



**EVALUACIÓN DE MODELOS IPR PARA POZOS PRODUCTORES
VERTICALES DE CRUDO EXTRAPESADO UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA
SOFTWARE**

**GIBRAN CASTILLO CARDONA
JORGE HERNANDO CASTRO SANCHEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015



**EVALUACIÓN DE MODELOS IPR PARA POZOS PRODUCTORES
VERTICALES DE CRUDO EXTRAPESADO UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA
SOFTWARE**

**GIBRAN CASTILLO CARDONA
JORGE HERNANDO CASTRO SANCHEZ**

**DIRECTOR
JHON ALEXANDER LEON PABON
Ingeniero de Petróleos, Ms.c**

**CODIRECTOR
ING. CARLOS ANDRES PEREZ
Ingeniero Químico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de culminar mis estudios satisfactoriamente.

A mis padres por apoyarme y colaborarme en toda mi carrera a pesar de las dificultades encontradas en el camino.

A mi hermana mi primo y mi tío quienes siempre me colaboraron animándome a continuar con mi carrera y por las ayudas prestadas.

A mis amigos de la universidad con quienes compartí la carrera y la convivencia y me apoyaron en los momentos determinantes.

Gibran Castillo Pariona

TABLA DE CONTENIDO

	Pg.
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEORICO	20
1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.....	20
1.2 MODELOS IPR	21
1.2.1 Modelo De Klins & Clark.	22
1.2.3 Modelo De Ilks & Camacho.....	25
1.2.4 Modelo T2	26
1.3 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.....	28
1.3.1 Flujo Burbuja.....	30
1.3.2 Flujo Tapón.	30
1.3.3 Flujo Transición.....	31
1.3.4 Flujo Anular.....	31
1.4 CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL	31
1.4.1 Correlación De Orkiszewski.	32
1.4.2 Correlación De Hagerdon & Brown.....	33
1.4.3 Correlación De Duns & Ros	33
1.4.4 Correlación De Fancher Y Brown..	34
1.4.5 Correlación De Griffith, Lau, Hon Y Pearson..	34
1.4.6 HTFS Liquido Slip Y Homogeneo	35
2. VARIABLES UTILIZADAS Y DE MAYOR INFLUENCIA EN LOS MODELOS IPR EN POZOS VERTICALES.....	36
2.1 VARIABLES USADAS EN LOS MODELOS IPR.....	36
2.1.1 Caudal (Q).	36
2.1.2 Presión Estática Del Yacimiento (P _R).....	36

2.1.3 Presión De Fondo De Pozo (P_{wf}).....	36
2.1.4 Presión De Burbuja (P_b).....	37
2.1.5 Permeabilidad Del Yacimiento (k).....	37
2.1.6 Espesor (h).	37
2.1.7 Radio De Drenaje (r_e).....	37
2.1.8 Radio Del Pozo (r_w).....	37
2.1.9 Densidad Del Petróleo (ρ_o).	38
2.1.10 Factor Volumétrico (B_o).....	38
2.1.11 Viscosidad Del Petróleo (μ_o).	39
2.2. VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA EN LOS MODELOS IPR	41
3.DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	43
3.1. DATOS DE PRODUCCIÓN.....	43
3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO.....	45
3.3 ESTADO MECANICO DE LOS POZOS	46
3.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SLA.....	47
3.5 INGRESO DE DATOS DEL MODELO DEL FLUIDO	48
3.5.1 Modelo De Klins & Clark.	48
3.5.2 Modelo De Gasbarri.....	50
3.5.3 Modelo De Ilks & Camacho.....	52
3.5.4 Modelo T2.....	54
3.6 CAUDALES MAXIMOS CALCULADO PARA CADA MODELO	57
3.7 MODELAMIENTO DE LOS POZOS	58
3.7.1 Pozo UIS 1.....	59
3.7.2 POZO UIS 2.....	61
3.7.3 POZO UIS 3.....	63
4.COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS MODELOS IPR	65

4.1 RESULTADOS OBTENIDOS	65
4.1.1 UIS 1	66
4.1.2 UIS 2.....	68
4.1.3 UIS 3.....	70
5.CONCLUSIONES	74
BIBLIOGRAFIA	75

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pg.
Figura 1. Representación gráfica de índice de productividad IP	21
Figura 2. Esquema del pozo y formacion adyacente.	38
Figura 3. Variacion del factor de volumen del petroleo con la presion.....	39
Figura 4. Variacion de la viscosidad con la temperatura.....	40
Figura 5. Variacion de la viscosidad con la presión.	40
Figura 6. Ingreso de datos iniciales para el modelo de Klins & Clark.	49
Figura 7. Ingreso del factor de decaimiento calculado.....	49
Figura 8. Ingreso del Qomax calculado.	49
Figura 9. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo de Klins & Clark.	50
Figura 10. Ingreso de datos iniciales para el modelo de Gasbarri.	50
Figura 11. Ingreso de las variables calculadas.	51
Figura 12. Ingreso de la variable V calculada.	51
Figura 13. Ingreso del Qomax, calculada y la Pr.	51
Figura 14. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo de Gasbarri.	52
Figura 15. Ingreso de datos iniciales a condiciones de la presión actual.....	53
Figura 16. Ingreso de datos iniciales a condiciones de la presión inicial.	53
Figura 17. Ingreso de la variable V, calculada.	53
Figura 18. Ingreso del Qomax calculado, y Pr.	54
Figura 19. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo de Ilks & Camacho.	54
Figura 20. Ingreso de datos iniciales.	55
Figura 21. Ingreso de la variable α calculada.	55
Figura 22. Ingreso de la variable ϕ calculada.....	55
Figura 23. Ingreso del coeficiente V calculado.	55
Figura 24. Ingreso del Qomax calcuado, y Pr.....	56

Figura 25. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo T2.	56
Figura 26. Pozo UIS 1, modelo de Klins & Clark.....	59
Figura 27. Pozo UIS 1, modelo de Gasbarri.	59
Figura 28. Pozo UIS 1, modelo de Ilks & Camacho.....	60
Figura 29. Pozo UIS 1, modelo T2.....	60
Figura 30. Pozo UIS 2, modelo de Klins & Clark.....	61
Figura 31. Pozo UIS 2, modelo de Gasbarri.	61
Figura 32. Pozo UIS 2, modelo de Ilks & Camacho.....	62
Figura 33. Pozo UIS 2, modelo T2.....	62
Figura 34. Pozo UIS 3, modelo de Klins & Clark.....	63
Figura 35. Pozo UIS 3, modelo de Gasbarri.	63
Figura 36. Pozo UIS 3, modelo de Ilks & Camacho.....	64
Figura 37. Pozo UIS 3, modelo T2.....	64
Figura 38. Resultado UIS 1.....	67
Figura 39. Resultados UIS 2.....	69
Figura 40. Resultados UIS 3.....	71
Figura 41. Porcentaje de error para cada modelo IPR, para el pozo UIS 1.	72
Figura 42. Porcentaje de error para cada modelo IPR, para el pozo UIS 2.	73
Figura 43. Porcentaje de erro para cada modelo IPR, para el pozo UIS 3.	73

ÍNDICE DE TABLAS

	Pg.
Tabla 1. Porcentaje de variable mas influyentes en el modelo de Klins & Clark....	41
Tabla 2. Porcentaje de variables mas influyente en el modelo de Gasbarri.	42
Tabla 3. Porcentaje de variables mas influyentes en el modelo de Ilks & Camacho.	42
Tabla 4. Porcentaje de variables mas inluyentes parra el modelo T2.....	42
Tabla 5. Información de producción pozo UIS 1.	43
Tabla 6. Información de producción pozo UIS 2.	44
Tabla 7. Información de producción pozo UIS 3.	44
Tabla 8. Propiedades del fluido.....	45
Tabla 9. Propiedades a condiciones de la presión inicial.....	45
Tabla 10. Estado mecánico del pozo UIS 1.	46
Tabla 11. Estado mecánico del pozo UIS 2.	46
Tabla 12. Estado mecánico del pozo UIS 3.	47
Tabla 13. Condiciones de operación del SLA.	47
Tabla 14. Caudales máximos para el pozo UIS 1.	57
Tabla 15. Caudales máximos para el pozo UIS 2.	57
Tabla 16. Caudales máximos para el pozo UIS 3.	58
Tabla 17. Datos UIS 1.....	66
Tabla 18. Datos UIS 2.....	68
Tabla 19. Datos UIS 3.....	70

RESUMEN

TITULO : EVALUACIÓN DE MODELOS IPR PARA POZOS PRODUCTORES VERTICALES DE CRUDO EXTRAPESADO UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE*

AUTORES: GIBRAN CASTILLO CARDONA
JORGE HERNANDO CASTRO SANCHEZ**

PALABRAS CLAVE: Relación de índice de productividad (IPR), crudo extrapesado, data real.

DESCRIPCION :

Con el objetivo de conocer la relación de índice de productividad (IPR), para pozos productores verticales de crudo extrapesado (el crudo extrapesado es aquel que tiene una alta viscosidad y una gravead API menor de 10), se requiere hacer una evaluación de cuatro modelos IPR de crudo extrapesado propuestos por diferentes autores en sus respectivas investigaciones y estudios. Se requirieron datos de pruebas de producción, pruebas de presión y resultados de laboratorio petrofísicos, para poder realizar la simulación de los cuatro modelos IPR, teniendo en cuenta las correlaciones de flujo multifasico en tubería vertical.

Se seleccionaron tres pozos seleccionados previamente los cuales cumplieran las propiedades y características representativas del yacimiento. Este proyecto plantea la metodología de la evaluación de los cuatro modelos IPR para crudo extrapesado con respecto a la data real y así determinar cuál de ellos obtiene mayor proximidad al comportamiento real de producción y poder seleccionar el mejor modelo IPR para pozos productores verticales de crudo extrapesado.

Finalmente este proyecto de investigación determinó que el modelo IPR T2 es el modelo que mayor proximidad obtiene al comportamiento de la data real, se halla el porcentaje de error de proximidad con respecto al caudal máximo. Es viable usar este modelo para yacimientos de crudo extrapesado y puede tomarse como base para estudios en pozos desviados u horizontales.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jhon Alexander Leon Pabón. Codirector: Carlos Andrés Pérez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION MODEL FOR PRODUCING WELLS IPR VERTICAL EXTRA-HEAVY CRUDE USING A SOFTWARE TOOL *

AUTHORS: GIBRAN CASTILLO CARDONA
JORGE HERNANDO CASTRO SANCHEZ**

KEYWORDS: Inflow performance relationship (IPR), extra heavy oil, data real.

DESCRIPTION:

In order to meet the inflow performance relationship (IPR), for vertical wells producing of extra heavy oil (extra heavy oil is one that has a high viscosity and a gravity minor API these serious 10) requires an assessment of four models IPR heavy crude proposed by different authors in their research and studies. Data production testing, pressure testing and results of petrophysical laboratory to perform the simulation of the four models IPR, taking into account the correlations of multiphase flow in a vertical pipe is required.

Three previously selected wells which fulfill the properties and representative reservoir characteristics were selected. This project proposes the methodology of the evaluation of the four models for heavy crude IPR with respect to the real data and determine which of them gets closer proximity to the actual behavior of production and to select the best model IPR for vertical wells producing heavy crude .

Finally this research project found that IPR T2 model is the model gets closer proximity to the behavior of real data, the error rate of proximity to maximum flow is. Is it feasible to use this model to deposits of heavy crude and provides a basis for studies in deviated or horizontal wells.

* Project Degree

** Faculty of Engineering and Physical Químicas. School of Petroleum Engineering. Director: John Alexander Leon Pabon. Co-Director: Carlos Andrés Pérez.

INTRODUCCIÓN

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a crudos pesados que son difíciles y costosos de producir y refinar. Con la demanda y altos precios del petróleo han llamado la atención de las industrias petroleras hacia la explotación de petróleo pesado (10°API - $22,3^{\circ}\text{API}$) y extrapesado (menor a 10°API). El total de reservas de petróleo del mundo son: 15% de petróleo pesado, 25% de petróleo extraesado, 30% petróleo convencional y 30% de arenas petrolíferas y bitumen.

En los últimos años se han implementado nuevas tecnologías, para producción de pozos de crudo extrapesado, la explotación de estos genera desafíos a los ingenieros al tener la incertidumbre de predecir correctamente la productividad de estos pozos, para entender el comportamiento de producción de un pozo se ha definido una relación que permite predecir el influjo al pozo (IPR¹), la cual es la relación que permite inferir y/o determinar el potencial de productividad.

Se hace necesaria una investigación de los modelos IPR, para determinar cuál de los modelos presenta mayor bondad de ajuste a los pozos productores de crudo extrapesado, con los datos reales de producción con el objetivo de así determinar las mejores condiciones de presión y caudal para optimización de la producción. Y esto es posible comparando los modelos IPR con los datos reales de producción y así saber cuál de ellos presenta mayor bondad con la curva real de producción.

¹ Comportamiento de afluencia, por sus siglas en ingles IPR: Inflow Perfomance Relationship.

Las reservas de crudo pesado y extrapesado más importantes en el mundo son²:

El campo Kern River, ubicado cerca de Bakersfield, California, con 4 millones de barriles in situ, con una °API entre 10 a 15, y viscosidad de 500cP a 10000cP.

El campo Duri, ubicado en Sumatra, Indonesia, con una °API de 17 a 21, y una viscosidad de 300cP a 100°F.

La faja del Orinoco, ubicada en Venezuela, con °API de 7 a 10.5, con una viscosidad mayor a 5000cP.

Alberta, ubicada en Canada, con 2.5 trillones de barriles, reservas de bitumen y petróleo ultrapesado, con °API de 7.5 a 9, y viscosidad de hasta 1000000cP a temperatura de yacimiento 59°F.

El petróleo pesado y extrapesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos con su producción. Pero existen más de 6 trillones de barriles de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados. La acumulación de petróleo extrapesado individual más grande que se conoce, es la faja del Orinoco, en Venezuela, con 1.3 trillones de barriles de petróleo extrapesado de 6° a 12° API, y las acumulaciones combinadas del oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 1,7 trillón de barriles

El departamento de energía de USA (DOE³), define petróleo pesado como aquel que presenta gravedad API⁴ de entre 10° y 22,3°. En algunos yacimientos el petróleo con una gravedad API baja como 7° u 8°, se considera pesado más que extrapesado, porque se puede producir mediante métodos de producción de

² Yacimientos de petróleo pesado, Oilfield Review, Schlumberger, 2003.

³ Departamento de energía, por sus siglas en inglés DOE: Department of Energy.

⁴ Referencia que permite una idea fácil y general de las propiedades del crudo.

petróleo pesado. El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes: pleistoceno, plioceno y mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

Los crudos extrapesados son aquellos que su densidad es mayor a la del agua y su gravedad API menor a 10°API. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina cuan fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un indicador de los derivados de la destilación

Se pueden establecer tres clasificaciones para los crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones del yacimiento⁵.

Clase A, denominada crudo pesado intermedio, son los hidrocarburos que ha condiciones de yacimiento tiene una viscosidad menor a 100cP y una °API entre 15 y 23.

Clase B, denominada crudo extrapesado, estos hidrocarburos se encuentran en un rango de viscosidad entre 100cP y 10000cP, y una °API entre 8 y 15.

Clase C, denominada Bitumen o arena Bituminosa, son los hidrocarburos que ha condiciones de yacimiento son inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a los 10000cP y °API menores a 8.

⁵ Flaminio Guarín Arenas, Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudo extrapesado con movilidad caso formación san Fernando, 2011

En la mayoría de los campos donde se explota bitumen, arenas bituminosas o crudos extrapesados, las condiciones de temperatura hacen que los hidrocarburos dentro del yacimiento no sean móviles, por lo cual requieren métodos térmicos para la producción.

En los yacimientos en los cuales los fluidos son móviles a condiciones de yacimiento, el mecanismo de producción está definido como crudo espumoso, se caracteriza por la presencia de burbujas de gas disperso en el crudo altamente viscoso, lo cual a medida que es producido incrementa su volumen generando un fluido espumoso que contiene petróleo, gas, agua y algunos sólidos provenientes de la formación.

Los métodos de recuperación de petróleo pesado y extrapesado se dividen en dos tipos principales, según la temperatura, esto se debe a que la propiedad clave es la viscosidad la cual depende significativamente de la temperatura. Los métodos de producción pueden ser en frío o asistidos térmicamente.

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje, y el caudal dependerá de dicho gradiente y de la capacidad de aporte de la formación productora atravesando el completamiento, y en el pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción llegando al cabezal del pozo. Un sistema de producción está compuesto por:

- ✓ Medio Poroso
- ✓ Completamiento (Cañoneo o empaquetamiento con grava)
- ✓ Tubería de producción vertical
- ✓ Válvulas de seguridad y válvulas cheque.
- ✓ Un sistema de levantamiento Artificial.

El modelo utilizado, para determinar el comportamiento de fluido en un medio poroso es la ley de Darcy⁶, esta expresión matemática establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, para un sistema lineal horizontal.⁷

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde v es la velocidad aparente del fluido a través de la arena en cm/seg y es igual a q/A , siendo q la tasa de flujo volumétrica en cm^3/seg y A , el área total transversal de la roca en cm^2 .

⁶ Henry Philibert Gaspard Darcy, hidráulico francés, ingeniero de puentes y caminos, pionero en el abastecimiento de agua potable.

⁷ Magdalena Paris Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2010

1. MARCO TEORICO

1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR

El índice de productividad, permite la predicción del comportamiento de producción para diferentes escenarios propuestos, requiriendo conocer el mínimo de datos a evaluar. Se define como la relación entre el caudal producido (Q), y la caída de presión del yacimiento (P_r). En 1954 Gilbert propuso esta relación, y llegó a la conclusión de que esta relación solo se puede aplicar cuando la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), es mayor con respecto a la presión de burbuja (P_b), el flujo de fluidos es monofásico y la curva que representa al índice de productividad es una recta.

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

Ecuación 2

Dónde:

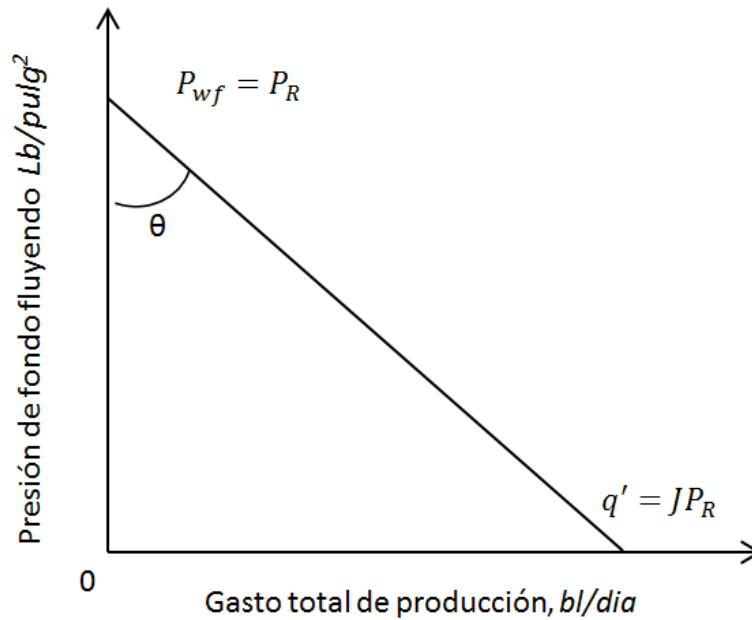
J = Índice de productividad.

Q = Caudal (STBD).

P_r = Presión del yacimiento (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

Figura 1. Representación gráfica de índice de productividad IP



Fuente: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos T.E.W Nind, modificada por los autores.

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado métodos empíricos que buscan la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo.

1.2 MODELOS IPR

Se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert⁸, fue el primer autor en proponer esta relación para indicar el potencial de un pozo. Gilbert definió el IPR en un rango de presión que abarca desde la presión promedio del reservorio hasta la presión atmosférica.

⁸ GILBERT W, Flowing and gas lift well performance, API drill production practice, 1954

1.2.1 Modelo De Klins & Clark. Klins & Clark mejoraron la capacidad predictiva de la ecuación de Vogel introduciendo un exponente n , que denominan como factor de decaimiento.⁹

Este nuevo término está en función de la presión de burbuja¹⁰, P_b .

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

Q_o = Caudal (STBD).

Q_{omax} = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto (STBD).

P_r = Presión del yacimiento (psi)

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

n = Factor de decaimiento.

El factor de decaimiento, n , está dada por:

$$n = \left[0.28 + 0.73 \left(\frac{P_r}{P_b} \right) \right] (1.24 + 0.001 * P_b) \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

n = Factor de decaimiento.

P_r = Presión del yacimiento (psi)

P_b = Presión de burbuja (psi).

⁹ Alfonso Aragón Aguilar, La influencia del factor de daño en curvas tipo de injlujo geométrico y su impacto en el diagnóstico de permeabilidades, 2006

¹⁰ Flaminio Guarín Arenas, Determinación de un modelo de relación de injlujo de producción (IPR) para crudo extrapesado con movilidad caso formación san Fernando, 2011

1.2.2 Modelo De Gasbarri. Desarrollo una modificación al modelo de Vogel aplicado a crudos pesado de la faja del Orinoco¹¹, el estudio se basó en la simulación de diferentes pozos en yacimientos de crudo pesado en la faja del Orinoco.¹²

La ecuación está dada por:

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

Q_o = Caudal (STBD).

Q_{omax} = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto (STBD).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

P_r = Presión del yacimiento (psi).

V = Coeficiente V .

El coeficiente V está dado por:

$$V = a * e^{c*w_c} + m \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

V = Coeficiente V .

a = Coeficiente.

¹¹ S. Gasbarri, Inflow Performance Relationship for heavy oil, SPE 122292, 2009

¹² Flaminio Guarín Arenas, Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad caso formación San Fernando, 2011

c = Coeficiente.

m = Coeficiente.

w_c = Corte de agua.

P_b = Presión de burbuja (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

El coeficiente a está dado por:

$$a = 0.0146 * API^2 - 0.4948 * API + 4.5237 \quad \text{Ecuación 7}$$

El coeficiente c está dado por:

$$c = -0.0266 * API^2 + 0.7624 * API - 5.7916 \quad \text{Ecuación 8}$$

El coeficiente m está dado por:

$$m = -0.0973 * API + 0.5094 \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde:

API = gravedad API del petróleo.

1.2.3 Modelo De Ilks & Camacho. Ilks desarrollo un modelo de flujo basado en el concepto de pseudopresion, también basado en los trabajos previos de Camacho & Raghavan, en el cual se estableció que la movilidad es una función de términos característicos los cuales están relacionados con la presión inicial, desarrollo su modelo para ecuaciones de injlujo de producción de segundo, tercer y cuarto orden, de tal manera que en la ecuación de segundo orden se obtiene una ecuación semejante a la descrita por Vogel con un factor V.

La ecuación obtenida es:

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ecuación 10}$$

Dónde:

Q_o = Caudal (STBD).

$Q_{o\max}$ = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto (STBD).

P_r = Presión del yacimiento (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

V = Coeficiente V.

El coeficiente V está dado por:

$$V = \frac{2 \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right)_{\bar{p}=0}}{\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right)_{\bar{p}} + \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right)_{\bar{p}=0}} \quad \text{Ecuación 11}$$

Dónde:

k_o = Permeabilidad de petróleo (mD).

B_o = Factor volumétrico del petróleo.

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP).

\bar{P} , Presión actual del yacimiento.

$\bar{P} = 0$, Presión inicial del yacimiento.

1.2.4 Modelo T2. Este modelo está desarrollado en la tesis “Determinación de un modelos de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad caso formación San Fernando”.

Este modelo se basó en el estudio de la formación San Fernando del pozo 16 del campo Chichimene, el cual es un yacimiento de crudo extrapesado con movilidad.

Para el desarrollo del modelo T2 se requirió dos pruebas de producción, con el fin de determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), caudal máximo (Q_{omax}) y la presión del yacimiento (P_R). Datos como el espesor neto, la permeabilidad y la viscosidad relativa del petróleo y el agua.

La ecuación obtenida para este modelo es:

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

Ecuación 12

Dónde:

Q_o = Caudal (STBD).

Q_{oax} = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto (STBD).

P_r = Presión del yacimiento (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

V = Coeficiente V .

El factor V está dado por:

$$V = 0.87199 * e^{\varphi} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde φ :

$$\varphi = 0.99289 \left(\frac{1}{h} \right) + 3.33573 * \alpha \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde α :

$$\alpha = \frac{k_{ro}}{\mu_o * B_o} \quad \text{Ecuación 15}$$

Dónde:

k_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo (mD).

B_o = Factor volumétrico del petróleo.

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP).

1.3 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.

Algunos de los aspectos más importantes del flujo multifasico en tuberías son la geometría y la distribución de las fases bajo condiciones de flujo. La distribución geométrica es llamada régimen o patrón de flujo.

Dependiendo de las características de la distribución geométrica del gas y del líquido en la tubería, se han identificado cuatro patrones de flujo.¹³

- ✓ Flujo burbuja
- ✓ Flujo tapón
- ✓ Flujo transición
- ✓ Flujo anular

Las propiedades más importantes a tener en cuenta en el análisis de flujo multifasico son:

Hold-up: Se define como la relación de volumen ocupado por el líquido en un segmento de tubería y el volumen total del segmento de la misma, esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería, por lo que si la mezcla es homogénea el fenómeno de hold-up de considera despreciable.¹⁴

La importancia del cálculo del hold-up radica en que es necesario para determinar el promedio real de las velocidades lineales de cada fase. Una vez obtenidas

¹³ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

¹⁴ Andersson Stefann Moncada Ceballos, Diana Patricia Guerrero Ardila. Evaluación de la caída de presión para sistemas de flujo bifásico (líquido-gas) en tuberías verticales. 2012.

estas velocidades se podrán estimar la anergia cinética, numero de Reynolds, densidad y viscosidad de la mezcla.¹⁵

Velocidades superficiales: Corresponde a la velocidad que presenta una fase si se encontrara fluyendo sola en la tubería ocupando toda el área de flujo.

Velocidades reales: Es la que tiene en cuenta el hold-up de cada fase, es decir, considera la fracción de área ocupada por cada fase al fluir por la tubería. Aplicando el concepto de hold-up, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase.

Las velocidades reales son mayores que las velocidades superficiales, por lo tanto, cuando existe flujo multifasico las fases fluyen con mayor velocidad que si se encontraran solas en la tubería.

Velocidad de la mezcla: Corresponde a la suma algebraica de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas.

Slippage: Es el fenómeno que ocurre cuando las diferente fases fluyen a velocidades diversas en la tubería, por lo cual la composición y densidad del puede variar en distintas secciones de la tubería. Corresponde a la diferencia entre la velocidad real del líquido y la velocidad real del gas.

Densidad: Existen correlacione empíricas, para determinar la densidad del líquido y el gas respectivamente, y la densidad de la mezcla si se es necesario.

¹⁵ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

Viscosidad: No existe ecuación que proporcione la viscosidad real de la mezcla liquido-gas, pero existen aproximaciones al valor real utilizando correlaciones empíricas.

1.3.1 Flujo Burbuja. Este patrón de flujo se encuentra casi llena de líquida y la fase de gas libre es pequeña. El gas está presente en pequeñas burbujas distribuidas aleatoriamente, al igual que sus diámetros. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros. El líquido se mueve a una velocidad bastante uniforme. La diferencia entre el flujo burbuja y burbujas dispersas no siempre es claramente visible.¹⁶

1.3.2 Flujo Tapón. En este régimen, la fase gaseosa está más pronunciada, sin embargo la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas cohalecen y forman burbujas estables de forma y tamaño similar al diámetro de la tubería. Las burbujas son separadas por tapones de líquido y rodeadas de una película delgada de líquido, la velocidad de las burbujas es mayor que la del líquido y puede ser predicha partiendo de la velocidad de los tapones de líquido.

La velocidad del líquido no es constante mientras el tramo o bache de la película se mueva siempre hacia arriba (en la dirección del flujo), el líquido de la película que rodea a la burbuja podría moverse hacia abajo, esta variación de las velocidades del líquido, podría resultar no solo en una variación de las pérdidas por fricción en la pared, sino también en la hold-up de líquido. A altas velocidades de flujo, el líquido puede ser arrastrado dentro de las burbujas de gas.¹⁷

¹⁶ Andersson Stefann Moncada Ceballos, Diana Patricia Guerrero Ardila. Evaluación de la caída de presión para sistemas de flujo bifásico (líquido-gas) en tuberías verticales. 2012.

¹⁷ Andersson Stefann Moncada Ceballos, Diana Patricia Guerrero Ardila. Evaluación de la caída de presión para sistemas de flujo bifásico (líquido-gas) en tuberías verticales. 2012.

1.3.3 Flujo Transición. El cambio de una fase continua líquida a una fase continua gaseosa ocurre en esta región. Los tapones de líquido entre las burbujas prácticamente desaparecen, y una cantidad significativa de líquido penetra la fase de gas. Aunque los efectos del líquido son significantes en la caída de presión, el gas es la fase predominante.¹⁸

1.3.4 Flujo Anular. En este patrón la fase continua es el gas, el cual arrastra y transporta al líquido. El líquido fluye por el anular revistiendo la superficie de la tubería, mientras que las gotas más pequeñas de líquido permanecen atrapadas en la fase gaseosa, el gas es el factor predominante.¹⁹

1.4 CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL

Existen varias correlaciones empíricas para predecir las caídas de presión en tuberías verticales. Las correlaciones para flujo multifásico vertical son utilizadas para predecir el hold-up y el gradiente de presión. Las correlaciones comúnmente utilizan interacciones de la fase líquida y gaseosa, la cual la fase líquida está representada por la unión del agua y el petróleo, por esta razón se dice que son correlaciones para flujo de dos fases.

De acuerdo con el patrón de flujo en el que se encuentra el fluido, se determina cual correlación es la más acorde. Se debe tener en cuenta que el hold-up y el gradiente de fricción varían con cada régimen de flujo.²⁰

¹⁸ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifásico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

¹⁹ Andersson Stefann Moncada Ceballos, Diana Patricia Guerrero Ardila. Evaluación de la caída de presión para sistemas de flujo bifásico (líquido-gas) en tuberías verticales. 2012.

²⁰ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifásico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

1.4.1 Correlación De Orkiszewski. Orkiszewski realizo una correlación de flujo ascendente basado en la combinación de métodos desarrollados por Griffith y Wallis (1961), Griffith (1962), y Duns y Ros (1963). Para cuatro regímenes de flujo.²¹

La correlación de Orkiszewski fue desarrollada para la predicción de caída de presión de dos fases en tubería vertical. Cuatro regiones de flujo fueron considerados:

- ✓ Flujo Burbuja.
- ✓ Flujo tapón y plug.
- ✓ Flujo Churn.
- ✓ Flujo niebla-anular

Este método puede predecir con precisión dentro de un 10%. La precisión del método de comprobó cuando predijo la caída de presión en 148 pozos.²² La mejora de este método sobre los demás, se encuentra en que el hold-up del líquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión está relacionado con la distribución geométrica de las fases líquida y gaseosa, y ofrece una buena descripción de lo que ocurre en el interior de la tubería.²³

²¹ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor. 2011

²² PIPESIM (2011) Schlumberger user's guide.

²³ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

1.4.2 Correlación De Hagerdon & Brown. La correlación de Hagerdon y Brown está basada en datos experimentales en flujo ascendente, para mezclas de agua-aire y agua-petróleo. La caída de presión por fricción es calculada usando un factor de fricción, derivado en fase simple de las curvas de Moody, utilizando el número de Reynolds apropiado para mezclas. Para la fracción vacía se requiere el cálculo de número de Reynolds y la pérdida de fricción estática.²⁴

El rango de aplicación es:

- ✓ Viscosidad entre 1cP y 110cP. @ 80°F.
- ✓ GOR menor a 5000
- ✓ Gravedad API entre 25 a 40.

1.4.3 Correlación De Duns & Ros. La correlación de Duns y Ros está basada en investigaciones hechas en laboratorio a gran escala, para flujo ascendente.²⁵ Se consideró deslizamientos entre fases y estableciendo patrones de flujo. Se determinaron tres regiones de flujo:

- ✓ Región I. donde la fase líquida es continua (flujo burbuja y plug, y parte de regímenes de flujo espuma).
- ✓ Región II. Donde las fases gas y líquidas son alternadas (remanente de flujo espuma y flujo tapón).
- ✓ Región III. Donde la fase gas es continua (flujo niebla y anular).

²⁴ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. 2011

²⁵ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. 2011

Estas tres regiones bajo, intermedio y alto respectivamente. Cada región tiene una distinta correlación para el cálculo del hold-up. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire.²⁶

1.4.4 Correlación De Fancher Y Brown. Relacionaron la fricción con el número de Reynolds, no hicieron una correlación a la densidad medida de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo. La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio de 1,8% y una desviación estándar de 8,3%.

Fancher y Brown aplicaron la aproximación de Poettmann y Carpenter a 94 pruebas de un pozo experimental, introdujeron la relación gas/liquido producido como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción. No consideraron regímenes de flujo, asumen que no existe deslizamiento.²⁷

1.4.5 Correlación De Griffith, Lau, Hon Y Pearson. Lo más significativo de este método, consiste en la introducción del diámetro de la tubería en los cálculos del gradiente de presión, en tuberías verticales e inclinadas. La introducción de este parámetro es importante ya que a una tasa de flujo fija, el término de caídas de presión por gravedad o efectos gravitacionales aumenta con el incremento del diámetro de la tubería, mientras el término de caídas de presión por fricción generalmente disminuye.

El trabajo realizado por Griffith se presenta diversas ecuaciones para el cálculo de caídas de presión en la tubería, dependiendo del régimen en el que se encuentre el fluido.

²⁶ PIPESIM (2011) Schlumberger user's guide.

²⁷ Sandra Viviana Bedoya Ríos, Diana Carolina Fontecha Calderón, Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados. 2010.

Las limitaciones que presenta el método es que en el desarrollo de las ecuaciones no se tiene en cuenta las siguientes variables.²⁸

- ✓ Rugosidad de la tubería.
- ✓ Viscosidad del líquido y gas.
- ✓ Efectos de intrusión del gas en los tapones de agua, en el régimen tapón.

1.4.6 HTFS Líquido Slip Y Homogeneo. Los modelos HTFS comparten un método para calcular el gradiente de presión por fracción y gradiente de presión por aceleración, mientras que difiere en el método usado para calcular el gradiente de presión estático.

El método del gradiente de presión por fracción es una adaptación del método de Clazron (1972). El primer método calcula la caída de presión por fracción para las fases líquida y gaseosa, asumiendo que están fluyendo solo en la base de la tubería, basado en el factor de fracción de Fanning para cada fase, y nuevamente calculada, asumiendo que el fluido ahora fluye solo en toda la tubería.

El modelo de HFTS ha sido válido para flujo vertical y horizontal, incluyendo flujo ascendente y descendente usando un amplio rango de datos contenido en el banco de datos de Harwell.²⁹

²⁸ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifásico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

²⁹ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. 2011

2. VARIABLES UTILIZADAS Y DE MAYOR INFLUENCIA EN LOS MODELOS IPR EN POZOS VERTICALES

2.1 VARIABLES USADAS EN LOS MODELOS IPR.

Las variables que se usan en los modelos IPR son determinantes en el momento de predecir la producción de un pozo, debido a que cada una de las variables permite una caracterización correcta, para la buena estimación de la producción.

2.1.1 Caudal (Q). Es la cantidad de influjo en tubing de producción por unidad tiempo, esta variable es conocida por pruebas de producción, un test point.

2.1.2 Presión Estática Del Yacimiento (P_R). Es la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje, para mayores distancia que el radio de drenaje, la presión se mantiene constante³⁰, este valor de la presión la podemos obtener de pruebas de presión.

2.1.3 Presión De Fondo De Pozo (P_{wf}). Es la presión que se desarrolla en la cara de la formación, o sea en la paredes del pozo donde se encuentran los orificios del cañoneo.³¹

³⁰ OilProduction.net, Conceptos de well perfomance, 2008.

³¹ OilProduction.net, Conceptos de well perfomance, 2008.

2.1.4 Presión De Burbuja (P_b). Es la presión en la cual aparece la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.³²

2.1.5 Permeabilidad Del Yacimiento (k). Es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de sus poros, independientemente del tipo que sean. La misma determina el comportamiento del yacimiento y del pozo.

2.1.6 Espesor (h)³³. Es el espesor promedio de la formación permeable, que contiene el área de drenaje por la cual el fluido fluye hacia el pozo.

2.1.7 Radio De Drenaje (r_e). Es la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión la estática, se puede obtener por medio de una prueba de presión.³⁴

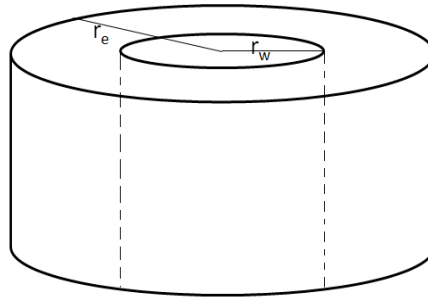
2.1.8 Radio Del Pozo (r_w). Es la medida desde el centro del pozo hasta el diámetro interno de tubing de producción.

³² Calor Banzer, Correlaciones PVT, 1996.

³³ OilProduction.net, Conceptos de well performance, 2008

³⁴ OilProduction.net, Conceptos de well performance, 2008.

Figura 2. Esquema del pozo y formacion adyacente.



Fuente: Applied petroleum reservoir engineering, modificado por los autores.

2.1.9 Densidad Del Petróleo (ρ_o). Se define como la masa por unidad de volumen, debido al contenido de gas, la densidad del petróleo es dependiente de la presión. En condiciones estándar la densidad del petróleo se puede conocer con la gravedad API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Ecuación 16

Dónde:

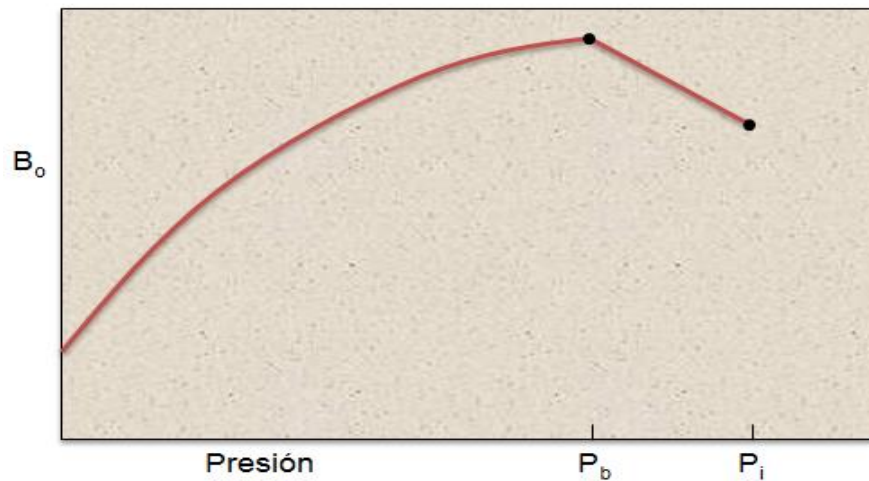
γ_o = Gravedad específica del petróleo.

2.1.10 Factor Volumétrico (B_o). Se define como la relación entre el volumen de petróleo en condiciones de reservorio y el volumen de petróleo en condiciones estándares de superficie.

$$B_o = \frac{(Volumen\ de\ petroleo + Volumen\ de\ gas\ disuelto)@yacimeinto}{Volumen\ de\ petroleo\ @\ estandares} \quad \text{Ecuación 27}$$

El factor de volumen del petróleo siempre es mayor que la unidad, debido a que el petróleo disuelve más gas en condiciones de yacimiento que en condiciones estándares.

Figura 3. Variacion del factor de volumen del petroleo con la presion.

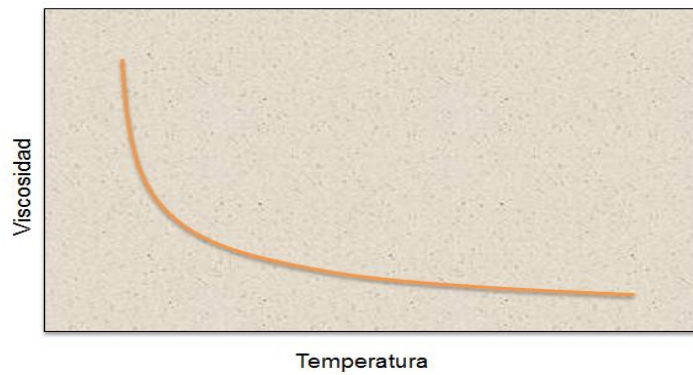


Fuente: Propiedades de la roca y fluidos en reservorios de petróleo, modificado por los autores.

2.1.11 Viscosidad Del Petróleo (μ_o). Es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrece sus moléculas al fluir. En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad, viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada presión y temperatura llevando consigo la cantidad de gas disuelto en él, que puede disolverse a esas condiciones.

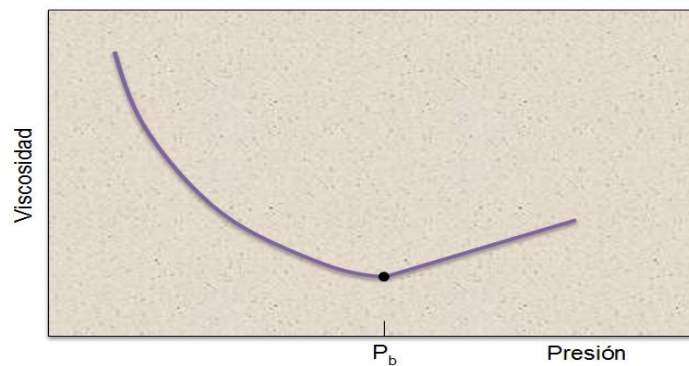
En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

Figura 4. Variación de la viscosidad con la temperatura.



Fuente: Applied petroleum reservoir engineering, modificado por los autores.

Figura 5. Variación de la viscosidad con la presión.



Fuente: Applied petroleum reservoir engineering, modificado por los autores.

2.2. VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA EN LOS MODELOS IPR

Las variables de mayor influencia, son aquellas que repercuten de manera significativa en la predicción de la producción , logrando hacer que esta misma al modificar valores en la variables, presente un alto grado de modificación en su predicción real.

En las siguientes tablas se observa la influencia de estas variables , para cada uno de los modelos utilizados y analizados.

2.2.1. Modelo Klins & Clark. El caudal inicial (Q_o), y la presión de fondo en pozo (P_{wf}), son las variables de mayor influencia para este modelo.

Los porcentajes de influencia de estas variables son significativamente altos, debido a que logran llegar a un 39 % de influencia.

Tabla 1. Porcentaje de variable mas influyentes en el modelo de Klins & Clark.

Variable	%
Qo	2% -39%
Pwf	1,3% - 7,82%

2.2.2. Modelo Gasbarri. La presión de burbuja (P_b), y la gravedad API (API), son las variables de mayor influencia para este modelo.

Los porcentajes de influencia de estas variables son significativamente altos, debido a que logra llegar a un 34.5 % de influencia.

Tabla 2. Porcentaje de variables mas influyente en el modelo de Gasbarri.

Variable	%
Pb	1,8% - 34,5%
API	2,1% - 17,9%

2.2.3. Modelo Ilks & Camacho. La permeabilidad del yacimiento (K_o), y el factor volumetrico (B_o), son las variables de mayor influencia para este modelo.

Los porcentajes de influencia de estas variables son significativamente altos, debido a que logra llegar a un 10,5 % de influencia.

Tabla 3. Porcentaje de variables mas influyentes en el modelo de Ilks & Camacho.

Variable	%
Ko	3,7% -10,5%
Bo	3,3% - 5,19%

2.2.4. Modelo T2. El caudal inicial (Q_o), y la presión de fondo en pozo (P_{wf}), son las variables de mayor influencia para este modelo.

Los porcentajes de influencia de estas variables son significativamente altos, debido a que logran llegar a un 39 % de influencia.

Tabla 4. Porcentaje de variables mas inluyentes parra el modelo T2.

Variable	%
Qo	2,3% - 39%
Pwf	3,8% - 37,4%

3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El modelamiento tiene como objetivo buscar las mejores condiciones de operación, para optimizar la producción en pozos verticales de crudo extrapesado y así tener una mayor eficiencia en los gastos operacionales.

Con los datos obtenidos de pruebas de presión y producción, para desarrollar el modelo de simulación se propone un modelo de fluido con propiedades de un crudo extrapesado, para tres pozos productores verticales con bombeo electrosumergible (BES), a los cuales se les va a evaluar con los cuatro modelos IPR escogidos en el capítulo anterior.

3.1. DATOS DE PRODUCCIÓN

Para el desarrollo de los modelo IPR a usar se cuenta con información de pruebas de presión y pruebas de producción multitasas de cada pozo, previamente seleccionados

Tabla 5. Información de producción pozo UIS 1.

UIS 1	
Ql (bls)	4296,43
Qo (bls)	126
Qw (bls)	4170,43
Qg (MSCF)	131,85
P_{wf} (psi)	131,85
T (°F)	184

Tabla 6. Información de producción pozo UIS 2.

UIS 2	
Ql (bls)	1889,16
Qo (bls)	239,92
Qw (bls)	1649,24
Qg (MSCF)	138,37
P_{wf} (psi)	1109
T (°F)	184

Tabla 7. Información de producción pozo UIS 3.

UIS 3	
Ql (bls)	1199,06
Qo (bls)	187,05
Qw (bls)	1012,01
Qg (MSCF)	138,56
P_{wf} (psi)	748
T (°F)	184

3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Tabla 8. Propiedades del fluido.

BSW	3,58%
GOR	27,109 SCF/STB
SG gas	0,97
SG agua	1,02
°API	7,5
Pb	620 psi
Bo	1.049 bls/bls
Viscosidad	874 cP
K_{ro}	0.54

Tabla 9. Propiedades a condiciones de la presión inicial.

Pinicial	3650 psi
Bo	1.047 bls/bls
Viscosidad	902.7 cP
k_{ro}	0.71

3.3 ESTADO MECANICO DE LOS POZOS

Tabla 10. Estado mecánico del pozo UIS 1.

Pozo UIS 1	OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Profundidad (ft)
Tubing	4 ¹ / ₂	3,958	12,75	5885,72
Tubing	3 ¹ / ₂	2,992	9,3	5928,93
Casing	9 ⁵ / ₈	8,775	43,5	7798
Liner	7	6,276	26	8543

Tabla 11. Estado mecánico del pozo UIS 2.

Pozo UIS 2	OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Profundidad (ft)
Tubing	5 ¹ / ₂	4,950	15,5	1,79
Tubing	3 ¹ / ₂	2,992	9,3	6882,69
Casing	7	6,336	23	8408

Tabla 12. Estado mecánico del pozo UIS 3.

Pozo UIS 3	OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Profundidad (ft)
Tubing	5 ¹ / ₂	4,892	17	4960,97
Tubing	3 ¹ / ₂	2,992	9,3	4979,88
Casing	9 ⁵ / ₈	8,775	43,5	7353
Liner	7	6,276	26	8492

3.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SLA

El sistema de levantamiento artificial que se usa para el desarrollo de la simulación es el sistema de bombeo electro sumergible (BES).

Tabla 13. Condiciones de operación del SLA.

Pozos	Bomba		
	Profundidad. (ft)	Presión de entrada. (psi)	Numero de etapas.
UIS 1	5928,93	2364	54
UIS 2	6776,41	1109	124
UIS 3	4979,88	748	120

3.5 INGRESO DE DATOS DEL MODELO DEL FLUIDO

Para el desarrollo de la simulación se usa una herramienta software, la cual con la información obtenida anteriormente se pueden ingresar los datos y así obtener la curva IPR.

Para el análisis de los datos de las pruebas de producción, se determinan los siguientes modelos IPR a usar:

- ✓ Modelo de Klins & Clark.
- ✓ Modelo de Gasbarri.
- ✓ Modelo de Ilks & Camacho.
- ✓ Modelo T2.

3.5.1 Modelo De Klins & Clark.

1. Para el desarrollo del modelo de Klins & Clark necesitamos conocer la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) y la presión de yacimiento (P_r), las cuales se obtiene de una prueba de presión.

Figura 6. Ingreso de datos iniciales para el modelo de Klins & Clark.

Pr		psi
Pb		psi

2. Con los datos anteriores calculamos el factor de decaimiento (n) adimensional, con la ecuación 4.

Figura 7. Ingreso del factor de decaimiento calculado.

d		Adimensional
---	--	--------------

3. Posteriormente obteniendo el Caudal máximo ($Q_{o\max}$), en pruebas de presión y habiendo calculado el factor de decaimiento, podemos empezar a tabular con la ecuación 3, variando P_{wf} desde la presión del yacimiento hasta una presión igual a cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR de este modelo para curdo extrapesado.

Figura 8. Ingreso del Qomax calculado.

Qomax		BOPD
-------	--	------

Figura 9. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo de Klins & Clark.

Pwf (psi)	Qo (BOPD)
3300	
3000	
2700	
2400	
2100	
1800	
1500	
1200	
900	
600	
300	
100	
50	
0	

3.5.2 Modelo De Gasbarri.

1. Para el desarrollo del modelo de Gasbarri necesitamos conocer la gravedad API ($^{\circ}$ API), del petróleo y su corte de agua (w_c), las cuales se obtiene de una análisis PVT en laboratorio.

Figura 10. Ingreso de datos iniciales para el modelo de Gasbarri.

$^{\circ}$ API		$^{\circ}$ API
WC		%

2. Con los datos anteriores calculamos el coeficiente a , con la ecuación 7, el coeficiente c , con la ecuación 8, el coeficiente m , con la ecuación 9, los cuales son adimensionales.

Figura 11. Ingreso de las variables calculadas.

m		Adimensional
a		Adimensional
c		Adimensional

3. Con los coeficientes calculados y el corte de agua (w_c), reemplazamos estos valores en la ecuación 6, para obtener el coeficiente V del modelo de Gasbarri.

Figura 12. Ingreso de la variable V calculada.

V		Adimensional
-----	--	--------------

4. Posteriormente obteniendo el Caudal máximo (Q_{omax}), en pruebas de presión, la presión de yacimiento (P_r), y habiendo calculado el coeficiente V , podemos empezar a tabular con la ecuación 5, variando P_{wf} desde la presión del yacimiento hasta una presión igual a cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR, para este modelo de crudo extrapesado.

Figura 13. Ingreso del Q_{omax} , calculada y la P_r .

Q_{omax}		BOPD
P_r		psi

Figura 14. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo de Gasbarri.

Pwf (psi)	Qo (BOPD)
3300	
3000	
2700	
2400	
2100	
1800	
1500	
1200	
900	
600	
300	
100	
50	
0	

3.5.3 Modelo De Ilks & Camacho.

1. Para el desarrollo del modelo de Ilks & Camacho necesitamos conocer la permeabilidad del petróleo (k_o), la viscosidad del petróleo (μ_o), el factor volumétrico de formación del petróleo (B_o), los cuales se obtienen de una prueba PVT en laboratorio. Necesitamos conocer estas propiedades a condiciones de la presión inicial del yacimiento y a condiciones de la presión actual del yacimiento.

Figura 15. Ingreso de datos iniciales a condiciones de la presión actual.

Condiciones a presión actual		
Ko		mD
viscosidad		cP
Bo		BBL/BBL

Figura 16. Ingreso de datos iniciales a condiciones de la presión inicial.

Condiciones a la presión inicial		
Ko		mD
viscosidad		cP
Bo		BBL/BBL

2. Conociendo estas propiedades calculamos el factor V del modelo de Ilks & Camacho con la ecuación 11.

Figura 17. Ingreso de la variable V , calculada.

V		Adimensional
-----	--	--------------

3. Posteriormente conociendo el caudal máximo (Q_{omax}), de pruebas de presión, la presión de yacimiento (P_r), podemos empezar a tabular con la ecuación 10, variando P_{wf} desde la presión de yacimiento hasta una presión igual a cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR para el modelo de Ilks & Camacho de crudo extrapesado.

Figura 18. Ingreso del Qomax calculado, y Pr.

Qomax		BOPD
Pr		psi

Figura 19. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo de Ilks & Camacho.

Pwf (psi)	Qo (BOPD)
3300	
3000	
2700	
2400	
2100	
1800	
1500	
1200	
900	
600	
300	
100	
50	
0	

3.5.4 Modelo T2.

1. Para el desarrollo de este modelo necesitamos conocer la permeabilidad relativa del petróleo (k_{ro}), la viscosidad del petróleo (μ_o), el factor volumétrico de formación del petróleo (B_o), los cuales se obtiene en una análisis PVT en laboratorio.

Figura 20. Ingreso de datos iniciales.

kro		mD
viscosidad		cP
Bo		BBL/BBL

2. Conociendo las propiedades anteriores calculamos α , con la ecuación 15.

Figura 21. Ingreso de la variable α calculada.

α		Adimensional
----------	--	--------------

3. Luego con la ecuación 14, calculamos φ .

Figura 22. Ingreso de la variable φ calculada.

φ		Adimensional
-----------	--	--------------

4. Después calculamos el coeficiente V, para el modelo T2, con la ecuación 13.

Figura 23. Ingreso del coeficiente V calculado.

V		Adimensional
---	--	--------------

5. Posteriormente conociendo el caudal máximo (Q_{omax}), de pruebas de presión, y la presión de yacimiento (P_r), podemos empezar a tabular con la ecuación 12, variando P_{wf} desde la presión de yacimiento hasta una presión igual a cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR para el modelo T2 de crudo extrapesado.

Figura 24. Ingreso del Q_{omax} calculado, y P_r .

Q_{omax}		BOPD
P_r		psi

Figura 25. Tabla para calcular y graficar la curva IPR, para el modelo T2.

P_{wf} (psi)	Q_o (BOPD)
3300	
3000	
2700	
2400	
2100	
1800	
1500	
1200	
900	
600	
300	
100	
50	
0	

3.6 CAUDALES MAXIMOS CALCULADO PARA CADA MODELO

Tabla 14. Caudales máximos para el pozo UIS 1.

Qomax	
Klins & Clark	171.732 BOPD
Gasbarri	640.673 BOPD
Ilks & Camacho	484.655 BOPD
T2	405.717 BOPD

Tabla 15. Caudales máximos para el pozo UIS 2.

Qomax	
Klins & Clark	266.372 BOPD
Gasbarri	479.020 BOPD
Ilks & Camacho	376.073 BOPD
T2	345.952 BOPD

Tabla 16. Caudales máximos para el pozo UIS 3.

Qomax	
Klins & Clark	200.455 BOPD
Gasbarri	326.343 BOPD
Ilks & Camacho	248.431 BOPD
T2	234.821 BOPD

3.7 MODELAMIENTO DE LOS POZOS

Con los datos obtenidos en la pruebas y conociendo el procedimiento de ingreso de datos, se prosiguió con el modelamiento de los modelos IPR seleccionados para los tres pozos.

3.7.1 Pozo UIS 1.

Figura 26. Pozo UIS 1, modelo de Klins & Clark

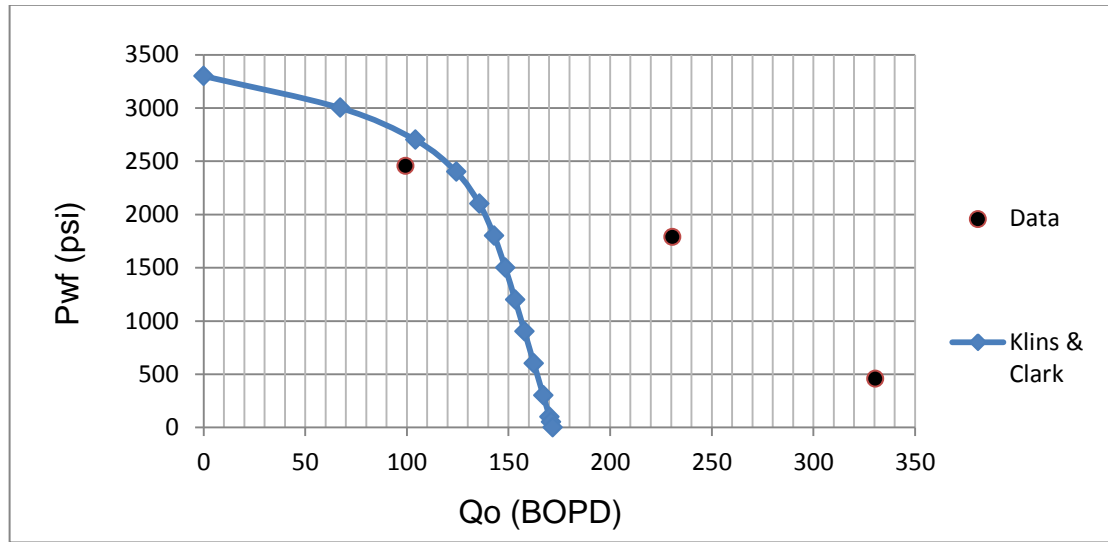


Figura 27. Pozo UIS 1, modelo de Gasbarri.

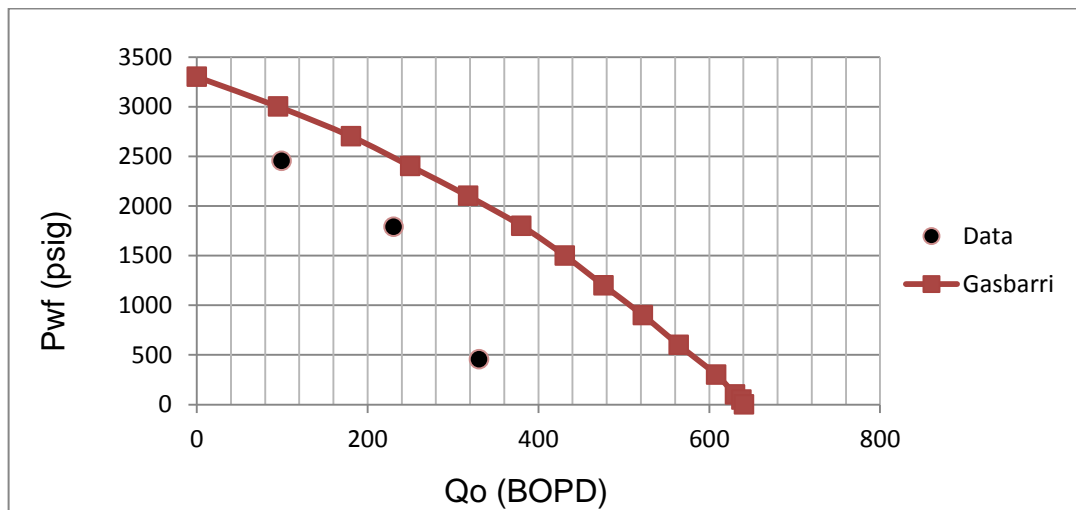


Figura 28. Pozo UIS 1, modelo de Ilks & Camacho.

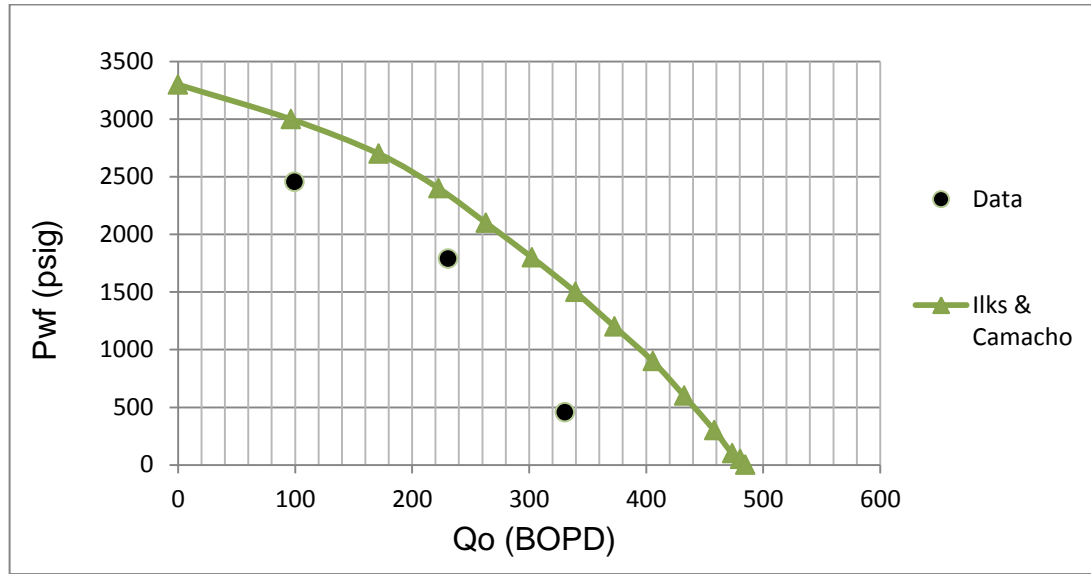
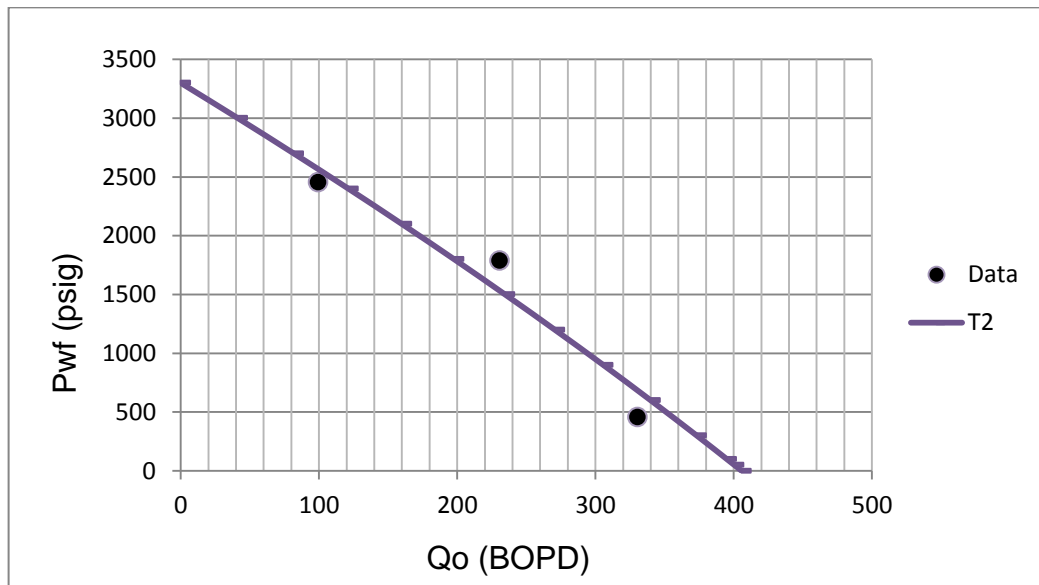


Figura 29. Pozo UIS 1, modelo T2



3.7.2 POZO UIS 2

Figura 30. Pozo UIS 2, modelo de Klins & Clark.

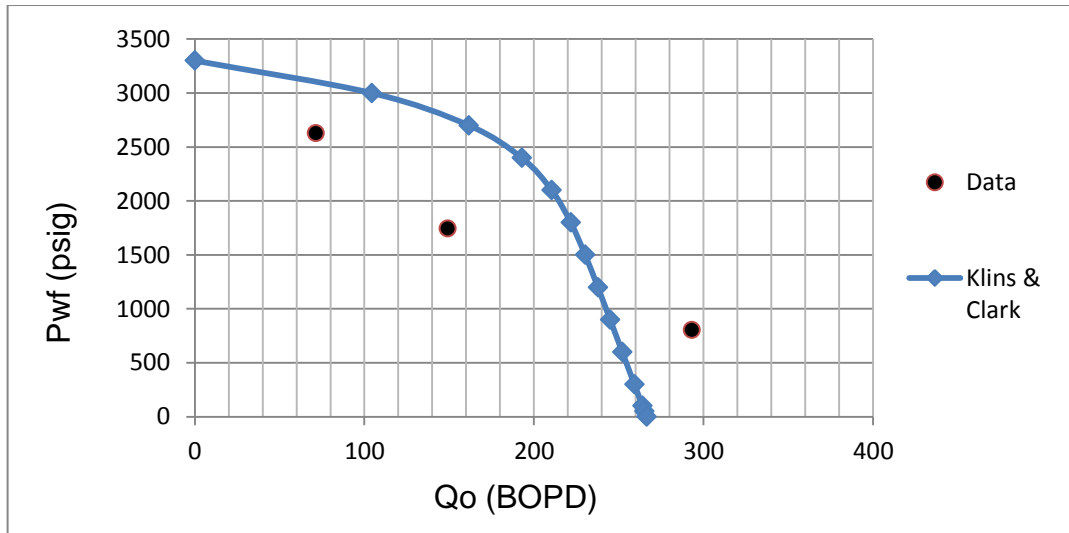


Figura 31. Pozo UIS 2, modelo de Gasbarri.

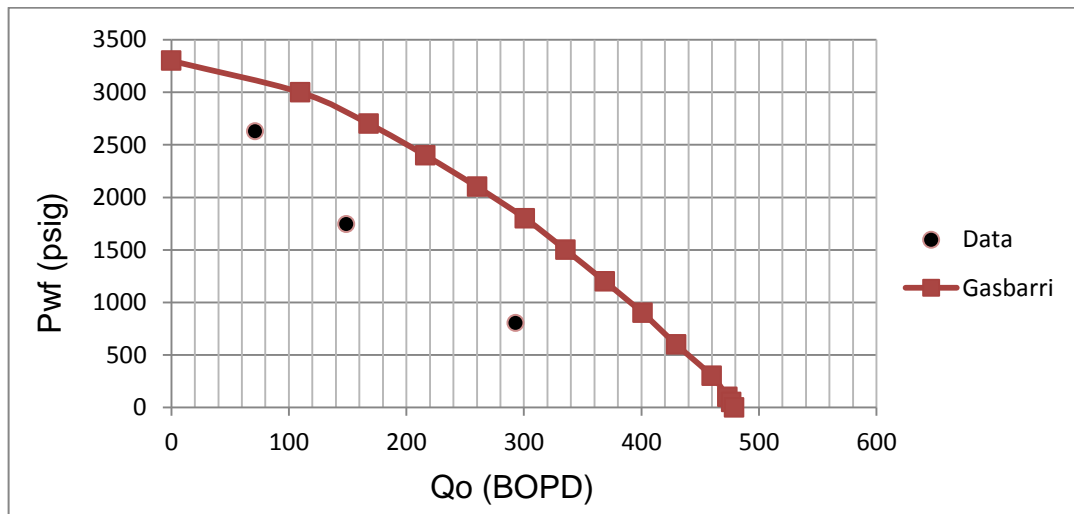


Figura 32. Pozo UIS 2, modelo de Ilks & Camacho.

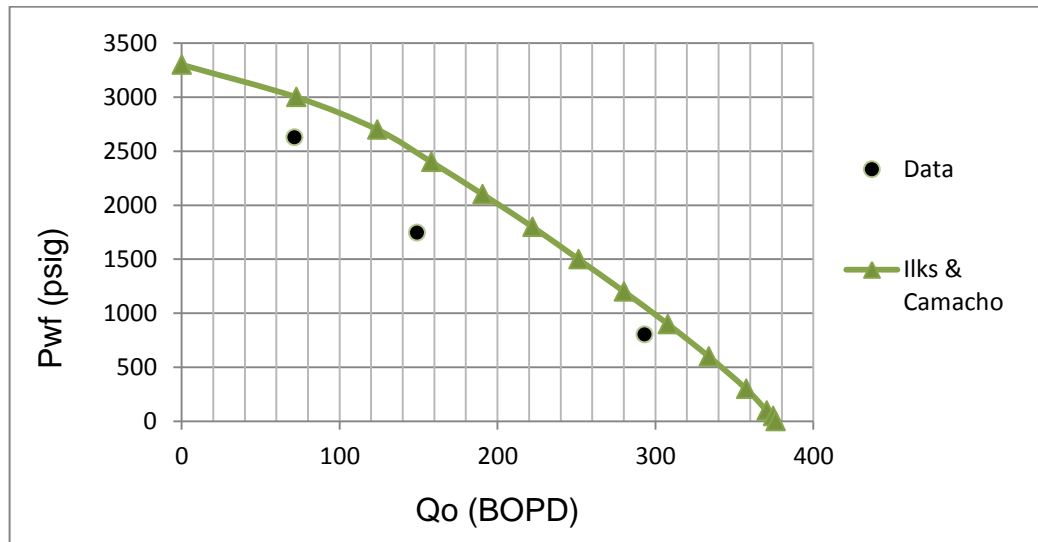
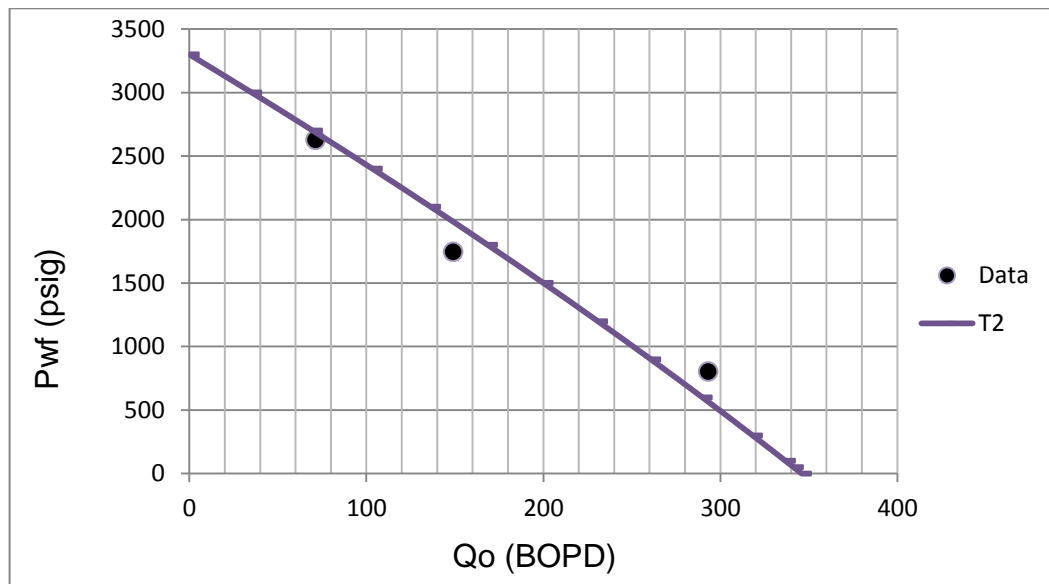


Figura 33. Pozo UIS 2, modelo T2



3.7.3 POZO UIS 3

Figura 34. Pozo UIS 3, modelo de Klins & Clark.

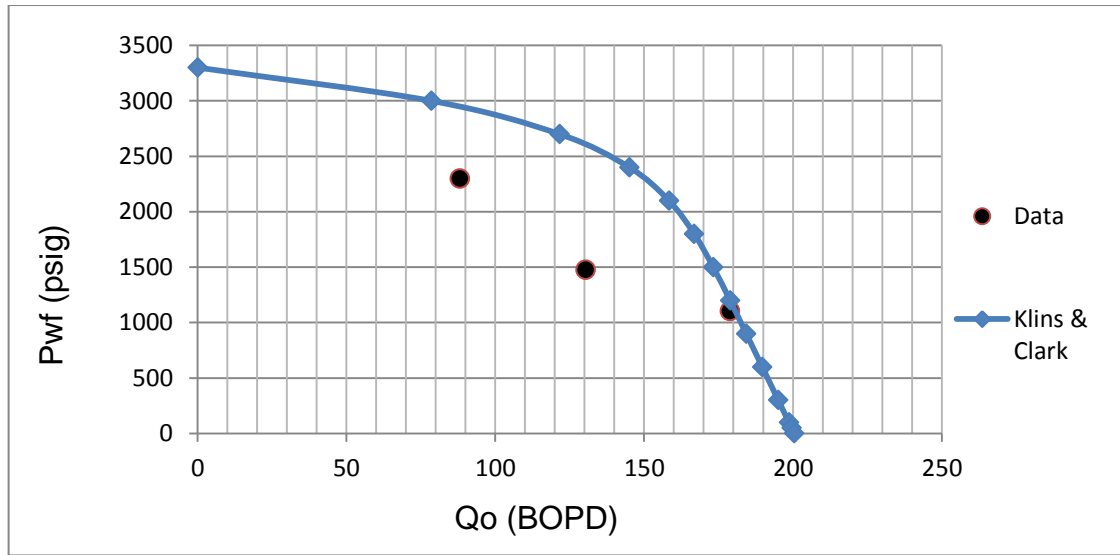


Figura 35. Pozo UIS 3, modelo de Gasbarri.

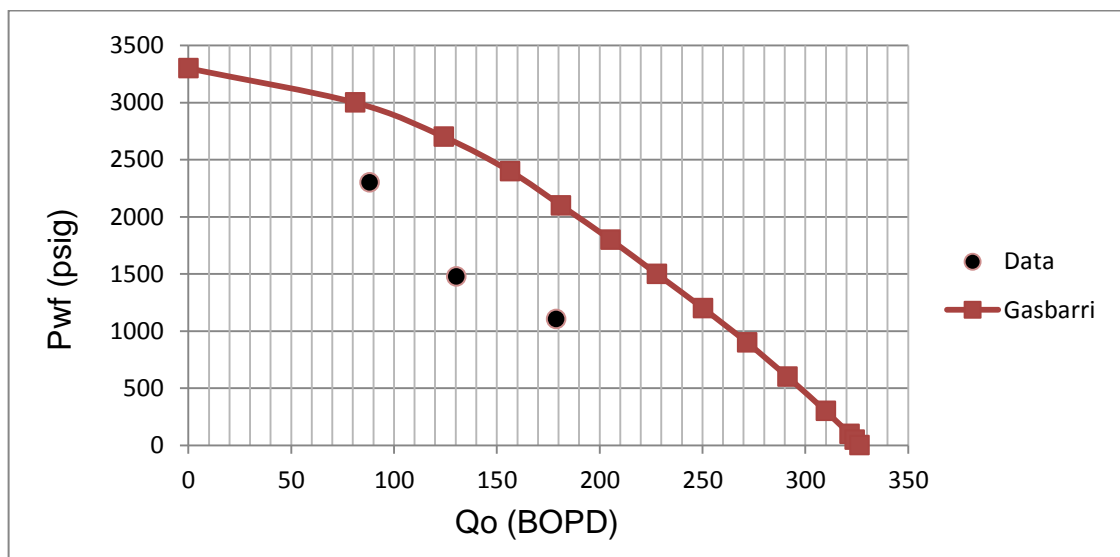


Figura 36. Pozo UIS 3, modelo de Ilks & Camacho.

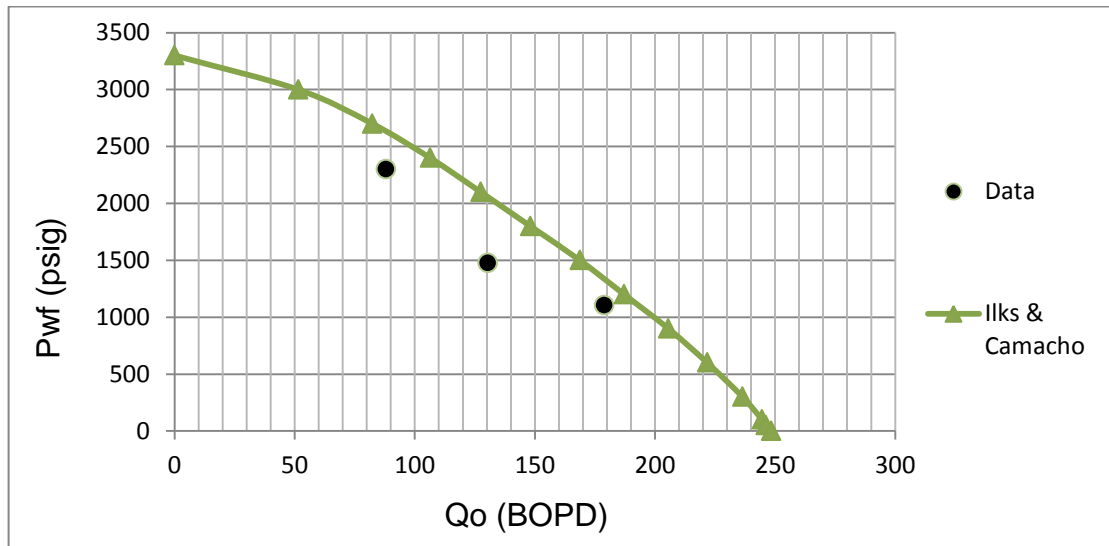
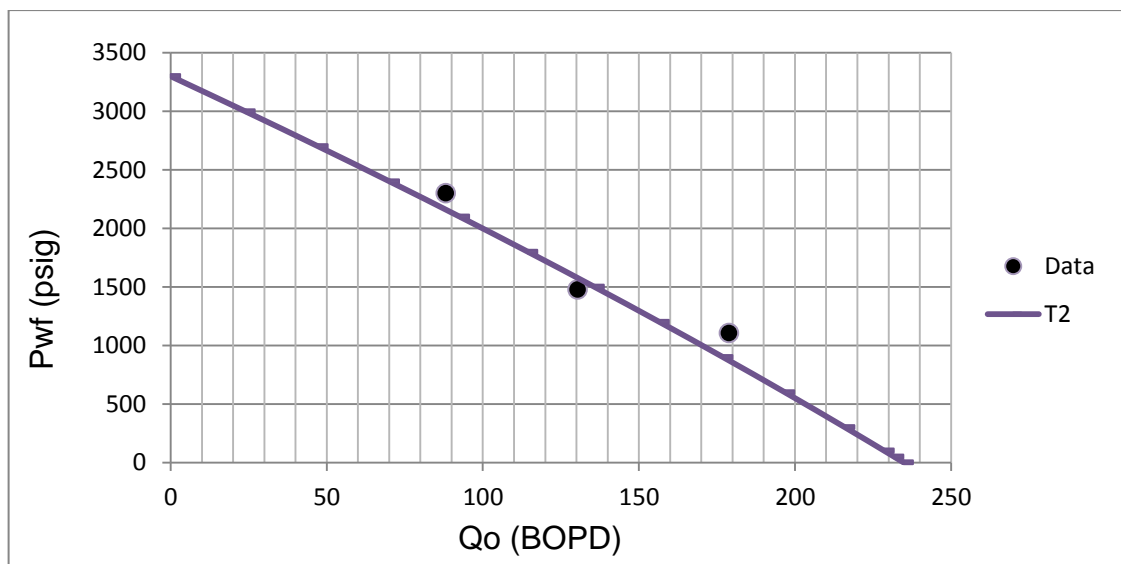


Figura 37. Pozo UIS 3, modelo T2.



4. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS MODELOS IPR

El comportamiento de la productividad de los pozos evaluados, al comparar los resultados obtenidos mediante la simulación de los diferentes modelos IPR seleccionados, logra evidenciar el modelo que mejor se ajusta a las condiciones de crudo extrapesado en pozos verticales de producción.

A través de análisis comparativo y porcentual se logra obtener el modelo que mejor se ajusta al crudo extrapesado para pozos verticales, evaluando tres pozos.

4.1 RESULTADOS OBTENIDOS

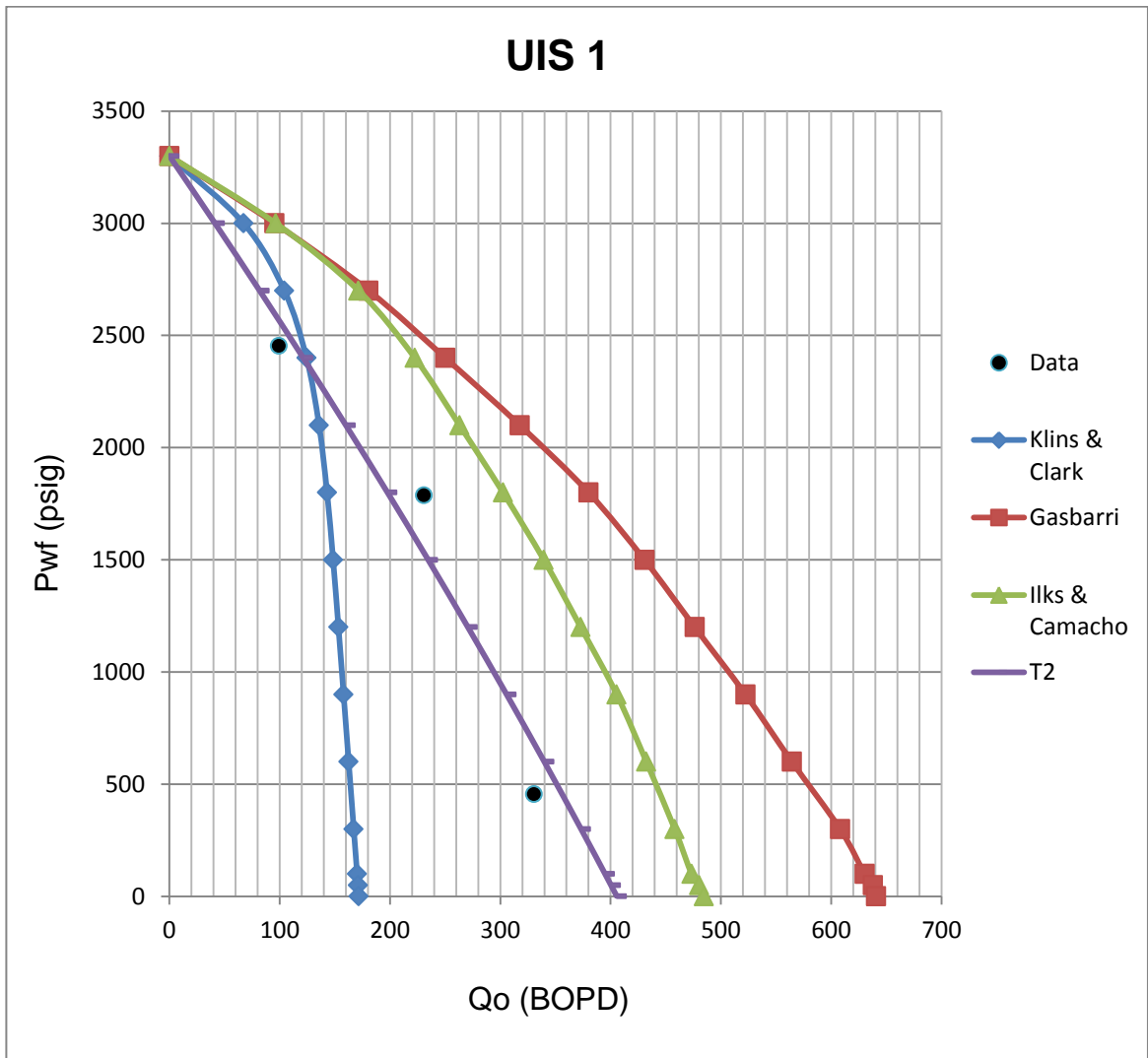
Los resultados que se obtuvieron se analizan gráficamente para evaluar su comportamiento en la curva IPR, en las siguientes graficas se relacionan las curvas IPR de datos de campo y las curvas obtenidas mediante el proceso de simulación.

4.1.1 UIS 1

Tabla 17. Datos UIS 1.

Pwf (psig)	Qo (BOPD)			
	Klins & Camacho	Gasbarri	Ilks & Camacho	T2
3300	0	0	0	0
3000	67.273	95.324	96.408	41.327
2700	104.194	180.582	171.424	81.765
2400	124.290	250.163	222.576	121.314
2100	135.677	317.704	263.063	159.974
1800	142.925	380.042	302.452	197.746
1500	148.413	430.842	339.471	234.630
1200	153.257	476.309	372.902	270.624
900	157.909	522.365	405.609	305.730
600	162.521	564.439	432.431	339.948
300	167.126	608.215	458.167	373.277
100	170.197	630.408	473.439	395.002
50	170.964	637.901	480.338	400.372
0	171.732	640.673	484.655	405.717

Figura 38. Resultado UIS 1.

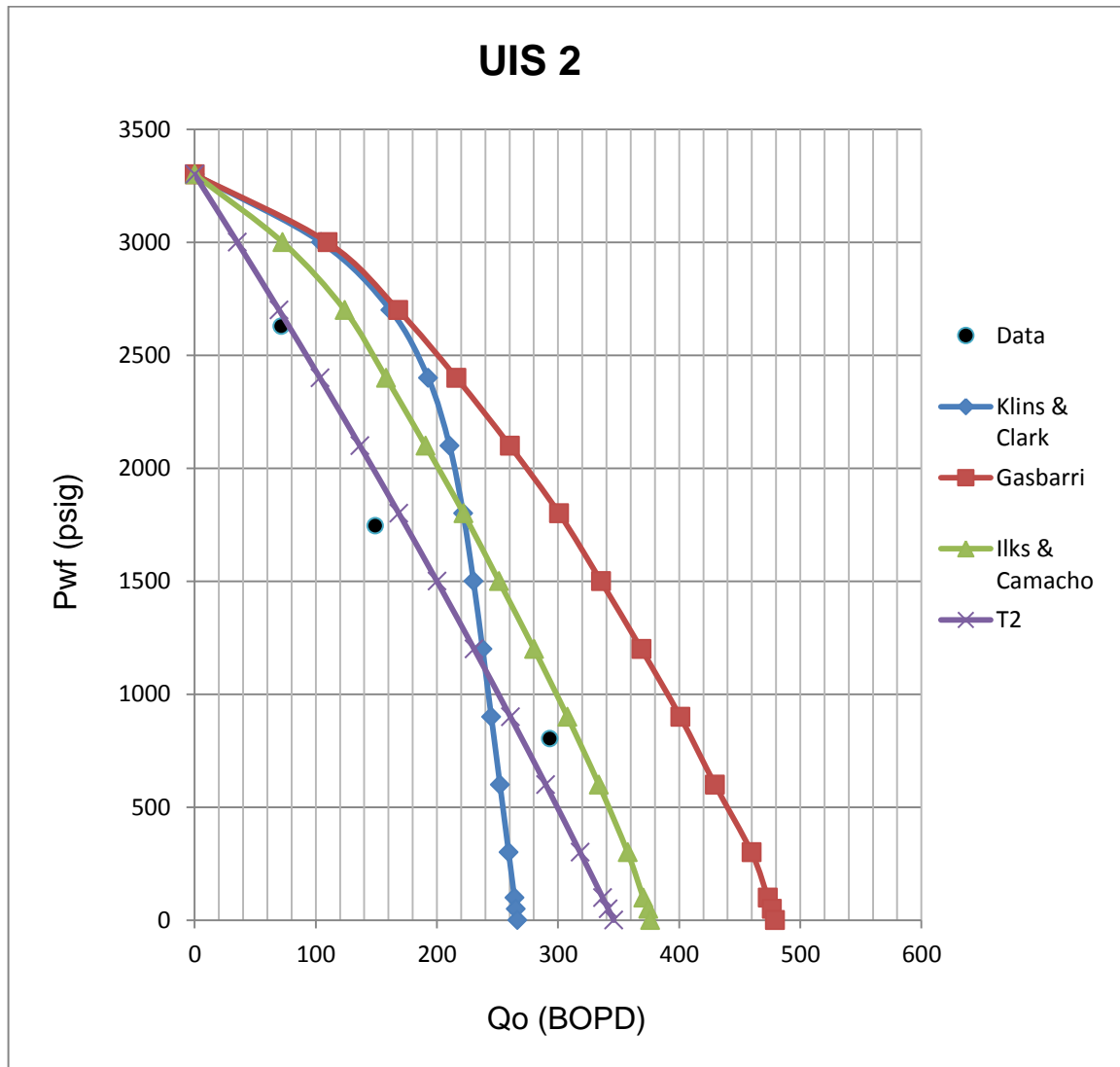


4.1.2 UIS 2

Tabla 18. Datos UIS 2.

Pwf	Qo (BOPD)			
	Klins & Camacho	Gasbarri	Ilks & Camacho	T2
3300	0	0	0	0
3000	104.347	109.611	72.569	35.239
2700	161.614	168.008	123.863	69.720
2400	192.786	216.119	158.084	103.444
2100	210.448	260.166	190.621	136.409
1800	221.690	300.926	222.086	168.617
1500	230.203	335.474	251.276	200.067
1200	237.716	368.808	280.186	230.760
900	244.932	400.930	307.823	260.694
600	252.085	429.567	333.752	289.871
300	259.229	459.824	357.467	318.291
100	263.991	473.216	370.391	336.816
50	265.182	476.535	374.458	341.394
0	266.372	479.020	376.073	345.952

Figura 39. Resultados UIS 2.

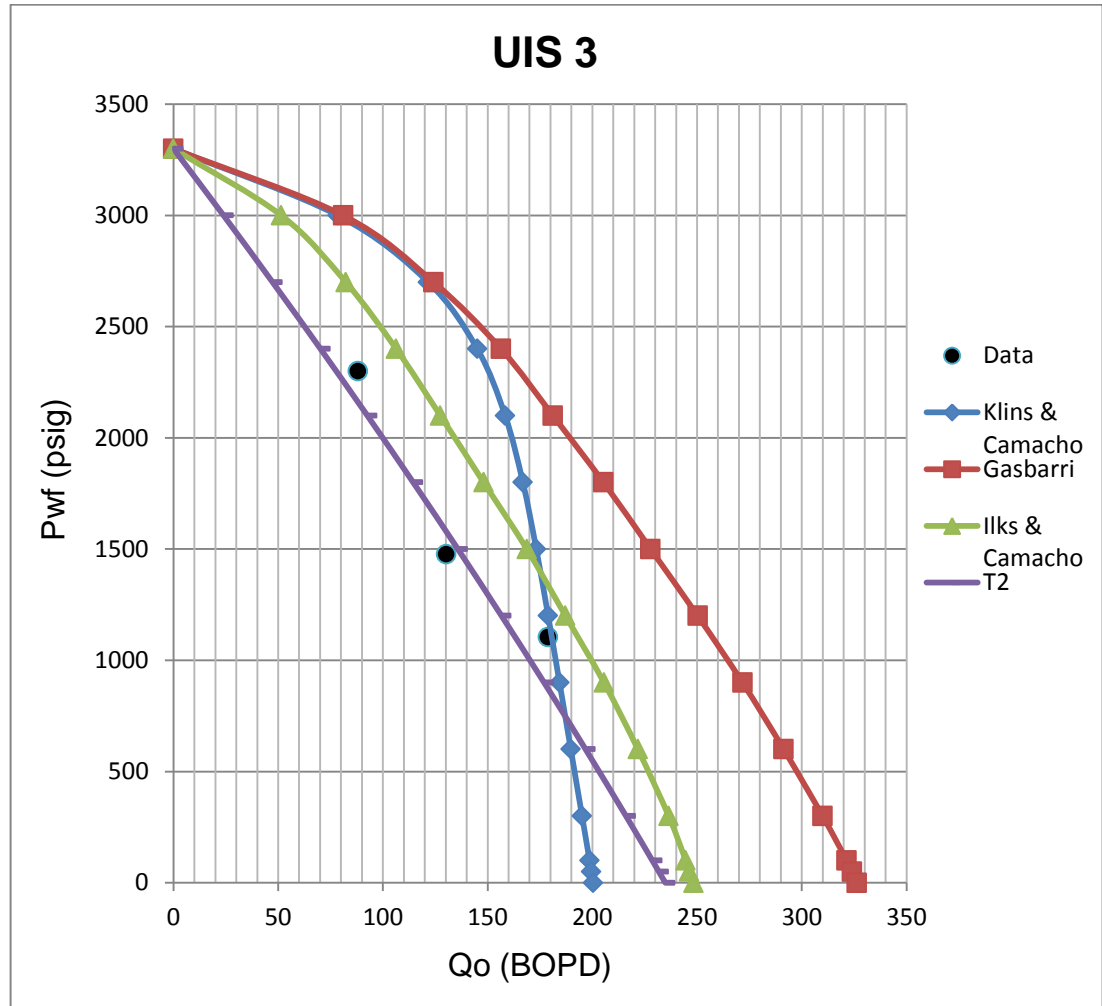


4.1.3 UIS 3

Tabla 19. Datos UIS 3.

Pwf	Qo (BOPD)			
	Klins & Clark	Gasbarri	Ilks & Camacho	T2
3300	0	0	0	0
3000	78.525	81.084	51.503	23.919
2700	121.621	124.224	82.317	47.324
2400	145.079	156.409	106.352	70.214
2100	158.370	181.194	127.431	92.590
1800	166.830	205.327	148.088	114.452
1500	173.237	227.821	168.726	135.800
1200	178.890	250.312	187.177	156.633
900	184.321	271.702	205.551	176.951
600	189.703	291.346	221.732	196.756
300	195.080	309.932	236.433	216.046
100	198.663	321.455	244.567	228.620
50	199.559	324.043	246.184	231.728
0	200.455	326.343	248.431	234.822

Figura 40. Resultados UIS 3.



Al comparar el comportamiento de cada modelo IPR, para los tres pozos evaluados con la data real de cada pozo, se puede evidenciar que el modelo que presenta mayor ajuste para pozos productores verticales de crudo extrapesado es el modelo T2, este modelo graficamente tiene mayor cercanía al comportamiento real de los tres pozos estudiados.

El modelo T2 presenta mayor ajuste en la producción de pozos verticales de crudo extrapesado, debido a que este modelo fue determinado mediante el estudio de condiciones reales de crudo extrapesado medidas en campo durante pruebas de producción.

El modelo T2 presenta menor porcentaje de error en la producción de los pozos verticales de crudo extrapesado con relación a los otros modelos IPR, siendo este el modelo adecuado para usarlo en la predicción de producción para este crudo en diferentes zonas del país.

Figura 41. Porcentaje de error para cada modelo IPR, para el pozo UIS 1.

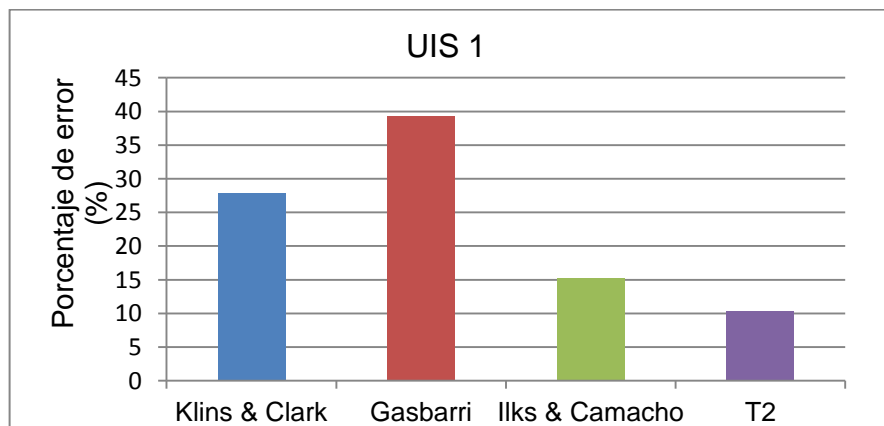


Figura 42. Porcentaje de error para cada modelo IPR, para el pozo UIS 2.

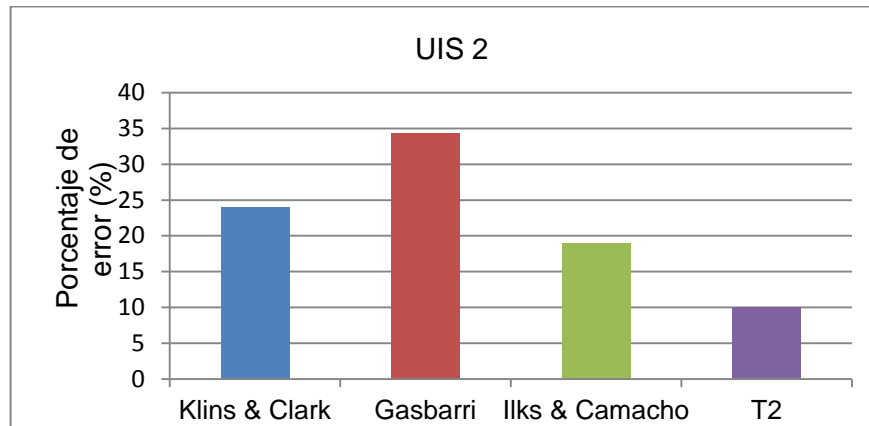
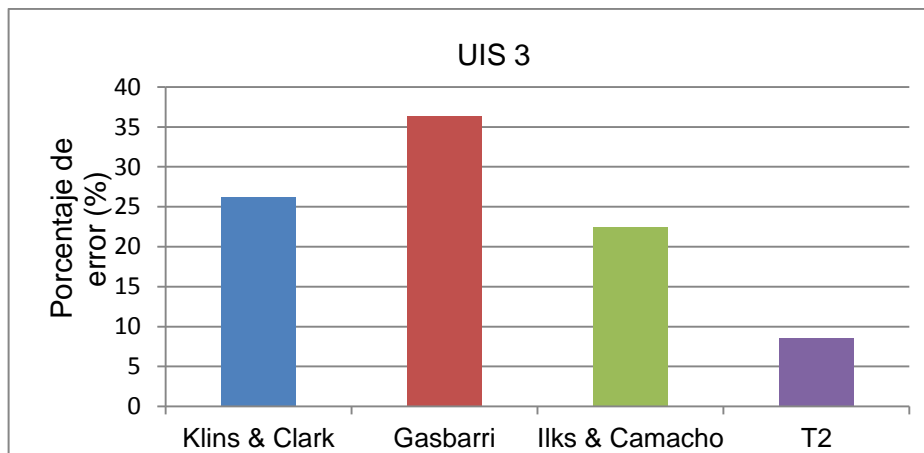


Figura 43. Porcentaje de error para cada modelo IPR, para el pozo UIS 3.



5. CONCLUSIONES

- ✓ Con base a datos de producción, datos petrofísicos y datos de presión, se logró establecer que el modelo IPR T2, es el modelo que mayor ajuste tiene para determinar el IPR en pozos productores verticales de crudo extrapesado.
- ✓ El tener una buena caracterización y condiciones del pozo, es determinante, para predecir la producción de un pozo mediante los modelos IPR, siendo esta una herramienta de gran ayuda.
- ✓ Es importante saber cuales son las variables de mayor influencia en cada modelo, esto permite que la predicción de producción de un pozo tenga sentido físico, y disminuya el porcentaje de error en la misma.
- ✓ La veracidad del valor de cada parámetro es fundamental para la obtención resultados acertados, debido a que se utiliza un simulador como medio de predicción.
- ✓ Finalmente este trabajo puede servir como base para evaluar campos de crudo extrapesado, de pozos desviados u horizontales.

BIBLIOGRAFIA

DÍAZ, Ricardo. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Quimica. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2009. 217p.

GIL, Javier, Optimización de la producción de los pozos con levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible del campo Yarigui-Cantagallo utilizando la técnica de análisis nodal. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Quimica. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2010. 243p.

GÓMEZ, Claudia y BOHÓRQUEZ, Ferney. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimine. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Quimica. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2010. 220p.

LARA, Monica y TOLOSA, Norida. Optimización de la producción de los pozos asociados a la estación del campo Llanito de Ecopetrol S.A utilizando el método de análisis nodal. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Quimica. Escuela de Ingeniería de Petroleos. 2012. 227p.

ORTIZ, Jenifer y JIMÉNEZ, Edith. Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal.

Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011. 206p.

ROMERO, Carlos y BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012. 317p.

GUARÍN, Flaminio. Determinación de un modelo de flujo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad, caso formación San Fernando. Tesis de Maestría. Bucaramnaga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011. 143p.

CURTIS, Carl y KOPPER, Robert. Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield review. 2003. p.32-55.

ALBOUDWAREJ, Hussein y TAYLOR, Shawn. La importancia del petróleo pesado. Oilfield review 2006. p. 38-59.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 1984. 588p.

T.E.W, Nind. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Ontario Canada. 1987. 484p.

B.C, Craft y M.F, Hawkins. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Louisiana. 1991. 431p.