

Creación de un libro digital sobre IPR con fines académicos

Joyser Alberto Arroyo Vergara

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Aristóbulo Bejarano Wallens, M. Sc.

Docente UIS

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios, mi padre, mi madre, mi hermano y mi gato.

Agradecimientos

Gracias al ingeniero Aristóbulo por el apoyo y el tiempo en del desarrollo del presente documento, a mi hermano Jaffet por el apoyo cuando más lo necesitaba y a mi gato Bot por brindarme el cariño y ternura para no desistir ante este reto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Conceptos preliminares del potencial de producción de pozos	14
2.1 Índice de Productividad (J)	14
2.2 Factor de Daño (S)	17
2.3 Flujo de petróleo en el yacimiento.....	18
2.3.1 Estados de Flujo.....	18
2.3.1.1 Flujo no continuo o transitorio.....	18
2.3.1.2 Flujo continuo o estacionario.....	19
2.3.1.3 Flujo semi-continuo	20
2.4 Relación de rendimiento de influjo (IPR).....	21
2.4.1 Modelo fundamental de Vogel.....	22
2.4.2 Algunos modelos existentes para la determinación del IPR en pozos convencionales de petróleo (Vertical, horizontal, inclinados, entre otros)	23
3. Características, parámetros involucrados y condiciones ideales para la aplicación de los modelos de determinación del IPR.....	31
3.1 Modelo de Vogel.....	31
3.2 Modelo de Darcy.....	32
3.3 Modelo de Standing	32

3.4 Modelo de Fetkovich	33
3.5 Modelo de Jones	34
3.6 Modelo de Gringarten-Ramey	34
3.7 Modelo de Blasingame	35
3.8 Modelo de Jones-Lauder.....	36
4. Aplicación de modelos IPR: Estado del arte.....	37
4.1 Aplicación del Modelo de Vogel	38
4.2 Aplicación del Modelo de Fetkovich.....	40
4.3 Aplicación del Modelo de Elías	42
4.4 Análisis de resultados	45
4.5 Aplicación de modelos IPR en campos colombianos	46
4.5.1 Campo Cusiana	47
4.5.2 Campo Cupiagua.....	48
4.5.3 Campo Chichimene.....	49
4.5.4 Campo Castilla.....	50
4.5.5 Comparación de Modelos IPR vs. Producción Real en Campos Colombianos.....	51
5. Propuestas de mejora para los modelos de determinación del IPR	56
5.1 Incorporación de Modelos Basados en Simulación Numérica	57
5.2 Consideración de Permeabilidad y Porosidad Variables	58
5.3 Implementación de Inteligencia Artificial (IA) y Machine Learning (ML)	59
5.4 Mejoras en el Tratamiento del Flujo No Lineal.....	60
5.5 Modelos Adaptativos Basados en Datos en Tiempo Real	61
5.6 Integración de Factores Geomecánicos	62

5.7 Mayor Enfoque en Modelos Multifásicos Complejos	62
6. Uso de software para determinar el IPR	63
7. Identificación de la Mejor Herramienta para la Creación de E-books.....	64
8. Consolidación del E-book.....	65
9. Conclusiones	67
10. Recomendaciones	68
Referencias Bibliográficas	69
Anexos	73

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Modelos para la determinación del IPR en pozos convencionales de petróleo</i>	24
Tabla 2 <i>Datos de producción del pozo</i>	38
Tabla 3 <i>Análisis estadístico de datos de pozos</i>	41
Tabla 4 <i>Comparación del modelo de Elías con otros modelos empíricos</i>	43
Tabla 5 <i>Análisis de resultados modelos aplicados</i>	45
Tabla 6 <i>Resultado de cada modelo aplicado al campo Cusiana</i>	47
Tabla 7 <i>Resultado de cada modelo aplicado al campo Cupiagua</i>	48
Tabla 8 <i>Resultado de cada modelo aplicado al campo Chichimene</i>	49
Tabla 9 <i>Resultado de cada modelo aplicado al campo Castilla</i>	50
Tabla 10 <i>Error promedio porcentual</i>	54

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Gráfica de gasto de producción contra el abatimiento</i>	16
Figura 2 <i>Gráfica del índice de productividad</i>	16
Figura 3 <i>Gráfica del IPR actual VS IPR ideal</i>	22
Figura 4 <i>Gráfica IPR actual</i>	39
Figura 5 <i>Gráfica IPR actual (Vogel Puntos 3 y 13)</i>	40
Figura 6 <i>IPR de datos de campo VS Modelo de Fetkovich y Métodos de IA</i>	42
Figura 7 <i>Comparación del IPR para los diferentes modelos</i>	44
Figura 8 <i>Tasa de producción vs Pwf (Campo Cusiana)</i>	51
Figura 9 <i>Tasa de producción vs Pwf (Campo Cupiagua)</i>	52
Figura 10 <i>Tasa de producción vs Pwf (Campo Chichimene)</i>	52
Figura 11 <i>Tasa de producción vs Pwf (Campo Castilla)</i>	53

Lista de Anexos

	pág.
Anexo 1. <i>Tablas para la construcción del IPR con el modelo de Vogel</i>	73
Anexo 2. <i>Porcentaje de error en los modelos analizados</i>	74

Glosario

Abatimiento: corresponde al cambio de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

Caudal (q): es la cantidad de fluido que fluye a través de un punto específico en un sistema en un período de tiempo determinado.

Curva de IPR: son representaciones gráficas que muestran cómo varía la tasa de producción de petróleo o gas de un pozo en función de la presión del yacimiento.

Espesor (h): es la distancia vertical medida desde la base hasta la parte superior de una capa o estrato de roca, sedimento o cualquier otro tipo de material geológico.

Estado de flujo: describe las condiciones de flujo y transporte de petróleo o gas a través de un sistema de producción, como un pozo, una tubería, una plataforma de producción o una refinería.

Factor de daño (S): se refiere a una medida que cuantifica la reducción en la tasa de flujo de fluido (generalmente petróleo o gas) hacia un pozo de producción debido a la presencia de daño o restricciones en el yacimiento o en el pozo.

Factor de forma (C_A): medida que describe la geometría o la forma del yacimiento de petróleo y gas alrededor del pozo. Su valor oscila entre 0 y 1.

Factor volumétrico de formación (B_o): describe la relación entre el volumen de hidrocarburos en estado estándar (generalmente medido en barriles o pies cúbicos) y las condiciones reales de presión y temperatura en un yacimiento o en una instalación de producción.

Índice de productividad (J): es la relación entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento por dicho gasto.

Modelo matemático: es una representación abstracta de un fenómeno, sistema o proceso del mundo real utilizando ecuaciones matemáticas, fórmulas y relaciones matemáticas.

Permeabilidad (k): es una medida de la capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos, como petróleo, gas o agua, a través de sus poros o fracturas.

Porosidad (ϕ): se refiere a la proporción de espacio vacío, o poros, en el interior de la roca en relación con su volumen total.

Presión (p): es la fuerza que se ejerce sobre una superficie por unidad de área.

Radio de drenaje (r_e): es la distancia radial desde el pozo en la cual la extracción de hidrocarburos tiene un impacto significativo en el yacimiento circundante.

Radio del pozo (r_w): es la distancia desde el centro del pozo hasta el diámetro interno del tubing de producción.

Viscosidad (μ): describe la capacidad de un fluido para fluir y su capacidad para oponerse a la deformación bajo la influencia de una fuerza externa.

Yacimiento: es un área geológica o una formación subterránea donde se encuentra una acumulación natural de recursos valiosos, como petróleo, gas natural, minerales, agua subterránea u otros productos naturales.

Resumen

Título: Creación de un libro digital sobre IPR con fines académicos *

Autor: Joyser Alberto Arroyo Vergara **

Palabras Clave: E-book, IPR, Yacimiento, Modelo.

Descripción: El IPR en la industria petrolera es una herramienta esencial para comprender cómo la producción de petróleo varía con la presión del yacimiento. Su importancia radica en su capacidad para optimizar la producción, diseñar sistemas de producción eficientes, planificar la recuperación mejorada y evaluar la eficiencia de extracción, lo que contribuye a la gestión eficaz de los yacimientos petrolíferos y la maximización de la producción de petróleo.

El objetivo del presente trabajo de investigación es plasmar en un e-book, los modelos antiguos y recientes para la determinación del IPR, su aplicación en algunos campos, además de un posterior análisis de resultados para definir los modelos más efectivos, teniendo en cuenta sus características y parámetros ideales de uso.

Para lograr esto, se realizó una revisión bibliográfica y de los 29 modelos hallados, se hizo énfasis en los más usados en la industria y se escogieron solo 3 para su aplicación, análisis y comparación con datos reales de yacimiento, por la confidencialidad de los datos.

* Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens.

Abstract

Title: Creation of a Digital Book on IPR for Academic Purposes*

Author(s): Joyser Alberto Arroyo Vergara**

Key Words: E-book, IPR, Reservoir, Model.

Description: The IPR in the petroleum industry is an essential tool for understanding how oil production varies with reservoir pressure. Its importance lies in its ability to optimize production, design efficient production systems, plan enhanced recovery, and assess extraction efficiency, all of which contribute to the effective management of petroleum reservoirs and the maximization of oil production.

The objective of this research work is to document, in an e-book, both older and recent models for determining IPR, their application in various fields, and subsequently analyze the results to define the most effective models, considering their characteristics and ideal usage parameters. To achieve this, a bibliographic review was carried out and of the 29 models found, emphasis was placed on the most used in the industry and only 3 were chosen for application, analysis and comparison with real reservoir data, due to the confidentiality of the data.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Petroleum engineering. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens.

Introducción

La tecnología ha revolucionado la educación al facilitar el acceso a e-books, permitiendo a los estudiantes obtener recursos sin necesidad de visitar bibliotecas físicas. La digitalización, acelerada por eventos como la pandemia, transforma la forma de crear, leer y organizar el conocimiento, asegurando que los libros, aunque evolucionen en formato, sigan siendo esenciales para la transmisión de cultura y aprendizaje (Armañanzas 2000a; Pérez Tornero 1996).

La revisión de la literatura sobre los modelos de determinación de la Productividad de Pozos (IPR) permite identificar sus características clave, los parámetros que afectan su precisión y las condiciones en las que cada modelo funciona de manera óptima. Este análisis es fundamental para comprender las limitaciones y ventajas de los diferentes enfoques y, de este modo, seleccionar el modelo más adecuado en situaciones específicas del entorno colombiano.

La investigación busca también contribuir con propuestas de mejora en los modelos existentes para el cálculo del IPR, enfocándose en adaptar y optimizar estos modelos en función de las condiciones particulares de los yacimientos en Colombia. Estas mejoras podrían incrementar la precisión y utilidad de los modelos, facilitando decisiones más informadas en el ámbito de la ingeniería de petróleos.

La comparación de los cálculos teóricos con datos reales de campo es esencial para evaluar la efectividad y aplicabilidad de cada modelo de IPR. Esta comparación no solo valida los resultados obtenidos, sino que también permite identificar las condiciones bajo las cuales cada modelo ofrece estimaciones más confiables en contextos prácticos.

La creación de un e-book accesible requiere del desarrollo de materiales visuales como imágenes, gráficos y tablas que faciliten la comprensión de conceptos técnicos. Estos elementos son fundamentales para transmitir de forma clara la información sobre el IPR, permitiendo a los estudiantes y profesionales interesados asimilar fácilmente los aspectos teóricos y prácticos de los modelos presentados.

La selección de una herramienta digital adecuada para la creación del e-book es crucial para garantizar un diseño profesional y amigable. Herramientas como Canva ofrecen la flexibilidad necesaria para integrar texto, gráficos y otros recursos visuales de manera coherente, proporcionando a los lectores una experiencia de aprendizaje intuitiva y atractiva.

Aunque los márgenes de error entre el 21% y el 33% encontrados en el análisis de este proyecto pueden ser aceptables, un rango moderado puede ser útil para identificar tendencias operativas sin afectar significativamente la eficiencia del yacimiento. Además, es esencial establecer un sistema de retroalimentación con los estudiantes que utilicen el e-book para mejorar continuamente el contenido, y continuar investigando el IPR en el contexto colombiano para desarrollar una base de datos que enriquezca su aplicabilidad.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Elaborar un e-book académico, digital e ilustrativo sobre IPR.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar a partir de una revisión bibliográfica las características, parámetros involucrados y condiciones ideales de los modelos para determinación del IPR.

Plantear propuestas de mejora para los modelos de determinación del IPR.

Comparar los resultados obtenidos de los cálculos implementando cada modelo de determinación del IPR con datos reales de campo.

Elaborar el material de ilustración (Imágenes, gráficas, tablas, entre otros) para la creación del e-book.

Elegir una herramienta digital para el diseño y creación del e-book.

2. Conceptos preliminares del potencial de producción de pozos

En la industria petrolera es necesario tener un estimado cuantitativo de la capacidad que tienen los pozos de producir fluidos y, a las condiciones actuales del pozo, poder determinar un caudal esperado. A partir de esto, se requiere definir conceptos preliminares como lo son el índice de productividad de pozos (J) y la relación de rendimiento de influjo (IPR).

2.1 Índice de Productividad (J)

El abatimiento de presión en un pozo de petróleo se refiere a la disminución de la presión en el fondo del pozo durante la producción de petróleo y gas ($P_s - P_{wf}$). Esta disminución de la presión puede ser medida con una prueba de Drawdown y analizada para determinar la productividad del pozo y otros parámetros del yacimiento.

A partir de esto, el índice de productividad (simbolizado con la letra J) es la relación existente entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento por dicho gasto. Si la producción del pozo (q) está expresada en *bbl/día* de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento en *lb/pulg²*, el índice de productividad se determina con la ecuación:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad (\text{Ecuación 1.0})$$

Si no se especifica otra cosa, el índice de productividad se basa en la producción neta de líquidos (aceite y agua).

El índice de productividad específico (denotado como J_s) corresponde al número total de *bbl/día* de líquido a condiciones almacenamiento producidos por cada *lb/pulg²* de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora (h). Expresado de forma matemática:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \quad (\text{Ecuación 1.1})$$

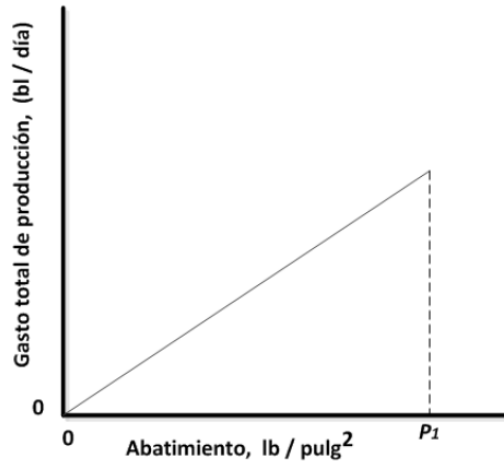
Cuando el índice de productividad de un pozo es considerado constante, independientemente de la producción de este, se puede definir:

$$q = J * \Delta P \quad (\text{Ecuación 1.2})$$

Donde ΔP es el abatimiento. Por la forma de la ecuación resultante y el comportamiento como variable del abatimiento se puede notar que la gráfica de la producción es una línea recta que pasa por el origen y de pendiente J (Ver figura 1).

Figura 1

Gráfica de gasto de producción contra el abatimiento



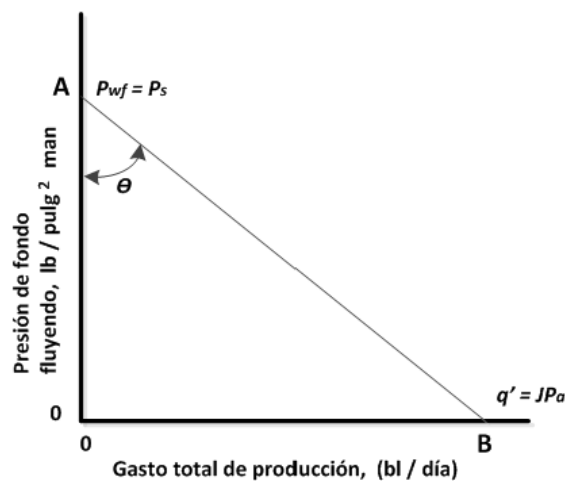
Nota. Adaptado de Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros (p. 73).

NIND T.E.W.,1987, Ontario, Canadá: Trent University.

En determinado momento de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por lo que, si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta (Ver figura 2).

Figura 2

Gráfica del índice de productividad



Nota. La gráfica representa el comportamiento de la formación, a su reacción a un abatimiento de presión en el pozo. Adaptado de Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros (p. 73). NIND T.E.W.,1987, Ontario, Canadá: Trent University.

El valor de q en el punto B se conoce como potencial del pozo y se representa con el símbolo q' . Este caudal de producción corresponde al gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido al pozo, es decir, cuando P_{wf} es cero.

2.2 Factor de Daño (S)

Se puede definir como daño de formación (S) a cualquier restricción en el flujo de fluidos dentro del medio poroso, resultante de la disminución de la permeabilidad en las cercanías del pozo. Esta disminución puede ser provocada por diversas etapas que atraviesa un pozo desde su perforación inicial hasta su vida productiva, que incluyen:

- Durante la fase de perforación.
- En el proceso de cementación.
- Durante el completamiento.
- Durante la operación de cañoneo.
- En la ejecución de una estimulación matricial.
- En un fracturamiento hidráulico.
- Durante el curso de la producción del pozo.

2.3 Flujo de petróleo en el yacimiento

El desplazamiento del petróleo hacia el pozo se inicia cuando se crea un gradiente de presión en el área de drenaje. La cantidad de flujo de petróleo no solo está determinada por este gradiente de presión, sino también por la capacidad de flujo de la formación productora. Esta capacidad se representa mediante el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo multiplicada por el espesor de la capa de arena neta que contiene petróleo ($k_o * h$) y la resistencia al flujo del fluido, que se refleja en su viscosidad (μ_o). Dado que la distribución de la presión cambia con el tiempo, es esencial identificar los diferentes estados de flujo que pueden ocurrir en el área de drenaje cuando se pone en producción un pozo.

2.3.1 Estados de Flujo

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con el tiempo:

- Flujo no continuo; donde $\frac{dp}{dt} \neq 0$
- Flujo continuo; donde $\frac{dp}{dt} = 0$
- Flujo semi-continuo; donde $\frac{dp}{dt} \neq cte$

2.3.1.1 Flujo no continuo o transitorio

Se trata de un tipo de flujo en el cual la distribución de la presión a lo largo del área de drenaje experimenta cambios con el transcurso del tiempo. Este tipo de flujo se observa inicialmente cuando se abre un pozo que previamente había estado cerrado. Durante este período, la medición de la presión en el fondo del pozo es de suma importancia, ya que esta

información es fundamental para llevar a cabo pruebas de declinación y restauración de la presión.

La interpretación de estos datos permite obtener información clave sobre propiedades del medio poroso, como la capacidad efectiva de flujo y el factor de daño a la formación. Es importante destacar que debido a la falta de estabilización en el diferencial de presión, no se aplican ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo.

Después del flujo no continuo ocurre una transición hasta alcanzar una estabilización o pseudoestabilización de la distribución de la presión dependiendo de las condiciones existentes en el borde exterior del área de drenaje.

2.3.1.2 Flujo continuo o estacionario

Es el tipo de fluido donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con el tiempo. Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento, lo suficientemente grande o asociado a un gran acuífero de tal forma que el borde exterior de dicha área exista un flujo para mantener constante la presión.

En este periodo de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo del área de drenaje a una distancia (r_e) del centro del pozo y la presión de fondo fluyendo en la cara de la arena a una distancia (r_w). Ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se

utiliza el punto medio de las perforaciones para cada valor de este diferencial tradicionalmente conocido como Draw – Down^{††}.

2.3.1.3 Flujo semi-continuo

En este estado de flujo la producción de petróleo o gas fluye de manera intermitente o con variaciones periódicas en la tasa de producción a lo largo del tiempo. A diferencia del flujo continuo, donde la producción es constante y sostenible, en el estado de flujo semicontinuo, la producción puede experimentar interrupciones temporales o cambios en la tasa de producción debido a diversos factores.

Estas variaciones en el flujo pueden ser el resultado de varios factores, como la presión del yacimiento, las operaciones de mantenimiento en el pozo, la inyección de fluidos para estimulación, la limpieza del pozo o cualquier otra actividad que afecte la producción. El estado de flujo semicontinuo puede ser común en ciertos tipos de pozos, especialmente aquellos que requieren intervenciones periódicas para mantener la producción o mejorar la recuperación de hidrocarburos.

La gestión de pozos en estado de flujo semicontinuo requiere un monitoreo constante y la implementación de estrategias para mantener la producción en niveles óptimos a pesar de las variaciones temporales.

^{††} Yagual Muñoz, E. A., & Orellana Lucumi, V. M. (2015). *Interpretación de los métodos de prueba de presión y modelos de flujo para análisis comparativo entre pozos horizontales y verticales del oriente ecuatoriano* (Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2015.).

2.4 Relación de rendimiento de flujo (IPR)

La relación de rendimiento de flujo se define como la relación entre la presión de fondo fluyendo y la tasa de producción, y generalmente se representa gráficamente mediante un diagrama que muestra la tasa de producción en función de la presión de fondo fluyendo en un sistema de coordenadas. Estas curvas IPR^{‡‡} se utilizan para evaluar la capacidad de entrega de los pozos, lo que implica estimar la tasa de producción para una presión de fondo fluyendo determinada y viceversa.

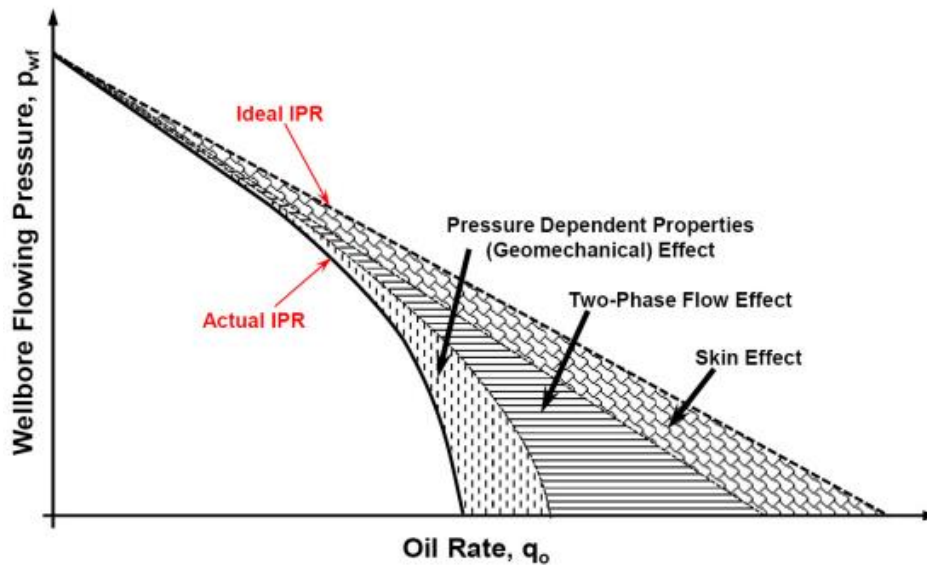
Cuando se combinan con una curva que describe el rendimiento de la tubería de producción, se puede identificar el punto de operación óptimo del pozo. En consecuencia, estas curvas proporcionan información valiosa sobre la capacidad del yacimiento para suministrar fluidos a la cara del pozo.

En el caso de un flujo monofásico, la tasa de producción en un pozo se relaciona directamente con la diferencia entre la presión de fondo fluyendo y la presión del yacimiento. Esto se refleja en las curvas IPR para flujo monofásico, que muestran líneas rectas con pendientes iguales al inverso del índice de productividad ($1/IP$). Sin embargo, en el caso del flujo bifásico, que involucra líquido y gas, esta relación lineal no se cumple. Las curvas IPR para flujo bifásico pueden tener índices de productividad con más de un valor (ver Figura 3).

^{‡‡} Simonelli, G. (2015). SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA CURVA DE IPR DE UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO. ENCICLOPEDIA BIOSFERA, 11(21).

Figura 3

Gráfica del IPR actual VS IPR ideal



Nota. En la gráfica se muestra como la representación gráfica del flujo bifásico ocupa un área y no solo una línea. Adaptado de “Inflow Performance Relationship for Unconventional Reservoirs (Transient IPR)” (p.4), Shahamat, Mohammad Sadeq, Tabatabaie, S. Hamed, Mattar, Louis, and Ehsan Motamed, 2015, Paper presented at the SPE/CSUR Unconventional Resources Conference.

2.4.1 Modelo fundamental de Vogel

Cuando se presenta un flujo de dos fases en el yacimiento, que involucra aceite y gas, la expresión que se usa comúnmente para yacimientos subsaturados ya no es válida. Esto ocurre porque el valor de la pendiente en las curvas de producción cambia constantemente a medida que disminuye la presión en el yacimiento. Por esta razón, existen métodos específicos que se pueden aplicar para generar las curvas IPR en diferentes situaciones, y uno de estos métodos es el desarrollado por Vogel (1968).

Vogel^{§§} realizó una serie de experimentos y generó múltiples curvas al variar condiciones como la porosidad, las propiedades PVT (Presión/Volumen/Temperatura), las saturaciones, las permeabilidades, los espaciamentos entre pozos, el fracturamiento y los espesores de la formación.

A través de sus investigaciones, demostró que la disminución de la producción del pozo se debe a dos razones principales: porque el yacimiento se ha depletado, y por el aumento de la saturación de gas, lo que provoca una mayor resistencia al flujo del aceite. Vogel obtuvo una ecuación empírica para la Relación de Rendimiento de Influjos (IPR) en el caso de flujo bifásico en pozos verticales mediante la creación de curvas IPR adimensionales:

$$q_o = q_{o,max} \left(1,0 - 0,2(p_{wf}/p_y) - 0,8(p_{wf}/p_y)^2 \right) \text{ Ecuación 2.0}$$

La fórmula desarrollada por Vogel ha sido usada amplia y exitosamente en el análisis del IPR de pozos petroleros que producen en yacimientos de empuje de gas en solución.

2.4.2 Algunos modelos existentes para la determinación del IPR en pozos convencionales de petróleo (Vertical, horizontal, inclinados, entre otros)

Es importante mencionar cronológicamente los fundamentos de los modelos existentes para la determinación del IPR en pozos de petróleo (Ver tabla 1).

^{§§} Coelho, F. B., Pepinelli, C. A. P., de Araújo Júnior, R. R., Fragoso, T. S., & Neto, A. M. B. MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE CURVAS DE IPR UTILIZANDO O MODELO DE VOGEL GENERALIZADO.

Tabla 1

Modelos para la determinación del IPR en pozos convencionales de petróleo

MODELO	OBSERVACIÓN	ECUACIÓN
Darcy	Desarrollada para pozos verticales en estado estable de una sola fase.	$q_o = \frac{kh(p_r - p_{wf})}{141,2B_o\mu_o(0,5\ln(r_e/r_w) + S)}$
Dietz	Es una forma generalizada de la ecuación para cualquier factor de forma en un pozo con Geometría Vertical.	$q_o = \frac{kh(p_r - p_{wf})}{141,2B_o\mu_o(0,5\ln(4A/\gamma C_A r_w^2) + S)}$
Standing	Correlación para un pozo de petróleo cuya eficiencia de flujo es diferente a 1.	$q_o = q_{o,max}(1,0 - 0,2(p'_{wf}/p_y) - 0,8(p'_{wf}/p_y)^2)$ $p'_{wf} = p_r - (p_r - p_{wf})FE$ $FE = \frac{\ln(\frac{0,47r_e}{r_w})}{\ln(\frac{0,47r_e}{r_w}) + S}$
Fetkovich	Correlación para calcular el comportamiento de afluencia en pozos	$q_o = q_{o,max}(1 - (p_{wf}/p_y)^2)^n$

	<p>verticales productores de aceite.</p>	
Jones	<p>Correlación que tiene en cuenta la caída de presión frente a la tasa de aceite en un pozo vertical.</p>	$q_o = \frac{p_r - p_{wf}}{A + Bq_o}$ $A = \frac{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}{0.007078 kh}$ $B = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o}{4\pi^2 h^2 r_w}$
Odeh	<p>Correlación que tiene en cuenta el área de drenaje irregular para un pozo de aceite con geometría vertical.</p>	$q_o = \frac{7,08 * 10^{-3} kh(p_r - p_{wf})}{141,2 B_o \mu_o (0,5 \ln(3 r_e / 4 r_w) + S)}$
Giger	<p>Correlación para yacimientos de aceite con geometría horizontal.</p>	$q_o = \frac{0.007078 k h (P_e - P_{wf}) / (\mu_o B_o)}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln \left[\frac{1 + \sqrt{1 - [L/2r_e]^2}}{L/2r_e} \right] + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)}$
Besson	<p>Correlación para un yacimiento con geometría inclinada.</p>	$S_\theta = \ln \left(\frac{4r_w}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{\sqrt{Lh}}{4r_w} \right)$

Joshi Correlación para un pozo de aceite horizontal.

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

Mutalik Correlación para obtener la producción de pozos horizontales que producen en estado pseudoestable.

$$q_o = \frac{0.007078 k_h h (P_e - P_{wf}) / (\mu_o \beta_o)}{\ln(r_e / r_w) - A' + S_{CA,h} + S_m + S_f - C' + D_q}$$

Kuchuk Correlación para obtener la producción de pozos horizontales que producen en estado pseudoestable.

$$q_o = \frac{k_h h (P_e - P_{wf}) / (70.6 \mu_o \beta_o)}{F + \left(\frac{h}{0.5L} \right) \sqrt{\frac{k_h S_x}{k_v}}}$$

Bendakhlia & Aziz Correlación para pozos horizontales de dos fases

$$q_o = q_{o,max} (1.0 - V(p_{wf}/p_y) - (1 - V)(p_{wf}/p_y)^2)^n$$

Babu y Odeh Correlación ampliamente utilizada para evaluar el comportamiento de la producción de un pozo

$$q_o = \frac{0.007078 (2X_e) \sqrt{K_y K_v} / (\mu_o \beta_o)}{\ln \left(\frac{\sqrt{A_1}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_R}$$

	horizontal en estado pseudo-estacionario.	
Cheng	Correlación para pozos horizontales y desviados de dos fases y yacimiento homogéneo e isotrópico con saturación de agua constante.	$q_o = q_{o,max} \left[\alpha_0 - \alpha_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - \alpha_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$
Renard y Dupuy	Correlación para pozos de aceite con geometría horizontal.	$q_o = \frac{0.007078 k_h h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o} \left[\frac{1}{\cosh^{-1}(x) + (\beta h/L) \ln[h/(2\pi r'_w)]} \right]$
Wiggins, Rusell y Jennings	Correlación para yacimientos con gas en solución.	$q_o = q_{o,max} \left[1 + \frac{C_1}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + \frac{C_2}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 + \frac{C_3}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 + \frac{C_4}{D} \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^4 \right]$
Klins y Majcher	Correlación que tiene en cuenta el cambio en la presión de burbuja y la presión del yacimiento debido al agotamiento en	$q_o = q_{o,max s=0} \left[1.0 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{N_1} \right]$ $N_1 = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b} \right) (1.235 + 0.001 P_b)$

	yacimientos con gas en solución.	
Klins	Correlación que elimina la necesidad de calcular la eficiencia del flujo en yacimientos de aceite con gas en solución.	$q_o = q_{o,max S=0} * M \left[1.0 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \right]$
Wiggins	Correlación para flujo de tres fases en términos de la movilidad de los fluidos.	$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$
Sukarno y Wisnagroho	Correlación que tiene en cuenta la variación de la eficiencia de la producción causada por el daño, para yacimientos con gas en solución.	$q_o = q_{o,max} * FE \left[1.0 - 0.1489 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.4416 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.4093 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \right]$
Sukarno y Tobing	Correlación para yacimientos de aceite	$q_o = q_{o,max} \left[a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$

	que producen por empuje por gas en solución.	
Economides	Correlación para estimar el desempeño de la producción en pozos multilaterales, en estado pseudo-estacionario.	$q_o = \frac{\bar{k}L_x(P_r - P_{wf})}{887.22\mu_o B_o \left(P_D + \frac{L_x}{2\pi L} S \right)}$
Retnanto y Economides	Correlación para pozos horizontales de dos fases.	$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - 0.25 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.85 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^n \right]$
Borisove	Correlación para flujo en estado estable en un pozo multilateral.	$q_o = \frac{0.007078kh(P_e - P_{wf})/(\mu_o\beta_o)}{\ln\left(\frac{r_e}{L}\right) + \frac{h}{nL}\ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)}$
Del Castillo y Yanil	Polinomio de segundo grado con coeficiente V en función de la presión y la saturación.	$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - V \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]^n$ $V = \frac{1}{\left(1 + \frac{d}{e} P_r \right)}$

García y Pinto	Correlación semejante	$q_o = q_{o,max} \left[1.0 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$ $V = a e^{c+WC}$
	a la ecuación Vogel.	

García y Martínez	Correlación en función	$V = -a \alpha^2 + b \alpha + c + m \left(\frac{P_f}{P_i} - 1 \right)$
	del coeficiente V que	
	se encuentra en	
	función de los °API, el	
	ángulo de desviación y	
el nivel de		
agotamiento.		

Elías M.	Correlación basada en	$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - \frac{\ln(\alpha \cdot P_{wf} + 1)}{\ln(\alpha \cdot P_r + 1)}$
	los factores de	
	movilidad del aceite.	

Nota. Esta tabla muestra algunos modelos existentes para la determinación del IPR con su respectiva ecuación y una observación que indica en qué tipo de pozo es recomendable su aplicación.

3. Características, parámetros involucrados y condiciones ideales para la aplicación de los modelos de determinación del IPR

Las consideraciones subyacentes en un modelo matemático determinan su precisión y confiabilidad. Si las suposiciones en las que se basa el modelo son incorrectas o no representan adecuadamente el fenómeno que se está modelando, los resultados del modelo pueden ser inexactos y poco confiables. Por lo tanto, conocer y comprender estas consideraciones es esencial para evaluar la validez del modelo.

Comprender las suposiciones y limitaciones del modelo ayudará a los estudiantes a interpretar correctamente los resultados. Evitando de esta forma malentendidos y conclusiones erróneas basadas en una interpretación inadecuada de los resultados del modelo.

En la industria petrolera, varios modelos son ampliamente utilizados para determinar el IPR en pozos de petróleo y gas debido a su aplicabilidad y precisión en diversas situaciones. Algunos de los modelos más usados y sus suposiciones teóricas se presentan a continuación.

3.1 Modelo de Vogel

El enfoque de Vogel se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- Suposición de que el medio poroso es homogéneo e isotrópico y que la saturación de agua es constante.
- Consideración de un yacimiento circular y cerrado con un pozo en su centro.
- Presunción de que la composición y el equilibrio entre las fases de aceite y gas son constantes.
- Desestimación de los efectos de segregación gravitacional.

- Establecimiento de una condición de estado pseudo-estacionario en la que la tasa de cambio de saturación en el yacimiento es uniforme en todos los puntos en un momento dado.
- No se tiene en cuenta la compresibilidad de la roca y el agua de formación.

3.2 Modelo de Darcy

El enfoque de Darcy se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- Flujo monofásico (se extrae petróleo o gas de un yacimiento sin la presencia significativa de otras fases como agua o gas en forma de vapor).
- Permeabilidad constante.
- Presupone que la presión del yacimiento es constante y no cambia con el tiempo.
- Se asume que el medio poroso (roca) es homogéneo e isotrópico.
- No tiene en cuenta la compresibilidad de los fluidos (petróleo y gas) ni de la roca.
- El flujo de fluidos en el yacimiento es estacionario, lo que significa que las condiciones no cambian con el tiempo.

3.3 Modelo de Standing

El enfoque de Standing se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- Flujo monofásico.
- Permeabilidad constante.
- Presión del yacimiento constante.
- Considera una geometría específica del yacimiento, generalmente un yacimiento cilíndrico con un pozo en el centro.
- No tiene en cuenta la compresibilidad de los fluidos (petróleo y gas) ni de la roca.

- El flujo de fluidos en el yacimiento es estacionario, lo que significa que las condiciones no cambian con el tiempo.
- Incluye el concepto de eficiencia de flujo (es la capacidad del pozo para producir petróleo a una tasa dada en comparación con su capacidad teórica máxima de producción).

3.4 Modelo de Fetkovich

El enfoque de Fetkovich se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- Flujo monofásico (se considera la extracción de petróleo en ausencia significativa de otras fases como agua o gas en forma de vapor).
- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- Presión del yacimiento constante.
- Considera que las propiedades de los fluidos (petróleo y gas) como la viscosidad y el factor volumétrico de formación se mantienen constantes a lo largo del proceso de producción.
- El yacimiento es infinitamente grande o está parcialmente lleno, lo que significa que la geometría del yacimiento no es una consideración crítica.
- El flujo de fluidos en el yacimiento es estacionario, lo que significa que las condiciones no cambian con el tiempo.
- No tiene en cuenta la compresibilidad de los fluidos (petróleo y gas) ni de la roca.

3.5 Modelo de Jones

El enfoque de Jones se basa en las mismas consideraciones del modelo de Fetkovich.

3.6 Modelo de Gringarten-Ramey

El enfoque de Gringarten-Ramey se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- Flujo monofásico (solo petróleo).
- Presión constante del yacimiento.
- Yacimiento semilleno (no se asume un yacimiento infinitamente grande).
- La viscosidad y el factor volumétrico de formación se mantienen constantes a lo largo del proceso de producción.
- No tiene en cuenta la compresibilidad de los fluidos (petróleo) ni de la roca.

La ecuación principal del modelo de Gringarten-Ramey es la siguiente:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} (P_r - P_w) \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Donde:

- q es la tasa de producción del pozo (barriles por día).
- k es la permeabilidad efectiva del yacimiento (md o milidarcies).
- P_r es la presión de referencia en el yacimiento (generalmente la presión inicial, en psi).
- P_w es la presión en el pozo (en psi).
- h es el espesor neto del yacimiento (pies).
- μ es la viscosidad del petróleo (centipoises o cp).

- B es el factor volumétrico del petróleo en el yacimiento (barriles por barril estándar).

3.7 Modelo de Blasingame

El enfoque de Blasingame se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- Flujo monofásico o bifásico.
- Tiene en cuenta la variación de la presión del yacimiento con el tiempo debido a la producción y la recarga de fluidos.
- Considera la composición de los fluidos producidos.
- Propiedades PVT variables.
- Distribución de permeabilidad variable (puede adaptarse a yacimientos con características heterogéneas).
- El modelo puede manejar tanto el flujo transitorio como el estacionario.
- Se puede ajustar a datos de prueba de pozos reales para una mayor precisión

La ecuación principal del modelo de Blasingame es la siguiente:

$$q = \frac{Q_o}{(P_r - P_w)} - \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} = \frac{Q_o}{(P_r - P_w)} - \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} \left(\frac{P_r - P_w}{P_r - P_{wf}} \right)^{1 - \frac{N}{B}} \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Donde:

- q es la tasa de producción del pozo (barriles por día).
- Q_o es la tasa de producción a condiciones estándar (barriles por día).

- P_r es la presión de referencia (generalmente la presión del yacimiento a condiciones iniciales, en psi).
- P_w es la presión en el pozo (en psi).
- P_{wf} es la presión en el punto de flujo de referencia (en psi).
- N es el exponente de presión en el yacimiento.
- B es el exponente de volumen del yacimiento.

Los valores de N y B son determinados mediante análisis de datos de producción y pruebas de presión de pozo. Es importante mencionar que la ecuación 2.2 es una simplificación del modelo completo de Blasingame, que incluye términos adicionales para tener en cuenta la variación de la permeabilidad y otros efectos.

3.8 Modelo de Jones-Launder

El enfoque de Jones-Launder se basa en consideraciones clave, que incluyen:

- Flujo monofásico o bifásico.
- Tiene en cuenta la variación de la presión del yacimiento con el tiempo debido a la producción y la recarga de fluidos.
- Propiedades PVT variables.
- Considera la composición de los fluidos producidos.
- Distribución de permeabilidad variable (puede adaptarse a yacimientos con características heterogéneas).
- Se aplica a diferentes tipos de pozos, incluyendo pozos productores y pozos inyectores, lo que lo hace versátil en aplicaciones de ingeniería de yacimientos.

La ecuación principal del modelo de Gringarten-Ramey es la siguiente:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} \left(\ln \left(\frac{P_r - P_w}{P_r - P_{wf}} \right) + \frac{S_o}{C_t} \right) \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Donde:

- q es la tasa de producción del pozo (barriles por día).
- k es la permeabilidad efectiva del yacimiento (md o milidarcies).
- P_r es la presión de referencia en el yacimiento (generalmente la presión inicial, en psi).
- P_w es la presión en el pozo (en psi).
- h es el espesor neto del yacimiento (pies).
- μ es la viscosidad del petróleo (centipoises o cp).
- B es el factor volumétrico del petróleo en el yacimiento (barriles por barril estándar).
- P_{wf} es la presión en el punto de flujo de referencia (en psi).
- S_o es la saturación de aceite en el yacimiento.
- C_t es la compresibilidad total en el yacimiento.

Esta ecuación es altamente compleja y requiere datos específicos y detallados del yacimiento y del pozo, su aplicación práctica suele implicar el uso de software de simulación y análisis especializado.

4. Aplicación de modelos IPR: Estado del arte

La determinación de la precisión de un modelo matemático implica evaluar qué tan bien el modelo se ajusta a los datos observados o a la realidad que se intenta representar.

4.1 Aplicación del Modelo de Vogel

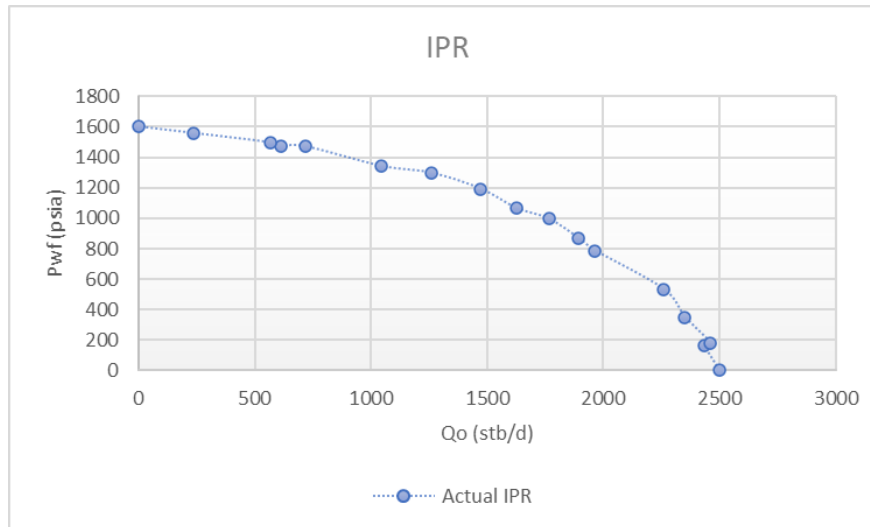
Chase, Robert W., y Carter A. Shaver (2009) aplicaron el modelo de Vogel para graficar la curva IPR para un pozo de petróleo en Carry City Field, Oklahoma. Los datos de producción fueron suministrados por Millikan y Sidewell (ver tabla 2) y su respectiva representación gráfica (ver figura 4).

Tabla 2

Datos de producción del pozo

Punto	P_{wf}/P_r	P_{wf} (psia)	Q_o (stb/d)
0	0,00	0	2500
1	0,10	166	2435
2	0,11	183	2460
3	0,22	351	2352
4	0,33	534	2260
5	0,49	787	1965
6	0,54	867	1895
7	0,62	996	1765
8	0,67	1066	1625
9	0,75	1194	1470
10	0,79	1297	1260
11	0,84	1342	1045
12	0,92	1470	720
13	0,92	1476	610
14	0,94	1497	565
15	0,97	1558	235
16	1,00	1600	0

Nota. Adaptado de "Optimal Use of Vogel's Dimensionless IPR Curve to Predict Current and Future Inflow Performance of Oil Wells.", Chase, Robert W., and Carter A. Shaver., September 2009.

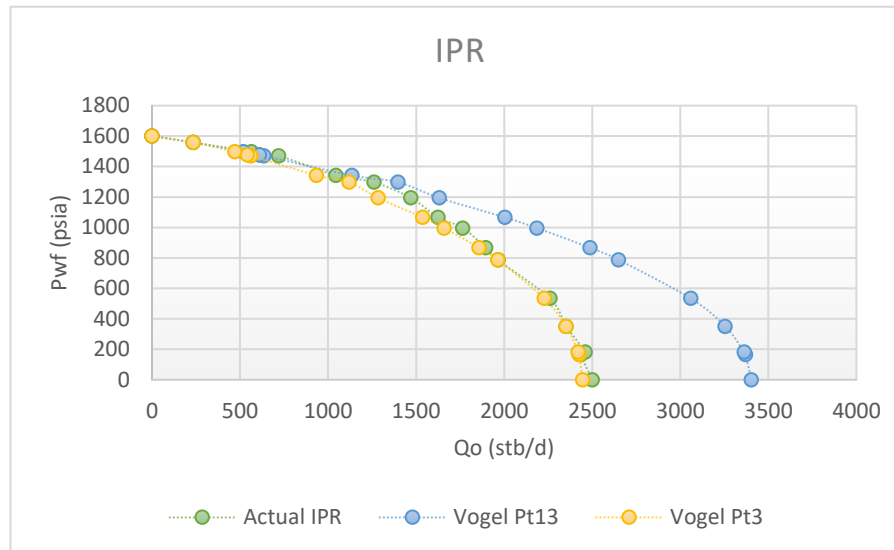
Figura 4*Gráfica IPR actual*

Nota. Adaptado de "Optimal Use of Vogel's Dimensionless IPR Curve to Predict Current and Future Inflow Performance of Oil Wells.", Chase, Robert W., and Carter A. Shaver., September 2009.

Chase et al. aplicaron la ecuación usando los puntos 13, 10, 7, 5 y 3 de la tabla 2 como prueba sencilla de flujo estabilizado (ver anexo 1). Analizando los cálculos con el modelo de Vogel y el comportamiento de las curvas IPR referenciadas en los puntos 13, 3 y los datos reales (ver figura 5) se destaca una variación del 81% en el valor del $Q_{o,máx}$ para el punto 13, y solo un 3% para el punto 3 con respecto al IPR real del pozo.

Figura 5

Gráfica IPR actual (Vogel Puntos 3 y 13)



Nota. Adaptado de "Optimal Use of Vogel's Dimensionless IPR Curve to Predict Current and Future Inflow Performance of Oil Wells.", Chase, Robert W., and Carter A. Shaver., September 2009.

4.2 Aplicación del Modelo de Fetkovich

Basfar et al. (2018)*** usaron 207 datos recolectados de recursos no publicados para predecir el IPR del pozo en cuestión usando los modelos de Vogel, Fetkovich y softwares de inteligencia artificial (técnicas *Back Propagation Network* y *Fuzzy Logic*). Se realizó un análisis

*** Basfar, Salem, Baarimah, Salem O., Elkatany, Salaheldin , AL-Ameri, Wahbi , Zidan, Khaled , and Ala AL-dogail. "Using Artificial Intelligence to Predict IPR for Vertical Oil Well in Solution Gas Derive Reservoirs: A New Approach." Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/192203-MS>

estadístico de los datos (ver tabla 3) y es importante mencionar que los pozos usados en la investigación producían por debajo del punto de burbuja y era un yacimiento que producía por empuje de gas en solución.

Tabla 3

Análisis estadístico de datos de pozos

Property	Min	Max	SD	Mean	Mode
BHFP (Psi)	1227	3217	300	2488.9	2423
Gas flow rate(MSCF/d)	33.6	13562	3073.2	3440.2	33.6
API density	33.6	37	2.3	33.7	32.6
Oil flow rate(STB/d)	280	9618	4847.8	6353.8	4700

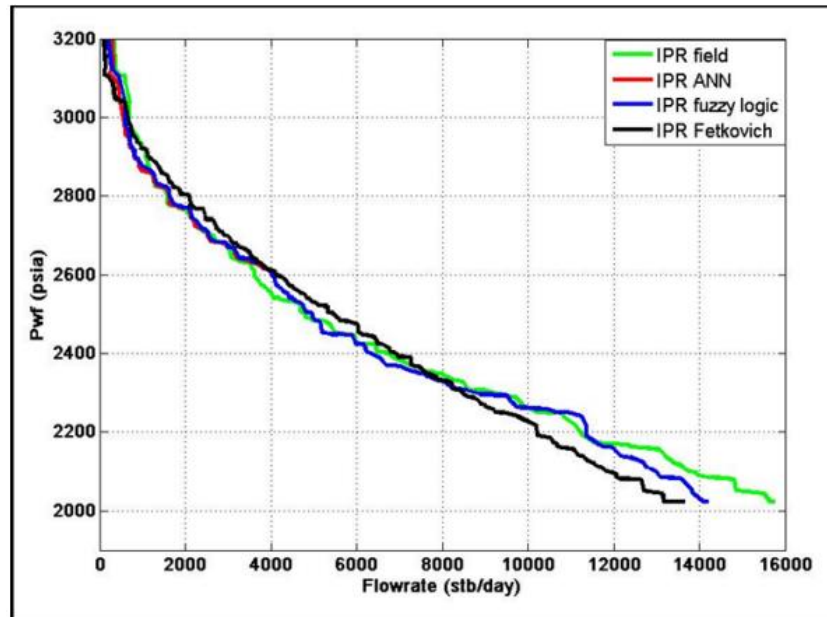
Nota. Tomado de "Using Artificial Intelligence to Predict IPR for Vertical Oil Well in Solution Gas Derive Reservoirs: A New Approach.", Basfar, Salem, Baarimah, Salem O., Elkatany, Salaheldin, AL-Ameri, Wahbi, Zidan, Khaled, and Ala AL-dogail, April 2018.

Al realizar la curva IPR (ver figura 6) usando los métodos mencionados se observó un error relativo porcentual^{†††} de 13,5% para el modelo de Fetkovich con respecto al IPR real del pozo.

^{†††} Fernández, J. L. (s. f.). Errores absolutos y relativos. Fisicalab.

Figura 6

IPR de datos de campo VS Modelo de Fetkovich y Métodos de IA



Nota. Tomado de "Using Artificial Intelligence to Predict IPR for Vertical Oil Well in Solution Gas Drive Reservoirs: A New Approach.", Basfar, Salem, Baarimah, Salem O., Elkatany, Salaheldin, AL-Ameri, Wahbi, Zidan, Khaled, and Ala AL-dogail, April 2018.

4.3 Aplicación del Modelo de Elías

Asiya A., Mohammad K., Saad M., y Salman Q. (2014) determinaron el IPR usando un modelo empírico nuevo^{†††} diseñado para yacimientos de petróleo con empuje de gas en solución y lo contrastaron con los resultados obtenidos de datos reales de campo y los cálculos usando los

^{†††} Elías, M., "New Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Oil Reservoirs", Paper SPE 124041 presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 Oct. 2009.

modelos de Vogel, Fetkovich, Sukarnoo y Wiggins de forma numérica (ver tabla 4) y gráfica (ver figura 7).

Tabla 4

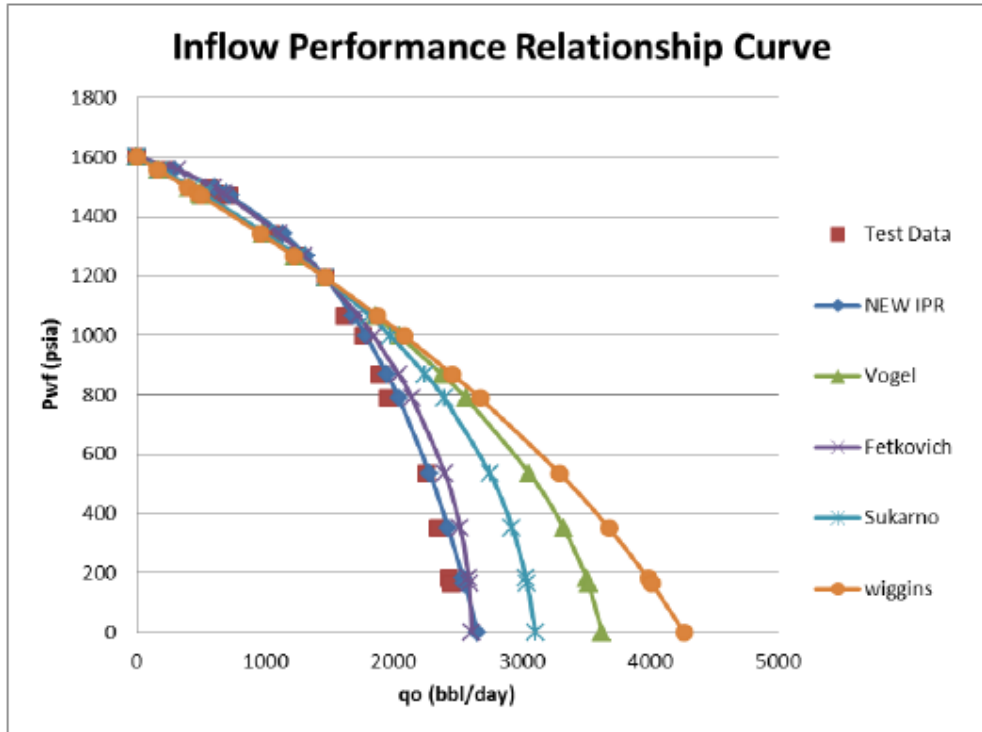
Comparación del modelo de Elías con otros modelos empíricos

Test Data		New IPR	Vogel	Fetkovich	Sukarnoo	Wiggins
Pwf (psia)	qo (STB/D)	qo (STB/D)	qo (STB/D)	qo (STB/D)	qo (STB/D)	qo (STB/D)
1600	0	0	0	0	0	0
1558	235	296.686619	169.399305	322.721908	181.492769	163.332337
1497	565	613.929288	408.309276	599.893221	431.731628	397.121506
1476	610	703.461186	488.604927	680.638441	514.532248	476.22607
1470	720	727.641014	511.3629	702.773287	537.879104	498.697527
1342	1045	1139.84365	977.42297	1106.74193	1003.90044	964.340792
1267	1260	1320.63858	1233.24612	1301.41839	1249.50356	1224.97538
1194	1470	1470	1470	1470	1470	1470
1066	1625	1687.89884	1855.96506	1725.87482	1814.63858	1879.0105
996	1765	1789.68253	2051.32814	1847.7302	1981.66159	2091.57894
867	1895	1953.87574	2382.25396	2043.57669	2252.3376	2462.73618
787	1965	2043.6743	2568.52563	2148.11775	2397.46856	2679.50967
534	2260	2284.10817	3062.10589	2403.31238	2754.00349	3297.52787
351	2353	2427.95246	3328.67548	2522.96344	2927.66433	3680.60059
183	2435	2544.01098	3506.54951	2588.23374	3035.9053	3985.00939
166	2450	2555.04093	3520.98353	2592.52611	3044.48786	4013.29186
0		2656.81908	3627.4912	2612.42362	3108.71033	4265.113

Nota. Tomado de "Application of New Ipr for Solution Gas Drive Oil Reservoirs.", Asiya Abbasi, Mohammad Khan, Saad Mumtaz, and Salman Qamar, November 2014.

Figura 7

Comparación del IPR para los diferentes modelos



Nota. En la gráfica se puede evidenciar como el modelo de Elías es el más cercano al comportamiento del IPR de los datos de prueba. Tomado de "Application of New Ipr for Solution Gas Drive Oil Reservoirs.", Asiya Abbasi, Mohammad Khan, Saad Mumtaz, and Salman Qamar, November 2014.

El modelo de Elías presentó el menor error (6%) respecto a los otros modelos empíricos (ver anexo 2) y su comportamiento fue el más cercano con respecto a los datos reales de prueba.

4.4 Análisis de resultados

El análisis de resultados es un paso esencial en el proceso de modelado matemático y es fundamental para garantizar la validez, utilidad y aplicabilidad de un modelo en una amplia variedad de campos y aplicaciones (ver tabla 5).

Tabla 5

Análisis de resultados modelos aplicados

MODELO	ANÁLISIS
Vogel (Campo Oklahoma)	Usando la correlación de Vogel se presentó un error al determinar el caudal máximo del 81% usando como referencia el punto 13 y solo un 3% con el punto 3. A partir de esto, se puede concluir de forma particular que las curvas IPR generadas usando el método de Vogel son más precisas cuando la presión de fondo fluyendo P_{wf} son más cercanas al 10% del valor de la presión de yacimiento $(0,1P_r)$. Desafortunadamente este modelo podría no ser práctico en campo para determinar las curvas tipo para un pozo con 90% de caída de presión.
Fetkovich (Datos de pozo)	Usando la correlación de Fetkovich y graficando su curva IPR presentó un error relativo del 13,5% respecto al IPR real. Este error no es considerado muy alto teniendo en cuenta los fundamentos teóricos del modelo, sin embargo, el estudio realizando utilizando

técnicas con inteligencia artificial fueron más precisos y abre la posibilidad a su inclusión en el desarrollo de softwares técnicos y especializados.

Elías (Datos de pozo)

Usando la correlación de Elías y graficando su curva IPR presentó un error del 6% respecto al comportamiento de la gráfica real del IPR para los datos de pozo. Aunque, en este caso en particular, fue más precisa respecto a los otros modelos empíricos estudiados no se puede concluir con veracidad si su rendimiento es mejor para todos los yacimientos donde se aplique.

4.5 Aplicación de modelos IPR en campos colombianos

Se utilizarán los campos Cusiana, Cupiagua, Chichimene, y Castilla. Estos campos han sido seleccionados por su relevancia y por la disponibilidad de datos confiables sobre producción de petróleo y gas. Los modelos de IPR que se aplicarán serán: Modelo de Vogel, Modelo de Fetkovich, Modelo de Jones y el Modelo de Darcy. Los resultados se compararán con las tasas de producción reales reportadas en los campos para identificar el modelo que mejor se ajusta a las condiciones específicas de cada yacimiento. El análisis incluirá el cálculo del error porcentual entre las predicciones del modelo y la producción real junto con las gráficas comparativas entre la producción real y la predicha para observar visualmente qué tan bien se ajustan los modelos con respecto al comportamiento real de cada yacimiento.

4.5.1 Campo Cusiana

Datos:

- Crudo ligero, alta presión y temperatura
- Presión estática del yacimiento (P0): 5,500 psia
- Presión de fondo fluyente (Pwf): 2,500 psia
- Tasa de producción inicial (qmax): 50,000 barriles por día (BPD)
- Permeabilidad estimada (k): 150 mD
- Viscosidad del crudo (μ): 0.5 cP
- Área del pozo (A): 2000 ft²
- Factor volumétrico (B): 1.2

En la tabla 6 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de los modelos:

Tabla 6

Resultado de cada modelo aplicado al campo Cusiana

	Tasa de	Vogel	Fetkovich	Darcy	Jones
Pwf	Producción Real	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(BPD)
(psia)	(BPD)				
3500	37500	27000	23000	28000	27500
3200	38000	29000	25000	30000	30000
3000	38500	31000	28500	33000	32000
2800	39000	34000	32000	35000	34500
2500	39500	37000	35500	38200	36000

4.5.2 Campo Cupiagua

Datos:

- Condensado y gas
- Presión estática del yacimiento (P0): 6,000 psia
- Presión de fondo fluuyente (Pwf): 3,000 psia
- Tasa de producción inicial (qmax): 35,000 BPD
- Permeabilidad estimada (k): 100 mD
- Viscosidad del condensado (μ): 0.6 cP
- Área del pozo (A): 1800 ft²
- Factor volumétrico (B): 1.3

En la tabla 7 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de los modelos:

Tabla 7

Resultado de cada modelo aplicado al campo Cupiagua

	Tasa de	Vogel	Fetkovich	Darcy	Jones
Pwf	Producción Real	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(BPD)
(psia)	(BPD)				
4000	25000	18000	18000	20000	19500
3800	26000	20000	20000	22000	21000
3500	27500	23000	22500	24000	23000
3200	28000	25000	24000	26000	25500
3000	29000	27800	26500	28400	27000

4.5.3 Campo Chichimene

Datos:

- Crudo pesado, baja permeabilidad
- Presión estática del yacimiento (P0): 4,500 psia
- Presión de fondo fluyente (Pwf): 2,000 psia
- Tasa de producción inicial (qmax): 30,000 BPD
- Permeabilidad estimada (k): 50 mD
- Viscosidad del crudo (μ): 2.5 cP
- Área del pozo (A): 1500 ft²
- Factor volumétrico (B): 1.5

En la tabla 8 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de los modelos:

Tabla 8

Resultado de cada modelo aplicado al campo Chichimene

	Tasa de	Vogel	Fetkovich	Darcy	Jones
Pwf	Producción Real	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(BPD)
(psia)	(BPD)				
2800	22000	15000	14500	16000	15500
2600	22500	16500	16000	18000	17000
2400	23000	18000	18000	19500	19000
2200	23500	20000	19500	21000	20500
2000	24000	22500	21000	23000	21500

4.5.4 Campo Castilla

Datos:

- Crudo pesado
- Presión estática del yacimiento (P0): 3,800 psia
- Presión de fondo fluuyente (Pwf): 1,800 psia
- Tasa de producción inicial (qmax): 25,000 BPD
- Permeabilidad estimada (k): 80 mD
- Viscosidad del crudo (μ): 3.0 cP
- Área del pozo (A): 1200 ft²
- Factor volumétrico (B): 1.4

En la tabla 9 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de los modelos:

Tabla 9

Resultado de cada modelo aplicado al campo Castilla

	Tasa de	Vogel	Fetkovich	Darcy	Jones
Pwf	Producción Real	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(BPD)
(psia)	(BPD)				
2800	15000	11000	10500	12500	11500
2500	16500	13000	12000	14000	12500
2200	17000	15000	13500	15000	14500
2000	18000	16500	15000	17000	16500
1800	19500	18000	17500	18500	17000

4.5.5 Comparación de Modelos IPR vs. Producción Real en Campos Colombianos

Para realizar comparaciones efectivas es fundamental graficar los resultados obtenidos. La visualización de los datos permite observar claramente el comportamiento de cada modelo en función de las variaciones de la presión de fondo fluyente (P_{wf}). A través de estas gráficas, se pueden identificar patrones, tendencias y desviaciones en la producción que facilitarán la interpretación de la efectividad de cada modelo.

Figura 8

Tasa de producción vs P_{wf} (Campo Cusiana)

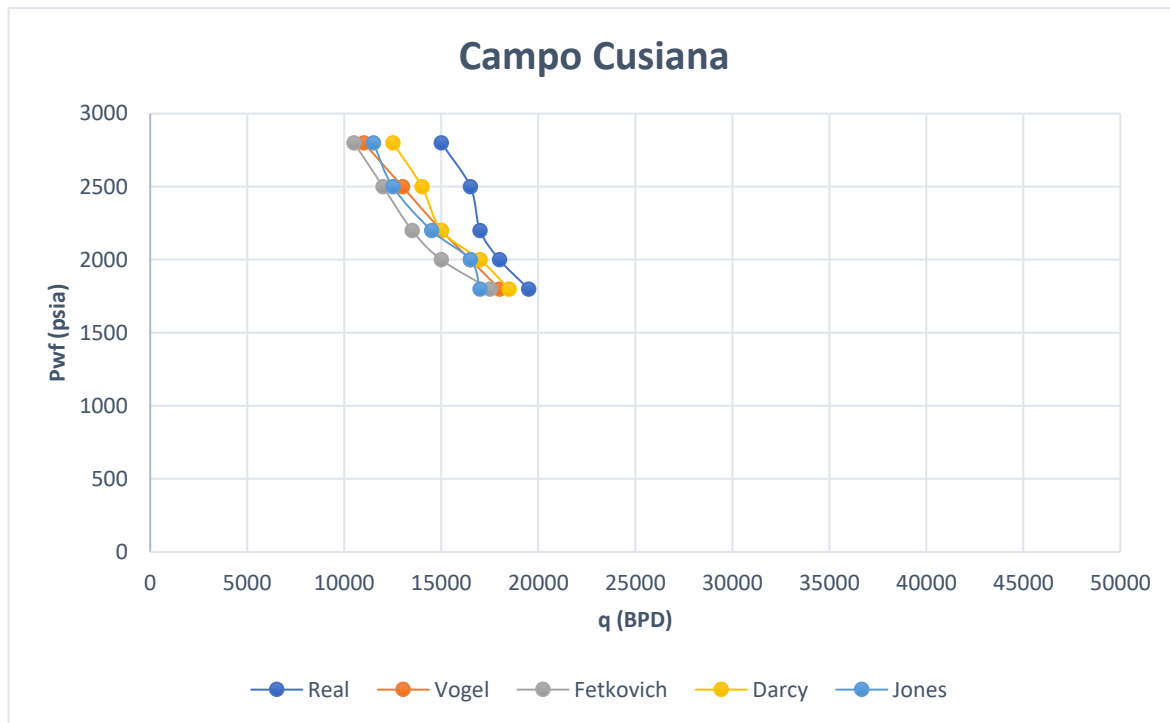


Figura 9

Tasa de producción vs Pwf (Campo Cupiagua)

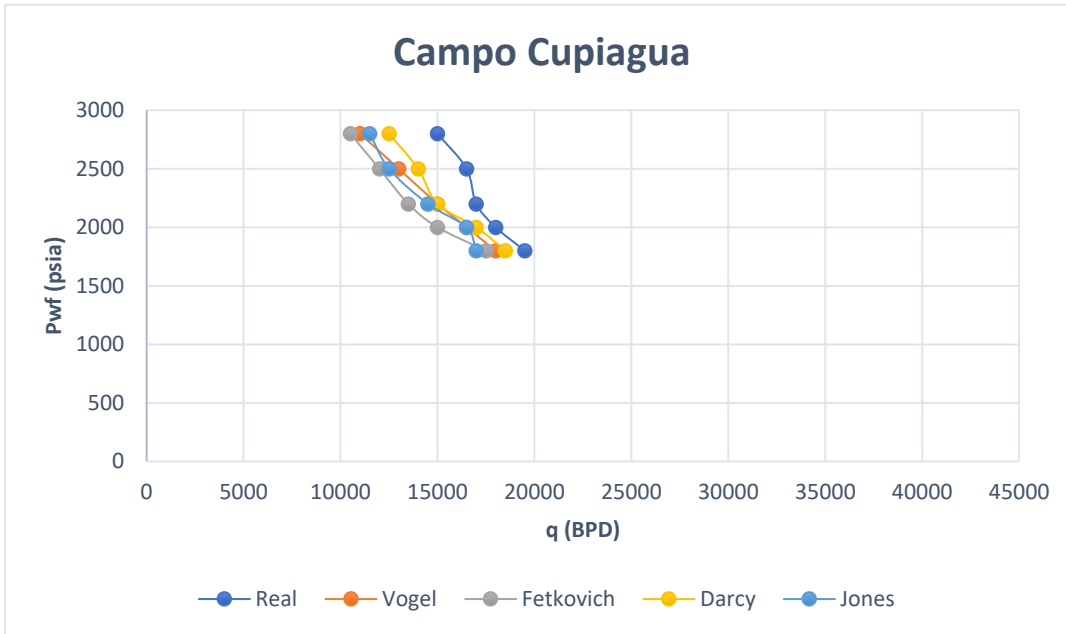


Figura 10

Tasa de producción vs Pwf (Campo Chichimene)

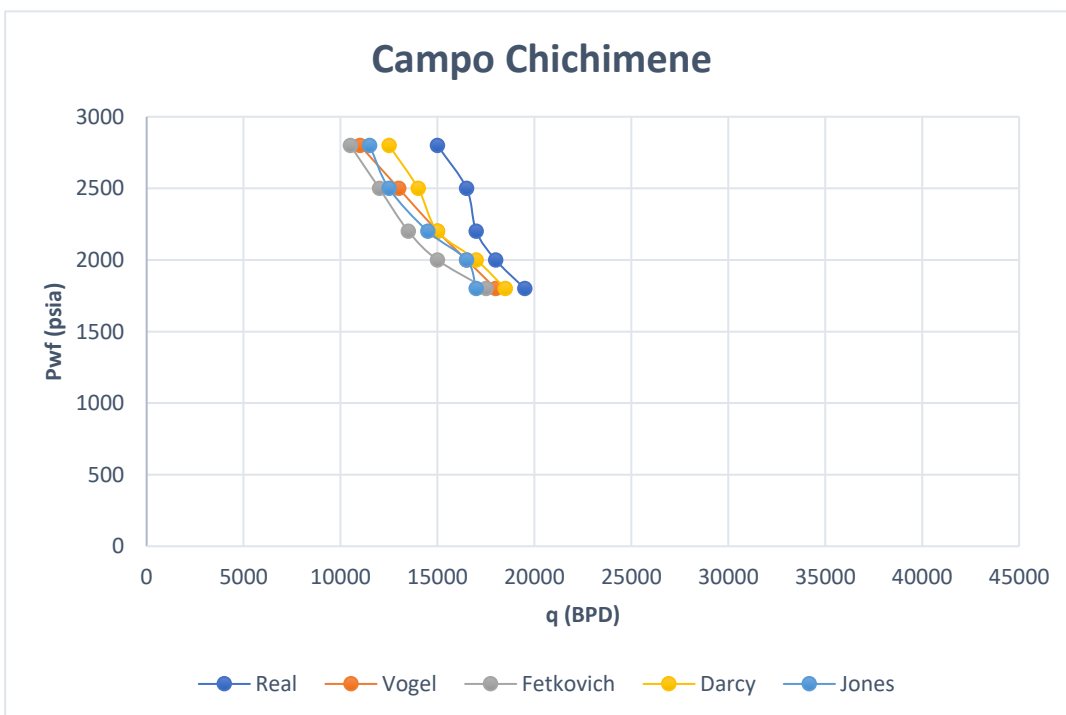
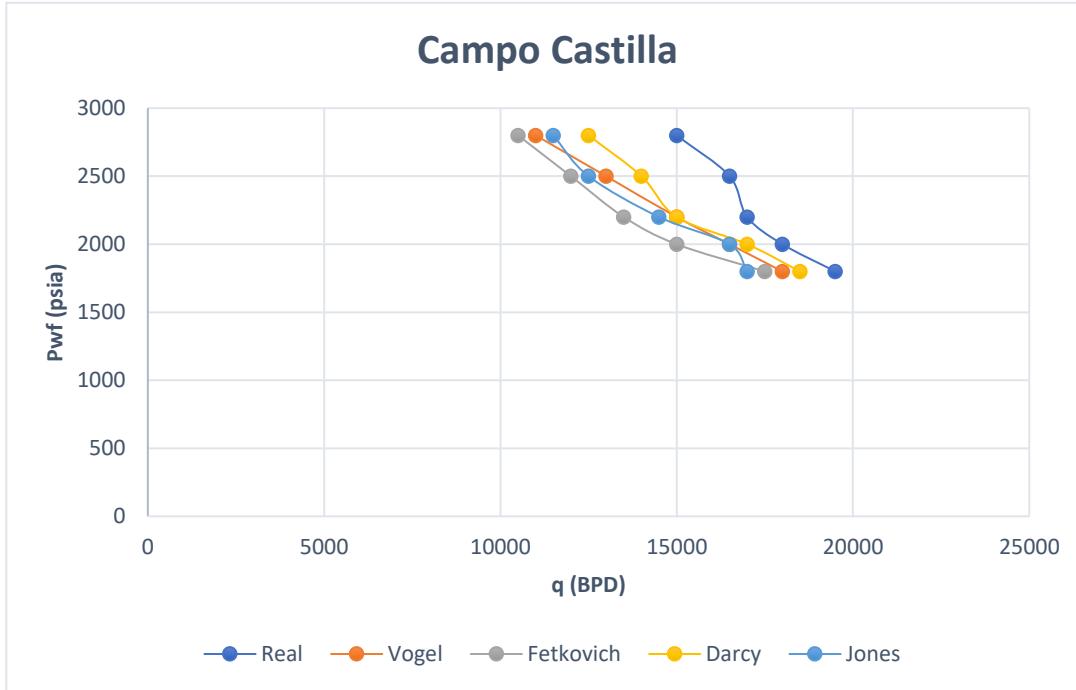


Figura 11

Tasa de producción vs Pwf (Campo Castilla)



El cálculo del error entre las tasas de producción estimadas por los modelos IPR y las tasas de producción reales es fundamental para evaluar la precisión y efectividad de cada modelo en la simulación del comportamiento de los yacimientos petroleros. En la tabla 10, se presenta el error promedio porcentual para cada modelo aplicado a los campos seleccionados. Este se calcula utilizando la ecuación:

$$Error = \left(\frac{Producción\ real - Producción\ estimada}{Producción\ real} \right) * 100$$

Tabla 10*Error promedio porcentual*

Modelo	Promedio de Error (%)
Vogel	27.95%
Fetkovich	32.77%
Darcy	21.90%
Jones	24.72%

Cada modelo tiene características únicas que impactan la precisión de las estimaciones de producción, y las variaciones en los resultados se pueden atribuir a diversos factores. El modelo de Vogel, con un promedio de error del 27.95%, es popular en yacimientos de flujo en régimen de gas; sin embargo, su rendimiento en los campos colombianos sugiere que puede no ser adecuado para condiciones de alta viscosidad o flujo complejo. Esto se debe a que el modelo tiende a subestimar la producción real en situaciones de baja presión, donde factores como la compresibilidad del fluido y la geología del yacimiento son fundamentales.

Por otro lado, el modelo de Fetkovich mostró el error promedio más alto, 32.77%. Esto indica que, aunque busca modelar el comportamiento de yacimientos con efectos de boundary, su rendimiento deficiente puede deberse a una calibración inadecuada de los parámetros utilizados o a que las condiciones del yacimiento variaban significativamente de las suposiciones iniciales. La falta de datos precisos sobre la historia de producción y la respuesta del yacimiento puede conducir a errores considerables, especialmente en formaciones no homogéneas. En contraste, el modelo de Darcy, que presenta un promedio de error de 21.90%, se considera más

robusto para yacimientos líquidos, ya que captura mejor la dinámica del flujo al enfocarse en propiedades como la permeabilidad y la viscosidad. Sin embargo, su eficacia depende de la aplicación de supuestos correctos sobre la homogeneidad del medio y de contar con datos precisos sobre las propiedades del fluido.

El modelo de Jones, con un error promedio de 24.72%, se destaca por su flexibilidad, permitiendo ajustes basados en datos específicos del yacimiento. Sin embargo, su error intermedio indica que su eficacia sigue dependiendo de la calidad de los datos de entrada y la calibración de los parámetros. Si los datos históricos no reflejan el comportamiento actual del yacimiento, el modelo puede generar estimaciones inexactas.

En general, los errores observados resaltan la complejidad inherente a la dinámica de los yacimientos de petróleo y la necesidad de considerar las limitaciones de cada modelo. La calibración de parámetros y la comprensión de las condiciones del reservorio son fundamentales para obtener estimaciones precisas. Por ello, se sugiere realizar análisis de sensibilidad y estudios de calibración con datos históricos más precisos para optimizar la selección del modelo IPR y mejorar la gestión de los recursos en los campos petroleros colombianos. La elección del modelo adecuado no solo influye en la estimación de la producción, sino que también es crucial para la planificación de estrategias de desarrollo y la maximización de la recuperación de petróleo en condiciones desafiantes.

En este caso, los resultados no fueron tan acertados debido a la dificultad de conseguir datos precisos, ya que la confidencialidad de estos limita el acceso a información crítica que podría haber mejorado la calibración y la aplicabilidad de los modelos.

5. Propuestas de mejora para los modelos de determinación del IPR

Para plantear mejoras a los modelos utilizados para calcular el IPR (Inflow Performance Relationship) y hacerlos más eficientes y representativos de la realidad, es crucial comprender las limitaciones actuales de los modelos y cómo estos pueden mejorarse:

- **Suposiciones simplificadas:** Algunos de estos modelos, como el de Vogel, asumen condiciones simplificadas, como flujo radial perfecto y la homogeneidad de las formaciones. Esto no es siempre aplicable en situaciones reales donde existen heterogeneidades en la roca y variaciones en la presión del yacimiento.
- **Incapacidad de manejar condiciones extremas:** Muchos modelos, incluyendo el de Fetkovich, funcionan bien en condiciones de flujo laminar o turbulento, pero fallan en escenarios más complejos, como el flujo no lineal a altas tasas de producción.
- **Dependencia de datos empíricos:** Modelos como el de Fetkovich requieren datos empíricos que pueden variar según el tipo de formación y las características del yacimiento, lo que limita su aplicabilidad universal.
- **No consideran factores dinámicos:** La mayoría de estos modelos asumen condiciones estáticas en lugar de dinámicas, no permitiendo la variabilidad temporal de parámetros como la permeabilidad o la presión del yacimiento.

A partir de las limitaciones identificadas en los modelos tradicionales de cálculo del IPR, surge la necesidad de implementar mejoras que puedan ajustar mejor estos modelos a las condiciones reales de producción en yacimientos. Estas propuestas buscan abordar los desafíos inherentes a las simplificaciones empíricas, la falta de adaptabilidad a condiciones extremas y la

naturaleza dinámica de los yacimientos, con el fin de proporcionar soluciones más precisas y eficientes. A continuación, se detallan las mejoras sugeridas para optimizar el desempeño de los modelos de IPR en situaciones más cercanas a la realidad operativa.

5.1 Incorporación de Modelos Basados en Simulación Numérica

Los modelos numéricos avanzados, como los basados en simulación 3D, permiten captar mejor las complejidades de un yacimiento, como la heterogeneidad de la formación y el comportamiento dinámico de fluidos. Mientras que los modelos tradicionales como el de Vogel y Fetkovich simplifican el comportamiento del yacimiento asumiendo flujo radial o bifásico ideal, la simulación numérica puede integrar diferentes tipos de flujo y condiciones de frontera más complejas. Es por esto que se propone:

- **Uso de simuladores de elementos finitos:** Estos permiten modelar la interacción del flujo en medios porosos complejos, capturando heterogeneidades espaciales y cambios temporales en propiedades como la permeabilidad y la presión del yacimiento.
- **Simulación multifásica en tiempo real:** El uso de software como Eclipse o CMG puede simular escenarios complejos de flujo multifásico bajo diferentes presiones y condiciones del yacimiento, algo que modelos como el de Vogel no consideran completamente.

De esta forma se mejora la precisión en la predicción del IPR al incorporar un análisis tridimensional y temporal que incluye interacciones más realistas entre el fluido y la roca.

5.2 Consideración de Permeabilidad y Porosidad Variables

Los modelos actuales de IPR tienden a asumir que la permeabilidad y la porosidad son constantes a lo largo del tiempo y el espacio, lo que no es representativo en yacimientos donde estas propiedades pueden variar debido a compactación o cambios en la presión. Esto limita la precisión de las predicciones a largo plazo. Es por esto que se propone:

- **Incorporar modelos geomecánicos:** La geomecánica puede influir directamente en la permeabilidad y la porosidad, especialmente en formaciones compactables.

Modelos que integren la relación entre la presión de poro y las propiedades geomecánicas del yacimiento permitirán estimar mejor cómo cambian estas variables con el tiempo.

- **Variabilidad espacial:** La creación de modelos que consideren variaciones espaciales de la permeabilidad (por ejemplo, zonas fracturadas o con alta saturación de agua) puede proporcionar un análisis más detallado del rendimiento del pozo en diferentes regiones del yacimiento.

De esta forma se espera conseguir un enfoque más realista que capture los cambios en las propiedades del yacimiento a lo largo del tiempo, permitiendo pronósticos de producción más ajustados a la realidad.

Uno de los aspectos más importantes en yacimientos con cambios geomecánicos es que la permeabilidad puede no ser constante debido a compactación u otros efectos geomecánicos. Por lo tanto, una ecuación de IPR que incluya la variabilidad de la permeabilidad k podría tener la siguiente forma:

$$q = C \cdot (p_{wf}^n - p_{ws}^n) \cdot \frac{k(t)}{\mu}$$

Donde:

- q es la tasa de producción de flujo,
- p_{wf} es la presión de fondo fluyente,
- p_{ws} es la presión del yacimiento,
- $k(t)$ es la permeabilidad dependiente del tiempo, que puede cambiar debido a efectos geomecánicos o alteraciones del yacimiento,
- μ es la viscosidad del fluido,
- n es un exponente que depende del tipo de fluido,
- C es una constante de ajuste empírico que depende de la geometría del flujo y del pozo.

En esta ecuación, se incluye la permeabilidad variable en función del tiempo o la presión. Esto tiene su base en principios de geomecánica, que establecen que la permeabilidad del yacimiento cambia con la compactación de la roca o cambios en la presión del yacimiento. La modificación está inspirada en el modelo geomecánico de Terzaghi, que estudia cómo las propiedades de la roca (como la permeabilidad y porosidad) cambian bajo diferentes tensiones y presiones de poro.

5.3 Implementación de Inteligencia Artificial (IA) y Machine Learning (ML)

La IA y el ML permiten analizar grandes volúmenes de datos y encontrar patrones que los modelos convencionales no pueden detectar. Estas técnicas pueden mejorar la predicción del comportamiento del yacimiento al identificar relaciones no lineales complejas entre las variables de entrada y salida, ajustando el modelo en función de los datos históricos de producción.

El uso de redes neuronales, algoritmos de clasificación o regresión para entrenar modelos predictivos a partir de datos históricos de producción puede ajustar los parámetros del IPR en función de condiciones como la presión del yacimiento, la saturación de agua o la tasa de producción. A su vez, el análisis de Big Data mediante IA permite procesar grandes volúmenes de datos de yacimientos (presiones, tasas de flujo, composiciones de fluidos) para crear modelos predictivos que se ajusten dinámicamente a las condiciones cambiantes del pozo y del yacimiento.

5.4 Mejoras en el Tratamiento del Flujo No Lineal

El flujo en pozos puede cambiar de régimen laminar a turbulento, o viceversa, a medida que cambia la tasa de producción. Muchos modelos de IPR actuales, como el de Fetkovich, no manejan bien estas transiciones no lineales, lo que resulta en predicciones inexactas en condiciones de flujo mixto.

Se deben ajustar los modelos existentes, como el de Jones, para incluir términos adicionales que permitan capturar las transiciones entre flujo laminar y turbulento. Esto se puede lograr mediante la incorporación de coeficientes de fricción o términos de pérdida de energía en las ecuaciones. Asimismo, en formaciones donde el flujo sigue un comportamiento no newtoniano, se pueden desarrollar modelos que ajusten el IPR para tener en cuenta las propiedades de viscosidad y comportamiento del fluido.

Para manejar mejor las transiciones entre flujo laminar y turbulento, se pueden ajustar las ecuaciones de Darcy y Jones para incluir términos adicionales de pérdida de energía debido a turbulencia. Esto nos lleva a una forma modificada de la ley de Darcy que incorpora efectos no lineales del flujo:

$$\Delta p = \frac{q}{k} \cdot \left(\frac{\mu}{B} + \beta \cdot q \right)$$

Donde:

- Δp es el cambio de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo,
- q es la tasa de producción,
- k es la permeabilidad,
- μ es la viscosidad,
- B es el factor volumétrico del yacimiento,
- β es un coeficiente empírico que captura los efectos de flujo turbulento (este coeficiente se ajusta en función de datos experimentales y depende del tipo de fluido y de las propiedades del pozo).

Para mejorar el ajuste a condiciones de flujo no lineal, la nueva ecuación planteada se deriva de la ley de Darcy, pero incluye términos adicionales para representar las pérdidas de energía por turbulencia, basados en el modelo de Jones. Esto tiene antecedentes en estudios de flujo turbulento en conductos y medios porosos, donde se observa una caída de presión no proporcional al caudal en condiciones turbulentas^{§§§}.

5.5 Modelos Adaptativos Basados en Datos en Tiempo Real

El uso de sensores avanzados en pozos permite recopilar datos en tiempo real sobre variables clave como presión, tasa de flujo, temperatura y saturación de fluidos. Sin embargo, los

^{§§§} Bear, J. (1972). Dynamics of fluids in porous media. Elsevier.

modelos tradicionales de IPR son estáticos y no se ajustan automáticamente a estos cambios dinámicos.

Desarrollar un sistema que integre sensores en pozos para ajustar automáticamente los parámetros del modelo de IPR en tiempo real sería una solución ideal. Estos modelos podrían actualizarse continuamente con datos de presión y producción, utilizando algoritmos de ajuste automático. Además, estos modelos adaptativos podrían optimizar la producción, ajustando las tasas de extracción o el manejo de fluidos en función de las condiciones actuales del pozo.

5.6 Integración de Factores Geomecánicos

La deformación de la roca y la compactación del yacimiento pueden influir significativamente en el flujo de fluidos, afectando la permeabilidad y la presión en el pozo. Los modelos tradicionales no suelen considerar estos efectos, lo que puede llevar a una subestimación o sobreestimación de la capacidad del pozo a largo plazo.

El desarrollo de modelos que integren la interacción entre la presión del fluido y la deformación de la roca (modelos geomecánicos acoplados) puede predecir mejor el comportamiento del yacimiento a medida que se depleta o se compacta. Además, para pozos fracturados, se pueden desarrollar modelos que incorporen los cambios en la red de fracturas inducida por la presión, mejorando la predicción del IPR.

5.7 Mayor Enfoque en Modelos Multifásicos Complejos

Los modelos actuales tienen dificultades para manejar situaciones donde se producen simultáneamente petróleo, gas y agua. Los métodos simplificados no capturan bien la interacción entre estas fases, lo que lleva a errores en las predicciones de producción.

Desarrollar modelos que manejen el flujo simultáneo de múltiples fases, utilizando simulaciones numéricas y datos experimentales para ajustar mejor las interacciones entre fases. El uso de técnicas de simulación multifásica avanzadas que consideren efectos como la segregación gravitacional y la capilaridad también puede ayudar a capturar el comportamiento real del flujo en pozos multifásicos.

6. Uso de software para determinar el IPR

Existen varios softwares y herramientas utilizados en la industria petrolera para determinar el IPR de un campo petrolero. Su funcionamiento básico consta de etapas como son la entrada de datos, la selección del modelo, cálculo de la IPR, generación de gráficos y resultados, análisis de sensibilidad, informes y exportación de datos. Algunos de estos softwares son:

- **Petrel y Eclipse:** son softwares de modelado de yacimientos desarrollados por Schlumberger que se utilizan ampliamente en la industria petrolera. Permite a los ingenieros de yacimientos modelar y simular el comportamiento de los yacimientos, incluyendo la IPR.
- **CMG (*Computer Modelling Group*):** CMG ofrece software de simulación de yacimientos, como el software de simulación STARS, que se utiliza para modelar y analizar yacimientos.
- **VIP (*Virtual Integrated Petroleum Engineering*):** es un software de simulación de yacimientos desarrollado por NExT, una empresa de Schlumberger.

- **IPM (*Integrated Production Modeling*)**: es una herramienta de modelado de producción desarrollada por Schlumberger que se utiliza para modelar y analizar la producción de campos petroleros.
- **Saphir**: es un software de simulación de yacimientos desarrollado por Beicip-Franlab que se utiliza para modelar y analizar la producción de yacimientos.
- **Software personalizado**: Muchas compañías de petróleo y gas desarrollan sus propias herramientas y software personalizado para calcular la IPR y realizar análisis de yacimientos específicos.

Es importante destacar que la elección del software o herramienta depende de las necesidades y recursos de la compañía petrolera, así como de la complejidad del yacimiento y la simulación requerida. Cada una de estas herramientas puede tener sus ventajas y desventajas, y su elección se basa en los requisitos específicos de cada proyecto.

7. Identificación de la Mejor Herramienta para la Creación de E-books

En el desarrollo de materiales educativos y digitales, como guías y e-books, es crucial seleccionar una herramienta que permita no solo la creación eficiente del contenido, sino también su diseño visual y formato adecuado para diversos dispositivos. A continuación, se presentan algunas de las herramientas más utilizadas en la actualidad para crear e-books online.

- **Canva**: Es una plataforma de diseño gráfico que permite crear documentos visuales de alta calidad sin necesidad de conocimientos avanzados en diseño. Entre sus múltiples plantillas y herramientas, destaca la posibilidad de crear e-books de forma intuitiva. Con

una amplia variedad de plantillas prediseñadas para libros electrónicos, Canva facilita la creación de contenidos interactivos y visualmente atractivos.

- **Adobe InDesign:** Es una herramienta de software profesional para la creación de publicaciones impresas y digitales. Es utilizada ampliamente en la industria editorial para crear e-books y otros documentos complejos. Ofrece un control total sobre el diseño y la tipografía, y permite generar documentos interactivos con enlaces y multimedia.
- **Visme:** Es una plataforma de diseño que, al igual que Canva, permite la creación de una variedad de contenidos visuales, incluidos e-books. Se centra en ofrecer herramientas para presentaciones interactivas y contenido visual atractivo.

Canva se presenta como la mejor opción para la creación de e-books debido a su equilibrio entre accesibilidad, facilidad de uso, recursos gráficos y posibilidades de personalización. A diferencia de otras plataformas como InDesign, que requieren habilidades avanzadas y son costosas, o Visme, que ofrece opciones limitadas en su versión gratuita, Canva proporciona una solución completa para cualquier usuario que desee crear un e-book visualmente atractivo y profesional sin esfuerzo. Es por esta razón que es la opción seleccionada para el diseño del e-book sobre IPR.

8. Consolidación del E-book

A continuación, se describen los pasos utilizados para la consolidación del e-book:

- **Planificación del Contenido:** Definir los temas y la estructura general del e-book, organizando la información de manera clara y lógica.

- **Selección de la Plantilla:** Elegir una plantilla de diseño que se adapte al estilo y formato deseado para el e-book.
- **Diseño de la Portada:** Crear una portada atractiva que refleje el contenido y objetivo del e-book.
- **Escritura del Contenido:** Redactar el texto del e-book, asegurando claridad y precisión en la información presentada.
- **Búsqueda y Creación de Material Visual:** Buscar o diseñar imágenes (uso de inteligencia artificial), gráficos (Excel) y tablas (Canva) que complementen y expliquen visualmente los temas tratados.
- **Integración Visual:** Combinar el contenido escrito con el material visual para lograr una presentación coherente y atractiva.
- **Integración de Ecuaciones y Cálculos:** Incluir fórmulas y cálculos necesarios (editor de ecuaciones de Word), de manera que sean comprensibles y se integren con el contenido.
- **Referencias Bibliográficas:** Añadir las fuentes y referencias utilizadas en el desarrollo del e-book para dar respaldo académico al contenido.

Finalmente, luego de realizado este proceso se obtuvo el producto final de este trabajo de grado: la guía para estudiantes sobre el IPR en ingeniería de petróleo. Este e-book está diseñado para ser una herramienta accesible y comprensible para aquellos que deseen profundizar en este tema y se encuentra disponible en [Canva](#).

9. Conclusiones

Los modelos de determinación del IPR dependen de factores clave del yacimiento y del fluido, como la permeabilidad, presión y viscosidad, que permiten estimar la productividad de un pozo en condiciones específicas. La precisión y aplicabilidad de cada modelo varía en función de estos parámetros.

Aunque los errores se encuentran en el intervalo de 21% a 33%, este puede ser aceptable dependiendo de factores como la complejidad del flujo, la precisión de los parámetros medidos y la consistencia de datos históricos del pozo. Aunque en la industria petrolera se busca minimizar estos márgenes, un rango de error moderado puede ser funcional si permite observar tendencias útiles para decisiones operativas sin comprometer significativamente la eficiencia del yacimiento.

Las mejoras en los modelos de determinación del IPR buscan captar mejor las complejidades del yacimiento, reducir errores de predicción y adaptarse a condiciones reales de producción. Incluir simulaciones numéricas 3D y tiempo real permite considerar heterogeneidades de la formación y condiciones de flujo multifásico. Incorporar variabilidad en permeabilidad y porosidad, junto con algoritmos de IA, mejora la precisión del modelo en entornos dinámicos. Además, integrar factores geomecánicos y multifásicos complejos ajusta los modelos a fluctuaciones temporales y asegura predicciones más realistas para optimizar la producción.

La creación de imágenes, gráficas y tablas efectivas permite transmitir conceptos complejos de ingeniería de petróleos, como el IPR, de forma accesible y visualmente atractiva. Estos elementos mejoran la comprensión de los estudiantes y facilitan su aprendizaje al presentar información técnica de manera clara y estructurada.

La elección de Canva como herramienta para el diseño y creación del e-book resultó estratégica, ya que proporciona una plataforma intuitiva y versátil que simplifica la edición de materiales gráficos y textuales. Además, su facilidad de uso permite optimizar la producción del e-book, logrando un formato visual profesional y adaptado a las necesidades de los estudiantes.

10. Recomendaciones

Se recomienda comparar los resultados obtenidos a partir de los modelos de determinación de IPR no abordados en esta investigación con otros datos de campos reales colombianos para evaluar su precisión al momento de predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento.

A partir de la experiencia en la elaboración del material visual y la creación del e-book, se recomienda establecer un sistema de retroalimentación con los estudiantes que usen el e-book. Esto permitiría ajustar y mejorar continuamente el contenido, gráficos y formato del material en función de sus necesidades y niveles de comprensión.

Sería valioso continuar la investigación del IPR en el contexto colombiano desarrollando una base de datos de casos prácticos específicos de la región. Esto permitiría analizar de manera detallada cómo varían los modelos y factores del IPR en diferentes entornos geológicos de Colombia, proporcionando datos empíricos que enriquecerían el contenido y la aplicabilidad del e-book.

Referencias Bibliográficas

- 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.
- Adrian, Pedro Marcelo, and Marcia Ruth Cabrera. "Application of Blasingame Type Curves to a Multi-Well Gas-Condensate Reservoir: Field Case Study." Paper presented at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/191214-MS>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2023, marzo). Producción acumulada de petróleo (2023). Datos y Estadísticas - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Recuperado 19 de septiembre de 2023, de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
- Ahmed, T. S. (2019). Gas and water coning. En Elsevier eBooks (pp. 605-661). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813649-2.00009-8>
- Asiya Abbasi, Mohammad Khan, Saad Mumtaz y Salman Qamar. "Application of New IPR for Solution Gas Drive Oil Reservoirs", Pakistán, 2014
- Basfar, Salem, Baarimah, Salem O., Elkatany, Salaheldin , AL-Ameri, Wahbi , Zidan, Khaled , and Ala AL-dogail. "Using Artificial Intelligence to Predict IPR for Vertical Oil Well in Solution Gas Derive Reservoirs: A New Approach." Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/192203-MS>

- Carlos, G., José, F., & Raúl, V. (2020). Impacto de los Métodos Aplicados para la Determinación de la Permeabilidad y su Influencia en el Gerenciamiento del Reservorio en el Campo Shushufindi. *Revista Politécnica*, 45(2), 41-50.
- Chase, Robert W., and Carter A. Shaver. "Optimal Use of Vogel's Dimensionless IPR Curve to Predict Current and Future Inflow Performance of Oil Wells." Paper presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, USA, September 2009. doi: <https://doi.org/10.2118/125737-MS>
- Chuiza Pilco, A. J., & Erazo Bone, R. Á. (2018). Comportamiento de afluencia para pozos horizontales de largo alcance (Doctoral dissertation, ESPOL. FICT).
- CO2 Conference. (n.d.). Gas Injection in Cusiana & Cupiagua Fields. Recuperado de [https://www.co2conference.net/#203;:contentReference\[oaicite:0\]{index=0}](https://www.co2conference.net/#203;:contentReference[oaicite:0]{index=0})
- Ecopetrol Annual Report 2019. (2020). Ecopetrol S.A. Recuperado de <https://www.ecopetrol.com.co>
- Fetkovich, M. J. (1980). Decline curve analysis using type curves. *Journal of Petroleum Technology*, 32(06), 1065-1077. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>
- 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.
- Gómez, L., & Riaño, L. (2016). Producción en Campo Castilla: Análisis y Perspectivas. Sociedad Colombiana de Ingenieros de Petróleos (SCIP).
- Hagedorn, A. R., & Brown, K. E. (1965). Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. *Journal of Petroleum Technology*, 17(04), 475-484. <https://doi.org/10.2118/940-PA>

Heins, A. V., Savioli, G. B., & Bidner, M. S. INFLUENCIA DEL MODELO DE POZO EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESERVORIOS.

Idorenyin, Etim H., and Ezeddin E. Shirif. "Flow in Linear Composite Reservoirs." SPE Res Eval & Eng 18 (2015): 577–589. doi: <https://doi.org/10.2118/178911-PA>

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

Jones, L. G. (1976). A method of correlating gas well performance data. Journal of Petroleum Technology, 28(09), 985-989. <https://doi.org/10.2118/5160-PA>

Joshi, Nilima C., and Ayaz J. Khan. "Investigation of Mathematical Model of Turbulent Flow for Marine Propeller." Paper presented at the SNAME Maritime Convention and 5th World Maritime Technology Conference, Providence, Rhode Island, USA, November 2015. doi: <https://doi.org/10.5957/WMTC-2015-138>

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

Oil & Gas Journal. (n.d.). Chichimene Field Development Plan. Recuperado de <https://www.ogj.com/drilling-production>

PEREZ, Martha Ilce y CALDERON, Zuly Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería Bucaramanga División de publicaciones UIS, 2011 191 p.

Shahamat, Mohammad Sadeq, Tabatabaie, S. Hamed, Mattar, Louis, and Ehsan Motamed.

"Inflow Performance Relationship for Unconventional Reservoirs (Transient IPR)."

Paper presented at the SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary,

Alberta, Canada, October 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/175975-MS>

Terzaghi, K. (1943). Theoretical soil mechanics. John Wiley & Sons, Inc.

Vogel, J. V. (1968). Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*, 20(01), 83-92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>

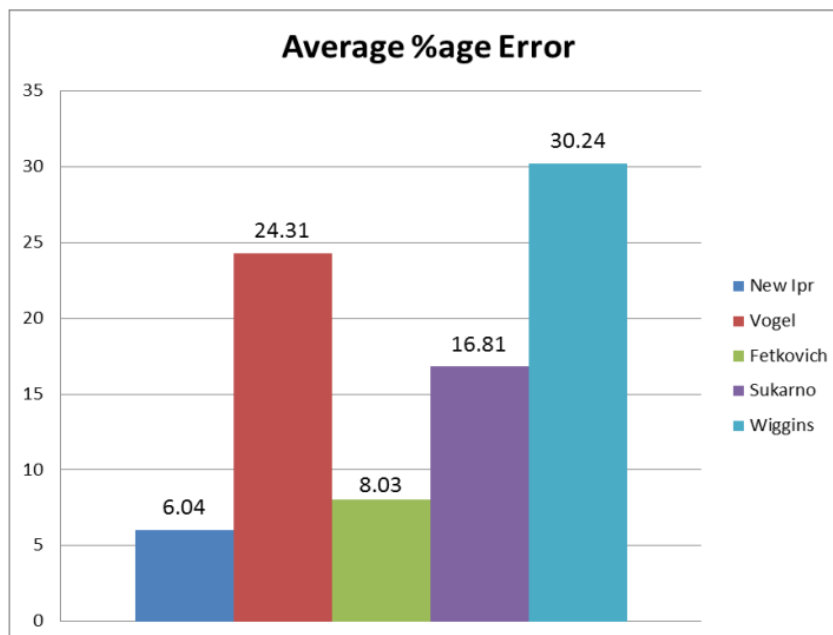
Youssef, A. A. (2019b). Inflow performance relationship of vertical wells in fractured vuggy media during semi-steady state flow regime. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 970-981. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.015>

Anexos

Anexo 1. Tablas para la construcción del IPR con el modelo de Vogel

				Point 13	Point 10	Point 7	Point 5	Point 3
				$Q_{o,max} = 4529$	$Q_{o,max} = 3706$	$Q_{o,max} = 3121$	$Q_{o,max} = 2775$	$Q_{o,max} = 2563$
Point	P_{wf}/P_r	P_{wf} (psia)	ACTUAL Q_o (BOPD)	Vogel Q_o (BOPD)	Vogel Q_o (BOPD)	Vogel Q_o (BOPD)	Vogel Q_o (BOPD)	Vogel Q_o (BOPD)
0	0.00	0	2500	4529	3706	3121	2775	2563
1	0.10	166	2435	4396	3597	3030	2694	2488
2	0.11	183	2460	4378	3583	3017	2683	2478
3	0.22	351	2352	4156	3401	2864	2547	2352
4	0.33	534	2260	3823	3129	2635	2343	2164
5	0.49	787	1965	3207	2624	2210	1965	1815
6	0.54	867	1895	2974	2434	2050	1822	1683
7	0.62	996	1765	2561	2096	1765	1569	1449
8	0.67	1066	1625	2317	1896	1597	1420	1311
9	0.75	1194	1470	1835	1502	1265	1125	1039
10	0.79	1267	1260	1540	1260	1061	943	871
11	0.84	1342	1045	1220	976	841	748	691
12	0.92	1470	720	638	492	440	391	361
13	0.92	1476	610	610	469	420	374	345
14	0.94	1497	565	510	390	351	312	289
15	0.97	1558	235	211	159	146	130	120
16	1.00	1600	0	0	0	0	0	0
			% Error in $q_{o,max} =$	81%	48%	25%	11%	3%

Nota: Tomado de Chase, Robert W., and Carter A. Shaver. "Optimal Use of Vogel's Dimensionless IPR Curve to Predict Current and Future Inflow Performance of Oil Wells." Paper presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, USA, September 2009. doi: <https://doi.org/10.2118/125737-MS>

Anexo 2. Porcentaje de error en los modelos analizados

Nota. Tomado de "Application of New Ipr for Solution Gas Drive Oil Reservoirs.", Asiya Abbasi, Mohammad Khan, Saad Mumtaz, and Salman Qamar, November 2014.