

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).

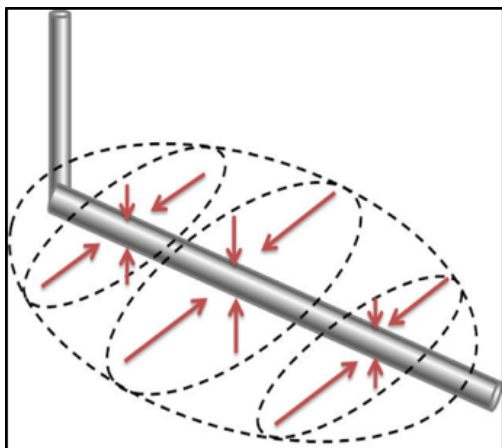


Figura 1. Área de drenaje en forma de elipse.

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

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

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

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:

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

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).

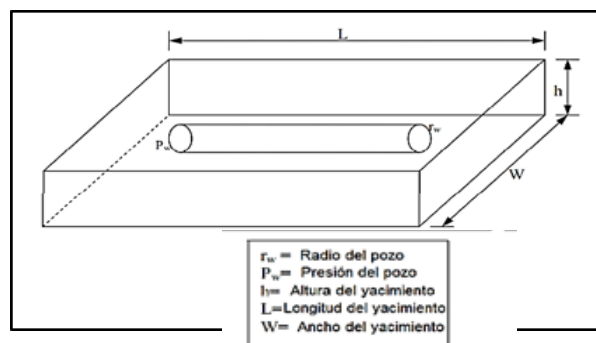


Figura 2. Yacimiento tipo caja

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.

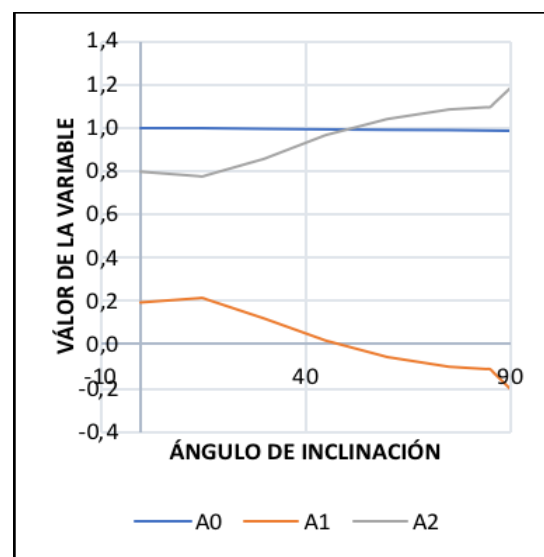


Figura 3. Digitalización de las constantes de la correlación de Cheng

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).

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

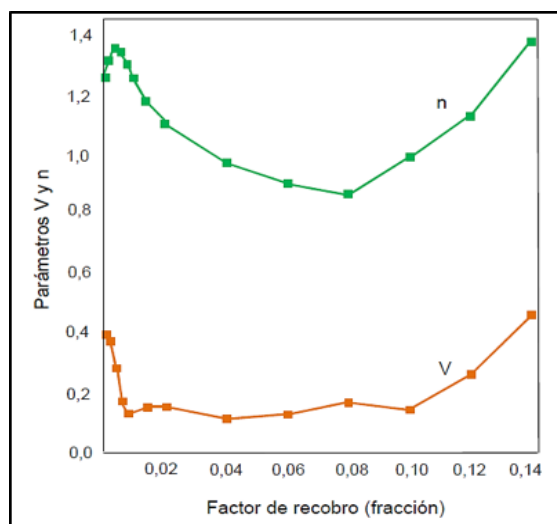


Figura 4. Parámetros V y n en función de factor de recobro
Fuente: (Bendakhlia & Aziz, 1998)

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.

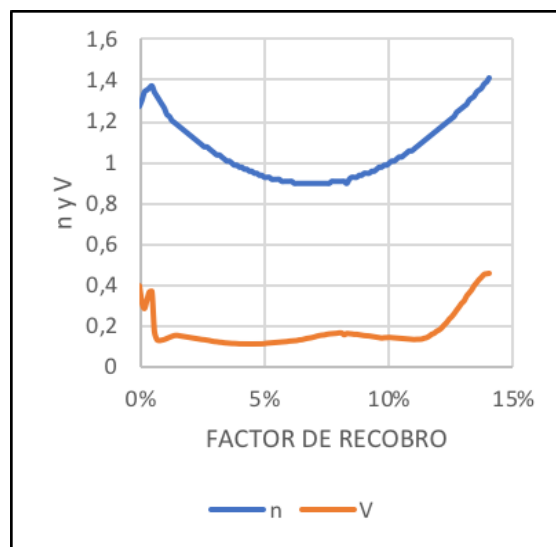


Figura 5. Parámetros V y n en función de factor de recobro
Fuente: (Bendakhlia & Aziz, 1998)

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)

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

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

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

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)	CAUDAL (BPPD)	TIPO
4000	0	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	680,42	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

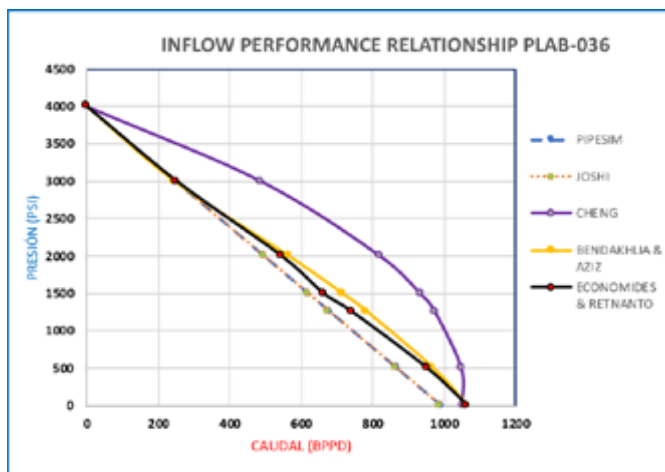


Figura 6. IPRs del pozo PLAB-036

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 utilizan las correlaciones Cheng, Bendakhliá & 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, Bendakhliá & 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 & Bendakhliá. (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.

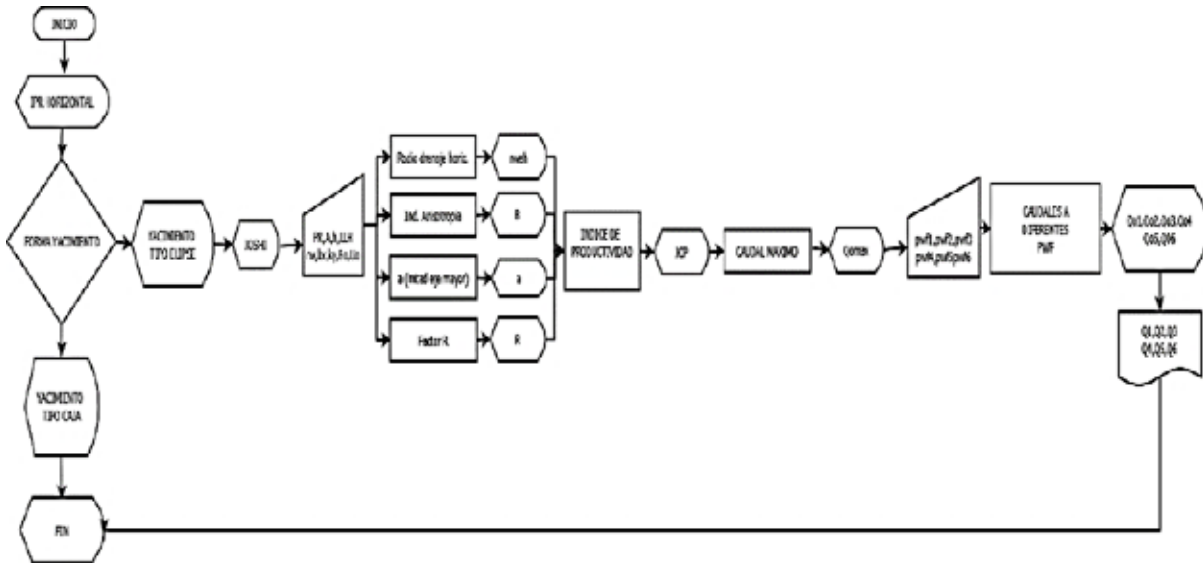
Joshi S. (1988). Production Forecasting Methods for Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers, 13.

Nicolás S. (2013). Módulo III - IPR de pozos horizontales. Aceinternacional, 37.

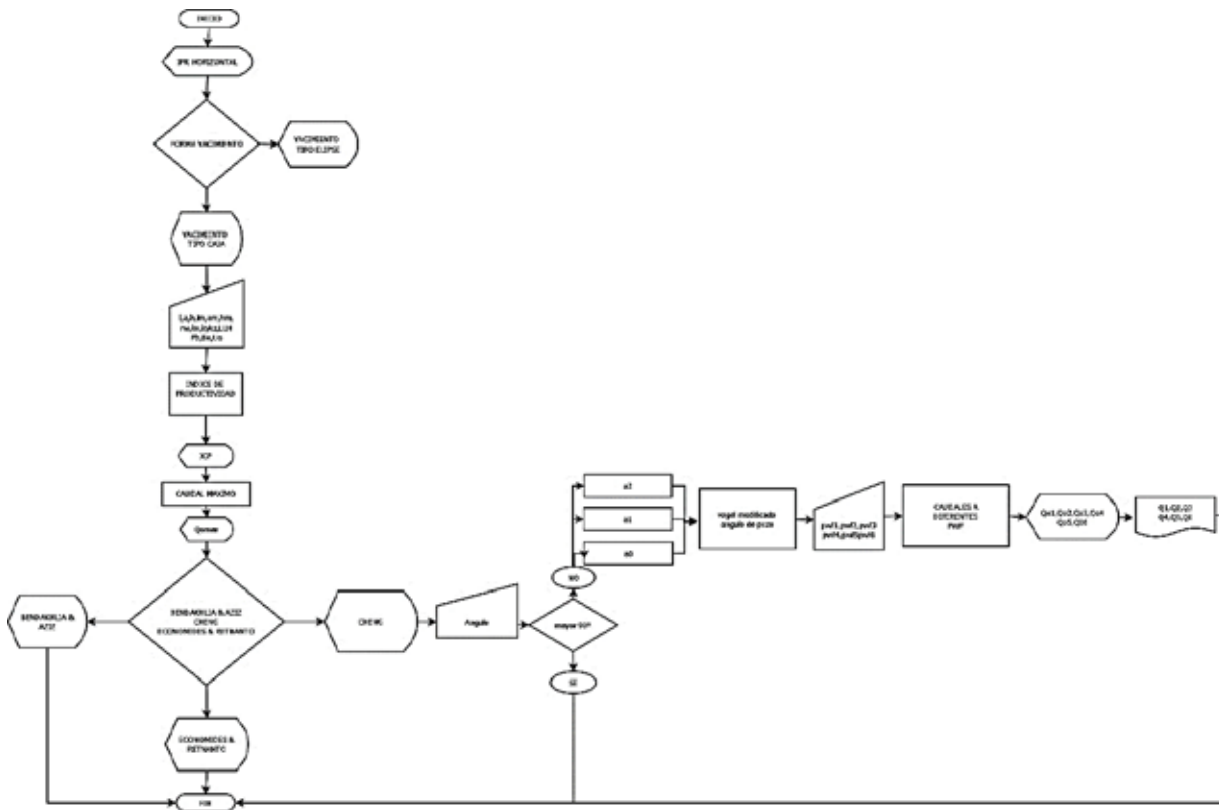
Petroamazonas EP. (2018). Informe del pozo horizontal PLAB-036. PAM EP

Schlumberger. (2017). Manual del software PIPESIM. SLB

Anexos



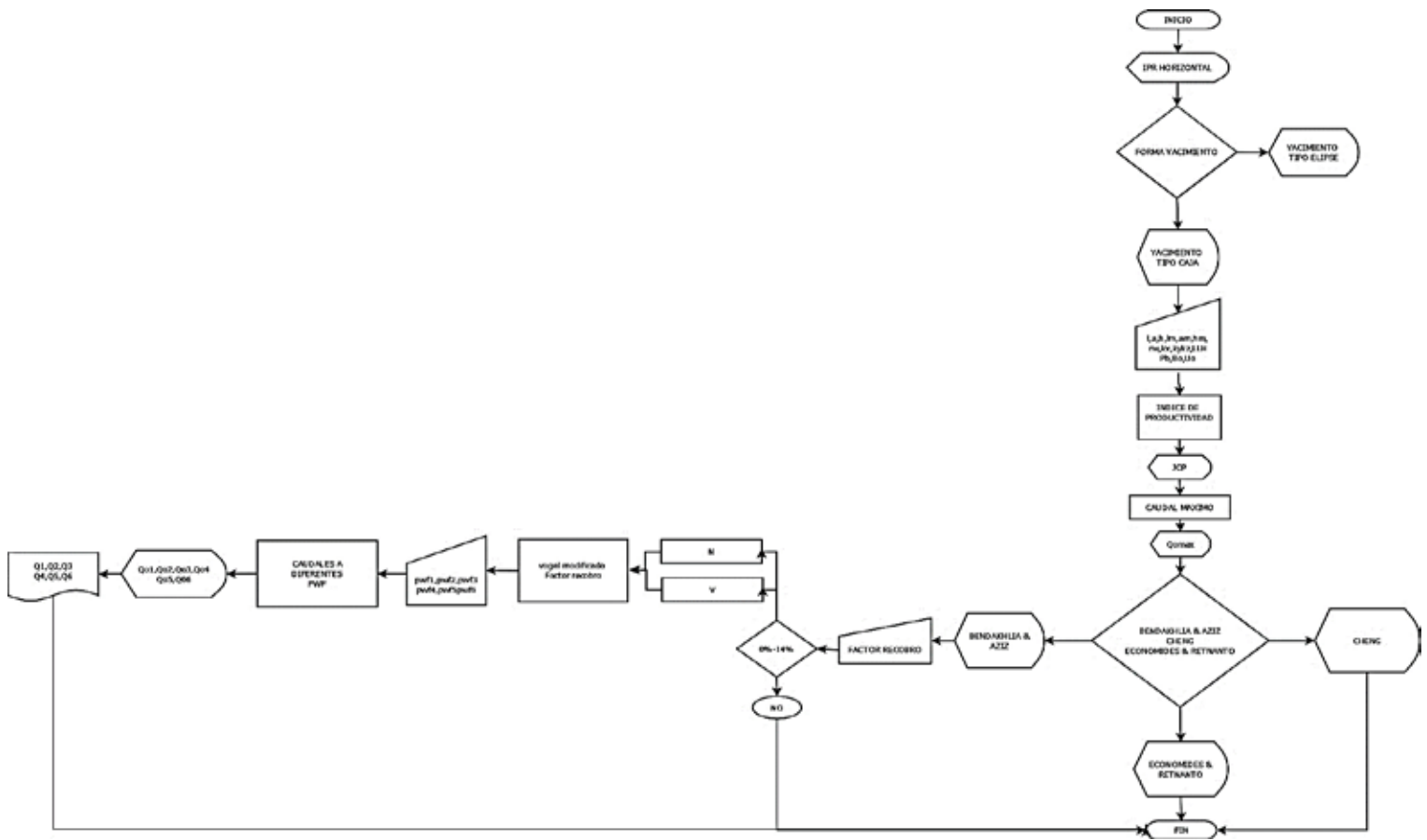
Anexo 1. Algoritmo de la correlación de Joshi
 Elaborado por: Jefferson Paúl Angos Huera



Anexo 2. Algoritmo de la correlación de Cheng
 Elaborado por: Jefferson Paul Angos Huera

Ang.	a0	a1	a2	Ang.	a0	a1	a2	Ang.	a0	a1	a2	Ang.	a0	a1	a2
0	1,000000	0,200000	0,800000	24	0,998060	0,163640	0,826240	48	0,994200	0,006700	0,980940	72	0,991720	-0,09114	1,074220
1	0,999987	0,201400	0,798553	25	0,997867	0,157267	0,831567	49	0,994067	0,001567	0,985820	73	0,991647	-0,09416	1,077113
2	0,999973	0,202800	0,797107	26	0,997673	0,150893	0,836893	50	0,993933	-0,003567	0,990700	74	0,991573	-0,09718	1,080007
3	0,999960	0,204200	0,795660	27	0,997480	0,144520	0,842220	51	0,993800	-0,008700	0,995580	75	0,991500	-0,10020	1,082900
4	0,999947	0,205600	0,794213	28	0,997287	0,138147	0,847547	52	0,993667	-0,013833	1,000460	76	0,991300	-0,10138	1,084030
5	0,999933	0,207000	0,792767	29	0,997093	0,131773	0,852873	53	0,993533	-0,018967	1,005340	77	0,991100	-0,10256	1,085160
6	0,999920	0,208400	0,791320	30	0,996900	0,125400	0,858200	54	0,993400	-0,024100	1,010220	78	0,990900	-0,10374	1,086290
7	0,999907	0,209800	0,789873	31	0,996747	0,118513	0,865407	55	0,993267	-0,029233	1,015100	79	0,990700	-0,10492	1,087420
8	0,999893	0,211200	0,788427	32	0,996593	0,111627	0,872613	56	0,993133	-0,034367	1,019980	80	0,990500	-0,10610	1,088550
9	0,999880	0,212600	0,786980	33	0,996440	0,104740	0,879820	57	0,993000	-0,039500	1,024860	81	0,990300	-0,10728	1,089680
10	0,999867	0,214000	0,785533	34	0,996287	0,097853	0,887027	58	0,992867	-0,044633	1,029740	82	0,990100	-0,10846	1,090810
11	0,999853	0,215400	0,784087	35	0,996133	0,090967	0,894233	59	0,992733	-0,049767	1,034620	83	0,989900	-0,10964	1,091940
12	0,999840	0,216800	0,782640	36	0,995980	0,084080	0,901440	60	0,992600	-0,054900	1,039500	84	0,989700	-0,11082	1,093070
13	0,999827	0,218200	0,781193	37	0,995827	0,077193	0,908647	61	0,992527	-0,057920	1,042393	85	0,989500	-0,11200	1,094200
14	0,999813	0,219600	0,779747	38	0,995673	0,070307	0,915853	62	0,992453	-0,060940	1,045287	86	0,989300	-0,113070	1,111720
15	0,999800	0,221000	0,778300	39	0,995520	0,063420	0,923060	63	0,992380	-0,063960	1,048180	87	0,989100	-0,114940	1,129240
16	0,999607	0,214627	0,783627	40	0,995367	0,056533	0,930267	64	0,992307	-0,066980	1,051073	88	0,988900	-0,116810	1,146760
17	0,999413	0,208253	0,788953	41	0,995213	0,049647	0,937473	65	0,992233	-0,070000	1,053967	89	0,988700	-0,118680	1,164280
18	0,999220	0,201880	0,794280	42	0,995060	0,042760	0,944680	66	0,992160	-0,073020	1,056860	90	0,988500	-0,20550	1,181800
19	0,999027	0,195507	0,799607	43	0,994907	0,035873	0,951887	67	0,992087	-0,076040	1,059753				
20	0,998833	0,189133	0,804933	44	0,994753	0,028987	0,959093	68	0,992013	-0,079060	1,062647				
21	0,998640	0,182760	0,810260	45	0,994600	0,022100	0,966300	69	0,991940	-0,082080	1,065540				
22	0,998447	0,176387	0,815587	46	0,994467	0,016967	0,971180	70	0,991867	-0,085100	1,068433				
23	0,998253	0,170013	0,820913	47	0,994333	0,011833	0,976060	71	0,991793	-0,088120	1,071327				

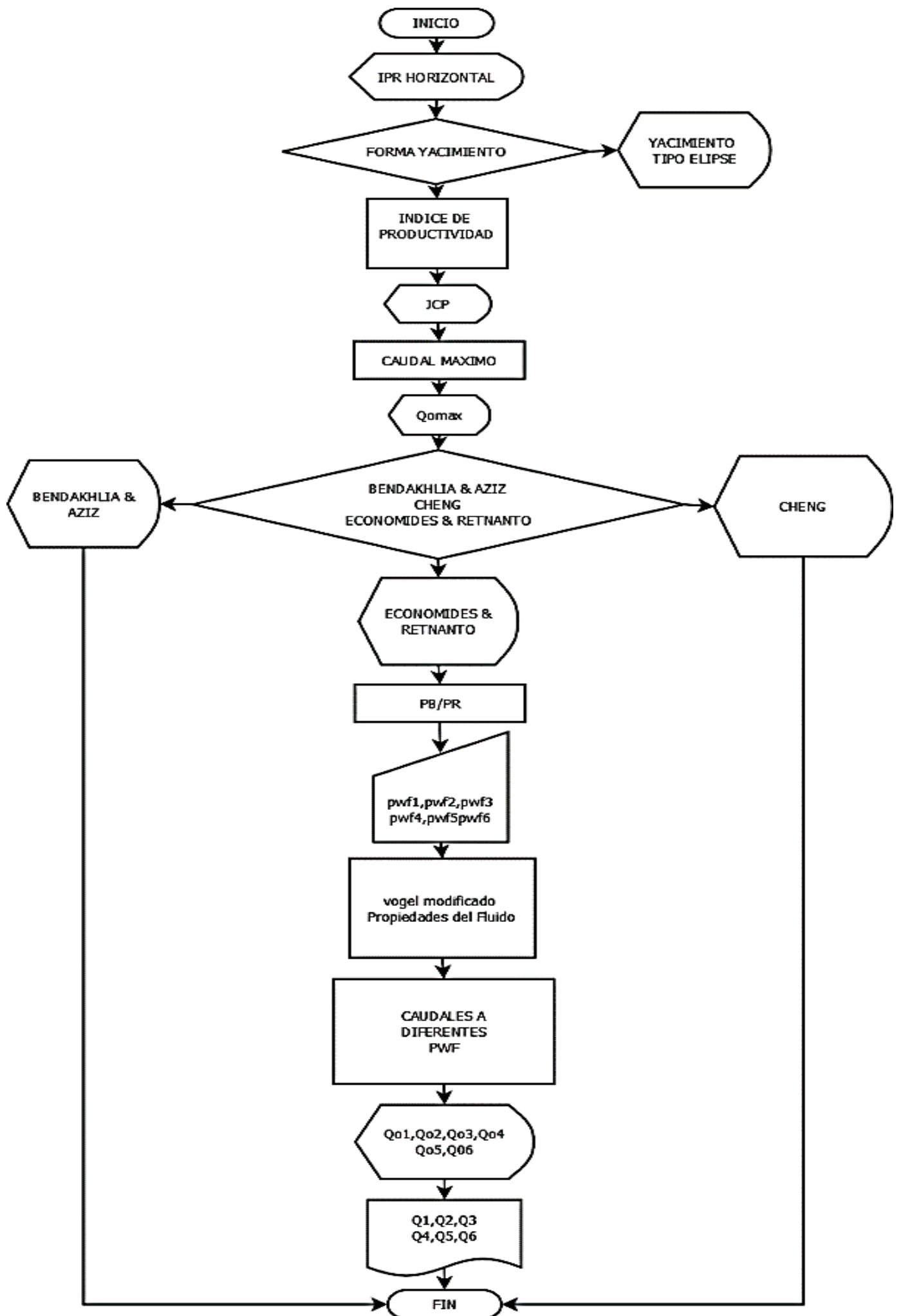
Anexo 3. Constantes a0, a1 y a2 en función del ángulo de inclinación del pozo
Elaborado por: Jefferson Paul Angos Huera



Anexo 4. Algoritmo de la correlación de Bendakhlia y Aziz
Elaborado por: Jefferson Paul Angos Huera

F. R.	n	V	F. R.	n	V	F. R.	n	V	F. R.	n	V	F. R.	n	V
0,0%	1,27	0,39	2,9%	1,05	0,122	5,8%	0,9	0,119	8,7%	0,92	0,155	11,6%	1,12	0,146
0,1%	1,3	0,31	3,0%	1,04	0,12	5,9%	0,9	0,12	8,8%	0,93	0,153	11,7%	1,13	0,155
0,2%	1,34	0,28	3,1%	1,03	0,119	6,0%	0,9	0,122	8,9%	0,93	0,151	11,8%	1,14	0,16
0,3%	1,35	0,32	3,2%	1,03	0,117	6,1%	0,9	0,123	9,0%	0,94	0,149	11,9%	1,15	0,17
0,4%	1,36	0,36	3,3%	1,02	0,116	6,2%	0,89	0,124	9,1%	0,94	0,148	12,0%	1,16	0,176
0,5%	1,37	0,361	3,4%	1,01	0,114	6,3%	0,89	0,125	9,2%	0,94	0,147	12,1%	1,17	0,186
0,6%	1,34	0,17	3,5%	1	0,113	6,4%	0,89	0,128	9,3%	0,95	0,145	12,2%	1,18	0,2
0,7%	1,32	0,13	3,6%	1	0,112	6,5%	0,89	0,129	9,4%	0,95	0,143	12,3%	1,19	0,212
0,8%	1,3	0,125	3,7%	0,99	0,111	6,6%	0,89	0,132	9,5%	0,96	0,141	12,4%	1,2	0,228
0,9%	1,28	0,127	3,8%	0,98	0,111	6,7%	0,89	0,135	9,6%	0,97	0,139	12,5%	1,21	0,24
1,0%	1,26	0,13	3,9%	0,98	0,11	6,8%	0,89	0,137	9,7%	0,97	0,137	12,6%	1,22	0,255
1,1%	1,23	0,135	4,0%	0,97	0,109	6,9%	0,89	0,139	9,8%	0,98	0,139	12,7%	1,24	0,272
1,2%	1,22	0,14	4,1%	0,97	0,109	7,0%	0,89	0,142	9,9%	0,98	0,139	12,8%	1,25	0,288
1,3%	1,2	0,145	4,2%	0,96	0,109	7,1%	0,89	0,146	10,0%	0,99	0,14	12,9%	1,26	0,305
1,4%	1,19	0,149	4,3%	0,96	0,109	7,2%	0,89	0,149	10,1%	1	0,139	13,0%	1,27	0,317
1,5%	1,18	0,15	4,4%	0,95	0,109	7,3%	0,89	0,151	10,2%	1	0,138	13,1%	1,28	0,34
1,6%	1,17	0,148	4,5%	0,95	0,109	7,4%	0,89	0,152	10,3%	1,01	0,137	13,2%	1,3	0,355
1,7%	1,16	0,146	4,6%	0,94	0,109	7,5%	0,89	0,155	10,4%	1,02	0,136	13,3%	1,31	0,37
1,8%	1,15	0,144	4,7%	0,94	0,109	7,6%	0,89	0,157	10,5%	1,02	0,135	13,4%	1,32	0,39
1,9%	1,14	0,142	4,8%	0,93	0,109	7,7%	0,9	0,158	10,6%	1,03	0,134	13,5%	1,34	0,405
2,0%	1,13	0,14	4,9%	0,93	0,109	7,8%	0,9	0,159	10,7%	1,04	0,133	13,6%	1,35	0,42
2,1%	1,12	0,138	5,0%	0,92	0,11	7,9%	0,9	0,16	10,8%	1,05	0,132	13,7%	1,36	0,432
2,2%	1,11	0,136	5,1%	0,92	0,112	8,0%	0,9	0,162	10,9%	1,05	0,131	13,8%	1,38	0,445
2,3%	1,1	0,134	5,2%	0,92	0,113	8,1%	0,9	0,161	11,0%	1,06	0,13	13,9%	1,39	0,448
2,4%	1,09	0,132	5,3%	0,91	0,114	8,2%	0,93	0,153	11,1%	1,07	0,131	14,0%	1,41	0,45
2,5%	1,08	0,13	5,4%	0,91	0,115	8,3%	0,91	0,159	11,2%	1,08	0,131			
2,6%	1,07	0,129	5,5%	0,91	0,116	8,4%	0,91	0,158	11,3%	1,09	0,132			
2,7%	1,07	0,127	5,6%	0,91	0,117	8,5%	0,92	0,157	11,4%	1,1	0,136			
2,8%	1,06	0,125	5,7%	0,9	0,118	8,6%	0,92	0,155	11,5%	1,11	0,139			

Anexo 5. Variables n y V digitalizadas
Elaborado por: Jefferson Paul Angos Huera



Anexo 6. Algoritmo de la correlación de Economides y Retnanto
 Elaborado por: Jefferson Paul Angos Huera

Anexo 7

Resultados

La determinación de las curvas de oferta IPR en pozos horizontales realizadas en el simulador INFLOW son comparadas con el simulador especializado PIPESIM. A continuación, se presenta el caso de estudio desarrollado en un pozo del Oriente Ecuatoriano.

Determinación de la IPR en el software Pipesim

La figura 7 presenta el survey y las propiedades del diagrama mecánico del pozo PLAB-036.

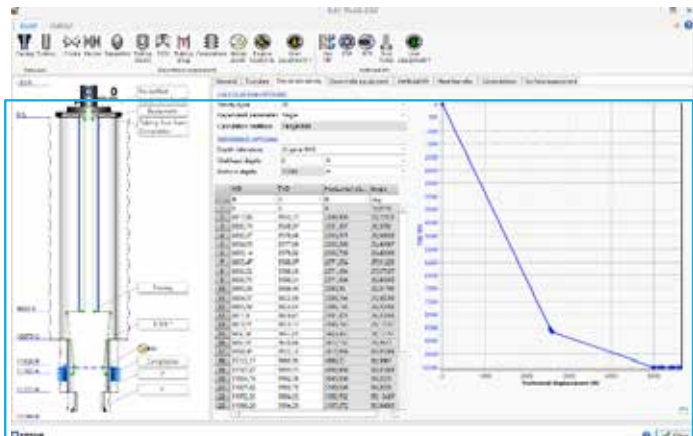


Figura 7. Survey del pozo PLAB-036
Fuente: Software PIPESIM

La Tabla 2 indica las Variables de Ingreso en el software PIPESIM

Tabla 2. Variables de calculo

Reservoir	Skin	Fluid model
Reservoir pressure:	4000	psia
Reservoir temperature:	230	degF
IPR basis:	<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas	
Productivity index:	0,2479849	STB/(d....)
Radius of reservoir extent:	1000	ft
Reservoir thickness:	47	ft
Permeability X (Perpendicular to well):	19	mD
Permeability Y (Parallel to Well):	19	mD
Parameter option:	<input type="radio"/> Ratio <input checked="" type="radio"/> Absolute	
Permeability Z (Vertical):	19	mD
Horizontal section length :	1000	ft
Well radius:	4,25	in
Well eccentricity:	1	ft
Fluid OFVF:	1,5	
Fluid viscosity:	1,45	cP

Fuente: Software PIPESIM

La Tabla 3 presenta las diferentes tasas al variar la presión de fondo fluvente.

Tabla 3 Presión de fondo fluvente vs Caudal

Pwf (PSI)	CAUDAL (BPPD)
4000	0
3000	247,9
2000	495,8
1256	680,2376
500	867,65
0	991,6

Fuente: Software PIPESIM

La Figura 8 presenta la construcción de la curva IPR de pozos horizontales con el software PIPESIM

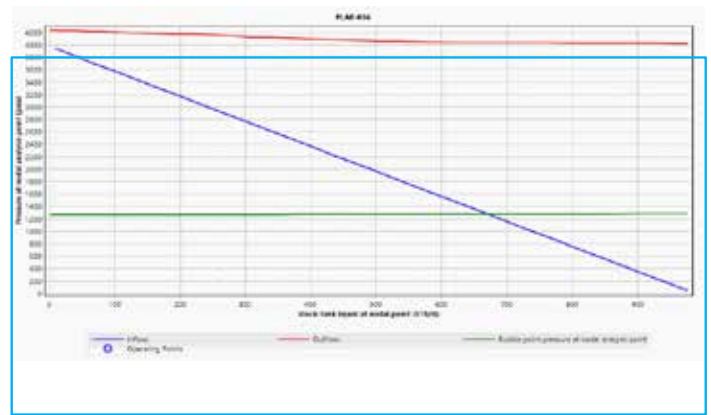


Figura 8. IPR del pozo PLAB-036
Fuente: Software PIPESIM

Determinación de la IPR correlación de Joshi

```

REALIZADO POR: PAUL ANGOS
IPR PARA POZOS HORIZONTALES
*****
SELECCIONE LA FORMA DEL YACIMIENTO
1 ELIPSE
2 CAJA

CALCULO DE LA IPR EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA
CORRELACION DE JOSHI
ESTUDIO REALIZADO EN YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO

DIMENSIONES DEL RESERVORIO
INGRESE LA PRESION DEL RESERVORIO
10000
INGRESE EL VALOR DEL AREA DE DRENAJE
72
INGRESE EL VALOR DE ESPESOR EN <ft>
47
INGRESE LA LONGITUD HORIZONTAL DEL LATERAL EN <ft>
1000
INGRESE EL RADIO DEL POZO
3,25
INGRESE EL DAÑO DE FORMACION
10

PERMEABILIDADES
INGRESE EL VALOR DE PERMEABILIDAD HORIZONTAL <md>
19
INGRESE EL VALOR DE PERMEABILIDAD VERTICAL <md>
19

DATOS PUT
INGRESE EL FACTOR VOLUMETRICO
1,254
INGRESE EL VALOR DE VISCOSIDAD EN <cp>
1,45
    
```

Figura 9. Variables de ingreso correlación Joshi
Fuente: Software INFLOW

La Figura 10 presenta el índice de productividad y las diferentes tasas al variar la presión de fondo fluuyente.

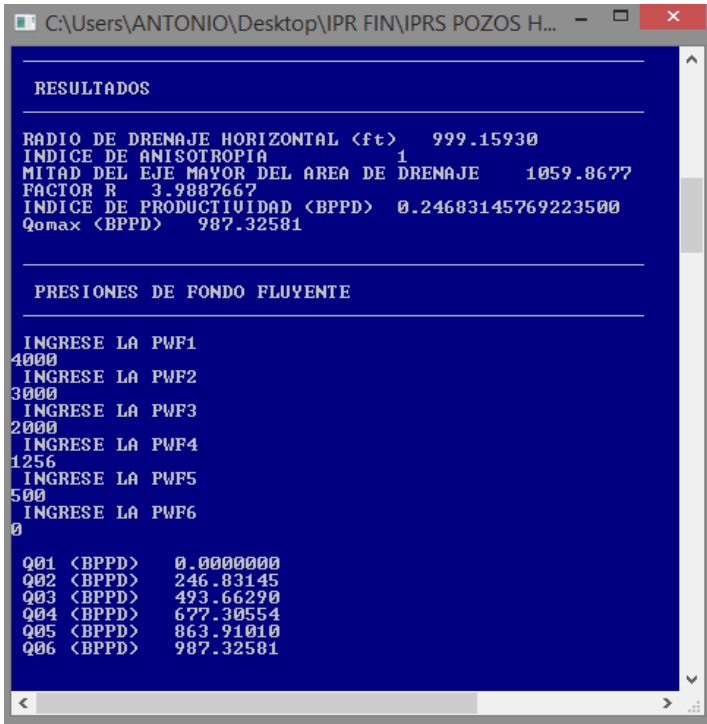


Figura 10. Resultados IPR mediante la correlación de Joshi
Fuente: Software INFLOW

La Figura 11 presenta la construcción de la curva IPR de pozos horizontales mediante la correlación de Joshi.

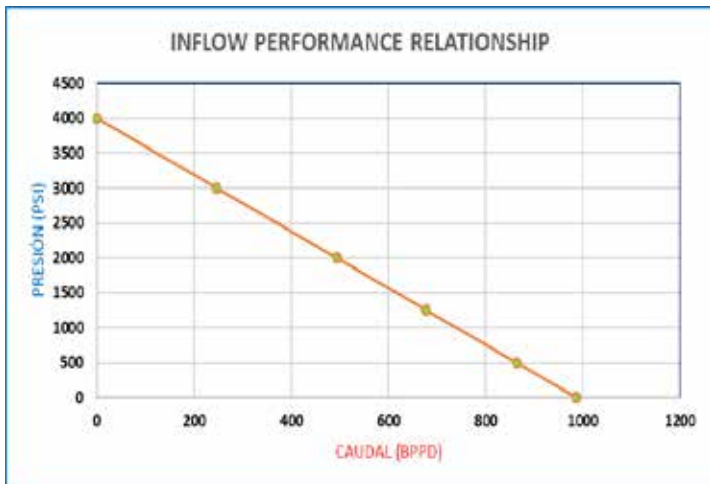


Figura 11. IPR del pozo PLAB-036 mediante la Correlación de Joshi
Fuente: Software INFLOW

Determinación de la IPR correlación de Cheng

La Figura 12 presenta las variables de ingreso en el software INFLOW

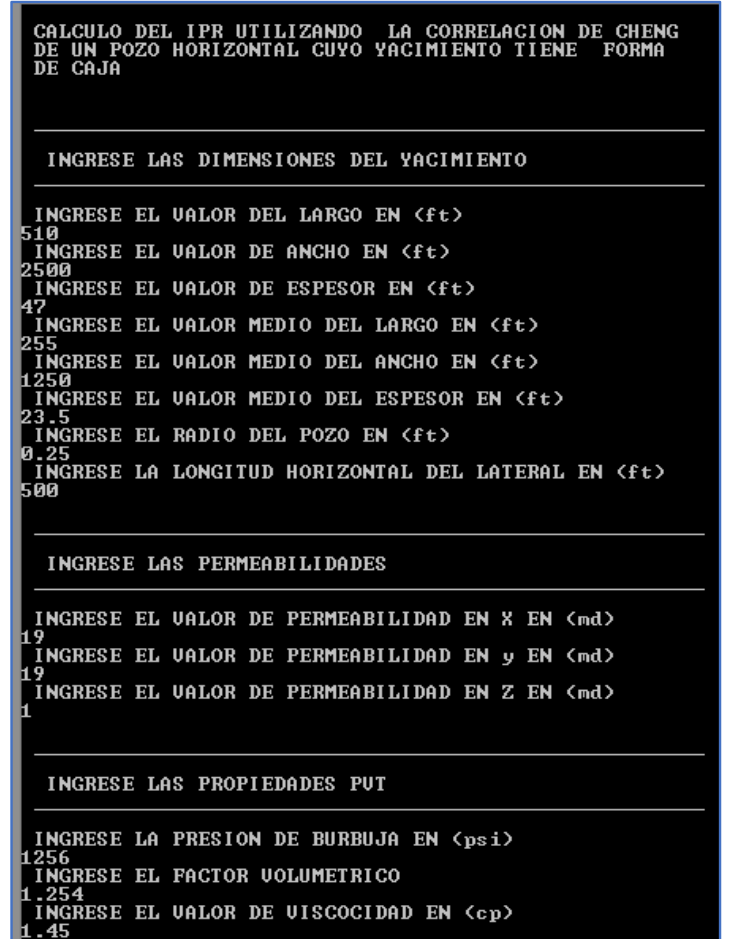


Figura 12. Variables de ingreso correlación Cheng
Fuente: Software INFLOW

La Figura 13 presenta los datos de la IPR.

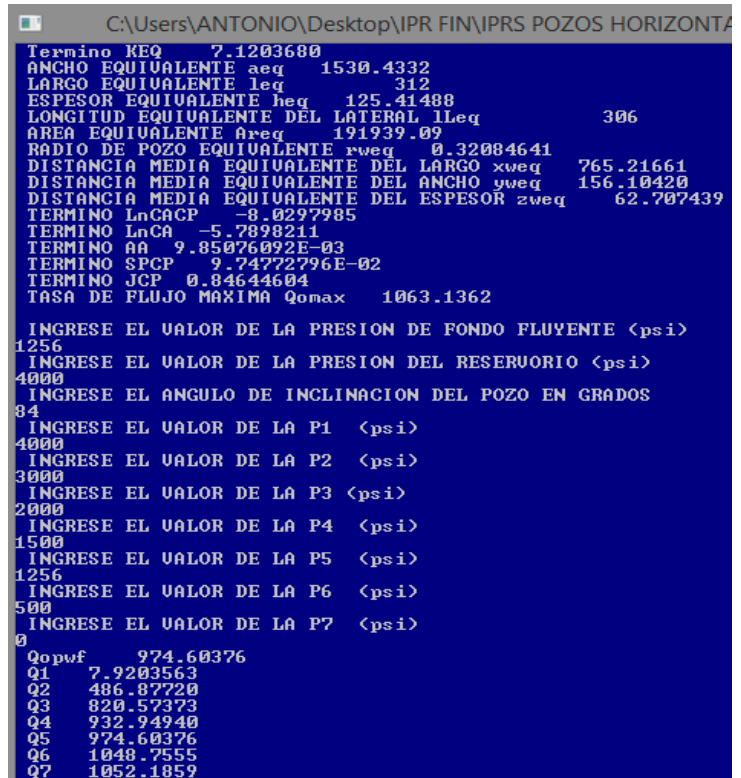
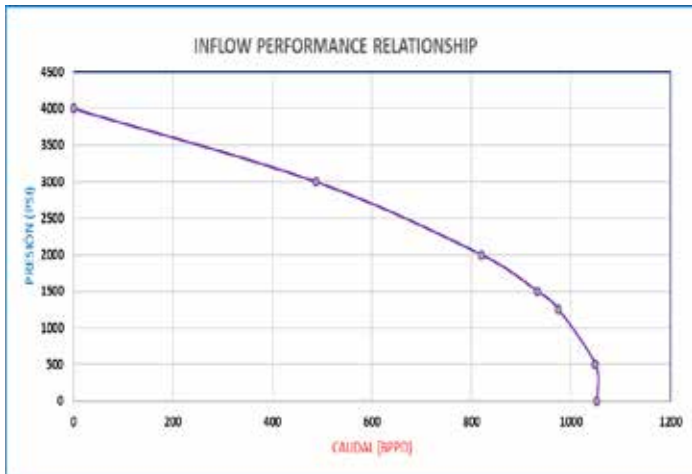


Figura 13. Resultados correlación de Cheng
Fuente: Software INFLOW

La Figura 14 presenta la construcción de la curva IPR de pozos horizontales mediante la correlación de



Cheng.

Figura 14. IPR del pozo PLAB-036 mediante la Correlación de Cheng
Fuente: Software INFLOW

Determinación de la IPR correlación de Bendakhlia y Aziz

La Figura 15 presenta los datos de la IPR.

```

C:\Users\ANTONIO\Desktop\IPR FIN\IPRS POZOS HORIZONTAL
Termino REQ 7.1203680
ANCHO EQUIVALENTE aeq 1530.4332
LARGO EQUIVALENTE leq 312
ESPESOR EQUIVALENTE heq 125.41488
LONGITUD EQUIVALENTE DEL LATERAL lLeq 306
AREA EQUIVALENTE Areq 191939.09
RADIO DE POZO EQUIVALENTE rweq 0.32084641
DISTANCIA MEDIA EQUIVALENTE DEL LARGO xweq 765.21661
DISTANCIA MEDIA EQUIVALENTE DEL ANCHO yweq 156.10420
DISTANCIA MEDIA EQUIVALENTE DEL ESPESOR zweq 62.707439
TERMINO LnGACP -8.0297985
TERMINO LnCa -5.7898211
TERMINO AA 9.85076092E-03
TERMINO SPCP 9.74772796E-02
INDICE DE PRODUCTIVIDAD JCP <BPD/PSI> 0.84644604
TASA DE FLUJO MAXIMA Qomax <BPPD> 1063.1362

DATOS DEL RESERUORIO

INGRESE EL VALOR DE LA PRESION DEL RESERUORIO <psi>
4000
INGRESE EL VALOR DE LA PWF1 <psi>
3000
INGRESE EL VALOR DE LA PWF2 <psi>
2000
INGRESE EL VALOR DE LA PWF3 <psi>
1500
INGRESE EL VALOR DE LA PWF4 <psi>
1256
INGRESE EL VALOR DE LA PWF5 <psi>
500
INGRESE EL VALOR DE LA PWF6 <psi>
0
INGRESE EL FACTOR DE RECUBRO %
14
Qo1 <BPPD> 245.00113
Qo2 <BPPD> 563.51563
Qo3 <BPPD> 713.84906
Qo4 <BPPD> 782.27509
Qo5 <BPPD> 967.24304
Qo6 <BPPD> 1063.1362
    
```

Figura 15. Resultados correlación BENDAKHLIA Y AZIZ
Fuente: Software INFLOW

La Figura 16 presenta la construcción de la curva IPR de pozos horizontales mediante la correlación de Bendakhlia & Aziz.

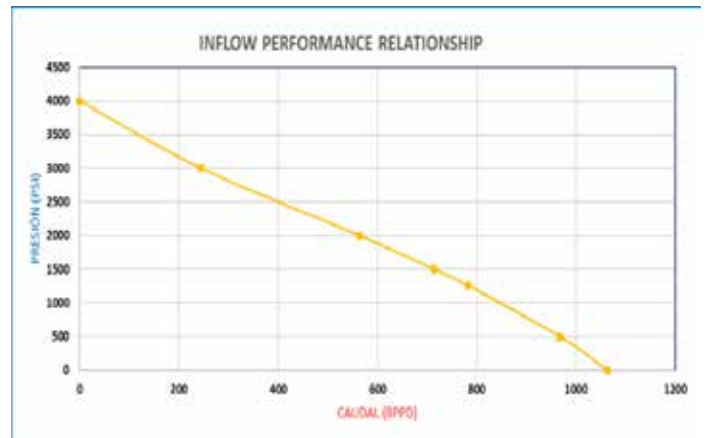


Figura 16. IPR del pozo PLAB-036 mediante la correlación de BENDAKHLIA & AZIZ
Fuente: Software INFLOW

Determinación de la IPR correlación de Economides & Retnanto

La Figura 17 presenta los datos de la IPR, sin embargo, este modelo tiene una limitación: al aumentar la presión de fondo fluente desde la presión de burbuja la tasa de producción presenta valores negativos, por tal motivo se sugiere utilizar la correlación de Harrison para determinar las diferentes tasas, con el fin de crear la curva IPR

```

RESULTADOS
n 1.5127285243022186
INGRESE EL VALOR DE LA P1 <psi>
3000
INGRESE EL VALOR DE LA P2 <psi>
2000
INGRESE EL VALOR DE LA P3 <psi>
1500
INGRESE EL VALOR DE LA P4 <psi>
1200
INGRESE EL VALOR DE LA P5 <psi>
500
INGRESE EL VALOR DE LA P6 <psi>
0
Qo1 -2790.1099
Qo2 -1106.6573
Qo3 -386.59689
Qo4 0.0000000
Qo5 740.31580
Qo6 1063.1362
    
```

Figura 17. Resultados correlación ECONOMIDES & RETNANTO
Fuente: Software INFLOW

La Figura 18 presenta la construcción de la curva IPR de pozos horizontales mediante la correlación de ECONOMIDES & RETNANTO.

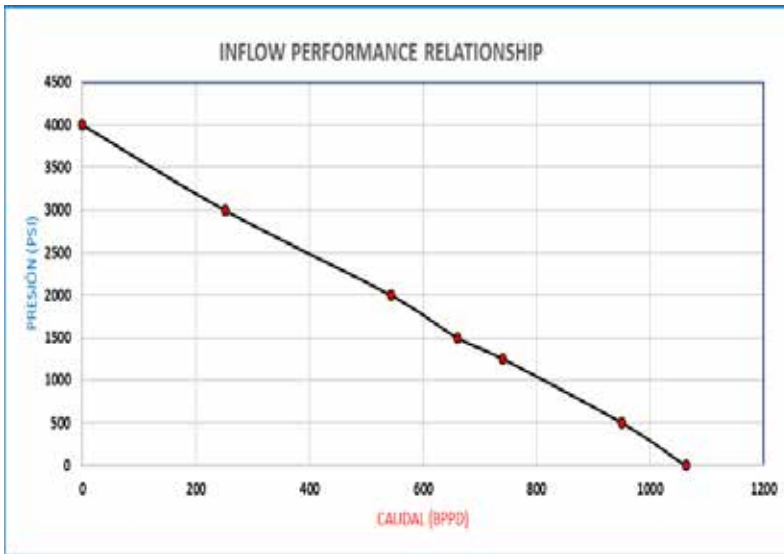


Figura 18. IPR del pozo PLAB-036 mediante la correlación de ECONOMIDES Y RETNANTO

Fuente: Software INFLOW