca.

$\bar{P}_R$ : Presión estática promedio del área de drenaje, lpca.

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluuyente, lpca.

$q_o$ : Caudal de producción, bpd.

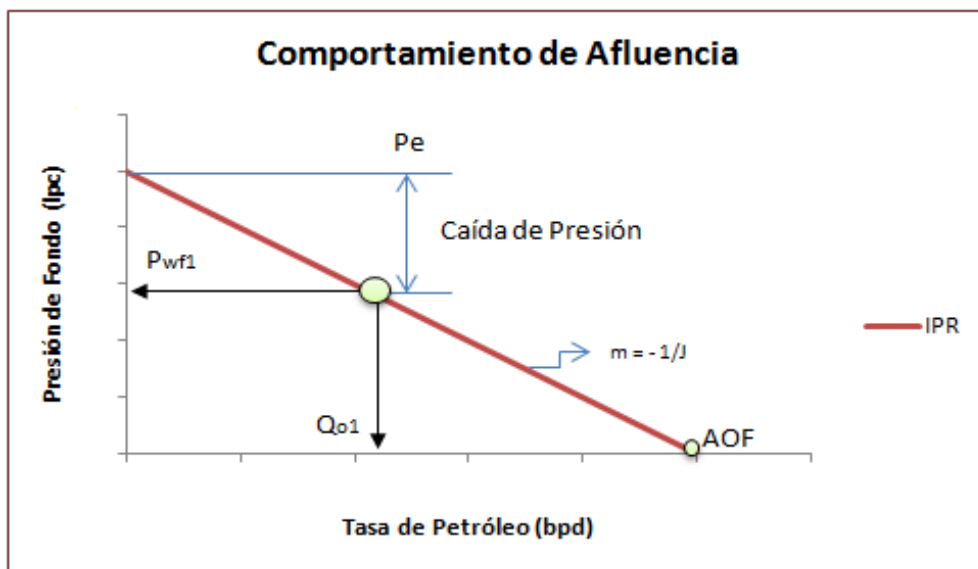


Figura II.1. Comportamiento de afluencia lineal [2]

De igual manera, la Ley de Darcy aplica bajo la suposición de un flujo monofásico dentro del medio poroso, es por ello que la condición de proporcionalidad sólo se cumple cuando la presión de fondo fluuyente se encuentra por encima del punto de burbuja.

En contraste, cuando la presión del yacimiento es inferior a burbuja, como se muestra en la Figura II.2, la gráfica de IPR toma forma de una curva dado a la

liberación de gas dentro del reservorio, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y un aumento en la resistencia del flujo del crudo.

En esta misma gráfica se puede observar que suponer un comportamiento lineal para yacimientos saturados, genera una predicción del caudal máximo (conocido por sus siglas en inglés AOF “*Absolute Open Flow*”) errónea.

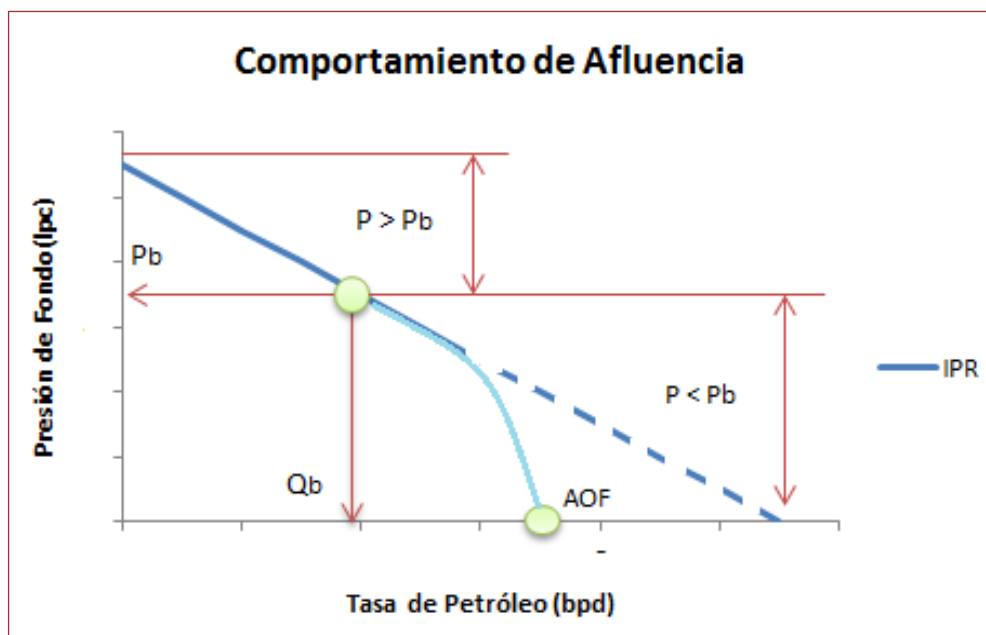


Figura II.2. Comportamiento de afluencia por debajo de burbuja <sup>[2]</sup>

Una forma de obtener el Índice de Productividad (J) es efectuando pruebas en las cuales, se mida la presión de fondo fluente para un determinado caudal de producción. Estas pruebas reflejan la capacidad real que posee el pozo para producir los fluidos aportados por el yacimiento, tomando en cuenta las limitaciones de flujo que se puedan presentar en las adyacencias del hoyo, como lo es la presencia de daño a la formación en la zona productora, una restricción ocasionada por un empaque con grava o arenamiento del pozo, entre otras.

Sin embargo, en ciertas ocasiones se desconoce el índice de productividad puesto que no se dispone de una prueba al pozo, razón por la cual es necesario emplear métodos alternativos para estimar dicho valor.

Lo antes reseñado ilustra la necesidad de generar correlaciones para evaluar y predecir el comportamiento de la curva de IPR y calcular el índice de productividad en cada pozo. Debido a esto, se presentan a continuación diversos modelos para el cálculo de afluencia de pozos verticales y horizontales.

### II.2.2.1 Comportamiento de Afluencia de Pozos Verticales <sup>[4,5]</sup>

La afluencia de pozos verticales ha sido descrita en yacimientos por encima de la presión de burbuja mediante la Ley Darcy. No obstante, para escenarios por debajo de la presión de saturación distintos autores han desarrollado correlaciones para predecir el comportamiento de la curva de IPR, con el propósito de evitar la complejidad causada por la variación de las permeabilidades relativas en esta condición. Dentro de los modelos más comunes se encuentran:

**Vogel (1968)** <sup>[6]</sup> Reportó una ecuación empírica para estimar el comportamiento de afluencia de pozos verticales. En su trabajo, empleó la simulación numérica para modelar diversas condiciones a partir del caso base, variando propiedades de los fluidos, permeabilidades relativas, espaciamiento del pozo, entre otros factores. Inicialmente este método fue propuesto para yacimientos saturados que tienen como mecanismo de producción el empuje por gas disuelto, no obstante, se ha extendido su aplicabilidad para cualquier reservorio cuya saturación de gas incrementa a medida que declina la presión.

A partir de los resultados obtenidos, Vogel observó similitud en todos los gráficos generados, los cuales describen un comportamiento parabólico de la IPR. De esta manera, el ajuste matemático de las curvas derivado fue:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots (II.5)$$

Donde:

$q_{o,max}$  : Caudal máximo de producción, bpd.

Debido a la simplicidad de la ecuación II.5, este modelo se ha convertido en el más utilizado dentro de la industria, gracias a su amplio rango de aplicación que cubre desde yacimiento subsaturados hasta saturados.

**Fetkovich (1973)** <sup>[7]</sup> Propuso un método para la predicción de la productividad de pozos petroleros utilizando las ecuaciones empleadas para el análisis de pozos de gas. Por medio de las pruebas de presión “*Isocronales*” y “*Flow After Flow*” se verificó el procedimiento tomando en cuenta un rango de permeabilidades entre 6 mD y >1000 mD. Asimismo, las condiciones del estudio abordaron tanto yacimientos subsaturados como saturados, a partir de presiones iniciales y reservorios parcialmente agotados con saturación de gas por encima de la crítica.

Fetkovich observó en todos los casos que el comportamiento de las curvas era similar, por lo cual desarrolló la siguiente expresión para calcular el aporte de estos pozos.

$$q_o = C \left( \overline{P_R}^2 - P_{wf}^2 \right)^n \dots\dots\dots (II.6)$$

Donde:

C: Coeficiente de flujo, bpd/ (lpca)<sup>2n</sup>.

n: Exponente dependiente de las características del pozo, adim.

Con base a las 40 pruebas examinadas en el trabajo, el exponente “n” se encontró variando entre 0,568 y 1. Adicionalmente la ecuación II.6, se puede reescribir de manera similar al modelo de Vogel como:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left[ 1 - \left( \frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right)^2 \right]^n \dots\dots\dots (II.7)$$

**Jones, Blount y Glaze (1976)** <sup>[8]</sup> Desarrollaron un modelo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos verticales tomando en cuenta el efecto de la turbulencia o flujo no-Darciano en las adyacencias del hoyo. Este método fue



presentado para analizar la eficiencia de las distintas completaciones del pozo, así como su potencial de producción.

De esta manera, utilizando la ecuación de Forchheimer <sup>[3]</sup> los autores proponen la siguiente relación entre el caudal producido y el “*drawdown*” del yacimiento.

$$\frac{\overline{P}_R - P_{wf}}{q_o} = A + Bq_o \quad \dots\dots\dots (II.8)$$

Donde:

A: Coeficiente de flujo laminar, lpca/bpd.

B: Coeficiente de turbulencia, lpca/ (bpd)<sup>2</sup>.

### II.2.2.2 Comportamiento de Afluencia de Pozos Horizontales <sup>[5,9]</sup>

El comportamiento de afluencia de un pozo horizontal se caracteriza por la combinación de un flujo radial y lineal, que se extiende a lo largo de los límites del yacimiento. Un factor preponderante en dichos pozos, es la diferencia entre la permeabilidad horizontal y vertical de la formación, conocida como anisotropía, la cual incide significativamente en la productividad de los mismos.

Con el fin de predecir el rendimiento de este tipo de pozo numerosos modelos analíticos, reseñados en la literatura, han desarrollado soluciones para la construcción de la gráfica de IPR asumiendo una presión constante sobre la sección horizontal, lo que implica que el hoyo presenta una conductividad infinita. Estos estudios cuantifican el comportamiento de afluencia tomando en cuenta un flujo monofásico o bifásico dentro del reservorio.

### Flujo Monofásico

Bajo esta consideración los modelos presentados a continuación se derivan de la conocida ley de Darcy. Dependiendo de la condición de frontera asumida por el autor, estos estudios se describen para régimen de flujo estable o pseudo-estable.

#### Estado Estable <sup>[10]</sup>

Los trabajos analíticos que suponen régimen de flujo estable constituyen una herramienta simplificada para el cálculo de la productividad en pozos horizontales, y requieren que la presión en cualquier punto del yacimiento permanezca constante en el tiempo. No obstante, pocos reservorios operan en dicha condición, por ende la mayoría exhiben cambios en la presión continuamente.

Sin embargo, las ecuaciones para estado estable se utilizan ampliamente en la industria debido a que son fáciles de derivar, los resultados pueden convertirse a estado transitorio o pseudo-estable aplicando los conceptos de expansión del área de drenaje, radio equivalente del pozo, y factor de forma. Además, se pueden verificar experimentalmente construyendo modelos físicos en el laboratorio.

Tomando en cuenta el estado de frontera mencionado, se presentan diversos autores para el cálculo de afluencia en pozos horizontales.

**Borisov (1964)** <sup>[11,12]</sup> Fue uno de los primeros en calcular la productividad de pozos horizontales, introduciendo el concepto de resistividad de flujo equivalente para formular la ecuación que contempla un yacimiento isotrópico dentro de un área de drenaje elipsoidal. El índice de productividad se expresa como:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \frac{h}{L} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_w} \right]} \dots\dots\dots (II.9)$$

Donde:

$B_o$ : Factor volumétrico de formación del petróleo, by/bn.

$h$ : Espesor del yacimiento, pies.

$J_h$ : Índice de productividad del pozo horizontal, bpd/lpca.

$k_h$ : Permeabilidad horizontal, md.

$L$ : Longitud del pozo horizontal, pies.

$r_{eh}$ : Radio de drenaje, pies.

$r_w$ : Radio del pozo, pies.

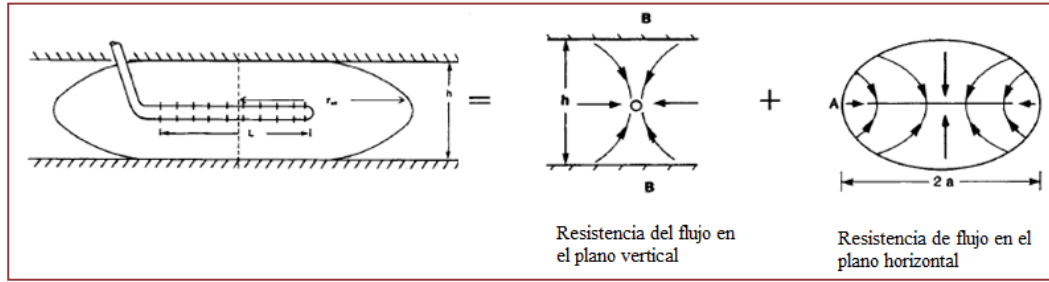
$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo, cp.

**Giger et al. (1984)** <sup>[13]</sup> Desarrolló el concepto del cociente de reemplazo, el cual indica el número de pozos verticales requeridos para producir el mismo caudal que un pozo horizontal, reflejando un diferencial de presión igual para ambos. Asimismo, para un área de drenaje rectangular dentro de un yacimiento isotrópico, la ecuación propuesta del índice de productividad es:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h L / \mu_o B_o}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln \left[ \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2r_{eh})^2}}{L/2r_{eh}} \right] + \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_w} \right]} \dots\dots\dots (II.10)$$

**Joshi (1988)** <sup>[10,14]</sup> Analizó la influencia de la anisotropía y excentricidad del pozo sobre su rendimiento. Además, comparó los índices de productividad de pozos inclinados y horizontales asumiendo un área de drenaje elipsoidal. Por otra parte, describió expresiones para calcular el radio efectivo y el factor de daño en pozos horizontales.

La derivación de la ecuación para el cálculo del aporte del pozo incluye una solución del flujo en el plano vertical y otra sobre el plano horizontal dentro del volumen de drenaje, tal como se muestra en la Figura II.3.



**Figura II. 3. Esquema de un pozo horizontal localizado en un área de drenaje elipsoidal** <sup>[14]</sup>

La expresión para cuantificar el índice de productividad de un pozo horizontal para un yacimiento isotrópico es la siguiente:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left[ \frac{h}{2r_w} \right]} \dots\dots\dots \text{(II.11)}$$

Donde *a* es la mitad del eje mayor de la elipse y viene dado por:

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0,5} \dots\dots\dots \text{(II.12)}$$

En los pozos horizontales la disminución de la permeabilidad vertical incrementa la resistencia de flujo en este plano, lo que origina que la tasa de producción disminuya a medida que la anisotropía del yacimiento aumenta. Por ende, es importante contemplar tal efecto para cuantificar la productividad de estos pozos. Joshi incluye el factor de la anisotropía modificando su solución de la siguiente manera:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left( \frac{\beta h}{L} \right) \ln \left[ \frac{\beta h}{2r_w} \right]} \dots\dots\dots \text{(II.13)}$$

Donde  $\beta$  representa la relación de permeabilidades o anisotropía de la formación definida como:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots (II.14)$$

Del mismo modo, Joshi analiza la incidencia de la posición o excentricidad del pozo dentro del yacimiento reescribiendo su ecuación de la siguiente manera:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left( \beta \frac{h}{L} \right) \ln \left[ \frac{(\beta h/2)^2 + \beta^2 \delta^2}{(\beta h r_w / 2)} \right]} \dots\dots\dots (II.15)$$

Donde:

$k_v$ : Permeabilidad vertical, md.

$\delta$ : Distancia vertical entre el centro del yacimiento y el pozo, pies.

**Renard y Dupuy (1990)** <sup>[15]</sup> Estudian la influencia del daño a la formación y la anisotropía sobre la eficiencia de flujo en pozos horizontales, formulando el índice de productividad de un pozo localizado en el centro del reservorio como:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{\mu_o B_o} \left[ \frac{1}{\cosh^{-1}(x) + \beta \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w'} \right) + S_H} \right] \dots\dots\dots (II.16)$$

Donde  $x = 2a/L$  para un área de drenaje elipsoidal. Sucesivamente  $a$  y  $\beta$  constituyen parámetros definidos en las ecuaciones II.12 y II.14. Por otra parte,  $r_w'$  representa el radio efectivo del pozo el cual se estima con la ecuación II.17, mientras que  $S_H$  representa el daño a la formación para un pozo horizontal y puede ser cuantificado con el modelo de Goode y Thambynayangan <sup>[52]</sup> reseñado en la ecuación II.115.

$$r'_w = \frac{1 + \beta}{2\beta} r_w \quad \dots\dots\dots (II.17)$$

Estos autores concluyeron que el daño a la formación incide mayormente en aquellos reservorios con alta anisotropía y su efecto es más perjudicial en pozos verticales en contraste con los pozos horizontales. Adicionalmente, muestran que el incremento en la longitud del tramo horizontal puede disminuir la influencia negativa de este parámetro.

**Economides et al. (1991)** <sup>[16]</sup> Modificó la ecuación de Joshi para construir la curva de afluencia de un pozo horizontal, tomando en cuenta un área de drenaje elipsoidal, la anisotropía del reservorio y un pozo, el cual se perfora a lo largo de la dirección del mínimo esfuerzo de la formación. La ecuación que cuantifica la producción es la siguiente:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left( \frac{\beta h}{L} \right) \left\{ \ln \left[ \frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right] + S'_{eq} \right\}} \quad \dots\dots\dots (II.18)$$

Donde S'<sub>eq</sub> constituye el daño de formación para un pozo horizontal según el modelo de Frick y Economides <sup>[53]</sup>, representado en la ecuación II.117.

**Butler (1994)** <sup>[9]</sup> Presentó una expresión para predecir el comportamiento de la IPR en pozos horizontales. La Figura II.4 muestra el área de drenaje rectangular asumida en este modelo, donde el pozo penetra totalmente la extensión del yacimiento. Aplicando el principio de superposición el índice de productividad es:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h L / \mu_o B_o}{\beta \ln \left[ \frac{h\beta}{r_w (\beta + 1)} \right] + \left( \frac{\pi Y_b}{h} \right) - 1.14\beta} \quad \dots\dots\dots (II.19)$$

Donde:

Y<sub>b</sub>: Medio del ancho del reservorio, pies.

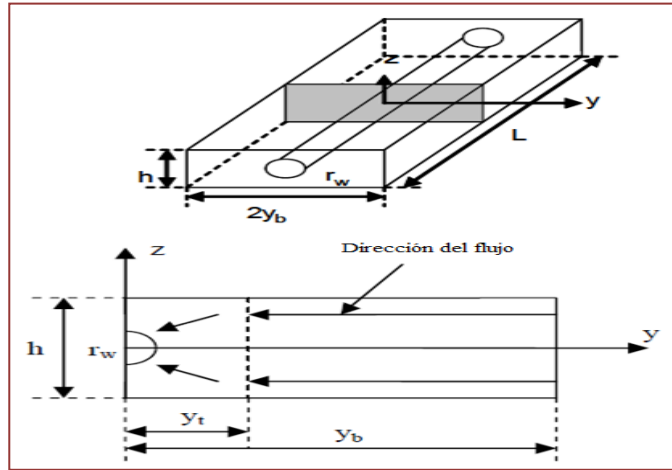


Figura II.4. Geometría rectangular del yacimiento (modelo de Butler) <sup>[9]</sup>

**Permadi (1995)** <sup>[17]</sup> Evaluó las condiciones de producción en pozos localizados dentro de yacimientos anisotrópicos con influencia de un acuífero adyacente o con presencia de capa de gas. En la construcción del modelo se considera un área de drenaje elipsoidal en la que el flujo converge alrededor del hoyo y es paralelo al tope y base de la formación. El autor obtiene el índice de productividad, considerando una permeabilidad horizontal mayor o igual a la vertical, con la fórmula siguiente:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h L / \mu_o B_o}{X_e - Y_e \sqrt{\frac{h}{L}} + \beta h \left[ \ln \left( \frac{Y_e}{2r_w} \sqrt{\frac{h}{L}} \right) + S \right]} \dots\dots\dots (II.20)$$

En contraste, en casos donde la anisotropía es menor a uno la ecuación II.20 se modifica de la siguiente manera:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h L / \mu_o B_o}{X_e - Y_e \beta \sqrt{\frac{h}{L}} + \beta h \left[ \ln \left( \frac{Y_e \beta}{2r_w} \sqrt{\frac{h}{L}} \right) + S \right]} \dots\dots\dots (II.21)$$

Donde:

S: Daño a la formación, adim.

X<sub>e</sub>: Ancho del yacimiento, pies.

$Y_e$ : Longitud del yacimiento paralela al eje de pozo, pies.

**Elgaghah et al. (1996)** <sup>[18]</sup> Construyeron una solución basada en el concepto de área de drenaje dentro de un yacimiento isotrópico. Los autores contemplan que el flujo en el tramo horizontal es distinto en cada extremo del pozo, observando mayor proporción del caudal en el “*heel* (codo)”. Para el desarrollo de la ecuación dividen en tres geometrías distintas el área de drenaje, comenzando con un rectángulo de longitud  $L$  y ancho  $2r$  para el centro de la sección horizontal, un semi-círculo de radio  $r$  en la punta del pozo y por último un rectángulo de longitud  $rL/C$  y ancho  $2r$  localizado en el “*heel*.” Empleando la teoría de resistencia de flujo en cada sección se obtiene el siguiente modelo:

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{B_o \mu_o \left[ \frac{\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}{L/h} + \left(0,25 + \frac{C}{L}\right) \left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h}\right) \right]} \dots \dots \dots \text{(II.22)}$$

La tabla II.1 describe el valor de  $C$

**Tabla II.1. Valor de la constante  $C$  modelo Elgaghah et al.** <sup>[18]</sup>

Longitud horizontal del pozo (pies)	Valor de $C$
0-1000	270
1000-3000	$C = 470 - 0.2L$

**Escobar et al. (2004)** <sup>[19]</sup> Analizaron la influencia de la longitud de la sección horizontal y radio de drenaje del pozo. En el desarrollo de su ecuación asumen un área de drenaje elipsoidal sin tomar en cuenta la anisotropía del yacimiento. La ecuación formulada para cuantificar la productividad es la siguiente:

$$J_h = \frac{0.007078 k_h h / \mu_o B_o}{\cosh^{-1} \left[ 1.075 \left( 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( 2r_{eh}/L \right)^4} \right)^{0.5} \right] + 0.874 (h/L) \ln [h/2r_w]} \dots \dots \dots \text{(II.23)}$$



Escobar comparó las soluciones de Borisov <sup>[11,12]</sup>, Giger <sup>[13]</sup>, Joshi <sup>[10,14]</sup> y Renard & Dupuy <sup>[15]</sup> con su modelo, diseñando un rango de aplicación basado en el máximo valor del cociente entre la longitud y radio de drenaje en el que pueden ser aplicadas estas ecuaciones. La tabla II.2 reseña este criterio.

**Tabla II.2. Rangos para Selección de Modelos de Afluencia** <sup>[19]</sup>

Modelo de Afluencia	Valor de $L/r_e \leq$
<b>Borisov</b>	0.8
<b>Giger</b>	1.2
<b>Joshi</b>	1.6
<b>Renard &amp; Dupuy</b>	1.2
<b>Escobar</b>	2

#### Estado Pseudo-Estable <sup>[10]</sup>

En régimen pseudo-estable no existe flujo a través de los contornos de frontera, es por ello que se torna complejo conocer la presión en el extremo del área de drenaje, no obstante, se emplean las conocidas pruebas de presión para obtener un valor promedio de ésta dentro del reservorio.

En la literatura existen algunos métodos para calcular el aporte de pozos horizontales bajo régimen semi-estable, los cuales suponen que el pozo se localiza arbitrariamente dentro de un área de drenaje rectangular aunque se diferencia en la resolución matemática y condiciones de borde asumidas. Entre los modelos se encuentran:

**Mutalik et al. (1988)** <sup>[20]</sup> Reportan el factor de forma  $C_A$  y el correspondiente factor de daño  $S_{AC}$  para un pozo horizontal localizado en cualquier posición dentro del volumen de drenaje. Suponen que el pozo se comporta como una fractura de conductividad infinita, y un área de drenaje rectangular en un yacimiento homogéneo e isotrópico de dimensiones  $2x_e$  y  $2y_e$ , como se observa en la Figura II.5.

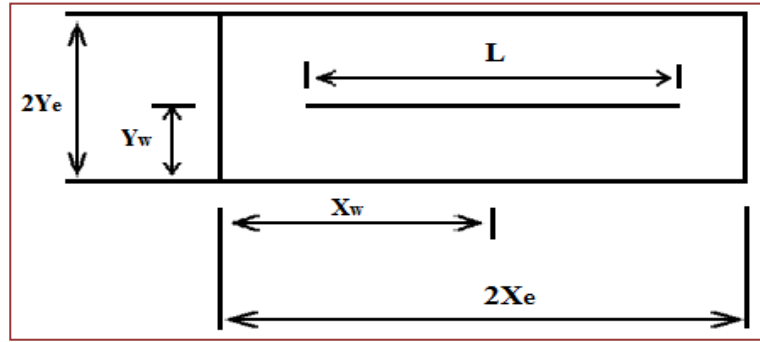


Figura II.5. Esquema del yacimiento asumido por Mutalik et al. [20]

La ecuación que generan para construir la curva de IPR en pozos horizontales es la siguiente:

$$q_o = \frac{0,007078 k_h h \Delta P / \mu_o B_o}{\ln\left(\frac{r'_e}{r_w}\right) - A' + S_f + S + S_{CA} + C' + Dq_h} \dots\dots\dots (II.24)$$

$$r'_e = \sqrt{A/\pi} \dots\dots\dots (II.25)$$

$$S_f = -\ln\left(L/4r_w\right) \dots\dots\dots (II.26)$$

Donde:

A: Área de drenaje, pies<sup>2</sup>.

A': Constante = 0,738.

C': Factor de conversión de forma, constante = 1,386.

D: Coeficiente de Turbulencia, 1/BOPD.

r'e: Radio efectivo de drenaje, pies.

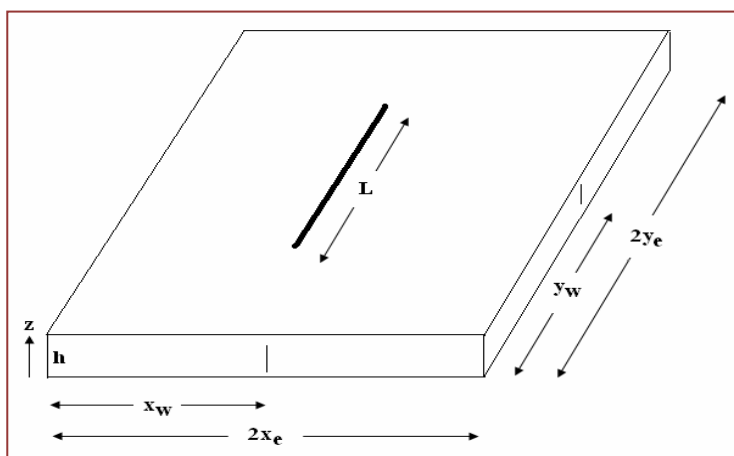
S<sub>CA</sub>: Factor de daño asociado a la forma del volumen de drenaje, adim.

S<sub>f</sub>: Factor de daño suponiendo una fractura de conductividad infinita a lo largo de toda la longitud, adim.

ΔP: Diferencial de presión del reservorio o *drawdown*, lpca.

El factor de daño asociado a la forma del volumen de drenaje se obtiene de tablas, como función de la longitud adimensional  $L_D$ , reseñada en la tabla A.1 del Apéndice I.

**Babu y Odeh (1989)** <sup>[21]</sup> Desarrollaron una solución para conocer el rendimiento de los pozos horizontales, en la cual emplean el factor de forma para calcular el volumen de drenaje y el daño debido a la penetración parcial del hoyo. En la Figura II.6, se aprecia la geometría del yacimiento asumida por los autores.



**Figura II.6. Geometría del volumen de drenaje asumida por Babu y Odeh** <sup>[10]</sup>

En el desarrollo de la ecuación Babu y Odeh suponen un flujo uniforme, un área de drenaje rectangular y el pozo localizado en cualquier posición dentro del yacimiento. Este modelo aplica tanto para reservorios isotrópicos como anisotrópicos. De esta manera, la expresión que representa la productividad de un pozo horizontal viene dada por:

$$J_h = \frac{0,007078 (2Y_e)\sqrt{k_y k_z} \Delta P / \mu_o B_o}{\ln\left(\frac{\sqrt{A}}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R} \dots\dots\dots (II.27)$$

De acuerdo a la condición de frontera asumida, la presión a lo largo del pozo varía continuamente, no obstante, los autores eliminan esta restricción suponiendo una

presión representativa (valor medio) entre el mínimo y máximo que se obtiene a lo largo del tramo horizontal.

Por otra parte, en la ecuación II.27,  $C_H$  representa el factor de forma mientras que  $S_H$  denota el daño debido a la penetración parcial. Para el cálculo de cada uno de estos parámetros se tienen las siguientes expresiones:

Cálculo de  $C_H$ :

$$\begin{aligned} \ln C_H = & 6,28 \left( \frac{2X_e}{h} \right) \left( \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) \left[ \frac{1}{3} - \frac{X_w}{2X_e} + \left( \frac{X_w}{2X_e} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{180^\circ Z}{h} \right) \\ & - 0,5 \ln \left[ \left( \frac{2X_e}{h} \right) \left( \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) \right] - 1,088 \end{aligned} \quad (II.28)$$

Donde:

$k_x$ : Permeabilidad en el plano x, md.

$k_y$ : Permeabilidad en el plano y, md.

$k_z$ : Permeabilidad en el plano z, md.

$X_w$ : Distancia entre el punto medio del pozo y la frontera más cercana en dirección x, pies.

$Y_w$ : Distancia entre el punto medio del pozo y la frontera más cercana en dirección y, pies.

$Z$ : Distancia vertical entre el pozo horizontal y la base del reservorio, pies.

Cálculo de  $S_H$ :

Para un pozo que penetra totalmente el yacimiento  $S_H = 0$  cuando  $L = 2Y_e$ . En contraste, si  $2Y_e \leq L$  se consideran las siguientes condiciones:

Caso I:  $2X_e/\sqrt{k_x} \geq 1,5 Y_e/\sqrt{k_y} \gg 0,75 h/\sqrt{k_z}$

$$S_R = P_{XYZ} + P'_{XY} \dots\dots\dots (II.29)$$

Aquí,  $P_{XYZ}$  denota el grado de penetración, mientras que  $P'_{XY}$  es el resultado de la ubicación del pozo dentro del reservorio.

La componente  $P_{XYZ}$  está dada por:

$$P_{XYZ} = \left( \frac{2Y_e}{L} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) + 0,25 \ln \left( \frac{k_x}{k_z} \right) - \ln \left( \sin \frac{180^\circ Z}{h} \right) - 1,84 \right] \quad (\text{II.30})$$

La componente  $P'_{XY}$  viene dada por:

$$P'_{XY} = \left[ \left( \frac{2(2Y_e)^2}{Lh} \right) \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right] [f(x) + 0,5\{f(y_1) - f(y_2)\}] \quad \dots\dots\dots (\text{II.31})$$

Donde  $f$  representa una función cuyos argumentos vienen dados por:

$$x = \frac{L}{4Y_e} \quad y_1 = \frac{4Y_w + L}{4Y_e} \quad y_2 = \frac{4Y_w - L}{4Y_e} \quad \dots\dots\dots (\text{II.32, II.33, II.34})$$

El cálculo de la presión se realiza en el punto medio de la longitud del pozo horizontal, y la función  $f(x)$  es definida como:

$$f(x) = - \left( \frac{L}{2(2Y_e)} \right) \left[ 0,145 + \ln \left( \frac{L}{2(2Y_e)} \right) - 0,137 \left( \frac{L}{2(2Y_e)} \right)^2 \right] \quad \dots\dots\dots (\text{II.35})$$

En contraste, la evaluación de las funciones  $f(y_1)$  y  $f(y_2)$  depende de sus argumentos.

Caso II:  $2Y_e/\sqrt{k_y} \geq 2,66X_e/\sqrt{k_x} \gg h/\sqrt{k_z}$

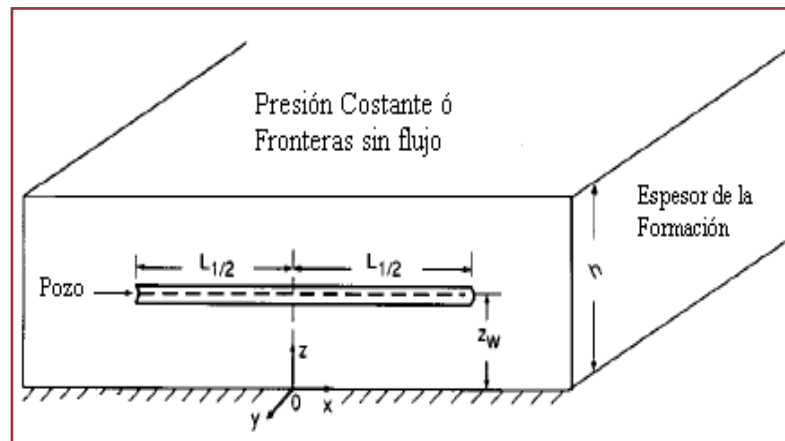
$$S_R = P_{XYZ} + P_Y + P'_{XY} \quad \dots\dots\dots (\text{II.36})$$

La componente  $P_{XYZ}$  se calcula por la ecuación II.30, en cambio las componentes  $P_Y$  y  $P'_{XY}$  se obtienen por medio de las ecuaciones II.37 y II.38 respectivamente:

$$P_Y = 6,28 \frac{(2Y_e)^2 \sqrt{k_x k_z}}{2X_e h k_y} \left[ \left( \frac{1}{3} - \left( \frac{Y_w}{2Y_e} \right) - \left( \frac{Y_w}{2Y_e} \right)^2 \right) + \frac{L}{48Y_e} \left( \frac{L}{2Y_e} - 3 \right) \right] \dots\dots (II.37)$$

$$P'_{XY} = \left( \frac{2Y_e}{L} - 1 \right) \left( \frac{12,56X_e}{h} \sqrt{k_z/k_x} \right) \left( \frac{1}{3} - \frac{X_w}{2X_e} + \left( \frac{X_w}{2X_e} \right)^2 \right) \dots\dots (II.38)$$

**Kuchuk et al. (1990)** <sup>[10,22]</sup> Presentan un método para interpretar el comportamiento de la presión en pozos horizontales, además incluyen una solución para describir el comportamiento de afluencia de éstos bajo suposiciones de un área de drenaje rectangular, en cuyos límites puede existir o no flujo. La condición de frontera se aproxima a una solución de conductividad infinita, donde la presión del pozo se asume constante y es obtenida a partir del promedio de presiones distribuidas gracias a la entrada uniforme del flujo a lo largo de la longitud horizontal. Adicionalmente, toman en cuenta la anisotropía del reservorio y el pozo se localiza en el medio del espesor total de la formación como se muestra en la Figura II.7.



**Figura II.7. Localización del pozo horizontal en el yacimiento (modelo Kuchuk et al.)** <sup>[22]</sup>

De acuerdo a lo anterior, el modelo para calcular el índice de productividad es:

$$J_h = \frac{k_h h / (70,6 \mu_o B_o)}{F + (h/0,5 L) \sqrt{k_h/k_v}} \frac{1}{S_x} \dots\dots\dots (II.39)$$

En la ecuación II.39,  $F$  constituye una función adimensional reportada por los autores en su trabajo. El daño a la formación representado por el parámetro  $S_x$  se contabiliza con la siguiente expresión:

$$S_x = \ln \left[ \left( \frac{\pi r_w}{h} \right) \left( 1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right) \sin \left( \frac{\pi Z}{h} \right) \right] - \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \left( \frac{2h}{L} \right) \left[ \frac{1}{3} + \frac{Z}{h} + \left( \frac{Z}{h} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (II.40)$$

**Economides et al. (1996)** <sup>[23]</sup> Generalizan una ecuación para calcular el índice de productividad en los pozos horizontales, tomando en cuenta la anisotropía del yacimiento y una localización arbitraria del pozo dentro del reservorio como se observa en la Figura. II.8.

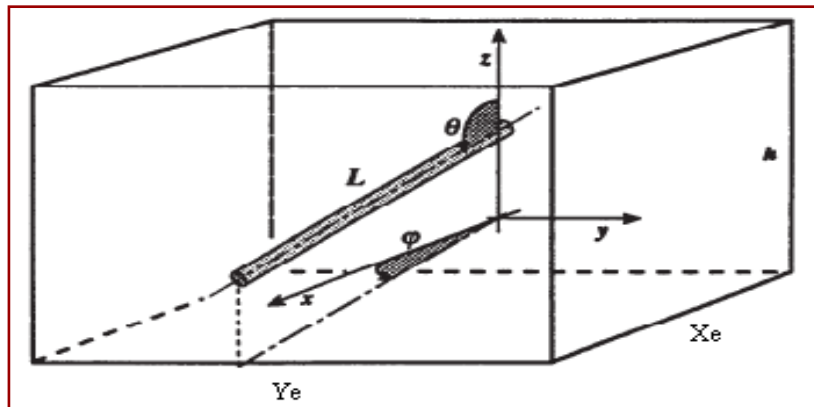


Figura. II.8. Geometría del reservorio asumida por Economides et al. <sup>[23]</sup>

La expresión matemática para describir el índice de productividad del pozo horizontal, tomado en cuenta flujo uniforme como condición límite es:

$$J_h = \frac{\bar{k} X_e}{887,22 \mu_o B_o \left( P_D + \frac{X_e}{2\pi L} \Sigma S \right)} \dots\dots\dots (II.41)$$

$$\bar{k} = \sqrt[3]{k_x k_y k_z} \dots\dots\dots (II.42)$$

Donde:

$\bar{k}$ : Permeabilidad de la formación, md.

$P_D$ : Presión, adim.

### Flujo Bifásico

Debido a la complejidad que representa la distribución de las propiedades de los fluidos bajo la presencia de dos fases o más dentro del reservorio, las soluciones empíricas desarrolladas para describir el comportamiento de la curva de IPR en pozos horizontales se basan en el trabajo de Vogel, empleada en pozos verticales dentro de esta condición de flujo. Diversos modelos para yacimientos con empuje de gas en solución se presentan a continuación.

**Plahn et al. (1987)** <sup>[24]</sup> Fueron los primeros en estudiar el comportamiento multifásico de pozos horizontales localizados en reservorios con empuje de gas en solución. Ellos emplearon un simulador, en el cual, variaron un conjunto de propiedades PVT, permeabilidades relativas, características de la roca y dimensiones del pozo con el propósito de generar curvas tipo y predecir el caudal de producción, además de seleccionar los posibles yacimientos candidatos a ser desarrollados con estos pozos. Se asumió un pozo completado a lo largo de todo el intervalo productivo, y que la presión del reservorio inicial era la de burbujeo. No obstante, se debe destacar que las consideraciones supuestas para la construcción de estos gráficos dificultan la aplicación de las mismas.

**Bendakhlia y Aziz (1989)** <sup>[25]</sup> Desarrollaron una ecuación para el modelaje de la curva de IPR en pozos horizontales basada en los estudios de Vogel y Fetkovich. Mediante el empleo de dos simuladores comerciales corrieron un amplio rango de propiedades de la formación y de los fluidos obteniendo un conjunto de curvas que depende del estado de agotamiento del yacimiento.



El modelo base de simulación contempló un yacimiento rectangular, homogéneo e isotrópico, con un pozo localizado en el medio del reservorio y localizado a lo largo de toda la longitud horizontal. La presión inicial fue definida en el punto de burbuja y los efectos de capilaridad no se tomaron en cuenta. La ecuación generada para cuantificar el comportamiento de afluencia fue la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left[ 1 - V \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]^n \dots\dots\dots (II.43)$$

Donde:

V, n: Coeficientes dependientes del factor de recobro, adim.

La ecuación II.43, representa un ajuste matemático para el conjunto de curvas construidas durante el proceso de simulación, con el propósito de obtener los parámetros V y n en función del factor de recobro, tal y como se muestra en la Figura II.9.

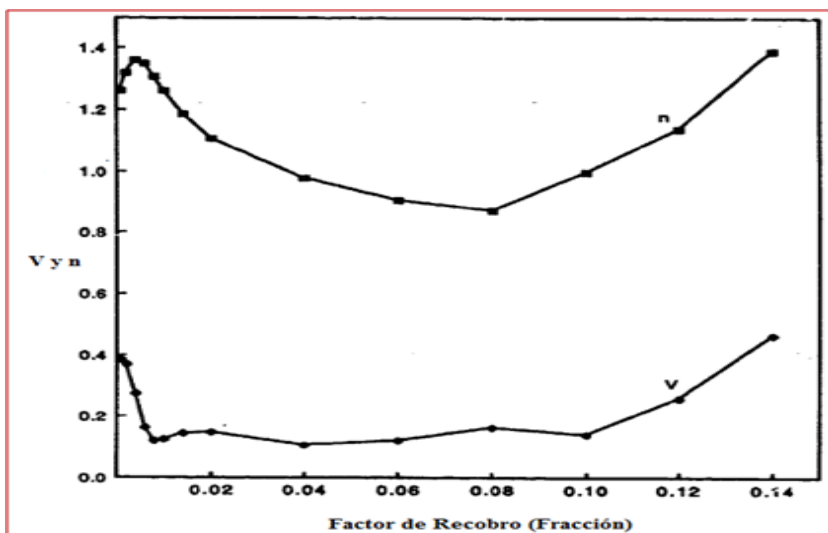


Figura II.9. Parámetros V y n (Modelo de Bendakhlia y Aziz) <sup>[25]</sup>

Los autores observaron, en todos los casos, que las curvas adimensionales representan una línea recta al principio de la producción, sin embargo incrementan la curvatura a medida que aumenta el recobro. En este sentido, concluyen que la

concauidad de la función es indicativa de la variación del aporte del yacimiento con respecto al “*drawdown*” del reservorio.

**Cheng (1990)** <sup>[26]</sup> Usando la simulación numérica generó otra ecuación para el cálculo de la productividad de pozos horizontales e inclinados. Con base en sus resultados observó una notable similitud con el comportamiento parabólico de la curva de Vogel. No obstante, resaltó las diferencias entre los estimados de tasa y presión de Vogel en comparación con los arrojados en la simulación.

Cheng focalizó su trabajo en la interpretación de la variación de concauidad de la curva IPR a medida que cambia el ángulo de inclinación del pozo.

El modelo tomado durante el estudio fue un yacimiento en forma de prisma rectangular, homogéneo e isotrópico con saturación de agua constante e inmóvil. El pozo se localiza en el centro del reservorio y los efectos de la presión capilar son despreciables. La ecuación para describir el comportamiento de la curva de IPR para pozos horizontales es:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 0,9885 - 0,2055 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 1,1818 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots (II.44)$$

Inspeccionando la ecuación II.44, se puede apreciar una deficiencia sustancial a nivel teórico del modelo para presiones de fondo fluyente igual a cero, donde el caudal difiere de su valor máximo, por tal motivo se restringe la aplicación de la presente correlación para describir el comportamiento de afluencia en pozos horizontales.

**Retnanto y Economides (1998)** <sup>[27]</sup> Estudiaron el comportamiento de la curva IPR de pozos horizontales y multilaterales en yacimientos con empuje de gas en solución. Utilizaron la simulación numérica para generar un conjunto de curvas bajo un extenso rango de propiedades de la roca y de los fluidos. Al observar los resultados notaron que los factores que mayormente inciden en el aporte de estos pozos son la presión de burbuja y el estado de agotamiento del reservorio. En este

sentido, aplicando la técnica de regresión numérica se obtuvo la siguiente correlación para pozos horizontales:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,25 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,75 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^n \dots\dots\dots (II.45)$$

$$n = \left[ -0,27 + 1,46 \left( \frac{P_R}{P_b} \right) - 0,96 \left( \frac{P_R}{P_b} \right)^2 \right] [4 + 1,66 \times 10^{-3} P_b] \dots\dots\dots (II.46)$$

Donde:

n: Exponente dependiente de la presión de burbuja, adim.

P<sub>b</sub>: Presión de burbuja, lpca.

La ecuación II.45, representa una modificación del modelo de Vogel, ajustando las constantes y el exponente a los resultados obtenidos con la simulación. Estos autores reseñan que para bajos valores de presión de burbuja la expresión propuesta genera curvas similares al comportamiento parabólico de Vogel, en contraste para altas presiones de burbuja se desvían sustancialmente.

En este sentido, el modelo propuesto tiene una limitante para su aplicación cuando los valores de la relación (P<sub>R</sub>/ P<sub>b</sub>) son bajos, ya que se obtiene un exponente “n” menor a la unidad o en algunos casos negativo, prediciendo incorrectamente el comportamiento de la IPR, tal y como se muestra en la Figura II.10. Es por ello, que para que la ecuación II.46 tenga sentido físico el valor de “n” debe ser mayor o igual a uno (1).

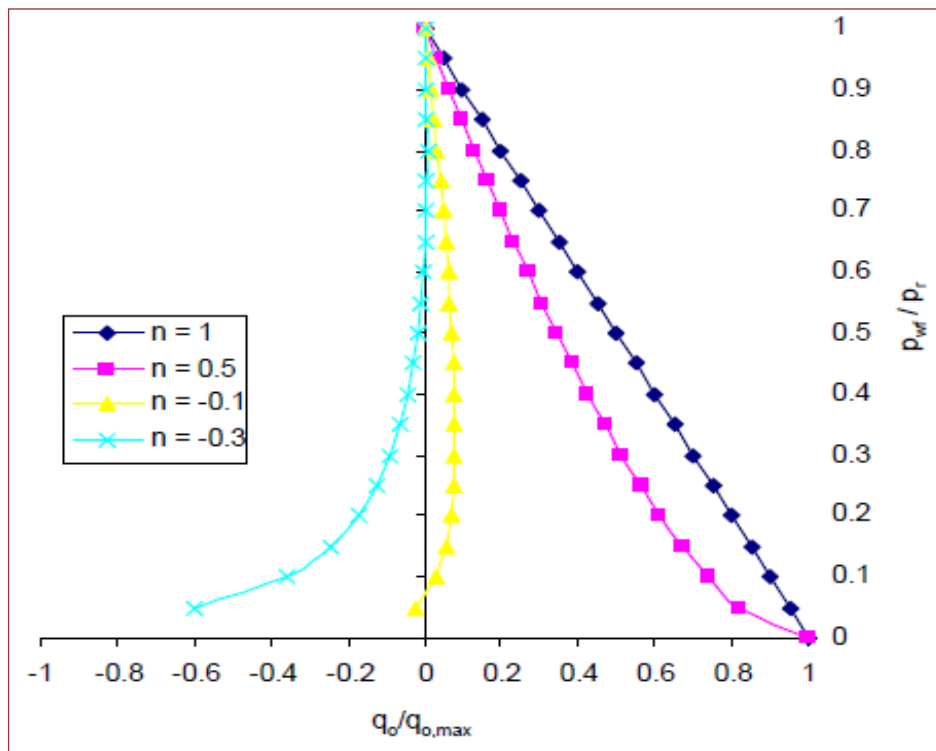


Figura II.10. Comportamiento del IPR para distintos valores de “n” (modelo Retnanto y Economides) <sup>[9]</sup>

**Wiggins y Wang (2005)** <sup>[28]</sup> Tomando en cuenta los trabajos anteriores, generan soluciones empíricas para describir el comportamiento de tasa-presión en pozos horizontales dentro de yacimientos con empuje de gas en solución. Las condiciones asumidas en el modelo de simulación comprenden un pozo localizado en el centro de la formación penetrando totalmente a lo largo de la longitud horizontal, la presión inicial es igual a la presión de burbuja, existe una saturación de agua constante e inmóvil y los efectos capilares son despreciables.

Basados en el análisis de los resultados, y mediante en uso de la técnica de regresión lineal, dos correlaciones empíricas se generaron para estimar el comportamiento de afluencia. La primera de ellas, es una ecuación que generaliza y ajusta la data de los 27 casos corridos en el proceso de simulación, mientras que la segunda se genera en función del factor de recobro.

De esta manera, los dos modelos arrojados son los siguientes:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,4533 \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,5467 \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots (II.47)$$

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - d \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - (d - 1) \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots (II.48)$$

Donde:

d: Coeficiente dependiente del factor de recobro, adim.

Los autores observan que el coeficiente “d” no refleja un comportamiento lineal, en contraste, este decrece a medida que aumenta el factor de recobro e incrementa ligeramente después de alcanzar un valor mínimo. En consecuencia, concluyen que el comportamiento de la IPR es función del estado de agotamiento del yacimiento sólo en casos de reservorios con bajos factores de recobro, y reseñan el valor de “d” tal y como se observa en la Tabla II.3

**Tabla II.3. Valores del Coeficiente “d” (Modelo de Wiggins y Wang) <sup>[28]</sup>**

<b>Factor de Recobro</b>	<b>Valor de d</b>
<b>1%</b>	<b>0.675</b>
<b>2%</b>	<b>0.475</b>
<b>4%</b>	<b>0.25</b>
<b>6%</b>	<b>0.125</b>
<b>8%</b>	<b>0.2</b>
<b>10%</b>	<b>0.225</b>
<b>12%</b>	<b>0.25</b>
<b>14%</b>	<b>0.275</b>

**Jabbari y Economides (2008) <sup>[29]</sup>** Por medio de la simulación numérica dos tipos de curvas se construyen variando las propiedades de la roca y de los fluidos. El modelo de simulación toma en cuenta un pozo completado parcialmente a lo largo del tramo horizontal. El primer ajuste depende de la presión de burbuja y estado

de agotamiento del reservorio, mientras que el segundo tipo de arreglo adiciona a estos parámetros la influencia del factor de daño en la productividad de los pozos horizontales.

Un ajuste matemático no lineal fue usado para obtener los coeficientes de los distintos tipos de arreglos de las curvas normalizadas, generando 13.500 puntos que se correlacionaron estadísticamente. Por tanto, las ecuaciones generadas son:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left( 1 - v \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (v - 1) \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^n \right)^m \dots\dots\dots (II.49)$$

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = M_{(S)} \left( 1 - v \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (v - 1) \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^n \right)^m \dots\dots\dots (II.50)$$

$$M_{(S)} = -0.0001 S^3 + 0.0026 S^2 - 0.0509 S + 1 \dots\dots\dots (II.51)$$

El cálculo de los parámetros v, n y m implican el uso de gráficos que dependen del factor de recobro y la presión de burbuja (Ver Apéndice II).

**Gasbarri et al. (2009)** <sup>[30]</sup> Generaron correlaciones para estimar el comportamiento de afluencia de pozos verticales, horizontales e inclinados basadas en el modelo de Vogel. Por medio de un simulador comercial evaluaron distintos parámetros que inciden sobre la curva de IPR tales como ángulo de inclinación, permeabilidad de la formación, gravedad API, corte de agua y la declinación de la presión producto del agotamiento del yacimiento.

Por otra parte, debido a que una gran cantidad de reservas a nivel mundial son de crudos pesados, los autores se focalizaron en desarrollar expresiones válidas para este tipo de crudo, obteniendo los siguientes modelos:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - V \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots (II.52)$$

Para cuantificar el coeficiente V se disponen de las siguientes soluciones:

Propuesta para pozos verticales:

$$V = ae^{cWC} + m \left( 1 - \frac{P_f}{P_i} \right) \dots\dots\dots (II.53)$$

$$a = 0,0146API^2 - 0,4948API + 4,5237 \dots\dots\dots (II.54)$$

$$c = -0,0226API^2 + 0,7624API - 5,7916 \dots\dots\dots (II.55)$$

$$m = -0,0973API + 0,5094 \dots\dots\dots (II.56)$$

Propuesta para pozos horizontales e inclinados:

En esta propuesta se encontró que valor del coeficiente C reportado en la el estudio difiere de la tendencia expuesta en el trabajo especial de grado de los autores García & Martínez, debido a que el primer término no se eleva a la -2 sino a la -3, como se expone a continuación.

$$V = -a\alpha^2 + b\alpha + c + m \left( \frac{P_f}{P_i} - 1 \right) \dots\dots\dots (II.57)$$

$$a = -7,3098x10^{-7}API^2 + 1,6245x10^{-5}API + 8,1176x10^{-5} \dots\dots\dots (II.58)$$

$$b = 4,7882x10^{-5}API^2 - 1,3969x10^{-3}API + 1,9645x10^{-2} \dots\dots\dots (II.59)$$

$$c = -1,1312x10^{-3}API^2 + 2,2739x10^{-2}API + 4,3943x10^{-1} \dots\dots\dots (II.60)$$

$$m = -8,9726x10^{-3}API - 1,6429x10^{-1} \dots\dots\dots (II.61)$$

Donde:

$P_i$ : Presión inicial del yacimiento, lpca.

$P_f$ : Presión del yacimiento a un estado de agotamiento posterior, lpc.a.

WC: Corte de agua, fracción.

$\alpha$ : Ángulo de inclinación, grados.

### II.2.3 FACTOR DE DAÑO <sup>[31]</sup>

El factor de daño o “*skin factor (S)*” es un parámetro que representa la caída de presión adicional resultante del flujo no lineal en las cercanías del hoyo. Constituye un elemento fundamental para el cálculo de la productividad de los pozos, gracias a que denota una restricción del flujo, donde se involucra la presencia de daño a la formación y/o una limitación causada por elementos propios de la completación del pozo.

En este sentido, el daño a la formación se define como la reducción de la permeabilidad de la zona productora en las adyacencias del pozo durante las actividades de perforación, terminación, reacondicionamiento o en la producción del mismo. Este puede originarse gracias a la invasión del lodo de perforación, hinchamiento de arcillas, precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos en el medio poroso, formación de emulsiones, deposición de parafinas, entre otras razones.

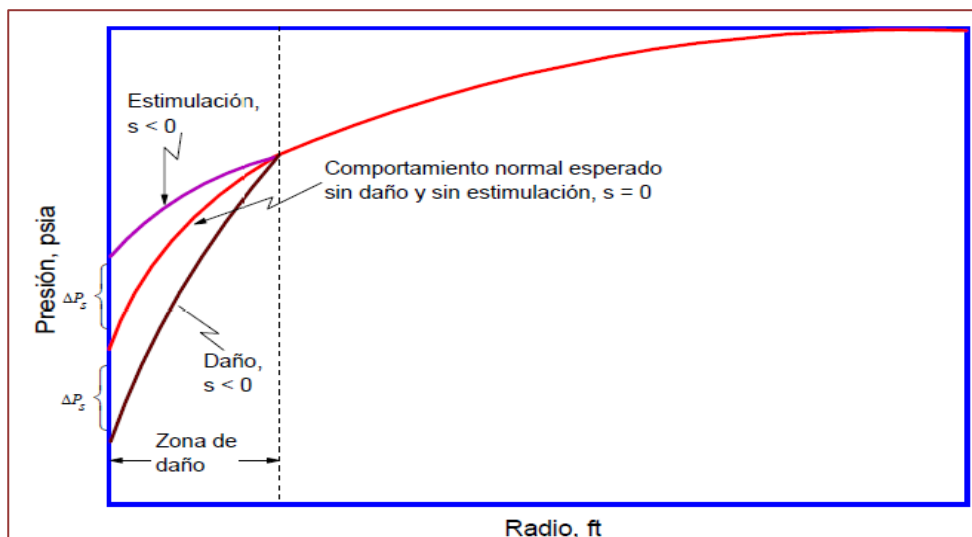
Aunado a lo anterior, la restricción al flujo desarrollada durante las actividades de completación del pozo se conoce con el nombre de pseudodaño o “*pseudo skin*”, y puede ser ocasionado gracias a la instalación de dispositivos para el control de sólidos, prácticas de cañoneo, insuficiente área de flujo abierta a producción o por la acción del fracturamiento hidráulico.

En otros palabras, este término se refiere a la caída de presión adicional generada en la cara de la arena productora como consecuencia de una restricción física, diferente al daño a la formación que repercute negativamente o en ciertos casos positivamente en el rendimiento del pozo, es por ello que para cuantificar el daño



(S) se deben totalizar todas estas limitantes en un solo factor con el propósito de evaluar la incidencia de estos sobre la productividad.

Por otra parte, como se muestra en la Figura II.11 el daño refleja una cantidad adimensional que puede ser mayor a cero ( $S > 0$ ), a medida que el pozo posee una restricción al flujo, por ende físicamente se genera una caída de presión, la cual disminuye el índice de productividad gracias a la reducción de la permeabilidad en la vecindad del hoyo. En contraste, cuando el valor de S es igual a cero se dice que el pozo no presenta daño, mientras que si el daño es negativo ( $S < 0$ ), se considera que el pozo se encuentra estimulado, lo que ocasiona la presencia de un “drawdown” favorable en los alrededores del mismo.



**Figura II.11. Esquema de caída de presión adicional debido a la presencia de daño en el pozo** <sup>[32]</sup>

De igual manera, en la Figura II.12, se evidencia la influencia del factor de daño sobre el comportamiento de la IPR. Esto indica que la curva actual ( $S > 0$ ), el comportamiento de afluencia se desvía del modelo ideal ( $S = 0$ ), debido a la presencia de un daño constante que reduce el aporte de fluidos por parte del yacimiento gracias a la restricción del flujo o disminución de la permeabilidad en la cara de la arena.

Igualmente la incidencia del factor de daño sobre el índice de productividad del pozo, denota que a medida que incrementa “S” la capacidad de aporte del pozo disminuye.

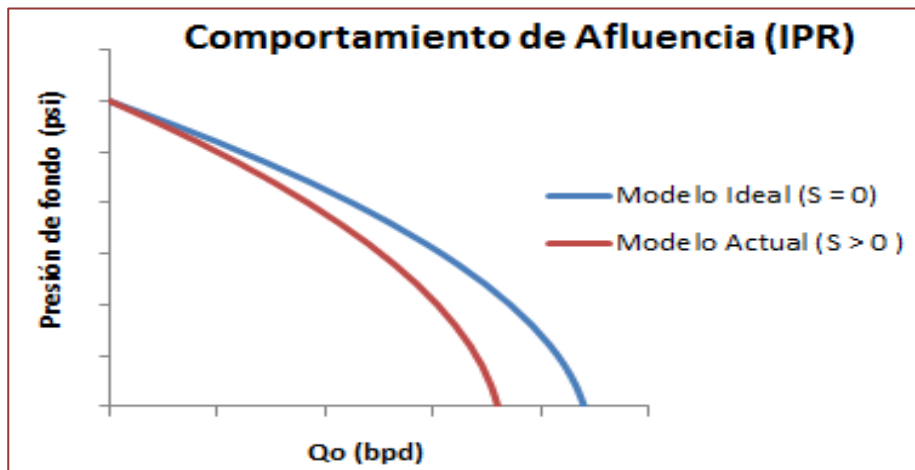


Figura II.12. Influencia del factor de daño sobre el comportamiento de afluencia.

II.2.3.1 Efecto del Factor de Daño en la Productividad de Pozos Verticales <sup>[33]</sup>

En la vecindad del hoyo los fluidos fluyen desde el yacimiento hacia el pozo a través de un área transversal en forma de cilindro, la cual disminuye a medida que se acerca al mismo. Si se considera un caudal constante, la velocidad del fluido se incrementa al reducir el área de flujo, generando un incremento de la fricción. Adicionalmente, las restricciones mecánicas existentes elevan la caída de presión en la cara de la arena reduciendo la capacidad productora.

La ecuación II.62 representa la caída de presión adicional originada por la restricción al flujo de fluidos en las cercanías del pozo.

$$\Delta P_{skin} = \frac{141,2 q_o \mu_o \beta_o}{k h} S \dots\dots\dots (II.62)$$

El impacto del daño en pozos verticales completados a hoyo desnudo fue tratado por primera vez por **Muskat (1937)** <sup>[3]</sup> quien propuso un modelo para representar

la zona dañada como un cilindro concéntrico alrededor del pozo caracterizado por una permeabilidad y radio uniforme, tal y como se muestra en la Figura II.13.

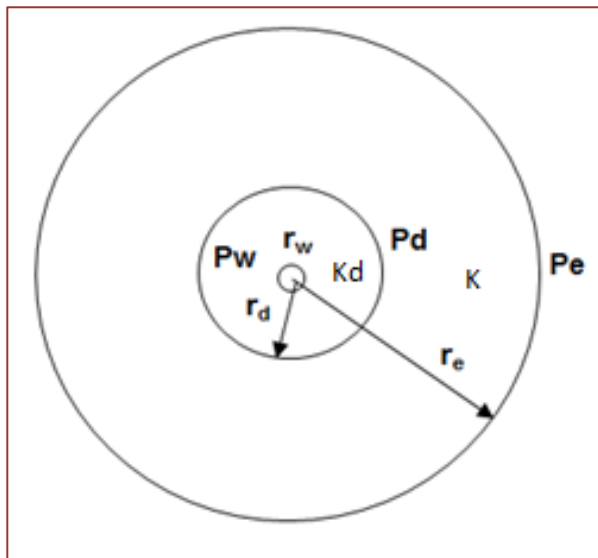


Figura II.13. Esquema de daño a la formación en un pozo vertical <sup>[33]</sup>

Trasladando el modelo de permeabilidad alterada en las cercanías del hoyo a una expresión matemática, **Hawkins (1956)** <sup>[34]</sup> generó la siguiente ecuación para cuantificar el efecto del daño a la formación.

$$S_d = \left( \frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_d}{r_w} \right) \dots\dots\dots (II.63)$$

Donde:

k: Permeabilidad original de la formación, md.

k<sub>d</sub>: Permeabilidad dañada de la formación, md.

r<sub>d</sub>: Radio de la zona dañada , pies.

S<sub>d</sub>: Factor de daño a la formación, adim.

El concepto de “*skin factor*” se emplea para cuantificar la totalidad de restricciones al flujo en las cercanías del hoyo, y se encuentra constituido no sólo por el daño a la formación sino por las diferentes componentes o pseudodaños que

generan una caída de presión adicional, y por consiguiente, influyen en la productividad del pozo.

En consecuencia, el factor de daño es una variable compuesta, cuyos elementos individuales afectan en menor o en mayor grado el efecto total. De esta manera, la incidencia del daño total ( $S_t$ ) para un pozo se puede establecer como la sumatoria de todos sus componentes por medio de la siguiente relación:

$$Daño\ Total\ (S_t) = S_d + \sum Pseudodaños \dots\dots\dots (II.64)$$

### II 2.3.2 Mecanismos de Pseudodaños asociados a la completacion de pozos productores <sup>[31]</sup>

En la literatura se encuentran reportados diversos estudios sobre la incidencia de pseudodaños en la productividad de pozos verticales, para los cuales se han identificado varios mecanismos de daño asociados a completacion parcial de la arena productora, prácticas de cañoneo, empaques con grava o fracturamiento hidráulico. Dentro de ellos se destacan la convergencia del flujo, taponamiento de los túneles perforados, turbulencia, inadecuada conexión pozo-yacimiento, entre otras. A continuación se describirán algunos de los mecanismos de daño antes mencionados.

#### Convergencia del flujo

La convergencia del flujo constituye una disminución del área transversal que atraviesa el fluido en el medio poroso bajo condiciones de permeabilidad y viscosidad constante, es decir a medida que sea menor el área de flujo, mayor será la caída de presión asociada, lo que reduce la productividad del pozo. Ésta puede ser originada por el cambio del flujo desde los límites del radio de drenaje hasta el intervalo abierto, siendo éste de menor espesor que el espesor del yacimiento (convergencia por completacion parcial), o generada en los túneles de perforación que conectan el pozo con el yacimiento (convergencia por cañoneo).

En la Figura II.14 se puede observar ambos tipos de convergencia del flujo.

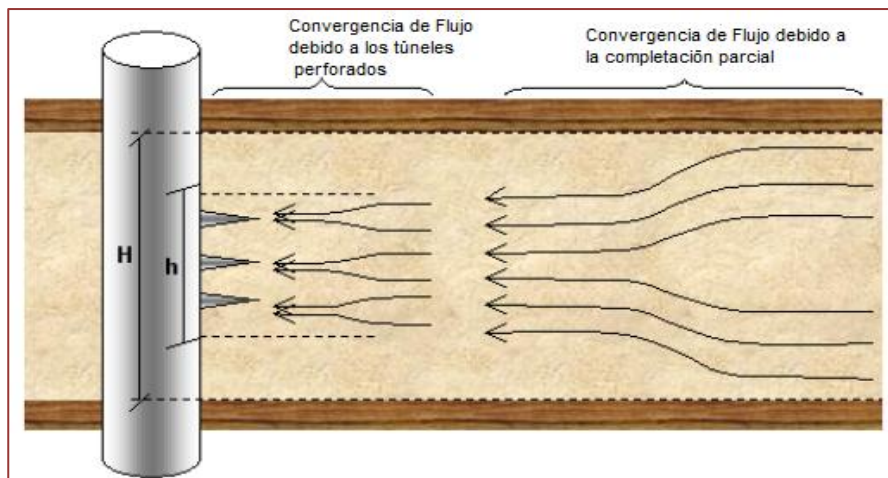


Figura II.14. Tipos de convergencia de flujo <sup>[31]</sup>

### Taponamiento de los túneles perforados

Este componente se evidencia al disminuir la permeabilidad alrededor de los túneles perforados, a causa de la desestabilización de los granos, migración de arcillas o residuos del cañoneo. Inicialmente esta zona se le conoce como zona compactada, tal y como se muestra en la Figura II.15, sin embargo estudios posteriores <sup>[35]</sup> determinaron que en formaciones saturadas con líquido no existe tal compactación del medio poroso, sino una redistribución de los granos dentro de la matriz que reduce sustancialmente la permeabilidad.

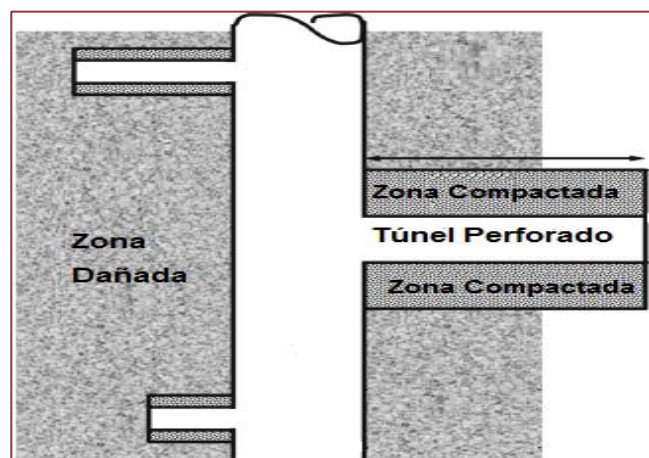


Figura II.15. Zona afectada por el cañoneo <sup>[34]</sup>

### Conexión Pozo- Yacimiento

Este mecanismo involucra la relación de productividad de aquellos pozos entubados y cañoneados, además de pozos que presentan algún tipo de completación como empaque con grava o pozos donde se lleva a cabo la técnica del fracturamiento hidráulico. La capacidad de producción se ve influenciada dependiendo del escenario que se presente, por ende es importante cuantificar la afluencia en cada condición y con ello estimar planes futuros.

#### II.2.3.3 Modelos para estimar los Pseudodaños en Pozos Verticales <sup>[3, 16,31]</sup>

Ante la situación planteada en la sección anterior, resulta oportuno cuantificar el impacto de los diversos mecanismos de pseudodaño sobre la productividad de los pozos, con el propósito de tomar acciones correctivas o preventivas en el desarrollo de los diferentes esquemas de producción.

En tal sentido, en la literatura se encuentran reportados numerosos modelos para el cálculo de pseudodaños, así como se han desarrollado algunas expresiones matemáticas para conocer el factor de daño total combinando diversos mecanismos. Estos trabajos, presentados a continuación, están basados en soluciones analíticas, métodos numéricos y generación de correlaciones empíricas que permiten mejorar la interpretación del efecto de este factor.

#### Estimación del pseudodaño asociado a la Completación Parcial

**Brons y Marting (1959)** <sup>[10,35]</sup> Desarrollaron un modelo para describir el comportamiento transiente de la presión en pozos completados parcialmente. Este aplica a yacimientos isotrópicos donde el pozo puede poseer el intervalo abierto a producción en el tope, base o en punto medio del espesor de la formación. Además, puede utilizarse en pozos completados selectivamente, cuando los intervalos se ubican simétricamente tal y como se muestra en la Figura II.16.

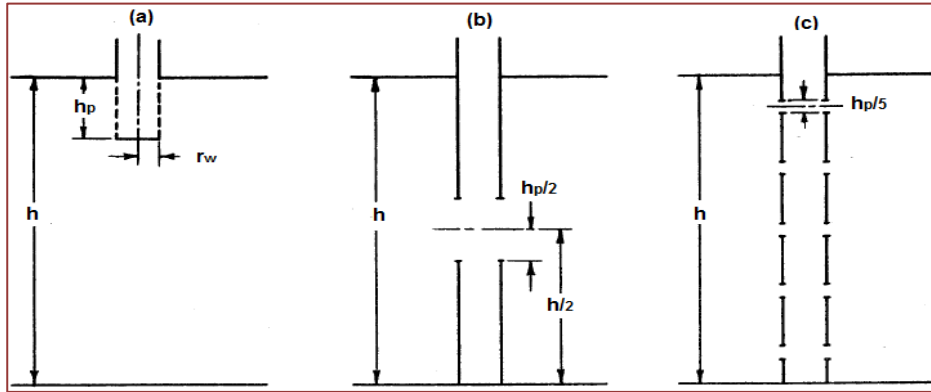


Figura II.16. Ejemplos: (a) Pozo completado parcialmente en el tope del espesor, (b) Pozo completado únicamente en el centro del yacimiento, y (c) Pozo completado selectivamente <sup>[10]</sup>

La expresión propuesta por los autores para estimar el pseudodaño por completación parcial es:

$$S_{pp} = \left[ \frac{1}{b} - 1 \right] [\ln(h_D) - G(b)] \dots\dots\dots (II.65)$$

$$b = h_p/h \dots\dots\dots (II.66)$$

Donde:

b: Relación de apertura del yacimiento, adim.

$h_D$ : Espesor de la formación, adim.

$h_p$ : Intervalo abierto al flujo, pies.

$S_{pp}$ : Pseudodaño por completación parcial, adim.

En la ecuación II.65, la función G (b) no puede ser expresada analíticamente, por lo cual Brons y Marting, reportan este parámetro para un rango de valores de “b”, como se observa en la tabla II.4.

Tabla II.4. Valores de la Función G (b) (Modelo de Brons y Marting) <sup>[35]</sup>

B	G (b)
0.1	2.337
0.2	1.862
0.4	1.596
0.6	1.621
0.8	1.995

Por otra parte, el espesor adimensional de la zona productora ( $h_D$ ) depende de la localización del intervalo perforado como se muestra en la Figura II.16, y dependiendo del caso a, b o c este factor se puede obtener por medio de ecuaciones reportadas en el estudio.

**Odeh (1968)** <sup>[36]</sup> Presentó una solución numérica para el cálculo del pseudodaño por completación parcial independientemente de la localización del intervalo perforado. Las condiciones asumidas en el trabajo fueron un yacimiento isotrópico, homogéneo, estado de flujo pseudo estable y un fluido ligeramente compresible. La magnitud del “*pseudoskin factor*” viene dada por la siguiente expresión:

$$S_{pp} = \frac{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 \right] \left[ 1 + \frac{q}{q_r} \right]}{\frac{q}{q_r}} \dots\dots\dots (II.67)$$

La relación de caudales de la expresión II.67, se presenta en forma gráfica para diferentes intervalos perforados, tal y como se observa en el Apéndice III.

No obstante, para el año 1980 este autor desarrolló otro modelo para el cálculo del pseudodaño por completación parcial en el cual toma en cuenta la anisotropía del reservorio, tal y como se aprecia en la siguiente ecuación:

$$S_{pp} = 1,35 \left( \frac{h}{h_p} - 1 \right)^{0,825} \left[ \ln \left( h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - 1,95 - \ln(r_{wc}) \left\{ 0,49 + 0,1 \ln \left( h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right\} \right] \dots (II.68)$$



$$r_{wc} = r_w e^{[0,2126(2,753 + \frac{Z_m}{h})]} \quad \text{para } 0 < Z_m/h < 0,5 \quad \dots\dots\dots \text{ (II.69)}$$

$$Z_m = y + \frac{h_p}{2} \quad \dots\dots\dots \text{ (II.70)}$$

Donde:

q/q<sub>r</sub>: Relación de caudal de flujo con y sin completación parcial, adim.

r<sub>e</sub>: Radio de drenaje del pozo vertical, pies.

r<sub>wc</sub>: Radio del pozo corregido, pies.

y: Distancia del tope de la arena al tope del intervalo, pies.

Z<sub>m</sub>: Distancia del tope de la arena al punto medio del intervalo perforado, pies.

**Papatzacos (1987)** <sup>[37]</sup> Estimó el pseudodaño por penetración parcial para un yacimiento homogéneo anisotrópico asumiendo régimen de flujo estable, según la siguiente expresión:

$$S_{pp} = \left(\frac{h}{h_p} - 1\right) \ln\left(\frac{\pi}{2r_D}\right) + \frac{h}{h_p} \ln\left[\frac{\frac{h_p}{h}(a-1)^{1/2}}{2 + \frac{h_p}{h}}\right] \quad \dots\dots\dots \text{ (II.71)}$$

$$r_D = \frac{r_w}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad \dots\dots\dots \text{ (II.72)}$$

$$a = \frac{h}{y + 0,25h_p} \quad \dots\dots\dots \text{ (II.73)}$$

$$b = \frac{h}{y + 0,75h_p} \quad \dots\dots\dots \text{ (II.74)}$$

Donde:

a, b: Coeficientes, adim.

$r_D$ : Radio de drenaje del pozo, adim.

**Yeh y Reynolds (1989)** <sup>[38]</sup> Este modelo es aplicable a yacimientos multicapas con flujo cruzado, donde el intervalo perforado se localiza arbitrariamente a lo largo de todo el espesor de la arena productora. Para cuantificar este mecanismo de daño desarrollaron la siguiente correlación:

$$S_{pp} = \left[ \frac{1 - f_1}{f_1} \right] \ln(\overline{h_{wD}}) \quad \dots\dots\dots \text{(II.75)}$$

$$f_1 = \frac{h_p \overline{k_w}}{h \overline{k}} \quad \dots\dots\dots \text{(II.76)}$$

$$\overline{k_w} = \frac{1}{h_w} \sum_{j=n}^m k_j h_{wj} \quad \dots\dots\dots \text{(II.77)}$$

$$\overline{h_{wD}} = \frac{C' f_1 (1 - f_1) \overline{h_D}}{e^{C_1}} \quad \dots\dots\dots \text{(II.78)}$$

$$C_1 = 0,481 + 1,01f_1 - 0,838f_1^2 \quad \dots\dots\dots \text{(II.79)}$$

El valor de la ecuación II.79 es válido si el intervalo abierto al flujo se encuentra en el tope de la formación.

Donde:

$C'$ : Coeficiente de correlación, adim.

$f_1$ : Capacidad de flujo del intervalo perforado, adim.

$\overline{h_D}$ : Espesor de todas las capas, adim.

$\overline{h_{wD}}$ : Espesor del intervalo perforado, adim.

$h_{wj}$ : Longitud perforada adyacente a una capa, pies.

$k_j$ : Permeabilidad de cada capa, md.

**Vrbik (1991)** <sup>[39]</sup> Propuso un modelo numérico para estimar el pseudodaño por completación parcial en yacimientos anisótropicos de una sola capa, reflejado en la siguiente ecuación:

$$S_{pp} = \left[ \frac{1-H}{H} \right] [1,2704 - \ln(R)] - \frac{\left\{ f_{(0)} - f_{(H)} + f_{(1-2D')} - \left[ \frac{f_{(1-2D'+H)}}{2} \right] - \left[ \frac{f_{(1-2D'-H)}}{2} \right] \right\}}{H^2} \dots \text{ (II.80)}$$

$$f_{(y)} = y \ln(y) + (2 - y) \ln(2 - y) + R \frac{\ln[\sin^2(\pi y/2) + 0,1053R^2]}{\pi} \dots \text{ (II.81)}$$

$$D' = d_1/h \dots \text{ (II.82)}$$

El autor presenta el parámetro R en función del intervalo perforado, reseñado en la tabla A.2 del Apéndice IV.

Donde:

$d_1$ : Distancia del punto medio del intervalo abierto al punto medio del espesor del yacimiento, pies.

$D'$ : Relación de apertura, adim.

H: Intervalo perforado, pies.

**Estimación del pseudodaño asociado a la Inclinación del Pozo**

**Cinco Ley et al. (1975)** <sup>[40]</sup> Desarrollaron un modelo semi-analítico para el cálculo del efecto de la completación parcial en pozos desviados de conductividad infinita, donde se asumió una presión uniforme en la totalidad del hoyo. Los resultados de las distintas combinaciones variando el ángulo de inclinación del pozo y localización del intervalo perforado son presentados en el estudio por medio de tablas, las cuales permiten obtener la contribución de cada pseudodaño involucrado, así como la incidencia total de estos factores.

No obstante, si se considera únicamente el efecto de la inclinación de pozo, el factor de pseudodaño generado se puede obtener a través de la presente ecuación:

$$S_{(\theta)} = -\left(\frac{\theta_d'}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_d'}{56}\right)^{1.865} \text{Log}\left(\frac{h}{100r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}\right) \dots\dots\dots \text{(II.83)}$$

$$\theta' = \tan^{-1} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \tan(\theta) \right] \dots\dots\dots \text{(II.84)}$$

$$\theta_d' = \frac{\theta'}{\pi} 180 \dots\dots\dots \text{(II.85)}$$

Donde:

$S_{\theta}$ : Pseudodaño por desviación del pozo, adim.

$\theta$ : Ángulo de inclinación del pozo, radianes .

$\theta_d'$ : Ángulo de inclinación del pozo, grados .

**Rogers y Economides (1996)** <sup>[41]</sup> Estimaron el efecto de la inclinación del pozo en reservorios anisotrópicos para ángulos mayores a 75°. Los autores generan dos expresiones para el cálculo del pseudodaño, que dependen de la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical de la formación ( $\beta$ ). Ambas ecuaciones son presentadas a continuación:

Para  $\beta < 1$

$$S_{(\theta)} = -1.64 \frac{\sin(\theta)^{1.77} h_D^{0.184}}{\beta^{0.821}} \dots\dots\dots \text{(II.86)}$$

Para  $\beta > 1$

$$S_{(\theta)} = -2.48 \frac{\sin(\theta)^{5.87} h_D^{0.152}}{\beta^{0.964}} \dots\dots\dots \text{(II.87)}$$

### Estimación del pseudodaño asociado al Cañoneo

**Karakas y Tariq (1991)** <sup>[42]</sup> Presentan una solución para estimar la contribución del cañoneo, considerando parámetros de la completación y del yacimiento. Los autores desarrollaron ecuaciones empíricas bajo régimen de flujo estable para pozos totalmente cañoneados. Dentro de sus resultados reflejan la incidencia de la anisotropía del reservorio, así como indican que el ángulo de fase y la longitud de penetración son los factores que denotan mayor influencia para el cálculo del pseudodaño por cañoneo.

De esta manera, el efecto de este mecanismo se puede obtener por medio de las siguientes expresiones:

$$S_p = S_H + S_V + S_{Wb} \quad \dots\dots\dots \text{(II.88)}$$

$$S_H = \ln\left(\frac{r_w}{r_{we}}\right) \quad \dots\dots\dots \text{(II.89)}$$

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b \quad \text{Para } h_D \leq 10 \text{ y } r_{pD} \geq 0.01 \quad \dots\dots\dots \text{(II.90)}$$

$$S_{Wb} = C_1 e^{(C_2 r_{wD})} \quad \dots\dots\dots \text{(II.91)}$$

De la ecuación II.89 el radio efectivo del pozo ( $r_{we}$ ) depende de la fase del cañoneo y está representado mediante las siguientes condiciones:

$$r_{we} \begin{cases} \frac{1}{4} L_p & \text{Si } \theta = 0 \\ \alpha_\theta (r_w + L_p) & \text{Si } \theta \neq 0 \end{cases}$$

El valor de alfa ( $\alpha_\theta$ ) se puede hallar con la tabla II.5. De igual forma, las constantes  $C_1$  y  $C_2$  se reportan en la tabla II.6.

Tabla II.5. Valor de alfa ( $\alpha$ ) según el Ángulo de Fase <sup>[42]</sup>

Ángulo de Fase del cañoneo ( $\theta$ )	$\alpha_0$
0°-360°	0.25
180°	0.5
120°	0.648
90°	0.726
60°	0.813
45°	0.86

Tabla II.6. Valores de  $C_1$  y  $C_2$  según el Ángulo de Fase <sup>[42]</sup>

Ángulo de Fase del cañoneo ( $\theta$ )	$C_1$	$C_2$
0°-360°	$1.6 \times 10^{-1}$	2.675
180°	$2.6 \times 10^{-2}$	4.532
120°	$6.6 \times 10^{-3}$	5.320
90°	$1.3 \times 10^{-3}$	6.155
60°	$3 \times 10^{-4}$	7.509
45°	$4.6 \times 10^{-5}$	8.791

Los valores de  $a$ ,  $b$ ,  $h_D$  y  $r_{pD}$  en la ecuación II.90 se obtienen a partir de las siguientes expresiones:

$$a = a_1 \log_{10}(r_{pD}) + a_2 \dots\dots\dots (II.92)$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2 \dots\dots\dots (II.93)$$

$$h_D = \frac{h}{L_p} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots (II.94)$$

$$r_{pD} = \frac{r_p}{2h} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right) \dots\dots\dots (II.95)$$

Las constantes  $a_1$ ,  $b_1$ ,  $a_2$  y  $b_2$  son función del ángulo de fase y se encuentran representados en la tabla II.7. Por otra parte, el radio de pozo adimensional puede calcularse como:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{L_p + r_w} \quad \text{Para } 0.3 \leq r_{wD} \leq 0.9 \quad \dots\dots\dots \text{(II.96)}$$

**Tabla II.7. Valores de  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$  y  $b_2$  según el Ángulo de Fase<sup>[42]</sup>**

Ángulo de Fase del cañoneo ( $\theta$ )	$a_1$	$a_2$	$b_1$	$b_2$
<b>0°-360°</b>	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672
<b>180°</b>	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115
<b>120°</b>	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770
<b>90°</b>	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935
<b>60°</b>	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490
<b>45°</b>	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392

Entre tanto la longitud de perforación se estima con la ecuación de Thompson<sup>[43]</sup>

$$\ln(L_p) = \ln(L_{ps}) + 0.0000086(C_t - C_f) \quad \dots\dots\dots \text{(II.97)}$$

Donde:

$C_f$ : Resistencia de compresión de la formación, lpca.

$C_t$ : Resistencia de compresión de la muestra de prueba, lpca.

$L_p$ : Longitud del disparo o perforación, pies.

$L_{ps}$ : Longitud de perforación en una prueba de superficie, pies.

$r_{pD}$ : Radio del disparo, pies.

$S_p$ : Pseudodaño por cañoneo, adim.

**Roostapuor y Yildiz (2005)**<sup>[44]</sup> Se apoyaron en el factor de eficiencia de flujo para evaluar el desempeño de los cañones a través de las pruebas API RP-19B. Este modelo determina el pseudodaño por cañoneo considerando los efectos de la

formación, convergencia hacia las perforaciones y el daño alrededor de los túneles. La expresión para cuantificar este mecanismo es:

$$S_p = \frac{h}{L_p} \left( \frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \left\{ \frac{2\pi\theta k L_p \Delta p_m}{\mu_o \beta_o q_m} (1 - CFE) \right\} \dots\dots\dots (II.98)$$

Donde:

CFE: Eficiencia de flujo, adim.

$k_{cz}$ : Permeabilidad de la zona triturada, md

$q_m$ : Caudal a través de los túneles perforados, bpd.

$\Delta p_m$ : Caída de presión en los túneles perforados, lpca.

**Estimación del pseudodaño asociado a la zona triturada alrededor de las perforaciones**

**McLeod (1983)** <sup>[45]</sup> Propuso un modelo para cuantificar los efectos de la zona triturada alrededor de los túneles perforados. La relación desarrollada para estado estable, involucra la disminución de la permeabilidad en esta área de flujo mediante la siguiente expresión:

$$S_{cz} = \left( \frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \left( \frac{h}{NL_p} \right) \ln(r_{cz}/r_p) \dots\dots\dots (II.99)$$

Donde:

N: Número de disparos, adim.

$r_{cz}$ : Radio de la zona compactada, pies.

$S_{cz}$ : Pseudodaño debido al zona triturada, adim.

**Pérez y Kelkar (1991)** <sup>[31]</sup> Diseñaron una metodología para predecir la caída de presión en los túneles perforados, mediante la técnica de ensayo y error descrita en el trabajo.



**Karakas y Tariq (1991)** <sup>[42]</sup> Estos autores cuantificaron el efecto de la compactación que existe alrededor de las perforaciones, por medio del siguiente modelo:

$$S_{cz} = \frac{h}{L_p} \left( \frac{k}{k_{cz}} \right) \ln(r_{cz}/r_p) \quad \dots\dots\dots (II.100)$$

### Estimación del pseudodaño asociado al Empaque con Grava

**Golan y Whitson (1991)** <sup>[3]</sup> Aplican la Ley de Darcy para cuantificar el efecto del empaque con grava en pozos de petróleo o gas revestidos y cañoneados, por medio de la siguiente expresión:

$$S_g = 96 \left( \frac{k}{k_g} \right) \frac{hL_p}{d_p^2 N} \quad \dots\dots\dots (II.101)$$

Donde:

$d_p$ : Diámetro de perforación, pulgadas.

$k_g$ : Permeabilidad de la grava, md.

$S_g$ : Pseudodaño debido al empaque con grava, adim.

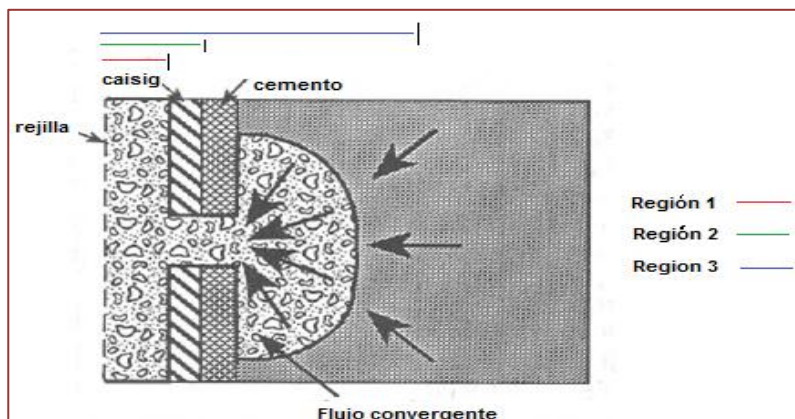
**Okoye et al. (1992)** <sup>[46]</sup> Presentan soluciones matemáticas para el cálculo del factor de daño debido al empaque con grava dependiendo si el pozo de gas se encuentra a hoyo desnudo, revestido y cañoneado. En este sentido, para hoyo desnudo se formula el siguiente modelo:

$$S_g = \frac{h}{h_p} \ln(r_w/r_l) \left[ \frac{k}{k_g} - 1 \right] \quad \dots\dots\dots (II.102)$$

Donde:

$r_l$ : Radio del liner o rejilla, pies.

**Pucknell y Mason (1992)** <sup>[47]</sup> Describen un expresión para cuantificar la caída de presión debido al empaque con grava en pozos revestidos y cañoneados. Ellos indican que la contribución de este pseudodaño se encuentra influenciada por tres regiones comprendidas alrededor del hoyo, la primera de ella se enmarca entre el radio interno del “casing” y el radio externo de la rejilla, la segunda lo representa la caída de presión en los túneles perforados entre el radio del pozo y el radio interno del revestidor. Por último la influencia del flujo convergente a través de los túneles involucra la tercera región considerada por los autores, tal y como se muestra en la Figura II.17



**Figura II.17. Regiones contribuyentes al pseudodaño por empaque con grava (Modelo Pucknell y Mason) <sup>[47]</sup>**

La solución para calcular la incidencia de este pseudodaño en las dos primeras regiones es:

$$S_g = \frac{k}{k_g} \left[ \ln(r_c/r_s) + \frac{2L_{cc}}{spf r_p^2} \right] \dots\dots\dots (II.103)$$

$$L_{cc} = r_w - r_c \dots\dots\dots (II.104)$$

Donde:

$r_c$ : Radio interno del revestidor, pies.

$r_s$ : Radio externo de la rejilla, pies.

$spf$ : Densidad de cañoneo, disparos/pies.

**Schlumberger (2008)** <sup>[48]</sup> Dentro del simulador comercial PIPESIM™ se encuentra referenciada, en el portal de ayuda, la ecuación II.105 para cuantificar el efecto del empaque con grava en pozos verticales completados a hoyo desnudo.

$$S_g = \frac{k}{k_g} [\ln(2 r_e / D_l)] \dots\dots\dots (II.105)$$

Donde:

D<sub>l</sub>: Diámetro de la rejilla, pies.

**Estimación del pseudodaño asociado al Fracturamiento Hidráulico**

**Cinco Ley y Samaniego (1981)** <sup>[49]</sup> Analizaron el comportamiento de una fractura vertical de conductividad infinita y los diferentes escenarios por los cuales se origina el pseudodaño por fracturamiento. Se estudió el efecto de éste a causa de la zona alterada alrededor de la fractura y al área afectada correspondiente entre la fractura y las adyacencias del hoyo.

Los autores enfatizan que el pseudodaño representa una restricción de flujo originada por la pérdida del fluido de fracturamiento hacia la formación o como consecuencia del material apuntalante incrustado entre la fractura y la vecindad del pozo, ambas condiciones menoscaban la productividad del pozo.

En este sentido, para cuantificar el efecto del daño a causa de la pérdida de fluido se tiene la ecuación II.107, la cual involucra una reducción en la permeabilidad de la fractura. Por otra parte, para calcular el daño por el material apuntalante triturado o también conocido como “*choked fracture*” se presenta la expresión II.106.

$$S_{fch} = \frac{\pi k x_s}{b_f s k_f} \dots\dots\dots (II.106)$$

$$S_{fs} = \frac{\pi b_s}{2X_f} \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \dots\dots\dots (II.107)$$

$$S_f = S'_{hf} - \ln(X_f/r_w) \dots\dots\dots (II.108)$$

De ecuación II.108 el término  $S'_{hf}$  viene dado por un conjunto de expresiones referidas a continuación:

$$S'_{hf} \begin{cases} 0.75 + \ln(Cf) = 1.6368 & Si Cf < 1 \\ 3.0386 - 2.349e^{(-0.511Cf^{-0.909})} & Si 1 \leq Cf < 1000 \\ 0.692 & Si Cf \geq 1000 \end{cases}$$

Donde:

$C_f$ : Conductividad de la fractura, adim.

$b_{fs}$ : Ancho de la fractura, pies.

$b_s$ : Ancho de la zona dañada alrededor de la fractura, pies.

$k_f$ : Permeabilidad de la fractura, md

$k_s$ : Permeabilidad de la zona dañada, md.

$S_{fch}$ : Pseudodaño debido a *choked fracture*, adim.

$S_{fs}$ : Pseudodaño debido a la invasión de fluido en la formación, adim

$X_f$ : Longitud media de la fractura, pies.

$X_s$ : Longitud del *choked fracture*, pies.

$S_f$ : Pseudodaño debido al fracturamiento hidráulico, adim.

**Mayer y Jacot (2005)** <sup>[50]</sup> Proponen una solución analítica simple para predecir el comportamiento en estado pseudo-estable de un pozo con fractura vertical de conductividad finita, basados en el concepto de resistividades dominantes. Asimismo su formulación presenta expresiones para estimar el pseudodaño por fracturamiento hidráulico sobre un área de drenaje rectangular, cuando la longitud de la fractura se despreciable comparada con la longitud del reservorio. En este sentido, la expresión formulada para el cálculo del “*skin*” es la siguiente:

$$S_f = \ln\left(2 + \frac{\pi}{C_{fD}}\right) \dots\dots\dots (II.109)$$

Donde:

$C_{fD}$ : Conductividad de la fractura, pies.

**Mahdiyar et al. (2007)** <sup>[51]</sup> Introdúcen una serie de correlaciones para calcular los efectos del pseudodaño por fracturamiento hidráulico basados en métodos de diferencias finitas y la simulación del flujo Darcy a través de la fractura. Mediante la comparación de sistemas a hoyo desnudo fracturado y pozos revestidos aplicando la técnica de fracturamiento se optimizó el diseño en dicha práctica para minimizar la resistencia del flujo ocasionada por el volumen y la permeabilidad de la fractura.

Los autores exponen que este pseudodaño representa la resistencia al flujo en la zona fracturada, así como los efectos del flujo no radial en las adyacencias de la cara de la fractura.

De esta forma, las soluciones desarrolladas son:

$$S_f = \ln\left(2A + \frac{\pi}{C_{fD}}\right) \dots\dots\dots (II.110)$$

$$A = \ln\left(e - \frac{0.17}{I_x - 0.87}\right) \dots\dots\dots (II.111)$$

En la ecuación II.111 el término  $I_x$  representa la relación entre el tamaño de la fractura comparado con el área de drenaje, y puede estimarse por medio de la siguiente solución matemática:

$$I_x = \frac{r_e}{X_f} \dots\dots\dots (II.112)$$

La disminución de permeabilidad en la vecindad de la fractura a consecuencia de la invasión de fluido de fracturamiento dentro de la formación se cuantifica con la siguiente ecuación:

$$S_{fs} = \left(0.48 + \frac{1}{C_{fD}}\right) \left(\frac{W_d}{X_f}\right)^{0.82} \left(\frac{k}{k_d} - 1\right)^{0.7} \dots\dots\dots (II.113)$$

La solución matemática II.114 permite estimar la disminución de la conductividad de la fractura debido a la presencia de finos o material apuntalante triturado.

$$S_{fch} = 0.43 \left(\frac{\pi k x_{ck}}{W_f k_f}\right)^{0.51} \left(\frac{k_f}{k_{fck}} - 1\right)^{0.7} \dots\dots\dots (II.114)$$

Donde:

e: Exponencial, adim.

k<sub>fck</sub>: Permeabilidad de la zona afectada por *Choked Fracture*, md.

X<sub>ck</sub>: Longitud del *choked fracture*, pies

X<sub>f</sub>: Longitud media de la fractura, pies.

W<sub>d</sub>: Ancho de la zona dañada, pies.

W<sub>f</sub>: Ancho de la fractura, pies.

**II.2.3.4 Efecto del Factor de Daño en la Productividad de Pozos Horizontales**

La perforación de pozos horizontales ha incrementado su praxis, en los últimos años, gracias a los numerosos beneficios que estos conllevan. En este sentido, el incremento en el área de flujo o contacto con el reservorio es una de las principales ventajas devengadas, no obstante, dependiendo de la heterogeneidad del yacimiento la influencia del daño a la formación puede incidir negativamente sobre la productividad del mismo.

Debido a ello, en la literatura se encuentran disponibles diversos modelos para estimar el “*skin factor*” en un pozo horizontal. De esta manera, dependiendo de la

distribución del daño a lo largo de toda la longitud, los estudios se clasifican en dos grandes grupos:

**Modelos para una distribución uniforme del *skin factor***

**Goode y Thambynayangan (1987)** <sup>[52]</sup> Asumen flujo radial alrededor del pozo, calculando la caída de presión adicional generada por el efecto del daño a la formación en dicha zona, con la siguiente ecuación:

$$S_h = \frac{h}{L} S_v \dots\dots\dots (II.115)$$

Donde:

S<sub>h</sub>: Daño de un pozo horizontal, adim.

S<sub>v</sub>: Daño de un pozo vertical, adim.

**Panteha et al. (2009)** <sup>[53]</sup> En este trabajo los autores desarrollan una expresión semi-analítica para estimar el daño a la formación, simplificando el modelaje del flujo tridimensional alrededor de un pozo horizontal en un problema bidimensional para un fluido monofásico en estado estable.

Partiendo del modelo de **Hawkins (1956)** <sup>[34]</sup> y por medio del uso la herramienta matemática denominada “*Response Surface Statical Method (RSM)*”, obtuvieron una función polinómica aproximada para cuantificar el daño de la siguiente manera:

$$S_m = a_0 + \sum_{i=1}^4 a_i x_i + \sum_{i=1}^4 a_{ii} x_i^2 + \sum_{i=1}^4 \sum_{j=i+1}^3 a_{ij} x_i x_j \dots\dots\dots (II.116)$$

La ecuación II.116 es aplicable bajo la suposición que el espesor del reservorio es menor a la longitud del pozo. Además las constantes “a<sub>i</sub>” vienen dadas por medio de una tabla presentada en la referencia del estudio, asimismo los valores de “x<sub>i</sub>”

se estiman con expresiones dependientes de la anisotropía, longitud y radio del pozo.

### Modelos para una distribución no uniforme del *skin factor*

Los siguientes modelos incorporan una distribución no uniforme del daño mecánico a lo largo del tramo horizontal, el cual dependerá de la anisotropía del yacimiento y del tiempo de exposición del fluido durante las operaciones de perforación y completación del pozo.

En general, los estudios referidos en la literatura bajo este escenario, consideran el daño a la formación en forma de cono elíptico truncado, con base cercana a la sección vertical del pozo, como se muestra en la Figura II.18. Además, la mayoría de estos trabajos han demostrado que el perfil de presiones presenta un mayor gradiente alrededor de esta zona.

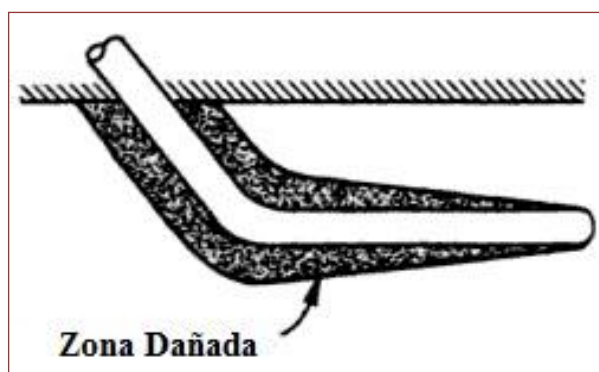


Figura II.18. Distribución del daño a lo largo de la sección horizontal <sup>[10]</sup>

Dentro de los modelos para cuantificar el daño a la formación se encuentran:

**Frick y Economides (1993)** <sup>[54]</sup> Presentan una descripción conceptual y matemática del daño a lo largo de la longitud de un pozo horizontal, considerando la espesor de la zona afectada mayor en el codo (“*heel*”) del pozo y disminuyendo linealmente hacia la punta (“*toe*”) del mismo.



La forma de un cono elíptico truncado es la premisa asumida en este modelo para predecir la influencia del daño a la formación. Esta característica adicionada a la consideración de flujo estable se empleó para la construcción de la ecuación II.117.

$$S'_{eq} = \left(\frac{k}{k_d} - 1\right) \ln \left[ \frac{1}{(\beta + 1)} \sqrt{\frac{4}{3} \left( \frac{a_{sH,max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sH,max}}{r_w} + 1 \right)} \right] \dots\dots\dots (II.117)$$

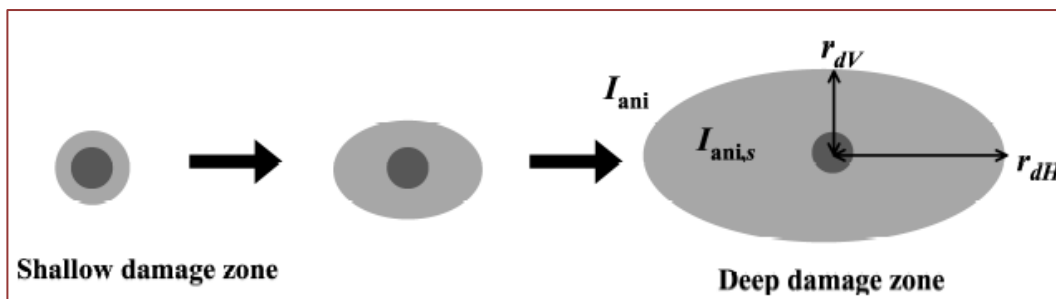
Donde:

$a_{sH,max}$ : Eje horizontal de la elipse en la zona afectada, pies.

$S'_{eq}$ : Daño a la formación para pozo horizontal, adim.

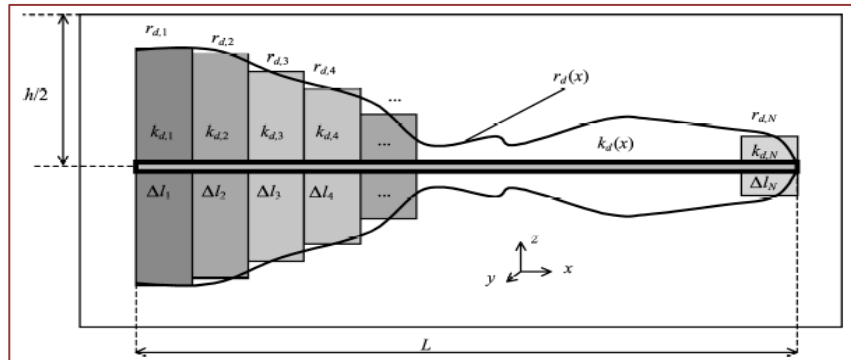
**Ozkan y Raghavan (1997)** <sup>[55]</sup> Proponen una solución matemática para estimar el daño mecánico bajo régimen de flujo transitorio en el yacimiento. Asimismo evalúan los efectos de las caídas de presión a lo largo de la longitud, indicando que la suposición de distribución del “*skin factor*” de manera uniforme sólo aplica dentro de la condición de un hoyo con conductividad infinita.

**Furui, Zhu y Hill (2003)** <sup>[56]</sup> Desarrollan una expresión general para el cálculo del factor de daño mecánico considerando la región afectada cercana al pozo de forma circular, en contraste a las zonas mas alejadas donde se asume una forma elíptica como se muestra en la Figura II.19.



**Figura II.19. Sección transversal del patrón de daño en un pozo horizontal (Modelo de Furui et al.)** <sup>[56]</sup>

El modelo se aplica a diferentes distribuciones del daño a lo largo de la sección horizontal, dependiendo del tiempo de exposición durante el proceso de perforación y completación. En este sentido, vinculando este efecto con la entrada de caudal, se asumen un perfil similar al de presiones a lo largo de toda la longitud, tal y como se refleja en la Figura II.20.



**Figura II.20. Distribución del daño a lo largo del tramo horizontal (Modelo de Furui et al.)** <sup>[56]</sup>

La expresión analítica resultante para estimar el daño mecánico es:

$$S_{dh} = \frac{L}{\int_0^L \left\{ \left[ \frac{\beta h}{r_w(\beta + 1)} \right] + S_{d(x)} \right\}^{-1} dx} - \ln \left[ \frac{\beta h}{r_w(\beta + 1)} \right] \dots\dots\dots (II.118)$$

Donde:

S<sub>dh</sub>: Daño a la formación para un pozo horizontal, adim.

S<sub>d(x)</sub>: Daño a la formación por segmento de longitud, adim.

**II.2.4 CAÍDAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES**

Como se ha mencionado, los pozos horizontales constituyen una alternativa atractiva para la producción de hidrocarburos, incrementando la eficiencia de recobro, gracias a la mayor área de flujo entre el reservorio y el hoyo, lo que ocasiona diferenciales de presión más pequeños comparados con un pozo vertical.

Desde el punto de vista del comportamiento del flujo en un pozo horizontal y su interacción con el yacimiento, diversas investigaciones se han realizado con el propósito de analizar la relación existente entre caudal y presión, permitiendo la construcción de la curva de IPR.

Los modelos previamente descritos para el cálculo de la afluencia en pozos horizontales suponen una presión constante a lo largo de la longitud horizontal, lo que implica que las caídas de presión dentro del pozo son despreciable comparado con el “drawdown” del yacimiento. A fin de comprender la incidencia de éstas a lo largo del tramo horizontal, en la literatura se reseñan varias soluciones que consideran una conductividad finita y las pérdidas por fricción como parámetro dominante. Los trabajos referidos a continuación se clasifican en:

**Modelos Analíticos** <sup>[57]</sup>

Expresan soluciones con algoritmos simplificados para el cálculo de las pérdidas por fricción dentro del tramo horizontal, contemplando la interacción física entre el pozo y el reservorio. Dentro de los los trabajos reflejados en la literatura se encuentran:

**Dikken (1990)** <sup>[58]</sup> Fue el primero en calcular el efecto de fricción sobre las caídas de presión de un pozo horizontal, considerando un sistema monofásico, régimen estable y flujo turbulento para completaciones a hoyo desnudo o liner ranurado en un yacimiento homogéneo.

Este modelo se basó en la suposición que el índice de productividad por unidad de longitud es constante y el flujo radial cercano a la punta (“toe”) es despreciable. Un balance volumétrico para el caudal dentro del pozo se empleó para formular la siguiente ecuación diferencial:

$$\left(\frac{d^2}{dx^2}\right)q(x) = J_s R_w q_w^{2-\alpha} \dots\dots\dots (II.119)$$

$$R_w = 0,316 \left( \frac{\pi \mu d}{4 \rho} \right)^\alpha \left[ \frac{8 \rho}{\pi^2 d^5} \right] \dots\dots\dots (II.120)$$

Donde:

d: Diámetro interno de la tubería, m.

J<sub>s</sub>: Índice de Productividad del pozo por unidad de longitud, m<sup>3</sup>/d-m-100 kPa.

q<sub>(x)</sub>: Caudal de entrada dentro del tramo horizontal, m<sup>3</sup>/d.

R<sub>w</sub>: Resistencia de Flujo dentro del pozo horizontal.

α: Parámetro de Blasius, adim.

x: Distancia a lo largo del segmento horizontal, m.

Los resultados para la ecuación II.119 se obtienen para casos de longitud horizontal finita e infinita.

**Joshi (1991)** <sup>[10]</sup> Asume que el caudal de un fluido monofásico entra totalmente por la punta del pozo. Asimismo, representa el tramo horizontal como una tubería sólida sobre la cual, se cuantifican las pérdidas de presión empleando la ley de conservación de la energía tal y como se muestra en la Fig. II.21. En este sentido, despreciando los efectos de aceleración y gravedad se tiene:

$$\Delta p = (1,14644 \times 10^{-5}) f_m \rho q_o^2 L / d^5 \dots\dots\dots (II.121)$$

Donde:

f<sub>m</sub>: Factor de fricción de Moody, adim.

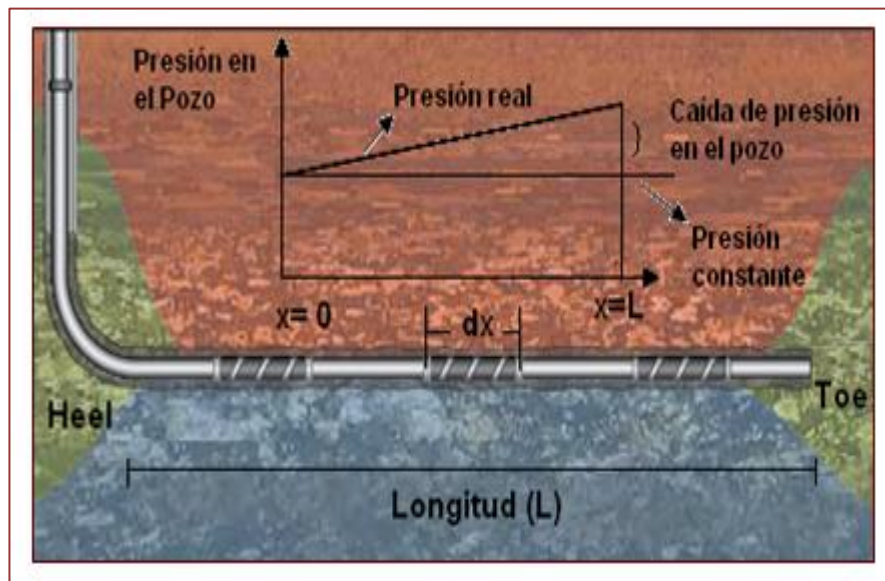


Figura II.21. Diagrama de las caídas de presión a lo largo del tramo horizontal.

Ozkan et al. (1993) <sup>[59]</sup> Construyeron una solución matemática para comprender la influencia de las caídas de presión sobre la productividad del pozo completado a hoyo desnudo o liner ranurado, contemplando un yacimiento anisotrópico y un fluido monofásico bajo regímenes laminar o turbulento. Por otra parte, asumen que no existe un caudal alrededor de la punta, y el flujo es continuo a lo largo de la longitud. Utilizan el balance de masas y transferencia de moméntum para calcular el diferencial de presión dentro del pozo como:

$$P_{wD}(t_D) - P_{D(x_D, r_{wD}, t_D)} = \frac{N_{RE} f_t}{16} \frac{\pi}{C_{HD}} \left[ 2x_D - \int_{0^+}^{x_D} \int_{0^+}^{x_D} \frac{D}{N_{RE} f_t} q_{hD} dx_D'' dx_D' \right] \quad \dots \quad (II.122)$$

$$D = N_{RE}^2 \frac{df}{dN_{RE}} + 2N_{RE} f \quad \dots \dots \dots (II.123)$$

Donde:

$C_{HD}$ : Conductividad del pozo horizontal, adim.

$f$ : Factor de Fanning, adim.

$f_i$ : Factor de Fanning en el heel, adim.

$N_{RE}$ : Número de Reynolds, adim.

$N_{REt}$ : Número de Reynolds en el heel, adim.

$P_D$ : Presión en la cara de la arena, adim.

$P_{wD}$ : Presión en el heel, adim.

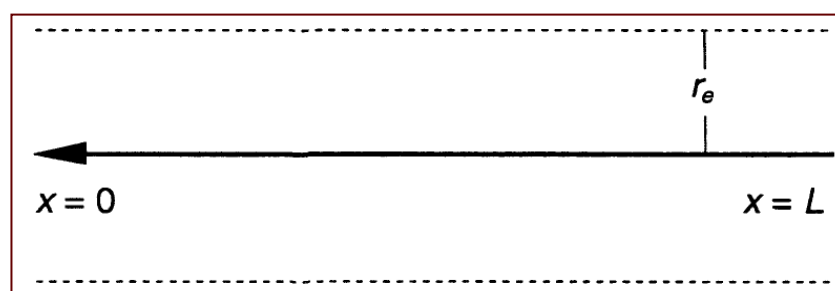
$q_{h(D)}$ : Caudal de entrada, adim.

$t_D$ : Tiempo, adim.

$x_D$ : Distancia en la dirección  $x$ , adim.

Resolviendo la ecuación II.122, los autores enfatizan que a medida que el número de Reynolds incrementa y la conductividad es baja, la fricción comienza a ser significativa en el pozo, además indican que la distribución del caudal de entrada declina a medida que se aproxima hacia el “*toe*” como consecuencia de estos efectos.

**Novy (1995)** <sup>[60]</sup> Generalizó la propuesta de Dikken desarrollando lineamientos para determinar la longitud y producción de un pozo horizontal, en escenarios donde la fricción no es significativa. El modelo toma en cuenta un sistema monofásico bajo régimen de flujo estable y se aplica en pozos completados a hoyo desnudo o con liner ranurado. Adicionalmente, se distinguen dos regiones de interés: un yacimiento homogéneo e isotrópico donde se fija un valor de presión como condición límite y un pozo horizontal que penetra totalmente el reservorio, localizado a lo largo del volumen cilíndrico como se puede observar en la Figura II.22.



**Figura II.22. Volumen de Drenaje de un Pozo Horizontal** <sup>[60]</sup>

El autor señala que las caídas de presión no son uniformes en la sección horizontal, puesto que la fricción ocasiona una disminución aguas abajo. En

consecuencia, un balance volumétrico dentro del yacimiento y el hoyo es llevado a cabo con el propósito de calcular el caudal de entrada en cada segmento la longitud, conduciendo a la siguiente expresión diferencial en función del número de Reynolds:

$$\frac{d^2 N_{RE}}{d\varepsilon^2} + \left( \frac{C_1 \mu^{BH}}{d^2} \right) \left( \frac{dq_e^{BH}}{dp_{wf}} \right) 4f N_{RE}^2 = 0 \quad \dots\dots\dots (II.124)$$

Donde:

BH: Condiciones de yacimiento.

C<sub>1</sub>: constante.

d: Diámetro del pozo, pies.

N<sub>RE</sub>: Número de Reynolds, adim.

q<sub>e</sub>: Caudal de entrada, bpd/pies.

sc : Condiciones estándar, 60 °F / 14,7 lpc.

ε : Rugosidad, adim.

x: Coordenada axial, pies.

Resolviendo la expresión diferencial para el caso de flujo laminar, Novy concluye que los efectos de fricción pueden reducir la tasa de producción a 10% o más, cuando la relación entre las caídas de presión en el pozo y el heel excede al 15%.

**Yildiz y Ozkan (1998)** <sup>[57]</sup> Introdúcen el concepto del factor de afluencia referido a las pérdidas de presión dentro de una tubería sólida, equivalente en toda la sección horizontal. Éste es empleado en una ecuación empírica para estimar la productividad de pozos donde la fricción es significativa. Aplicando los principios del balance de masas para un fluido incompresible bajo régimen de flujo estable, las pérdidas de presión dentro del pozo horizontal se pueden calcular como:

$$\frac{1}{G} = \frac{1}{8} \int_0^2 \frac{f}{f_t} \left[ \int_z^2 u_{D(\alpha)} d\alpha \right]^2 dz \quad \dots\dots\dots (II.125)$$

$$G = \frac{\Delta P_{HpD}}{(P_{wD(xD)} - P_{wLD})} \dots\dots\dots (II.126)$$

Donde:

$f_i$ : Factor de fricción en el heel, adim.

G: Factor de afluencia, adim.

$\Delta P_{HpD}$ : Caídas de presión dentro del pozo, adim.

$P_{wD(xD)}$ : Presión en cualquier segmento de la longitud horizontal, adim.

$P_{wLD}$ : Presión en el toe, adim.

$u_{D(0)}$ : Función de la distribución del caudal, adim.

**Penmatcha et al. (1999)** <sup>[61]</sup> Presentan lineamientos para determinar cuando la fricción es importante y con ello calcular la longitud óptima del pozo horizontal. Los resultados son detallados para el caso de un fluido monofásico, régimen estable y yacimiento homogéneo. Con la suposición de un índice de productividad constante, indican que las caídas de presión en el pozo son significativas únicamente si son comparables con las del “*heel*”, lo que permite obtener la longitud del tramo horizontal mediante la siguiente expresión:

$$L = \int_0^Q \frac{\frac{dq(x)}{dx}}{\sqrt{2J_s} \int_q^{q_w} \left[ \frac{dp_{wf}}{dx} \right] \left( \frac{dq(x)}{dx} \right) + [J_s \Delta P_0]^2} \dots\dots\dots (II.127)$$

Donde:

$\Delta P_0$ : Drawdown en el heel, psia.

x: Distancia a lo largo de la longitud horizontal, pies.

**Modelos Numéricos** <sup>[57]</sup>

Toman en cuenta la interacción entre el reservorio y el pozo para el cálculo del diferencial de presión dentro del segmento horizontal, pero requieren de



sofisticadas herramientas computacionales para la resolución de los algoritmos matemáticos. Los trabajos que contemplan estas soluciones son:

**Folefac et al. (1991)** <sup>[62]</sup> Proponen un modelo matemático basado en la distribución del caudal de entrada en el pozo a través de las perforaciones, considerando flujo bifásico bajo régimen pseudo-estable. Consecutivamente dentro la simulación, utilizan el modelo de fluido “*Black Oil*”, la ley de la conservación de masas y moméntum para el cálculo de las caídas de presión. Los resultados muestran que el diferencial de presión en el pozo incrementa en presencia de gas libre, además que la fricción es significativa a medida que el diámetro del hoyo disminuye y el caudal aumenta.

**Seines et al. (1993)** <sup>[63]</sup> Analizan la importancia de las pérdidas de presión por fricción en la longitud horizontal, mediante la implementación de un modelo tridimensional dentro un simulador comercial. A partir de los resultados del caso base en el Campo Troll, localizado en Noruega, se observó que a medida que se extiende la longitud del pozo horizontal no existe un incremento significativo en la producción, además el efecto de fricción es más pronunciado en hoyos con diámetros pequeños.

**Su y Lee (1995)** <sup>[64]</sup> Desarrollaron un modelo basado en flujo transitorio, bifásico dentro de un simulador comercial, en el cual se variaron los casos para “*Black Oil*” composicional, procesos térmicos y miscibles. Las ecuaciones que gobiernan la simulación son el balance de energía, balance de masas y transferencia de moméntum. Los resultados muestran que las pérdidas de presión por fricción tienen un impacto negativo sobre la productividad del pozo.

#### **II.2.4.1 Distribución del caudal en el Tramo Horizontal** <sup>[10]</sup>

Puesto que en la práctica la mayoría de los pozos producen bajo condiciones de flujo bifásico, Joshi sugiere el uso correlaciones multifásicas disponibles en la

literatura como Beggs & Brill <sup>[70]</sup>, para cuantificar las pérdidas por fricción en la sección horizontal.

Igualmente, indica que las caídas de presión en el tramo horizontal dependen del perfil del caudal de entrada que se posea, originando diversos esquemas de distribución del fluido de acuerdo a la heterogeneidad del reservorio, la fricción a lo largo de la longitud, y si el sistema es considerado con conductividad infinita o flujo uniforme, tal y como se muestra en la Figura II.23.

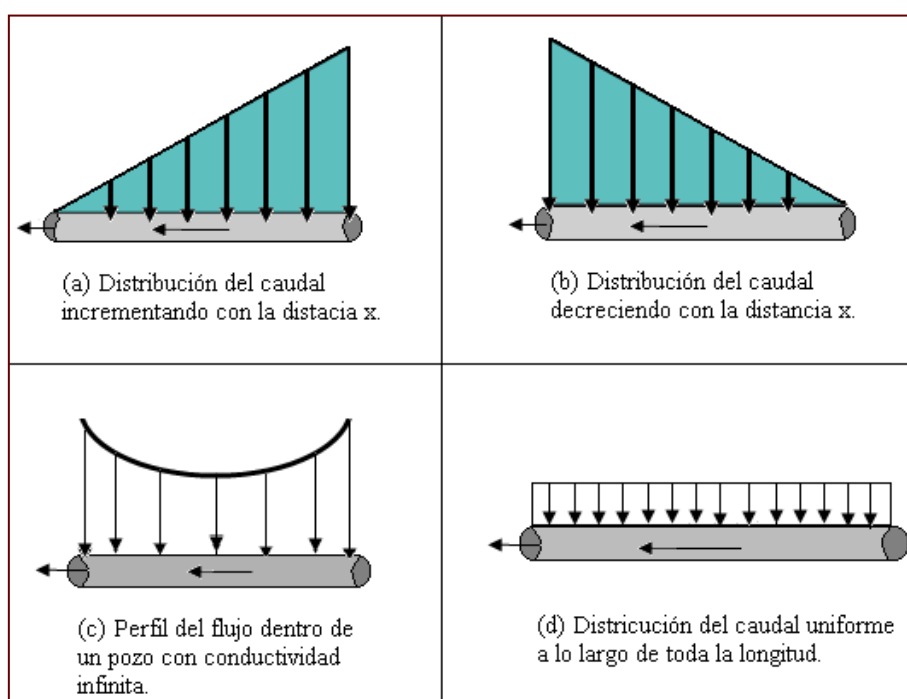


Figura II.23. Perfil de distribución del caudal en un pozo horizontal <sup>[10]</sup>

### II.2.5 PRODUCCIÓN CONJUNTA DE YACIMIENTOS (*COMMINGLED PRODUCTION*)

La producción en conjunto se refiere al drenaje simultáneo de hidrocarburos provenientes de múltiples arenas a través de un mismo pozo, resultando en la mezcla de distintos fluidos dentro de dicha tubería. Estos reservorios constituyen capas productoras distintas con presiones, fluidos y mecanismos de empuje

primario diferentes, que podrían estar o no conectadas hidráulicamente a través de la formación.

Sumado a lo anterior, el fenómeno de “*crossflow*” o flujo cruzado se evidencia cuando la presión de fondo en la cara de la arena es mayor que la presión estática de la misma, lo que ocasiona un flujo de entrada desde el pozo hacia la formación. En esta condición se considera que se está inyectando fluido en el horizonte de manera espontánea.

De esta forma, cuando existen múltiples yacimientos conectados por una tubería, la presión de uno de estos puede ocasionar un incremento en la presión de fondo generando un contraflujo hacia las zonas de menor presión, también conocidas como zonas ladronas. Asimismo, la presencia de fallas permeables entre los reservorios o fallas en la cementación del pozo puede permitir el paso de fluidos de un horizonte a otro.

En lo que respecta a la incidencia de este fenómeno sobre la producción total del sistema, se evidencia una disminución del caudal debido a que no todo el fluido llega a superficie quedando una proporción en las zonas de menor presión, lo que se traduce en caudales negativos al momento de cuantificar el aporte para capas de presión de fondo fluyente muy elevadas. Esto puede originar pérdidas en las reservas contabilizadas en caso de que el fluido perdido por “*crossflow*” no pueda ser producido nuevamente por el reservorio donde se inyectó.

Por otra parte, la producción conjunta busca mejorar la vida útil de los pozos, manteniendo el caudal en niveles económicos aceptables, que los reservorios por separados son incapaces de alcanzar. Es por ello que se desea que los fluidos de cada intervalo productor sean compatibles, con el fin de evitar la precipitación de compuestos orgánicos, inorgánicos (escamas) o formación de emulsiones viscosas dentro de sistema, además de prevenir o contabilizar el efecto del flujo cruzado bajo este escenario.

### II.2.5.1 Comportamiento de Afluencia de pozos con Producción Conjunta

El comportamiento de afluencia en pozos con producción conjunta ha sido analizado por diversos autores tales como **Nind (1964)** <sup>[65]</sup> quien expone que la productividad del conjunto de yacimientos puede reflejarse como la sumatoria de las productividades individuales de cada estrato. Asimismo plantea que la curva de IPR compuesta se puede construir adicionando punto a punto los caudales para cada presión.

Sin embargo, no considera la posibilidad de flujo cruzado entre las arenas, y supone que la distancia entre las zonas productoras no genera una caída de presión adicional dentro del sistema.

Análogamente, **Beggs (1991)** <sup>[2]</sup> expone una metodología para construir el comportamiento de afluencia bajo escenarios con producción conjunta. El análisis considera el crudo de ambos horizontes con las mismas propiedades PVT, a pesar de que los estratos producen con diferentes índices de productividad y las presiones de cada yacimiento son distintas, tal y como se muestra en la Figura II. 24. No obstante, no se cuantifican las caídas de presión dentro de la tubería que separa ambas arenas.

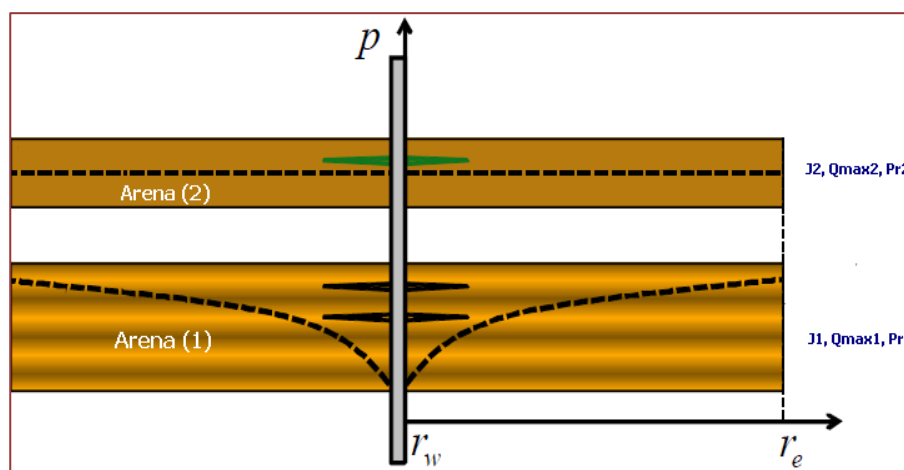


Figura II.24. Esquema de un pozo con producción conjunta <sup>[66]</sup>

De esta forma, al considerar el caso donde  $P_{R1}$  es mayor que  $P_{R2}$ , si la presión de fondo fluyente es mayor  $P_{R2}$ , existirá flujo cruzado de la primera arena hacia la segunda, como se evidencia en la Figura II.25. Por lo tanto, no se observa producción neta en superficie hasta que la tasa del primer horizonte supere el caudal de entrada por “*crossflow*” en el segundo estrato. Es decir, una vez que la presión de fondo fluyente haya declinado lo suficiente se generara un aporte en superficie.

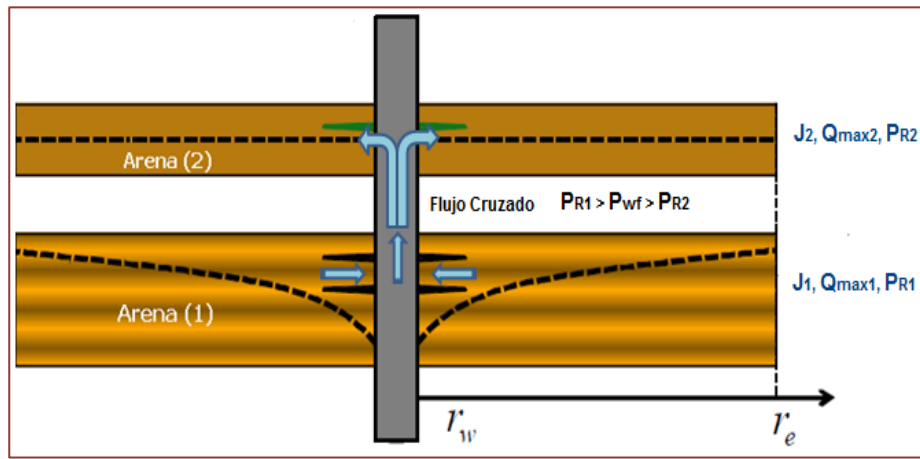


Figura II.25. Esquema del fenómeno de flujo cruzado <sup>[66]</sup>

La presión de fondo fluyente mínima donde la tasa producida por la primera arena es igual al caudal inyectado en la segunda zona puede calcularse suponiendo una IPR lineal para bajos “*drawdowns*” en la formación, como se observa en la Figura II.26.

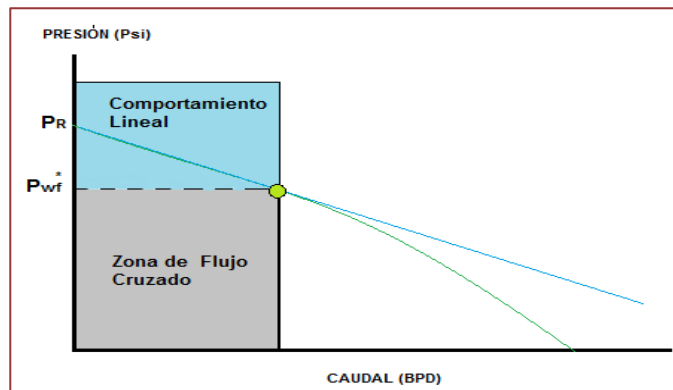


Figura II.26. Representación del comportamiento de afluencia considerando flujo cruzado.

Considerando un comportamiento lineal se obtienen las siguientes ecuaciones para calcular la presión correspondiente a dicha condición:

$$q_2 = J_2(\overline{P}_{R2} - P_{wf}^*) = q_1 = J_1(P_{wf}^* - \overline{P}_{R1}) \quad \dots\dots\dots (II.128)$$

$$P_{wf}^* = \frac{\overline{P}_{R1} + \overline{P}_{R2} \left(\frac{J_2}{J_1}\right)}{1 + J_2/J_1} \quad \dots\dots\dots (II.129)$$

El valor de  $P_{wf}^*$  corresponde al punto de caudal nulo sobre el comportamiento de afluencia, no obstante se evidencia flujo cruzado entre los reservorios. Para presiones inferiores a  $P_{wf}^*$ , la arena con mayor presión aporta producción en superficie. De esta manera, para graficar la IPR compuesta debe analizarse el comportamiento de cada yacimiento para distintas presiones de fondo y sumar los caudales para obtener el aporte total del sistema.

Posteriormente, **Ferrer (1998)** <sup>[67]</sup> detalla un procedimiento para construir el comportamiento de afluencia de pozos con producción conjunta tomando en cuenta las caídas de presión a lo largo de la tubería. Esta metodología requiere data pertinente de cada arena así como del pozo, tales como la profundidad de los intervalos productores, las IPR individuales, características de los fluidos, diámetro de la tubería entre otros.

En este sentido, el proceso para construir la curva (IPR) cuando dos arenas se encuentran produciendo en conjunto se describe a continuación:

- 1- De la grafica IPR individual de la zona mas profunda, seleccionar arbitrariamente una presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) y leer el caudal requerido correspondiente en la curva.
- 2- Determinar la presión de fluyente ( $P_{wf}^*$ ) en la cara de la arena inmediatamente superior a la más profunda, haciendo uso de soluciones matemáticas para estimar las caídas de presión en presencia de un flujo multifásico.

3- Verificar si la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}^*$ ) estimada en el ítem anterior, es mayor o menor que la presión de yacimiento de la arena inmediatamente superior a la más profunda, para determinar la existencia de flujo cruzado, tal y como se observa en la Figura II.25.

4- En caso de que  $P_{wf}^* < P_{y2}$  existirá aporte de la segunda arena, por lo tanto se calcula el caudal a  $P_{wf}^*$ , utilizando el gráfico IPR individual para este estrato y se lee la tasa correspondiente a la presión obtenida. El aporte total de fluido, se obtendrá por medio de la sumatoria del  $Q_1$  y  $Q_2$ .

5- En contraste, si  $P_{wf}^* > P_{y2}$  se evidencia la presencia de “*crossflow*” o flujo cruzado entre las zonas productoras, bajo este escenario se debe cuantificar el caudal que entra al estrato superior, empleando el concepto de Índice de Productividad como se expresa en la ecuación II.128. La contribución total de fluido, representa el aporte de la zona mas profunda menos el caudal que se entrapa en capa superior de menor presión que  $P_{wf}^*$ .

8- Como se mencionó el aporte total ( $Q_{total}$ ) de los horizontes, se obtiene mediante la sumatoria de los caudales  $Q_1$  y  $Q_2$ . Este valor con su correspondiente presión de fondo fluyente ( $P_{wf}^*$ ) representa el primer punto de la curva IPR compuesta.

10- Repetir la metodología c para distintos caudales de producción en la zona inferior, hasta completar la grafica de la curva IPR compuesta con todos sus puntos, tal y como se observa en la Figura II.27.

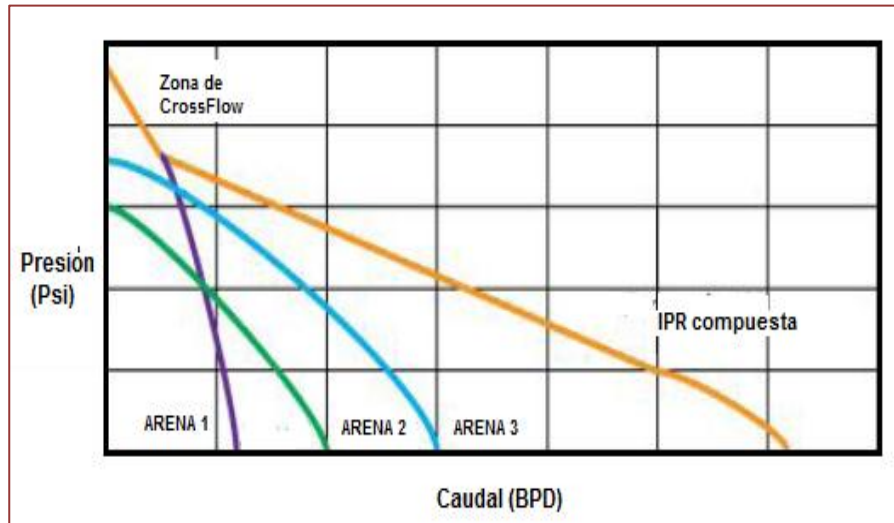


Figura II.27. Curva IPR compuesta <sup>[65]</sup>

La metodología anterior se describe para dos estratos, sin embargo puede aplicarse para dos o más zonas simultáneamente, repitiendo el procedimiento para cada arena.



## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

#### III.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo a la problemática planteada y en función de sus objetivos, el tipo de investigación que se incorpora al presente Trabajo Especial de Grado se denomina investigación proyectiva o proyecto factible. La misma consiste en... “la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta o modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos y necesidades de tipo práctico, ya sea de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de programas, políticas, tecnologías, métodos...” UPEL (2003) <sup>[68]</sup>

Este tipo de investigación implica la búsqueda teórica de la propuesta y la aplicación de estos conocimientos para el desarrollo del proyecto. En este caso, se realizó una recopilación y selección bibliográfica de los diversos tópicos abordados en los objetivos del estudio, a fin de generar una herramienta computacional para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos verticales y horizontales.

#### III.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

En el marco de la investigación propuesta, se define el diseño de investigación como la estrategia que permite orientar desde el punto de vista técnico al investigador para dar respuesta a la situación planteada, refiriéndose al dónde y cómo compila la información.

De esta manera, el estudio se orienta hacia la incorporación de un diseño documental, en el cual la información se obtiene a partir de la recopilación

bibliográfica en diversas fuentes confiables sobre un tema específico, sin tratar de aprobar u objetar alguna idea o postura.

Este tipo de diseño enmarca la investigación, debido a que se recopiló, seleccionó y organizó diversos tipos de documentos escritos y digitales en los que se abordan temas de interés para el estudio.

### III.3 METODOLOGÍA

En la Figura III.1 se esquematiza la metodología o proceso utilizado para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado.

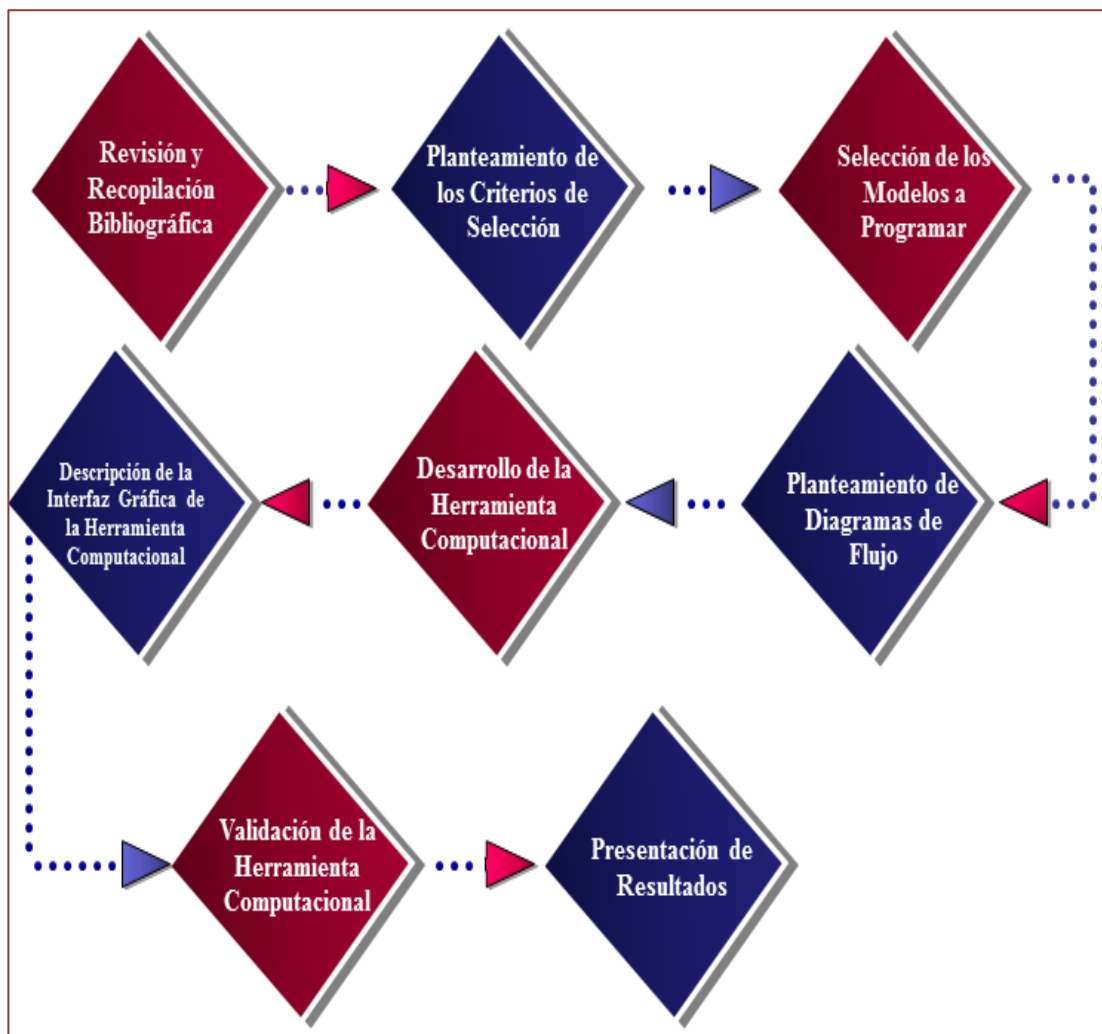


Figura III.1. Diagrama de la Metodología del Trabajo Especial de Grado.

### III.3.1 Revisión y Recopilación Bibliográfica

En esta primera fase se llevó a cabo una revisión y recopilación documental acerca de los aspectos vinculados con la investigación, con el propósito de comprender los tópicos enmarcados en el presente Trabajo Especial de Grado. El material bibliográfico se consultó a través de libros, trabajos de grados, manuales y artículos técnicos de PDVSA-INTEVEP, así como documentos disponibles en línea a través de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés).

Mediante la búsqueda bibliográfica se identificaron los modelos para cuantificar el aporte, así como ecuaciones para el cálculo del factor de daño a la formación y pseudodaños en pozos verticales y horizontales. Además, se recopilaron las metodologías existentes para estimar el comportamiento de afluencia o curva total IPR de pozos verticales bajo escenarios de producción conjunta. Por otra parte, se compilaron las correlaciones existentes en la literatura para calcular la caída de presión a lo largo del tramo horizontal.

Aunado a lo anterior, se revisaron programas comerciales como PIPESIM<sup>TM</sup> de la empresa Schlumberger y WELLFLO<sup>TM</sup> de Weatherford utilizados en la industria petrolera nacional, para conocer las ecuaciones que tienen incorporados y con ello nutrir la herramienta computacional a desarrollar.

### III.3.2 Planteamiento de Criterios de Selección

Una vez identificadas las ecuaciones y metodologías existentes en la literatura para cada uno de los tópicos de interés, se realizó una clasificación dependiendo de la temática abordada. Por ejemplo, para el caso del comportamiento de afluencia de pozos horizontales se clasificaron las correlaciones en base al régimen de flujo estable o pseudo-estable, dependiendo si el fluido es monofásico o bifásico, así como características relevantes tales como medio homogéneo o anisotrópico entre otras.

Esta clasificación permite organizar y formular los criterios presentados a continuación para la selección de las soluciones matemáticas que se incorporan dentro de la herramienta computacional, dependiendo del tópico a abordar.

Comportamiento de Afluencia de Pozos Horizontales

- 1- Modelos aplicables para yacimientos de petróleo.
- 2- Régimen de flujo estable o pseudo-estable.
- 3- Deben considerar la anisotropía de la formación.
- 4- Flujo monofásico o bifásico.
- 5- Con la finalidad de disminuir la incertidumbre en los resultados arrojados por la herramienta computacional, los datos de entrada o información requerida en cada modelo programado deben ser accesibles al usuario. Es decir, parámetros como las coordenadas geométricas del reservorio y la localización del pozo constituyen insumos con un alto grado de incertidumbre para el ingeniero de optimización.
- 6- Modelos incorporados en programas comerciales como PIPESIM<sup>TM</sup> y WELFLOW<sup>TM</sup>.

Daño a la Formación y PseudoDaños en Pozos Verticales

- 1 Modelos incorporados en programas comerciales como PIPESIM<sup>TM</sup> y WELFLOW<sup>TM</sup>.
- 2- Soluciones simplificadas, las cuales constituyen modelos que no requieren métodos numéricos para su resolución, conformado soluciones sencillas y directas de calcular.

- 3- Régimen de flujo estable o pseudo-estable.
- 4- Modelos anisotrópicos.
- 5- Para el pseudodaño por completación parcial se considera una localización arbitraria del intervalo perforado.
- 6- Para el pseudodaño debido al empaque con grava, considerar la completación a hoyo desnudo, revestido y cañoneado.
- 7- Modelos aplicables para yacimientos de petróleo.

*Producción Conjunta de Yacimientos (Commingled)*

- 1-Tomar en cuenta la existencia de flujo cruzado entre las arenas.
- 2- Cuantificar las caídas de presión entre cada estrato productor.
- 3- Considerar flujo multifásico.

*Caídas de Presión a lo Largo de la Longitud de Pozos Horizontales*

- 1-Considerar flujo multifásico.
- 2- Soluciones simplificadas.

*Daño a la Formación en Pozos Horizontales*

- 1-Distribución no uniforme del daño a lo largo del tramo horizontal.
- 2- Modelos anisotrópicos.

3- Soluciones simplificadas.

### III.3.3 Selección de los Modelos a Programar

En esta fase se filtraron y seleccionaron los distintos modelos y correlaciones pertenecientes a cada tópico referido en los objetivos de la investigación, en concordancia con los criterios previamente establecidos.

De esta manera, para cuantificar el comportamiento de afluencia en pozos horizontales se compilaron 20 modelos de los cuales 9 corresponden a flujo monofásico en estado estable, 4 a flujo monofásico en estado pseudo-estable y 7 a flujo bifásico. Las mismas se clasificaron dependiendo de las premisas que asume cada correlación, como se puede observar en la tabla III.1.

**Tabla III.1. Modelos para el cálculo del IPR de Pozos Horizontales.**

Correlación /Autor (es)	Tipo de Fluido		Régimen de Flujo		Yacimiento	
	Monofásico	Bifásico	Estable	Pseudo-Estable	Isotrópico	Anisotrópico
<b>Borisov</b>	X		X		X	
<b>Giger</b>	X		X		X	
<b>Joshi</b>	X		X			X
<b>Renard y Dupuy</b>	X		X			X
<b>Economides <sup>[16]</sup></b>	X		X			X
<b>Permadi</b>	X		X			X
<b>Elgaghah et al.</b>	X		X		X	
<b>Escobar</b>	X		X		X	
<b>Butler</b>	X		X			X
<b>Mutalik y et al.</b>	X			X	X	
<b>Babu y Odeh</b>	X			X		X
<b>Kuchuk et al.</b>	X			X		X
<b>Economides <sup>[23]</sup></b>	X			X		X

**Tabla III.1. Modelos para el cálculo del IPR de Pozos Horizontales (Continuación).**

Correlación /Autor (es)	Tipo de Fluido		Régimen de Flujo		Yacimiento	
	Monofásico	Bifásico	Estable	Pseudo-Estable	Isotrópico	Anisotrópico
Bendakhlia y Aziz		X	X			
Cheng		X		X		
Retnanto y Economides		X		X		
Wiggins y Wang		X		X		
Jabbari y Economides		X				
Plahn et al.		X		X		
Gasbarri et al.		X				

Con el propósito de elegir las correlaciones a programar, las soluciones presentadas en la Tabla III.1, se filtraron en base a los criterios de selección establecidos. No obstante, algunas de las soluciones que satisfacen los criterios fueron descartadas, debido a que presentan limitaciones adicionales (Ver Apéndice V).

Un ejemplo de lo antes expuesto, es la ecuación de Cheng <sup>[26]</sup>, la cual para valores de presión de fondo fluyente cero predice una tasa distinta a la máxima. Por otra parte, las correlaciones de Borisov <sup>[11,12]</sup>, Giger <sup>[13]</sup>, Elgaghah et al. <sup>[18]</sup>, Escobar <sup>[19]</sup> y Mutalik et al. <sup>[20]</sup> consideran un yacimiento isotrópico por ende son descartadas.

Del igual forma, soluciones como la de Butler <sup>[9]</sup>, Permadi <sup>[17]</sup> y Economides <sup>[23]</sup> no se seleccionan, puesto que los parámetros del yacimiento ( $X_e$ ,  $Y_e$ ) y localización del pozo ( $X_w$ ,  $Y_w$ ,  $Z_w$ ), requeridos para aplicación representan insumos de alta incertidumbre, gracias a que dicha información aportada por el usuario muchas veces no se posee o simplemente se asume un margen de error suponiendo los valores de estos datos.

Cabe acotar, que la correlación de Babu & Odeh <sup>[21]</sup> enmarca dentro del escenario anterior, sin embargo es seleccionada para ser incorporada en la herramienta desarrollada, ya que la misma está incluida en el programa PIPESIM<sup>TM</sup> permitiendo verificar su programación. Además de ser, con el modelo de Joshi, las únicas soluciones incluidas en simuladores comerciales utilizados en la pericia de Levantamiento Artificial de PDVSA- INTEVEP.

Por otra parte, la correlación de Jabbari & Economides <sup>[29]</sup> se descartó, debido a que los parámetros  $v$ ,  $n$  y  $m$  requeridos para su resolución son obtenidos a partir de una serie de gráficos referenciados en el Apéndice II, los cuales no pudieron ser digitalizados gracias a las complejas tendencias reflejadas en cada curva. Una situación similar se presentó con los gráficos de Plahn et al. <sup>[24]</sup>

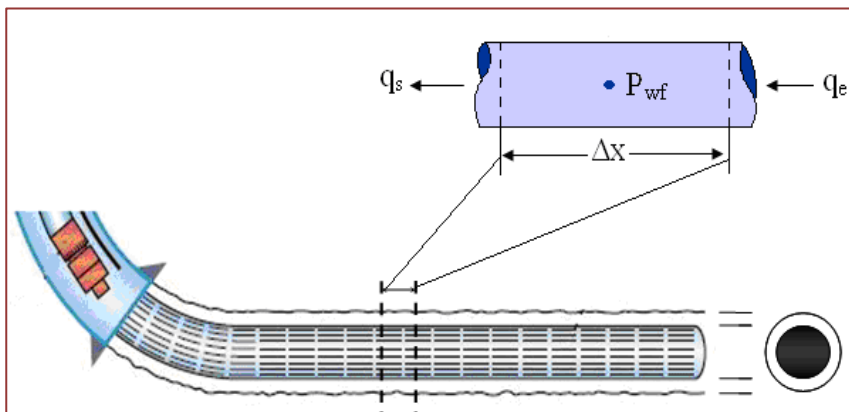
De esta manera, se escogieron 10 correlaciones considerando la anisotropía del yacimiento, ambos tipo de fluido y régimen de flujo, así como modelos incorporados dentro de programas comerciales. Las correlaciones programadas para cuantificar el aporte de pozos horizontales son: Joshi <sup>[10]</sup>, Renard & Dupuy <sup>[15]</sup>, Economides <sup>[16]</sup>, Badu & Odeh <sup>[21]</sup>, Kuchuk et al. <sup>[10, 22]</sup>, Bendakhlia & Aziz <sup>[21]</sup>, Retnanto & Economides <sup>[27]</sup>, Wiggins & Wang (ambas soluciones presentadas) <sup>[28]</sup>, Gasbarri et al. <sup>[30]</sup>

En cuanto al cálculo de comportamiento de afluencia de pozos verticales se incorporaron las soluciones de Darcy, Vogel <sup>[6]</sup>, Fetkovich <sup>[7]</sup>, Jones et al. <sup>[8]</sup> y Gasbarri et al. <sup>[30]</sup> En la modalidad de producción conjunta de yacimientos, la metodología seleccionada para modelar la IPR compuesta fue la de Ferrer <sup>[67]</sup>, gracias a que considera las caídas de presión asumiendo flujo multifásico y la presencia de “*crossflow*” entre cada estrato.

El procedimiento de Ferrer, se programó dentro de la herramienta para cuantificar la producción en “*commingled*” de dos arenas.



Con respecto, al cálculo de la caída de presión a lo largo del tramo horizontal, se consideró la solución planteada por Joshi <sup>[10]</sup>, la cual supone el hoyo como una tubería horizontal dividida en tramos, tal y como se observa en la Figura III.2.



**Figura III.2. Esquema de un pozo horizontal dividido en tramos a lo largo de la longitud <sup>[10]</sup>.**

En este sentido, para cada sección de tubería se cuantificaron las pérdidas de presión por medio de correlaciones de flujo multifásico, suponiendo inicialmente  $Q_o$  y  $P_{wf}$  conocidos en el codo o “heel” del pozo. Con estos valores obtenidos a partir del comportamiento de afluencia (IPR) se estiman los  $\Delta P$  a largo de la longitud, asumiendo que el caudal observado en el “heel” representa la sumatoria total de los aportes individuales por cada tramo.

Es importante acotar, que la selección de este método, se fundamentó en la escogencia de un algoritmo simplificado que integre la interacción del pozo-reservorio mediante soluciones matemáticas sencillas para programar y modelar el comportamiento deseado. La correlación de flujo multifásico escogida para ello fue la de Beggs & Brill <sup>[70]</sup> por ser la más empleada en la industria para cuantificar las caídas de presión dentro de una tubería horizontal.

Respecto a la cuantificación del daño a la formación en un pozo vertical el modelo de Hawkins <sup>[34]</sup>, se elige por ser el único aceptado y empleado en la industria petrolera para estimar de manera sencilla este efecto.

Con relación al cálculo de los pseudodaños se seleccionaron los modelos a programar de acuerdo a los criterios establecidos. De esta manera, de las cinco correlaciones para estimar el pseudodaño por completación parcial (Spp), la solución simplificada de Odeh <sup>[36]</sup>, se eligió por suponer un yacimiento anisotrópico, régimen de flujo pseudo-estable y localización arbitraria del intervalo perforado.

Para calcular el pseudodaño por desviación del hoyo ( $S_{\theta}$ ), dos soluciones se documentaron en la tabla A.7 del Apéndice VI. De estas, se seleccionó la correlación de Cinco Ley <sup>[40]</sup>, gracias a que toma en cuenta la anisotropía del yacimiento, régimen de flujo pseudo-estable y además se encuentran incluida dentro de los simuladores como PIPESIM<sup>TM</sup>, lo que permite que validar su programación comparando los resultados arrojados por este programas y la herramienta computacional desarrollada.

De igual forma, de los modelos para cuantificar el pseudodaño por cañoneo ( $S_p$ ), la solución simplificada de Karakas & Tariq <sup>[42]</sup> fue elegida gracias a que toma en cuenta la anisotropía del yacimiento y régimen de flujo estable. La ecuación de McLeod <sup>[45]</sup> se escoge para calcular el efecto de la zona compactada. Ambas soluciones se encuentran incluidas en el programa comercial anterior, lo que permite verificar la programación.

Con referencia al pseudodaño originado por el empaque con grava ( $S_g$ ), se seleccionó la ecuación incorporada en el simulador PIPESIM<sup>TM</sup> de la empresa Schlumberger para el caso de pozos a hoyo desnudo completado con empaque con grava. En contraste, para el escenario de pozos revestidos y cañoneados la correlación de Pucknell y Mason <sup>[47]</sup>, se eligió gracias a que cuantifica el efecto del daño por cañoneo para pozos de petróleo tomando en cuenta la incidencia de tres zonas sobre el efecto total de este pseudodaño como se observa en la Figura II.17.

Respecto al cálculo del pseudodaño debido al fracturamiento hidráulico, se escogió la solución simplificada de Cinco Ley & Samaniego <sup>[49]</sup>, la cual se encuentra programada dentro de las herramientas computacionales conocidas en la industria petrolera, además incluyen el efecto del daño producido por la pérdida del fluido de fracturamiento en la cara de la fractura y el empotramiento del material apuntalante.

Por último, de los trabajos reseñados en la literatura para cuantificar el daño a la formación en un pozo horizontal, se eligió la correlación de Frick & Economides <sup>[54]</sup> para una distribución no uniforme del daño, puesto que representa una solución con un algoritmo sencillo y fácil de programar.

### **III.3.4 Planteamiento de los Diagramas de Flujo**

Una vez realizada la búsqueda bibliográfica, seleccionadas las correlaciones y metodologías a programar, se procedió al diseño de los diagramas de flujo, los cuales facilitan el desarrollo y uso de la herramienta computacional. Estos algoritmos de trabajo muestran el proceso para la construcción de cada módulo y ventana incorporada al programa, permitiendo esquematizar las rutinas de programación ejecutadas dentro del mismo.

Cada diagrama ilustra la entrada de datos requeridos, las opciones de advertencia en caso de existir una omisión o error en la data suministrada, los procesos ejecutados dentro de la programación y la salida de resultados del programa, los cuales se podrán obtener mediante gráficos o reportes presentados dentro de la herramienta.

De esta manera, a continuación se presentan los diagramas de flujo empleados para el desarrollo de la herramienta computacional.

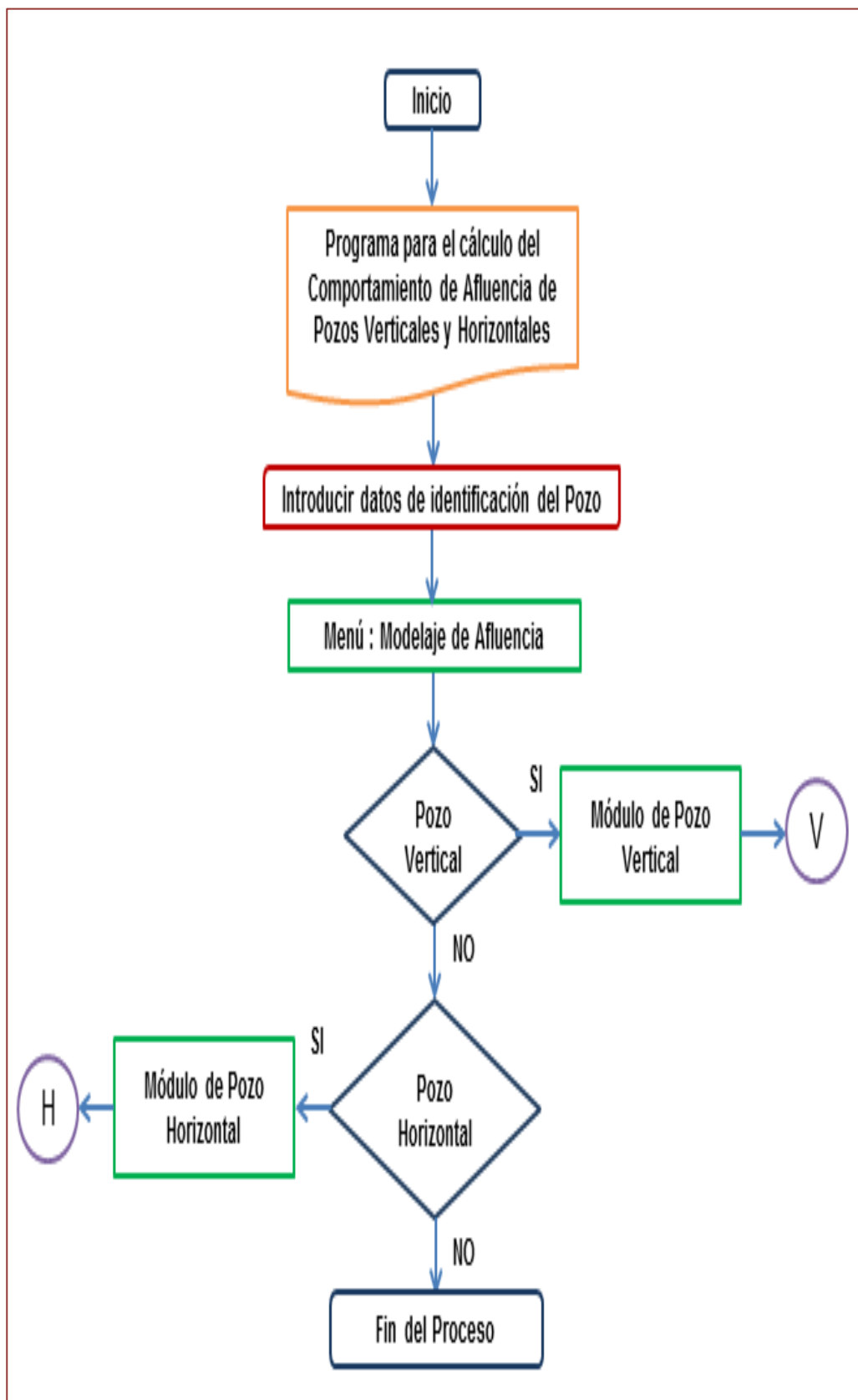


Figura III.3. Diagrama de flujo para modelar un nuevo pozo dentro de la herramienta computacional.

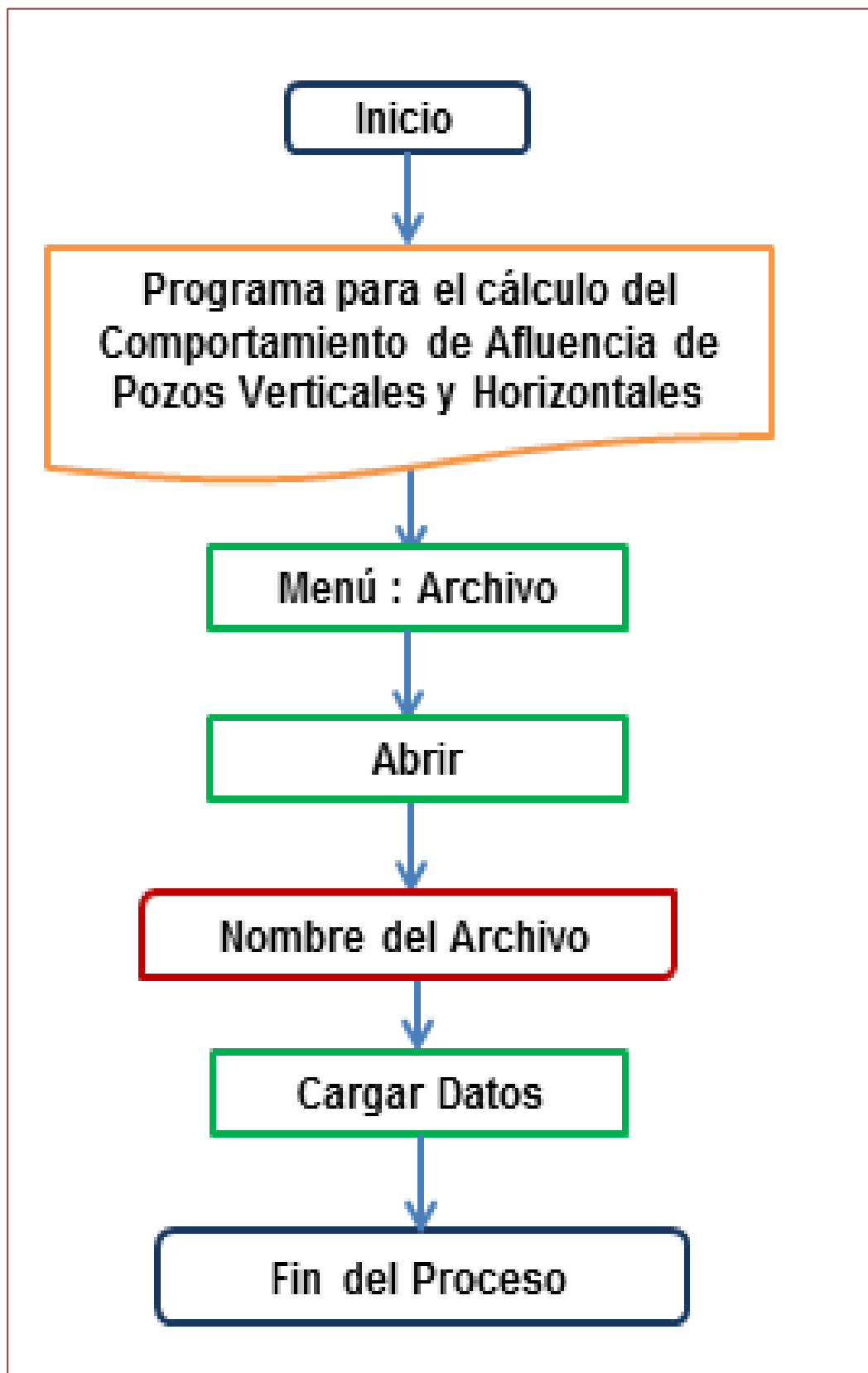


Figura III.4. Diagrama de flujo para modelar un pozo existente dentro de la herramienta computacional.

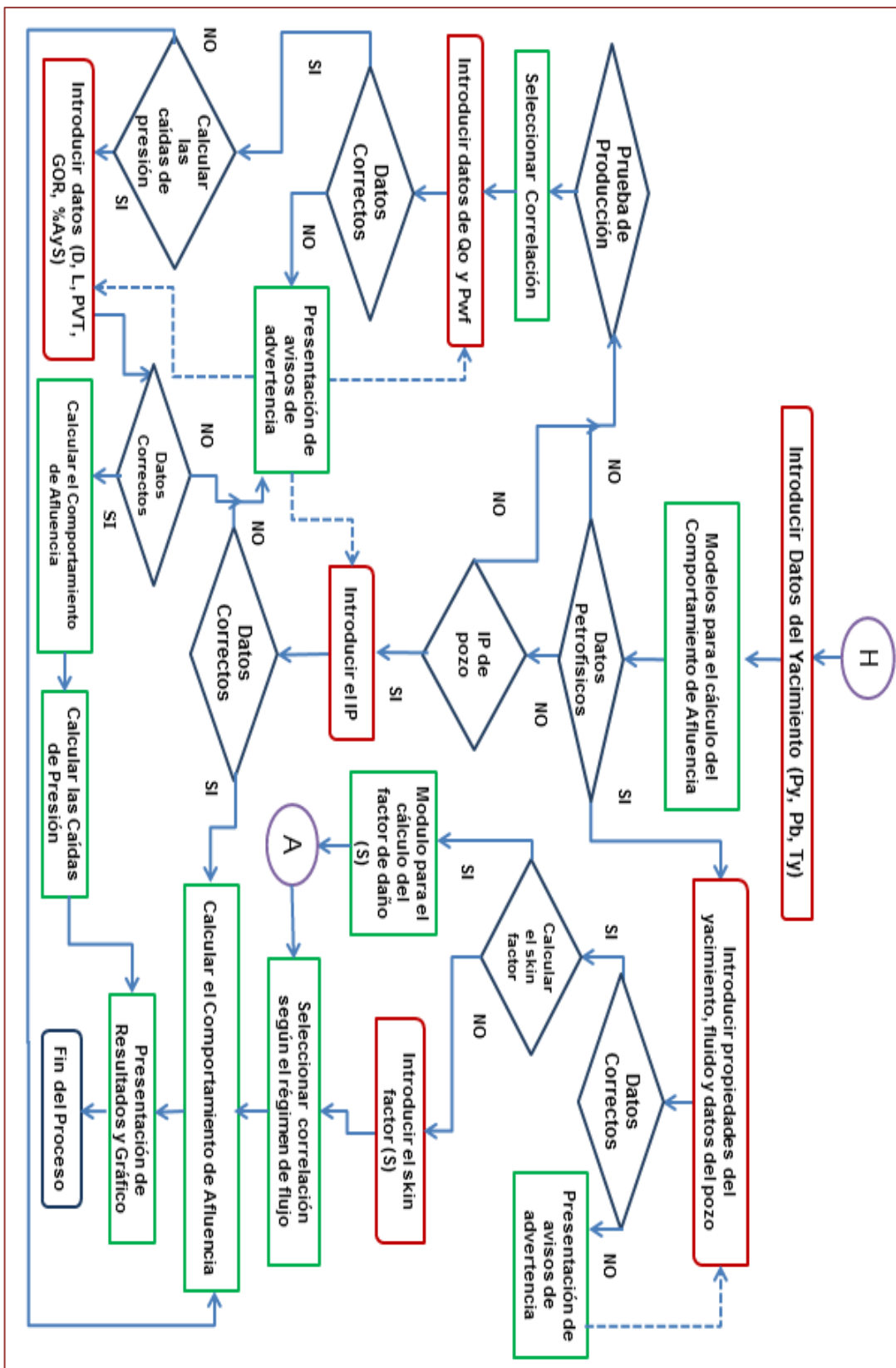


Figura III.5. Diagrama de Flujo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos horizontales.

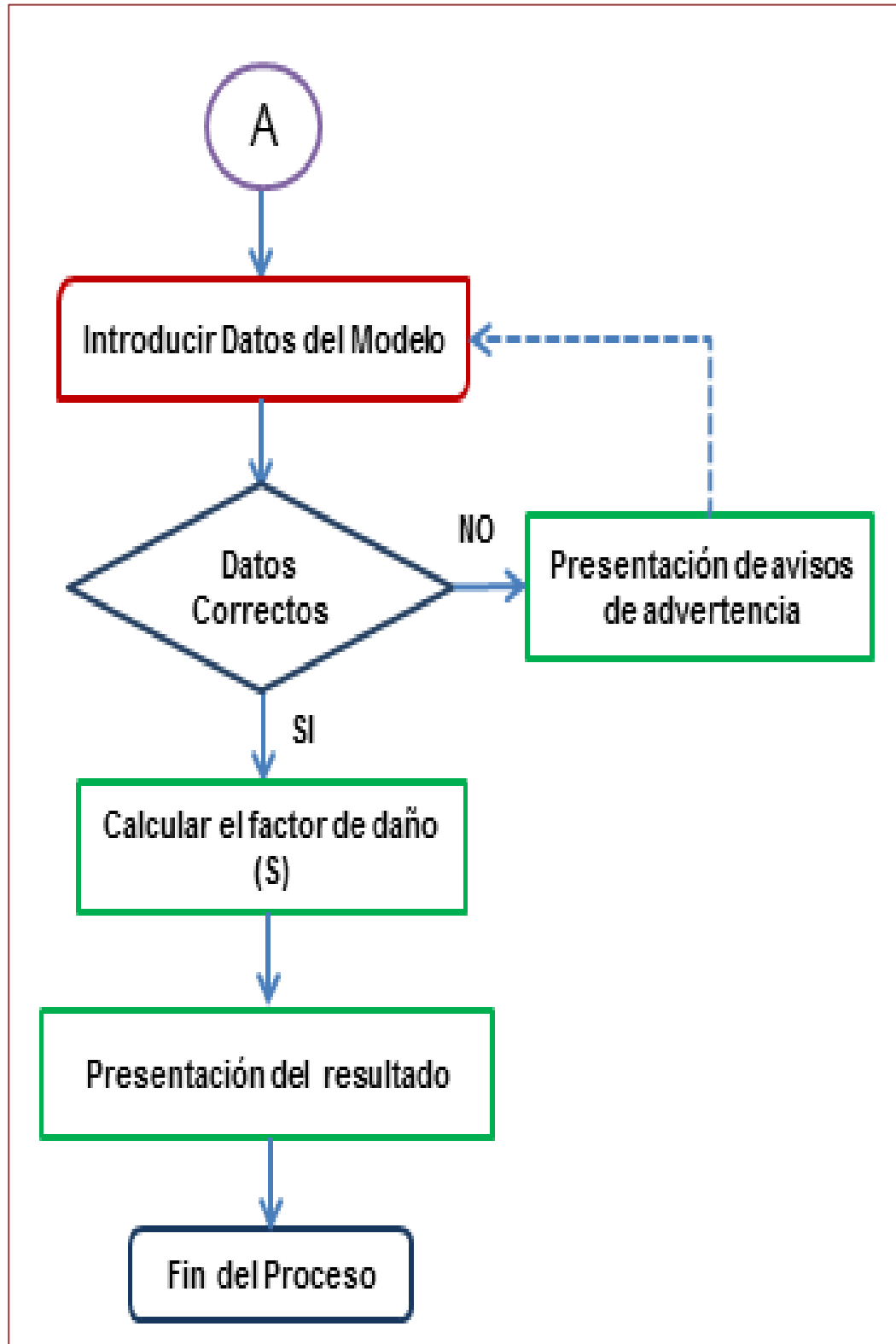


Figura III.6. Diagrama de flujo para el cálculo del factor de daño en pozos horizontales.

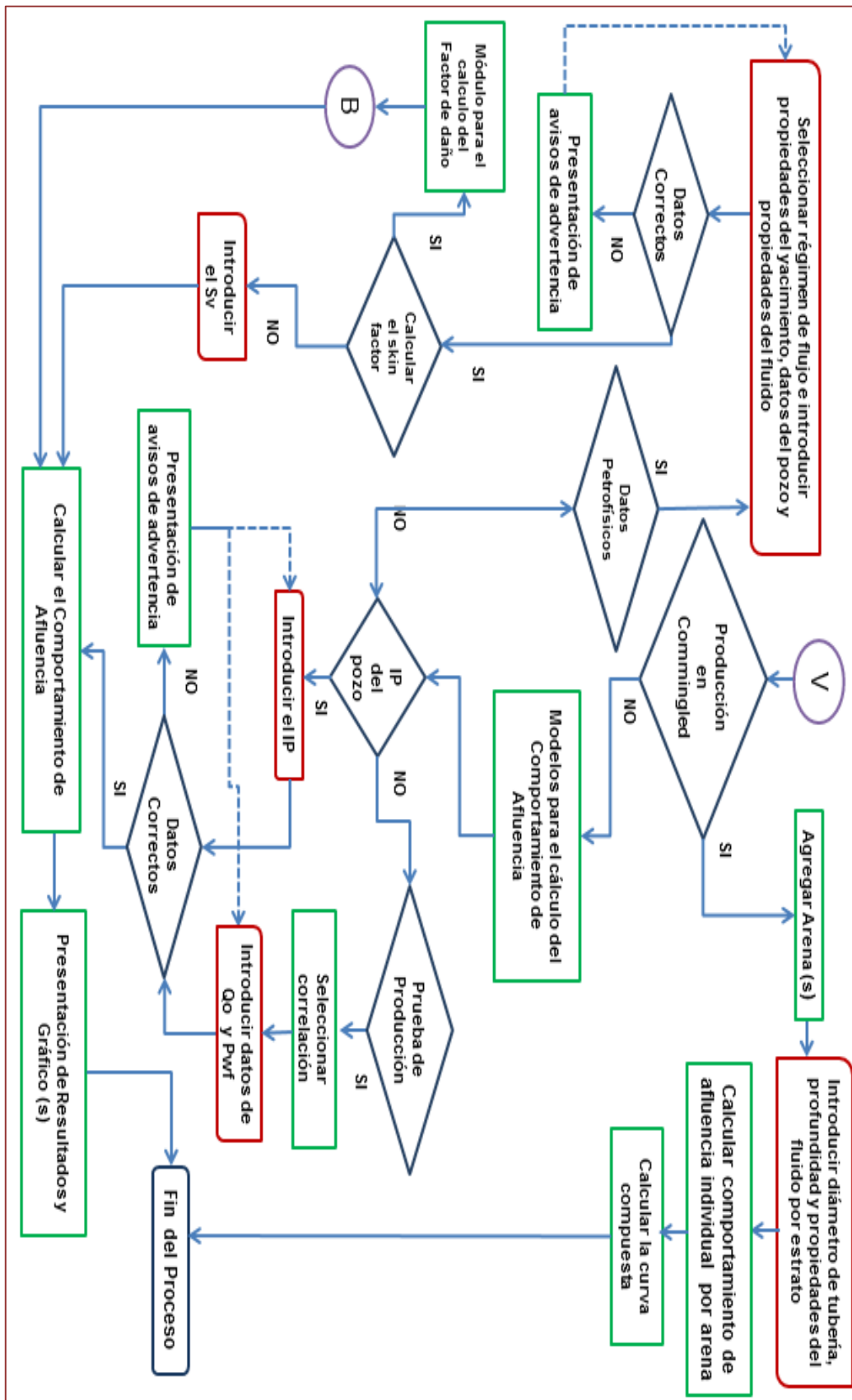


Figura III.7. Diagrama de Flujo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos verticales.



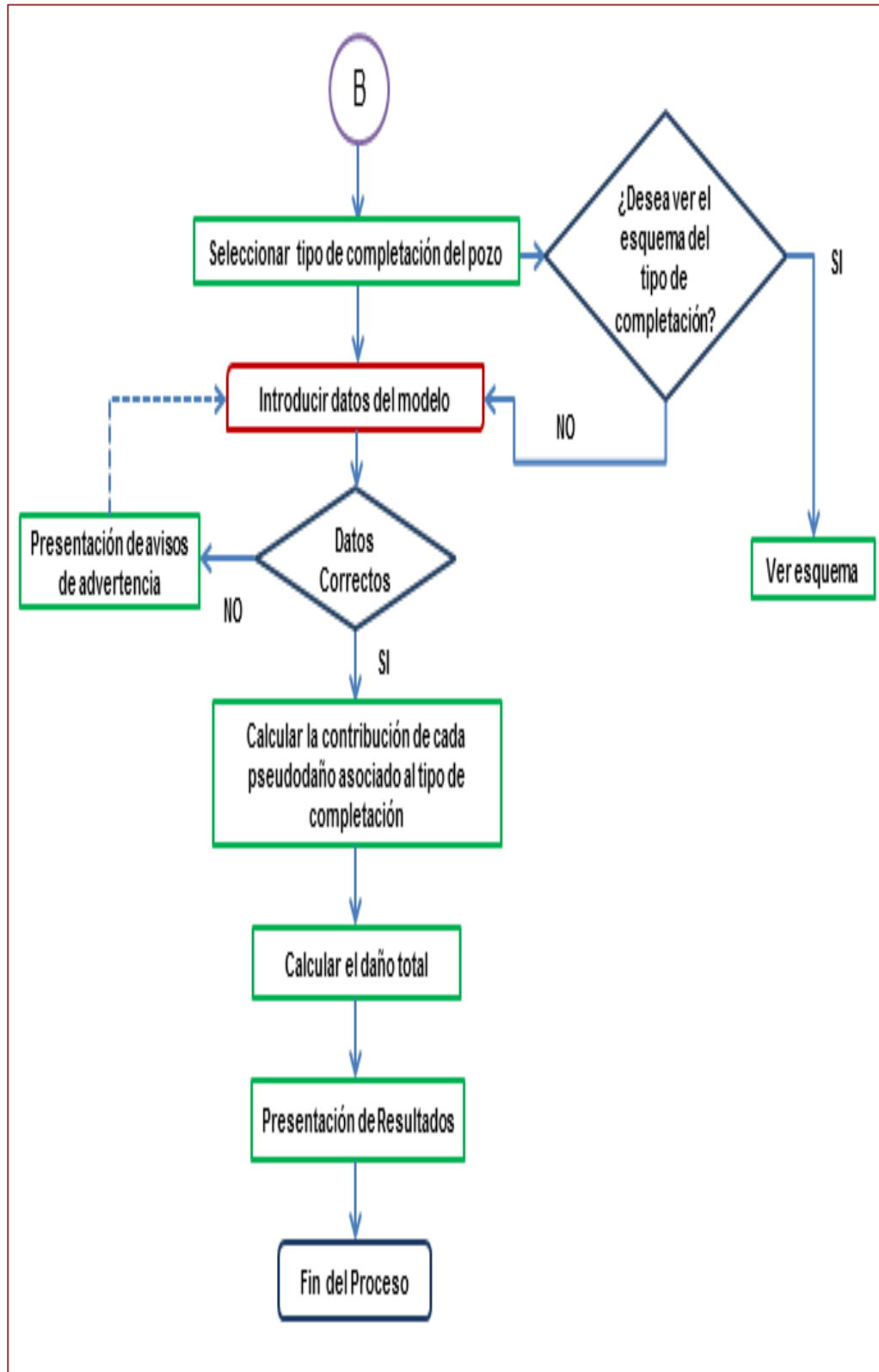


Figura III.8. Diagrama de Flujo para el cálculo del factor de daño en pozos verticales.

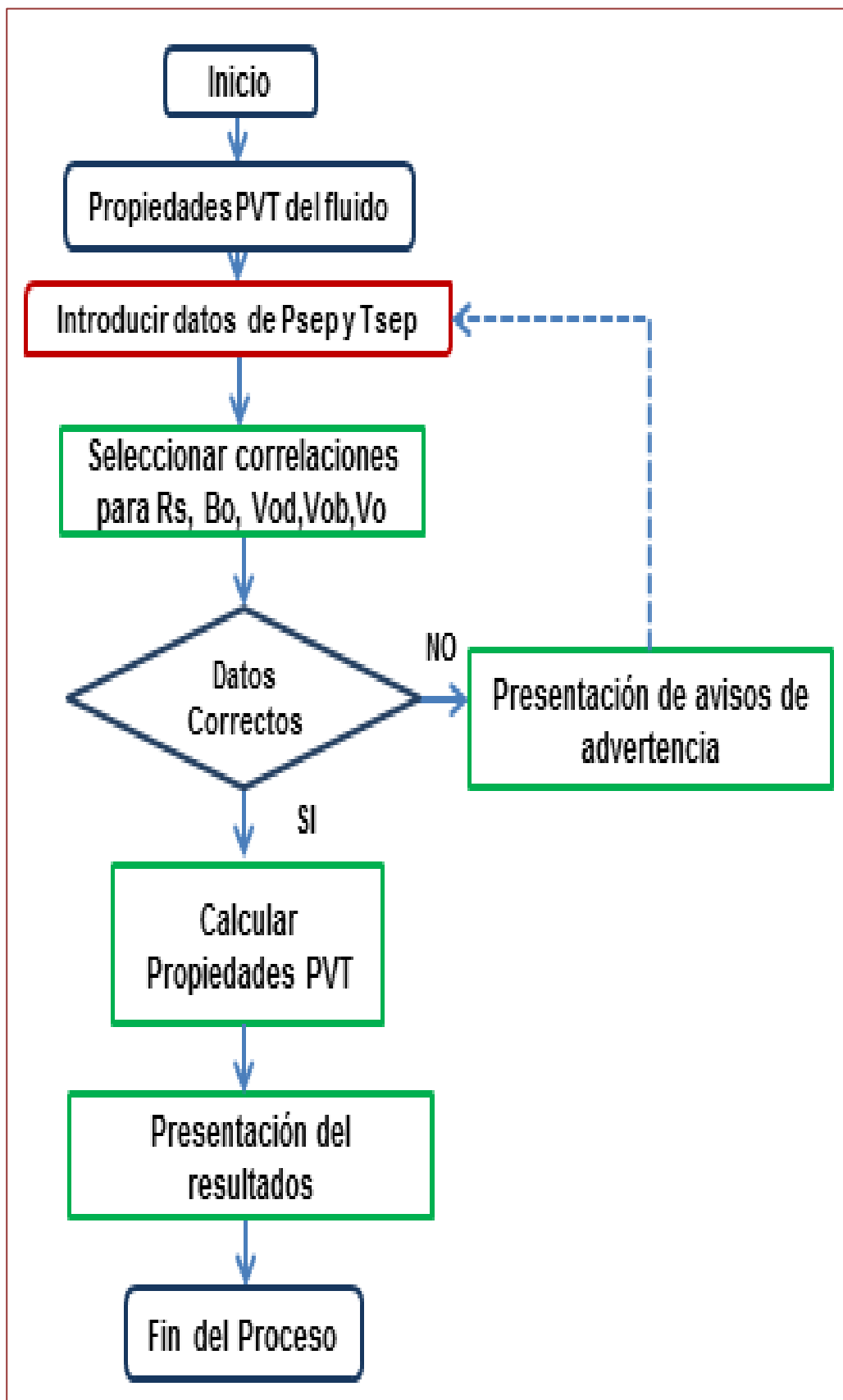


Figura III.9. Diagrama de Flujo para el cálculo de propiedades PVT del fluido.

### III.3.5 Desarrollo de la Herramienta Computacional

La herramienta computacional para el cálculo de la afluencia de pozos verticales y horizontales se desarrolla en unidades de campo y bajo el lenguaje de programación Visual Basic 6.0 (paquete de programación perteneciente a la compañía Microsoft), el cual proporciona una interfaz interactiva de fácil manejo al usuario, permitiendo la entrada de datos y visualización gráfica de resultados.

El programa incluye módulos para cuantificar el comportamiento de afluencia dependiendo del tipo de pozo (vertical u horizontal) que se desee estudiar. Además de las opciones para estimar el factor de daño y pseudodaños en pozos verticales, cálculo de propiedades PVT y estimación de la caída de presión en el tramo horizontal

### III.3.6 Descripción de Interfaz Gráfica de la Herramienta Computacional

En esta etapa, se genera una guía secuencial de la interfaz gráfica del programa, con el propósito de mostrar la estructura interna de cada módulo incluyendo las ventanas y opciones que tiene el usuario para interactuar con la herramienta. Este material recopila las pantallas de entrada de datos para cada condición que se desee modelar, la explicación de los cuadros de diálogo que encontrará el usuario a medida que haga uso de la misma, las posibles opciones para visualizar los resultados, además la explicación de como guardar los casos simulados, abrir un caso existente y generar reportes de la data obtenida.

### III.3.7 Validación de la Herramienta Computacional

Para validar la programación de las ecuaciones incorporadas dentro de la herramienta se formularon diversos casos tomados a partir de texto, reportes técnicos o información de campo, los cuales dependiendo del escenario se modelaron en PIPESIM<sup>TM</sup> o en WELLFLO<sup>TM</sup> con el propósito de comparar los resultados obtenidos y comprobar la programación efectuada.

Sin embargo, los modelos incorporados que no pudieron ser cotejados con simuladores comerciales, debido a que no se encuentran incluidos dentro de la configuración de estas herramientas, se verificó la programación comparando las soluciones que presentan resultados reflejados en la literatura.

La comparación se efectuó calculando el porcentaje de diferencia del valor obtenido con la aplicación respecto a los estimados en programas comerciales o de ejemplos citados en la literatura. La ecuación utilizada fue la siguiente:

$$\%Diferencia = \frac{|V_H - V_C|}{|V_C|} \times 100 \quad \dots\dots\dots (III.1)$$

Donde:

$V_C$ : Valor estimado con programas comerciales o ejemplos tomados de la literatura.

$V_H$ : Valor estimado con la herramienta computacional.

### III.3.8 Presentación de Resultados

Inicialmente se describe la interfaz grafica de la herramienta computacional, incluyendo cada pantalla o módulo presente en ella. Luego de validar la programación de las ecuaciones seleccionadas, se lleva a cabo el análisis de los resultados obtenidos durante esa etapa tomando en cuenta la precisión, similitud y diferencias entre los calculados por la herramienta desarrollada, los simuladores comerciales o con los reseñados en la literatura.

## **CAPÍTULO IV**

### **PRESENTACIÓN DE RESULTADOS**

En el presente capítulo se describe la interfaz gráfica de la herramienta computacional. Además se efectúa una comparación entre los resultados calculados con la aplicación y los obtenidos por simuladores comerciales, o para ciertos casos con ejemplos reseñados en la literatura, a fin de verificar la confiabilidad de la programación efectuada.

#### **IV.1 INTERFAZ GRÁFICA DE LA HERRAMIENTA**

La aplicación para el cálculo de afluencia de pozos verticales y horizontales, provee al usuario una interfaz interactiva constituida por un total de diez pantallas. Con el propósito de ilustrar su manejo, a continuación se presenta una guía de la interfaz gráfica.

##### **IV.1.1 Acceso a la herramienta desde la plataforma Windows**

Para acceder a la aplicación el usuario deberá hacer clic con el botón derecho del mouse sobre el icono correspondiente al archivo ModelajeAfluencia.exe. Posteriormente, seleccionar la opción abrir el programa o en contraste deberá hacer doble clic en el icono anterior y éste lo dirigirá a la pantalla principal de la herramienta.

##### **IV.1.2 Manejo de la Interfaz Gráfica**

Al inicializar el programa se presenta el formulario de bienvenida, luego de ser cargado, se muestra la pantalla principal o de control, la cual contiene una barra de menú con comandos disponibles de: Archivo, Modelaje de Afluencia, Opciones y Ayuda, tal y como se muestra en las Figura IV.1.

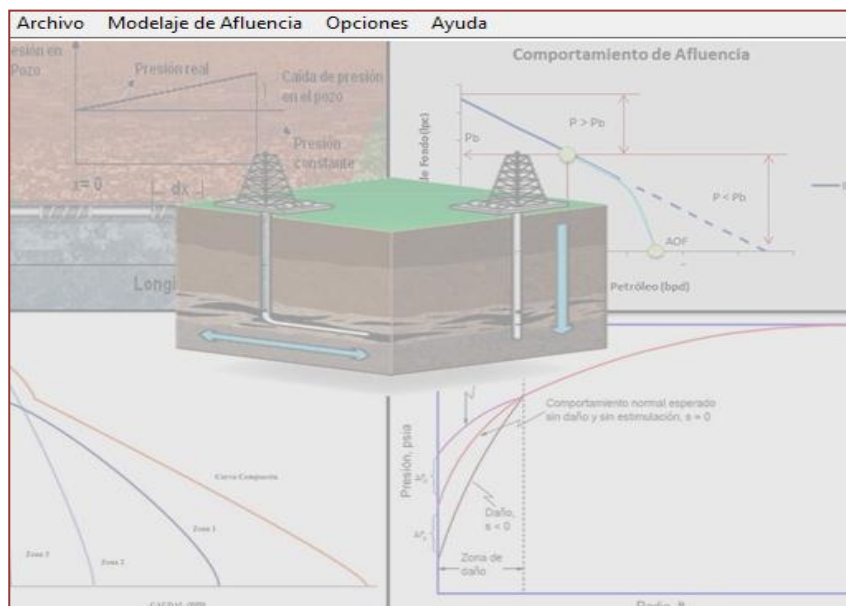


Figura IV.1. Pantalla principal de la Herramienta Computacional.

#### IV.1.2.1 Barra de Menú Principal

##### Pestaña Archivo

En esta pestaña se despliega un sub-menú que permite realizar funciones básicas como crear un nuevo archivo, abrir uno existente, guardar y salir del sistema.

##### Pestaña Modelo de Afluencia

En ella, el usuario tiene acceso a las opciones para el cálculo del comportamiento de afluencia de acuerdo al tipo de pozo que se desee modelar, siendo horizontal o vertical.

##### Pestaña Opciones

La Figura IV.2 muestra la ventana “datos de identificación”, la cual se despliega del sub-menú “opciones” con el propósito de ingresar o consultar información del caso en estudio.

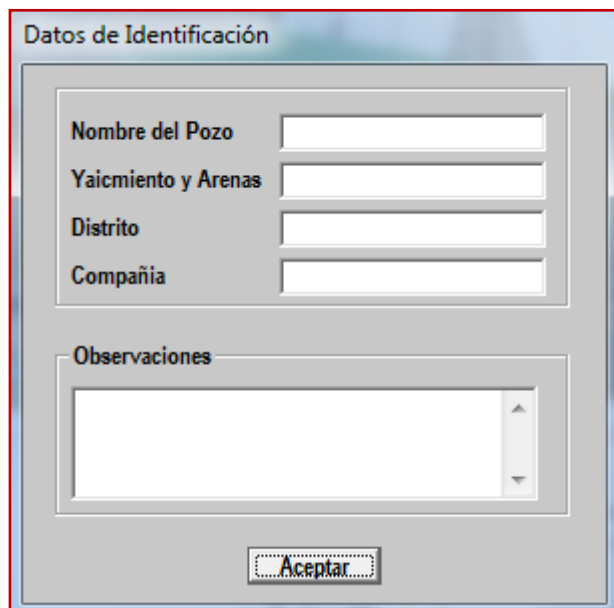


Figura IV.2. Ventana “Datos de Identificación”.

### Pestaña Ayuda

En el comando “Ayuda”, la aplicación carga un formulario con información referente al programa.

#### IV.1.2.2 Módulo Pozo Horizontal

En el caso de pozos horizontales, el módulo programado posee tres opciones de selección para simular el comportamiento de afluencia, dependiendo si el usuario cuenta con datos petrofísicos, el IP del pozo o una prueba de producción.

En función de la opción escogida se despliegan diversas ventanas para introducir los datos requeridos por cada modelo, y calcular la capacidad de aporte del pozo (IP) y el caudal máximo ( $Q_{o_{m\acute{a}x}}$ ).

La Figura IV.3 ilustra la pantalla desplegada bajo la opción de “Datos Petrofísicos”, en ella el usuario debe ingresar los datos referentes al pozo, propiedades del yacimiento y propiedades de los fluidos. Una vez ingresada la información se seleccionará la correlación, de la lista presentada en esta pantalla,

para estimar el comportamiento de afluencia dependiendo del régimen de flujo prevaeciente en el yacimiento.

The screenshot displays the 'Pozo Horizontal' software interface with the following sections:

- Datos Del Yacimiento:**
  - Presión de Yacimiento: [ ] Psi
  - Presión de Burbuja: [ ] Psi
  - Temperatura de Yacimiento: [ ] °F
- Modelos de Afluencia para Yacimientos Subsaturados:**
  - Datos Petrofísicos
  - Índice de Productividad
  - Prueba de Producción
- Propiedades del Yacimiento:**
  - Permeabilidad Horizontal (Kx): [ ] mD
  - Permeabilidad (Ky): [ ] mD
  - Permeabilidad Vertical (Kz): [ ] mD
- Características del Yacimiento:**
  - Espesor de Arena: [ ] Ft
  - Radio de Drenaje: [ ] Ft
- Datos del Pozo:**
  - Longitud del Pozo: [ ] Ft
  - Radio del Pozo: [ ] Ft
  - Calcular Skin
  - Opciones
  - Skin (S): [ ]
- Propiedades del Fluido:**
  - °API: [ ]
  - Gravedad Específica del Gas: [ ]
- Propiedades PVT a condiciones de Yacimiento:**
  - Introducir Datos
  - Calcular
  - Bo: [ ] bbl/STB
  - $\mu_o$ : [ ] Cp
  - Rs: [ ] SFC/STB
- Correlación:**
  - Dropdown menu showing:
    - Joshi (SS)
    - Renard and Dupuy (SS)
    - Economides (SS)
    - Babu and Odeh (PSS)
    - Kuchuk and Goode (PSS)

Buttons at the bottom: Aceptar, Salir

**Figura IV.3. Pantalla opción Datos Petrofísicos “Módulo Pozo Horizontal”.**

La opción para calcular el factor de daño (S) despliega una ventana de entrada de datos, en la cual el usuario además de calcular dicho valor puede visualizar el esquema que muestra la distribución del “*skin*” a lo largo de la sección horizontal que asume el modelo programado.

Aunado a lo anterior, dentro de esta pantalla el botón de “Propiedades PVT” direcciona al usuario al formulario descrito en la sección IV.1.2.5.

Por otra parte, la opción del modelaje de afluencia por medio del ingreso del “Índice de Productividad”, carga la pantalla de la Figura IV.4, mientras que, bajo “Prueba de Producción”, la aplicación despliega la ventana mostrada en la Figura



IV.5, donde el usuario tiene la posibilidad de escoger entre una lista de correlaciones incorporadas a la herramienta para cuantificar el comportamiento de afluencia. De igual forma, dentro de esta última se presenta una ventana en la cual el usuario tiene la posibilidad de estimar la caída de presión a lo largo del tramo horizontal.

The screenshot shows a window titled "Pozo Horizontal". Inside, there is a section titled "Índice de Productividad (IP)". Below this title, there is an input field labeled "IP" with the unit "STB/d/psi" to its right. Below the input field are two buttons: "Calcular" and "Ver Gráfico". Below these buttons is another section titled "Caudal Máximo". Under this section, there is an input field labeled "Qmáx" with the unit "STB/d" to its right. At the bottom of this section is a button labeled "Aceptar".

Figura IV.4. Pantalla opción Índice de Productividad “Módulo Pozo Horizontal”.

The screenshot shows a window titled "Pozo Horizontal". It contains several sections. On the left, "Datos Del Yacimiento" includes input fields for "Presión de Yacimiento" (2000 Psi), "Presión de Burbuja" (1000 Psi), and "Temperatura de Yacimiento" (°F). To the right, "Modelos de Afluencia para Yacimientos Subsaturados" has three checkboxes: "Datos Petrofísicos" (unchecked), "Índice de Productividad" (unchecked), and "Prueba de Producción" (checked). Below this is a dropdown menu for "Correlaciones para estimar el Comportamiento de Afluencia" with options: "Bendakhilia y Aziz" (selected), "Bendakhilia y Aziz", "Gasbarri", "Wiggins y Wang Generalizada", and "Wiggins y Wang". Below the dropdown is a question: "¿Desea calcular las caídas de Presión en el tramo horizontal?" with radio buttons for "Si" and "No" (selected). On the right side, there is a sub-window titled "Prueba de Producción". It has a "Datos" section with input fields for "Qo" (STB/d), "Pwf" (Psi), and "FR" (%). Below this are "Calcular" and "Ver Gráfico" buttons. Below the buttons is the "Índice de Productividad (IP)" section with an input field for "IP" (STB/d/psi). Below that is the "Caudal Máximo" section with an input field for "Qmáx" (STB/d). At the bottom of the sub-window are "Aceptar" and "Cancelar" buttons. At the bottom of the main window are "Aceptar" and "Salir" buttons.

Figura IV.5. Pantalla opción Prueba de Producción “Módulo Pozo Horizontal”.

## IV.1.2.3 Módulo Pozo Vertical

En este módulo, el usuario tiene la posibilidad de estimar el comportamiento de afluencia para una sola arena o trabajar bajo la modalidad “*commingled*”.

En el primer escenario, modelar un sólo estrato, se presenta la pantalla de la Figura IV.6. En contraste, para estimar la producción en “*commingled*” de dos arenas, el usuario debe fijar la opción ‘SI’ de formulario anterior y posteriormente pulsar el botón “Agregar Arena” para insertar la pestaña de la segunda zona como se ilustra en la Figura IV.7.

The screenshot shows a software window titled "Pozo Vertical" with a sub-header "Producción en Commingled". It features two radio buttons for "Si" and "No", with "No" selected. Below this is a tabbed interface with "Arena 1" selected. The "Datos del Yacimiento" section includes input fields for "Presión de Yacimiento (Psi)" (1000), "Presión de Burbuja (Psi)" (2000), "Profundidad (Ft)", and "Temperatura (°F)". The "Modelos de Afluencia" section has a dropdown menu with options: "Datos Petrofisicos", "Vogel", "IP", "Fetkovich", "Jones, Blount And Glaze", and "Gasbarri". The "Propiedades del Fluido" section includes fields for "°API", "RGP (SCF/STB)", "Corte de Agua (Fracción)", and "Gravedad Especifica del Gas". The "Propiedades PVT a condiciones de Yacimiento" section has radio buttons for "Introducir Datos" (selected) and "Calcular", and fields for "Bo (bbl/STB)", " $\mu_o$  (Cp)", and "Rs (SFC/STB)". At the bottom are "Aceptar" and "Salir" buttons.

Figura IV.6. Formulario para una arena “Módulo Pozo Vertical”.

Para cada pestaña que despliega el programa por arena, requiere inicialmente el ingreso de datos del yacimiento y propiedades del fluido. En ellas se presentan

distintos modelos para estimar el comportamiento de afluencia dependiendo si se cuenta con datos petrofísicos, IP del pozo o al menos una prueba de producción.

Figura IV.7. Formulario para dos arenas “Módulo Pozo Vertical”.

Dentro de la pantalla de “Datos Petrofísicos”, mostrada en la Figura IV.8, el usuario tiene la posibilidad de ingresar el “*skin factor*”. No obstante, en caso de no poseer dicho valor, la aplicación presenta la opción para el cálculo del factor de daño dependiendo de la completación del pozo.

Por otra parte como se observa en la figura anterior, cada pestaña por arena presenta el botón denominado “Propiedades PVT”, con el cual el usuario podrá dirigirse al formulario presente en la Figura IV.11 y estimar las propiedades del fluido en caso de no poseerlas.

Figura IV.8. Pantalla Datos Petrofísicos “Módulo Pozo Vertical”.

#### IV.1.2.4 Pantalla *Skin Factor* (S) Pozo Vertical

La Figura IV.9 muestra la pantalla desplegada para el cálculo del “*skin factor*” en pozos verticales. La misma contiene dentro de los escenarios de completación a evaluar por el usuario las opciones de: “Hoyo Desnudo”, “Hoyo desnudo con Empaque con Grava”, “Hoyo Revestido y Cañoneado”, “Hoyo Revestido, Cañoneado con Empaque con Grava” y “Fracturamiento Hidráulico”.

Dependiendo de la opción seleccionada el programa carga una serie de ventanas como ilustra la Figura IV.10 para el caso “Hoyo Revestido y Cañoneado”, donde se debe ingresar los datos requeridos por el modelo para calcular el daño total y los diferentes pseudodaños asociados. Además cada opción posee un botón

denominado “Esquema”, por el cual el usuario podrá visualizar la imagen de los parámetros vinculados al tipo de pseudodaño.

The screenshot shows a software window titled "Skin". On the left, there is a dropdown menu labeled "Tipo de Completación" with a list of options: "Hoyo Desnudo", "Hoyo Desnudo con Empaque con Grava", "Hoyo Revestido y Cañoneado", "Hoyo Revestido, Cañoneado y con Empaque con Grava", and "Fracturamiento Hidráulico". To the right of this menu is a section titled "Datos Requeridos" containing four input fields: "Permeabilidad de la Formación" (241 Ft), "Radio del Pozo" (0.3 mD), "Espesor de la Formación" (332 Ft), and "Radio de Drenaje" (1000 Ft). Below these is a section "Componentes del Daño Total" with a "Calcular Daño Total" button and a "Daño Total (St)" output field. At the bottom are "Aceptar" and "Cancelar" buttons.

Figura IV.9. Pantalla *Skin factor* (S) “Módulo Pozo Vertical”.

This screenshot shows a more detailed "Skin" interface. It includes the same completion type dropdown as Figure 9, but with "Hoyo Revestido y Cañoneado" selected and an "Esquema" button. The "Datos Requeridos" section has empty input fields. A new "Zona Dañada" section contains "Radio" and "Permeabilidad" input fields. Below are "Completación Parcial/Desviación del Hoyo" with fields for vertical permeability, perforation interval length, distance between ht and hp, and deflection angle. The "Cañoneo" section includes fields for fracture length, diameter, density, and phase. A "Región Compactada" section has radio buttons for "McLeod" and "Karakas y Tariq", and fields for thickness and permeability. At the bottom, the "Componentes del Daño Total" section has checkboxes for "Daño a la Formación (Sd)", "Pseudodaño por Completación Parcial (Spp)", "Pseudodaño por Desviación del Hoyo (So)", and "Pseudodaño por Cañoneo (Sp)", each with an associated input field. A "Calcular Daño Total" button and "Daño Total (St)" output field are also present, along with "Aceptar" and "Cancelar" buttons.

Figura IV.10. Pantalla para estimar el pseudodaño por cañoneo “Módulo Pozo Vertical”.

#### IV.1.2.5 Pantalla Propiedades PVT del fluido

En esta pantalla se carga la información asociada a las propiedades de los fluidos como: °API, gravedad específica del gas y las condiciones de presión y temperatura a las cuales se desea evaluar las propiedades PVT.

En la parte inferior, tal y como muestra la Figura IV.11, se encuentra un recuadro denominado “Correlaciones PVT” que le permite al usuario seleccionar de la lista de modelos para calcular propiedades PVT del fluido, tales como:  $R_s$ ,  $B_o$ , viscosidad de crudo muerto, viscosidad de crudo saturado y viscosidad de crudo subsaturado. En el Apéndice VII, se reseñan las correlaciones incorporadas para estos cálculos.

Figura IV.11. Pantalla Propiedades PVT del fluido.

Es importante que el usuario valide los resultados obtenidos con la aplicación cotejándolos con un PVT disponible, a fin de elegir las soluciones que mejor se ajusten a los resultados de campo. Estas propiedades constituyen los datos para aplicar las correlaciones de flujo multifásico, por lo cual el nivel de incertidumbre

en el cálculo de las caídas de presión va a depender de la selección adecuada de las herramientas para la estimación el PVT.

#### IV.1.2.6 Avisos de Advertencia

La aplicación presenta avisos de advertencia dentro de su estructura, con el propósito de evitar que el usuario omita o introduzca datos erróneos. Dependiendo de la pantalla donde trabaje, se visualizarán algunos de los mensajes como los mostrados en la Figura IV.12.

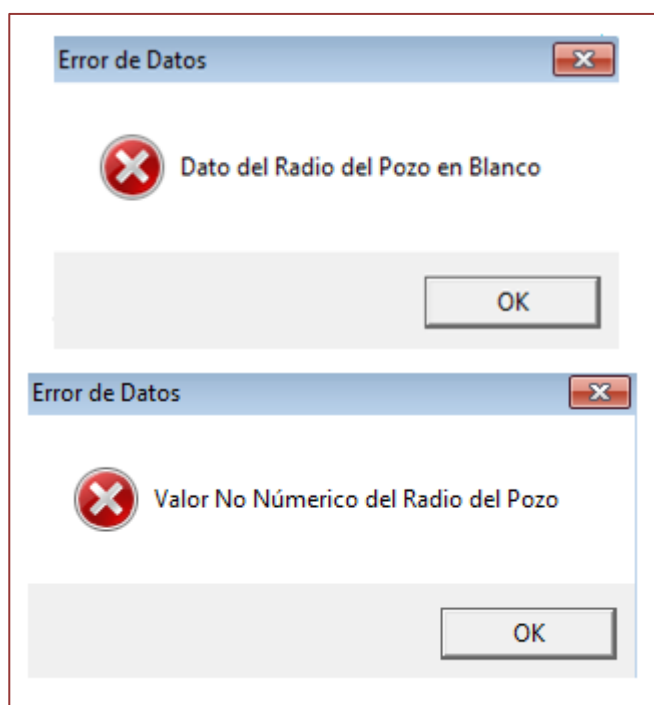


Figura IV.12. Avisos de error en el ingreso de datos.

#### IV.1.2.7 Presentación de Gráficos y Reporte de Resultados

La visualización de las curvas de IPR se realiza por medio de gráficos que le permiten al usuario, de manera interactiva, observar el comportamiento de afluencia modelado. Es importante resaltar, que para el escenario de producción conjunta en el formulario mostrado en la Figura IV.7, existen botones para visualizar los gráficos de cada arena individualmente. Así como incluye los botones “Curva Compuesta” o “Ver Gráficos en Conjunto”, que permiten en el

primer caso ver la curva total del sistema bajo producción conjunta, mientras que el segundo, se emplea para observar todas las curvas de afluencia por arena más la curva compuesta en una sola pantalla.

Por último, la aplicación genera un reporte de resultados en un archivo Excel, donde el usuario puede observar a detalle las corridas realizadas.

## IV.2 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

En esta fase se realiza la verificación de los algoritmos de programación incorporados dentro de la aplicación.

### IV.2.1 Validación del módulo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos horizontales.

El código desarrollado para este módulo es presentado en el Apéndice VIII. Un total de nueve casos fueron propuestos para verificar la programación dependiendo de la opción seleccionada, ya sea “Datos Petrofísicos”, “Índice de Productividad” o “Prueba de Producción”.

- **Datos Petrofísicos**

#### Caso 1

Para validar este escenario se toma la información suministrada por el personal de la pericia de Levantamiento Artificial de PDVSA-INTEVEP del pozo CXX7 referida en la tabla IV.1. Dicha información permite cuantificar el índice de productividad con el modelo de Joshi <sup>[10]</sup> tanto en los programas PIPESIM<sup>TM</sup> y WELLFLO<sup>TM</sup>, así como en la aplicación desarrollada.



Tabla IV.1. Datos Pozo CXX7

Pozo CXX7	
Presión de Yacimiento (lpca)	1035
Presión de Burbuja (lpca)	2225
Temperatura de Yacimiento (°F)	139
Espesor de la Formación (pies)	100
Permeabilidad Horizontal (md)	500
Permeabilidad Vertical (md)	200
°API	20
Viscosidad del Crudo (cp)	19.01
Gravedad Especifica del Gas	0.7
Factor Volumétrico de Formación (by/bn)	1.1618
Radio del Pozo (pies)	0.354
Radio de Drenaje (pies)	1000
Longitud (pies)	900
Corte de Agua (%)	5
Factor de daño (S)	1

Los resultados generados con los tres programas se reseñan en la tabla IV.2.

Tabla IV.2. Resultados del IP Caso 1 (Módulo Pozo Horizontal)

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)	WELLFLO™	Diferencia (%)
IP (bpd/lpca)	4.66	4.65	0.22	4.66	0

Al analizar los valores anteriores se aprecia que la herramienta es válida para estimar el IP con el modelo de Joshi, dado que se observan diferencias menores con respecto a programas comerciales.

En este caso, el valor de caudal máximo no se pudo cotejar contra PIPESIM™ y WELLFLO™ ya que las soluciones incorporadas en estos programas para estimar

el comportamiento de afluencia por debajo de la presión de burbuja (Vogel y *Straight line*) no corresponden al modelo bifásico (ecuación II.47) programado dentro de la nueva herramienta.

### Caso 2

En el segundo caso, el modelo a validar no se encuentra incorporado dentro de las estructuras de los programas comerciales utilizados. Por ende, la información para calcular el índice de productividad con la ecuación de Renard & Dupuy <sup>[15]</sup>, se extrae del ejemplo (3-3) reportado en la referencia 10 y mostrada en la tabla IV.3.

**Tabla IV.3. Datos Caso 2 (Módulo Pozo Horizontal)**

<b>Información</b>	
<b>Permeabilidad Horizontal (md)</b>	5
<b>Permeabilidad Vertical (md)</b>	2.5
<b>Espesor de la Formación (pies)</b>	50
<b>Viscosidad del Crudo (cp)</b>	0.3
<b>Factor Volumétrico de Formación (by/bn)</b>	1.2
<b>Radio del Pozo (pies)</b>	0.365
<b>Longitud (pies)</b>	2000
<b>Radio de Drenaje (pies)</b>	1489
<b>Factor de daño (S)</b>	0

**Tabla IV.4. Resultado del IP Caso 2 (Módulo Pozo Horizontal)**

	<b>Ejemplo (3-3)</b>	<b>Herramienta Computacional</b>	<b>Diferencia (%)</b>
<b>IP(bpd/lpca)</b>	4.06	4.06	0

De la tabla IV.4 se comprueba la calidad del programa al momento de estimar el IP con dicha correlación, dado a que no se observa ninguna diferencia con relación a los resultados presentados en la literatura.

Caso 3

Similar al caso anterior, el modelo de Economides et al <sup>[16]</sup> no está incluido dentro de los programas comerciales, por tanto los datos para validar su programación se toman del ejemplo (2-10) reseñado en la referencia 16 y presentados en la tabla IV.5.

**Tabla IV.5. Datos Caso 3 (Módulo Pozo Horizontal)**

<b>Información</b>	
<b>Presión de Yacimiento (lpca)</b>	5651
<b>Presión de Burbuja (lpca)</b>	1323
<b>Espesor de la Formación (pies)</b>	53
<b>Permeabilidad Horizontal (md)</b>	8.2
<b>Permeabilidad Vertical (md)</b>	0.9
<b>°API</b>	28
<b>Viscosidad del Crudo (cp)</b>	1.7
<b>Factor Volumétrico de Formación (by/bn)</b>	1.1
<b>Radio del Pozo (pies)</b>	0.328
<b>Longitud (pies)</b>	2000
<b>Radio de Drenaje (pies)</b>	2980
<b>Caudal (bpd) @ 3500 lpca</b>	1634
<b>Presión de fondo fluyente (lpca)</b>	3500

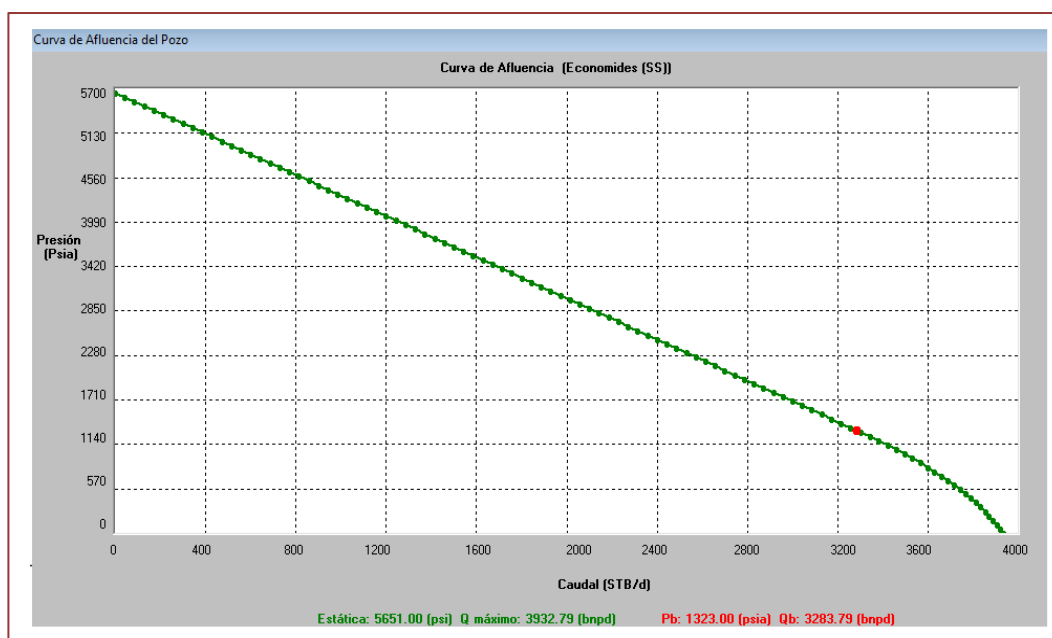
La tabla IV.6 detalla el IP cuantificado con la aplicación y el citado en la literatura.

**Tabla IV.6. Resultados del IP Caso 3 (Módulo Pozo Horizontal)**

	<b>Ejemplo (2-10)</b>	<b>Herramienta Computacional</b>	<b>Diferencia (%)</b>
<b>IP(bpd/lpca)</b>	0.76	0.76	0

Como se observa no existe diferencia entre el resultado del IP reportado en la literatura y el estimado con la herramienta computacional, por lo que se puede dar validez a la programación del modelo aplicado.

Aunado a lo anterior, a pesar de que en el ejemplo 2-10 no se cuantifica el caudal máximo, el gráfico de IPR que genera la aplicación permite observar éste valor calculado con los datos suministrados tal y como se muestra en la Figura IV.13. Por otra parte, se puede comparar el caudal referido en la tabla IV.5 para una presión de 3500 lpc a con el observado en la curva. De esta manera, para una presión de 3500 el valor de tasa con la aplicación fue de 1634 bpd.



**Figura IV.13. IPR Caso 3 modelado con la Herramienta Computacional (Módulo Pozo Horizontal).**

#### Caso 4

Los datos para esta corrida, utilizando el modelo de Babu & Odeh <sup>[21]</sup>, fueron tomados del ejemplo “*Horizontal Well Performance*” que se encuentra cargado en los casos de estudios que tiene el simulador PIPESIM<sup>TM</sup> incorporado dentro de su estructura. La opción *Single Point PI (Infinite Conductivity)* se seleccionó para la simulación. La tabla IV.7 ilustra la información del pozo a estudiar.

Tabla IV.7. Datos ejemplo “Horizontal Well Performance”<sup>[48]</sup>

Horizontal Well Performance	
Presión de Yacimiento (lpca)	2400
Presión de Burbuja (lpca)	1031
Temperatura de Yacimiento (°F)	115
Espesor de la Formación (pies)	300
Permeabilidad Horizontal (md)	100
Permeabilidad Vertical (md)	10
°API	14.5
Viscosidad del Crudo (cp)	226.95
Gravedad Especifica del Gas	0.566
Factor Volumétrico de Formación (by/bn)	1.01
Radio del Pozo (pies)	0.5
Radio de drenaje (pies)	2000
Longitud (pies)	1500
Ancho del yacimiento (pies)	2000
Longitud del yacimiento (pies)	2000
Coordenada X del pozo (pies)	1000
Coordenada Y del pozo (pies)	1000
Coordenada Z del pozo (pies)	50
Factor de daño (S)	1

Debido a que WELLFLO<sup>TM</sup> no indica cual modelo utiliza para régimen de flujo pseudo-estable no se pudo cotejar contra este programa la correlación de Babu & Odeh. De esta manera, la tabla IV.8 se observa los resultados obtenidos con la herramienta computacional y PIPESIM<sup>TM</sup>.

Tabla IV.8. Resultados del IP Caso 4 (Módulo Pozo Horizontal)

	PIPESIM <sup>TM</sup>	Herramienta Computacional	Diferencia (%)
IP(bpd/lpca)	0.19	0.19	0

En la tabla antes mostrada, se aprecia que al calcular el índice de productividad ambos programas arrojan el valor 0.19 bpd/lpca, observándose que la programación de la ecuación para cuantificar el IP es bastante precisa, ya que no se evidencia diferencia con respecto al simulador PIPESIM™. En este caso, tampoco se pudo comparar el valor del caudal máximo entre ambos programas, ya que el modelo incorporado en cada herramienta para construir la IPR por debajo de burbuja no es el mismo.

#### Caso 5

En este caso los datos para validar la programación del modelo de Kuchuck et al. [10,22] se tomaron del ejemplo (7-3) reportado en la referencia 10, y mostrados en la tabla IV.9.

**Tabla IV.9. Datos Caso 5 (Módulo Pozo Horizontal).**

<b>Información</b>	
<b>Permeabilidad Horizontal (md)</b>	200
<b>Permeabilidad Vertical (md)</b>	100
<b>Espesor de la Formación (pies)</b>	50
<b>Viscosidad del Crudo (cp)</b>	0.7
<b>Factor Volumétrico de Formación (by/bn)</b>	1.25
<b>Radio del Pozo (pies)</b>	0.25
<b>Longitud (pies)</b>	2500
<b>Radio de Drenaje (pies)</b>	2106
<b>Factor de daño (S)</b>	0

La tabla IV.10 presenta el valor del IP calculado con la herramienta respecto al observado en literatura.

Tabla IV.10. Resultado del IP Caso 5 (Módulo Pozo Horizontal)

	Ejemplo (7-3)	Herramienta Computacional	Diferencia (%)
IP(bpd/lpca)	96.7	96.7	0

Al cotejar ambos resultados se demuestra que el valor estimado con la aplicación es válido gracias a no difiere del reportado en la literatura.

- **Prueba de Producción**

Los modelos de flujo bifásico programados en la herramienta computacional dentro del presente módulo, para estimar el comportamiento de afluencia, no pueden ser comparados con los resultados obtenidos en programas comerciales, dado que estos simuladores no incluyen en su estructura ninguna de las soluciones referidas en el capítulo II. Por el contrario sólo utilizan Vogel bajo esta condición para pozos horizontales. Es por ello, que la validación de las correlaciones referidas a continuación se realizó a partir de ejemplos descritos en la literatura.

#### Caso 6

A fin de verificar la programación de la correlación de Bendakhli & Aziz <sup>[25]</sup> se toma como datos el ejemplo (7-4) citado en la referencia 10. La información se detalla en la tabla IV.11.

Tabla IV.11. Datos Caso 6 (Módulo Pozo Horizontal)

Información	
Presión de Yacimiento (lpca)	2500
Presión de Burbuja (lpca)	2500
Factor de Recobro (%)	4
Presión de Fondo Fluyente (lpca)	2000
Caudal (bpd) @ 2000 lpca	400

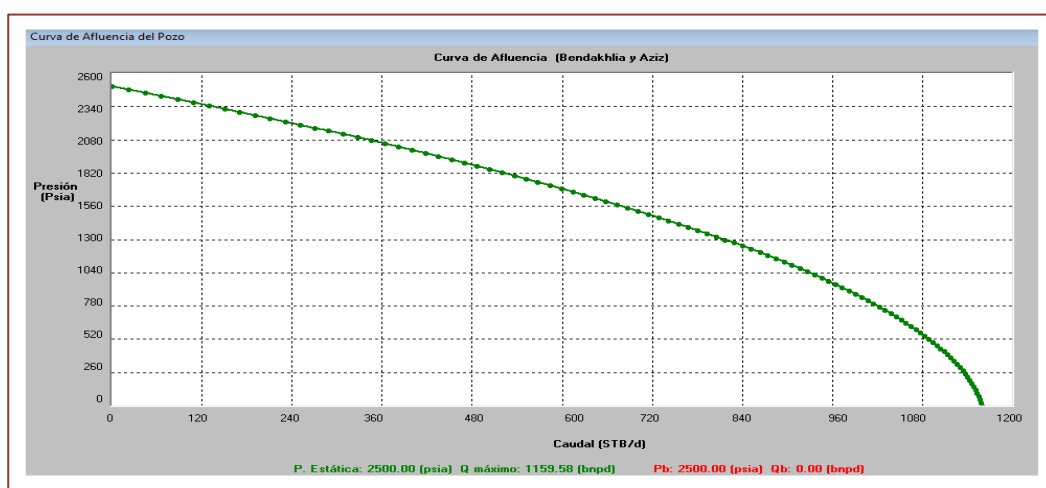
La tabla IV.12 muestra el cotejo de resultados para este caso.

**Tabla IV.12. Resultado de Q<sub>máx</sub>. Caso 6 (Módulo Pozo Horizontal)**

	Ejemplo (7-4)	Herramienta Computacional	Diferencia (%)
<b>Q<sub>máx</sub> (bpd)</b>	1163	1159.58	0.29

Al contrastar los resultados apreciados en la tabla IV.12 se observa una diferencia entre ambos valores de 0.29%. Ésta se encuentra relacionada al cálculo de los coeficientes V y n requeridos en la ecuación II. 43, los cuales dependen del factor de recobro y fueron reportados por los autores del modelo en la Figura II.9. Estos parámetros se incluyen dentro de la herramienta gracias a la digitalización de las curvas ilustradas en la figura anterior. Por ende, el porcentaje de diferencia se debe a la exactitud de las tendencias programadas.

No obstante, este porcentaje observado corresponde a menos de 1% de diferencia entre ambos resultados, por lo cual se reafirma la calidad de la programación, así como el empleo de la herramienta para estimar el comportamiento de afluencia de pozos horizontales con el modelo bajo estudio. De esta manera, en la Figura IV.14 se ilustra el gráfico generado para este ejemplo.



**Figura IV.14. IPR Caso 6 modelado con la Herramienta Computacional (Módulo Pozo Horizontal).**



Caso 7

Los datos para validar los modelos de Retnanto & Economides <sup>[27]</sup> y Wiggins & Wang <sup>[28]</sup>, se tomaron de la referencia 28. La tabla IV.13 reseña la información utilizada.

**Tabla IV.13. Datos Caso 7 (Módulo Pozo Horizontal).**

<b>Información</b>	
<b>Presión de Yacimiento (lpca)</b>	2030
<b>Presión de Burbuja (lpca)</b>	2030
<b>Factor de Recobro (%)</b>	1
<b>Presión de Fondo Fluyente (lpca)</b>	1500
<b>Caudal (bpd) @ 1500 lpca</b>	700

En la tabla IV.14 se compilan los resultados referenciados en la literatura y los arrojados por la herramienta.

**Tabla IV.14. Resultado para Q<sub>máx</sub>. Caso 7 (Módulo Pozo Horizontal)**

	<b>Q<sub>máx</sub> (bpd)</b>		
	<b>Ejemplo Ref.28</b>	<b>Herramienta Computacional</b>	<b>Diferencias (%)</b>
<b>Retnanto &amp; Economides</b>	1912	1912	0
<b>Wiggins &amp; Wang (Ecuación II.47)</b>	1910	1910	0
<b>Wiggins &amp; Wang (Ecuación II.48)</b>	2163	2163	0

Al observar la tabla IV.14 los resultados arrojados por la herramienta, para todos los modelos citados, cotejan exactamente con los resultados descritos en la literatura. Esto permite corroborar nuevamente la programación y la precisión de

la aplicación informática para modelar el comportamiento de afluencia (IPR) con las soluciones comparadas.

- **Correlación de Gasbarri et al.**

La propuesta de Gasbarri et al <sup>[30]</sup> para cuantificar el coeficiente V de la ecuación de Vogel en pozos horizontales no se pudo validar, debido a que los valores de este parámetro reportado en su estudio constituyen cantidades promedio estimadas para un estado inicial de agotamiento. Por ende no se cotejó los resultados de la herramienta en este caso.

#### IV.2.1.1 Validación del modelo para el cálculo del factor de daño en pozos horizontales.

##### Caso 8

El cálculo del factor de daño mecánico en pozos horizontales no se pudo validar con simuladores comerciales, debido a que se desconoce cuál o cuáles modelos incorporan estos programas para cuantificar el “*skin factor*” en dichos pozos. Por ende, el ejemplo extraído de la referencia 54 cuyos datos se observan en la tabla IV.15, se utilizó para estimar y cotejar el valor de daño (S) obtenido con el modelo de Frick y Economides.

**Tabla IV.15. Ejemplo modelo Frick y Economides <sup>[54]</sup>**

Información	
Permeabilidad horizontal (md)	300
Permeabilidad vertical (md)	100
Permeabilidad de la zona dañada (md)	30
Radio del Pozo (pies)	0.406
Espesor de la zona dañada (pies)	5

Tabla IV.16. Resultado del Skin Factor para pozos horizontales.

	<b>Ejemplo (Ref. 54)</b>	<b>Herramienta Computacional</b>	<b>Diferencia (%)</b>
<b>Q<sub>máx</sub> (bpd)</b>	11.8	11.8	0

Como se aprecia en la tabla IV.16 ambos resultados concuerdan, avalando la confiabilidad de la herramienta para estimar el factor de daño con el modelo seleccionado.

#### IV.2.1.2 Validación del modelo para calcular la caída de presión en el tramo horizontal.

##### Caso 9

En el proceso de la validación de la solución de Joshi <sup>[10]</sup>, seleccionada para estimar las caídas de presión a lo largo del tramo horizontal, suponiendo el hoyo como una tubería dividida en tramos, se realizó comparando los resultados obtenidos de la herramienta y los generados con los simuladores WELLFLO<sup>TM</sup> y PIPESIM<sup>TM</sup>. Para ello se tomó el ejemplo 10-8 citado en la referencia 10 y cuyos datos se encuentran reseñados en la tabla IV.17.

Tabla IV.17. Datos Caso 9 (Módulo Pozo Horizontal) <sup>[10]</sup>

<b>Información</b>	
<b>Longitud horizontal (pies)</b>	2000
<b>Diámetro Interno de la tubería (pulgadas)</b>	4.5
<b>Presión en el heel (lpca)</b>	2500
<b>Caudal (bpd) @ 2500 lpca</b>	4000
<b>RGP (pies<sup>3</sup>/bbl)</b>	2000
<b>°API</b>	28.5
<b>Gravedad específica del gas</b>	0.78
<b>Temperatura (°F)</b>	150
<b>Corte de Agua (%)</b>	33

Al realizar la corrida dentro de la configuración de los programas comerciales se seleccionó la correlación de flujo multifásico de Beggs & Brill <sup>[70]</sup> en tubería horizontal. Por otra parte, se eligió la correlación de Standing <sup>[69]</sup> para estimar la solubilidad del gas en solución (Rs) y las correlaciones de Glaso <sup>[69]</sup> y Beggs & Robinson <sup>[69]</sup> para calcular la viscosidad de crudo muerto y crudo vivo respectivamente en ambas herramientas. La tabla IV.18 ilustra los resultados obtenidos.

**Tabla IV.18. Resultados de Caída de Presión en el tramo horizontal**

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)	WELLFLO™	Diferencia (%)
<b>ΔP (lpca)</b>	12.69	12.36	2.7	12.49	1.6

Analizando los resultados anteriores se observa que los valores son bastantes cercanos, sin embargo existe una pequeña diferencia en las caídas de presión a lo largo del tramo horizontal. Esta diferencia puede estar relacionada con el método iterativo que tiene cada programa internamente para estimar las propiedades de los fluidos por cada tramo de longitud. Además como no es posible conocer el código fuente de los programas comerciales, no se puede establecer cual fue la cantidad de tramos en que divide la tubería, patrones de flujo desarrollados, entre otros factores que inciden durante el cálculo de las caídas de presión. A pesar de ello, la similitud entre las tres cantidades confirma la calidad de la programación efectuada.

#### **IV.2.2 Validación del módulo para el cálculo del comportamiento de afluencia de pozos verticales.**

El código de programación del presente módulo se describe en el Apéndice IX. Para su validación se construyeron un total de once casos que dependen del modelo a cotejar. Los programas PIPESIM™ y WELLFLO™ se utilizaron para comparar los resultados de ejemplos simulados en estos y en la herramienta computacional.

- **Correlación de Vogel**

Caso 1

La información del pozo PXX3 proporcionada por el personal de la pericia de Levantamiento Artificial de PDVSA-INTEVEP constituyen los datos para estimar el comportamiento de afluencia con Vogel <sup>[6]</sup>. La tabla IV.19 compila la información suministrada.

**Tabla IV.19. Datos Pozo PXX3**

<b>Pozo PXX3</b>	
<b>Presión de Yacimiento (lpca)</b>	1185
<b>Presión de Burbuja (lpca)</b>	2337
<b>Temperatura de Yacimiento (°F)</b>	141
<b>Espesor de la Formación (pies)</b>	332
<b>Permeabilidad de la Formación (md)</b>	241
<b>°API</b>	17.9
<b>Radio de Drenaje (pies)</b>	1000
<b>Corte de Agua (%)</b>	2
<b>Factor de daño (S)</b>	1
<b>Profundidad de las Perforaciones(pies)</b>	5154
<b>Caudal (bpd) @ 908 lpc</b>	335
<b>Viscosidad del Crudo (cp) @1185 lpc</b>	61.76
<b>Gravedad Especifica del Gas</b>	0.605
<b>B<sub>o</sub> (by/bn) @1185 lpc</b>	1.097
<b>RGP (pies<sup>3</sup>/bn)</b>	480
<b>Radio del Pozo (pies)</b>	0.354

La tabla IV.20 muestra la comparación entre los resultados arrojados con la herramienta computacional y los programas comerciales.

Tabla IV.20. Resultados del Q<sub>máx</sub>. Caso 1 (Módulo Pozo Vertical)

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)	WELLFLO™	Diferencia (%)
Q <sub>máx</sub> (bpd)	888.49	888.49	0	888.49	0

Al comparar los resultados anteriores se aprecia que la aplicación con respecto los simuladores comerciales es bastante precisa, gracias a que no se presenta diferencia en los resultados, por ende se válida la programación del modelo de Vogel.

- **Correlación de Fetkovich**

### Caso 2

Los datos del pozo PXX5 suministrados por el personal de la pericia de Levantamiento Artificial de PDVSA-INTEVEP se resumen en la tabla IV.21.

Tabla IV.21. Datos Pozo PXX5

Pozo PXX5	
Presión de Yacimiento (lpc)	2085
Presión de Burbuja (lpc)	2100
Temperatura de Yacimiento (°F)	135
Espesor de la Formación (pies)	100
Permeabilidad de la Formación (md)	200
°API	21.1
Viscosidad del Crudo (cp)	8.661
Gravedad Especifica del Gas	0.7
Factor Volumétrico de Formación (by/bn)	1.2048
RGP (pies <sup>3</sup> /bn)	2800
Radio del Pozo (pies)	0.354
Radio de Drenaje (pies)	1000
Factor de daño (S)	1

Tabla IV.21. Datos Pozo PXX5 (Continuación)

Pozo PXX5	
Profundidad de las Perforaciones(pies)	7809
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	1765
Caudal (bpd) @ $P_{wf}=1765$	282
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	1700
Caudal (bpd) @ $P_{wf}=1700$	334
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	1650
Caudal (bpd) @ $P_{wf}=1650$	403
Gravedad Especifica del Gas	0.7

En la tabla IV.22 se reportan los resultados obtenidos.

Tabla IV.22. Resultados del  $Q_{m\acute{a}x}$  para el Caso 2 (Módulo Pozo Vertical)

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)	WELLFLO™	Diferencia (%)
$Q_{m\acute{a}x}$ (bpd)	1003.9	1002.1	0.18	1003.9	0

El contraste en los caudales con respecto a PIPESIM™ se debe al método numérico que incluye cada herramienta para cuantificar el valor del exponente “n” y el coeficiente “C” de la ecuación II.7 cuando se tienen más de dos pruebas de producción. Sin embargo, la diferencia es menor a 1%, mientras que, con relación a WELLFLO™ el valor de la aplicación ajusta perfectamente permitiendo verificar la calidad de la programación. De esta manera, a continuación se ilustran las gráficas de IPR generadas con el modelo de Fetkovich en los tres programas utilizados.

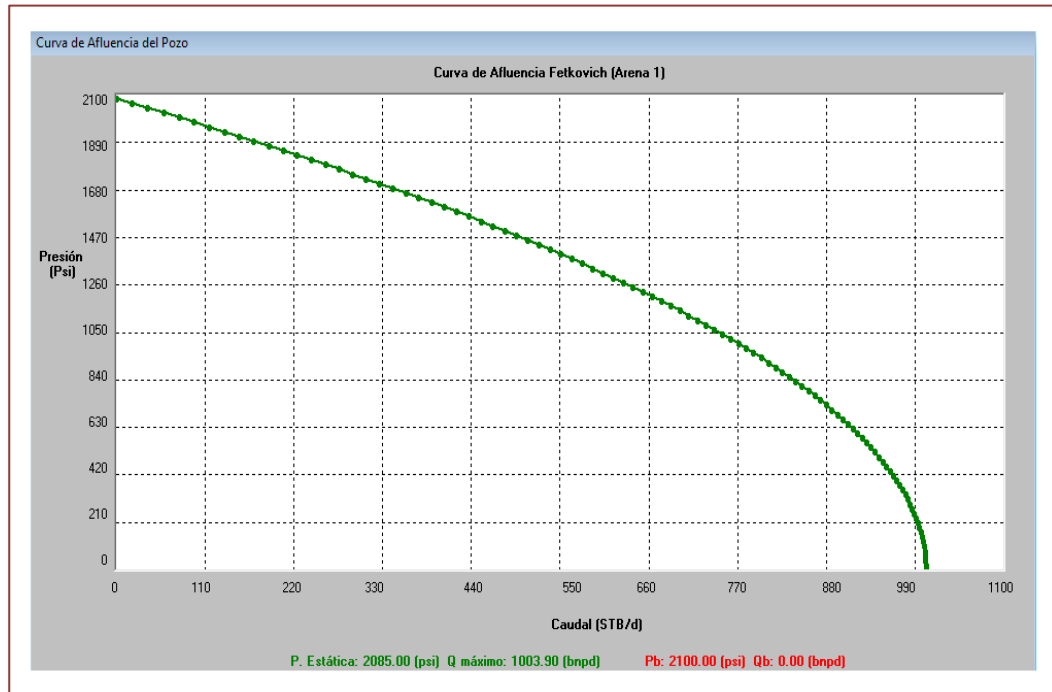


Figura IV.15. IPR del pozo PXX5 modelado con la Herramienta Computacional.

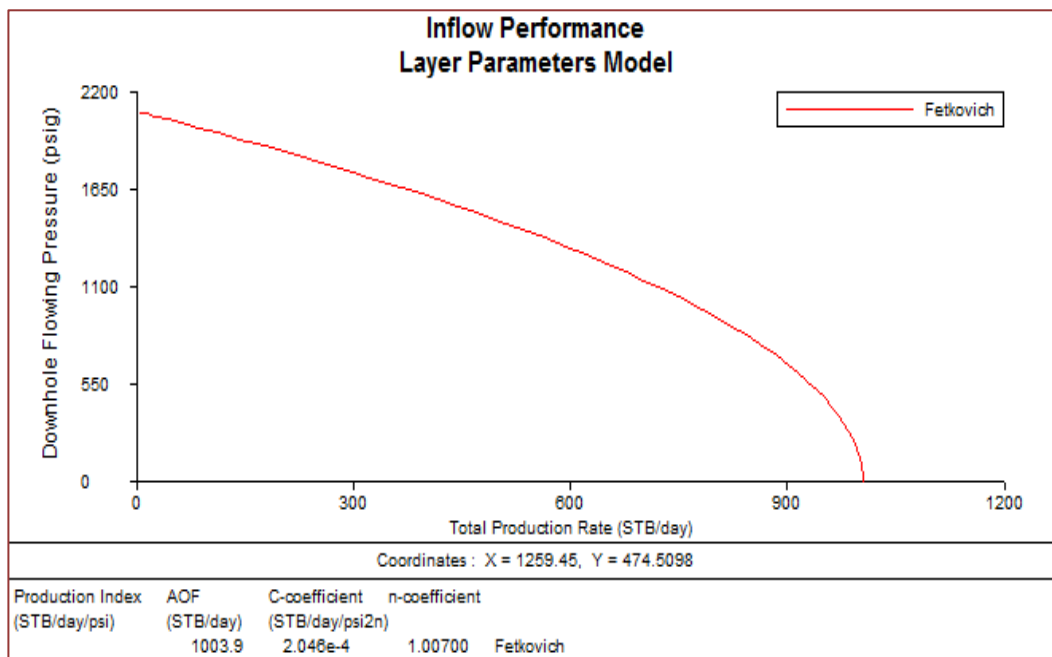


Figura IV.16. IPR del pozo PXX5 modelado con el simulador WELLFLO™.



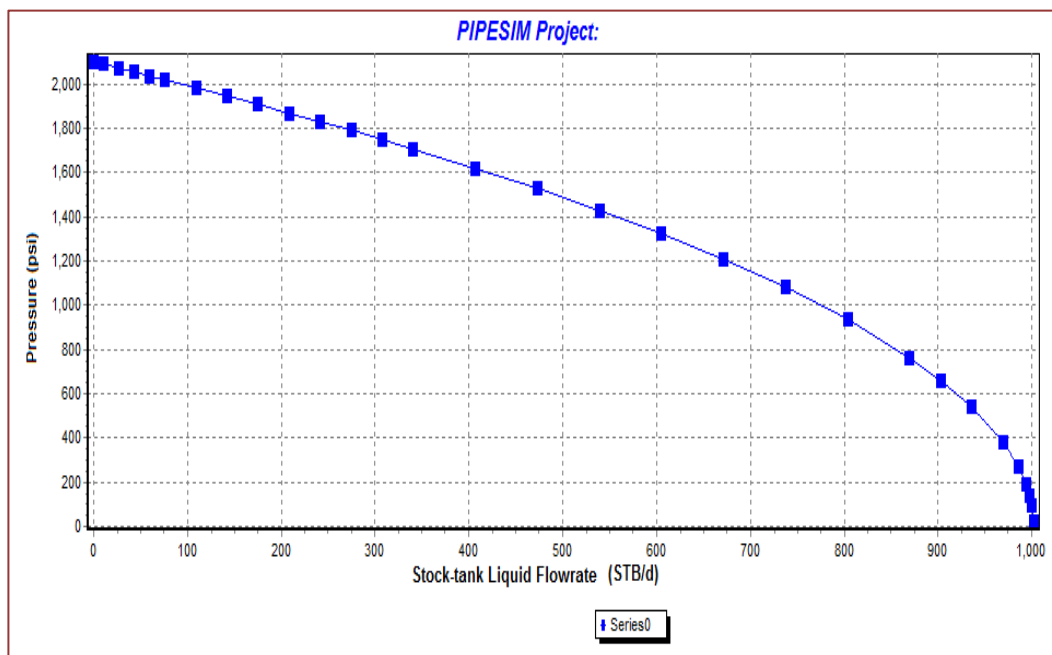


Figura IV.17. IPR del pozo PXX5 modelado con el simulador PIPESIM™.

• **Datos Petrofísicos**

Caso 3

En esta opción la ecuación de Darcy se programó para calcular el índice de productividad a partir de los datos petrofísicos del pozo PXX3 presentados en la tabla IV.19. Con el propósito de predecir el comportamiento de afluencia por debajo de la presión de burbuja, se emplea la correlación de Vogel [6] tanto dentro de los programas comerciales como en la herramienta computacional.

**Tabla IV.23. Resultados del IP y Q<sub>máx</sub> opción de “Datos Petrofísicos” (Módulo Pozo Vertical-Vogel debajo de burbuja)**

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)	WELLFLO™	Diferencia (%)
<b>IP (bpd/lpca)</b>	1.02	-	-	1.02	0
<b>Q<sub>máx</sub> (bpd)</b>	671.8	670.8	0.15	671.8	0

Analizando los resultados de tabla IV.23, se aprecia que los valores estimados de índice de productividad y caudal máximo con WELLFLO™ y la herramienta

computacional concuerdan perfectamente. Además con respecto a PIPESIM™ se reflejan una diferencia menor a 1% en el valor de Q máx, lo que permite afirmar que la herramienta es altamente confiable. Por otra parte, en PIPESIM™ bajo la opción “*Pseudo Stady State*” no se logró reportar el IP por lo cual el cotejo para este parámetro no se efectuó con este programa. En las Figuras IV.18, IV.19 y IV.20 se ilustran las gráficas IPR generadas por cada herramienta para este caso.

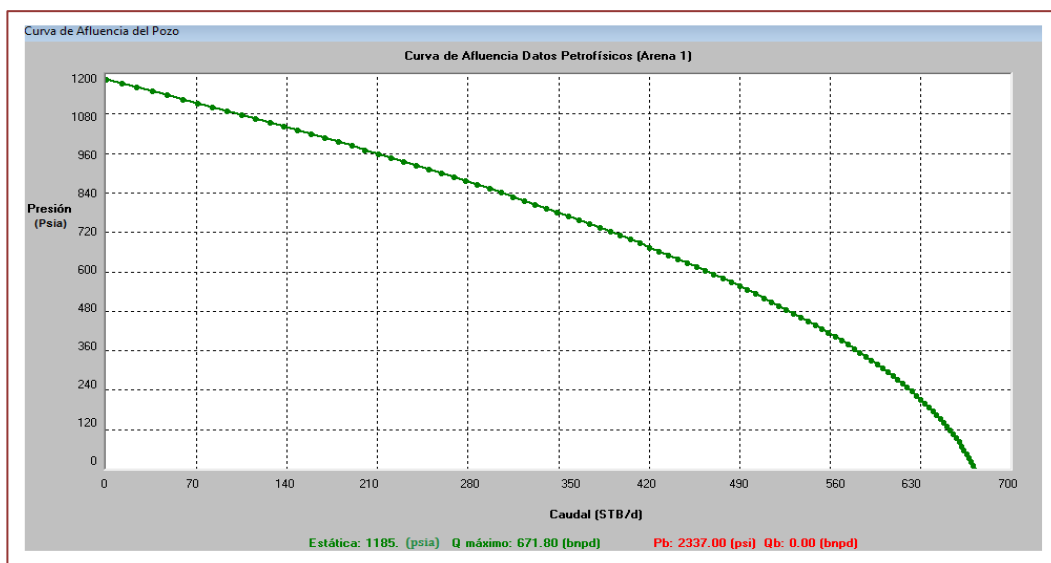


Figura IV.18. IPR del pozo PXX3 modelado con la Herramienta Computacional (Datos Petrofísicos)

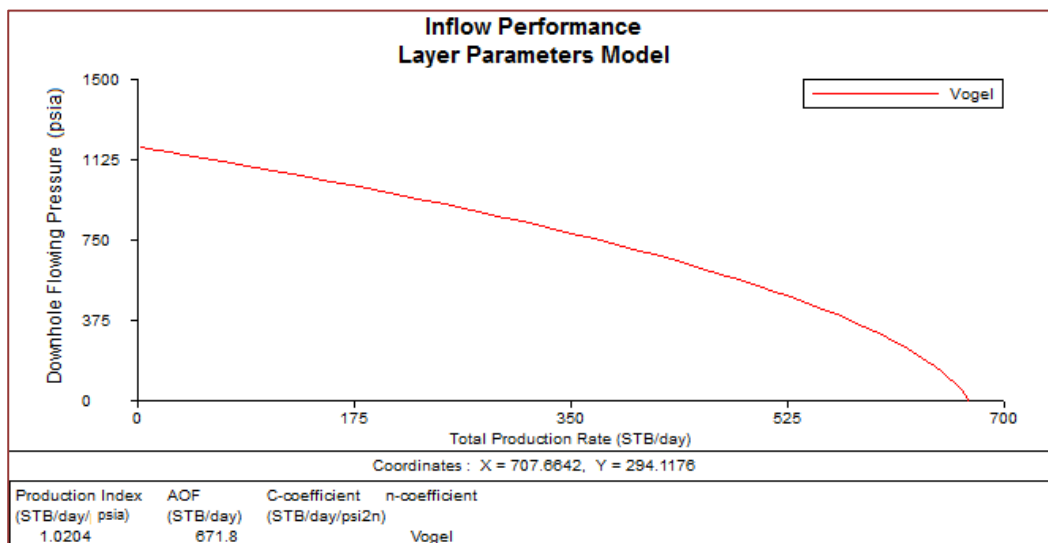
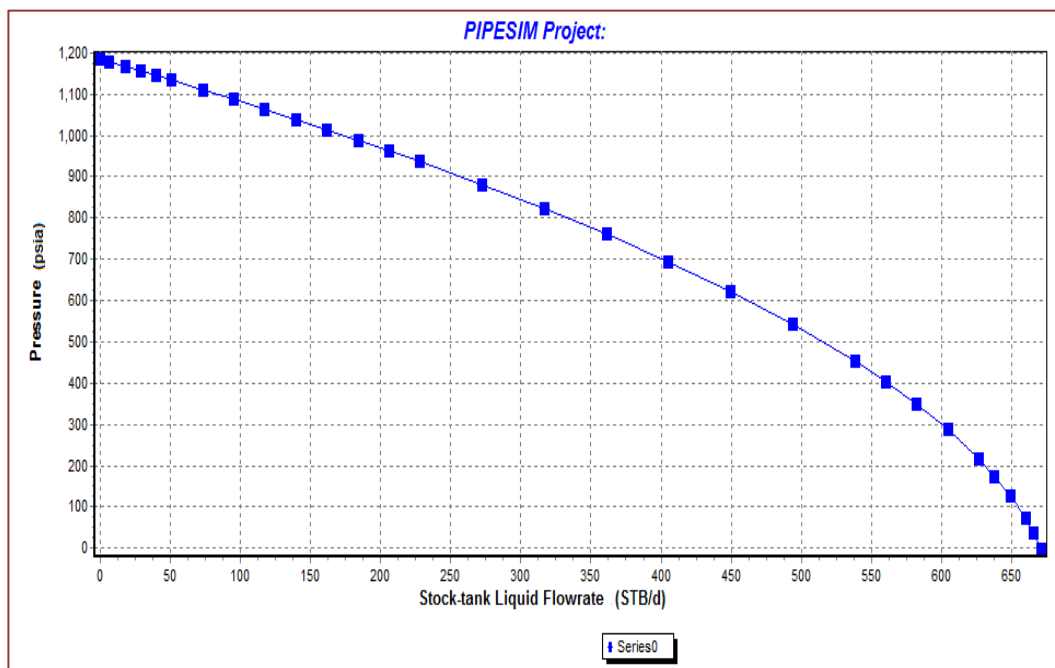


Figura IV.19. IPR del pozo PXX3 modelado con el simulador WELLFLO™ (Vogel por debajo de burbuja)



**Figura IV.20. IPR del pozo PXX3 modelado con el simulador PIPESIM™  
(Vogel por debajo de burbuja)**

- **Índice de Productividad**

#### Caso 4

El pozo PXX3 nuevamente fue tomado como ejemplo con un valor del índice de productividad igual a 1.02 bpd/lpca para estimar el comportamiento de afluencia tanto en PIPESIM™ bajo la opción “Well PI”, WELLFLO™ seleccionando la opción “Manual” y en la herramienta computacional. Los resultados del caudal máximo estimados con los programas concuerdan con los reportados en la tabla IV.23.

- **Correlación de Jones, Blount y Glaze**

La programación del modelo de Jones et al.<sup>[8]</sup> no se logró validar debido a que se desconoce el método numérico por el cual el simulador PIPESIM™ estima los valores de A y B requeridos en la ecuación II.8, por ende ambos resultados no se

pueden cotejar. En cuanto al WELLFLO™ éste no incluye esta correlación dentro de su menú de opciones.

- **Correlación de Gasbarri et al.**

La propuesta para pozos verticales del modelo de Gasbarri et al <sup>[30]</sup>, al igual que en pozos horizontales, no se validó dado que los valores reportados en la literatura del coeficiente V representan cantidades promedio contras las cuales no se puede comparar.

#### **IV.2.2.1 Validación de los modelos para el cálculo del factor de daño y pseudodaños en pozos verticales.**

Los algoritmos desarrollados para estimar el “*skin factor*” son descritos en el Apéndice X. En ellos se incluye el cálculo del factor de daño y los distintos pseudodaños para pozos verticales.

La validación de la herramienta se realizó cotejando los resultados con relación a los calculados en el programa PIPESIM™, dado que en este programa, en su sección “Ayuda”, se reseñan las correlaciones que contiene para estimar dichos parámetros, mientras que WELLFLOW™ no reporta en su manual cuales modelos incluye.

- **Daño a la Formación ( $S_d$ )**

##### Caso 5

Para verificar la programación del modelo de Hawkins <sup>[34]</sup> se utilizó el ejemplo 6-18 presentado en la referencia 69. Los datos de la tabla IV.24 se cargaron tanto en el simulador comercial como en la herramienta computacional, a fin de estimar el factor de daño a la formación ( $S_d$ ).

Tabla IV.24. Datos Caso 5 (Módulo Pozo Vertical) <sup>[69]</sup>.

Información	
Permeabilidad de la formación (md)	60
Permeabilidad de la zona dañada (md)	20
Radio del pozo (pies)	0.25
Radio de la zona dañada (pies)	2

La tabla IV.25 muestra los valores calculados con los programas y el presentado en la referencia.

Tabla IV.25. Resultados del daño a la formación para pozos verticales

	Herramienta Computacional	PIPESIM <sup>TM</sup>	Diferencia (%)	Ejemplo 6-18	Diferencia (%)
$S_d$	4.16	4.16	0	4.16	0

Como se observa en la tabla anterior, los resultados arrojados tanto en PIPESIM<sup>TM</sup> y la herramienta computacional concuerdan con el valor reportado en la literatura, por lo que se puede indicar que la herramienta es bastante precisa y confiable para estimar  $S_d$  con el modelo seleccionado.

- **Pseudodaño asociado a la Completación Parcial ( $S_{pp}$ )**

#### Caso 6

La validación del modelo de Odeh <sup>[36]</sup>, seleccionado para cuantificar el efecto del daño por completación parcial, no se pudo realizar con el simulador comercial debido a que esta solución difiere de la incluida en PIPESIM<sup>TM</sup>, la cual es correlación de Brons y Marting <sup>[10,35]</sup>. Sin embargo, el ejemplo 3-4 tomado de la referencia 3, se utilizó para verificar la programación de la solución escogida. En la tabla IV.26 se reseñan los datos requeridos por el modelo.

Tabla IV.26. Datos Caso 6 (Módulo Pozo Vertical) <sup>[3]</sup>.

Información	
Permeabilidad horizontal (md)	520
Permeabilidad vertical (md)	520
Radio del pozo (pies)	0.2083
Espesor de la formación (pies)	160
Longitud del intervalo perforado (pies)	62
Distancia al tope del intervalo perforado (pies)	88
Radio de drenaje (pies)	1000

Tabla IV.27. Resultados reportados para  $S_{pp}$ 

	Herramienta Computacional	Ejemplo 6-18	Diferencia (%)
$S_{pp}$	8.06	8.06	0

Como se demuestra en la tabla IV.27, el valor calculado con la herramienta computacional fue idéntico al extraído de la literatura, lo que comprueba la precisión de la herramienta computacional para estimar el efecto del pseudodaño por completación con el modelo bajo estudio.

- **Pseudodaño asociado a la Inclinación del Pozo ( $S_{\theta}$ )**

#### Caso 7

Con el propósito de comprobar la programación del modelo de Cinco et al. <sup>[40]</sup> para calcular el pseudodaño asociado a la inclinación del pozo, se construyó el ejemplo presentado en la tabla IV.28, a fin de comparar el resultado de la aplicación respecto al calculado en PIPESIM<sup>TM</sup>.

Tabla IV.28. Datos Caso 7 (Módulo Pozo Vertical)

Información	
Permeabilidad horizontal (md)	250
Permeabilidad vertical (md)	50
Radio del pozo (pies)	0.3
Espesor de la formación (pies)	100
Ángulo de inclinación (grados)	45°

Tabla IV.29. Resultados reportados para  $S_0$ 

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)
$S_0$	-0.52	-0.57	8.8

Analizando los resultados presentados en la tabla IV.29, se observa que para este caso la herramienta computacional mostró 8.8% de diferencia con respecto a PIPESIM™ al estimar  $S_0$  asumiendo el modelo de Cinco Ley et al. Este alto porcentaje se encuentra relacionado a la solución de modelo seleccionado incorporada en cada herramienta para estimar el pseudodaño, ya que a pesar de que en los simuladores comerciales se encuentran trabajando con la misma correlación, el trabajo de Cinco Ley et al. <sup>[49]</sup> incluye un conjunto de tablas con las que también se puede deducir el valor de  $S_0$ . Dado a que no se tiene acceso al código fuente del programa comercial, se desconoce cuál solución incluye internamente, en cambio la ecuación II.83 fue el modelo que se programó dentro de la herramienta computacional.

- **Pseudodaño asociado al Cañoneo ( $S_p$ ) y zona compactada ( $S_{cz}$ )**

#### Caso 8

Para este caso se planteó el ejemplo referido en la tabla IV.30. A partir de estos datos se determinó el pseudodaño asociado al cañoneo con la correlación de

Karakas y Tariq <sup>[42]</sup>. Además se incluye la estimación del efecto de la zona compactada con el modelo de McLeod <sup>[45]</sup>.

Tabla IV.30. Datos Caso 8 (Módulo Pozo Vertical)

Información	
Permeabilidad horizontal (md)	300
Permeabilidad vertical (md)	150
Radio del pozo (pies)	0.333
Espesor de la formación (pies)	30
Ángulo de fase (grados)	180°
Densidad de cañoneo (tiros/pies)	4
Permeabilidad de la zona dañada (md)	90
Radio de la zona dañada (pies)	0.833
Espesor de la zona compactada (pulgadas)	0.5
Permeabilidad de la zona compactada (md)	30
Longitud de perforación (pies)	1.23
Diámetro de perforación (pies)	0.0292

Tabla IV.31. Resultados obtenidos para  $S_p$  con el modelo de Karakas y Tariq <sup>[42]</sup>

	Herramienta Computacional	PIPESIM <sup>TM</sup>	Diferencia (%)
$S_p$	4.3	4.3	0

Tabla IV.32. Resultados obtenidos para  $S_{cz}$  con el modelo McLeod <sup>[45]</sup>

	Herramienta Computacional	PIPESIM <sup>TM</sup>	Diferencia (%)
$S_{cz}$	1.83	1.83	0

Como se muestra en las tablas IV.31 y IV.32 los valores de  $S_p$  y  $S_{cz}$  calculados no presentan ninguna diferencia, confirmando la confiabilidad de la nueva aplicación para estimar estos pseudodaños empleando los modelos evaluados.



- Pseudodaño asociado al Empaque con Grava ( $S_g$ )

#### Caso 9

A fin de cuantificar el efecto del empaque con grava se programaron dos modelos. El primero de ellos referido en la ecuación II.105 para pozos a hoyo desnudo y la ecuación II.103 para hoyos revestidos y cañoneados. El ejemplo descrito en la tabla IV.33 se planteó para evaluar la programación de ambas soluciones.

**Tabla IV.33. Datos Caso 9 (Módulo Pozo Vertical)**

Información	
Permeabilidad de la formación (md)	500
Permeabilidad de la grava (md)	30000
Radio del pozo (pies)	0.35
Diámetro de la rejilla (pulgadas)	4.5
Diámetro del casing (pulgadas)	6
Densidad de disparo (tiros/pies)	8
Longitud de perforación (pies)	0.667
Radio de perforación (pies)	0.05
Ángulo de Fase (grados)	180
Espesor de la formación (pies)	50

**Tabla IV.34 Resultados reportados para  $S_g$**

	PIPESIM™		Herramienta	
	Hoyo desnudo	Hoyo Revestido y cañoneado	Hoyo desnudo	Hoyo Revestido y cañoneado
$S_g$	0.143	1.22	0.143	1.22
Diferencias (%)	0	0	-	-

Observando la tabla IV.34, se aprecia que la herramienta es altamente confiable para estimar el pseudodaño por empaque con grava, dado que no se reflejan

diferencias entre los resultados. Esto permite ratificar la calidad de la programación de los modelos programados.

- **Pseudodaño asociado al Empaque al Fracturamiento Hidráulico ( $S_f$ )**

#### Caso 10

Utilizando la información del pozo PX-01 reportada en la tabla IV.35, se procedió a cargar los datos tanto en PIPESIM<sup>TM</sup> y la herramienta computacional, a fin de cuantificar el daño debido al fracturamiento hidráulico utilizando la ecuación II.108 del modelo de Cinco Ley y Samaniego <sup>[49]</sup>.

Por otra parte, no se estimó el efecto asociado al “*Choked Fracture*” ni la incidencia de la pérdida de fluido de fractura en la cara de la arena, dado que se carece de los datos que solicita el modelo para ser aplicado. Es importante acotar, que en la mayoría de los casos la información de campo presenta un alto grado de incertidumbre puesto que hay parámetros requeridos por las ecuaciones que se desconocen. En este caso, por ejemplo, tanto la permeabilidad de la zona afectada por el empotramiento del material apuntalante como el espesor de dicha área constituyen información no suministrada por el personal de la Pericia de Daño de PDVSA-INTEVEP.

**Tabla IV.35. Datos Pozo PX-01**

<b>Pozo PX-01</b>	
<b>Presión de Yacimiento (lpca)</b>	1100
<b>Temperatura (°F)</b>	163
<b>Espesor de la formación (pies)</b>	22
<b>Profundidad (pies)</b>	4960
<b>Intervalo perforado(pies)</b>	4857-4895
<b>Distancia al tope del intervalo perforado (pies)</b>	5
<b>Radio de pozo (pies)</b>	0.5833
<b>Radio de drenaje (pies)</b>	1968.48

Tabla IV.35. Datos Pozo PX-01 (Continuación)

Pozo PX-01	
Permeabilidad de la formación (md)	5.9441
Permeabilidad de la grava (md)	30000
Permeabilidad de la fractura (md)	100000
Ancho de fractura (pies)	0.35040
Longitud de fractura (pies)	58.9141
Densidad de disparo (tiros/pies)	8
Diámetro interno del casing (pulgadas)	6.366
Diámetro de la rejilla (pulgadas)	2.313
Diámetro de perforación (pulgadas)	4.5
Longitud de penetración (pulgadas)	23.9
Fase del cañoneo (grados)	45°
Permeabilidad vertical (md)	3.2
Ángulo de Inclinación	35.7
Factor de daño (S)	-4.25

En este caso se estimó, tanto el pseudodaño asociado a la fracturación como el daño total en el pozo PX-01, con el propósito de cotejar este último valor contra la data de campo.

Tabla IV.36. Resultados obtenidos para  $S_f$  con el modelo Cinco Ley y Samaniego <sup>[49]</sup>

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Diferencia (%)
$S_f$	-3.9	-3.9	0

Tabla IV.37. Resultados obtenidos para el daño total

	Herramienta Computacional	PIPESIM™	Información de campo
$S_t$	-4.24	-4.28	-4.25

Analizando los resultados anteriores se puede demostrar la validez de la herramienta computacional para estimar el efecto del fracturamiento hidráulico con el modelo de Cinco Ley y Samaniego, dado que no se refleja diferencia entre los valores calculados con el simulador comercial y la nueva aplicación.

Por otra parte, se observa que el cálculo del daño total es bastante preciso con la aplicación, gracias a que refleja una diferencia de 0.24% con respecto al valor de campo, mientras que con PIPESIM™ se tiene 0.71%. No obstante, esta diferencia que se aprecia entre la herramienta y el simulador comercial se debe a los distintos modelos que incluye cada programa para estimar el pseudodaño por completación como se planteó en el caso 6.

#### IV.2.2.1 Validación de la metodología para estimar la curva IPR bajo el escenario de producción conjunta.

##### Caso 11

Con el propósito de evaluar la metodología de Ferrer<sup>[67]</sup> elegida para predecir el comportamiento de afluencia bajo el escenario de producción conjunta, se utilizó la información del pozo LXX1, en ella se detalla las características de cada estrato productor tal y como se observa en la tabla IV.38. El modelaje de la IPR en este caso se realizó en WELLFLO™ y la herramienta computacional.

**Tabla IV.38. Datos Pozo LXX1**

<b>Pozo LXX1(Yacimiento B-X)</b>	
<b>Arena B “miembro inferior”</b>	
<b>Presión de Yacimiento (lpca)</b>	1760
<b>Presión de Burbuja (lpca)</b>	2000
<b>Temperatura de Yacimiento (°F)</b>	169
<b>Profundidad (pies)</b>	8532
<b>°API</b>	16.7
<b>Corte de Agua (%)</b>	28

Tabla IV.38. Datos Pozo LXX1 (Continuación)

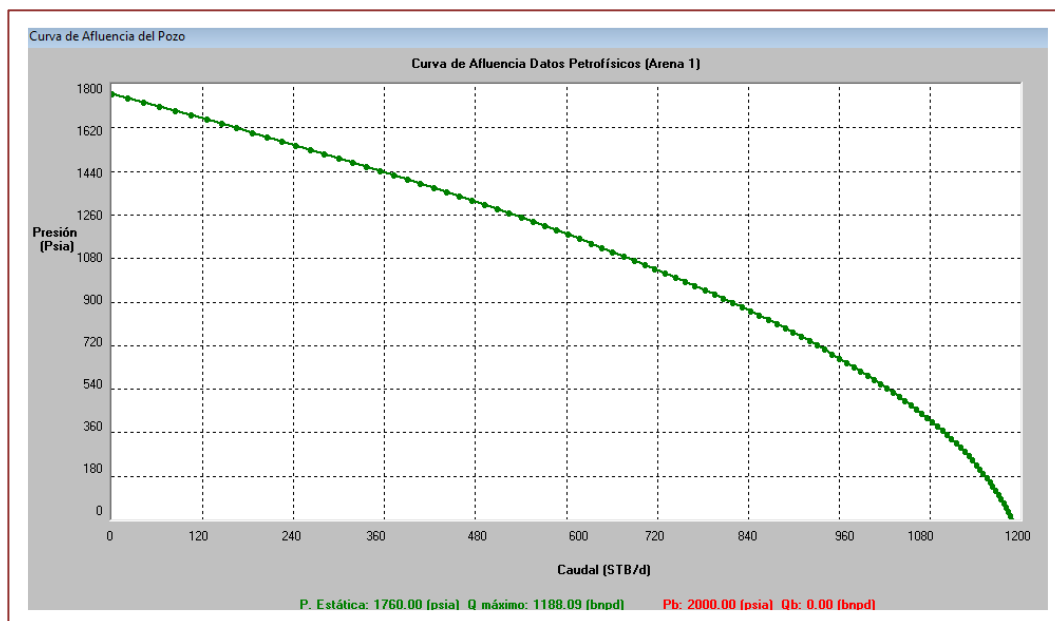
<b>Pozo LXX1(Yacimiento B-X)</b>	
<b>Arena B “miembro inferior”</b>	
<b>Gravedad Especifica del Gas</b>	0.7
<b>RGP (pies<sup>3</sup>/bn)</b>	1000
<b>Permeabilidad de la formación (md)</b>	197
<b>Espesor (pies)</b>	80
<b>Factor de daño (S)</b>	1
<b>Radio de drenaje (pies)</b>	1000
<b>Radio de pozo (pies)</b>	0.354
<b>Diámetro interno del casing (pulgadas)</b>	9.056
<b>Viscosidad del crudo @ 1760 lpca</b>	10.0235
<b>Factor Volumétrico @ 1760 lpca</b>	1.1181
<b>Arena B “miembro superior”</b>	
<b>Presión de Yacimiento (lpca)</b>	1690
<b>Presión de Burbuja (lpca)</b>	2000
<b>Temperatura de Yacimiento (°F)</b>	167
<b>Profundidad (pies)</b>	8498
<b>°API</b>	16.7
<b>Corte de Agua (%)</b>	28
<b>Gravedad Especifica del Gas</b>	0.7
<b>RGP (pies<sup>3</sup>/bn)</b>	1000
<b>Permeabilidad de la formación (md)</b>	190
<b>Espesor (pies)</b>	50
<b>Factor de daño (S)</b>	1
<b>Radio de drenaje (pies)</b>	1000
<b>Viscosidad del crudo @ 1690 lpca</b>	10.311
<b>Factor Volumétrico @ 1690 lpca</b>	1.1181

El modelaje del comportamiento IPR de las arenas B, se efectuó tanto en la aplicación como en WELLFLO™, puesto que este simulador fue el que se tomó como apoyo para el desarrollar la opción “*commingled*” dentro de la aplicación.

**Tabla IV.39. Resultados producción en *commingled***

	Caudal máximo (bpd)		Diferencias
	WELLFLO™	Herramienta Computacional	(%)
<b>Arena 1</b>	1188	1188	0
<b>Arena 2</b>	669	669	0
<b>Compuesta</b>	1857	1857	0

Como se aprecia en la tabla IV.39, la metodología de Ferrer incluida dentro de la herramienta computacional es válida para modelar el comportamiento de afluencia bajo el escenario de producción conjunta, puesto que no refleja diferencias con respecto a los valores arrojados por el programa comercial, lo que permite certificar la confiabilidad de la programación efectuada. Por otra parte, en las gráficas IV.21, IV.22, IV.23, IV.24, se ilustran las diferentes curvas IPR generadas para cada arena en ambas aplicaciones, observándose nuevamente similitud en el comportamiento descrito.



**Figura IV.21. Curva IPR (Arena 1) modelada con la Herramienta Computacional.**

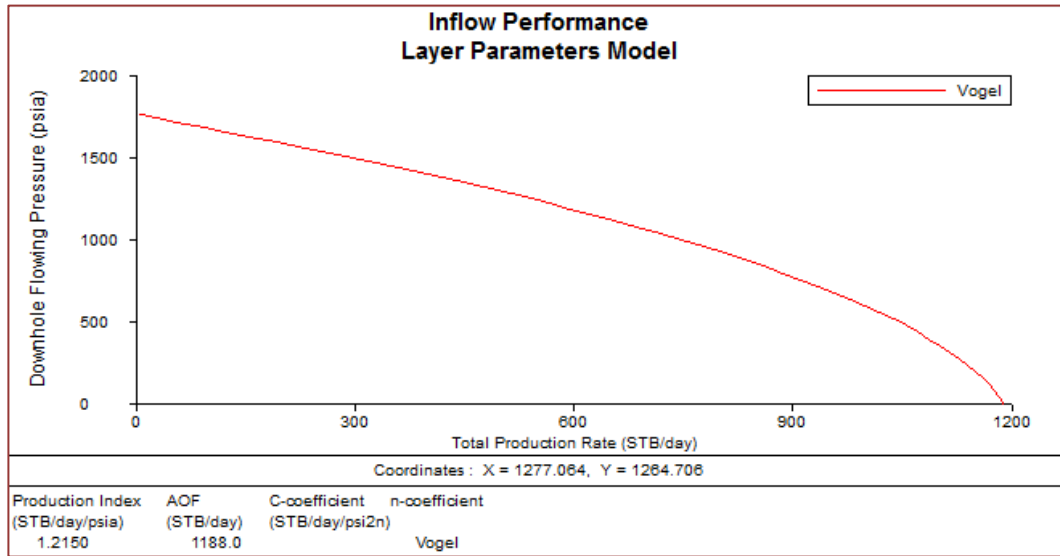


Figura IV.22. Curva IPR (Arena 1) modelada con WELLFLO™.

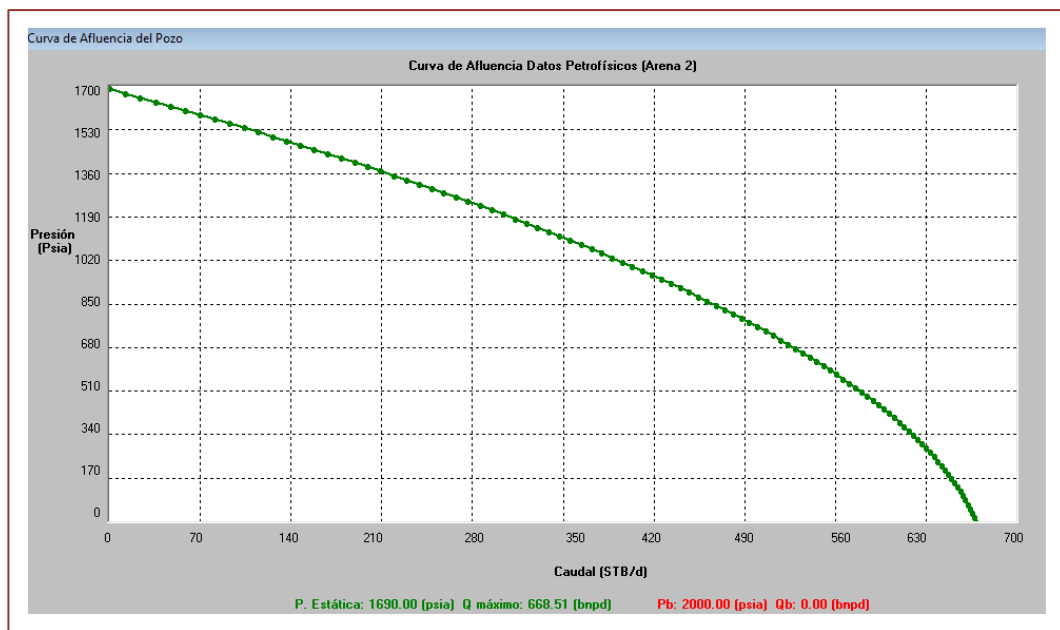
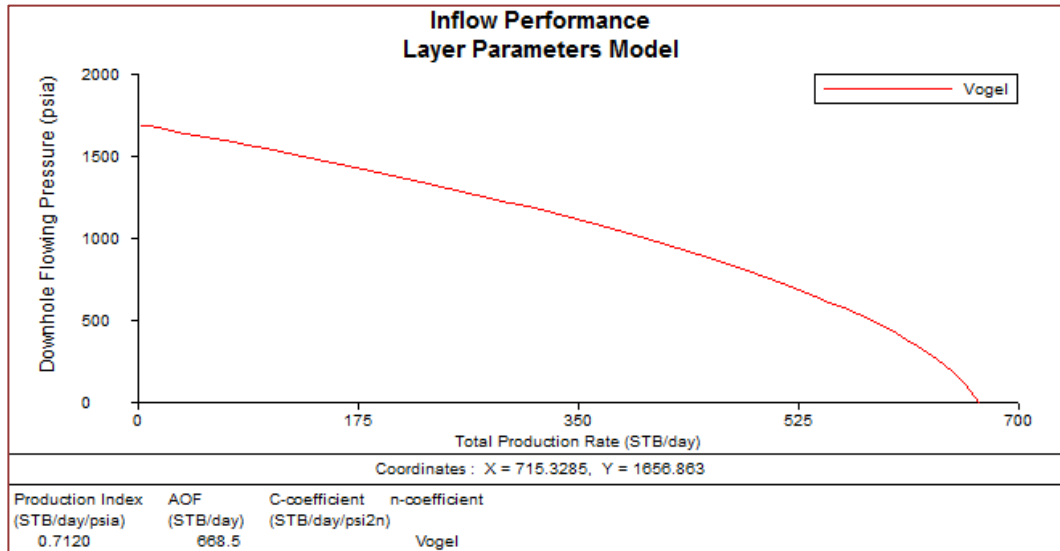
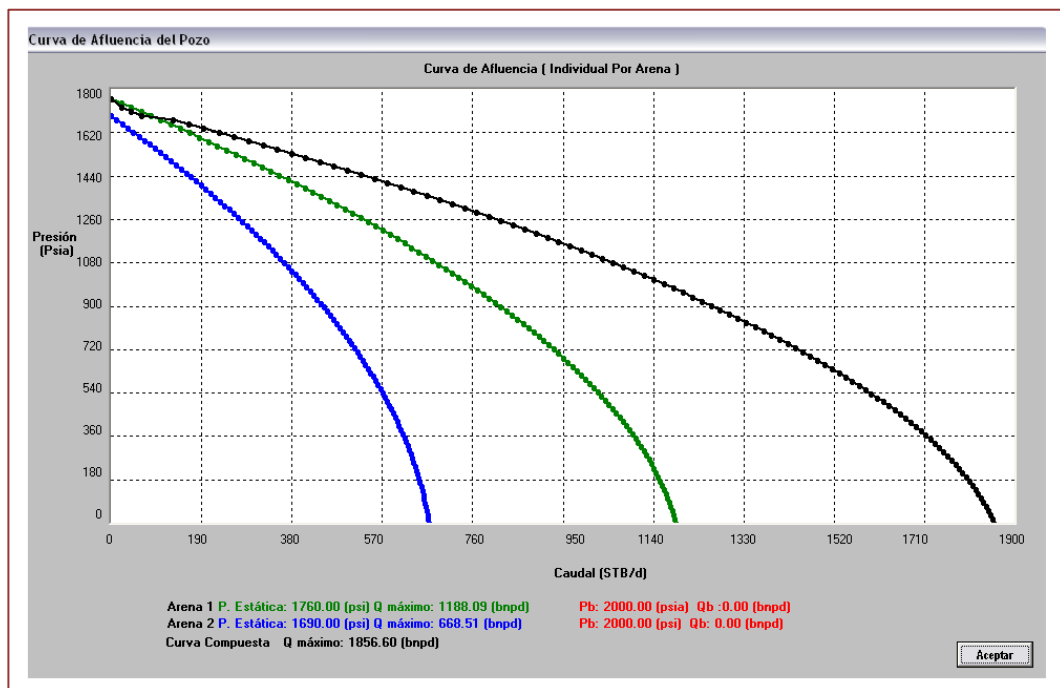


Figura IV.23. Curva IPR (Arena 2) modelada con la Herramienta Computacional.



**Figura IV.24. Curva IPR (Arena 2) modelada con WELLFLO™.**

Asimismo, las gráficas IV.25 y IV.26 detallan la curva total del sistema modeladas por ambas herramientas.



**Figura IV.25. Curva IPR total del sistema “commingled” modelada con la Herramienta Computacional.**



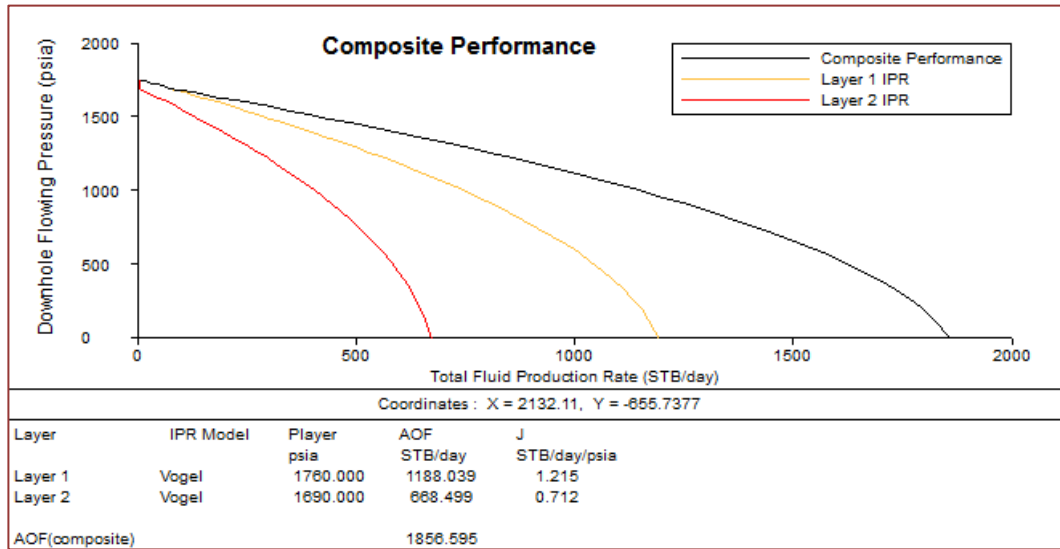


Figura IV.26. Curva IPR total del sistema “commingled” modelada con WELLFLO™.

## CONCLUSIONES

Después de haber realizado este Trabajo Especial de Grado, es posible llegar a las siguientes conclusiones:

1. Se alcanzaron los objetivos de la tesis, al desarrollar una herramienta computacional formada por una serie de módulos en Visual Basic 6.0, capaz de realizar cálculos de afluencia que permitirán, a futuro, fortalecer el programa de Levantamiento Artificial GURÚ®, perteneciente a PDVSA- INTEVEP.
2. Los módulos desarrollados para estimar comportamiento de afluencia de pozos horizontales y verticales, así como las opciones para el cálculo de caída de presión en el tramo horizontal, cálculo de pseudodaños en pozos verticales, comportamiento IPR para producción en “*commingled*” y cálculo de propiedades PVT, permitirán tener a la disposición de la industria petrolera venezolana, una herramienta propia capaz de simular escenarios cada vez más frecuentes a nivel nacional.
3. Los módulos desarrollados fueron validados, utilizando las fuentes de datos disponibles, obteniéndose resultados que garantizan la confiabilidad de la programación de los diversos modelos seleccionados.
4. La característica más relevante de la herramienta computacional y que la distingue de otros programas comerciales, es que incorpora una variada lista de modelos para estimar la afluencia de pozos horizontales incluyendo soluciones para sistemas monofásicos y bifásicos.
5. La herramienta obtenida con este trabajo de grado permitirá a PDVSA-INTEVEP fortalecer su rol de brazo tecnológico de la industria petrolera, al ofrecer a las áreas operadoras un software propio, versátil y actualizado.

**RECOMENDACIONES**

1. Optimizar la herramienta computacional, adicionando el cálculo de producción en conjunto para 3 o más arenas. Así como, validar la metodología programada, en esta opción, con el simulador PIPESIM™.
2. Incorporar los módulos desarrollados en la herramienta computacional dentro del GURÚ®, a fin de proveer a las áreas operadoras de PDVSA, una versión mejorada del programa actual.
3. Se recomienda la realización periódica de un estado del arte en los temas tratados en el Trabajo Especial de Grado, ya que, debido al gran número de correlaciones y modelos nuevos que se generan, se asegurará que el GURÚ® tenga disponible herramientas siempre actualizadas.
- 4- Incentivar el uso de la herramienta computacional en la escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la UCV como apoyo en las cátedras del departamento de producción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Guo, B., Lyons, W. y Ghalambor, A. (2007) *Petroleum Production Engineering - A Computer Assisted Approach*. Estados Unidos: Elsevier Science & Technology Books. Pp. 30-31.
- [2] Beggs, D. (2003) *Production Optimization - Using Nodal<sup>TM</sup> Analysis*. 2<sup>da</sup> ed. Tulsa- Oklahoma: Petroskills. Pp. 9-54
- [3] Golan, M. y Whitson, C. (1996) *Well Performance*. 2<sup>da</sup> ed. Norway: Tapir. Pp. 29-48. Pp. 237-331.
- [4] Gallice, F. y Wiggins, M. "*A Comparison of Two-Phase Inflow Performance Relationships* " Artículo SPE 88445, presentado en el SPE Mid-Continent Operations Symposium., Oklahoma, 2004
- [5] Choi, S., Ouyang, L. y Huang, W. "*A Comprehensive Comparative Study on Analytical PI/IPR Correlations*" Artículo SPE 116580, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver-Colorado, 2004.
- [6] Vogel, J.V. "*Inflow Performance Relationships FOR Solution Gas Drive Well*" Artículo SPE 1476, presentado en la 4<sup>lst</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1968.
- [7] Fetkovich, M. J. "*The Isochronal Testing of Oil Wells*" Artículo SPE 4529, presentado en la 48<sup>th</sup> Annual Fall Meeting the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1973.
- [8] Jones, L., Blount, E. y Glaze, O. " *Use of Short Term Multiple Rate Flow y Tests to Predict Performance Wells Having Turbulence*" Artículo SPE 6133, presentado en la 51<sup>st</sup> Annual Fall Meeting the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1976.

- [9] Kamkom, R., y Zhu, D. " *Evaluation of Two-Phase IPR Correlations for Horizontal Wells*" Artículo SPE 93986, presentado en el SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 2005.
- [10] Joshi, S. (1991) *Horizontal Well Technology*. Tulsa-Oklahoma: PennWell. Pp. 73-87. Pp. 203-243. Pp.411-417.
- [11] Shedid, A., y Abdulrazag, Z. "*Sensitivity Analysis of Horizontal Well Productivity Under Steady-State Conditions*" Artículo SPE 72121, presentado en la SPE Asia Pacific Improved Recovery Conference, Kuala Lumpur- Malasia, 2001.
- [12] Michelevichius, D., y Zolotukhin, A. "*Evaluating Productivity of Horizontal Well*" Artículo SPE 79000, presentado en la SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Alberta- Canadá, 2002.
- [13] Giger, F., Reiss, L. y Jourdan, A. "*The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling*" Artículo SPE 13024, presentado en la 59<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Houston-Texas, 1984.
- [14] Joshi, S. "*Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Well*" Artículo SPE 15375, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1988, Junio. Pp. 729-739.
- [15] Renard, G., y Dupuy, J. "*Formation Damage Effects on Horizontal Well-Flow Efficiency*" Artículo SPE 19414, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1991, Julio. Pp. 786-796.
- [16] Economides, M., Hill, D., y Ehlig-Economides, C. (1994) *Petroleum Production Systems*. New Jersey: Prentice Hall PTR. Pp. 31-36. Pp. 86-102.

- [17] Permadi, P. "*Practical Methods to Forecast Production Performance of Horizontal Wells*" Artículo SPE 29310, presentado en la SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Kuala Lumpur- Malasia, 1995.
- [18] Elgaghah, S., Osisanya, S. y Tiab, D. "*A simple Productivity Equation for Horizontal Wells Based on Drainage Area Concept*" Artículo SPE 35713, presentado en la Western Regional Meeting, Alaska, 1988.
- [19] Escobar, F., Saavedra, N., Aranda, R. y Herrera, J. "*An Improved Correlation to Estimate Productivity Index in Horizontal Wells*" Artículo SPE 88540, presentado en la SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Perth- Australia, 2004.
- [20] Mutalik, P., Godbole, S. y Joshi, S. "*Effect of Drainage Area Shapes on the Productivity of Horizontal Wells*" Artículo SPE 18301, presentado en la 63<sup>rd</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Houston-Texas, 1988.
- [21] Babu, D. y Odeh, A. "*Productivity of Horizontal Well*" Artículo SPE 18298, tomado de la revista Reservoir Engineering. 1989, Noviembre. Pp. 417-421.
- [22] Kuchuk, F., Goode, P., Brice, B., Sherrard, D. y Thambynayagam, R. "*Pressure Transient Analysis for Horizontal Wells*" Artículo SPE 18300, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1990, Agosto. Pp. 974-1031.
- [23] Economides, M., Brand, C. y Frick, T. "*Well Configurations in Anisotropic Reservoirs*" Artículo SPE 27980, presentado en el University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, 1996.
- [24] Plahn, S., Startzman, R. y Wattenbarger, R. "*A Method for Predicting Horizontal Well Performance Solution- Gas- Drive Reservoirs*" Artículo SPE 16201, presentado en el SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 1987.

- [25] Bendakhlia, H. y Aziz, K. "*Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Horizontal Wells*" Artículo SPE 19823, presentado en la 64<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio-Texas, 1989.
- [26] Cheng, A.M. "*Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells*" Artículo SPE 20720, presentado en la 65<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans-Los Ángeles, 1990.
- [27] Retnanto, A. y Economides, M. "*Inflow Performance Relationships for Horizontal and Multibranch Wells Solution-Gas-Drive Reservoirs*" Artículo SPE 50659, presentado en la SPE European Petroleum Conference. The Hague-Países Bajos, 1998.
- [28] Wiggins, M. y Wang, H. "*A Two-Phase IPR for Horizontal Oil Wells*" Artículo SPE 94302, presentado en el SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 2005.
- [29] Jabbari, H. y Economides, M. "*A New Approach to IPR Curves of Horizontal Wells in Two-Phase Reservoirs*" Artículo SPE 115918, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver-Colorado, 2008.
- [30] Gasbarri, S., Martínez, V., García, J., Pinto, R., García, L. y Gil, C. "*Inflow Performance Relationships for Heavy Oil*" Artículo SPE 122292, presentado en la SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena-Colombia, 2009.
- [31] Intevep, PDVSA. (2008) Estado del Arte, Evaluación de los Mecanismos de Pseudodaños Asociados a la Completación de Pozos. Los Teques: Dos Santos, Arlinda y Ventresca Di Filippo, María.
- [32] Escobar, F. (s.f). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Universidad Surcolombiana. Pp. 70-76.

- [33] Intevep, PDVSA. (1997) CIED, Daños a la Formación. Los Teques-Venezuela.
- [34] Yildiz, T. "*Assessment of Total Skin Factor in Perforated Well*" Artículo SPE 82249, presentado en la SPE European Formation Damage Conference, Holanda, 2006.
- [35] Brons, F. y Marting, V. "*Calculation of Total Skin Factors*" Artículo SPE 1322, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1991, Febrero. Pp. 172-174.
- [36] Pucknell, J. y Clifford, P. "*Calculation of Total Skin Factors*" Artículo SPE 23100, presentado en la Offshore Europe Conference, Aberdeen, 1991.
- [37] Papatzacos, P. "*Approximate Partial Penetration Pseudoskin for Infinitive Conductivity Wells*" Artículo SPE 13956, tomado de la revista Reservoir Engineering. 1987, Mayo. Pp. 227-234.
- [38] Yeh, N. y Reynolds, A. "*Computation of the Pseudoskin Factor Caused by a Restricted-Entry Well Completed in a Multilayer Reservoir*" Artículo SPE 15793, tomado de la revista Formation Evaluation. 1989, Junio. Pp. 253-263.
- [39] Vrbik, J. "*A Simple Approximation to the Pseudoskin Factor Resulting from Restricted Entry*" Artículo SPE 21469, tomado de la revista Formation Evaluation. 1991, Diciembre. Pp. 444-446.
- [40] Cinco Ley, H., Ramey, H. y Miller, F. "*Pseudoskin Factor for Partially Penetrating Directionally Drilled Wells*" Artículo SPE 5589, presentado en la 50<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1975.



- [41] Rogers, E. y Economides, M. "*The Skin due to Slant of Deviated Wells in Permeability Anisotropic Reservoirs*" Artículo SPE 37068, presentado en la SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary-Canadá, 1996.
- [42] Karakas, M. y Tariq, S. "*Semi-Analytical Productivity Models for Perforated Completions*" Artículo SPE 18247, tomado de la revista Production Engineering. 1991, Febrero. Pp. 73-82.
- [43] Thompson, G. "*Effects of formation compressive strength on Perforator Performance*". Artículo SPE 94245, presentado en la Spring Meeting of the Southern District, API Division of Production, New Orleans, 1962.
- [44] Roostapour, A. y Yildiz, T. "*Post- Perforation Flow Models for API Recommended Practices 19-B*" Artículo SPE 94245, presentado en el SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 2005.
- [45] McLeod, H. "*The Effect of Perforating Conditions on Well Performance*" Artículo SPE 10649, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1981, Enero. Pp. 21-29.
- [46] Okoye, C., Suriyakriangkai, S., Ghalambor, A. y Alcocer, C. "*Analysis of Skins and the Performance of Gravel-Packed Completions in Oil and Gas Wells*" Artículo SPE 23827, presentado en el International Symposium on Formation Damage, Luisiana, 1992.
- [47] Pucknell, J. y Mason, J. "*Predicting the Pressure Drop in Case Hole Gravel-Pack Completion*" Artículo SPE 10649, presentado en la SPE European Petroleum Conference, Cannes-Francia, 1992.
- [48] PIPESIM (2008). Shlumberger.

- [49] Cinco Ley, H. y Samaniego, F. "*Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case versus Damaged Fracture Case*" Artículo SPE 10179, presentado en la 56<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, San Antonio-Texas, 1981.
- [50] Meyer, B. y Jacot, R. "*PseudoSteady-State Analysis of Finite Conductivity Vertical Fractures*" Artículo SPE 95941, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas-Texas, 2005.
- [51] Madihyar, H. y Jamiolahmady, M. y Danesh, A. "*New Mechanical and Damage Skin Factor Correlations for Hidraulically Fractured Wells*" Artículo SPE 107634, presentado en la European Formation Damage Conference, Scheveningen-Países Bajos, 2007.
- [52] Yildiz, T. "*The Impact of Nonuniform Formation Damage on Long-Term Well Performance*" Artículo SPE 98123, presentado en el International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette-Los Ángeles, 2006.
- [53] Panteha, G., Mahmoud, J. y Mehran, S. "*A new skin factor formulation for flow around Horizontal Well including anisotropy and partial penetration*" Artículo SPE 121109, presentado en la EURPPEC/EAGE, Amsterdam, 2009.
- [54] Frick, T. y Economides, M. "*Horizontal Well Damage Characterization and Removal*" Artículo SPE 21795, tomado de la publicación SPE Production & Facilities. 1993, Febrero. Pp. 15-22.
- [55] Ozkan, E., y Raghavan, R. "*Estimation of Formation Damage in Horizontal Well*" Artículo SPE 37511, presentado en el Production Operations Symposium, Oklahoma, 1997.

[56] Furui, K., Zhu, D. y Hill, A. "A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well" Artículo SPE 84964, tomado de la publicación SPE Production & Facilities. 2003, Agosto. Pp. 151-157.

[57] Yildiz, T. y Ozkan, E. "A Simple Correlation to Predict Wellbore Pressure Drop Effects on Horizontal Well Productivity" Artículo SPE 48938, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans-Louisiana, 1998.

[58] Dikken, B. "Pressure Drop Horizontal Wells and its Effect on Production Performance" Artículo SPE 19824, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1990, Noviembre. Pp. 1426-1433.

[59] Ozka, E., Sarica, C., Haccislamoglu, M. y Raghavan, R. "The Influence of Pressure Drop along the Wellbore on Horizontal Well Productivity. Artículo SPE 25502, presentado en el Production and Operations Symposium., Oklahoma, 1993.

[60] Novy, R. "Pressure Drops in Horizontal Wells: When Can They Be Ignored?" Artículo SPE 24941, tomado de la publicación SPE Reservoir Engineering. 1995, Febrero. Pp. 29-35.

[61] Penmatcha, V., Arbabi, S. y Aziz, K. "Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length" Artículo SPE 57193, presentado en el Production and Operations Symposium, Oklahoma, 1994.

[62] Folefac, A., Archer, J., Issa, R. y Arshad, A. "Effects of Pressure Drop Along Horizontal Wellbores on Well Performance" Artículo SPE 23094, presentado en la Offshore Europe Conference, Aberdeen, 1991.

- [63] Seines, K., Aavatsmark, I. y Lien, S. “*Considering Wellbore Friction Effects in Planning Horizontal Well*” Journal of Petroleum Technology (JPT).1993, Octubre. Pp. 994-1000.
- [64] Su, H. y Lee, S. “*Modeling Transient Wellbore Behavior in Horizontal Well*” Artículo SPE 29961, presentado en la International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing-China, 1995.
- [65] Nind, T. (1877) Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos, Petroleros, 2<sup>da</sup> ed. México: Limusa. Pp. 71-91.
- [66] Yudin, E. y Lubnin, A. “*Simulation of Multilayer Well Operating*” Artículo SPE 149924, presentado en la Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition, Moscú-Rusia, 2011.
- [67] Ferrer, F. “*Commingled Production Well: Experiences in Lake Maracaibo, Venezuela*” Artículo SPE 49311, presentado en la Annual Technical Conference & Exhibition., New Orleans-Louisiana, 1998.
- [68] UPEL (2003) Manual de Trabajos de Grado de Especialización, Maestrías y Tesis, 3<sup>da</sup> ed. Caracas: FEDUPEL.
- [69] Ahmed, T. (2006) Reservoir Engineering Handbook, 3<sup>ra</sup> ed. Estados Unidos: Elsevier. Pp. 75-126. .Pp. 484-543.
- [70] Brown, K. y Beggs, D. (1977) The Technology of Artificial Methods. Vol (1). Tulsa: PennWell. Pp. 4-54. Pp.113-117.Pp. 134-140.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Banzer, C. (1996) Correlaciones Numéricas PVT. Maracaibo. Pp.63-108.
- Cholet, H. (2000) Well Production Practical Handbook. Paris-Francia: Technip. Pp.127-146.
- Tinedo V., Yorangel R. (2011). Producción Conjunta: Metodología para su Evaluación. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Garcia J., y Martínez. (2008). Comportamiento de afluencia en pozos horizontales e inclinados de crudo pesado. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

APÉNDICE

Apéndice I

Tabla A.1. Skin Factor  $S_{CA}$  <sup>[10]</sup>

L / 2X <sub>e</sub>					
$L_D = (L/2h)\sqrt{K_v/K_h}$	0.2	0.4	0.6	0.8	1
<b>X<sub>e</sub> / Ye = 1</b>					
<b>1</b>	3.772	4.439	4.557	4.819	5.250
<b>2</b>	2.321	2.732	2.927	3.141	3.354
<b>3</b>	1.983	2.240	2.437	2.626	2.832
<b>5</b>	1.724	1.891	1.948	2.125	2.356
<b>10</b>	1.536	1.644	1.703	1.851	2.061
<b>20</b>	1.452	1.526	1.598	1.733	1.930
<b>50</b>	1.420	1.471	1.546	1.672	1.863
<b>100</b>	1.412	1.458	1.533	1.656	1.845
<b>X<sub>e</sub> / Ye = 2</b>					
<b>1</b>	4.425	4.578	5.025	5.420	5.860
<b>2</b>	2.840	3.010	3.130	3.260	3.460
<b>3</b>	2.380	2.450	2.610	2.730	2.940
<b>5</b>	1.982	2.020	2.150	2.310	2.545
<b>10</b>	1.740	1.763	1.850	1.983	2.198
<b>20</b>	1.635	1.651	1.720	1.839	2.040
<b>50</b>	1.584	1.596	1.650	1.762	1.959
<b>100</b>	1.572	1.582	1.632	1.740	1.935
<b>X<sub>e</sub> / Ye = 5</b>					
<b>1</b>	5.5	5.270	5.110	5.140	5.440
<b>2</b>	3.960	3.720	3.540	3.650	3.780
<b>3</b>	3.440	3.190	3.020	3.020	3.250
<b>5</b>	2.942	2.667	2.554	2.493	2.758
<b>10</b>	2.629	2.343	2.189	2.155	2.399
<b>20</b>	2.491	2.196	2.022	2.044	2.236
<b>50</b>	2.420	2.120	1.934	1.925	2.150
<b>100</b>	2.408	2.100	1.909	1.903	2.126

Apéndice II.

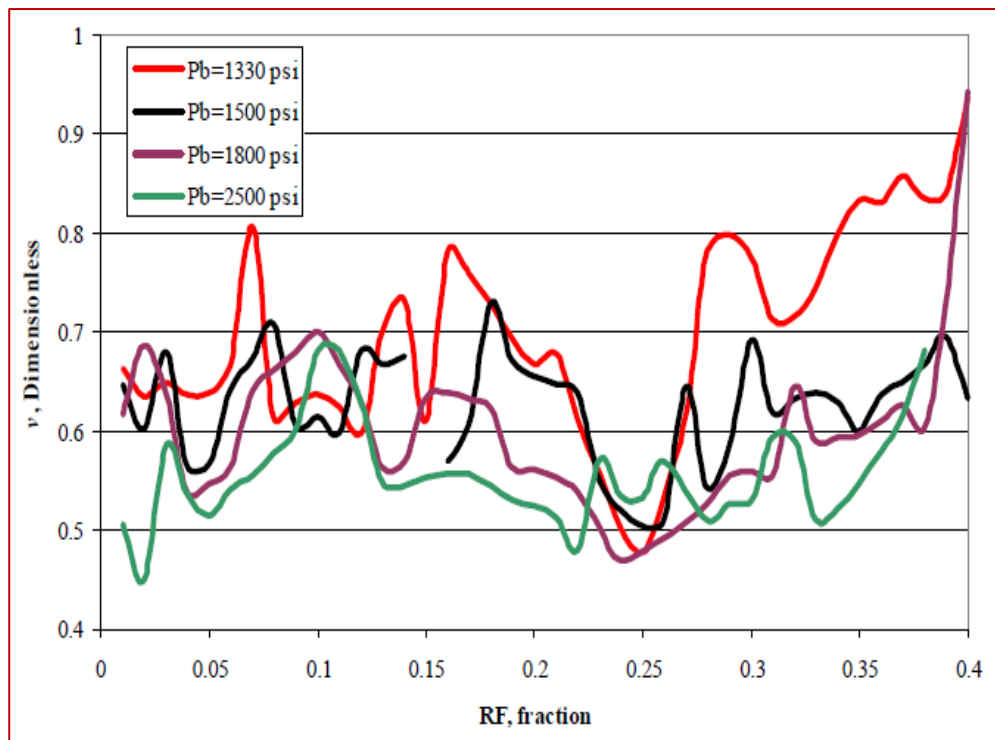


Figura A.1 Parámetro “v” versus el factor de recobro. <sup>[29]</sup>

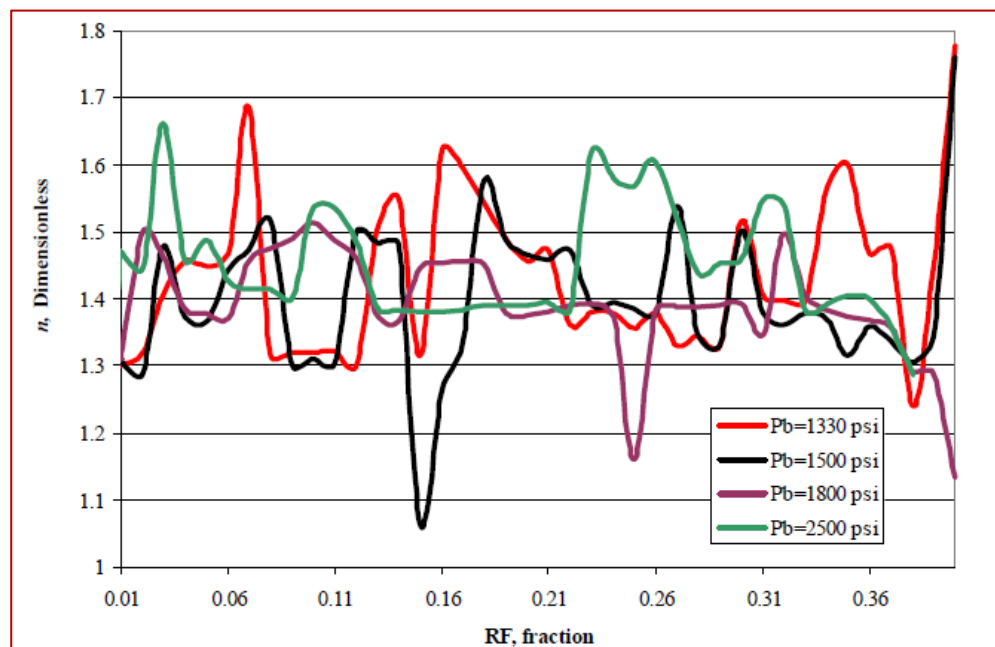


Figura A.2 Parámetro “n” versus el factor de recobro. <sup>[29]</sup>

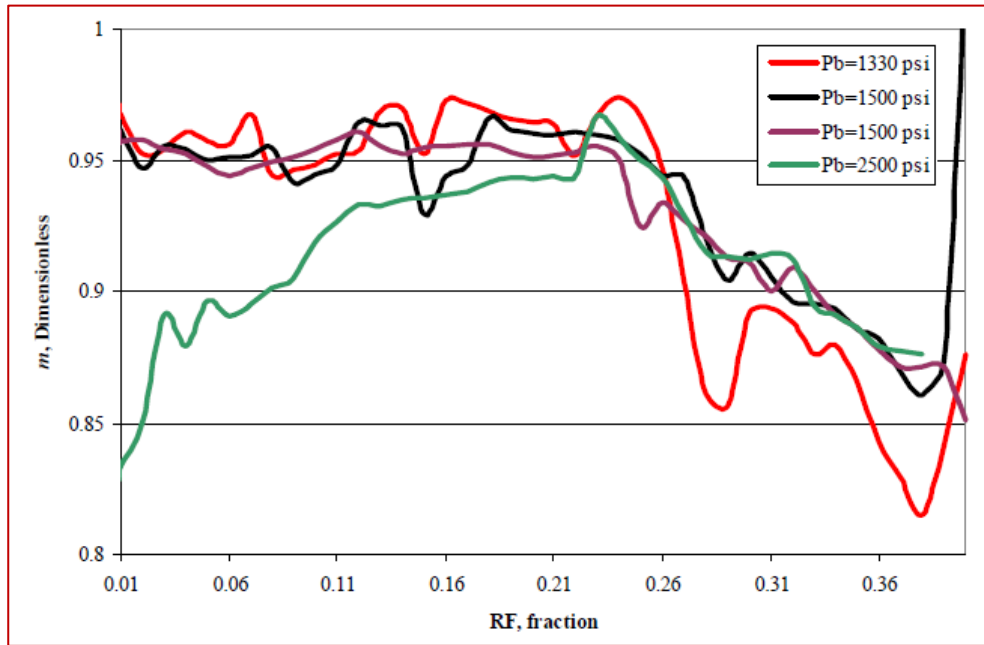


Figura A.3 Parámetro “m” versus el factor de recobro. [29]

Apéndice III.

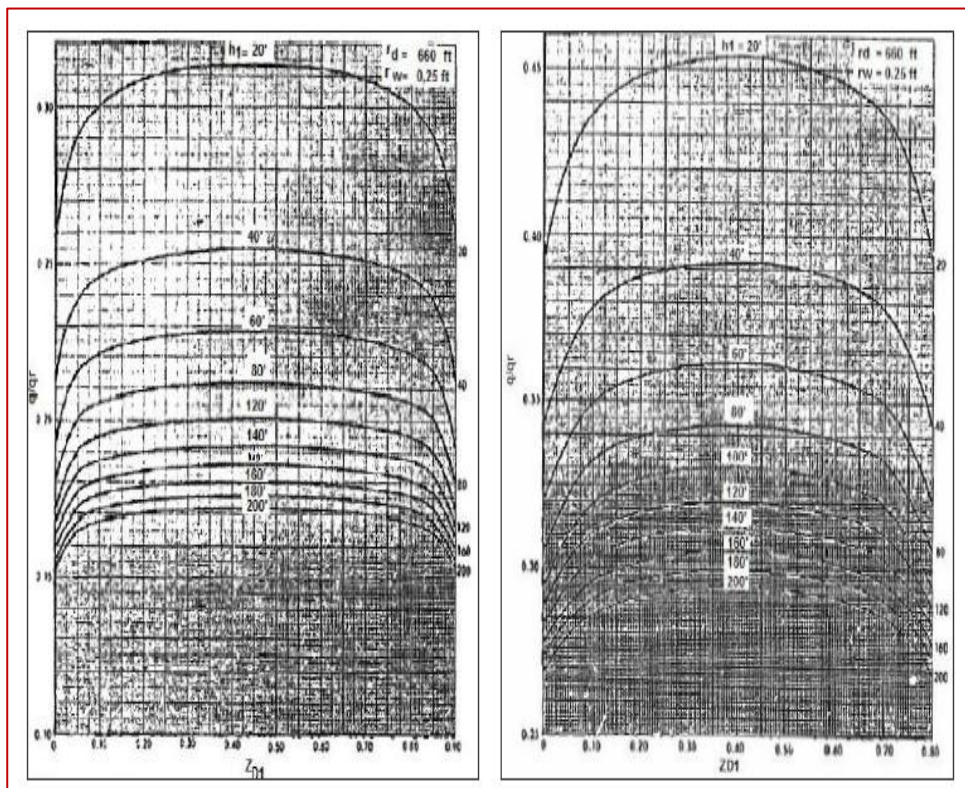


Figura A.4 Relación  $q/qr$  con 10% de apertura. [36]

Figura A.5 Relación  $q/qr$  con 20% de apertura. [36]



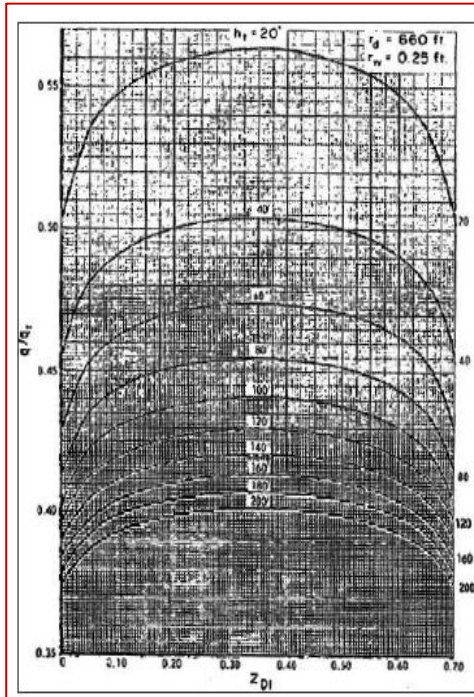


Figura A.4 Relación  $q/q_r$  con 30% de apertura. <sup>[36]</sup>

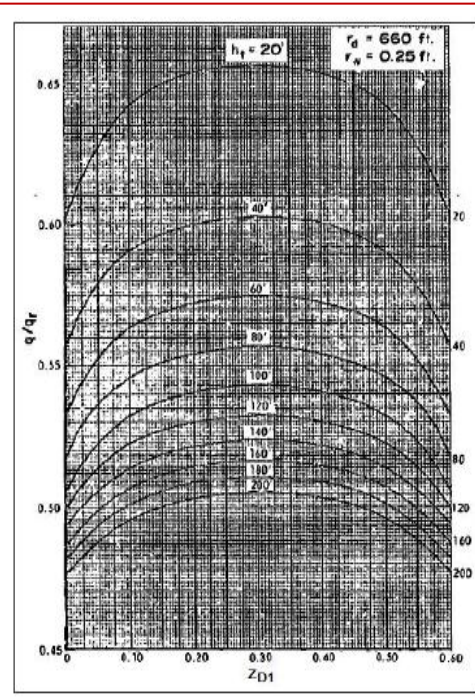


Figura A.4 Relación  $q/q_r$  con 40% de apertura. <sup>[36]</sup>

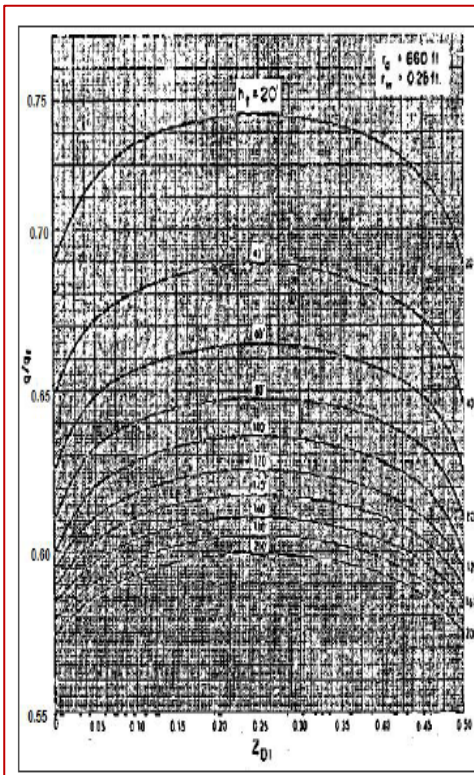


Figura A.4 Relación  $q/q_r$  con 50% de apertura. <sup>[36]</sup>

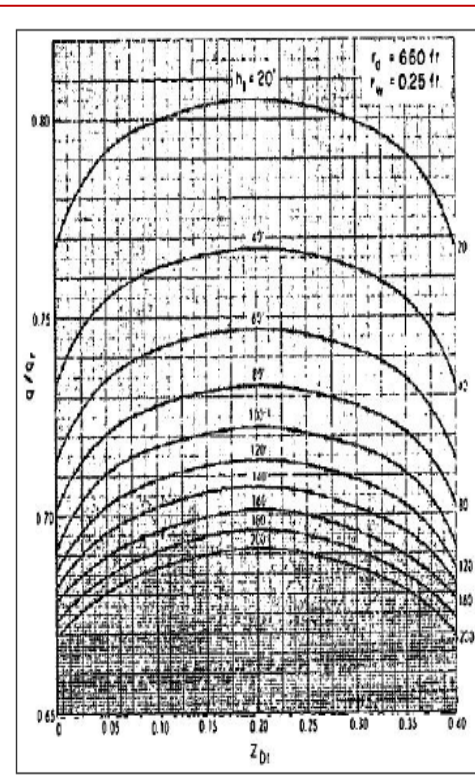


Figura A.4 Relación  $q/q_r$  con 60% de apertura. <sup>[36]</sup>

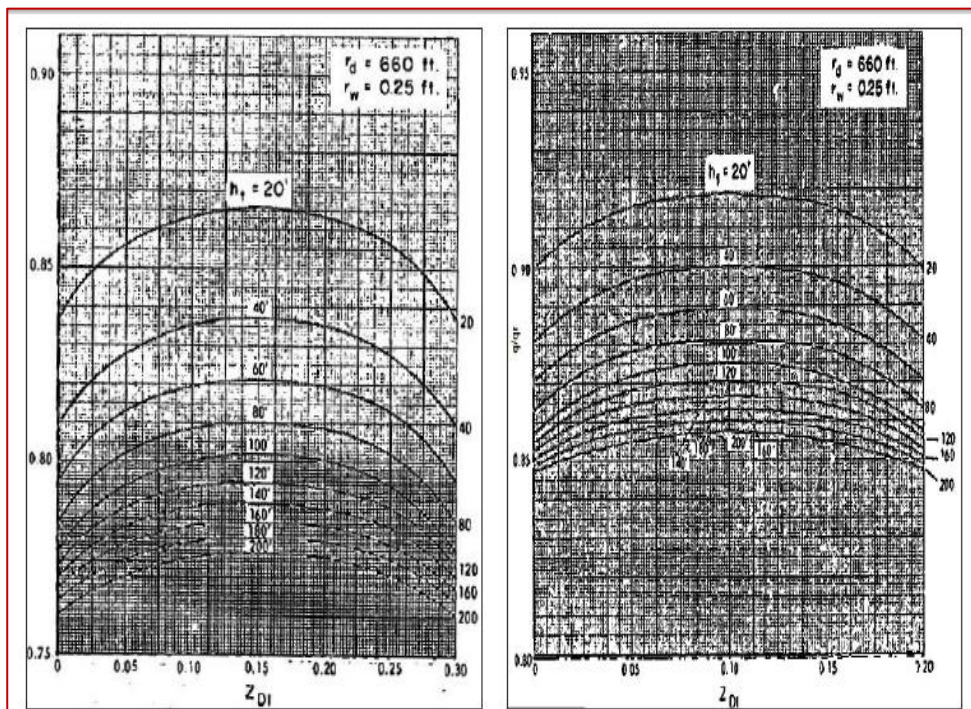


Figura A.4 Relación  $q/q_r$  con 70% de apertura. <sup>[36]</sup>

Figura A.4 Relación  $q/q_r$  con 80% de apertura. <sup>[36]</sup>

Apéndice IV.

Tabla A.2. Parámetro “R” modelo Vrbik <sup>[39]</sup>

Intervalo Perforado en el centro del yacimiento					
R	H=0.1	H=0.2	H=0.4	H=0.6	H=0.8
0.1	3.52	2.56	1.20	0.53	0.16
0.03	9.57	5.49	2.40	1.07	0.34
0.01	16.64	8.97	3.79	1.68	0.56
0.003	25.98	13.34	5.47	2.43	0.83
0.001	35.29	17.57	7.07	3.14	1.10
Intervalo Perforado en el tope o base del yacimiento					
0.1	6.84	4.09	1.83	0.81	0.26
0.03	13.79	7.58	3.23	1.44	0.47
0.01	21.82	11.41	4.72	2.10	0.71
0.003	31.76	15.96	6.45	2.87	1
0.001	41.31	20.26	8.08	3.59	1.27

Apéndice V.

Tabla A.3. Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, régimen de flujo estable/monofásico

Autor (es)	Ecuación	CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA CADA MODELO		
		Yacimiento	Área de Drenaje	Consideraciones
<b>Borisov (1964)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \frac{h}{L} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_w} \right]}$	Isotrópico	Elipsoidal	La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.
<b>Giger (1983)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h L / \mu_o B_o}{\left( \frac{L}{h} \right) \ln \left[ \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2r_{eh})^2}}{L/2r_{eh}} \right] + \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_w} \right]}$	Isotrópico	Rectangular	La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.
<b>Joshi (1988)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left( \frac{\beta h}{L} \right) \ln \left[ \frac{\beta h}{2r_w} \right]}$ $\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$	Anisotrópico	Elipsoidal	<p>La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.</p> <p><u>Rango de Aplicación</u></p> <p><math>L &gt; \beta h</math> y <math>(L/2) &lt; 0.9 r_{eh}</math></p>



Tabla A.3. Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, régimen de flujo estable/monofásico (Continuación)

Autor (es)	Ecuación	CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA CADA MODELO		
		Yacimiento	Área de Drenaje	Consideraciones
<b>Renard y Dupuy (1990)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{\mu_o B_o} \left[ \frac{1}{\cosh^{-1}(x) + \beta \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) + S_H} \right]$	Anisotrópico	Rectangular	La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.
<b>Economides (1991)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \left\{ \ln \left[ \frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right] + S'_{eq} \right\}}$	Anisotrópico	Elipsoidal	La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.  <u>Rango de Aplicación</u>  (L/2) < 0.9 r <sub>eh</sub>
<b>Permadi (1995)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h L / \mu_o B_o}{X_e - Y_e \sqrt{\frac{h}{L}} + \beta h \left[ \ln \left( \frac{Y_e}{2r_w} \sqrt{\frac{h}{L}} \right) + S \right]}$	Anisotrópico	Elipsoidal	La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.

Tabla A.3. Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, régimen de flujo estable/monofásico (Continuación)

Autor (es)	Ecuación	CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA CADA MODELO		
		Yacimiento	Área de Drenaje	Consideraciones
<b>Elgaghah, Osisanya y Tiab (1996)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{B_o \mu_o \left[ \frac{\ln \left( \frac{h}{2r_w} \right)}{L/h} + \left( 0,25 + \frac{C}{L} \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{2}{h} \right) \right]}$	Isotrópico	Variable	<p>La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.</p> <p><u>Rango de Aplicación</u>                      Par a 0-1000                      C = 270                      Para 1000-3000                      C = 470-0.2*1000</p>
<b>Escobar (2004)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h h / \mu_o B_o}{\cosh^{-1} \left[ 1,075 \left( 0,5 + \sqrt{0,25 + \left( \frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right)^{0,5} \right] + 0,874 \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left[ \frac{h}{2r_w} \right]}$	Isotrópico	Elipsoidal	<p>La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.</p> <p><u>Rango de Aplicación</u>                      (L/r<sub>eh</sub>) ≤ 2</p>
<b>Butler (1994)</b>	$J_h = \frac{0,007078 k_h L / \mu_o B_o}{\beta \ln \left[ \frac{h\beta}{r_w(\beta + 1)} \right] + \left( \frac{\pi Y_b}{h} \right) - 1,14\beta}$	Anisotrópico	Rectangular	<p>La caída de presión a lo largo del tramo horizontal es despreciable.</p>

Tabla A.4. Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, régimen de flujo pseudo-estable/monofásico

Autor (es)	Ecuación	CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA CADA MODELO		
		Yacimiento	Área de Drenaje	Consideraciones
<b>Mutalik, Godbole y Joshi (1988)</b>	$q_h = \frac{0,007078 k_h h \Delta P / \mu_o B_o}{\ln\left(\frac{r'_e}{r_w}\right) - A' + S_f + S_m + S_{CA} + C' + Dq_h}$	Isotrópico	Rectangular	La productividad del pozo puede predecirse similar al de una fractura vertical con conductividad infinita.
<b>Babu y Odeh (1989)</b>	$J_h = \frac{0,007078 (2Y_e) \sqrt{k_y k_z} \Delta P / \mu_o B_o}{\ln\left(\frac{\sqrt{A}}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R}$	Anisotrópico	Rectangular	Se asume un flujo uniforme a lo largo de largo del tramo horizontal
<b>Kuchuk et al (1990)</b>	$J_h = \frac{k_h h / (70,6 \mu_o B_o)}{F + (h/0,5 L) \sqrt{k_h / k_v}} \frac{1}{S_x}$	Anisotrópico	Rectangular	Asume una presión constante en todo el tramo horizontal
<b>Economides (1996)</b>	$J_h = \frac{\bar{k} X_e}{887,22 \mu_o B_o \left( P_D + \frac{X_e}{2\pi L} \Sigma S \right)}$	Anisotrópico	Rectangular	Asume flujo uniforme en el tramo horizontal

Tabla A.5. Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, flujo bifásico

Autor (es)	Ecuación	CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA CADA MODELO		
		Características del Pozo	Rango de Aplicación	Consideraciones
<b>Bendakhlia y Aziz (1988)</b>	$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left[ 1 - V \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]^n$	Se localiza en el medio del espesor y es completado a lo largo de toda la longitud.	Factor de Recobro entre 0% - 14%	V y n dependen del factor de recobro. Se considera régimen de flujo estable, un yacimiento isotrópico con área de drenaje rectangular.
<b>Cheng (1989)</b>	$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 0,9885 - 0,2055 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 1,1818 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$	Se localiza en el centro del yacimiento.	Ángulo de inclinación del pozo entre 0 y 90 grados.	De acuerdo a la ecuación de Cheng, cuando $P_{wf}$ es igual a cero el caudal que se obtiene es distinto a la tasa máxima, por ende dicha condición restringe el uso del presente modelo.
<b>Retnanto y Economides (1998)</b>	$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,25 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,75 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^n$	El pozo penetra en el medio del espesor del reservorio.	Rango de: Pb (1000-5000) API (25-45)	El valor del exponente “n” debe ser igual o mayor a la unidad.

Tabla A.5. Modelos para el cálculo de afluencia en pozos horizontales, flujo bifásico  
(Continuación)

Autor (es)	Ecuación	CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA CADA MODELO		
		Características del Pozo	Rango de Aplicación	Consideraciones
<b>Wiggins y Wang (2005)</b>  <u>Primer Modelo</u>  $\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,4533 \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,5467 \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$  <u>Segundo Modelo</u>  $\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - d \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - (d - 1) \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$	<p>Se localiza en el centro del espesor y penetra totalmente el yacimiento en la dirección horizontal.</p>	<p>Factor de Recobro entre 1% - 14%</p>	<p>Indican que el comportamiento de afluencia es dependiente del agotamiento para bajos factores de recobro en el orden de 4%.</p>	
<b>Jabbari y Economides (2008)</b>  <u>Primer Modelo</u>  $\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left(1 - v \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - (v - 1) \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^n\right)^m$	<p>Se localiza en el centro del yacimiento y es completado parcialmente a lo largo del tramo horizontal.</p>	<p><u>Rango de Aplicación:</u>                       Pb (1330-4330)                      API (25-45)                      FR (0%-40%)</p>	<p>Toman en cuenta la anisotropía del yacimiento.                       Los parámetros v, n y m dependen del FR, IP, S actual y la presión de burbuja.</p>	
<b>Gasbarri et al (1998)</b>  $\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$	<p>Se encuentra localizado en el centro del reservorio.</p>	<p>Aplica para crudos pesados (API 9-15). Para pozos verticales aplica API entre 12-18</p>	<p>Determinan el Coeficiente “V” como función del API, ángulo de desviación del pozo y estado de agotamiento del yacimiento.</p>	



Apéndice VI.

Tabla A.6. Correlaciones para estimar el pseudodaño por completación parcial

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>Brons y Marting (1959)</b></p>	$S_{pp} = \left[ \frac{1}{b} - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{h_p}{h} \right) - G(b) \right]$	<p>Aplicable a yacimientos isotrópicos, donde el intervalo perforado puede encontrarse en el tope, base o punto medio de la arena productora.</p> <p>Asume un régimen transitorio para describir el comportamiento del fluido.</p>
<p><b>Odeh (1980)</b></p>	$S_{pp} = 1,35 \left( \frac{h}{h_p} - 1 \right)^{0,825} \left[ \ln \left( h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - 1,95 - \ln(r_{wc}) \left\{ 0,49 + 0,1 \ln \left( h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right\} \right]$	<p>Toma en cuenta la anisotropía del reservorio, asume un régimen de flujo pseudo-estable</p> <p>El intervalo perforado puede localizarse arbitrariamente en el espesor de la arena productora.</p>
<p><b>Papatzacos (1987)</b></p>	$S_{pp} = \left( \frac{h}{h_p} - 1 \right) \ln \left( \frac{\pi}{2r_D} \right) + \frac{h}{h_p} \ln \left[ \frac{\frac{h_p}{h}}{2 + \frac{h_p}{h}} \left( \frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2} \right]$	<p>Toma en cuenta la anisotropía del reservorio, asume un régimen de flujo estable.</p> <p>El intervalo perforado puede localizarse arbitrariamente.</p>

**Tabla A.6. Correlaciones para estimar el pseudodaño por completación parcial**  
(Continuación)

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>Yeh y Reynolds (1989)</b></p>	$S_{pp} = \left[ \frac{1 - f_1}{f_1} \right] \ln(\bar{h}_{wD})$	<p>Algoritmo matemático, que requiere de una herramienta computacional para su resolución.</p> <p>Toma en cuenta la anisotropía.</p>
<p><b>Vrbik (1991)</b></p>	$S_{pp} = \left[ \frac{1 - H}{H} \right] [1,2704 - \ln(R)] - \frac{\left\{ f_{(0)} - f_{(H)} + f_{(1-2D)} - \left[ \frac{f_{(1-2D+H)}}{2} \right] - \left[ \frac{f_{(1-2D-H)}}{2} \right] \right\}}{H^2}$	<p>Toma en cuenta la anisotropía del reservorio, así mismo, asume que el yacimiento presenta una sola capa.</p> <p>Representa un modelo numérico que requiere de un simulador para arrojar un resultado</p>

**Tabla A.7. Correlaciones para estimar el pseudodaño por desviación del hoyo**

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>Cinco Ley (1975)</b></p>	$S_{(\theta)} = - \left( \frac{\theta_d'}{41} \right)^{2.06} - \left( \frac{\theta_d'}{56} \right)^{1.865} \text{Log} \left( \frac{h}{100r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right)$	<p>Toma en cuenta la anisotropía del reservorio. El modelo aplica para pozos completados parcialmente bajo régimen de flujo pseudo-estable.</p> <p><math>0^0 \leq \theta &lt; 75^0</math> grados.</p>

Tabla A.7. Correlaciones para estimar el pseudodaño por desviación del hoyo

(Continuación)

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>Rogers y Economides (1996)</b></p> <p><u>Para <math>\beta &lt; 1</math></u></p> $S_{(\theta)} = -1.64 \frac{\sin(\theta)^{1.77} h_D^{0.184}}{\beta^{0.821}}$ <p><u>Para <math>\beta &gt; 1</math></u></p> $S_{(\theta)} = -2.48 \frac{\sin(\theta)^{5.87} h_D^{0.152}}{\beta^{0.964}}$		<p>Toma en cuenta la anisotropía del reservorio.</p> <p>El modelo aplica para pozos con un ángulo de inclinación mayor a 75°.</p>

Tabla A.8. Correlaciones para estimar el pseudodaño por cañoneo

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>Karakas y Tariq (1991)</b></p> $S_p = S_H + S_V + S_{Wb}$		<p>Toma en cuenta la anisotropía del reservorio y régimen de flujo estable.</p> <p><u>Rango de Aplicación:</u></p> <p><math>0.3 \leq r_{wD} \leq 0.9</math></p> <p><math>h_D \leq 10</math> y <math>r_{pD} \geq 0.01</math></p>
<p><b>Roostapour y Yildiz (2005)</b></p> $S_p = \frac{h}{L_p} \left( \frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \left\{ \frac{2\pi\theta k L_p \Delta p_m}{\mu\beta q_m} (1 - CFE) \right\}$		<p>Consideran los efectos de la zona dañada y triturada alrededor de las perforaciones. Además adicionan el coeficiente de eficiencia de flujo.</p>

Tabla A.9. Correlaciones para estimar el efecto de la zona compactada

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>McLeod (1983)</b></p> $S_{cz} = \left( \frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \left( \frac{h_t}{NL_p} \right) \ln(r_{cz}/r_p)$		<p>Se asumen régimen de flujo estable. La zona compactada presenta una permeabilidad 80% menor a la de la formación y un espesor de 0.5 pulgadas.</p>
<p><b>Karakas y Tariq (1991)</b></p> $S_{cz} = \frac{h}{L_p} \left( \frac{k}{k_{cz}} \right) \ln(r_{cz}/r_p)$		<p>Supone régimen de flujo estable. Toma en cuenta la anisotropía del reservorio.</p>

Tabla A.10. Correlaciones para estimar el pseudodaño por empaque con grava

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<p><b>Golan y Witson (1991)</b></p> $S_g = 96 \left( \frac{k}{k_g} \right) \frac{hL_p}{d_p^2 n}$		<p>El modelo es aplicable bajo régimen de flujo estable a pozos revestidos, cañoneados y completados con empaque con grava.</p>
<p><b>Okoye et al (1992)</b></p> $S_g = \frac{h}{h_p} \ln(r_w/r_l) \left[ \frac{k}{k_g} - 1 \right]$		<p>El modelo puede aplicarse a pozos de gas a hoyo desnudo, revestido y cañoneado bajo régimen de flujo estable.</p>

**Tabla A.10. Correlaciones para estimar el pseudodaño por empaque con grava**  
(Continuación)

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<b>Pucknell y Mason (1992)</b>	$S_g = \frac{k}{k_g} \left[ \ln(r_c/r_s) + \frac{2L_{cc}}{spf r_p^2} \right]$	El modelo es aplicable para hoyos revestidos y cañoneados. Divide la zona alrededor de hoyo en tres regiones y calcula el efecto de cada una sobre el factor de daño, suponiendo régimen de flujo estable.
<b>Schlumberger (2008)</b>	$S_g = \frac{k}{k_g} [\ln(2r_e/d_l)]$	El modelo puede aplicarse a pozos hoyo desnudo.

**Tabla A.11. Correlaciones para estimar el pseudodaño del Fracturamiento**  
Hidráulico

Autor (es)	Ecuación	CARACTERÍSTICAS PARA CADA MODELO
<b>Cinco Ley y Samaniego (1981)</b>	$S_f = S'_{hf} - \ln(X_f/r_w)$	Asumen una fractura vertical de conductividad infinita.
<b>Mayer y Jacot (2005)</b>	$S_f = \ln \left( 2 + \frac{\pi}{C_{fD}} \right)$	Asumen una fractura vertical de conductividad infinita.
<b>Mahdiyar et al. (2007)</b>	$S_f = \ln \left( 2A + \frac{\pi}{C_{fD}} \right)$	Asumen una fractura vertical de conductividad infinita.

Apéndice VII.

**Tabla A.12 Correlaciones para estimar propiedades PVT.**

Propiedad	Correlaciones
<b>Solubilidad del gas (<math>R_s</math>)</b>	Standing, Lasater, Vazquez & Beggs, Glaso, Total C.F.P ,Al-Marhoun, Petrosky & Farshad, Kartoatmodjo & Schmidt, De Guetto.
<b>Factor Volumétrico del Petróleo (<math>B_o</math>)</b>	Standing, Vazquez & Beggs, Glaso, Total C.F.P ,Al-Marhoun, Petrosky & Farshad, Kartoatmodjo & Schmidt, De Guetto
<b>Viscosidad de crudo muerto (<math>\mu_{od}</math>)</b>	Beggs & Robinson, Beal, Glaso, Petrosky & Farshad, Kartoatmodjo & Schmidt, Egbogad.
<b>Viscosidad de crudo saturado (<math>\mu_{ob}</math>)</b>	Beggs & Robinson, Kartoatmodjo & Schmidt, Chew & Connally, Labedi.
<b>Viscosidad de crudo subsaturado (<math>\mu_o</math>)</b>	Kartoatmodjo & Schmidt, Vazquez & Beggs, Beal.

Apéndice VIII.

**Código programado para el módulo de afluencia de pozos horizontales**

‘Modelaje de afluencia de pozos horizontales

‘Soluciones para flujo monofásico

Sub CalculoIPHORIZONTAL(Correlacion)

Select Case Correlacion

Case "Joshi (SS)"

Call Joshi

Case "Economides (SS)"

Call Economides

Case "Renard and Dupuy (SS)

Call RenardAndDupuy

Case "Badu and Odeh (PSS)

Call BaduOdeh

Case "Kuchuk and Goode (PSS)"

Call Kuchuk

End Select

End Sub

**Sub Joshi()**

'Cálculo del IP teórico con Joshi

' Iani es la anisotropía del yacimiento

Iani = (Kh / Kv) ^ 0.5

,

A = L / 2 \* (0.5 + Sqr(0.25 + (2 \* Reh / L) ^ 4)) ^ 0.5

b = (A + (A ^ 2 - (L / 2) ^ 2) ^ 0.5) \* 2 / L

c = Iani \* h / (2 \* Rw)

IPTeoricoJoshi = Kh \* h / (141.2 \* Bo \* Vo \* (Log(b) + ((Iani \* h / L) \* Log(c)) + Sh))

IPHcalculado = IPTeoricoJoshi

Call CalculoDeQmax(Py, Pb, IPTeoricoJoshi)

**End Sub**

**Sub CalculoDeQmax(Py, Pb, IPTeorico)**

'Calcular el Qmax con el IP obtenido y generar los puntos de la curva

Aww = 0.4533 ' constante A para la ecuación de Wiggins and Wang

For i = 0 To npuntos

    If (i = 0) Then

        PwfInflowgraf(i) = 0

    End If

    PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) \* Py

    Qinflowgraf(i) = Qinflow(Py, PwfInflowgraf(i), Pb, IPTeorico, Aww) Next i

    AOFH = Qinflowgraf(0)

**End Sub**

**Function Qinflow(Pyac, Pwf, Pbur, IP, A)**

Dim Qmax, DQmax As Double

'Funcion para genera los puntos de la curva IPR

If (Pyac < Pbur) Then

    Qmax = IP \* Pyac / (2 - A)

    Qinflow = Qmax \* (1 - (A \* (Pwf / Pyac))) - (1 - A) \* ((Pwf / Pyac) ^ 2)

Else

    If (Pwf >= Pbur) Then

        Qb = IP \* (Pyac - Pbur)

        Qinflow = IP \* (Pyac - Pwf)

Else

$$DQ_{\max} = IP * P_{\text{bur}} / (2 - A)$$

$$Q_{\text{inflow}} = IP * (P_{\text{yac}} - P_{\text{bur}}) + DQ_{\max} * (1 - A * (P_{\text{wf}} / P_{\text{bur}}) - (1 - A) * (P_{\text{wf}} / P_{\text{bur}})^2)$$

End If

End If

**End Function**

**Sub Economides()**

' Calculo del IP teórico con Economides

,

$$I_{\text{ani}} = (K_h / K_v)^{0.5}$$

$$A = L / 2 * (0.5 + \text{Sqr}(0.25 + (2 * R_{\text{eh}} / L)^4))^{0.5}$$

$$b = (A + (A^2 - (L / 2)^2)^{0.5}) * 2 / L$$

$$c = I_{\text{ani}} * h / (R_w * (I_{\text{ani}} + 1))$$

$$IP_{\text{TeoricoEconomides}} = K_h * h / (141.2 * B_o * V_o * (\text{Log}(b) + ((I_{\text{ani}} * h / L) * (\text{Log}(c) + Sh))))$$

$$IP_{\text{Hcalculado}} = IP_{\text{TeoricoEconomides}}$$

Call CalculoDeQmax(Py, Pb, IPTeoricoEconomides)

**End Sub**

Sub RenardAndDupuy()

' Calculo del IP teórico con Renard y Dupuy

$$I_{\text{ani}} = (K_h / K_v)^{0.5}$$

$$A = L / 2 * (0.5 + \text{Sqr}(0.25 + (2 * R_{\text{eh}} / L)^4))^{0.5}$$

$$X = (2 * A) / L$$

$$r_{\text{wp}} = ((1 + I_{\text{ani}}) / (2 * I_{\text{ani}})) * R_w$$

$$b = (0.007078 * K_h * h) / (V_o * B_o)$$

$$c = h / (2 * 3.1416 * r_{\text{wp}})$$

$$\text{HarccosX} = \text{Log}(X + \text{Sqr}(X * X - 1))$$

$$IP_{\text{TeoricoRyD}} = b * (1 / (\text{HarccosX} + (I_{\text{ani}} * (h / L) * \text{Log}(c)) + Sh))$$

$$IP_{\text{Hcalculado}} = IP_{\text{TeoricoRyD}}$$

Call CalculoDeQmax(Py, Pb, IPTeoricoRyD)

**End Sub**

**Sub Kuchuk()**

' Calculo del IP teórico Kuchuck

Dim KK, KL, N, F As Double

Dim inc As Single

Dim m, J As Integer



' Llenar las tablas para hallar el valor de F

Call MatricesKuchuk

$KK = Y_e / X_e * ((K_h / K_y) ^ 0.5)$

If  $KK \leq 0.25$  Then  $KK = 0.25$

If  $KK \geq 4$  Then  $KK = 4$

If  $KK > 0.25$  And  $KK \leq 0.35$  Then  $KK = 0.25$

If  $KK > 0.35$  And  $KK \leq 0.5$  Then  $KK = 0.5$

If  $KK > 0.5$  And  $KK < 0.75$  Then  $KK = 0.5$

If  $KK \geq 0.75$  And  $KK < 1$  Then  $KK = 1$

If  $KK \geq 1$  And  $KK < 1.5$  Then  $KK = 1$

If  $KK \geq 1.5$  And  $KK < 2$  Then  $KK = 2$

If  $KK \geq 2$  And  $KK < 3$  Then  $KK = 2$

If  $KK \geq 3$  And  $KK < 4$  Then  $KK = 4$

$KL = \text{Round}(L / (2 * X_e), 1)$

If  $\text{Round}((Y_w / Y_e), 2) = 0.5$  And  $\text{Round}((X_w / X_e), 2) = 0.5$  Then

For  $i = 1$  To 5

If  $KK = MK1(i, 1)$  Then  $m = i$

Next  $i$

$J = 1$

For  $inc = 0.1$  To 0.6 Step 0.1

$J = J + 1$

If  $KL = inc$  Then  $N = J$

Next  $inc$

$F = MK1(m, N)$

Else

If  $\text{Round}((Y_w / Y_e), 2) = 0.25$  And  $\text{Round}((X_w / X_e), 2) = 0.5$  Then

For  $i = 1$  To 5

If  $KK = MK2(i, 1)$  Then  $m = i$

Next  $i$

$J = 1$

For  $inc = 0.1$  To 0.6 Step 0.1

$J = J + 1$

If  $KL = inc$  Then  $N = J$

Next  $inc$

$F = MK2(m, N)$

Else

If  $\text{Round}((Y_w / Y_e), 2) = 0.25$  And  $\text{Round}((X_w / X_e), 2) = 0.25$  Then

For  $i = 1$  To 5

```

        If KK = MK3(i, 1) Then m = i
    Next i
    J = 1
    For inc = 0.1 To 0.6 Step 0.1
        J = J + 1
        If KL = inc Then N = J
    Next inc
    F = MK3(m, N)
Else
    If Round((Yw / Ye), 2) = 0.5 And Round((Xw / Xe), 2) = 0.25 Then
        For i = 1 To 5
            If KK = MK4(i, 1) Then m = i
        Next i
        J = 1
        For inc = 0.1 To 0.6 Step 0.1
            J = J + 1
            If KL = inc Then N = J
        Next inc
        F = MK4(m, N)
    Else
        F = 0
    End If
End If
End If
End If
End If

```

' Calculo de Sx

Pi = 3.14159

$A = (1 + \text{Sqr}(Kv / Kh)) * \text{Sin}(Pi * (Zw / h))$

$b = (1 / 3) - (Zw / h) + (Zw / h) ^ 2$

$Sx = -\text{Log}((3.1416 * Rw / h) * A) - (\text{Sqr}(Kh / Kv) * (2 * h / L) * b)$

' Calculo del IP con la ecuación de Kuchuk

$\text{IPKuchuk} = ((Kh * h) / (70.6 * Vo * Bo)) / (F + ((h / (0.5 * L)) * \text{Sqr}(Kh / Kv) * Sx) + Sh)$

IPHcalculado = IPKuchuk

Call CalculoDeQmax(Py, Pb, IPHcalculado)

**End Sub**

**Sub BaduOdeh()**

$$Pi = 3.14159$$

$$A = (1 / 3) - (Yw / Ye) + ((Yw / Ye) ^ 2)$$

$$g = \text{Sin}((Zw / h) * Pi)$$

$$b = \text{Log}(g)$$

$$c = \text{Log}(((Ye) / h) * \text{Sqr}(Kv / Ky))$$

$$\text{LnCh} = (6.28 * (Ye / h) * \text{Sqr}(Kv / Ky)) * A - b - (0.5 * c) - 1.088$$

If L = (Xe) Then Sr = 0

If L < (Xe) Then

If (Ye) / Sqr(Ky) >= (0.75 \* Xe) / Sqr(Kh) And (0.75 \* Xe) / Sqr(Kh) > (0.75 \* h) / Sqr(Kv)

Then

$$\text{PxYZ} = (((Xe) / L) - 1) * (\text{Log}(h / Rw) + 0.25 * \text{Log}(Ky / Kv) - b - 1.84)$$

$$X = L / (2 * Xe)$$

$$\text{FX} = -X * (0.145 + \text{Log}(X) - 0.137 * X ^ 2)$$

$$Y1 = (4 * Xw + L) / (2 * Xe)$$

$$y2 = (4 * Xw - L) / (2 * Xe)$$

If Y1 <= 1 Then

$$\text{FY1} = -Y1 * (0.145 + \text{Log}(Y1) - (0.137 * (Y1 ^ 2)))$$

Else

$$\text{FY1} = (2 - Y1) * (0.145 + \text{Log}(2 - Y1) - (0.137 * ((2 - Y1) ^ 2)))$$

End If

If y2 <= 1 Then

$$\text{FY2} = -y2 * (0.145 + \text{Log}(y2) - 0.137 * y2 ^ 2)$$

Else

$$\text{FY2} = (2 - y2) * (0.145 + \text{Log}(2 - y2) - (0.137 * ((2 - y2) ^ 2)))$$

End If

$$\text{PxYP} = ((2 * (Xe ^ 2)) / (L * h)) * \text{Sqr}(Kv / Kh) * (\text{FX} + 0.5 * (\text{FY1} - \text{FY2}))$$

$$\text{Sr} = \text{PxYZ} + \text{PxYP}$$

End If

If (Xe) / Sqr(Kh) >= (1.33 \* Ye) / Sqr(Ky) And (1.33 \* Ye) / Sqr(Ky) > (h) / Sqr(Kv) Then

$$\text{PxYZ} = (((Xe) / L) - 1) * (\text{Log}(h / Rw) + 0.25 * \text{Log}(Ky / Kv) - b - 1.84)$$

$$d = (1 / 3) - (Xw / Xe) + ((Xw / Xe) ^ 2)$$

$$e = (L / (24 * Xe)) * ((L / (Xe)) - 3)$$

$$\text{Pyp} = (((6.28 * (Xe ^ 2) * \text{Sqr}(Ky * Kv)) / (Ye * h * Kh)) * (d + e))$$

$$P_x Y = ((X_e / L) - 1) * (((6.28 * Y_e) / h) * (\text{Sqr}(K_v / K_y)) * A)$$

$$S_r = P_x Y_z + P_{yp} + P_x Y$$

End If

End If

$$\text{Area} = (Y_e) * h$$

$$\text{IPByO} = (((0.007078 * X_e * \text{Sqr}(K_v * K_y)) / (V_o * B_o)) / (\text{Log}(\text{Sqr}(\text{Area}) / R_w) + \text{LnCh} - 0.75 + S_r + S_h)$$

$$\text{IPHcalculado} = \text{IPByO}$$

Call CalculoDeQmax(Py, Pb, IPHcalculado)

**End Sub**

### 'Modelos de Afluencia para fluidos con empuje de gas en solución

#### **Sub CalculoDeQmaxPPH(Q, Pwf)**

'Calcular el IP y Qmax con un punto de prueba generar los puntos de la curva con Wiggins and Wang

Dim V, X, IPww, IP, Expo, N As Double

Select Case CorBifasico

Case Is = "Bendakhlia y Aziz"

$$N = \text{BendakhliaN}(\text{FRecobro})$$

$$V = \text{BendakhliaV}(\text{FRecobro})$$

$$\text{Expo} = 2$$

Case Is = "Gasbarri"

$$V = \text{Gasbarri}(\text{angulo}, \text{API2}, \text{Pf}, \text{Pi}) \text{ ' constante V para la ecuación de Gasbarri}$$

$$\text{Expo} = 2$$

$$N = 1$$

Case Is = "Retnanto y Economides"

$$V = 0.25 \text{ ' constante V para la ecuación de Retnanto y Economides}$$

$$\text{Expo} = \text{ExpoRyE}(\text{Py}, \text{Pb})$$

If SW = 1 Then ' SW para detectar si hay error

$$SW = 0$$

Exit Sub

End If

$$N = 1$$

Case Is = "Wiggins y Wang Generalizada"

$$V = 0.4533 \text{ ' constante V para la ecuación de Wiggins and Wang}$$

$$\text{Expo} = 2$$

$$N = 1$$

```

Case Is = "Wiggins y Wang"
    Expo = 2
    V = FactorDWW(FRecobro)
    N = 1
End Select

'Calculo del IP con el punto de prueba, considerando yacimiento saturado o subsaturado
If Py >= Pb Then
    If Pwf >= Pb Then
        IPww = Q / (Py - Pwf)
    Else
        X = (1 - V * (Pwf / Pb) - (1 - V) * ((Pwf / Pb) ^ Expo)) ^ N
        IPww = Q / (Py - Pb + ((Pb / (2 - V)) * X))
    End If
Else
    Qmax = Q / (1 - V * (Pwf / Py) - (1 - V) * ((Pwf / Py) ^ Expo)) ^ N
    IPww = Qmax * (2 - V) / Py
End If
IPPH = IPww

For i = 0 To npuntos
    If (i = 0) Then
        PwfInflowgraf(i) = 0
    End If
        PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) * Py
        Qinflowgraf(i) = QinflowPPH(Py, PwfInflowgraf(i), Pb, IPww, V, Q, Pwf, Expo, N)
Next i
AOFH = Qinflowgraf(0)
End Sub

```

**Function QinflowPPH(Pyac, Pwfgr, Pbur, IP, V, Q, Pwf, Expo, N)**

```

Dim Qmax, DQmax As Double
If (Pyac < Pbur) Then
    Qmax = Q / (1 - V * (Pwf / Pyac) - (1 - V) * ((Pwf / Pyac) ^ Expo)) ^ N
    QinflowPPH = Qmax * (1 - V * (Pwfgr / Pyac) - (1 - V) * ((Pwfgr / Pyac) ^ Expo)) ^ N
Else
    If (Pwfgr >= Pbur) Then
        Qb = IP * (Pyac - Pbur)
        QinflowPPH = IP * (Pyac - Pwfgr)
    Else

```

```

DQmax = IP * Pbur / (2 - V)
QinflowPPH = IP * (Pyac - Pbur) + DQmax * (1 - V * (Pwfgr / Pbur) - (1 - V) * (Pwfgr /
Pbur) ^ Expo) ^ N
End If
End If
End Function

```

**Function Gasbarri(angulo, API2, Pf, Pi)**

```

Dim A, b, c, m As Double
A = -0.00000073098 * (API2 ^ 2) + 0.000016245 * API2 + 0.000081176
b = 0.000047882 * (API2 ^ 2) - 0.0013969 * API2 + 0.019645
c = -0.0011312 * (API2 ^ 2) + 0.022739 * API2 + 0.43943
m = -0.0089726 * API2 - 0.16429
Gasbarri = -A * (angulo ^ 2) + b * angulo + c + m * ((Pf / Pi) - 1)
End Function

```

**Function ExpoRyE(Py, Pb)**

```

Dim N As Double

N = (-0.27 + 1.46 * (Py / Pb) - 0.96 * ((Py / Pb) ^ 2)) * (4 + 0.00166 * Pb)

If N >= 1 Then
    ExpoRyE = N
Else
    MsgBox("El valor de del exponente n debe ser igual o mayor a 1", 48, "Error de
Datos")
    SW = 1
End If
End Function

```

**Function FactorDWW(FRecobro)**

```

Select Case FRecobro
    Case Is = 1
        FactorDWW = 0.675
    Case Is = 2
        FactorDWW = 0.475
    Case Is = 4
        FactorDWW = 0.25
    Case Is = 6
        FactorDWW = 0.125

```

```

Case Is = 8
    FactorDWW = 0.2
Case Is = 10
    FactorDWW = 0.225
Case Is = 12
    FactorDWW = 0.25
Case Is = 14
    FactorDWW = 0.275
Case Else
    FactorDWW = InterpolacionSimple(FRecobro)
End Select

```

**End Function**

**Function InterpolacionSimple(FRecobro)**

Dim rtn As Single

Dim X As Double

Dim Recobro(8, 2) As Double

Recobro(1, 1) = 1: Recobro(2, 1) = 2: Recobro(3, 1) = 4

Recobro(4, 1) = 6: Recobro(5, 1) = 8: Recobro(6, 1) = 10

Recobro(7, 1) = 12: Recobro(8, 1) = 14

Recobro(1, 2) = 0.675: Recobro(2, 2) = 0.475: Recobro(3, 2) = 0.25

Recobro(4, 2) = 0.125: Recobro(5, 2) = 0.2: Recobro(6, 2) = 0.225

Recobro(7, 2) = 0.25: Recobro(8, 2) = 0.275

X = FRecobro

For K = 1 To 7

    If X > Recobro(K, 1) And X < Recobro(K + 1, 1) Then

        rtn = Recobro(K + 1, 2) - (Recobro(K + 1, 2) - Recobro(K, 2)) \* (Recobro(K + 1, 1) - X) /  
 (Recobro(K + 1, 1) - Recobro(K, 1))

        'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

    End If

Next K

InterpolacionSimple = rtn

**End Function**

**Function BendaklhiaN(FRecobro)**

Dim nnn, Xn1, Yn1, Xn2, Yn2 As Double

Dim Frn(14), nn(14) As Double

Frn(0) = 0.0000001: Frn(1) = 0.1186: Frn(2) = 0.3281: Frn(3) = 0.5235  
 Frn(4) = 0.713: Frn(5) = 0.9194: Frn(6) = 1.3183: Frn(7) = 1.9532: Frn(8) = 4.1503: Frn(9) = 6.0192  
 Frn(10) = 7.9788: Frn(11) = 9.999001: Frn(12) = 11.984799: Frn(13) = 14.00001  
 nn(0) = 1.265878: nn(1) = 1.31933: nn(2) = 1.361147: nn(3) = 1.347448: nn(4) = 1.310776: nn(5) = 1.262587  
 nn(6) = 1.189213: nn(7) = 1.105908: nn(8) = 0.987696: nn(9) = 0.908279: nn(10) = 0.872774  
 nn(11) = 0.996131: nn(12) = 1.140606: nn(13) = 1.399943

**'Busco el menor y mayor valor para interpolar**

For i = 0 To 12 Step 1

    If Frn(i) < FRecobro And Frn(i + 1) > FRecobro Then

        Xn1 = Frn(i)

        Yn1 = nn(i)

        Xn2 = Frn(i + 1)

        Yn2 = nn(i + 1)

    End If

Next i

nnn = ((Yn1 - Yn2) / (Xn1 - Xn2)) \* (FRecobro - Xn1) + Yn1

BendaklhiaN = nnn

**End Function**

**Function BendaklhiaV(FRecobro)**

Dim nnn, XV1, YV1, XV2, YV2, VVV As Double

Dim VV(14), Frv(14) As Double

Frv(0) = 0.0000001: Frv(1) = 0.174: Frv(2) = 0.4089: Frv(3) = 0.6389  
 Frv(4) = 0.8265: Frv(5) = 1.0253: Frv(6) = 1.4088: Frv(7) = 1.9664: Frv(8) = 3.9241: Frv(9) = 5.9363  
 Frv(10) = 7.9369: Frv(11) = 9.9984: Frv(12) = 11.958: Frv(13) = 14.038899  
 VV(0) = 0.386823: VV(1) = 0.369354: VV(2) = 0.277: VV(3) = 0.1656: VV(4) = 0.1213: VV(5) = 0.12  
 VV(6) = 0.1434: VV(7) = 0.1464: VV(8) = 0.1032: VV(9) = 0.1174: VV(10) = 0.1642  
 VV(11) = 0.1381: VV(12) = 0.2577: VV(13) = 0.4633

**'Busco el menor y mayor valor para interpolar**

For i = 0 To 12 Step 1

    If Frv(i) < FRecobro And Frv(i + 1) > FRecobro Then

        XV1 = Frv(i)

        YV1 = VV(i)

        XV2 = Frv(i + 1)

        YV2 = VV(i + 1)

    End If



Next i

$$VVV = ((YV1 - YV2) / (XV1 - XV2)) * (FRecobro - XV1) + YV1$$

$$BendaklhiaV = VVV$$

**End Function**

## Apéndice IX.

### Código programado para el módulo de afluencia de pozos verticales

Modelaje del Comportamiento de afluencia de pozos verticales

#### Sub CalculoIPVertical(Correlacion)

Select Case Correlacion

Case "Datos Petrofísicos"

Call Darcy

Case "IP"

Call QmaxDarcy(Py, Pb, IPVertical)

Case "Vogel"

Call QmaxVogel(Q, Pwf)

Case "Prueba de Produccion"

Call QmaxVogel(Q, Pwf)

Case "Fetkovich"

Call Fetkovich(Py, Q1, Pwf1, Q2, Pwf2)

Case "Jones, Blount And Glaze"

Call Jones\_Blount\_Glaze(Py, Qjbg1, Pjbg1, Qjbg2, Pjbg2, Qjbg3, Pjbg3)

Case "Gasbarri"

Call GasbarriV(Q, Pwf, Fw, Pi, Pf, API)

End Select

**End Sub**

#### Sub Darcy()

Dim IPDarcy As Double

$$IPDarcy = K * h / (141.2 * Bo * Vo * ((\text{Log}(\text{Rev} / \text{Rw}) + \text{Sv} - \text{termino})))$$

IPCalculado = IPDarcy

Call QmaxDarcy(Py, Pb, IPDarcy)

**End Sub**

**Sub QmaxDarcy(Py, Pb, IPDarcy)**

Dim V, X As Double

V = 0.2 'Coeficiente de Vogel

For i = 0 To npuntos

    If (i = 0) Then

        PwfInflowgraf(i) = 0

    End If

    PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) \* Py

    Qinflowgraf(i) = QinflowV(Py, PwfInflowgraf(i), Pb, IPDarcy, V, Q, Pwf)

    Call Arenas(i)

Next i

AOFV = Qinflowgraf(0)

**End Sub**

**Function QinflowV(Pyac, Pwfgr, Pbur, IP, V, Q, Pwf)**

Dim Qmax, DQmax As Double

If (Pyac < Pbur) Then

    Qb = 0

    If Correlacion = "IP" Or Correlacion = "Datos Petrofísicos" Then

        Qmax = IP \* Pyac / (2 - V)

    Else

        Qmax = Q / (1 - V \* (Pwf / Pyac) - (1 - V) \* ((Pwf / Pyac) ^ 2))

    End If

    QinflowV = Qmax \* (1 - V \* (Pwfgr / Pyac) - (1 - V) \* ((Pwfgr / Pyac) ^ 2))

Else

    If (Pwfgr >= Pbur) Then

        Qb = IP \* (Pyac - Pbur)

        QinflowV = IP \* (Pyac - Pwfgr)

    Else

        DQmax = IP \* Pbur / (2 - V)

        QinflowV = IP \* (Pyac - Pbur) + DQmax \* (1 - V \* (Pwfgr / Pbur) - (1 - V) \* (Pwfgr / Pbur) ^ 2)

    End If

End If

**End Function**

**Sub QmaxVogel(Q, Pwf)**

'Dim V, IPvogel, X As Double

V = 0.2 'Coeficiente de Vogel

'Calculo del IP con el punto de prueba, considerando yacimiento saturado o subsaturado

```

If Py >= Pb Then
  If Pwf >= Pb Then
    IPvogel = Q / (Py - Pwf)
  Else
    X = 1 - V * (Pwf / Pb) - (1 - V) * ((Pwf / Pb) ^ 2)
    IPvogel = Q / (Py - Pb + ((Pb / (2 - V)) * X))
  End If
Else
  Qmax = Q / (1 - V * (Pwf / Py) - (1 - V) * ((Pwf / Py) ^ 2))
  IPvogel = Qmax * (2 - V) / Py
End If
IPCalculado = IPvogel

```

```

For i = 0 To npuntos
  If (i = 0) Then
    PwfInflowgraf(i) = 0
  End If
  PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) * Py
  Qinflowgraf(i) = QinflowV(Py, PwfInflowgraf(i), Pb, IPvogel, V, Q, Pwf)
  Call Arenas(i)
Next i
AOFV = Qinflowgraf(0)
End Sub

```

**Sub GasbarriV(Q, Pwf, Fw, Pi, Pf, API)**

Dim V, IPGasbarriV, X, A, c, m As Double

'Coeficiente de Gasbarri para Pozo Vertical

A = 0.0146 \* (API ^ 2) - (0.4948 \* API) + 4.5237

c = (-0.0226) \* (API ^ 2) + 0.7624 \* API - 5.7916

m = (-0.0973) \* API + 0.5094

V = A \* Exp(Fw \* c) + m \* (1 - (Pf / Pi))

'Calculo del IP con el punto de prueba, considerando yacimiento saturado o subsaturado

```

If Py >= Pb Then
  If Pwf >= Pb Then
    IPGasbarriV = Q / (Py - Pwf)
  Else
    X = 1 - V * (Pwf / Pb) - (1 - V) * ((Pwf / Pb) ^ 2)

```

```

    IPGasbarriV = Q / (Py - Pb + ((Pb / (2 - V)) * X))
End If
Else
    Qmax = Q / (1 - V * (Pwf / Py) - (1 - V) * ((Pwf / Py) ^ 2))
    IPGasbarriV = Qmax * (2 - V) / Py
End If

IPCalculado = IPGasbarriV

For i = 0 To npuntos
    If (i = 0) Then
        PwfInflowgraf(i) = 0
    End If
    PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) * Py
    Qinflowgraf(i) = QinflowV(Py, PwfInflowgraf(i), Pb, IPGasbarriV, V, Q, Pwf)
    Call Arenas(i)
Next i
AOFV = Qinflowgraf(0)
End Sub

Sub Arenas(K)
    If Arena = "Arena 1" Then
        PwfInflowArena1(K) = PwfInflowgraf(K)
        QinflowArena1(K) = Qinflowgraf(K)
        QbArena1 = Qb
    Else
        If Arena = "Arena 2" Then
            PwfInflowArena2(K) = PwfInflowgraf(K)
            QinflowArena2(K) = Qinflowgraf(K)
            QbArena2 = Qb
        Else
            PwfInflowArena3(K) = PwfInflowgraf(K)
            QinflowArena3(K) = Qinflowgraf(K)
            QbArena3 = Qb
        End If
    End If
End Sub

```

**Sub Fetkovich(Py, Q1, Pwf1, Q2, Pwf2)**

Dim c, N, IPfet, Qmax As Double

'Dim npuntos As Integer

'Coeficientes c y n para Fetkovich

$N = (\text{Log}10(Q1) - \text{Log}10(Q2)) / (\text{Log}10(Py^2 - Pwf1^2) - \text{Log}10(Py^2 - Pwf2^2))$

$c = Q1 / (Py^2 - Pwf1^2)^N$

'Calculo del IP Para Fetkovich, considerando yacimiento saturado o subsaturado

If Py >= Pb Then

    If Pwf >= Pb Then

        IPfet = Q1 / (Py - Pwf1)

    Else

        IPfet = (2 \* Q1) / ((2 \* (Py - Pb)) + (Pb \* ((1 - (Pwf1 / Pb)^2)^N)))

    End If

Else

    IPfet = (2 \* Q1) / (Py \* ((1 - (Pwf1 / Py)^2)^N))

    Qmax = (IPfet \* Py) / 2

    Qmax = Round(Q1 / ((1 - (Pwf1 / Py)^2)^N), 1)

    IPfet = Qmax \* 2 / Py

End If

IPCalculado = IPfet

For i = 0 To npuntos

    If (i = 0) Then

        PwfInflowgraf(i) = 0

    End If

    PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) \* Py

    Qinflowgraf(i) = QinflowF(Py, PwfInflowgraf(i), Pb, IPCalculado, Q1, Pwf1, Qmax, N)

    Call Arenas(i)

Next i

AOFV = Qinflowgraf(0)

**End Sub**

**Static Function Log10(X)**

    Log10 = Log(X) / Log(10#)

**End Function**

**Function QinflowF(Pyac, Pwfgr, Pbur, IP, Q, Pwf, Qmax, N)**

Dim DQmax As Double

If (Pyac < Pbur) Then

    Qb = 0

    QinflowF = Qmax \* ((1 - ((Pwfgr / Pyac) ^ 2)) ^ N)

Else

    If (Pwfgr >= Pbur) Then

        Qb = IP \* (Pyac - Pbur)

        QinflowF = IP \* (Pyac - Pwfgr)

    Else

        QinflowF = IP \* (Pyac - Pbur) + (IP \* Pbur / 2) \* ((1 - ((Pwfgr / Pbur) ^ 2)) ^ N)

    End If

End If

**End Function**

**Sub minimos\_cuadraticos(N As Integer, X() As Double, Y() As Double, A As Double, b As Double)**

'ajuste de rectas  $Y=aX+b$

For i = 1 To N Step 1

    SumXY = SumXY + X(i) \* Y(i)

    SumX = SumX + X(i)

    SumY = SumY + Y(i)

    SumX2 = SumX2 + X(i) ^ 2

Next i

A = (N \* SumXY - SumX \* SumY) / (N \* SumX2 - SumX ^ 2)

b = (SumY - A \* SumX) / N

**End Sub**

**Sub Jones\_Blount\_Glaze(Py, Q1, Pwf1, Q2, Pwf2, Q3, Pwf3)**

Dim Y(3) As Double

Dim Q(3) As Double

Dim P(3) As Double

Dim X(3) As Double

Dim A As Double

Dim b As Double

Q(1) = Q1: Q(2) = Q2: Q(3) = Q3

P(1) = Pwf1: P(2) = Pwf2: P(3) = Pwf3

```

For i = 1 To 3 Step 1
    Y(i) = (Py - P(i)) / Q(i)
Next i
Call minimos_cuadraticos(3, Q(), Y(), A, b)
If b < 0 Then
    Q(3) = 0
    Y(3) = 0
End If
Call minimos_cuadraticos(3, Q(), Y(), A, b)
If b < 0 Then b = 0

For i = 0 To npuntos
    If (i = 0) Then
        PwfInflowgraf(i) = 0
    End If
    PwfInflowgraf(i) = (i / npuntos) * Py
    Qinflowgraf(i) = (-b + (b ^ 2 + 4 * A * (Py - PwfInflowgraf(i))) ^ 0.5) / (2 * A)
    Call Arenas(i)
Next i
AOFV = Qinflowgraf(0)
End Sub

```

## Apéndice X.

### Código programado para el cálculo del daño a la formación y pseudo daños en pozos verticales

‘Modelos para estimar el skin factor

#### **Sub CalculoSkinVertical(CorrelacionSv)**

```

Select Case CorrelacionSv
    Case "Hoyo Desnudo"
        Call Formation_Skin
        Call PartialPenetration_Skin
        Call Desviation_Skin
    Case "Hoyo Desnudo con Empaque con Grava"
        Call Formation_Skin
        Call PartialPenetration_Skin

```

```

    Call Desviation_Skin
    Call GravelPack_Skin
    Case "Hoyo Revestido y Cañoneado"
        Call Formation_Skin
        Call PartialPenetration_Skin
        Call Desviation_Skin
        Call Perforation_Skin
    Case "Hoyo Revestido, Cañoneado y con Empaque con Grava"
        Call Formation_Skin
        Call PartialPenetration_Skin
        Call Desviation_Skin
        Call Perforation_Skin
        Call CausingGravelPack_Skin
    Case Is = "Fracturamiento Hidráulico"
        Call FrackPack_Skin
    End Select
End Sub

```

**Sub Formation\_Skin()**

$Sd = ((Kf / Kd) - 1) * \text{Log}(Rd / Rw)$

**End Sub**

**Sub PartialPenetration\_Skin()**

Dim b, Iani, hd, h1d, Zmd, X, Rwhd As Double

$b = hp / h$

$Iani = (Kf / Kv) ^ (1 / 2)$

$hd = (h / Rw) * Iani$

$h1d = h1 / h$

$Zmd = h1d + (b / 2)$

$Rwhd = Rw * hd$

$X = (1 - b) / b$

If h1 = 0 Then

    Rwc = Rw

Else

    If Zmd <= 0.5 Then

        Rwc = Rw \* (Exp(0.2126 \* (Zmd + 2.753)))

    Else

        Rwc = Rw \* (Exp(0.2126 \* ((1 - Zmd) + 2.753)))



```

    End If
End If
Spp = 1.35 * ((X ^ (0.825)) * ((Log(Rwhd + 7)) - 1.95 - ((0.49 + 0.1 * Log(Rwhd)) * Log(Rwc))))
End Sub

```

**Sub Desviation\_Skin()**

```

Dim Iani, hd, Op, o As Double
Iani = (Kf / Kv) ^ (1 / 2)
hd = (h) * Iani
Pi = 3.14159
radianes = (angulo * Pi) / 180
Op = Atn((Tan(radianes)) / Iani)
Grados = (Op * 180) / Pi
o = Grados
So = -((o / 41) ^ 2.06) - (((o / 56) ^ 1.865) * ((Log(hd / (100 * Rw)) / Log(10))))
End Sub

```

**Sub GravelPack\_Skin()**

```

SG = (Kf / Kg) * Log(2 * Rev / Rl)
End Sub

```

**Sub CrushedZoneKarakas\_Skin()**

```

Dcz1 = Dcz / 12
rp = Dp / 2
Rcz = Dcz1 + rp
ld = Rd - Rw
hperf = 1 / spf

If ld >= lp1 Then
    lp = lp1
    Rw1 = Rw
Else
    lp = lp1 - ((1 - (Kd / Kf)) * ld)
    Rw1 = Rw + ((1 - (Kd / Kf)) * ld)
End If
Scz = (hperf / lp) * ((Kf / Kcz) - 1) * Log(Rcz / rp)
End Sub

```

**Sub CrushedZoneMcLeod\_Skin()**

Dim N, Dcz1 As Double

$$Dcz1 = Dcz / 12$$

$$rp = Dp / 2$$

$$Rcz = Dcz1 + rp$$

$$N = hp * spf$$

$$Scz = (hp / (lp1 * N)) * ((Kf / Kcz) - (Kf / Kd)) * \text{Log}(Rcz / rp)$$

**End Sub**

**Sub CausingGravelPack\_Skin()**

Dim Lc, Rcaising, Rrejilla, N As Double

$$Rcaising = Dcaising / (2 * 12)$$

$$Rrejilla = Drejilla / (2 * 12)$$

$$N = hp * spf$$

$$Lc = (Rcaising - Rrejilla) + Ltunel$$

$$Sgc = (Kf / Kgc) * ((\text{Log}(Rcaising / Rrejilla)) + ((2 * hp * Lc) / (N * (rp ^ 2))))$$

$$Sgc = (Kf / Kgc) * ((2 * hp * Lc) / (N * (rp ^ 2)))$$

**End Sub**

**Sub Perforation\_Skin()**

Dim rwp, A, a0, a1, a2, b, b1, b2, c1, c2, Shp, Iani, hdp, rdp, rwd, lp, ld, Rw1, Sp1 As Double

$$a1 = \text{ConsA1}(\text{Fase})$$

$$a2 = \text{ConsA2}(\text{Fase})$$

$$b1 = \text{ConsB1}(\text{Fase})$$

$$b2 = \text{ConsB2}(\text{Fase})$$

$$c1 = \text{ConsC1}(\text{Fase})$$

$$c2 = \text{ConsC2}(\text{Fase})$$

$$hperf = 1 / spf$$

$$rp = Dp / 2$$

$$ld = Rd - Rw$$

$$Iani = (Kf / Kv) ^ (1 / 2)$$

$$rdp = ((rp / (2 * hperf)) * (1 + ((Kv / Kf) ^ (1 / 2))))$$

If ld >= lp1 Then

$$lp = lp1$$

$$Rw1 = Rw$$

Else

$$lp = lp1 - ((1 - (Kd / Kf)) * ld)$$

$$Rw1 = Rw + ((1 - (Kd / Kf)) * ld)$$

```

End If
rwd = Rw1 / (lp + Rw1)
hdp = (hperf / lp) * Iani

If Fase = 0 Then
    rwp = (lp / 4)
Else
    a0 = ConsAo(Fase)
    rwp = (a0 * (Rw1 + lp))
End If

A = ((a1 * (Log(rdp) / Log(10#))) + a2)
b = ((b1 * rdp) + b2)
Shp = Log(Rw1 / rwp)
Svp = (10 ^ A) * (hdp ^ (b - 1)) * (rdp ^ b)
Swb = (c1 * Exp(c2 * rwd))
Sp1 = Shp + Svp + Swb

If Fase = 180 Then
    constante = Rd / (Rw + lp)
    If constante >= 18 Then
        Sx = 0
    Else
        If constante <= 1.2 Then
            Sx = -0.085
        Else
            Sx = Sxcons(constante)
        End If
    End If
Else
    Sx = 0
End If

If Id >= lp1 Then
    Sp = Sd + ((Kf / Kd) * (Sp1 + Sx)) + Scz
Else
    Sp = Sp1 + Scz
End If
End Sub

```

**Sub FrackPack\_Skin()**

Dim Cf As Double

$$Cf = (Kp * Wf) / (Kf * Xf)$$

If Cf < 1 Then

$$Shf = -0.7205 + \text{Log}(Cf) + 1.63638$$

Else

If 1 <= Cf < 1000 Then

$$Shf = 3.0386 - 2.349 * \text{Exp}((-0.511 * (Cf ^ (-0.909))))$$

Else

If Cf >= 1000 Then

$$Shf = 0.692$$

End If

End If

End If

$$Sf = Shf - \text{Log}(Xf / Rw)$$

**End Sub**

**Function ConsAo(Fase)**

Select Case Fase

Case Is = 0

$$\text{ConsAo} = 0.25$$

Case Is = 360

$$\text{ConsAo} = 0.25$$

Case Is = 180

$$\text{ConsAo} = 0.5$$

Case Is = 120

$$\text{ConsAo} = 0.648$$

Case Is = 90

$$\text{ConsAo} = 0.726$$

Case Is = 60

$$\text{ConsAo} = 0.813$$

Case Is = 45

$$\text{ConsAo} = 0.86$$

Case Else

$$\text{ConsAo} = \text{InterpolacionConsAo}(Fase)$$

End Select

**End Function**

**Function InterpolacionConsAo(Fase)**

Dim X As Double

Dim AnguloFase(7, 2) As Double

AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60

AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180

AnguloFase(7, 1) = 360

AnguloFase(1, 2) = 0.25: AnguloFase(2, 2) = 0.86: AnguloFase(3, 2) = 0.813

AnguloFase(4, 2) = 0.726: AnguloFase(5, 2) = 0.648: AnguloFase(6, 2) = 0.5

AnguloFase(7, 2) = 0.25

X = Fase

For K = 1 To 6

    If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then

        rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) \* (AnguloFase(K + 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))

        'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

    End If

Next K

InterpolacionConsAo = rtn

**End Function**

**Function ConsA1(Fase)**

Select Case Fase

    Case Is = 0

        ConsA1 = -2.091

    Case Is = 360

        ConsA1 = -2.091

    Case Is = 180

        ConsA1 = -2.025

    Case Is = 120

        ConsA1 = -2.018

    Case Is = 90

        ConsA1 = -1.905

    Case Is = 60

        ConsA1 = -1.898

    Case Is = 45

        ConsA1 = -1.788

    Case Else

ConsA1 = InterpolacionConsA1(Fase)

End Select

**End Function**

**Function InterpolacionConsA1(Fase)**

Dim X As Double

Dim AnguloFase(7, 2) As Double

AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60

AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180

AnguloFase(7, 1) = 360

AnguloFase(1, 2) = -2.091: AnguloFase(2, 2) = -1.788: AnguloFase(3, 2) = -1.898

AnguloFase(4, 2) = -1.905: AnguloFase(5, 2) = -2.018: AnguloFase(6, 2) = -2.025

AnguloFase(7, 2) = -2.091

X = Fase

For K = 1 To 6

    If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then

        rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) \* (AnguloFase(K + 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))

        'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

    End If

Next K

InterpolacionConsA1 = rtn

**End Function**

**Function ConsA2(Fase)**

Select Case Fase

    Case Is = 0

        ConsA2 = 0.0453

    Case Is = 360

        ConsA2 = 0.0453

    Case Is = 180

        ConsA2 = 0.0943

    Case Is = 120

        ConsA2 = 0.0634

    Case Is = 90

        ConsA2 = 0.1038

    Case Is = 60

        ConsA2 = 0.1023

Case Is = 45

ConsA2 = 0.2398

Case Else

ConsA2 = InterpolacionConsA2(Fase)

End Select

**End Function**

**Function InterpolacionConsA2(Fase)**

Dim X As Double

Dim AnguloFase(7, 2) As Double

AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60

AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180

AnguloFase(7, 1) = 360

AnguloFase(1, 2) = 0.0453: AnguloFase(2, 2) = 0.2398: AnguloFase(3, 2) = 0.1023

AnguloFase(4, 2) = 0.1038: AnguloFase(5, 2) = 0.0634: AnguloFase(6, 2) = 0.0943

AnguloFase(7, 2) = 0.0453

X = Fase

For K = 1 To 6

If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then

    rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) \* (AnguloFase(K + 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))

    'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

End If

Next K

InterpolacionConsA2 = rtn

**End Function**

**Function ConsB1(Fase)**

Select Case Fase

Case Is = 0

ConsB1 = 5.1313

Case Is = 360

ConsB1 = 5.1313

Case Is = 180

ConsB1 = 3.0373

Case Is = 120

ConsB1 = 1.6136

Case Is = 90

```

        ConsB1 = 1.5674
    Case Is = 60
        ConsB1 = 1.3654
    Case Is = 45
        ConsB1 = 1.1915
    Case Else
        ConsB1 = InterpolacionConsB1(Fase)
End Select

```

**End Function**

**Function InterpolacionConsB1(Fase)**

```

Dim X As Double
Dim AnguloFase(7, 2) As Double
AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60
AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180
AnguloFase(7, 1) = 360
AnguloFase(1, 2) = 5.1313: AnguloFase(2, 2) = 1.1915: AnguloFase(3, 2) = 1.3654
AnguloFase(4, 2) = 1.5674: AnguloFase(5, 2) = 1.6136: AnguloFase(6, 2) = 3.0373
AnguloFase(7, 2) = 5.1313
X = Fase

For K = 1 To 6
    If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then
        rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) * (AnguloFase(K
+ 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))
        'rtn = y2 - (y2 - y1) * (x2 - x) / (x2 - x1)
    End If
Next K
InterpolacionConsB1 = rtn

```

**End Function**

**Function ConsB2(Fase)**

```

Select Case Fase
    Case Is = 0
        ConsB2 = 1.8672
    Case Is = 360
        ConsB2 = 1.8672
    Case Is = 180
        ConsB2 = 1.8115

```



```

Case Is = 120
    ConsB2 = 1.777
Case Is = 90
    ConsB2 = 1.6935
Case Is = 60
    ConsB2 = 1.649
Case Is = 45
    ConsB2 = 1.6392
Case Else
    ConsB2 = InterpolacionConsB2(Fase)
End Select

End Function

Function InterpolacionConsB2(Fase)
Dim X As Double
Dim AnguloFase(7, 2) As Double
AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60
AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180
AnguloFase(7, 1) = 360
AnguloFase(1, 2) = 1.8672: AnguloFase(2, 2) = 1.6392: AnguloFase(3, 2) = 1.649
AnguloFase(4, 2) = 1.6935: AnguloFase(5, 2) = 1.777: AnguloFase(6, 2) = 1.8115
AnguloFase(7, 2) = 1.8672
X = Fase

For K = 1 To 6
    If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then
        rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) * (AnguloFase(K
+ 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))
        'rtn = y2 - (y2 - y1) * (x2 - x) / (x2 - x1)
    End If
Next K
InterpolacionConsB2 = rtn

End Function

Function ConsC1(Fase)
Select Case Fase
    Case Is = 0
        ConsC1 = 0.16
    Case Is = 360

```

```

        ConsC1 = 0.16
    Case Is = 180
        ConsC1 = 0.026
    Case Is = 120
        ConsC1 = 0.0066
    Case Is = 90
        ConsC1 = 0.0019
    Case Is = 60
        ConsC1 = 0.0003
    Case Is = 45
        ConsC1 = 0.000046
    Case Else
        ConsC1 = InterpolacionConsC1(Fase)

```

End Select

**End Function**

**Function InterpolacionConsC1(Fase)**

Dim X As Double

Dim AnguloFase(7, 2) As Double

AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60

AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180

AnguloFase(7, 1) = 360

AnguloFase(1, 2) = 0.16: AnguloFase(2, 2) = 0.000046: AnguloFase(3, 2) = 0.0003

AnguloFase(4, 2) = 0.0019: AnguloFase(5, 2) = 0.0066: AnguloFase(6, 2) = 0.026

AnguloFase(7, 2) = 0.16

X = Fase

For K = 1 To 6

    If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then

        rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) \* (AnguloFase(K + 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))

        'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

    End If

Next K

InterpolacionConsC1 = rtn

**End Function**

**Function ConsC2(Fase)**

Select Case Fase

Case Is = 0

ConsC2 = 2.675

Case Is = 360

ConsC2 = 2.675

Case Is = 180

ConsC2 = 4.532

Case Is = 120

ConsC2 = 5.32

Case Is = 90

ConsC2 = 6.155

Case Is = 60

ConsC2 = 7.509

Case Is = 45

ConsC2 = 8.791

Case Else

ConsC2 = InterpolacionConsC2(Fase)

End Select

**End Function**

**Function InterpolacionConsC2(Fase)**

Dim X As Double

Dim AnguloFase(7, 2) As Double

AnguloFase(1, 1) = 0: AnguloFase(2, 1) = 45: AnguloFase(3, 1) = 60

AnguloFase(4, 1) = 90: AnguloFase(5, 1) = 120: AnguloFase(6, 1) = 180

AnguloFase(7, 1) = 360

AnguloFase(1, 2) = 2.675: AnguloFase(2, 2) = 8.791: AnguloFase(3, 2) = 7.509

AnguloFase(4, 2) = 6.155: AnguloFase(5, 2) = 5.32: AnguloFase(6, 2) = 4.532

AnguloFase(7, 2) = 2.675

X = Fase

For K = 1 To 6

If X > AnguloFase(K, 1) And X < AnguloFase(K + 1, 1) Then

    rtn = AnguloFase(K + 1, 2) - (AnguloFase(K + 1, 2) - AnguloFase(K, 2)) \* (AnguloFase(K + 1, 1) - X) / (AnguloFase(K + 1, 1) - AnguloFase(K, 1))

    'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

End If

Next K

InterpolacionConsC2 = rtn

**End Function**

**Function Sxcons(constante)**

Select Case constante

Case Is = 18

Sxcons = 0

Case Is = 10

Sxcons = -0.001

Case Is = 2

Sxcons = -0.002

Case Is = 1.5

Sxcons = -0.024

Case Is = 1.2

Sxcons = -0.085

Case Else

Sxcons = InterpolacionSxcons(constante)

End Select

**End Function**

**Function InterpolacionSxcons(constante)**

Dim X As Double

Dim MConstante(5, 2) As Double

MConstante(1, 1) = 1.2: MConstante(2, 1) = 1.5: MConstante(3, 1) = 2

MConstante(4, 1) = 10: MConstante(5, 1) = 18

MConstante(1, 2) = -0.085: MConstante(2, 2) = -0.024: MConstante(3, 2) = -0.002

MConstante(4, 2) = -0.001: MConstante(5, 2) = 0

X = constante

For K = 1 To 4

If X > MConstante(K, 1) And X < MConstante(K + 1, 1) Then

rtn = MConstante(K + 1, 2) - (MConstante(K + 1, 2) - MConstante(K, 2)) \* (MConstante(K + 1, 1) - X) / (MConstante(K + 1, 1) - MConstante(K, 1))

'rtn = y2 - (y2 - y1) \* (x2 - x) / (x2 - x1)

End If

Next K

InterpolacionSxcons = rtn

**End Function**