

Desarrollo del software inflow para la determinación de curvas de oferta (IPR) en pozos horizontales, mediante las correlaciones empíricas de Joshi, Cheng, Bendakhlia & Aziz, Economides & Retnanto.

“Development of inflow software for the determination of supply curves (IPR) in horizontal wells, through the empirical correlations of Joshi, Cheng, Bendakhlia & Aziz, Economides & Retnanto.”



Angos Huera Jefferson Paúl
Universidad Central del Ecuador
angosfigempa@hotmail.com



Lucero Calvache Fernando Andrés
Docente Universidad Central del Ecuador
fernandolucero1986@gmail.com

Resumen

Este estudio trata de la aplicación del lenguaje FORTRAN 77, para la digitalización de las correlaciones de tipo gráfica a funciones y con ello, desarrollar el cálculo de manera inmediata de las variables que permitan definir la curva de oferta (IPR) de fluidos bifásicos en pozos horizontales, de acuerdo a correlaciones empíricas. Al aplicar la correlación de Joshi se tiene un mecanismo de producción de empuje hidráulico y un área de drenaje tipo elipse, mientras que, para las correlaciones de Cheng, Bendakhlia & Aziz, Economides & Retnanto se asume un reservorio en forma rectangular, con valores de permeabilidades en las direcciones x, y, z. La ecuación presentada por Helmy & Wattenbarger determina el índice de productividad para pozos horizontales que producen a presión constante. La aplicación del lenguaje FORTRAN 77, generará un archivo plano con la información del índice de productividad, caudal máximo, presiones de fondo fluyente y sus respectivos caudales para, de esta manera, graficar y determinar el comportamiento de afluencia del yacimiento, de acuerdo a los parámetros de cada correlación.

Palabras Claves: IPR; fortran77; yacimiento; permeabilidad; correlaciones.

Abstract

This study deals with the application of the FORTRAN 77 language, for the digitalization of graphical type correlations to functions and with it, to develop the calculation of the immediate variables that allow defining the supply curve (IPR) of biphasic fluids in horizontal wells according to empirical correlations. When applying the Joshi correlation, there is a hydraulic drive production mechanism and an ellipse drainage area, while for the correlations of Cheng, Bendakhlia & Aziz, Economides & Retnanto a rectangular reservoir with permeability values is assumed in the x, y, z directions. The equation presented by Helmy & Wattenbarger determines the productivity index for horizontal wells that produce at constant pressure. The application of the FORTRAN 77 language will generate a flat file with the information of the productivity index, maximum flow rate, flowing bottom pressures and their respective flow rates in order to graph and determine the inflow behavior of the reservoir according to the parameters of each correlation.

Keywords: IPR; fortran77; reservoir; permeability; correlations

Introducción

El comportamiento de la curva de oferta (IPR) en pozos horizontales depende de varios factores como: la inclinación del pozo, parámetros petrofísicos, propiedades de los fluidos, anisotropía del yacimiento y condiciones de contorno, tanto laterales como verticales; encontrar la relación entre estos factores y la productividad de un pozo horizontal, es una tarea importante para elegir el patrón que determina el comportamiento real del pozo. El desarrollo de pozos horizontales con extensas áreas de drenaje y pozos multilaterales ha permitido la crea-

ción de modelos analíticos para predecir el IPR de un pozo horizontal. Las correlaciones realizadas por Joshi, Cheng, Bendakhlia & Aziz, Economides & Retnanto, se han enfocado en yacimientos con empuje hidráulico, ángulo del pozo, yacimientos isotrópicos y en función de la presión de burbuja respectivamente, los cuales modifican la ecuación de Vogel, reemplazando las constantes 0,2 y 0,8, permitiendo predecir el comportamiento y desempeño del yacimiento, de una manera más precisa.

La estimación de curvas de Oferta (IPR) en pozos horizontales, mediante el compilador FORTRAN 77. Este

lenguaje de programación es utilizado para aplicaciones científicas y de ingeniería, lenguaje que se desarrolló en principios de la era computacional y es usada hasta nuestros días en diferentes áreas de la industria petrolera.

Metodología

El análisis de las curvas de oferta (IPR) se llevará a cabo, mediante la forma que posea el yacimiento, este estudio está enfocado en la aplicación del lenguaje de programación FORTRAN 77, al desarrollar una serie de instrucciones, basadas en la compilación de datos y algoritmos, para determinar los diferentes caudales a cada presión de fondo fluyente que se digitalice en la interfaz gráfica del programa, con el objetivo de estimar las curvas IPR en pozos horizontales.

Correlación de Joshi

En 1991 Joshi presentó una ecuación para estimar el índice de productividad de un pozo horizontal, en un reservorio isotrópico, con empuje hidráulico, para desarrollar las diferentes curvas de oferta (IPR) en yacimientos que tienen como área de drenaje en forma de elipse, tal como se muestra en la Figura 1 (Joshi S., 1988).

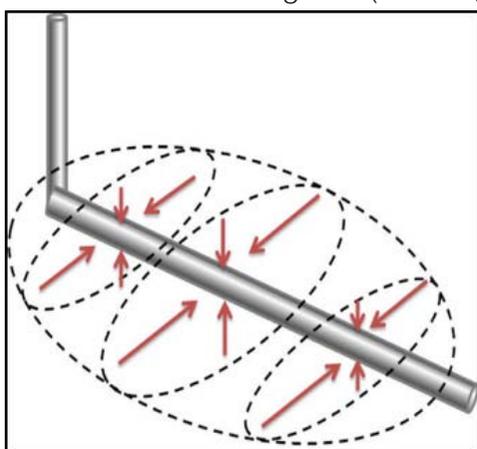


Figura 1. Área de drenaje en forma de elipse.
Fuente: (Joshi D. S., 1988)

Descripción del método

El modelo de Joshi se basa en la ecuación de difusividad tomando en consideración el daño de formación área de drenaje de tipo elipse, índice de anisotropía, el radio efectivo del pozo y la eficiencia de flujo para así determinar la siguiente expresión (Joshi D. S., 1988) En el anexo 1 se presenta el algoritmo corrido en FORTRAN 77 para el cálculo del Índice de Productividad, la máxima tasa de producción y los datos para graficar la IPR

$$J_H = \frac{h \cdot k_h}{182,329 \cdot \left(\ln R + \left[1,3073 \cdot \left(\frac{h \cdot l_{ani}}{L} \right) \right] \cdot \left[\ln \left(\frac{h \cdot l_{ani}}{r_w \cdot (l_{ani} + 1)} \right) \right] \right)^{-0,75 + S}} \quad \text{Ec. (1)}$$

$$EF = \frac{J_H}{J_v} \quad \text{Ec. (2)}$$

Correlación de cheng

En 1990 Cheng propuso una versátil correlación para determinar el comportamiento de afluencia en pozos desviados y horizontales (Cheng, 1990).

Descripción del método

El modelo de Cheng mantuvo los mismos exponentes para los términos de la relación de presiones que la correlación de Vogel, pero modificó las constantes en la ecuación para lograr el ajuste; las variables que se modifican se presentan en la siguiente expresión:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{Pwf}{Pr} \right) - a_2 \left(\frac{Pwf^2}{Pr^2} \right) \quad \text{Ec. (3)}$$

En la Fig. 2 se presenta el modelo de yacimiento que utilizó Cheng para la determinación de las constantes de la ecuación de Vogel (Nicolas, 2013).

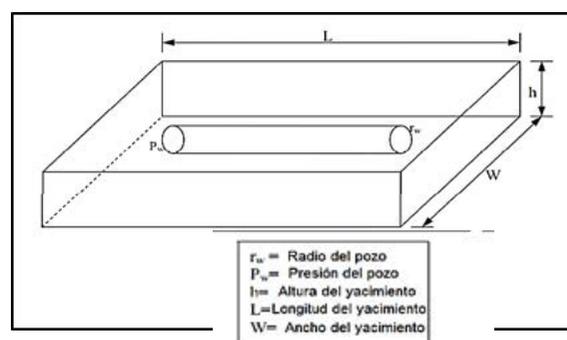


Figura 2. Yacimiento tipo caja
Fuente: (Nicolas, 2013)

En el anexo 2 (formato digital) se presenta el algoritmo corrido en FORTRAN 77, basado en las funciones que determinan los parámetros a0, a1 y a2 en relación del ángulo de inclinación, tal como se muestra en la fig. 3.

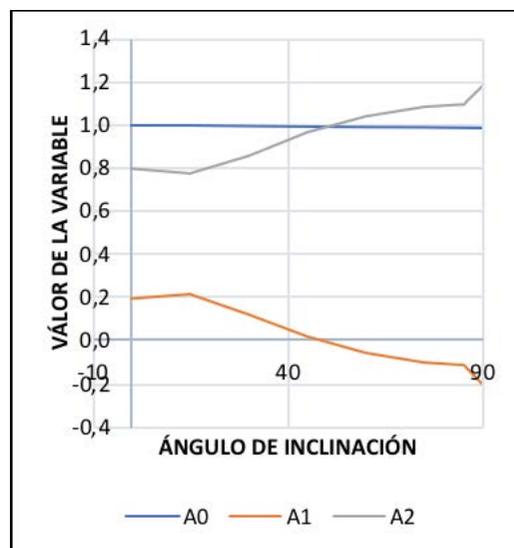


Figura 3. Digitalización de las constantes de la correlación de Cheng
Elaborado por: Jefferson Paul Angos Huera

En el anexo 3 se presenta los valores estimados de las constantes a0, a1 y a2 mediante la digitalización de las siguientes ecuaciones para generar las constantes que intervienen en la ecuación de Vogel.

$$a_0 = 1x10^{-13}.X^6 - 3x10^{-11}.X^5 + 2x10^{-9}.X^4 + 4x10^{-8}.X^3 - 8x10^{-6}.X^2 + 9x10^{-5}.X + 0,9998 \quad \text{Ec. (4)}$$

$$a_1 = -2x10^{-11}.X^6 + 4x10^{-9}.X^5 - 3x10^{-7}.X^4 + 2x10^{-5}.X^3 - 0,0007.X^2 + 0,0084.X + 0,1878 \quad \text{Ec. (5)}$$

$$a_2 = 1x10^{-11}.X^6 - 2x10^{-9}.X^5 + 1x10^{-7}.X^4 - 8x10^{-6}.X^3 + 0,0004.X^2 - 0,0063.X + 0,8087 \quad \text{Ec. (6)}$$

Correlación de Bendakhlia y Aziz

En 1998 Bendakhlia y Aziz siguieron el enfoque de Vogel para desarrollar un modelo, para pozos horizontales que posean mecanismos de producción de 0% a 14 %; ellos modificaron la ecuación de Vogel reemplazando las constantes 0,2 y 0,8 mediante la aplicación de la siguiente expresión matemática que involucra las variables V y n tal como se muestra en la Fig 4 (Bendakhlia & Aziz, 1998).

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left(1 + V \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}^2}{Pr^2} \right) \right)^2 \quad \text{Ec. (7)}$$

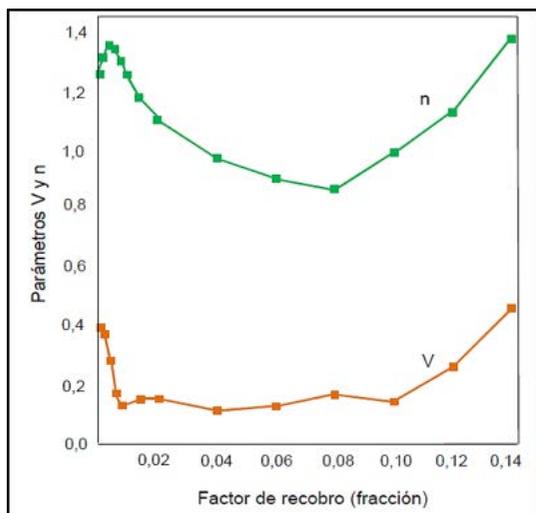


Figura 4. Parámetros V y n en función de factor de recobro
Fuente: (Bendakhlia & Aziz, 1998)

Descripción del método

El modelo de Bendakhlia y Aziz mantuvo los mismos exponentes para los términos de la relación de presiones que la correlación de Vogel, pero modificó las constantes V y n en la ecuación para lograr el ajuste. En los anexos se presenta el algoritmo corrido en FORTRAN 77, basado en las funciones que determinan los parámetros V y n, en relación con el factor de recobro.

En la Fig. 5 se presenta la digitalización de la correlación presentada por Bendakhlia y Aziz, los valores estimados de las constantes V y n se muestran en el apéndice 4.5. constantes que intervienen en la aplicación de la ecuación de Vogel.

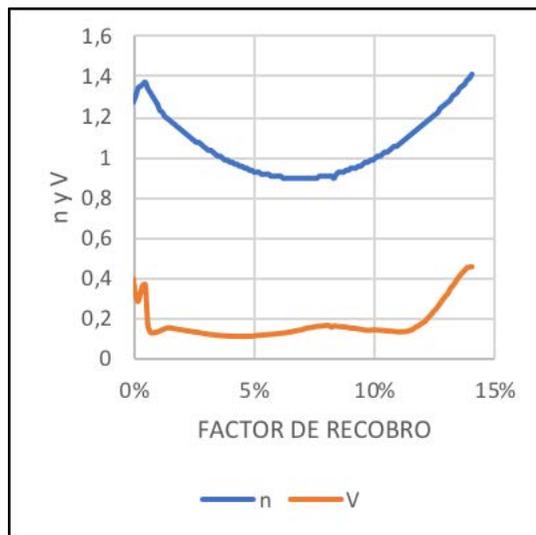


Figura 5. Parámetros V y n en función de factor de recobro
Fuente: (Bendakhlia & Aziz, 1998)

Correlación de Economides y Retnanto

En 1998 Economides y Retnanto presentaron un modelo para estimar el desempeño del influjo bifásico en pozos horizontales. Ellos utilizaron el simulador numérico VIP para generar el IPR de pozos horizontales y multilaterales (Economides & Retnanto, 1998).

Descripción del método

El modelo se corrió sobre un amplio rango de propiedades del fluido y yacimiento y las curvas adimensionales del IPR se crearon para las condiciones simuladas; la ecuación empírica se presenta a continuación (Economides & Retnanto, 1998)

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,25 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0,75 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^n \quad \text{Ec. (8)}$$

$$n = \left(-0,27 + 1,46 \left(\frac{Pr}{P_b} \right) - 0,96 \left(\frac{Pr}{P_b} \right)^2 \right) \cdot (4 + 1,66x10^{-3}xP_b) \quad \text{Ec. (9)}$$

En el anexo 6. se presenta el algoritmo corrido en FORTRAN 77 basado en la relación $\left(\frac{Preservorio}{P_{burbuja}} \right)$.

Resultados

La tabla 1 presenta los resultados de los datos obtenidos, de caudales a diferentes Pwf, para determinar la curva, IPR con el simulador PIPESIM y con las correlaciones utilizadas en el software. En el anexo 7 se

detallan los mismos.

Tabla 1. Comparación de resultados entre Software PIPESIM e INFLOW

SOFTWARE PIPESIM	CORRELACIÓN JOSHI	CORRELACIÓN CHENG	CORRELACIÓN BENDAKHLIA & AZIZ	CORRELACIÓN	
Pwf (PSI)	CAUDAL (BPPD)	CAUDAL (BPPD)	CAUDAL (BPPD)	CAUDAL (BPPD)	TIPO
4000	0	0	0	0	HARRISON
3000	247,9	246,83	486,87	245	251,1533796 HARRISON
2000	495,8	493,66	820,57	563,51	543,5978478 HARRISON
1500	619,75	617,07	932,94	713,85	660,42 HARRISON
1256	680,2376	677	974,6	782,27	740 ECONOMIDES & RETNANTO
500	867,65	863,91	1048,75	967,24	950,36 HARRISON
0	991,6	987,32	1052,18	1063,13	1063 ECONOMIDES & RETNANTO

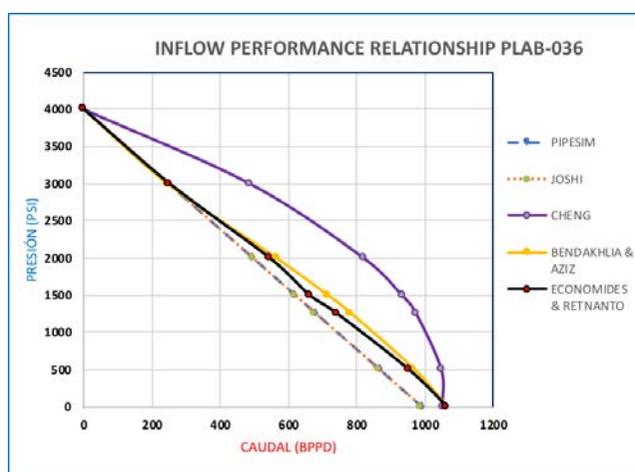


Figura 6. IPRs del pozo PLAB-036
Fuente: Software PIPESIM e INFLOW

INFLOW. La Figura 6 presenta las curvas de oferta IPRs, en el pozo horizontal PLAB-036, con las diferentes correlaciones empleadas

Conclusiones

La correlación de Joshi hace referencia a la obtención del índice de productividad para pozos horizontales, con empuje hidráulico, como mecanismo de producción primario al considerar el daño de formación; se estima que la producción máxima del pozo PLAB-036 sería de 991 BPPD, mientras que al producir por encima del punto de burbuja la relación gas petróleo sería mínima, obteniendo un caudal de 680 BPPD.

El estudio realizado por Helmy & Wattenbarger hace referencia a las propiedades petrofísicas de la roca PVT, y dimensiones del yacimiento, estimando un índice de productividad de 0.846 BPPD/psi para pozos que utilicen las correlaciones Cheng, Bendakhliia & y Aziz; Economides & Retnanto para estimar las diferentes curvas de oferta presentadas para el pozo PLAB-036. La correlación de Cheng, aplicado a pozos horizontales en función del ángulo muestra que, al tener una mayor inclinación el pozo, éste tiende a producir un mayor caudal, a una misma presión de fondo fluyente, tal como se muestra en las gráficas de la IPR en el caso de estudio.

Al simular con factor de recobro máximo de 14% se obtiene una tasa máxima de 1063 BPPD, comparado con las demás correlaciones; al existir un máximo de 14% de factor de recobro, no se estima de forma precisa el caudal de producción, pues el pozo de estudio está influenciado por un acuífero activo, el cual oscila en un 50% de recobro a una presión de 4000 psi.

La correlación de Economides y Retnanto presenta una limitación al aumentar la presión de fondo fluyente; desde la presión de burbuja la tasa de producción muestra valores negativos, por lo que se sugiere utilizar la correlación de Harrison.

Las correlaciones utilizadas en el estudio presentan tasas similares a la del software PIPESIM con el cual se comparó; con el fin de calcular de manera aproximada la capacidad de producción del pozo.

La correlación de Cheng presenta un mayor porcentaje de error, comparado a las demás correlaciones, ya que al ser pozos tan desviados presentan una mayor tasa de producción al llegar a la presión, en el punto de burbuja.

Al construir las curvas de oferta con la correlación de Joshi, presenta gráficamente un comportamiento de Índice de Productividad constante, mientras que las correlaciones de Cheng, Bendakhliia & y Aziz; Economides & Retnanto; Harrison se comportan como la correlación tipo Vogel.

Referencias bibliográficas

- Alnuaim & Ali Khalid. (2014). Inflow Performance Relationship for Horizontal Wells Producing from Multi-Layered Heterogeneous Solution Gas-Drive Reservoirs. Offshore Technology Conference 24757-MS, 13.
- Aziz & Bendakhliia. (1998). Inflow Performance Relationships for solution-Gas Drive Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers 19823, 10.
- Cheng A. (1990). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers- 20720, 8.
- Economides & Retnanto. (1998). Inflow Performance Relationship of Horizontal and Multibranch Wells in a Solution- Gas-Drive-Reservoir. Society of Petroleum Engineers, 9.
- Joshi D S. (1988). Augmentation of well Productivity with sland horizontal wells. Society of Petroleum Engineers-15375, 13.
- Joshi S. (1988). Production Forecasting Methods for Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers, 13.
- Nicolás S. (2013). Módulo III - IPR de pozos horizontales. Aceinternacional, 37.
- Petroamazonas EP. (2018). Informe del pozo horizontal PLAB-036. PAM EP
- Schlumberger. (2017). Manual del software PIPESIM. SLB