

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA- SOFTWARE PARA EL CALCULO DE
IPR EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES DE CRUDO Y GAS.**

**LEONARDO DE JESÚS ALDANA ROMAÑA
CARLOS IVÁN NOY ROBLES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA- SOFTWARE PARA EL CALCULO DE
IPR EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES DE CRUDO Y GAS.**

**LEONARDO DE JESÚS ALDANA ROMAÑA
CARLOS IVÁN NOY ROBLES**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros De Petróleos

**DIRECTOR:
MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS, M. SC.
ING. DE PETRÓLEOS**

**CODIRECTOR:
JULIO CESAR PÉREZ ANGULO, M.SC
ING. DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A mi familia que siempre ha estado conmigo apoyándome en todo momento principalmente a mis padres Carlos Arturo Noy Martinez y Martha Cecilia Robles Acuña y a mis dos hermanos Julian David Noy Robles y Loren Daniela Noy Robles, sin dejar a mis amigos que siempre me ayudaron, motivaron y me dieron sus buenos deseos.

CARLOS IVAN NOY ROBLES

Principalmente a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

A mi madre Celia Romaña que aunque no se encuentre conmigo físicamente, siempre está presente en mi corazón, y sé que desde el cielo ha influido para que todas mis metas se estén cumpliendo.

A mi familia, en especialmente a mi padre Ismael Aldana, a mi hermana Carolina Aldana y a mis seis madres: mi abuela Celia Palacios de Romaña y mis tías Fanny Romaña, Miryan Romaña, Nohemy Romaña, Luz Nery Romaña y Yadira Romaña; quienes con todo su cariño y su amor hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba. Ustedes por siempre en mi corazón.

LEONARDO DE JESÚS ALDANA ROMAÑA.

AGRADECIMIENTOS

Al profesor y director de esta Tesis el Ing. Manuel Enrique Cabarcas por su constante asistencia y soporte para la realización de este proyecto y por considerarnos los más aptos para el desarrollo de los mismo.

A todo el cuerpo de profesores de la escuela de ingeniería de petróleos que nos colaboraron resolviendo las dudas que poco a poco se fueron disolviendo con el paso del avance del proyecto.

Al grupo de investigación de Modelamiento de la Escuela de Petróleos especialmente a la ingeniera Olga Patricia Ortiz por su apoyo y colaboración con material bibliográfico.

La presente Tesis es un esfuerzo mancomunado e influenciado directa o indirectamente por muchas personas, las cuales participaron de diversas formas, haya sido leyendo, opinando, corrigiendo, teniéndome paciencia, dando ánimo, acompañándome en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad. Gracias a ellos este trabajo se pudo realizar y por esto y mucho mas quiero agradecerles.

Principalmente a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

A mi madre Celia Romaña que aunque no se encuentre conmigo físicamente, siempre esta presente en mi corazón, y se que desde el cielo ha influido para que todas mis metas se estén cumpliendo.

A mi familia, especialmente a mi padre Ismael Aldana, a mi hermana Carolina Aldana y a mis seis madres: mi abuela Celia Palacios de Romaña y mis tías Fanny Romaña, Miryan Romaña, Nohemy Romaña, Luz Nery Romaña y Yadira Romaña; quienes con todo su cariño y su amor hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba. Ustedes por siempre en mi corazón.

Agradezco también a el Ing. Manuel Enrique Cabarcas por su soporte, sus correcciones y sus comentarios en todo el proceso de elaboración de la Tesis. Al grupo de investigación de Modelamiento de proceso de hidrocarburos de la Escuela de Ingeniería Petróleos especialmente a la ingeniera Olga Patricia Ortiz por su colaboración y apoyo. Y a todo el cuerpo de profesores de la escuela de ingeniería de petróleo.

Finalmente agradezco a mis amigos por su confianza, fortaleza y acompañamiento en mi trayectoria universitaria, especialmente en este trabajo de grado.

LEONARDO DE JESÚS ALDANA ROMAÑA.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. PRELIMINARES	19
1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	19
1.2 SOLUCIÓN AL PROBLEMA	20
1.3 OBJETIVOS	20
1.3.1. Objetivo General	20
1.3.2. Objetivos Específicos	20
2. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS	22
2.1. FLUJO DE PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO	22
2.1.1. Flujo no continuo (estado inestable)	23
2.1.2. Flujo pseudo-continuo o semi-continuo (estado pseudo-estable)	25
2.1.3. Flujo continuo o estacionario (estado estable)	25
2.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	26
2.3. IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)	27
2.4. POZO VERTICAL DE ACEITE.	29
2.5. POZO HORIZONTAL Y DESVIADO DE ACEITE.	32
2.6. SOLUCIONES ANALÍTICAS PARA IP / INFLOW PERFORMANCE RELATION SHIP	33
3. POZOS DE ACEITE	36
3.1. POZOS VERTICALES	36
3.1.1. ESTADO ESTABLE	36
3.1.1.1. Sub-saturado	36
3.1.1.1.1. Darcy	36

3.1.2. Estados pseudo-estable	36
3.1.2.1. Sub-Saturado	36
3.1.2.1.1. Darcy	36
3.1.2.2. Saturado	37
3.1.2.2.1. Fetkovich	37
3.1.2.2.2. Fetkovich Test-Points	37
3.1.2.2.3. Vogel	38
3.1.2.2.4. Vogel – Test Point	39
3.1.2.2.5. Vogel Generalizado	40
3.1.2.2.6. Vogel Generalizado - Test Point	41
3.1.2.2.7. Vogel Modificado por Standing (eficiencias) (sin daño)	42
3.1.2.2.8. Modelo de Jones	43
3.1.2.2.9. Modelo de klins	43
3.2. POZOS HORIZONTALES	44
3.2.1. Estado Estable	44
3.2.1.1. Joshi (1998)	44
3.2.2. Estado Pseudo-estable	45
3.2.2.1. Bendakhlia y Aziz	45
3.2.2.2. Cheng.	46
3.2.2.3. Retnanto y Economides	47
3.2.2.4. García y Pinto	48
4. POZOS DE GAS	50
4.1. VERTICAL	50
4.1.1. Laminar	50
4.1.1.1. Darcy	50
4.1.2. Turbulento	52
4.1.2.1. Darcy	52
4.1.2.2. Método simplificado	54
4.1.2.3. Jones, Blount and Glaze	56
4.1.2.4. LIT (Laminar-Inercia-Turbulencia)	57

4.2. HORIZONTAL	60
4.2.1. Laminar	61
4.2.1.1. Darcy	61
4.2.2. Turbulento	62
4.2.2.1. Darcy	62
5. MANUAL DE LA HERRAMIENTA	64
5.1. FORMA DE ACCEDER A LOS MODELOS.	65
5.1.1 Barra superior	65
5.2. MODELOS	72
5.2.1 Datos	72
5.2.1.1 Imágenes de apoyo	72
5.2.1.2 Variables	74
5.2.1.3 Datos de entrada	74
5.2.1.4. Botones adicionales	75
5.2.2 Grafica	77
5.2.3 Ayuda.	79
6. COMPARACIÓN DEL LA HERRAMIENTA CON UNA COMERCIAL (PIPESIM)	80
6.1. MODELO DE FETKOVICH	81
6.2. MODELO DE JONES	82
6.3. MODELO DE JONES, BLOUNT AND GLAZE	84
6.4. MODELO DE FORCHHEIMER	85
6.4. MODELO DE BACK PRESSURE	87
CONCLUSIONES	90
RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFIA	92

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Posición del radio de investigación en función del tiempo (flujo no continuo)	23
Figura 2. Forma típica de la distribución de presión en función del tiempo (flujo no – continuo).	24
Figura 3. Forma típica de la distribución de la tasa de flujo en función del tiempo (flujo no – continuo)	24
Figura 4. Forma típica de la distribución de presión en función del tiempo (flujo semi-continuo).	25
Figura 5. Curva de Relación de Rendimiento de Influjos	29
Figura 6. Representación del flujo de un pozo Horizontal en el modelo de Joshi	45
Figura 7. Curva de Parámetros V y n respecto al Factor de Recobro	46
Figura 8. Representación de Flujo a Través de un pozo Horizontal	61
Figura 9. Representación Jerárquica de la Herramienta pozos de Aceite	64
Figura 10. Representación Jerárquica de la Herramienta pozos de Gas	65
Figura 11. Representación Portada de la Herramienta	66
Figura 12. Representación Escogencia de Modelo por medio de Archivo	66
Figura 13. Imágenes pozos de Aceite y Gas	67
Figura 14. Imágenes pozo Horizontal o Vertical	68
Figura 15. Representación estado Estable y Pseudo-estable	69
Figura 16. Representación yacimiento saturado y sub-saturado	70
Figura 17. Representación Flujo laminar y flujo turbulento	70
Figura 18. Imagen para selección de modelos	71
Figura 19. Imagen con modelo seleccionado	71
Figura 20. Botones de Regresar y Reset de la Herramienta	71
Figura 21. Representación portada de uno de los modelos	72
Figura 22. Tabla de apoyo modelo de Cheng	73

Figura 23. Imagen de apoyo geometría de flujo radial	73
Figura 24. Imagen explicación de variables	74
Figura 25. Representación datos de entrada	74
Figura 26. Representación solicitud datos de entrada por medio de pruebas de pozo	75
Figura 27. Imagen datos de entrada para determinar el daño	76
Figura 28. Información significado del paso en la herramienta.	77
Figura 29. Representación de la graficas de la herramienta	78
Figura 30. Representación gráfica de valor de caudal a una presión especifica	79
Figura 31. Visualización de ayuda de la herramienta para un modelo en específico	79

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Correlaciones IPR	35
Tabla 2. Parámetros a_0 , a_1 , y a_2 , dependiendo Del Angulo de desviación	47
Tabla 3. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Fetkovich	81
Tabla 4. Comparación del modelo de Fetkovich con la herramienta y PIPESIM	81
Tabla 5. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Jones	83
Tabla 6. Comparación del modelo de Jones con la herramienta y PIPESIM	83
Tabla 7. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Jones, Blount and Glaze	84
Tabla 8. Comparación del modelo de Jones, Blount and Glaze con la herramienta y PIPESIM	85
Tabla 9. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Forchheimer	86
Tabla 10. Comparación del modelo de Forchheimer con la herramienta y PIPESIM	86
Tabla 11. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Back Pressure	87
Tabla 12. Comparación del modelo de Back Pressure con la herramienta y PIPESIM	87
Tabla 13. Resumen de la Comparación de los modelos de la Herramienta con PIPESIM.	89

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA- SOFTWARE PARA EL CALCULO DE IPR EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES DE CRUDO Y GAS.*

AUTORES: CARLOS IVÁN NOY ROBLES
LEONARDO DE JESÚS ALDANA ROMAÑA **

PALABRAS CLAVES: IPR, Yacimientos, IP, Petroleo, Gas, Estable, Horizontal, Vertical.

DESCRIPCIÓN:

El desarrollo de la industria petrolera en Colombia, necesita que la comunidad estudiantil avance al mismo tiempo, por esta razón el objetivo de este proyecto es realizar una herramienta que se pueda utilizar a la altura de una herramienta comercial pero con un fin netamente estudiantil, para que los estudiantes de especialización tengan más herramientas para su aprendizaje, a la vez que el docente puede guiar de una mejor manera.

El graficamiento de la curva IPR es vital para conocer la producción de un pozo de petróleo del tipo que sea y en las condiciones que se encuentre, de hecho se puede mejorar la producción y se puede aprovechar al máximo lo producido en un pozo conociendo dicho gráfico.

Finalmente la herramienta diseñada en base a una herramienta comercial (PIPESIM) busca ser utilizada en clases de producción por el ingeniero director de esta tesis (Manuel Enrique Cabarcas) para ayudar al desarrollo ameno de la clase y afianzar conocimiento vistos teóricamente. El software tiene además una comparación estadística con la herramienta comercial presentando un margen de error aceptable, realizado a los modelos que presentan la opción de dato de entrada pruebas de presión de pozo. Los modelos que reciben datos de entrada variables constantes no presentan error.-

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Manuel E. Cabarcas Simancas, Codirector: Julio Cesar Perez Alngulo

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT -SOFTWARE TOOL FOR CALCULATING IPR VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS IN OIL AND GAS*.

AUTHORS: CARLOS IVAN ROBLES NOY
LEONARDO DE JESUS ALDANA ROMAGNA**

KEYWORDS: IPR, minerals, IP, Oil, Gas, Steady, Horizontal, Vertical.

DESCRIPTION:

The development of the oil industry in Colombia, the student community needs to advance at the same time, therefore the aim of this project is to make a tool that can be used up to a commercial tool but with a distinctly student in order to specialization that students have more tools for learning, while the teacher can guide in a better way.

The graphic treatment of the IPR curve is vital for the production of an oil well whatsoever and under conditions that are, in fact can improve production and can make the most of what is produced in a well knowing that graph.

Finally the tool designed on the basis of a commercial tool (PIPESIM) seeks to be used in classes of production by the engineer the director of this thesis (Manuel Enrique Cabarcas) to help to the pleasant development of the class and to guarantee knowledge seen theoretically. The software has in addition a statistical comparison with the commercial tool presenting a margin of acceptable mistake, realized to the models who present the option of information of entry you try pressure of well. The models who receive variable constant information of entry do not present error.

* Project of grade

** Faculty of Ingenierias Fisicoquimicas, School of Petroleum Engineering, Director Manuel E. Cabarcas Simancas, Codirector: Julio Cesar Perez Alngulo

INTRODUCCIÓN

Al estudiar y analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su totalidad. Para determinar la capacidad de producción de un pozo se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de los fluidos contenidos. La variación de las propiedades de dichos fluidos del yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Es por eso que es necesario poseer un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento de producción presente y futuro de un yacimiento.

Para ello, es necesario conocer la terminología adecuada y las definiciones que son indispensables para lograr entender y profundizar en lo que representa la gráfica de productividad de un pozo (IPR) y la importancia que esta puede tener al ser entendida e interpretada de manera adecuada.

1. PRELIMINARES

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El estudio de la productividad de pozos es de suma importancia para planificar el desarrollo y el potencial de producción de un yacimiento con relación al sistema de producción, para esto será necesario el cálculo de la productividad de los pozos petroleros el cual puede ser usado para determinar un método de producción óptimo, diseño de levantamiento artificial, de estimulación, tratamiento y de desempeño de producción del yacimiento y los pozos a futuro por medio de técnicas IPR, las cuales se pueden calcular por medio de diferentes modelos que dependen de las condiciones en las que se encuentre el yacimiento, tipo de fluido, tipo de pozo, etc. De la selección y ajuste particular de dicho modelo dependerán los resultados que se obtengan para su estudio y posterior análisis.

La técnica del IPR (Inflow Performance Relationship) Ésta técnica permite relacionar la presión de flujo del sistema con su caudal, incorporando diversos parámetros físicos propios de la zona de interés, lo cual permite predecir el comportamiento de la producción a lo largo de su vida productiva.

El estudio del comportamiento IPR, debe ser realizado en diversos escenarios y a determinadas condiciones establecidas por las diferentes variables de los métodos de predicción, para ello se desarrollará una herramienta la cual permite de una manera sencilla introducir dichas variables y a su vez presente de forma didáctica y entendible los resultados esperados.

1.2 SOLUCIÓN AL PROBLEMA

Mediante el desarrollo de este proyecto se busca:

- Elaborar un estado del arte de modelos IPR desarrollados para diversos tipos de yacimientos y pozos.
- Desarrollar una herramienta – software que permita el cálculo de un comportamiento IPR basado en los diferentes modelos.
- Realizar un análisis de sensibilidad entre los datos obtenidos de la herramienta y los arrojados por la herramienta comercial PIPESIM

1.3 OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General Desarrollar una herramienta - software que nos permita el cálculo de curvas IPR en pozos verticales y horizontales de crudo y gas.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estado del arte de los modelos IPR desarrollados para el cálculo de la productividad de un pozo petrolero, clasificándolos según diversas condiciones de aplicación: mecanismo de empuje, tipo de pozo, tipo de flujo, tipo de yacimiento.
- Reconocer los múltiples usos de la herramienta como: La elaboración de curvas IPR para pozos horizontales y verticales de aceite y gas, con los diferentes modelos planteados en el estado del arte, e identificar cambios en el caudal en función de las presiones de fondo fluyendo.

- Validar los resultados obtenidos por la herramienta para cada método, al efectuar una comparación teniendo como referencia un software (PIPESIM), evidenciando las posibles variaciones por medio de una sensibilidad y un análisis estadístico.

2. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS

Al analizar y estudiar el comportamiento de un pozo productor es necesario considerar el sistema de producción por completo. Para determinar la capacidad de producción de un pozo se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de los fluidos que contiene. El cambio de las propiedades de dichos fluidos del yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento de producción presente y futuro de un yacimiento.

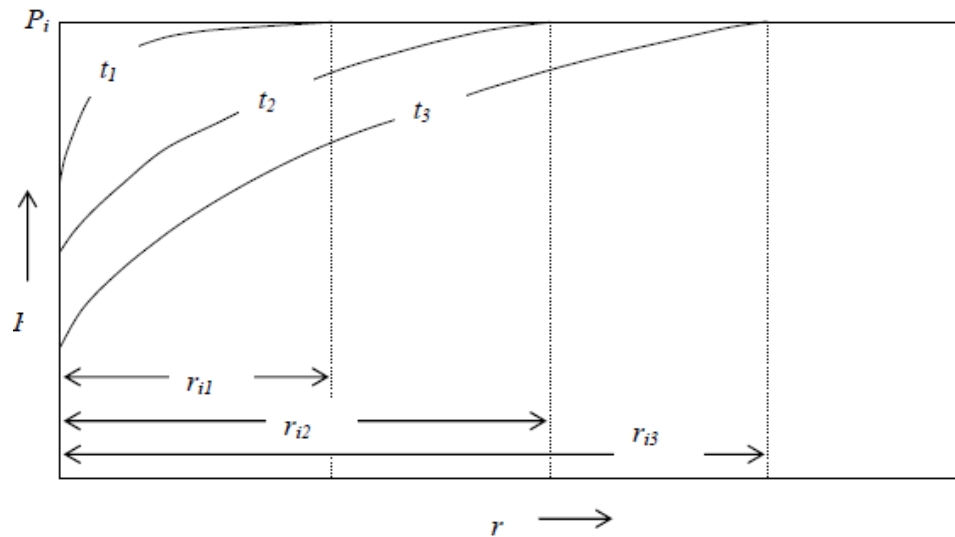
A continuación se explican algunos términos y definiciones para entrar a profundizar en qué es el IPR y la importancia del mismo:

2.1. FLUJO DE PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal o tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación productora. Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo, y en cada uno de ellos describir la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente P_{wfs} y la tasa de producción q_o que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

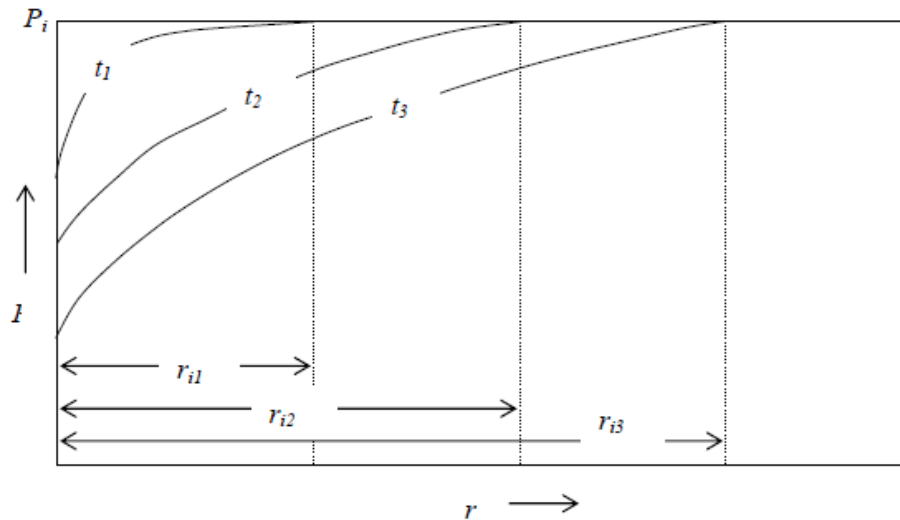
2.1.1. Flujo no continuo (estado inestable): Este tipo de flujo de fluidos en el yacimiento ocurre cuando la variación de la presión con respecto al tiempo, en cada punto del yacimiento, es función del tiempo. Analíticamente, Donde t y r denotan tiempo y radio, respectivamente. Físicamente, un yacimiento produce bajo condiciones de flujo no-continuo cuando el yacimiento presenta comportamiento infinito. Durante este intervalo de tiempo, existe una parte del sistema a donde el radio de investigación no ha llegado y, en consecuencia, la presión del sistema se conserva uniforme e igual a la presión inicial. Las Figuras 1, 2 y 3 ilustran la posición del radio de investigación, la distribución de presión y la distribución de la rata de flujo, respectivamente, típicas de condiciones de flujo no-continuo.

Figura 1. Posición del radio de investigación en función del tiempo (flujo no continuo)



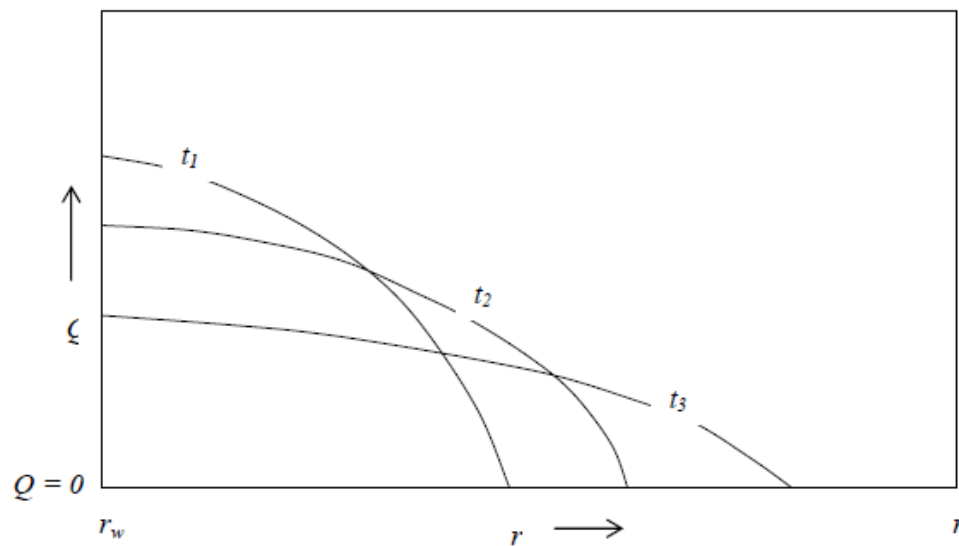
Fuente: Imagen tomada de: Gildardo Osorio, Simulación de Yacimientos, 2002

Figura 2. Forma típica de la distribución de presión en función del tiempo (flujo no – continuo).



Fuente: Imagen tomada de: Gildardo Osorio, Simulación de Yacimientos, 2002

Figura 3. Forma típica de la distribución de la tasa de flujo en función del tiempo (flujo no – continuo)



Fuente: Imagen tomada de: Gildardo Osorio, Simulación de Yacimientos, 2002

2.1.2. Flujo pseudo-continuo o semi-continuo (estado pseudo-estable):

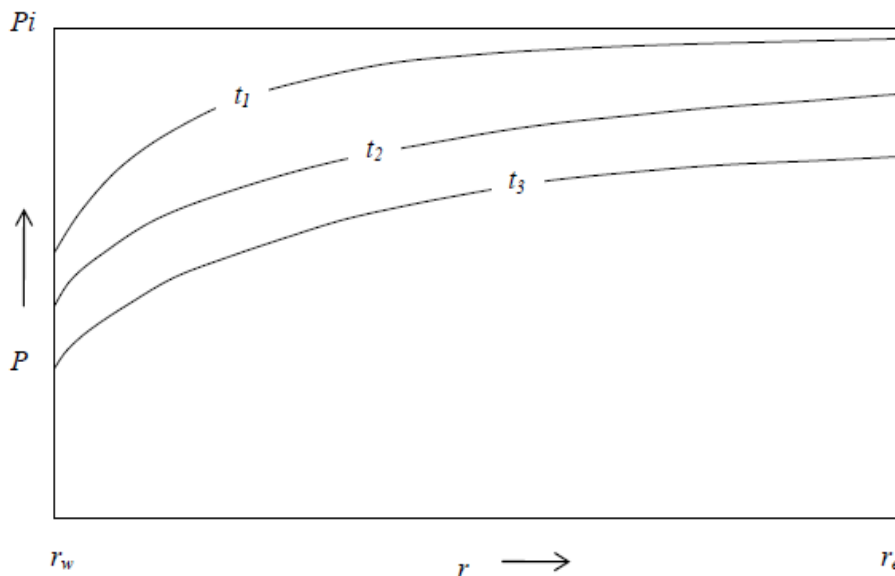
Ocurre flujo semi-continuo cuando la variación de presión en cada punto del sistema es una función lineal del tiempo. Analíticamente,

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = kte \quad (1)$$

La Ecuación (1) satisface a partir del momento en el cual el radio de investigación llega a los límites externos de un yacimiento cerrado. Por esta razón, se dice que ocurre flujo semi-continuo en sistemas de comportamiento finito, cerrado.

La Figura 4 presenta la forma típica de distribución de presión en función del tiempo en un yacimiento bajo condiciones de flujo semi-continuo.

Figura 4. Forma típica de la distribución de presión en función del tiempo (flujo semi-continuo).



Fuente: Imagen tomada de: Gildardo Osorio, Simulación de Yacimientos, 2002

2.1.3. Flujo continuo o estacionario (estado estable): Se dice que un yacimiento presenta comportamiento de flujo continuo cuando la presión, y por

ende todas las propiedades que dependen de la presión, no varían con el tiempo. Este comportamiento es típico en yacimientos que presentan algún mecanismo de mantenimiento de presión; por ejemplo, en yacimientos con empuje hidráulico activo o con inyección de agua. Analíticamente,

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = 0 \quad (2)$$

Cuando se presentan condiciones de flujo continuo, la rata de flujo es constante con la distancia. Físicamente, para que ocurra flujo continuo se requiere que no se presente agotamiento de fluidos en el yacimiento, así que la presión se conserve constante con el tiempo. La cantidad de fluido producido y que tiende a bajar la presión debe ser sustituido con otro fluido que evite la disminución de presión.

2.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, se conoce como el abatimiento al cambio de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo ($P_s - P_{wf}$). Por otra parte, la relación que existe entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento, se denomina índice de productividad, el cual se simboliza con la letra J; si la producción, q , está en bbls/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en libras sobre pulgadas cuadradas, el IP (J) se define de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad (3)$$

Para flujo continuo:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708k_o h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) + S]} \quad (4)$$

En esta relación la tasa es de petróleo, q_o , ya que se asume solo flujo de petróleo, pero en general, la tasa que se debe utilizar es la de líquido, q_l , conocida también como tasa bruta ya que incluye el agua producida¹.

A menos que se especifique otra cosa el IP se basa en la producción neta de líquidos (Aceite y agua).

Escala típica de valores del índice de productividad en bpd/psi:

Baja productividad: $J < 0,5$

Productividad media: $0,5 < J < 1,0$

Alta Productividad: $1,0 < J < 2,0$

Excelente productividad: $2,0 < J$

2.3. IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

Las Curvas IPR representan la relación entre la presión de fondo fluyendo y el caudal de producción. Generalmente, esta relación se presenta en forma gráfica dibujando la presión de fondo fluyendo en el eje X y el caudal de producción en el eje Y. Esta curva es llamada curva de relación de rendimiento de influjo o curva IPR².

Éstas son usadas para analizar la capacidad de entrega de los pozos estimando la rata de producción para una presión de fondo fluyendo dada y viceversa. Las curvas IPR son aquellas que reflejan la habilidad del yacimiento de entregar

¹ NIND T.E.W, "FUNDAMENTOS Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS", 1987.

² Técnica que relaciona la presión de fondo fluyendo y el caudal de producción.

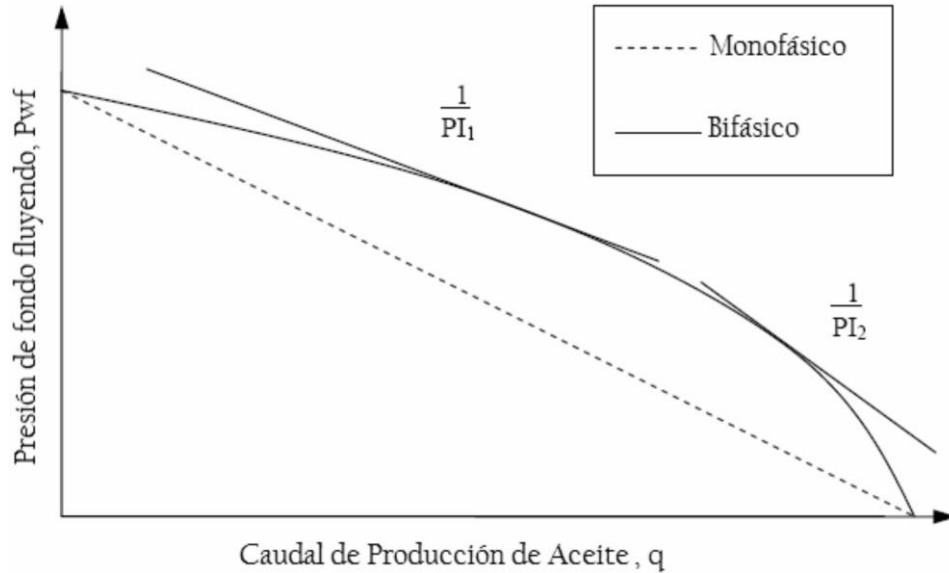
Tomado de OROZCO Andrés F., ROCHA Nelson A. Tesis de grado: "Determinación de potenciales IPR en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación de Montecarlo" Tesis, 2008

fluidos a la cara del pozo. La combinación de una curva IPR y una curva que refleje el rendimiento de la tubería de producción identifica un punto de operación del pozo. Por lo tanto, las curvas IPR son una información importante para analizar la capacidad de entrega de los pozos.

Hay dos formas de expresar el IPR y el índice de productividad IP. El IPR presenta la tasa de producción, como una función de la presión de fondo fluyendo. La menor presión de flujo de fondo de pozo proporciona una fuerza mayor en el yacimiento, lo que resulta en un potencial de producción alta de hidrocarburos. La forma más sencilla y más utilizada de IPR es el IPR en línea recta, lo que implica que la tasa es directamente proporcional a la reducción de presión. La constante de proporcionalidad se define como el "índice de productividad" (IP), otra manera de definir el IPR.

Para un flujo monofásico, los caudales de producción en un pozo son directamente proporcionales a la diferencia entre la presión de fondo fluyendo y la presión del yacimiento, también llamado descenso. Las curvas IPR para flujo monofásico dan como resultado líneas rectas con pendientes de uno sobre el *Índice de productividad (1/IP)*. Sin embargo, Muskat sugirió que para flujo bifásico de líquido o gas, esta relación lineal no existe. Estas curvas IPR para flujo bifásico pueden tener índices de productividad con más de un valor, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Curva de Relación de Rendimiento de Influjo



Fuente: Imagen tomada de: Análisis de rendimiento de influjo bifásico en pozos horizontales, Rungtip Kamkom, M.S, Universidad de Texas 2004

2.4. POZO VERTICAL DE ACEITE.

En un pozo de aceite con geometría vertical en estado estacionario, la ecuación propuesta por Darcy describe el flujo de un fluido a través de un medio poroso. La ley de Darcy se puede expresar de diversas formas dentro de diversas geometrías de yacimientos. La siguiente ecuación representa el flujo de estado estacionario radial en un área de drenaje circular con efecto potencial del daño en la cara del pozo:

$$J = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} = \frac{kh}{141,2 \mu_o B_o [\ln(r^e/r_w) + S]} \quad (5)$$

Dónde: J_o es índice de productividad; q_o es la tasa de flujo de aceite; P_{wf} presión a la que está fluyendo el fondo del pozo, P_e es la presión estática del yacimiento, k es la permeabilidad, h el espesor; B_o . Es el factor volumétrico de formación de aceite, μ_o es la viscosidad del aceite; r_e límite exterior del

yacimiento, r_w es el radio del pozo, y s es el efecto del daño. La ecuación para condiciones de estado pseudo-estacionario con el mismo resultado puede obtenerse mediante la simple sustitución $\ln (r_e / r_w)$ término de la ecuación anterior con el $\ln (0.472r_e/r_w)$ que se muestra en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{kh}{141,2 \mu_o B_o [\ln(0,472 r_e / r_w) + S]} \quad (6)$$

Dónde: P_r es la presión promedio del yacimiento. Dietz desarrollo una serie de factores de forma para dar cuenta de la forma irregular de del área de drenaje y / o posicionamiento asimétrico del pozo. Siguiendo el modelo es una forma generalizada de la ecuación anterior, para cualquier propuesta de Dietz con el factor de forma es:

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{kh}{141,2 \mu_o B_o \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C A^2 W} \right) + S \right]} \quad (7)$$

Donde A es el área de drenaje, γ es la constante de Euler (1,78), y CA es el factor de forma.

Dos correlaciones que consideran el flujo no-Darcy han sido incluidas en la categoría de geometría vertical de fase aceite en estado pseudo-estable. Se debe tener en cuenta que los efectos de flujo no-Darcy ocurren cuando la relación lineal entre la caída de presión y caudal (ley de Darcy) deja de ser válido a altas velocidades de flujo. Jones presentó una relación entre caída de presión y caudal mediante el empleo del factor Forchheimer β :

$$J_o = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{1}{A + B q_o} \quad (8)$$

Donde:

$$A = \frac{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}{0.00707 kh} \quad (9)$$

$$B = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o}{4\pi^2 h_p^2 r_w} \quad (10)$$

Donde β es el factor no Darcy; ρ_o es la densidad del aceite; y h_p es el intervalo perforado.

La siguiente correlación representa un alternativa del IP (En geometría vertical con fase aceite en estado pseudo-estable), la cual emplea el coeficiente no-Darcy D. El término adicional de “Dq” es agregado como un término de daño equivalente para considerar el efecto no Darcy.

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{0.00703 kh}{\mu_o B_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S + D_o q_o \right]} \quad (11)$$

Donde D_o es el factor no Darcy.

Otra ecuación para área de drenaje irregular fue propuesta por Odeh basado en el trabajo de Matthews y Russel.

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left[\ln X^{-3/4} + S \right]} \quad (12)$$

Donde X es la correlación entre r_w y A (o r_e) para varias áreas de drenaje y ubicaciones del pozo.

2.5. POZO HORIZONTAL Y DESVIADO DE ACEITE.

Comenzando la década de 1980, los pozos horizontales capturaron un crecimiento de la producción de hidrocarburos. Probaron ser excelentes productores para yacimientos con espesores menores a 50 ft o para yacimientos con mayores espesores y con buena permeabilidad vertical, kv.

Una importancia particular en la producción de pozos horizontales es la anisotropía en la permeabilidad horizontal-vertical. Cuanto mayor sea la permeabilidad vertical, el índice de productividad del pozo horizontal será más alto. Baja permeabilidad vertical puede representar pozos horizontales poco atractivos.

Joshi en 1988 presentó una relación de la producción de un pozo horizontal que fue mejorada por Economides en 1990. La relación se presenta así:

$$q = \frac{K_H h \Delta P}{141.2 B \mu \left(\ln \left\{ \frac{[a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}]}{L/2} \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \ln \frac{I_{ani} h}{[r_w (I_{ani} + 1)]} \right)} \quad (13)$$

Donde I_{ani} es una medida de la anisotropía de la permeabilidad vertical a horizontal y está dada por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \quad (14)$$

En la ecuación 2, a es el eje medio del elipsoide formado por un pozo horizontal de longitud L . La expresión para este elipsoide es

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad (15)$$

La relación de índice de productividad entre un pozo horizontal y vertical en un yacimiento específico puede ser grande, (suponiendo que se ha seleccionado un candidato apropiado, se perfora el pozo en la dirección óptima y se estimula). Esta relación de índice de productividad puede manifestarse por un aumento en la tasa de producción, una disminución en la reducción de la presión, o ambos. Por lo tanto, los pozos horizontales pueden ser excelentes medios de administración de yacimientos donde existen problemas de agua o indicios de gas, así como, producción de arena.

2.6. SOLUCIONES ANALÍTICAS PARA IP / INFLOW PERFORMANCE RELATION SHIP

Un total de 28 correlaciones de IP o IPR a través de estudios de revistas de la literatura se han clasificado en tres categorías³: fase líquida, pozo desviado, y en función del tiempo. En la categoría de fase fluida, las correlaciones de análisis sólo están disponibles en una sola fase, el flujo de petróleo y en dos fases en el yacimiento con gas en solución. La desviación del pozo se divide en tres geometrías así: vertical (menos de 15°), inclinada (15° a 60°), horizontal (de 60° a 90°) y multilaterales. A continuación se plantean las correlaciones para un pozo vertical de aceite en estado estacionario.

Fetkovich introduce una correlación similar para mejorar la deficiencia de la correlación de Vogel la cual a menudo no es acorde con los datos de campo.

$$q_o = q_{o,max} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (16)$$

³ SUK KYOON CHOI; SPE, the University of Texas at Austin, and Liang-Biao Ouyang; SPE and Wann-Sheng (Bill) Huang, SPE, Chevron Energy Technology Company "A Comprehensive Comparative Study on Analytical PI/IPR Correlations", Colorado USA, 2008.

Para los valores negativos de la presión de fondo fluyendo ideal, las correlaciones de Vogel y Fetkovich desempeñan un comportamiento incorrecto, resultando una predicción errónea del IPR. Harrison sugirió una correlación que trabaja ambos valores tanto positivos o negativos en lugar de estas correlaciones.

$$q_o = q_{o,max} \left[1.2 - 0.2e^{\left(1.792 \frac{P_{wf}}{P_r}\right)} \right] \quad (17)$$

Estas tres correlaciones son aplicadas en los pozos horizontales para calcular el índice de productividad en estado pseudo-estable. Cheng propuso una correlación versátil para calcular el IPR para pozos verticales, desviados, y horizontales basados en el simulador de pozos NIPER.

$$q_o = q_{o,max} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (18)$$

Donde a_0 y a_2 son constantes de correlación para pozos con grado de desviación. Posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto sólo se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción. Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

Tabla 1. Correlaciones IPR

	SINGLE OIL WELL		TWO PHASE OIL WELL
	STEADY STATE	PSEUDO-STEADY	PSEUDO-STEADY
VERTICAL (<15°)	Darcy, 1856	<ul style="list-style-type: none"> • Dake, 1978 • Dietz, 1965 (Shape Factor) • Jones, 1976 (β factor) • Darcy, 1856 (D factor) • Odesch 1978 (Shape factor) 	<ul style="list-style-type: none"> • Vogel, 1968 • Fetkovich, 1973 • Harrison • Cheng, 1990
SLANTED (<60°)	<ul style="list-style-type: none"> • Cinco-Ley, 1975 • Besson, 1990 • Rogers and Economides, 1996 		<ul style="list-style-type: none"> • Cheng, 1990
HORIZONTAL (<90°)	<ul style="list-style-type: none"> • Joshi, 1988 and Economides, 1990 • Borisove, 1964 • Giger, 1983 • Renard and Dupuy, 1990 	<ul style="list-style-type: none"> • Joshi, 1988 and Economides, 1990 • Economides, 1994 • Babu and Odeh, 1989 	<ul style="list-style-type: none"> • Vogel, 1968 • Fetkovich, 1973 • Harrison • Cheng, 1990

Fuente: SUK KYOON CHOI; SPE, The University of Texas at Austin, and Liang-Biao Ouyang; SPE and Wann-Sheng (Bill) Huang, SPE, Chevron Energy Technology Company "A Comprehensive Comparative Study on Analytical PI/IPR Correlations", Colorado USA, 2008.

3. POZOS DE ACEITE

3.1. POZOS VERTICALES

3.1.1. ESTADO ESTABLE

3.1.1.1. Sub-saturado

3.1.1.1.1. Darcy Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR está determinado por la Ley de Darcy. La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un yacimiento de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos del yacimiento está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio.

$$\frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} = \frac{K_o * h}{141,2 * B_o * \mu_o} * [\ln(r_e / r_w) + s]^{-1} \quad (19)$$

3.1.2. Estados pseudo-estable

3.1.2.1. Sub-Saturado

3.1.2.1.1. Darcy Durante de la depleción del yacimiento se puede seguir utilizando el modelo de Darcy siempre y cuando la presión del yacimiento no sea igual o menor a la presión de Burbuja, es decir, el modelo de Darcy puede ser utilizado tanto para estado estable como en estado pseudo-estable.

$$\frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} = \frac{K_o * h}{141,2 * B_o * \mu_o} * \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]^{-1} \quad (20)$$

3.1.2.2. Saturado

3.1.2.2.1. Fetkovich Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo a presión igual o por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de influjo similares.

El método de Fetkovich tiene pequeñas variaciones para cuando se tiene una presión de yacimiento igual a la presión de burbuja y una presión menor a la presión de burbuja. Su cambio radica en Joi (índice de productividad inicial), dado que para una presión diferente a la presión inicial, el Joi debe estar multiplicado por la presión del yacimiento y dividido en la presión inicial. Cabe resaltar que las ecuaciones de Fetkovich pueden ser utilizadas en yacimientos saturados y en estado Pseudo-Estable.

Cuando $Pr=Pi$

$$Q_o = (Joi) * (Pr^2 - Pwf^2) \quad (21)$$

Cuando $Pr \neq Pi$

$$Q_o = [Joi]Pr * (Pr^2 - Pwf^2) \quad (22)$$

Donde:

$$Joi = \frac{0,007082 * k * h}{Ln(r_e / r_w)} * \left(\frac{Kro}{Bo * \mu_o} \right) Pi * \left(\frac{1}{2Pi} \right) \quad (23)$$

$$[Joi]Pr = Joi * \left(\frac{Pr}{Pi} \right) \quad (24)$$

3.1.2.2.2. Fetkovich Test-Points Además de las anteriores ecuaciones, Fetkovich generalizo su modelo para poderlo desarrollar cuando se tiene información de test points, los que facilitan la obtención de la curva IPR dado a que se requiere menos

información de las características petrofísicas del yacimiento. Dicho modelo está dado por la siguiente ecuación:

$$Q_o = C * (Pr^2 - Pwf^2)^n \quad (25)$$

Donde:

$$C = \frac{C1+C2}{2} \quad (26)$$

$$C1 = \frac{Q_{o1}}{(Pr^2 - Pwf1^2)^n} \quad (27)$$

$$C2 = \frac{Q_{o2}}{(Pr^2 - Pwf2^2)^n} \quad (28)$$

$$n = \frac{\log(Q_{o1}/Q_{o2})}{\log\left[\frac{(Pr^2 - Pwf1^2)}{(Pr^2 - Pwf2^2)}\right]} \quad (29)$$

Una “n” menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente “C” representa el índice de productividad del reservorio. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementa.

En el caso de que se presenten más de dos valores de caudales y de presión respectivamente, se determinara los valores de n y de c, por medio de solución de métodos numéricos.

3.1.2.2.3. Vogel En el caso del flujo bifásico Vogel en base a resultados desarrollo una ecuación empírica para el cálculo de la IPR para pozos de petróleo saturado con gas, la presión promedio del yacimiento (P_r) es menor que la presión del punto de burbuja (P_b). El método de Vogel fue desarrollado usando los

modelos de reservorios propuestos por Weller para la construcción de la curva IPR mediante la siguiente ecuación

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (30)$$

Donde

$$q_{0max} = \left(\frac{J * P_r}{1.8} \right) \quad (31)$$

$$J = \frac{K_o h}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (32)$$

Entonces.

$$q_{0max} = \left(\frac{P_r}{1.8} \right) * \frac{K_o h}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (33)$$

Por lo tanto.

$$q_0 = \frac{K_o h P_r \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]}{254.16 B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (34)$$

3.1.2.2.4. Vogel – Test Point Además de esta ecuaciones el modelo de Vogel puede ser desarrollar cuando se tiene información de test points, lo que facilitan la obtención de la curva IPR dado a que se requiere menos información de las características petrofísicas del yacimiento. Dicho modelo está dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (35)$$

Donde:

$$q_{0max} = \left(\frac{J * P_r}{1.8} \right) \quad (36)$$

El índice de productividad va a ser calculado por medio de los datos obtenidos en la prueba de test point, donde q_1 y P_{wf1} son los datos de caudal y presión de fondo hallados en la prueba.

$$J = \frac{q_1}{P_r - P_{wf1}} \quad (37)$$

Por lo tanto.

$$q_0 = \frac{P_r}{1.8} * \left(\frac{q_1}{P_r - P_{wf1}} \right) * \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (38)$$

3.1.2.2.5. Vogel Generalizado Si la presión del yacimiento está por encima del punto de burbuja y sin embargo la presión de fondo fluyente del pozo está por debajo. Esto se puede hacer para el estado transitorio, estado estable y el estado pseudo-estable.

En el primero, q_b , el caudal, donde $P_{wf} = P_b$, se puede escribir como

$$q_b = \frac{k h (P_r - P_b)}{141.2 B \mu (P_D + S)} \quad (39)$$

Donde P_D es la caída de presión adimensional transitoria o es igual a $\ln (re/rw)$ para el estado estable o $\ln (0.472 re/rw)$ para el estado pseudo-estable.

El índice de productividad por encima del punto de burbuja es simplemente.

$$J = \frac{q_b}{P_r - P_b} \quad (40)$$

Y se relaciona con q_v , caudal de "Vogel", denotado por.

$$q_v = \frac{P_b * J}{1.8} \quad (41)$$

Por lo tanto.

$$q_0 = q_b + q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (42)$$

Por tanto.

$$q_0 = J (P_r - P_b) + \frac{P_b * J}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (43)$$

Donde

$$J = \frac{K h}{141,2 B \mu \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (44)$$

Finalmente.

$$q_0 = \frac{k h (P_r - P_b)}{141,2 B \mu (P_D + S)} + \frac{K h P_b}{254,2 B \mu \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (45)$$

3.1.2.2.6. Vogel Generalizado - Test Point El modelo de Vogel generalizado también puede ser desarrollado cuando se tiene información de test points, lo que facilitara la obtención de la curva IPR dado a que se requiere menos información de las características petrofísicas del yacimiento. El modelo está dado por la siguiente ecuación:

$$q_0 = J (P_r - P_b) + \frac{P_b * J}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (46)$$

El índice de productividad va a ser calculado por medio de los datos obtenidos en la prueba de test point, donde q_1 y P_{wf1} son los datos de caudal y presión de fondo hallados en la prueba.

$$J = \frac{q_1}{P_r - P_{wf1}} \quad (47)$$

Por lo tanto.

$$q_0 = \left[\frac{q_1(P_r - P_b)}{P_r - P_{wf1}} \right] + \left[\frac{P_b * q_1}{1.8 (P_r - P_{wf1})} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \right] \quad (48)$$

3.1.2.2.7. Vogel Modificado por Standing (eficiencias) (sin daño) La determinación del IPR presentada por Vogel no toma en cuenta el cambio de la permeabilidad absoluta en el reservorio, Standing propuso un procedimiento para modificar alteración de permeabilidad que puede ser expresado en término de una relación del índice de productividad o eficiencia de flujo donde:

$$EF = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}} = \frac{q / IP'}{q / IP} = \frac{IP}{IP'} \quad (49)$$

La relación en medio P_{wf} y P'_{wf} la eficiencia de flujo puede expresarse en términos de Δp_{skin} y S' como:

$$EF = \frac{P_r - P'_{wf} - \Delta P_{skin}}{P_r - P_{wf}} = \frac{\ln\left(\frac{0.472 * r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.472 * r_e}{r_w} + S'\right)} \quad (50)$$

Usando la definición previa para la eficiencia de flujo de la ecuación de Vogel:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (51)$$

Donde P'_{wf}

$$P'_{wf} = P_r - EF(P_r - P_{wf}) \quad (52)$$

Donde q_{0max}

$$q_{0max} = \frac{J P_r}{1.8} \quad (53)$$

Donde

$$J = \frac{K h}{141,2 B \mu \left[\ln \left(\frac{0,472 r_e}{r_w} \right) \right]} \quad (54)$$

3.1.2.2.8. Modelo de Jones Jones, Blount & Glaze publicaron un estudio de los efectos no Darcy (turbulentos) en el desempeño de IPR de los pozos, la ecuación propuesta por Jones es la siguiente.

$$\frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{q_o} = A + B q_o \quad (55)$$

Donde:

$$A = \frac{141,2 \mu_o B_o}{k_o h} \left[\ln \left(\frac{0,472 r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad (56)$$

$$B = \frac{2,3 \times 10^{-14} \rho_o B_o \beta}{h^2 r_w} \quad (57)$$

Donde:

$$\beta = \frac{2,329 \times 10^{-10}}{K_o^{1,2}} \quad (58)$$

Los valores de A y de B, de no tenerlos, se pueden determinar por medio de una serie de datos de pruebas de producción, y por medio de aplicación de solución de ecuaciones con métodos numéricos.

3.1.2.2.9. Modelo de Klins Tiempo después Klins & Clark desarrollaron un modelo basado en el modelo de Vogel el cual incluyo un nuevo término en función de la presión de burbuja del fluido. La ecuación propuesta por Klins es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0,295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \quad (59)$$

Donde:

$$n = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b}\right) \times (1.235 + 0.001 P_b) \quad (60)$$

3.2. POZOS HORIZONTALES

3.2.1. Estado Estable

3.2.1.1. Joshi (1998) Joshi (1988) presenta la siguiente relación considerando el estado estacionario de flujo de petróleo en el plano horizontal y el flujo pseudo-estado estacionario en el plano vertical.

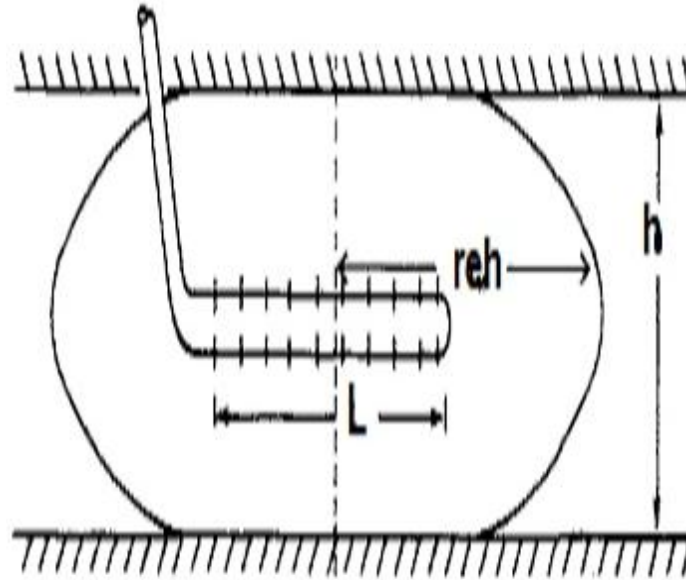
$$(Q_o)h = \frac{K_H * h * (P_e - P_{wf})}{141.2 * B_o * \mu_o \left\{ \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right) + \left[\frac{I_{ani} * h}{L} * \ln \left(\frac{I_{ani} * h}{r_w * (I_{ani} + 1)} \right) \right] \right\} + s} \quad (61)$$

Donde

$$a = \frac{L}{2} * \left(\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{ReH}{\frac{L}{2}} \right)^4} \right)^{0.5} \quad (62)$$

$$I_{ani} = \sqrt{KH / K_v} \quad (63)$$

Figura 6. Representación del flujo de un pozo Horizontal en el modelo de Joshi.



Fuente: Análisis de rendimiento de influjo bifásico en pozos horizontales, Rungtip Kamkom, M.S, Universidad de Texas 2004.

3.2.2. Estado Pseudo-estable

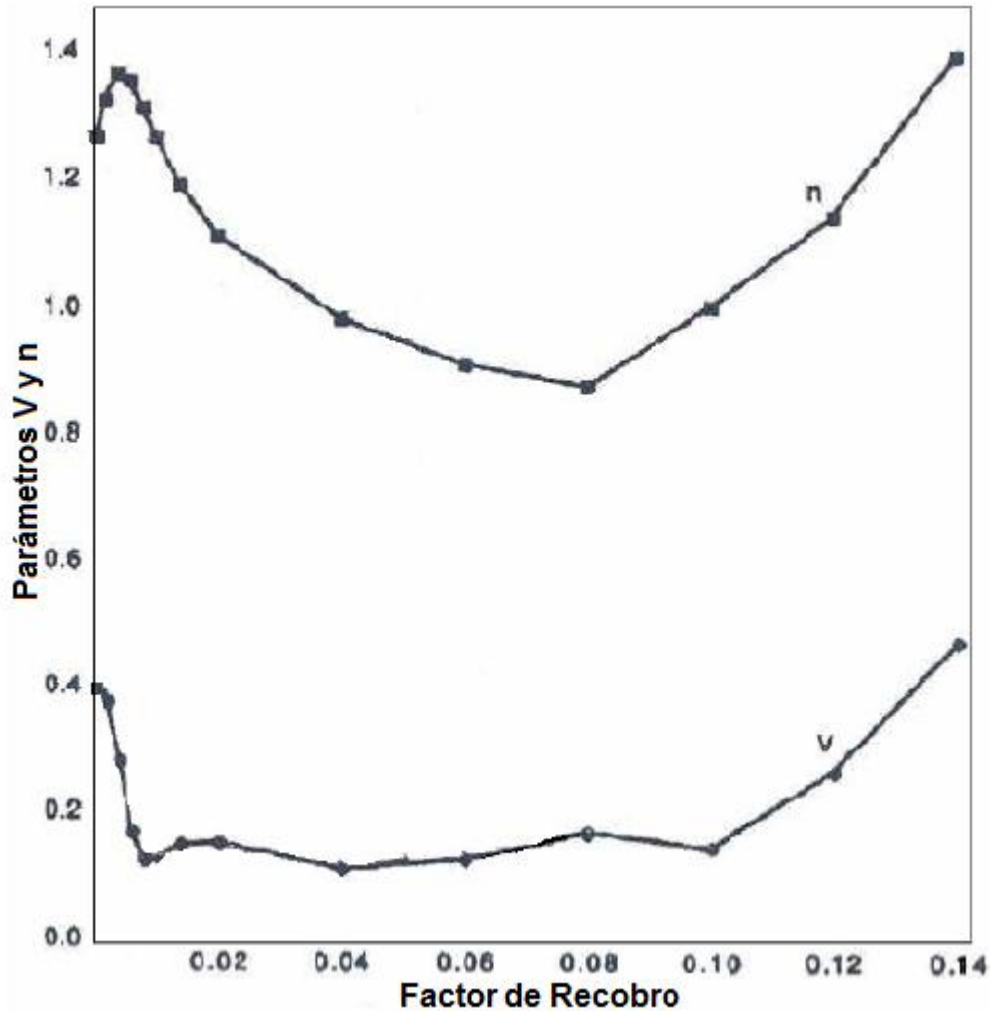
3.2.2.1. Bendakhlia y Aziz En 1989, Bendakhlia y Aziz desarrollaron una ecuación de IPR para pozos horizontales. Sus datos son generados de una simulación de yacimiento. Su modelo físico es un yacimiento en forma de caja con un área de drenaje cuadrada. La permeabilidad es homogénea isotrópica, y la compresibilidad de la formación es constante. En un pozo horizontal es localizado en la mitad del yacimiento, está centrado a media altura y completado a lo largo de la longitud total del yacimiento.

El modelo está dado por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{Q_{oH}}{Q_{o\max}} \right) = \left[1 - V * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^h \quad (64)$$

Donde V y h son parámetros que varían respecto al factor de Recobro, como se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 7. Curva de Parámetros V y n respecto al Factor de Recobro



Fuente: Análisis de rendimiento de flujo bifásico en pozos horizontales, Rungtip Kamkom, M.S, Universidad de Texas 2004.

3.2.2.2. Cheng. Cheng en 1990 genero la inecuación para calcular la curva de IPR para pozos desviados y horizontales. El uso el simulador NIPER de pozos horizontales y desviados para generar curvas IPR y entonces desarrollo una ecuación basada en los resultados de simulación. Su modelo es un yacimiento

rectangular limitado con un pozo en la mitad del yacimiento. El yacimiento es homogéneo e isotrópico con una saturación de agua constante. La saturación de agua es inmóvil durante la producción. Por lo tanto, en el yacimiento solo hay gas y petróleo. Las fuerzas de presión capilar de los fluidos del yacimiento son despreciables.

Este modelo está dado por la siguiente función:

$$\left(\frac{Q_{oH}}{Q_{oMax}}\right) = \left[a_0 - a_1 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - a_2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \right] \quad (65)$$

Los valores de a_0 , a_1 y a_2 , están tabulados, para diferentes ángulos de desviación determinados, la tabla en a continuación muestra dichos valores

Tabla 2. Parámetros a_0 , a_1 , y a_2 , dependiendo Del Angulo de desviación

Angulo de desviación (Grados)	Parámetros		
	a_0	a_1	a_2
0 (vertical)	1.0000	0.2000	0.8000
15	0.9998	0.2210	0.7783
30	0.9969	0.1254	0.8582
45	0.9946	0.0221	0.9663
60	0.9926	-0.0549	1.0395
75	0.9915	-0.1002	1.0829
85	0.9915	-0.1120	1.0942
90 (Horizontal)	0.9885	-0.02055	1.1818

Fuente: Análisis de rendimiento de flujo bifásico en pozos horizontales, Rungtip Kamkom, M.S, Universidad de Texas 2004.

3.2.2.3. Retnanto y Economides Presentaron la ecuación para calcular IPR para flujo en dos fases en pozos horizontales en 1998. El simulador numérico, VIP, fue

usado para generar curvas IPR de pozos horizontales bajo diferentes condiciones, y la correlación para el modelo fue generada basándose en los resultados de la simulación numérica.

La ecuación determinada es:

$$\left(\frac{Q_{oH}}{Q_{omax}}\right) = 1 - 0.25 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.75 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^n \quad (66)$$

Donde

$$n = \left[-0.27 + 1.46 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.96 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \right] * [4 + 1.66E^{-3} * P_b] \quad (67)$$

Se puede evidenciar que n es una variable que depende de la presión de burbuja y la presión del yacimiento.

3.2.2.4. García y Pinto El modelo de García y Pinto está basado en una serie de incógnitas que están determinadas netamente por la gravedad API del aceite. También dado a que es un modelo para pozos desviados tiene en cuenta el SDL que hace referencia al a la variación de grados por cada 100 ft de avance en la perforación.

Está dado por:

$$\left(\frac{Q_{oH}}{Q_{omax}}\right) = 1 - V * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - (1 - V) * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \quad (68)$$

Donde:

$$V = -a * \alpha + b * \alpha + c * m * \left[\left(\frac{P_r}{(P_i)P_b}\right) \right] \quad (69)$$

$\alpha = \text{SDL (}^\circ/100\text{ft)}$

$$a = -7.3098E^{-7} * API^2 + 1.6245E^{-5} * API + 8.1176E^{-5} \quad (70)$$

$$b = 4.7882E^2 * API^2 - 1.3969E^{-3} * API + 1.9645E^{-2} \quad (71)$$

$$c = -1.1312E^{-2} * API^2 + 2.2739E^{-2} * API + 4.3943E^{-1} \quad (72)$$

$$m = -8.9726E^{-3} * API - 1.6429E^{-1} \quad (73)$$

4. POZOS DE GAS

4.1. VERTICAL

4.1.1. Laminar Existe flujo laminar cuando se presenta un movimiento estacionario permanente en cada punto de la trayectoria del fluido, que dice, que las líneas de corriente se deslizan en forma de capas con velocidades suficientemente bajas sin causar remolinos.

4.1.1.1. Darcy La capacidad de entrega de gas por parte del pozo va estar clasificada en fusión a las presiones del yacimiento y del fondo fluyendo en tres regiones.

REGION I

La ecuación de estado estable desarrollado a partir de la ley de Darcy para un fluido incompresible de aceite la cual fue presentada en el capítulo 2. Esa ecuación se puede ajustar para un pozo de gas natural mediante la conversión del factor volumétrico a partir de Bbl/STB a ft^3/SCF , teniendo en cuenta que

$$B_g = \frac{0.0283 Z T}{\frac{(P_r + P_{wf})}{2}} \quad (74)$$

Remplazando y convirtiendo en la ecuación.

$$P_e - P_{wf} = \frac{141.2 \left(\frac{1000}{5.615}\right) (0.0283) Z T \mu q [MSCF/d] \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)}{\left[\frac{(P_e + P_{wf})}{2}\right] k h} \quad (75)$$

Después de reordenamiento y la recolección de los términos, tendríamos.

$$q_g = \frac{k h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 [\mu Z]_{P_{avg}} T \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (76)$$

La ecuación anterior sugiere que una tasa de producción del pozo de gas es aproximadamente proporcional al cuadrado de la diferencia de las presiones. Las propiedades de μ y Z son propiedades medias entre P_r y P_{wf} a una presión promedio (P_{avg}).

$$P_{avg} = \sqrt{\frac{P_r^2 + P_{wf}^2}{2}} \quad (77)$$

Una aproximación similar puede ser desarrollada para el estado pseudo-estable, tiene la forma.

$$q_g = \frac{k h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 [\mu Z]_{P_{avg}} T \left(\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (78)$$

REGION II

En la región anterior fue utilizada la diferencia de cuadrados de las presiones. Sin embargo está limitada y, de hecho, pueden dar lugar a grandes errores en pozos de alta velocidad, o con presiones entre 2000 y 3000 psi; todo esto se puede solucionar utilizando la función de pseudo-presión del gas real de Al-Hussainy y Ramey (1966). $m(p)$, se define como :

$$m(P) = 2 \int_{P_o}^P \frac{P}{\mu Z} dP \quad (79)$$

Donde (P_o) es la presión de referencia y tiene un valor arbitrario (podría ser cero). El diferencial de pseudo-presión $\Delta m(P)$, definida como $m(P_r) - m(P_{wf})$, es entonces la fuerza motriz en el depósito. Para presiones intermedias y en estado estable se puede demostrar que

$$q_g = \frac{k h (m(P_r) - m(P_{wf}))}{1424 T \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \quad (80)$$

Y para estado pseudo-estable

$$q_g = \frac{k h (m(P_r) - m(P_{wf}))}{1424 T \left(\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + S \right)} \quad (81)$$

REGION III

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (P_r - P_{wf})}{[\mu Z]_{P_{avg}} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \quad (82)$$

Para el estado pseudo-estable tiene la siguiente forma.

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (P_r - P_{wf})}{[\mu Z]_{P_{avg}} \left(\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + S \right)} \quad (83)$$

$$P_{avg} = \left(\frac{P_r + P_{wf}}{2} \right) \quad (84)$$

4.1.2. Turbulento Existe un movimiento turbulento cuando la velocidad media lineal excede la velocidad crítica y las partículas siguen trayectoria errática. Estudios experimentales de flujo turbulento, han mostrado que el perfil de la velocidad y el gradiente de presión son muy sensibles a las características del medio el por el cual se está movilizandoo el fluido, esto es representado por medio de (Dq) el efecto de turbulencia donde (D) es el coeficiente no-Darcy, el cual con frecuencia es del orden de 10^{-3} .

4.1.2.1. Darcy Partiendo del modelo de Darcy para flujo laminar mencionado anteriormente y teniendo en cuenta los efectos de turbulencia, los modelos quedarían de la siguiente manera para cada una de las regiones.

REGION I

En estado estable

$$q_g = \frac{k h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 [\mu Z] P_{avg} T \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S + Dq_g \right)} \quad (85)$$

Para el estado pseudo-estable tiene la siguiente forma.

$$q_g = \frac{k h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 [\mu Z] P_{avg} T \left(\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S + Dq_g \right)} \quad (86)$$

Donde

$$P_{avg} = \sqrt{\frac{P_r^2 + P_{wf}^2}{2}} \quad (87)$$

REGION II

En estado estable

$$q_g = \frac{k h (m(P_r) - m(P_{wf}))}{1424 T \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S + Dq_g \right)} \quad (88)$$

Para el estado pseudo-estable tiene la siguiente forma.

$$q_g = \frac{k h (m(P_r) - m(P_{wf}))}{1424 T \left(\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S + Dq_g \right)} \quad (89)$$

REGION III

En estado estable

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (P_r - P_{wf})}{[\mu Z]_{P_{avg}} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S + Dq_g \right)} \quad (90)$$

Para el estado pseudo-estable tiene la siguiente forma

$$q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} k h (P_r - P_{wf})}{[\mu Z]_{P_{avg}} \left(\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + S + Dq_g \right)} \quad (91)$$

Donde

$$P_{avg} = \left(\frac{P_r + P_{wf}}{2} \right) \quad (92)$$

4.1.2.2. Método simplificado En 1936, Rawlins y Schellhardt, presentaron la siguiente ecuación para pozos de gas en estado pseudo-estable:

$$q = C * (Pr^2 - Pwf^2) \quad (93)$$

Como la ley de Darcy para un fluido compresible, donde “C” contiene todos los términos diferentes de la presión; como la viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, la temperatura de la formación, etc. Rawlins y Schellhardt, describen que en esta ecuación, la Krg era responsable por la turbulencia normalmente presente en pozos de gas, entonces modificaron la ecuación con un exponente “n”:

$$q = C * (Pr^2 - Pwf^2)^n \quad (94)$$

El exponente “n” puede variar de 1.2 para flujo completamente laminar y 0.5 para un flujo completamente turbulento. Si los valores para el coeficiente de flujo C y exponente n puede ser determinado por el régimen de flujo, para cualquier valor de Pwf, puede ser calculado, el caudal y se puede construir la curva del

comportamiento de flujo de entrada. Un parámetro comúnmente usado para ver el potencial cuando la $P_{wf}=0$, es llamado Potencial Absoluto de Flujo Abierto (AOF), el cual es definido como el máximo caudal que un pozo de gas produciría sin contrapresión.

El método simplificado puede utilizar datos de test point para determinar los respectivos valores de C y de n, es importante recordar que un test point es una prueba de pozo donde a diferentes presiones se miden los caudales de gas respectivos.

Para poder dar solución a la siguiente ecuación

$$q = C * (Pr^2 - P_{wf}^2)^n \quad (95)$$

Se utilizan los datos obtenidos en los test point para determinar los valores de C y de n, y sus ecuaciones son:

$$n = \frac{\text{Log}(Qg_2) - \text{Log}(Qg_1)}{\text{Log}(Pr^2 - P_{wf_2}^2) - \text{Log}(Pr^2 - P_{wf_1}^2)} \quad (96)$$

$$C = \frac{Qg_1}{(Pr^2 - P_{wf_1}^2)^n} \text{ o } \frac{Qg_2}{(Pr^2 - P_{wf_2}^2)^n} \quad (97)$$

Otra de las maneras de poder determinar el valor de C, puede ser por medio de las propiedades petrofísicas del yacimiento de la siguiente manera

$$C = \frac{k * h}{1422 * T * (\mu_g * Z) P_{avg} [\text{Ln}(r_e / r_w) - 3/4 + s]} \quad (98)$$

Donde

$$P_{avg} = \sqrt{\frac{Pr^2 + P_{wf}^2}{2}} \quad (99)$$

La P_{avg} , es necesaria para que las propiedades de la viscosidad (μ) y el factor de compresibilidad (Z) sean leídas entre los valores de la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

En el caso de que no se desee determinar de esa manera los respectivos valores de C y n , se requiere entonces de datos de pruebas de producción en las cuales se tenga valores respectivos de presión y caudal de gas, posteriormente se tomaran dichos valores y se hallara una solución por medio del uso de métodos numéricos

4.1.2.3. Jones, Blount and Glaze En 1976 Jones, Blount y Glaze, sugieren un procedimiento de análisis que permite determinar el efecto de turbulencia o no, que se presenta en el completamiento de pozos independiente del efecto de daño, flujo laminar y estado estable y pseudo-estable. El procedimiento también avala el coeficiente de flujo laminar A , y el efecto de daño si el producto $k h$ es conocido.

La ecuación presentada por Jones es:

$$\frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{q_g} = A + Bq_g \quad (100)$$

Donde para estado estable:

$$B = \frac{1422 * T * \mu_g * Z}{k * h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad (101)$$

$$A = \frac{3.161 \times 10^{-12} * \gamma_g * Z * T * \beta}{h^2 r_w} \quad (102)$$

Para estado Pseudo-estable:

$$B = \frac{1422 * T * \mu_g * Z}{k * h} \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad (103)$$

$$A = \frac{3.161 \times 10^{-12} * \gamma_g * Z * T * \beta}{h^2 r_w} \quad (104)$$

Donde:

$$\beta = \frac{2.329 \times 10^{-10}}{k^{1,2}} \quad (105)$$

El primer término de lado derecho (A) es la caída de presión de flujo laminar o flujo Darcy, en cuanto al segundo término (B), es la caída de presión adicional debido a la turbulencia. B hace referencia al coeficiente de velocidad.

Los valores de A y de B, de no tenerlos, se pueden determinar por medio de una serie de datos de pruebas de producción, y por medio de aplicación de solución de ecuaciones con métodos numéricos.

4.1.2.4. LIT (Laminar-Inercia-Turbulencia) Todos los métodos previamente descritos para predecir el comportamiento IPR de un pozo de gas, requieren de por lo menos una prueba realizada por un tiempo suficientemente largo para encontrar la estabilización.

Este tiempo puede ser demasiado grande para un reservorio de baja permeabilidad, especialmente si el pozo está drenando un área grande. Algunos métodos han sido propuestos para obtener la ecuación de IPR sin una prueba estabilizada.

El método LIT propone dar solución al modelo de Jones, Blount and Glaze por medio del uso de la ecuación de solución general para funciones cuadradas también conocida como mínimos cuadrados, despejando el Qg, también presenta una diferencia en la forma en que obtienen los coeficientes A y B de la ecuación estabilizada que indican tipo de flujo laminar y turbulento respectivamente.

Cabe resaltar que este modelo está dividido en tres regiones que dependen de la presión, estas divisiones son las mismas que se tienen del modelo de Darcy para pozos de gas en flujo turbulento, además de que este modelo (LIT) sirve para pozos de gas en estado estable y estado pseudo-estable.

a. Región I (baja Presión) cuando $Pr < 2000$ psi

$$Q_g = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4*b_1*(Pr^2 - Pwf^2)}}{2*b_1} \quad (106)$$

Para estado estable a_1 es:

$$a_1 = \left(\frac{1422*T*(\mu_g*Z_g)P_{avg}}{k*h} \right) * [Ln(r_e/r_w) + s] \quad (107)$$

Para estado Pseudo-estable a_1 es:

$$a_1 = \left(\frac{1422*T*(\mu_g*Z_g)P_{avg}}{k*h} \right) * \left[Ln(r_e/r_w) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (108)$$

$$b_1 = \left(\frac{1422*T*(\mu_g*Z_g)P_{avg}}{k*h} \right) * D \quad (109)$$

Donde:

$$P_{avg} = \sqrt{\frac{(Pr^2 + Pwf^2)}{2}} \quad (110)$$

b. Región II (Presión Intermedio) cuando $2000 \leq Pr \leq 3000$ psi

$$Q_g = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4*b_1*(\psi_r^2 - \psi_wf^2)}}{2*b_1} \quad (111)$$

Para estado estable a_1 es:

$$a_1 = \left(\frac{1422 * T}{k * h} \right) * [Ln(re/rw) + s] \quad (112)$$

Para estado Pseudo-estable a_1 es:

$$a_1 = \left(\frac{1422 * T}{k * h} \right) * \left[Ln(re/rw) - 3/4 + s \right] \quad (113)$$

$$b1 = \left(\frac{1422 * T}{k * h} \right) * D \quad (114)$$

c. Región III (Presión alta) cuando $Pr > 3000$ psi

$$Qg = \frac{-a_2 + \sqrt{a_2^2 + 4 * b_2 * (Pr - Pwf)}}{2 * b_2} \quad (115)$$

Para estado estable a_2 es:

$$a_2 = \left(\frac{1422 * T * (\mu_g * Z_g) P_{avg}}{k * h} \right) * [Ln(re/rw) + s] \quad (116)$$

Para estado Pseudo-estable a_2 es:

$$a_2 = \left(\frac{1422 * T * (\mu_g * Z_g) P_{avg}}{k * h} \right) * \left[Ln(re/rw) - 3/4 + s \right] \quad (117)$$

$$b_2 = \left(\frac{1422 * T * (\mu_g * Z_g) P_{avg}}{k * h} \right) * D \quad (118)$$

Donde:

$$P_{avg} = \left(\frac{Pr + Pwf}{2} \right) \quad (119)$$

Para las 3 regiones se tiene que:

$$D = \frac{F * k * h}{1422 * T} \quad (120)$$

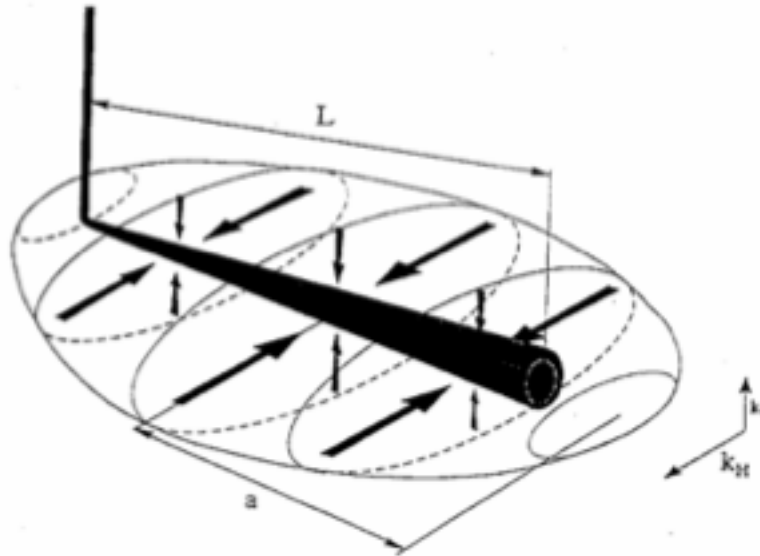
$$F = 3.161 * E^{-12} * \left(\frac{\beta * T * \gamma_g}{\mu_g * h^2 * rw} \right) \quad (121)$$

$$\beta = 1.88 * E^{-10} * k^{-1.447} * \phi^{-0.53} \quad (122)$$

4.2. HORIZONTAL

Un pozo horizontal de longitud L que atraviese un yacimiento con permeabilidad horizontal Kh y la permeabilidad vertical Kv, crean un modelo de drenaje diferente a un pozo vertical con una mayor área de flujo y una menor presión diferencial. La Figura. 3.14 nos muestra el patrón de flujo junto con las más importantes variables que afectan el comportamiento del pozo. La forma del drenaje es elipsoidal, con el eje a la mitad de drenaje del elipsoide.

Figura 8. Representación de Flujo a Través de un pozo Horizontal



Fuente: Análisis de rendimiento de influjo bifásico en pozos horizontales, Rungtip Kamkom, M.S, Universidad de Texas 2004.

Es muy importante considerar la anisotropía de la permeabilidad vertical en los pozos horizontales. Mientras más grande sea la permeabilidad vertical, más alto es el índice de productividad de un pozo horizontal. La permeabilidad vertical baja puede dar pozos horizontales poco atractivos para cualquier inversión.

A menudo ignorado, pero importante, es el problema de la anisotropía de permeabilidad horizontal. Un pozo normal perforado a lo largo de la permeabilidad horizontal, sería mucho mejor que un pozo perforado en cualquier dirección arbitraria o normal a la permeabilidad horizontal más pequeña.

4.2.1. Laminar

4.2.1.1. Darcy Este modelo es análogo al de Darcy pero puede ser escrita para un pozo horizontal, el comportamiento para un pozo horizontal en un reservorio de gas en estado estable es el siguiente:

$$q_g = \frac{k_H h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left(\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \frac{I_{ani} h}{L} \left\{ \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) \right\} \right)} \quad (123)$$

Para el estado pseudo-estable

$$q_g = \frac{k_H h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left(\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \frac{I_{ani} h}{L} \left\{ \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) - \frac{3}{4} \right\} \right)} \quad (124)$$

Donde

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (125)$$

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_e H}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad (126)$$

4.2.2. Turbulento

4.2.2.1. Darcy Teniendo en cuenta el efecto de la turbulencia, el comportamiento para un pozo horizontal en un reservorio de gas en estado estable es el siguiente:

$$q_g = \frac{k_H h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left(\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \frac{I_{ani} h}{L} \left\{ \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) + D q_g \right\} \right)} \quad (127)$$

Para el estado pseudo-estable

$$q_g = \frac{k_H h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left(\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \frac{I_{ani} h}{L} \left\{ \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) - \frac{3}{4} + D q_g \right\} \right)} \quad (128)$$

Donde

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (129)$$

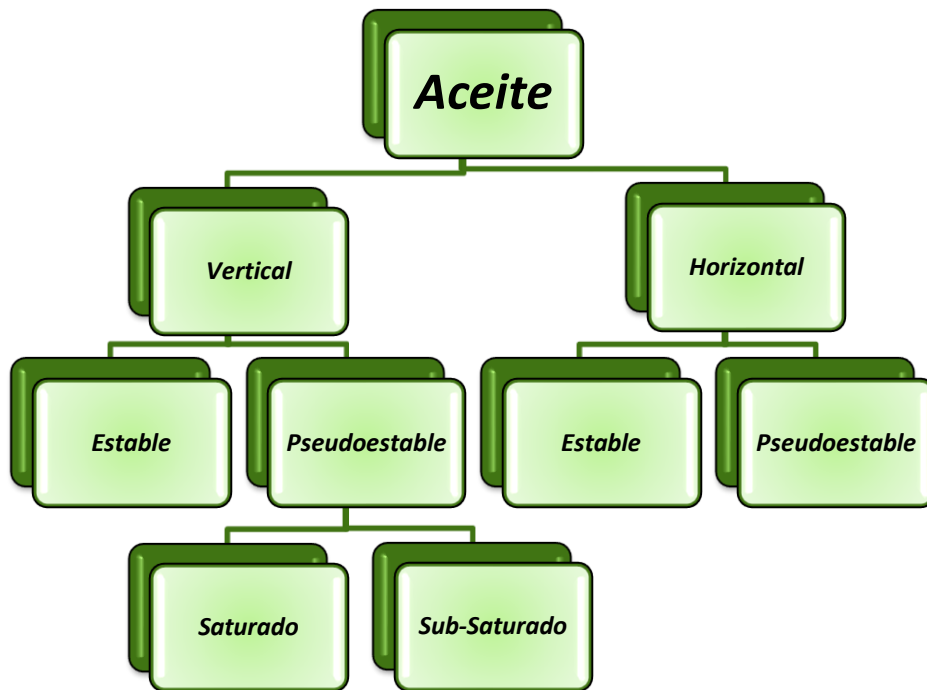
$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_e H}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad (130)$$

5. MANUAL DE LA HERRAMIENTA

Se diseñó una herramienta con un fin netamente estudiantil, para que los estudiantes de ingeniería de petróleos y carreras afines tengan más herramientas para su aprendizaje, a la vez que el docente puede guiar de una mejor manera. Esta se ha diseñado de la manera más sencilla posible para poder ser ejecuta con mucha facilidad. Cabe resaltar que para su óptima ejecución el ordenador donde se va a correr la herramienta debe tener instalado JAVA.

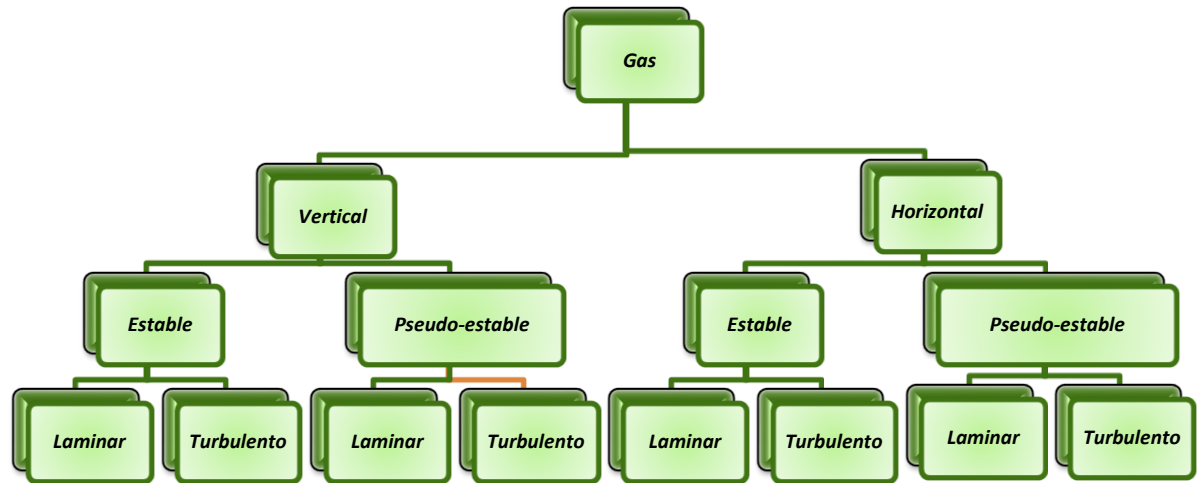
La herramienta cuenta con algunos de los modelos más conocidos para el desarrollo de curvas IPR's, todos estos se clasificaron bajo ciertos parámetros de selección que se organizaron en diferentes niveles, **Figura 9 y 10**

Figura 9. Representación Jerárquica de la Herramienta pozos de Aceite



Fuente: Los Autores

Figura 10. Representación Jerárquica de la Herramienta pozos de Gas



Fuente: Los Autores

Después de llegar al final de los posibles caminos de selección que nos brinda la herramienta podremos seleccionar uno de los modelos posibles a utilizar bajo los parámetros o niveles seleccionados.

5.1. FORMA DE ACCEDER A LOS MODELOS.

Para acceder a cada uno de los modelos a través de los diferentes modelos, existen de dos formas:

5.1.1 Barra superior Por medio de la barra superior, se debe seleccionar la opción archivo, ubicada a mano izquierda sobre esta barra. **Figura 11**

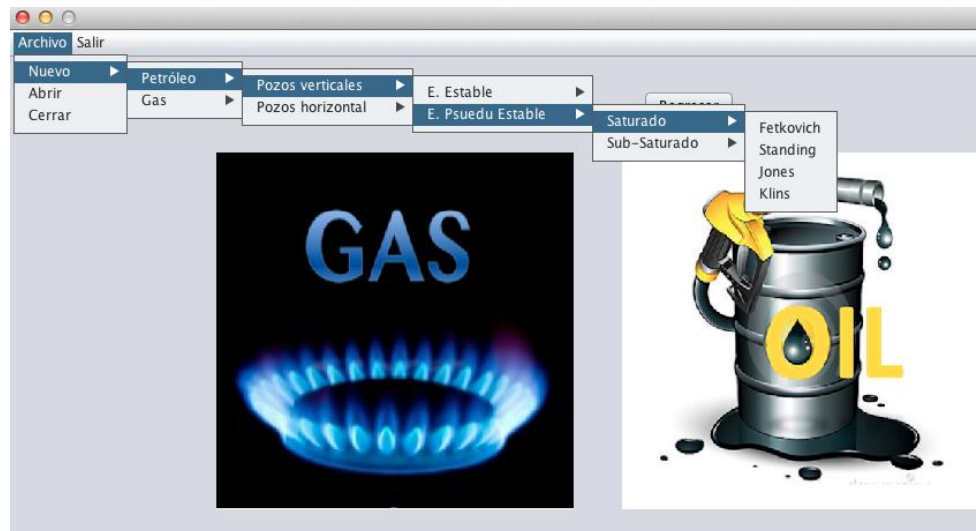
Figura 11. Representación Portada de la Herramienta



Fuente: Los Autores

Al darle click sobre esta opción se abre una bandeja principal donde se debe seleccionar la opción nueva la cual desplegar una serie de bandejas que permiten el acceso progresivo a través de los niveles. Figura 12

Figura 12. Representación Escogencia de Modelo por medio de Archivo



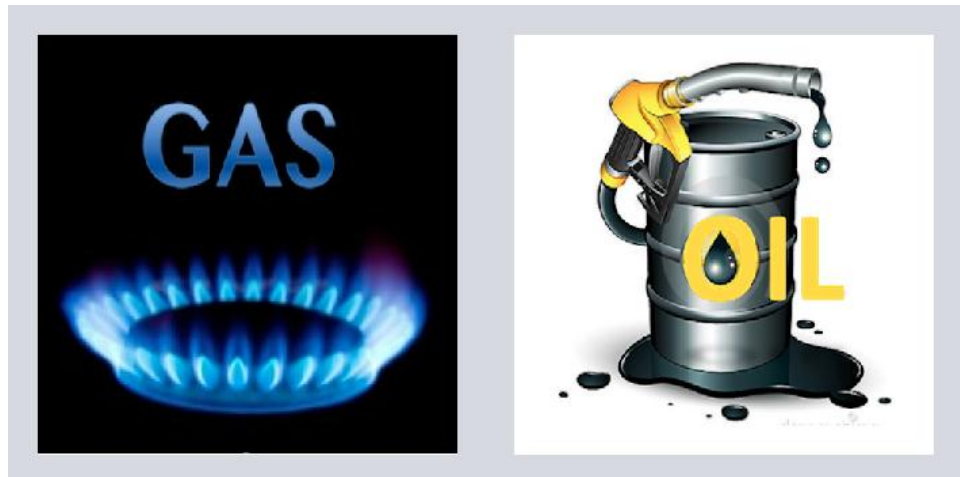
Fuente: Los Autores

Animaciones

Esta forma de ingresar a los modelos de IPR con los que cuenta la herramienta se hace avanzando en los niveles de selección a través de imágenes.

El primer nivel con el cual cuenta la herramienta como se muestra en el diagrama de la (Figura 8) es tipo de fluido, que puede ser gas o aceite (oil). **Figura 13**

Figura 13. Imágenes pozos de Aceite y Gas



Fuente: Los Autores

El siguiente nivel con el que cuenta la herramienta es el tipo de pozo, que pueden ser verticales u horizontales. Figura 14.

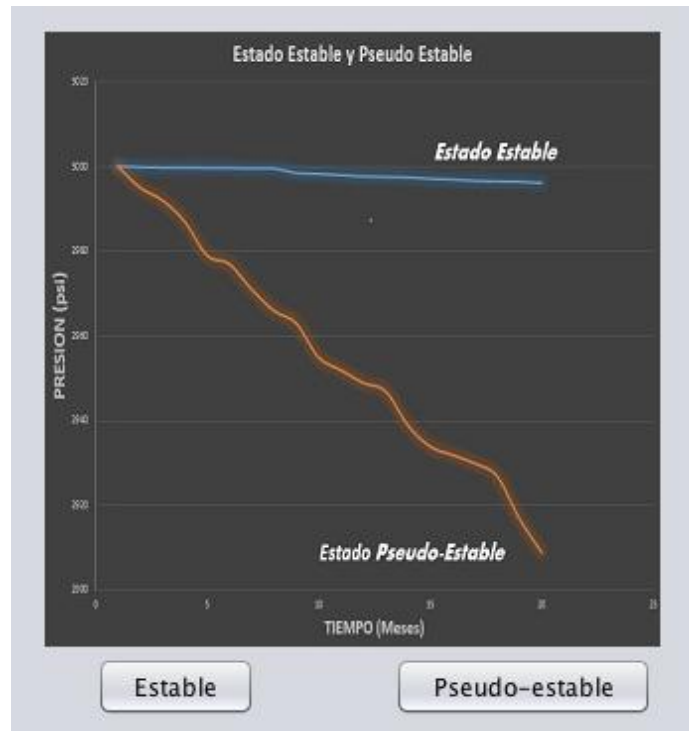
Figura 14. Imágenes pozo Horizontal o Vertical



Fuente: Los Autores

Continuo a esto se debe seleccionar el estado en el cual se encuentra el yacimiento, que puede ser estado estable o Pseudo-estable. Para seleccionar uno de estos estados se debe dar clic sobre uno de los botones, los cuales se encuentra ubicados en la parte inferior de la imagen como se muestra en la Figura 15.

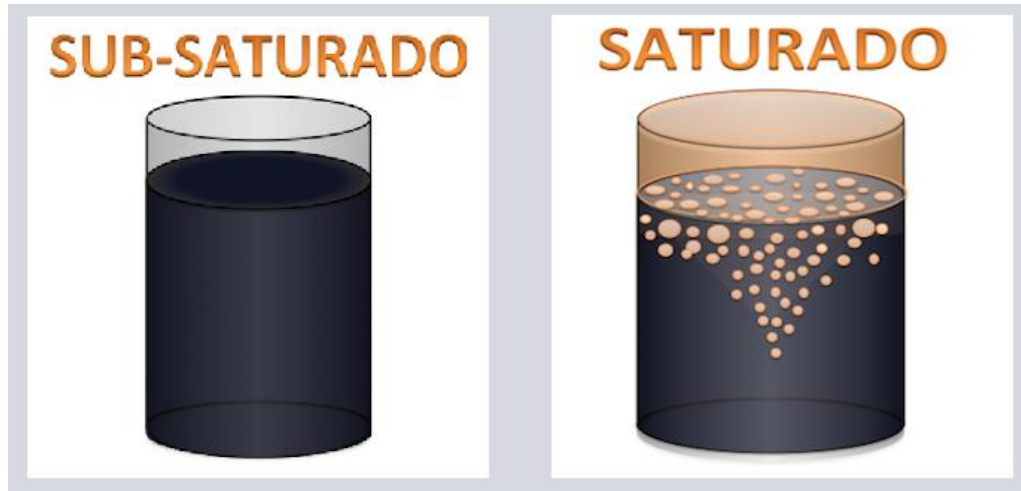
Figura 15. Representación estado Estable y Pseudo-estable



Fuente: Los Autores

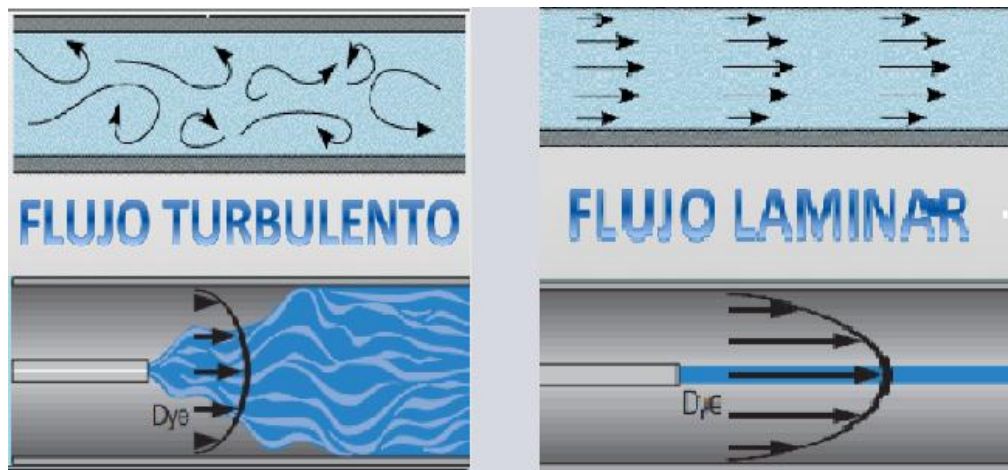
El siguiente nivel de selección depende directamente del tipo de fluido que se seleccionó en el primer nivel, si se seleccionó aceite el siguiente parámetro será saturación como se muestra en la Figura 16, y si el fluido seleccionado fue gas el siguiente nivel de selección es el tipo de flujo, el cual puede ser laminar o turbulento Figura 17.

Figura 16. Representación yacimiento saturado y sub-saturado



Fuente: Los Autores

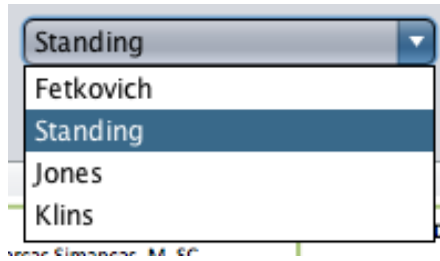
Figura 17. Representación Flujo laminar y flujo turbulento



Fuente: Los Autores

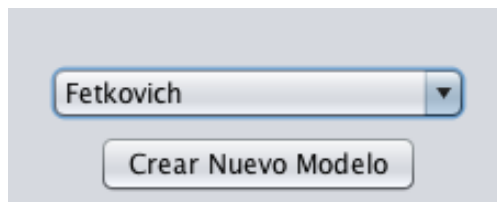
Lo último sería seleccionar el modelo que se quiere utilizar, esto se hace con una bandeja que se despliega en la parte inferior como se muestra en la Figura 18. Y para acceder a este modelo se debe dar clic sobre el botón (crear modelo) después de haberlo seleccionado. Figura 19.

Figura 18. Imagen para selección de modelos



Fuente: Los Autores

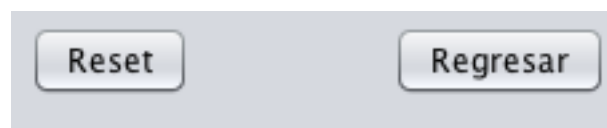
Figura 19. Imagen con modelo seleccionado



Fuente: Los Autores

La herramienta también cuenta con dos botones adicionales los cuales facilitan la selección del modelo que se quiere utilizar, uno de ellos es el botón (Regresar) el cual me permite devolverme en los niveles de selección, y el botón (Reset) el cual me lleva a el primer nivel de selección, independiente del nivel en el cual me encuentre. Figura 20.

Figura 20. Botones de Regresar y Reset de la Herramienta

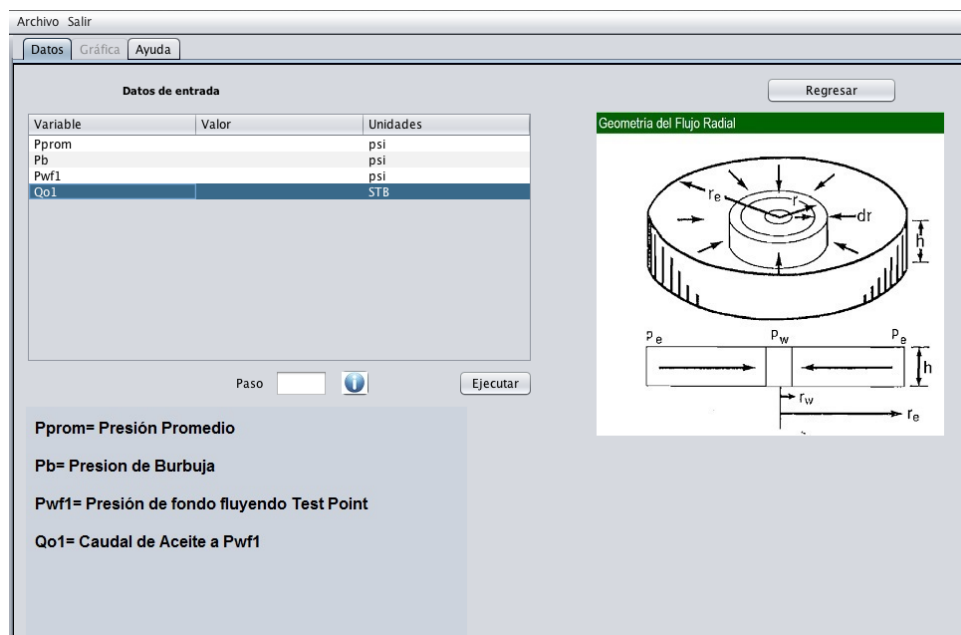


Fuente: Los Autores

5.2. MODELOS

Todos los modelos cuenta con tres principales pestañas, para facilitarnos su entendimiento, ejecución e interpretación, estas son: Datos, gráfica y ayuda, las cuales se encuentran en la parte superior a mano izquierda, como se muestra en la **Figura 21**.

Figura 21. Representación portada de uno de los modelos



Fuente: Los Autores

5.2.1 Datos En esta pestaña se divide en tres principales áreas

5.2.1.1 Imágenes de apoyo Esta área se encuentra a mano derecha, la cual es un área de apoyo donde dependiendo del modelo tendrá graficas o tablas correspondientes al modelo que se está ejecutando. **Figura 22** y **Figura 23**.

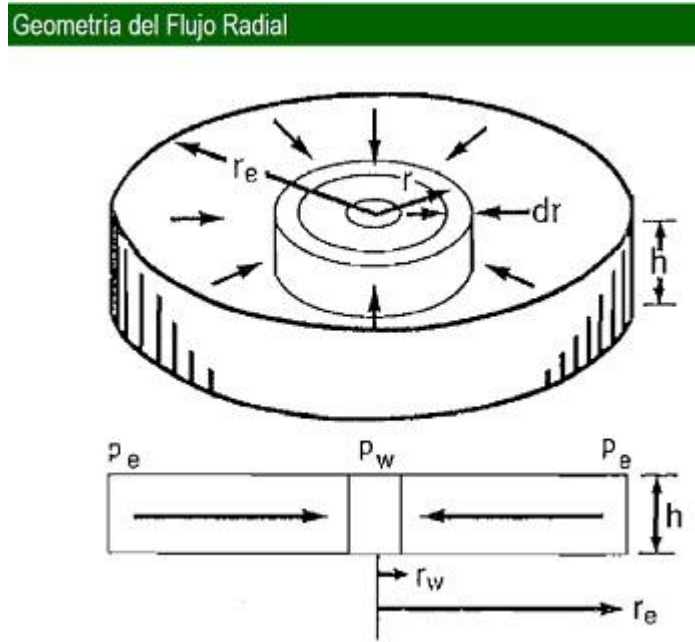
Figura 22. Tabla de apoyo modelo de Cheng

Angulo de desviación (Grados)	Parámetros		
	a_0	a_1	a_2
0 (vertical)	1.0000	0.2000	0.8000
15	0.9998	0.2210	0.7783
30	0.9969	0.1254	0.8582
45	0.9946	0.0221	0.9663
60	0.9926	-0.0549	1.0395
75	0.9915	-0.1002	1.0829
85	0.9915	-0.1120	1.0942
90 (Horizontal)	0.9885	-0.02055	1.1818

Fuente: *Análisis de rendimiento de inyección bifásica en pozos horizontales*, **Ruplo Kazkoo**, M.S, Universidad de Texas 2004.

Fuente: Los Autores

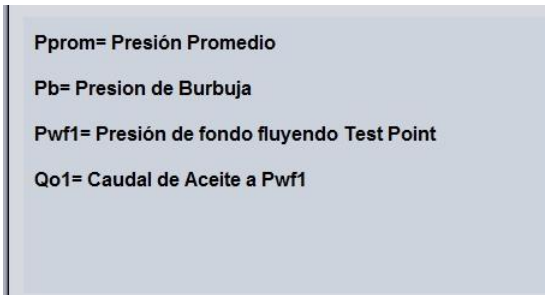
Figura 23. Imagen de apoyo geometría de flujo radial



Fuente: Los Autores

5.2.1.2 Variables Lo encontramos en la parte inferior al lado izquierdo, en esta se indica el significado de cada una de las variables de los datos de entrada. Figura 24.

Figura 24. Imagen explicación de variables



Fuente: Los Autores

5.2.1.3 Datos de entrada En la parte superior a mano derecha, se encuentra el área de datos de entrada donde se ingresan el valor de las variables que requiere el modelo, estas variables pueden ser de propiedades del fluido y el yacimiento. Figura 25, o pueden ser pruebas de flujo o test point. Figura 26.

Figura 25. Representación datos de entrada


Datos de entrada		
Variable	Valor	Unidades
Pyac		psi
Ko		mD
h		Ft
Bo		rBL/STB
Uo		cp
re		Ft
rw		Ft
S		

Calculador S Paso  Ejecutar

Fuente: Los Autores

Figura 26. Representación solicitud datos de entrada por medio de pruebas de pozo

Presiones	Caudales

Paso 

Fuente: Los Autores

5.2.1.4. Botones adicionales. Cada uno de los modelos cuenta con botones que nos facilitan el ingreso de variables.

- Existen algunos modelos como los de Darcy en los cuales una de las variables de entrada es el daño (S), la herramienta permite el cálculo de esta variable dependiendo del tipo de completamiento con el que cuente el pozo y en base a otros parámetros calcula esta variable. **Figura 26.** Para acceder a este módulo de la herramienta se debe dar clic sobre el botón (calcular S) el cual se encuentra ubicado en la parte inferior de la tabla de datos de entrada, como se puede apreciar en la **Figura 24.**

Figura 27. Imagen datos de entrada para determinar el daño

The image shows a software window titled "Completamiento" with sub-tabs "Gráfica" and "Ayuda". The main content is organized into several sections:

- Tipo de completamiento:** Four radio buttons: "Hueco abierto", "Hueco abierto-empaquetado con grava", "Perforado", and "Perforado y empaquetado con grava". The last option is selected.
- Penetración parcial Spp:** Fields for "Profundidad", "Intervalo completa...", "Radio del pozo", "Permeabilidad del yacimi...", and "Permeabilidad Vertical".
- Zona dañada Sd:** Fields for "Permeabilidad" and "Diametro".
- Perforación Sp:** Fields for "Diametro de la zona comp...", "Permeabilidad de la zona com...", "Diametro de la perforación", "Prof. cañoneo", and "Den. perfora...".
- Empaquetamiento de Grava (Sg Ope...):** Fields for "Permeabilidad de la grava", "Radio pantalla", and "Radio de drenaje del yac...".
- Desviación S teta:** Field for "Ángulo".
- Empaquetamiento de Grava (Sg g...):** Fields for "Permeabilidad de la g...", "Radio pantalla", "Radio de interno del ...", and "Longitud del tunel".

At the bottom, there are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

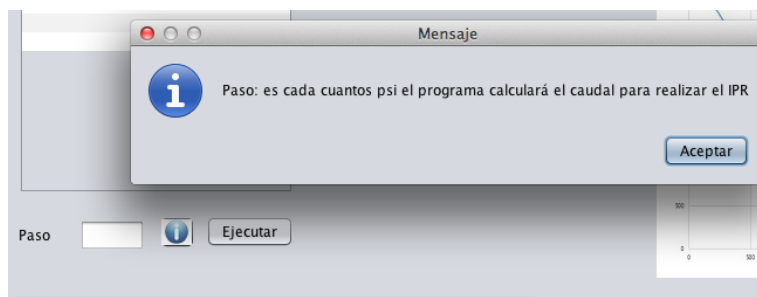
Fuente: Los Autores

Este módulo cuenta con cuatro tipos de completamiento: hueco abierto, perforado, hueco abierto y empaquetado con grava, y perforados y empaquetado con grava.

- Cuando los datos de entrada del modelo son pruebas de flujo se debe ingresar por lo menos dos puntos de prueba, pero se pueden agregar más para hacer más exacto el comportamiento, existen dos botones que permiten agregar o quitar número de puntos en la prueba, estos se encuentran ubicados a el lado derecho de la tabla de datos de entrada, como se puede observar en la Figura 25.
- En cada uno de los modelos existe una variable a ingresar, esta es el paso, en la cual se debe ingresar el valor de cada cuanto se quiere calcular el caudal en

función de la presión para realizar la curva del IPR, esta variable se encuentra ubicada en la parte inferior de la tabla de datos de entrada como se muestra en la Figura 24 y 25, en caso tal el usuario no digite un valor la herramienta por defecto realiza el cálculo cada 100 psi. Al darle clic sobre la imagen que se encuentra al lado derecho del ingreso de esta variable aparece una ventana en la cual indica el significado de esta. Figura 28.

Figura 28. Información significado del paso en la herramienta.



Fuente: Los Autores

- Dentro de esta pestaña datos existen dos botones más, uno es el de (Ejecutar), el cual se encuentra ubicado en la parte inferior de la tabla de datos de entrada, y es el botón de arranque para que la herramienta inicie hacer los cálculos necesarios para construir la curva IPR. El otro botón es (Regresar) y se encuentra ubicado en la parte superior y a mano derecha, y me permite salirme del modelo y volver a los niveles de selección. Figura 21.

5.2.2 Grafica. Esta pestaña nos brinda los resultados esperados por cada uno de los modelos IPR, en esta pestaña podemos encontrar la curva IPR y una tabla con los valores calculados con los cuales se construyó la gráfica. Figura 29.

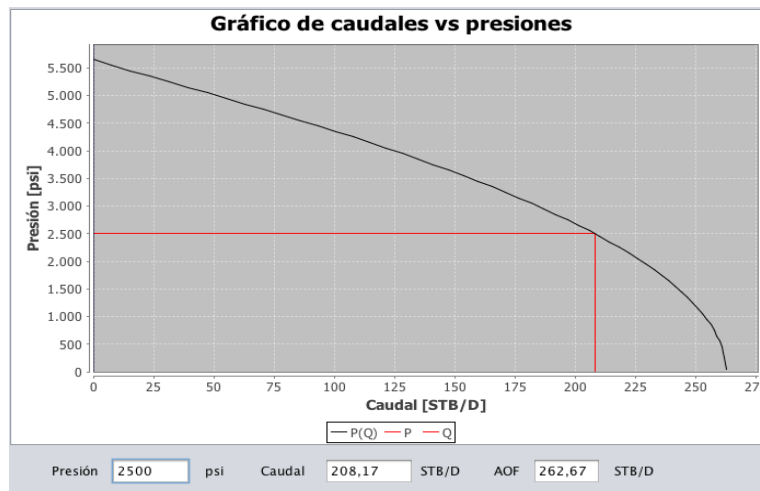
Figura 29. Representación de la graficas de la herramienta



Fuente: Los Autores

En la parte inferior de esta pestaña encontramos celdas, una de ella es el AOF el cual es el caudal máximo que nos puede aportar el pozo, cuando la presión de fondo fluyendo (Pwf) es igual a cero. Las otras dos celdas es un punto adicional con el que cuenta la herramienta, el cual nos permite calcular de una manera rápida y sencilla el valor de un caudal con una presión dada o viceversa, al mismo tiempo nos muestra gráficamente esos cálculos. Figura 30.

Figura 30. Representación gráfica de valor de caudal a una presión específica



Fuente: Los Autores

5.2.3 Ayuda. Esta pestaña nos brinda la información del modelo que se está ejecutando, una breve reseña del modelo, ecuaciones, tablas y gráficas. Figura 31.

Figura 31. Visualización de ayuda de la herramienta para un modelo en específico

Datos Gráfica **Ayuda**

Fetkovich

Además de las anteriores ecuaciones, Fetkovich generalizo su modelo para poderlo desarrollar cuando se tiene información de test points, los que facilitan la obtención de la curva IPR dado a que se requiere menos información de las características petrofísicas del yacimiento. Dicho modelo está dado por la siguiente ecuación:

$$Qo = C * (Pr^2 - Pwf^2)^n$$

Donde:

$$C = \frac{C1 + C2}{2}$$

$$C1 = \frac{Qo1}{(Pr^2 - Pwf1^2)^n}$$

$$C2 = \frac{Qo2}{(Pr^2 - Pwf2^2)^n}$$

$$n = \frac{\log(Qo1/Qo2)}{\log\left[\frac{Pr^2 - Pwf1^2}{Pr^2 - Pwf2^2}\right]}$$

Una "n" menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente "C" representa el índice de productividad del reservorio. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementa.

En el caso de que se presenten más de dos valores de caudales y de presión respectivamente, se determinara los

Fuente: Los Autores

6. COMPARACIÓN DEL LA HERRAMIENTA CON UNA COMERCIAL (PIPESIM)

Uno de los objetivos planteados por la tesis es la comparación de la herramienta elaborada con una herramienta comercial, para este caso la herramienta PIPESIM. Los modelos que se van a comparar son aquellos que se puede determinar la curva IPR por medio de datos de entrada de pruebas de presión lo que no permite comparar el modelo de Joshi para pozos horizontales, que es el único método que tiene PIPESIM en pozos horizontales para comparar.

En los modelos se tendrán en cuenta los valores de caudales a diferentes presiones, y compararlos entre ellos, donde se determina un error promedio de la herramienta considerando como valor verdadero la dada por la herramienta PIPESIM. Posteriormente se determinara una desviación media de los valores de PIPESIM y de la herramienta desarrollada, dicha desviación se utilizara para determinar el error total aproximado que se tiene de una herramienta respecto a la otra.

Se debe tener en cuenta que no se conocen los métodos numéricos desarrollados por la herramienta comercial PIPESIM, por consiguiente ese es un factor importante en la diferencia de los datos obtenidos de las dos herramientas. Los métodos numéricos de la herramienta desarrollada se compararon con la herramienta CurveExpert y se desarrolló basado en la teoría del libro métodos numéricos para ingeniería quinta edición de Steve C. Chapra y Raymond P. Canale.

6.1. MODELO DE FETKOVICH

El primer modelo que se comparo fue el modelo de Fetkovich, con los siguientes datos de entrada de pruebas de presión:

Tabla 3. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Fetkovich

PRUEBA DE PRESION	
PRESION (PSI)	CAUDAL (STBD)
3500	173
3000	205
2500	231
2000	253
1500	270
1000	282

Fuente: Los Autores

De ahí se obtiene la curva IPR de las dos herramientas de las cuales se obtuvieron valores de caudales a determinadas presiones, y de ahí se determinó el valor aproximado de error.

Tabla 4. Comparación del modelo de Fetkovich con la herramienta y PIPESIM

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
FETKOVICH		FETKOVICH		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (STBD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (STBD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
4000	0	4000	0	0
3884,06	83,3	3884,06	102,94	23,57743097
3652,17	124,96	3652,17	149,91	19,96638924
3391,3	160,82	3391,3	180,3	12,11292128
3159,42	183,96	3159,42	199,72	8,5670798
2869,57	211,73	2869,57	218,45	3,173853493
2521,74	283,96	2521,74	235,72	16,98830821

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
FETKOVICH		FETKOVICH		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (STBD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (STBD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
2405,08	242,97	2405,08	240,57	0,987776269
2289,86	251,07	2289,86	244,97	2,429601306
1681,6	276,53	1681,16	263,07	4,867464651
811,59	296,2	811,59	277,55	6,296421337
0	305,45	0	281,68	7,781961041
MEDIA	220,0863636	MEDIA	217,7163636	<u>1,076849997</u>

Fuente: Los Autores

En la tabla se puede observar los valores obtenidos de caudales en las presiones determinadas, de ahí la determinación del porcentaje de error y la desviación media de los dos modelos determinando un error de desviación media entre los valores reales (PIPESIM) y los de la herramienta. En este caso el error es del 1,07 por ciento.

De esta manera se compararon 4 modelos más, que son todos los de la herramienta PIPESIM que grafican por medio de datos de entrada de pruebas de pozo.

6.2. MODELO DE JONES

Los datos de entrada de la prueba de presión son los siguientes:

Tabla 5. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Jones

PRUEBA DE PRESION	
PRESION (PSI)	CAUDAL (STBD)
3500	17
3000	20
2500	22
2000	24
1500	26
1000	28

Fuente: Los Autores

Los datos obtenidos por medio de las gráficas IPR obtenidas son:

Tabla 6. Comparación del modelo de Jones con la herramienta y PIPESIM

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
JONES		JONES		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (STBD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (STBD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
3846,15	7,28	3846,15	14,32	96,7032967
3641,03	10,69	3641,03	15,95	49,20486436
3589,74	11,26	3589,74	16,31	44,84902309
3358,97	13,91	3358,97	17,81	28,03738318
2846,15	18,67	2846,15	20,58	10,23031601
2564,1	20,79	2564,1	21,9	5,339105339
2230,77	23,44	2230,77	23,32	0,511945392
1923,08	25,16	1923,08	24,53	2,503974563
1358,97	28,34	1358,97	26,57	6,245589273
769,23	31,39	769,23	28,5	9,206753743
333,33	33,51	333,33	29,82	11,01163832
205,13	34,04	205,13	30,2	11,28084606
MEDIA	23,49818182	MEDIA	24,52818182	4,383317858

Fuente: Los Autores

El error determinado por medio de las desviaciones medias de la herramienta es de 4,38 por ciento.

6.3. MODELO DE JONES, BLOUNT AND GLAZE

Los datos de entrada de la prueba de presión son los siguientes:

Tabla 7. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Jones, Blount and Glaze

PRUEBA DE PRESION	
<i>PRESION (PSI)</i>	<i>CAUDAL (MMSCFD)</i>
1800	39
1500	59
1200	71
900	80
600	85
300	88

Fuente: Los Autores

Los datos obtenidos por medio de las gráficas IPR obtenidas son:

Tabla 8. Comparación del modelo de Jones, Blount and Glaze con la herramienta y PIPESIM

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
JONES GAS		JONES, BLOUNT AND GLAZE		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
2000	0	2000	0	0
1782,61	22,24	1782,61	40,51	82,14928058
1538,46	44,08	1538,46	57,01	29,33303085
1434,78	51,36	1434,78	62,14	20,98909657
1376,81	56,62	1376,81	64,69	14,25291416
1289,86	62,28	1289,86	68,15	9,425176622
1246,38	64,71	1246,38	69,73	7,757688147
1144,93	72,8	1144,93	89,11	22,40384615
1072,46	76,03	1072,46	75,25	1,025910825
985,51	81,29	985,51	75,25	7,430188215
898,55	85,33	898,55	79,63	6,679948435
739,13	91,8	739,13	82,82	9,782135076
MEDIA	64,41272727	MEDIA	69,48090909	<u>7,868292545</u>

Fuente: Los Autores

El error determinado por medio de las desviaciones medias de la herramienta es de 7,87 por ciento.

6.4. MODELO DE FORCHHEIMER

Los datos de entrada de la prueba de presión son los siguientes:

Tabla 9. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Forchheimer

PRUEBA DE PRESION	
PRESION (PSI)	CAUDAL (MMSCFD)
1800	39
1500	59
1200	71
900	80
600	85
300	88

Fuente: Los Autores

Los datos obtenidos por medio de las gráficas IPR obtenidas son:

Tabla 10. Comparación del modelo de Forchheimer con la herramienta y PIPESIM

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
FORCHHEIMER		FORCHHEIMER		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
1910,26	26,34	1910,26	34,08	29,38496583
1756,41	42,55	1756,41	44,59	4,794359577
1666,67	49,64	1666,67	49,37	0,543916197
1564,1	55,04	1564,1	54,17	1,580668605
1448,72	61,12	1448,72	58,99	3,484947644
1358,97	64,83	1358,97	62,42	3,717414777
1294,87	67,54	1294,87	64,73	4,160497483
1128,21	73,61	1128,21	70,32	4,469501426
1038,46	75,61	1038,46	73,11	3,306440947
974,36	77,67	974,36	75,04	3,386120767
794,87	82,06	794,87	80,13	2,351937607
692,31	83,75	692,31	82,87	1,050746269
MEDIA	69,06909091	MEDIA	68,16545455	1,308307887

Fuente: Los Autores

El error determinado por medio de las desviaciones medias de la herramienta es de 1,31 por ciento.

6.4. MODELO DE BACK PRESSURE

Los datos de entrada de la prueba de presión son los siguientes:

Tabla 11. Datos de entrada de Pruebas de Presión modelo de Back Pressure

PRUEBA DE PRESION	
PRESION (PSI)	CAUDAL (MMSCFD)
1800	39
1500	59
1200	71
900	80
600	85
300	88

Fuente: Los Autores

Los datos obtenidos por medio de las gráficas IPR obtenidas son:

Tabla 12. Comparación del modelo de Back Pressure con la herramienta y PIPESIM

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
BACK PRESSURE		BACK PRESSURE		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
2000	0	2000	0	0
1935,9	22,63	1935,9	22,51	0,530269554
1855,07	32,09	1855,07	33,43	4,175755687
1753,62	42,57	1753,62	42,97	0,939628847
1695,65	47,63	1695,65	47,37	0,545874449

COMPARACION MODELO (PIPESIM Y LA HERRAMIENTA)				
PIPESIM		HERRAMIENTA		
BACK PRESSURE		BACK PRESSURE		
PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PRESIONES (PSI)	CAUDALES (MMSCFD)	PORCENTAJE DE ERROR (%)
1579,71	54,73	1579,71	54,75	0,036543029
1449,28	61,48	1449,28	61,49	0,016265452
1391,3	63,85	1391,3	64,09	0,375880971
1289,86	67,9	1289,86	68,16	0,382916053
1115,94	73,98	1115,94	73,98	0
710,14	83,1	710,14	83,3	0,240673887
173,91	87,83	173,91	88,99	1,320733235
MEDIA	57,98090909	MEDIA	58,27636364	0,509572116

Fuente: Los Autores

El error promedio determinado por medio de las desviaciones medias de la herramienta es de 0,51 por ciento.

Este modelo es el que presenta el menor porcentaje de error, por tanto es el de mayor eficiencia de los comparados con la herramienta comercial.

En general se puede concluir que los modelos comparados tienen un margen de error aproximado aceptable, todo se puede observar en tabla número 13. También se puede observar en los datos obtenidos por las tablas que en todos los modelos comparados en la parte superior de la gráfica los valores de la herramienta esta sobre valorados respecto a los de la herramienta comercial, y la parte inferior de la gráfica los valores son subvalorados, presentándose un muy bajo porcentaje de error en los datos de la parte media de la gráfica, esto con excepción del modelo de Forchheimer donde el comportamiento es invertido.

Tabla 13. Resumen de la Comparación de los modelos de la Herramienta con PIPESIM.

<i>ANÁLISIS ESTADÍSTICO</i>			
<i>MODELOS</i>	<i>MEDIA PIPESIM</i>	<i>MEDIA HERRAMIENTA</i>	<i>% ERROR</i>
<i>FETKOVICH</i>	<i>220,0863636</i>	<i>217,7163636</i>	<i>1,076849997</i>
<i>JONES</i>	<i>23,49818182</i>	<i>24,52818182</i>	<i>4,383317858</i>
<i>JONES, BLOUNT AND GLAZE</i>	<i>64,41272727</i>	<i>69,48090909</i>	<i>7,868292545</i>
<i>BACK PRESSURE</i>	<i>57,98090909</i>	<i>58,27636364</i>	<i>0,509572116</i>
<i>FORCHHEIMER</i>	<i>69,06909091</i>	<i>68,16545455</i>	<i>1,308307887</i>

Fuente: Los Autores

CONCLUSIONES

- La herramienta DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA- SOFTWARE PARA EL CALCULO DE IPR EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES DE CRUDO Y GAS reúne de forma organizada los modelos más utilizados en el ámbito académico, cumpliendo con el objetivo de ser una herramienta didáctica clara y sencilla
- Se reconoció los múltiples usos de la herramienta como: La elaboración de curvas IPR para pozos horizontales y verticales de aceite y gas, con los diferentes modelos planteados en el estado del arte, e identificar cambios en el caudal en función de las presiones de fondo fluyendo.
- Se validaron los resultados obtenidos por la herramienta para los métodos que tienen como datos de entrada pruebas de pozo teniendo como referencia el software comercial (PIPESIM), evidenciando las variaciones por medio de una sensibilidad y un análisis estadístico teniendo como resultados porcentajes de error aceptables.

RECOMENDACIONES

Al realizar el análisis estadístico en la herramienta y el software comercial (PIPESIM) se obtuvo un porcentaje de error aceptable los cuales pueden estar influenciados por el lenguaje de programación y el método numérico utilizado, por esta razón se recomienda:

- Cambiar el tipo de datos de entrada numérica y variables de cálculo (Float) y utilizar los códigos de programación de la herramienta en una versión más avanzada de la herramienta desarrolladora (Java – NetBeans IDE 7.3.1.), estos cambios permitirían tener una mayor exactitud en los cálculos, ya que el cambio de tipo de datos permite un cálculo con mayor número de decimales y estos también incrementan con la actualización de la herramienta desarrolladora.
- Realizar una evaluación de diferentes métodos numéricos los cuales pueden reducir el porcentaje de error.
- Ampliar la aplicación y el alcance de la herramienta para el estudio de sistemas de producción, con módulos de análisis de modelamiento de flujo multifásicos y análisis nodal.

BIBLIOGRAFIA

Aaron M. Cheng. "Development of general inflow performance relationships (IPR'S) FOR SLANTED AND HORIZONTAL WELLS PRODUCING HETEROGENEOUS SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIRS", Bartlesville, Oklahoma, 1992.

B. D. Poe, Jr. J.L Elbel. "Prediction of Future Well Performance, Including Reservoir Depletion Effects", Oklahoma, 1995.

BEGGS H. Dale, K "PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS", 2002.

CADENA, José R, Tesis: "Desenvolvimiento analítico de curvas IPR" Universidad de Campiñas, São Paulo, Brasil, Tesis, 1995.

CARRERO, Edwin J, Tesis: "Selección de un escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú mediante análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos" Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, Colombia, Tesis, 2009.

Carter Shaver, SPE. Marietta College. "Improving Prediction of oil well performance", 2008.

D. Ilk, U., R. Camacho-Velázquez, T.A. Blasingame. "Inflow Performance Relationship (IPR) For Solution Gas-Drive Reservoirs - Analytical Considerations", Texas, 2007.

ECONOMIDES Michael J, HILL A. Daniel “PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS”, 1994.

Fuad Qasem, Adel Malallah, Ibrahim Sami Nashawi, Mohammad Irfan. “Modeling Inflow Performance Relationship for Wells Producing from Multilayer Solution-Gas Drive Reservoirs”, Cairo, Egypt, 2012.

GOLAN Michael, CURTIS H. Whitson “WELL PERFORMANCE” Segunda edición, 1996.

GUO Buyon, LYONS William, GHALAMBOR Ali, “PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING”, 2007.

Hadi Jabbari, Iranian Offshore Oil Company and Michael J. Economides, University of Houston. “A New Approach to IPR Curves of Horizontal Wells in Two-Phase Reservoirs”, Colorado, USA, 2008.

Hai Zui Meng, Eduardo Antonio Proano, Ismail M. Buhidma, and Joe M. Mach. “Production Systems Analysis of Vertically Fractured Wells”. SPE/DOE 10842

HERNANDEZ Roberto, FERNADEZ Carlos, BAPTISTA Pilar, “METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN” cuarta edición, 2006.

J. V. VOGEL. “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells”, Bakersfield, Calif, 1968.

James L. Hunt. “Production-Systems Analysis for fractured Wells”, SPE Regional Meeting held in Columbus, OH. 1987

M. B Standing. "Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs". San Francisco, California. 1971

M. B Standing. "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution- Gas Drive". San Francisco, California. 1970

M. L. Wiggins. "Analytical inflow performance relationships", Oklahoma, 1999.

M.L. Wiggins. "A Two- Phase IPR for Horizontal Oil Wells". Oklahoma, U.S.A. 2005

MAGGIOLO Ricardo "OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL", WorkShop International, Lima, Perú, 07 al 11 de julio 2008.

McCRA Y Arthur W, "PETROLEUM EVALUATIONS AND ECONOMIC DECISIONS", 1975.

Mohamed Elias, H. Ahmed El-Banbi, K.A. Fattah, El-Sayed Ahmed Mohamed El-Tayeb. "New Inflow Performance Relationship For Solution Gas-Drive oil Reservoirs", New Orleans, Louisiana, 2009.

MUKHERJEE Hemanta, "WELL PERFORMANCE MANUAL", Libro, 1991.

NIND T.E.W, "FUNDAMENTOS Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS", 1987.

OROZCO Andrés F., ROCHA Nelson A. Tesis de grado: "Determinación de potenciales IPR en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación de Montecarlo" Tesis, 2008.

Pudjo Sukamo. Edward L. Tobing. "Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir", Kuala Lumpur, 1995.

Robert W. Chase, Carter A. Shaver. "Optimal use of Vogel's dimensionless IPR curve to predict current and future inflow performance of oil wells", West Virginia, USA, 2009.

ROMAN Steven, "WRITING EXCEL MACROS WITH VBA" 2da edición, 2002.

S. GASBARRI, V. MARTINEZ, J.A. GARCIA, R. PINTO, L. GARCIA, and C.J. GIL; SPE, Universidad central de Venezuela. "Inflow Performance relationship for heavy oil", Cartagena de Indias, 2009.

Schlumberger, "WELL TEST 200 DESCRIPCIÓN TÉCNICA", 2001.

SPIEGEL Murray R. "PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA", 1976.

SUK KYOON CHOI; SPE, The University of Texas at Austin, and Liang-Biao Ouyang; SPE and Wann-Sheng (Bill) Huang, SPE, Chevron Energy Technology Company "A Comprehensive Comparative Study on Analytical PI/IPR Correlations", Colorado USA, 2008.

Turhan Yildiz. "Productivity of selectively Perforated Vertical Wells", SPE, U. of Tulsa, 2002.

V.M. Birchenko, A.lu. Bejan, A.V. Unisch, D.R Davies. "Application of inflow control devices to heterogeneous reservoirs", UK, 2009.